

Regenerative Energieversorgung einer Industrieregion

Chancen – Potenziale – Grenzen

M. Tragner et al.

Berichte aus Energie- und Umweltforschung

52/2007

Impressum:

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

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

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

Regenerative Energieversorgung einer Industrieregion

Chancen – Potenziale – Grenzen

Projektleiter

DI Dr. Manfred Tragner
FH JOANNEUM Kapfenberg

ProjektmitarbeiterInnen

DI Dr. Matthias Theißing, DI (FH) Alois Kraußler,
DI (FH) Martin Schloffer, DI (FH) Daniel Schuster
FH JOANNEUM Kapfenberg

DI Dr. Ingrid Theißing-Brauhart
Technisches Büro Theißing-Brauhart

Kapfenberg, Juli 2007

Ein Projektbericht im Rahmen der Programmlinie



Impulsprogramm Nachhaltig Wirtschaften

Im Auftrag des Bundesministeriums für Verkehr, Innovation und Technologie

Projektleiter

DI Dr. Manfred Tragner
FH JOANNEUM Kapfenberg
Werk-VI-Straße 46
A-8605 Kapfenberg
+43 3862 33600-6312
manfred.tragner@fh-joanneum.at
www.fh-joanneum.at/isw

Projektmitarbeiter

DI Dr. Matthias Theißing
FH JOANNEUM Kapfenberg
Werk-VI-Straße 46
A-8605 Kapfenberg

DI Dr. Ingrid Theißing-Brauhart
Technisches Büro Theißing-Brauhart
Oeverseegasse 31a
A-8020 Graz
+43 316 812994
theissing@sime.com

DI (FH) Alois Kraußler
FH JOANNEUM Kapfenberg
Werk-VI-Straße 46
A-8605 Kapfenberg

DI (FH) Martin Schloffer
FH JOANNEUM Kapfenberg
Werk-VI-Straße 46
A-8605 Kapfenberg

DI (FH) Daniel Schuster
FH JOANNEUM Kapfenberg
Werk-VI-Straße 46
A-8605 Kapfenberg

Beteiligte Firmen und Institutionen

Böhler Edelstahl GmbH
Mariazellerstrasse 25
A-8605 Kapfenberg

LKH Bruck an der Mur
Tragösser Straße 1
A-8600 Bruck an der Mur

Mürztaler Verkehrsgesellschaft mbH
Wiener Strasse 42
A-8605 Kapfenberg

Norske Skog Bruck GmbH
Fabriksgasse 10
A-8600 Bruck an der Mur

Stadtgemeinde Kapfenberg
Koloman-Wallisch-Platz 1
A-8605 Kapfenberg

Stadtgemeinde Bruck an der Mur
Koloman-Wallisch-Platz 1
A-8600 Bruck an der Mur

Stadtwerke Bruck an der Mur
Stadtwerkestrasse 9
A-8600 Bruck an der Mur

Stadtwerke Kapfenberg GmbH
Stadtwerkestrasse 6
A-8605 Kapfenberg

Steirische Gas-Wärme GmbH
Gaslaternenweg 4
A-8041 Graz

Voestalpine Austria Draht GmbH
Bahnstrasse 2
A-8600 Bruck an der Mur

Vorwort

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

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

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

Dipl. Ing. Michael Paula

Leiter der Abt. Energie- und Umwelttechnologien

Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie

INHALT

1	Einleitung	11
1.1	Kurzbeschreibung des Aufbaus des Endberichts	11
1.2	Motivation	12
1.3	Allgemeine Einführung in die Thematik.....	13
1.4	Beschreibung der Vorarbeiten zum Thema	14
1.5	Fokus/Schwerpunkte der Arbeit	18
1.6	Einpassung in die Programmlinie.....	19
2	Ziele des Projektes.....	20
3	Verwendete Methoden und Daten	21
3.1	Recherche.....	21
3.1.1	Situation der Integration erneuerbarer Energien bereits bestehender repräsentativer „energieautarker“ Regionen.....	22
3.1.2	Energiebedarf der Industrieregion Bruck an der Mur / Kapfenberg	22
3.1.3	Potenzial verfügbarer regionaler Energieträger	24
3.1.4	Effizienzsteigerungspotenzial	29
3.1.5	Umwandlungstechnologien der Energieträger.....	29
3.2	Bewertung und Analyse	30
3.3	Erarbeiten der Schlussfolgerungen (Ableiten allgemein anwendbarer Aussagen und Rahmenbedingungen).....	30
4	Stand der Technik und Innovationsgehalt.....	31
4.1	Beschreibung des Standes der Technik	31
4.1.1	Allgemeines zu Energiesystemen.....	31
4.1.2	Energiesystem – Industrieregion Bruck an der Mur / Kapfenberg	32
4.1.3	Bestehende Modellregionen	34
4.2	Beschreibung der Neuerungen sowie deren Vorteile gegenüber dem Ist-Stand.....	35
5	Beschreibung der Projektergebnisse nach Arbeitspaketen	36
5.1	Arbeitspaket 1: Ist-Analyse der Industrieregion	36
5.1.1	Charakteristika der Industrieregion.....	36

5.1.2	Energiebedarf der Industrieregion	42
5.1.2.1	Strom	42
5.1.2.2	Erdgas.....	47
5.1.2.3	Treibstoffe	52
5.1.2.4	Sonstige Energieträger zur Wärmebereitstellung	54
5.1.2.5	Gesamtenergie	55
5.1.2.6	CO ₂ -Ausstoß	58
5.2	Arbeitspaket 2: Potenzialanalyse der Industrieregion und Analyse bestehender Modellregionen.....	60
5.2.1	Erhebung bei bestehenden Modellregionen	60
5.2.1.1	Auland Carnuntum	60
5.2.1.2	Güssing	65
5.2.1.3	Strukturvergleich der Region Bruck an der Mur / Kapfenberg mit den Modellregionen Auland Carnuntum und Güssing	71
5.2.2	Potenzial erneuerbarer und regional verfügbarer Energieträger in der Industrieregion und deren unmittelbarem regionalen Umfeld.....	72
5.2.2.1	Windkraft.....	73
5.2.2.2	Wasserkraft.....	80
5.2.2.3	Solarenergie.....	86
5.2.2.4	Biomassennutzung	95
5.2.2.5	Altspeiseöle und Fette	96
5.2.2.6	Brennbare Abfälle	96
5.2.2.7	Umgebungswärme.....	97
5.2.2.8	Industrielle Abwärme	98
5.2.3	Effizienzsteigerungspotenzial	99
5.2.3.1	Strom	99
5.2.3.2	Erdgas.....	99
5.2.3.3	Treibstoffe	100
5.2.3.4	Wärme	100
5.2.3.5	KWK-Technologie	101
5.3	Arbeitspaket 3: Erarbeitung der Umsetzungsfaktoren	102
5.3.1	Kennzahlen.....	102
5.3.1.1	Versorgungsgrad	102
5.3.1.2	Bedarfsdeckungsgrad.....	103
5.3.2	Zusammenführung und Abgleich von Energieangebot und Energiebedarf in der Industrieregion Bruck an der Mur / Kapfenberg.....	104
5.3.2.1	Windkraft.....	106

5.3.2.2	Wasserkraft.....	107
5.3.2.3	Solarenergie.....	110
5.3.2.4	Biomasse/Abfall	112
5.3.2.5	Umgebungswärme	113
5.3.2.6	Gesamtpotenzial erneuerbarer Energieträger (inklusive Abfall)	113
5.3.3	Erfolgsfaktoren und Barrieren.....	115
5.3.3.1	Allgemeine Erfolgsfaktoren und Barrieren	115
5.3.3.2	Erfolgsfaktoren und Barrieren bestehender Modellregionen.....	117
5.3.3.3	Windenergie	118
5.3.3.4	Wasserkraft.....	119
5.3.3.5	Solarthermie.....	119
5.3.3.6	Photovoltaik	120
5.3.3.7	Biomasse	121
5.3.3.8	Abfall	122
5.3.3.9	Industrielle Abwärme	122
5.3.3.10	Energieeffizienz	123
5.3.4	Energiesystemmix	124
5.4	Arbeitspaket 4: Finden allgemeiner Aussagen.....	128
6	Detailangaben in Bezug auf die Ziele der Programmlinie	131
6.1	Beitrag zum Gesamtziel der Programmlinie und den sieben Leitprinzipien nachhaltiger Technologieentwicklung	131
6.2	Einbeziehung der Zielgruppen und Berücksichtigung ihrer Bedürfnisse im Projekt.....	132
6.3	Beschreibung der Umsetzungspotenziale für die Projektergebnisse	133
7	Schlussfolgerungen zu den Projektergebnissen	134
7.1	Was sind die im Projekt gewonnen Erkenntnisse für das Projektteam?	134
7.2	Wie arbeitet das Projektteam mit den erarbeiteten Ergebnissen weiter?	135
7.3	Für welche andere Zielgruppen sind die Projektergebnisse relevant und interessant und wer kann damit wie weiterarbeiten?	135
8	Ausblick/Empfehlungen.....	136
8.1	Wo liegen die Chancen/Schwierigkeiten/Risiken bei der Realisierung/Umsetzung in Richtung Demonstrationsprojekt?	136
8.2	Empfehlungen für weiterführende Forschungs- und Entwicklungsarbeit.....	137

KURZFASSUNG

Energiewirtschaftliche Modellsysteme in Demonstrationsregionen hinsichtlich des Einsatzes von erneuerbaren Energieträgern entwickeln sich meist in industrieschwachen Regionen. Ein Grund ist ein im Vergleich zu einer Industrieregion niedrigerer Energiebedarf, der mit den regional verfügbaren, erneuerbaren Energieträgern gedeckt werden kann. Energiebedarf, Energieversorgungsstruktur bzw. Lastcharakteristik von Industrieregionen unterscheiden sich wesentlich von jenen industrieschwacher Regionen.

Aus obigen Überlegungen ergeben sich folgende Fragestellungen:

Welche Bedingungen sind günstig, um eine Industrieregion mit regenerativen Energieträgern zu versorgen, beziehungsweise bis zu welchem Grad ist dies möglich?

Gibt es (mittelfristig) Grenzen, die eine ganzheitliche Substitution fossiler Energieträger durch regenerative Rohstoffe ausschließen?

Das Hauptziel dieses Projektes ist eine Analyse der Erfolgsfaktoren und Barrieren für eine längerfristige Umstellung des Systems im Sinne einer nachhaltigen Energieversorgung der Industrieregion Bruck an der Mur / Kapfenberg.

In diesem Zusammenhang wurden bestehende Modellregionen hinsichtlich deren Energiestrukturen sowie Erfolgsfaktoren und Barrieren bei der Entstehung analysiert. In der Industrieregion Bruck an der Mur / Kapfenberg wurde der Bedarf an Endenergieformen (Strom, Wärme, Treibstoffe) und deren Bereitstellung durch Primärenergieträger erhoben. Dieser Energieeinsatz wurde in weiterer Folge dem Potenzial an regional verfügbaren, regenerativen Energieträgern gegenübergestellt. Die erzielten Ergebnisse zeigen technologisch mögliche sowie wirtschaftlich sinnvolle Potenziale auf, die zur Deckung des Energiebedarfs der Industrieregion beitragen können. Daraus folgen Empfehlungen über einen sinnvollen Einsatz erneuerbarer Energieträger in Regionen mit hohem Industrieanteil und Energiebedarf.

Der Endenergiebedarf pro Einwohner und Jahr in der betrachteten Industrieregion Bruck an der Mur / Kapfenberg beträgt im Vergleich zu Modellregionen in industrieschwachen Regionen das 2- bis 4-fache. Der gesamte Endenergiebedarf der Industrieregion beträgt ca. 3.050 GWh pro Jahr (2005). Dabei zeichnen die ansässigen Industriebetriebe im Falle von Strom und Erdgas für ca. 90 % des Bedarfs verantwortlich. Dem gegenüber stehen Potenziale an erneuerbarer Energie von ca. 732 GWh pro Jahr (ca. 24 % des gesamten Endenergiebedarfs). Der Anteil der erneuerbaren Energieträger an der Deckung des Endenergiebedarfs beträgt aktuell ca. 22,5 %. Selbst bei Ausnutzung sämtlicher Potenziale an erneuerbarer Energie müssten weiterhin ca. 69 % des gesamten Endenergiebedarfs mittels auf fossilen Ressourcen basierender Energie gedeckt werden.

Im Rahmen der Projektdurchführung hat sich gezeigt, dass ein intensiver Abstimmungsbedarf zwischen den einzelnen potenziellen Energieträgern besteht, da diverse Konkurrenzbeziehungen zwischen den Energieträgern die Potenziale gegenseitig beeinflussen.

Eine große Barriere in Verbindung mit der Implementierung von erneuerbaren Energieträgern stellt die Tatsache dar, dass (teilweise) entsprechende Werkzeuge fehlen, damit bestimmte Potenziale an regenerativen Ressourcen erhoben und effizient aufeinander abgestimmt werden können.

Für energieintensive Regionen kann es sinnvoll sein die Systemgrenzen bezüglich des Einzugsgebietes regenerativer Energieträger auszuweiten, und eine koordinierte überregionale Planung durchzuführen.

Aufgrund derzeitiger Energiebezugspreise ist es für die Industrie nicht wirtschaftlich in eine Energieversorgung auf Basis erneuerbarer Energieträger zu investieren.

Energieintensive Industrieregionen können aus wirtschaftlichen Überlegungen und mangels verfügbarer Alternativen auch in absehbarer Zukunft nur mit einem wesentlichen Anteil an Energie, die außerhalb des Systems / der Region aufgebracht wird, versorgt werden.

ABSTRACT

Energy-economic model systems in demonstration regions concerned with the usage of renewable energy sources are usually developed in regions with a low industry contingent. One reason is the lower energy demand in comparison with an industrial region which can be supplied by the local available renewable energy sources. Energy demand, supply structure and load characteristic of industrial regions differ essentially from those of regions with a lower industry share.

From the reflections above the following questions arise:

Which conditions are favourable, in order to supply an industrial region based on renewable energy sources?

Are there (medium-term) restrictions, which prevent a complete substitution of fossil energy sources by renewables?

The main goal of this project is an analysis of the factors of success and barriers for a long-term conversion of the system in regard to a sustainable energy supply of the industrial region Bruck an der Mur / Kapfenberg.

In this content existing model regions were analysed regarding energy structures as well as factors of success and barriers of their development. In the industrial region Bruck an der Mur / Kapfenberg the demand of end energy (electricity, heat, fuels) and the primary energy supply was identified. Subsequently this usage of energy was compared to the potential of the renewable energy sources available locally. The results achieved show the technological as well as the economical potential, which can be used for the supply of the energy demand of the industrial region. Finally recommendations about the reasonable usage of renewable energy sources in industrialised regions have been worked out.

The demand of end energy per inhabitant and year in the industrial region considered, Bruck an der Mur / Kapfenberg, is compared to the model regions with a lower industry share two to four times higher. The entire energy requirement of the industrial region amounts to approximately 3,050 GWh per year (2005). The industrial plants are responsible for about 90 % of the total demand of electricity and natural gas. By contrast, there is a potential of renewable energy of about 732 GWh per year (about 24 % of the entire end energy demand). The amount of renewable energy for the supply of the end energy demand currently accounts for about 22.5 %. Even if the total potential of renewable energy is used, about 69 % of the entire energy demand still would have been supplied by fossil resources.

Within the scope of the project execution a high demand of adjustment was identified between the potential of renewables, because several competitive interactions exist.

A considerable barrier in connection with the introduction of renewables is the fact that, in part, suitable tools needed to identify certain potentials of renewables and to adjust them efficiently are missing.

To introduce renewables in regions with a high energy demand, the system must be extended to gather the required energy. Additionally, a supra-regional and centralised coordination of the renewables usage should be carried out.

As a result of current prices for energy supply an investment in renewable energy is not cost effective for industry.

Even in the near future the energy supply of energy-intensive industrial regions will occur with a significant part of energy produced outside of the system / region, because of economic considerations and because of missing alternatives.

ZUSAMMENFASSUNG

Motivation

Auf Grund des wesentlich geringeren Energiebedarfs entwickeln sich energiewirtschaftliche Demonstrationsregionen auf Basis erneuerbarer Energieträger hauptsächlich in industrieschwachen Regionen. Energieintensive Industrieregionen können jedoch aus wirtschaftlichen Überlegungen und mangels verfügbarer Alternativen auch in absehbarer Zukunft nur mit einem wesentlichen Anteil an Energie, die außerhalb des Systems / der Region aufgebracht wird versorgt werden. Bedingt durch die Unterschiede der Energieversorgungsstruktur bzw. der Lastcharakteristik zwischen einer Industrieregion und einer industrieschwachen Region kann im Falle der Industrieregion die Einbindung erneuerbarer Technologien wesentlich schwieriger sein.

Inhalte und Zielsetzung

Das Hauptziel dieses Projektes ist eine Analyse der Erfolgsfaktoren und Barrieren für eine längerfristige Umstellung des Systems im Sinne einer nachhaltigen Energieversorgung der Industrieregion Bruck an der Mur / Kapfenberg.

Anhand der Industrieregion Bruck an der Mur / Kapfenberg soll der Bedarf verschiedener Endenergieformen (Strom, Wärme, Treibstoffe), und deren Bereitstellung durch Primärenergieträger (Erdgas, Erdöl, Kohle, etc.) erhoben werden. Dieser Energieeinsatz wird in weiterer Folge der regional verfügbaren, regenerativen Primärenergie (Windkraft, Wasserkraft, Solarthermie, Photovoltaik, Abfall, Biomasse sowie Umgebungswärme) gegenübergestellt.

Für die Beurteilung der verschiedenen Nutzungswege bzw. eines möglichen Energienutzungsmixes sollen entsprechende Kennzahlen herangezogen bzw. entwickelt werden.

Unter Berücksichtigung der Kennzahlen sollen Schlussfolgerungen über einen sinnvollen Einsatz erneuerbarer Energieträger in Regionen mit hohem Industrieanteil und Energiebedarf abgeleitet werden.

Inhaltlich gliedert sich das Projekt in vier aufeinander aufbauende und miteinander verknüpfte Arbeitsbereiche:

1. Analyse der Industrieregion:

Das bestehende Energiesystem einer „Industrieregion“ wird auf seinen Bedarf / seine Verbrauchsstruktur hin analysiert. Lastcharakteristiken (Jahresganglinien) der Endenergieträger (Strom, Erdgas, Treibstoffe, sonstige Energieträger zur Wärmebereitstellung) werden – entsprechend der Verfügbarkeit der Daten – erstellt und bilden die Grundlage für die Umstellungsmöglichkeiten in Richtung einer erneuerbaren Energieversorgung. Dabei werden, anstelle von Normlastprofilen, reale Daten aus dieser Region verwendet, um die Eigencharakteristik des Industriebedarfes zu zeigen.

2. Potenzialanalyse der Industrieregion und Analyse bestehender Modellregionen:

Die Industrieregion wird auf ihr Potenzial an erneuerbaren Energieträgern untersucht. Unter Berücksichtigung der Machbarkeit der Umstellung eines Energiesystems auf Basis regenerativer Energien werden bestehende bzw. im Entstehen befindliche Modellregionen analysiert, und deren umstellungsbedingte Erfolgsfaktoren und Barrieren erarbeitet.

3. Erarbeitung der Umsetzungsfaktoren:

Zur Bewertung der Deckungsmöglichkeit des Energiebedarfs aus regional verfügbaren Energieträgern werden Kennzahlen definiert. Energieangebot und Bedarf in der Industrieregion Bruck an der Mur / Kapfenberg werden zusammengeführt und abgeglichen. Mit den Erkenntnissen aus der Analyse der Modellregionen werden unter Berücksichtigung definierter Rahmenbedingungen entscheidende Umsetzungsfaktoren (Erfolgsfaktoren und Barrieren) definiert. Weiter wird eine sinnvolle und technologisch mögliche Kombination der verschiedenen regional verfügbaren, regenerativen Energieträger abgeschätzt.

4. Finden allgemeiner Aussagen:

Ableitung von allgemein gültigen Erfolgsfaktoren und Barrieren für den Einsatz erneuerbarer Energieträger in Industrieregionen.

Methodische Vorgehensweise

Die verwendete Methode lässt sich in drei miteinander verknüpfte Teilbereiche unterteilen:

- Recherche: Erarbeitung der Datenbasis
- Bewertung und Analyse: Finden von Korrelationen zwischen einzelnen Technologien und verfügbaren Energieträgern
- Erarbeiten der Schlussfolgerungen: Ableiten allgemein anwendbarer Aussagen und Rahmenbedingungen

Zur Erstellung der Datenbasis wurden Recherchen durchgeführt, wobei zum einen die verfügbare Literatur (statistische und empirische Daten) herangezogen wurde, und zum anderen Daten direkt mit Hilfe der Projektpartner (Energieversorger, Netzbetreiber, Industriebetriebe) erhoben wurden.

In diesem Zusammenhang wurden folgende Daten erhoben:

- Positiv und negativ beeinflussende Parameter hinsichtlich der Integration erneuerbarer Energieträger in bereits bestehenden repräsentativen „energieautarken“ Regionen
- Energiebedarf (Strom, Erdgas, Treibstoffe, sonstige Energieträger zur Wärmebereitstellung) der Industrieregion
- Potenzial regional verfügbarer, regenerativer Energieträger
- Umwandlungstechnologien der Energieträger (Charakteristika, Vor- und Nachteile, energetische und wirtschaftliche Datenbasis der Technologie- und Nutzungsketten)

Nach Erheben der Datenbasis erfolgte eine Zusammenführung der Daten unter Berücksichtigung der erarbeiteten Umsetzungsfaktoren, wodurch Bewertungen anhand von Korrelationen zwischen einzelnen Technologien und verfügbaren Energieträgern (bzw. zwischen einzelnen Technologien untereinander) durchgeführt wurden.

Auf Grundlage der Recherche-, Bewertungs- und Analyseergebnisse des betrachteten Energiesystems wurden allgemein anwendbare Erfolgsfaktoren und Barrieren eruiert.

Ergebnisse / Schlussfolgerungen

Die erzielten Ergebnisse zeigen technologisch mögliche sowie wirtschaftlich sinnvolle Potenziale auf, die zur Deckung des Energiebedarfs der Industrieregion beitragen können. Das Gesamtpotenzial aller untersuchten erneuerbaren Energieträger beträgt ca. 732 GWh/a. Dies entspricht ca. 24 % des momentanen Gesamtendenergiebedarfes von ca. 3.050 GWh/a. Das größte Potenzial mit ca. 10,6 % des Gesamtendenergiebedarfs hat Wasserkraft, gefolgt von Biomasse mit ca. 6 % und Windkraft mit ca. 4 %. Der Einsatz von Wärmepumpen in Haushalten und solarthermischen Anwendungen könnte nur mit jeweils gut 1 % zur Deckung des Gesamtenergiebedarfs beitragen. Durch den Einsatz von Abfall und Photovoltaik könnten lediglich jeweils ca. 0,5 % des Bedarfs gedeckt werden.

Der Endenergiebedarf pro Einwohner und Jahr in der betrachteten Industrieregion Bruck an der Mur / Kapfenberg beträgt im Vergleich zu Modellregionen in industrieschwachen Regionen das 2- bis 4-fache. Dabei zeichnen die ansässigen Industriebetriebe im Falle von Strom und Gas für ca. 90 % des Bedarfs verantwortlich.

Die Ergebnisse der Potenzialberechnungen zeigen, dass es nicht möglich ist, mit den vorhandenen Potenzialen an erneuerbaren Energieträgern den gesamten Endenergiebedarf der Region zu decken. Dementsprechend ist es auch nicht möglich, einen optimalen Energiemix rein auf Basis erneuerbarer Energieträger zu entwickeln. Um den Anteil erneuerbarer Energieträger zu erhöhen wäre beispielsweise eine Verringerung des Endenergiebedarfs mittels Effizienzsteigerungsmaßnahmen notwendig.

Für die Erstellung des Energiemix unterscheiden sich die einzelnen Maximalpotenziale an Erneuerbaren von den realisierbaren Potenzialen, da diverse Konkurrenzbeziehungen zwischen den Energieträgern die Potenziale gegenseitig beeinflussen. Weiters wurde das Zusammenspiel der regenerativen Energieträger mit den erforderlichen Restmengen an nicht regenerativen, fossilen Energieträgern untersucht, und ein plausibles Szenario für einen "Maximaleinsatz" regionaler, regenerativer Energieträger erarbeitet. Die Erstellung dieses Szenarios erfolgte auf Basis der Daten und Rahmenbedingungen der Ist-Situation. Im betrachteten System steht dadurch eine Gesamtendenergie von ca. 2.990 GWh/a zur Verfügung, die zu 69,1 % nicht regenerativen Ursprungs ist.

Bei der Erstellung dieses Szenarios hat sich gezeigt, dass ein intensiver Abstimmungsbedarf zwischen den einzelnen Energieträgern besteht, der sehr stark von Aspekten der

Umwandlungstechnologien mit beeinflusst wird. Aus diesem Gesichtspunkt heraus besteht ein wesentlicher Forschungs- und Entwicklungsbedarf in der Erstellung von umfassenden Werkzeugen, welche die Potenziale geeignet wiedergeben und effizient aufeinander abstimmen.

Für energieintensive Regionen kann es sinnvoll sein die Systemgrenzen bezüglich des Einzugsgebietes regenerativer Energieträger auszuweiten, und eine koordinierte und zentrale Planung in Absprache mit angrenzenden Regionen durchzuführen.

Eine mögliche Barriere, speziell für die Investition von Industriebetrieben in die regionale Energiebereitstellung, stellt die nicht eindeutig geregelte Definition des Eigenbedarfs bei der Gewährung von Einspeisetarifen für Ökostromanlagen dar. Da die Stromgestehungskosten der Ökostromanlagen zumeist deutlich über den von Industriebetrieben zu bezahlenden Strompreisen liegen, besteht ohne die Gewährung eines entsprechenden Kostenersatzes über Einspeisetarife für die Industriebetriebe kein Anreiz zur Integration von Ökostromanlagen in das betriebliche Energiesystem.

Zusätzlich werden für mögliche Investitionen der Industrie Amortisationszeiten von maximal 5 Jahren zur Bewertung herangezogen, weshalb sich effiziente Technologien nicht in das System integrieren lassen.

Die energetische Verwendung gewisser Rohstoffe steht in Konkurrenz zu deren stofflicher Verwertung. Das bedeutet, dass für identifizierte Potenziale erneuerbarer Energieträger abgeklärt werden muss, ob und in welchem Umfang eine Verteilung der Potenziale auf energetische und stoffliche Nutzung erfolgen soll.

Ein grundsätzliches Problem für die Integration regional vorhandener, erneuerbarer Energieträger in das bestehende Energiesystem, zeigen die unterschiedlichen Bewertungsmethoden der Abdeckung des Energiebedarfs. Der im gegenständlichen Projekt definierte Bedarfsdeckungsgrad verfolgt im Gegensatz zum gängigen Versorgungsgrad einen unterschiedlichen Ansatz zur Bewertung der Energiebedarfsdeckung.

Eine Verwendung industrieller Abwärme zur Abdeckung eines lokalen Wärmebedarfs muss anhand von Detailanalysen geklärt werden. Derzeit fehlen aber jegliche Bewertungsansätze für die Integration von industrieller Abwärme in (öffentliche) Fernwärmenetze. Grundsätzlich wäre in diesem Zusammenhang natürlich auch die Bewertung der Integration schwankender Energiebereitstellung durch andere Erneuerbare möglich.

Auf die Entwicklung in Richtung Modellregion würde sich eine vollständige und gut dokumentierte Datengrundlage günstig auswirken, da damit sowohl die Ist-Situation als auch die Potenziale in Hinblick auf regional verfügbare, erneuerbare Energieträger und Effizienzsteigerungspotenziale einfach darstellbar wären. Zusätzlich ist eine detaillierte Dokumentation der Energieflüsse für die genaue Identifizierung der Effizienzsteigerungspotenziale hilfreich.

Im Zusammenhang mit der Nutzbarkeit der Energieträger ist auch zu berücksichtigen, dass es vor allem bei den Produktionsprozessen in der Industrie Nutzenergieformen gibt, die auf spezielle Weise aus bestimmten Endenergieträgern bereitgestellt werden müssen.

Ein weiterer wichtiger Faktor ist die Investitionssicherheit, die bei der Entscheidung für regionale Energiebereitstellung wesentlich durch die Netzanschlusskosten beeinflusst wird. Einzelne Projekte können durch geringe Veränderungen in den Netzanschlusskosten unrentabel werden. Ein einschränkender Faktor bei der Integration regionaler Energieträger in vorhandene Mittel- und Niederspannungsstromnetze ist die fehlende Auslegung dieser Netze auf die Energieeinspeisung.

Ein wesentlicher Faktor der über Erfolg oder Misserfolg von Bestrebungen in Richtung Energieautarkie entscheiden kann ist jener welche treibenden Kräfte hinter diesen stehen. Einzelne Personen oder Organisationen mit entsprechendem Engagement und Überzeugungskraft sind notwendig um das Gelingen eines solchen Vorhabens zu sichern.

1 Einleitung

1.1 Kurzbeschreibung des Aufbaus des Endberichts

Kapitel 1 beinhaltet neben Motivation, allgemeiner Einführung in die Thematik und Beschreibung der Vorarbeiten zum Thema, die Beschreibung der Schwerpunkte dieser Arbeit sowie deren Einpassung in die Programmlinie.

Kapitel 2 beschreibt die Zielsetzungen, die innerhalb dieser Arbeit verfolgt wurden.

Die verwendeten Daten und die Methoden der Recherche, Bewertung und Analyse sind in **Kapitel 3** dargestellt. Die Vorgehensweisen bei der Analyse der Ist-Situation, der Darstellung des Potenzials regional verfügbarer Energieträger sowie der Erarbeitung der Schlussfolgerungen werden aufgezeigt.

In **Kapitel 4** findet sich eine Beschreibung des Standes der Technik sowie des Innovationsgehaltes des Projekts. Das bestehende Energiesystem der Industrieregion Bruck an der Mur / Kapfenberg sowie bestehende Energiesysteme von Modellregionen werden umrissen.

In **Kapitel 5** werden die erzielten Ergebnisse der einzelnen Arbeitspakete dargestellt.

Die Ergebnisse des Arbeitspaketes 1 sind in Kapitel 5.1 zu finden. Die Industrieregion Bruck an der Mur / Kapfenberg wird charakterisiert und deren Energiebedarfsstruktur wird dargestellt. Dabei wird im Einzelnen auf die Endenergieträger Strom, Erdgas, Treibstoffe und sonstige Energieträger zur Wärmebereitstellung eingegangen. Eine Gesamtdarstellung des Energiebedarfs sowie eine Darstellung des CO₂ - Ausstoßes in der Region sind ebenfalls enthalten.

Kapitel 5.2 beinhaltet die Ergebnisse von Arbeitspaket 2. Hier werden die Ergebnisse der Erhebungen bei den bestehenden Modellregionen Auland Carnuntum und Güssing dargestellt. Strukturdaten dieser Modellregionen werden mit jenen der Industrieregion Bruck an der Mur / Kapfenberg verglichen. Weiters sind die Ergebnisse der Analyse des Potenzials regional verfügbarer Energieträger in der betrachteten Region dargestellt. Dabei werden die Potenziale folgender Energiequellen behandelt: Windkraft, Wasserkraft, Solarenergie, Biomasse, Speiseöle und Fette sowie Umgebungswärme. Zusätzlich werden Aspekte der industriellen Abwärmenutzung betrachtet sowie eine Abschätzung des energetischen Potenzials aus der thermischen Abfallverwertung durchgeführt. Allgemeine Aussagen zu Effizienzsteigerungspotenzialen werden auf Basis von Literaturquellen getätigt.

In Kapitel 5.3 sind die Ergebnisse von Arbeitspaket 3 zu finden. Kennzahlen werden definiert und bei einem Abgleich von Energieangebot und Energiebedarf zum Einsatz gebracht. Um eine fundierte Aussage über die Möglichkeiten der Einbindung der Potenziale in das Energiesystem der Industrieregion Bruck an der Mur / Kapfenberg tätigen zu können, wird die Ausgangssituation der Energieflüsse in Form eines Energieflussbildes (Sankey-Diagramm) auf Basis Endenergie dargestellt. Weiters werden Erfolgsfaktoren und Barrieren bei der Einbindung regenerativer Energietechnologien aufgezeigt, und ein möglicher Energiemix für die Industrieregion Bruck an der Mur / Kapfenberg dargestellt. Dieser mögliche Energiemix wird wiederum in Form eines Energieflussbildes visualisiert.

Allgemeine Aussagen auf Basis der Projektergebnisse stellen das Ergebnis von Arbeitspaket 4 dar und sind im Kapitel 5.4 zu finden.

Detailangaben in Bezug auf die Ziele der Programmlinie werden in **Kapitel 7** gemacht. Dabei wird auf den Beitrag zum Gesamtziel der Programmlinie, der Einbeziehung der Zielgruppen sowie der Beschreibung der Umsetzungspotenziale eingegangen.

Gewonnene Erkenntnisse und deren Weiterverwertung durch das Projektteam und weitere Zielgruppen bilden die Schlussfolgerungen zu den Projektergebnissen in **Kapitel 8**.

Ein Ausblick bzgl. Chancen / Schwierigkeiten / Risiken bei der Realisierung sowie Empfehlungen für weiterführende Forschungs- und Entwicklungsarbeit in **Kapitel 9** runden die Projektdokumentation ab.

1.2 Motivation

Energiewirtschaftliche Demonstrationsregionen, die sich in der Entstehungs- bzw. in der Umsetzungsphase befinden, entwickeln sich im Sinne der Programmlinie (Einsatz erneuerbarer Energieträger) meist in industrieschwachen Regionen. Ein Grund dafür ist ein im Vergleich zu einer Industrieregion niedrigerer Energiebedarf des regionalen Systems, der mit den regional verfügbaren, erneuerbaren Energieträgern gedeckt werden kann. Der Energiebedarf von Industrieregionen ist ein Vielfaches des Bedarfs von industrieschwachen Regionen. So beträgt der Endenergiebedarf pro Einwohner und Jahr in der betrachteten Industrieregion Bruck an der Mur / Kapfenberg im Vergleich zu Modellregionen in industrieschwachen Regionen das 2- bis 4-fache. Energieintensive Industrieregionen werden aus wirtschaftlichen Überlegungen und mangels verfügbarer Alternativen auch in absehbarer Zukunft mit einem wesentlichen Anteil an Energie, die außerhalb des Systems / der Region aufgebracht wird (z.B. fossile Energie, Wasserkraft), versorgt werden. Bedingt durch die Unterschiede der Energieversorgungsstruktur bzw. der Lastcharakteristik zwischen einer

Industrieregion und einer industrieschwachen Region kann sich im Falle der Industrieregion ein wesentlich höherer Aufwand bei der Einbindung erneuerbarer Technologien ergeben.

Aus obigen Überlegungen ergeben sich folgende Fragestellungen:

Welche Bedingungen sind günstig, um eine Industrieregion mit regenerativen Energieträgern zu versorgen beziehungsweise bis zu welchem Grad ist dies möglich?

Gibt es (mittelfristig) Grenzen, die eine ganzheitliche Substitution fossiler Energieträger durch regenerative Rohstoffe ausschließen?

1.3 Allgemeine Einführung in die Thematik

Energiesysteme weisen historisch gewachsene Strukturen auf. Industriebetriebe siedelten sich dort an, wo einerseits Rohstoffe für die Produkte vorhanden waren, andererseits aber auch die Versorgung mit Energie (z.B. Wasserkraft) gewährleistet werden konnte. Der Ausbau eines Standortes in Richtung Produktivitätssteigerung, kombiniert mit betriebswirtschaftlichen Überlegungen führte jedoch zu einer Importabhängigkeit des Energiesystems einer Industrieregion. Auf Grund des begrenzten Potenzials an lokal vorhandenen Energieträgern wurde zur Deckung des erforderlichen Energiebedarfs auf günstige Energieimporte in die Region zugegriffen. Die eingesetzten Energieträger waren dabei, aufbauend auf wirtschaftlichen und technologischen Überlegungen, hauptsächlich fossile Energieträger. Soweit eine energetische Nutzung von Nebenprodukten bzw. Reststoffen wirtschaftlich sinnvoll war, wurde diese bereits berücksichtigt.

Durch die Diskussion über die noch verfügbaren Kapazitäten an fossiler Energie, die Umweltauswirkungen bei der Energieumwandlung, die steigenden Preise und zunehmenden Preisunsicherheiten bei den derzeit genutzten Energieträgern Erdgas und Erdöl, werden nun für Investitionsentscheidungen auch regenerative Systeme überlegt bzw. der herkömmlichen, bestehenden Infrastruktur gegenübergestellt. Als neues System setzt sich wirtschaftlich zurzeit in der Regel nach wie vor die Technologie auf Basis fossiler Energie (hauptsächlich Erdgas) durch, es sei denn, die Einführung eines Alternativsystems wird beeinflusst. Dabei kann die Beeinflussung vielerlei Ausprägung haben (Finanzförderungen, Begeisterung eines Entscheidungsträgers, aber auch Vorschriften oder Verbote, usw.).

Von besonderem Interesse sind nun die Faktoren, die zur Integration erneuerbarer Energieträger in Energiesysteme insbesondere in Industrieregionen führen bzw. die diese verhindern.

1.4 Beschreibung der Vorarbeiten zum Thema

Programmlinie „Energiesysteme der Zukunft“

„BIOGas -Einspeisung und Systemintegration in bestehende Gasnetze“, 2005

In diesem Projekt der Programmlinie „Energiesysteme der Zukunft“ (1/2006, Projekt-Nr.: 807711) wurde die Einspeisung von Biogas in bestehende Gasnetze näher untersucht, wobei für diese Betrachtungen erstmals ein Systemansatz gewählt wurde, der von der Primärenergie (regional verfügbares Substrat) bis hin zur Endenergie die nötigen Umwandlungsschritte und Randbedingungen berücksichtigt.

Wissenschaftliche Arbeiten mit inhaltlichem Bezug zum vorliegenden Projekt am Studiengang Infrastrukturwirtschaft der FH JOANNEUM GmbH

"Kraft-Wärmekopplung in Österreich“, 2005

Die FH JOANNEUM GmbH ist in der Erstellung dieser Studie (in Zusammenarbeit mit dem Technischen Büro Dr. Theissing in Graz und dem Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation der Technischen Universität Graz, im Auftrag von: Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit, Verband der Elektrizitätsunternehmen Österreichs, Wirtschaftskammer Österreich und Industriellenvereinigung) eingebunden. Im Rahmen dieser Studie wurden wichtige Erkenntnisse zur Potenzialermittlung von Energieträgern und zum Nutzenergiebedarf sowie zu technologischen Aspekten der KWK (Kraft-Wärme-Kopplung) gewonnen.

„Abwärmestudie Voestalpine Stahl GmbH, Linz“, 2003

Zur Verbesserung der Abwärmenutzung am Standort Linz der voestalpine Stahl GmbH erstellte die FH JOANNEUM GmbH im Rahmen einer breit angelegten Abwärmestudie ein statisches Simulationsmodell des Dampfnetzes im Stahlwerk. Mit diesem Simulationsmodell wird die momentane Abwärmenutzung und Dampfverteilung im Werksgelände detailliert nachgebildet und untersucht. Damit lassen sich Schwachstellen im Wärmeverteilungsnetz identifizieren. Dieses Simulationsmodell ist darüber hinaus die Basis für die Identifikation von Verbesserungsmaßnahmen und Optimierungsschritten, die im Zuge des Weiterausbaus des Stahlwerks umgesetzt werden.

Diplomarbeiten mit inhaltlichem Bezug zum vorliegenden Projekt am Studiengang Infrastrukturwirtschaft der FH JOANNEUM GmbH

Am Studiengang Infrastrukturwirtschaft der FH JOANNEUM GmbH wurden einige Diplomarbeiten zu den Themenkomplexen Erneuerbare Energieträger, dezentrale Energieversorgung, industrielle Energieversorgung und Energiewirtschaft durchgeführt. Einige ausgewählte Diplomarbeiten werden im Folgenden kurz beschrieben. Weitere Arbeiten sind in der Literaturliste zu finden.

Jonke Kevin:

„Optimierung der Wasserkraftnutzung bei Böhler Edelstahl“, 2007

Im Rahmen dieser Arbeit wurden Möglichkeiten aufgezeigt die Wasserkraftwerke der Firma Böhler Edelstahl GmbH hinsichtlich Ökologie und Wirtschaftlichkeit zu optimieren. (Betreuer: DI Dr. Manfred Tragner)

Rinnhofer Elisabeth:

„Wirtschaftlichkeitsvergleich von Photovoltaiktechnologien an verschiedenen österreichischen Standorten“, 2007

Diese Arbeit hatte zum Ziel, die Wirtschaftlichkeit verschiedener Photovoltaiktechnologien in Österreich zu untersuchen. Dabei wurden netzgekoppelte Photovoltaikanlagen mit monokristallinen Solarzellen und konzentrierende Photovoltaikanlagen dargestellt. (Betreuer: DI (FH) Peter Schentler, DI Dr. Manfred Tragner)

Kraußler Alois:

„Untersuchungen und Bewertungen von ausgewählten, modernen Holzpelletkleinfeuerungsanlagen hinsichtlich partikel- und gasförmiger Emissionen“, 2006

Ziel dieser Arbeit war es stichhaltiges Datenmaterial über Emissionen von modernen Holzpelletkleinfeuerungsanlagen zu sammeln. (Gesperrte Diplomarbeit, Betreuer: Dr. Michael Bobik)

Mährenbach Helfried:

„Analyse des technischen Effizienzsteigerungspotenzials österreichischer Kraftwerke“, 2006

In dieser Arbeit wird aufgezeigt, wie durch Ausschöpfen des Effizienzsteigerungspotenzials bei gleich bleibendem Primärenergieeinsatz der Leistungoutput des bestehenden österreichischen Kraftwerkparks erhöht werden, und so ein Beitrag zur Deckung der Versorgungslücke geleistet werden kann. (Betreuer: DI Dr. Manfred Tragner)

Schloffer Martin:

„Synthetische Biotreibstoffe“, 2006

In dieser Arbeit wird der Stand der Technik der Produktion der synthetischen Biotreibstoffe Fischer-Tropsch-Diesel, Bio-SNG (synthetisches Erdgas), Biomethanol und Bio-DME (Dimethylether) dargestellt. (Gesperrte Diplomarbeit, Betreuer: DI Dr. Matthias Theißing)

Gruber Caroline:

“Modular aufgebaute, solarunterstützte Biomassenahwärmenetze für Neubaugebiete“, 2005

Diese Diplomarbeit setzt sich mit der Problematik der modularen Errichtung von Nahwärmenetzen auseinander. Hierbei wurde eine Potenzialanalyse von Neubaugebieten in Österreich durchgeführt. (Betreuer: DI Dr. Matthias Theißing)

Haslauer Eva:

“Erkundung geothermaler Reservoirs in Salzburg zur möglichen Einkopplung von Geothermie in das Fernwärmenetz Salzburgs“, 2005

Diese Arbeit beschäftigt sich mit der regenerativen Energiequelle Geothermie, Nutzungsmöglichkeiten und Vorkommen im Raum Salzburg. (Betreuer: DI Dr. Matthias Theißing)

Distl Richard:

“Analyse der stofflichen und energetischen Nutzung von Biomasse in Österreich“, 2004

Diese Arbeit stellt eine Analyse der stofflichen und energetischen Nutzung von Biomasse in Österreich dar. Dabei werden Untersuchungen der CO₂-Emissionen sowie des Energiegehaltes der Biomasse im Betrachtungszeitraum einer Nutzungskaskade unterzogen. (Betreuer: DI Dr. Matthias Theißing)

Allmer Wolfgang:

„Large-scale use of wind energy with energy storage“, 2003

Diese Arbeit untersucht Windenergie und deren Speicherung. Technologien auf beiden Seiten werden identifiziert, Systemkombinationen aufgezeigt und deren Umsetzbarkeit untersucht. (Betreuer: DI Dr. Matthias Theißing)

Projektarbeiten mit inhaltlichem Bezug zum vorliegenden Projekt am Studiengang Infrastrukturwirtschaft der FH JOANNEUM GmbH

Kleinwasserkraftpotenzialstudie der Region Bruck an der Mur / Kapfenberg

Diese Arbeit umfasst die Erhebung der technischen Rahmenbedingungen, des Potenzials und der Wirtschaftlichkeit der Kleinwasserkraftnutzung in der Region Bruck an der Mur / Kapfenberg.

Solarpotenzialstudie der Region Bruck an der Mur / Kapfenberg

Diese Arbeit umfasst die Erhebung der technischen Rahmenbedingungen, des Potenzials und der Wirtschaftlichkeit der Solarenergienutzung in der Region Bruck an der Mur / Kapfenberg.

Windenergiepotenzialstudie der Region Bruck an der Mur / Kapfenberg

Diese Arbeit umfasst die Erhebung der technischen Rahmenbedingungen, des Potenzials und der Wirtschaftlichkeit der Windenergienutzung in der Region Bruck an der Mur / Kapfenberg.

Errichtung eines Windparks in Japans – Bauaufsicht und Dokumentation

Projektdurchführung eines Windparkbaus durch Bauaufsicht, Protokollierung der Baufortschritte und Endabnahme.

Machbarkeitsstudie KWK-Anlage Kapfenberg (Stadtwerke Kapfenberg – Böhler Edelstahl)

Erhebung von Wärmelastprofilen des bestehenden Fernwärmesystems der Fa. Böhler am Standort Kapfenberg und Erstellung von Dauerlinien und Tageslastgängen.

1.5 Fokus/Schwerpunkte der Arbeit

Der Schwerpunkt der Arbeit liegt auf der Analyse der energieintensiven Industrieregion Bruck an der Mur / Kapfenberg in Hinblick auf die Integration erneuerbarer Energieträger und dem Vergleich von möglichen Barrieren und Erfolgsfaktoren mit bestehenden Modellregionen.

Basis der Arbeit ist eine ausführliche Analyse des Energiesystems der Industrieregion, um einen Überblick zu erhalten und Aussagen über mögliche Barrieren einer Integration erneuerbarer Energieträger treffen zu können. Wesentlich ist dabei die Erhebung und Darstellung des Bedarfes bzw. der Jahresganglinien für die wesentlichen Endenergieträger (Strom, Erdgas, Treibstoffe, sonstige Energieträger für die Wärmebereitstellung) anhand der tatsächlich gelieferten / verbrauchten Mengen. Die Darstellung des Energiesystems unterscheidet in weiterer Folge zwischen den verschiedenen Formen des Primärenergieeinsatzes (nicht regenerativ - regenerativ). Die Umweltauswirkungen des Energiesystems werden anhand einer Abschätzung der CO₂-Emissionen des analysierten Systems dargestellt.

Um Unterschiede und Parallelitäten zu bestehenden oder in Umsetzung befindlichen Modellregionen im Sinne der Programmlinie zu finden, werden deren Barrieren und Erfolgsfaktoren untersucht. Dazu dienen vorhandene Projektberichte ebenso wie gezielte Recherchen über 2 ausgewählte Teilnehmerregionen des Wettbewerbes „Energeregionen der Zukunft“, deren Erfahrungen bei der regionalen Einbindung regenerativer Energien gesammelt und für die Beurteilung von Erfolgsfaktoren und Barrieren herangezogen werden. Ein weiterer Schwerpunkt der Arbeit ist die Erfassung des noch vorhandenen Potenzials erneuerbarer Energieträger in der Industrieregion, dabei wird eine Erhebung der verfügbaren Energieträger im regionalen / lokalen Umfeld aus statistischen und empirischen Daten durchgeführt, und somit Erschließungsmöglichkeiten weiterer Quellen offen gelegt. Auf Basis dieser Primärenergiepotenziale werden die passenden Umwandlungstechnologien aufgelistet und die daraus resultierenden Nutzungswege herausgearbeitet. Zusätzlich wird untersucht, in welchem Ausmaß aussagekräftiges Datenmaterial zur Abschätzung des Effizienzsteigerungspotenzials in der Region vorhanden ist. Die erhobenen Potenziale bilden mit dem vorhandenen Energiebedarf und den möglichen Umwandlungstechnologien die Basis für eine Beurteilung der Integrationsmöglichkeit in das vorhandene Energiesystem. Als Kennzahl zur objektiven Beurteilung der Integrationsmöglichkeit dient der „Bedarfsdeckungsgrad“. Mit den Erkenntnissen aus der Analyse der Industrieregion und der Modellregionen werden entscheidende Erfolgsfaktoren und Barrieren definiert.

Letztlich wird versucht, aus den Erfahrungen in der untersuchten Region allgemeine Bedingungen und Grenzen für den mittelfristigen Einsatz erneuerbarer Energieträger in Industrieregionen abzuleiten.

1.6 Einpassung in die Programmlinie

Im Sinne der Programmlinie „Nachhaltig Wirtschaften“ wird eine energieintensive Industrieregion in Hinblick auf die Möglichkeit der Umstellung des Energiesystems auf Basis erneuerbarer Energieträger untersucht. Die Untersuchung liefert konkrete Aussagen zu Erfolgsfaktoren und Barrieren der nachhaltigen Energiewirtschaft in einer Industrieregion unter Berücksichtigung der bestehenden strukturbedingten und energiepolitischen Rahmenbedingung. Dabei wird durch die Erhebung dieser Einflussfaktoren auf die Entstehung und die Umsetzungsprozesse eines „Energiesystems der Zukunft“ in einer energieintensiven Industrieregion der Schwerpunkt auf „innovative Begleitforschung für Entstehungs- / Umsetzungsprozesse von Initiativen / Entwicklungen im Rahmen der Programmlinie“ gelegt.

Das Projekt führt zu einer breiten Diskussion der Implementierung eines nachhaltigen Energiesystems in einer Industrieregion. Daraus ergibt sich in weiterer Folge ein regionalpolitischer Denkanstoß in Richtung Konzepterstellung und Umsetzung von Modellregionen. Zusätzlich wird die Kommunikation zwischen den Projektbeteiligten und anderen Zielgruppen erhöht, wodurch sich ein Wissenstransfer ergibt, und weitere Kooperationen und gemeinsame Projekte mit möglichen positiven Auswirkungen auf den Arbeitsmarkt denkbar werden.

Das vorliegende Projekt kann als Grundstein für die Entwicklung einer Modellregion betrachtet werden, da mit den vorhandenen Daten und Einflussfaktoren Konzepte für die Umsetzung in Modellregionen erarbeitet werden können. Für die Umsetzung können weiterführende Projekte in Bezug auf Technologie-, Produktions- und Dienstleistungsaspekte in weiteren Themenbereichen der Programmlinie „Nachhaltig Wirtschaften“ behandelt werden.

2 Ziele des Projektes

Das Hauptziel dieses Projektes ist eine Analyse der Erfolgsfaktoren und Barrieren für eine längerfristige Umstellung des Systems im Sinne einer nachhaltigen Energieversorgung der Industrieregion Bruck an der Mur / Kapfenberg.

Anhand der Industrieregion Bruck an der Mur / Kapfenberg soll der Bedarf verschiedener Endenergieformen (Strom, Wärme, Treibstoffe), und deren Bereitstellung durch Primärenergieträger (Erdgas, Erdöl, Kohle, etc.) erhoben werden. Dieser Energieeinsatz wird in weiterer Folge den regional verfügbaren, regenerativen Primärenergieträgern gegenübergestellt. In diesem Zusammenhang soll auch die Möglichkeit zur Erschließung weiterer Energiequellen mit einer Schwerpunktsetzung auf Erneuerbare und das Potenzial zur Erhöhung der Energieeffizienz mit berücksichtigt werden.

Bei der Analyse regenerativer Energieträger werden die Potenziale an Windkraft, Wasserkraft, Solarthermie, Photovoltaik, Biomasse sowie Umgebungswärme betrachtet. Die dabei erzielten Ergebnisse sollen technologisch mögliche, sowie wirtschaftlich sinnvolle Potenziale aufzeigen, die zur Deckung des Energiebedarfs der Industrieregion beitragen können.

Für die Beurteilung der verschiedenen Nutzungswege bzw. eines möglichen Energienutzungsmixes sollen entsprechende Kennzahlen herangezogen bzw. entwickelt werden.

Auf Grundlage der vorhandenen Daten und Informationen sollen unter Berücksichtigung der Kennzahlen Empfehlungen bzw. Schlussfolgerungen über einen sinnvollen Einsatz erneuerbarer Energieträger in Regionen mit hohem Industrieanteil folgen.

3 Verwendete Methoden und Daten

Die verwendete Methode lässt sich in drei miteinander verknüpfte Teilbereiche unterteilen:

- Recherche
- Bewertung und Analyse
- Erarbeiten der Schlussfolgerungen

Recherchen bezüglich verfügbarer Literatur und Vorhandensein von realen Daten von Projektpartnern wurden durchgeführt.

Nach Erheben der Datenbasis erfolgte eine Zusammenführung der Daten unter Berücksichtigung der erarbeiteten Umsetzungsfaktoren, wodurch Bewertungen anhand von Korrelationen zwischen einzelnen Technologien und verfügbaren Energieträgern (bzw. zwischen einzelnen Technologien untereinander) durchgeführt wurden.

Auf Grundlage der Recherche-, Bewertungs- und Analyseergebnisse des betrachteten Energiesystems wurden allgemein anwendbare Erfolgsfaktoren und Barrieren eruiert.

3.1 Recherche

Zur Erstellung der Datenbasis wurden Recherchen durchgeführt, wobei zum einen verfügbare Literatur (statistische und empirische Daten) herangezogen wurde, und zum anderen reale Daten mit Hilfe der Projektpartner (Energieversorger, Netzbetreiber, Industriebetriebe) erhoben wurden. Als Bezug wurde das Jahr 2005 festgelegt. Mit den jeweils betroffenen Projektpartnern wurden Besprechungen zu den verschiedenen Themenstellungen durchgeführt, um die erarbeitete Datenbasis abzusichern.

In diesem Zusammenhang wurden folgende Daten erhoben:

1. Situation der Integration erneuerbarer Energien bereits bestehender repräsentativer „energieautarker“ Regionen
2. Energiebedarf (Strom, Wärme, Treibstoffe) in der Industrieregion
3. Potenzial verfügbarer regionaler Energieträger
4. Umwandlungstechnologien der Energieträger (Charakteristika, Vor- und Nachteile, energetische und wirtschaftliche Datenbasis der Technologie- und Nutzungsketten)

3.1.1 Situation der Integration erneuerbarer Energien bereits bestehender repräsentativer „energieautarker“ Regionen

Basis für die Darstellung der Situation erneuerbarer Energien in bereits bestehenden Modellregionen (Auland Carnuntum, Güssing) waren auf der einen Seite veröffentlichte Daten aus Projekten der Programmlinie „Energiesysteme der Zukunft“ oder auf der Homepage des Energieparks Bruck an der Leitha bzw. Güssing [Friedl, 2006]; [Koch, 2006]; [Homepage Energiepark Bruck-Leitha, 2007] [Homepage EEE, 2007]. Auf der anderen Seite wurden direkte Befragungen von Projektbeteiligten mit Hilfe eines Fragebogens durchgeführt.

3.1.2 Energiebedarf der Industrieregion Bruck an der Mur / Kapfenberg

Strom

Für den Endenergieträger Strom stellten größten Teils die Netzbetreiber und Industriebetriebe die Datenbasis für das betrachtete Jahr 2005 zur Verfügung. Teilweise vorhandene Datenlücken mussten ergänzt werden. (z.B.: bei den von der Industrie betriebenen Wasserkraftwerken wurden die Viertelstundenwerte des Stromes an Hand der Durchflussmengen bei einigen Wasserkraftwerken rückgerechnet.)

Damit Aussagen über die Strombereitstellung und den Strombedarf, die gewissen Schwankungen unterworfen sind, getroffen werden konnten, wurden repräsentative Wochenganglinien für Erzeugung und Verbrauch herangezogen. Grundlage stellten die Daten von typischen Arbeitswochen ohne Feiertage dar. Um die möglichen jahreszeitlichen Unterschiede darstellen zu können, wurden Wochengänge auf Basis der Viertelstundenwerte jeweils der dritten Woche im Jänner (Winter), April (Frühling), Juli (Sommer) und Oktober (Herbst) ausgewertet. Dadurch ergibt sich auch die Möglichkeit eines Vergleichs der Daten der Industrieregion Bruck an der Mur / Kapfenberg mit den von der E-Control veröffentlichten Lastgängen des österreichischen Stromverbrauches.

Erdgas

Der Jahresgang des Bedarfs am Energieträger Erdgas wurde auf Basis von Daten der Netzbetreiber und Industriebetriebe zusammengestellt. Repräsentative Wochenganglinien von typischen Arbeitswochen ohne Feiertage wurden auch für den Ergasverbrauch dargestellt. Eine Vergleich der Daten der Industrieregion Bruck an der Mur / Kapfenberg mit den von der E-Control veröffentlichten Daten für Österreich wurde ebenfalls angestellt.

Wärme

Die Werte für Haushalte und Gewerbe wurden mit Hilfe von statistischen Daten berechnet. Durchschnittliche Wirkungsgrade der einzelnen Heizsysteme sowie der Energiegehalt der verschiedenen Brennstoffe stellen die Grundlage für die Berechnungen des Gesamtwärmebedarfs bzw. der dafür benötigten Menge an verschiedenen Brennstoffen dar.

Treibstoffe

Der Bedarf des Bezirkes Bruck an der Mur und speziell der Industrieregion Bruck an der Mur / Kapfenberg wurde abgeschätzt. Als Basis der Abschätzung dienten Daten der WKO [Homepage WKO, 2006] bezüglich des Bedarfes an Kraftstoffen für das Jahr 2005. Der Bedarf an Ottokraftstoffen wurde angelehnt an die österreichweite Verteilung auf Normalbenzin, Superbenzin und Super-Plus-Benzin [Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit, 2006] umgelegt. Um den Bedarf auf Bezirksebene zu ermitteln, wurden Daten des Kraftfahrzeugbestandes der Landesstatistik Steiermark herangezogen [Homepage Land Steiermark, 2007]. Der Treibstoffbedarf des Bezirkes wurde anhand des Verhältnisses des Kraftfahrzeugbestandes des Bezirkes Bruck a. d. Mur zum Kraftfahrzeugbestand der gesamten Steiermark ermittelt. Der Bevölkerungsanteil der Industrieregion (Gemeinden Bruck an der Mur und Kapfenberg) an der Bevölkerung des Bezirkes Bruck an der Mur diente als Basis zur Berechnung des Treibstoffbedarfs der Industrieregion. Um den Jahresgang des Treibstoffverbrauchs des Bezirkes Bruck a. d. Mur bzw. der Industrieregion darstellen zu können, wurde der Jahresgang des gesamtösterreichischen Verbrauchs auf die Verbrauchsmengen des Bezirkes bzw. der Industrieregion skaliert. Die Ergebnisse dieser Berechnungen und Abschätzung wurden auf Basis der wenigen, von der Mineralölindustrie zur Verfügung gestellten Daten kontrolliert. Es erfolgte ein Referenzvergleich der errechneten Verbrauchsdaten mit auf die Gesamtanzahl der Tankstellen hochgerechneten Verkaufsdaten jener Tankstellenbetreiber, die Daten zur Verfügung stellten. Diese Überprüfung zeigte nur geringe Abweichungen zu den berechneten Werten, somit wurden die Ergebnisse der Berechnungen als plausibel qualifiziert. Der Jahresgang des gesamtösterreichischen Verbrauchs wurde ebenfalls den bereitgestellten Jahresgängen gegenübergestellt. Auch hier zeigten sich nur geringe Abweichungen, somit wurde der Jahresgang des gesamtösterreichischen Verbrauchs als Basis herangezogen.

CO₂ – Ausstoß

Die CO₂-Emissionen der Region wurden anhand des Umfanges der eingesetzten Endenergieträger und der Emissionsfaktoren, bezogen auf den Brennstoffeinsatz bzw. Kraftstoffeinsatz, berechnet.

3.1.3 Potenzial verfügbarer regionaler Energieträger

Windkraft

Um das Potenzial der Windenergie abschätzen zu können, wurden sechs mögliche Standorte für Windenergieanlagen im Bezirk Bruck an der Mur definiert. Daten bzgl. der Verteilung der Windgeschwindigkeiten an diesen Standorten stammen von Messungen der Firma Ecowatt, die im Rahmen des Projektes „Rahmenbedingungen für eine Nutzung der Windkraft in der Steiermark“ im Zeitraum von 1.1.2000 bis 30.12.2001 durchgeführt wurden [Haas, 2006]. Um einen Jahresgang der Windgeschwindigkeiten und damit der Leistung der Windenergieanlagen darstellen zu können, sind Daten regelmäßiger Messungen der Windgeschwindigkeit nötig. Die Messdaten zweier Messstellen (Bruck a. d. Mur und Kapfenberg) wurden beim Zentralamt für Meteorologie und Geodynamik angefordert [ZAMG, 2005]. Den sechs möglichen Standorten wurden nach geografischer Entfernung zu den beiden Messstellen jeweils die Messwerte einer Messstelle als Datenbasis zugewiesen. Diese Messwerte wurden anhand der Unterschiede der mittleren Windgeschwindigkeiten zwischen Messstelle und möglichem Standort skaliert. Somit stehen für jeden der sechs Standorte Daten bzgl. des Jahresganges der Windgeschwindigkeiten zur Verfügung. In Kombination mit den Leistungskurven der Windenergieanlagen [Enercon, 2007] lassen sich Jahresgänge der Leistungen für Windenergieanlagen an den einzelnen Standorten darstellen. Anhand von Luftaufnahmen [Homepage GIS-Steiermark, 2007] wurden die topografischen Gegebenheiten eingeschätzt, und eine Abschätzung einer möglichen Anordnung von Windenergieanlagen durchgeführt.

Für die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung wurden einerseits für die Jahresenergieerträge der einzelnen Standorte die Erlöse aus der Stromeinspeisung, und andererseits die Investitionskosten sowie die Betriebskosten an den einzelnen Standorten auf Basis von Literaturdaten [Gasch, 2005]; [Hau, 2003]; [Hantsch, 2002] berechnet. Die Preise für die Abnahme elektrischer Energie aus Windenergieanlagen wurden laut österreichischer Ökostromverordnung 2006 bei Anlagen mit Vertragsabschluss im Kalenderjahr 2007 festgesetzt [Ökostromverordnung 2006].

Wasserkraft

Im Rahmen der Wasserkraftpotenzialanalyse wurden alle relevanten Oberflächengewässer im Beobachtungsgebiet Bruck an der Mur / Kapfenberg miteinbezogen. Quellenspeicher bzw. Speicherseen haben in der besagten Region keine Bedeutung. In diesem Zusammenhang wurden die Gewässer Mur, Mürz, Thörlbach und Lamingbach berücksichtigt, wobei die letzteren zwei Gewässer zur Gänze in die Potenzialerhebung miteinbezogen wurden, obwohl sie über die Systemgrenze hinausragen. Dies ist dadurch

begründet, weil das Abflusszielgebiet für beide Gewässer die Beobachtungsregion Bruck an der Mur / Kapfenberg darstellt.

In einem ersten Schritt wurden die hydrografischen Daten [BMLFUW, 2007] der besagten Gewässer erhoben. Damit ein möglichst aussagekräftiges Ergebnis zur Verfügung steht, wurden hierbei die aufgezeichneten Tagesmittelwerte der letzten 40 bis 50 Jahre (abhängig vom Aufzeichnungsbeginn) der einzelnen Gewässer miteinbezogen. Aus diesen Daten wurde dann ein gemittelter Wert für jeden einzelnen Jahrestag erstellt und damit die Grundlage für weitere Berechnungen gebildet.

In einem nächsten Schritt wurden alle technischen Daten der derzeit in Betrieb befindlichen Wasserkraftwerke im Beobachtungsgebiet recherchiert [BH Bruck a. d. Mur, 2007] und analysiert, wodurch die installierte Leistung sowie das durchschnittliche tägliche bzw. jährliche Regelarbeitsvermögen der einzelnen bestehenden Kraftwerke bestimmt werden konnte. Für die Bewertung der Ist-Situation und für die Bestimmung des zur Verfügung stehenden Potenzials wurden 3 unterschiedliche Szenarien ausgearbeitet:

- Maximalpotenzial der Kraftwerksstandorte (maximales Schluckvermögen, maximaler Wirkungsgrad)
- Maximalpotenzial (maximales Schluckvermögen, maximaler Wirkungsgrad, maximale Fallhöhe)
- Technisch nutzbares Potenzial:
 - Das Schluckvermögen der Kraftwerke wurde entweder auf Q137 bezogen oder, wenn das bestehende Schluckvermögen größer ist, auf dieses ausgelegt (Q137 bedeutet jener Volumenstrom, der vom Gewässer jährlich 137 mal überschritten wird)
 - Die Erhöhung des Durchflusses sowie die Erhöhung der Wirkungsgrade der einzelnen Kraftwerke auf den Stand der Technik wurden angenommen. [König, 2005], [Giesecke, 2005]
 - Die Fallhöhen wurden bei bestehenden Kraftwerken nicht verändert.
 - Unter Berücksichtigung der derzeitigen Kraftwerksstandorte wurden dort, wo es sinnvoll bzw. technisch möglich ist, weitere Kraftwerke angeordnet bzw. entfernt.

Solarenergie

Im Rahmen einer Solarpotenzialanalyse ist es zuerst notwendig, die für die Solarenergienutzung verfügbare Fläche zu bestimmen. Hierbei wurde die für Solaranlagen verfügbare Dachfläche von Gebäuden in der Industrieregion herangezogen. Andere potenzielle Flächen, wie z.B. landwirtschaftliche Grundstücke, wurden in die Analyse nicht miteinbezogen, da das größere energetische Potenzial dieser Flächen im Allgemeinen eher in der Biomassenutzung liegt. Auch Fassadenflächen wurden in der Potenzialanalyse nicht berücksichtigt, da im Betrachtungsgebiet die gegenseitige Verschattung der Gebäude sehr groß ist, und dieses Potenzial daher als vernachlässigbar angesehen wird.

Als Grundlage für die Potenzialbestimmung wurden statistische Daten, wie die gesamte Gebäudegrundfläche (siehe Anhang, [BRUGIS, 2007]), herangezogen und mit Hilfe dieser Werte auf das Dachflächenausmaß und in weiterer Folge auf die mögliche Kollektorfläche zurückgerechnet. Da es aus verschiedenen Gründen nicht möglich ist, jedes Dach für eine Installation einer Solaranlage heranzuziehen (Dachkonstruktion ungeeignet, Wärmevertei- bzw. Stromnetzanbindung nicht möglich, etc.), wurde angenommen, dass nur 25 % der verfügbaren Dachfläche für eine Nutzung der Solarenergie in Frage kommen.

Die betrachteten Gebäude wurden hinsichtlich ihrer Ausrichtung (süd-, südost-, südwest-, ost- und westorientiert) und Dachneigung (25°, 30°, 35°, 45°) in 20 Kategorien unterteilt. Nord-, nordwest- und nordostseitig ausgerichtete Dachflächen wurden aufgrund des unwirtschaftlichen Einsatzes von Solaranlagen nicht berücksichtigt. Auf Flachdächern wurde angenommen, dass dort geneigte Kollektoren eingesetzt werden. Die Kollektorfläche ergibt sich aus 10 % Dachvorsprung und einer durchschnittlichen Nettofläche der Dachfläche von 80 % [Antony, 2005].

Aufgrund der jahreszeitlich bedingten Intensität der Sonneneinstrahlung erfolgte die Erhebung des Potenzials in Monatsabschnitten.

Analysiert wurden 3 unterschiedliche Szenarien des Solarpotenzials:

- 100 % solarthermische Nutzung,
- 100 % photovoltaische Nutzung und
- 58,4 % solarthermische und 41,6 % photovoltaische Nutzung (eine solarthermische Nutzung von 58,4 % entspricht der ökonomischeren und realistischeren Variante [Müller, 2007], weil dadurch der Wärmebedarf von Haushalten in dem betrachteten Gebiet in den Sommermonaten solarthermisch abgedeckt werden kann und keine Überschusswärme entsteht).

Biomasse

Die Systemgrenze für die Erhebung des Biomassepotenzials ist der politische Bezirk Bruck an der Mur (siehe Abbildung 24).

Es sind keine exakten publizierten Daten über den im Bezirk Bruck an der Mur bringbaren Holzanteil vorhanden. Die verfügbaren Daten der österreichischen Waldinventur beschreiben zwar ausführlich den Waldzustand, es lässt sich aus ihnen jedoch nicht direkt auf das Biomassepotenzial schließen.

Im vorliegenden Projekt erfolgt eine Abschätzung des Biomassepotenzials für den Bezirk Bruck an der Mur auf Basis einer Hochrechnung der verfügbaren Daten der Österreichischen Waldinventur [Steiermärkische Landesregierung 2, 2007], bzw. von Daten der Österreichischen Bundesforste (ÖBF), da diese der größte Waldbesitzer des Bezirks sind.

Die Zahlen, auf die im vorliegenden Projekt zurückgegriffen wird, stammen aus verschiedenen Quellen und weisen daher Inkonsistenzen auf. Da keine einheitliche Datengrundlage (d.h. in diesem Fall unterschiedliche Quellen) verfügbar ist und es sich im vorliegenden Projekt um eine Abschätzung des Potenzials handelt, wurde diese Methode gewählt.

Die Abschätzung des Biomassepotenzials für den Bezirk Bruck an der Mur erfolgt auf Basis von Daten der Österreichischen Bundesforste. Dies hat folgende Gründe:

- Es gibt keine publizierten Daten für die zur Energieerzeugung nutzbare holzartige Biomasse nach Bezirken.
- Auf Basis der österreichischen Waldinventur sind Daten zu Zuwachs und Nutzung nach Eigentumsarten für den Bezirk Bruck an der Mur verfügbar. Es handelt sich hierbei lediglich um Summenwerte für die einzelnen Betriebsarten.
- Die ÖBF bewirtschaften ca. 21 % des gesamten Waldes in der Region.

Von Seiten der ÖBF wurden Daten zur Verfügung gestellt, auf deren Basis eine Abschätzung für das energetisch nutzbare Biomassepotenzial des Waldes der ÖBF durchgeführt wurde. Vom abgeschätzten Biomassepotenzial der ÖBF kann auf das Biomassepotenzial des Bezirkes geschlossen werden.

Zur Abschätzung des Biomassepotenzials wurden vom bestehenden Holzvorrat nur Fichten und Rotbuchen berücksichtigt, da diese einerseits 88 % des Holzvorrates des ÖBF-Waldes darstellen, und andererseits eine energetische Nutzung von den Baumarten her sinnvoll erscheint. Davon wurden für die energetische Nutzung der Industrieholzanteil von 40 % vom gesamten Ernteertrag sowie das Hackgut aus Astmaterial (0,3 Schüttraummeter je Erntefestmeter) zur Berechnung herangezogen. Mit Hilfe einer Heizwerttabelle für

verschiedene Baumarten [LWF, 2003] wurde der Energiegehalt der Biomasse (Industrieholz und Hackgut aus Astmaterial) berechnet.

Altspeiseöle und Fette

Im vorliegenden Projekt wird versucht, die Sammelmenge von Altspeiseölen und –fetten im Bezirk Bruck an der Mur zu erheben, da diese zur Biodieselerzeugung bzw. als Substrat zur Biogaserzeugung nutzbar sind.

Brennbare Abfälle

Brennbare Abfälle stellen in der Regel keine Form regenerativer Energieträger dar. Auf Grund der Tatsache dass Abfälle durchaus ein regionales Energiepotenzial darstellen, wurde im gegenständlichen Projekt das energetische Potenzial aus der thermischen Verwertung von Abfällen aus der Region gemeinsam mit regenerativen Energieträgern betrachtet.

Die Potenzialabschätzung basiert auf Daten des AWV (Abfallwirtschaftsverbandes) Mürzverband aus der Mengenflussbilanz der MBA (mechanisch biologische Abfallbehandlungsanlage) Allerheiligen aus dem Jahr 2005. An die MBA Allerheiligen sind 107.931 EinwohnerInnen angeschlossen. Zur Berechnung des energetischen Potenzials für den Bezirk Bruck an der Mur werden proportional zum Bevölkerungsanteil 60 % (EinwohnerInnenzahl entspricht 60 % der an den AWV angeschlossenen EinwohnerInnen) der Mengen aus beiden thermischen Fraktionen der MBA Allerheiligen herangezogen (thermische Fraktion < 18.000 kJ/kg sowie thermische Fraktion > 18.000 kJ/kg).

Eine Potenzialabschätzung für die Energiegewinnung aus der thermischen Verwertung von Abfällen erfolgt für die Region aus folgenden Gründen:

- Das thermisch verwertbare Material aus der Abfallsammlung stammt aus dem Bezirk Bruck an der Mur.
- Das vorhandene Potenzial an nachwachsenden Rohstoffen in der Region kann nur zu einem Teil den benötigten Energiebedarf der Industrieregion decken

Umgebungswärme

Das Potenzial von Umgebungswärme wurde nur für Haushalte erhoben, da mögliche Anwendungen in der Industrie sehr spezifisch sind, und eine Abschätzung des Potenzials daher nur in Detailuntersuchungen und –projekten in der Industrie erfolgen kann.

Um das Potenzial an Umgebungswärme bzw. Wärmepumpenanwendungen in Haushalten abzuschätzen, wurde die Anzahl der in Frage kommenden Gebäude eingeschränkt. Aufgrund des für Wärmepumpenanwendungen günstigen, relativ niedrigen Heizenergiebedarfs kommen Gebäude mit einer oder zwei Wohneinheiten in Frage. In der betrachteten Region entsprechen ca. 4.000 Gebäude diesem Kriterium.

Zur Berechnung der nutzbaren Heizenergie wird eine Jahresarbeitszahl der Wärmepumpen von 4 (gelieferte Nutzenergie entspricht dem vierfachen der zugeführten elektrischen Antriebsenergie) zu Grunde gelegt [Ochsner, 2005].

Industrielle Abwärme

Zur Feststellung des industriellen Abwärmepotenzials der Region wurden umfassende Recherchen durchgeführt. In diesem Zusammenhang wurde festgestellt, dass die Bestimmung des realistischen Abwärmepotenzials sehr komplex ist, und die Erhebung von Realdaten den Rahmen dieses Projektes sprengen würde. Die Erhebung solcher Daten würde eine Analyse der gesamten Prozesse in den Betrieben mit sich bringen. Im Rahmen der Recherche konnte festgestellt werden, dass es derzeit keine geeigneten Verfahren bzw. Methoden zur sinnvollen Bewertung dieses Energieträgers gibt. Es herrscht ein Mangel an publizierten Bewertungsansätzen und Modellbeispielen, die sich mit der Integration von instationär verfügbarer industrieller Abwärme beschäftigen.

Darüber hinaus konnte festgestellt werden, dass statistische Daten über die betreffende Branche für eine Potenzialbestimmung ungeeignet sind, da Industriebetriebe mit ihren unterschiedlichen Prozessen nur bedingt miteinander vergleichbar sind. Dies erfordert eine exakte Analyse jedes einzelnen Betriebes bzw. jedes einzelnen Prozesses mit seinen jeweiligen Prozessschritten. Eine Datengrundlage, die nicht auf Realdaten basiert, würde nicht den Tatsachen entsprechen und mit einem sehr hohen Unsicherheitsfaktor versehen sein. Es besteht daher in diesem Bereich ein Handlungsbedarf für die Entwicklung eines Instrumentariums zur sinnvollen Nutzung industrieller Abwärme, wobei auch deren instationärer Charakter berücksichtigt werden muss.

3.1.4 Effizienzsteigerungspotenzial

Die genaue Untersuchung des vorhandenen Potenzials stellt ein Problem dar, da die vorhandene Datenbasis veraltet oder unvollständig ist, weshalb die untersuchten Sektoren einzeln durchleuchtet werden müssten, was aber den zeitlichen Rahmen dieser Arbeit sprengen würde. Deshalb können nur aufbauend auf veröffentlichten Zahlen in der Literatur beispielhaft einige allgemeine Aussagen getroffen werden.

3.1.5 Umwandlungstechnologien der Energieträger

Als Quellen dienten hier Fachliteratur, Angaben von Herstellern und in weiterer Folge die Analyse der bereits in den bestehenden Modellregionen eingesetzten Anlagen. Die technologische Basis wurde im Weiteren durch bereits fertig gestellte Projekte (im Rahmen

der Programmlinie „Energiesysteme der Zukunft“ durchgeführt, z.B. „BIOGas – Einspeisung und Systemintegration in bestehende Gasnetze“ oder „Dezentrale erneuerbare Energien für bestehende Fernwärmenetze“) bzw. in Form von Projektarbeiten geschaffen.

Durch gezielte Befragung ausgesuchter, bestehender bzw. in Aufbau befindlicher „energieautarker“ Regionen wurden die Chancen und Risiken der verschiedenen Umwandlungstechnologien erarbeitet.

3.2 Bewertung und Analyse

Nach Erheben der Datenbasis erfolgte eine Zusammenführung der Daten unter Berücksichtigung der erarbeiteten Erfolgsfaktoren und Barrieren, wodurch Bewertungen anhand von Korrelationen zwischen einzelnen Technologien und verfügbaren Energieträgern (bzw. zwischen einzelnen Technologien untereinander) durchgeführt werden konnten. Hierbei wurde eine Energieflussanalyse für die betrachtete Region durchgeführt, deren Ergebnis der „Bedarfsdeckungsgrad“ (Abgleich Lastgang Endenergiebereitstellung mit Lastgang Endenergiebedarf) darstellt. Es wurden jedoch auch verschiedene noch mögliche Technologiekombinationen für die Einbindung vorhandener erneuerbarer Energieträger als Szenario erstellt, das in weiterer Folge als Ansatz für ähnliche Regionen industriellen Charakters dienen kann.

Die Herausarbeitung von Erfolgsfaktoren und Barrieren in der analysierten Region erfolgte unter anderem durch den Vergleich mit bestehenden Modellregionen.

3.3 Erarbeiten der Schlussfolgerungen (Ableiten allgemein anwendbarer Aussagen und Rahmenbedingungen)

Auf Grundlage der Recherche-, Bewertungs- und Analyseergebnisse des betrachteten Energiesystems wurden allgemein anwendbare Erfolgsfaktoren und Grenzen eruiert und hervorgehoben. Diese Schlussfolgerungen können in Regionen mit strukturellen Unterschieden, jedoch ähnlichem Aufbau als Basis für energiewirtschaftliche Konzepte herangezogen werden.

4 Stand der Technik und Innovationsgehalt

4.1 Beschreibung des Standes der Technik

4.1.1 Allgemeines zu Energiesystemen

Zur Beurteilung der Einflussfaktoren bei der Umsetzung von Modellregionen im Sinne der Programmlinie existiert kein einheitliches Verfahren. Ein Umstand, der bei verschiedenen Stakeholdern in möglichen Modellregionen zu unterschiedlichen Herangehensweisen führt.

Das derzeitige Energiesystem baut auf historisch gewachsenen Strukturen auf. Industriebetriebe siedelten sich dort an wo einerseits Rohstoffe für die Produkte vorhanden waren, andererseits aber auch die Versorgung mit Energie (z.B. Wasserkraft) gewährleistet werden konnte. Der Ausbau eines Standortes in Richtung Produktivitätssteigerung kombiniert mit betriebswirtschaftlichen Überlegungen führte zu einer Importabhängigkeit des Energiesystems. Da Wasserkraftkapazitäten bereits annähernd vollständig ausgebaut waren bzw. nur das leicht erschließbare Wasserkraftpotenzial zur Stromerzeugung herangezogen wurde, musste der notwendige Energiebedarf aus externen Quellen bezogen werden (→Zentrale Energieversorgung). In diesem Zusammenhang wurde bei fehlendem Wasserkraftpotenzial aufgrund wirtschaftlicher Überlegungen und technologischer Voraussetzungen (Energiedichte, Lagerungs- und Transportfähigkeit) v. a. im industriellen Bereich den fossilen Energieträgern (Erdgas, Erdöl, Kohle) gegenüber den erneuerbaren Energieträgern (z.B. Biomasse) der Vorzug gegeben. Soweit eine energetische Nutzung von regenerativen Nebenprodukten bzw. Reststoffen möglich war, wurden diese auch bisher schon verwertet (z.B. Verbrennung von Reststoffen aus der Faserstoffaufbereitung für die Prozesswärmebereitstellung und Eigenstromerzeugung in der Papierindustrie).

Durch die Diskussion über die noch verfügbaren Kapazitäten an fossiler Energie werden nun für Investitionsentscheidungen auch regenerative Systeme überlegt bzw. der herkömmlichen, bestehenden Infrastruktur gegenübergestellt. Als neues System setzt sich wirtschaftlich zurzeit in der Regel jene Technologie durch, die auf fossile Energieträger (hauptsächlich Erdgas) aufbaut.

Die Treibstoffwahl ist ein nicht unwesentlicher Beitrag zur Implementierung eines nachhaltigen Energiesystems der Zukunft. Dieser kann neben dem Einsatz im Verkehrsbereich auch den Bedarf von Insellösungen decken (Heizöl, Erdgas nicht netzgebunden). Dieser Energieträger wird zur Gänze von externen Quellen (außerhalb der Systemgrenze) bereitgestellt. Seit Oktober 2005 muss gesetzlich ein Teil des Treibstoffes aus erneuerbaren Energieträgern stammen. Das bedeutet, dass im regionalen / lokalen

Energiesystem ein Teil der Treibstoffe selbst aufgebracht werden kann (Verringerung der Importabhängigkeit, regionale Wertschöpfung). Neben der bestehenden Infrastruktur (Tankstellennetz) werden weitere Umwandlungswege in Betracht gezogen (Biogas, Biodiesel, Bioethanol, synthetische Biotreibstoffe,...). In vielen Regionen haben sich bereits Netzwerke auf Basis von Biodiesel etabliert. Im ÖPNV (Öffentlichen Personennahverkehr) wurden zum Teil schon dezentrale Lösungen auf Basis regenerativer Energieträger umgesetzt (Busflotte mit Biodiesel).

4.1.2 Energiesystem – Industrieregion Bruck an der Mur / Kapfenberg

Die Wege der Energiebereitstellung bzw. –versorgung der Region Bruck an der Mur / Kapfenberg sind bekannt. Es gibt jedoch keine Quantifizierung der Energiemengen. Auch der Bedarf an Endenergieträgern (Strom, Erdgas, Treibstoffe, sonstige Energieträger zur Wärmebereitstellung) und die verschiedenen Umwandlungswege sind nicht bekannt. Diese Informationsdefizite wurden daher im gegenständlichen Projekt behoben und analysiert.

Im Folgenden werden die aktuell angewandten Wege der Energiebereitstellung der Industrieregion Bruck an der Mur / Kapfenberg beschrieben und in vier Untergruppen unterteilt:

- Öffentliche Erzeugung / Versorgung
- Industrielle Energiebereitstellung
- Dezentrale Energieerzeugung
- Treibstoffversorgung

Öffentliche Energieversorgung, Versorgungsunternehmen

Unter diesem Begriff werden alle Technologien der öffentlichen Erzeugung / Versorgung mit Endenergie (Strom, Erdgas, Treibstoffe, sonstige Energieträger zur Wärmebereitstellung) subsumiert.

Ein Großteil des *Strombedarfs* wird durch Wasserkraftwerke und thermische Kraftwerke auf Basis nicht regenerativer, sowie erneuerbarer Energieträger durch Import (Aufteilung gemäß [Homepage E-Control, 2007]) gedeckt.

Der *Erdgasbedarf* wird in der Regel durch den Import von Erdgas (leitungsgebunden), aber auch durch die Verwendung von Propan (Gasflaschen für Gasherde) als Endenergie zur Verfügung gestellt.

Der *Wärmebedarf* wird, soweit eine Fernwärmeversorgung realisiert ist, durch die Nutzung industrieller Abwärme und Wärmeauskopplung aus KWK-Anlagen, oder durch eigens errichtete Heizwerke (fossil, erneuerbar) gedeckt.

Treibstoff (regenerativen sowie nicht regenerativen Ursprungs) ist wie der Energieträger Erdgas importabhängig.

Für den Strom- und den Erdgasmarkt, die seit 2001 bzw. 2002 zu 100 % liberalisiert sind, kommen nicht nur regionale Versorger in Betracht, sondern auch Energielieferanten, die im Gebiet des regionalen Netzbetreibers ihre Energie anbieten. Der Treibstoff als Endenergieträger unterliegt schon immer diesem Wettbewerb. Durch die Bedarfserhebung der Region werden v. a. diese externen Quellen durch die festgelegte Systemgrenze sichtbar.

Industrielle Energiebereitstellung

Größere Industriebetriebe setzen neben zahlreichen Verbesserungsmaßnahmen in Richtung einer betriebswirtschaftlich / nachhaltigen Energiebereitstellung derzeit auf folgende Technologien / Maßnahmen:

Industrielle KWK-Anlagen werden in Betrieben mit hohem Wärme- und Strombedarf betrieben. In den meisten Fällen werden Erdgas und Biomasse als Brennstoff eingesetzt. Aufgrund der Notwendigkeit zur Reduktion von CO₂-Emissionen wird bei Neuanlagen nach Alternativen auf Basis von erneuerbaren Energieträgern gesucht.

Die Wasserkraft stellt neben dem notwendigen Einsatz fossiler Energieträger einen großen Anteil an der industriellen Eigenversorgung der Region dar. Einige Industriebetriebe verfügen über eigene Wasserkraftwerke (Norske Skog, Austria Draht, Böhler).

Für Industriebetriebe mit reinem Wärmebedarf kommen Heizkessel zur Anwendung, die zum Großteil mit fossilen Energieträgern betrieben werden. Prozesswärme wird aber auch durch entstehende Nebenprodukte zur Verfügung gestellt (z.B. Papierindustrie). Einige Industriebetriebe speisen Abwärme in das Fernwärmenetz des regionalen Energieversorgers ein und können somit den Gesamtwirkungsgrad des Systems verbessern.

Aufgrund des hohen Leistungsbedarfes (v. a. Strom) bzw. des hohen Verbrauchs (Erdgas) sind Industriebetriebe nicht Netzkunden des regionalen Versorgers, sondern sind an höherrangige Netze angeschlossen. Das Ausmaß dieser Energiemenge wird ähnlich der

Analyse der öffentlichen Versorgung an der Systemgrenze „Region Bruck an der Mur / Kapfenberg“ angezeigt.

Dezentrale Energieerzeugung

Unter diesem Begriff werden grundsätzlich alle sonstigen Technologien verstanden, die im Sinne eines (regionalen) Energiesystems zur dezentralen Energieerzeugung bestimmt sind.

Unter anderem finden folgende Technologien derzeit ihre Anwendung:

- Einzelheizungsanlagen auf Basis von Biomasse, Erdöl, Erdgas und Strom
- Solarthermische Anlagen als Unterstützung des Heizsystems bzw. für die Warmwasseraufbereitung
- Landwirtschaftliche Biogasanlagen auf Basis von KWK-Anlagen (Hafendorf), die Strom in das Netz („in die Region“) einspeisen. Die Wärme aus dem KWK-Prozess dient einerseits zur Aufrechterhaltung des Prozesses, andererseits kann sie in einem Nahwärmenetz genutzt werden.
- Nahwärmenetz Biowärme Kapfenberg: Die Biowärme Kapfenberg betreibt zur Nahwärmeversorgung (Gymnasium, Landwirtschaftsschule) einen Biomassekessel mit 1200 kW Nennleistung. Als Ausfallsreserve ist ein Gaskessel mit 720 kW Nennleistung vorhanden. Von der Biogasanlage Hafendorf (Eigentümerin Landwirtschaftsschule) wird Wärme in dieses Netz eingespeist. Dabei beträgt der Wärmeanteil aus der Biogasanlage im Nahwärmenetz maximal 15 bis 20 %.
- Photovoltaikanlagen als Insellösung bzw. im geringeren Umfang als netzgekoppelte Anlagen.
- Kleinwasserkraftwerke zur dezentralen Stromerzeugung
- Wärmepumpenanwendungen in Haushalten

Treibstoffversorgung

Sämtliche auf fossilen Quellen basierende Treibstoffe, die in der Industrieregion Bruck an der Mur / Kapfenberg benötigt werden, müssen importiert werden. Weiters existieren im politischen Bezirk Bruck an der Mur keine Produktionsanlagen für Biotreibstoffe, d.h. auch diese (Biodiesel, unter anderem fossilem Diesel beigemischt) werden importiert.

4.1.3 Bestehende Modellregionen

Bestehende bzw. im Entstehen befindliche Modellregionen versuchen durch einen Mix an erneuerbaren Energieträgern ein „autarkes“ Energiesystem aufzubauen. Der Schwerpunkt liegt jedoch bei den Endenergieformen Strom und Wärme, wobei bei der Auswahl der

Umwandlungstechnologien nicht immer auf die regionale Verfügbarkeit der Primärenergieträger geachtet wird, sodass eine gewisse Importabhängigkeit entstehen kann. Folgende Technologien sind im Einsatz:

- Nahwärmeversorgung auf Basis Biomasse (Heizwerke)
- KWK – Anlagen auf Basis Biomasse
- Biogaserzeugung zur Stromeinspeisung (und in seltenen Fällen als Wärmelieferant)
- Biogaserzeugung zur Einspeisung in bestehende Gasnetze
- Windenergienutzung
- Biomassevergasung als Basis für die Produktion von Bio-SNG (Substitute Natural Gas) oder synthetischem Diesel (BTL)
- Biotreibstoffproduktion (Biodiesel, Bioethanol, Pflanzenöl, etc.)

4.2 Beschreibung der Neuerungen sowie deren Vorteile gegenüber dem Ist-Stand

Im Sinne der Programmlinie „Nachhaltig Wirtschaften“ wird eine energieintensive Industrieregion in Hinblick auf die Möglichkeit der Umstellung des Energiesystems auf Basis erneuerbarer Energieträger untersucht. Die Untersuchung liefert konkrete Aussagen zu Möglichkeiten und Barrieren der nachhaltigen Energiewirtschaft in einer Industrieregion unter Berücksichtigung der bestehenden strukturellen und energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen. Der Einfluss von industriellen Verbrauchern auf das Energiesystem der Zukunft kann damit dargestellt werden.

Die Studie soll zeigen, ob eine nachhaltige Energieversorgung ohne Ausbau der Energieversorgungsnetze, nur mit den regional vorhandenen Energieträgern und vorhandenen Übertragungskapazitäten möglich ist. Weiters werden wichtige Hinweise auf die energiewirtschaftlichen Auswirkungen, und damit auf die Standortsicherheit der energieintensiven Industrie in solchen Regionen gegeben.

Die Berücksichtigung der Industrie als Großverbraucher von Energie in einer auf nachhaltige Energieversorgung mit erneuerbaren Energieträgern aufbauenden Region liefert die Kenntnis von Erfolgsfaktoren und Barrieren einer solchen Umstellung. Die zusätzliche Ausweitung des Ansatzes auf den Verkehrssektor bietet einen systematischen Gesamtansatz der Betrachtung von Energieangebot und Nachfrage einer Region, der in dieser Form noch nicht erfolgte. Im Sinne der Programmlinie wird daher der Endenergieverbrauch sektorübergreifend und unter Zusammenführung der unterschiedlichen Technologielinien in einem umfassenden Projekt betrachtet.

5 Beschreibung der Projektergebnisse nach Arbeitspaketen

5.1 Arbeitspaket 1: Ist-Analyse der Industrieregion

5.1.1 Charakteristika der Industrieregion

[Amt d. St. LR, 2005]

Die in dieser Arbeit betrachtete Industrieregion besteht aus den Gemeinden Bruck an der Mur und Kapfenberg. Die nachfolgende Beschreibung bezieht sich auf den politischen Bezirk Bruck an der Mur. Die beiden Kommunen bilden mit mehr als der Hälfte der Bevölkerung und beinahe dreiviertel der Arbeitsplätze eine Kernzone des Bezirkes. Knapp 3.500 Arbeitsplätze, das sind mehr als 13 % der Arbeitsplätze des Bezirkes, sind drei in diesen Gemeinden gelegenen Industriebetrieben (Böhler Edelstahl GmbH, Voestalpine Austria Draht GmbH, Norske Skog Bruck GmbH) zuzuschreiben.

Landschaft, Lage, Erreichbarkeit

Der Bezirk Bruck an der Mur verfügt innerhalb des Bundeslandes Steiermark über eine zentrale Lage. Die regionalen Erreichbarkeitsverhältnisse im Mürz- und Murtal sind sehr gut. Topografisch bedingt ergeben sich in einem großräumigen Zusammenhang allerdings ungünstige Erreichbarkeitsverhältnisse speziell was die inneralpinen Lagen betrifft. Der Bezirk hat im Norden Anteil an den Kalkvor- und Kalkhochalpen (Hochschwab, 2.277m), im Süden am Grazer Bergland und liegt zur Gänze im Alpengebiet, woraus sich der geringe Anteil des Dauersiedlungsraumes an der Gesamtfläche des Bezirkes (13 %) ergibt. Enge Täler mit kleineren Siedlungen in den Talweiten und Beckenlagen prägen das Landschaftsbild. Der Bezirk Bruck an der Mur wird großräumig von forstwirtschaftlich geprägtem Bergland dominiert, das eine ökologische Ausgleichsfunktion und Naherholungsfunktion erfüllt. Im Hochschwabmassiv befinden sich große Gebiete über der Waldgrenze. Siedlungs- und Arbeitsplatzzentren des Bezirkes sind Bruck an der Mur und Kapfenberg. Die Siedlungsstruktur wird stark von den topografischen Gegebenheiten bestimmt. Das hat im Bezirk Bruck an der Mur zu einer, nur von wenigen Freiflächen unterbrochenen, fast bandstadtartigen und teilweise stark konzentrierten Siedlungsentwicklung im Mürztal geführt. Es handelt sich im Wesentlichen um kompakte Siedlungsgebiete ohne nennenswerte größere Zersiedlung.

Demographische Entwicklungen

Im Bezirk Bruck an der Mur lebten 2005 64.146 Personen, dies entspricht 5,5 % der gesamten steirischen Wohnbevölkerung. Mit 13.393 bzw. 21.973 EinwohnerInnen sind die

Bezirkshauptstadt Bruck an der Mur und die Stadt Kapfenberg die eindeutigen Bevölkerungszentren des Bezirkes. Die Wohnbevölkerung ist zwischen 1991 und 2001 entgegen dem österreichischen Trend um 4,1 % zurückgegangen, damit ist Bruck an der Mur einer der steirischen Bezirke mit den stärksten Bevölkerungsabnahmen. Die negative Entwicklung hat sich auch nach 2001 fortgesetzt. Zwischen 2002 und 2005 ist die Bevölkerungszahl im Bezirk Bruck an der Mur um weitere 1,2 % zurückgegangen (Steiermark: +0,6 %, Österreich: +1,8 %). Die Bevölkerungsrückgänge sind sowohl auf eine negative Geburtenbilanz (-1.367), als auch eine negative Wanderungsbilanz (-1.413) zurückzuführen. Gemäß der ÖROK-Bevölkerungsprognose (Österreichische Raumordnungskonferenz) 2001-2031 werden für den Bezirk Bruck an der Mur auch in Zukunft Bevölkerungsrückgänge prognostiziert. Der Rückgang zwischen 2001 und 2011 wird mit -3,4 % vorausgeschätzt, für die Steiermark insgesamt wird ein Plus von 0,1 % erwartet.

Verwaltungsgliederung und Gemeinden

Der politische Bezirk Bruck an der Mur besteht aus 21 Gemeinden, darunter drei Städte (Bruck an der Mur, Kapfenberg, Mariazell). Eckdaten zu den Gemeinden finden sich in Tabelle 1. In den in diesem Projekt als Industrieregion zusammengefassten Gemeinden Bruck an der Mur und Kapfenberg leben ca. 56 % der Bevölkerung auf ca. 7,6 % der Fläche des 1.307 km² großen Bezirkes.

Tabelle 1: Eckdaten der Gemeinden im Bezirk Bruck an der Mur
 [Amt d. St. LR, 2005]

Gemeindename	Wohnbevölkerung 2001	Wohnbevölkerung 2005	Fläche (km ²)	Bevölkerungsdichte (Einwohner/km ²)
Aflenz Kurort	1.039	1.014	16,09	65
Aflenz Land	1.656	1.668	38,96	43
Breitenau am Hochlantsch	2.100	1.999	62,41	34
Bruck an der Mur	13.439	13.393	38,40	350
Etmühl	531	514	27,62	19
Frauenberg	171	174	20,60	8
Gußwerk	1.544	1.469	285,36	5
Halltal	353	341	74,48	5
Kapfenberg	22.234	21.973	61,24	363
Mariazell	1.723	1.632	6,44	268
Oberaich	2.942	2.882	46,81	63
Parschlug	1.744	1.781	20,77	84
Pernegg an der Mur	2.560	2.430	86,04	30
Sankt Ilgen	294	290	73,45	4
Sankt Katharein an der Laming	1.178	1.121	43,86	27
Sankt Lorenzen im Mürztal	3.242	3.344	38,10	85
Sankt Marein im Mürztal	2.335	2.350	8,88	263
Sankt Sebastian	1.172	1.139	47,40	25
Thörl	1.982	1.886	65,28	30
Tragöß	1.153	1.090	110,53	10
Turnau	1.599	1.656	134,08	12

Eine Darstellung der Gemeinden und der regionalen Zentren des Bezirkes ist in Abbildung 1 zu sehen.

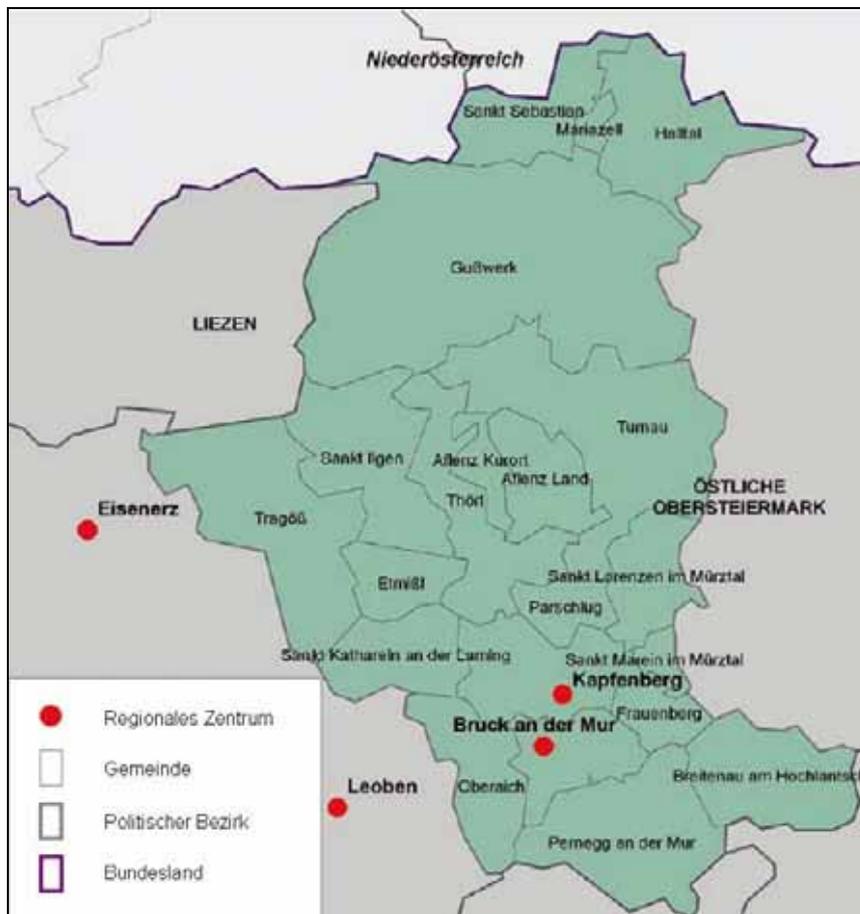


Abbildung 1: Gemeinden und regionale Zentren des Bezirkes Bruck an der Mur
[Amt d. St. LR, 2005]

Haushalte/ Wohnungen

Die Zahl der Haushalte betrug im Jahr 2001 28.477, das waren um 4% mehr als im Bezugsjahr 1991. Besonders zugenommen hat in diesem Betrachtungszeitraum die Anzahl der Einpersonenhaushalte (+19 %), deren Anteil im Bundeslandvergleich mit 33 % etwas über dem Vergleichswert der Steiermark (31 %) liegt. Dem gegenüber steht bei einem unterdurchschnittlichen Anteil von Mehrpersonenhaushalten (5 %) eine deutliche Abnahme der Zahl der Haushalte dieses Typs von rund 23 %. Die Zahl der Wohnungen betrug laut Gebäude- und Wohnungszählung im Jahr 2001 im Bezirk Bruck an der Mur 30.875 und lag damit um 4,0 % oder 1.192 Wohnungen höher als noch 1991. Rund 32 % des gesamten Wohnungszuwachses des Bezirkes entfallen auf die Stadt Kapfenberg. Weniger Wohnungen als 1991 gab es in der Bezirkshauptstadt Bruck an der Mur (-3,4 %).

Der Anteil der Wohnungen in Gebäuden mit 1-2 Wohnungen liegt mit 45,5 % deutlich unter dem Bundeslanddurchschnitt (55,4 %), die Zahl dieser Wohnungen ist von 1991 bis 2001 um

6 % gestiegen. Von einem überdurchschnittlich hohen Niveau aus konnte auch die Zahl der Wohnungen in Gebäuden mit drei und mehr Wohnungen erhöht werden (+3 %).

Fahrzeugbestand

Im Bezirk Bruck an der Mur gab es im Jahr 2005 einen Bestand an Fahrzeugen in der Höhe von 41.159 (4,65 % von 884.986 in der Steiermark registrierten Fahrzeugen). Davon sind 32.072 PKW und KombinationsKfz (78 %), der Rest verteilt sich auf LKW, Motorfahräder, Motorräder, Zugmaschinen, Selbstfahrende Arbeitsmaschinen und Omnibusse. [Homepage Land Steiermark, 2007]

Wirtschaftsstruktur und Arbeitsmarkt

Im Jahr 2001 wurden für den Bezirk Bruck an der Mur 26.390 Arbeitsplätze ausgewiesen. Gegenüber dem Vergleichsjahr 1991 ist die Zahl der Arbeitsplätze entgegen dem Bundesland- und Österrichtrend (+3,9 % bzw. +4,0 %) um 1,1 % zurückgegangen. Mit rund 41 % bzw. 33 % entfallen fast drei Viertel aller Arbeitsplätze auf die Städte Kapfenberg und Bruck an der Mur. Die Arbeitsplatzdichte (Zahl der Arbeitsplätze pro 1.000 EinwohnerInnen) lag im Bezirk Bruck an der Mur bei 406. Der Bezirkshauptort erreicht mit 643 Arbeitsplätzen pro 1.000 EinwohnerInnen den höchsten Wert, gefolgt von Mariazell mit 533 und Kapfenberg mit 491. Abbildung 2 zeigt die Verteilung der Arbeitsplätze nach Wirtschaftsbereichen im Bezirk Bruck an der Mur im Vergleich zur östlichen Obersteiermark, Steiermark und zu Österreich. Es ist ersichtlich, dass der Anteil der Arbeitsplätze im Bereich Industrie und Gewerbe mit ca. 40 % über jenen der Vergleichsregionen liegt. [Amt d. St. LR, 2005]

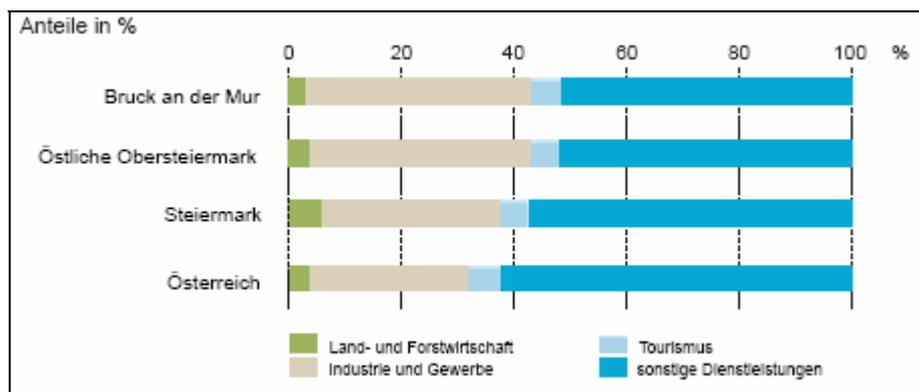


Abbildung 2: Arbeitsplätze im Bezirk Bruck an der Mur und in Vergleichsregionen nach Wirtschaftsbereichen
[Amt d. St. LR, 2005]

Industrie und produzierendes Gewerbe

Die Stadt Kapfenberg und die Bezirkshauptstadt Bruck an der Mur sind die eindeutigen industriell-gewerblichen Zentren der Region. Die beschäftigungsstärksten Branchen im Sachgüterbereich sind die Metallerzeugung und -bearbeitung und die Herstellung von

Metallerzeugnissen (rund 5.900 Beschäftigte) sowie das Bauwesen (über 1.700 Beschäftigte). Von den 241 Betrieben der Sachgütererzeugung (ohne Bauwesen) haben 196 Betriebe weniger als 20 Beschäftigte, 16 Betriebe haben mehr als 100 Beschäftigte. Auch im Bauwesen (166 Betriebe) dominieren die Betriebe mit unter 20 Beschäftigten. In Tabelle 2 sind die bedeutenden Arbeitgeber des Bezirkes aufgelistet. Die 3 größten Arbeitgeber, Böhler (3 Betriebe, 2 Standorte), VA Austria Draht GmbH und Norske Skog GmbH, befinden sich in der dem Projekt zu Grunde liegenden Industrieregion, und waren am Projekt beteiligt.

Tabelle 2: Größte Arbeitgeber im Bezirk Bruck an der Mur
 [Amt d. St. LR, 2005]

Böhler Edelstahl GmbH, Kapfenberg	1.960
VA Austria Draht GmbH, Bruck/Mur	591
Norske Skog GmbH, Bruck/Mur	566
Böhler Schmiedetechnik GmbH, Kapfenberg	376
Pewag Austria GmbH, Hansenhütte, Kapfenberg	283
Böhler Schweißtechnik GmbH, Kapfenberg	214
Pengg Austria AG (Draht- und Walzwerk), Thörl	194
RHI Factories, Veitsch Radex, Breitenau/Hochlantsch	179
Heidenbauer, Metallbau, Bruck/Mur	121

Die starke regionale Konzentration der Arbeitsplätze führt zu intensiven Pendlerverflechtungen sowohl innerhalb des Bezirkes, als auch über die Bezirksgrenzen hinweg. Die Auspendlerquoten liegen unter 50 % in den Arbeitszentren und erreichen Werte von über 80 % in den peripheren Gemeinden.

Betriebsprofile der größten Arbeitgeber

Böhler Edelstahl GmbH

Die Böhler Edelstahl GmbH wurde im Jahre 1991 gegründet und ist eine 100%ige Tochtergesellschaft der BÖHLER UDDEHOLM AG, Wien. Böhler Edelstahl GmbH gehört weltweit zu den bedeutendsten Anbietern von Schnellarbeitsstählen, Werkzeugstählen sowie Sonderwerkstoffen. Der Umsatz im Jahr 2006 betrug 619,3 Millionen Euro, die Erzeugung 152.826 t bei 77 % Exportanteil. [Homepage Böhler Edelstahl, 2007]

Böhler Schmiedetechnik GmbH

Die Böhler Schmiedetechnik GmbH wurde im Jahre 1991 gegründet und ist eine 100%ige Tochtergesellschaft der BÖHLER UDDEHOLM AG, Wien. Die Böhler Schmiedetechnik GmbH bietet unter anderem Produkte für die Flugzeug- und die Triebwerkindustrie an und fertigt Komponenten für Gas- und Dampfturbinen. Der Umsatz im Jahr 2005 betrug 106,2 Millionen Euro. [Homepage Böhler Schmiedetechnik, 2007]

Böhler Schweißtechnik GmbH

Die Böhler Schweißtechnik GmbH ist ein Unternehmen der BÖHLER-UDDEHOLM Group. BÖHLER WELDING ist die führende Schweißtechnikmarke der BÖHLER-UDDEHOLM Gruppe. Unter der Marke BÖHLER WELDING wird das komplette Sortiment an Schweißzusätzen für die Verbindungsschweißung angeboten. Der Umsatz im Jahr 2006 betrug 64 Millionen Euro. [Homepage Böhler Schweißtechnik, 2007]

VA Austria Draht GmbH

Die voestalpine Austria Draht GmbH ist der größte Hersteller von gezogenen Drähten, Spannstahl und Walzdraht in Österreich. Die voestalpine Austria Draht GmbH erzeugt in einer integrierten Produktionskette eine Palette hochwertiger Produkte. Aus der jährlichen Produktion von ca. 500.000 t Walzdraht der voestalpine Austria Draht GmbH werden rund 120.000 t in Bruck an der Mur weiter verarbeitet. [Homepage VA, 2007]

Norske Skog Bruck GmbH

Das Unternehmen für Papiererzeugung mit Standort Bruck an der Mur geht zurück auf eine 1881 gegründete Papierfabrik und gehört seit 1996 zum norwegischen Papier- und Zellstoffkonzern Norske Skog. Erzeugt werden Zeitungsdruck- (Jahreskapazität: 120.000 t) und Magazinpapier (Jahreskapazität: 255.000 t). Der Umsatz betrug 2003 206 Millionen Euro bei einem Exportanteil von 77 %. [Homepage Norske Skog, 2007]

5.1.2 Energiebedarf der Industrieregion

5.1.2.1 Strom

Der Jahresstromverbrauch, in Abbildung 3 für das Jahr 2005 dargestellt, beträgt ca. 1.276 GWh, wobei ca. 92 % des Bedarfs auf die Industrie, und nur ca. 8 % auf Haushalte und Gewerbebetriebe entfallen.

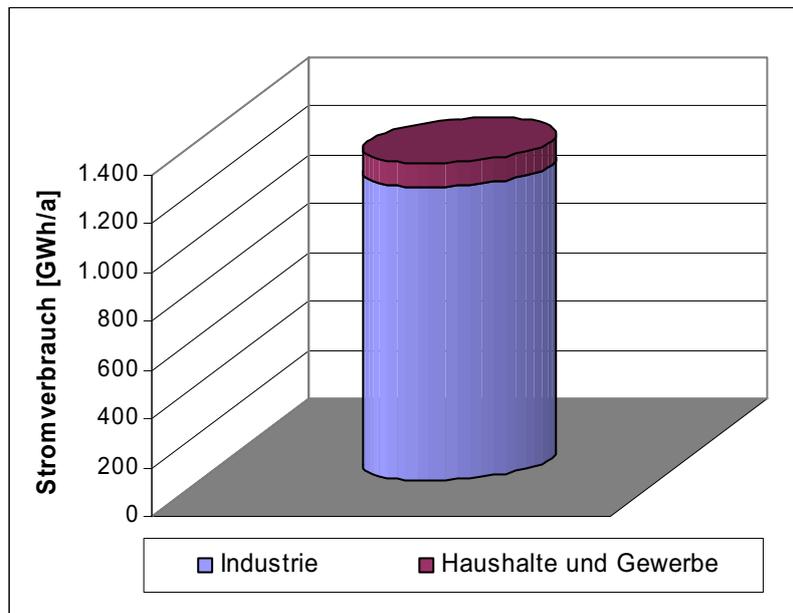


Abbildung 3: Jahresstromverbrauch in der Region (2005)
[Beteiligte Firmen]

Der niedrigste Viertelstundenwert der Leistung beträgt ca. 14 MW, der korrespondierende Höchstwert 192 MW.

In Abbildung 4 ist der Jahreslastgang der Industrieregion Bruck an der Mur / Kapfenberg dargestellt, wobei Tagesmittelwerte zu Grunde gelegt wurden. Aus der Grafik ist ersichtlich, dass der Industriesektor der dominante Einflussfaktor auf den Gesamtstromverbrauch ist. In der Revisionszeit (August) sieht man den Einfluss gedrosselter Produktion auf den sich dadurch verringernden Strombedarf. Zusätzlich macht sich auch die Verbrauchsverringerng durch Zurückfahren der Produktion an den Wochenenden in der Grafik bemerkbar.

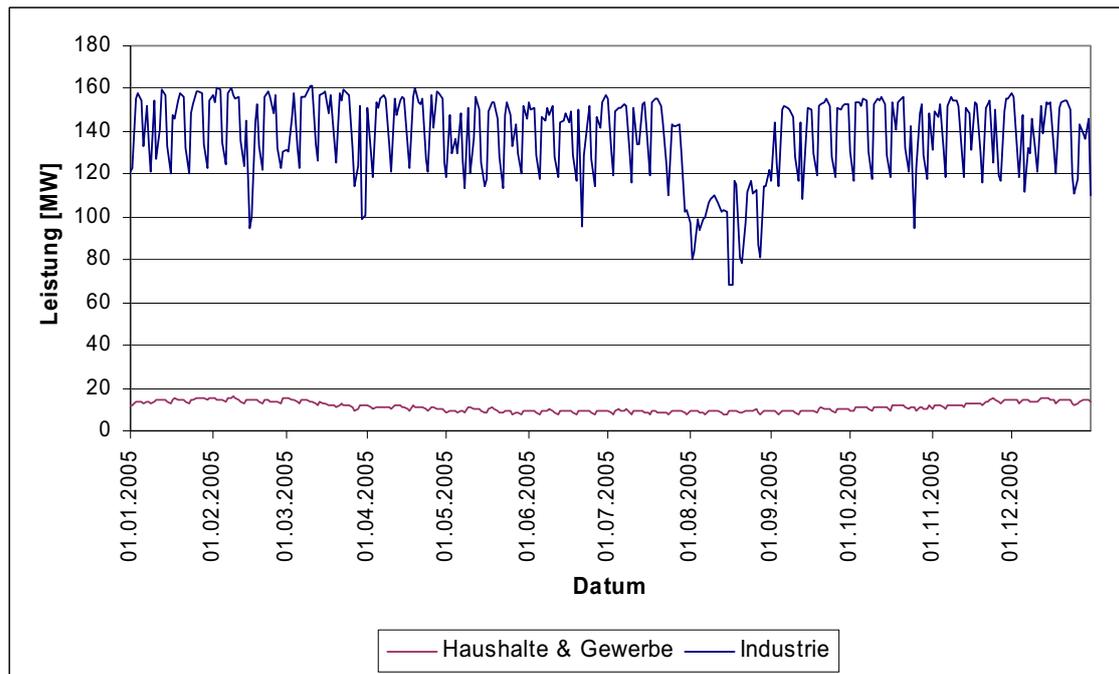


Abbildung 4: Mittlere Tagesleistung des Stromverbrauches im Jahresverlauf (2005) nach Sektoren in der Modellregion [Beteiligte Firmen]

Generell ist der Stromverbrauch der Region im Gegensatz zum österreichischen Stromverbrauch (Siehe Abbildung 5) über das Jahr relativ konstant. Im Jahresverlauf des österreichischen Stromverbrauchs ist ein deutlicher Mehrbedarf in den Wintermonaten gegenüber den Sommermonaten zu sehen, während in der Grafik der betrachteten Region dieses Phänomen nicht sehr stark ausgeprägt ist. Vergleicht man den Jahresverlauf weiter, so scheint zumindest ein ähnlicher Wochenrhythmus vorzuherrschen, wobei sich aber durch den Industrieinfluss auf Grund von Produktionsprozessen ein ungleichmäßigeres Gesamtbild ergibt, da größere Abweichungen von den erwarteten Minima und Maxima auftreten als dies im Jahresverlauf für Gesamtösterreich der Fall ist.

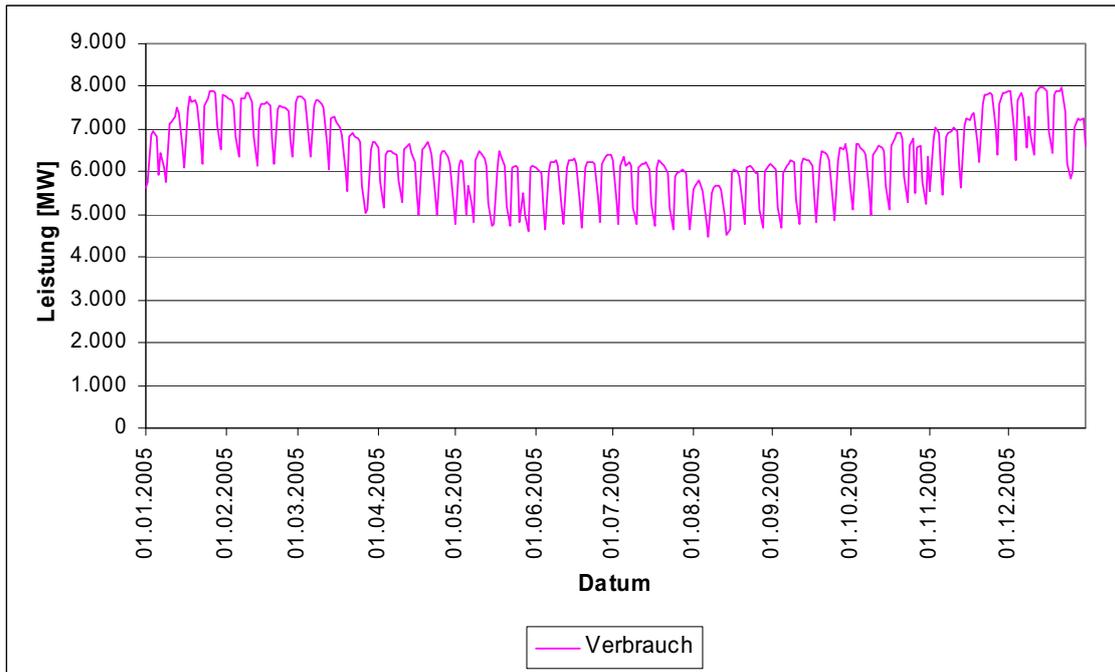


Abbildung 5: Mittlere Tagesleistung des Stromverbrauches im Jahresverlauf in Österreich 2005 (ohne Verbrauch für Pumpspeicherung)
 [E-Control 1, 2007]

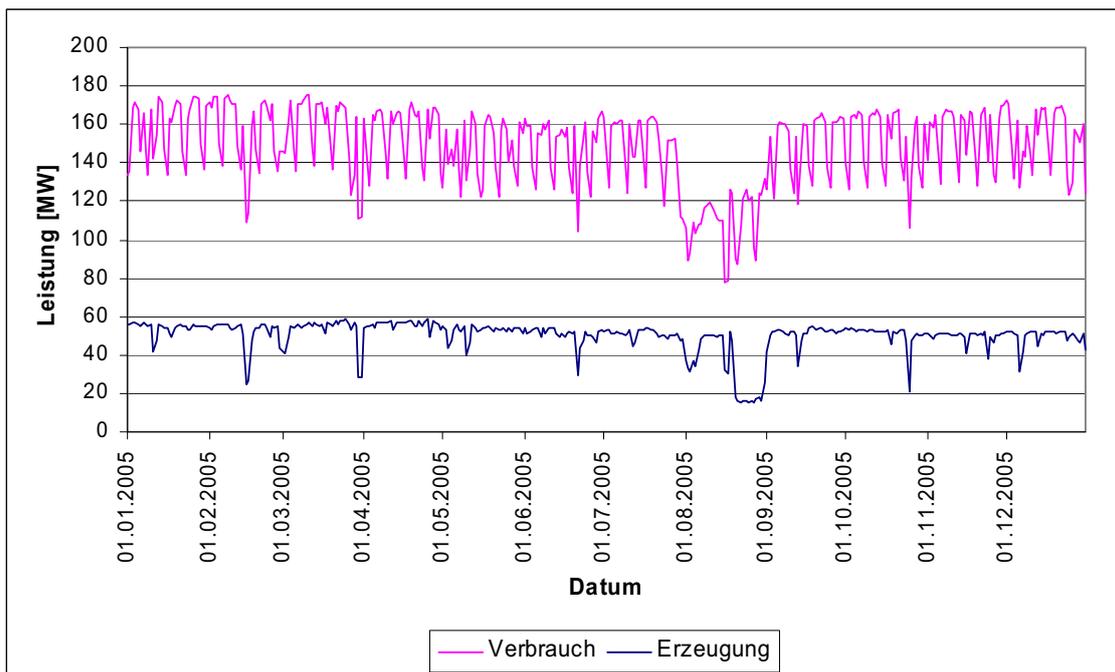


Abbildung 6: Mittlere Tagesleistung der Stromerzeugung und des Stromverbrauches im Jahresverlauf (2005) in der Modellregion
 [Beteiligte Firmen]

Stellt man dem Stromverbrauch die Stromerzeugung in der Region Bruck an der Mur / Kapfenberg gegenüber (Abbildung 6), so sieht man über das Jahr verteilt eine relativ konstante Erzeugung. Die Einbrüche in der Jahressganglinie der Stromproduktion ergeben sich aus Revisionen in den Kraftwerksanlagen, die natürlich bevorzugt auch in die

Revisionszeiten der restlichen Anlagen der Industrie gelegt werden. In dem in Abbildung 6 betrachteten, repräsentativen Jahr konnten ca. 34 % des Stromverbrauchs durch die regionale Stromproduktion gedeckt werden, wobei ein Großteil mittels kalorischer Kraftwerke (Hauptbrennstoff Erdgas) zur Verfügung gestellt wurde. Der restliche Strombedarf muss durch Importe aus dem österreichischen Netz gedeckt werden.

Zur Darstellung der Schwankungen der Stromerzeugung und des Strombedarfs der betrachteten Region, sind im Folgenden repräsentative Wochenganglinien, auf Basis von Viertelstundenwerten abgebildet.

Als Grundlage wurden die Daten von typischen Arbeitswochen ohne Feiertage herangezogen. Um die möglichen jahreszeitlichen Unterschiede darstellen zu können, wurden Wochengänge auf Basis der Viertelstundenwerte jeweils der dritten Woche im Jänner (Winter), April (Frühling), Juli (Sommer) und Oktober (Herbst) dargestellt. Dadurch ergibt sich auch die Möglichkeit eines Vergleichs der Daten der Industrieregion Bruck an der Mur / Kapfenberg mit den von der E-Control veröffentlichten Lastgängen des österreichischen Netzes.

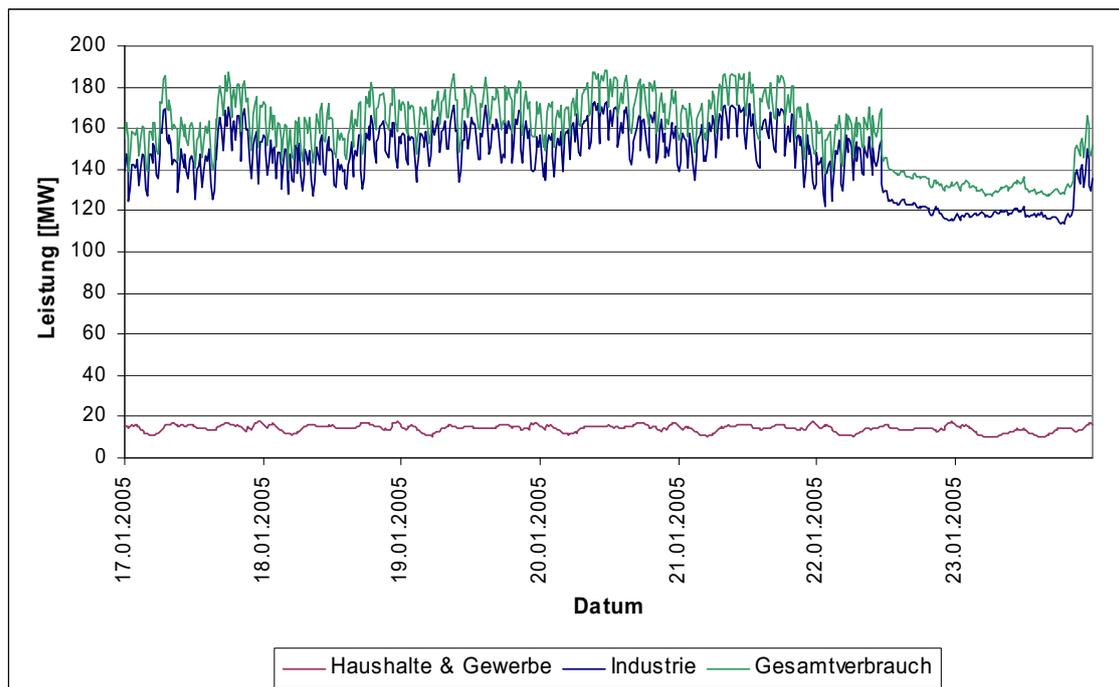


Abbildung 7: Leistungswerte des Stromverbrauches der 3. Jännerwoche 2005 (Montag bis Sonntag) nach Sektoren in der Modellregion (auf Basis von Viertelstundenwerten)
[Beteiligte Firmen]

Wie in Abbildung 7 illustriert ist, ändert sich der Gesamtverbrauch (grüne Kurve) hauptsächlich durch den produktionsbedingten Strombedarf der Industrie (blaue Kurve), weshalb auch an Wochenenden der Bedarf geringer ist. In den Abendstunden des Sonntages steigt der Bedarf der Industrie wieder auf Grund des Frühschichtbeginns am

Montag. Die größeren Spitzen im Lastgang des Stromverbrauches der Industrie sind auf prozessbedingte Zyklen in der Produktion zurückzuführen. Im Unterschied zum Lastgang des öffentlichen Stromnetzes in Österreich im jeweiligen Monat (siehe Abbildung 8) ist im Lastgang der Gesamtverbrauches der betrachteten Region Bruck an der Mur / Kapfenberg keine ausgeprägte Morgen-, Abend oder Nachtspitze zu sehen (Abbildung 7, grüne Kurve). Betrachtet man jedoch nur den Lastgang für Haushalte und Gewerbe in der Region Bruck an der Mur / Kapfenberg (Abbildung 7, rote Kurve), so sieht man ausgeprägte Spitzen, wie beim gesamtösterreichischen Verlauf (Abbildung 8).

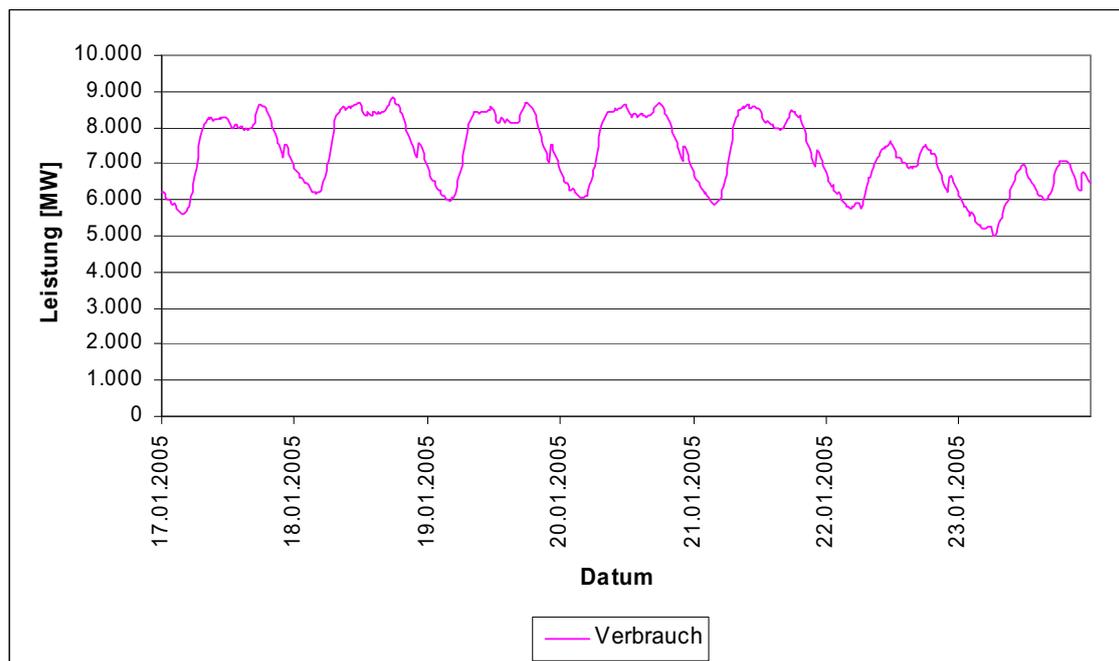


Abbildung 8: Leistungswerte des Stromverbrauches in der 3. Jännerwoche 2005 (Montag bis Sonntag) in Österreich (auf Basis von Viertelstundenwerten)
[E-Control 1, 2007]

Wie in Abbildung 9 dargestellt, bleibt die Stromerzeugung über die Woche bis auf kleinere Schwankungen konstant.

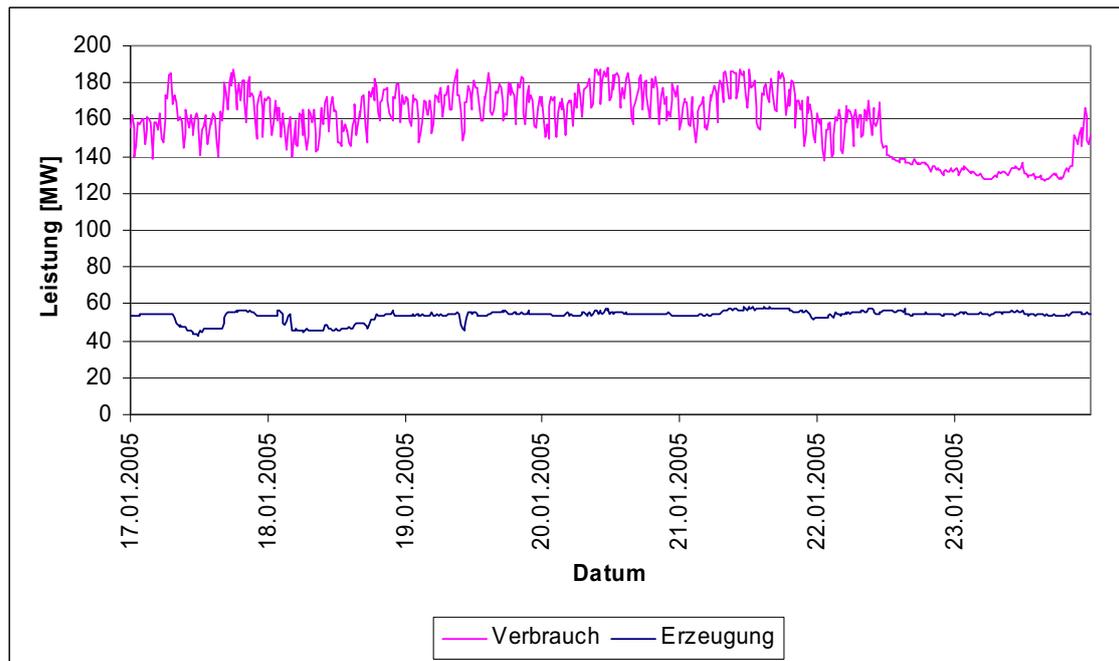


Abbildung 9: Leistungswerte der Stromerzeugung und des Stromverbrauches in der 3. Jännerwoche 2005 (Montag bis Sonntag) in der Modellregion (auf Basis von Viertelstundenwerten)
[Beteiligte Firmen]

Da sich die Kurvenformen für die Lastgänge der 3. Woche im April, Juli und Oktober nicht wesentlich unterscheiden, sind diese im Anhang zu finden.

5.1.2.2 Erdgas

Der gesamte Jahreserdgasbedarf für die Industrieregion Bruck an der Mur und Kapfenberg beträgt ca. 198,4 Mio. Nm³, davon entfallen ca. 89 % auf die Industrie und ca. 11 % auf Haushalte und Gewerbe.

Diese gesamte Erdgasmenge entspricht nicht dem Bedarf von Erdgas als Endenergieträger zur direkten Erzeugung von Prozess- und Heizwärme, da Erdgas auch zur Stromproduktion und in KWK-Anlagen (als Sekundärenergieträger) verwendet wird. Der Einsatz von Erdgas zur Wärmeerzeugung (Endenergie) beträgt lediglich ca. 131 Mio. Nm³.

Von diesen 131 Mio. Nm³ können ca. 84 % der Industrie und 16 % den Haushalten und Gewerbebetrieben zugeschrieben werden. Dies ist in Abbildung 10 ersichtlich. Im Haushalts- und Gewerbebereich wird der gesamte Erdgasbedarf zur Erzeugung von Heizwärme verwendet. Im Industriebereich hingegen wird der Großteil zur Produktion von Prozesswärme eingesetzt, nur ein geringer Teil dient Heizzwecken.

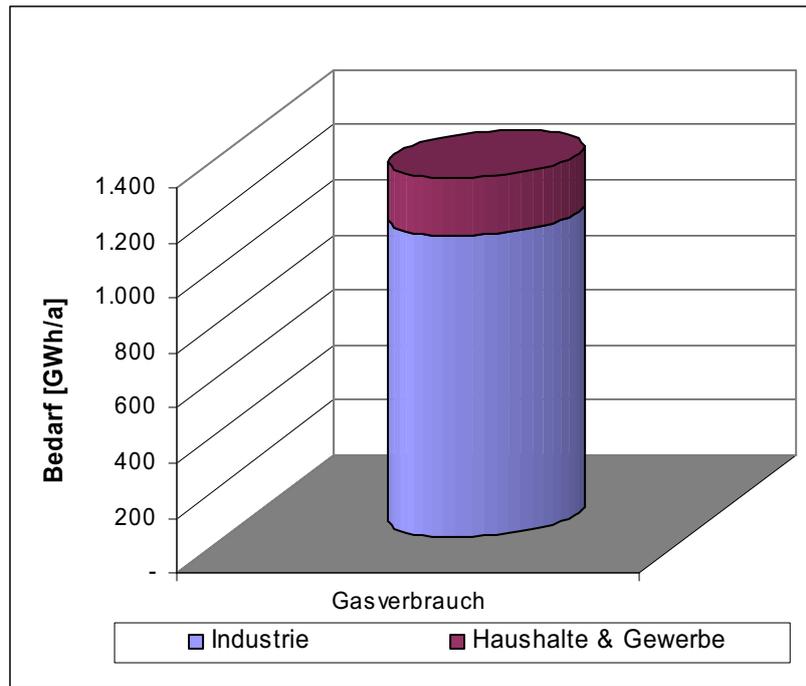


Abbildung 10: Bedarf an Erdgas als Endenergieträger in der Industrieregion (Bedarf an Erdgas als Sekundärenergieträger nicht berücksichtigt)
[Beteiligte Firmen]

Die Erdgasverteilung in der betrachteten Industrieregion erfolgt durch die Steirische Gas-Wärme GmbH und die Stadtwerke Kapfenberg GmbH. Der gesamte Erdgasbedarf muss durch Importe gedeckt werden.

In Abbildung 11 ist der Lastgang des Erdgasverbrauchs in der Industrieregion Bruck an der Mur / Kapfenberg im Jahresverlauf auf Basis von Tagesmittelwerten zu sehen. Dabei ist ersichtlich, dass der Jahresgang des Bedarfs von Haushalten und Gewerbe (rote Kurve) einem typischen Verlauf für Heizwärmebedarf folgt. Der Lastgang des Erdgasbedarfs der Industrie (blaue Kurve) zeigt neben den Einbrüchen an den Wochenenden nur eine geringe Steigerung des Bedarfs in den Wintermonaten. Der starke Rückgang im August ist auf Revisionsarbeiten in den Industriebetrieben zurückzuführen.

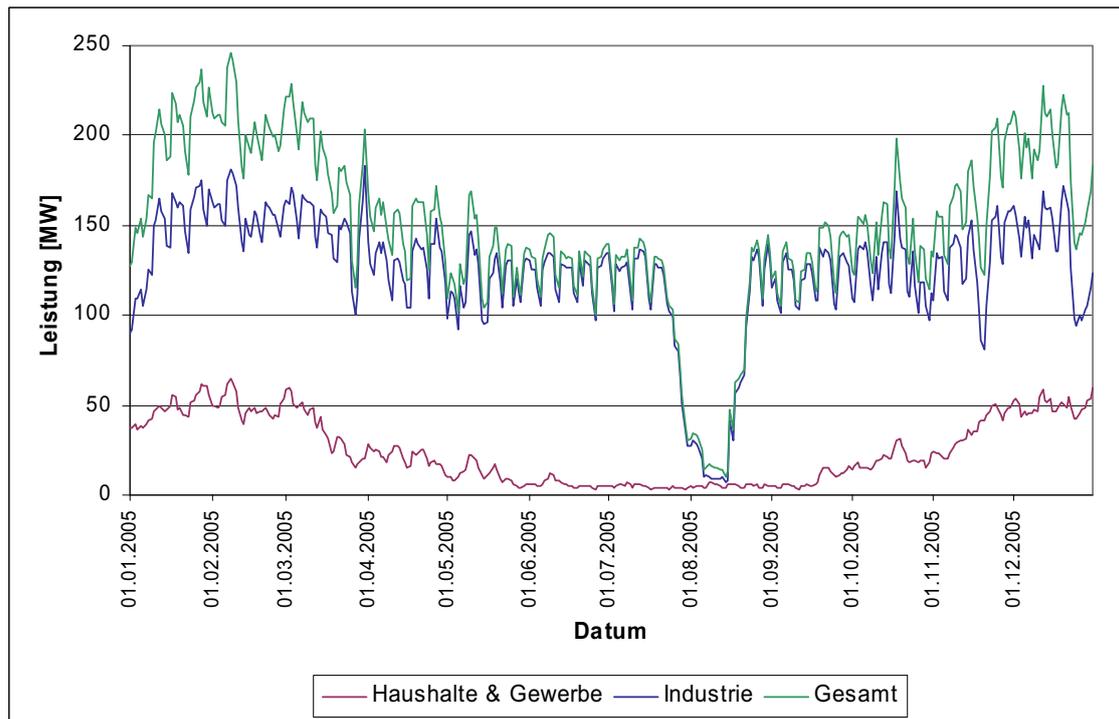


Abbildung 11: Mittlere Tagesleistung des Erdgasverbrauches im Jahresverlauf (2005) nach Sektoren in der Industrieregion Bruck an der Mur / Kapfenberg [Beteiligte Firmen]

Der österreichische Erdgasverbrauch ist in Abbildung 12 dargestellt. Der Verlauf des Verbrauchs weist einen typischen Verlauf für Heizwärmebedarf auf. Es ist ersichtlich, dass der österreichische Verlauf des Erdgasverbrauches größere Unterschiede zwischen Sommer- und Wintermonaten aufweist im Vergleich mit dem Verlauf des Erdgasverbrauches in der Industrieregion Bruck an der Mur / Kapfenberg. Während die mittlere Tagesleistung in der Industrieregion Bruck an der Mur / Kapfenberg in den Wintermonaten maximal ca. 2,5-mal so hoch ist wie in den Sommermonaten (Ausnahme: Revisionszeit im August), beträgt im österreichischen Vergleich die mittlere Tagesleistung im Winter bis zum ca. 4-fachen der mittleren Tagesleistung im Sommer.

Dieser Unterschied ist auf den hohen Anteil am Erdgasverbrauch der Industrie in der Industrieregion Bruck an der Mur / Kapfenberg zurückzuführen. Der Verlauf des Erdgasbedarfs der Industrie ist, wie Abbildung 11 zeigt, im Vergleich zum Verlauf des Erdgasbedarfs der Haushalte und Gewerbebetriebe nur geringen jahreszeitlichen Schwankungen unterworfen.

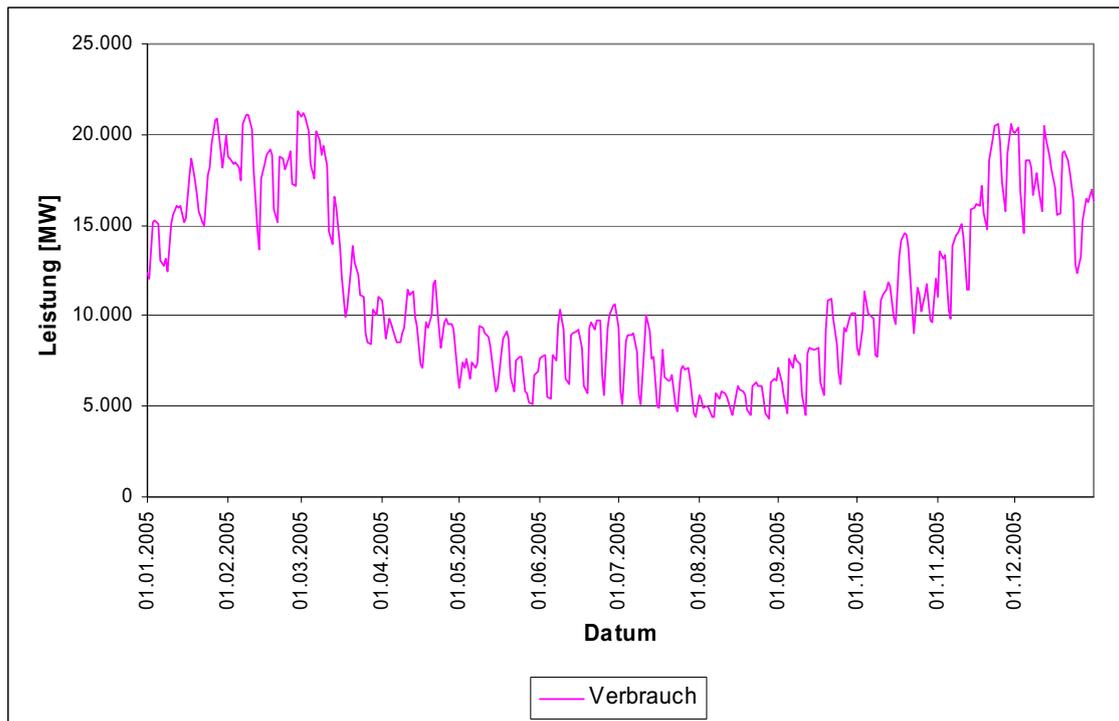


Abbildung 12: Mittlere Tagesleistung des Erdgasverbrauches im Jahresverlauf (2005) in Österreich
[E-Control 2, 2007]

Abbildung 13 zeigt den Wochengang des Erdgasbedarfes in der Industrieregion Bruck an der Mur / Kapfenberg anhand einer typischen Woche (3. Woche im Jänner 2005) auf Basis von Stundenwerten. Der Bedarf der Industrie (blaue Kurve) spiegelt den Erdgasbedarf der industriellen Prozesse wider und zeigt keine signifikante Abhängigkeit von der Tageszeit. Ein Bedarfsrückgang am Wochenende ist ersichtlich. Die Kurve des Bedarfs von Haushalten und Gewerbe folgt auch hier einem typischen Verlauf für Heizwärmebedarf, mit Spitzen am Morgen und am Abend. Auch die Kurve des österreichischen Erdgasbedarfes dieser typischen Woche, in Abbildung 14 dargestellt, zeigt diesen Verlauf.

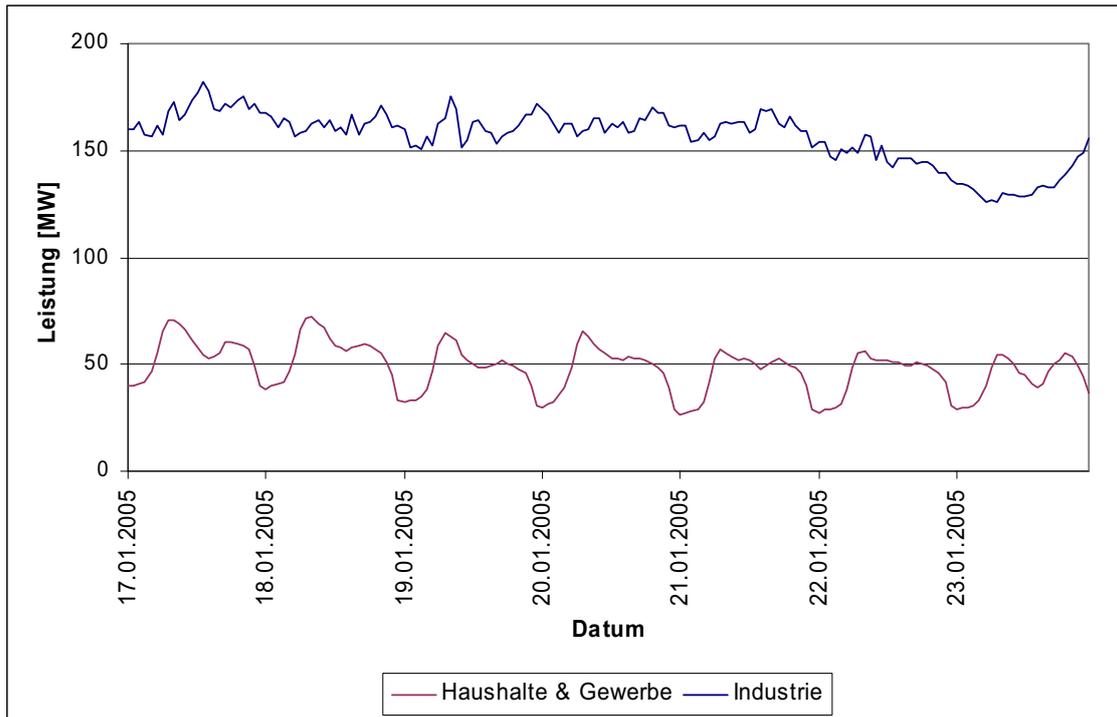


Abbildung 13: Mittlere Leistung des Gasverbrauches der 3. Jännerwoche 2005 (Montag bis Sonntag) nach Sektoren in der Industrieregion Bruck an der Mur / Kapfenberg (auf Basis von Stundenwerten) [Beteiligte Firmen]

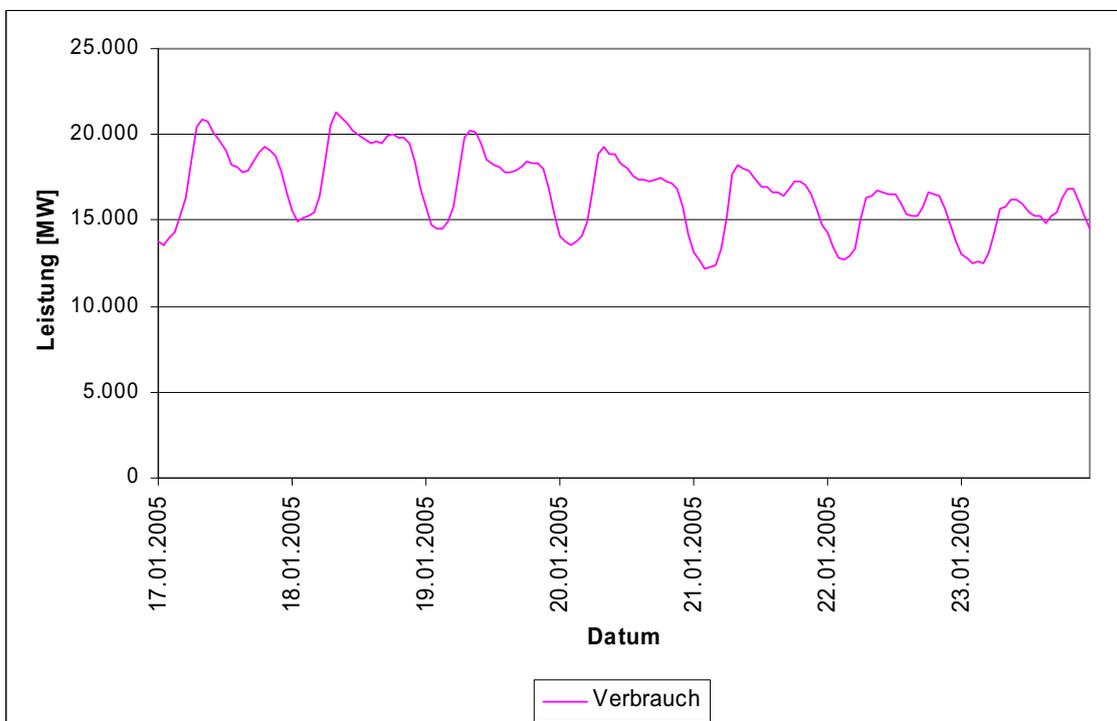


Abbildung 14: Mittlere Leistung des Gasverbrauches der 3. Jännerwoche 2005 (Montag bis Sonntag) in Österreich (auf Basis von Stundenwerten) [E-Control 2, 2007]

Lastgänge des Erdgasverbrauches für weitere typische Wochen (3. Wochen im April, Juli und Oktober) sind im Anhang zu finden.

5.1.2.3 Treibstoffe

Der jährliche Treibstoffbedarf des Bezirkes Bruck an der Mur beträgt ca. 50 Millionen Liter (ca. 39.400 t). Dies entspricht einem Verbrauch von ca. 469 GWh/a.

In der Industrieregion Bruck an der Mur / Kapfenberg liegt der Verbrauch bei ca. 21.900 t/a oder 261 GWh/a. Tabelle 3 und Tabelle 4 zeigen den Verbrauch an Treibstoffen im Bezirk Bruck an der Mur bzw. in der Industrieregion Bruck an der Mur / Kapfenberg, verteilt auf die verschiedenen Treibstoffarten.

Tabelle 3: Treibstoffverbrauch im Bezirk Bruck an der Mur (2005)

[Homepage WKO, 2006], [Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit, 2006], [Homepage Land Steiermark, 2006]

Treibstoff	t/a	GWh/a
Diesel	29.161	344,3
Normalbenzin	2.691	32,9
Super	7.239	88,5
Super Plus	301	3,7
Gesamt	39.392	469,4

Tabelle 4: Treibstoffverbrauch in der Industrieregion (2005)

[Homepage WKO, 2006], [Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit, 2006], [Homepage Land Steiermark, 2006]

Treibstoff	t/a	GWh/a
Diesel	16.217	191,5
Normalbenzin	1.497	18,3
Super	4.026	49,2
Super Plus	167	2,0
Gesamt	21.907	261,0

In Abbildung 15 ist eine Verteilung des Treibstoffverbrauchs in der Industrieregion auf Diesel- und Benzintreibstoffe zu sehen. Diese Verteilung von 74 % Diesel- und 26 % Benzinkraftstoffe entspricht einer für Österreich typischen Verteilung.

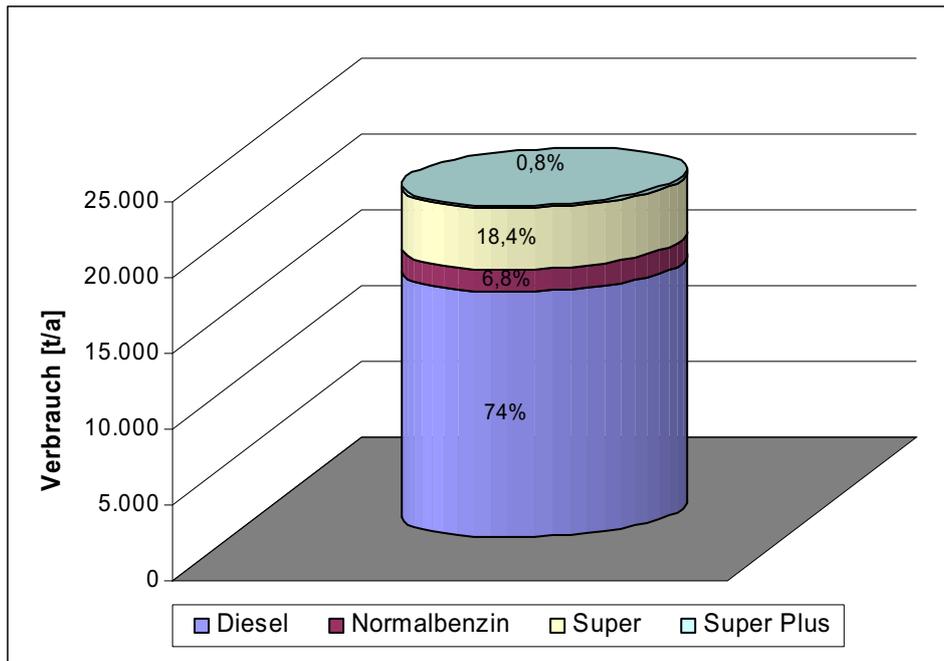


Abbildung 15: Treibstoffverbrauch – Jahresmenge 2005

[Homepage WKO, 2006], [Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit, 2006], [Homepage Land Steiermark, 2006]

Der Treibstoffverbrauch in der Industrieregion Bruck an der Mur / Kapfenberg auf Monatsbasis ist in Abbildung 16 dargestellt.

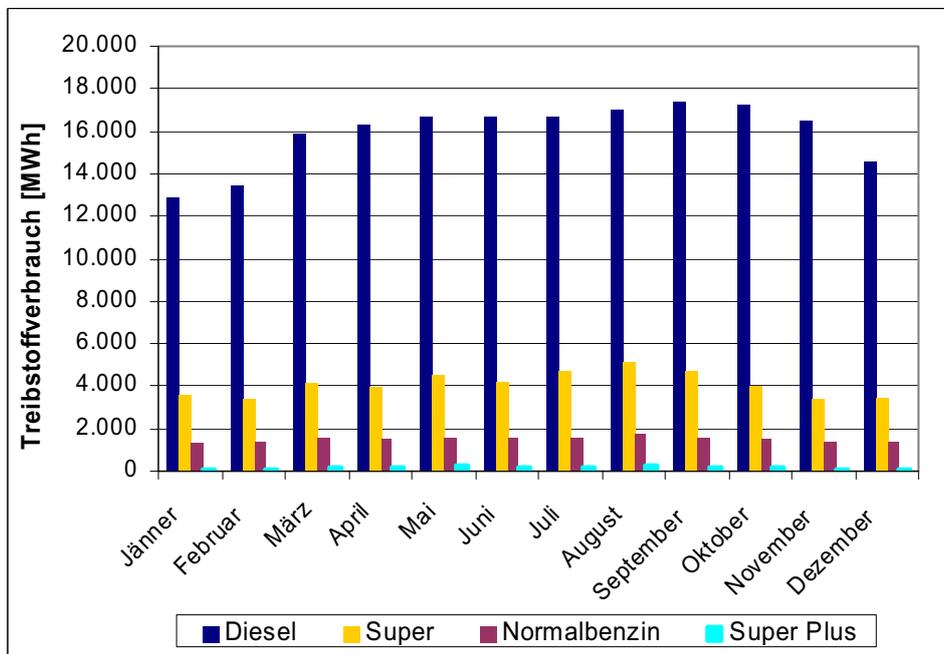


Abbildung 16: Treibstoffverbrauch für das Jahr 2005 auf Monatsbasis

[Homepage WKO, 2006], [Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit, 2006], [Homepage Land Steiermark, 2006]

5.1.2.4 Sonstige Energieträger zur Wärmebereitstellung

Der Begriff Wärme bzw. Wärmebedarf bezieht sich in diesem Kapitel auf den Wärmebedarf der Haushalte. Der Wärmebedarf der Industrie, der sich in Prozesswärmebedarf und Heizwärmebedarf aufgliedert, wird hauptsächlich mittels direkten Erdgaseinsatzes und teilweise mit Biomasseinsatz (48,4 GWh/a) gedeckt. Dieser Sachverhalt wurde bereits in Kapitel 5.1.2.2 dargestellt, und wird daher hier nicht weiter behandelt.

In der betrachteten Industrieregion beträgt der jährliche Wärmebedarf (Nutzenergie) der Haushalte ca. 232,7 GWh. Dieser Bedarf wird mittels verschiedener Brennstoffe gedeckt. Verschiedene Umwandlungstechnologien (Heizsysteme) weisen unterschiedliche Wirkungsgrade auf, diese wurden bei der Berechnung des Brennstoffbedarfs berücksichtigt. Es ergibt sich ein gesamter Endenergiegehalt aller pro Jahr im Haushaltsbereich eingesetzten Brennstoffe von ca. 317,5 GWh.

Der Jahresbedarf an einzelnen Brennstoffen ist in Tabelle 5 und Abbildung 17 ersichtlich.

Tabelle 5: Jährlicher Endenergiebedarf der Haushalte an Brennstoffen
 [Beteiligte Firmen], [Statistik Austria 2, 2001], [Statistik Austria 3, 2001], [Statistik Austria 5, 2007]

Brennstoff	Jahresbedarf	Jahresbedarf [GWh]
Erdgas	14.800.000 Nm ³	148,0
Heizöl	7.900.000 l	79,8
Strom	26.000 MWh	26,0
Holz (inkl. Hackschnitzel, Pellets)	14.500 Rm	27,3
Koks, Kohle, Kohlebriketts	2.250 t	15,7
Fernwärme	15.200 MWh	15,2
Sonstige*	5.500 MWh	5,5
Gesamt		317,5

* „Sonstige“ umfasst unter anderem solare Wärmeerzeugung und Wärmepumpenanwendungen.

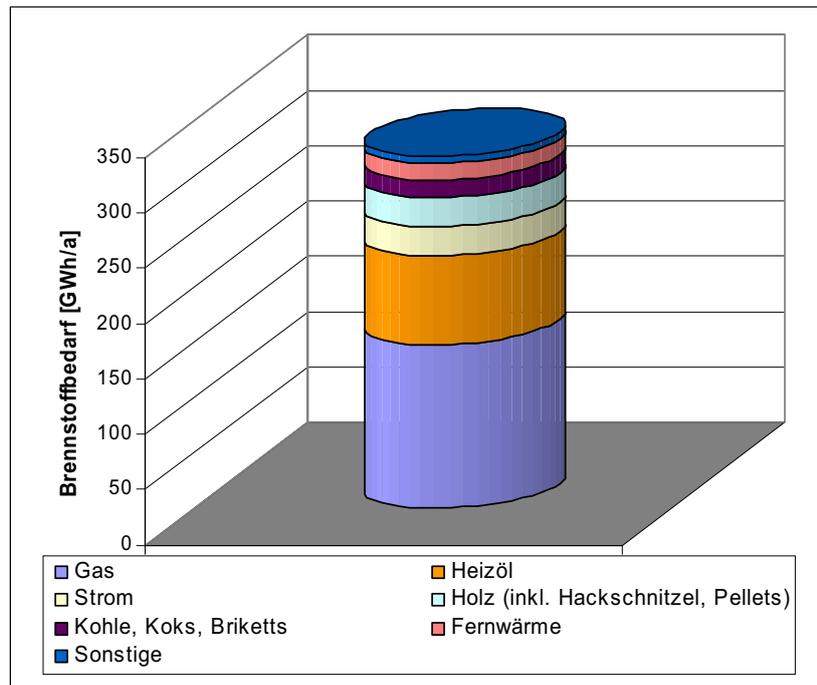


Abbildung 17: Jährlicher Endenergiebedarf der Haushalte an Brennstoffen
[Beteiligte Firmen], [Statistik Austria 2, 2001], [Statistik Austria 3, 2001], [Statistik Austria 5, 2007]

Der Einsatz von Erdgas deckt rund die Hälfte des Bedarfes (ca. 47 %), auch der Einsatz von Heizöl (ca. 25 %) leistet einen wesentlichen Beitrag zur Bedarfsdeckung. Strom (ca. 8 %), Holz (ca. 9 %), Kohle, Koks und Kohlebriketts (ca. 5 %), Fernwärme (ca. 5 %) sowie Sonstige (ca. 2 %) spielen eine untergeordnete Rolle.

Die zur Deckung des Bedarfs eingesetzten Brennstoffe sind vorwiegend fossile Brennstoffe. Der Anteil von erneuerbaren Brennstoffen ist mit ca. 15 % gering.

5.1.2.5 Gesamtenergie

Der gesamte jährliche Endenergiebedarf der Industrieregion beträgt ca. 3.050 GWh, wovon knapp 85 % in Form von Erdgas und Strom verbraucht werden. Eine Aufgliederung des Bedarfes nach Energieträgern findet sich in Tabelle 6.

Von den in Kapitel 5.1.2.4 dargestellten 317,5 GWh/a Endenergiebedarf zu Heizzwecken werden bei der folgenden Gesamtenergiebetrachtung lediglich 202,7 GWh/a berücksichtigt. Die Differenz auf 317,5 GWh/a ist einerseits bereits im Erdgasbedarf (148 GWh/a Erdgas für Gasheizungen in Haushalten + 15,2 GWh/a Fernwärme aus Erdgas) inkludiert, andererseits kommt ein Biomasseeinsatz in der Industrie hinzu (48,4 GWh/a).

Tabelle 6: Jährlicher gesamter Endenergiebedarf der Region nach Energieträger

Energieträger	Jahresbedarf [GWh]
Strom	1.275,6
Erdgas	1.310,2
Treibstoffe	261,0
Sonstige Energieträger zur Wärmeerzeugung	202,7
Gesamt	3.049,5

Abbildung 18 zeigt die prozentuale Verteilung des Gesamtenergiebedarfes auf die einzelnen Energieträger. Es ist ersichtlich, dass der Einsatz von Strom und Erdgas zusammen ca. 85 % des Gesamtenergiebedarfs der Industrieregion decken. Im Gegensatz dazu wird der gesamtösterreichische Endenergiebedarf für die betrachteten Endenergieträger nur zu 38 % aus Strom und Erdgas gedeckt (siehe Abbildung 19).

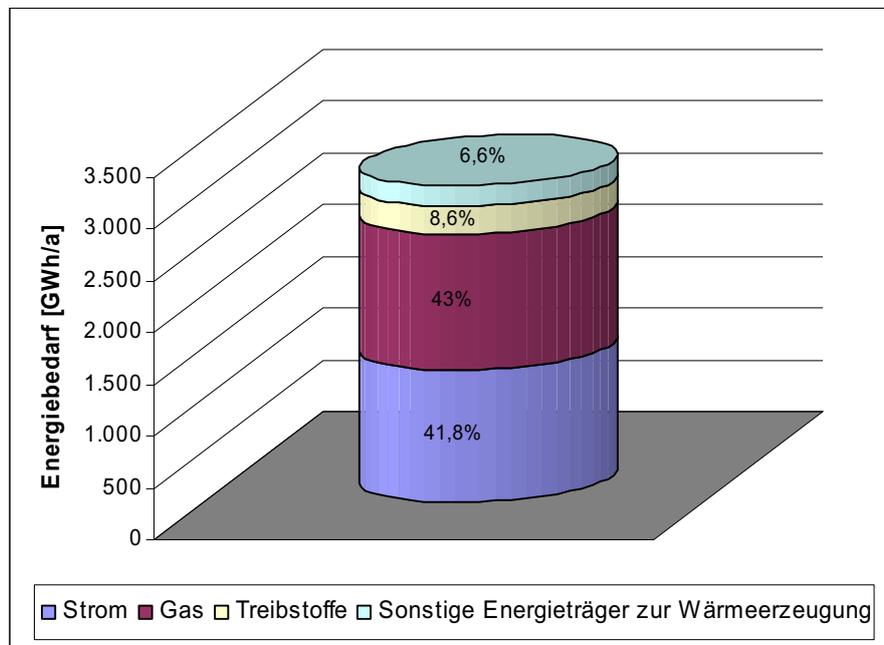


Abbildung 18: Anteil der betrachteten Energieträger am energetischen Endverbrauch in der Industrieregion im Jahr 2005
 [Beteiligte Firmen]

Der geringe Anteil an sonstigen Energieträgern zur Wärmebereitstellung von 6,6 % in der Region Bruck an der Mur / Kapfenberg ist hauptsächlich auf das gut ausgebaute und dichte Gasnetz in der Industrieregion zurückzuführen, weshalb auch sehr viele Privathaushalte und Gewerbebetriebe Gas zur Wärmebereitstellung nutzen.

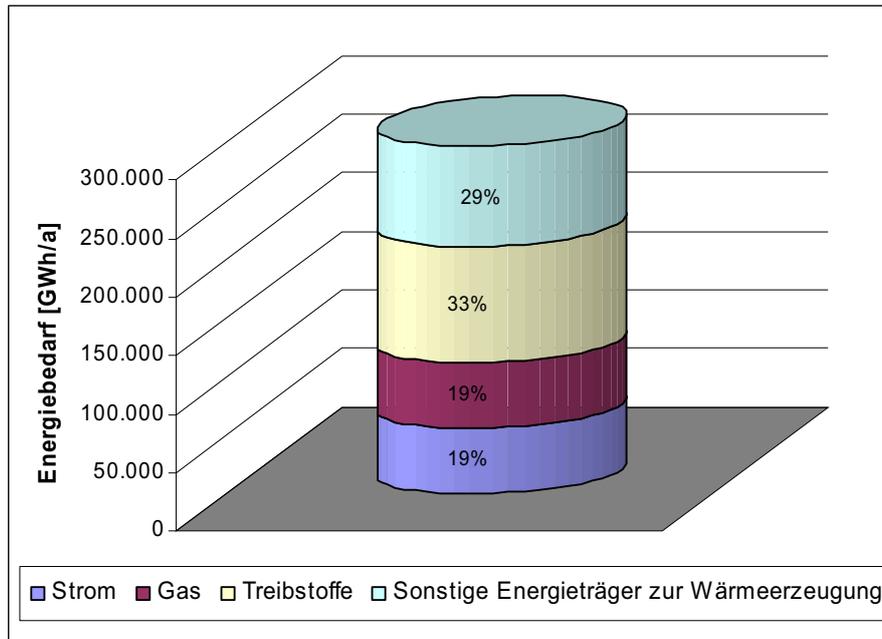


Abbildung 19: Anteil der betrachteten Energieträger am energetischen Endverbrauch in Österreich im Jahr 2005
[Statistik Austria 1, 2005]

Der Jahrgang des Verbrauchs der einzelnen Energieträger in der Industrieregion Bruck an der Mur / Kapfenberg ist in Abbildung 20 ersichtlich. Der Verlauf der Gesamtenergie-Kurve (rote Kurve) wird vor allem von den Verläufen der Strom- und der Erdgasbedarfskurven geprägt. Revisionsarbeiten der Industrie im August führen zu einem Rückgang des Endenergiebedarfs von mehr als 30 %.

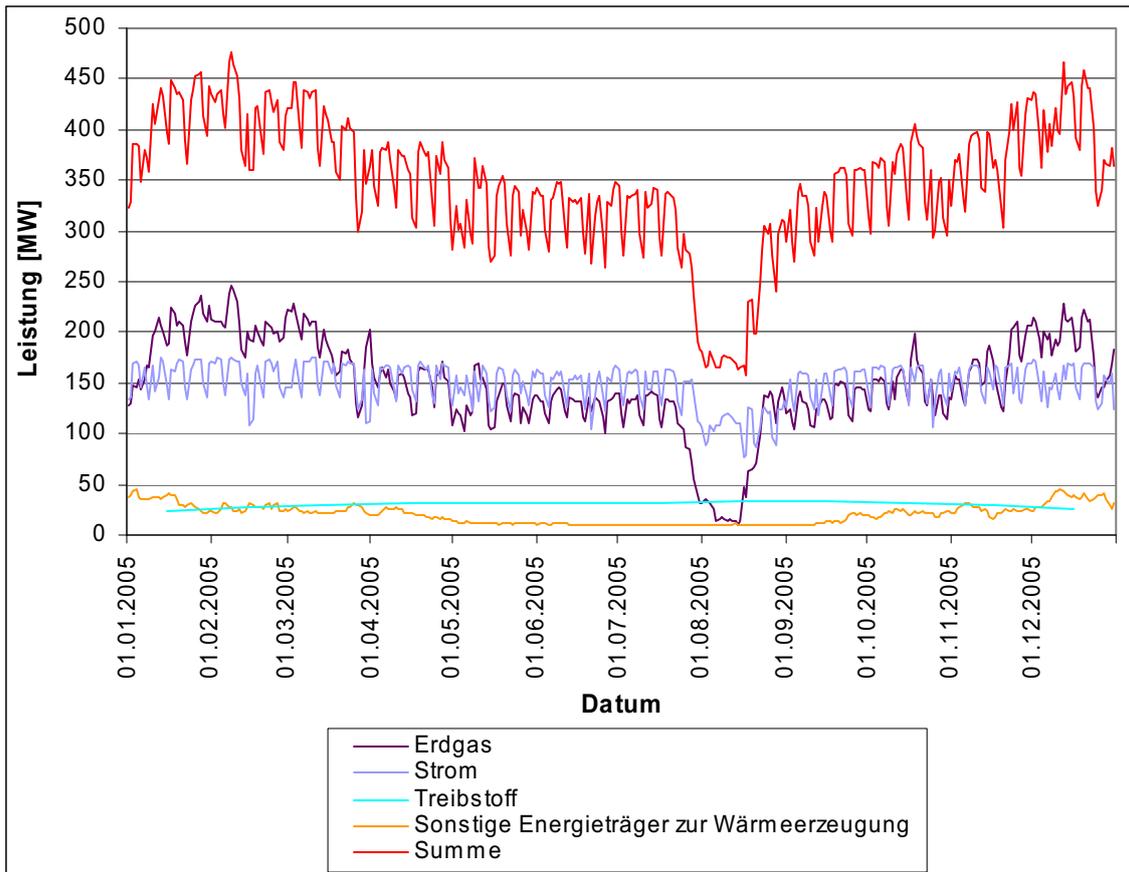


Abbildung 20: Mittlere Tagesleistung des Verbrauches an betrachteten Endenergieträgern im Jahresverlauf in der Modellregion [Beteiligte Firmen]

5.1.2.6 CO₂-Ausstoß

Die CO₂-Emissionen in der Region wurden anhand von eingesetzten Endenergieträgern und von Emissionsfaktoren, bezogen auf den Brennstoffeinsatz bzw. Kraftstoffeinsatz, berechnet. Diese Abschätzung ergibt CO₂-Emissionen der Industrieregion Bruck an der Mur / Kapfenberg von ca. 490.000 t pro Jahr, wobei die CO₂-Emissionen die durch Erdgaseinsatz (Endenergieeinsatz plus Sekundärenergieeinsatz in der Region) verursacht werden mit ca. 393.000 t pro Jahr den größten Anteil am CO₂-Ausstoß (ca. 80 %) haben. Der Einsatz von Treibstoffen verursacht ca. 69.000 t CO₂ pro Jahr (ca. 14 %), der Einsatz sonstiger Energieträger zur Wärmeerzeugung ca. 28.000 t (ca. 6 %). Dieser Sachverhalt ist in Abbildung 21 dargestellt.

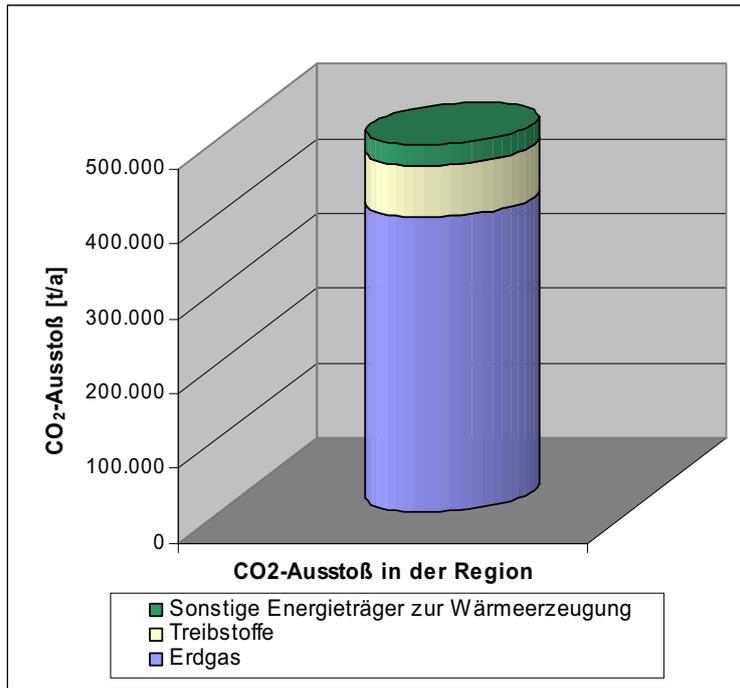


Abbildung 21: CO₂-Ausstoß in der Industrieregion Bruck an der Mur / Kapfenberg nach eingesetzten Energieträgern [Beteiligte Firmen]

Da nur große Industriebetriebe CO₂-Zertifikate im Ausmaß von ca. 273.000 t pro Jahr besitzen [Beteiligte Firmen] sind die CO₂-Emissionen der Industrieregion nur zu ca. 56 % mit Zertifikaten abgedeckt. Abbildung 22 veranschaulicht den durch Zertifikate abgedeckten Anteil der CO₂-Emissionen.

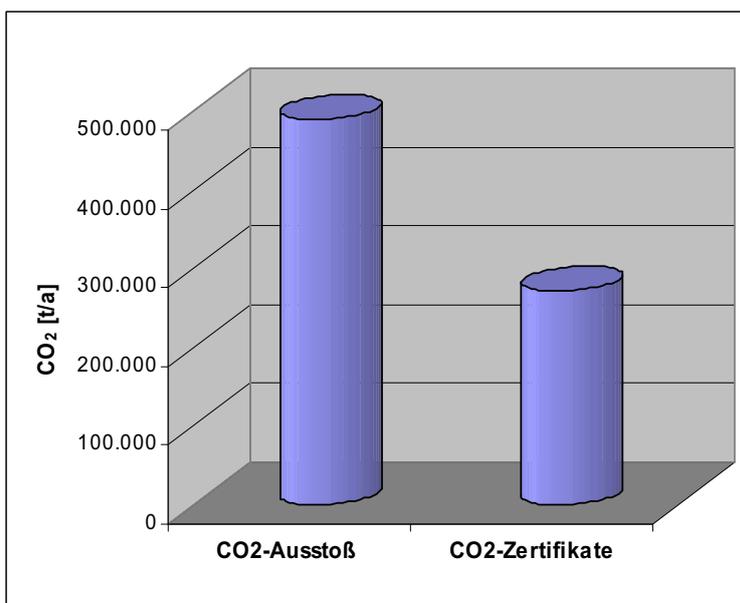


Abbildung 22: Vergleich CO₂-Ausstoß und CO₂-Zertifikate der Region [Beteiligte Firmen]

5.2 Arbeitspaket 2: Potenzialanalyse der Industrieregion und Analyse bestehender Modellregionen

5.2.1 Erhebung bei bestehenden Modellregionen

Barrieren und Erfolgsfaktoren von Modellregionen, die sich im Sinne der Programmlinie entwickelt haben oder sich in der Umsetzungsphase befinden, wurden erhoben. Dafür wurden die Modellregion Güssing im Burgenland und die Modellregion Auland Carnuntum in Niederösterreich ausgewählt. Um Beweggründe für die Entstehung der Modellregionen, mögliche Barrieren und Erfolgsfaktoren zu erheben, sowie Erfahrungen bei der regionalen Einbindung regenerativer Energien zu sammeln, wurden Befragungen durchgeführt. Diese erfolgten anhand eines Fragebogens, der im Anhang zu finden ist.

Im Folgenden werden Profile dieser beiden Modellregionen dargestellt, und die Ergebnisse der Befragungen zusammengefasst.

5.2.1.1 Auland Carnuntum

Die Modellregion Auland Carnuntum wird im vorliegenden Projekt zu Vergleichszwecken herangezogen. Es ist das Ziel dieser Region, die Energieversorgung zu 100 % aus erneuerbaren Ressourcen zu bewerkstelligen. Die Daten, die in der Folge zur Charakterisierung der Region zusammengefasst werden, wurden auf Basis des oben angeführten Fragebogens erfasst.

Auland Carnuntum umfasst 16 Gemeinden aus den politischen Bezirken Gänserndorf und Bruck an der Leitha und weist eine Fläche von 440 km² auf. Die Einwohnerzahl beträgt 30.108. Auland Carnuntum ist eine landwirtschaftlich geprägte Region, in der sich aber auch große Betriebe wie Masterfoods, Bunge Austria GmbH (Ölmühle Bruck an der Leitha) sowie Baxter befinden.

Nachfolgend wird ein Interview, das auf Basis des erwähnten Fragebogens durchgeführt wurde, zusammengefasst.

1. Name der Auskunft gebenden Person: DI Martina Prechtl
2. Funktion der Auskunft gebenden Person: Geschäftsführerin des Energieparks Bruck an der Leitha

3. Welche handelnden Personen / Institutionen sind beteiligt?

Der Verein Energiepark Bruck an der Leitha (3 angestellte MitarbeiterInnen und ein freier Dienstnehmer) führt Projektarbeit, Öffentlichkeitsarbeit und Beratung durch. Vorbereitende und begleitende Arbeiten für die Umsetzung von konkreten Projekten, wie der Energieerzeugung und Bereitstellung in den Windparks, dem Biomasseheizwerk und der Biogasanlage werden vom Verein Energiepark Bruck an der Leitha organisiert und durchgeführt.

Die Energieerzeugung erfolgt in eigenständigen Firmen wie der Biogas Bruck / Leitha GmbH & Co KG, der FWG Fernwärmeversorgung Bruck an der Leitha GmbH & Co KEG sowie in den Windparks Bruck/Leitha, Petronell-Carnuntum und Hollern.

Weiters wird ein postgradualer, berufsbegleitender Universitätslehrgang („Renewable Energy in Central and Eastern Europe“, Abschluss: Master of Science) in Kooperation mit der TU-Wien angeboten. Dieser englischsprachige Lehrgang soll vor allem Studierende aus Mittel- und Osteuropa ansprechen.

4. Entstehungsgeschichte der Modellregion

Im Jahr 1995 wurde der Verein "Energiepark Bruck an der Leitha" zur Förderung erneuerbarer Energien gegründet. (Umweltstadtrat Herbert Stava)

Als Ziel wurde formuliert, die Energieversorgung der Region zur Gänze aus erneuerbaren Rohstoffen zu betreiben. Grundlagen für weitere Schritte waren eine Energiebedarfserhebung sowie ein daraus resultierender Maßnahmenkatalog. Auland Carnuntum wurde letztlich eine leader+ Region.

Die leader+ Region Auland Carnuntum hat Vorbildcharakter in Bezug auf den Einsatz von erneuerbaren Ressourcen zur Deckung des regionalen Energiebedarfs.

In diesem Zusammenhang wurde das EdZ-Projekt "Polygeneration" [Friedl, 2006] durchgeführt, das die Produktion von Treibstoffen aus pflanzlichen Rohstoffen der Region (Bioethanol) zum Inhalt hat.

5. Sind alle Akteure für das Projekt; wenn nein, wie wurden sie überzeugt?

Es gibt keine größeren Widerstände gegen das Projekt 100 % Energie aus erneuerbaren Ressourcen zu gewinnen. Die Politik trägt die Umsetzung mit. Gewisse Vorbehalte gegen die Windkraft sind allerdings vorhanden (optische Beeinträchtigung durch Windräder).

6. Art und Weise der Finanzierung

Das EU-Projekt Leader+ Region (2001-2005) wurde mit 180.000 € finanziert. Der Verein finanziert sich u.a. durch Projekte (Vorbereitung, Begleitung, Abwicklung...), Dienstleistungen (z.B.: Energieberatung) sowie durch Einnahmen aus Führungen durch den Energiepark.

7. Organisationsform

Der Verein Energiepark zur Förderung erneuerbarer Energie ist nicht auf Gewinn ausgerichtet. Die Energieerzeugung und –lieferung erfolgt durch eigenständige Firmen.

Maßnahmen zur Kommunikation und Einbindung der Öffentlichkeit

Eine Erhebung der Akzeptanz für Möglichkeiten der Einbindung regional verfügbarer erneuerbarer Energien erfolgt unter den BewohnerInnen und EntscheidungsträgerInnen der Region Auland Carnuntum auf der Basis von Befragungen.

Die Schaffung des Bewusstseins in der gesamten Bevölkerung für die Vorreiterrolle der Region und der Identifikation mit dem Ziel 100 % Energieversorgung aus erneuerbaren, regional verfügbaren Energieträgern zu gewährleisten, erfolgt mittels verschiedener Maßnahmen. Unter anderem wird die Bevölkerung aktiv in die Umsetzung eingebunden (z.B.: Zeichenwettbewerb in Schulen bringt das Energiespartmaskottchen "Enny" hervor) sowie zu Themenabenden eingeladen.

Pressearbeit (z.B.: Energiespartipps in Regionalzeitung), Berichte an die Gemeinden und die Gestaltung einer Homepage tragen weiters zur Kommunikation der Inhalte bei.

Eine Erfassung der Medienresonanz sowie eine Evaluierung der kommunikativen Begleitmaßnahmen wurde bis dato nicht durchgeführt.

Der Erfolg wird durch die oben angeführten gesetzten Kommunikationsmaßnahmen erlebbar gemacht. Ein wesentlicher Identifikationspunkt ist dabei, dass sich die Region in einzelnen Bereichen dem übergeordneten Ziel der Energieautarkie nähern kann. So liegt die Summenbilanz der Stromproduktion (Energie) bereits über dem regionalen Strombedarf. Dies gilt natürlich nicht für die Spitzenlastabdeckung (Leistung), da der Strom überwiegend aus Windkraft stammt.

Einbindung der Energieabnehmer

Vor der Errichtung der Fernwärmeversorgung war die Stadt Bruck an der Leitha gasversorgt. Voraussetzung für die Errichtung war der Grundsatzbeschluss der Gemeinde, öffentliche Gebäude an die Fernwärmeversorgung anzuschließen. Neue Siedlungen werden ebenfalls an die Fernwärme angebunden.

Energieverbrauch und Produktion der Region Auland Carnuntum

Der Energieverbrauch der Region und die Energieproduktion auf Basis erneuerbarer Energieträger werden in Tabelle 7 gegenübergestellt. Der Anteil erneuerbarer Energieträger an der Stromproduktion beträgt 77,6 % (Stand April 2001), Wärme wird dagegen nur zu

13,6 % erneuerbar produziert. Gesamt ergibt sich ein Anteil regenerativer Energieträger am Gesamtverbrauch von ca. 35 %.

Die vom Verein Energiepark angeführten Energieverbrauchsmengen in Tabelle 7 stellen die Summenmengen für Strom, Wärme und Treibstoffe aller Verbraucher der Region, d.h.: Haushalte, Gewerbe, öffentliche Hand und Industrie dar. [Homepage Energiepark Bruck-Leitha, 2007]

Tabelle 7: Jahresenergieverbrauch und -produktion der Region Auland Carnuntum
 [Homepage Energiepark Bruck-Leitha, 2007]

Endenergie	Verbrauch [GWh]	Endenergiemenge aus erneuerbaren Energieträgern [GWh]	Anteil erneuerbarer Energieträger [%]
Strom *)	168,73	130,94	77,60
Wärme	612,03	83,22	13,60
Treibstoff	412,82	201,67	48,85
Gesamt	1.193,58	415,83	34,85

*) Laut Angaben des Vereins Energiepark beträgt die Stromproduktion derzeit mehr als 100 %. Grund dafür ist, dass die im Jahr 2001 noch in Planung befindlichen Windkraftanlagen realisiert wurden.

Energieerzeugung aus erneuerbaren Ressourcen der Region Auland Carnuntum

In der Region Auland Carnuntum wird ein Teil der benötigten Endenergieträger Strom, Wärme, Treibstoff und Gas aus erneuerbaren Energieträgern hergestellt.

Im Wesentlichen beruht die Energieerzeugung in der Region auf den Technologien Windenergieanlage, Biogasanlage, Biomasseheizwerk, Biomasseeinzelfeuerung und einer Biodieselanlage.

Windkraft

Die Region ist ein windreiches Gebiet mit einem dementsprechend hohen Windkraftpotenzial, das eine 100 %-ige Stromversorgung der Region in Bezug auf die gesamte pro Jahr benötigte Strommenge erlaubt. Die Spitzenlast kann mit Windkraft allerdings nicht abgedeckt werden. Die Region verfügt über 79 Windkraftanlagen mit einer Gesamtnennleistung von 144,6 MW.

Biogas

In der Biogasanlage Bruck an der Leitha werden 30.000 t Substrat pro Jahr umgesetzt. Die Strom- und Wärmeproduktion erfolgt in zwei Blockheizkraftwerken zu je 836 kW_{el}. Die jährliche Stromproduktion beträgt ca. 12 GWh, die jährliche Wärmeproduktion ca. 15 GWh. Außerhalb des Energieparks werden in der Region Auland Carnuntum noch in der Biogasanlage Berg (2 mal 500 kW_{el}) ca. 7 GWh Strom und ca. 5,3 GWh Wärme pro Jahr erzeugt. [Friedl, 2006]

Fernwärme aus Biomasse

Das Biomasse-Fernheizwerk Bruck an der Leitha wurde in Kooperation mit der EVN AG (Energie Versorgung Niederösterreich) errichtet. Es verfügt über zwei Biomassekessel mit einer Gesamtwärmeleistung von 6.000 kW (1 mal 4.500 kW, 1 mal 1.500 kW). Als Ausfallsreserve ist ein Gaskessel mit 4.000 kW Wärmeleistung vorhanden. Das Fernwärmenetz versorgt ca. 800 Haushalte. Die vom Biomasse-Fernheizwerk gelieferte Wärme deckt etwa 1/3 des Wärmebedarfs aller Brucker Haushalte.

Außerhalb des Energieparks werden in der Region Auland Carnuntum im Biomasse Fernheizwerk Wolfsthal und Berg (4.300 kW) ca. 6,7 GWh Wärme, sowie bei der Biomasse Göttlesbrunn – Arbesthal (2.500 kW) ca. 7,5 GWh Wärme pro Jahr erzeugt. [Friedl, 2006]

Biodiesel

Die Bunge Austria GmbH (Ölmühle Bruck an der Leitha) betreibt eine Biodieselanlage mit einer jährlichen Kapazität von ca. 25.000 t. [Homepage Bunge, 2007]

Potenzial an holzartiger Biomasse pro Jahr

Als theoretisches Biomassepotenzial pro Jahr werden für die Region ca. 100 GWh angegeben. Dieses Potenzial ergibt sich aus der Summe von jährlich nachhaltig nutzbarer Holzmasse (77 GWh) und dem jährlichen Abbau von Altholzreserven (23 GWh). Das entspricht einem Versorgungsgrad von ca. 16 % bezogen auf den gesamten Wärmeverbrauch der Region.

5.2.1.2 Güssing

Das folgende Profil der Region Güssing stellt einen Auszug aus dem EdZ-Bericht 82/2006: R. Koch et al., Energieautarker Bezirk Güssing [Koch, 2006] dar.

Im Jahr 2004 lebten im Bezirk Güssing 26.610 Personen auf einer Fläche von 485,5 km² (davon 245 km² Wald, 212 km² landwirtschaftliche Nutzfläche, 28,5 km² Siedlungs-, Verkehrs- und Wirtschaftsflächen)

Energiebedarf

Der Gesamtenergiebedarf des Bezirkes ist in Tabelle 8 nach Energieträgern und Wirtschaftssektoren angeführt. Im Gegensatz zu der diesem Bericht zu Grunde liegenden Industrieregion Bruck an der Mur / Kapfenberg hat im Bezirk Güssing der Haushaltssektor mit 51,55 % den größten Anteil am Gesamtenergiebedarf.

Tabelle 8: Energiebedarf im Bezirk Güssing nach Sektoren
 [Koch, 2006]

	Treibstoffe [GWh/a]	Brennstoffe [GWh/a]	Strom [GWh/a]	Summe [GWh/a]	%
Haushalte	79,18	178,00	33,94	291,12	51,55
Landwirtschaft	19,95	7,16	4,25	31,36	5,55
Gewerbe Produktion	29,59	55,47	29,82	114,88	20,34
Gewerbe Dienstleistung	38,86	35,18	29,90	103,94	18,40
Verwaltung	3,85	11,22	8,41	23,48	4,16
Summe	171,43	287,03	106,32	564,78	100,00

Energieversorgung

Die Versorgung der Region mit Strom wird vorwiegend vom Netzbetreiber BEWAG (Burgenländische Elektrizitätswirtschafts-AG) gewährleistet. Die Stromproduktion innerhalb der Region wird vor allem vom Biomassekraftwerk Güssing, sowie vom Kraftwerk Biostrom Güssing und der KWK-Biogasanlage in Strem erbracht. Der erzeugte elektrische Strom wird in das Verteilernetz der BEWAG eingespeist.

Die Versorgung der Region mit Erdgas wird vorwiegend von der BEGAS (Burgenländische Erdgasversorgungs-AG) durchgeführt, die gleichzeitig auch Netzbetreiber des Gasnetzes ist. Die Region Güssing ist nur im nördlichen Teil des Bezirks mit einem Erdgasnetz ausgestattet. Die bereits energieautarke Stadt Güssing verfügt über kein Erdgasnetz.

Der Ist-Stand der eingesetzten erneuerbaren Energieträger und der Versorgungsgrad im Bezirk Güssing ist in Tabelle 9 ersichtlich.

Tabelle 9: Versorgungsgrad des Bezirkes Güssing mit erneuerbaren Energiequellen
 [Koch, 2006]

	Treibstoffe GWh/a	Wärme GWh/a	Strom GWh/a
Derzeitiger Bedarf	171,43	287,03	106,32
Derzeitige Produktion			
Biomassekraftwerk Güssing		31,50	14,00
Biostrom Güssing		42,00	17,50
Biogas Strem		5,22	4,35
Biodiesel Güssing	80,00		
Glasing		0,48	
Kr. Tschantschendorf		0,30	
Bildein		1,25	
Dt. Tschantschendorf		1,50	
Burgauberg		0,24	
Urbersdorf		0,77	
Stegersbach		0,15	
Güssing		47,52	
Güttenbach		3,40	
St. Michael		1,65	
Eberau		1,09	
Strem		2,30	
Limbach		0,80	
Summe derzeit	80,00	140,17	35,85
Versorgungsgrad derzeit	47%	49%	34%

Für die Stadt Güssing ist die Energieautarkie bereits seit Jahren Stand der Technik. Durch den Einsatz von Holz, Raps und Altspeiseöl aus der Region kann der Jahresenergiebedarf der Stadt in den Bereichen Wärme, Strom und Treibstoff gedeckt werden. In Tabelle 10 wird der Energiebedarf der Stadt Güssing der Produktion aus erneuerbaren Energieträgern gegenübergestellt und der Eigenversorgungsgrad dargestellt.

Tabelle 10: Eigenversorgungsgrad der Stadt Güssing
 [Koch, 2006]

	Wärme	Strom	Treibstoffe	Gesamt
Energiebedarf [GWh/a]	50,47	24,98	30,25	105,71
Energieproduktion durch erneuerbare Energieträger [GWh/a]	47,52	31,50	80,00	159,02
Eigenversorgungsgrad der Stadt [%]	94%	126%	264%	150%

Abbildung 23 zeigt das derzeitige Energiesystem der Stadt Güssing. Die Technologien die zur Energieautarkie der Stadt beitragen werden dargestellt. So werden über Photovoltaik- und Solarthermieanlagen Strom und Wärme gewonnen. Durch die Verbrennung von Restholz und Sägespänen aus der Parkettindustrie wird Fernwärme erzeugt, und durch die Vergasung von Waldhackgut entsteht Strom und Wärme. Die thermische Vergasung von Holz findet im Biomassekraftwerk Güssing statt, das dort erzeugte Produktgas (aus dem, wie oben angesprochen, Strom und Wärme erzeugt wird) bietet aufgrund seiner günstigen Zusammensetzung weitere Anwendungsmöglichkeiten, die in der Stadt Güssing bereits erforscht werden. Dazu zählen unter anderem die Produktion von Benzin und Diesel aus Holz, die Herstellung von Methan bzw. eines Erdgas-Ersatzes aus Holz, die Wasserstoffproduktion aus Holz oder der Betrieb von Brennstoffzellen. Raps, als landwirtschaftliches Produkt, wird in der Biodieselanlage in Güssing zu Biodiesel umgeestert.

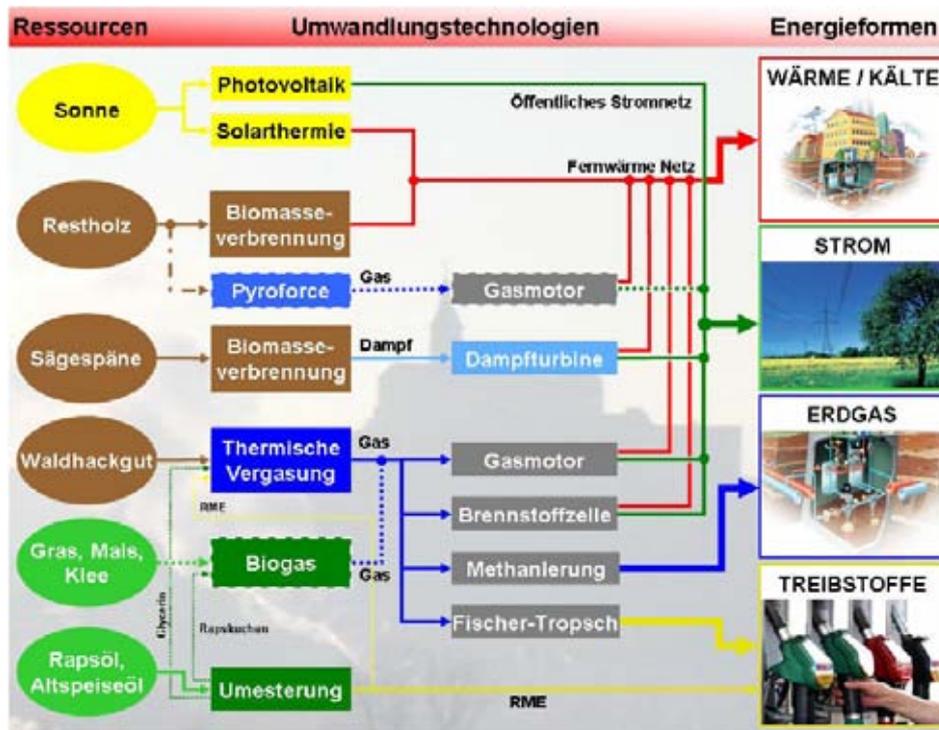


Abbildung 23: Energiesystem in der Stadt Güssing
 [Koch, 2006]

Nachfolgend wird das Protokoll einer Besprechung zusammengefasst.

Teilnehmer:

Christiane Brunner (EEE), Joachim Hacker (EEE), Manfred Tragner (FH JOANNEUM), Martin Schloffer (FH JOANNEUM)

Thema:

Erhebung von Barrieren und Erfolgsfaktoren von gestarteten Modellsystemen.

Handelnde Personen/Institutionen

Als handelnde Personen/Institutionen sind das EEE (Europäisches Zentrum für erneuerbare Energie Güssing) als GmbH und Verein, die Gemeinde Güssing (Bürgermeister) und selbstständige Akteure (Anlagenbetreiber) an der Modellregion beteiligt.

Entstehung der Modellregion

Güssing als „sterbende Region“ mit hoher Arbeitslosigkeit – das ist die Ausgangslage bevor energiebezogene Projekte in der Region gestartet wurden. Die „Elektro-Güssing GesmbH“ betreibt Energieversorgung der Region in Kooperation mit der BEWAG, nimmt aber keine dominante Rolle in der Energieversorgung ein. Dies wirkt sich wahrscheinlich sehr positiv für die Entstehung der Modellregion aus. Weitere Vorteile für die Entstehung waren das Nicht-Vorhandensein eines Gas- oder Wärmenetzes in Güssing.

Die Autarkie entstand durch Aktivitäten mehrerer selbstständiger Akteure, treibende Kräfte waren Ing. Koch und der Güssinger Bürgermeister Peter Vadasz. Die Gemeinde Güssing hatte großen Einfluss durch einen Gemeinderatsbeschluss, der den „Ausstieg aus der fossilen Energieversorgung“ formulierte.

Ausführlichere Informationen dazu sind in [Koch, 2006] zu finden.

Eine Ausweitung der Modellregion von der Stadt Güssing auf den Bezirk Güssing ist geplant. Investoren zu finden stellt dabei kein Problem dar. Schwieriger ist es, Gemeinden davon zu überzeugen mitzumachen. Den Gemeinden ist oft die eigene Energiesituation nicht bekannt.

Die Entstehung der Modellregion war ein langer Entwicklungsprozess. Eine Umfeldanalyse im Vorfeld wurde nicht durchgeführt. Um die Akteure / Anlagenbetreiber dazu zu bewegen mitzumachen war nur wenig Überzeugungsarbeit notwendig, da diesen die Notwendigkeit der Anstrengungen aufgrund der Ausgangssituation mit akutem Handlungsbedarf bewusst war. Die Bestrebung in Richtung Energieautarkie wurden von Ing. Koch und der Gemeinde vorangetrieben.

Eine Stärkung der Netzwerkstrukturen erfolgt durch den Verein EEE, der alle Anstrengungen koordiniert.

Die Finanzierung erfolgte durch selbstständige Anlagenbetreiber (Genossenschaften, Gemeinden), aber auch die Gemeinde Güssing tätigte Investitionen und erleichterte durch Haftungsübernahmen die Entstehung.

Zu Beginn entstanden eigenständige Heizwerke, errichtet und betrieben von Genossenschaften und / oder Gemeinden (z.B.: Fernheizkraftwerk (FHKW) Güssing). Um diese Aktivitäten zu koordinieren wurde der Verein EEE (Europäisches Zentrum für erneuerbare Energie) gegründet. 2002 folgte die Gründung der EEE GmbH, deren Träger der Verein EEE ist. Die einzelnen Anlagen zur Energieproduktion sind entweder selbstständig oder Mitglieder im Verein. Das EEE koordiniert und unterstützt alle Aktivitäten.

Die Akteure sind über den Verein EEE eingebunden. Vertreter der Politik sind im Vorstand des Vereins EEE, somit sind die Entscheidungsträger direkt eingebunden.

Die Kunden werden heute hauptsächlich über die Preisgestaltung gewonnen, zu Beginn standen eher Umweltgedanken im Vordergrund, eine Kundengewinnung über Preisgestaltung war wegen des damals niedrigen Ölpreises nicht möglich.

Auch die Zulieferer der verwendeten Rohstoffe sind langfristig eingebunden. Der Waldverband als Zulieferer wurde gegründet, dieser hat einen 10 Jahresvertrag mit dem FHKW Güssing.

Kleinwaldbesitzer haben die Möglichkeit die Durchforstungen durch den Waldverband durchführen zu lassen, wobei eine gemeinschaftliche Bewirtschaftung der Waldflächen das Ziel ist.

Öffentlichkeitsarbeit wurde laut Aussagen von Hrn. Hacker und Fr. Brunner wenig betrieben, vor allem in der Region selbst ist kaum bekannt, was eigentlich passiert. Öffentlichkeitsarbeit für die Fachöffentlichkeit wurde und wird im Rahmen von Energiesysteme der Zukunft: „Energieautarker Bezirk Güssing“ betrieben. Eine eigene Presseabteilung ist nicht vorhanden, die Betreuung wird vom EEE durchgeführt. Die Fachöffentlichkeit ist gut informiert, regelmäßige Veranstaltungen (Symposien, usw.) tragen dazu bei. Die allgemeine Öffentlichkeit hat die Möglichkeit sich durch den in Güssing stattfindenden „Ökotourismus“ zu informieren.

Weitere Informationsmöglichkeiten bieten die Homepage des EEE, die Homepage der Gemeinde und Homepages zu einzelnen Projekten.

Eine Erfassung der Medienresonanz wird nicht durchgeführt und kommunikative Begleitmaßnahmen werden nicht evaluiert.

Einbindung der Energieabnehmer

Den Leitbetrieben in Güssing (Parkettindustrie) wurde bei der Ansiedelung eine kostengünstige Bereitstellung der Wärme angeboten.

Verbrauchsstruktur

Die Verbrauchsstruktur, eingeteilt nach Sektoren (Haushalte & Gewerbe, Industrie), nach Endenergie (Strom, Wärme, Treibstoffe) sowie nach verwendeten Technologien, ist in Berichten zur Modellregion zu finden.

Erzeugungsstruktur nach Endenergie (der Stadt Güssing)

Strom: Der Jahresbedarf an Strom wird gedeckt, eine Spitzenlastabdeckung erfolgt nicht. (Mit einer geplanten Energiezentrale/Biomassevergasung wird beabsichtigt auch Spitzenlast abdecken zu können und bei Ressourcenüberschuss Treibstoff zu erzeugen).

Wärme:

1. Die Grundlast wird mit „Kraftwerk 1“ abgedeckt; betrieben mit Waldhackgut (30.000 bis 40.000 t/a).
2. FHKW betrieben mit Sägespänen
3. FHKW betrieben mit Schredderholz von Parkettindustrie
4. „Kraftwerk 2“, betrieben mit Sägespänen, Produktion von Strom und Wärme (Dampfturbine).

Eine neue Biomassevergasungsanlage (Demonstrationsanlage) ist geplant. Diese soll eine neue Technologie nutzen, und eine dezentrale Versorgung sicherstellen. Die Anlage soll eine Leistung von 300 bis 350 kW_{el} aufweisen und voraussichtlich noch 2007 in Betrieb genommen werden.

Verwendete Technologien

- Biomassevergasung → Gasmotor zur Stromerzeugung, Prozessabwärme und Motorabwärme für Fernwärme, Methanierung oder Fischer-Tropsch-Synthese). Der Gesamtwirkungsgrad der Strom- und Wärmeproduktion liegt bei ca. 80 %. Die Vergasung wurde von RENET Austria Schritt für Schritt entwickelt.
- FHKW auf Biomassebasis
- Biogasanlagen
- Biodieselanlagen

Geplant ist eine Anlage zur dezentralen Energieproduktion mit Strom-, Wärme- und Treibstoffherzeugung (in Kooperation mit dem Paul Scherrer Institut und einem Schweizer Energieversorgungsunternehmen). Hauptbestandteil dieser Anlage wird eine Methanierung mit einer Produktion von 100 m³ SNG/h sein. Eine angeschlossene BioSNG (synthetisches Erdgas) Tankstelle soll dieses Produkt als Treibstoff für regionale Einsatzzwecke (Busse) nutzbar machen.

Potenzial / Verfügbarkeit der Energieträger

Biomasse ist aufgrund des großen Biomassepotenzials in der Region Grundlage der Energieversorgung. Zunehmende Konkurrenz am Biomassemarkt, durch die Biomassekraftwerke der BEWAG und dadurch steigende Preise, sind zu erwarten.

Derzeit werden Versuche mit schnell wachsenden Baumarten im Kurzumtrieb durchgeführt. Es gibt noch keine Erfahrung mit dieser Art der Biomasseverwertung. Probleme bei der Vergasung wegen hoher Feuchtigkeit der Biomasse werden vermutet.

Andere Technologien wie Wasserkraft und Windkraft kommen aufgrund nicht vorhandenen Potenzials nicht zum Einsatz.

Das Profil der Modellregion (Anteile von Industrie, Landwirtschaft, Gewerbe und Haushalten in der Region) ist im Bericht R. Koch et al., „Energieautarker Bezirk Güssing“, 2006 dargestellt.

Etwaige Kennzahlen sind ebenfalls dort zu finden.

Projektbeschreibungen finden sich in folgenden „Energiesysteme der Zukunft“-Endberichten:

R. Koch et al., „Energieautarker Bezirk Güssing“, 2006 [Koch, 2006]

H. Hofbauer et al., „Energiezentrale Güssing“, 2006 [Hofbauer, 2006]

5.2.1.3 Strukturvergleich der Region Bruck an der Mur / Kapfenberg mit den Modellregionen Auland Carnuntum und Güssing

Tabelle 11 zeigt einen Vergleich zwischen den Strukturdaten der Industrieregion Bruck an der Mur / Kapfenberg, Auland Carnuntum und Güssing. Gut zu sehen ist die hohe Einwohnerdichte (358,2 Einwohner/km²) der Industrieregion Bruck an der Mur / Kapfenberg im Vergleich zu den beiden Modellregionen (68,4 bzw. 54,8 Einwohner/km²).

Weiters ist ersichtlich, dass die Industrieregion Bruck an der Mur / Kapfenberg einen bedeutend höheren Gesamtenergiebedarf aufweist. Dies führt zu einem 2- bis 4-fachen Gesamtenergiebedarf pro Einwohner gegenüber dem der Vergleichsregionen.

Aufgrund der großen Unterschiede bezüglich der Flächen der Regionen und des jeweiligen Gesamtenergiebedarfs ergeben sich auch bei der Betrachtung vom Gesamtenergiebedarf pro km² signifikante Unterschiede. Während die Industrieregion Bruck an der Mur / Kapfenberg einen Gesamtjahresenergiebedarf pro km² von ca. 30,65 GWh aufweist, beträgt der Bedarf in Güssing nur ca. 1,16 GWh/km².

Tabelle 11: Strukturdatenvergleich der Industrieregion Bruck an der Mur / Kapfenberg mit den Modellregionen Auland Carnuntum und Güssing

	Industrieregion Bruck an der Mur / Kapfenberg	Auland Carnuntum	Güssing
Einwohnerzahl	35.673	30.108	26.610
Fläche [km²]	99,6	440	485,5
Einwohnerdichte [EW/km²]	358,2	68,4	54,8
Gesamtenergiebedarf [GWh/a]	3.049,5	1.193,6	564,8
Gesamtenergiebedarf pro Einwohner [MWh/EW]	85,5	39,6	21,2
Gesamtenergiebedarf pro Fläche [GWh/km²]	30,65	2,71	1,16

5.2.2 Potenzial erneuerbarer und regional verfügbarer Energieträger in der Industrieregion und deren unmittelbarem regionalen Umfeld

Systemgrenzen

Im vorliegenden Projekt wurde das System Industrieregion Bruck an der Mur / Kapfenberg mit seinem Energiebedarf, der derzeitig zum überwiegenden Teil durch importierte fossile Energieträger gedeckt wird, im Hinblick auf eine potenzielle Substitution durch Ressourcen aus der Region analysiert. Für diese Analyse wurden unterschiedliche Systemgrenzen gezogen (siehe Abbildung 24). Zum einen wurde die Industrieregion Bruck an der Mur / Kapfenberg (I) mit ihrem hohen Energiebedarf, die eine Fläche von 99,6 km² und eine Einwohnerdichte von 358 EW/km² aufweist, analysiert, zum anderen die umliegende Region (U), mit einer Fläche von 1.207 km² und einer Einwohnerdichte von 24 EW/km², betrachtet. Die Summe der Flächen der Industrieregion und der umliegenden Region entspricht der Fläche des politischen Bezirks Bruck (I + U). Dabei wurde als Bezugssystem für die Nutzung von Sonnenenergie die Industrieregion herangezogen. Da die Verwendung von

Umgebungswärme eine unmittelbare Nähe zu den beheizten Gebäuden voraussetzt, wurde ebenfalls die Industrieregion als Bezugssystem gewählt. Für die Analyse der Wasserkraftsituation wurden die Flüsse Mur und Mürz mit der Systemgrenze Industrieregion beschränkt. Die Gewässer Thörlbach und Lamingbach wurden zur Gänze betrachtet, da diese Bäche die Industrieregion als Abflusszielgebiet ausweisen. Für den Einsatz von Biomasse und der thermisch verwertbaren Abfallfraktion wurde der gesamte politische Bezirk Bruck an der Mur betrachtet, weil die auf die Fläche bezogene Primärenergiedichte dieser Energieträger sehr niedrig ist. Für die Nutzung von Windenergie gibt es innerhalb der Industrieregion keine geeigneten Standorte. Daher wurde auch für den Einsatz von Windenergie der gesamte politische Bezirk in die Bewertung miteinbezogen.

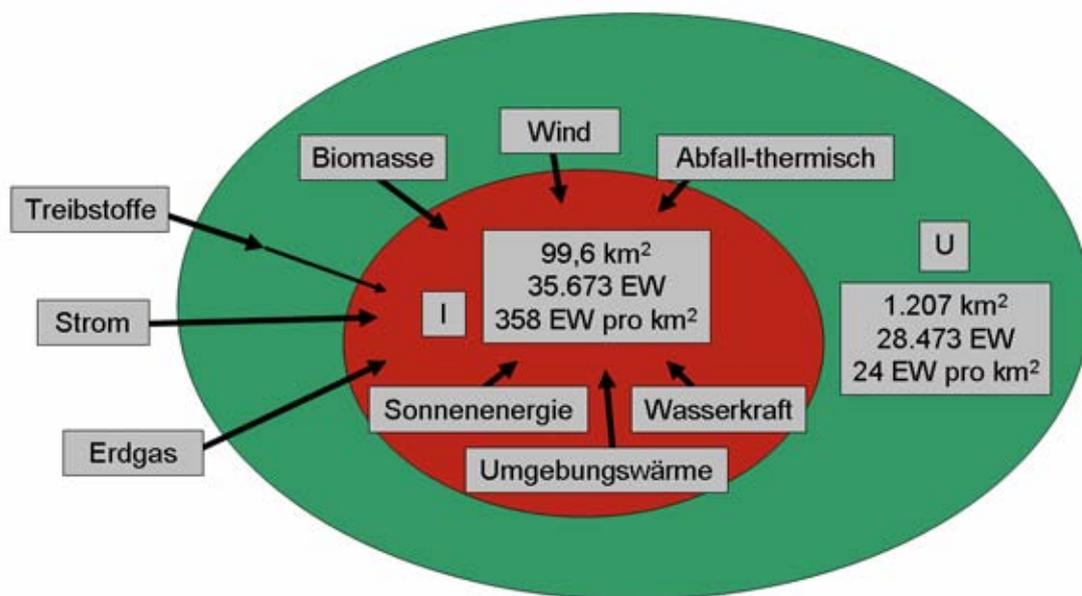


Abbildung 24: Energieflüsse und Systemgrenzen

Anmerkungen: I: Industrieregion Bruck an der Mur / Kapfenberg
 U: Region um die Industrieregion I im politischen Bezirk Bruck an der Mur
 U+I: Gesamter politischer Bezirk Bruck an der Mur

5.2.2.1 Windkraft

Die Energiequelle Wind ist theoretisch unerschöpflich, dennoch sind Windenergieanlagen nicht fähig, die Stromversorgung für ganze Regionen zu sichern, da keine permanente Energieproduktion gewährleistet werden kann.

Bei der Standortsuche für Windenergieanlagen wird in erster Linie von der Häufigkeitsverteilung der Windgeschwindigkeiten der potenziellen Standorte ausgegangen. Dabei zeigt sich, dass die Windgeschwindigkeit in gebirgigen Gegenden in Abhängigkeit von der Höhenlage exponentiell steigt. So sind in der Steiermark, ausgehend von der

Topographie, prinzipiell Standorte ab einer Seehöhe von 1.400 m als geeignet für eine Windenergienutzung anzusehen [LEV, 2007].

Um ein Windenergieanlagen-Projekt zu verwirklichen müssen folgende Punkte besonders beachtet werden:

- Technische Bedingungen, wie z.B. mögliche Netzanbindung an das bestehende elektrische Netz und vorhandene bzw. notwendige Infrastruktur (Zuwegung) für den Transport großer Bauteile.
- Klimatologische Bedingungen, wie z.B. Windpotenzial, Vereisung, Blitzschlag und Gefährdung durch Lawinen
- Rechtliche Bedingungen aufgrund des Luftfahrt-, Naturschutz- und Elektrizitätsrechts.

Um das Potenzial der Windenergie abschätzen zu können, wurden mögliche Standorte für Windenergieanlagen definiert. In der Region bieten sich sechs Standorte an, von denen vier der in Literatur erwähnten Mindestseehöhe von 1.400 m [LEV, 2007] entsprechen. Beispielhaft ist die Verteilung der Windgeschwindigkeiten an einem dieser Standorte (Mittagkogel) in Abbildung 25 dargestellt.

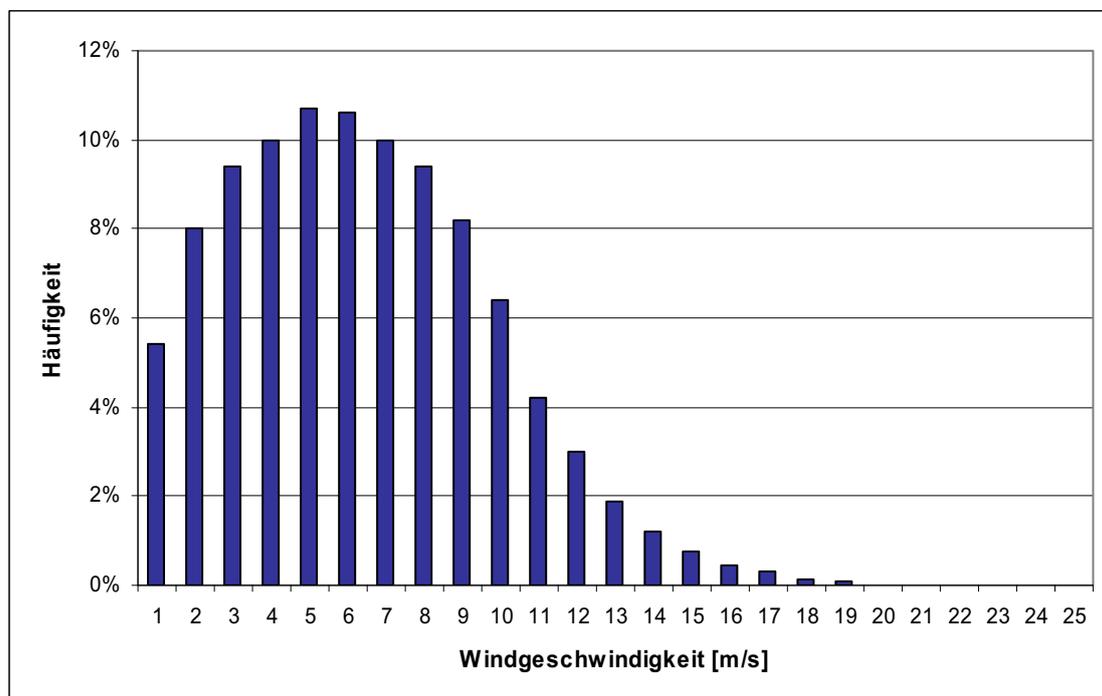


Abbildung 25: Verteilung der Windgeschwindigkeiten am Standort Mittagkogel auf Basis von Halbstundenwerten

Die Verteilung der Windgeschwindigkeiten an den anderen 5 betrachteten Standorten ist im Anhang zu finden.

Die möglichen Leistungen im Jahresverlauf von Windenergieanlagen an den einzelnen Standorten wurden berechnet (siehe Kapitel 3.1.3). Beispielhaft ist in Abbildung 26 der Jahrgang der Leistung auf Basis von Tagesmittelwerten für eine mögliche Windenergieanlage (Enercon; 2 MW) am Mittagkogel zu sehen.

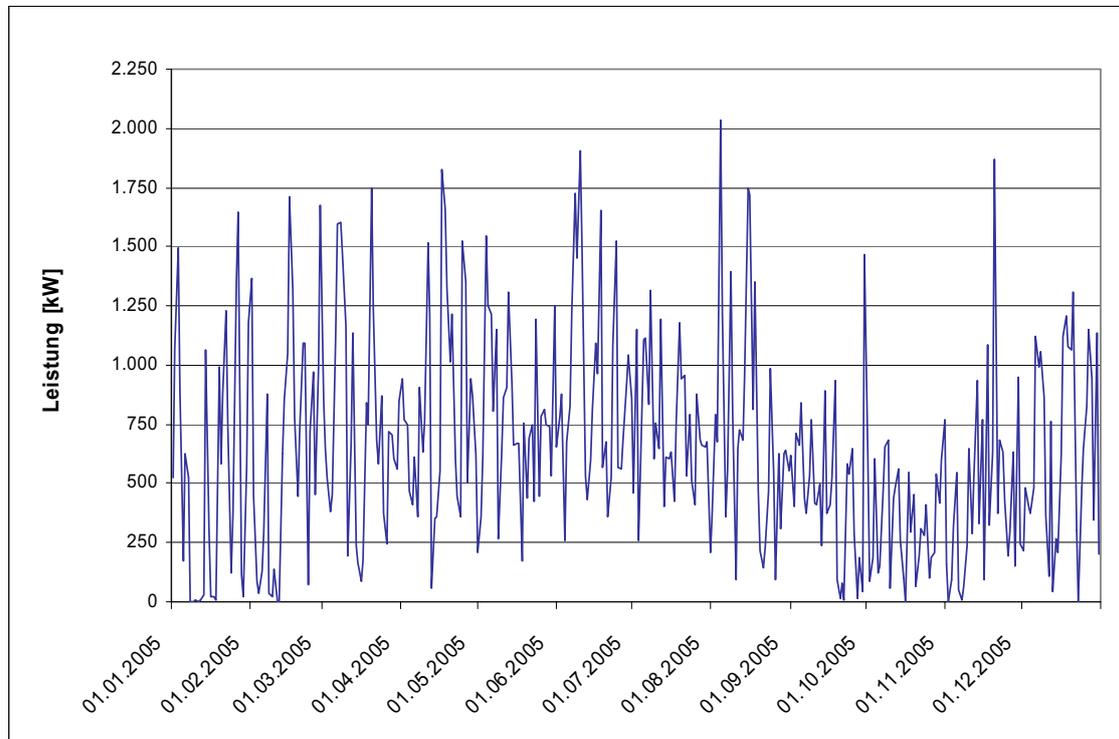


Abbildung 26: Synthetischer Jahrgang der Leistung einer möglichen Windenergieanlage (Enercon; 2MW) am Standort Mittagkogel auf Basis von Messungen in den Jahren 2000 und 2001 (Tagesmittelwerte)

Bei einem Jahresstromverbrauch von ca. 1.276 GWh in der Region Bruck an der Mur / Kapfenberg und durchschnittlichen Jahresenergieerträgen von ca. 5 GWh an den verschiedenen Standorten, wären ca. 255 Windenergieanlagen mit 2 MW Leistung notwendig, um den Jahresstrombedarf zu decken.

Dabei ist aber noch nicht sichergestellt, dass auch jederzeit die Momentanleistung gedeckt werden kann.

Aufgrund von topografischen Gegebenheiten der einzelnen möglichen Standorte wurde eine Abschätzung einer möglichen Anordnung von Windenergieanlagen durchgeführt. Die Verteilung der dabei bestimmten maximal möglichen Anzahl von 55 Windenergieanlagen auf die sechs Standorte ist in Abbildung 27 ersichtlich.

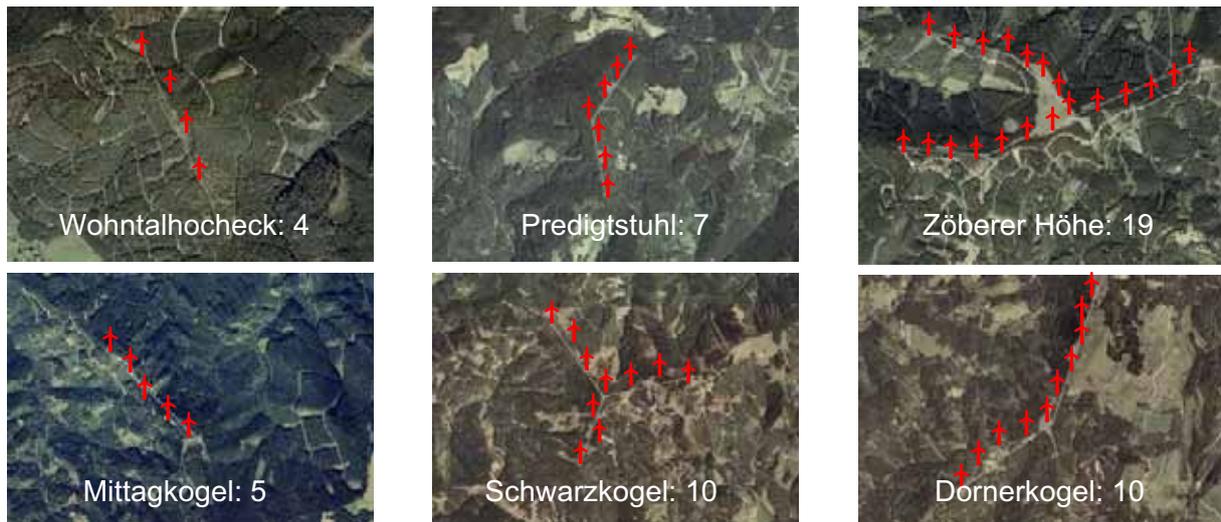


Abbildung 27: Mögliche Anordnung von Windenergieanlagen an sechs potenziellen Standorten
 [Homepage GIS-Steiermark, 2007]

Für eine Wirtschaftlichkeitsbetrachtung wurden einerseits für die Jahresenergieerträge der einzelnen Standorte die Erlöse aus der Stromeinspeisung, und andererseits die Investitionskosten sowie die Betriebskosten an den einzelnen Standorten berechnet.

Die Preise für die Abnahme elektrischer Energie aus Windenergieanlagen wurden laut österreichischer Ökostromverordnung 2006 bei Anlagen mit Vertragsabschluss im Kalenderjahr 2007 mit 7,55 Euro-Cent/kWh festgesetzt [Ökostromverordnung 2006]. Tabelle 12 zeigt beispielhaft die Erlöse aus den Jahresenergieerträgen des Standorts Mittagkogel für eine Windenergieanlage mit 2 MW Leistung.

Tabelle 12: Erlöse aus den Jahresenergieerträgen einer möglichen Windenergieanlage

Jährlicher theoretischer Energieertrag	[kWh/a]	5.840.511
Technische Verfügbarkeit WEA	[%]	97
Trafoverluste	[%]	2
Unsicherheit aus Berechnung	[%]	5
Tatsächlicher Energieertrag	[kWh/a]	5.256.460
Einspeisevergütung	[€/kWh]	0,0755
Jährlicher Erlös aus Stromeinspeisung	[€]	396.863

Ausgehend vom theoretischen Jahresenergieertrag der Windenergieanlagen auf Basis der Windgeschwindigkeiten und damit erreichbaren Leistungen wurden für den Jahresenergieertrag Abschläge auf Grund von Verlusten, Berechnungsunsicherheiten und nicht 100%-iger technischer Verfügbarkeit berücksichtigt [Gasch, 2005], [Hantsch, 2003], [Hau, 2002].

Tabelle 13 zeigt die Investitionskosten einer Windenergieanlage mit 2 MW Leistung. Die einzelnen Posten auf der Kostenseite wurden mittels Daten aus der Literatur ermittelt

[Gasch, 2005], [Hantsch, 2003], [Hau, 2002], [LEV, 2007], und mit Realdaten des Windparks Moschkogel abgeglichen [Viktor Kaplan Akademie, 2007]. Die Investitionskosten bilden die Basis für die Berechnung der jährlichen Kosten, die wiederum den jährlichen Erlösen gegenübergestellt wurden.

Tabelle 14 zeigt die jährlichen Kosten, die Stromgestehungskosten und den jährlichen Gewinn für eine mögliche 2 MW-Windenergieanlage am Standort Bruck an der Mur.

Tabelle 13: Investitionskosten für eine mögliche Windenergieanlage

Windenergieanlage	[€]	1.800.000
Fundamente, Zuwegung, Kran	[€]	290.000
Trafo, Netzanschluss	[€]	340.000
Planung	[€]	90.000
Sonstiges	[€]	70.000
Summe Investitionskosten	[€]	2.590.000

Tabelle 14: Jährliche Kosten, Stromgestehungskosten und Gewinn für eine mögliche Windenergieanlage

Annuitätenkredit	[€/a]	249.527
Rückbau	[€/a]	20.000
Verwaltung	[€/a]	13.500
Pacht, EVU, Versicherung	[€/a]	35.100
Wartung / Reparatur	[€/a]	38.700
Sonstiges	[€/a]	10.000
Jährliche Kosten gesamt	[€/a]	366.827
Stromgestehungskosten	[€/kWh]	0,0698
Gewinn	[€/a]	30.036

Für die jährlichen Kosten wurde angenommen, dass die gesamte Investition durch einen Kredit (Laufzeit: 15 Jahre, Zinssatz: 5%) gedeckt wird. Die weiteren jährlichen Kosten wurden der Literatur entnommen [Gasch, 2005], [Hantsch, 2003], [Hau, 2002], [LEV, 2007]; es erfolgte wiederum ein Abgleich mit Realdaten des Windparks Moschkogel. [Viktor Kaplan Akademie, 2007]. Eine Vergleichskalkulation (nicht dargestellt) unter Verwendung von Realdaten für die Investitionskosten am Standort Bruck an der Mur zeigte nur eine geringfügige Abweichung vom obigen Ergebnis.

Mit den jährlichen Kosten und dem jährlichen Energieertrag ergeben sich für das gezeigte Beispiel Stromgestehungskosten in der Höhe von ca. 0,07 €/kWh. Dadurch würde sich auch ein kleiner jährlicher Gewinn von ca. 30.000 € ergeben.

Diese Berechnung wurde für die 6 in Frage kommenden Standorte durchgeführt. Dabei zeigte sich, dass an drei Standorten (Zöberer Höhe, Schwarzkogel, Predigtstuhl) kein wirtschaftlicher Betrieb von Windenergieanlagen möglich wäre. Somit sind 36 der 55 möglichen Windenergieanlagen als unwirtschaftlich einzustufen.

An den Standorten die einen wirtschaftlichen Betrieb ermöglichen (Wohntalhocheck, Mittagkogel, Dornerkogel) sind insgesamt 19 Windenergieanlagen möglich. Diese 19 Windenergieanlagen sind in der Lage jährlich ca. 117 GWh Strom zu produzieren.

Da die Wirtschaftlichkeit anhand von Literaturdaten abgeschätzt wurde, können standortspezifische Einflussfaktoren auf Investitionskosten und Betriebskosten dazu führen, dass diese Anlagen nicht wirtschaftlich zu betreiben sind. Vor allem erhöhte Investitionskosten und Netzanschlusskosten aufgrund problematischer Topografie und großen Entfernungen zu Einspeismöglichkeiten (Hoch- und Höchstspannungsnetze) können dazu führen dass ein wirtschaftlicher Betrieb dieser Anlagen nicht darstellbar ist.

Bei einem Gesamtstrombedarf der Region pro Jahr von ca. 1.276 GWh entspricht die mögliche Stromproduktion der potenziellen Windenergieanlagen ca. 9 % des Gesamtstromverbrauches. Dieser Sachverhalt ist grafisch in Abbildung 28 dargestellt.

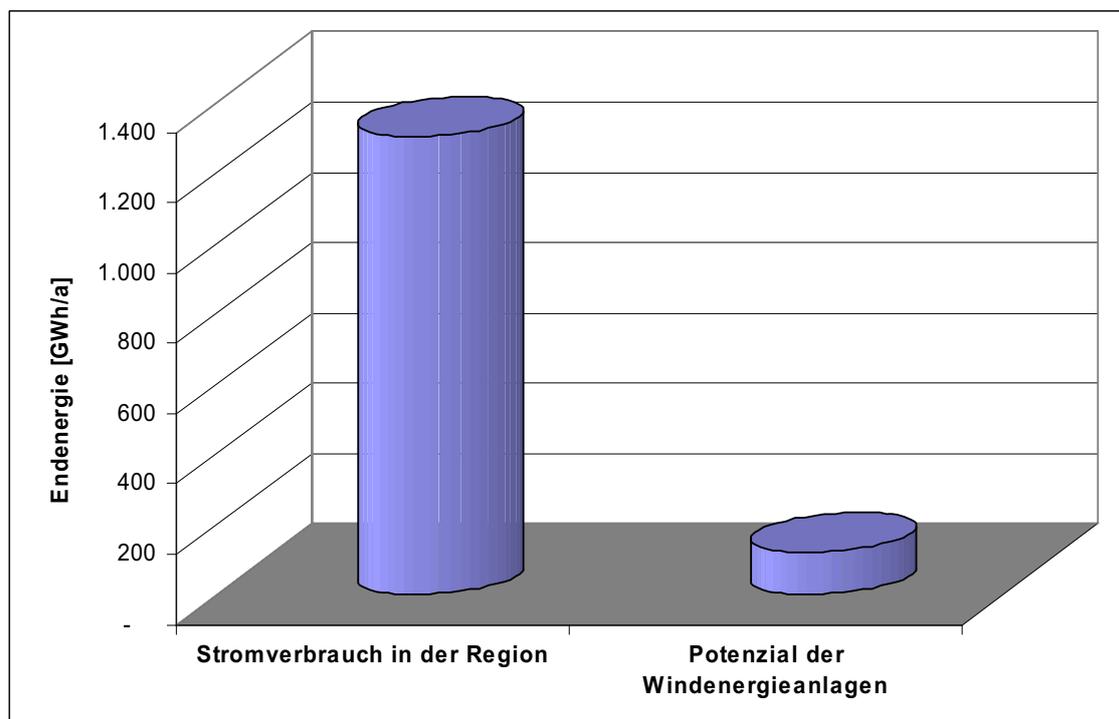


Abbildung 28: Jahresmenge an Stromverbrauch und potenzieller Stromerzeugung aus Windkraft in der Industrieregion Bruck an der Mur / Kapfenberg [Beteiligte Firmen]

Die aufsummierten Erzeugungsjahresgänge dieser möglichen 19 Anlagen sind in Abbildung 29 dem Jahresgang des Strombedarfs in der Region Bruck an der Mur / Kapfenberg gegenübergestellt.

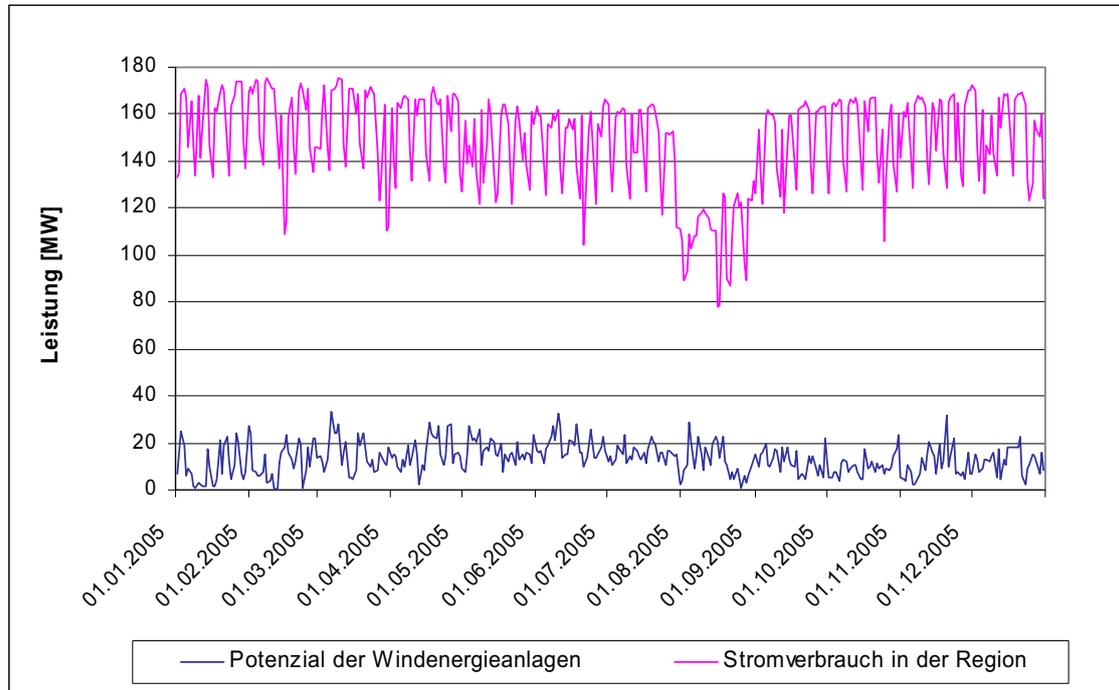


Abbildung 29: Gegenüberstellung der Stromerzeugung aus Windkraft und Gesamtstromverbrauch der Region Bruck an der Mur / Kapfenberg im Jahresverlauf 2005 (Tagesmittelwerte) [Beteiligte Firmen]

Anhand der in Abbildung 29 dargestellten Gegenüberstellung auf Basis von Tagesmittelwerten ist ersichtlich, dass die mögliche Stromerzeugung aus Windkraft im gesamten Jahresverlauf deutlich unter dem Strombedarf der Region Bruck an der Mur / Kapfenberg liegt. Bei einer Betrachtung auf Basis von Stundenmittelwerten wird ersichtlich, dass zu bestimmten Zeitpunkten des Jahres die mögliche Stromproduktion den Strombedarf übersteigen kann. Darauf wird im Kapitel 5.3.2.1 näher eingegangen.

Auf Grund des geringen Industriestrompreises (2006 zwischen 4,33 und 4,65 Cent/kWh [E-Control 3, 2007]) ist es für Industriebetriebe mit den berechneten Stromgestehungskosten nicht wirtschaftlich in die Nutzung von Windenergie für die Eigenversorgung zu investieren, wenn nicht sichergestellt ist, dass sie entsprechenden Einspeisetarife bekommen. Beim höheren Strompreisniveau im Bereich Haushalte und Gewerbe kann ein wirtschaftlicher Betrieb einer Windenergieanlage bzw. eines Windenergieparks möglich sein.

5.2.2.2 Wasserkraft

Abbildung 30 zeigt den Gesamtstromverbrauch der Region (Definition der Systemgrenze – siehe Erläuterungen zu Abbildung 24) des Jahres 2005, die Ist-Situation der Wasserkraftnutzung sowie die mögliche Gesamterzeugung an Wasserkraft. Der jährliche Stromverbrauch von ca. 1.276 GWh steht hierbei einer derzeitigen Wasserkraftnutzung von ca. 200 GWh und einer möglichen Gesamterzeugung von ca. 320 GWh gegenüber.

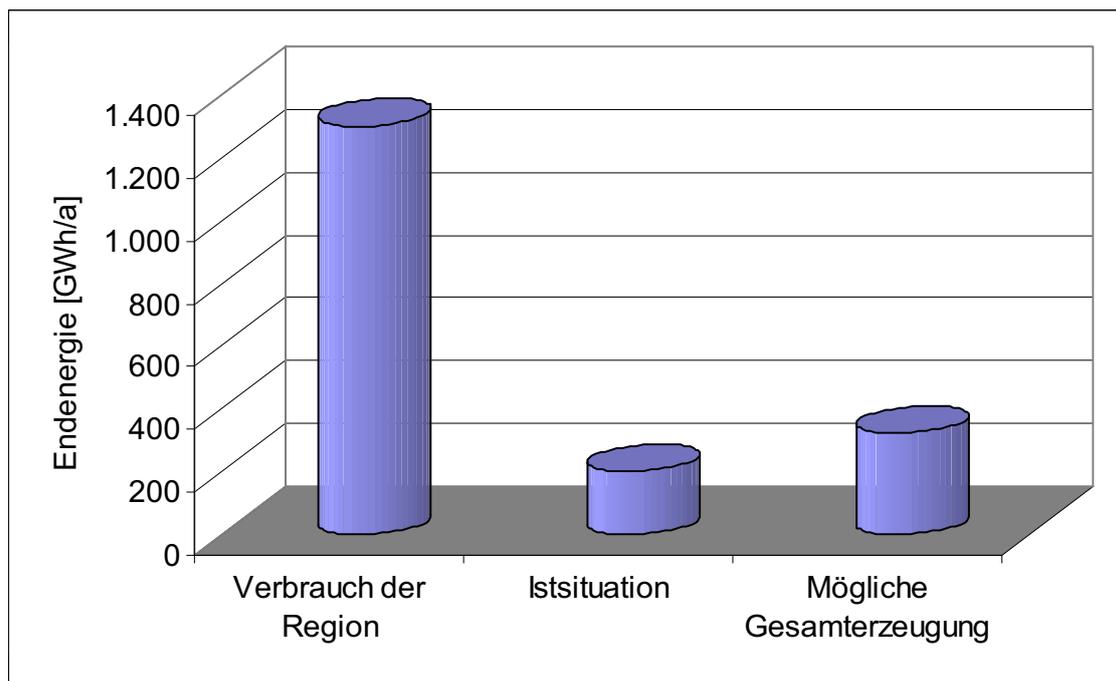


Abbildung 30: Gesamtstromverbrauch des Jahres 2005, Ist-Situation sowie mögliche Gesamterzeugung der Wasserkraft in der Region Bruck an der Mur / Kapfenberg
[Beteiligte Firmen], [BMLFUW, 2007], [BH Bruck a. d. Mur, 2007], [Giesecke, 2005], [König, 2005]

Tabelle 15 zeigt die Ist-Situation sowie unterschiedliche Szenarien der Wasserkraftnutzung in der Region Bruck an der Mur / Kapfenberg. Hierbei werden das Regelarbeitsvermögen und die installierte Leistung der relevanten Gewässer in dem Beobachtungsgebiet dargestellt. Eine Beschreibung der einzelnen Szenarien erfolgte in Abschnitt 3.1.3.

Tabelle 15: Regelarbeitsvermögen und installierte Leistung der Wasserkraftwerke: Ist-Situation bzw. unterschiedliche Szenarien der Region Bruck an der Mur / Kapfenberg nach Gewässern
[BMLFUW, 2007], [BH Bruck a. d. Mur, 2007], [Giesecke, 2005], [König, 2005]

		Regelarbeitsvermögen	Installierte Leistung
		[GWh/a]	[MW]
Ist-Situation	<i>Mur</i>	133,79	22,71
	<i>Mürz</i>	45,87	8,28
	<i>Lamingbach</i>	5,92	1,41
	<i>Thörlbach</i>	15,41	3,60
	Gesamt	200,99	35,99
Maximalpotenzial der Kraftwerksstandorte	<i>Mur</i>	187,38	50,04
	<i>Mürz</i>	51,13	13,08
	<i>Lamingbach</i>	8,91	1,98
	<i>Thörlbach</i>	22,48	4,69
	Gesamt	269,90	69,80
Maximalpotenzial der Gewässer	<i>Mur</i>	267,63	71,50
	<i>Mürz</i>	67,95	16,54
	<i>Lamingbach</i>	39,16	8,72
	<i>Thörlbach</i>	44,61	8,83
	Gesamt	419,36	105,60
Technisch nutzbares Potenzial	<i>Mur</i>	228,53	39,34
	<i>Mürz</i>	50,24	9,08
	<i>Lamingbach</i>	21,91	3,61
	<i>Thörlbach</i>	23,41	4,10
	Gesamt	324,09	56,13

Das Maximalpotenzial der Kraftwerksstandorte und das Maximalpotenzial der Gewässer stellen hierbei nur einen Vergleichswert dar, was rein „theoretisch“ möglich wäre. Aus diesem Grund ist das technisch nutzbare Potenzial auch geringer.

Insgesamt kann die installierte Leistung von ca. 36 MW auf ca. 56 MW gesteigert werden.

Die größte Leistungssteigerung kann durch Kraftwerke in der Mur erreicht werden, da die derzeit installierte Leistung hierbei fast verdoppelt werden könnte. Das Potenzial der Mürz ist hingegen um nur ca. 10 % höher als die derzeit installierte Leistung, da eine Kraftwerksschließung in der Mürz Voraussetzung für eine effiziente Kraftwerksneuerrichtung in der Mur ist. Demgegenüber wurden im Rahmen der Abschätzung in der Mürz nur zwei weitere Kraftwerke „installiert“.

Ein im Verhältnis größeres Potenzial liegt im Lamingbach, da hier zum einen sehr alte und ineffiziente Kraftwerke installiert sind und zum anderen noch genügend freie Fallhöhen zur Verfügung stehen. Dadurch kann die installierte Leistung mehr als verdreifacht werden.

Aus Tabelle 15 kann man auch erkennen, dass die installierte Leistung des Thörlbaches technisch nur geringfügig gesteigert werden kann, da dieses Gewässer schon weitgehend erschlossen worden ist und sich nach genauerer Analyse maximale Nettofallhöhen von 2 m zwischen den einzelnen Kraftwerken ergeben und daher die Erstellung weiterer Kraftwerke

nicht sehr sinnvoll ist. Jedoch ist es auch möglich hier eine Steigerung zu erlangen, indem die Effizienzen der Kraftwerke erhöht (Schluckvermögen und Wirkungsgrad) bzw. aufgelassene Kraftwerke wieder in Stand gesetzt werden.

Abbildung 31 stellt das tägliche Regelarbeitsvermögen der bestehenden Wasserkraftwerke, sowie die unterschiedlichen Szenarien der Wasserkraftnutzung dem aktuellen Stromverbrauch der Region Bruck an der Mur / Kapfenberg gegenüber.

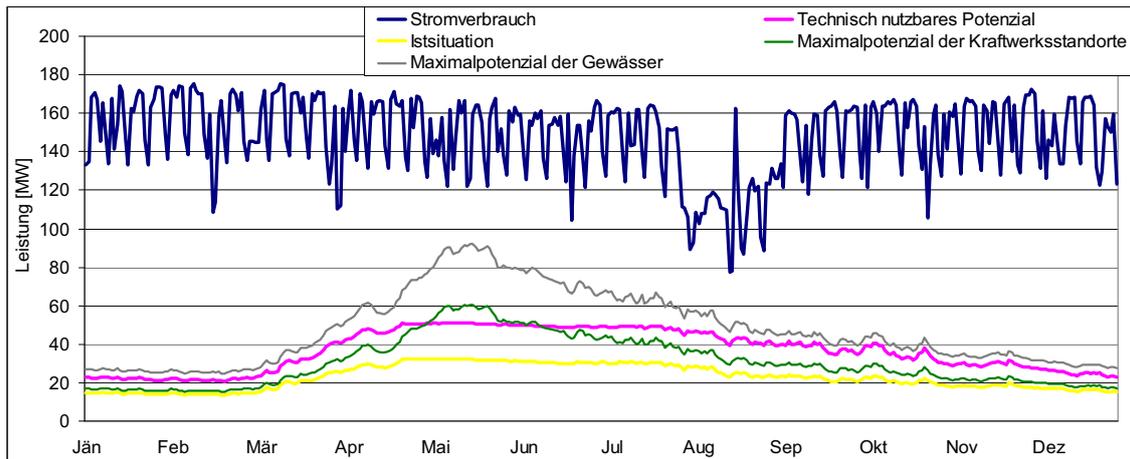


Abbildung 31: Gesamtstromverbrauch des Jahres 2005 der Region Bruck an der Mur / Kapfenberg sowie aktuelle Leistung der Wasserkraftwerke bzw. bei unterschiedlichen Szenarien [Tagesmittelwerte]

[Beteiligte Firmen], [BMLFUW, 2007], [BH Bruck a. d. Mur, 2007], [Giesecke, 2005], [König, 2005]

Der tägliche Stromverbrauch der Region weist in Abhängigkeit vom Wochenzyklus ein unterschiedliches Ausmaß auf (werktags im Bereich zwischen 160 MW und 180 MW, mit Ausnahme von Juli und August). Die Wochenenden treten hierbei aufgrund des um ca. 20 bis 30 MW geringeren Verbrauches stark hervor. Der Leistungsbedarf schwankt hierbei zwischen ca. 120 MW und ungefähr 140 MW (mit Ausnahme von Juli und August). In den Sommermonaten ist erkenntlich, dass der Stromverbrauch (im Bereich von 100 MW) über mehrere Wochen geringer ist als im Jahresverlauf. Dies begründet sich durch Revisionsarbeiten der betreffenden Industriebetriebe in dieser Zeit.

Die Bereitstellung von Strom aus Wasserkraft weist einen sehr typischen Verlauf auf, deren Maximum (derzeit: ca. 36 MW, nutzbar: ca. 56 MW, standortbezogen: ca. 60 MW, maximal: ca. 90 MW) in den Sommermonaten und deren Minimum (derzeit: ca. 15 MW, nutzbar: ca. 17 MW, standortbezogen: ca. 20 MW, maximal: ca. 25 MW) in den Wintermonaten liegt. Die durch Wasserkraft bereitgestellte Energie ist stets geringer als der minimale Strombedarf der Region. Daher ist es möglich, dass das Wasserkraftpotenzial unabhängig von der Jahreszeit vollständig genutzt werden kann. Durch Wasserkraftnutzung können derzeit 15 % (ganzjährig mindestens 10 %) des Stromverbrauches bereitgestellt werden. Durch

Ausnutzung des verfügbaren realistischen Potenzials ist eine Erhöhung auf ca. 25 % (ganzjährig mindestens 15 %) möglich.

Tabelle 16: Ist-Situation der Strombereitstellung aus Wasserkraft, Maximalpotenzial der Kraftwerksstandorte und technisch nutzbares Wasserkraftpotenzial einzelner Kraftwerke der Region Bruck an der Mur / Kapfenberg

[BMLFUW, 2007], [BH Bruck a. d. Mur, 2007], [Giesecke, 2005], [König, 2005]

Kraftwerk	Gewässer	Katastral- gemeinde	Derzeit			Maximalpotenzial der Kraftwerksstandorte			Technisch nutzbares Potenzial			Fallhöhe
			RAV	P	Q	RAV	P	Q	RAV	P	Q	
			[GWh/a]	[kW]	[m³/s]	[GWh/a]	[kW]	[m³/s]	[GWh/a]	[kW]	[m³/s]	
1	Mur	Traföss	108,89	19.745,00	147,00	133,78	35.772,66	232,29	122,85	22.638,00	147,00	17,50
A neu	Mur	-	-	-	-	-	-	-	62,49	9.768,00	111,00	10,00
2	Mur	Oberd.-L.	24,89	2.962,40	45,80	53,60	14.269,09	184,26	43,19	6.930,88	89,50	8,80
3	Mürz	Wienerv.	11,11	1.727,00	30,00	11,88	2.958,65	48,03	-	-	-	-
4	Mürz	Berndorf	11,30	2.200,00	40,00	11,37	2.831,85	48,03	11,30	2.358,40	40,00	6,70
5	Mürz	Diemlach	9,48	1.762,00	31,00	9,85	2.481,95	44,00	9,48	1.748,65	31,00	6,41
6	Mürz	Au/K'berg	2,57	344,00	10,00	4,83	1.287,26	36,57	4,22	661,41	18,79	4,00
B neu	Mürz	-	-	-	-	-	-	-	6,34	992,11	18,79	6,00
7	Mürz	Deuchend.	5,20	1.040,00	25,00	5,96	1.589,77	36,57	5,72	1.086,80	25,00	4,94
C neu	Mürz	-	-	-	-	-	-	-	6,34	992,11	18,79	6,00
8	Mürz	St.Marein	6,22	1.203,00	23,50	7,24	1.930,90	36,57	6,85	1.240,80	23,50	6,00
9	LB	Schörgend.	1,57	583,65	5,00	1,98	440,82	4,03	1,98	546,92	5,00	12,43
10	LB	Schörgend.	0,85	113,34	2,10	1,11	248,25	4,03	1,00	151,78	2,46	7,00
D neu	LB	Arndorf	-	-	-	-	-	-	1,44	246,84	3,00	9,35
E neu*)	LB	-	-	-	-	-	-	-	7,17	1.084,16	2,46	50,00
11	LB	Untertal	0,27	30,17	1,60	0,48	106,39	4,03	0,43	65,05	2,46	3,00
12	LB	Untertal	0,92	243,00	2,43	1,30	289,39	4,03	1,17	176,93	2,46	8,16
13	LB	Untertal	0,39	63,00	2,00	0,61	135,47	4,03	0,55	82,83	2,46	3,82
14	LB	St.Kathrein	0,31	45,57	1,30	0,68	151,08	4,03	0,61	92,37	2,46	4,26
15	LB	Rastal	0,92	216,00	2,84	1,42	315,63	4,03	1,35	222,43	2,84	8,90
16	LB	Oberd.-N.	0,39	64,00	2,00	0,70	155,33	4,03	0,63	94,97	2,46	4,38
F neu	LB	-	-	-	-	-	-	-	5,02	758,91	2,46	35,00
17	LB	Schattenb.	0,29	47,80	2,00	0,64	141,86	4,03	0,57	86,73	2,46	4,00
G neu	TB	Winkl	-	-	-	-	-	-	1,40	226,51	5,85	4,40
18	TB	Winkl	4,64	1.066,00	9,00	5,78	1.386,00	9,00	5,10	1.386,00	9,00	17,50
19	TB	St.Martin	2,10	448,00	8,00	2,64	523,07	7,43	2,64	563,20	8,00	8,00
20	TB	St.Martin	2,10	561,55	8,00	2,64	523,07	7,43	2,64	563,20	8,00	8,00
21	TB	Einöd	0,83	261,28	5,00	0,90	178,32	7,43	1,21	176,00	5,00	4,00
22	TB	Thörl	1,65	349,00	5,00	1,80	356,64	7,43	2,42	352,00	5,00	8,00
23	TB	Palbersd.	1,37	264,18	3,25	1,97	390,08	7,43	2,41	300,30	3,25	10,50
24	TB	Thörl	0,91	229,63	6,00	0,94	185,75	7,43	1,60	264,00	6,00	5,00
25	SB	Palbersd.	0,92	239,94	2,00	2,15	425,00	7,43	2,02	251,68	2,00	14,30
26	IB	Thörl	0,36	88,32	1,22	1,38	273,42	7,43	0,79	98,77	1,22	9,20
27	SE	Graßnitz	0,36	44,90	1,22	1,38	273,42	7,43	0,79	98,77	1,22	9,20
28	SE	Göriach	0,17	42,32	0,90	0,89	175,35	7,43	0,37	46,73	0,90	5,90
Summe			200,99	35.985,05		269,90	69.796,47		324,09	56.354,26		

Erläuterungen: RAV: Regelarbeitsvermögen, P: installierte Leistung, Q: Schluckvermögen der Turbine, LB: Lamingbach, TB: Thörlbach, SB: Stübmingsbach, IB: Ilgnerbach, SE: Seebach;

*) Dieser Kraftwerksstandort kann / soll auf mehrerer Kraftwerke mit geringerer Nettofallhöhe (bis ca. 6 m) aufgeteilt werden. Aus Übersichtsgründen wurde jedoch nur ein potenzieller Kraftwerksstandort dargestellt.

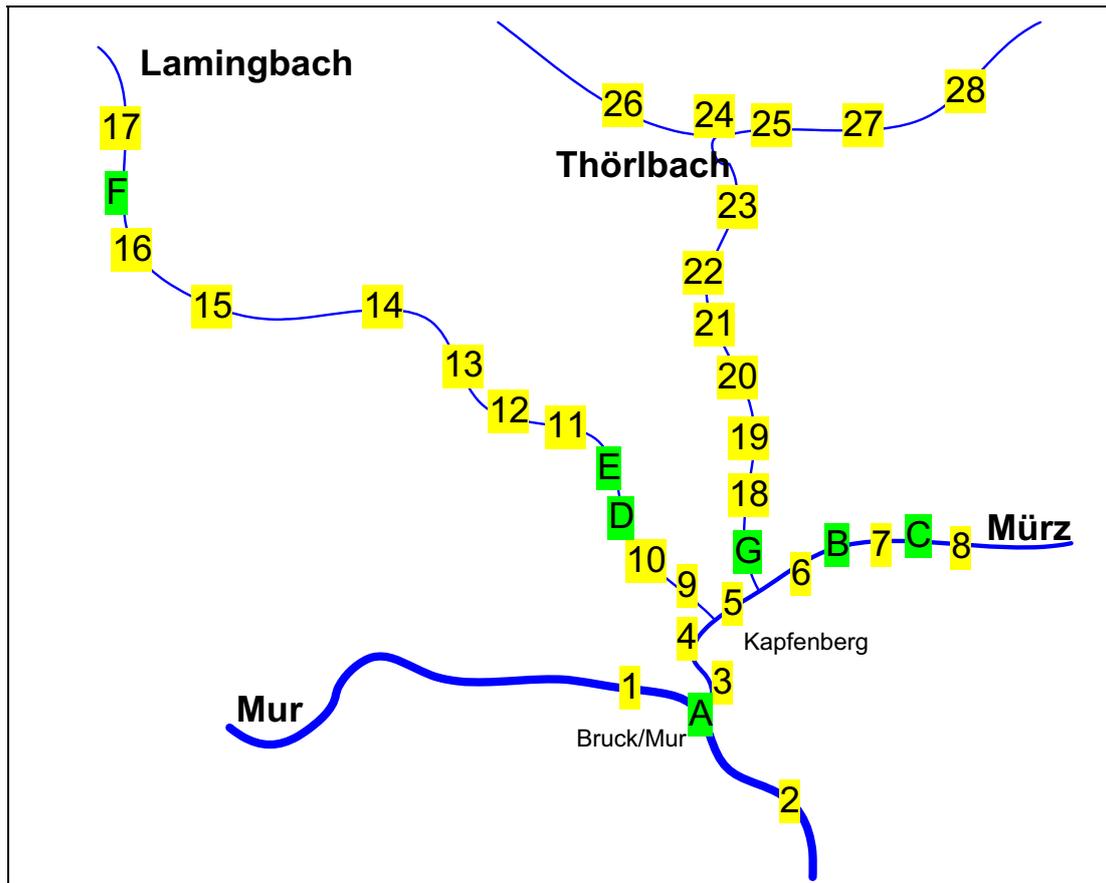


Abbildung 32: Relevante Wasserkraftwerksstandorte der Industrieregion Bruck an der Mur / Kapfenberg
 [BH Bruck a. d. Mur, 2007]

In Tabelle 16 und Abbildung 32 wird die Wasserkraftsituation der Industrieregion Bruck an der Mur / Kapfenberg abgebildet, wobei Abbildung 32 die Wasserkraftwerksstandorte beinhaltet und in Tabelle 16 die korrespondierenden Daten dargestellt werden. In dieser Tabelle sind die Ist-Situation der Strombereitstellung aus Wasserkraft, das Maximalpotenzial der Kraftwerksstandorte an Wasserkraft und das technisch verfügbare Wasserkraftpotenzial der Region Bruck an der Mur / Kapfenberg der einzelnen relevanten Kraftwerke dargestellt, das auch mittelfristig erreicht werden kann. Unter „mittelfristig“ versteht sich eine Kraftwerksanordnung, welche sich weitgehend an die derzeitige Standortsituation anlehnt. In diesem Zusammenhang wurde ein Kraftwerk (Gewässer: Mürz, Betreiber: Voest Alpine Austria Draht GmbH) als aufgelassen betrachtet. Demgegenüber stehen 6 neue Kraftwerke, welche installiert werden können und nachfolgend beschrieben werden:

Kraftwerk A:

Durch Auflassen des Kraftwerkes 3 der VA Austria Draht GmbH an der Mürz kann in der Mur ein anderes Kraftwerk errichtet werden, das eine viel größere Leistung erbringen kann, weil dadurch Teile der Mur und der Mürz genutzt werden können. Die mögliche Nettofallhöhe kann hierbei bis zu 10 m betragen, wodurch eine Leistung von ca. 10 MW installiert werden

kann. Dem gegenüber steht eine derzeit installierte Leistung von ca. 1,7 MW. Dieses Kraftwerk kann am meisten zur Erhöhung des Wasserkraftpotenzials der Region beitragen.

Kraftwerke B und C:

Diese Kraftwerke befinden sich in der Mürz zwischen Kapfenberg und Sankt Marein im Mürztal und würden jeweils eine Leistung von mindestens 1 MW mit sich bringen, wodurch eine Fallhöhe von jeweils ca. 6 m genutzt werden könnte.

Kraftwerk D:

Kraftwerk D ist ein aufgelassenes Kraftwerk der Stadtwerke Bruck an der Mur und befindet sich bei Arndorf im Lamingbach. Durch eine erneute Errichtung unter gleichbleibender Nettofallhöhe (9,35 m) könnte es ca. 250 kW an Leistung bringen.

Kraftwerk E:

Kraftwerk E ist ein virtuelles Kraftwerk. Die realistische Nutzung dieses Potenzials ist nur durch mehrere Kraftwerke möglich, da die geographischen Gegebenheiten nur durch eine Kraftwerkskaskade sinnvoll genutzt werden können. Hierbei ergibt sich eine verwertbare Nettofallhöhe von 50 m. Diese Kraftwerke könnten zwischen Arndorf und Untertal errichtet werden und könnten theoretisch eine Gesamtleistung von ca. 1 MW erzeugen.

Kraftwerk F:

Dieses Kraftwerk befindet sich bereits in Planung und wird voraussichtlich zwischen Oberdorf und Schattenberg errichtet werden. Insgesamt steht eine Leistung von ca. 750 kW zur Verfügung, wobei eine Fallhöhe von ca. 35 m genutzt werden kann.

Kraftwerk G:

Besagtes Kraftwerk war bereits am Standort Winkl / Erlachhammer durch Böhler Edelstahl in Betrieb und wurde aufgelassen. Unter Verwendung der gleichen Nettofallhöhe mit einem verbesserten Wirkungsgrad können mehr als 200 kW an Leistung erreicht werden.

Insgesamt kann durch eine Optimierung des Wirkungsgrades eine Erhöhung des Schluckvermögens bei den bestehenden Kraftwerken und durch eine Neuordnung von 6 Kraftwerksstandorten eine Leistungssteigerung von ca. 36 MW installierter Leistung auf ca. 56 MW erfolgen. Dadurch wird auch das Regelarbeitsvermögen von über 200 GWh auf über 320 GWh erhöht. Dies entspricht einer Steigerung um mehr als 50 %.

5.2.2.3 Solarenergie

Die globale Sonneneinstrahlung eines Jahres beträgt in der betreffenden Region 1.082,42 kWh/m² [Homepage FH Pinkafeld, 2007]. In nachfolgender Tabelle 17 wird das Solarpotenzial der Industrieregion Bruck an der Mur / Kapfenberg in 3 unterschiedlichen Szenarien dargestellt. Die maximale solarthermische Nutzung beträgt demnach 67,1 GWh/a, wohingegen die maximale photovoltaische Umsetzung der Sonnenergie nur ein Ausmaß von 29,9 GWh/a aufweist. Dies begründet sich in dem unterschiedlichen Wirkungsgrad beider Technologien. Solarthermische Anlagen [Müller, 2007] haben eine mehr als doppelt so gute Effizienz in der Energieausbeute als Photovoltaikanlagen [Antony, 2005]. Bei Szenario 3 werden 39,2 GWh/a solarthermisch und 12,4 GWh/a in Form von Solarstrom erzeugt.

Tabelle 17: Übersicht unterschiedlicher Szenarien des Solarpotenzials der Industrieregion Bruck an der Mur / Kapfenberg

		Szenario 1	Szenario 2	Szenario 3	
Nutzenergie		Wärme	Strom	Wärme	Strom
[%] der Kollektorfläche		100	100	58,4	41,6
Jahreserzeugung	[Gwh/a]	67,1	29,9	39,2	12,4
Maximale mittlere Tagesleistung	[MW]	5,80	13,01	7,60	2,41

Tabelle 18: Monatlicher Energieertrag unterschiedliche Szenarien des Solarpotenzials der Industrieregion Bruck an der Mur / Kapfenberg

Szenario	1	2	3	
Nutzenergie	Wärme	Strom	Wärme	Strom
[%] der Kollektorfläche		100	58	42
Einheit	[GWh]			
<i>Jänner</i>	2,0	0,9	1,2	0,4
<i>Februar</i>	3,1	1,4	1,8	0,6
<i>März</i>	5,4	2,4	3,2	1,0
<i>April</i>	7,1	3,2	4,2	1,3
<i>Mai</i>	8,9	4,0	5,2	1,7
<i>Juni</i>	9,4	4,2	5,5	1,7
<i>Juli</i>	9,6	4,3	5,6	1,8
<i>August</i>	8,2	3,7	4,8	1,5
<i>September</i>	5,9	2,6	3,4	1,1
<i>Oktober</i>	3,9	1,7	2,3	0,7
<i>November</i>	2,1	1,0	1,2	0,4
<i>Dezember</i>	1,5	0,7	0,9	0,3
Summe	67,1	29,9	39,2	12,4

In Tabelle 18 ist der monatliche Energieertrag unterschiedlicher Szenarien des Solarpotenzials der Industrieregion Bruck an der Mur / Kapfenberg dargestellt. Der höchste Ertrag kann hierbei im Juli festgestellt werden (100% Wärme: 9,6 GWh; 100 % Strom:

4,3 GWh; 58 % Wärme: 5,6 GWh; 42 % Strom: 1,8 GWh), wohingegen der kleinste Ertrag im Dezember festgestellt werden kann (100% Wärme: 1,5 GWh; 100 % Strom: 0,7 GWh; 58 % Wärme: 0,9 GWh; 42 % Strom: 0,3 GWh).

Tabelle 19 beinhaltet die mittlere monatliche Tagesleistung unterschiedlicher Szenarien des Solarpotenzials der Industrieregion Bruck an der Mur / Kapfenberg. Im Gegensatz zu Tabelle 18 tritt hier das Maximum im Juni auf. Der Ertrag ist dennoch im Juli größer, weil dieser Monat eine durchschnittlich längere Tageslänge aufweist.

Die maximale mittlere Tagesleistung für eine rein solarthermische Nutzung des zur Verfügung stehenden Potenzials beträgt 13 MW, wohingegen 7,6 MW an maximaler solarthermischer mittlerer Tagesleistung gewährleistet werden würden, wenn eine realistische Kombination aus Solarthermie und Photovoltaik erreicht werden soll. Werden 100 % des Potenzials für die direkte Verstromung der Sonnenenergie herangezogen, sind höchstens 5,8 MW an mittlerer Tagesleistung möglich. Bei einer 41,6 %-igen Nutzung werden 2,4 MW erreicht.

Die geringste mittlere Tagesleistung wird auch hier im Dezember erreicht. Sowohl Tageslänge als auch Einstrahlungsintensität sind hier am kürzesten bzw. am geringsten (100% Wärme: 2,1 MW; 100 % Strom: 0,9 MW; 58 % Wärme: 1,2 MW; 42 % Strom: 0,4 MW).

Tabelle 19: Mittlere monatliche Tagesleistung unterschiedliche Szenarien des Solarpotenzial der Industrieregion Bruck an der Mur / Kapfenberg

Szenario	1	2	3	
Nutzenergie	Wärme	Strom	Wärme	Strom
[%] der Kollektorfläche	100	100	58	42
Einheit	[MW]			
<i>Jänner</i>	2,7	1,2	1,6	0,5
<i>Februar</i>	4,6	2,0	2,7	0,8
<i>März</i>	7,3	3,2	4,2	1,3
<i>April</i>	9,9	4,4	5,8	1,8
<i>Mai</i>	12,0	5,3	7,0	2,2
<i>Juni</i>	13,0	5,8	7,6	2,4
<i>Juli</i>	12,9	5,7	7,5	2,4
<i>August</i>	11,0	4,9	6,4	2,0
<i>September</i>	8,2	3,6	4,8	1,5
<i>Oktober</i>	5,2	2,3	3,0	1,0
<i>November</i>	3,0	1,3	1,7	0,6
<i>Dezember</i>	2,1	0,9	1,2	0,4
Maximale mittlere Tagesleistung	13,0	5,8	7,6	2,4

Szenario 1 ist am unwahrscheinlichsten umsetzbar. Bei vollständiger Nutzung der Kollektorfläche zur Erzeugung von solarer Wärme würde zwischen März und Oktober mehr Wärme produziert werden, als Bedarf besteht (siehe Abbildung 34).

Die Wahrscheinlichkeit einer Realisierung von Szenario 2 ist theoretisch möglich, doch aufgrund des höheren Wirkungsgrades von solarthermischen Anlagen ist es effizienter, einen gewissen Anteil solarthermisch zu nutzen, worauf in Szenario 3 eingegangen wird.

Nachfolgend werden die jeweiligen Szenarien für Solarthermie und Photovoltaik explizit dargestellt:

Solarthermie

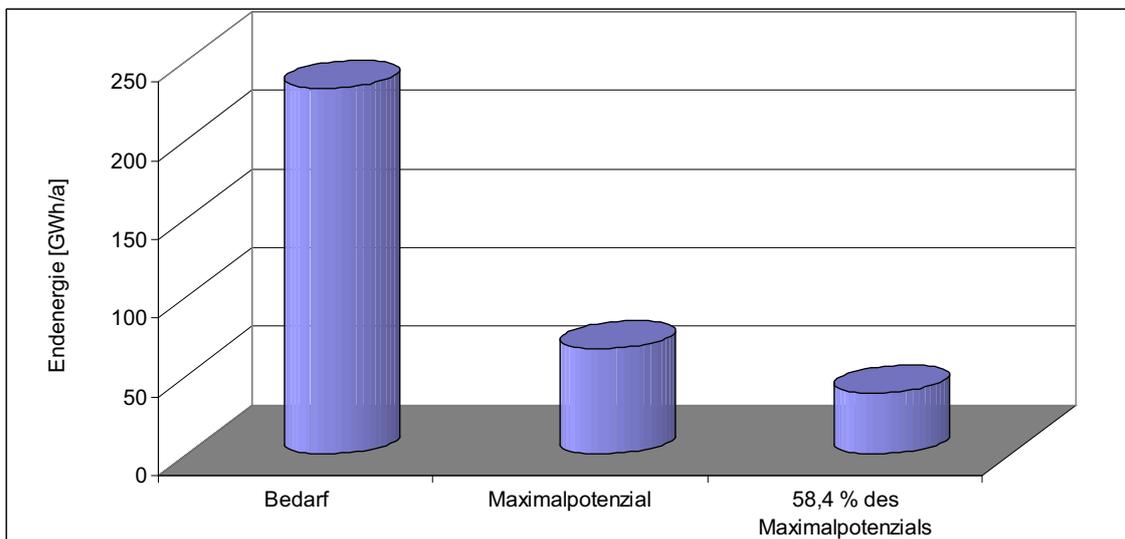


Abbildung 33: Jährlicher Wärmeverbrauch der Haushalte und jährliche Solarwärmeerzeugung mit einem solarthermischen Deckungsgrad von 100 % sowie 58,4 % in der Industrieregion Bruck an der Mur / Kapfenberg

[Beteiligte Firmen], [Statistik Austria 2, 2001], [Statistik Austria 3, 2001], [Statistik Austria 5, 2007]

Abbildung 33 veranschaulicht den Wärmebedarf der Haushalte und Szenarien unterschiedlicher solarthermische Wärmebereitstellung in dem Betrachtungsgebiet. Der Wärmebedarf von ca. 232/a GWh liegt signifikant über dem Maximalpotenzial von ca. 67 GWh/a und dem realistischen Potenzial von ca. 39 GWh/a an Solarwärme. Weiters sind die Maxima von Bereitstellung und Verbrauch im zeitlichen Verlauf gegensätzlich, worauf in Abbildung 34 hingewiesen wird. In Abbildung 34 befindet sich die Darstellung des gesamten Wärmebedarfes der Haushalte, das Gesamtpotenzial an Solarwärme und eine Abbildung des realistischen solarthermischen Deckungsgrades im Jahresverlauf. Hierbei wird die mittlere Tagesleistung im Jahresverlauf dargestellt. Bei Maximalausschöpfung des solarthermischen Potenzials kann in den Sommermonaten eine mittlere Maximalleistung von 13 MW bereitgestellt werden. Dem gegenüber steht jedoch der Minimalbedarf an Wärme von

7,5 MW. Aus diesem Grund ist die realistische solarthermische Nutzung geringer als das theoretisch mögliche Maximalpotenzial. Im realistischen Szenario wurde daher das größtmögliche verwertbare Potenzial angesetzt, bei welchem minimaler Wärmebedarf und maximale solarthermische Wärmeerzeugung gleich hoch sind.

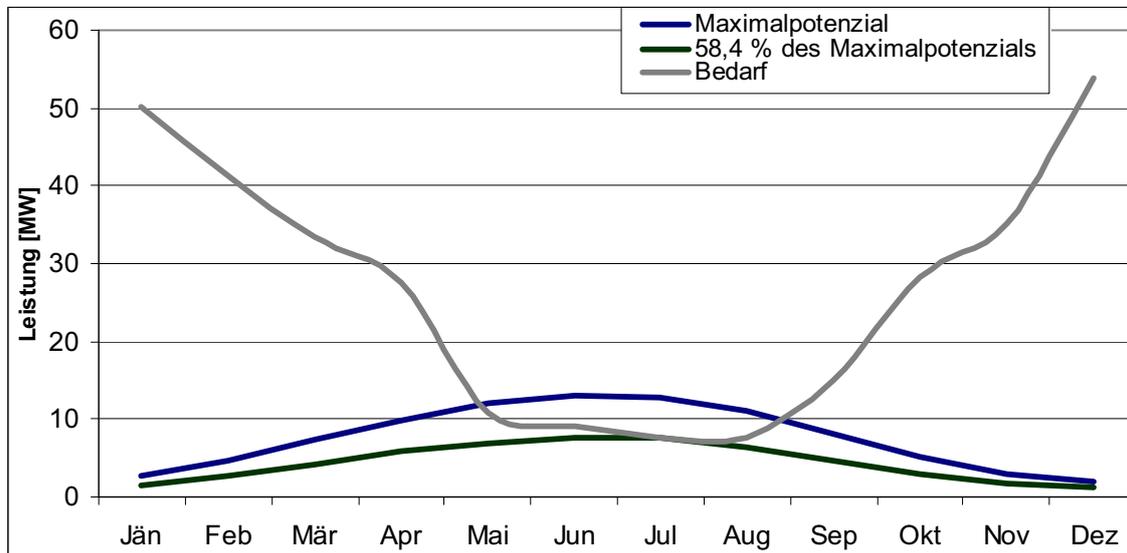


Abbildung 34: Mittlerer täglicher Leistungsbedarf an Wärme der Haushalte und mittlere tägliche Leistungsbereitstellung an Solarwärme mit einem solarthermischen Deckungsgrad von 100 % sowie 58,4 % im Jahresverlauf in der Industrieregion Bruck an der Mur / Kapfenberg [Beteiligte Firmen], [Statistik Austria 2, 2001], [Statistik Austria 3, 2001], [Statistik Austria 5, 2007]

Die Verläufe von Bereitstellung und Verbrauch weisen, wie schon vorhin erwähnt, eine gegensätzliche Entwicklung auf. Der größte mittlere Wärmebedarf eines Tages ergibt sich im Winter mit einem Ausmaß von über 50 MW, wobei hier die geringste solarthermische Energieausbeute besteht (Maximalpotenzial: 2,1 MW; realistisches Szenario: 1,2 MW). Bei einem solarthermischen Deckungsgrad von 58,4 % kann der Wärmebedarf der Haushalte in den Sommermonaten ohne Überschusswärme größtenteils gedeckt werden. Beim realistischen Szenario beträgt die maximale mittlere Bereitstellung an Wärme 7,6 MW, welche im Juni auftritt. Der geringste mittlere Wärmebedarf eines Tages tritt im Juli auf, wobei eine durchschnittliche Leistung von 7,5 MW bereitgestellt werden muss. Demgegenüber würde bei Maximalausschöpfung des solarthermischen Potenzials eine maximale mittlere Tagesleistung von 13 MW bereitgestellt werden.

Für die Auslegung von solarthermischen Anlagen ist neben der mittleren Tagesleistung auch die Spitzenleistung relevant, da darauf die technischen Maßnahmen abgestimmt werden müssen. In Abbildung 35 sind daher repräsentative Tage des Monats Mai dargestellt, welche den Leistungsverlauf des Szenarios widerspiegeln. In diesem Zusammenhang sind Momentanleistungen von über 35 MW möglich, wobei auch erkennbar ist, dass bei entsprechender Witterung (4. Tag) nur ca. 12 MW an Spitzenleistung erreicht wird.

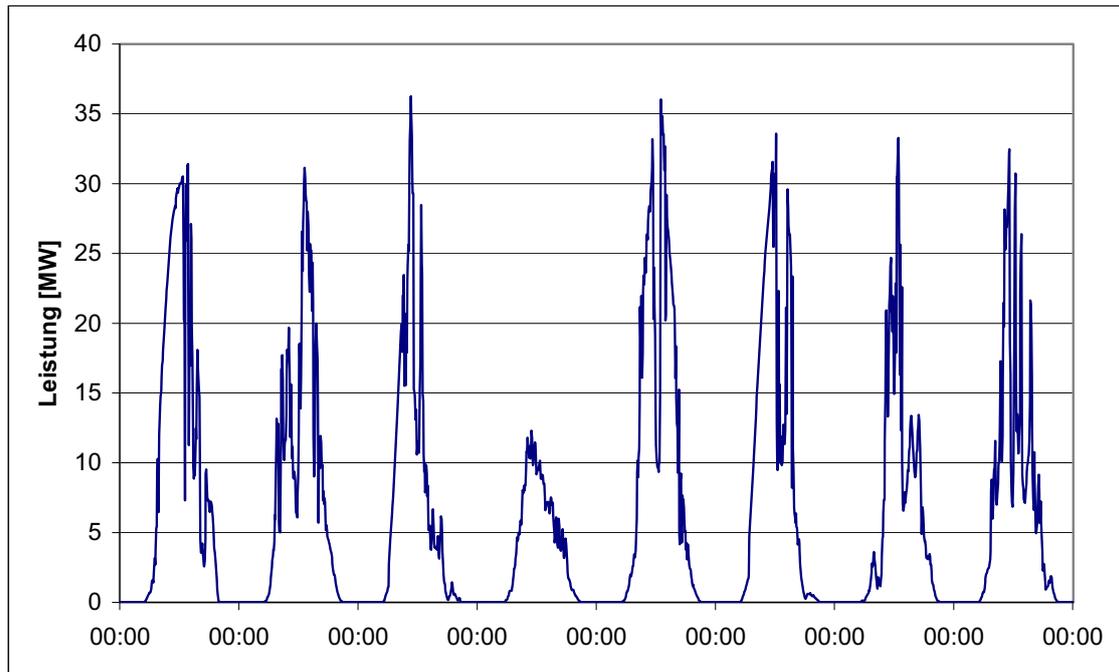


Abbildung 35: Repräsentativer potenzieller Leistungsverlauf an Solarthermie in der Industrieregion Bruck an der Mur / Kapfenberg

Erläuterungen: die zu Grunde liegenden Einstrahlungsdaten beziehen sich auf Realdaten von Kapfenberg, welche in einem Zeitraum zwischen 27.05.2007 und 03.06.2007 gemessen wurden.

Photovoltaik

In nachfolgender Abbildung 36 wird der gesamte Stromverbrauch der Industrieregion Bruck an der Mur / Kapfenberg unterschiedlichen Szenarien der Solarstromerzeugung gegenübergestellt. Dabei kann festgestellt werden, dass durch Photovoltaik nur ein Bruchteil des Gesamtstrombedarfes gedeckt werden kann. In diesem Zusammenhang ist es daher nicht von Bedeutung, ob das Maximalpotenzial oder das realistische Potenzial herangezogen wird. Der in der Region erzeugte Solarstrom kann stets zur Gänze in das Energiesystem integriert werden, weil die Erzeugung um ein Vielfaches geringer ist als der Bedarf. Der jährliche Stromverbrauch beträgt ca. 1.276 GWh, wohingegen bei Maximalausnutzung des Potenzials nur ca. 30 GWh/a bereitgestellt werden könnten und beim realistischen Szenario nur ca. 12 GWh/a erzeugt werden.

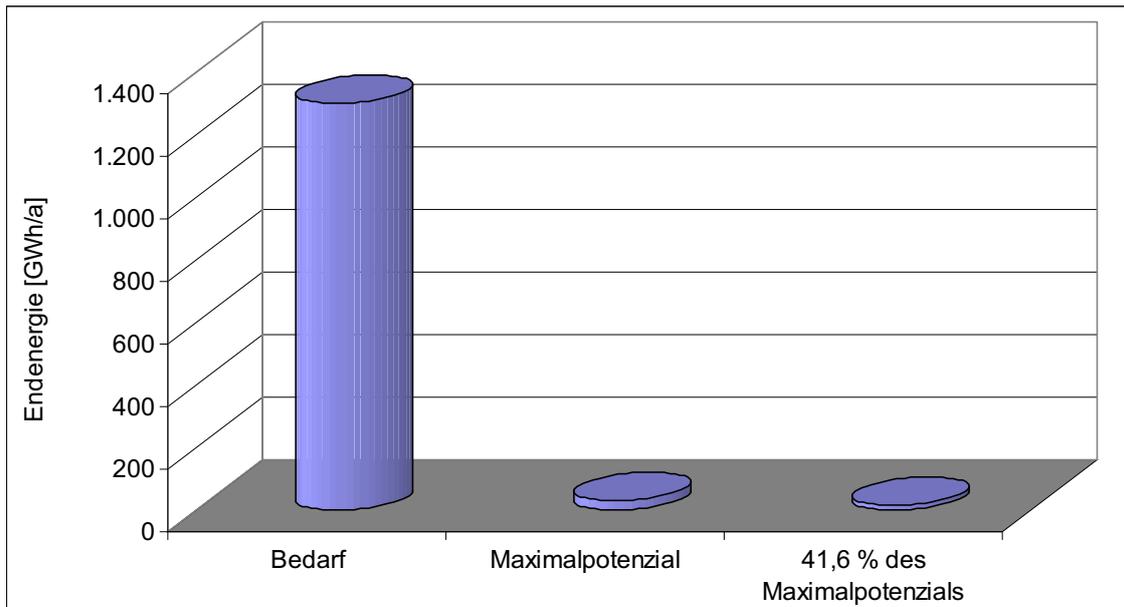


Abbildung 36: Jährlicher Gesamtstromverbrauch und jährliche Solarstromerzeugung mit einem photovoltaischen Deckungsgrad von 100 % sowie 41,6 % in der Industrieregion Bruck an der Mur / Kapfenberg
 [Beteiligte Firmen], [Statistik Austria 2, 2001], [Statistik Austria 3, 2001], [Statistik Austria 5, 2007]

Die große Differenz zwischen Solarstromerzeugung und Strombedarf ist auch im Jahresverlauf erkennbar (siehe Abbildung 37). Zwar klaffen auch hier die Maxima und Minima von Bedarf und Erzeugung auseinander. Der minimale Strombedarf in der Revisionszeit mit einem Ausmaß von ca. 113 MW steht einer maximalen mittleren täglichen Solarstromerzeugung von ca. 4,9 MW und einer realistischen mittleren Solarstromerzeugung von ca. 2 MW gegenüber. Dies begründet sich durch den sehr hohen Strombedarf dieser Region.

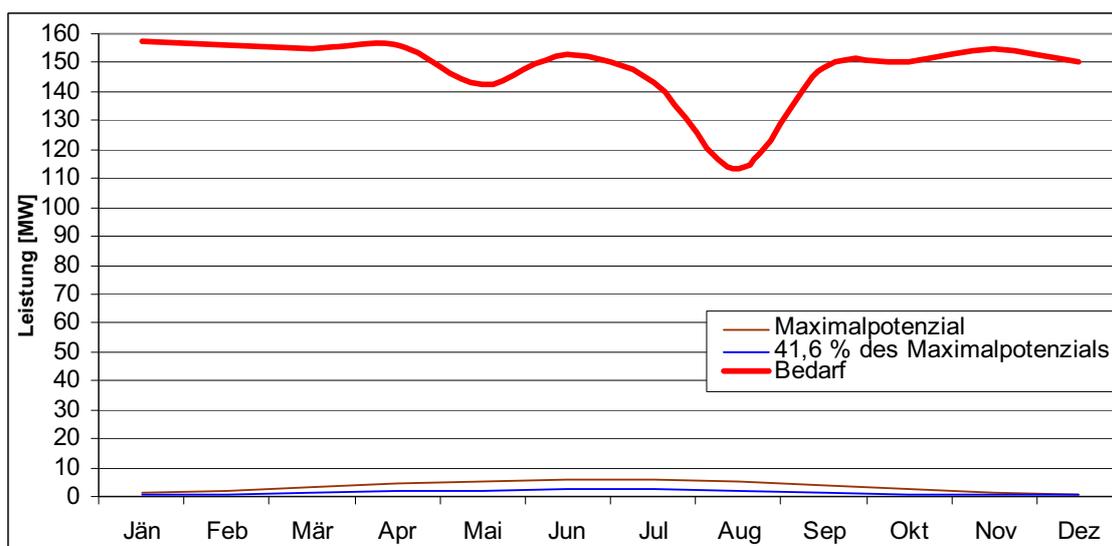


Abbildung 37: Mittlerer täglicher Leistungsbedarf an Strom und mittlere tägliche Leistungsbereitstellung an Solarstrom mit einem photovoltaischen Deckungsgrad von 100 % sowie 41,6 % im Jahresverlauf in der Industrieregion Bruck an der Mur / Kapfenberg
 [Beteiligte Firmen], [Statistik Austria 2, 2001], [Statistik Austria 3, 2001], [Statistik Austria 5, 2007]

Da die Speicherung von photovoltaisch erzeugtem Strom derzeit noch mit einem geringen Wirkungsgrad und daher entsprechenden Verlusten verbunden ist, wird in der nachfolgenden Abbildung 38 der mittlere tägliche Strombedarf sowie die mittlere tägliche Erzeugung *bei Tageslicht* im Jahresverlauf gegenübergestellt. Hierbei wird zu Grunde gelegt, dass der Solarstrom direkt verwertet wird und daher keine weitere Umwandlung bzw. Speicherung erfährt. Die Charakteristika der Verläufe in Abbildung 38 sind ähnlich (Maxima bzw. Minima von Erzeugung und Bedarf treten annähernd gleichzeitig auf). Das Maximum der Solarstrombereitstellung besteht aufgrund der größeren Strahlungsintensität und aufgrund der längeren Tageslänge im Sommer (Maximalpotenzial: 4,3 GWh/Monat; realistisches Potenzial: 1,8 GWh/Monat), wohingegen das Minimum im Winter auftritt (Maximalpotenzial: 0,7 GWh/Monat; realistisches Potenzial: 0,3 GWh/Monat). Demgegenüber beträgt der maximale Strombedarf bei Tageslicht ca. 73 GWh/Monat und der minimale ca. 40 GWh/Monat.

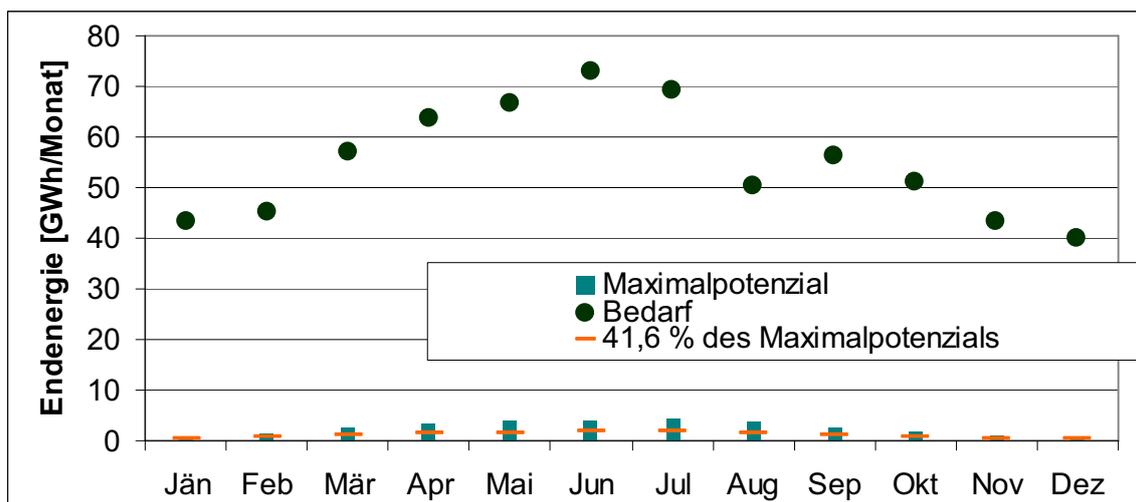


Abbildung 38: Monatlicher Strombedarf bei Tageslicht und monatliche Bereitstellung an Solarstrom mit einem photovoltaischen Deckungsgrad von 100 % sowie 41,6 % in der Industrieregion Bruck an der Mur / Kapfenberg

[Beteiligte Firmen], [Statistik Austria 2, 2001], [Statistik Austria 3, 2001], [Statistik Austria 5, 2007]

In nachfolgender Abbildung 39 wurde im Unterschied zu Abbildung 37 der erzeugte Solarstrom auf den Zeitraum des Tageslichtes normiert, wodurch sich die mittlere Tagesleistung ca. verdoppelt.

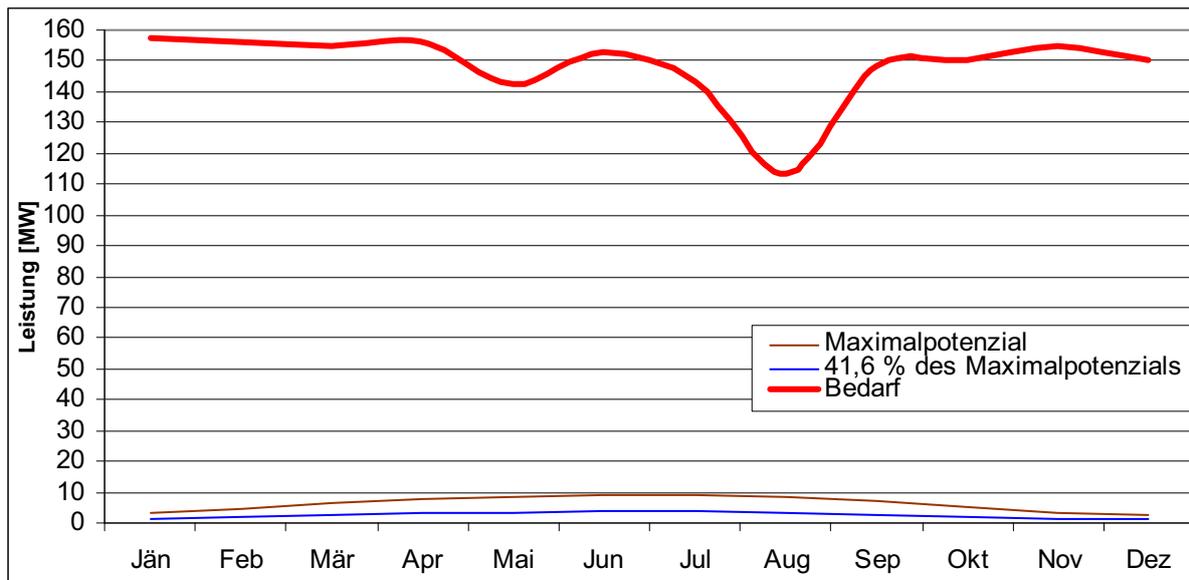


Abbildung 39: Mittlerer Leistungsbedarf an Strom und mittlere Leistungsbereitstellung an Solarstrom bei Tageslicht mit einem photovoltaischen Deckungsgrad von 100 % sowie 41,6 % im Jahresverlauf in der Industrieregion Bruck an der Mur / Kapfenberg
 [Beteiligte Firmen], [Statistik Austria]; [E-Control 2]

Tabelle 20 beinhaltet die mittlere monatliche Tagesleistung an Solarstrombereitstellung der betrachteten Szenarien *bei Tageslicht*. Beim Maximalpotenzial wird eine maximale Tagesleistung von 8,9 MW erreicht, wohingegen beim realistischen Szenario nur 3,7 MW an Leistung gewährleistet werden können. Im Vergleich zu Tabelle 19 sind diese Daten signifikant höher.

Tabelle 20: Mittlere monatliche Tagesleistung bei Tageslicht unterschiedlicher Szenarien des Solarstrompotenzials der Industrieregion Bruck an der Mur / Kapfenberg

Szenario	2	3
Nutzenergie	Strom	
[%] der Kollektorfläche	100	42
Einheit	[MW]	
<i>Jänner</i>	3,2	1,3
<i>Februar</i>	4,8	2,0
<i>März</i>	6,6	2,7
<i>April</i>	7,8	3,2
<i>Mai</i>	8,5	3,5
<i>Juni</i>	8,8	3,6
<i>Juli</i>	8,9	3,7
<i>August</i>	8,3	3,4
<i>September</i>	6,9	2,9
<i>Oktober</i>	5,1	2,1
<i>November</i>	3,4	1,4
<i>Dezember</i>	2,6	1,1
Maximale mittlere Tagesleistung	8,9	3,7

Da, wie schon vorhin erwähnt wurde, eine Nutzung des Solarstromes nur bei Tageslicht sinnvoll erscheint, ist es auch erforderlich sämtliche Photovoltaikanlagen auf jene Leistung auszulegen, die maximal erreicht wird. In diesem Zusammenhang wurde in nachfolgender Abbildung 40 ein repräsentativer Leistungsverlauf an Solarstrombereitstellung dargestellt, welche in dem betrachteten Szenario erreicht werden könnten. Demnach müsste die installierte Leistung der Photovoltaikanlagen in Summe ein Ausmaß von über 12 MW aufweisen, damit dieses Szenario erreicht werden könnte. Natürlich ist bei verdeckter Sonneneinstrahlung die Leistung entsprechend geringer. Dies wird durch Betrachtung des 4. Tages der Abbildung 40 dargestellt. Hierbei beträgt die Maximalleistung nur ca. 4 MW.

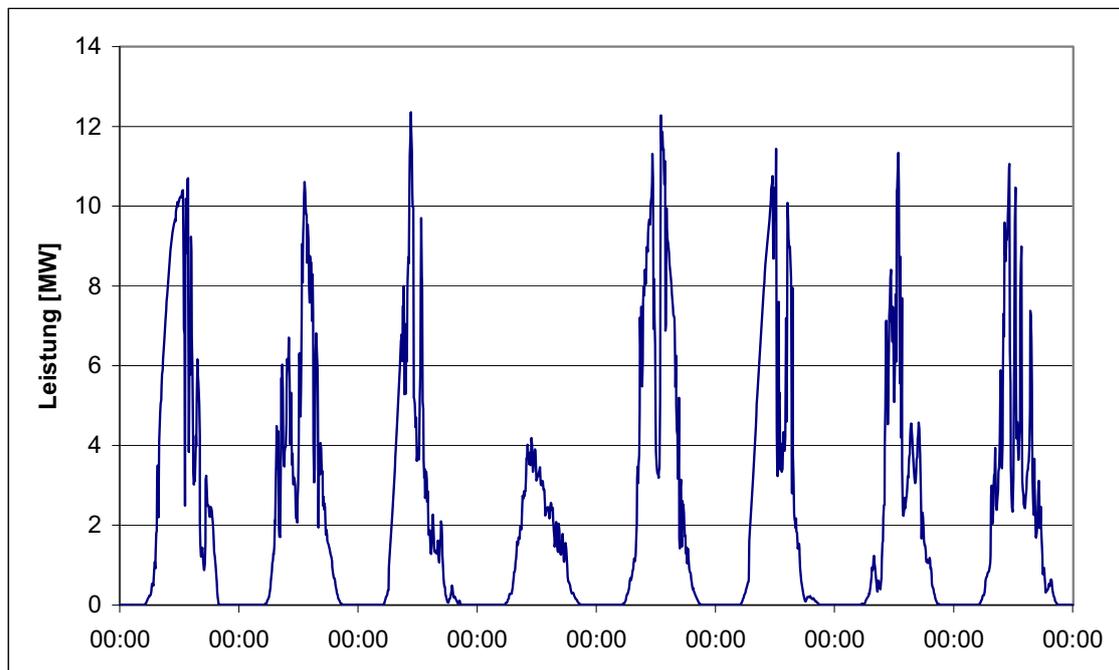


Abbildung 40: Repräsentativer potenzieller Leistungsverlauf an Solarstrombereitstellung in der Industrieregion Bruck an der Mur / Kapfenberg

Erläuterungen: die zu Grunde liegenden Einstrahlungsdaten beziehen sich auf Realdaten von Kapfenberg, welche in einem Zeitraum zwischen 27.05.2007 und 03.06.2007 gemessen wurden.

Das realistische Solarpotenzial in der Industrieregion Bruck an der Mur / Kapfenberg beträgt 39,2 GWh/a an solarthermischer und 12,4 GWh/a an solarelektrischer Energie pro Jahr. Der realistische solarthermische Ertrag bringt eine mögliche Abdeckung von ca. 16 % des gesamten Wärmebedarfes von Haushalten, wohingegen durch Photovoltaik realistisch nur ca. 1 % des gesamten Strombedarfes (dies entspricht im Jahresverlauf zwischen 2 % in Wintermonaten und 4 % in Sommermonaten des Tagesbedarfes) in der Region abgedeckt werden könnte.

5.2.2.4 Biomassenutzung

Biomasse kann mittels verschiedener Technologien in unterschiedliche Energieträger bzw. in Nutzenergie umgewandelt werden. Beispiele der energetischen Biomassenutzung:

- Nutzung fester Biomasse auf Holzbasis in Heizkesseln oder KWK-Anlagen (BHKW)
- Nutzung unterschiedlicher biogener Substrate (pflanzliche Rohstoffe, Gülle, landwirtschaftliche Abfälle...) für die Biogaserzeugung
 - zur Verstromung in BHKW
 - zur Einspeisung ins Erdgasnetz
 - als Treibstoff
- Nutzung pflanzlicher Rohstoffe zur Treibstoffherzeugung

Allgemeines zum Biomassepotenzial des Bezirkes Bruck an der Mur

Für den politischen Bezirk Bruck an der Mur wird im vorliegenden Projekt zur energetischen Nutzung nur holzartige Biomasse aus der derzeitigen Waldbewirtschaftung betrachtet, da andere Energieträger aus nachwachsenden Rohstoffen in dieser Region ein geringes Potenzial aufweisen. So gibt es in der betrachteten Region ca. 900 ha Ackerland [Statistik Austria, 1999] die man theoretisch zum Anbau von nachwachsenden Rohstoffen nutzen könnte.

Holzartiges Biomassepotenzial des Bezirkes Bruck an der Mur

Der politische Bezirk Bruck an der Mur weist eine Gesamtfläche von 130.681 ha auf, von denen ca. 100.000 ha Waldfläche sind.

Diese 100.000 ha Waldfläche teilen sich in folgende Betriebsarten auf:

- 76.900 ha Wirtschaftswald
- 8.000 ha Schutzwald in Ertrag
- 12.000 ha Schutzwald außer Ertrag
- 3.100 ha Holzboden außer Ertrag

Im Bezirk Bruck an der Mur wird mehr als die Hälfte der Waldfläche von Großbetrieben (ab 200 ha) bewirtschaftet. Die Österreichischen Bundesforste bewirtschaften den größten Waldanteil (ca. 21 % der gesamten Waldfläche). Der Rest teilt sich auf mittlere und kleine Waldbesitzer auf.

Nachfolgend eine Darstellung der Struktur der Forstbetriebe im Bezirk Bruck an der Mur nach der Größe der Waldfläche [Bezirksforstinspektion Bruck/Mur, 2007], [ÖBF, 2007]:

- 805 Kleinbetriebe (bis 30 ha) mit einem Gesamtflächenanteil von 7.874 ha
- 468 Mittelbetriebe (30 – 200 ha) mit einem Gesamtflächenanteil von 33.397 ha
- 48 Großbetriebe (ab 200 ha) exklusive Bundesforste mit einem Gesamtflächenanteil von 37.522 ha
- ÖBF mit einem Gesamtflächenanteil von 20.916 ha.

Die Berechnungen ergeben ein theoretisches Potenzial von 49,6 GWh/a für den ÖBF-Wald (21 % der gesamten Waldfläche des politischen Bezirks Bruck an der Mur). Hochgerechnet auf den Bezirk Bruck ergibt sich ein Potenzial von ca. 236,3 GWh pro Jahr.

5.2.2.5 Altspeiseöle und Fette

Nachfolgend wird das energetische Potenzial (Biodiesel) aus der Sammlung von Altspeiseölen und Fetten behandelt.

Für den Bezirk Bruck an der Mur liegen keine Daten über die Sammelmenge von Altspeiseölen und Fetten aus Haushalten vor. Der Richtwert pro Einwohner und Jahr beträgt bei Altspeiseölen und Fetten 0,9 kg. [Steiermärkische Landesregierung 1, 2007]

Für die Gewerbebetriebe (Gasthäuser, Hotels...) des Bezirkes lässt sich keine Sammelmenge feststellen, da im Bezirk unterschiedliche Entsorger tätig sind.

Auf Grund dieses Mangels an Daten kann das energetische Potenzial aus der Sammlung von Altspeiseölen und Fetten nicht dargestellt werden.

5.2.2.6 Brennbare Abfälle

Verschiedene aufbereitete Abfallfraktionen können nach Vorbehandlung in mechanisch-biologischen oder rein mechanischen Abfallbehandlungsanlagen (MBA bzw. MA) auch in Industrieanlagen oder kalorischen Kraftwerken mitverbrannt werden. Durch die Mitverbrennung dieser heizwertreichen Fraktion in Industrieanlagen kann der Einsatz von Primärbrennstoffen wie Kohle, Erdgas und Erdöl reduziert werden. [Homepage UBA, 2007]

Im betrachteten Energiesystem konnte ein theoretisches Potenzial von 16,3 GWh pro Jahr identifiziert werden.

5.2.2.7 Umgebungswärme

Das Potenzial von Umgebungswärme wurde nur für Wärmepumpenanwendungen in Haushalte erhoben, da mögliche Anwendungen in der Industrie sehr spezifisch sind, und eine Abschätzung des Potenzials daher nur in Detailuntersuchungen und –projekten erfolgen kann.

Um das Potenzial an Wärmepumpenanwendungen in Haushalten abzuschätzen, wurde zuerst die Anzahl der in Frage kommenden Gebäude eingeschränkt. Aufgrund des für Wärmepumpenanwendungen günstigen, relativ niedrigen Heizenergiebedarfs kommen Gebäude mit einer oder zwei Wohneinheiten und entsprechendem Heizenergiebedarf in Frage. In der betrachteten Region entsprechen ca. 4.000 Gebäude diesem Kriterium. [Statistik Austria 2, 2001], [Statistik Austria 3, 2001]

Der Nutzwärmebedarf dieser 4.000 Gebäude beträgt 48,3 GWh/a. Unter Berücksichtigung interner Wärmeverteilverluste von 2 % kann ein virtueller Endenergiebedarf von 49,3 GWh/a ermittelt werden. Dieser wird durch Wärmepumpen mit einer Jahresarbeitszahl (gelieferte Nutzenergie entspricht dem vierfachen der zugeführten elektrischen Antriebsenergie) von 4 gedeckt. Bei der angenommenen Jahresarbeitszahl entsteht ein durch diese Wärmepumpenanwendungen bedingter Mehrverbrauch an Strom in der Region von 12,3 GWh/a. Somit werden 37 GWh/a Umgebungswärme genutzt.

Die Substitution einer konventionellen Heizwärmeerzeugung dieser Gebäude durch Wärmepumpenanwendungen bringt zum Beispiel eine Einsparung an Erdgas, bewertet auf Basis des H_u (unterer Heizwert), in der Höhe von 64,4 GWh/a.

Somit lässt sich mit Wärmepumpenanwendungen nach Abzug des Mehrverbrauchs an Strom ein Endenergieeinsparungspotenzial von 52,1 GWh/a erreichen. Dies ist in Abbildung 41 grafisch dargestellt.

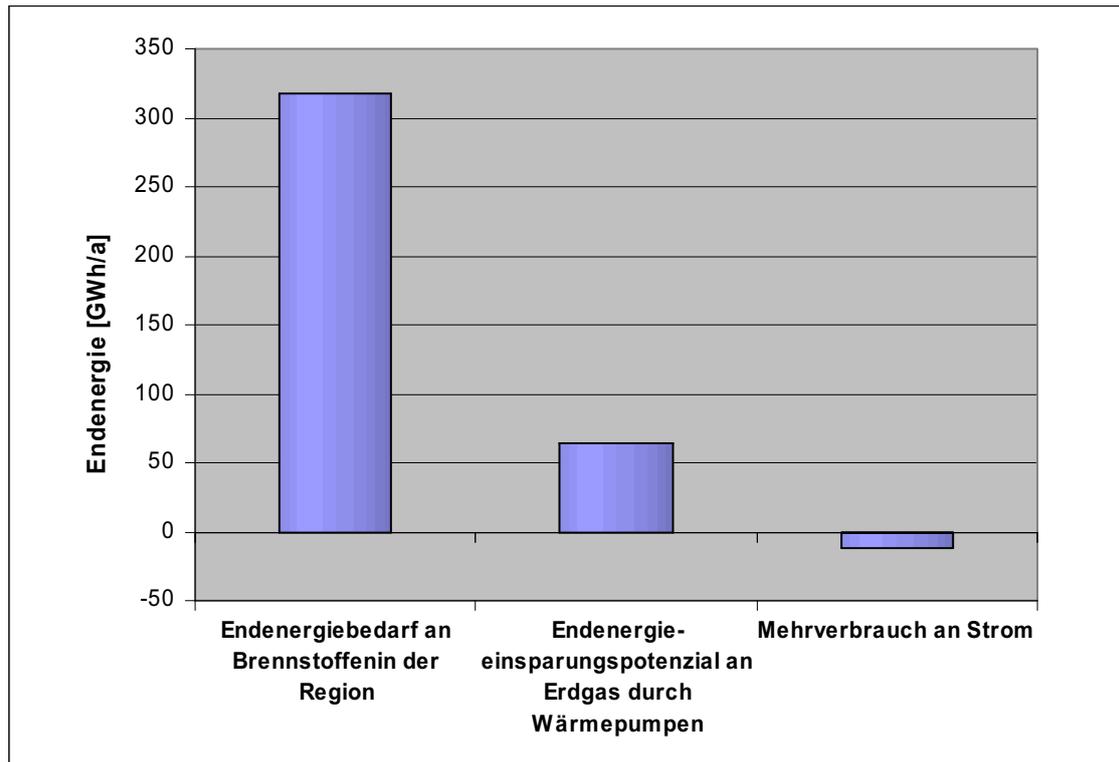


Abbildung 41: Endenergiebedarf an Brennstoffen, Endenergieeinsparungspotenzial und Mehrverbrauch an Strom durch Wärmepumpenanwendungen in der Industrieregion Bruck an der Mur / Kapfenberg

5.2.2.8 Industrielle Abwärme

Wie bereits in Abschnitt 3 erwähnt wurde, konnte kein realistisches Abwärmepotenzial aus industriellen Prozessen identifiziert werden.

5.2.3 Effizienzsteigerungspotenzial

Neben dem Potenzial zur Nutzung lokal vorhandener erneuerbarer Energieträger ist das Effizienzsteigerungspotenzial der zweite wesentliche Faktor zur nachhaltigen Versorgung der Region Bruck an der Mur / Kapfenberg. Nachfolgend werden unterschiedliche Effizienzsteigerungspotenziale dargestellt.

5.2.3.1 Strom

Grundsätzlich kann der Stromverbrauch bei Haushalten und Gewerbe um ca. 20 % verringert werden [IFEU, 2005]. Da es in der Region Bruck an der Mur / Kapfenberg eine beträchtliche Anzahl von Haushalten und Gewerbebetrieben gibt, kann eine genaue Aussage nur durch eine repräsentative Basisdatenerhebung gewonnen werden, die derzeit nicht zur Verfügung steht und in einem Folgeprojekt erarbeitet werden soll. In der Industrie ist grundsätzlich von einem Effizienzsteigerungspotenzial von 15 % auszugehen [Deutscher Bundestag, 2002], wobei es aber durch den überwiegenden Strombedarf weniger großer Industriebetriebe zu beträchtlichen Abweichungen kommen kann. In allen betrachteten Sektoren kann davon ausgegangen werden, dass im Bereich der Informations- und Kommunikationstechnologien, Bürogeräte und Unterhaltung ein Potenzial von 7 % vorhanden ist [Fürlinger, 2007], da die Stromversorgung der Geräte zumeist keine vollständige Netztrennung erlaubt.

5.2.3.2 Erdgas

Grundsätzlich kann der Austausch alter Gaskessel durch Niedertemperatur- oder Brennwertkessel zu einer erheblichen Effizienzsteigerung führen. Durch die Anpassung der Kesseltemperatur bei Niedertemperaturkesseln, was bei älteren Heizkesseln (bis Baujahr 1980) nicht der Fall war, können an Tagen mit einem geringeren Heizwärmebedarf die Kesselverluste erheblich reduziert werden. Dadurch können Jahresnutzungsgrade von bis zu 95 % erreicht werden. Bei der Nutzung des Brennwerteffektes kann der zusätzliche Nutzen bis zu 11% betragen. Zusätzlich sind vor allem alte Heizkessel meistens überdimensioniert, wenn im Laufe der Zeit Wärmedämmmaßnahmen an der Gebäudehülle durchgeführt wurden, wodurch sich der Nutzungsgrad bei Anpassung an die aktuelle Situation noch weiter verbessern kann. [Energieagentur NRW, 2007]

5.2.3.3 Treibstoffe

Grundsätzlich gibt es bei den Treibstoffen, abgesehen vom Potenzial durch Veränderung des Benutzerverhaltens (verstärkte Nutzung von öffentlichen Verkehrsmitteln, Fahrtraining zur Optimierung des individuellen Fahrverhaltens, usw.), auch noch ein nachfolgend dargestelltes, beträchtliches technisches Potenzial für Kraftstoffeinsparungen bei Fahrzeugen mit Diesel- oder Ottomotoren, wobei Effizienzsteigerungsmaßnahmen teilweise Effekte aus anderen Maßnahmen beinhalten und daher nicht einfach addiert werden können. Maßnahmen zur Gewichtsverringerung vor allem bei der Karosserie ergeben bis zu 33 % an Kraftstoffeinsparung. Durch Optimierung des Motorhubraumes (Downsizing), so dass der Bedarfsschwerpunkt möglichst gut mit dem verbrauchsgünstigen Bereich übereinstimmt, lassen sich bis zu 30 % einsparen. Bei mit Ottomotoren betriebenen Fahrzeugen kann eine Antrieboptimierung zu Effizienzsteigerungen von bis zu 69 % führen, während bei mit Dieselmotoren betriebenen Fahrzeugen eine Antrieboptimierung bis zu 48 % mehr Effizienz bringen kann. Alternative Antriebssysteme (Hybridantrieb) liefern einen Beitrag zur Effizienzsteigerung von bis zu 30 %. Auch bei der Optimierung des Getriebes ist eine Effizienzsteigerung von bis zu 8 % und durch Einsatz von Leichtlaufreifen eine Steigerung von bis zu 7 % möglich. Die Optimierung des Luftwiderstandes liefert ein Einsparungspotenzial von bis zu 12 %. Durch die Wechselwirkungen der einzelnen Maßnahmen kann ein Effizienzsteigerungspotenzial von 50 % und mehr erwartet werden. Diese technisch machbaren Potenziale können aber nicht vollständig genutzt werden, da die Umsetzung stark von gesetzlichen, kundenspezifischen und wirtschaftlichen Faktoren abhängig ist. [Wuppertal Institut 1, 2006]

5.2.3.4 Wärme

In Deutschland lassen sich entsprechend einer Analyse des Umweltbundesamtes ca. 60 % [Deutsches Umweltbundesamt, 2006] des derzeitigen Raumwärmebedarfs einsparen, wenn der Wohngebäudebestand vollständig energetisch auf Niedrigenergiehausniveau saniert wird. Grundsätzlich kann wie in Deutschland auch in Österreich, und speziell in der Region Bruck an der Mur / Kapfenberg davon ausgegangen werden, dass die günstig zu erschließenden Einsparpotenziale oft ungenutzt bleiben, da die allgemeine Sanierungsrate der Gebäude beispielsweise in Deutschland zwar bei etwa 2,5 % pro Jahr liegt, aber nicht einmal die Hälfte aller Sanierungen kostengünstige Verbesserungen der Wärmedämmung einschließt. Weiters ließe sich in Deutschland der Heizwärmebedarf bis 2050 um die Hälfte reduzieren, falls die Altbauten entsprechend saniert würden [Deutsches Umweltbundesamt, 2006]. Grundsätzlich bilden diese Zahlen eine Möglichkeit zur groben Abschätzung der

Verhältnisse in der Region Bruck an der Mur / Kapfenberg, für genaue Aussagen müssten aber in einem Folgeprojekt erst aktuelle, aussagekräftige Daten für die Industrieregion erhoben werden.

Bei der Wärmebereitstellung ist das Effizienzsteigerungspotenzial durch den Austausch des Kessels durch ein Brennwertgerät oder einen Niedertemperaturkessel allgemein mit über 15 % zu beziffern [E-Bridge, 2005]

Bei Industrieöfen können beispielsweise durchlässige Strahlungswände zu einer Absenkung des Energieverbrauchs beitragen. Dabei handelt es sich um permeable Wände (Wabenkörper), die von den heißen Abgasen in den Abgaskanälen aufgeheizt werden und ihre Wärme als Strahlungswärme an das zu nutzende Gut abgeben. Durch Nutzung dieses Prinzips kann die Energieeffizienz um bis zu 5 % gesteigert werden, wobei man gleichzeitig eine Leistungssteigerung des Ofens erhält. [Deutsches BMU, 2006]

5.2.3.5 KWK-Technologie

Ein weiteres Effizienzsteigerungspotenzial ergibt sich auch durch die gemeinsame Bereitstellung von Strom und Wärme in KWK-Anlagen gegenüber der reinen Wärmeerzeugung. Eine KWK-Anlage gilt ab einer Primärenergieeinsparung von mehr als 10% als hocheffizient. [EU-Richtlinie 2004/8/EG]

5.3 Arbeitspaket 3: Erarbeitung der Umsetzungsfaktoren

5.3.1 Kennzahlen

Zur weiteren Beurteilung der Einbindung vorhandener Potenziale regenerativer Energieträger in der Region werden zwei Kennzahlen zur Bewertung herangezogen, einerseits der Versorgungsgrad, der einen Vergleich der Energiemengen auf Jahresbasis ermöglicht, und andererseits der Bedarfsdeckungsgrad, der einen Vergleich der momentanen Leistung von Erzeugung und Verbrauch für jeden einzelnen Energieträger gestattet.

5.3.1.1 Versorgungsgrad

Der Versorgungsgrad ist definiert als die jeweils in einer bestimmten Form jährlich verfügbare Endenergie (z.B. Strom aus Solarenergie) dividiert durch den jährlichen Endenergiebedarf für eine bestimmte Form von Endenergie (z.B. Strom).

$$V_{i,j} = \frac{E_{i,j}}{E_i}$$

- $V_{i,j}$ Versorgungsgrad mit Endenergie aus verfügbarem Potenzial j für die Bereitstellung als Endenergie in Energieform i
 $E_{i,j}$ Jahressumme der Endenergie in Energieform i aus regional verfügbarem Potenzial j
 E_j Jahressumme des Endenergiebedarfs des regionalen Systems in der Energieform i

Diese Kennzahl wird in der Literatur und bei der Darstellung bestehender Modellregionen sehr oft verwendet, da sie leicht auswertbar ist und die Daten für die Potenziale regenerativer Energieträger auf Basis der Jahresenergiemengen (z.B. Biomasse) auch meist verfügbar sind. Der Versorgungsgrad alleine ist aber für eine Beurteilung der Integrierbarkeit in das bestehende Energiesystem nicht ausreichend, da dabei die momentane Deckung des Energiebedarfs durch die regional verfügbaren Ressourcen nicht berücksichtigt wird. Dieser Einfluss auf das Energiesystem kann aber mit dem Bedarfsdeckungsgrad bewertet werden.

5.3.1.2 Bedarfsdeckungsgrad

Der Bedarfsdeckungsgrad ist definiert als die jeweils in einer bestimmten Form zu einem bestimmten Zeitpunkt verfügbare Endenergie (z.B. Solarenergie) dividiert durch den zu diesem Zeitpunkt vorhandenen Endenergiebedarf für eine bestimmte Form von Endenergie (z.B. Strom). Der Bedarfsdeckungsgrad wird für jeden Zeitpunkt des betrachteten Jahres berechnet. Es handelt sich dabei also nicht um einen Deckungsgrad auf Basis von Jahresenergiemengen, wie es beim Versorgungsgrad der Fall ist, sondern um den Vergleich von Lastgang-Endenergiebereitstellung und Lastgang-Endenergiebedarf. Diese Kennzahl soll das Bedarfsdeckungspotenzial der betrachteten erneuerbaren Energieressourcen beschreiben. Für jeden Energieträger wird eine obere (Maximum) und untere Grenze (Minimum) angegeben. Um eine Aussage über ein ganzes Jahr machen zu können, ist zusätzlich eine Auswertung der Häufigkeiten nötig. Mathematisch betrachtet ergibt sich folgende Formel:

$$B_{i,j} = \frac{P_{i,j}}{P_i}$$

- $B_{i,j}$ Bedarfsdeckungsgrad zu einem bestimmten Zeitpunkt bereitgestellter Leistung aus Potenzial j für die Deckung des Bedarfs an Endenergie in Energieform i
- $P_{i,j}$ Momentanleistungsbereitstellung in Energieform i zu einem bestimmten Zeitpunkt aus regional verfügbarem Potenzial j
- P_i Momentanleistungsbedarf des regionalen Energiesystems in Energieform i zu einem bestimmten Zeitpunkt

Diese Kennzahl stellt ein realistisches Maß für die Energieautarkie einer Region dar, da auch die momentane Übereinstimmung von Erzeugung und Verbrauch berücksichtigt wird. Ein Vorteil des Bedarfsdeckungsgrades ist, dass zu jedem Zeitpunkt die nicht deckbare Leistung bekannt ist, und dadurch die weiterhin benötigten Im-/Exporte bzw. auf Basis fossiler Energieträger erforderlichen Systemleistungen identifiziert werden können. Grundsätzlich ist die Berechnung des Bedarfsdeckungsgrades aufwändiger als die Berechnung des Versorgungsgrades und benötigt eine detaillierte Kenntnis der Lastgänge (sinnvoll wären Daten auf Stundenbasis) über den Betrachtungszeitraum. Zusätzlich haben bei bestimmten Energieträgern (z.B. Biomasse) die verwendete Technologie und die gewählte Betriebsweise bei der Umwandlung zur Nutzenergie einen Einfluss auf den Bedarfsdeckungsgrad.

5.3.2 Zusammenführung und Abgleich von Energieangebot und Energiebedarf in der Industrieregion Bruck an der Mur / Kapfenberg

Um eine fundierte Aussage über die Möglichkeiten der Einbindung der zuvor beschriebenen Potenziale in das Energiesystem der Industrieregion Bruck an der Mur / Kapfenberg tätigen zu können, wird zuerst die Ausgangssituation der Energieflüsse in Form eines Sankey-Diagramms auf Basis Endenergie dargestellt (Abbildung 42).

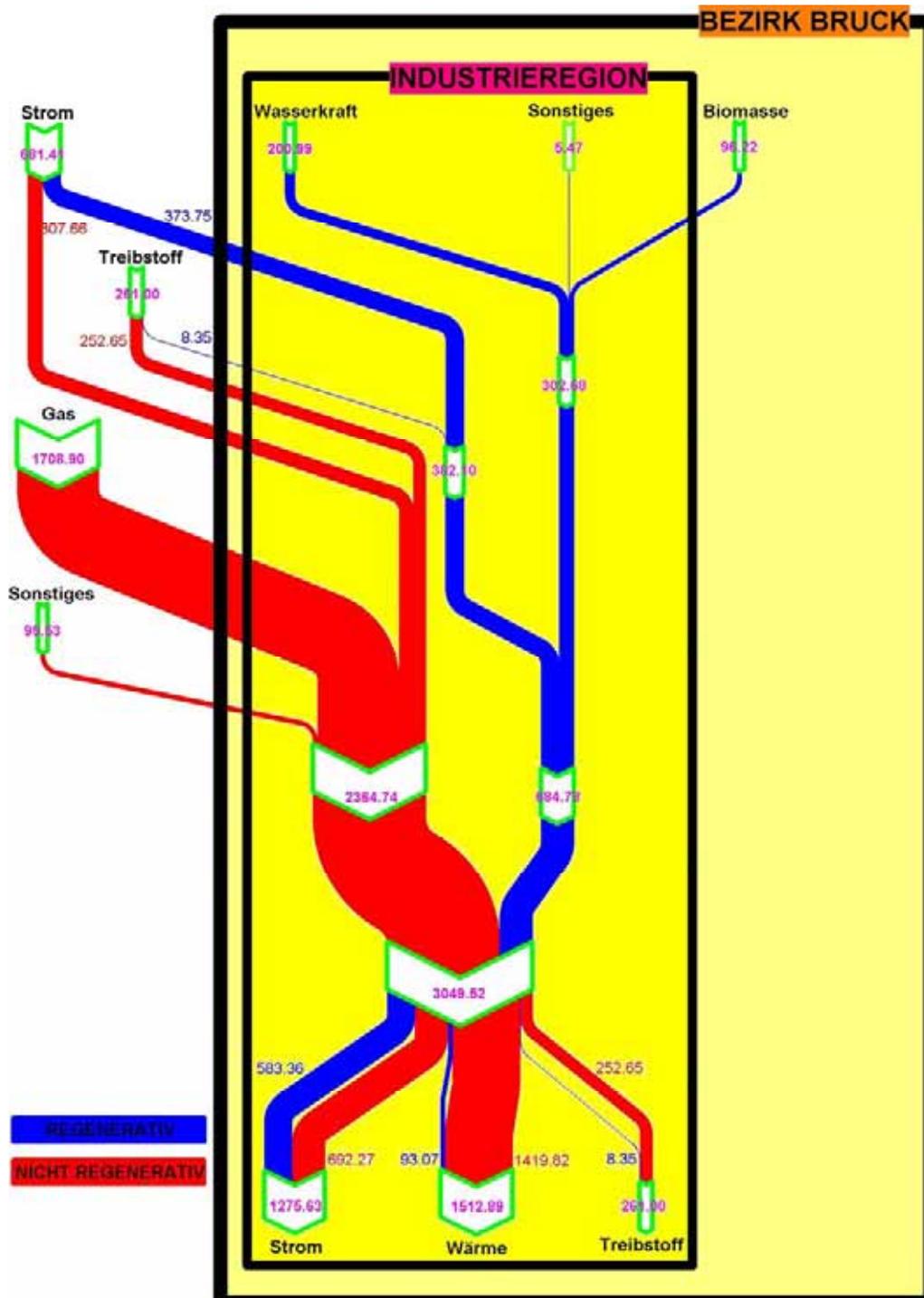


Abbildung 42: Ist-Situation der Energieflüsse in der Region auf Basis Endenergie

In dieser Darstellung werden die Quellen und Senken jeweils auch noch hinsichtlich ihres regenerativen und nicht regenerativen Anteils unterschieden. Zu beachten ist weiters, dass es sich bei den zugeführten Energieträgern von der physikalischen Verwendung her teilweise nicht ausschließlich um Endenergieträger handelt. Im Energieflussdiagramm wird jedoch lediglich der Endenergieanteil dargestellt. Dadurch kann es zu Differenzen zwischen den dargestellten Energieströmen und den physikalischen Energiemengen kommen.

Als Energieträger, die von außerhalb der betrachteten Industrieregion und der unmittelbar umliegenden Region (= politischer Bezirk Bruck an der Mur) zugeführt werden, fungieren:

Strom

Hierbei handelt es sich um reine Endenergie. Von diesem Energieträger entfallen 54,85 % auf die Erzeugung aus regenerativer Primärenergie [Homepage E-Control, 2007].

Treibstoff

Es handelt sich um reine Endenergie mit einem regenerativen Anteil (Stichwort Beimischung von Biodiesel) von 3,2 % [Österreichisches Umweltbundesamt, 2005].

Gas

Die Bezeichnung „Gas“ bezieht sich auf „Erdgas“. Das Erdgas wird zum Teil als Endenergie (zur direkten Nutzung in industriellen Prozessen, zur Raumwärmeerzeugung, etc.) und zum Teil als Sekundärenergie (z.B. zur gekoppelten Erzeugung von Strom und Wärme in KWK-Anlagen) eingesetzt. Die im Diagramm angegebene Endenergiemenge berücksichtigt diese unterschiedliche Verwendung anhand der eingesetzten Umwandlungstechnologien.

Sonstige

Heizöl, Kohle, Koks und Kohlebriketts, die zur reinen Wärmeerzeugung als Endenergieträger eingesetzt werden [Statistik Austria 2, 2001], [Statistik Austria 3, 2001]. Diese Energieträger sind nicht regenerativ.

Innerhalb der betrachteten Industrieregion stehen folgende Energieträger zur Verfügung:

Wasserkraft

Die Angabe bezieht sich auf die aus Wasserkraft erzeugte Strommenge. Hierbei handelt es sich um reine Endenergie, die zur Gänze als regenerativ zu werten ist.

Sonstiges

Sonstige Eigenerzeugung (Solarwärme und Umgebungswärme), liegt zu 100 % als regenerative Endenergie im System vor. [Statistik Austria 2, 2001], [Statistik Austria 3, 2001]

Anmerkung: In der Darstellung erscheint der Endenergieträger "Fernwärme" nicht auf, da er im System nur der (Endenergie-) Verteilung dient, und seinerseits aus Erdgas bzw. industrieller Abwärme erzeugt wird.

Aus der umliegenden Region wird der Industrieregion noch Biomasse als Energieträger zugeführt:

Biomasse

Die Biomasse wird zum Teil als Endenergie (z.B. zur Raumwärmeerzeugung, etc.) und zum Teil als Sekundärenergie (z.B. zur gekoppelten Erzeugung von Strom und Wärme in KWK-Anlagen) eingesetzt. Die im Diagramm angegebene Endenergiemenge berücksichtigt diese unterschiedliche Verwendung anhand der eingesetzten Umwandlungstechnologien.

Im System steht somit eine Gesamtenergie von 3.049,52 GWh/a zur Verfügung, die zu 77,5 % nicht regenerativen Ursprungs ist. Diese Gesamtenergie verteilt sich verbrauchsseitig auf 1.275,63 GWh/a Strom (41,8 % des gesamten Endenergiebedarfs; der regenerative Anteil davon beträgt 45,7 %), 1.512,89 GWh/a Wärme (49,6 % des gesamten Endenergiebedarfes) und 261 GWh/a Treibstoffbedarf (8,6 % des gesamten Endenergiebedarfes).

Bei dieser Verteilung wurde berücksichtigt, dass ein Teil der elektrischen Energie (26 GWh/a) zur Wärmebereitstellung eingesetzt wird (Raumwärmeerzeugung). Die Zuordnung der Brennstoffe auf die Koppelprodukte Strom und Wärme in den KWK-Anlagen erfolgte gemäß [CEN/CENELEC, 2004], wobei die tatsächlichen Rahmenbedingungen der Anlagen mitberücksichtigt wurden.

In weiterer Folge kann nun eine grundsätzliche Aussage darüber getroffen werden, wie der Endenergiebedarf durch bestehende, regionale Endenergiepotenziale gedeckt werden kann. Dafür wird einerseits für die Endenergiepotenziale der Versorgungsgrad bestimmt, um die vorhandenen Energiemengen in das System einzubetten, andererseits aber auch der Bedarfsdeckungsgrad berechnet (sofern dies möglich ist), damit mögliche Barrieren auf Grund der zeitlichen Unterschiede zwischen Endenergieangebot und –bedarf abgeschätzt werden können.

5.3.2.1 Windkraft

Die Windenergie unterliegt abhängig von der Windstärke starken Schwankungen, die in teilweise sehr kurzen zeitlichen Abständen auftreten. Der Versorgungsgrad der Windenergie auf Basis Jahresenergiemenge liegt bezogen auf den Gesamtstromverbrauch der Region bei 9,2 %. Von den in der Region im Jahr ca. benötigten 1.276 GWh an Strom können mit Hilfe von Windenergieanlagen ca. 117 GWh/a erzeugt werden. Der Bedarfsdeckungsgrad auf

Basis der Lastgänge Endenergiebereitstellung - Endenergiebedarf (auf Stundenbasis) bewegt sich zwischen 0 % und 165 %, wobei in 8.746 von 8.760 Stunden des Jahres der Bedarfsdeckungsgrad unter 40 % liegt. Eine Häufigkeitsverteilung, dargestellt in Abbildung 43, zeigt dass eine Bedarfsdeckung von 0 % in 718 Stunden des Jahres auftritt. In ca. der Hälfte des Jahres (4.423 Stunden) liegt der Bedarfsdeckungsgrad zwischen 0 % und 10 %, wobei davon in knapp 3.000 Stunden (1/3 des Jahres) der Bedarfsdeckungsgrad unter 2,5 % liegt. Ein Bedarfsdeckungsgrad höher als 40 % tritt nur in 14 Stunden auf, über 100 % nur in 9 Stunden. Dies bedeutet dass die mittels Windkraft bereitgestellte Endenergie zu diesen Zeiten nicht in der Industrieregion verbraucht wird. Diese hohen Bedarfsdeckungsgrade treten durchwegs in Revisionszeiten der Industrie auf, die für den Großteil des Stromverbrauchs der Region verantwortlich zeichnen.

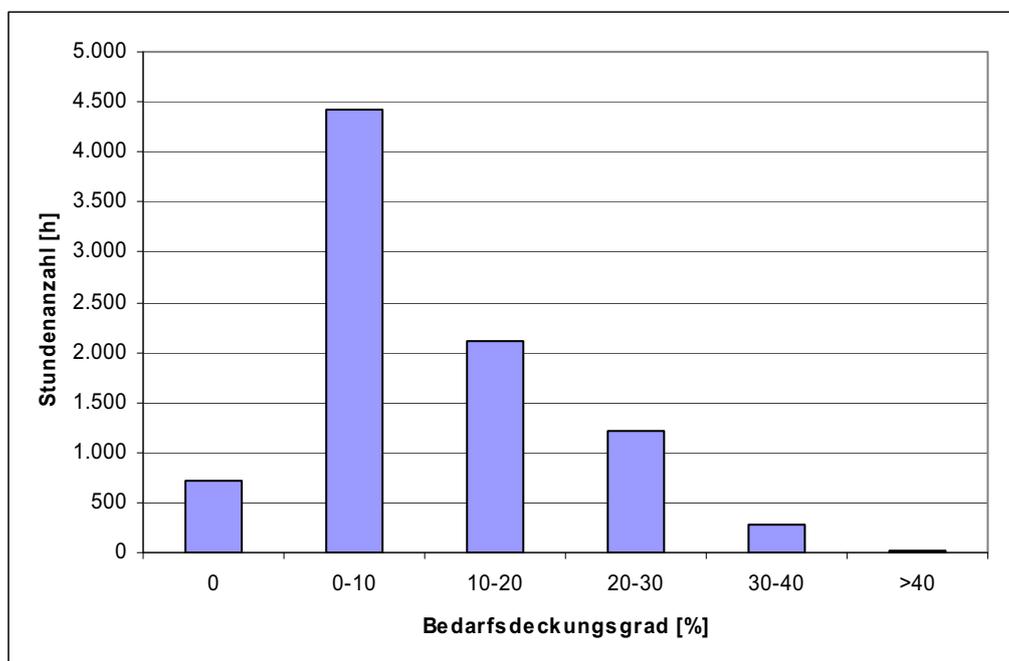


Abbildung 43: Häufigkeitsverteilung des Bedarfsdeckungsgrades der Windenergieerzeugung auf Stundenbasis in der Region Bruck an der Mur / Kapfenberg (2005)

5.3.2.2 Wasserkraft

Die Berechnung von Bedarfsdeckungsgraden setzt, wie schon in Abschnitt 5.3.1.2 erwähnt wurde, die Verfügbarkeit der Daten in einer feinen zeitlichen Auflösung voraus (z.B.: Halbstundenwerte, Stundenwerte). Als Datengrundlage für die Ermittlung der Stromerzeugung aus Wasserkraft standen nur Tagesmittelwerte des Wasserdargebots zur Verfügung. Eine exakte Ermittlung des Bedarfsdeckungsgrades ist dadurch nicht möglich. Erfahrungsgemäß sind die stündlichen Schwankungen des Wasserdargebots über den Tag

gering. Aus diesem Grund wurde eine Abschätzung des Bedarfsdeckungsgrades auf Basis der Tagesmittelwerte durchgeführt.

Ist-Situation

Die derzeitige Stromproduktion mittels Wasserkraft liegt bei ca. 200 GWh/a (siehe 5.2.2.2), und deckt damit auf die Jahresenergiemenge bezogen ca. 16 % des Gesamtstrombedarfs (=aktueller Versorgungsgrad) der Industrieregion. In diesem Zusammenhang beträgt der minimale Bedarfsdeckungsgrad ca. 7 % und der maximale Bedarfsdeckungsgrad ca. 163 %. Dies würde bedeuten, dass durch die Stromerzeugung aus Wasserkraft für eine bestimmte Zeit Strom aus dem Betrachtungsgebiet exportiert werden könnte. Diese Überschreitung wird jedoch rechnerisch vollständig zur Bedarfsdeckung herangezogen, da der Bedarfsdeckungsgrad von 100 % nur ca. 16 Stunden im Jahr überschritten wird und daher der Export vernachlässigbar gering ist.

Eine Darstellung der Häufigkeitsverteilung des aktuellen Bedarfsdeckungsgrades erfolgt in Abbildung 44. Aus dieser Abbildung kann entnommen werden, dass stets eine gewisse Grundlast des Strombedarfes durch Wasserkraft aus der Region abgedeckt werden kann, da die einzelnen Kraftwerke nie gleichzeitig außer Betrieb sind (z.B. für Revisionszwecke). Der Bedarfsdeckungsgrad schwankt dabei größtenteils in einem Bereich zwischen 5 % und 30 %, wobei das Maximum mit knapp 3.000 Stunden zwischen 10 % und 15 % besteht. Dieser Bedarfsdeckungsgrad wird meist in der Heizperiode erreicht, wobei aufgrund des hohen Industrieanteiles der Region nur geringe Unterschiede zwischen Tag und Nacht bestehen.

Ein Bedarfsdeckungsgrad von über 30 % ist im Vergleich zum Maximalwert fast vernachlässigbar gering. In einem Bedarfsdeckungsbereich zwischen 25 % und 30 % findet jedoch eine nennenswerte Bedarfsdeckung statt (über 500 Stunden). Dieser Wert wird meist in Sommernächten erreicht (eine detaillierte Darstellung des Strombedarfes inkl. diverser Darstellungen von unterschiedlichsten Ganglinien der Industrieregion erfolgte in Abschnitt 5.2.2.2).

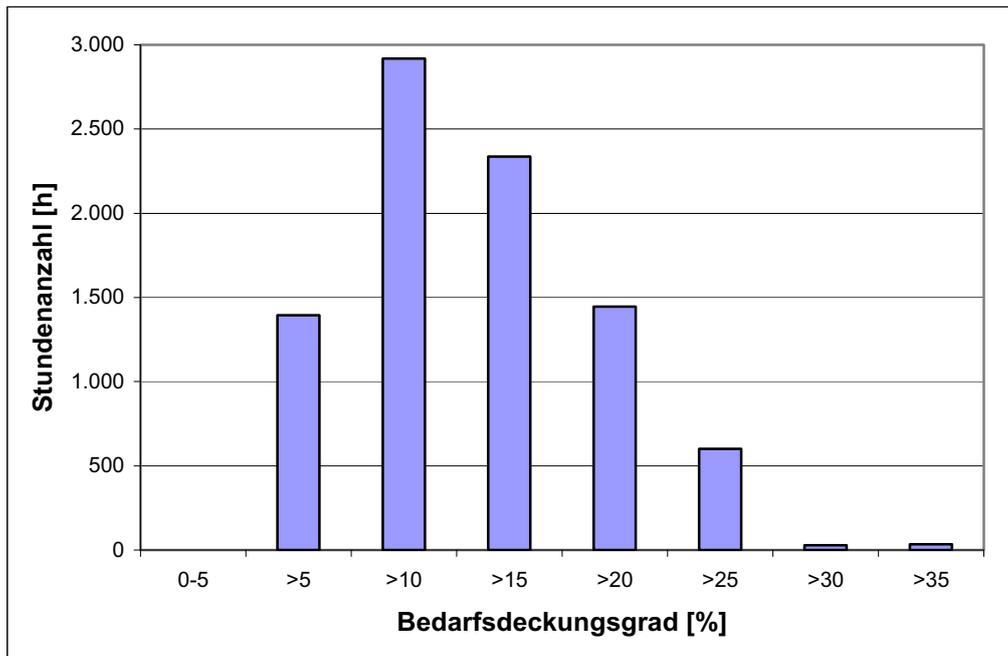


Abbildung 44: Häufigkeitsverteilung des aktuellen Bedarfsdeckungsgrades aus Wasserkraft bezogen auf den stündlichen Strombedarf (2005) in der Region Bruck an der Mur / Kapfenberg

Szenario

In Abschnitt 5.2.2.2 ist dargestellt, dass zusätzliches, technisch verfügbares Potenzial in der Höhe von ca. 123 GWh in der Region verfügbar ist.

Unter vollständiger Ausschöpfung dieses technisch nutzbaren Potenzials und unter Berücksichtigung der aktuellen Strombereitstellung aus Wasserkraft, kann ein Versorgungsgrad des gesamten Endenergiebedarfes für Strom von ca. 25 % erreicht werden.

Darüber hinaus ergab die Berechnung des Bedarfsdeckungsgrades einen minimalen Wert von ca. 11 % und einen Höchstwert von ca. 283 %, wobei ein Bedarfsdeckungsgrad von 100 % nur ca. 20 Stunden pro Jahr überschritten wird und daher diese vernachlässigbare Überproduktion zur Gänze dem verfügbaren Potenzial zugerechnet wird.

In Abbildung 45 ist die Häufigkeitsverteilung des Bedarfsdeckungsgrades aus Wasserkraft dargestellt, welche durch Ausschöpfung sämtlicher technisch möglicher Potenziale zur Abdeckung des Strombedarfes des Jahres 2005 erreicht werden kann.

Im Vergleich zur Ist-Situation (siehe Abbildung 44) kann die doppelte Grundlast aus Wasserkraft bereitgestellt werden. Darüber hinaus wird durch Ausschöpfung des Potenzials die Verteilung etwas abgeflacht. Die Extremwerte treten nicht so stark zum Vorschein, wie bei der Ist-Situation. Meist kann im Jahresverlauf zwischen 10 % und 45 % des Strombedarfes durch Wasserkraft gedeckt werden.

Die beiden Maxima (von 15 % bis 20 % bzw. von 30 % bis 35 %) treten jährlich über 1.700 Stunden auf. Ein Bedarfsdeckungsgrad zwischen 15 % und 20 % wird meist an Tagen der

Heizperiode erreicht, wohingegen zwischen 30 % und 35 % des Bedarfes meist in den Sommermonaten gedeckt werden kann.

Ein höherer Bedarfsdeckungsgrad (> 35 %) ergibt sich in der Revisionszeit der Industriebetriebe (August), da in dieser Zeit der Strombedarf um ein Vielfaches geringer ist.

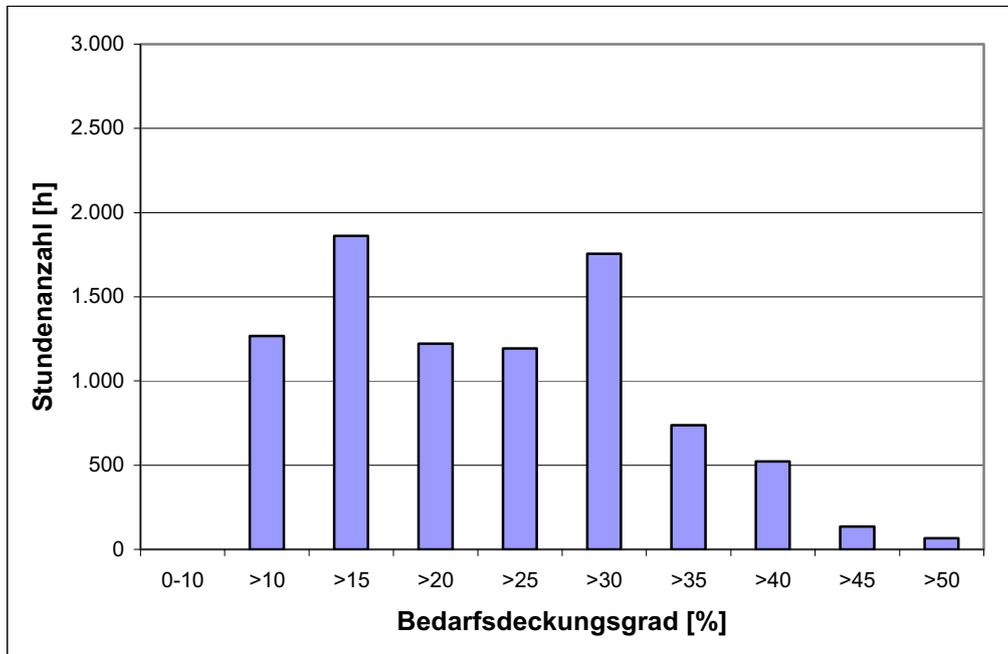


Abbildung 45: Häufigkeitsverteilung des potenziellen Bedarfsdeckungsgrades aus Wasserkraft bezogen auf den stündlichen Strombedarf (2005) in der Region Bruck an der Mur / Kapfenberg

5.3.2.3 Solarenergie

Das realistische Solarpotenzial in der Industrieregion Bruck an der Mur / Kapfenberg beträgt 39,2 GWh an solarthermischer und 12,4 GWh an solarelektrischer Energie pro Jahr (siehe Abschnitt 5.2.2.3). Der solarthermische Ertrag bringt eine mögliche Abdeckung von ca. 12 % des gesamten Endenergiebedarfes an Wärme von Haushalten bzw. eine Abdeckung von ca. 1,3 % des Gesamtendenergiebedarfs. Mittels Photovoltaik könnten ca. 1 % des gesamten Strombedarfes (entsprechen ca. 2 % des Tagesstrombedarfes) bzw. ca. 0,4 % des Gesamtendenergiebedarfes in der Region abgedeckt werden.

Die Stromproduktion mittels Photovoltaik unterliegt großen Schwankungen, die aufgrund der Tatsache auftreten, dass in der Nacht keine Produktion erfolgt und am Tag eine Produktion bis zur installierten Leistung erfolgen kann (siehe Abbildung 40). Im Falle der Photovoltaik liegt der Versorgungsgrad auf Basis der Jahresendenergiemenge an Strom bei 0,97 %. Da der Bedarfsdeckungsgrad die Gegenüberstellung von Erzeugung und Bedarf zu einem bestimmten Zeitpunkt (hier: stündlich auf Basis von Stundenmittelwerte) darstellt und im Solarbereich, mit Ausnahme weniger Tage, keine Stundenwerte, sondern nur

Monatsmittelwerte verfügbar waren, konnte keine Berechnung dieser Kennzahl für diesen Energieträger über den gesamten Jahresverlauf erfolgen. Mit den verfügbaren Daten wurde jedoch eine repräsentative Analyse des Bedarfsdeckungsgrades durchgeführt. Die Ergebnisse sind in den nachfolgenden Abbildungen dargestellt.

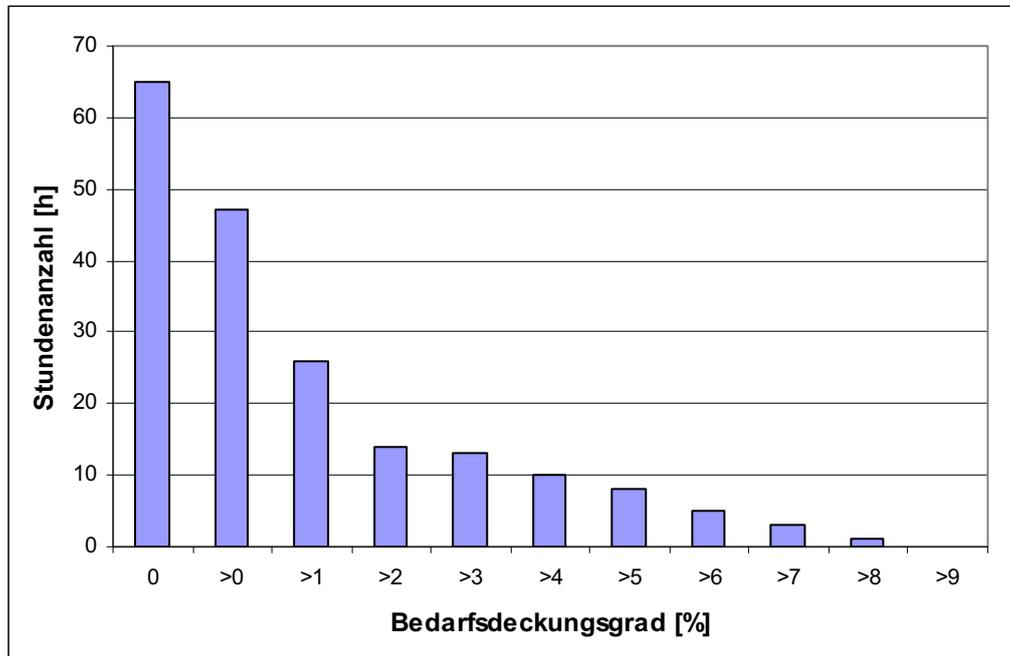


Abbildung 46: Repräsentative Häufigkeitsverteilung des Bedarfsdeckungsgrades der Solarstromerzeugung auf Stundenbasis in der Region Bruck an der Mur / Kapfenberg

Erläuterungen: Die zu Grunde liegenden Einstrahlungsdaten beziehen sich auf Realdaten von Kapfenberg, welche in einem Zeitraum zwischen 27.05.2007 und 03.06.2007 gemessen wurden. Diese wurden dem Bedarf desselben Zeitraumes im Jahr 2005 gegenübergestellt.

Abbildung 46 beinhaltet eine repräsentative Häufigkeitsverteilung des Bedarfsdeckungsgrades der Solarstromerzeugung. Der Bedarfsdeckungsgrad schwankt in diesem Betrachtungszeitraum in einem Bereich zwischen 0 % und 9 %. Im Jahresverlauf weicht dieser Wert nur gering von diesem Intervall ab. Durch Betrachtung der Stundenanzahl an der Bedarfsdeckung ist erkennbar, dass in dieser Jahreszeit knapp in der Hälfte der Zeit keine Bedarfsdeckung stattfindet. Hier spiegelt sich der Nachteinfluss wider. Die maximalen Bedarfsdeckungsgrade von höchstens 9 % werden bei maximaler Sonneneinstrahlung um die Mittagszeit erreicht.

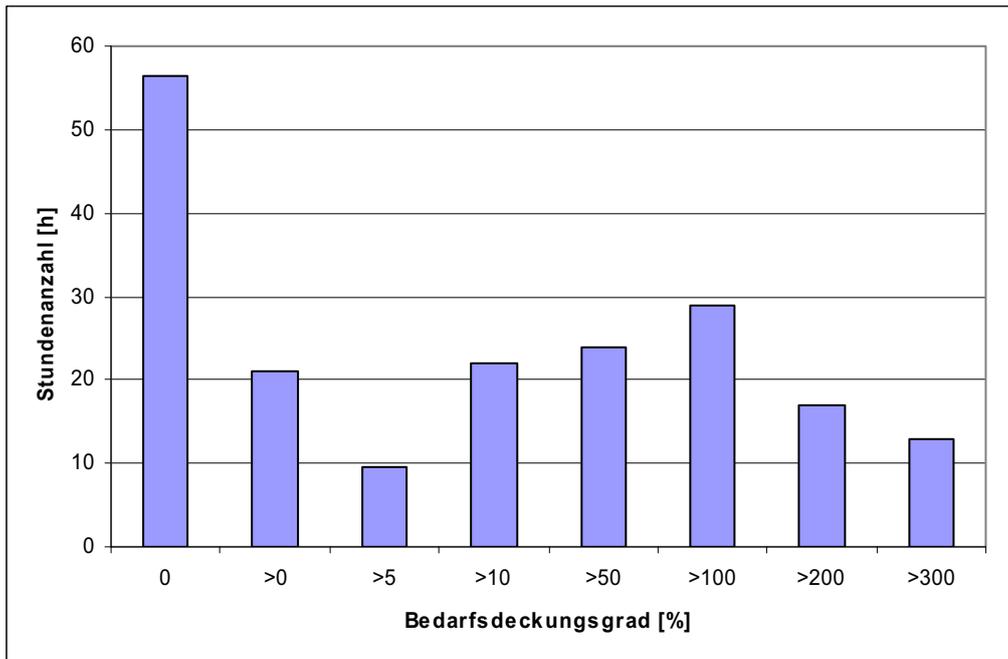


Abbildung 47: Repräsentative Häufigkeitsverteilung des Bedarfsdeckungsgrades der Solarwärmeerzeugung auf Stundenbasis in der Region Bruck an der Mur / Kapfenberg

Erläuterungen: Die zu Grunde liegenden Einstrahlungsdaten beziehen sich auf Realdaten von Kapfenberg, welche in einem Zeitraum zwischen 27.05.2007 und 03.06.2007 gemessen wurden. Diese wurden dem Bedarf desselben Zeitraumes im Jahr 2005 gegenübergestellt. Der Bedarfsdeckungsgrad bezieht sich auf den Wärmebedarf der Haushalte.

In Abbildung 47 ist eine repräsentative Häufigkeitsverteilung des Bedarfsdeckungsgrades der Solarwärmeerzeugung dargestellt. Hierbei konnte festgestellt werden, dass von 192 betrachteten Stunden, bei mehr als 50 Stunden keine Bedarfsdeckung stattfindet, wohingegen bei ca. 60 Stunden eine Überschreitung des Bedarfes festgestellt werden konnte. Dies liegt zum einen an dem Betrachtungszeitraum, weil sich dieser Zeitraum außerhalb der Heizperiode befindet, und zum anderen weil für die Nutzung von Solarwärme Pufferspeicher eingesetzt werden, welche die tagsüber produzierte Überschusswärme aufnehmen können.

5.3.2.4 Biomasse/Abfall

Das Primärenergiepotenzial der Biomasse von 236,6 GWh/a und des Restmülls von 16,3 GWh/a wird im Falle des betrachteten Szenarios in KWK-Anlagen genutzt. Hierbei wird von einem Brennstoffausnutzungsgrad von 80 % ausgegangen. KWK-Anlagen, die mit diesen Brennstoffen betrieben werden, weisen typischerweise eine mittlere Stromkennzahl von 0,3 auf (die Stromkennzahl ist das Verhältnis von elektrischer Leistung zur Leistung der ausgekoppelten Wärme).

Die in diesen Anlagen erzeugte Wärme wird unterschiedlich genutzt. Die Wärme aus der thermischen Abfallverwertung muss ganzjährig verwendet werden, da aufbereiteter Abfall aus der MBA nur begrenzt lagerbar ist. Die Wärme aus Biomasse-KWK-Anlagen kann bedarfsgerecht erzeugt werden, da Biomasse lagerbar ist.

Aus diesem Gesichtspunkt heraus ist für diese beiden Energieträger lediglich die Ermittlung eines Versorgungsgrades sinnvoll.

Mit Biomasse kann somit ein Wärme-Versorgungsgrad von 9,6 % und ein Strom-Versorgungsgrad von 3,4 % erreicht werden. Mit Abfall ein Wärme-Versorgungsgrad von 0,7 % und ein Strom-Versorgungsgrad von 0,2 %.

5.3.2.5 Umgebungswärme

Wie in Kapitel 5.1.2.4 angeführt beträgt der Endenergiebedarf zur Wärmeerzeugung in Haushalten ca. 317,5 GWh/a, wobei etwa 20 % (Versorgungsgrad) dieser Energieträger (im Fall des Ersatzes von Erdgasheizungen durch Wärmepumpen in Haushalten) durch Wärmepumpenanwendungen ersetzt werden könnten.

Der Bedarfsdeckungsgrad entspricht im Fall der Umgebungswärme zu jedem Zeitpunkt des Jahres dem genannten Versorgungsgrad (bezogen auf den Wärmebedarf der Haushalte) von ca. 20 %. Jene Haushalte, für die in den Berechnungen ein Einsatz von Wärmepumpen angenommen wurde, haben, unabhängig vom absoluten Momentanbedarf, zu jedem Zeitpunkt des Jahres einen 20-%igen Anteil am Gesamtwärmebedarf der Haushalte. Da diese Haushalte die Wärmebereitstellung ausschließlich mittels Wärmepumpeneinsatz realisieren, beträgt der Bedarfsdeckungsgrad zu jedem Zeitpunkt ebenfalls 20 %.

5.3.2.6 Gesamtpotenzial erneuerbarer Energieträger (inklusive Abfall)

Das lokale Gesamtpotenzial aller untersuchten Energieträger beträgt ca. 732 GWh/a. Dies entspricht ca. 24 % des momentanen Gesamtendenergiebedarfes von ca. 3.050 GWh/a und ist in Tabelle 21 und Abbildung 48 ersichtlich.

Tabelle 21: Potenzial erneuerbarer Energieträger (inklusive Abfall) in der Region Bruck an der Mur / Kapfenberg

Gesamtenergiebedarf	3.049,5 GWh/a	100 %
Energieträger	Potenzial GWh/a	%
Wind	117,1	3,84
Wasser	324,1	10,63
Solarthermie	39,2	1,29
Photovoltaik	12,4	0,41
Biomasse	189,0	6,20
Abfall	13,0	0,43
Umgebungswärme	37,0	1,21
Gesamt	731,8	24,01

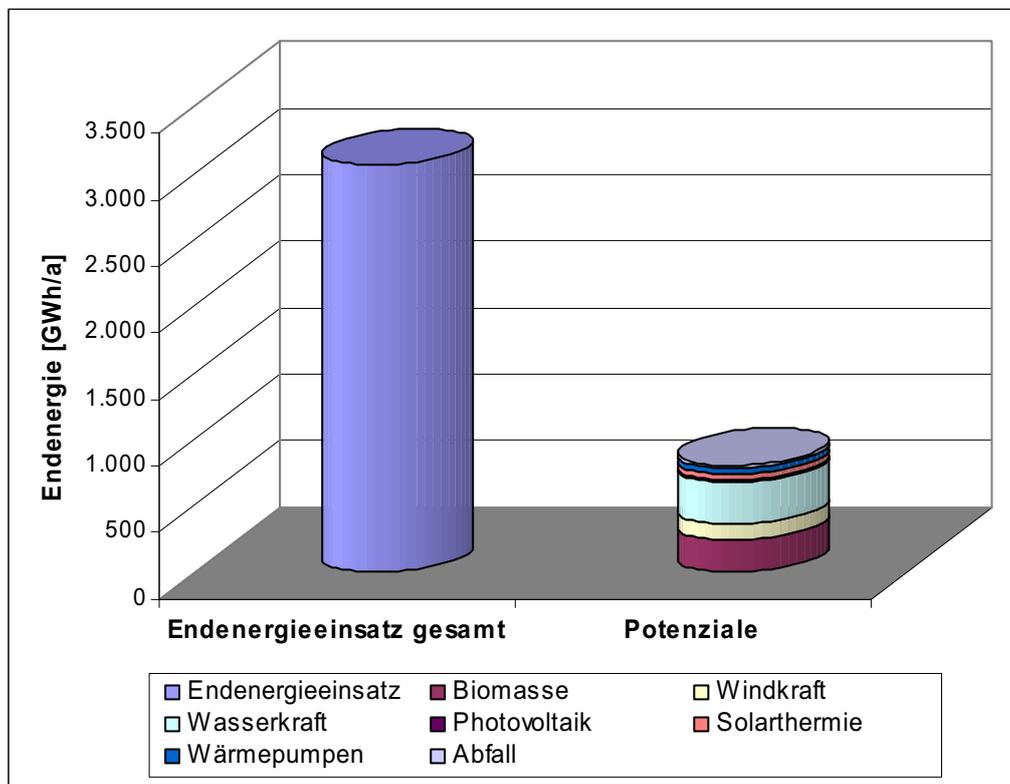


Abbildung 48: Potenzial erneuerbarer Energie inklusive Abfall im Vergleich mit dem Endenergieeinsatz in der Industrieregion Bruck an der Mur / Kapfenberg

Das größte Potenzial mit ca. 10,6 % des gesamten Endenergieeinsatzes hat Wasserkraft, gefolgt von Biomasse mit ca. 6 % und Windkraft mit ca. 4 %. Der Einsatz von Wärmepumpen in Haushalten und solarthermische Anlagen könnte nur mit jeweils gut 1 % zur Deckung des Gesamtenergiebedarfs beitragen. Der Einsatz von Abfall und Photovoltaik können lediglich jeweils ca. 0,5 % des Bedarfs decken.

5.3.3 Erfolgsfaktoren und Barrieren

In den folgenden Unterkapiteln wird auf mögliche Einflussfaktoren für die Umsetzung einer Modellregion im Sinne einer nachhaltigen, regionalen Energieversorgung eingegangen.

5.3.3.1 Allgemeine Erfolgsfaktoren und Barrieren

Ein wesentlicher Faktor für die mögliche Umsetzung einer Modellregion ist eine fundierte Aussage über die Versorgbarkeit der betrachteten Region mit regional verfügbaren, erneuerbaren Energieträgern. Am Beispiel Bruck an der Mur / Kapfenberg zeigt sich, dass energieintensive Industrieregionen nicht ausschließlich aus regionalen Ressourcen mit Energie versorgt werden können und daher in diesem Fall eine Ausweitung der Systemgrenzen und eine koordinierte Planung in Absprache mit angrenzenden Regionen sinnvoll wäre.

Grundsätzlich besteht auch das Problem der Bewertung der Nutzbarkeit einzelner regenerativer Energieträger, welchem durch Einführung des Bedarfsdeckungsgrades teilweise Rechnung getragen wurde. In der betrachteten Region zeigt sich, dass die stark fluktuierenden Primärenergieträger größten Teils nur geringe Beiträge zur Deckung des Bedarfs liefern können, in manchen Fällen aber Probleme auf Grund der Überdeckung des Bedarfs auftreten können, wodurch die verfügbaren Ressourcen nicht vollständig bzw. die überschüssige Energie nur durch Exporte aus der Region genutzt werden könnten. Im Zusammenhang mit der Nutzbarkeit der Energieträger ist auch noch zu berücksichtigen, dass es vor allem bei den Produktionsprozessen in der Industrie Nutzenergieformen gibt, die auf spezielle Weise aus bestimmten Endenergieträgern bereitgestellt werden müssen. So können einige Wärmedienstleistungen nur über gasförmige Energieträger erfolgen, da nicht nur energetische sondern auch prozessbedingte Faktoren eine Rolle spielen. Auch die Wasserkraftpotenzialnutzung kann durch Produktionsprozesse beeinflusst werden, da die Entnahme von Kühlwasser einen Einfluss auf das nutzbare Wasser für Wasserkraftwerke haben kann, wodurch nicht das gesamte Wasserdargebot einer energetischen Nutzung zugeführt werden kann. Zusätzlich beeinflussen die regional verfügbaren Energieträger sich auch gegenseitig, so kann beispielsweise dort, wo Umgebungswärme für die Wärmebereitstellung genutzt wird nicht gleichzeitig das Potenzial an vorhandener Solarenergie genutzt werden.

Günstig für die Entwicklung in Richtung Modellregion würde sich eine vollständige und gut dokumentierte Datengrundlage auswirken, da damit sowohl die Ist-Situation als auch die

Potenziale in Hinblick auf regional verfügbare, erneuerbare Energieträger und Effizienzsteigerungspotenziale einfacher darstellbar wären. Im gegenständlichen Projekt musste teilweise auf ältere Daten bzw. allgemeine Statistiken zurückgegriffen werden, wodurch in diesen Bereichen die Entwicklungen der letzten Zeit nicht in die Betrachtung einfließen konnten. Zusätzlich wäre eine detaillierte Dokumentation der Energieflüsse für die genaue Identifizierung der Effizienzsteigerungspotenziale hilfreich.

Bei der Analyse bestehender Modellregionen zeigte sich, dass ein Vorhandensein von „treibenden Kräften“ wichtig für die Entstehung energieautarker Modellregionen ist (Siehe 5.3.3.2). Dies können z.B. Einzelpersonen und / oder Vereine sein, die mit viel Engagement hinter solchen Bestrebungen stehen. In der im gegenständlichen Projekt betrachteten Industrieregion Bruck an der Mur / Kapfenberg konnte keine treibende Kraft identifiziert werden. Dies stellt im Fall der betrachteten Region eine große Barriere dar.

Ein weiterer wichtiger Faktor ist die Investitionssicherheit, die bei der Entscheidung für regionale Energiebereitstellung wesentlich durch die Netzanschlusskosten beeinflusst wird. Wie bereits bei den einzelnen Potenzialen in der Region Bruck an der Mur / Kapfenberg erwähnt wurde, können die einzelnen Projekte durch geringe Veränderungen in den Netzanschlusskosten unrentabel werden, wodurch die Umsetzung gefährdet wäre (für eine ausführliche Diskussion dieser Problemstellung und mögliche Lösungsansätze siehe [Späth, 2006]).

Ein einschränkender Faktor bei der Integration regionaler Energieträger in vorhandene Mittel- und Niederspannungsstromnetze ist die fehlende Auslegung dieser Netze auf die Energieeinspeisung. Dabei stellen Einzelanlagen mit meist deutlich weniger als 1 MW Leistung kein Problem dar, ganze Erzeugungsanlagengruppen, die beispielsweise zu einer Stromflussumkehr führen können, werden aber grundsätzlich als problematisch angesehen. Als positives Beispiel zeigt aber Dänemark, dass zu einem großen Teil fluktuierende Erzeugung bis zu einem Anteil von 50 % durchaus integrierbar ist [Späth, 2006].

Eine mögliche Barriere für die Investition von Industriebetrieben in die regionale Energiebereitstellung stellt die nicht eindeutig geregelte Definition des Eigenbedarfs bei der Gewährung von Einspeisetarifen für Ökostromanlagen dar. Je nach dem wie der Netzbetreiber den Eigenbedarf des möglichen industriellen Ökostromanlagenbetreibers sieht, kann bei Übersteigen der Energiebereitstellung aus der Ökostromanlage durch den Eigenbedarf des Betriebes die Förderung der Anlage durch die Einspeisetarife verhindert werden. Im Hinblick auf mögliche Investitionen der Industrie ist auch zu beachten, dass die in

der Energiewirtschaft üblichen Amortisationszeiten nicht als Entscheidungsgrundlage dienen, sondern mit Amortisationszeiten von maximal 5 Jahren gerechnet wird. Viele energiewirtschaftlich interessante Projekte werden dadurch von der Industrie nicht positiv beurteilt.

5.3.3.2 Erfolgsfaktoren und Barrieren bestehender Modellregionen

Im Rahmen des vorliegenden Projektes wurden zwei bestehende Modellregionen, Auland Carnuntum und Güssing, hinsichtlich deren Entstehung sowie Energieversorgungs- und Energieerzeugungsstruktur untersucht (siehe Kapitel 5.2.1.1 und 5.2.1.2). Ein Vergleich mit der Industrieregion Bruck an der Mur/ Kapfenberg ist in Kapitel 5.2.1.3 zu finden.

Im Unterschied zur von Industrie geprägten Region Bruck an der Mur / Kapfenberg stellen die Regionen Auland Carnuntum und Güssing landwirtschaftlich geprägte Regionen dar. Auf Grund dieser Tatsache sind auch die Energiebedarfssituationen unterschiedlich. So ist z.B. der Gesamtenergiebedarf pro Einwohner in der Industrieregion Bruck an der Mur Kapfenberg 2- bis 4-mal so hoch wie jener der Vergleichsregionen. (siehe Kapitel 5.2.1.3).

Trotz dieser Unterschiede sollen hier Erfolgsfaktoren und Barrieren dieser Modellregionen aufgezeigt werden, da sich daraus (teilweise) allgemein gültige Aussagen ableiten lassen.

Die oben genannten Daten bzgl. des Energieverbrauchs einer Region sind ausschlaggebend dafür, ob eine Energieautarkie möglich ist. Die beiden genannten Modellregionen weisen jeweils einen relativ geringen Energiebedarf auf, dessen Deckung mit regional verfügbaren, regenerativen Quellen gewährleistet werden kann. Der relativ hohe Energieverbrauch in Industrieregionen, wie jener der hier betrachteten Industrieregion Bruck an der Mur / Kapfenberg, stellt eine große Barriere in Hinblick auf die Entstehung einer energieautarken Region dar.

Ein Faktor, der über Erfolg oder Misserfolg von Bestrebungen in Richtung Energieautarkie entscheiden kann ist jener, welche „treibenden Kräfte“ hinter diesen Bestrebungen stehen. Im Fall von Auland Carnuntum wurde ein Verein gegründet („Energiepark Bruck an der Leitha“), als dessen Ziel die Energieversorgung der Region aus erneuerbaren Rohstoffen definiert wurde. Im Fall von Güssing gingen die Bestrebungen von Einzelpersonen aus, diese wurden später ebenfalls durch Gründung eines Vereins („Europäisches Zentrum für erneuerbare Energie Güssing“, EEE) gebündelt. Solche Initiativen stellen wichtige Erfolgsfaktoren dar.

In beiden Fällen konnte die regionale Politik von den Vorteilen der geplanten Vorhaben überzeugt werden. Ein Dahinterstehen der Politik ist ein wichtiger Erfolgsfaktor; ohne Unterstützung der Entscheidungsträger kann keine Modellregion bzgl. Energieautarkie

entstehen. Wenn die Unterstützung der Politik ausbleibt, würde dies eine unüberwindbare Barriere darstellen.

Die Anlagen zur Energieversorgung werden sowohl in Auland Carnuntum als auch in Güssing von eigenständigen Firmen betrieben. Die Vereine dienen zur Koordination und zur Netzwerkstärkung.

In Güssing gab es im Vorfeld keinen Energieversorger der eine dominante Rolle eingenommen hat. Dies wirkte sich wahrscheinlich sehr positiv auf die Entstehung der Modellregion aus, da die jetzige Struktur der Energieversorgung optimal auf die Erfordernisse hinsichtlich des Einsatzes regenerativer Energieträger angepasst werden konnte, ohne in Konkurrenz mit bestehenden Energieversorgern treten zu müssen. Vorhandene dominante Energieversorger, die einer Einbindung regenerativer Energieträger nichts abgewinnen können, stellen eine Barriere dar.

Die Einpassung der verwendeten Energietechnologien in die Bedarfsstruktur ist ebenfalls ein entscheidender Faktor. Bei einer möglichen Stromproduktion aus beispielsweise Biomasse, wie dies in Güssing erfolgt, entsteht Abwärme, die Abnehmer finden muss. Im Fall der Modellregion Güssing sind dies Betriebe der Parkettindustrie. Diese garantieren auch im Sommer die Abnahme der Abwärme.

Eine Einbindung der Bevölkerung und die Schaffung eines Bewusstseins für den Einsatz erneuerbarer Energieträger werden von beiden Modellregionen als wichtige Punkte ihrer Erfolge angesehen.

Die größte Barriere, die sich im Vergleich der Industrieregion Bruck an der Mur / Kapfenberg mit den beiden Modellregionen herauskristallisiert hat, ist ein im Verhältnis zur Systemgröße bzw. zur Einwohnerzahl hoher Energiebedarf einer Region. Dies zeigen auch die Ergebnisse dieses Projektes am Beispiel der Industrieregion Bruck an der Mur / Kapfenberg: Einem hohem Energiebedarf steht ein im Verhältnis dazu geringes Potenzial an regional verfügbaren Energieträgern gegenüber (siehe 5.3.2.6).

5.3.3.3 Windenergie

Grundsätzlich sind Windkraftanlagen auf Grund der langjährigen Erfahrungen, der darauf abgestimmten Schutzmaßnahmen in den Netzen und der Reaktion der Anlagenhersteller auf die geforderte Technik, voll in das System integrierbar. Die genauen Auswirkungen auf das Netz können aber nur mit einer Lastflussberechnung, basierend auf den bestehenden Belastungen der Leitungen und dem zusätzlich eingespeisten Strom der Windkraftanlagen, gefunden werden. Durch den Anschluss von Windkraftanlagen können Ausbaumaßnahmen in den Netzen erforderlich sein (siehe [Consentec, 2003]).

Die Wirtschaftlichkeit von Windenergieanlagen bzw. Windenergieparks hängt stark von den Investitionskosten ab. Diese können bei schwierigen topografischen Lagen und großen Entfernungen zu Einspeisemöglichkeiten (Hoch- und Höchstspannungsnetze) dazu führen, dass ein wirtschaftlicher Betrieb der Anlagen nicht darstellbar ist.

Für eine effiziente Nutzung der Windenergie ist die Systemgrenze Bezirk Bruck an der Mur zu klein, da auf Grund der Windinstationarität eine Versorgungssicherheit nicht gewährleistet werden kann. Durch einen Zusammenschluss und ein zentrales Management einer Vielzahl an Windenergieanlagen könnte jedoch eine gewisse Grundlastabdeckung erreicht werden.

5.3.3.4 Wasserkraft

Strom aus Wasserkraft ist technisch voll in das regionale Energiesystem integrierbar. Auf Grund der sehr geringen Anzahl von Zeitpunkten mit Bedarfsdeckungsgraden über 100 % ist davon auszugehen, dass die aus Wasserkraft produzierbare Energie auch genutzt werden kann. Ob die teilweise überschüssige Stromproduktion über das Hochspannungsnetz aus der Region exportiert werden könnte, um das Potenzial auch wirklich vollständig nutzen zu können, müsste genauer untersucht werden.

Eine Barriere in Hinblick auf die vollständige Nutzung des Wasserkraftpotenzials stellt die Nutzwasserentnahme für industrielle Prozesse dar, da dadurch nicht das ganze Wasserdargebot der energetischen Nutzung zugeführt werden kann.

Die weitere Wasserkraftnutzung könnte durch die EU-Wasserrahmenrichtlinie negativ beeinflusst werden, da im Falle von hohen Restwasserdotationen Investitionen in Wasserkraftwerke für Industriebetriebe an die Grenze der Wirtschaftlichkeit kommen können [Jonke, 2007], wodurch diese Kraftwerke Gefahr laufen stillgelegt zu werden.

5.3.3.5 Solarthermie

Der langjährige Einsatz von solarthermischen Anlagen in Österreich hat zu einer zunehmenden positiven Entwicklung im Bereich der Niedertemperaturwärmebereitstellung geführt. Durch die stetige Weiterentwicklung bzw. Effizienzsteigerung und durch Kostenreduktionen ergeben sich für niedertemperaturbereitstellende solarthermische Anlagen stets abnehmende Amortisationszeiten.

Für industrielle Anwendungen (Prozesswärme) kommt jedoch ein Einsatz dieser Technologie in der Industrieregion hauptsächlich aus wirtschaftlichen Gründen (lange Amortisationszeiten) nicht in Frage. Aber auch technische Faktoren verhindern den Einsatz von solarthermischen Anwendungen bei diversen Prozessen von Industriebetrieben in der

Region. Zum einen ist die Instationarität von Solarenergie ein limitierender Faktor, zum anderen sind die erforderlichen Temperaturniveaus nicht (homogen) erreichbar.

Solarthermische Anlagen können jedoch einen nicht unerheblichen Beitrag für die Bereitstellung von Niedertemperaturwärme leisten. In diesem Zusammenhang findet daher diese Technologie vor allem in Haushalten, Bürogebäuden und öffentlichen Einrichtungen für die Raumwärme- und Brauchwasserbereitstellung ihre Anwendung. Durch die Verwendung von Speichermedien ist ein Betrieb möglich, der weitgehend unabhängig von der Sonneneinstrahlung erfolgen kann, weil zum einen auch nachts Wärme bereitgestellt werden kann und zum anderen an Tagen mit keinem oder geringem Sonnenschein der Bedarf durch Speicher kompensiert wird. Auch stellen dadurch Bedarfsdeckungsgrade von über 100 % keine Probleme dar.

Eine ideale Ergänzung stellt die Kombination von Solarwärme mit anderen Wärmequellen dar. Bei zentral gelegenen Anlagen ist eine Kombination mit einem Fernwärmenetz besonders vorteilhaft, weil der zusätzliche Wärmebedarf aus dem Netz bezogen, und Überschusswärme in das Netz eingespeist werden kann. Jedoch ist die Verwendung eines Speichers auch hier von Vorteil, weil diverse Bedarfs- und Lastspitzen besser ausgeglichen werden.

Wirtschaftlich sinnvoll ist jene Auslegung der Anlagen, welche bei maximalem Wärmeertrag genau den Mindestbedarf decken. Dadurch kann die zur Verfügung stehende Fläche optimal genutzt werden und die für solarthermische Anlagen nicht benötigte Fläche kann für die Erzeugung von Solarstrom herangezogen werden. Solarstrom und Solarwärme stehen über die zur Verfügung stehende Kollektorfläche in Konkurrenz. Es gilt einen optimalen Mix zu finden. Dieser Mix orientiert sich derzeit vor allem an dem zuvor erwähnten minimalen Niedertemperaturwärmebedarf. Zukünftige Entwicklungen könnten jedoch neue Potenziale ermöglichen (z.B. solarthermische Anlage für die Stromerzeugung, verstärkte photovoltaische Nutzung durch Effizienzsteigerung, effiziente Speichertechnologien, etc.).

5.3.3.6 Photovoltaik

Die gesamte Strommenge aus photovoltaischer Erzeugung ist vollständig in das System der betrachteten Region integrierbar, da die Strommenge im Verhältnis zum Bedarf sehr gering ist. Der Bedarfsdeckungsgrad ist stets signifikant unter 100 %. Dadurch können Speicher entfallen. Jedoch ist dadurch die Versorgungssicherheit nicht garantiert, weil an Tagen mit geringer Sonneneinstrahlung sowie nachts kein Solarstrom gewährleistet werden kann. In diesem Zusammenhang würde der Einsatz von Speichern sich positiv auf die Versorgungssicherheit auswirken, jedoch die direkten Stromgestehungskosten signifikant erhöhen. Werden keine Speicher eingesetzt, dann steigen die indirekten

Stromgestehungskosten ebenfalls, weil der Bedarf in Zeiten keiner Solarstromerzeugung durch andere Energieträger gedeckt werden muss. Dadurch können andere Kraftwerke nicht substituiert werden, weil die Versorgungssicherheit höchste Priorität hat. Dieses Problem wird durch die geringe Wirtschaftlichkeit von Photovoltaikanlagen verschärft. Ein wirtschaftlicher Betrieb ist derzeit ohne (Investitions-)Förderungen in der betrachteten Region nicht möglich (Stand: Juli 2007), da die Einspeisetarife zu gering sind, welche über die Ökostrom-Novelle von 2006 geregelt wurden.

Das jährliche kontrahierbare Einspeisetarifvolumen beträgt 17 Millionen Euro, wovon allerdings nur zehn Prozent für sonstige neue erneuerbare Energieträger wie Photovoltaik genutzt werden. Das kontrahierbare Einspeisetarifvolumen entspricht demnach jährlich ca. 3,6 GWh. Da in der Region mehr als 20 GWh/a an Potenzial identifiziert werden konnten, ist das kontrahierbare Einspeisetarifvolumen ein limitierender Faktor hinsichtlich der Integration.

Die Förderhöhe für Photovoltaikanlagen ist in den Bundesländern unterschiedlich [Ökostromverordnung, 2006]. So wird in Kapfenberg der Bau einer Photovoltaikanlage mit einem pauschalen Sockelbetrag von 2.000 € gefördert, wodurch monokristalline Anlagen in Kapfenberg gering wirtschaftlich sind. Ein Betrieb von monokristallinen Anlagen ist in der Stadt Bruck an der Mur, dort gibt es keine pauschale Förderung der Gemeinde, unwirtschaftlich. [Rinnhofer, 2007]

Von Seiten der Industrie wird keine Entwicklung dieses Energieträgers forciert, da die Amortisationszeit länger ist als die von der Industrie geforderten 5 Jahre. Aus dieser Problemstellung heraus ist es sinnvoll diverse Betreibergesellschaften zu initiieren, welche andere Kalkulationsgrundsätze zu Grunde liegen haben. Darüber hinaus ergibt sich auch hierbei wieder die Definition der Eigenversorgung, welche bislang vom Netzbetreiber individuell entschieden wurde. Neben wirtschaftlichen Barrieren hinsichtlich der Integration von Solarstrom gibt es auch mögliche technische Hindernisse, welche sich vor allem durch die Instationarität negativ auf die Netzeinspeisung auswirken. Ein Netzproblem tritt jedoch grundsätzlich nur an jenen Einspeisepunkten auf, wo der eigene Stromverbrauch gegenüber der Solarstromerzeugung gering ist (z.B. bei Gewerbebetrieben oder landwirtschaftlichen Gebäuden mit großen Dachflächen und gleichzeitig geringem Stromverbrauch). In der betrachteten Industrieregion tritt dieses Problem jedoch nur in geringem Maße auf, wodurch eine technische Integration keine Probleme bereitet.

5.3.3.7 Biomasse

Eingesetzt werden kann Biomasse zu reinen Heizzwecken oder in KWK-Anlagen zur Strom- und Wärmeproduktion. Da die produzierte Wärme im Fall einer reinen Verwendung in

Haushalten hauptsächlich in den Wintermonaten benötigt wird, wäre eine Betriebsdauer von nur 2.000 bis 3.000 Volllaststunden möglich. Aufgrund der Lagerfähigkeit wäre Biomasse aber durchaus für diese diskontinuierliche Einsatzform geeignet. Bei lediglich 2.000 bis 3.000 Volllaststunden im Jahr stellt sich jedoch die Frage der Wirtschaftlichkeit solcher Anlagen (zu reinen Heizwecken und auf KWK-Basis).

In der Industrie hingegen sind Biomasse befeuerte Anlagen prinzipiell ganzjährig einsetzbar, da die Wärmeabnahme auch in den Sommermonaten gewährleistet ist. Bei größeren Anlagen in der Industrie können allerdings Logistikprobleme auftreten. Bei großen benötigten Biomassemengen kann die (regionale) Verfügbarkeit sowie die Anlieferung und Lagerung Schwierigkeiten bereiten.

Das Betriebsprofil von auf Biomasse basierenden Anlagen kann durch den Einsatz anderer Energieträger beeinflusst werden. Wird z.B. bei einem Einsatz der Biomasse in Haushalten der Sommerwärmebedarf (Warmwassererzeugung) durch Solarthermie und / oder Wärmepumpenanwendungen abgedeckt, ist aus Biomasse erzeugte Wärme in den Sommermonaten nicht integrierbar.

5.3.3.8 Abfall

Die Wärme aus der thermischen Abfallverwertung muss ganzjährig weitgehend kontinuierlich verwendet werden, da aufbereiteter Abfall aus der MBA (mechanisch-biologische Abfallbehandlung) nur begrenzt lagerbar ist. Dies bedeutet dass die energetische Verwertung von Abfall Auswirkungen auf den Einsatz anderer Energieträger haben kann. So wird zum Beispiel die Einsatzmöglichkeit von Solarthermie im Sommer reduziert, da ein Teil des Wärmebedarfs bereits durch aus Abfalleinsatz produzierter Wärme gedeckt wird.

Aus zusätzlichen, aus dem Abfallwirtschaftsgesetz ableitbaren Bedingungen und Pflichten, können bei der thermischen Verwertung von Abfall weitere Probleme hervorgehen. Dem zufolge gilt eine Anlage als „Müllverbrennungsanlage“, wenn auch nur geringe Mengen an Abfall mit verbrannt werden, und ist an entsprechende Auflagen gebunden.

5.3.3.9 Industrielle Abwärme

Bei der Verwendung von industrieller Abwärme treten wiederum Konkurrenzbeziehungen zu anderen Energieträgern (unter anderem Erneuerbaren) auf. In diesem Zusammenhang ergeben sich, bei der Verwendung dieser Wärmequelle zur Deckung des Wärmebedarfs, vor allem in den Sommermonaten Hemmnisse (Stichworte: Solarthermie und Mindestwärmebedarf).

Die Nutzung von industrieller Abwärme für prozessinterne Zwecke (sofern dies möglich ist) ist auf Grund des Kostendruckes in der Industrie fast zur Gänze realisiert. Eine Verwendung außerhalb der Industrie zur Abdeckung eines lokalen Wärmebedarfs muss anhand von Detailanalysen geklärt werden. Es können derzeit daher keine allgemeingültigen Aussagen getätigt werden. Momentan fehlen jegliche Bewertungsansätze für die Integration von industrieller Abwärme in (öffentliche) Fernwärmenetze auf beiden Seiten: Sowohl im Produktionsprozess, als auch hinsichtlich der Wärmenetzintegration gibt es weder Instrumente zur Bestimmung der relevanten Kosten, noch zur Identifikation geeigneter technologischer Aspekte bzw. Randbedingungen (z.B. Verträglichkeit von Lastschwankungen). Dies wirkt als Hemmnis, wenn eine verstärkte Integration von Abwärme im Sinne eines regionalen nachhaltigen Wirtschaftssystems angestrebt wird.

Darüber hinaus konnte festgestellt werden, dass statistische Daten über die betreffende Branche für eine Potenzialbestimmung ungeeignet sind, da Industriebetriebe mit ihren unterschiedlichen Prozessen nur bedingt miteinander vergleichbar sind. Dies erfordert eine exakte Analyse jedes einzelnen Betriebes bzw. jedes einzelnen Prozesses mit seinen jeweiligen Prozessschritten.

5.3.3.10 Energieeffizienz

Die Einflussfaktoren auf die mögliche Nutzung von Energieeffizienzsteigerungspotenzialen sind vielfältig [Wuppertal Institut 2, 2006]. Im Falle der Region Bruck an der Mur / Kapfenberg ist aber die mangelnde Datenverfügbarkeit bzw. Information die Hauptbarriere zur Identifikation von Effizienzsteigerungsmöglichkeiten. In Bezug auf Haushalte und Gewerbe sind die Daten veraltet und in der Zwischenzeit durchgeführte Maßnahmen dadurch nicht berücksichtigt. In der Industrie sind die Energieflüsse zu wenig detailliert erfasst, um konkrete Aussagen über mögliche Potenziale treffen zu können.

Ein weiterer wesentlicher Hindernisgrund für Effizienzsteigerungsmaßnahmen sind wirtschaftliche Einflussfaktoren. Einerseits müssen sich auch Effizienzsteigerungsmaßnahmen in Industriebetrieben innerhalb eines Zeitraumes von maximal 5 Jahren amortisieren, was meistens speziell bei Investitionen in Teilbereiche der Energienutzungskette nicht möglich ist, andererseits sind für Haushalte die Investitionskosten für die Entscheidung über Effizienzsteigerungsmaßnahmen maßgeblich, während die durch eine Effizienzsteigerung erreichbaren, geringeren Betriebskosten bei der Entscheidung nur wenig Beachtung finden.

5.3.4 Energiesystemmix

Die unter 5.3.2 zusammengefassten Ergebnisse der Potenzialberechnungen zeigen, dass es nicht möglich ist, mit den vorhandenen Potenzialen an regional verfügbaren Energieträgern den gesamten Endenergiebedarf der Region zu decken. Dementsprechend ist es auch nicht möglich, ein Szenario eines optimalen Energiesystemmixes rein auf Basis regionaler Energieträger zu entwickeln.

Stattdessen wurde eine sinnvolle und technologisch mögliche Kombination der verschiedenen regional verfügbaren Energieträger abgeschätzt. Die einzelnen Potenziale an erneuerbaren Energieträgern können sich gegenüber der in Abschnitt 5.2.2 dargestellten Daten unterscheiden, weil diverse Konkurrenzbeziehungen zwischen den Energieträgern die Potenziale gegenseitig beeinflussen (z.B. Solarthermie versus Umgebungswärme). Weiters wurde das Zusammenspiel der regional verfügbaren Energieträger mit den erforderlichen Restmengen an nicht regenerativen und fossilen Energieträgern untersucht, und ein plausibles Szenario für einen "Maximaleinsatz" regionaler Energieträger erarbeitet. Die Erstellung dieses Szenarios erfolgte auf Basis der Daten und Rahmenbedingungen der Ist-Situation (z.B. wurde der regenerative Anteil beim Treibstoff beibehalten).

Die Energieflüsse sind in Abbildung 49 auf Basis der Endenergieträger als Sankey-Diagramm dargestellt.

Die in Kapitel 5.3.3 behandelten Erfolgsfaktoren und Barrieren beeinflussen den Maximaleinsatz regionaler Energieträger. Diese Beeinflussungen wurden weitgehend bei der Erstellung des plausiblen Szenarios berücksichtigt. Teilweise gingen Auswirkungen von Barrieren nicht in die Darstellung ein, da deren Berücksichtigung eine spezifische, mit vorhandenen Daten nicht durchführbare, Betrachtung erfordern würde. Diese Barrieren könnten zu einer weiteren Reduktion der möglichen Potenziale führen.

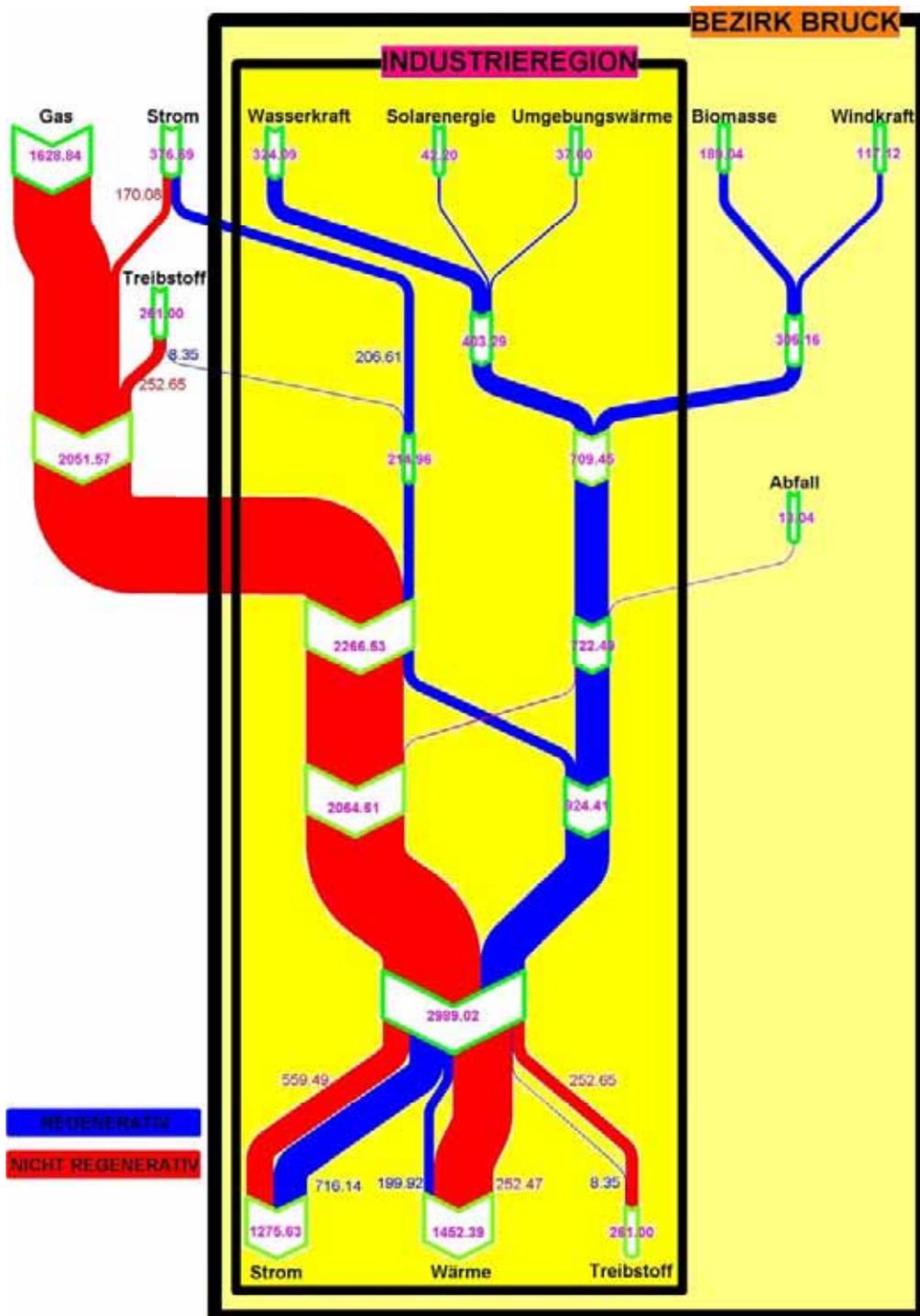


Abbildung 49: Szenario der Energieflüsse in der Region auf Basis von Endenergie

Im Folgenden sind die Energieflüsse des in Abbildung 49 in Form eines Energieflussbildes dargestellten Szenarios beschrieben:

Als Energieträger, die von außerhalb der betrachteten Industrieregion und der unmittelbar umliegenden Region (= politischer Bezirk Bruck an der Mur) zugeführt werden, fungieren:

Strom

Hierbei handelt es sich um reine Endenergie. Von diesem Energieträger entfallen 54,85 % auf Erzeugung aus regenerativer Primärenergie. [Homepage E-Control, 2007]

Treibstoff

Es handelt sich um reine Endenergie mit einem regenerativen Anteil (Stichwort: Beimischung von Biodiesel) von 3,2 % [Österreichisches UBA, 2005].

Gas

Die Bezeichnung „Gas“ bezieht sich auf „Erdgas“. Das Erdgas wird zum Teil als Endenergie (zur direkten Nutzung in industriellen Prozessen, zur Raumwärmeerzeugung, etc.) und zum Teil als Sekundärenergie (z.B. zur gekoppelten Erzeugung von Strom und Wärme in KWK-Anlagen) eingesetzt. Die im Diagramm angegebene Endenergiemenge berücksichtigt diese unterschiedliche Verwendung anhand der eingesetzten Umwandlungstechnologien.

Innerhalb der betrachteten Industrieregion stehen folgende Energieträger zur Verfügung:

Wasserkraft

Die Angabe bezieht sich auf die aus Wasserkraft erzeugte Strommenge. Hierbei handelt es sich um reine Endenergie, die zur Gänze als regenerativ zu werten ist.

Solarenergie

Nutzung in Form von Solarstrom (20,1 GWh/a) und Solarwärme (22,1 GWh/a) (jeweils Endenergie; eine detaillierte Darstellung dieser Nutzung erfolgt im Anhang).

Umgebungswärme

Mittels Wärmepumpen lässt sich eine Endenergiemenge von 37 GWh/a an Umgebungswärme nutzen.

Aus der umliegenden Region werden der Industrieregion noch folgende Energieträger zugeführt:

Biomasse

Die Biomasse wird als Sekundärenergie (z.B. zur gekoppelten Erzeugung von Strom und Wärme in KWK-Anlagen) eingesetzt. Die im Diagramm angegebene Endenergiemenge berücksichtigt die eingesetzten Umwandlungstechnologien (Strom: 48,22 GWh/a; Wärme: 140,82 GWh/a).

Windkraft

Die Angabe bezieht sich auf die aus Wind erzeugte Strommenge. Hierbei handelt es sich um reine Endenergie, die zur Gänze als regenerativ zu werten ist.

Abfall

Der Abfall wird als Sekundärenergie (z.B. zur gekoppelten Erzeugung von Strom und Wärme in KWK-Anlagen) eingesetzt und ist zur Gänze nicht regenerativ (siehe Abschnitt 5.2.2.6). Die im Diagramm angegebene Endenergiemenge berücksichtigt die eingesetzte Umwandlungstechnologie (Strom: 3,01 GWh/a; Wärme: 10,03 GWh/a).

Im Vergleich zur Ist-Situation (Abbildung 42) sind folgende Punkte bemerkenswert:

- *Der Endenergieeinsatz zur Bereitstellung elektrischer Energie bleibt gleich.*

Es kommt lediglich bei der Verwendung elektrischer Energie bei der Wärmebereitstellung zu Verschiebungen. Dieser Energieträgereinsatz ist der Wärmebereitstellung zugeordnet.

- *Der Endenergiebedarf an Wärme sinkt.*

Dies ist darauf zurückzuführen, dass der Einsatz von Energieträgern mit einem schlechten Umwandlungswirkungsgrad (z.B. Kohle zur direkten Beheizung) durch die Verwendung regenerativer Energieträger (z.B. Solarwärme und Wärme aus Biomasse KWK) und bessere Umwandlungstechnologien um 4 % reduziert werden kann. Dadurch kann bei reduziertem Endenergieeinsatz derselbe Nutzwärmebedarf gedeckt werden. Folgende Änderungen ergeben sich gegenüber dem Ist-Zustand:

- Ersatz der Direktheizung mit Strom durch Wärmepumpen (ganzjährige Nutzung). Dadurch sinkt der Einsatz elektrischer Energie für Heizzwecke von 26 auf 12,3 GWh/a. Gleichzeitig können zusätzlich 37 GWh/a an Umgebungswärme genutzt werden.
- Ganzjährige Nutzung der Wärme aus der Abfall-KWK-Anlage (10,03 GWh/a).
- Nutzung der KWK-Wärme aus der zusätzlichen Biomasse in der Heizperiode (92,42 GWh/a).
- Ganzjährige Nutzung von 22,1 GWh/a Solarwärme. Bei der Dimensionierung der Kollektorfläche wurde berücksichtigt, dass die Wärmeerzeugung nicht die ganzjährige Wärmenutzung der Abfall-KWK-Wärme und der Umgebungswärme einschränkt.
- Keine Verwendung von Heizöl, Kohle, Koks und dergleichen zur Raumwärme- und Brauchwasserbereitstellung.
- Abdeckung des Restendenergiebedarfes mit Erdgas.
- *Der Endenergiebedarf an Treibstoffen bleibt gleich.*
- *Es kommt zu einer Erhöhung des Anteils regenerativer Energieträger.*

Vor allem beim Endenergieeinsatz zur Bereitstellung von Strom steigt der regenerative Anteil auf 56 % an. Dies ist darauf zurückzuführen, dass Wasserkraft, Windkraft und Photovoltaik direkt regenerativen Strom liefern. Weiters kommt durch den Einsatz von Biomasse in KWK-Anlagen noch zusätzlicher, regenerativer Strom dazu.

Im betrachteten Szenario steht eine Gesamtendenergie von 2.989,02 GWh zur Verfügung, die zu 69,1 % nicht regenerativen Ursprungs ist.

Bei der Erstellung dieses Szenarios hat sich gezeigt, dass ein intensiver Abstimmungsbedarf zwischen den einzelnen Energieträgern besteht, der sehr stark von Aspekten der Umwandlungstechnologien mit beeinflusst wird. Aus diesem Gesichtspunkt heraus erscheint ein wesentliches Forschungs- und Entwicklungsziel für zukünftige Arbeiten die Erstellung von umfassenden Simulationswerkzeugen, die die technologischen Charakteristiken geeignet wiedergeben.

5.4 Arbeitspaket 4: Finden allgemeiner Aussagen

Wie bereits in Kapitel 5.3.3.1 dargelegt, können die regionalen Potenziale an Energieträgern in energieintensiven Regionen zu gering sein um den Bedarf zu decken. Daher ist es für solche Regionen sinnvoll die Systemgrenzen auszuweiten und eine koordinierte Planung in Absprache mit angrenzenden Regionen durchzuführen. Ein „Masterplan“ zur koordinierten Nutzung regionaler Energieträger, dessen zu Grunde liegende Systemgrenzen so weit wie notwendig und so nah wie möglich sein sollten, würde einen optimalen Einsatz vorhandener Energieträger gewährleisten. In diesem Zusammenhang ist optimal im Hinblick auf Art die der Energieumwandlung (Strom, Wärme, Treibstoffe), verwendete Technologien (Wirkungsgrade), Größenordnungen (z.B. Nahwärme - Fernwärme), Nutzung von besten Standorten (Wasserkraft, Windkraft) sowie logistischen Herausforderungen (Transport der Rohstoffe, Transport der Endenergieträger) zu sehen.

Zum relativ hohen Energiebedarf einer Industrieregion kommt noch eine teilweise geringe Energiedichte (bezogen auf die Fläche) regional verfügbarer Energieträger hinzu. Zum Beispiel ist die Stromerzeugung auf Basis von Wasser- oder Windkraft innerhalb der Systemgrenzen von Industrieregionen aufgrund kompakter geografischer Verhältnisse nur sehr beschränkt möglich. Diese Technologien sind nur an bestimmten Standorten sinnvoll einsetzbar, diese Standorte sind geografisch meist großflächig verteilt. Dies führt zur genannten geringen Energiedichte und zur Notwendigkeit die Systemgrenzen für die Betrachtung der Potenziale auszuweiten. Oben genannter „Masterplan“ der Nutzung regional verfügbarer Energieträger könnte zur Lösung dieses Problems beitragen.

Eine weitere mögliche Barriere, speziell für die Investition von Industriebetrieben in die regionale Energiebereitstellung, stellt die in Abschnitt 5.3.3.1 erwähnte, nicht eindeutig geregelte Definition des Eigenbedarfs bei der Gewährung von Einspeisetarifen für Ökostromanlagen dar. Da die Stromgestehungskosten der Ökostromanlagen zumeist deutlich über den von Industriebetrieben zu bezahlenden Strompreisen liegen, besteht ohne die Gewährung eines entsprechenden Kostenersatzes über Einspeisetarife für Industriebetriebe kein Anreiz zur Integration von Ökostromanlagen in betriebliche Energiesysteme. Zusätzlich werden für mögliche Investitionen der Industrie Amortisationszeiten von maximal 5 Jahren zur Bewertung herangezogen, weshalb sich effiziente Technologien nicht in das System integrieren lassen.

Die Maximalpotenziale einzelner regional verfügbarer und regenerativer Energieträger können nicht vollständig genutzt werden, da sich Nutzungsmöglichkeiten gegenseitig beeinflussen. So schließt beispielsweise eine Warmwasserbereitstellung mittels Solarthermie den Einsatz von Abwärme aus mit Abfall befeuerten KWK-Anlagen sowie von

Umgebungswärme in Haushalten in den Sommermonaten aus, oder umgekehrt. Auf diesen Punkt wurde bereits in 5.3.3. eingegangen.

Die energetische Verwendung gewisser Rohstoffe steht in Konkurrenz zu deren stofflicher Verwertung. Als Beispiel sei hier (Industrie-)Holz angeführt, das einerseits zur Produktion von Strom und Wärme herangezogen werden kann, andererseits als Produktionsrohstoff in der Papierindustrie Verwendung findet. Das bedeutet, dass für identifizierte Potenziale erneuerbarer Energieträger abgeklärt werden muss, ob und in welchem Umfang eine Verteilung der Potenziale auf energetische und stoffliche Nutzung erfolgen soll.

Ein grundsätzliches Problem für die Integration regional vorhandener, erneuerbarer Energieträger in das bestehende Energiesystem zeigt die unterschiedliche Bewertung der Abdeckung des Energiebedarfs. Der im gegenständlichen Projekt definierte Bedarfsdeckungsgrad (siehe Abschnitt 5.3.1.2) verfolgt im Gegensatz zum gängigen Versorgungsgrad (siehe Abschnitt 5.3.1.1) einen unterschiedlichen Ansatz zur Bewertung der Energiebedarfsabdeckung. Während der Versorgungsgrad sich auf Jahresenergiemengen bezieht, bilden Lastgänge von Energiebereitstellung und Energiebedarf die Basis für die Berechnung des Bedarfsdeckungsgrades. Der Bedarfsdeckungsgrad trifft also eine Aussage zur Deckung des Energiebedarfs zu jedem bestimmten Zeitpunkt. Minimal- und Maximalwerte des Bedarfsdeckungsgrades eines Energieträgers zeigen die Schwankungsbreite der Bedarfsabdeckung. Eine Häufigkeitsverteilung (z.B. auf stündlicher Basis über ein Jahr) zeigt auf, in welchen Größenordnungen eine Bedarfsdeckung mit welcher Häufigkeit gewährleistet werden kann. Weiters kann eine Aussage über notwendige Energieimporte und -exporte zu jedem Zeitpunkt getroffen werden.

Die industrieinterne Nutzung von Abwärme ist (sofern dies möglich ist) auf Grund des Kostendruckes in der Industrie fast zur Gänze realisiert. Eine Verwendung außerhalb zur Abdeckung eines lokalen Wärmebedarfs muss anhand von Detailanalysen geklärt werden. Nach aktuellem Erkenntnisstand gibt es keine publizierten Bewertungsansätze bzw. Instrumente zur sinnvollen Integration dieser Wärmequelle. Grundsätzlich wäre in diesem Zusammenhang auch die Bewertung der Integration schwankender Wärmebereitstellung aus solarthermischen Anlagen von Interesse.

Darüber hinaus konnte festgestellt werden, dass statistische Daten über die betreffende Branche für eine Potenzialbestimmung ungeeignet sind, da Industriebetriebe mit ihren unterschiedlichen Prozessen nur bedingt miteinander vergleichbar sind. Dies erfordert eine exakte Analyse jedes einzelnen Betriebes mit einem hohen Detaillierungsgrad.

Wie bereits in Abschnitt 5.3.3 dargestellt wurde, würde sich für die Entwicklung in Richtung Modellregion eine vollständige und gut dokumentierte Datengrundlage günstig auswirken, da damit sowohl die Ist-Situation, als auch die Potenziale in Hinblick auf regional verfügbare Energieträger sowie Effizienzsteigerungspotenziale, einfacher darstellbar wären. Zusätzlich wäre eine detaillierte Dokumentation der Energieflüsse für die genaue Identifizierung der Effizienzsteigerungspotenziale hilfreich.

Im Zusammenhang mit der Nutzbarkeit der Energieträger ist auch zu berücksichtigen, dass es vor allem bei den Produktionsprozessen in der Industrie Nutzenergieformen gibt, die auf spezielle Weise aus bestimmten Endenergieträgern bereitgestellt werden müssen. Beispielsweise könnte der Einsatz von Biogas als Erdgasersatz in der Industrie eine Option sein, wenn die Qualitätsanforderungen an das verwendete Biogas keine Aufbereitung auf Erdgasqualität erfordern. [Theißing, 2006]

Ein weiterer wichtiger Faktor ist die Investitionssicherheit, die bei der Entscheidung für regionale Energiebereitstellung wesentlich durch die variierenden Netzanschlusskosten beeinflusst wird. Wie bereits in 5.3.3 erwähnt wurde, können die einzelnen Projekte durch geringe Veränderungen in den Netzanschlusskosten unrentabel werden, wodurch die Umsetzung gefährdet wäre. Ein einschränkender Faktor bei der Integration regionaler Energieträger in vorhandene Mittel- und Niederspannungsstromnetze aus technischer Sicht ist die fehlende Auslegung dieser Netze auf die Energieeinspeisung.

Ein wesentlicher Faktor der über Erfolg oder Misserfolg von Bestrebungen in Richtung Energieautarkie entscheiden kann, ist die treibende Kraft hinter diesen Bestrebungen. Einzelne Personen oder Organisationen mit entsprechendem Engagement und Überzeugungskraft sind notwendig, um das Gelingen eines solchen Vorhabens zu sichern (Siehe 5.3.3.2). Weiters ist es essentiell, dass die politischen Entscheidungsträger die Absichten in Richtung energieautarke Modellregion unterstützen und sich genügend potenzielle Anlagenbetreiber finden, die zwar von der treibenden Kraft (Person oder Organisation) koordiniert werden, aber sonst eigenständig agieren. Eine Einbindung der Bevölkerung und die Schaffung eines Bewusstseins für den Einsatz erneuerbarer Energieträger werden als weitere wichtige Punkte für den Erfolg bei der Integration regional verfügbarer Energieträger in das Energiesystem angesehen.

Die Einpassung der verwendeten Energietechnologien in die Bedarfsstruktur ist ebenfalls ein entscheidender Faktor. Bei möglicher Stromproduktion aus z.B. Biomasse entsteht Abwärme, die Abnehmer finden muss.

6 Detailangaben in Bezug auf die Ziele der Programmlinie

6.1 Beitrag zum Gesamtziel der Programmlinie und den sieben Leitprinzipien nachhaltiger Technologieentwicklung

Im Sinne des Anliegens der Programmlinie „Energiesysteme der Zukunft“ Technologien und Konzepte für ein auf der Nutzung erneuerbarer Energieträger aufbauendes, energieeffizientes und flexibles Energiesystem zu entwickeln, ist dieses Projekt eine wichtiger Beitrag in vielfacher Hinsicht:

- Barrieren und Möglichkeiten der Umstellung einer energieintensiven Industrieregion auf ein nachhaltiges Energiesystem wurden untersucht. In diesem Zusammenhang wurde jedoch der Schwerpunkt auf die energetische Versorgung durch nachwachsende Ressourcen gelegt und das verfügbare regionale Potenzial an Energieträgern erhoben.
- Neben dem Potenzial an lokal verfügbaren Energieträgern wurde auch das Potenzial zur Steigerung der Energieeffizienz der eingesetzten Technologielinien in einer Industrieregion untersucht.
- Auf Basis der gesammelten Datengrundlage erfolgte ein Vorschlag zur Gestaltung des Gesamtsystems in Hinblick auf eine erneuerbare Energiebereitstellung zur zeitlich variablen und effizienten Deckung der unterschiedlichen Energiebedürfnisse. Dabei konnte ein entscheidender Beitrag zur Strategie und Orientierung der beteiligten Unternehmen geleistet werden, damit die Dienstleistungsbereitstellung der Energieversorgung auch in Zukunft gewährleistet werden kann.
- Eine Identifikation von Erfolgsfaktoren kann nur mit gleichzeitiger Erhebung der Barrieren erfolgen, weil dadurch ein integriertes Risikomanagement durchgeführt wird und Störfälle schon vorab beseitigt bzw. präventiv behandelt werden können.
- Durch die Umstellung auf erneuerbare Energieträger kann die Wertschöpfung in der Region gesteigert werden und durch die enge Zusammenarbeit mit regionalen Energieversorgungsunternehmen, Industriebetrieben und Behörden kann der Know-how-Transfer sichergestellt werden. Dadurch erfolgt eine Sicherstellung von Einkommen, Lebensqualität und regionalen Arbeitsplätzen.

- Da die Energiewirtschaft einem ständigem Wandel unterworfen ist, wurde besonders darauf Rücksicht genommen, dass sämtliche Erkenntnisse leicht adaptierbar und flexibel anwendbar sind. Zusätzlich wurde die Datengrundlage dahin gehend gestaltet, dass zukünftige geplante Projekte auf dieser Basis aufbauen können.
- Durch den Einsatz eines optimierten Energiemixes auf Basis erneuerbarer Energieträger, kann ein wichtiger Beitrag zur Senkung des CO₂-Ausstoßes geleistet werden.

Entsprechend der Themenstellung der 2. Ausschreibung stellt die Betrachtung einer energieintensiven Industrieregion ein strategisches Begleitprojekt für Entstehungs- / Umsetzungsprozesse von Initiativen / Entwicklungen in bisher noch nicht betrachteten Regionen dar. Das Projekt ist somit eine Weiterentwicklung der Programmlinie in Richtung der Ausweitung von nachhaltigen Energiesystemen auf energieintensive (Industrie-) Regionen.

6.2 Einbeziehung der Zielgruppen und Berücksichtigung ihrer Bedürfnisse im Projekt

Potenzielle Zielgruppen (Anlagenbetreiber, Industriebetriebe, Engineeringunternehmen, Anlagenplaner, Forschungsinstitution, etc.) wurden repräsentativ in das Projekt integriert. Da es im Rahmen eines Grundlagenforschungsprojektes unumgänglich ist entsprechendes Datenmaterial zu erheben und diese Daten meist sehr sensibles Material darstellen, konnte aufgrund guter und enger Kooperationsarbeiten mit den Partnern ein umfangreicher Datenpool erstellt werden. In diesem Zusammenhang spielten die beteiligten Firmen eine besonders wichtige Rolle. Darüber hinaus fanden mit diesen Akteursgruppen Diskussionen zu den erarbeiteten Erkenntnissen und Einflussfaktoren statt, wodurch eine gute Anwendbarkeit der Ergebnisse und aussagekräftige Schlussfolgerungen garantiert werden können.

Daten bezüglich der Haushalte und Gewerbebetriebe sowie deren Bedürfnisse konnten aufgrund der großen Anzahl nicht durch direkte Beteiligung berücksichtigt werden. Diese beiden Energiekonsumentengruppen wurden im Projekt insofern berücksichtigt, indem vorhandene (statistische) Daten analysiert wurden. Im Gegensatz zu Industriedaten erfolgte daher keine empirische Erhebung dieser Daten.

6.3 Beschreibung der Umsetzungspotenziale für die Projektergebnisse

Marktpotenzial

Auf Grund der konkreten Betrachtung eines Gebietes mit energieintensiver Industrie und dem Vergleich mit bestehenden und im Aufbau befindlichen Modellregionen, konnten Barrieren sowie Erfolgsfaktoren hinsichtlich der Integration von erneuerbaren Energieträgern in ein System identifiziert werden. Diese Erkenntnisse können für zukünftige Technologie- und Marktentwicklungen herangezogen werden und unterstützen deren Einsatz bzw. Umsetzung. Weiters konnte durch dieses Projekt ein Denkanstoß gegeben werden, welcher Tendenzen erkennen lässt welche neuen Technologien eingeführt werden können. Dieses Projekt zielt auf den spezifischen Technologieentwicklungsbedarf in Hinblick auf die Anforderungen einer energieintensiven Industrieregion ab.

Verbreitungs- bzw. Umsetzungspotenzial

Das erstmalig in diesem Projekt systematisch gesammelte Wissen über Einflussgrößen bei der Umsetzung von nachhaltigen Energiesystemen in Modellregionen (Güssing und Auland Carnuntum) und die erarbeiteten Einflussgrößen der betrachteten Industrieregion werden auch für andere Projekte herangezogen, wodurch sich eine Projektkette ergibt. Diese Folgeprojekte zielen auf eine anwendungsgerechte Demonstration ab und haben ein dementsprechend hohes Umsetzungspotenzial.

Das vorliegende Projekt kann als Grundstein für die Entwicklung einer energieintensiven und zugleich nachhaltigen Modellregion betrachtet werden, da mit den vorhandenen Daten und Einflussfaktoren konkrete Konzepte für die Umsetzung in Modellregionen erarbeitet werden können. Die Erstellung eines geeigneten Konzeptes im Rahmen eines sogenannte „Masterplans“ ist eine zentrale Aussage in Hinblick auf eine sinnvolle Umstellung des Energiesystems auf regional verfügbare Energieträger. In diesem Zusammenhang sollen geplante Konzepterstellung diesen Fortgang unterstützen. Durch Maßnahmen zur Verbreitung der Ergebnisse besteht die Möglichkeit mit den erarbeiteten Einflussfaktoren die Konzepterstellung in anderen Regionen zu vereinfachen (konkret geplantes Projekt in der Region Krems und Umland).

Neben Konzepterstellung sind auch Projekte geplant, welche sich mit der Netzintegration und dem Netzmanagement in Zusammenhang mit dezentraler Erzeugung auf Basis erneuerbarer Energieträger, in Kooperation mit den regionalen Netzbetreibern, Erzeugern und Verbrauchern, auseinandersetzen.

7 Schlussfolgerungen zu den Projektergebnissen

7.1 Was sind die im Projekt gewonnen Erkenntnisse für das Projektteam?

Im Rahmen der Projektdurchführung konnten folgende Erkenntnisse für das Projektteam gewonnen werden:

- Entscheidende Erfolgsfaktoren bei einer Projektdurchführung dieser Art, welche unterschiedliche Partner mit teilweise konträren bzw. unterschiedlichen Interessen miteinander verbindet, sind die enge Zusammenarbeit und gute Kommunikation mit den involvierten Firmen.
- Der Aufwand der Erhebung von Daten, die den Analysen des gegenständlichen Projektes zu Grunde liegen, wurde unterschätzt. Zum einen waren empirische Daten nicht verfügbar und erforderten alternative Vorgehensweisen bei der Erstellung einer Datenbasis, zum anderen mussten sensible Unternehmensdaten dementsprechend anonymisiert werden.
- Bei der Erstellung diverser Energieflüsse konnte festgestellt werden, dass aufgrund unterschiedlicher Umwandlungstechnologien bzw. Energieträger ein großer Bedarf an Abstimmung besteht. Eine Darstellung solcher Flüsse ist sehr komplex und eine Optimierung, insbesondere auf manuelle Weise, mit einem erheblichen Aufwand verbunden. Diese Problemstellung erfordert die Entwicklung entsprechender Werkzeuge, deren Einsatz in zukünftigen Projekten dieser Art den Optimierungsbzw. Abstimmungsaufwand signifikant reduzieren kann.
- Teilweise gibt es keine geeigneten Bewertungs- und Planungsansätze für die Quantifizierung und Nutzung einzelner Potenzialquellen (z.B. industrielle Abwärmenutzung). Auch hier besteht ein entsprechender Handlungsbedarf.
- Die Optimierung des Energiemixes ist ein sehr komplexes Unterfangen und bedarf spezifischer Instrumente. Ohne solche Instrumente kann ein Energiesystem nicht ausreichend analysiert, Effizienzsteigerungsmaßnahmen aufgefunden und das Potenzial an erneuerbaren bzw. regional verfügbaren Energieträgern nicht optimal festgestellt werden. Aufgrund dieser Tatsache konnte in diesem Projekt nur ein Vorschlag für einen Energiemix erfolgen.

7.2 Wie arbeitet das Projektteam mit den erarbeiteten Ergebnissen weiter?

Es wurde bereits darauf hingewiesen, dass einige Folgeprojekte geplant sind, die auf den Ergebnissen dieses Projektes aufbauen. Da das Projektteam des gegenständlichen Projektes zumindest teilweise auch bei diesen Folgeprojekten integriert sein wird, kann gewährleistet werden, dass sämtliche Projektergebnisse optimal verwertet werden können.

In diesem Zusammenhang ist ein Projekt geplant, dass sich mit einer sinnvollen Energieversorgung auf Basis von regional verfügbaren erneuerbaren Energieträgern in einer weiteren Industrieregion beschäftigt.

Darüber hinaus sind weitere Projektvorschläge geplant. Diese befinden sich jedoch noch in Ausarbeitung und werden als weiterführender Teil der Projektkette erst eingereicht. Sämtliche Projekte haben gemeinsam, dass eine bestmögliche Umsetzung der Ergebnisse gewährleistet werden soll. Dadurch werden eine Vielzahl von Partnern in die Projekte integriert und konkrete Ergebnisse ausgearbeitet, wodurch sich mittelfristig eine Demonstrations- bzw. Pilotregion ergeben soll.

7.3 Für welche andere Zielgruppen sind die Projektergebnisse relevant und interessant und wer kann damit wie weiterarbeiten?

Wie schon erwähnt wurde, waren repräsentative Vertreter aus allen Zielgruppen in das Projekt involviert. Dadurch sind die Ergebnisse auch leicht adaptierbar und auf alle zielgruppenrelevanten Anwendungsmöglichkeiten übertragbar.

Potenzielle Zielgruppen sind nachfolgend aufgelistet:

- Industriebetriebe, Netz- und Anlagenbetreiber
 - Auf Grund der Verfügbarkeit von Realdaten können von diesen Zielgruppen die Ergebnisse direkt übernommen werden und darauf aufbauend eigene Überlegungen in Hinblick auf eine Umstellung im Sinne eines „Energiesystems der Zukunft“ angestellt werden, bzw. kann gemeinsam mit den Projektdurchführenden ein Konzept zur Umstellung erarbeitet werden.
- Engineeringunternehmen, Anlagenplaner und Forschungsinstitutionen
 - Diese Akteure erhalten entsprechendes Datenmaterial und Know-how über die Erfolgsfaktoren und Barrieren einer Umstellung von energieintensiven

Industrieregionen in Hinblick auf ein nachhaltiges Energiesystem, wobei dies für weitere Projekte in diesem Themenbereich essentiell ist.

- Haushalte und Gewerbebetriebe
 - Auch für diese Zielgruppen ist eine Verwertung der Projektergebnisse interessant. In Zusammenarbeit soll mit diesen Energiekonsumenten ein Projekt initiiert werden, das sich mit einer konkreten Konzepterstellung hinsichtlich eines effizienten Einsatzes von erneuerbaren Energieträgern beschäftigt.

Sämtliche Verwertungen der Ergebnisse forcieren eine konkrete Realisierung einer Modell- bzw. Demonstrationsregion. Aufgrund der Komplexität einzelner Problemstellungen ist jedoch nur eine individuelle Bearbeitung sinnvoll.

8 Ausblick/Empfehlungen

8.1 Wo liegen die Chancen/Schwierigkeiten/Risiken bei der Realisierung/Umsetzung in Richtung Demonstrationsprojekt?

Dieses Projekt hat sich mit den entsprechenden Chancen und Risiken auseinandergesetzt, die mit der Umstellung auf ein auf erneuerbaren Energieträgern basierendes Energiesystems in einer energieintensiven Industrieregion zum Vorschein kommen. Aus diesem Grund werden nachfolgend nur die bedeutsamsten allgemein zutreffenden Punkte behandelt.

Ein Hauptrisiko für die Realisierung eines Modellsystems in einer energieintensiven Region ist die Übereinkunft der unterschiedlichen Interessen der Hauptbeteiligten. Die Industriebetriebe forcieren einen möglichst günstigen Energiebezug, die Politik ist daran interessiert eine Verbesserung der Umweltfaktoren zu erreichen und die Motivation der Energieversorgungsunternehmen ist eine langfristige Kundenbindung. Beispiele dieser Art gibt es für die einzelnen Zielgruppen noch unzählige. All diese Bedürfnisse zu berücksichtigen bzw. abzugleichen und somit alle Beteiligten in Richtung Umsetzung zu motivieren, ist mit einem gewissen Risiko behaftet.

Eine zusätzliche Herausforderung stellt die Deckung des, im Verhältnis zum regional verfügbaren Potenzial an regenerativen Energieträgern, hohen Energiebedarfs der Region dar. Nach Ausschöpfung sämtlicher eruierten Potenziale zur Erhöhung des regenerativen Anteiles am Energiemix der Region muss entweder die Systemgrenze weiter gefasst, oder eine signifikante Effizienzsteigerung bewirkt werden.

Demonstrationsprojekte entwickeln sich nur bei entsprechender Beteiligung und Engagement mehrerer Interessierter. Dies ist ein unumgänglicher Erfolgsfaktor, damit es zu einer Umsetzung kommt. In diesem Zusammenhang ist es daher von besonderer Bedeutung, entsprechende Vorurteile und Ängste vorweg abzubauen und den Zielgruppen eine positive Einstellung zu vermitteln. Dadurch bilden sich Opinion-Leader, welche es für sich zu gewinnen gilt und in den Projektverlauf eingebunden werden müssen.

8.2 Empfehlungen für weiterführende Forschungs- und Entwicklungsarbeit

Im Rahmen dieser Grundlagenstudie konnte ein signifikantes Forschungspotenzial festgestellt werden. Dies legte den Grundstein für eine geplante Projektkette. In diesem Zusammenhang fehlen vor allem geeignete Instrumentarien für eine sinnvolle Analyse der Ist-Situation hinsichtlich des verfügbaren Potenzials an industrieller Abwärme und teilweise auch an erneuerbaren Energieträgern, sowie des energieeffizienten Einsatzes an Energieträgern.

Dieses Grundlagenforschungsprojekt hat Informationsdefizite aufgezeigt, welche durch entsprechende Projekte abgedeckt werden könnten. Daher wurde ein entscheidender Anstoß bewirkt, entsprechende (Folge-) Projekte zu planen bzw. zu initiieren.

LITERATURVERZEICHNIS

Antony, 2005:

ANTONY F., DÜRSCHNER C., REMMERS K.: „Photovoltaik für Profis – Verkauf, Planung und Montage von Solarstromanlagen“, Solarpraxis AG, VWEW Energieverlag GmbH / Verlag „Solare Zukunft“, Berlin 2005

Amt d. St. LR, 2005:

AMT DER STEIERMÄRKISCHEN LANDESREGIERUNG; Abteilung 16, „Regionsprofil Bruck an der Mur“, Graz 2005

Beteiligte Firmen:

Daten von folgenden am Projekt beteiligten Firmen und Institutionen:

Böhler Edelstahl GmbH, LKH Bruck an der Mur, Mürztaler Verkehrsgesellschaft mbH, Norske Skog Bruck GmbH, Stadtgemeinde Bruck an der Mur, Stadtgemeinde Kapfenberg, Stadtwerke Bruck an der Mur, Stadtwerke Kapfenberg GmbH, Steirische Gas-Wärme GmbH, Voestalpine Austria Draht GmbH

Bezirksforstinspektion Bruck/Mur, 2007:

BEZIRKSFORSTINSPEKTION BRUCK AN DER MUR; persönliche Auskunft, 2007

BH Bruck a. d. Mur, 2007:

BEZIRKSHAUPTMANNSCHAFT BRUCK AN DER MUR; Referat für Wasserrecht, 2007

BMLFUW, 2007:

BUNDESMINISTERIUM FÜR LAND- UND FORSTWIRTSCHAFT, UMWELT UND WASSERWIRTSCHAFT; Webkartendienst, <http://geoinfo.lfrz.at>, 2007

Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit, 2006:

BUNDESMINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT UND ARBEIT; „Entwicklung der dem Marktverbrauch zugeführten Erdölprodukte im Monats- und Vorjahresvergleich“, persönliche Auskunft Frau Elisabeth Poppen, 11.10.2006

CEN/CENELEC, 2004:

CEN/CENELEC WORKSHOP AGREEMENT CWA 45547; "Manual for determination of Combined Heat and Power (CHP)", 2004

Consentec, 2003:

CONSENTEC et. al.; „Auswirkungen des Windkraftausbaus in Österreich“, Consentec Consulting für Energiewirtschaft und –technik GmbH, Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft der Rheinisch-Westfälischen Technischen Hochschule Aachen und Forschungsgemeinschaft für Elektrische Anlagen und Stromwirtschaft e. V., Studie im Auftrag der Elektrizitäts-Control GmbH, August 2003

Deutsches BMU, 2006:

DEUTSCHES BUNDESMINISTERIUM FÜR UMWELT, NATURSCHUTZ UND REAKTORSICHERHEIT; Referat Öffentlichkeitsarbeit, „Energieeffizienz – Die intelligente Energiequelle: Tipps für Industrie und Gewerbe“, Berlin, September 2006

Deutscher Bundestag, 2002:

DEUTSCHER BUNDESTAG; „Nachhaltige Energieversorgung unter den Bedingungen der Globalisierung und der Liberalisierung“, Endbericht der Enquete-Kommission, Drucksache 14/9400, 07.07.2002

Deutsches Umweltbundesamt, 2006:

DEUTSCHES UMWELTBUNDESAMT; „Wie private Haushalte die Umwelt nutzen – höherer Energieverbrauch trotz Effizienzsteigerungen“, Hintergrundpapier, Deutschland, November 2006

E-Bridge, 2005:

E-BRIDGE CONSULTING GmbH, Technisches Büro Dr. THEISSING, FH JOANNEUM GmbH KAPFENBERG, TECHNISCHE UNIVERSITÄT GRAZ; „Studie über KWK-Potentiale in Österreich“, Studie erstellt im Auftrag von Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit, Industriellenvereinigung, Verband der Elektrizitätsunternehmen Österreichs sowie Wirtschaftskammern Österreich, Villach, November 2005

E-Control 1, 2007:

ELEKTRIZITÄTS-CONTROL-GmbH; Täglicher Belastungsablauf von Strom 01-2005WEB bis 12-2005WEB, http://www.e-control.at/portal/page/portal/ECONTROL_HOME/STROM/ZAHLENDATENFAKTEN/ENERGIESTATISTIK/Betriebsstatistik2005/belab, 14.06.2007

E-Control 2, 2007:

ELEKTRIZITÄTS-CONTROL-GmbH; Tagesganglinien Erdgasverbrauch 2005, [http://www.e-control.at/portal/page/portal/ECONTROL_HOME/GAS/ZAHLEN DATEN FAKTEN/ENERGIESTATISTIK/BERICHTSJAHR2005/](http://www.e-control.at/portal/page/portal/ECONTROL_HOME/GAS/ZAHLEN_DATEN_FAKTEN/ENERGIESTATISTIK/BERICHTSJAHR2005/), 06.07.2007

E-Control 3, 2007:

ELEKTRIZITÄTS-CONTROL-GmbH; Industriestrompreise, http://www.e-control.at/portal/page/portal/ECONTROL_HOME/STROM/STROMPREISE/ENDVERBRAUCHERPREISE/INDUSTRIESTROMPREISE, 12.07.2007

Enercon, 2007:

ENERCON GmbH; Datenblatt Windenergieanlage E82, [http://www.enercon.de/www/de/broschueren.nsf/vwwebAnzeige/95BBD95599625504C1257194002816F0/\\$FILE/ENERCON_Produktübersicht_D.pdf](http://www.enercon.de/www/de/broschueren.nsf/vwwebAnzeige/95BBD95599625504C1257194002816F0/$FILE/ENERCON_Produktübersicht_D.pdf), 14.06.2007

Energieagentur NRW, 2007:

ENERGIEAGENTUR NORDRHEIN-WESTFALEN; „Mehr Wärme – weniger Kosten“, „Rund ums Heizen“, „Moderne Heizungstechnik für Neubau und Modernisierung“, Energieagentur Nordrhein-Westfalen, Wuppertal, 2007

EU-Richtlinie 2004/8/EG:

EU-RICHTLINIE 2004/8/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 11. Februar 2004 über die Förderung einer am Nutzwärmebedarf orientierten Kraft-Wärme-Kopplung im Energiebinnenmarkt und zur Änderung der Richtlinie 92/42/EWG

Friedl, 2006:

FRIEDL A. et al.; „Polygeneration“, „Energiesysteme der Zukunft“-Endbericht 77/2006, 2006

Fürlinger, 2007:

FÜRLINGER S., BRAUNER G.; „Einsparpotenziale beim Endenergieverbrauch durch Effizienzsteigerung im Bereich der privaten Haushalte“, in Proceedings IEWT 2007 (5. Internationale Energiewirtschaftstagung an der Technischen Universität Wien), 14. bis 16. Februar 2007

Gasch, 2005:

GASCH R., TWELE J.; „Windkraftanlagen - Grundlagen, Entwurf, Planung und Betrieb“, 2005

BRUGIS, 2007:

GEOGRAPHISCHES INFORMATIONSSYSTEM DER STADTGEMEINDE BRUCK AN DER MUR (BRUGIS); Jänner 2007

Giesecke, 2005:

GIESECKE J., MOSONYI E.; „Wasserkraftanlagen – Planung, Bau und Betrieb“, 4. aktualisierte und erweiterte Auflage, Springer Verlag, Berlin – Heidelberg, 2005

Haas, 2006:

HAAS N., REIFENSTEINER M.; „Potenzialanalyse der Windenergie für den Bezirk Bruck/Mur und speziell für Kapfenberg“, Studentischer Projektarbeitsbericht am Studiengang Infrastrukturwirtschaft der Fachhochschule Joanneum Kapfenberg, Kapfenberg 2006

Hantsch, 2002:

HANTSCH S., ANDENSAM H., SALLETMAIER E., HESSL B., HOLZINGER U.; „Wirtschaftsfaktor Windenergie in Österreich, Arbeitsplätze-Wertschöpfung“, 2002

Hau, 2003:

HAU E.; „Windkraftanlagen – Grundlagen, Technik, Einsatz, Wirtschaftlichkeit“, 2003

Hofbauer, 2006:

HOFBAUER H. et al.; „Energiezentrale Güssing“, „Energiesysteme der Zukunft“-Endbericht 79/2006, 2006

Homepage Böhler Edelstahl, 2007:

BÖHLER EDELSTAHL; <http://www.boehler-edelstahl.com>, 03.05.2007

Homepage Böhler Schmiedetechnik, 2007:

BÖHLER SCHMIEDETECHNIK; <http://www.boehler-forging.com/>, 03.05.2007

Homepage Böhler Schweißtechnik, 2007:

BÖHLER SCHWEISSTECHNIK; <http://www.boehler-welding.com>, 03.05.2007

Homepage Bunge, 2007:

BUNGE; <http://www.bunge.com/>, Mai 2007

Homepage EEE, 2007:

EUROPÄISCHES ZENTRUM FÜR ERNEUERBARE ENERGIE GÜSSING GmbH;
<http://www.eee-info.net/>, Februar 2007

Homepage E-Control, 2007:

ELEKTRIZITÄTS-CONTROL-GmbH; <http://www.e-control.at>, Mai/Juni 2007

Homepage Energiepark Bruck-Leitha, 2007:

ENERGIEPARK BRUCK AN DER LEITHA; www.energiepark-bruck.at, 04.07.2007

Homepage FH Pinkafeld, 2007:

FACHHOCHSCHULE PINKAFELD; Online Simulationstool für autarke und netzgekoppelte Photovoltaikanlagen, <http://www.fh-pinkafeld.ac.at/pv/simulation.htm>, Februar 2007

Homepage GIS-Steiermark, 2007:

GEOGRAPHISCHES INFORMATIONSSYSTEM DES LANDES STEIERMARK;
<http://www.gis.steiermark.at/>, 28.03.2007

Homepage Land Steiermark, 2006:

LANDSREGIERUNG STEIERMARK;

http://www.verwaltung.steiermark.at/cms/dokumente/10643895_18219392/dca5df08/Kfz-Bestand%202006.pdf, 09.10.2006

Homepage Norske Skog, 2007:

NORSKE SKOG; <http://www.norskeskog.at>, 03.05.2007

Homepage UBA, 2007:

ÖSTERREICHISCHES UMWELTBUNDESAMT; www.umweltbundesamt.at, 04.07.2007

Homepage VA, 2007:

VOEST ALPINE; <http://www.voestalpine.com/austriadraht/de.html>, 03.05.2007

Homepage WKO, 2006:

WIRTSCHAFTSKAMMERN ÖSTERREICH;

http://portal.wko.at/wk/dok_detail.html.wk?AngID=1&DocID=412868&StID=205743,
28.06.2006

IFEU, 2005:

INSTITUT FÜR ENERGIE- UND UMWELTFORSCHUNG HEIDELBERG GmbH;
„Politikinstrumente zum Klimaschutz durch Effizienzsteigerung von Elektrogeräten und -
anlagen in Privathaushalten, Büros und im Kleinverbrauch“, Endbericht im Auftrag des
Umweltbundesamtes, Heidelberg, März 2005

Jonke, 2007:

JONKE K.; „Optimierung der Wasserkraftnutzung bei Böhler Edelstahl“, Diplomarbeit am
Studiengang Infrastrukturwirtschaft der Fachhochschule JOANNEUM, Betreuer: DI Dr.
Manfred Tragner, Kapfenberg, 11.06.2007

Koch, 2006:

KOCH R. et al.; „Energieautarker Bezirk Güssing“, „Energiesysteme der Zukunft“-Endbericht
82/2006, 2006

König, 2005:

KÖNIG F., JEHLE C.; „Bau von Wasserkraftanlagen – Praxisbezogene Planungsunterlagen“,
4. überarbeitete Auflage, Müller Verlag, Heidelberg, 2005

LEV, 2007:

LANDESENERGIEVEREIN STEIERMARK; „Leitfaden zur Errichtung von Windkraftanlagen
in der Steiermark“, 2007

LWF, 2003:

LANDESANSTALT FÜR WALD UND FORSTWIRTSCHAFT BAYERN; „Der Energiegehalt
von Holz und seine Bewertung“, LWF – Merkblatt Nr. 12, www.lwf.bayern.de, Dezember
2003

Müller, 2007:

MÜLLER T.; „Solarenergienutzung im Geschossbau“, Institut für nachhaltige Technologien
(AEE Intec), Vortragsunterlagen des „Energie Lunch“ des Netzwerkes Ökoenergie
Steiermark (NOEST), Jänner 2007

Ochsner, 2005:

OCHSNER K.; „Wärmepumpen in der Heizungstechnik“, 3. Auflage, C.F. Müller Verlag,
Heidelberg 2005

Ökostromverordnung 2006:

ÖKOSTROMVERORDNUNG 2006; Bundesgesetzblatt der Republik Österreich,
401. Verordnung

ÖBF, 2007:

ÖSTERREICHISCHE BUNDESFORSTE AG; Forstbetrieb Gusswerk, persönliche Auskunft,
2007

Österreichisches Umweltbundesamt, 2005:

ÖSTERREICHISCHES UMWELTBUNDESAMT; „Biokraftstoffe im Verkehrssektor in
Österreich 2006“, Zusammenfassung der Daten der Republik Österreich gemäß Art. 4,
Abs. 1 der Richtlinie 2003/30/EG für das Berichtsjahr 2005

Rinnhofer, 2007:

RINNHOFFER E.; „Wirtschaftlichkeitsvergleich von Photovoltaiktechnologien an
verschiedenen österreichischen Standorten“, Diplomarbeit am Studiengang
Infrastrukturwirtschaft der Fachhochschule JOANNEUM, Betreuer: DI (FH) Peter Schentler
und DI Dr. Manfred Tragner, Kapfenberg, Juni 2007

Späth, 2006:

SPÄTH P., BAUKNECHT D., LEPRICH U., AUER H., ROHRBACHER H.; „Integration durch
Kooperation: Das Zusammenspiel von Anlagen- und Netzbetreiber als Erfolgsfaktor für die
Integration dezentraler Stromerzeugung“, „Energiesysteme der Zukunft“-Endbericht 47/2006,
2006

Statistik Austria 1, 2005:

STATISTIK AUSTRIA; „Energetischer Endverbrauch 2005 nach Energieträgern und
Nutzenergiekategorien für Österreich“,
http://www.statistik.at/web_de/statistiken/energie_und_umwelt/energie/nutzenergieanalyse/index.html, 31.05.2005

Statistik Austria 2, 2001:

STATISTIK AUSTRIA; „Gebäude- und Wohnungszählung vom 15. Mai 2001, Gemeinde
Bruck an der Mur“, <http://www.statistik.at/blickgem/gwz1/g60204.pdf>, 21.11.2006

Statistik Austria 3, 2001:

STATISTIK AUSTRIA; „Gebäude- und Wohnungszählung vom 15. Mai 2001, Gemeinde
Kapfenberg“, <http://www.statistik.at/blickgem/gwz1/g60209.pdf>, 21.11.2006

Statistik Austria 4, 1999:

STATISTIK AUSTRIA; Auskunft durch das Amt der Steiermärkischen Landesregierung
Fachabteilung 1c Statistik, Daten 1999, Jänner 2007

Statistik Austria 5, 2007:

STATISTIK AUSTRIA; „Gesamtenergieeinsatz aller Energieträger“,
http://www.statistik.at/web_de/static/gesamteinsatz_aller_energetraeger_022720.pdf,
19.06.2007

Jahresbericht Kapfenberg, 2005:

STATISTISCHER JAHRESBERICHT 2005 DER STADTGEMEINDE KAPFENBERG;
<http://root.riskommunal.net/gemeinde/kapfenberg/gemeindeamt/html/jahresbericht05.pdf>,
09.07.2007

Steiermärkische Landesregierung 1, 2007:

STEIERMÄRKISCHE LANDESREGIERUNG;
<http://www.umwelt.steiermark.at/cms/ziel/25524/DE/>, 04.07.2007

Steiermärkische Landesregierung 2, 2007:
STEIERMÄRKISCHE LANDESREGIERUNG;
<http://www.umwelt.steiermark.at/cms/ziel/25573/DE/>, 04.07.2007

Theißing, 2006:
THEISSING M. et al.; „BIOGas – Einspeisung und Systemintegration in bestehende Gasnetze“, „Energiesysteme der Zukunft“-Endbericht 1/2006, 2006

Viktor Kaplan Akademie, 2007:
VIKTOR KAPLAN AKADEMIE FÜR ZUKUNFTSENERGIEN MÜRZ GmbH; persönlicher Kontakt - Robert Lotter, Geschäftsführer, 2006/2007

Wuppertal Institut 1, 2006:
WUPPERTAL INSTITUT FÜR KLIMA, UMWELT, ENERGIE GmbH; „Klimawirksame Emissionen des PKW-Verkehrs und Bewertung von Minderungsstrategien“, Wuppertal Spezial 34, 2006

Wuppertal Institut 2, 2006:
WUPPERTAL INSTITUT FÜR KLIMA, UMWELT, ENERGIE GmbH; „Optionen und Potenziale für Endenergieeffizienz und Energiedienstleitungen“, Endbericht im Auftrag der E.ON AG, Wuppertal, 23.05.2006.

ZAMG, 2005:
ZENTRALANSTALT FÜR METEOROLOGIE UND GEODYNAMIK; Regionalstelle Steiermark, Winddaten der Messstellen Bruck an der Mur und Kapfenberg, 2005

Diplomarbeiten am Studiengang Infrastrukturwirtschaft der FH JOANNEUM GmbH

ERNEUERBARE ENERGIETRÄGER, DEZENTRALE ENERGIEVERSORGUNG:

Jonke Kevin:

„Optimierung der Wasserkraftnutzung bei Böhler Edelstahl“, 2007

Rinnhofer Elisabeth:

„Wirtschaftlichkeitsvergleich von Photovoltaiktechnologien an verschiedenen österreichischen Standorten“, 2007

Kraußler Alois:

„Untersuchungen und Bewertungen von ausgewählten, modernen, Holzpelletkleinfeuerungsanlagen hinsichtlich partikel- und gasförmiger Emissionen“, 2006

Loderer Christian:

„Bioethanol aus lignozelluloser Biomasse“, 2006

Schloffer Martin:

„Synthetische Biotreibstoffe“, 2006

Taus Volker:

„Biotreibstoffe aus der hydro-thermalen Umwandlung von Biomasse“, 2006

Gruber Caroline:

„Modular aufgebaute, solarunterstützte Biomassenahwärmenetze für Neubaugebiete“, 2005

Haslauer Eva:

„Erkundung geothermaler Reservoirs in Salzburg zur möglichen Einkopplung von Geothermie in das Fernwärmenetz Salzburgs“, 2005

Thonhofer Jürgen

„Studie zur Errichtung eines Biomasseheizwerkes mit Nahwärmenetz“, 2005

Distl Richard

„Analyse der stofflichen und energetischen Nutzung von Biomasse in Österreich“, 2004

Haslinger Belinda:

„Biogaseinspeisung – Anforderungen an das Gasnetz“, 2004

Neuhofer Wolfgang:

„Technologiebewertung von dezentralen Erzeugungseinheiten“, 2004

Pucker Johanna:

„Kühlung und Klimatisierung auf Basis von regenerativen Energiequellen und Wärme“, 2004

Rasinger Bernhard:

„Kraft-Wärme-Kälte-Kopplungsanlage auf Basis einer Mikrogasturbine“, 2004

Rössl Priska:

„Energiewirtschaft; Markt- und technische Analyse“, 2004

Allmer Wolfgang:

„Large-scale use of wind energy with energy storage“, 2003

Haumann Joachim

„Dezentrale Elektrizitätserzeugung und deren Netzurückwirkungen auf das Verteilernetz“, 2002

List Robert:

„Erhebung des Potenzials von kommerzieller Kurzfristprognose-Software für die Fernwärmeerzeugung“, 2003

Tropper Christian:

„Technological evaluation of Organic-Rankine-Cycle processes, integrated in combined heat and power plants based on biomass fuels“, 2002

INDUSTRIELLE ENERGIEVERSORGUNG:

Pirker Manfred

„Erweiterung und Optimierung der Brennstoffaufbereitungslinie einer industriellen Energieanlage“, 2005

Stock Rene

„Einsatz eines BHKW bei Böhler Edelstahl“, 2005

Fekete Thomas

„Relevanz der CO₂-Emissionssituation für eine Papierfabrik im Hinblick auf den bevorstehenden Emissionshandel“, 2003

Keusch Mark

„Neukonzeption eines werkseigenen Wasserkraftwerkes in der Papierindustrie. Technische und wirtschaftliche Aspekte“, 2003

Höffner Reinhold:

„Betriebliches Energiemanagement am Beispiel der Treibacher Industrie AG“, 2002

ENERGIEWIRTSCHAFT:

Mährenbach Helfried:

„Analyse des technischen Effizienzsteigerungspotenzials österreichischer Kraftwerke“, 2006

Tropper Anna

„Wirkungsweise von Impulsprogrammen als politisches Instrument zur Unterstützung der österreichischen Klimastrategie“, 2005

Steininger Peter

„Energiesteuern als Instrument zur Reduktion der CO₂ Emissionen“, 2004

Friesenbichler Joachim

„Energieeinsatz und CO₂-Emissionen im Wintertourismus“, 2003

Weissgerber Jörg

„Die Liberalisierung des Erdgasmarktes in Österreich und Europa“, 2002

ABBILDUNGSVERZEICHNIS

Abbildung 1: Gemeinden und regionale Zentren des Bezirkes Bruck an der Mur	38
Abbildung 2: Arbeitsplätze im Bezirk Bruck an der Mur und in Vergleichsregionen nach Wirtschaftsbereichen.....	39
Abbildung 3: Jahresstromverbrauch in der Region (2005).....	42
Abbildung 4: Mittlere Tagesleistung des Stromverbrauches im Jahresverlauf (2005) nach Sektoren in der Modellregion	43
Abbildung 5: Mittlere Tagesleistung des Stromverbrauches im Jahresverlauf in Österreich 2005 (ohne Verbrauch für Pumpspeicherung)	44
Abbildung 6: Mittlere Tagesleistung der Stromerzeugung und des Stromverbrauches im Jahresverlauf (2005) in der Modellregion.....	44
Abbildung 7: Leistungswerte des Stromverbrauches der 3. Jännerwoche 2005 (Montag bis Sonntag) nach Sektoren in der Modellregion (auf Basis von Viertelstundenwerten)	45
Abbildung 8: Leistungswerte des Stromverbrauches in der 3. Jännerwoche 2005 (Montag bis Sonntag) in Österreich (auf Basis von Viertelstundenwerten).....	46
Abbildung 9: Leistungswerte der Stromerzeugung und des Stromverbrauches in der 3. Jännerwoche 2005 (Montag bis Sonntag) in der Modellregion (auf Basis von Viertelstundenwerten)	47
Abbildung 10: Bedarf an Erdgas als Endenergieträger in der Industrieregion (Bedarf an Erdgas als Sekundärenergieträger nicht berücksichtigt).....	48
Abbildung 11: Mittlere Tagesleistung des Erdgasverbrauches im Jahresverlauf (2005) nach Sektoren in der Industrieregion Bruck an der Mur / Kapfenberg	49
Abbildung 12: Mittlere Tagesleistung des Erdgasverbrauches im Jahresverlauf (2005) in Österreich.....	50
Abbildung 13: Mittlere Leistung des Gasverbrauches der 3. Jännerwoche 2005 (Montag bis Sonntag) nach Sektoren in der Industrieregion Bruck an der Mur / Kapfenberg (auf Basis von Stundenwerten)	51
Abbildung 14: Mittlere Leistung des Gasverbrauches der 3. Jännerwoche 2005 (Montag bis Sonntag) in Österreich (auf Basis von Stundenwerten)	51
Abbildung 15: Treibstoffverbrauch – Jahresmenge 2005.....	53
Abbildung 16: Treibstoffverbrauch für das Jahr 2005 auf Monatsbasis	53
Abbildung 17: Jährlicher Endenergiebedarf der Haushalte an Brennstoffen	55
Abbildung 18: Anteil der betrachteten Energieträger am energetischen Endverbrauch in der Industrieregion im Jahr 2005	56

Abbildung 19: Anteil der betrachteten Energieträger am energetischen Endverbrauch in Österreich im Jahr 2005.....	57
Abbildung 20: Mittlere Tagesleistung des Verbrauches an betrachteten Endenergieträgern im Jahresverlauf in der Modellregion	58
Abbildung 21: CO ₂ -Ausstoß in der Industrieregion Bruck an der Mur / Kapfenberg nach eingesetzten Energieträgern	59
Abbildung 22: Vergleich CO ₂ -Ausstoß und CO ₂ -Zertifikate der Region	59
Abbildung 23: Energiesystem in der Stadt Güssing	67
Abbildung 24: Energieflüsse und Systemgrenzen.....	73
Abbildung 25: Verteilung der Windgeschwindigkeiten am Standort Mittagkogel auf Basis von Halbstundenwerten.....	74
Abbildung 26: Simulierter Jahresgang der Leistung einer möglichen Windenergieanlage (Enercon; 2MW) am Standort Mittagkogel auf Basis von Messungen in den Jahren 2000 und 2001 (Tagesmittelwerte)	75
Abbildung 27: Mögliche Anordnung von Windenergieanlagen an sechs potenziellen Standorten.....	76
Abbildung 28: Jahresmenge an Stromverbrauch und potenzieller Stromerzeugung aus Windkraft in der Industrieregion Bruck an der Mur / Kapfenberg	78
Abbildung 29: Gegenüberstellung der Stromerzeugung aus Windkraft und Gesamtstromverbrauch der Region Bruck an der Mur / Kapfenberg im Jahresverlauf 2005 (Tagesmittelwerte).....	79
Abbildung 30: Gesamtstromverbrauch des Jahres 2005, Ist-Situation sowie mögliche Gesamterzeugung der Wasserkraft in der Region Bruck an der Mur / Kapfenberg.....	80
Abbildung 31: Gesamtstromverbrauch des Jahres 2005 der Region Bruck an der Mur / Kapfenberg sowie aktuelle Leistung der Wasserkraftwerke bzw. bei unterschiedlichen Szenarien [Tagesmittelwerte].....	82
Abbildung 32: Relevante Wasserkraftwerksstandorte der Industrieregion Bruck an der Mur / Kapfenberg	84
Abbildung 33: Jährlicher Wärmeverbrauch der Haushalte und jährliche Solarwärmeerzeugung mit einem solarthermischen Deckungsgrad von 100 % sowie 58,4 % in der Industrieregion Bruck an der Mur / Kapfenberg.....	88
Abbildung 34: Mittlerer täglicher Leistungsbedarf an Wärme der Haushalte und mittlere tägliche Leistungsbereitstellung an Solarwärme mit einem solarthermischen Deckungsgrad von 100 % sowie 58,4 % im Jahresverlauf in der Industrieregion Bruck an der Mur / Kapfenberg.....	89
Abbildung 35: Repräsentativer potenzieller Leistungsverlauf an Solarthermie in der Industrieregion Bruck an der Mur / Kapfenberg	90

Abbildung 36: Jährlicher Gesamtstromverbrauch und jährliche Solarstromerzeugung mit einem photovoltaischen Deckungsgrad von 100 % sowie 41,6 % in der Industrieregion Bruck an der Mur / Kapfenberg	91
Abbildung 37: Mittlerer täglicher Leistungsbedarf an Strom und mittlere tägliche Leistungsbereitstellung an Solarstrom mit einem photovoltaischen Deckungsgrad von 100 % sowie 41,6 % im Jahresverlauf in der Industrieregion Bruck an der Mur / Kapfenberg	91
Abbildung 38: Monatlicher Strombedarf bei Tageslicht und monatliche Bereitstellung an Solarstrom mit einem photovoltaischen Deckungsgrad von 100 % sowie 41,6 % in der Industrieregion Bruck an der Mur / Kapfenberg	92
Abbildung 39: Mittlerer Leistungsbedarf an Strom und mittlere Leistungsbereitstellung an Solarstrom bei Tageslicht mit einem photovoltaischen Deckungsgrad von 100 % sowie 41,6 % im Jahresverlauf in der Industrieregion Bruck an der Mur / Kapfenberg	93
Abbildung 40: Repräsentativer potenzieller Leistungsverlauf an Solarstrombereitstellung in der Industrieregion Bruck an der Mur / Kapfenberg.....	94
Abbildung 41: Endenergiebedarf an Brennstoffen, Endenergieeinsparungspotenzial und Mehrverbrauch an Strom durch Wärmepumpenanwendungen in der Industrieregion Bruck an der Mur / Kapfenberg	98
Abbildung 42: Ist-Situation der Energieflüsse in der Region auf Basis Endenergie	104
Abbildung 43: Häufigkeitsverteilung des Bedarfsdeckungsgrades der Windenergieerzeugung auf Stundenbasis in der Region Bruck an der Mur / Kapfenberg (2005)	107
Abbildung 44: Häufigkeitsverteilung des aktuellen Bedarfsdeckungsgrades aus Wasserkraft bezogen auf den stündlichen Strombedarf (2005) in der Region Bruck an der Mur / Kapfenberg.....	109
Abbildung 45: Häufigkeitsverteilung des potenziellen Bedarfsdeckungsgrades aus Wasserkraft bezogen auf den stündlichen Strombedarf (2005) in der Region Bruck an der Mur / Kapfenberg.....	110
Abbildung 46: Repräsentative Häufigkeitsverteilung des Bedarfsdeckungsgrades der Solarstromerzeugung auf Stundenbasis in der Region Bruck an der Mur / Kapfenberg.....	111
Abbildung 47: Repräsentative Häufigkeitsverteilung des Bedarfsdeckungsgrades der Solarwärmeerzeugung auf Stundenbasis in der Region Bruck an der Mur / Kapfenberg	112
Abbildung 48: Potenzial erneuerbarer Energie inklusive Abfall im Vergleich mit dem Endenergieeinsatz in der Industrieregion Bruck an der Mur / Kapfenberg ...	114
Abbildung 49: Szenario der Energieflüsse in der Region auf Basis von Endenergie	125
Abbildung 50: Leistungswerte des Stromverbrauches der 3. Aprilwoche 2005 (Montag bis Sonntag) nach Sektoren in der Modellregion (auf Basis von Viertelstundenwerten)	153

Abbildung 51: Leistungswerte der Stromerzeugung und des –verbrauches in der 3. Aprilwoche 2005 (Montag bis Sonntag) in der Modellregion (auf Basis von Viertelstundenwerten)	154
Abbildung 52: Leistungswerte des Stromverbrauches in der 3. Aprilwoche 2005 (Montag bis Sonntag) in Österreich (auf Basis von Viertelstundenwerten)...	154
Abbildung 53: Leistungswerte des Stromverbrauches der 3. Juliwoche 2005 (Montag bis Sonntag) nach Sektoren in der Modellregion (auf Basis von Viertelstundenwerten)	155
Abbildung 54: Leistungswerte der Stromerzeugung und des –verbrauches in der 3. Juliwoche 2005 (Montag bis Sonntag) in der Modellregion (auf Basis von Viertelstundenwerten)	155
Abbildung 55: Leistungswerte des Stromverbrauches in der 3. Juliwoche 2005 (Montag bis Sonntag) in Österreich (auf Basis von Viertelstundenwerten)...	156
Abbildung 56: Leistungswerte des Stromverbrauches der 3. Oktoberwoche 2005 (Montag bis Sonntag) nach Sektoren in der Modellregion (auf Basis von Viertelstundenwerten)	156
Abbildung 57: Leistungswerte der Stromerzeugung und des –verbrauches in der 3. Oktoberwoche 2005 (Montag bis Sonntag) in der Modellregion (auf Basis von Viertelstundenwerten).....	157
Abbildung 58: Leistungswerte des Stromverbrauches in der 3. Oktoberwoche 2005 (Montag bis Sonntag) in Österreich (auf Basis von Viertelstundenwerten)...	157
Abbildung 59: Leistung des Erdgasverbrauches der 3. Aprilwoche 2005 (Montag bis Sonntag) nach Sektoren in der Industrieregion Bruck an der Mur / Kapfenberg (auf Basis von Stundenwerten)	158
Abbildung 60: Leistung des Erdgasverbrauches der 3. Aprilwoche 2005 (Montag bis Sonntag) in Österreich (auf Basis von Stundenwerten)	159
Abbildung 61: Leistung des Erdgasverbrauches der 3. Juliwoche 2005 (Montag bis Sonntag) nach Sektoren in der Industrieregion Bruck an der Mur / Kapfenberg (auf Basis von Stundenwerten)	159
Abbildung 62: Leistung des Erdgasverbrauches der 3. Juliwoche 2005 (Montag bis Sonntag) in Österreich (auf Basis von Stundenwerten)	160
Abbildung 63: Leistung des Erdgasverbrauches der 3. Oktoberwoche 2005 (Montag bis Sonntag) nach Sektoren in der Industrieregion Bruck an der Mur / Kapfenberg (auf Basis von Stundenwerten)	160
Abbildung 64: Leistung des Erdgasverbrauches der 3. Oktoberwoche 2005 (Montag bis Sonntag) in Österreich (auf Basis von Stundenwerten)	161
Abbildung 65: Verteilung der Windgeschwindigkeiten am Standort Dornerkogel auf Basis von Halbstundenwerten.....	162
Abbildung 66: Verteilung der Windgeschwindigkeiten am Standort Schwarzkogel auf Basis von Halbstundenwerten.....	162

Abbildung 67: Verteilung der Windgeschwindigkeiten am Standort Zöberer Höhe auf Basis von Halbstundenwerten.....	162
Abbildung 68: Verteilung der Windgeschwindigkeiten am Standort Wohntalhocheck auf Basis von Halbstundenwerten.....	162
Abbildung 69: Verteilung der Windgeschwindigkeiten am Standort Predigtstuhl auf Basis von Halbstundenwerten.....	162
Abbildung 70: Jährlicher Wärmeverbrauch der Haushalte und jährliche Solarwärmeerzeugung mit einem solarthermischen Deckungsgrad von 100 % sowie 33 % in der Industrieregion Bruck an der Mur / Kapfenberg....	167
Abbildung 71: Mittlerer täglicher Leistungsbedarf an Wärme der Haushalte und mittlere tägliche Leistungsbereitstellung an Solarwärme mit einem solarthermischen Deckungsgrad von 100 % sowie 33 % im Jahresverlauf in der Industrieregion Bruck an der Mur / Kapfenberg.....	168
Abbildung 72: Jährlicher Gesamtstromverbrauch und jährliche Solarstromerzeugung mit einem photovoltaischen Deckungsgrad von 100 % sowie 67 % in der Industrieregion Bruck an der Mur / Kapfenberg	168
Abbildung 73: Mittlerer täglicher Leistungsbedarf an Strom und mittlere tägliche Leistungsbereitstellung an Solarstrom mit einem photovoltaischen Deckungsgrad von 100 % sowie 67 % im Jahresverlauf unter Berücksichtigung der thermischen Abfallverwertung und Umgebungswärme in der Niedertemperaturwärmebereitstellung in der Industrieregion Bruck an der Mur / Kapfenberg	169
Abbildung 74: Monatlicher Strombedarf bei Tageslicht und monatliche Bereitstellung an Solarstrom mit einem photovoltaischen Deckungsgrad von 100 % sowie 67 % unter Berücksichtigung der thermischen Abfallverwertung und Umgebungswärme in der Niedertemperaturwärmebereitstellung in der Industrieregion Bruck an der Mur / Kapfenberg	169
Abbildung 75: Mittlerer Leistungsbedarf an Strom und mittlere Leistungsbereitstellung an Solarstrom bei Tageslicht mit einem photovoltaischen Deckungsgrad von 100 % sowie 67 % im Jahresverlauf unter Berücksichtigung der thermischen Abfallverwertung und Umgebungswärme in der Niedertemperaturwärmebereitstellung in der Industrieregion Bruck an der Mur / Kapfenberg	170

TABELLENVERZEICHNIS

Tabelle 1: Eckdaten der Gemeinden im Bezirk Bruck an der Mur	37
Tabelle 2: Größte Arbeitgeber im Bezirk Bruck an der Mur	40
Tabelle 3: Treibstoffverbrauch im Bezirk Bruck an der Mur (2005).....	52
Tabelle 4: Treibstoffverbrauch in der Industrieregion (2005)	52
Tabelle 5: Jährlicher Endenergiebedarf der Haushalte an Brennstoffen.....	54
Tabelle 6: Jährlicher gesamter Endenergiebedarf der Region nach Energieträger	56
Tabelle 7: Jahresenergieverbrauch und -produktion der Region Auland Carnuntum	63
Tabelle 8: Energiebedarf im Bezirk Güssing nach Sektoren.....	65
Tabelle 9: Versorgungsgrad des Bezirkes Güssing mit erneuerbaren Energiequellen	66
Tabelle 10: Eigenversorgungsgrad der Stadt Güssing.....	67
Tabelle 11: Strukturdatenvergleich der Industrieregion Bruck an der Mur / Kapfenberg mit den Modellregionen Auland Carnuntum und Güssing.....	72
Tabelle 12: Erlöse aus den Jahresenergieerträgen einer möglichen Windenergieanlage	76
Tabelle 13: Investitionskosten für eine mögliche Windenergieanlage.....	77
Tabelle 14: Jährliche Kosten, Stromgestehungskosten und Gewinn für eine mögliche Windenergieanlage	77
Tabelle 15: Regularisierungsvermögen und installierte Leistung der Wasserkraftwerke: Ist- Situation bzw. unterschiedliche Szenarien der Region Bruck an der Mur / Kapfenberg nach Gewässern.....	81
Tabelle 16: Ist-Situation der Strombereitstellung aus Wasserkraft, Maximalpotenzial der Kraftwerksstandorte und technisch nutzbares Wasserkraftpotenzial einzelner Kraftwerke der Region Bruck an der Mur / Kapfenberg.....	83
Tabelle 17: Übersicht unterschiedlicher Szenarien des Solarpotenzials der Industrieregion Bruck an der Mur / Kapfenberg	86
Tabelle 18: Monatlicher Energieertrag unterschiedliche Szenarien des Solarpotenzials der Industrieregion Bruck an der Mur / Kapfenberg	86
Tabelle 19: Mittlere monatliche Tagesleistung unterschiedliche Szenarien des Solarpotenzial der Industrieregion Bruck an der Mur / Kapfenberg	87
Tabelle 20: Mittlere monatliche Tagesleistung bei Tageslicht unterschiedlicher Szenarien des Solarstrompotenzials der Industrieregion Bruck an der Mur / Kapfenberg	93
Tabelle 21: Potenzial erneuerbarer Energieträger (inklusive Abfall) in der Region Bruck an der Mur / Kapfenberg	114

Tabelle 22: Gebäudeanzahl und –gesamtfläche in der Katastralgemeinde Bruck an der Mur	165
Tabelle 23: Gebäudeanzahl und –gesamtfläche in der Katastralgemeinde Kapfenberg	165
Tabelle 24: Realistisches Solarpotenzial unter Berücksichtigung der thermischen Abfallverwertung und Umgebungswärme in der Niedertemperaturwärmebereitstellung in der Industrieregion Bruck an der Mur / Kapfenberg	166
Tabelle 25: Monatlicher Energieertrag unterschiedlicher Szenarien des Solarpotenzial unter Berücksichtigung der thermischen Abfallverwertung und Umgebungswärme in der Niedertemperaturwärmebereitstellung in der Industrieregion Bruck an der Mur / Kapfenberg	166
Tabelle 26: Tabelle 27: Mittlere monatliche Tagesleistung unterschiedlicher Szenarien des Solarpotenzial unter Berücksichtigung der thermischen Abfallverwertung und Umgebungswärme in der Niedertemperaturwärmebereitstellung in der Industrieregion Bruck an der Mur / Kapfenberg	167
Tabelle 28: Mittlere monatliche Leistung bei Tageslicht unterschiedlicher Szenarien des Solarstrompotenzials unter Berücksichtigung der thermischen Abfallverwertung und Umgebungswärme in der Niedertemperaturwärmebereitstellung in der Industrieregion Bruck an der Mur / Kapfenberg	170

ANHANG

Anhang A – Wochenganglinien der Stromerzeugung und des Stromverbrauches

Nachfolgend werden die Stromerzeugung und der Strombedarf der Modellregion sowie der Stromverbrauch in Österreich repräsentativer Wochenganglinien auf Basis von Viertelstundenwerten dargestellt:

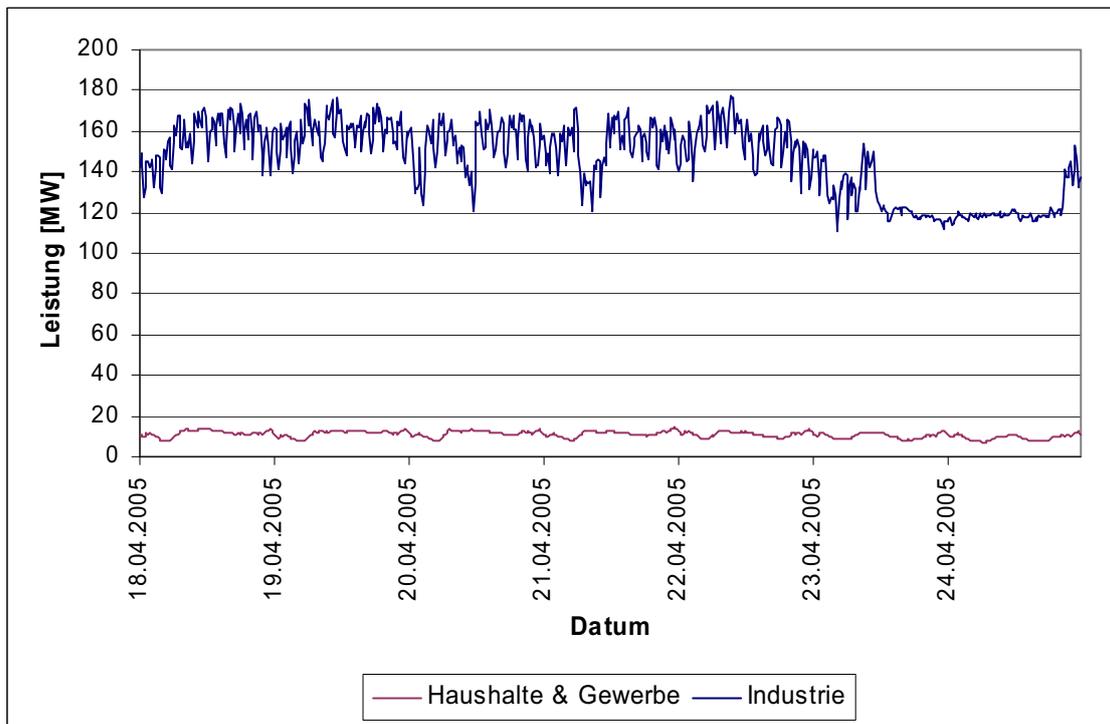


Abbildung 50: Leistungswerte des Stromverbrauches der 3. Aprilwoche 2005 (Montag bis Sonntag) nach Sektoren in der Modellregion (auf Basis von Viertelstundenwerten)
[Beteiligte Firmen]

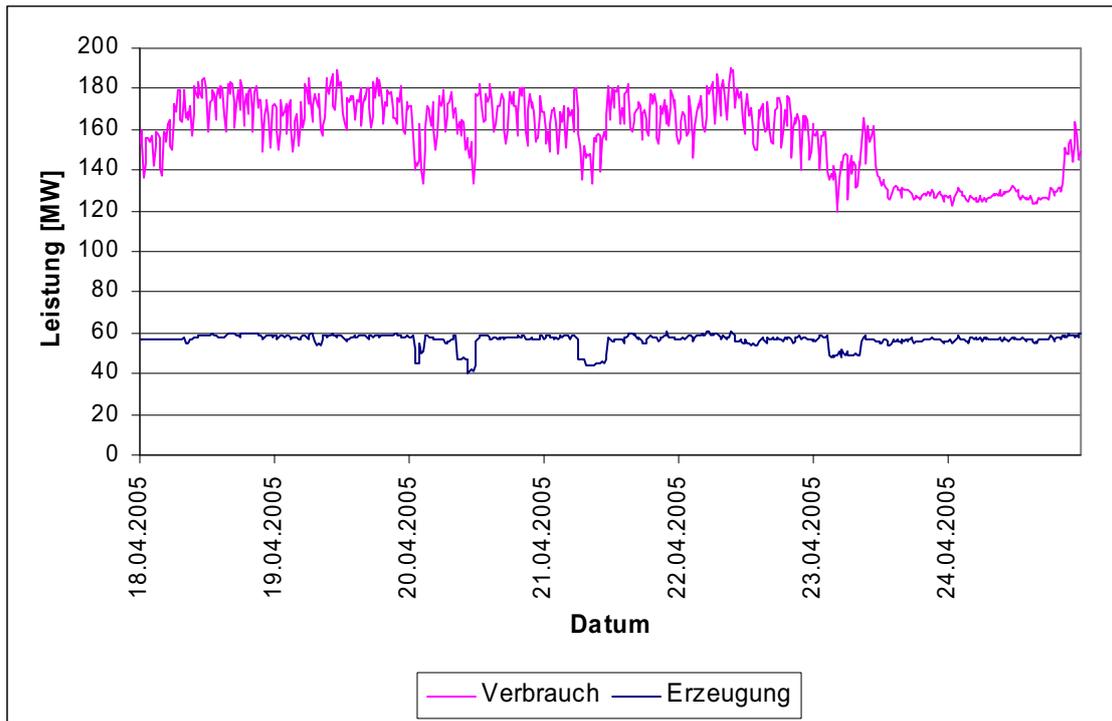


Abbildung 51: Leistungswerte der Stromerzeugung und des –verbrauches in der 3. Aprilwoche 2005 (Montag bis Sonntag) in der Modellregion (auf Basis von Viertelstundenwerten) [Beteiligte Firmen]

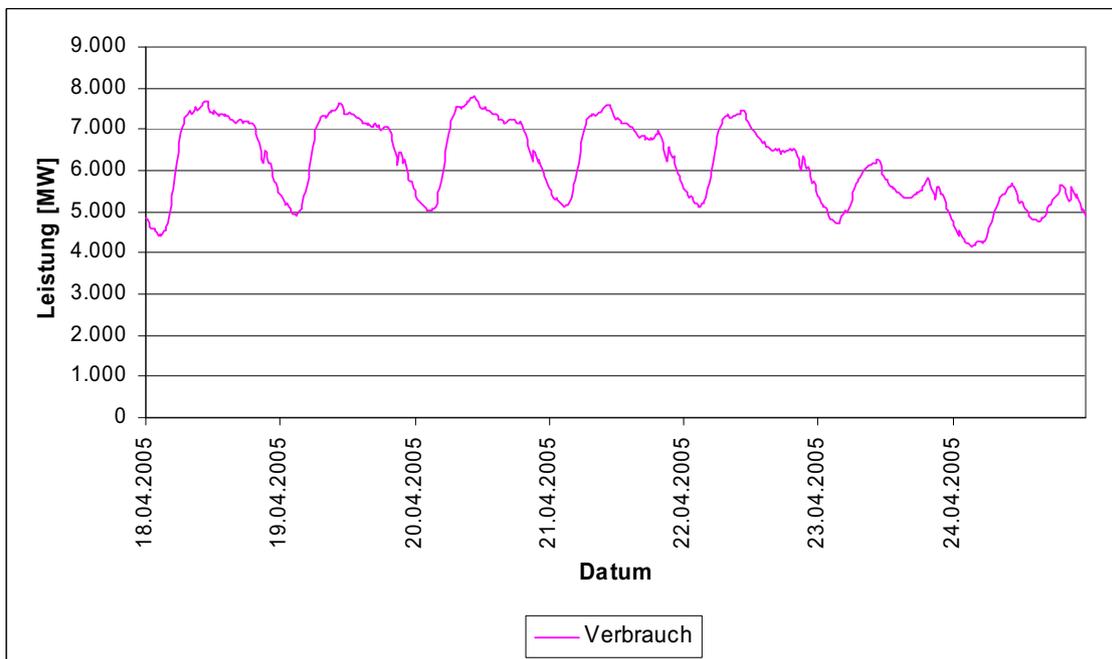


Abbildung 52: Leistungswerte des Stromverbrauches in der 3. Aprilwoche 2005 (Montag bis Sonntag) in Österreich (auf Basis von Viertelstundenwerten) [E-Control 1, 2007]

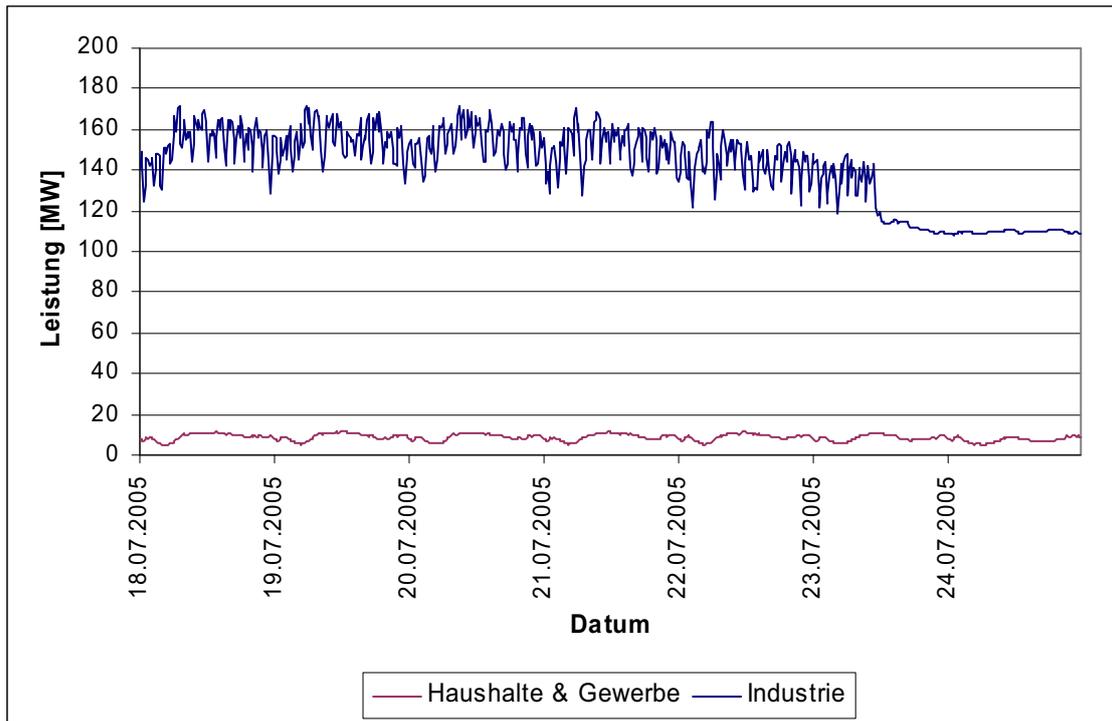


Abbildung 53: Leistungswerte des Stromverbrauches der 3. Juliwoche 2005 (Montag bis Sonntag) nach Sektoren in der Modellregion (auf Basis von Viertelstundenwerten)
[Beteiligte Firmen]

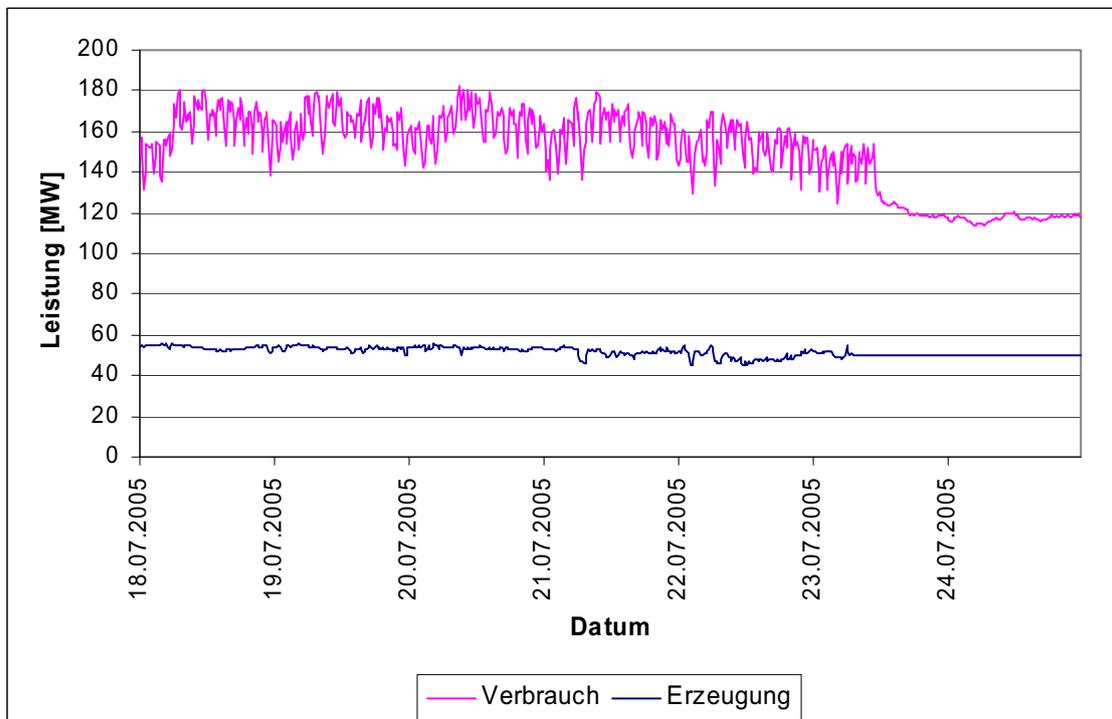


Abbildung 54: Leistungswerte der Stromerzeugung und des -verbrauches in der 3. Juliwoche 2005 (Montag bis Sonntag) in der Modellregion (auf Basis von Viertelstundenwerten)
[Beteiligte Firmen]

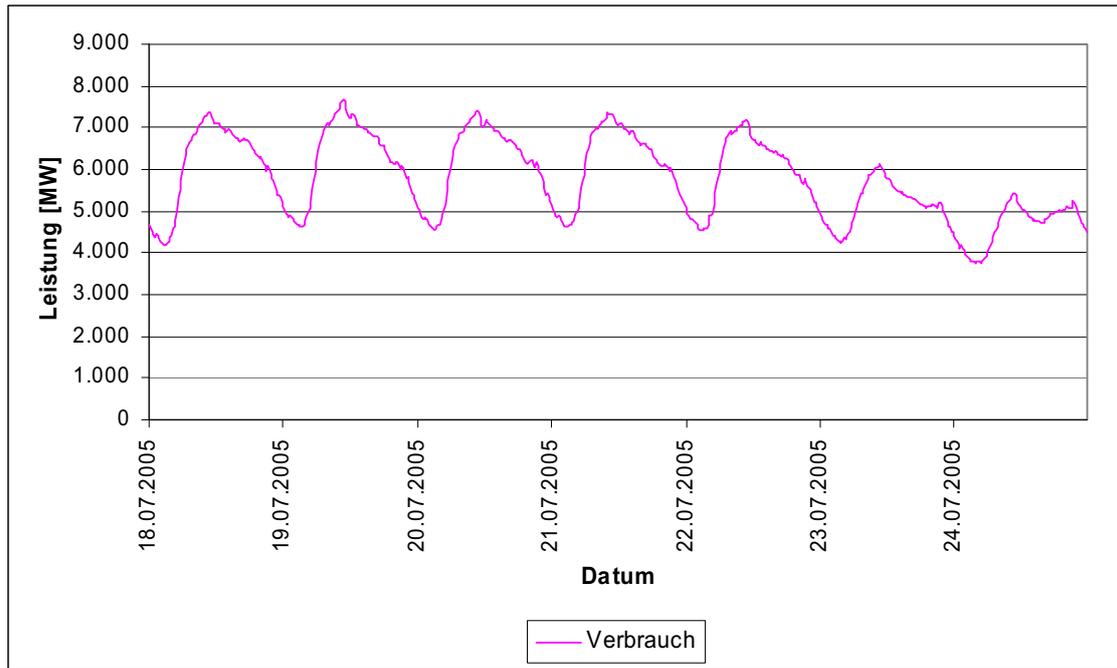


Abbildung 55: Leistungswerte des Stromverbrauches in der 3. Juliwoche 2005 (Montag bis Sonntag) in Österreich (auf Basis von Viertelstundenwerten)
[E-Control 1, 2007]

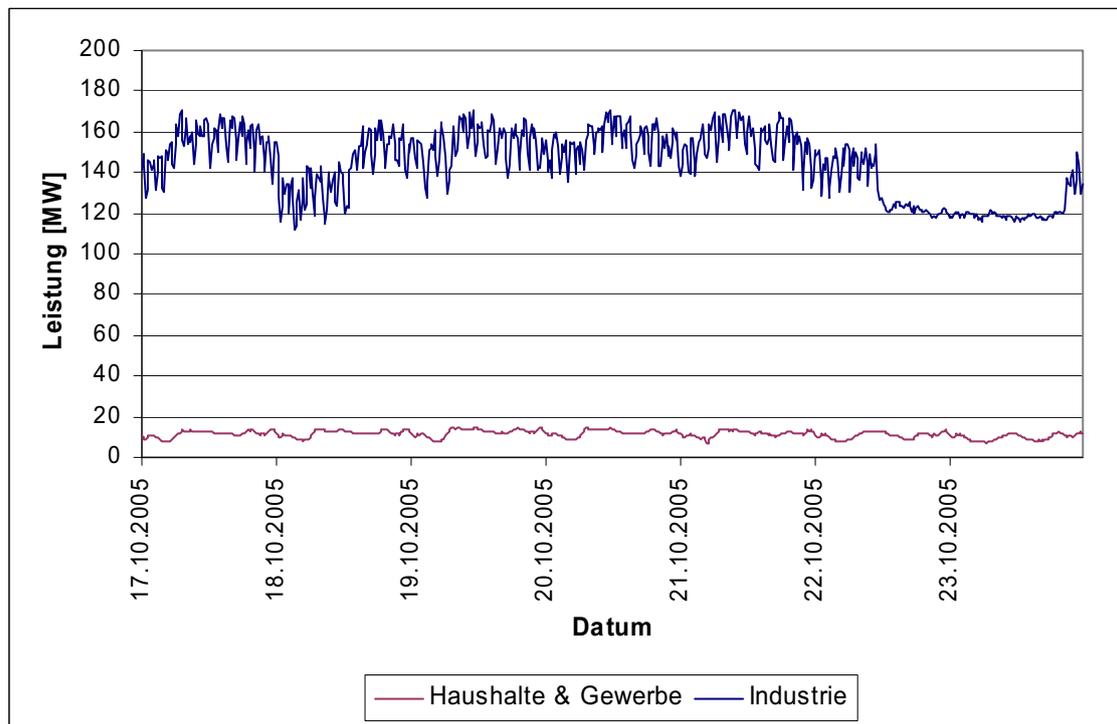


Abbildung 56: Leistungswerte des Stromverbrauches der 3. Oktoberwoche 2005 (Montag bis Sonntag) nach Sektoren in der Modellregion (auf Basis von Viertelstundenwerten)
[Beteiligte Firmen]

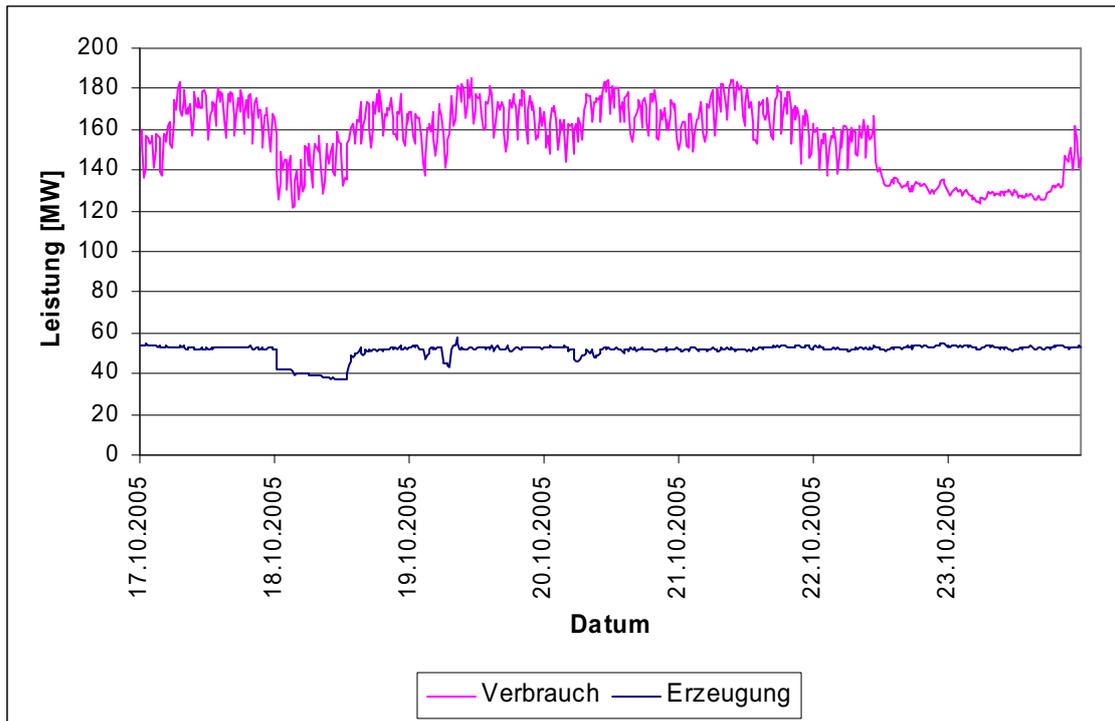


Abbildung 57: Leistungswerte der Stromerzeugung und des –verbrauches in der 3. Oktoberwoche 2005 (Montag bis Sonntag) in der Modellregion (auf Basis von Viertelstundenwerten)
[Beteiligte Firmen]

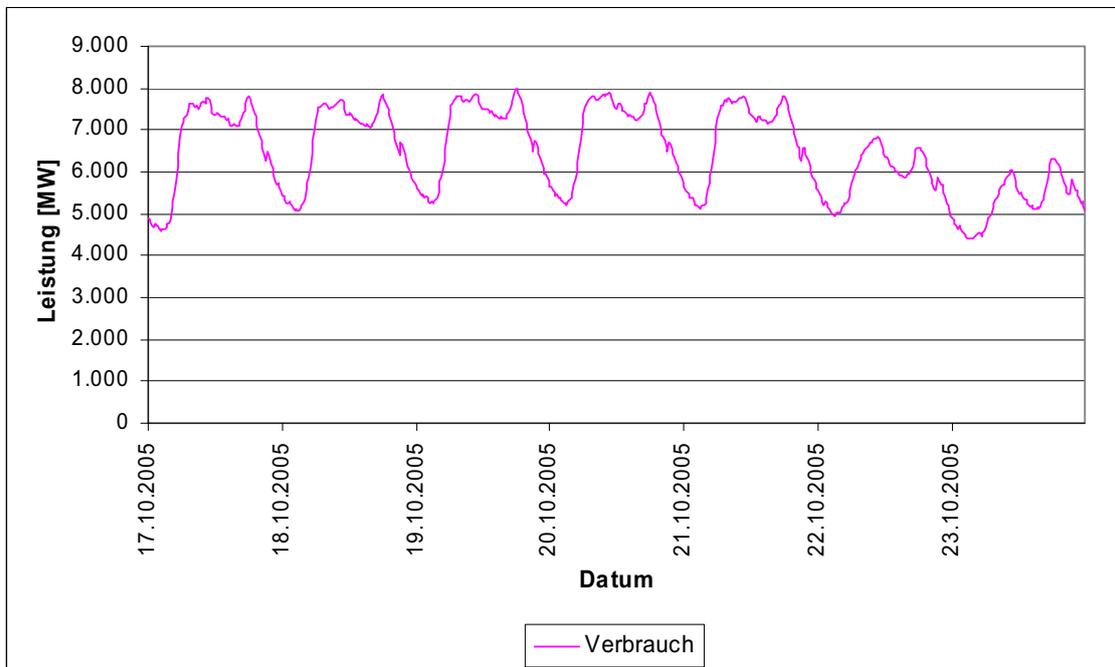


Abbildung 58: Leistungswerte des Stromverbrauches in der 3. Oktoberwoche 2005 (Montag bis Sonntag) in Österreich (auf Basis von Viertelstundenwerten)
[E-Control 1, 2007]

Anhang B – Wochenganglinien des Erdgasverbrauches

Nachfolgend wird der Erdgasverbrauch in der Industrieregion und in Österreich anhand von repräsentativen Wochenganglinien auf Basis von Stundenwerten dargestellt:

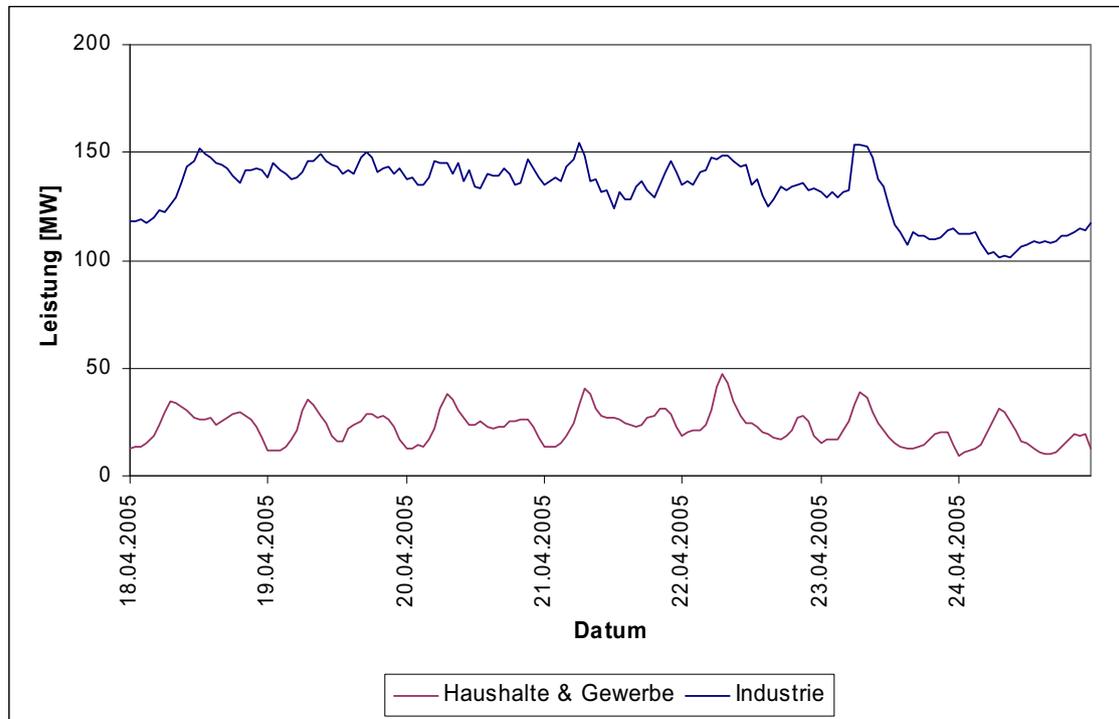


Abbildung 59: Leistung des Erdgasverbrauches der 3. Aprilwoche 2005 (Montag bis Sonntag) nach Sektoren in der Industrieregion Bruck an der Mur / Kapfenberg (auf Basis von Stundenwerten) [Beteiligte Firmen]

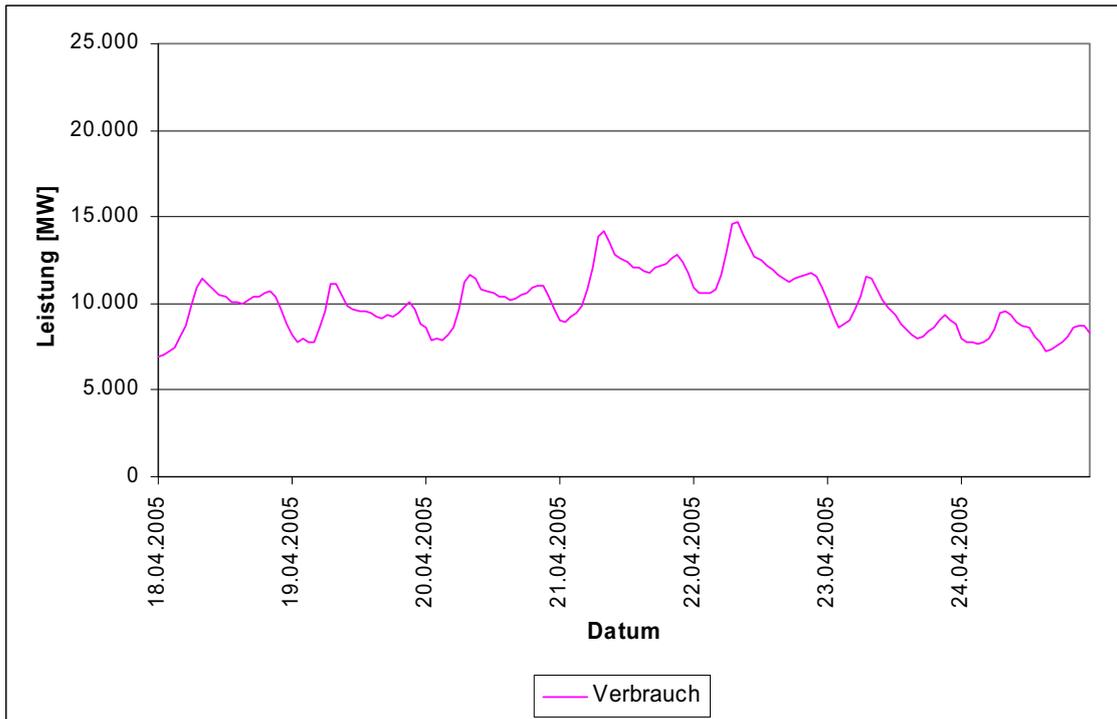


Abbildung 60: Leistung des Erdgasverbrauches der 3. Aprilwoche 2005 (Montag bis Sonntag) in Österreich (auf Basis von Stundenwerten) [E-Control 2, 2007]

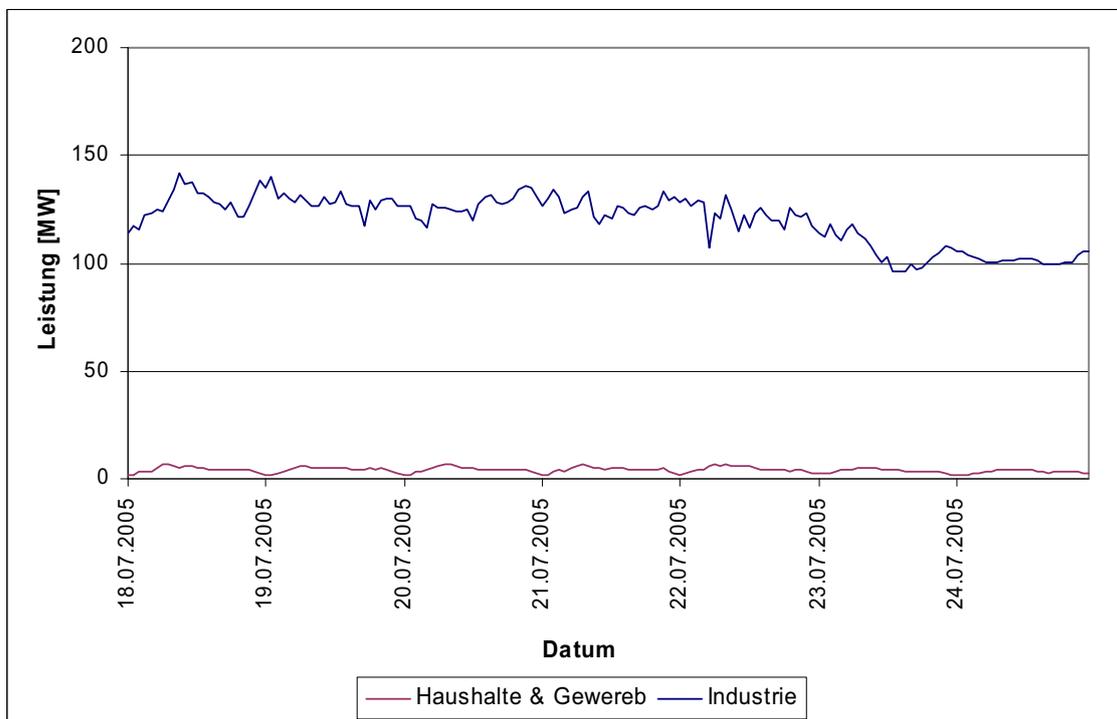


Abbildung 61: Leistung des Erdgasverbrauches der 3. Juliwoche 2005 (Montag bis Sonntag) nach Sektoren in der Industrieregion Bruck an der Mur / Kapfenberg (auf Basis von Stundenwerten) [Beteiligte Firmen]

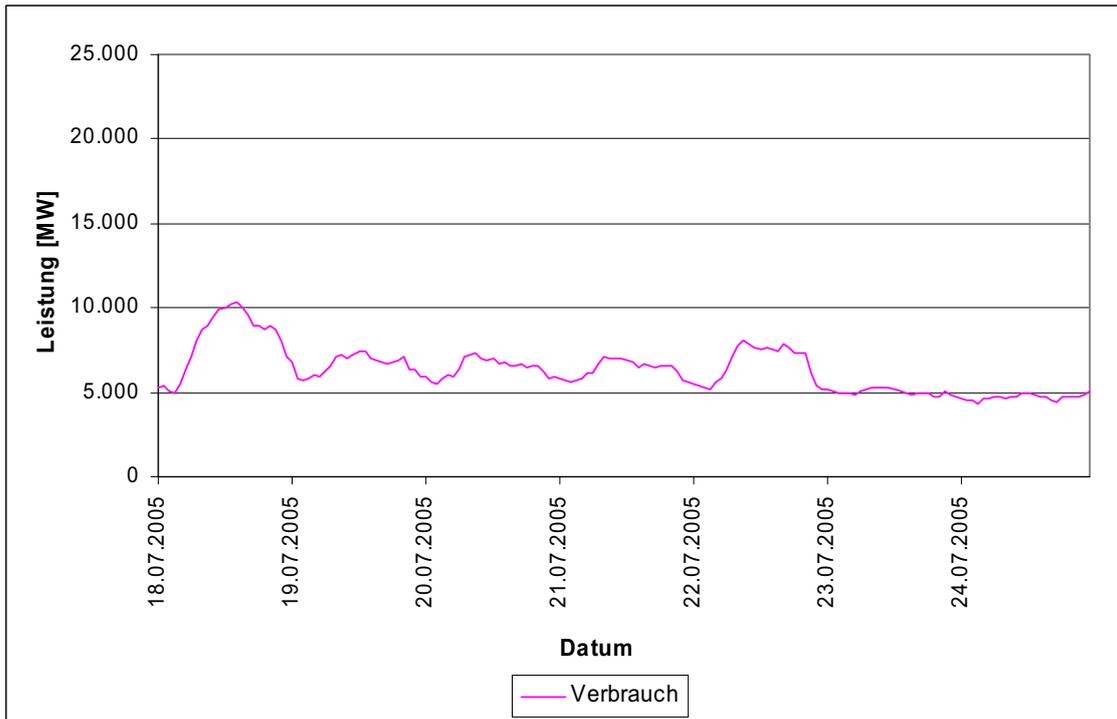


Abbildung 62: Leistung des Erdgasverbrauches der 3. Juliwoche 2005 (Montag bis Sonntag) in Österreich (auf Basis von Stundenwerten)
 [E-Control 2, 2007]

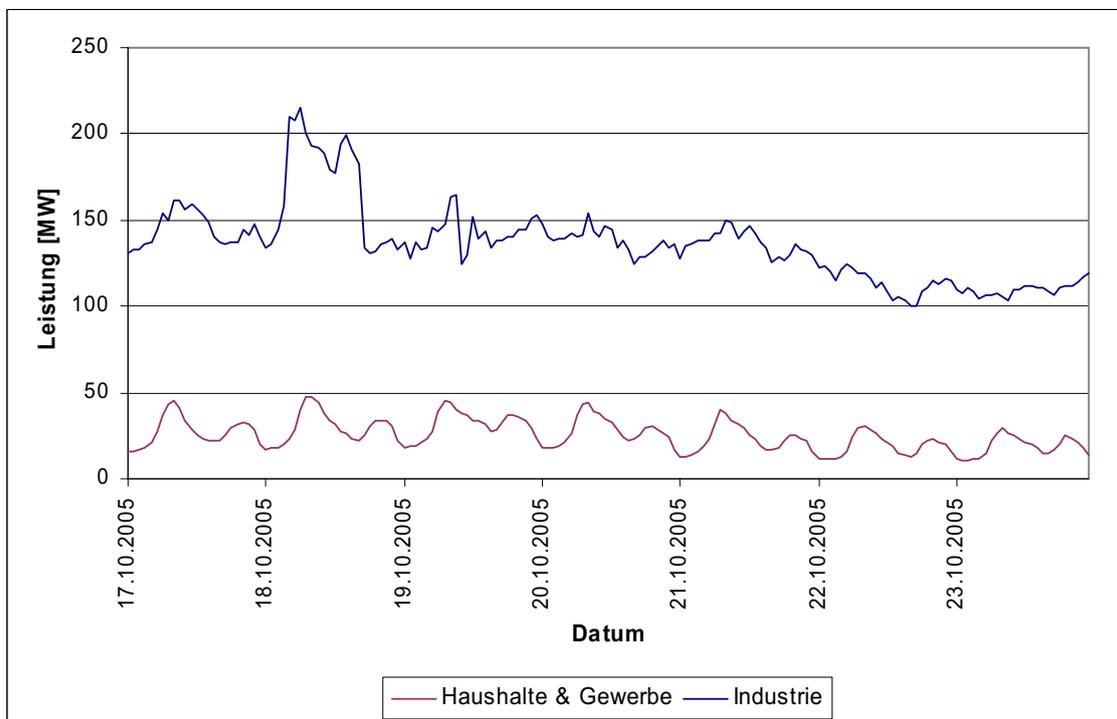


Abbildung 63: Leistung des Erdgasverbrauches der 3. Oktoberwoche 2005 (Montag bis Sonntag) nach Sektoren in der Industrieregion Bruck an der Mur / Kapfenberg (auf Basis von Stundenwerten)
 [Beteiligte Firmen]

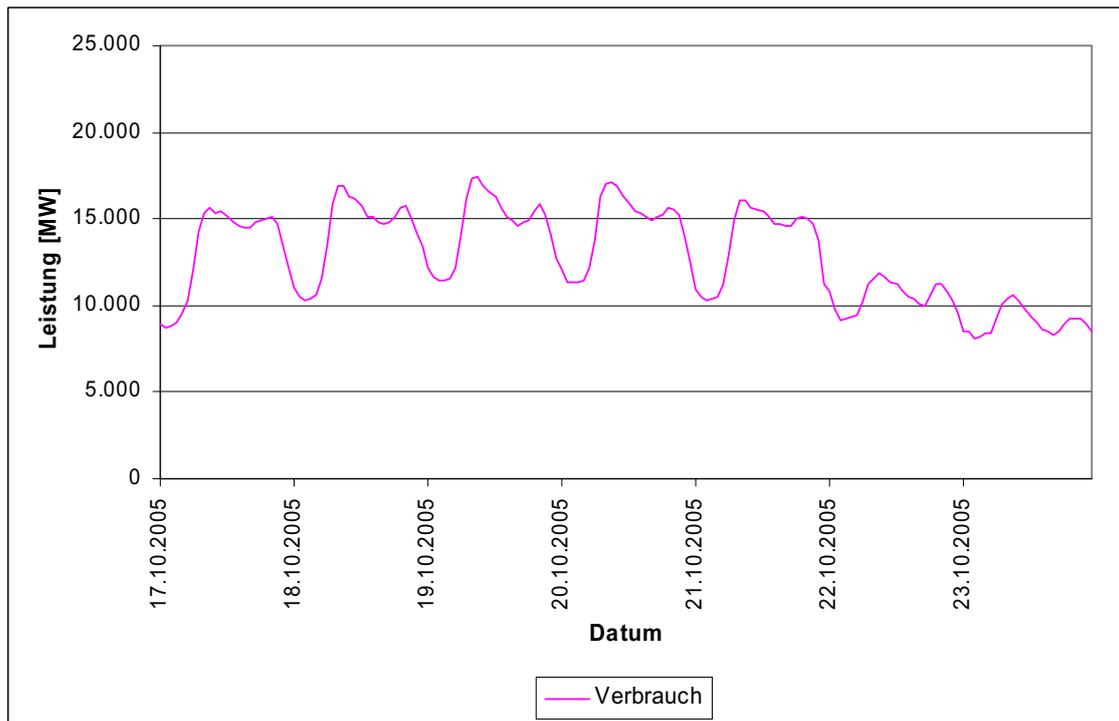


Abbildung 64: Leistung des Erdgasverbrauches der 3. Oktoberwoche 2005 (Montag bis Sonntag) in Österreich (auf Basis von Stundenwerten)
[E-Control 2, 2007]

Anhang C – Standortbezogene Windgeschwindigkeitenverteilung

Nachfolgend erfolgt eine Darstellung der Verteilung der Windgeschwindigkeiten an möglichen Standorten für Windenergieanlagen im Bezirk Bruck an der Mur:

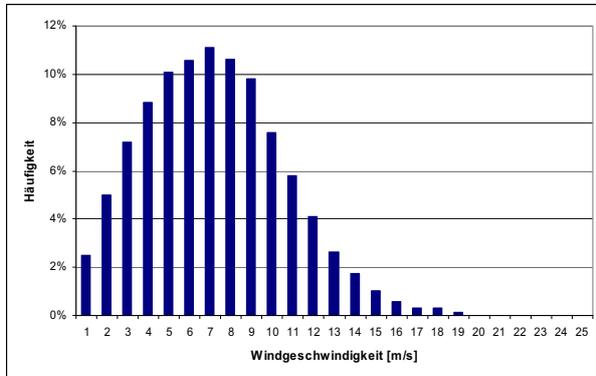


Abbildung 65: Verteilung der Windgeschwindigkeiten am Standort Dornerkogel auf Basis von Halbstundenwerten

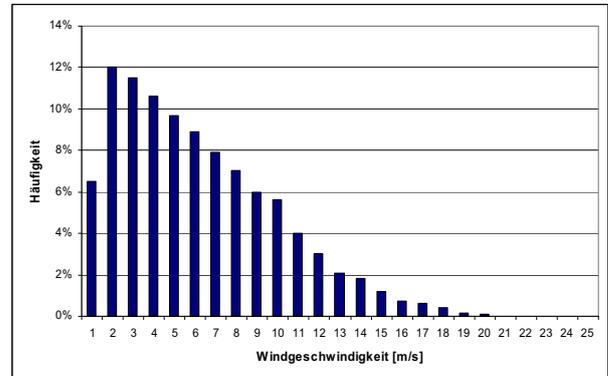


Abbildung 67: Verteilung der Windgeschwindigkeiten am Standort Zöberer Höhe auf Basis von Halbstundenwerten

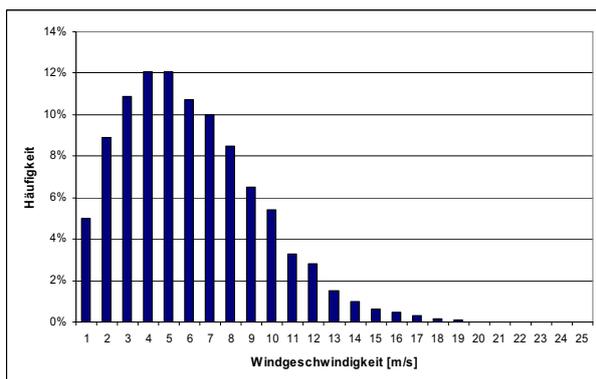


Abbildung 66: Verteilung der Windgeschwindigkeiten am Standort Schwarzkogel auf Basis von Halbstundenwerten

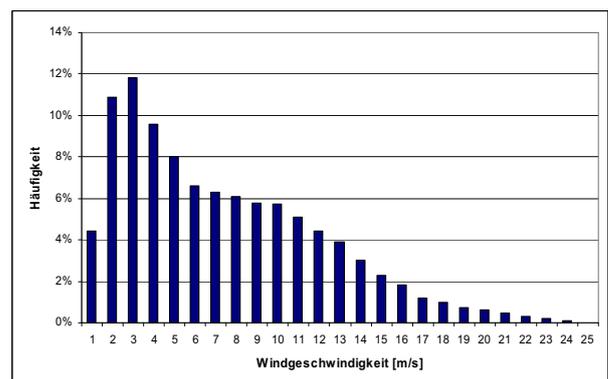


Abbildung 68: Verteilung der Windgeschwindigkeiten am Standort Wohntalhocheck auf Basis von Halbstundenwerten

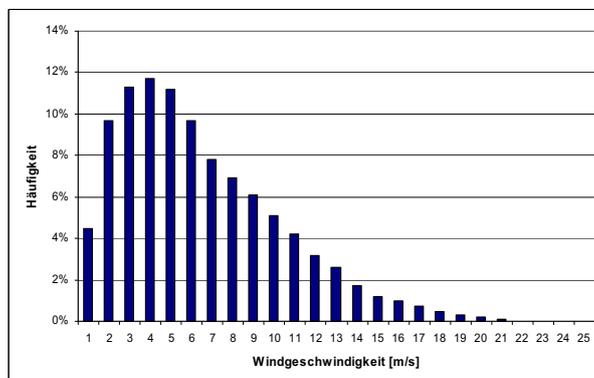


Abbildung 69: Verteilung der Windgeschwindigkeiten am Standort Predigtstuhl auf Basis von Halbstundenwerten

Anhang D – Gebäudeanzahl und –grundfläche

Im Folgenden werden die Gebäudeanzahl und deren Gesamtfläche in den Katastralgemeinden Bruck an der Mur und Kapfenberg dargestellt:

Tabelle 22: Gebäudeanzahl und –gesamtfläche in der Katastralgemeinde Bruck an der Mur [BRUGIS, 2007]

	Bruck an der Mur		
Gebäudetyp	Gebäude [#]	Gebäude [%]	Gesamtfläche [m ²]
Wohngebäude	2.245	64,6	382.923
Nichtwohngebäude	1.232	35,4	419.515
Summe	3.477	100,0	802.438

Tabelle 23: Gebäudeanzahl und –gesamtfläche in der Katastralgemeinde Kapfenberg

^{a)}[Jahresbericht Kapfenberg, 2005], [Statistik Austria 2, 2001], ^{b)}[Statistik Austria 3, 2001]

	Kapfenberg		
Gebäudetyp	Gebäude [#]	Gebäude [%]	Gesamtfläche [m ²]
Wohngebäude	3.658 ^{a)}	82,8 ^{b)}	623.934
Nichtwohngebäude	629 ^{a)}	17,2 ^{b)}	214.244
Summe	4.287	100,0	838.178

Erläuterungen: die Errechnung der jeweiligen Gebäudetypgesamtfläche von Kapfenberg erfolgte ausgehend von der jeweiligen mittleren Gebäudetypgrundfläche von Bruck an der Mur und wurde über die entsprechende Gebäudetypanzahl von Kapfenberg bestimmt, da angenommen wurde, dass ähnliche Charakteristika zu Grunde liegen

Anhang E – Detaildarstellung unterschiedlicher Solarpotenziale

Nachfolgend wird das realistische Potenzial der Solarenergienutzung durch Einbindung von thermischer Abfallverwertung bzw. Umgebungswärme in die Niedertemperaturbereitstellung in der Industrieregion Bruck an der Mur / Kapfenberg dargestellt:

Tabelle 24: Realistisches Solarpotenzial unter Berücksichtigung der thermischen Abfallverwertung und Umgebungswärme in der Niedertemperaturwärmebereitstellung in der Industrieregion Bruck an der Mur / Kapfenberg

		Szenario 1	Szenario 2	Szenario 3	
Nutzenergie		Wärme	Strom	Wärme	Strom
[%] der Kollektorfläche		100	100	33	67
Jahreserzeugung	[Gwh/a]	67,1	29,9	22,1	20,1
Maximale mittlere Tagesleistung	[MW]	5,80	13,01	4,29	3,89

Tabelle 25: Monatlicher Energieertrag unterschiedlicher Szenarien des Solarpotenzial unter Berücksichtigung der thermischen Abfallverwertung und Umgebungswärme in der Niedertemperaturwärmebereitstellung in der Industrieregion Bruck an der Mur / Kapfenberg

Szenario	1	2	3	
Nutzenergie	Wärme	Strom	Wärme	Strom
[%] der Kollektorfläche	100	100	33	67
Einheit	[GWh]			
<i>Jänner</i>	2,0	0,9	0,7	0,6
<i>Februar</i>	3,1	1,4	1,0	0,9
<i>März</i>	5,4	2,4	1,8	1,6
<i>April</i>	7,1	3,2	2,4	2,1
<i>Mai</i>	8,9	4,0	2,9	2,7
<i>Juni</i>	9,4	4,2	3,1	2,8
<i>Juli</i>	9,6	4,3	3,2	2,9
<i>August</i>	8,2	3,7	2,7	2,4
<i>September</i>	5,9	2,6	1,9	1,8
<i>Oktober</i>	3,9	1,7	1,3	1,2
<i>November</i>	2,1	1,0	0,7	0,6
<i>Dezember</i>	1,5	0,7	0,5	0,5
Summe	67,1	29,9	22,1	20,1

Tabelle 26: Tabelle 27: Mittlere monatliche Tagesleistung unterschiedlicher Szenarien des Solarpotenzial unter Berücksichtigung der thermischen Abfallverwertung und Umgebungswärme in der Niedertemperaturwärmebereitstellung in der Industrieregion Bruck an der Mur / Kapfenberg

Szenario	1	2	3	
Nutzenergie	Wärme	Strom	Wärme	Strom
[%] der Kollektorfläche	100	100	33	67
Einheit	[MW]			
Jänner	2,7	1,2	0,9	0,8
Februar	4,6	2,0	1,5	1,4
März	7,3	3,2	2,4	2,2
April	9,9	4,4	3,3	3,0
Mai	12,0	5,3	3,9	3,6
Juni	13,0	5,8	4,3	3,9
Juli	12,9	5,7	4,2	3,9
August	11,0	4,9	3,6	3,3
September	8,2	3,6	2,7	2,4
Oktober	5,2	2,3	1,7	1,5
November	3,0	1,3	1,0	0,9
Dezember	2,1	0,9	0,7	0,6
Maximale mittlere Tagesleistung	13,0	5,8	4,3	3,9

Solarthermie

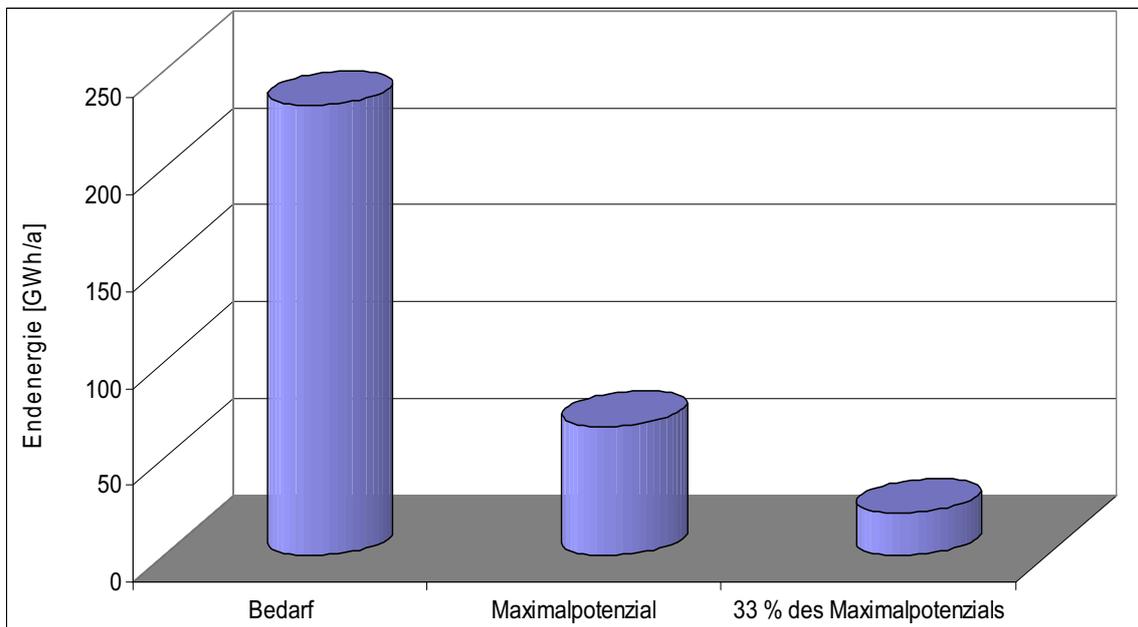


Abbildung 70: Jährlicher Wärmeverbrauch der Haushalte und jährliche Solarwärmeerzeugung mit einem solarthermischen Deckungsgrad von 100 % sowie 33 % in der Industrieregion Bruck an der Mur / Kapfenberg

[Beteiligte Firmen], [Statistik Austria 2, 2001], [Statistik Austria 3, 2001], [Statistik Austria 5, 2007]

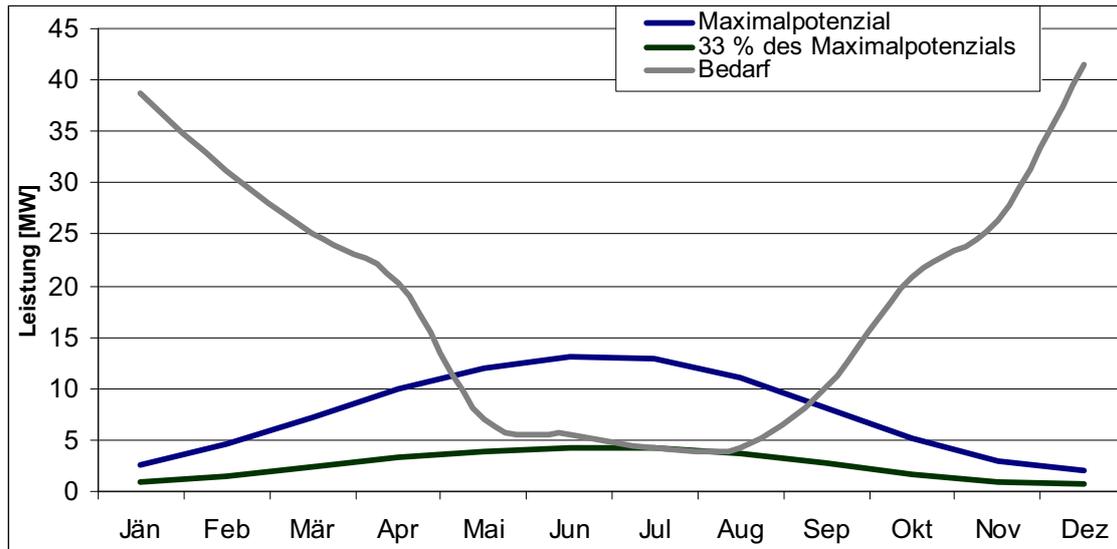


Abbildung 71: Mittlerer täglicher Leistungsbedarf an Wärme der Haushalte und mittlere tägliche Leistungsbereitstellung an Solarwärme mit einem solarthermischen Deckungsgrad von 100 % sowie 33 % im Jahresverlauf in der Industrieregion Bruck an der Mur / Kapfenberg
 [Beteiligte Firmen], [Statistik Austria 2, 2001], [Statistik Austria 3, 2001], [Statistik Austria 5, 2007]

Photovoltaik

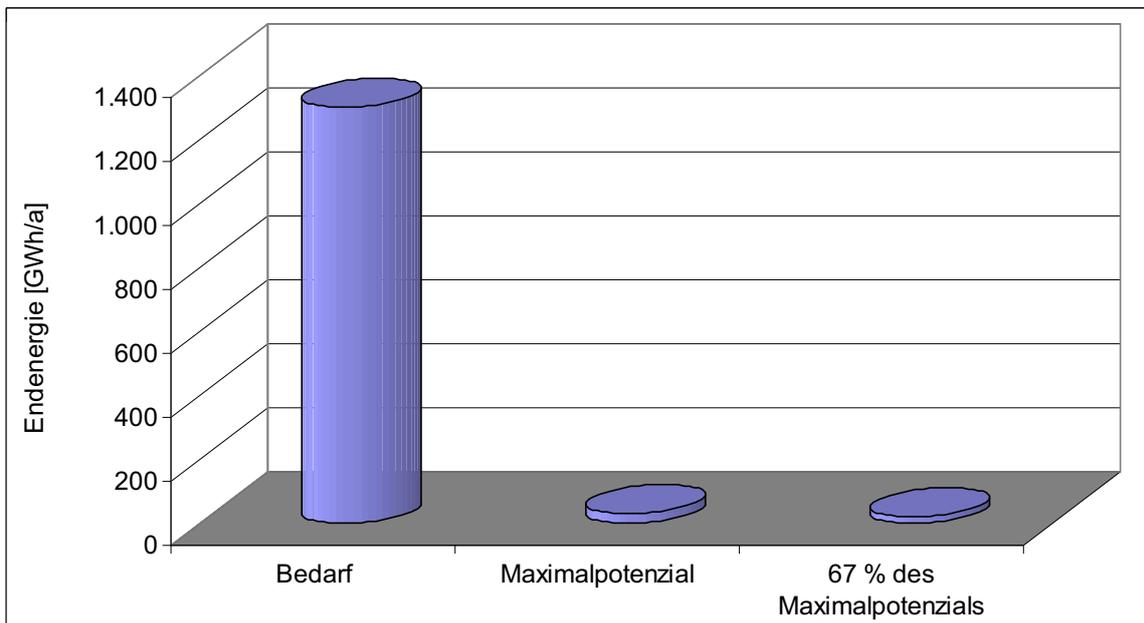


Abbildung 72: Jährlicher Gesamtstromverbrauch und jährliche Solarstromerzeugung mit einem photovoltaischen Deckungsgrad von 100 % sowie 67 % in der Industrieregion Bruck an der Mur / Kapfenberg
 [Beteiligte Firmen], [Statistik Austria 2, 2001], [Statistik Austria 3, 2001], [Statistik Austria 5, 2007]

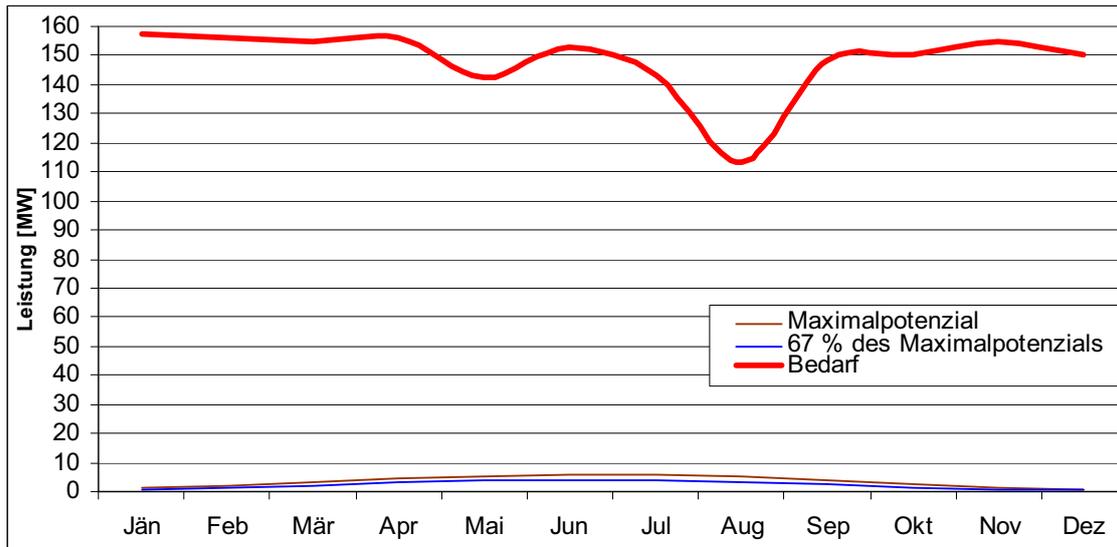


Abbildung 73: Mittlerer täglicher Leistungsbedarf an Strom und mittlere tägliche Leistungsbereitstellung an Solarstrom mit einem photovoltaischen Deckungsgrad von 100 % sowie 67 % im Jahresverlauf unter Berücksichtigung der thermischen Abfallverwertung und Umgebungswärme in der Niedertemperaturwärmebereitstellung in der Industrieregion Bruck an der Mur / Kapfenberg

[Beteiligte Firmen], [Statistik Austria 2, 2001], [Statistik Austria 3, 2001], [Statistik Austria 5, 2007]

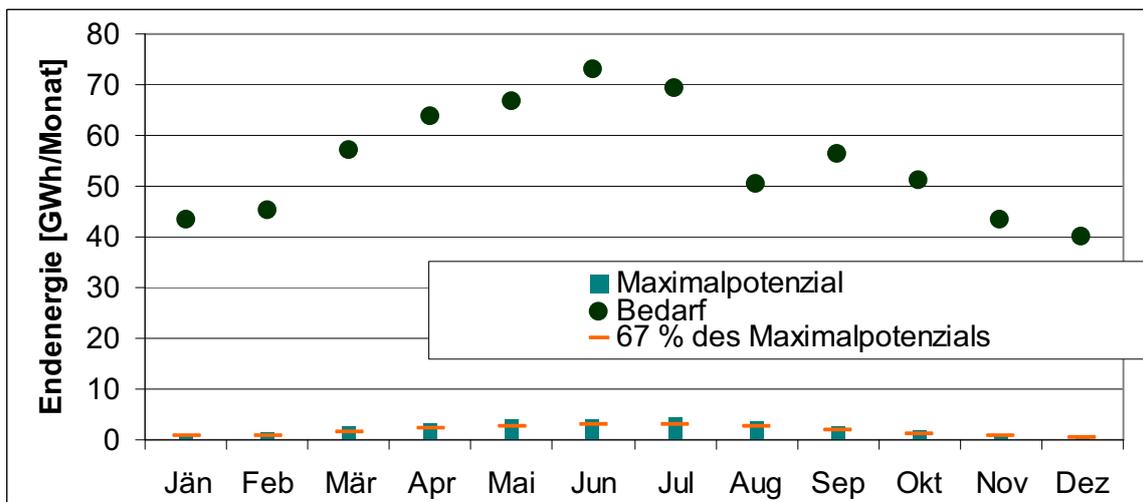


Abbildung 74: Monatlicher Strombedarf bei Tageslicht und monatliche Bereitstellung an Solarstrom mit einem photovoltaischen Deckungsgrad von 100 % sowie 67 % unter Berücksichtigung der thermischen Abfallverwertung und Umgebungswärme in der Niedertemperaturwärmebereitstellung in der Industrieregion Bruck an der Mur / Kapfenberg

[Beteiligte Firmen], [Statistik Austria 2, 2001], [Statistik Austria 3, 2001], [Statistik Austria 5, 2007]

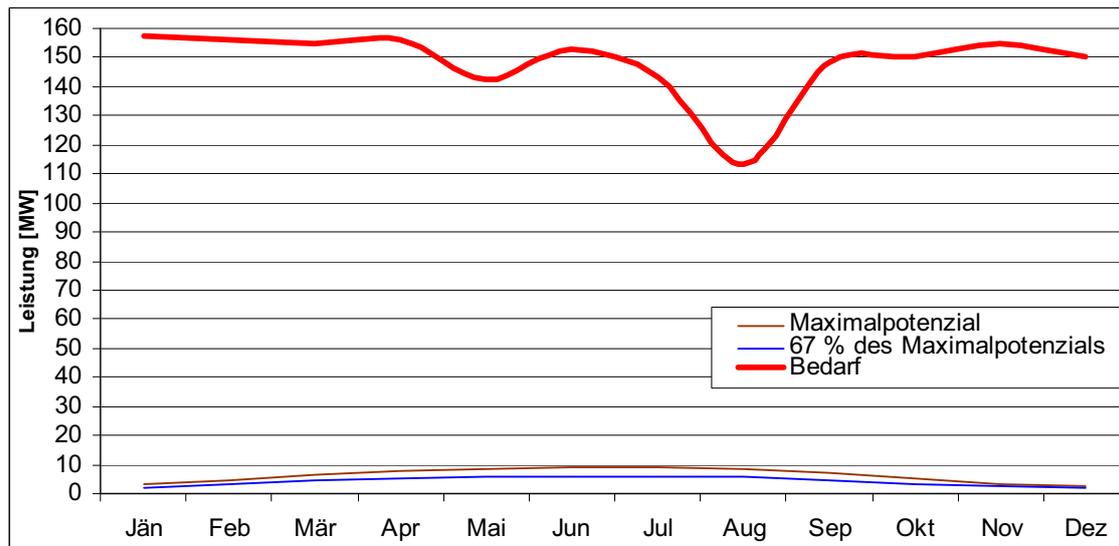


Abbildung 75: Mittlerer Leistungsbedarf an Strom und mittlere Leistungsbereitstellung an Solarstrom bei Tageslicht mit einem photovoltaischen Deckungsgrad von 100 % sowie 67 % im Jahresverlauf unter Berücksichtigung der thermischen Abfallverwertung und Umgebungswärme in der Niedertemperaturwärmebereitstellung in der Industrieregion Bruck an der Mur / Kapfenberg
[Beteiligte Firmen], [Statistik Austria]; [E-Control 2]

Tabelle 28: Mittlere monatliche Leistung bei Tageslicht unterschiedlicher Szenarien des Solarstrompotenzials unter Berücksichtigung der thermischen Abfallverwertung und Umgebungswärme in der Niedertemperaturwärmebereitstellung in der Industrieregion Bruck an der Mur / Kapfenberg

Szenario	2	3
Nutzenergie	Strom	
[%] der Kollektorfläche	100	67
Einheit	[MW]	
<i>Jänner</i>	3,2	2,1
<i>Februar</i>	4,8	3,2
<i>März</i>	6,6	4,4
<i>April</i>	7,8	5,2
<i>Mai</i>	8,5	5,7
<i>Juni</i>	8,8	5,9
<i>Juli</i>	8,9	5,9
<i>August</i>	8,3	5,5
<i>September</i>	6,9	4,7
<i>Oktober</i>	5,1	3,4
<i>November</i>	3,4	2,3
<i>Dezember</i>	2,6	1,7
Maximale mittlere Tagesleistung	8,9	5,9

Anhang F – Fragenkatalog

Um Beweggründe für die Entstehung von Modellregionen, mögliche Barrieren und Erfolgsfaktoren zu erheben, sowie Erfahrungen bei der regionalen Einbindung regenerativer Energien zu sammeln, wurden Befragungen durchgeführt. Diese erfolgten anhand eines Fragenkataloges.

FRAGENKATOLOG

Erhebung von Barrieren und Erfolgsfaktoren von gestarteten Modellsystemen

Was waren die entscheidenden Grundvoraussetzungen für die erfolgreiche Umsetzung der Modellregion, wo lagen die Barrieren und wie wurden diese überwunden?

Allgemein:

1. Name der Auskunft gebenden Person
2. Funktion der Auskunft gebenden Person

3. Welche handelnden Personen/ Institutionen sind beteiligt
4. Sind alle Akteure für das Projekt; wenn nein, wie wurden sie überzeugt
5. Art und Weise der Finanzierung
6. Organisationsform
7. Allgemeine Projektbeschreibung (EdZ-Bericht?)

Handlungsfelder:

8. Wurde eine Umfeldanalyse durchgeführt
9. Wie werden die einzelnen Gruppen in das Projekt eingebunden/ dürfen sie mitgestalten
10. Betreuung von SchlüsselakteurInnen
 - a. Motivation der Akteure zur Mitarbeit
 - b. Breite des Beteiligungsprozesses in der Region
 - c. Stärkung der Netzwerkstrukturen
 - d. Pressearbeit, -betreuung
 - e. Definition von Teilöffentlichkeiten

11. Begleitende Öffentlichkeitsarbeit

- a. Definition von Teilöffentlichkeiten
- b. Begleitende Veranstaltungen
- c. laufendes Informationsangebot (z.B. Homepage)
- d. Betreuungsteam (Betreuung der Meinungsbildner u. Pressebetreuung)
- e. Kommunikationsplan im Krisenfall
- f. Erfassung der Resonanz (Medienresonanz)
- g. Evaluierung der kommunikativen Begleitmaßnahmen

12. Wie wurde der Erfolg erlebbar gemacht

13. Wie werden die Energieabnehmer eingebunden

- a. War die (kostengünstige) Wärmebereitstellung ein großer/ausschlaggebender Anreiz für die Ansiedelung von Industriebetrieben?
- b. Zu welchem Preis wird die Wärme an Industriekunden abgegeben?
- c. Zu welchem Preis wird die Wärme an Privatkunden abgegeben?

Technische Daten:

1. Verbrauchsstruktur

- a. Nach HH +Gewerbe, Industrie,
- b. Nach Endenergie (Strom, Wärme, Treibstoff, Erdgas)
- c. Verwendete Technologie
- d. Heizkennzahl

2. Erzeugungsstruktur

- a. Nach Endenergie (Strom, Wärme, Treibstoff, Erdgas)
- b. Verwendete Technologie
- c. Nach eingesetztem Sekundärenergieträger

3. Potential/Verfügbarkeit der Energieträger

- a. Warum haben Sie sich für eine bestimmte Technologie entschieden (Stichwort: Akzeptanz der einzelnen Technologien in der Bev.)
- b. Warum sind bestimmte Technologien nicht zum Einsatz gekommen

4. Profil der Modellregion/ Werte (Wie ist die Vergleichbarkeit, Struktur?)

- a. Anteil Industrie
- b. Landwirtschaft
- c. Gewerbe
- d. Haushalte in der Region

5. Vorhandene Kennzahlen