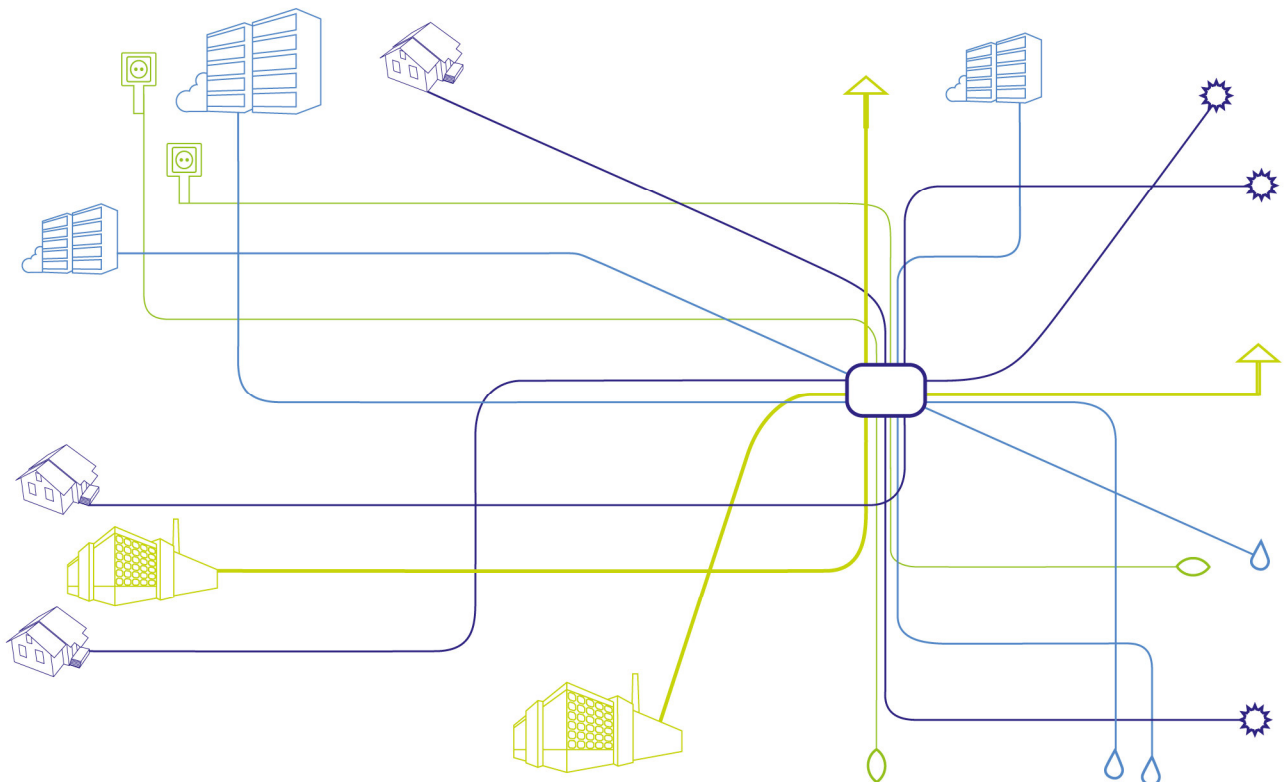




Smart Exergy Leoben

Energetische Optimierung der
Energieflüsse für eine smarte
Industriestadt Leoben



VORWORT

Die Publikationsreihe **BLUE GLOBE REPORT** macht die Kompetenz und Vielfalt, mit der die österreichische Industrie und Forschung für die Lösung der zentralen Zukunftsaufgaben arbeiten, sichtbar. Strategie des Klima- und Energiefonds ist, mit langfristig ausgerichteten Förderprogrammen gezielt Impulse zu setzen. Impulse, die heimischen Unternehmen und Institutionen im internationalen Wettbewerb eine ausgezeichnete Ausgangsposition verschaffen.

Jährlich stehen dem Klima- und Energiefonds bis zu 150 Mio. Euro für die Förderung von nachhaltigen Energie- und Verkehrsprojekten im Sinne des Klimaschutzes zur Verfügung. Mit diesem Geld unterstützt der Klima- und Energiefonds Ideen, Konzepte und Projekte in den Bereichen Forschung, Mobilität und Marktdurchdringung. Mit dem **BLUE GLOBE REPORT** informiert der Klima- und Energiefonds über Projektergebnisse und unterstützt so die Anwendungen von Innovation in der Praxis. Neben technologischen Innovationen im Energie- und Verkehrsbereich werden gesellschaftliche Fragestellung und wissenschaftliche Grundlagen für politische Planungsprozesse präsentiert.

Der **BLUE GLOBE REPORT** wird der interessierten Öffentlichkeit über die Homepages www.klimafonds.gv.at sowie www.smartcities.at zugänglich gemacht und lädt zur kritischen Diskussion ein.

Der vorliegende Bericht dokumentiert die Ergebnisse eines Projekts aus dem Forschungs- und Technologieprogramm „**Smart Cities Demo - 5. Ausschreibung**“. Die Vision des Klima- und Energiefonds für die Smart-Cities-Initiative mit ihren jährlichen Ausschreibungen ist die erstmalige Umsetzung einer „Smart City“ oder einer „Smart Urban Region“, in der technische und soziale Innovationen intelligent eingesetzt und kombiniert werden, um die Lebensqualität künftiger Generationen zu erhalten bzw. zu optimieren. Ein Stadtteil bzw. -quartier, eine Siedlung oder eine urbane Region in Österreich soll durch den Einsatz intelligenter grüner Technologien zu einer „Zero Emission City“ oder „Zero Emission Urban Region“ werden.

Smarte Stadtentwicklung erfordert intelligente, vernetzte und integrierte Lösungen. Mittelfristig werden **groß angelegte, sichtbare Demonstrationsprojekte** in ganz Österreich angestrebt, die sowohl Maßnahmenbündel **im Bestand** („Retrofit“), als auch **im Neubau** umfassen. Die mehrjährige Smart-Cities-Initiative des Klima- und Energiefonds ist strategisch klar auf **Umsetzungen** ausgerichtet: Entsprechend sind insbesondere Technologieentwicklungen essentiell, die die **Interaktion und Vernetzung zwischen einzelnen technischen Systemen** ermöglichen. Auf die **thematische Offenheit hinsichtlich**

der Wahl der Technologien (beispielsweise für die Energieaufbringung, für Effizienz, Speicherung, Kommunikation, Mobilität etc.) wird dabei Wert gelegt.

A handwritten signature in black ink, reading "Theresia Vogel". The script is cursive and elegant, with the first name and last name clearly distinguishable.

Theresia Vogel
Geschäftsführerin, Klima- und Energiefonds

A handwritten signature in black ink, reading "Ingmar Höbarth". The signature is more stylized and compact than the one on the left, with some overlapping strokes.

Ingmar Höbarth
Geschäftsführer, Klima- und Energiefonds

PUBLIZIERBARER ENDBERICHT

A. Projektdetails

Kurztitel:	Smart Exergy Leoben	
Langtitel:	Exergetische Optimierung der Energieflüsse für eine smarte Industriestadt Leoben	
Programm:	Smart Cities Demo - 5. Ausschreibung	
Dauer:	01.06.2015 bis 30.09.2016	
KoordinatorIn/ ProjekteinreicherIn:	Energieinstitut an der Johannes Kepler Universität Linz	
Kontaktperson - Name:	Dr. Horst Steinmüller Dr. Robert Tichler	Energieinstitut an der Johannes Kepler Universität
Kontaktperson - Adresse:	Altenberger Straße 69, 4040 Linz	
Kontaktperson - Telefon:	+43(0)732 / 2468-5659	
Kontaktperson E-Mail:	steinmueller@energieinstitut-linz.at tichler@energieinstitut-linz.at	
Projekt- und KooperationspartnerIn (inkl. Bundesland):	P1: Stadtwerke Leoben e.U (Steiermark) P2: Montanuniversität Leoben – Lehrstuhl für Energieverbundtechnik (Steiermark) P3: Montanuniversität Leoben – Lehrstuhl für Verfahrenstechnik des industriellen Umweltschutzes (Steiermark) P4: Technische Universität Wien – Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe (Wien)	

Projektwebsite:	-
Schlagwörter (im Projekt bearbeitete Themen-/Technologiebereiche)	☐ Gebäude ☒ Energienetze ☒ andere kommunale Ver- und Entsorgungssysteme ☐ Mobilität ☐ Kommunikation und Information
Projektgesamtkosten genehmigt:	254.057 €
Fördersumme genehmigt:	196.500 €
Klimafonds-Nr:	KR14SC5F12320
Erstellt am:	22.11.2016

Diese Projektbeschreibung wurde von der Fördernehmerin/dem Fördernehmer erstellt. Für die Richtigkeit, Vollständigkeit und Aktualität der Inhalte übernimmt der Klima- und Energiefonds keine Haftung.

B. Projektbeschreibung

B.1 Kurzfassung

Ausgangssituation / Motivation:	Für eine zukünftige Stadt ist eine effiziente Nutzung ihrer lokalen Ressourcen unabdingbar. In vielen Städten herrschen aufgrund der vorhandenen Industrie- und Gewerbebetriebe viele ungenutzte Ressourcen - in Form von Strom, Gas oder Wärme - vor. Die Industriestadt Leoben zeigt bereits jetzt, dass energetische Synergien zwischen den Industriebetrieben und der Kommune effizient genutzt werden können. Die Stadt verfügt aufgrund der Fläche von rund 108 km² und einer Vielzahl an Industrie- und Gewerbebetriebe über zahlreiche Möglichkeiten den lokalen Ressourceneinsatz zu verbessern und bietet daher beste Voraussetzungen für eine ganzheitliche energiedomänenübergreifende exergetische Optimierung.
Bearbeitete Themen-/ Technologiebereiche:	Gebäude, Energienetze, kommunale Ver- und Entsorgungssysteme
Inhalte und Zielsetzungen:	In dem Projekt „Smart Exergy Leoben“ wurde für die industriell geprägte Stadt Leoben sondiert, welche Primärenergieeinsparungen durch die smarte Nutzung von bestehenden Ressourcen erzielt werden können. Leoben als Industrie- und Universitätsstadt mit ca. 28.000 EinwohnerInnen besitzt alle Grundlagen für die Entwicklung einer umfassenden integrativen smarten Energie- und Ressourcenversorgung. Im Projekt wurde hierfür erstmals mit Hilfe eines Energieknotenmodells eine energiedomänenübergreifende Exergieanalyse für das gesamte Energiesystem einer österreichischen Stadt angewendet. Zweck dieser Analyse ist es, die

	Energieflüsse hinsichtlich ihrer erforderlichen Energieniveaus zu bewerten und anschließend optimal im Energiesystem einzusetzen. Das Ziel ist, das Leobener Energiesystem hinsichtlich des lokalen Ressourceneinsatzes zu optimieren ohne die Versorgungsqualität in den bestehenden Energienetzen zu beeinflussen.
Methodische Vorgehensweise:	Um die Energieflüsse exergetisch bewerten zu können wurden eingangs alle bestehenden Energieflüsse des Strom-, Gas- und Wärmenetzes erhoben und unter Berücksichtigung aller topografischen Netzrestriktionen zu 44 Energiezellen und -Knoten zusammengefasst. Dies bildet die Basis für die anschließend durchgeführte Exergieanalyse. Sie ist eine effektive Methode, um die Quantität und Qualität von Energie zu beurteilen. Das Konzept der Exergieanalyse ermöglicht es sowohl in Komponenten als auch in Gesamtsystemen jene Bereiche zu identifizieren, in denen die höchsten thermodynamischen Ineffizienzen vorherrschen. Ausgehend der Ergebnisse der Exergieanalyse wurden drei Szenarien abgeleitet, um den lokalen Ressourceneinsatz zu optimieren. Diese Szenarien wurden anschließend statisch ökonomisch wie auch volkswirtschaftlich und ökologisch bewertet.
Ergebnisse und Schlussfolgerungen:	Das Ergebnis bildet ein optimiertes Energiesystem für die Industriestadt Leoben, welches sich in drei untergeordnete Energieszenarien unterteilt: Im ersten Szenario wurde untersucht, welche Abwärmepotenziale in Leoben für Fernwärmezwecke zur Verfügung stehen. Durch die Nähe zum Standort des integrierten Hüttenwerks Donawitz verfügt die Stadt Leoben über die Möglichkeit, zusätzlich

industrielle Abwärme in das Fernwärmenetz der Stadtwerke Leoben einzuspeisen, wodurch exergetisch weniger sinnvolle Gasheizungen im Stadtgebiet ersetzt werden können.

Es konnte festgestellt werden, dass das Leobener Fernwärmenetz bereits ausreichend dimensioniert ist, um auch den erhöhten Herausforderungen dieses Szenarios gerecht zu werden, wonach zusätzlich 845 Gebäude mit einer Leistung von 12,5 MW im Stadtzentrum mit Fernwärme aus Abwärme beheizt werden.

In Szenario 2 trägt eine bedarfsgerechte und an das Stromnetz angepasste Photovoltaikeinspeisung in Verbindung mit Wärmepumpen dazu bei, den Einsatz fossiler Energieträger für Heizzwecke zu verringern, ohne das Stromnetz zusätzlich zu belasten. Zudem wird der externe Strombezug durch Eigenbedarfsoptimierung reduziert und somit lokale Wertschöpfungsabflüsse verhindert.

Durch Lastflussrechnungen und mithilfe der Einbindung von GIS-Daten des PV-Katasters, wurde die für Leoben optimale Integration von Photovoltaikanlagen ermittelt. Demnach können 1.889 PV-Anlagen mit einer kumulierten Engpassleistung von 56 MW ohne eine Veränderung der bestehenden Netzinfrastuktur in das bestehende Stromnetz integriert werden. Dadurch ist es möglich jährlich rund 60 GWh an Stromimporten durch erneuerbaren und umweltfreundlichen PV-Strom zu ersetzen.

Für die Kläranlage Leoben - an deren Standort eine kommerzielle Biogasanlage für die Verwertung von Klärschlamm und biogenen Abfällen angeschlossen ist – wurde im dritten Szenario eine Power-to-Gas-Anlage (PtG-Anlage) dimensioniert und modelliert. Mithilfe

	der PtG-Technologie kann der vorhandene Klärschlamm effizienter verwertet und in eine hochwertige Energieform (Wasserstoff, Erdgas) umgewandelt werden. Das daraus produzierte Erdgassubstitut dient dabei als Treibstoff für regionale Kraftfahrzeuge, kann aber auch jederzeit in das bestehende Erdgasnetz eingespeist werden. Es konnte festgestellt werden, dass eine Power-to-Gas Anlage an den beiden geeigneten Standorten (Kläranlage Leoben, Brauerei Göss) aufgrund der Netztopografie für das Energiesystem nicht sinnvoll ist, da weder die Netze entlastet noch exergetische Vorteile generiert werden können.
Ausblick:	Mithilfe der als neuartig zu bezeichnenden energiedomänen-übergreifenden exergetischen Optimierung konnte am Beispiel der Industriestadt Leoben gezeigt werden, dass durch eine bedarfsgerechte und an das Netz angepasste Optimierung des Energiesystems ein unerwartet hohes Nutzungspotenzial an lokalen Ressourcen sowie erneuerbarer Energien besteht. Zudem konnte durch die wohlfahrtsökonomische Betrachtung aufgezeigt werden, dass es einer ganzheitlich wirtschaftlichen und ökologischen Betrachtung erfordert, um eine Adaption des Energiesystems bewerten zu können. Da die exergetische Bewertung universell anwendbar ist, ist die Verwertung auch für andere Projekte relevant und hilfreich. Weiters können mit den erzielten Ergebnissen Richtwerte für vergleichbare Mittelzentren abgeleitet werden. Dieses Projekt bildet somit eine solide Basis zur ganzheitlichen techno-ökonomische Bewertung von

	kommunalen Energiesystemen, welche auf viele österreichische Städte angewendet werden kann. Zudem wurde eine Entscheidungsgrundlage für die Frage geschaffen, welche Technologien bzw. Systeme im lokalen Hybridnetz bzw. in die lokale Energieinfrastruktur am effizientesten integriert werden können.
--	---

B.2 English Abstract

Initial situation / motivation:	An efficient use of natural resources is indispensable for the future energy supply. Due to the high number of existing industrial and commercial enterprises in Leoben, there are lots of still unused resources. The industrial city of Leoben already shows that energy synergies can be exploited between the industrial enterprises and the municipality. Due to the area of 108 km² and the large number of industrial and commercial enterprises, Leoben has a wide range of possibilities to optimize local resource use and therefore offers the best prerequisites for a holistic exergetic optimization.
Thematic content / technology areas covered:	Energy networks; Other urban supply and disposal systems; Mobility
Contents and objectives:	The aim of the exploratory project „Smart Exergy Leoben“ is to determine, which primary energy savings can be achieved by a smart utilization of existing resources. As a city characterized by industry and the university with about 28.000 inhabitants, Leoben has all the necessary bases for developing a comprehensive, integrative and smart supply of energy and resources. Within the scope of the project, a power node model

	was developed for the first time to allow for an energy domain cross-cutting exergy analysis for the energy system in an Austrian city. Aim of this analysis is to evaluate the energy flows with regards to their necessary energy level and subsequently utilize them accordingly in the energy system.
Methods:	In order to evaluate all the energy flows on an exergetic level, the data of all existing energy flows of the gas, power and heat grid was gathered and was aggregated to 44 energy cells and power nodes whilst taking into account all topographical restrictions regarding the grid. This aggregation serves as bases for the subsequent exergy analysis, which is an effective method to evaluate both quality and quantity of energy. The concept of the exergy analyses enables to identify thermodynamic inefficiencies in single components or the overall system. Starting from the results of the exergy analysis, three scenarios were defined in order to optimize the local use of resources. The scenarios were then evaluated with regards to static economic, socioeconomic and ecological parameters.
Results:	The result is an optimized energy system for the industrial city of Leoben, which is divided into three subordinate energy scenarios: In the first scenario, the available waste heat potential for district heating purposes was examined. Due to the integrated steel plant „Donawitz“, it is possible for Leoben to integrate industrial waste heat into the district heating system. Thus, exergetic less sensible gas heating systems in the inner city area could be

	replaced. Scenario 2 deals with the reduction of fossil fuels for heating purposes, without any further load on the power grid. This is realized by adequate feed-in of photovoltaic power combined with heat pumps. Furthermore, the external power purchase can be reduced by optimizing own requirements and therefore avoid a local added value drain. Through load flow calculations and the integration of GIS data from the PV cadastre, the optimal integration of photovoltaic plants was determined. Accordingly, 1,889 PV plants with a cumulative bottleneck capacity of 56 MW can be integrated into the existing power grid without changing the existing grid infrastructure. As a result, around 60 GWh of electricity imports can be annually replaced by PV electricity. For the sewage treatment plant in Leoben – which also houses a commercial bio gas plant for utilization of sewage sludge and biogenic waste – a power-to-gas plant was scaled and modelled in the third scenario. With the help of the power-to-gas technology, the sewage sludge can be used more efficiently and can be turned into a high-quality form of energy (hydrogen, natural gas). It could be ascertained that a power-to-gas plant at the two suitable sites (Leoben sewage treatment plant, brewery Göss) is not useful for the existing energy system due to network structure because neither the networks can be relieved nor exergetic advantages can be generated.
Outlook:	The innovative energy domain cross-cutting exergy analysis for the industrial city of Leoben was able to show an unexpectedly high utilization potential of local

	resources and renewable energy when optimizing the energy system while meeting its demands and not causing any further load on the power grid. Further, the socio economic analysis showed that an integrated economic and ecologic analysis is necessary in order to evaluate the adaption of the energy system. Since the exergetic evaluation can be applied universally, it is relevant and helpful for various other projects. With the results, indicators for city with roughly the same size can be derived. This project is therefore a solid base for an integrated techno-economic analysis of communal energy systems and can be applied to many Austrian cities. Further, a decision-making basis was created for the question of which technologies or systems can be most efficiently integrated in a local hybrid grid or the local energy system.
--	---

Inhalt

B.3.	Einleitung.....	12
B.3.1.	Der Energieknoten Ansatz.....	12
B.3.2.	Warum Exergieanalyse?	13
B.3.3.	Das optimierte Energiekonzept.....	13
B.4.	Hintergrundinformationen zum Projektinhalt.....	16
B.4.1.	Exergie und Exergieanalyse	16
B.4.2.	Adaptierung der Energieknoten	18
B.4.3.	Stand der Technik der Einbindung organischer Reststoffe / Co-Fermentation an der Kläranlage Leoben	21
B.4.4.	Stand der Technik Power-to-Gas	24
B.4.5.	Anwendung von Power to Gas	27
B.4.6.	Vernetzung der ermittelten Energieknoten	28
B.4.7.	Plausibilitätsprüfung der Modellannahmen	33
B.4.8.	Durchführung der Optimierung	33
B.5.	Ergebnisse des Projekts	35
B.5.1.	Das Energieversorgungssystem in Leoben und die erneuerbare Potentiale	36
B.5.2.	Einbindung organischer Rohstoffe.....	46
B.5.3.	Optimierung bestehender Energieflüsse.....	62
B.5.4.	Wirtschaftlichkeitsanalyse.....	72
B.5.5.	Ökologische Analyse	91
B.5.6.	Volkswirtschaftliche Analyse.....	105
B.6.	Erreichung der Programmziele	116
B.6.1.	Beitrag zu den Programmzielen der Ausschreibung Smart Cities Demo	118
B.6.2.	Umsetzungskonzept.....	118
B.6.3.	Übertragbarkeit der Ergebnisse auf andere österr. Ballungsräume	122
B.7.	Schlussfolgerungen zu den Projektergebnissen	133
B.7.1.	Exergieanalyse	133
B.7.2.	Exergetische Optimierung.....	133
B.7.3.	Wohlfahrtökonomische Analyse	134
B.8.	Ausblick und Empfehlungen.....	135

B.3. Einleitung

Die effiziente Nutzung vorhandener Ressourcen bzw. Energieströme ist Basis für eine zukünftige smarte Struktur der kommunalen Versorgung in städtischen Regionen. Im diesem Projekt wurde deshalb für die industriell geprägte Stadt Leoben¹ ausgehend von einer Exergieanalyse sondiert, mithilfe welcher technologischen Lösungen die bestehende Energieversorgung auf Basis vorhandener lokaler Ressourcen hinsichtlich einer optimalen und signifikanten Erhöhung der Primärenergieeffizienz angepasst werden kann. Im Fokus liegen hierbei insbesondere zusätzliche Verknüpfungen der Energienetze unter Einbindung zentraler Leobener Industriebetriebe im Sinne eines verstärkten integrativen Gesamtansatzes einer smarten Ressourcenversorgung und zur Vorbereitung einer steigenden Einbindung erneuerbarer Energien.

Innovative Technologien wie Power-to-Gas, Brennstoffzellen oder der integrative Einsatz von Klär- und Biogasanlagen ermöglichen eine engere Koppelung der Netze und schaffen dadurch in jenen Bereichen Möglichkeiten, in denen früher alleinstehende Netze an ihre Grenzen gestoßen sind. Die Implementierung von sogenannten Hybridnetzen ist sowohl aus der Perspektive der Versorgungssicherheit als auch aus ökonomischer Sicht - zur Erhöhung der Ressourceneffizienz sowie zur Reduktion der Intensität eines singulären Netzausbaus - für die Zukunft des Energiesystems aber auch der Ballungsräume und Industriestandorte von entscheidender Bedeutung, wodurch die Multiplizierbarkeit eine signifikante Bedeutung erlangt. Durch die zu erwartende Steigerung von erneuerbaren Energien in der Energieversorgung gewinnt dieser Aspekt in Zukunft eine signifikante Bedeutung. Im Projekt „Smart Exergy Leoben“ wurde erstmals eine energiedomänenübergreifende Exergieanalyse mit Hilfe eines Energieknotenmodells für das gesamte Energiesystem einer österreichischen Stadt angewendet.

B.3.1. Der Energieknoten Ansatz

Die Verwendung von Energieknoten ermöglicht das Erstellen eines energieträger-übergreifenden Gesamtmodells. Der Energieknoten stellt dabei die Schnittstelle zwischen den unterschiedlichen Energieträgern (Strom, Gas, Wärme) und den

¹ Leoben ist mit einer Fläche von 110 km² und rund 25.000 EinwohnerInnen die zweitgrößte Stadt des Bundeslandes Steiermark.

Verbrauchern bzw. Erzeugern her. Innerhalb eines Energieknotens ist jedwede lokale Umwandlung einzelner Energieträger mit Hilfe von Kopplungstechnologien denkbar, um potentielle Energieüberschüsse in geeignete Energieformen zu transformieren und somit den lokalen Ressourceneinsatz zu optimieren. Die Nutzung vorhandener lokaler Ressourcen bzw. Energieströme wird für ein smartes Energienetz zunehmend wichtiger. Jedoch werden damit die bestehenden Netze vor die Herausforderung von Netzengpässen gestellt. Oberste Prämisse im Projekt ist es daher, für verschiedene Veränderungen der Energieflüsse - auf Basis von exergetischen Analysen - bestehende Netze (Strom, Gas, Fernwärme) hinsichtlich ihrer Belastbarkeit zu untersuchen und somit diesen Engpässen entgegenzuwirken.

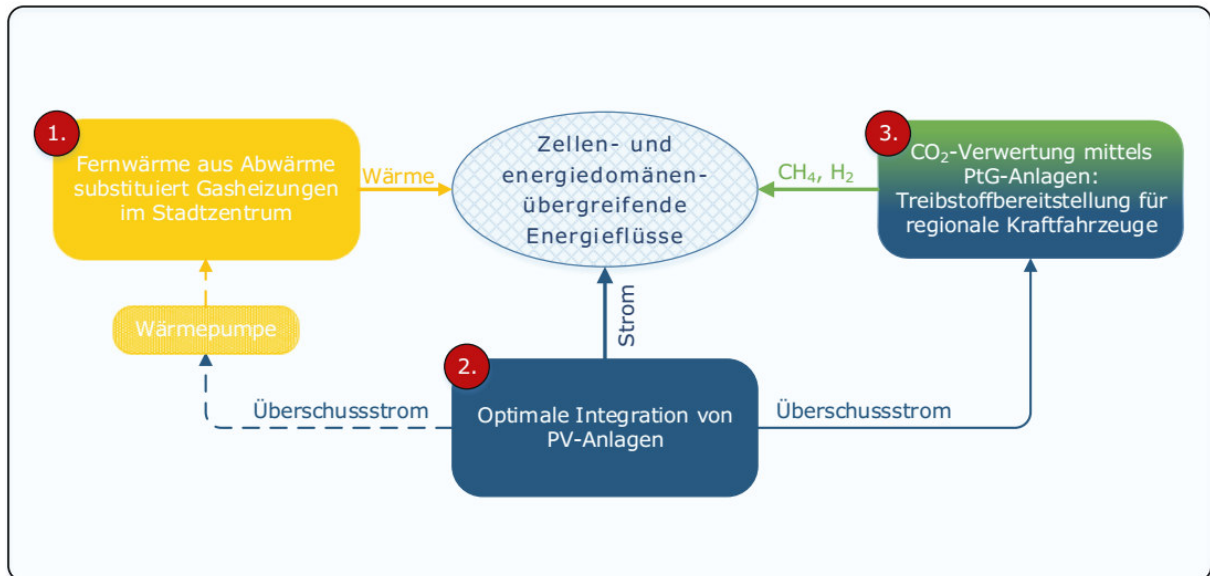
B.3.2. Warum Exergieanalyse?

Die Exergieanalyse ist eine effektive Methode, um die Quantität und Qualität von Energie zu beurteilen. Als Exergie wird dabei der für die Energiedienstleistung (z.B. Raumwärme) „verwertbare“ Anteil der Energie bezeichnet. Das Konzept der Exergieanalyse ermöglicht es sowohl in Komponenten als auch in Gesamtsystemen jene Bereiche zu identifizieren, in denen die höchsten thermodynamischen Ineffizienzen vorherrschen. Es erlaubt daher, Systeme so zu gestalten, dass exergetisch hochwertige Energieströme für Aufgaben verwendet werden, die hohe Energiequalität erfordern (z.B. Fertigungsprozesse) und umgekehrt Aufgaben mit geringem Exergiebedarf aus qualitativ „niederwertiger“ Energie gedeckt werden.

B.3.3. Das optimierte Energiekonzept

Um ein optimiertes Energiekonzept erstellen zu können, wurden zu Beginn alle energetischen Flüsse in Leoben erhoben. Aufbauend darauf wurde eine Energiebilanz erstellt, welche die Basis für die anschließende Exergieanalyse. Mithilfe der Energieknoten konnten eine integrative Analyse der drei bestehenden Energienetze durchgeführt werden. Das Ergebnis dieser Analysen bildet ein für die Industriestadt Leoben optimiertes Energiekonzept.

Abbildung 1: Darstellung des optimierten Energiekonzepts



Wie in Abbildung 1 dargestellt, wurden dabei drei Energieszenarien definiert, welche dazu beitragen, den lokalen Ressourceneinsatz zu optimieren. Ein Hauptaugenmerk wurde dabei auf die Verknüpfung zwischen den einzelnen Energienetzen gelegt. Aufgrund der unterschiedlichen Eigenschaften der Energienetze können durch die Interaktion verschiedener Technologien zusätzliche Potenziale geschaffen werden. Im Folgenden werden die drei abgeleiteten Szenarien beschrieben:

Szenario 1: Fernwärme aus Abwärme substituiert Gasheizungen im Stadtzentrum

Für die Bereitstellung von Fern- und Nahwärme durch Gas kann nur ein geringer Anteil dieser Exergie genutzt werden. Abwärme aus Industrieprozessen weist einen geringeren Anteil an Exergie als Gas auf, eignet sich jedoch angesichts des ausreichend hohen Temperaturniveaus oftmals sehr gut für die Bereitstellung von Wärme. Durch die Nähe zum Standort des integrierten Hüttenwerks Donawitz verfügt die Stadt Leoben über die Möglichkeit, zusätzlich industrielle Abwärme in das Fernwärmenetz der Stadtwerke Leoben einzuspeisen, wodurch exergetisch weniger sinnvolle Gasheizungen im Stadtgebiet ersetzt werden können. Eine Substitution dieser Heizungsanlagen durch Fernwärme aus Abwärme spart Primärenergie ein, wodurch sich die ökologische Bilanz signifikant verbessert. Auch steigt aufgrund der erhöhten lokalen Ressourcennutzung die

lokale Wertschöpfung, was sich positiv auf den Industriestandort Leoben auswirkt.

Szenario 2: Optimale Integration von PV-Anlagen

Der Einsatz durch Photovoltaikanlagen trägt dazu bei das Stromnetz unabhängiger von Stromimporten zu gestalten, wodurch Primärenergie eingespart und Wertschöpfungsabflüsse verringert werden können. Leoben verfügt über eine Vielzahl an für die PV-Produktion gut geeigneten Dachflächen. Ein großflächiger unkontrollierter Ausbau wäre jedoch kontraproduktiv für das Energiesystem, da es die bestehenden Netze überlasten würde. Um eine optimale und für das Netz verträgliche PV-Einspeisung zu ermöglichen, wird in diesem Szenario mithilfe des Energieknotenansatzes sowie Lastflussberechnungen die optimale Integration ermittelt.

Szenario 3: CO₂-Verwertung mittels Power-to-Gas Anlagen zur Treibstoffbereitstellung für regionale Omnibusse

Die Power-to-Gas Technologie kann im Hinblick auf ein künftiges verknüpfted Energiesystem dazu beitragen Ungleichgewichte im Energiesystem auszugleichen. Unter der Verwendung von Kohlenstoffquellen wie z.B. einer Kläranlage wird Überschussstrom (z.B. aus PV-Anlagen) in Wasserstoff (H₂) bzw. Methan (CH₄) umgewandelt. Das erzeugte Methan kann anschließend in das bestehende Erdgasnetz eingespeist und zwischengespeichert werden. In diesem Szenario liegt der Fokus jedoch auf der direkten Verwertung durch die Treibstoffbereitstellung für die regionale Omnibusflotte. In Österreich werden bereits heute eine Vielzahl an erdgasbetriebenen Omnibussen im Linienverkehr betrieben. Wasserstoffbetriebene Busse sind gegenwärtig noch wenig etabliert, stellen jedoch zukünftig eine effiziente Möglichkeit dar dieselbetriebene Omnibusse zu ersetzen.

B.4. Hintergrundinformationen zum Projekthinhalt

In diesem Kapitel werden die verwendeten Ansätze sowie Methoden und Technologien für die exergetische Optimierung beschrieben. Zu diesem Zwecke wird eingangs das Konzept der Exergieanalyse vorgestellt. Anschließend wird auf den für diese Arbeit essentiellen Energieknoten-Ansatz sowie auf die abschließenden exergetischen Optimierung eingegangen.

B.4.1. Exergie und Exergieanalyse

Der Energiebegriff in der Thermodynamik beschreibt rein die Quantität der Energieformen wie zum Beispiel Wärme, Arbeit oder Energie der Stoffe. Energie kann, genauso wie Masse, weder erzeugt noch zerstört werden, jedoch bei einer Umwandlung in eine andere Energieform in ihrer Qualität vermindert werden. Für die qualitative Bewertung der Energieformen wird der 2. Hauptsatz der Thermodynamik und das Konzept der Exergie benötigt. Wird Exergie vernichtet, wird Entropie erzeugt. Allgemein besteht Energie En aus Exergie E und Anergie A (1). Exergie beschreibt das Potential der Energiemenge gegenüber dem Umgebungszustand Arbeit zu leisten und ist jener Anteil, der in jede andere Energieform umgewandelt werden kann. Anergie demgegenüber ist jener Teil, der keine Arbeit leisten kann.

$$En = E + A \quad (1)$$

Das Konzept der Exergie und ihre Bestimmung sind in der Literatur bereits sehr gut beschrieben^{2,3}. Beim Vergleich unterschiedlicher Energieformen eignet sie sich die als gemeinsame Basis, da sie neben der Quantität auch die Qualität der Energieträger berücksichtigt. Die Exergie ist jener Anteil der Energie der vollständig in physikalische Arbeit umgewandelt werden kann, wenn er in einem reversiblen Prozess auf den Gleichgewichtszustand mit seiner Umgebung gebracht wird. Potentielle, kinetische und elektrische Energie bestehen aus reiner Exergie. Chemische Energie ist ebenso näherungsweise reine Exergie. Bei Wärme ist nur jener Teil der Energie, der über der Umgebungstemperatur T_u liegt Exergie E_T , der anderen Anergie. Dieser Anteil ist abhängig von der Temperatur der zugeführten Wärme T und äquivalent dem Carnotwirkungsgrad (2). Er

² Vgl. W. Fratzscher, V. Brodjanskij, K. Michalek, Exergie: Theorie und Anwendung, Springer Verlag, 2013.

³ Vgl. H.D. Baehr, S. Kabelac, Thermodynamik: Grundlagen und technische Anwendungen, 15th ed., Springer Vieweg, Berlin, Heidelberg, 2012.

entspricht demnach der maximalen Arbeit die von einem Wärmestrom in einer reversiblen Wärmekraftmaschine geleistet werden kann.

$$E_T = En \frac{T - T_u}{T} \quad (2)$$

Mithilfe der Exergieanalyse können Exergieverluste in einem Prozess verortet und quantifiziert werden. Zur Veranschaulichung sind in Abbildung 2 und Abbildung 3 die Energie- und Exergieflüsse einer elektrischen Widerstandsheizung dargestellt. Ein Fluid wird durch einen Strom aufgeheizt, dessen Energie mittels Wärmeübertrager an ein zweites Fluid übertragen wird. Dieses hat aufgrund der notwendigen Temperaturdifferenz im Wärmeübertrager eine niedrigere Temperatur als das erste Fluid. Energetisch betrachtet treten keine Verluste auf. Der erste Exergieverlust tritt, aufgrund der Änderung der Energieform, bei der Umwandlung von Strom in Wärme auf. Ein weiterer bei der Temperaturänderung aufgrund der notwendigen Temperaturdifferenz im Wärmeübertrager. Die Exergieeffizienz η_{ex} ist ein Maß wie gut die eingesetzte Exergiequelle zum Exergiebedarf passt. Sie ist das Verhältnis der im jeweiligen Prozess benötigten Exergie E_u zu eingesetzter Exergie E_s (3).

$$\eta_{ex} = \frac{E_u}{E_s} \quad (3)$$

Abbildung 2: Energie- bei einer elektrischen Widerstandsheizung

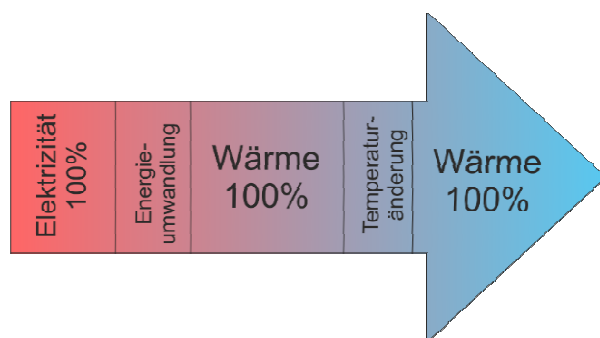
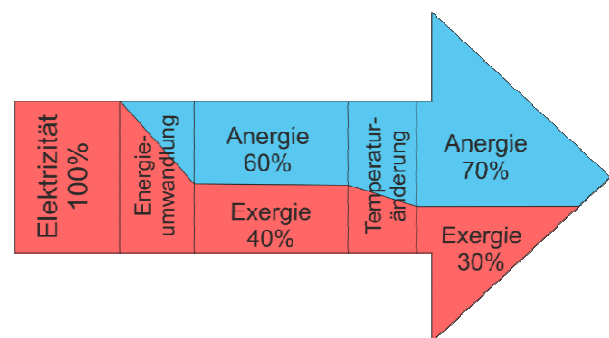


Abbildung 3: Exergiefluss bei einer elektrischen Widerstandsheizung



B.4.2. Adaptierung der Energieknoten

Um ein energieübergreifendes Gesamtmodell zu erstellen, wird das Konzept der Energieknoten verwendet⁴. Dabei stellt der Energieknoten das Interface zwischen den unterschiedlichen Energieträgern und den Verbrauchern bzw. Erzeugern zur Verfügung. Ein beispielhafter Aufbau ist in Abbildung 4 zu sehen. Innerhalb eines Energieknoten ist die Umwandlung zwischen einzelnen Energieträgern mit verschiedenen Technologien möglich (z.B. Strom zu Wärme mittels Wärmepumpe). An den Energieknoten werden die unterschiedlichen Netze, Verbraucher, Einspeiser und Speicher angeschlossen. Mit diesem Konzept lässt sich ein mathematisches Modell erstellen, mit dem eine algorithmische Optimierung möglich ist.

Aus systemtechnischer Sicht bietet das Kombinieren und Koppeln unterschiedlicher Energieträger eine Reihe von Vorteilen gegenüber der herkömmlichen getrennt betrachteten Energieversorgung. Dazu zählen erhöhte Zuverlässigkeit, Flexibilisierung der Lasten, Potential für Optimierung (Kosten, Emissionen, Verfügbarkeit) und Synergieeffekte. Die Einführung von Energieknoten ermöglicht es, die Energieversorgungsinfrastrukturen zu koppeln und diese somit in einem Gesamtsystem zu betrachten. Der interne Aufbau eines Energieknoten für ein Versorgungsgebiet (Industrie, urbane Teilnetze, kommerzielle Gebäude, etc.) ist an die Anforderungen der Verbraucher angepasst.

⁴ Vgl. M. Geidl, G. Koeppel, P. Favre-Perrod, B. Klöckl, G. Anderson und K. Fröhlich, „Energy hubs for the future,“ IEEE Power and Energy Magazine, pp. 24-30, 2007

Abbildung 4: Darstellung eines Energy Hubs

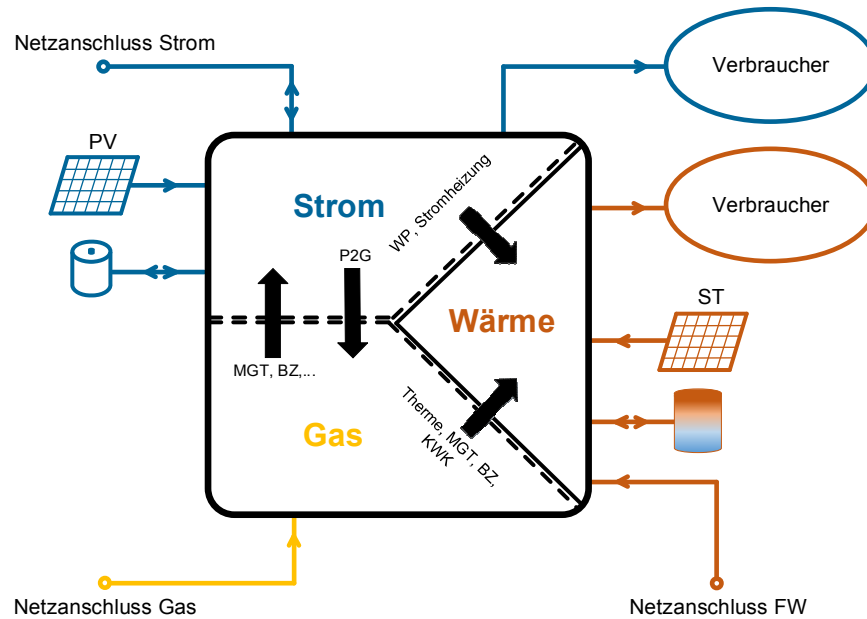
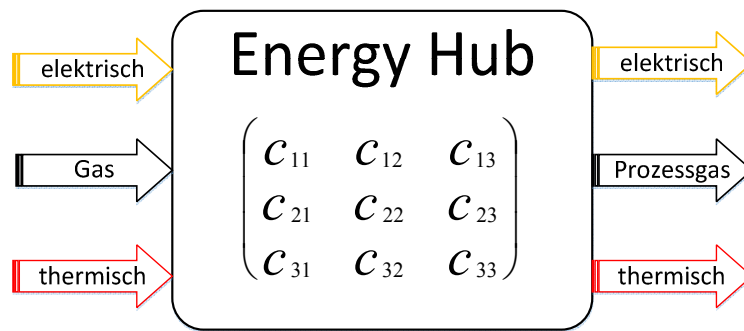


Abbildung 4 zeigt den grundlegenden Aufbau zur mathematischen Beschreibung eines Energieknoten für dieses Projekt. Die Eingänge des Energieknoten setzen sich aus elektrischem Strom, Gas, und Fernwärme zusammen. Ausgänge sind der elektrische Bedarf, der Gasbedarf im Sinne von benötigtem Prozessgas und der Wärmebedarf. Die mathematische Beschreibung der Energieknoten für dieses Projekt ist dabei wie folgt gegeben:

$$\begin{pmatrix} P_{\text{elektrisch,out}} \\ P_{\text{Gas,out}} \\ P_{\text{thermisch,out}} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} c_{11} & c_{12} & c_{13} \\ c_{21} & c_{22} & c_{23} \\ c_{31} & c_{32} & c_{33} \end{pmatrix} \begin{pmatrix} P_{\text{elektrisch,in}} \\ P_{\text{Gas,in}} \\ P_{\text{thermisch,in}} \end{pmatrix}$$

Dabei wird der Vektor mit den Eingangsleistungen der verwendeten Energieträger mit einer Matrix, in welcher die Struktur und die Wirkungsgrade der Konverter festgelegt sind, multipliziert und der Vektor der benötigten Ausgangsleistungen zur Deckung der thermischen, elektrischen und Prozessgaslast berechnet.

Abbildung 5: Grundlegender Aufbau zur mathematischen Beschreibung eines Energieknotens



Da in diesem Projekt eine exergetische Optimierung realisiert werden soll, muss der Energy Hub exergetisch bewertet werden. Eine genaue Erklärung der Exergie findet sich in Kapitel 0. Die Implementierung einer solchen exergetischen Bewertung erweitert das bewährte Energy Hub Modell zu einem Exergy Hub Modell. Um das zu erreichen, wird jeder Energieform des Hubs ein Exergiewirkungsgrad zugeordnet, der wie folgt definiert ist:

$$\eta_{ex} = \frac{P_{ex,out}}{P_{ex,in}}$$

Wobei $P_{ex,out}$ der exergetischen Leistung am Ausgang des Energy Hub, in diesem Fall den Lasten der Netzknoten und $P_{ex,in}$ der exergetischen Leistung, die vom Netz bezogen wird, entspricht. Die Umrechnung von Energie auf Exergie erfolgt mit dem Carnot Wirkungsgrad:

$$P_{Exergie} = P_{Energie} \cdot \eta_{Carnot}$$

Dieser wird wiederum durch die oberen und unteren Grenzen der Temperatur des Prozesses bestimmt:

$$\eta_{Carnot} = 1 - \frac{T_{unten}}{T_{oben}}$$

Der Carnotwirkungsgrad der Wärme in einem Raum würde sich demnach berechnen mit T_{unten} gleich der Außentemperatur und T_{oben} gleich der Raumtemperatur. Die Außentemperatur wurde als Zeitreihe aus realen Daten modelliert.

Für dieses Projekt werden drei Koppeltechnologien zwischen den Netzen verwendet. Bei den Technologien handelt es sich um Gasthermen, Wärmepumpen und eine Power to Gas Anlage. Die Gasthermen und Wärmepumpen werden nur in jenen Netzknoten installiert, in denen das

elektrische Netz mit dem Wärme beziehungsweise Gasnetz überlappt. Die Power to Gas Anlage wird ausschließlich in der Zelle der Kläranlage vorgesehen (für genauere Informationen siehe Arbeitspaket 4).

Die für die Netzsimulation verwendeten Wirkungsgrade (beziehungsweise Leistungszahl bei der Wärmepumpe) der Technologien sind in Tabelle 1 aufgelistet. Der Wirkungsgrad der Power to Gas Anlage wurde mit den Daten aus Arbeitspaket 4 berechnet und bezieht sich in dieser Auflistung auf den Heizwert des erzeugten synthetischen Erdgases.

Tabelle 1: Wirkungsgrade der verwendeten Technologien^{5 6 7}

Technologie	Wirkungsgrad
Gastherme	92%
Wärmepumpe	2,8
Power to Gas	38,6%

B.4.3. Stand der Technik der Einbindung organischer Reststoffe / Co-Fermentation an der Kläranlage Leoben

An der Kläranlage Leoben wurden bis September 2016 neben der anaeroben Behandlung der betriebseigenen Klärschlämme sowie Schlämme der Kläranlage der Brauerei Göss zusätzlich auch Co-Substrate verwertet (u.a. aufbereitete Biotonne, Flotatfette, Lederabfälle, Speisereste, Molkereiabfälle sowie Glycerin), welche nach entsprechender Vorbehandlung (Zerkleinerung, Störstoffabtrennung und Anmischung mit Frischwasser) zusammen mit den Klärschlämmen in die beiden Faultürme der Kläranlage eingespeist wurden. Für den Betrieb der Co-Fermentation an der Kläranlage wird im Projekt der Begriff „Biogasanlage Leoben“ verwendet, welcher von einer ausschließlichen Beschickung der Faultürme mit Klärschlamm zum Zwecke der Schlamm-stabilisierung zu unterscheiden ist. Da die Behandlungskapazität der Anlage auf etwa 90.000 EW ausgelegt ist, bietet die Faulraumkapazität bzw. Faulraumbelastung bei reinem

⁵ OCHSNER Energie Technik GmbH, „Großwärmepumpen ein wichtiges Bauteil für Fernwärmenetze,“ in Berliner Energietage, Berlin, 2016.

⁶ M. Miara, D. Günther, T. Kramer, O. T. und J. Wapler, „Wärmepumpen Effizienz - Messtechnische Untersuchung von Wärmepumpenanlagen zur Analyse und Bewertung der Effizienz im realen Betrieb,“ 2010.

⁷ Junkers, „CerapurComfort - Produktdatenblatt zum Energieverbrauch,“ 2015.

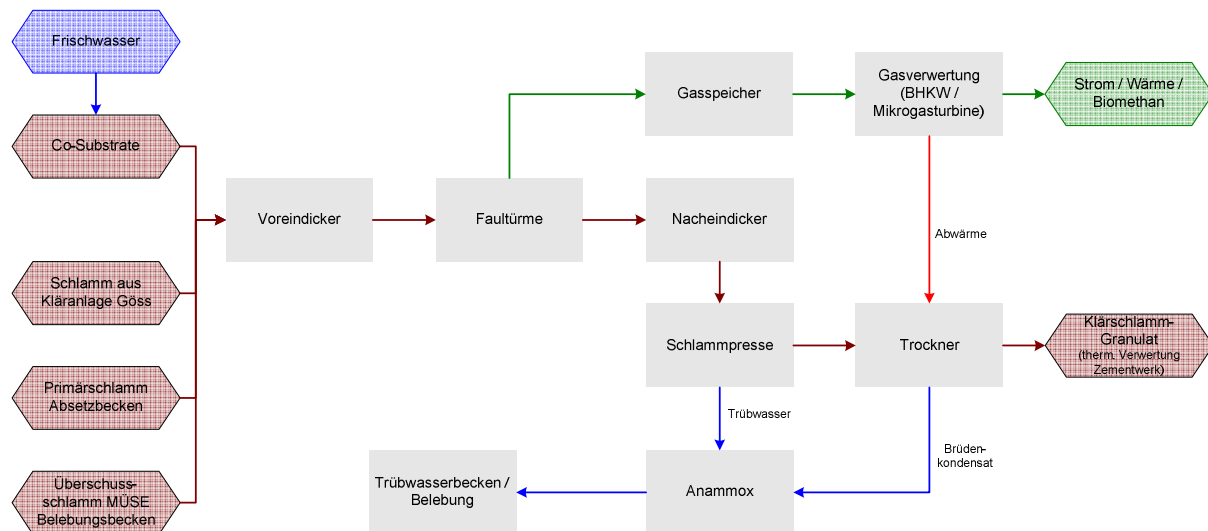
Klärschlammbetrieb ausreichend Reserven für einen Einsatz von Co-Substraten. Die Co-Fermentation hat zum Ziel, höhere Gasmengen zu produzieren und bestehende Infrastruktur besser auszunutzen. Durch die Co-Fermentation konnte an der Kläranlage Leoben zuletzt eine Biogasproduktion von etwa 200 Nm³/h erreicht werden konnte.

Insgesamt wurden im Jahr 2015 monatlich rund 1350 m³ an Frischschlamm, rund 740 m³ an Überschussschlamm aus dem Belebungsbecken, rund 200 m³ Schlamm der Kläranlage Göss sowie etwa 1950 m³ an Co-Substraten eingesetzt. Die Werte stammen aus der betriebseigenen Überwachung und weisen eine Schwankungsbreite von +/-20% auf. Die hohe Schwankungsbreite ist dadurch zu erklären, dass die Aufbereitung der Co-Substrate mit erheblichen betrieblichen Problemen einherging, wodurch auch die Mengen der eingesetzten Substrate monatlich stark variierten. Die enormen Herausforderungen beim Einsatz unterschiedlicher Inputstoffe zur Biogasproduktion führten letztlich auch zur Einstellungen der Co-Fermentation im September 2016.

Die grundlegende Fahrweise der Anlage (Szenario 4 - Basis; gültig bis September 2016) ist in

Abbildung 6 dargestellt:

Abbildung 6: Blockfließbild des bis September 2016 durchgeführten Anlagenbetriebs an der Biogasanlage Leoben (Szenario 4 - Basis)



In den beiden Voreindickern, die jeweils ein Nutzvolumen von rund 300 m³ umfassen, erfolgt eine Durchmischung der Klärschlämme und Co-Substrate sowie die Einstellung des Trockensubstanz-gehaltes (TS) auf Werte zwischen 5 und 8 %. Das Substratgemisch wird anschließend in die beiden Faultürme (je ca. 2500 m³) eingebracht, welche über externe Wärmetauscher beheizt werden (Substrattemperatur ca. 38-40°C). Zur Durchmischung der Faultürme ist eine externe Umwälzung installiert. Die durchschnittliche Verweildauer der Substrate beträgt bei kontinuierlichem Betrieb etwa 20-25 Tage. Das produzierte Biogas wird entschwefelt, zwischengespeichert und zum Teil über Gasmotoren (BHKW) und Mikrogasturbinen verstromt bzw. nach einer Aminwäsche als Biomethan ins Erdgasnetz eingespeist. Der umgesetzte Schlamm aus den Faultürmen gelangt zunächst in einen Nacheindicker (ca. 400 m³) und von dort in die beiden Schlammpressen, wo unter Zugabe von Flockungsmittel eine mechanische Entwässerung stattfindet (ca. 30 % TS). Anschließend wird der entwässerte Schlamm thermisch mit einem Schneckentrockner unter Nutzung von Abwärme der Mikrogasturbinen mittels Thermoölanlage auf ca. 90 % TS getrocknet und als Ersatzbrennstoff in Granulatform thermisch verwertet (z.B. in Zementwerken). Das Brüdenkondensat wird gemeinsam mit dem Trübwasserstrom aus den Schlammpressen mittels Anammox-Verfahren von überschüssigem Ammonium befreit und läuft zurück in die biologische Stufe der Kläranlage.

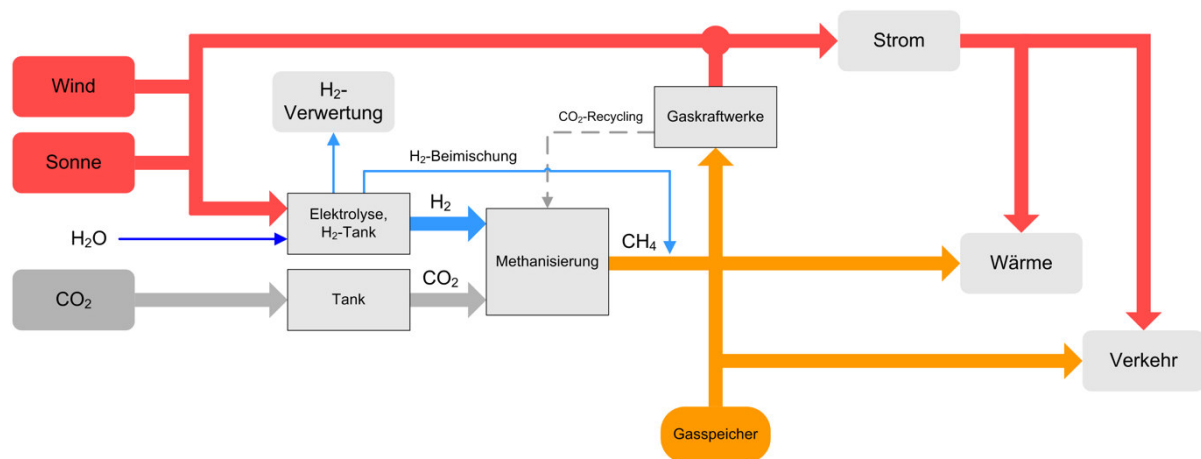
Eine genaue Bilanzierung des Betriebes der Kläranlage inklusive Co-Fermentation (Biogasanlage Leoben) ist aufgrund der starken Schwankungen bei der Qualität und Quantität der Inputströme und den dadurch bedingten Unsicherheiten nicht möglich. Um dennoch einen Vergleich des hier dargestellten Basisszenarios mit der in Szenario 4 (S. 56) dargestellten, alternativen Betriebsweise zur direkten, thermischen Verwertung des anfallenden Klärschlammes ohne anaerobe Stabilisierung zu ermöglichen, wurde ein vereinfachtes Rechenmodell (HSC 7.1) entwickelt, welches eine Abschätzung bestimmter Prozessparameter ermöglicht. Die Ergebnisse dieses Vergleichs sind in Kapitel B.5 dokumentiert.

B.4.4. Stand der Technik Power-to-Gas

Unter Power to Gas (PtG) versteht man die Umwandlung von elektrischer in chemische Energie, im konkreten Fall in Form eines gasförmigen Energieträgers wie Wasserstoff H_2 oder Methan CH_4 . Ein vereinfachtes Prozessfließbild ist in Abbildung 7 dargestellt. Das Herzstück der Prozesskette ist die Wasserelektrolyse, in welcher die eigentliche Energieumwandlung stattfindet, indem die elektrische Energie aufgewendet wird um Wasser in H_2 und $\frac{1}{2} O_2$ zu spalten. In einem optionalen Folgeschritt, der Methanisierung, kann H_2 gemeinsam mit einer Kohlenstoffquelle (CO oder CO_2) katalytisch zu CH_4 und H_2O umgesetzt werden. Nach entsprechender Gasaufbereitung erhält man ein methanreiches Gas, welches den Einspeiserichtlinien ins österreichische Erdgasnetz nach ÖVGW G31⁸ entspricht. Das Produktgas der Methanisierung wird daher auch als SNG, Substitute Natural Gas, bezeichnet. Während die Einzelprozesse Elektrolyse und Methanisierung bereits seit Jahrzehnten kommerziell verfügbar sind, ist deren Verschaltung innerhalb der PtG-Prozesskette eine vergleichsweise junge Anwendung. Weltweit wird an der Weiterentwicklung des Verfahrens geforscht, wobei speziell Deutschland eine Vorreiterrolle in Sachen Forschung und Realisierung von Demonstrationsanlagen innehat. Die intensive Forschung ist im Zusammenhang mit der Energiewende bzw. der Dekarbonisierung zu sehen, bei welcher zunehmend große Energiespeicher benötigt werden. Dabei wird Power to Gas eine entscheidende Rolle prognostiziert, wobei noch unklar ist ob H_2 oder CH_4 das präferierte Produktgas sein wird.

⁸ Erdgas in Österreich - Gasbeschaffenheit, G 31, 2001.

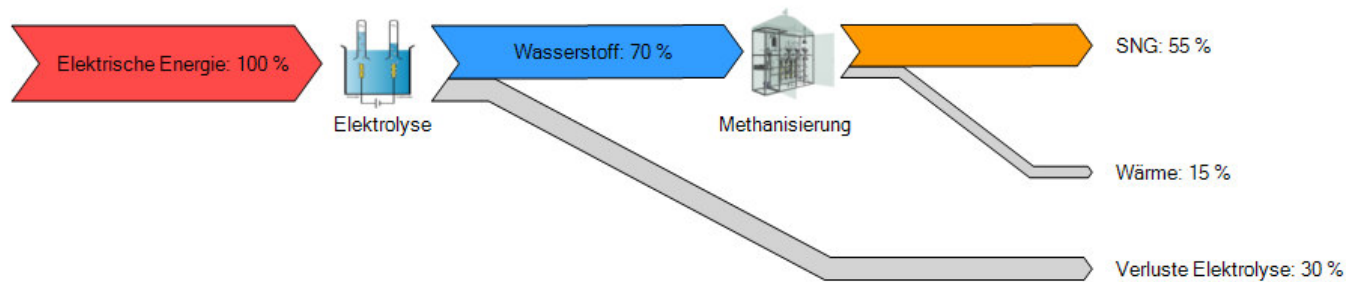
Abbildung 7: Vereinfachtes Fließschema der Power to Gas-Prozesskette, nach⁹



Jeder Umwandlungsschritt ist mit entsprechenden Verlusten verbunden, was im Wirkungsgrad des Prozesses widerspiegelt (vgl. Abb. 3). Eine kurze Prozesskette (nur Elektrolyse) mit höherem Wirkungsgrad steht einer erschwerten Speicherung, Verteilung und Nutzung des Produktgases gegenüber. Im Gegenzug ist die Methanisierung mit weiteren Umwandlungsverlusten und einer Abhängigkeit einer C-Versorgung verbunden. Die Umsetzung eines PtG-Verfahrens ist somit stark standort- und anwendungsabhängig und muss im Einzelfall genau betrachtet werden.

⁹ Forschungsverbund Erneuerbare Energien (Hrsg), *Energiekonzept 2050 - Eine Vision für ein nachhaltiges Energiekonzept auf Basis von Energieeffizienz und 100% erneuerbaren Energien*. Available: http://www.fvee.de/fileadmin/politik/10.06.vision_fuer_nachhaltiges_energiekonzept.pdf (2011, Jul. 07).

Abbildung 8: : Sankey Diagramm der Prozesseffizienz von PtG (ohne Wärmenutzung und C-Bereitstellung), nach Götz et al.¹⁰; * Elektrolyse: Wirkungsgrad 70%, 25bar; *Methanisierung: Wirkungsgrad 78%, 20bar



Wasserelektrolyse:

Grundsätzlich stehen zur elektrochemischen Spaltung von Wasser 3 Elektrolyseur-Technologien zur Verfügung:

- Alkalische Elektrolyse (AEC - Alkaline Electrolysis Cell)
- Saure oder Hochdruckelektrolyse (PEMEC – Proton Exchange Membrane Electrolysis Cell)
- Hochtemperaturelektrolyse (SOEC – Solid Oxide Electrolysis Cell)

In der globalen Wasserstoffproduktion spielt die Elektrolyse eine untergeordnete Rolle, nur etwa 4 % des Wasserstoffs wird über Elektrolyseure hergestellt, der Rest stammt aus Steam-Reforming¹¹. Die alkalische Elektrolyse ist am weitesten verbreitet und auch in großtechnischen Anlagengrößen von über 100 MW erhältlich. Bei Neuinstallationen wird die AEC zunehmend von der PEM-Elektrolyse verdrängt, da sie v.a. im Kontext zu Power to Gas entscheidende Vorteile aufweist. So ist sie einerseits äußerst lastflexibel und kann sehr rasch auf das zur Verfügung stehende Stromangebot reagieren, andererseits kann sie unter hohem Druck betrieben werden, was wiederum Vorteile für Folgeprozesse wie Methanisierung und Einspeisung ins Erdgasnetz mit sich bringt und zusätzlich teure und wartungsintensive Verdichter einspart. Die SOEC wurde in den letzten Jahren stark weiterentwickelt und eine Markteinführung von Elektrolyseuren kleinerer Leistung ist bereits absehbar. Durch die hohen Betriebstemperaturen

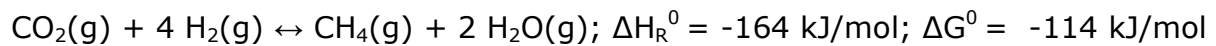
¹⁰ M. Götz et al, "Renewable Power-to-Gas: A technological and economic review," *Renewable Energy*, vol. 85, pp. 1371–1390, <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0960148115301610>, 2016.

¹¹ K. Zeng and D. Zhang, "Recent progress in alkaline water electrolysis for hydrogen production and applications," *Progress in Energy and Combustion Science*, vol. 36, no. 3, pp. 307–326, <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360128509000598>, 2010.

können kinetische Hindernisse umgangen und dadurch höhere Wirkungsgrade erzielt werden. Eine Kombination der stark exothermen Methanisierung mit der SOEC ist eine vielversprechende Option für zukünftige PtG-Verfahren.

Methanisierung:

Ursprünglich wurden die Methanisierungsverfahren, basierend auf den Sabatier-Reaktionen¹² (siehe nachstehende Gleichungen), zur Erzeugung von Methan aus Synthesegas, welches durch Kohlevergasung hergestellt wurde, entwickelt.



Speziell während den Energiekrisen war die Kohlevergasung eine willkommene Alternative. Zur Methanisierung des Synthesegases wurden unterschiedliche Verfahren entwickelt, so gibt es eine Vielzahl an Festbett-, Wirbelschicht und Drei-Phasen-Methanisierungen. Die starke Wärmeentwicklung bei der Reaktion, Katalysatorgifte in den Eduktgasen sowie die aufwändigen Gasreinigungsverfahren lassen viel Raum für Verbesserungen, weshalb noch heute an den Methanisierungsverfahren geforscht wird. Kommerziell haben sich nur Festbettkonzepte durchgesetzt und sind von verschiedenen Anbietern (Air Liquide, Haldor Topsøe, Linde, Clariant, MAN, Etogas, Johnson Matthey, Outotec) erhältlich¹³.

B.4.5. Anwendung von Power to Gas

Die hohe Energiedichte der stofflichen Energieträger machen Konversionsverfahren wie PtG vor allem als Energiespeicherverfahren großer Energiemengen interessant, speziell wenn wie im Falle von CH₄ auf eine bestehende Infrastruktur zurückgegriffen werden kann. Abgesehen von der Speicherfunktion kann das Erdgasnetz auch als alternative Transportroute zum Stromnetz gesehen werden, da der Ausbau von Hochspannungsnetzen vergleichsweise schwierig zu realisieren ist. Bei Einsatz von erneuerbarer Energie und einer erneuerbaren Kohlenstoffquelle wie CO₂ aus Biogas ist das SNG ebenfalls als erneuerbarer Kraftstoff einzustufen, wodurch PtG zum „Greening“ von Treibstoffen verwendet werden kann. Des Weiteren wird über den Einsatz

¹² P. Sabatier and J. B. Senderens, "New methane synthesis," *Compt. Rend. Acad. Sci*, vol. 134, pp. 514–516, 1902.

¹³ S. Rönsch *et al*, "Review on methanation – From fundamentals to current projects," *Fuel*, vol. 166, pp. 276–296, <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0016236115011254>, 2016.

von PtG als Autarkielösung nachgedacht, beispielsweise zur Energie- und Treibstoffversorgung entlegener Gebiete.

Vorarbeiten:

Am Lehrstuhl für Verfahrenstechnik des Industriellen Umweltschutzes werden seit 2012 Forschungsthemen rund um die Verwertungsrouten von CO₂ bearbeitet, weshalb auf ein breites Hintergrundwissen zurückgegriffen werden kann. So wurden im Rahmen von Forschungsprojekten Laboranlagen zur chemischen Methanisierung von CO₂, zur Untersuchung des Speicherverhaltens von H₂/CH₄-Mischungen in porösen Erdgaslagerstätten sowie ein Versuchsstand zur hydrothermalen Umsetzung von Biomassesuspensionen (Autoklav; 350°C; 350bar) errichtet. In umfassenden Versuchsreihen konnten dabei wichtige Daten und Erfahrungen gesammelt werden, welche in diese Studie miteingeflossen sind.

B.4.6. Vernetzung der ermittelten Energieknoten

Die Netzmodelle für das elektrische, Gas- und Fernwärmenetz werden zunächst im Netzberechnungsprogramm PSS®SINCAL erstellt. Da PSS®SINCAL offene Schnittstellen bietet, kann das Optimierungsmodell anschließend aus den Daten aus der PSS®SINCAL Datenbank erstellt werden. Der Weg der Modellerstellung über PSS®SINCAL hat große Vorteile: Zum einen kann durch die grafische Darstellung des Netzes und dem Hinterlegen einer Landkarte in SINCAL eine visuelle Kontrolle durchgeführt werden und zum anderen ist es so möglich, eine Lastflussberechnung in den Netzen durchzuführen und somit die Ergebnisse des vereinfachten Optimierungsmodells zu vergleichen und zu validieren.

Für das Stromnetz Leobens werden zwei Verteilnetze der Netzebene 5 betrachtet und modelliert: 33,5 kV und 5,25 kV mit mehreren Verbindungen dieser Netze. Es existiert eine Verbindung zu Netzebene 3 (110 kV). Das Niederspannungsnetz wird nicht näher berücksichtigt.

Das elektrische Netz wird mit Hilfe der DC (Direct Current) Lastflussrechnung modelliert. Bei dieser Vereinfachung werden ausschließlich Wirkleistungen

abgeschätzt. Damit diese Methode anwendbar ist, müssen folgende Voraussetzungen gelten¹⁴:

- Die Winkel der Knotenspannungen gegen die Bezugsspannung sind sehr viel kleiner als 90°
- Die Beträge der Knotenspannungen sind ungefähr gleich der Nennspannung
- Die Impedanzen der Betriebsmittel weisen ein kleines R/X-Verhältnis auf, d.h. die Realteile der Zweigadmittanzen sind sehr viel kleiner als die Imaginärteile
- Querableitungen sind vernachlässigbar
- Das Netz enthält keine schräggeregelten Transformatoren.

All diese Bedingungen sind in dem vereinfachten Netzmodell (Mittelspannungsebene) näherungsweise erfüllt und somit kann das Netz mit dieser Methode linearisiert werden.

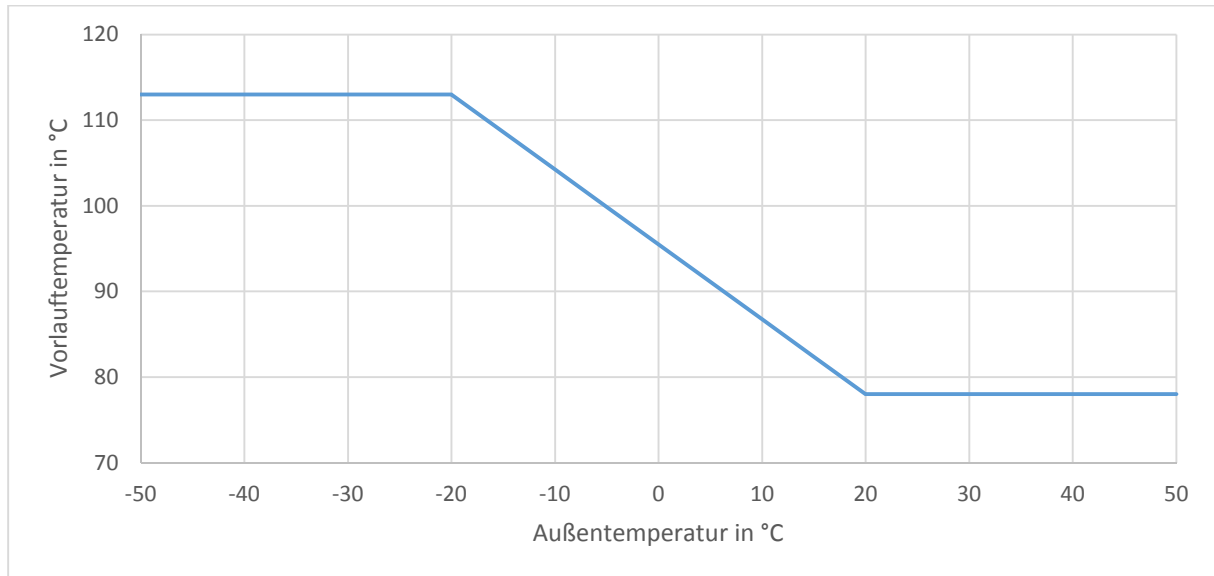
Die Berechnung der Leitungswiderstände erfolgt über das Produkt der Leitungsbeläge, die in PSS®SINCAL hinterlegt sind und der Leitungslänge. Leitungen unterschiedlicher Spannungsebenen werden auf die 5,25 kV Ebene transformiert. Des Weiteren werden Parallele Leitungen zwischen zwei Knoten zu einer Leitung reduziert, da das Optimierungsmodell nur eine Leitung zwischen zwei Knoten berücksichtigt.

Um den Betrieb des Fernwärmenetzes möglichst realitätsnah abzubilden, müssen die Betriebseigenschaften implementiert werden. Dazu gehört eine Regelung, die den Druck im Netz reguliert. Der Differenzdruck zwischen Vor- und Rücklauf muss an der schlechtesten Stelle im Netz mindestens 1 bar aufweisen. Der maximale Überdruck im Vorlauf, der bei der Fernwärmeeinspeisung in Zelle 2 auftritt, darf dabei 16 bar nicht überschreiten.

Die Temperatur des Vorlaufs ist von der Temperatur abhängig. Die Kennlinie ist in Abbildung 9 dargestellt. Die Temperatur des Rücklaufs wird konstant auf 60°C gehalten.

¹⁴ W. Wellssow, „Ein Beitrag zur Zuverlässigkeitsberechnungen der Netzplanung,“ Darmstädter Dissertation, 1986.

Abbildung 9: Temperaturverlauf des Vorlaufs im Fernwärmenetz übers Jahr



Das Gasnetz Leobens wird Großteils mit einem Überdruck von 100mbar betrieben. Es gibt jedoch drei kurze Teilabschnitte, in denen ein Überdruck von 4 bar verwendet wird.

Die Daten des Gas- und des Fernwärmenetzes liegen für das Zellenmodell Leobens in tabellarischer Form vor, das elektrische Netz in dem Netzberechnungsprogramm NEPLAN. Obwohl das elektrische Netz bereits in NEPLAN vorliegt, wird es trotzdem nach SINCAL übersetzt, da NEPLAN keine einfache, automatisierbare Schnittstelle für das Auslesen der Netzdaten bietet. Die Netzdaten wurden aus NEPLAN exportiert und anschließend mit einem Skript nach SINCAL importiert.

Für die Stoffnetze (Gas und Fernwärme) wurde das Zellenmodell Leobens in einem GIS (Geoinformationssystem) Programm geöffnet und die Koordinaten der Zellenmittelpunkte nach SINCAL übertragen. Dadurch wird den Leitungslängen, die die Verbindungen zwischen den Zellenmittelpunkten sind, automatisch die geografisch richtige Länge hinterlegt. Manchmal sind auch mehrere parallele Rohrverbindungen zwischen den Zellen möglich, die teilweise sogar eigene Netzebenen haben.

Um, analog wie im elektrischen Netz, einen Rohrwiderstand der Strömungsnetze zu berechnen, müssen wieder einige Vereinfachungen getroffen werden. Diese Vereinfachungen sind im Gas- und im Wärmenetz identisch.

Um den Rohrwiderstand zu bestimmen muss zunächst die Reynoldszahl berechnet werden. Dafür benötigt man die aktuelle Durchflussmenge des Gases beziehungsweise des Wassers. Da in der Optimierung der Rohrwiderstand nicht zur Laufzeit geändert werden kann, wird für die Durchflussmenge die durchschnittliche Durchflussmenge verwendet. Diese wird definiert als die Hälfte der maximalen Durchflussmenge des Rohres. Die maximale Betriebsdurchflussmenge der Rohre wird mit den Rohrdurchmesser für Gas aus Tabelle 2 und für Fernwärme aus

Tabelle 3 entnommen.

Tabelle 2: Maximale Durchflussmenge im Gasnetz der einzelnen Rohrdurchmesser

DIN	w [m³/h]
225	1145,11
200	904,78
160	579,06
150	508,94
110	273,70
100	226,19
90	183,22
80	144,76

Tabelle 3: Maximale Durchflussmenge im Fernwärmenetz der einzelnen Rohrdurchmesser

DIN	w [l/s]
450	605,47
300	230,39
250	146,68
200	83,21
150	42,38
125	24,82
100	14,41

Da die Reynoldszahl im normalen Betrieb stets größer als 2320 ist, handelt es sich um eine turbulente Strömung. Weiters befinden wir uns in diesen Untersuchungen stets im Übergangsbereich von hydraulisch rauer zu glatter glatter Oberfläche¹⁵. Deswegen kann zur Berechnung der Rohrreibungszahl λ die Formel nach Prandl und Colebrook verwendet werden. Diese Formel muss iterativ gelöst werden und hat folgende Form:

¹⁵ A. Schweizer, „Formelsammlung und Berechnungsprogramme für Anlagenbau,“ [Online]. Available: www.schweizer-fn.de. [Zugriff am 05.10.2016]

$$\frac{1}{\sqrt{\lambda}} = -2 \cdot \log \left(\frac{2,51}{Re \cdot \sqrt{\lambda}} + \frac{k}{3,71 \cdot d} \right)$$

Wobei d der Rohrinne Durchmesser, Re die Reynoldszahl und k die Rohrrauigkeit ist.

Nachdem die Rohrreibungszahl berechnet wurde, kann der Rohrwiderstand mit

$$c = \rho \cdot \lambda \cdot l \cdot d^{-5} \cdot \frac{8 \cdot 10^7}{\pi^2}$$

wobei ρ gleich der Dichte in t/m^3 , λ gleich der Rohrreibungszahl, l gleich der Länge in m und d gleich dem Innendurchmesser in mm ist.

Höhenunterschiede zwischen den Knoten wird nicht berücksichtigt. Außerdem wird das Medium als ideal kompressible angenommen, das heißt in einem Rohr ist die Flussgeschwindigkeit konstant.

Nachdem das Netzmodell und die Leitungen modelliert wurden, können die Energy Hubs miteinander vernetzt werden. Da in diesem Projekt das Optimierungsmodell frei entscheiden soll, in welchen Punkten des Netzes welche Technologie zur Erzeugung von Wärme verwendet wird, muss in jedem Netzknoten ein Energy Hub beziehungsweise Exergy Hub vorgesehen werden. Die Technologien, die in dem Energy Hub implementiert werden, hängen davon ab, welche Netze an dem Knoten verfügbar sind. Wenn zum Beispiel an einem Knoten das Fernwärmenetz und das Gasnetz angeschlossen sind, so wird dem Energy Hub zusätzlich zu der Möglichkeit des direkten Bezuges von Gas und Wärme eine Gastherme hinzugefügt. Die Optimierung entscheidet dann, welche Technologien in welchem Ausmaß eingesetzt werden.

B.4.7. Plausibilitätsprüfung der Modellannahmen

Um die Modelle der drei Netze zu verifizieren, wird eine Lastflusssimulation mit PSS®SINCAL und dem vereinfachten Optimierungsmodell durchgeführt und die Ergebnisse verglichen. Der relative Fehler beträgt dabei für das Gesamtmodell:

Tabelle 4: Relative Fehler des Modells

Netzmodell	Relativer Fehler
<i>Elektrisches Netz</i>	1,45%
<i>Gasnetz</i>	7,8%
<i>Fernwärme</i>	1,7%

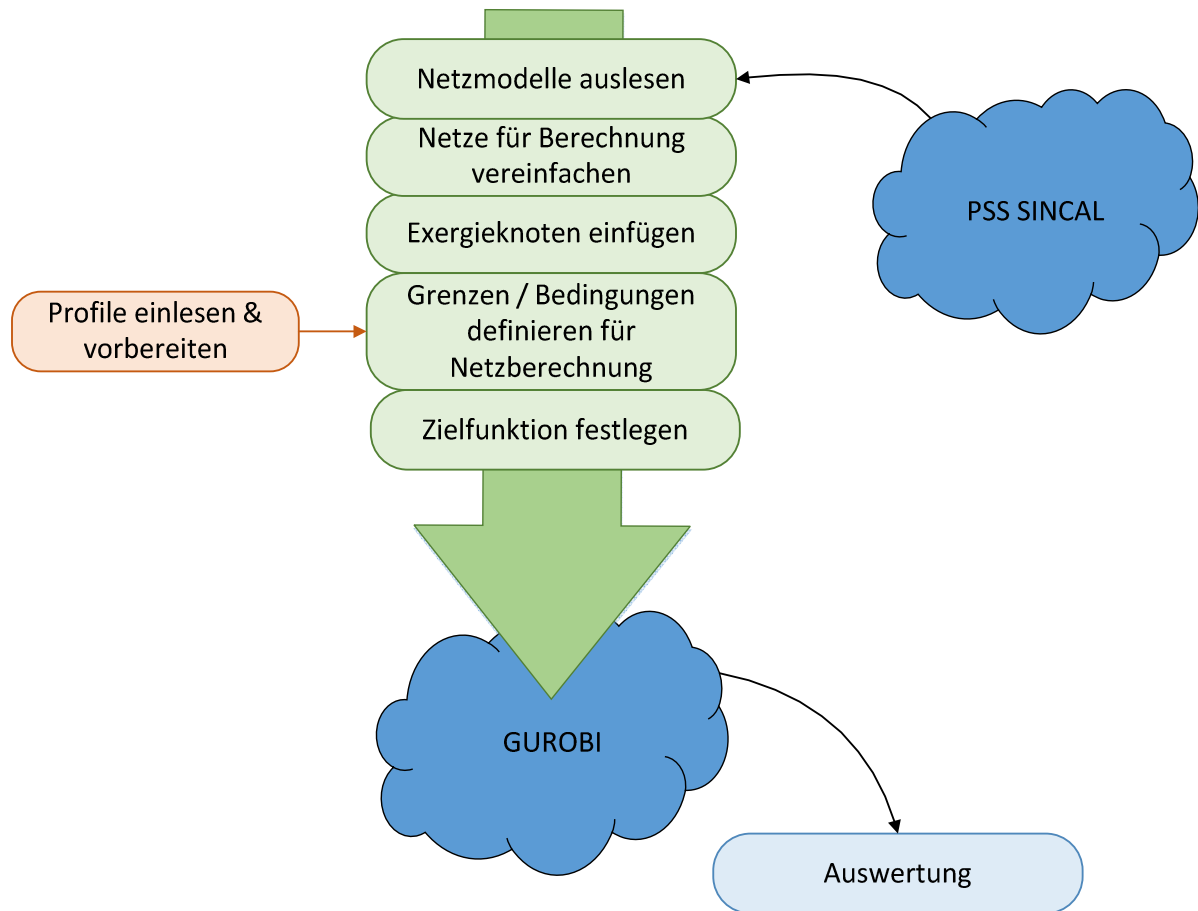
Der Fehler beim Gasnetz ist begründet durch die verschiedenen Netzebenen, der großen Anzahl an Einspeiser und der eng vermaschten Netztopologie. Schon sehr kleine Druckunterschiede führen hier zu einer anderen Aufteilung der Lastflüsse. Da das Gasnetz sowieso durch die Optimierung entlastet wird und das Netz auch nicht ausgelastet ist, sind die Gaslastflüsse von geringer Bedeutung. Für die Berechnung der Einspeisung der Power to Gas Anlage in Szenario 3 wurde auf Grund dieser Daten die Berechnung in PSS®SINCAL mit dem nichtvereinfachten Modell umgesetzt.

Für die Fernwärme- und Stromnetz werden die vereinfachten Berechnungen aufgrund ihres geringen Fehlers von unter 2% im Optimierungsmodell verwendet.

B.4.8. Durchführung der Optimierung

In diesem Projekt wird die lineare Optimierung verwendet, um die Exergieeffizienz zu erhöhen. Um das zu erreichen, werden drei Programme verwendet: PSS®SINCAL für die Netzmodelle, GUROBI zur Lösung linearer Optimierungsprobleme und PYTHON als Programmiersprache, um auf die anderen beiden Programme zuzugreifen, Daten zu verarbeiten und die Optimierung zu automatisieren. Ein Flussdiagramm zum Ablauf ist in Abbildung 10 dargestellt.

Abbildung 10: Ablaufdiagramm des Optimierungsprozesses



Anfangs werden die drei Netze aus PSS SINICAL ausgelesen, um aus Ihnen ein Optimierungsmodell zu erstellen. Da es sich in diesem Projekt um eine lineare Optimierung handelt, müssen die in der Regel nichtlinearen Netzmodelle linearisiert werden. Dadurch sind die Netze direkt als Nebenbedingung in das Optimierungsmodell integrierbar und es können Kapazitätsgrenzen der Leitungen ebenfalls berücksichtigt werden. Um die Spannungs- beziehungsweise Druckabfälle auf den Leitungen/Rohren zu berechnen, wird ein Leitungs- beziehungsweise Rohrwiderstand berechnet.

Wenn das vereinfachte Netzmodell definiert ist, werden Exergieknoten an die Knotenpunkte gesetzt und die zu verwendenden Technologien hinzugefügt. Die Grenzen und Bedingungen der Optimierung werden über die Netzstrukturen und die Profile festgelegt. Die Gasprofile sind weiter aufgeteilt in Heizgas und Prozessgas. Prozessgas kann auf Grund der hohen Temperaturen von circa

700°C nicht mit Fernwärme oder elektrischer Energie gedeckt werden. In der vorangegangenen PV-Analyse wurde außerdem bestimmt, wie viel Photovoltaik maximal in das bestehende elektrische Netz integrierbar ist. Dieses Profil wurde für das Gesamtmodell verwendet.

Um die Optimierung durchzuführen, muss eine Zielfunktion festgelegt werden. Sie gibt an, welche Kriterien des Modells minimiert oder maximiert werden sollen. Für dieses Projekt wird hier die Maximierung der Exergieeffizienz gewählt. Da jeder Exergy Hub die Exergieeffizienz bewertet, wird als Zielfunktion das Maximum der Summe aller Exergieeffizienzen gewählt. Das Optimierungsmodell wird anschließend an GUROBI übergeben und optimiert. Abschließend werden die Ergebnisse von GUROBI übernommen und zur Visualisierung verarbeitet.

In Task 5-4 im Antrag ist beschrieben, dass zur Berücksichtigung des Wärmenetzes in der Optimierung die maximalen Knotenleistungen herangezogen werden. Im Laufe des Projektes stellte sich jedoch heraus, dass diese Lösung nicht zielführend ist, da in jedem Knoten des Fernwärmenetzes ein Energy Hub platziert wurde. Deswegen müsste für jeden Knoten der maximale Fernwärmebedarf, bevor das Netz überlastet ist, berechnet werden. Dies führt zu einem enormen Rechenaufwand, der nicht in vernünftiger Zeit durchführbar wäre. Deswegen wurde das Optimierungsmodell so erweitert, dass die Lastflussrechnung des Fernwärmenetzes (und auch des Gasnetzes) im Modell inkludiert wird. Diese Lösung ist ein Fortschritt zum alten Optimierungsmodell und ein methodischer Gewinn dieses Projektes.

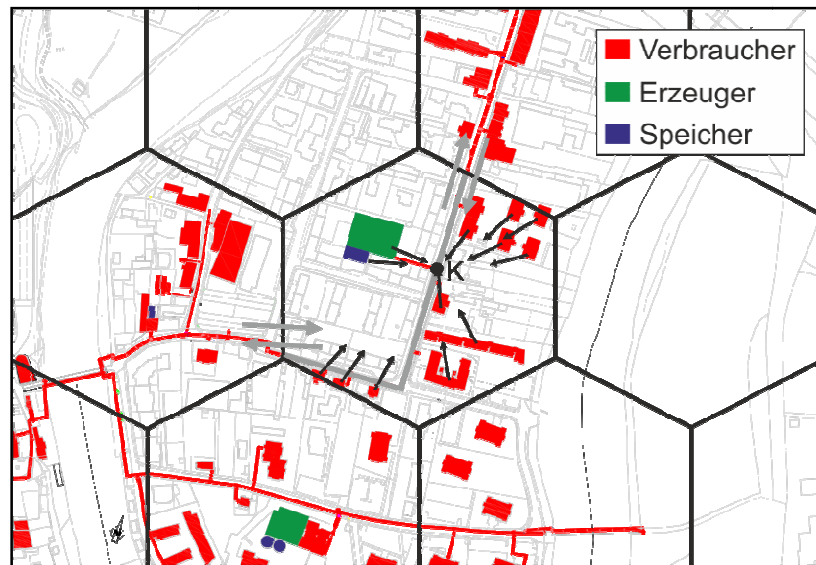
B.5. Ergebnisse des Projekts

Im folgenden Kapitel werden die Ergebnisse der Optimierung des Leobener Energiesystems dargestellt. Zu Beginn dieses Kapitels werden zunächst die Ergebnisse des zellulären Energieknoten-Ansatzes angeführt. Anschließend erfolgt die Darstellung der energetischen Ergebnisse aller betrachteten Szenarien. Aufbauend darauf wird abschließend auf die betriebswirtschaftlichen, ökologischen und volkswirtschaftlichen Ergebnisse eingegangen.

B.5.1. Das Energieversorgungssystem in Leoben und die erneuerbare Potentiale

Zur besseren örtlichen und zeitlichen Abbildung von Erzeugung, Verbrauch und Energieflüssen wurde ein zellulärer Ansatz entwickelt. Er stellt eine flexible Methode dar, die es dem Anwender ermöglicht, einen Kompromiss zwischen Abbildungsgenauigkeit und Rechenaufwand nach individuellen Bedürfnissen zu erzielen.

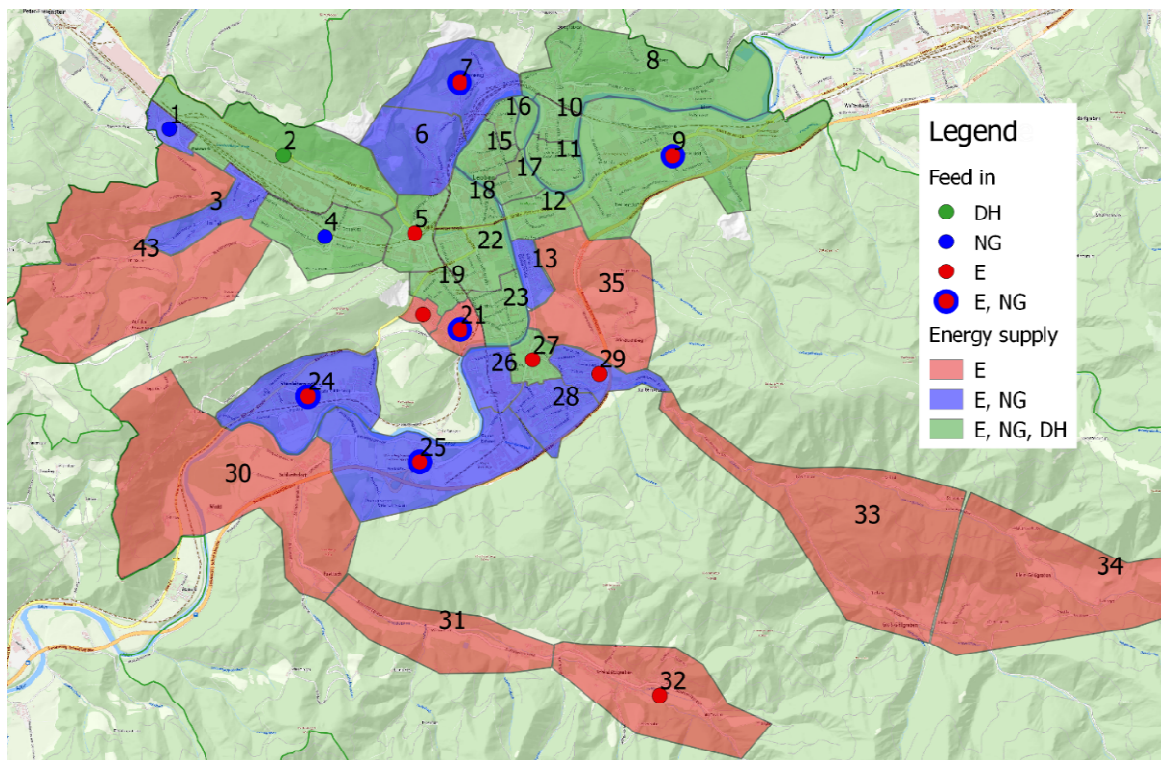
Abbildung 11: Schematische Funktionsweise des zellulären Ansatzes



Dazu werden alle wesentlichen Gebäudeeinheiten typisiert, in Zellen von zumindest 150 Verbrauchern eingeteilt und als Netzknoten zusammengefasst (siehe Abbildung 11). Die Aggregation erfolgt jeweils für Erzeuger, Verbraucher und Speicher der vorhandenen Energieträger. Dies ermöglicht auch bei unvollständiger Datenlage eine Modellierung von Energieverbrauchern in guter Näherung und wird mittels einer Kombination aus Messwerten und Standardlastprofilen realisiert.

Dieser zelluläre Ansatz wurde auf das Gemeindegebiet von Leoben angewandt. Die Zelleneinteilung orientiert sich an der Topografie sowie den Besiedlungs- und Netzstrukturen. Im dicht besiedelten Stadtzentrum erfolgte die Zelleneinteilung kleinräumiger, in den umliegenden eher ländlichen Gebieten wurden die Zellen größer gewählt. Die einzelnen Versorgungsgebiete der leitungsgebundenen Energieträger sind in Abbildung 12 dargestellt. In Gebieten ohne Versorgung bzw. Bedarf sind die Zellen nicht dargestellt.

Abbildung 12: Zelleneinteilung, Versorgungsgebiete und Einspeiser im Gemeindegebiet von Leoben



Die Netztopologien für die einzelnen Energieträger Strom, Gas und Fernwärme wurden seitens des Projektpartners Stadtwerke Leoben sowie dem LOI-Partner E-Netze Steiermark zur Verfügung gestellt. Aus den einzelnen Netztopologien wurden die wichtigsten Energieknoten, Versorgungsgebiete und Einspeiser ermittelt. In einem weiteren Schritt wurden sie mit dem oben beschriebenen zellularen Ansatz zu einer Gesamtsystem-Netztopologie zusammengefasst. Lastströme entstehen rein durch jene Energieströme, die über die Zellengrenzen transportiert werden.

Der innerstädtische, dicht besiedelte Bereich wird mit Strom, Gas und Fernwärme versorgt (grüne Zellen). In den umliegenden Zellen, mit abnehmender Besiedelungsdichte, stehen nur noch Strom- und Gasversorgung zur Verfügung. Die ländlich geprägten Flächenzellen in der Peripherie werden rein mit Strom versorgt. Die Einspeisestellen von Strom (rot) Gas (blau) und Fernwärme (grün) sind mit entsprechend eingefärbten Punkten markiert.

Das Fernwärmenetz wird mit industrieller Abwärme aus einem Stahlwerk in Zelle 2 gespeist. Das Erdgas wird zu größten Teilen aus dem übergeordneten Netz

bezogen, ein sehr geringer Anteil ist aufbereitetes Biogas aus der örtlichen Kläranlage. Zirka 90% des Erdgasbedarfs werden zu Heizzwecken und zur Warmwasserbereitung verwendet, der Rest als Prozessgas im Gewerbebereich. Knapp die Hälfte des städtischen Strombedarfs kann bereits heute aus lokalen erneuerbaren Quellen (10 MW Wasserkraftwerk, 4.5 MW ORC und mehrere kleinere KWK sowie PV-Anlagen) gedeckt werden. Ein sehr geringer Anteil des lokal produzierten Stromes wird exportiert, der fehlende Anteil aus dem übergeordneten Netz bezogen. Die in Tabelle 5 aufgelisteten Daten zum kommunalen Energieverbrauch und zur Energieproduktion, sowie den Energiefüssen über die Gemeindegrenzen inkludieren nicht den Strom- und Gasverbrauch des Stahlwerks in Zelle 2. Dies würde analog zu einer Gesamtbetrachtung der Stadt eine eigene, übergeordnete Zelle darstellen.

Tabelle 5: Energieverbrauch, -produktion sowie Im- und Exporte im Jahr 2014

	Verbrauch <i>in GWh</i>	Produktion <i>in GWh</i>	Importe <i>in GWh</i>	Exporte <i>in GWh</i>
Strom	182.6	85.2	99.5	0.8
Erdgas	120.7	0.7	120	-
Fernwärme	50.3	50.3	-	-

Alle Verbraucher und Einspeiser wurden in 15-Minuten Intervallen für jede Zelle modelliert. Für den städtischen Stromverbrauch wurden die BDEW-Standardlastprofile¹⁶ verwendet. Gas- und Fernwärmeverbrauch wurden mittels zeitlich aufgelösten Messdaten und Jahresverbräuchen, sowie synthetischen Lastprofilen abgebildet¹⁷.

Die derzeit größten noch ungenutzten regionalen Potentiale zur Produktion von erneuerbaren Energien sind die solaren Dachflächenpotentiale. Die Ermittlung der Größe und Ausrichtung der geeigneten Dachflächen erfolgte über den Solardachkataster des Landes Steiermark. Die Erträge dieser Dachflächen

¹⁶ Vgl. E-Control, Sonstige Marktregeln Strom: Zählwerte, Datenformate und standardisierte Lastprofile, Wien, 2012.

¹⁷ Vgl. Fachverband Gas & Wärme, Lastprofile nicht-leistungsgemessener Kunden (HE, HM, HG, PG, PK und PW) der Gasnetzbetreiber Österreichs: Überarbeitung 2008, Graz, 2008.

wurden mit Einstrahlungs- und Temperaturmessdaten der ZAMG und einem eigens entwickelten Modell bestimmt. Für eine alleinige Nutzung mit PV ergibt sich für das gesamte Gemeindegebiet von Leoben ein Potential von jährlich 98 GWh bei einer Spitzenleistung von 100 MW. Bei solarthermischer Nutzung wurden Potentiale von 264 GWh ermittelt. Naturgemäß stehen beide Potentiale vorwiegend in den Sommermonaten zur Verfügung.

Bereits derzeit können bis zu 50 MW an Niedertemperaturabwärme zur Speisung des Fernwärmenetzes aus dem Stahlwerk der voestalpine in Donawitz auskoppelt werden. Hierbei besteht noch Potential zu höheren Leistungen. Weitere Niedertemperaturabwärmeströme konnten nicht identifiziert werden. Das Krankenhaus in Leoben verwendet die Abwärme eines industriellen Prozesses zur Gebäudebeheizung. Genaue Daten zur aktuellen Verwendung bzw. weiteren Potentialen, auch der kommunalen Kläranlage, konnten hier nicht erhoben werden.

Entwicklung der Optimierungsszenarien

Der Status Quo sowie die erhobenen Potentiale wurden sowohl energetisch als auch exergetisch bewertet. Daraus wurden zwei mögliche Entwicklungsszenarien für eine exergetische Optimierung erstellt. Dies sind der Ausbau der Fernwärmeversorgung zur Substitution von Erdgas und die Integration von hohen PV-Strom Anteilen in das elektrische Verteilernetz.

Szenario 1: Abwärme substituiert Gasheizungen im Stadtzentrum

Die Miteinbeziehung der Exergie ermöglicht eine Berücksichtigung der „Qualität“ der Energie. Die exergetische Bewertung der einzelnen Energieströme erfolgt wie in Tabelle 6 beschrieben. Strom und chemische Energieträger sind reine Exergie. Bei Wärmen ist nur jener Anteil Exergie, der die Umgebungstemperatur übersteigt. Die Bewertung erfolgt somit über den Carnot-Wirkungsgrad ($\eta_c = 1 - T_{ref}/T$).

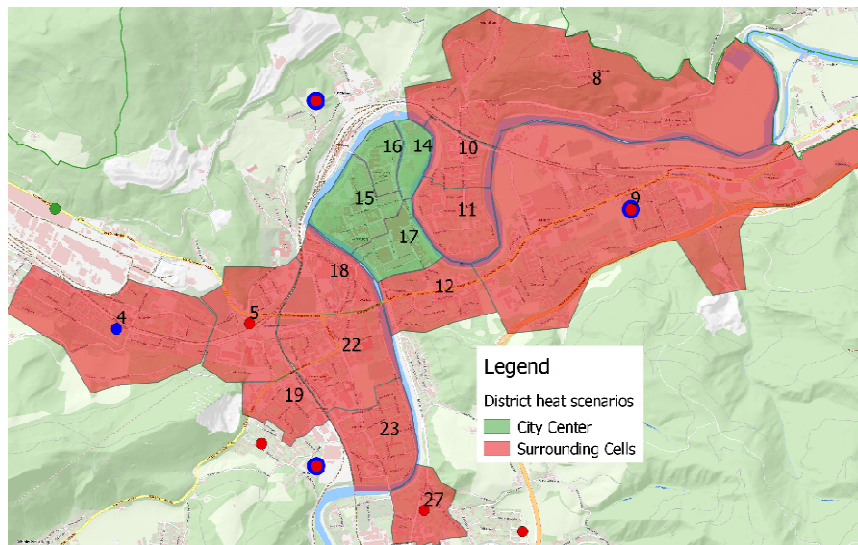
Tabelle 6: Leistung und deren exergetische Bewertung

	Leistung P	Exergie E
Strom	P_{el}	$\dot{E}_{el} = P_{el}$
Erdgas	$P_{NG} = \dot{m} \cdot LHV$	$\dot{E}_{NG} = P_{NG}$
Fernwärme	$\dot{Q}_{th}$	$\dot{E}_{th} = \dot{Q}_{th} \cdot \eta_C$

Alle Zellen die mit Fernwärme versorgt werden, werden ebenso mit Erdgas versorgt. Sehr oft verlaufen die Erdgas- und Fernwärmeleitungen parallel. Derzeit wird der überwiegende Teil des Erdgasverbrauchs zur Erzeugung von Raumwärme und Warmwasser, zwei sehr niedrigexergetische Anwendungen, verwendet. Diese Aufgaben können ebenso gut von niedrigexergetischen Energieträgern wie zum Beispiel Fernwärme übernommen werden.

Abbildung 13 zeigt das Fernwärmeversorgungsgebiet in Leoben, die grün eingefärbten Zellen (14-17) markieren das Stadtzentrum wo das Fernwärmenetz schon sehr gut ausgebaut ist. Für das Wärme- und Gasszenario wird das Heizgas schrittweise durch Fernwärme ersetzt. Prozessgas wird nicht substituiert. In einem ersten Schritt wird das Heizgas im Stadtzentrum ersetzt (Zellen 14-17). Anschließend werden in den restlichen Fernwärmeversorgungsgebieten zusätzlich 25%, 50% und 100% des Heizgasbedarfs ersetzt.

Abbildung 13: Das Fernwärmeversorgungsgebiet in Leoben. Die grünen Zellen markieren das Stadtzentrum.



Zur exergetischen Bewertung wurden die Formeln aus Tabelle 6 und die Temperaturniveaus aus Tabelle 7 verwendet. Als Referenztemperatur wurde die aktuelle Außentemperatur verwendet die als Messwerte zur Verfügung standen. Es wurde angenommen, dass das Prozessgas zu Wärme mit einer durchschnittlichen Verwendungstemperatur von 700°C umgewandelt wird. Die Einspeisetemperatur der Fernwärme variiert in Abhängigkeit der Außentemperatur von 113°C bei -20°C zu 78°C bei 20°C. Der Gas- und Wärmeverbrauch wurde in einen Bedarf an Raumwärme und Warmwasser unterteilt. In den Sommermonaten Juni, Juli und August besteht kein Raumwärmebedarf.

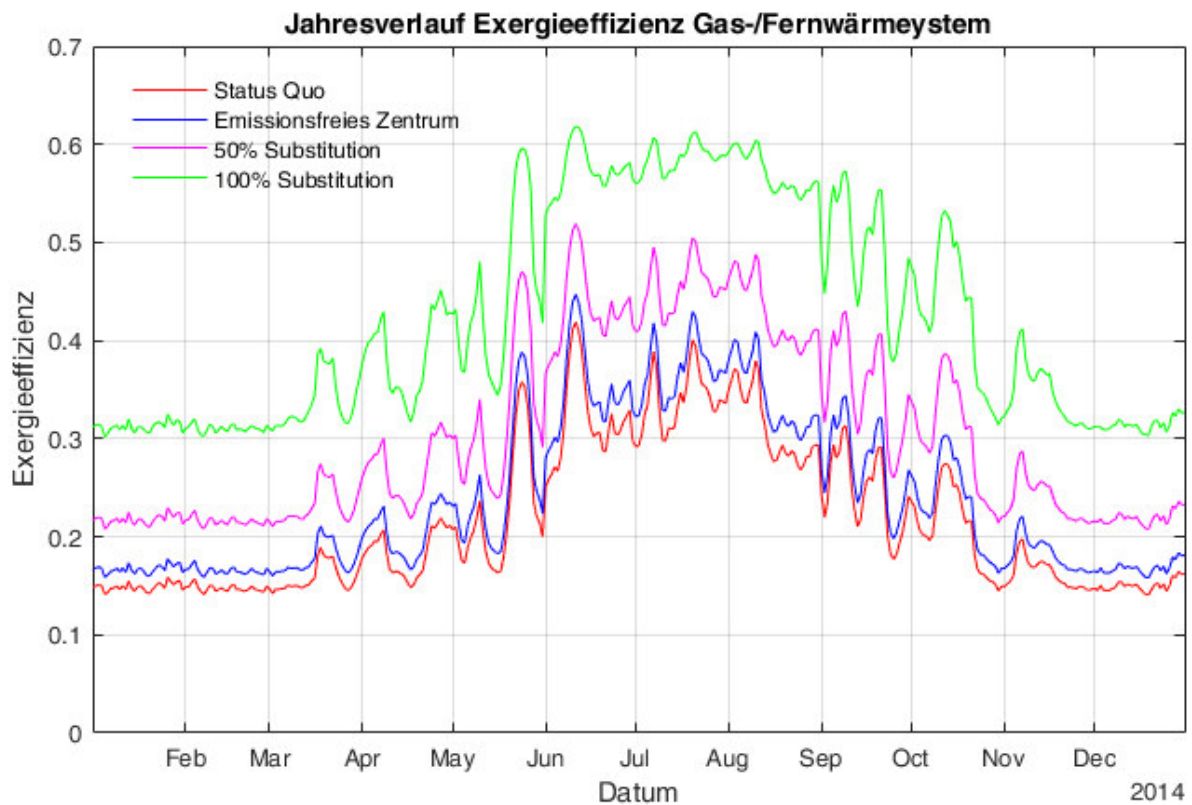
Tabelle 7: Temperaturniveaus zur Berechnung der Exergiegehalte

	Temperatur in °C
Raumwärme t_H	25
Warmwasser t_{HW}	60
Prozesswärme t_p	700
Referenztemperatur t_{ref}	t_A

Der durchschnittliche Wärmebedarf im Winter ist ca. um das zehnfache höher als im Sommer. Der vorwiegende Verwendungszweck im Winter ist die Raumwärmebereitstellung und somit sehr niedrigexergetisch. Der Prozessgasbedarf schwankt sehr stark über den Tag, jedoch zeigt er im Jahresverlauf keine großen Unterschiede zwischen Winter und Sommer.

In den Wintermonaten (Jänner bis Mitte März und Mitte November bis Ende Dezember) bleibt die Exergieeffizienz, unabhängig vom Substitutionsgrad (Fernwärme ersetzt Erdgas) aufgrund des sehr hohen Heizwärmebedarfs vergleichsweise niedrig und konstant (Abbildung 14). Mit steigenden Außentemperaturen nimmt der Heizwärmebedarf ab und die Exergieeffizienz wird auch von der Außentemperatur selbst, dem Warmwasser- und Prozessgasbedarf beeinflusst. In den Sommermonaten, hier herrscht nur Warmwasser- und Prozessgasbedarf, werden die höchsten Exergieeffizienzen erreicht. Die kurzfristigen Schwankungen im Jahresverlauf sind auf die Änderungen der Außentemperaturen zurückzuführen.

Abbildung 14: Jahresverlauf der Exergieeffizienz (Tagesmittelwerte)



Die Ergebnisse der Exergieanalyse des Status Quo und der unterschiedlichen Ausbaustufen des Fernwärme-/Gasszenarios sind in Tabelle 8 zusammengefasst. Im Status Quo wird eine durchschnittliche Exergieeffizienz von 18% erreicht. Allein die Substitution von Heizgas im Stadtzentrum spart mehr Gas ein als insgesamt für Prozessgas benötigt wird. Zusätzlich steigt die Exergieeffizienz auf 20%. In der 100% Ausbaustufe können 81% des derzeitigen Heizgasverbrauchs eingespart werden, die Exergieeffizienz steigt auf 36%.

Tabelle 8: Gas- und Wärmeverbräuche, Gaseinsparungen und Exergieeffizienzen

	Status quo	Stadtzentrum	25%	50%	100%
Prozessgas GWh	11	11	11	11	11
Heizgas GWh	109.7	91.6	73.9	56.2	20.8
Fernwärme GWh	48.5	66.7	84.4	102.1	137.5
Gas Einsparung GWh	-	18.1	35.8	53.6	88.9
Exergieeffizienz	0.18	0.20	0.22	0.25	0.36

Szenario 2: Optimierte Integration von PV-Anlagen

Mit den derzeit in Leoben vorhandenen Energieerzeugungsanlagen können 46% des Strombedarfs gedeckt werden. Der Anteil an PV-Strom ist derzeit noch vernachlässigbar gering, von den erhobenen Dachflächen PV-Potentialen wird derzeit nur ein sehr kleiner Anteil genutzt. Werden diese Potentiale noch genutzt, können höhere Autarkiegrade erreicht werden. Zusätzlich zur Untersuchung auf die Autonomiegrade wurden die Lastflüsse zwischen den Zellen modelliert und somit auch die Auswirkungen auf das elektrische Verteilnetz untersucht. Die Energieautarkie beschreibt das Verhältnis von lokal produziertem Strom zu lokal verbrauchtem. Sie berücksichtigt jedoch nicht, ob der Strom zum Produktionszeitpunkt auch lokal verwertet werden kann. Dies berücksichtigt jedoch die Leistungsautonomie, hierbei wird der der lokal produzierte Strom der auch lokal genutzt werden kann mit dem Stromverbrauch verglichen.

Derzeit werden nur sehr geringe Strommengen exportiert. Bis zu einer Nutzung von 25% der Dachflächenpotentiale steigen die Exporte nur sehr moderat an (Tabelle 9), das heißt das PV-Erzeugungsprofil passt sehr gut zum Verbrauchsprofil. Die Energie und Leistungsautonomie steigen in etwa dem gleichen Maß an. Bei einer weiteren Steigerung der Potentialnutzung steigen auch die Exporte weiter an. Ab einer Nutzung von 50% des Potentials steigt die Leistungsautarkie nur mehr sehr unwesentlich. Bei einer Vollnutzung der Potentiale könnte sich die Stadt Leoben energetisch selbst versorgen. Tatsächlich

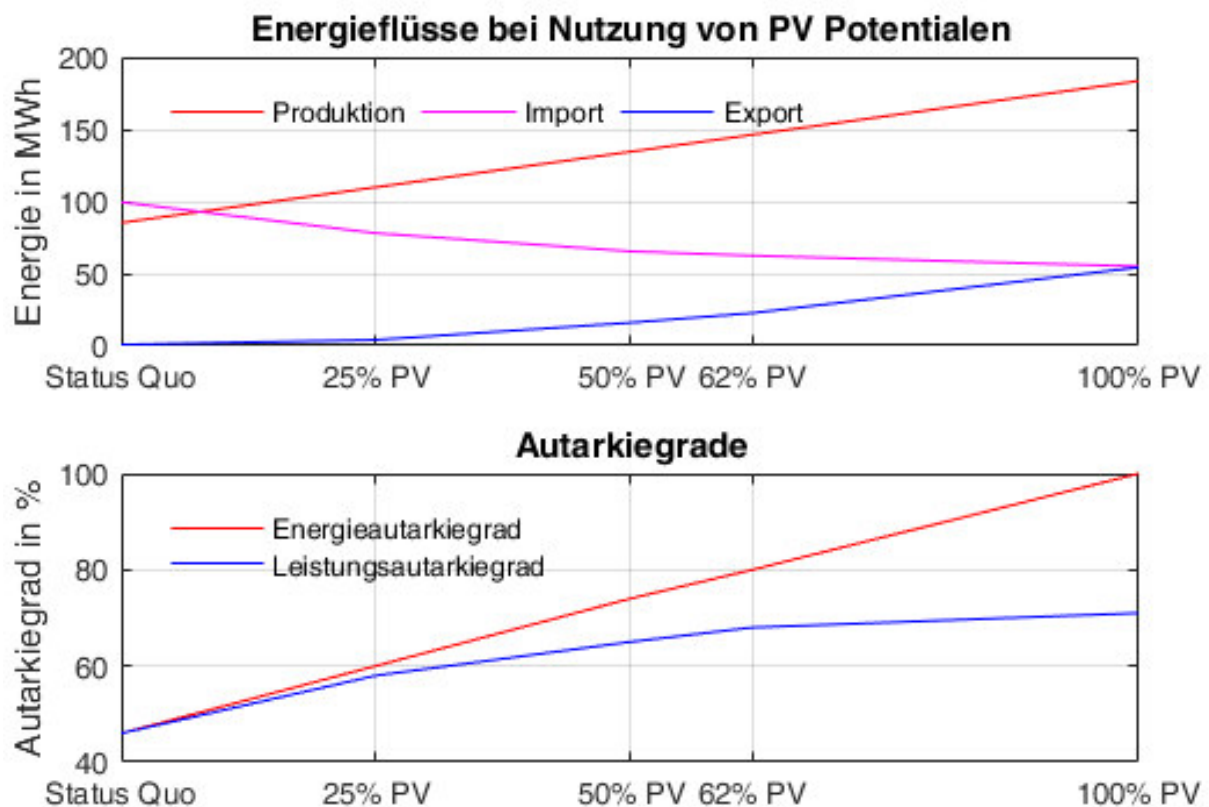
werden in diesem Fall jedoch nur 71% des produzierten Stromes auch lokal genutzt, der Überschuss muss exportiert werden.

Tabelle 9: Jährliche Energiebilanz und Autarkiegrade

	Status Quo	PV 25%	PV 50%	PV 62%	PV 100%
Verbrauch GWh	182.6	182.6	182.6	182.6	182.6
Lokale Produktion GWh	85.2	109.8	134.4	146.2	183.5
Import GWh	99.5	78.0	65.4	62.4	55
Export GWh	0.7	4.0	15.9	22.6	54.3
Energieautarkie -	0.46	0.60	0.74	0.80	1.0
Leistungsautarkie -	0.46	0.58	0.65	0.68	0.71

Die Energieautarkie steigt linear mit der Erhöhung der Potentialnutzung an (Tabelle 9). Der Anstieg der Leistungsautarkie verringert sich mit Erhöhung der Potentialnutzung, aufgrund der zeitlichen Abweichung von erneuerbarem Angebot und Verbrauch. Um diese Lücke zu schließen sind Flexibilitätsoptionen wie Speicher und zeitlich verschiebbare Lasten erforderlich. Lastflussanalysen haben ergeben, dass bis zu 62% des PV-Dachflächenpotentials in das Verteilnetz integriert werden können ohne, dass betriebliche Störungen auftreten oder ein Netzausbau notwendig ist. Die begrenzenden Faktoren sind die Verletzung der Spannungsgrenzen in Netzausläufern sowie die limitierte Rückspeisekapazität des Transformators.

Abbildung 15: Energieflüsse und Autarkiegrade bei der Integration von PV-Potentialen



B.5.2. Einbindung organischer Rohstoffe

Zur Einbindung der organischen Rohstoffe in verschiedene Energienetze kann die Power-to-Gas – Technologie an einem geeigneten Standort eingesetzt werden. Über biogen erzeugtes CO₂ aus Biogasanlagen kann per PtG bzw. Methanisierung ein erneuerbares Erdgassubstitut sowie Wärme erzeugt werden, wodurch die Verbindung von zwei verschiedenen Netzen geschaffen wurde. Es wird in dieser Analyse zwischen zwei für den PtG-Prozess nötigen Stromquellen unterschieden. In Szenario 3a wird der erforderliche Strom direkt aus dem Stromnetz bezogen und daraus Methan (CH₄) zu produzieren. Im Subszenario 3b wird ausschließlich der von den PV-Anlagen produzierte Strom verwendet, um daraus Wasserstoff (H₂) herzustellen:

Szenario 3:

Szenario 3 untersucht die CO₂-Verwertung mittels PtG-Anlagen, wobei die Themengebiete weiter aufgeteilt werden. In den Subszenarien wird einerseits die Umsetzung einer PtG-Anlage in Kombination mit Biogasanlagen, andererseits die Eignung von PtG zur Bereitstellung von Treibstoff für regionale KFZ unter Einbindungen von Sonnenenergie geprüft und bewertet. Die Realisierung eines

solchen Prozesses ist sehr stark vom Standort abhängig, da neben der elektrischen Energie auch eine CO₂-Quelle, Gasspeicher, eine Einspeisemöglichkeit ins Erdgasnetz, sowie Abnehmer für die Abwärme vorhanden sein müssen. Je besser die Infrastruktur am Standort bereits ausgebaut ist, desto kostengünstiger lässt sich eine Neuinstallation umsetzen. Daher wurde mit einer Potentialerhebung innerhalb des Projektkonsortiums begonnen, um mögliche Standorte zu finden und zu bewerten. Dabei scheinen die Biogasanlagen der LE Gas am Standort der Kläranlage Leoben sowie die der Gösser Brauerei am vielversprechendsten und wurden gezielt untersucht. Die Potentialerhebung, die Bewertung als auch die abgeleiteten Empfehlungen sind in Abschnitt B.5.2 zu finden.

Szenario 3a: CO₂-Verwertung mittels PtG-Anlagen zur Treibstoffbereitstellung für regionale Omnibusse

In der Stadtgemeinde Leoben werden 2 Biogasanlagen betrieben: Die Biogasanlage der LE Gas welche an der Kläranlage des RHV Leoben angesiedelt ist und neben den Klärschlämmen auch andere Reststoffe wie Bioabfälle einsetzt. Des Weiteren gibt es eine neu errichtete Biogasanlage am Standort der Gösser Brauerei zur Verwertung der in der Produktion anfallenden Biertreber. Beide Anlagen wurden hinsichtlich ihrer Eignung für die Einbindung in ein PtG-Konzept geprüft. Die Bewertungskriterien wurden in 5 Kategorien eingeteilt:

- Wasserstoff H₂
- Kohlendioxid CO₂
- Methan CH₄ bzw. Erdgas
- Wärme
- Stromversorgung

Diese Kriterien wurden jeweils nach weiteren Gesichtspunkten wie Verfügbarkeit, bekannte Zusammensetzung, Speicher- und Einspeisemöglichkeit, u.ä. bewertet.

Biogasanlage – Gösser Brauerei

Diese neue 1 MW Biogasanlage wurde in Kooperation mit der Firma BDI errichtet und dient rein zur Verwertung der anfallenden Biertreber. Das gebildete Rohbiogas wird entschwefelt und ohne CO₂-Abtrennung in Gaskesseln oder im BHKW verfeuert um den Energiebedarf der Brauerei abzudecken. Somit ist

bilanziell kein Zukauf von Erdgas mehr notwendig. Da an den Wochenenden nicht produziert wird, verfügt die Brauerei über einen kleineren Gasspeicher sowie über einen Heißwasserspeicher, welcher bei Produktionsstillstand aufgeladen werden. Als nächster Schritt sind eine Gasaufbereitungs- sowie eine Tankanlage für LKW und Hubstapler geplant, allerdings im kleinen Maßstab. Eine Einspeisung ins Erdgasnetz oder eine zur Weitergabe des Biogases an andere Verbraucher ist eine Option, derzeit aber nicht vorgesehen. Die Gösser Brauerei ist nicht an das städtische Fernwärmenetz angeschlossen, da für den Brauprozess höhere Temperaturniveaus ($\sim 90^{\circ}\text{C}$) benötigt werden, ein internes Wärmenetz mit Solarthermie ist jedoch vorhanden.

Da H_2 am Standort keine Rolle spielt, weder Biogasaufbereitung noch Einspeisung ins Erdgasnetz installiert, sowie kaum Gasspeichermöglichkeiten vorhanden sind kann eine Implementierung einer PtG-Anlage nur mit sehr hohem monetärem und technischem Aufwand erfolgen, weshalb keine Empfehlung für diesen Standort gegeben wird. Eine Übersicht der Standortbewertung ist in Tabelle 10 aufgelistet.

Tabelle 10: Übersicht der Standortbewertung: Biogasanlage Gösser Brauerei

	H_2	CO_2	CH_4	Wärme	Strom
Verfügbarkeit	-	+	+	+	+
Bekannte Mengen	-	+	+	+	+
Bekannte Zusammensetzung	-	0	+		
S-Verbindungen	-	-	-		
CO_2 – Abscheidung, Gasaufbereitung	-	-	-		
Speichermöglichkeit	-	-	0		
Einspeisemöglichkeit	-		-		
Lokale Wärmenutzung				+	
Fernwärmeanschluss				-	
Erneuerbare Energien				+	0
Zusammenfassung	-	0	0	+	0

Biogasanlage – LE Gas / RHV Leoben

Die Multifeedstock – Biogasanlage der LE Gas produziert ca. 200 Nm³ Rohbiogas/h, welches aus Klärschlämmen und verschiedensten anderen Reststoffen hergestellt wird. Das Rohbiogas wird entschwefelt (~60 ppm H₂S) und das CO₂ per 2 stufiger Aminwäsche abgetrennt. Schlussendlich wird das aufbereitete Biogas ins lokale Erdgasnetz der 100 mbar Ebene eingespeist. Neben der Einspeisung wird ein beträchtlicher Teil des Biogases intern im BHKW oder in Mikrogasturbinen zur Strom- und Wärmebereitstellung eingesetzt. Zusätzlich zum großen Gasspeicher sind mit Faulturm, den Büroräumlichkeiten sowie dem SBR Becken lokale Wärmesenken vorhanden.

Der Standort der Kläranlage ist aufgrund der bereits installierten Ausstattung gut für die Implementierung einer PtG-Anlage geeignet, da H₂ die einzig neue Komponente darstellt. Eine Zusammenfassung ist in Tabelle 2 zu sehen.

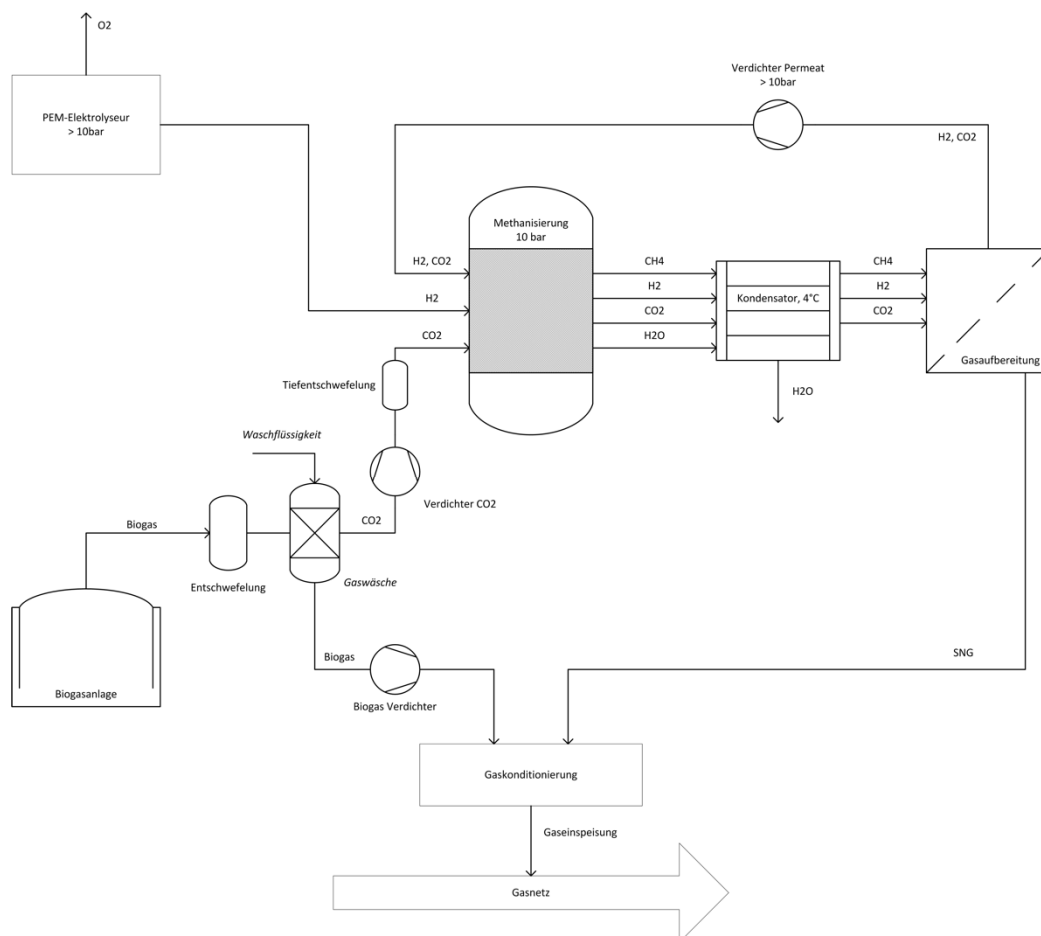
Abbildung 16: Übersicht der Standortbewertung: Biogasanlage LE Gas / RHV Leoben

	H ₂	CO ₂	CH ₄	Wärme	Strom
Verfügbarkeit	-	+	+	+	+
Bekannte Mengen	-	+	+	+	+
Bekannte Zusammensetzung	-	+	+		
S-Verbindungen	-	0	+		
CO ₂ – Abscheidung, Gasaufbereitung	-	+	+		
Speichermöglichkeit	-	-	+		
Einspeisemöglichkeit	-		+		
Lokale Wärmenutzung				+	
Fernwärmeanschluss				-	
Erneuerbare Energien				+	0
Zusammenfassung	-	+	+	+	0

Modellplanung einer PtG-Anlage am Standort Kläranlage Leoben

Basierend auf erhobenen Daten wurde eine PtG-Anlage konzipiert und die Massen- und Energieströme abgeschätzt. Ein Verfahrensfliessbild ist nachstehend in Abbildung 17 dargestellt. Zur Wasserelektrolyse wird ein PEM-Elektrolyseur eingesetzt, wodurch ein H₂-Verdichter eingespart werden kann. Im konkreten Fall wird ein H₂-Ausgangsdruck von 12-15 bar angesetzt, die nachfolgende mehrstufige Festbettmethanisierung bei 10-12 bar betrieben, weshalb auf eine weitere Kompression verzichtet werden kann. Das benötigte CO₂ muss in einem zusätzlichen Prozessschritt tiefentschwefelt werden, da S-Verbindungen den Katalysator in kurzer Zeit schädigen und deaktivieren würden. Nach einer Wasserabscheidung mittels Kühlfalle erfolgt die Abtrennung nicht umgesetzter Reaktionsgase durch Einsatz von Polyimid-Membranen. Das CO₂- und H₂-reiche Permeat wird erneut verdichtet und als Einsatzgas zur Methanisierung rückgeführt. Schlussendlich wird das aufbereitete SNG mit dem Biogas konditioniert (Odorierung und ggf. Brennwertanpassung) und ins Erdgasnetz eingespeist.

Abbildung 17: Fließbild des PtG-Prozesses – Szenario 3a



Basierend auf den Daten der Biogasanlage wurde von folgender Situation ausgegangen:

- Gasproduktion $V_{\text{Rohbiogas}} = 200 \text{ Nm}^3/\text{h}$
- Gaszusammensetzung: $y_{\text{CO}_2} = 0,33$; $y_{\text{H}_2} = 0,67$
- Jahresstunden: $t = 7000 \text{ h/a}$

Folglich fällt ein ungenutzter CO_2 -Strom von $V_{\text{CO}_2} = 462.000 \text{ Nm}^3/\text{a}$ an, welcher in der Methanisierung mit H_2 zu CH_4 umgesetzt werden soll. Bei Vorgabe eines $\text{H}_2:\text{CO}_2$ -Verhältnisses von 4,43 wird bei der PEM-Elektrolyse mit einem Energiebedarf von $5,8 \text{ kWh/Nm}^3 \text{ H}_2$ eine Elektrolyseurleistung von 1,71 MW mit einer Jahresproduktion von $V_{\text{H}_2} = 2,06 \cdot 10^6 \text{ Nm}^3/\text{a}$ benötigt. Nach der chemischen Umsetzung zu CH_4 ergibt sich eine zusätzlich produzierte Gasmenge von $V_{\text{SNG}} = 4,64 \cdot 10^5 \text{ Nm}^3/\text{a}$, welche ins Gasnetz eingespeist werden kann.

Die bestehende Einspeisung ins Niederdrucknetz kann unter Umständen limitierend wirken, da das Gasnetz bei stagnierendem Gasverbrauch keine zusätzlichen Gasmengen aufnehmen kann. Laut Netzsimulation ist an 205h/a mit Engpässen zu rechnen, was durch Speichertanks gepuffert werden kann. Ein alternatives Konzept sieht die Betankung von Erdgas- oder Wasserstoffbussen vor. Eine Abschätzung, basierend auf Verbrauchsdaten der Literatur, ergab eine mögliche Betankung von 20 Erdgasbussen bzw. 40 H_2 -Bussen, wobei der erhebliche Verdichtungsaufwand nicht berücksichtigt wurde. Gegenwärtig sind bei den Stadtwerken Leoben 14 Linienbusse im Einsatz, welche alle mit erneuerbar hergestelltem Treibstoff versorgt werden könnten.

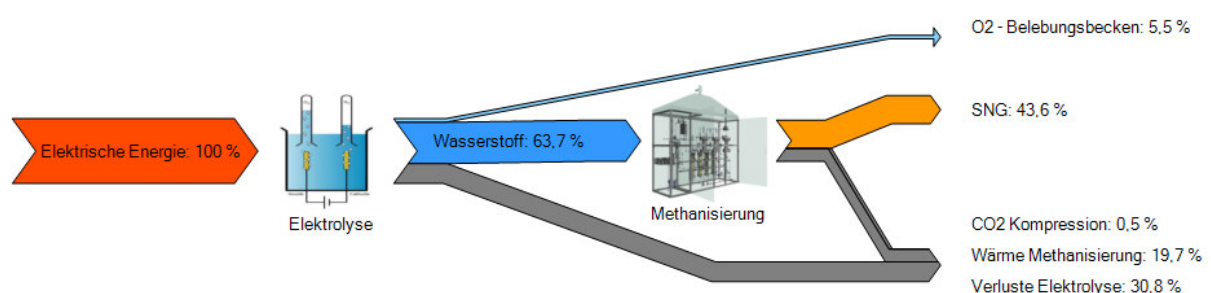
Bei der Wasserelektrolyse fällt O_2 als Nebenprodukt an, welches innerhalb der Kläranlage sinnvoll genutzt werden kann. So ist der Energieaufwand zur Luftbereitstellung für das Belebungsbecken einer der größten Kostentreiber im Klärprozess. Im konkreten Fall werden ca. $12.000 \text{ m}^3 \text{ Luft/d}$ benötigt, was einem Energieaufwand von ca. 1800 kWh/d entspricht. Unter der Annahme, dass nur der Sauerstoffanteil der Luft benötigt wird, ergibt sich ein jährlicher O_2 -Bedarf von $919.800 \text{ m}^3/\text{a}$.

Bei der geplanten Wasserelektrolyse fällt jährlich ein O_2 -Strom von $V_{\text{O}_2} = 1,03 \cdot 10^6 \text{ Nm}^3/\text{a}$ an, was den tatsächlichen Bedarf sogar übersteigt. Somit kann die Luftbereitstellung vollständig von der Wasserelektrolyse übernommen werden, solange der O_2 -Strom bei einem geringen Überdruck anfällt. Dies ist grundsätzlich möglich, wenn der Elektrolyseur entsprechend ausgelegt wird. Bei

einer drucklosen Ausführung muss O_2 wie gehabt verdichtet werden, jedoch reduziert sich der Energieeinsatz auf etwa 1/5 der ursprünglich benötigten Energie. Bei einer Umsetzung dieses Konzeptes ist die Elektrolyse jedenfalls auf einen Dauerbetrieb auszulegen, da die Luftversorgung unterbrechungsfrei gestaltet werden muss. Ob der Prozess mit Reinsauerstoff statt Luft betrieben werden kann bedarf weiterführenden Erhebungen. Des Weiteren ist anzumerken, dass bei vergleichbaren Kläranlagen oft ein deutlich höherer Luftbedarf bzw. Energieeintrag ($>$ Faktor 2) notwendig ist, wodurch auch sauerstoffangereicherte Luft eine interessante Option sein kann.

Ausgehend von den abgeschätzten Daten konnte ein Systemwirkungsgrad für den PtG Prozess ermittelt werden, wobei Wasserbereitstellung, Begleitheizung, Gasaufbereitung (inkl. Recyclestrom) und Wärmenutzung vernachlässigt werden. In die Wirkungsgradberechnung fließen somit nur die chemisch gebundene Energie (Brennwert) sowie die Kompressionsenergie (vgl. 2-stufige Kompression, Kompressorwirkungsgrad 0,7) von H_2 , CH_4 und CO_2 als auch die eingesparte Energie der Luftbereitstellung für das Belebungsbecken ein. Von 100% der eingesetzten elektrischen Energie können 43,6% als chemische Energie in Form von SNG und 5,5% als Einsparung der Energiekosten für die Luftbereitstellung des Belebungsbeckens genutzt werden.

Abbildung 18: Sankey-Diagramm der Prozesseffizienz des PtG-Szenarios (ohne Wärmenutzung, Gasaufbereitung, Begleitheizung; mit Energieeinsparung durch O_2 -Nutzung)



Unter Berücksichtigung der Erkenntnisse der exergetischen Optimierung im Szenario 1a, sowie dem starken Rückbau der Biogasanlage, ist unter den aktuellen Gegebenheiten von einer Errichtung einer PtG-Anlage abzusehen. Die veränderten Rahmenbedingungen erfordern eine erneute Evaluierung des Standorts, was innerhalb des gegenständlichen Forschungsprojektes nicht durchführbar ist. Die getroffenen Aussagen können jedoch auf ähnliche Regionen

umgelegt werden, weshalb die Ergebnisse im Bericht vollständig dargestellt wurden.

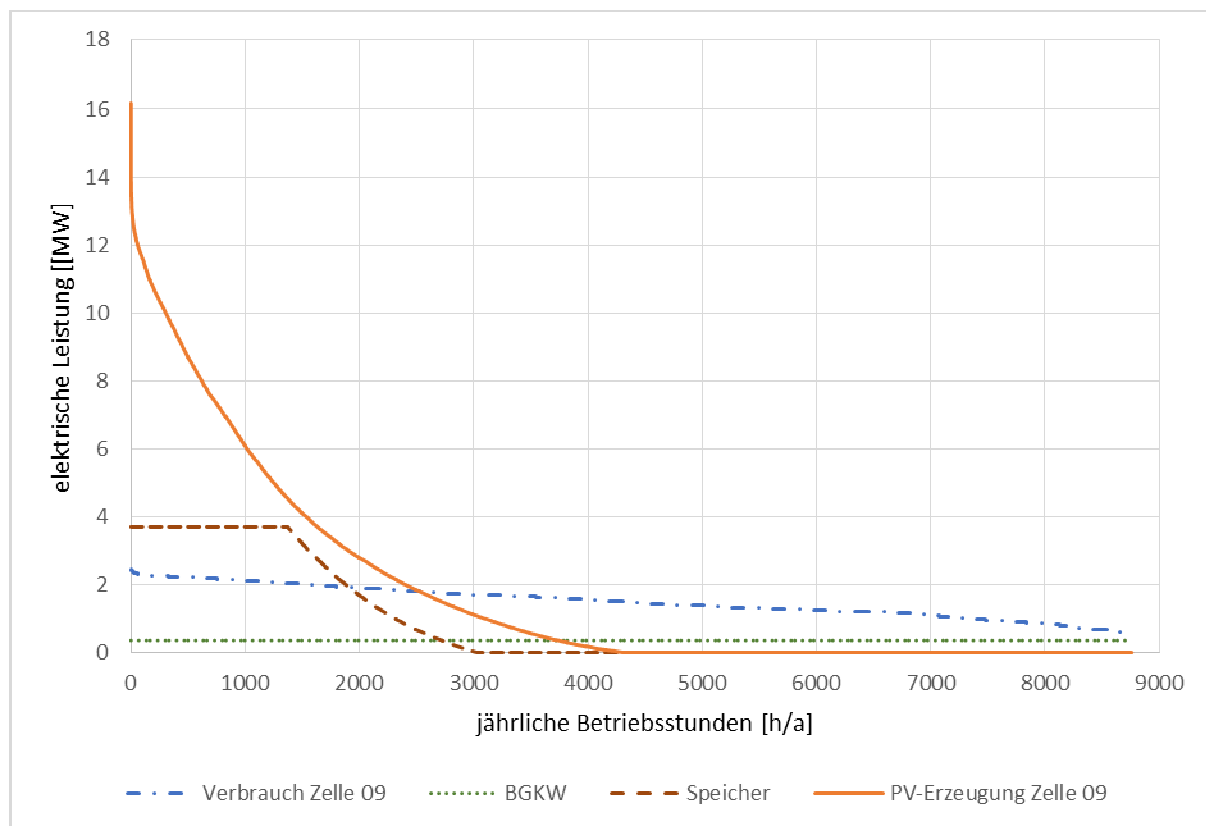
Szenario 3b – Einbindung von PV-Energie zur Treibstoffbereitstellung für regionale Omnibusse

Das Szenario 3b untersucht die vollständige Nutzung der Dachflächenpotentiale für PV in Zelle 09, in welcher sich Kläranlage und Biogasanlage befinden. Die gewonnene elektrische Energie wird primär für die Bedarfsabdeckung in Leoben verwendet, anfallende Überschüsse sollen in einer PtG-Anlage zu einem stofflichen Energiespeicher umgewandelt werden, welcher als Treibstoff für regionale KFZ genutzt wird.

Im Gegensatz zum Szenario PV_{MAX} (62,5% Ausbau) hatte die Potentialnutzung in Zelle 09 Priorität, wodurch die PV-Leistungen in anderen Zellen gesenkt werden mussten, um die Transformatoren nicht zu überlasten.

Die Jahreslinien der Stromerzeugung durch PV in Zelle 09 sowie deren Verbrauch sind in Abbildung 19 dargestellt.

Abbildung 19: Leistungskurven von Zelle 9 in Szenario 3b

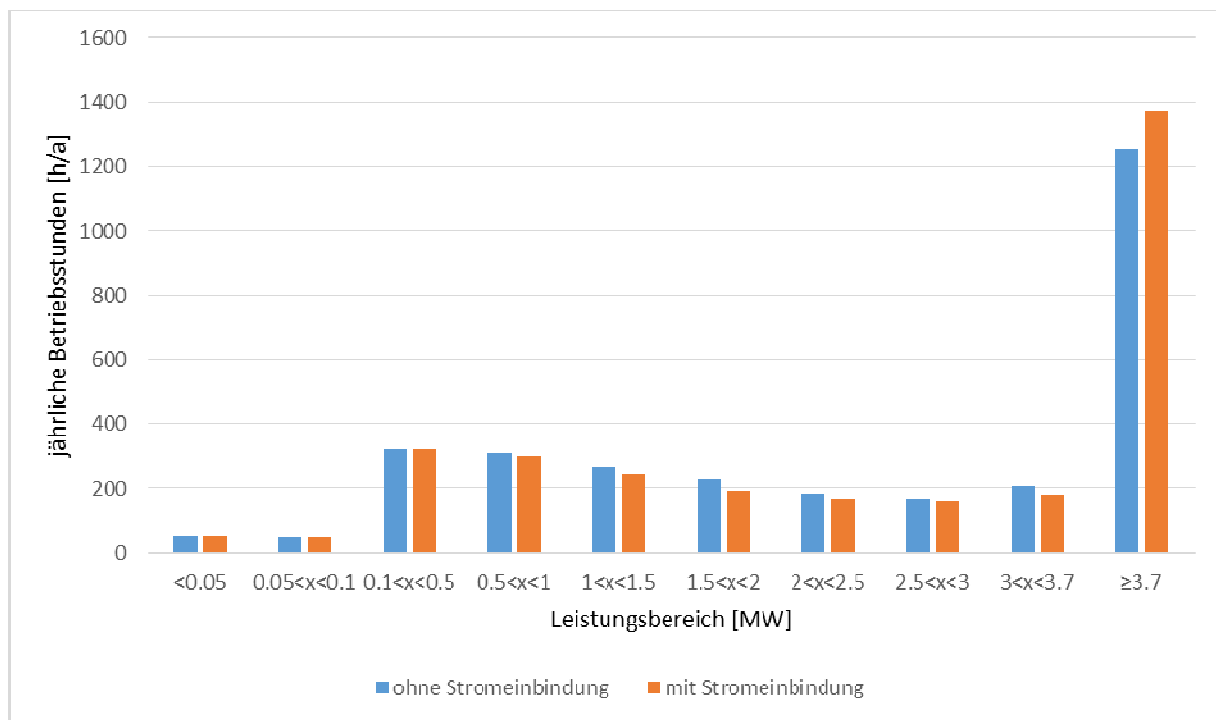


Zur Ermittlung der zur Verfügung stehenden überschüssigen elektrischen Energie, welche der Power to Gas Anlage zugeführt wird, wird der Eigenbedarf

von der Erzeugung mittels Photovoltaik abgezogen. Das erhaltene 15-Minuten-Profil ergibt jedoch eine geringe Betriebsstundenanzahl (3031 h/a) bei hohen Spitzenleistungen der Photovoltaikproduktion von bis zu 12 MW, was bei einer Umsetzung im PtG-Prozess zu unverhältnismäßig hohen Kosten führen würde, weshalb die elektrische Leistung des Elektrolyseurs auf 3,7 MW begrenzt wurde.

Um die geringe Betriebsstundenanzahl besser ausnutzen zu können, wird in einem letzten Schritt überschüssige elektrische Energie aus den Nachbarzellen in die Zelle 09 geleitet und der Elektrolyse zugeführt. Der Vergleich der jährlichen Betriebsstunden der Elektrolyse mit und ohne Stromeinbindung aus benachbarten Zellen ist in Abbildung 20 dargestellt. Während die Betriebsstunden bei niedrigeren Leistungen sinken, steigt die Auslastung bei Leistungen $>3,7$ MW an. Für den Elektrolyseur bedeutet dies eine größere Anzahl an Betriebsstunden bei der Volllast von 3,7 MW, wodurch die insgesamt aufgenommene Energiemenge und folglich die Volllastäquivalente (2014 h/a) ansteigen.

Abbildung 20: Vergleich der jährlichen Betriebsstunden der Elektrolyse mit und ohne Stromeinbindung aus benachbarten Zellen

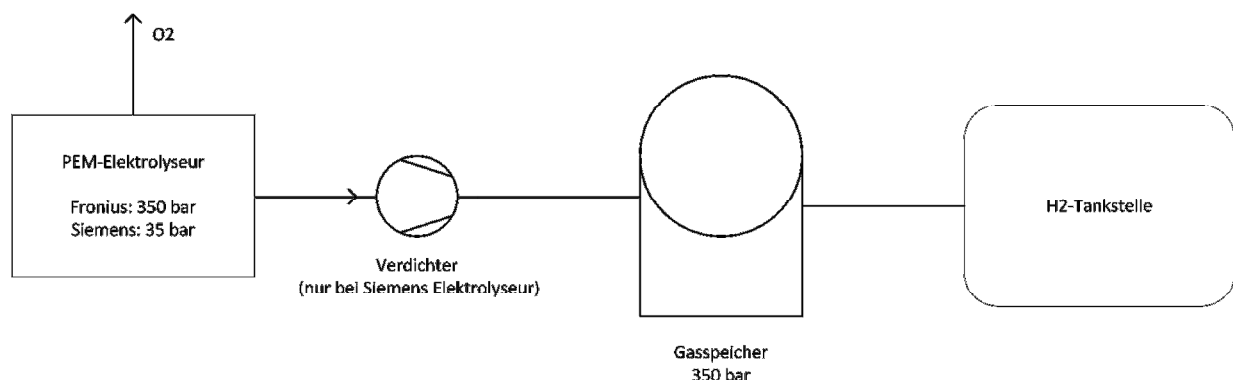


Aufgrund der sehr schwankenden H_2 -Produktion und der geringen Betriebsstundenanzahl wurde auf eine chemische Methanisierung zu CH_4 verzichtet und eine H_2 -basierte Mobilitätsanwendung angenommen. H_2 -

Fahrzeuge werden bei sehr hohem Druck von bis zu 700 bar betankt was enormen Kompressionsaufwand erfordert. Daher wurden zur H₂-Erzeugung Hochdruckelektrolyseure (PEM) von 2 Anbietern ausgewählt. Fabrikat A von Fronius befindet sich noch in Entwicklung, verspricht aber einen Ausgangsdruck von 350 bar bei einer Energieaufnahme von 7-8 kWh/Nm³ H₂ und einer Lebensdauer von 50.000 h. Das zweite Aggregat B von Siemens, Modell Silyzer 200, ist bereits am Markt erhältlich und liefert H₂ bei einem Druck von immerhin 35 bar, was sich in einer günstigeren Energieaufnahme von 6 kWh/Nm³ H₂ und einer höheren Lebensdauer von 80.000 h niederschlägt.

Das Verfahrenskonzept beschränkt sich in diesem Szenario auf Elektrolyseur, Kompressor (falls notwendig), Gasspeicher und H₂-Tankstelle, ein Fließbild ist in Abbildung 21 dargestellt. Aktuelle Entwicklungen im Bereich der Wasserstoffmobilität gehen von einem max. Fülldruck von 350 bar aus¹⁸, wodurch im Falle des Fronius-Elektrolyseurs auf eine weitere Verdichtung verzichtet werden kann.

Abbildung 21: Prozessfließbild der H₂-Erzeugung in Szenario 3b



Ausgehend von einer verfügbaren elektrischen Energiemenge von 7.452 MWh/a wurden für die Varianten die produzierbaren H₂-Mengen sowie die Anzahl der zu betankenden Busse berechnet. Die Ergebnisse sind in der nachstehenden

¹⁸ H2Mobility: Hydrogen Vehicles. Available: <http://www.netinform.net/h2/H2Mobility/Default.aspx> (2016, Oct. 14).

Tabelle 11 dargestellt. Bei den Berechnungen ist zu berücksichtigen, dass es sich um Überschlagsrechnungen basierend auf Herstellerangaben und Literaturdaten handelt. Bei Einsatz des Siemens-Elektrolyseurs wird der Kompressionsaufwand zur Verdichtung von 35 auf 350 bar der verfügbaren Energiemenge abgezogen, um die Ergebnisse vergleichbar zu gestalten. Die benötigte Energiemenge zur Verdichtung ist aufgrund von Zirkelbezügen als Richtwert zu verstehen.

Tabelle 11: Gegenüberstellung der Ergebnisse Szenario 3b

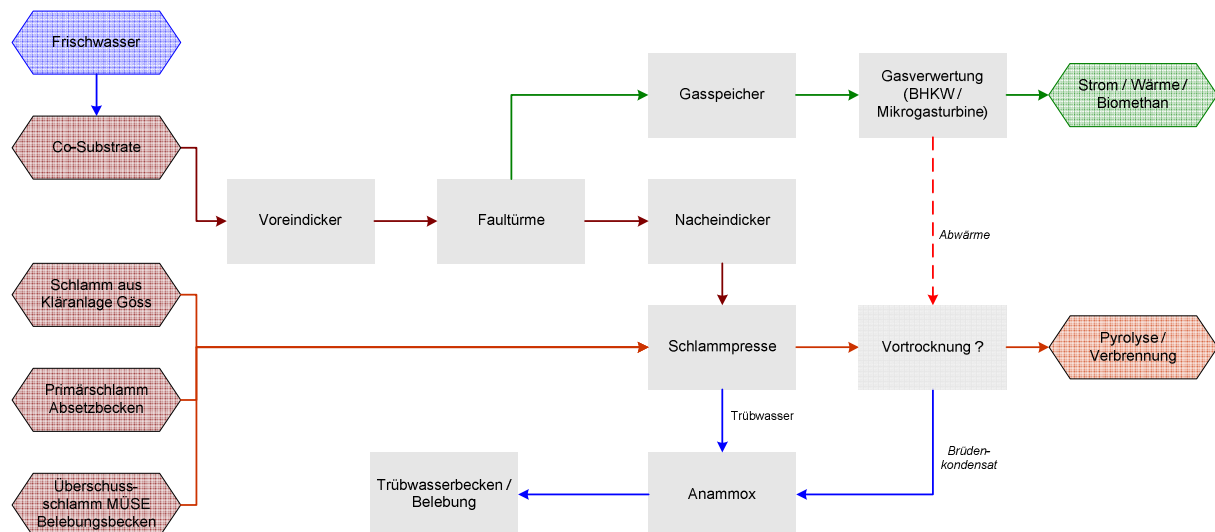
Größe	Einheit	Fronius-Elektrolyse	Siemens-Elektrolyse
Energie aus PV	MWh/a	7.452,76	7.452,76
Kompressionsaufwand	MWh/a	0	211,45
Verfügbare Energiemenge	MWh/a	7.452,76	7.241,31
Energieaufnahme Elektrolyseur	kWh/Nm ³	7,5	6
Produzierter H ₂	Nm ³ /a	0,99 Mio	1,21 Mio
	Nm ³ /h	330	400
Anzahl Busse		19	23

Szenario 4: Thermische Verwertung von Klärschlamm

Im Vergleich zum in Kapitel B.4.5 dargestellten Basisszenario zur Betriebsweise der Biogasanlage Leoben soll im hier dargestellten Vergleichsszenario eine direkte thermische Verwertung der Klärschlämme (Primärschlamm, Überschussschlamm und Schlamm Göss) erfolgen. Dabei werden die Klärschlämme rein mechanisch entwässert und danach einer direkten thermischen Verwertung zugeführt. Die Co-Substrate werden wie im Basisszenario auch über die beiden Faultürme gefahren (

Abbildung 22), wodurch auch die verarbeitete Menge und damit die Biogasproduktion erhöht werden könnte. In Summe soll sich durch diese Änderungen eine verbesserte Energie- bzw. Exergiebilanz des Gesamtsystems ergeben.

Abbildung 22: Blockfließbild des Anlagenbetriebs der Biogasanlage Leoben bei thermischer Klärschlammverwertung (Szenario 4)



An dieser Stelle ist festzuhalten, dass eine Umsetzung des Szenarios 4 an der Klär- bzw. Biogasanlage Leoben durch die Veränderung der Situation betreffend die Co-Fermentation derzeit nicht wahrscheinlich ist. Im Hinblick auf eine mögliche Umsetzung an anderen Kläranlagen bzw. Regionen wird dennoch eine Analyse des Gesamtsystems sowie eine Vergleichsrechnung der beiden dargestellten Szenarien in Form eines vereinfachten Rechenmodells mit Hilfe des Simulationstool HSC-SIM durchgeführt. Folgende betriebliche Aspekte und Ergebnisse der Prozesssimulation, die dieses Szenario betreffen, können zusammengefasst werden.

Betriebliche Aspekte

Die Aufgabe einer anaeroben Behandlung von Klärschlamm ist die Stabilisierung, d.h. Verbesserung der Entwässerungseigenschaften, Verringerung des Kohlenstoffgehalts sowie biologischer oder chemischer Umsetzungsprozesse im Schlamm, die zu Geruchsentwicklungen (z.B. H_2S , NH_3) und unkontrollierter Gasbildung führen können. Fällt diese Stabilisierung weg, ist davon auszugehen, dass gerade im Zusammenhang mit einer Co-Fermentation die Leistung der mechanischen Entwässerung zurückgeht und es zu Gasentwicklung bzw. Geruchsemissionen bei der Klärschlammverwertung kommen kann, sofern diese nicht kontinuierlich und in geschlossenen Systemen erfolgt. Betriebliche

Erfahrungen an Kläranlagen zeigen zudem, dass nicht stabilisierter Schlamm zur Verblockung von Sieben und Schlammpressen bzw. zum Zuwachsen von Rohrleitungen führen kann.

Eine thermische Verwertung von nicht stabilisiertem Klärschlamm erfolgt derzeit an der Hauptkläranlage in Wien. Dort werden Primär- und Überschussschlamm mit TS-Gehalten von etwa 4% direkt zur Verwertung in das Fernheizkraftwerk Simmeringer Haide gepumpt, mittels Zentrifugen entwässert (35-39%) und in Wirbelschichtöfen bei etwa 850°C verbrannt. Ein solches System ist aufgrund des Einsatzes von energieintensiven Zentrifugen und der notwendigen Abgasreinigung nur bei großen Kläranlagen bzw. in Verbundsystemen wirtschaftlich umsetzbar (Hauptkläranlage Wien: 4 Mio. EW) und ist für Kläranlagen der Größe von Leoben wenig geeignet (ca. 90.000 EW).

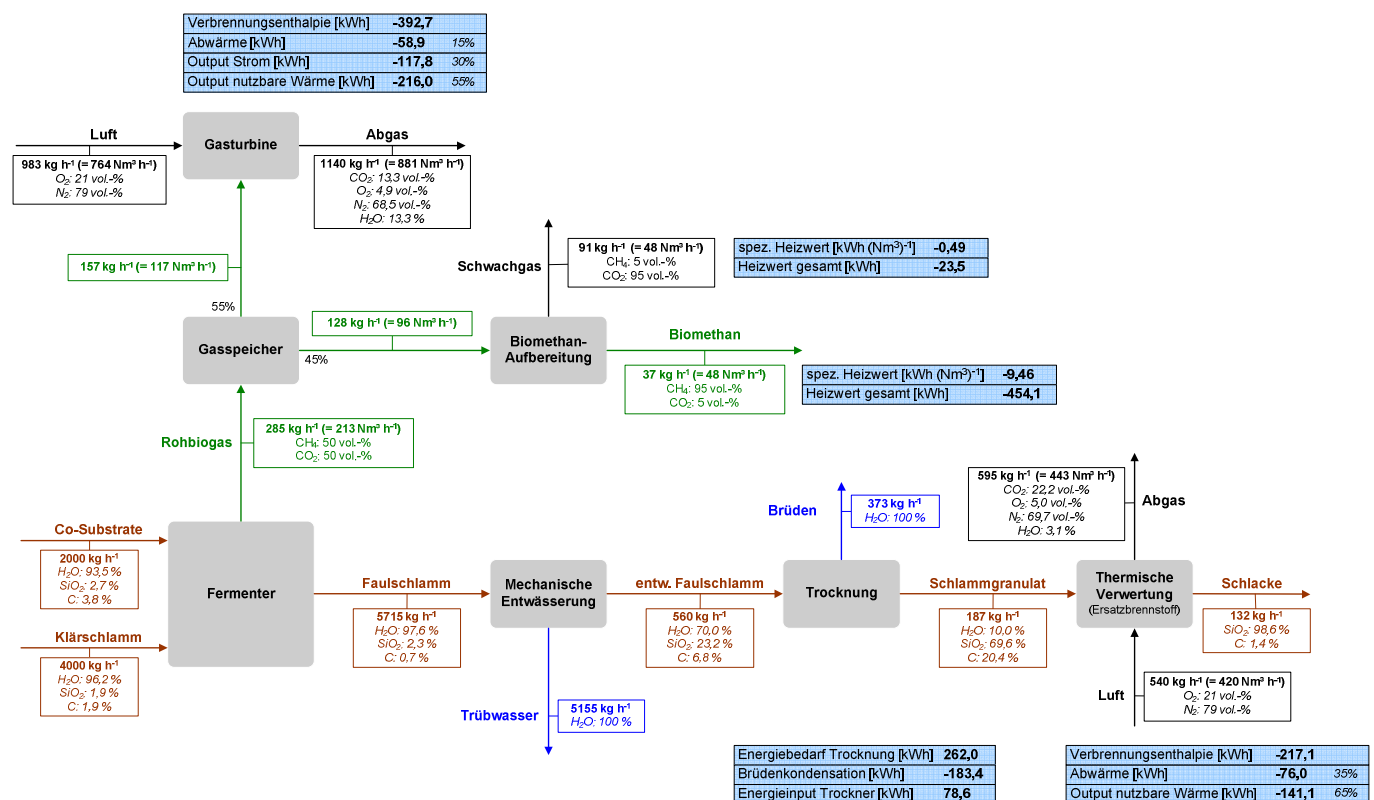
Aufgrund der veränderten Situation an der Kläranlage Leoben und dem Ende der Co-Fermentation mit September 2016 entfällt im oben dargestellten Szenario 4 die Co-Substratrouten, wodurch große Teile der bestehenden Kläranlage (Faultürme, Gasverwertung) bei einer direkten thermischen Verwertung der Klärschlämme nicht mehr genutzt würden. Zudem wäre in Anlehnung an die Fahrweise der Wiener Hauptkläranlage aller Voraussicht nach eine Umrüstung der Entwässerungsaggregate notwendig (von Schlammpressen auf Zentrifugen), wodurch zusätzlich Investitionen notwendig wären. Eine Umsetzung des Szenarios ist daher aus betrieblicher Sicht für die Klär-/Biogasanlage Leoben nicht zu empfehlen.

Simulationsergebnisse

Auf Basis vorhandener Prozessdaten und unterschiedlichen Annahmen wurde ein Simulationsmodell zum Vergleich des in Kapitel B.4.5 dargestellten Basisszenarios der Co-Fermentation (vor September 2016) mit dem oben dargestellten Szenario 4 erstellt. Dafür wurde eine vereinfachte Zusammensetzung der Klärschlämme und Co-Substrate angenommen und von einem 75%-igen Abbau des Kohlenstoffs im Fermenter ausgegangen. 55% des dabei entstehenden Biogases (50 vol.-% CO₂; 50 vol.-% CH₄) werden verstromt (Gasturbine), der Rest zu Biomethan mit 95 vol.-% CH₄-Anteil aufbereitet. Der Faulschlamm aus dem Fermenter (~3% TS) wird zunächst mechanisch entwässert (30% TS) und anschließend auf 90% TS getrocknet. Das getrocknete Klärschlammgranulat wird extern thermisch verwertet (Ersatzbrennstoff in einem Zementwerk).

Die Ergebnisse der Simulation des Basisszenarios sind in Abbildung 23 dargestellt. Insgesamt stehen bei dieser Variante an der Kläranlage etwa 117,8 kWh Strom und rund 137,4 kWh Wärme als Überschuss zur Verfügung (abzüglich der Prozesswärme für die Trocknung), welche intern genutzt oder verkauft werden können. Der Energieinhalt des produzierten Biomethans beträgt 454,1 kWh, die thermisch nutzbare Energiemenge im Ersatzbrennstoff beträgt etwa 141,1 kWh.

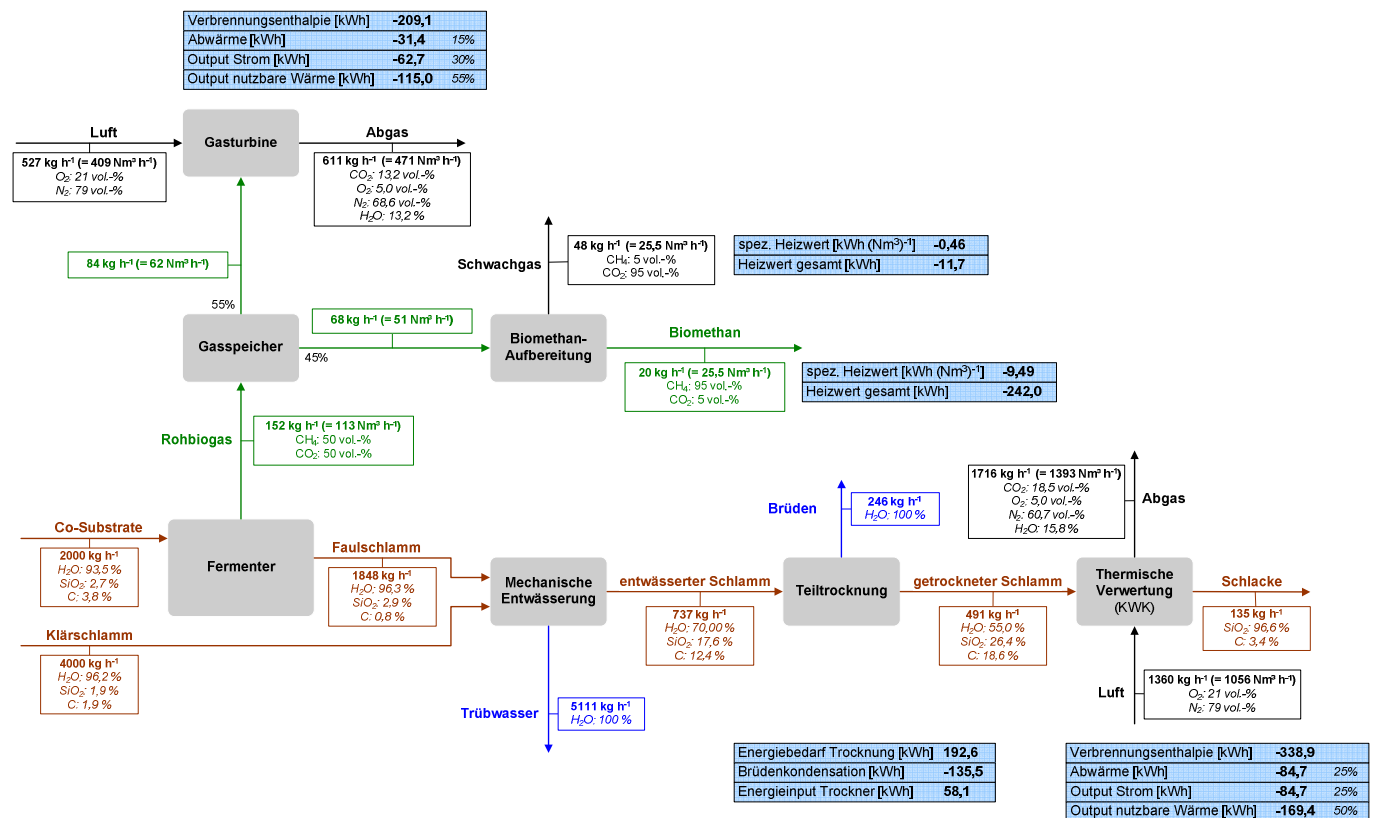
Abbildung 23: Berechnete Massenbilanz und Energieoutput der Biogasanlage Leoben (Szenario 4 – Basis); vereinfachtes Simulationsmodell berechnet mit HSC7.1+



Im Vergleichsszenario wird der Klärschlamm in Form einer Monoverbrennung (KWK) direkt an der Kläranlage verwertet und nicht mehr anaerob stabilisiert, sondern mit den Co-Substrat-Gärresten direkt entwässert und verbrannt. Zur Sicherstellung einer selbstgängigen Verbrennung müssen gewisse Bandbreiten für den Heizwert des Brennstoffs eingehalten werden, welche von der Anlagentechnik und der Regelung des Verbrennungssystems abhängig sind. Während für eine typische Rostfeuerungsanlage ein Mindestheizwert von etwa 7 MJ kg⁻¹ TS nötig ist, ist eine selbstgängige Verbrennung in entsprechend

ausgestalteten Wirbelschichtanlagen bereits ab etwa 3 MJ kg^{-1} TS möglich¹⁹. Generell ist bei nicht stabilisiertem Klärschlamm ein Heizwert von ca. $4,5 \text{ MJ kg}^{-1}$ TS und damit ein TS-Gehalt von etwa 40% für eine selbstgängige Verbrennung notwendig, ein Wert, der mit mechanischen Methoden der Klärschlammmentwässerung nicht zu erreichen ist²⁰. Im Rahmen des Szenarios 4 wird daher bei gleichen Inputparametern wie im Basisszenario von einer Teiltrocknung auf einen TS-Gehalt von 45% zur gesicherten Erreichung eines Heizwertes von mindestens 4500 kJ kg^{-1} TS ausgegangen. Die Ergebnisse der Prozesssimulation sind in Abbildung 24 angeführt.

Abbildung 24: Berechnete Massenbilanz und Energieoutput der Biogasanlage Leoben bei thermischer Klärschlammverwertung (Szenario 4); vereinfachtes Simulationsmodell berechnet mit HSC7.1



¹⁹ Vgl. BMLFUW (2009, Hrsg.): Thermische Abfallbehandlung in Österreich, Weißbuch – Zahlen, Daten, Fakten, 2. Auflage, Wien. Online unter: https://www.bmlfuw.gv.at/dam/jcr:217b8402-5262-4df2-9dbb-0dbbc7384771/Wei%C3%9Fbuch_Verbrennung_2009.pdf

²⁰ Vgl. Ministerium für Landwirtschaft, Umwelt und Verbraucherschutz Mecklenburg Vorpommern (2013, Hrsg.): Zukunftsfähige Behandlung und Entsorgung von Klärschlamm in Mecklenburg-Vorpommern, Schwerin. Online unter: <http://www.regierung-mv.de/serviceassistent/download?id=112398>

In diesem Szenario müssen zwar im Vergleich zum Basisszenario etwa 25% höhere Schlamm-mengen getrocknet werden, allerdings ist aufgrund des niedrigeren erforderlichen TS-Gehaltes für die interne Klärschlammverbrennung der Energiebedarf für die Trocknung geringer. Im Vergleich zum Basisszenario wird an der Anlage selbst sowohl eine höhere Strom- als auch Wärmeausbeute erzielt (Strom: 147,4 kWh / +25%; Wärme: 226,3 kWh / +65%). Gleichzeitig sinkt die Biomethanausbeute auf etwa die Hälfte ab, was aber durch eine Erhöhung der Co-Substrat-Menge auf rund 3500 kg h⁻¹ ausgeglichen werden könnte. In diesem Fall ergibt sich laut Simulation eine noch wesentlich höhere Strom- und Wärmeausbeute als im Basisszenario (197,7 kWh Strom / +68%; 306 kWh Überschusswärme / +123%), weshalb Szenario 4 vom energetischen Standpunkt aus sowohl ohne als auch mit Erhöhung des Co-Substrateinsatzes aus Sicht des Anlagenbetreibers gegenüber dem Basisszenario zu bevorzugen wäre. Ohne Einsatz von Co-Substraten ist Szenario 4 aber auch vom energetischen Standpunkt für die Kläranlage Leoben nicht umsetzbar.

B.5.3. Optimierung bestehender Energieflüsse

In diesem Kapitel werden die Ergebnisse der exergetischen Optimierung der einzelnen Szenarien miteinander verglichen.

Ergebnisse der Optimierung von Szenario 1

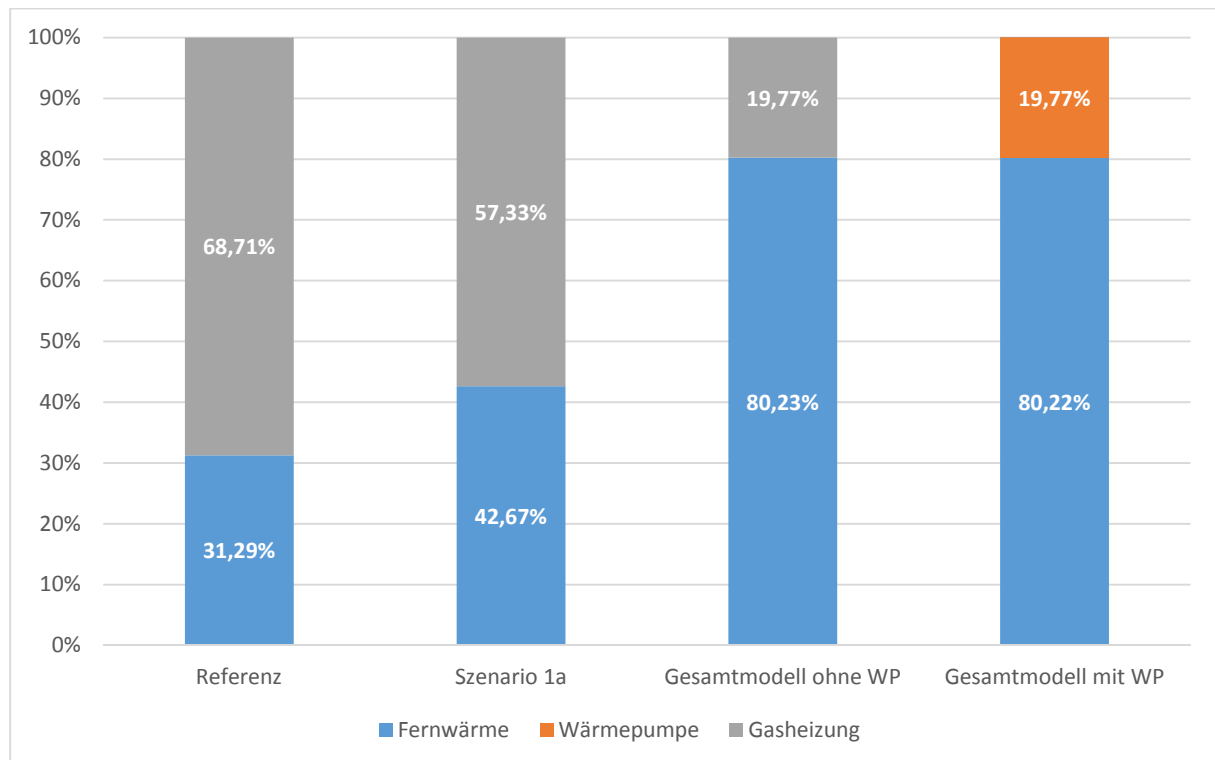
Die Subsznarien, die untersucht werden, sind:

- Referenz: Die momentanen Lasten und Erzeugung der Netze
- Szenario 1: In der Innenstadt wird der Heizgasbedarf mit Fernwärme substituiert.
- Gesamtmodell ohne WP²¹: In diesem Szenario wird der Heizgasbedarf der Innenstadt mit Fernwärme gedeckt und der Optimierer kann außerhalb der Innenstadt beliebige Technologien einsetzen, um ein Optimum an Exergieeffizienz zu erreichen. Außerdem sind die Power-to-Gas Anlage und die Photovoltaik Anlagen mit der maximal möglichen Leistung eingebunden. Wärmepumpen werden keine vorgesehen
- Gesamtmodell mit WP: Dieses Szenario ist wie das Gesamtmodell ohne WP, nur hat die Optimierung zusätzlich Wärmepumpen zur Verfügung.

²¹ Eine ökonomische und ökologische Analyse für das Gesamtmodell (mit und ohne Wärmepumpen) war aufgrund der begrenzten Datenlage nicht möglich.

Durch die exergetische Optimierung ändert sich vor allem die Aufteilung der Energieformen (Fernwärme, elektrisch, Gas) zur Deckung der Heizlast. Die Energieformen werden mit Gasheizungen, Wärmepumpen oder Wärmetauschern in Raumwärme umgewandelt. In Abbildung 25 sind diese Anteile der einzelnen Subszenarien von Szenario 1 und dem Gesamtmodell kumuliert für ganz Leoben dargestellt. Die prozentualen Werte sind bezogen auf die Summe der Heizlasten der einzelnen Zellen. Im Referenzszenario, das den Stand 2014 der Netze und Lasten abdeckt, ist gut erkenntlich, dass etwas unter ein Drittel des Gesamtheizbedarfs über Fernwärme gedeckt wird. Die restlichen zwei Drittel werden mit Gas gedeckt. In Szenario 1, wenn in der Innenstadt Leobens Gas durch Fernwärme substituiert wird, erhöht sich der Fernwärmeanteil auf circa 43%. Es wird demnach etwa 36% mehr Wärmeenergie durch Fernwärme gedeckt als im Referenzfall. Bei dem Gesamtmodell entscheidet sich die Optimierung, so viel Heizbedarf durch Fernwärme zu decken, bis das Fernwärmenetz komplett ausgelastet ist. Insgesamt kann bis zu 80% des Heizbedarfs Leobens mit Fernwärme versorgt werden. Die restlichen 20% werden mit Gas versorgt. Erlaubt man der Optimierung zusätzlich den Einsatz von Wärmepumpen, so wird das Gasnetz (bis auf eine verschwindend kleine Menge an Energie) komplett substituiert. Dies geschieht nicht, weil elektrische Energie exergetisch günstiger ist als Gas, sondern, da bei diesen Energieformen Exergie gleich der Energie ist, Wärmepumpen energetisch effizienter sind. Deswegen sind sie auch exergetisch effizienter und die Optimierung bevorzugt diese Technologie. Insgesamt ist ersichtlich, dass der Ausbau von Fernwärme von der Optimierung bevorzugt wird und somit exergetisch am günstigsten ist und im bestehenden Fernwärmenetz des hier verwendeten Modells genügend Reserven für eine verstärkte Nutzung von Fernwärme möglich ist.

Abbildung 25: Vergleich der Anteile der Technologien zur Deckung des Heizbedarfs



Um den zusätzlichen Wärmebedarf in den Subszenarios von Szenario 1 mit Fernwärme zu decken, muss die Einspeisequelle von Fernwärme, die entsprechende Energie und Leistung aufbringen können. Abbildung 26 und Abbildung 27 zeigen den Energie- und Leistungsbedarf des Fernwärmenetzes für Szenario 1 und dem Gesamtmodell, um aufzuzeigen, um welche Liefermengen es sich handelt. In diesen Untersuchungen ist nur das Fernwärmenetz relevant, deswegen wird im Gesamtmodell nicht unterschieden, ob Wärmepumpen verwendet werden oder nicht, da die Ergebnisse in beiden Fällen identisch sind.

Beim Vergleich des Fernwärmebedarfs Leobens im Referenzfall und Szenario 1 ist ersichtlich, dass durch die Substitution von Heizgas durch Fernwärme in der Innenstadt der Fernwärmebedarf um circa 20 GWh pro Jahr steigt. Das entspricht, bezogen auf den Fernwärmebedarf im Referenzfall eine Steigerung von circa 36%. Die Anschlussleistung steigt dabei von 18,38 MW im Referenzfall um circa 40% auf 25,8 MW.

Im optimierten Gesamtmodell steigt der Fernwärmebedarf auf 130 GWh pro Jahr und die Anschlussleistung erhöht sich auf 38 MW. Durch eine optimale und vollständige Auslastung des Fernwärmenetzes wird die bestehende Anschlussleistung verdoppelt.

Abbildung 26: Vergleich der Anteile der Technologien zur Deckung des Heizbedarfs

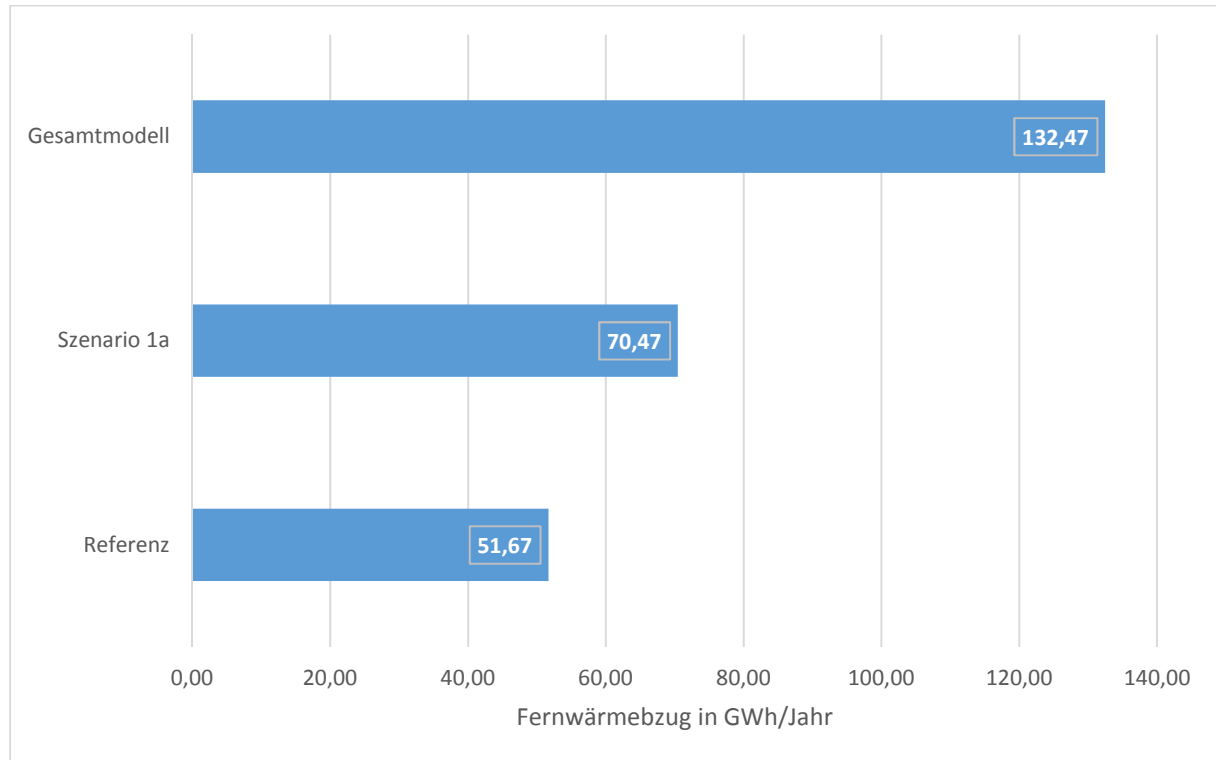
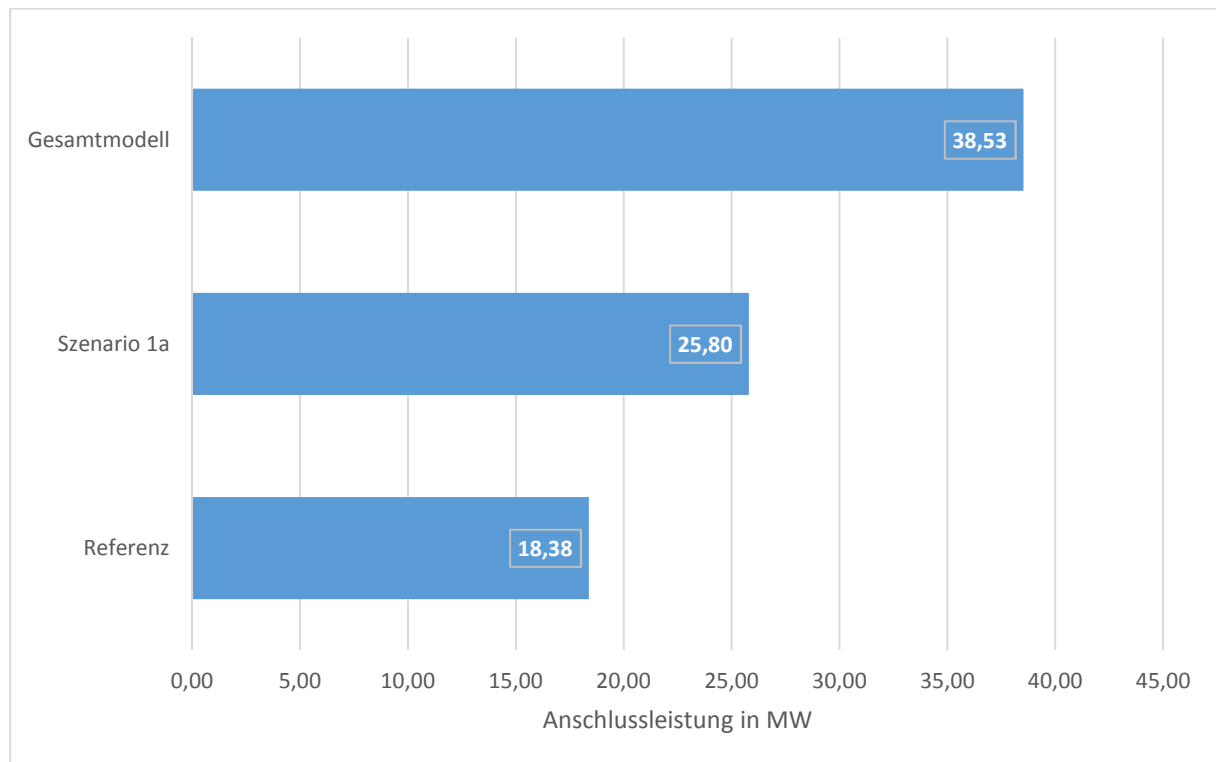


Abbildung 27: Abwärmeanschlussleistung für unterschiedliche Szenarios



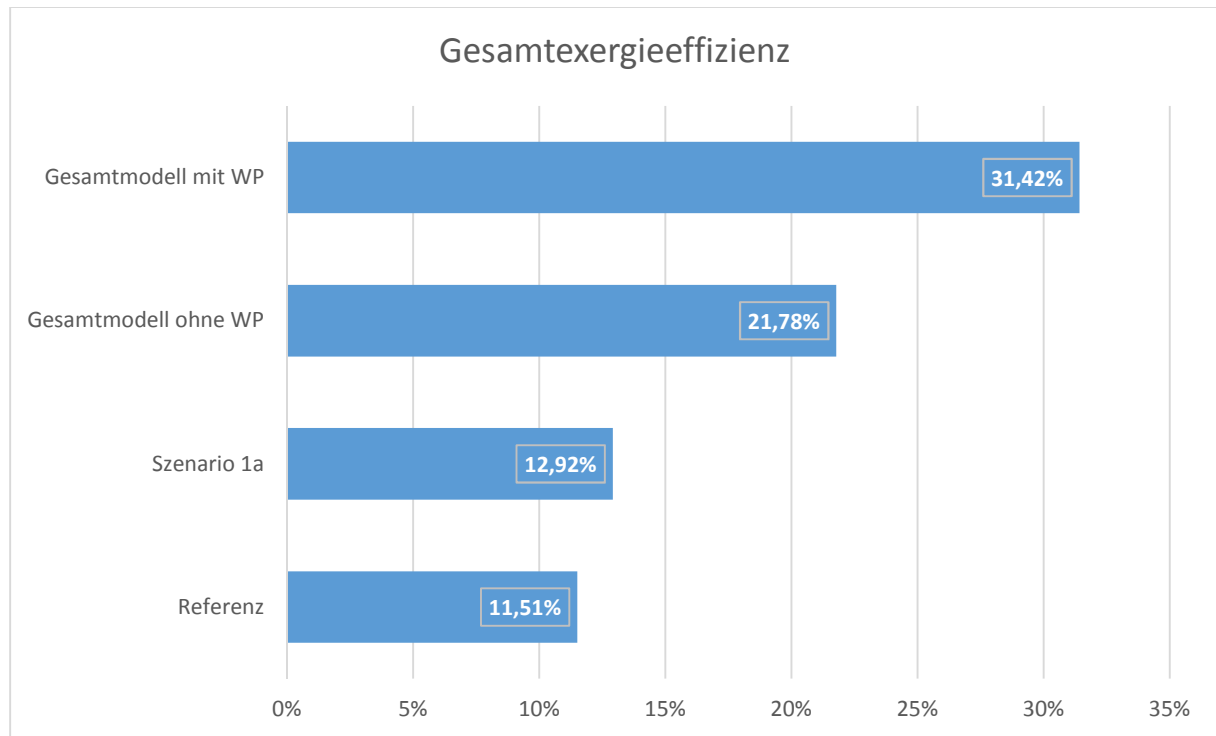
Ein Schwerpunkt dieses Projekt besteht in der exergetischen Bewertung der Netze. Der Optimierungsprozess wurde auch so ausgelegt, dass ein eine möglichst hohe Exergieeffizienz erreicht wird. Die Exergieeffizienz ist definiert als Verhältnis der Exergie der Nutzenergie des Knotens (z.B. die Exergie der Raumwärme) und der Exergie, die als Sekundärenergie von den Netzen in den Knoten hineinfließt. In

Abbildung 28 ist die Exergieeffizienz für die einzelnen Szenarien dargestellt. Da sich der elektrische Bedarf der Knoten, die nicht zur Wärmeerzeugung genutzt wird, in den einzelnen Szenarien nicht ändert, wird er nicht in die Betrachtung der Exergieeffizienz hineinbezogen. Das heißt, es werden in

Abbildung 28 ausschließlich die Exergien für den Heizwärmebedarf und den Hochtemperaturbedarf berücksichtigt. Bei der Berechnung der Exergieeffizienz wurde außerdem nur Heizbedarf zum Erwärmen der Raumtemperatur berücksichtigt. Die Erhitzung von Wasser wird nicht berücksichtigt. Der Grund dafür ist, dass nur schwer einzuschätzen ist, wie viel des Energiebedarfes für die Warmwasseraufbereitung verwendet wird. Zum Vergleich zwischen den Szenarien reicht diese Darstellung aus, obwohl sich die Verbesserungen mit steigender Warmwasserproduktion noch weiter erhöhen. Deswegen ist in Abbildung 29 die Exergieeffizienz mit einem Warmwasseranteil von 25% gezeigt. Die Exergieeffizienz ohne Warmwasseraufbereitung kann also als Minimum interpretiert werden.

Im Referenzszenario liegt die Exergieeffizienz demnach bei 11,5%. Durch den höheren Einsatz von Fernwärme in der Innenstadt in Szenario 1a steigt die Exergieeffizienz auf 13%. Eine Verdoppelung wird im Gesamtmodell erreicht, wenn das Fernwärmenetz bis an seine Grenzen ausgenutzt wird. Das entspricht einer Steigerung von 10%. Weitere 10% können erreicht werden, wenn der restliche Wärmebedarf mit Wärmepumpen gedeckt wird (Szenario Gesamtmodell mit Wärmepumpen). Dadurch steigt die gesamte Exergieeffizienz auf bis zu 31,4%.

Abbildung 28: Gesamte Exergieeffizienz Leobens für unterschiedliche Szenarien ohne Berücksichtigung von Warmwasser



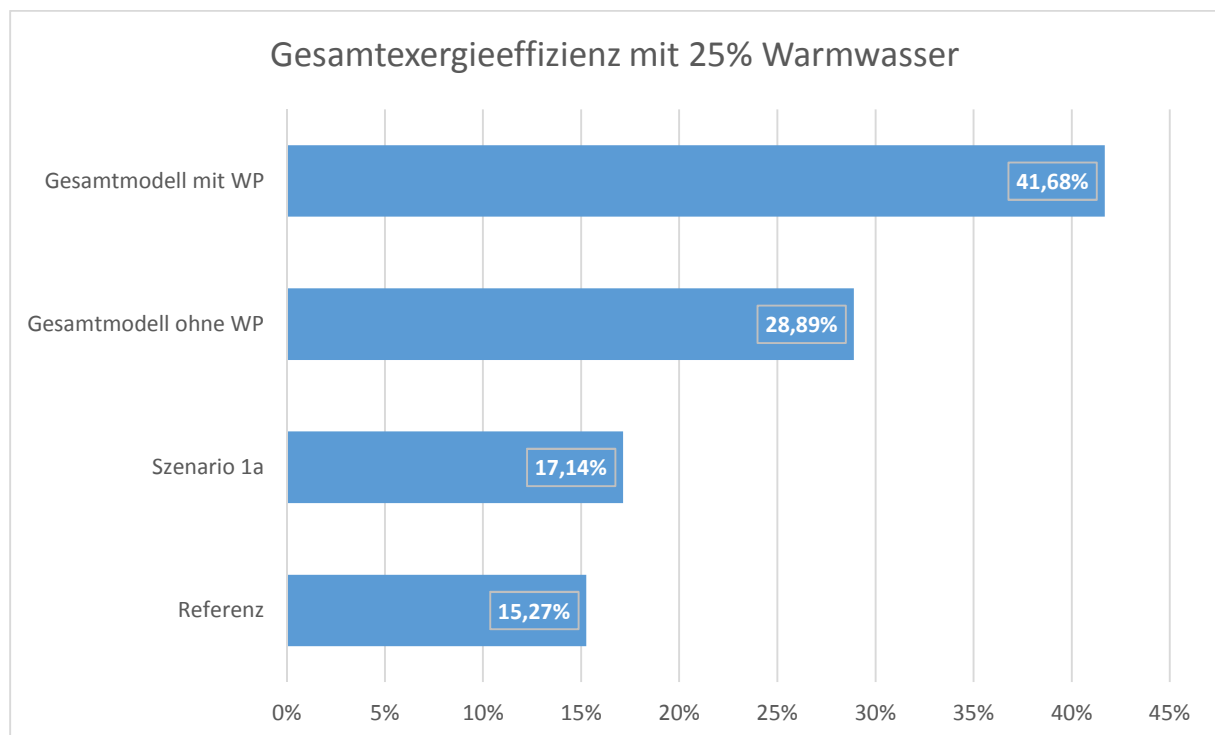
Weiter ist zu sehen, dass zwischen Szenario 1a, dem Gesamtmodell ohne Wärmepumpen und dem Gesamtmodell mit Wärmepumpen je eine Exergieeffizienzsteigerung von 10% liegt, obwohl zwischen Szenario 1 und dem Gesamtmodell ohne Wärmepumpen ca. 40% des Wärmebedarfes durch Fernwärme substituiert wird und zwischen den beiden Szenarien des Gesamtmodells nur 20% des Wärmebedarfes durch Wärmepumpen substituiert werden. Wärmepumpen sind aber nicht, wie dieses Ergebnis vermuten ließe, exergetisch doppelt so effizient wie Fernwärme, sondern es handelt sich hier um eine Nichtlinearität der Exergieeffizienzberechnung. Die Exergie berechnet sich für einen Knoten aus:

$$\eta_{ex} = \frac{P_{ex,out}}{P_{ex,in}}$$

wobei $P_{ex,out}$ der Bedarf ist und somit in allen Szenarien gleich ist. $P_{ex,in}$ entspricht der Exergie, die aus den Netzen bezogen wird und ändert sich in jedem Szenario. Dadurch ergibt sich eine nichtlineare $1/x$ Funktion, bei der, je näher die Eingangsexergie der Ausgangsexergie eines Knoten kommt, der Exergiewirkungsgrad stärker ansteigt.

Ergänzend ist in Abbildung 29 die Exergieeffizienz auch unter Berücksichtigung von Warmwasserbereitstellung berechnet. Es wird angenommen, dass 25% der Nachfrage von der Erwärmung von Wasser auf 60°C benötigt wird. Dadurch steigt die Exergieeffizienz, da die Erwärmung auf 60°C einen höheren Exgielwirkungsgrad hat. Auf Grund der Nichtlinearität der Exergieeffizienzberechnung kommt es hier zu anderen Verbesserungen als wenn keine Wassererwärmung berücksichtigt wird. Dadurch steigt die Exergieeffizienzverbesserung im Gesamtmodell mit Wärmepumpen um bis zu das 2,7-fache des Referenzmodells.

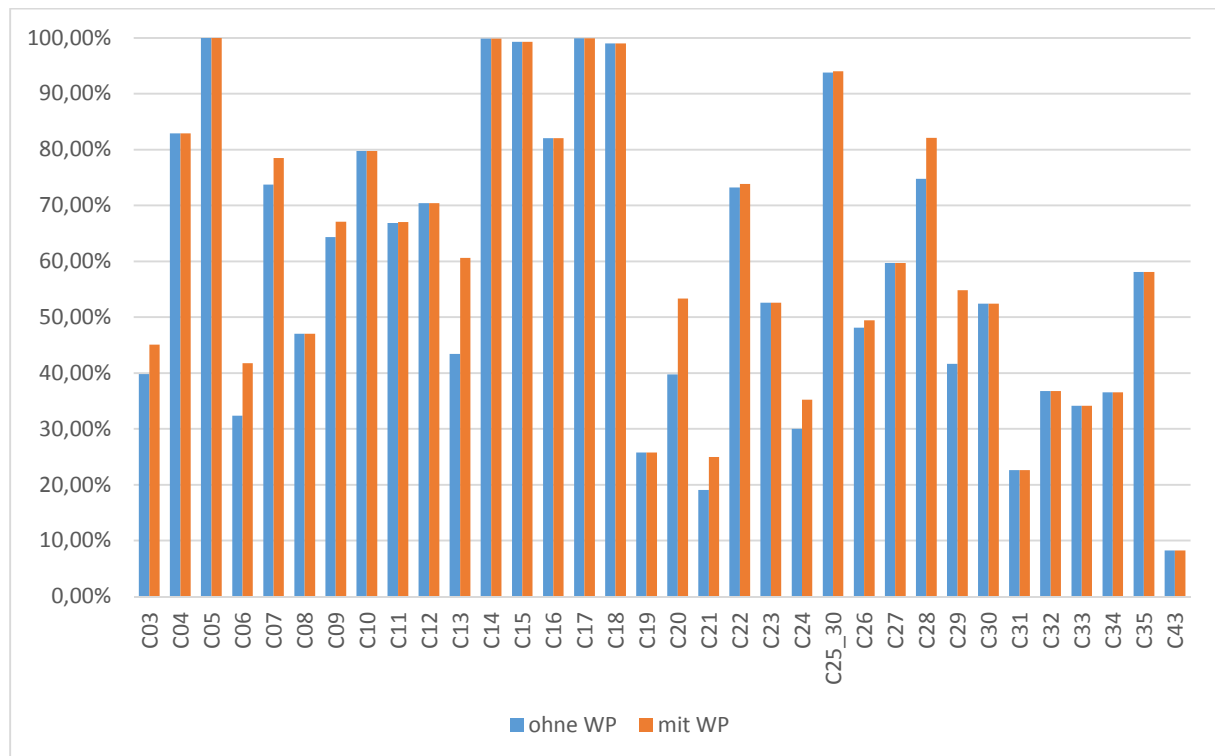
Abbildung 29: Gesamte Exergieeffizienz Leobens für unterschiedliche Szenarien mit 25% Warmwasseranteil



Im Gesamtmodell werden auch Photovoltaik-Anlagen in jeder Zelle installiert. Die Leistungen der Anlagen werden dabei aus Übertragungsgrenzen des elektrischen Netzes berechnet. Bei der Bewertung von Photovoltaikanlagen ist der Eigenverbrauch ein wichtiger Faktor. Dieser ist für jede Zelle Leobens, in der PV installiert wird, in Abbildung 30 dargestellt. In der Darstellung findet sich ein Vergleich des Eigenbedarfes mit und ohne Verwendung von Wärmepumpen. Das Szenario 1a ist nicht abgebildet, da dort noch keine PV eingesetzt wird. Der Eigenbedarf der Zellen ist teilweise sehr groß. Der Grund dafür ist, dass die

Grundlast Leobens schon sehr hoch ist. Deswegen erreichen manche Zellen einen Eigenbedarf von 100%.

Abbildung 30: Gesamteigenverbrauch für verschiedene Szenarien



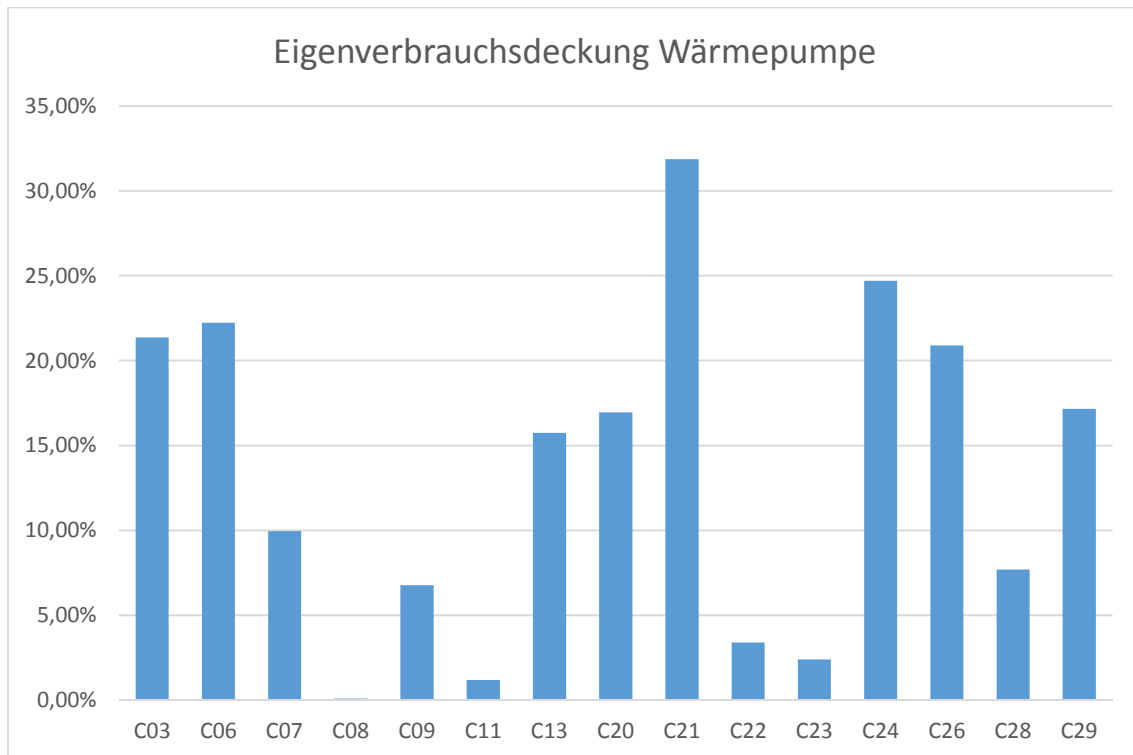
Während die Eigenverbräuche generell sehr hoch sind, steigen sie, anders als erwartet, nicht sehr bei Einsatz von Wärmepumpen. Der Grund ist, dass der Bedarf der Wärmepumpen Großteils außerhalb der Mittagszeit ist, bei der die Photovoltaikanlage den meisten Ertrag hat. In Abbildung 30 wird gezeigt, wie viel Prozent der benötigten Energie für die Wärmepumpe pro Jahr von der Photovoltaikanlage gedeckt wird. Dabei sind nur jene Zellen abgebildet, bei denen eine Wärmepumpe vom Optimierer installiert wird. Es ist gut ersichtlich, dass nur ein kleiner Teil des elektrischen Bedarfs der Wärmepumpen mit Energie aus Photovoltaikanlagen gedeckt wird. Um diesen Wert zu steigern, bieten sich elektrische Speicher an, die aber im Zuge dieses Projektes nicht weiter untersucht wurden.

Der kumulierte Eigenverbrauch für Leoben ist in Tabelle 12 zu finden. Erkennbar ist, dass durch den Einsatz von Wärmepumpen nur 2,2 % mehr Eigenverbrauch zustande kommt. Die Leistungen der Wärmepumpen sind gering bezogen auf die Gesamtlast. Insgesamt ist der Eigenverbrauch aber sehr hoch, was die Installation von Photovoltaikanlagen empfehlenswert macht.

Tabelle 12: kumulierter Eigenverbrauch Leobens

Gesamtmodell ohne WP	64,84 %
Gesamtmodell mit WP	67,04 %

Abbildung 31: Deckung des Bedarfes der Wärmepumpen durch Fernwärme



Ergebnisse Szenario 3

In Szenario 3a wird der Einsatz einer Power to Gas Anlage am Standort der Kläranlage in Zelle untersucht (siehe Kapitel B.5.2). Die Anlage soll mit überschüssigem Strom aus den Photovoltaikanlagen der Zelle dabei nur mit Strom aus dem öffentlichen Netze betrieben werden. Im Folgenden wird untersucht, ob die Auslastung des Gasnetzes durch die Power to Gas Anlage innerhalb der erlaubten Grenzen bleibt beziehungsweise wie oft die Anlage wegen Überlastung des Gasnetzes ihre Produktion einschränken muss.

Die Power to Gas Anlage am Standort der Kläranlage wurde mit folgenden Parametern konzeptioniert (siehe Kapitel B.5.2):

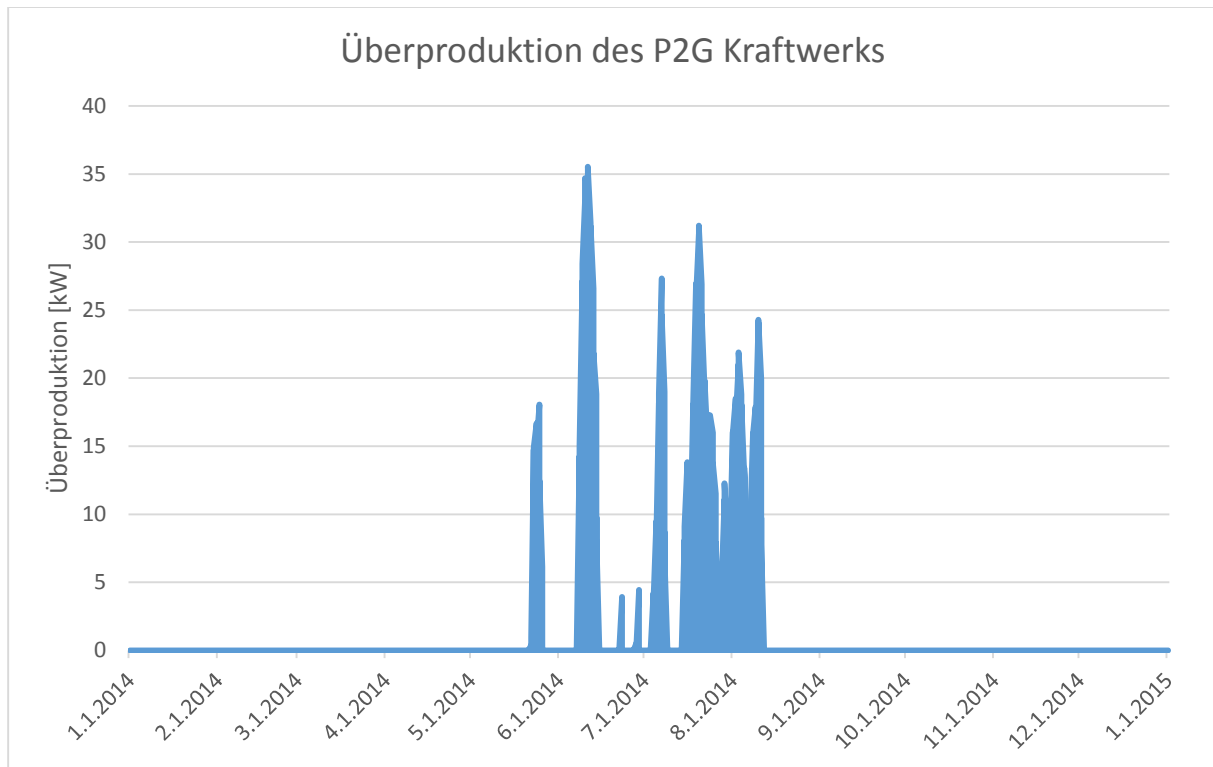
Tabelle 13: Parameter der Power to Gas Anlage

Leistung elektrisch	1,71 MW
Erzeugung Gas	0,66 MW
Wirkungsgrad²²	38,6 %

Um den Worst Case der Belastung des Gasnetzes zu jedem Zeitpunkt zu untersuchen, wird die maximale Gaseinspeisung für das gesamte Jahr angenommen. Die Gaserzeugung wird dabei Großteils in der Zelle, in der die Power-to-Gas Anlage liegt, wieder verbraucht. Außerdem wird für die Untersuchung das Referenzszenario, das heißt die momentan vorherrschende Last- und Erzeugungssituation in Leoben, herangezogen, da in diesem Szenario der Gasbedarf am größten ist. Der Anteil, der vom Gasnetz in andere Zellen transportiert werden muss, ist in Abbildung 32 übers Jahr dargestellt. Es ist gut erkennbar, dass nur in den Sommermonaten ein Gasüberschuss durch die PtG-Anlage entsteht, der in die benachbarten Zellen abtransportiert wird. Dieser Überschuss ist nie größer als 35 kW, und das Gasnetz wird auch im Referenzszenario nicht überfordert. Insgesamt liegt der Überschuss im Jahr bei 2,83 MWh und tritt insgesamt nur an 205 Stunden pro Jahr auf. Folglich ist der Bau einer Power to Gas Anlage mit den spezifizierten Parametern ohne Netzausbau möglich. Diese Ergebnisse dienen zur weiteren Bewertung der PtG-Anlage in Kapitel B.5.2.

²² Der Wirkungsgrad der Power to Gas Anlage wurde mit den Daten aus Arbeitspaket 4 berechnet und bezieht sich in dieser Auflistung auf den Heizwert des erzeugten synthetischen Erdgases.

Abbildung 32: Anteil der Produktion der Power to Gas Anlage (P2G), welcher in andere Zellen transportiert werden muss



B.5.4. Wirtschaftlichkeitsanalyse

Auf Basis der vorangegangenen energetischen und exergetischen Analysen wurde eine umfassende wirtschaftliche Betrachtung der definierten Szenarien durchgeführt. Hierfür wurde auf die dynamische Investitionsrechenmethode der Kapitalwerte zurückgegriffen, da diese erlaubt, exogen und dynamisch veränderliche Einflüsse wie Preissteigerungen- und degressionen von Energie und Komponenten sowie Energiebedarfsveränderungen in der Kalkulation mit zu berücksichtigen. Bei der Kapitalwertmethode wird unterstellt, dass während der geplanten Nutzungsdauer sämtliche positiven Einzahlungsüberschüsse zum Kalkulationszinssatz von k % p.a bis zum geplanten Ende der Nutzung veranlagt bzw. sämtliche negativen Auszahlungsüberschüsse zum Kalkulationszinssatz k % p.a bis zum geplanten Ende der Nutzung am Kapitalmarkt ausgeborgt werden können.

Der für die Kalkulation angesetzte Zinssatz hat deshalb einen wesentlichen Einfluss auf die Höhe der künftigen Ein- und Auszahlungen des Investitionsprojektes und somit auf dessen Amortisationsdauer. Um eine möglichst transparente Darstellung der nachfolgenden Kalkulationen zu gewährleisten, wurde deshalb für die betriebswirtschaftliche Bewertung jedes

exergetisch optimierte Szenarios eine Sensitivitätsanalyse hinsichtlich der Veränderung des Kapitalzinssatzes sowie weiterer Parameter durchgeführt.

Im Folgenden wird nun auf die wirtschaftlichen Aspekte der drei im Projekt definierten Szenarios eingegangen. Im ersten Szenario wurde untersucht, welche Abwärmepotentiale in Leoben für Fernwärmezwecke zur Verfügung stehen. Durch die Nähe zum Standort des integrierten Hüttenwerks Donawitz verfügt die Stadt Leoben über die Möglichkeit, zusätzlich industrielle Abwärme in das Fernwärmenetz der Stadtwerke Leoben einzuspeisen, wodurch exergetisch weniger sinnvolle Gasheizungen im Stadtgebiet ersetzt werden können. In Szenario Zwei trägt eine bedarfsgerechte und an das Stromnetz angepasste Photovoltaikeinspeisung dazu bei, den Einsatz fossiler Energieträger zu verringern, ohne das Stromnetz zusätzlich zu belasten. Zudem wird der externe Strombezug durch Eigenbedarfsoptimierung reduziert und somit lokale Wertschöpfungsabflüsse verhindert. Für die Kläranlage Leoben - an deren Standort eine kommerzielle Biogasanlage für die Verwertung von Klärschlamm und biogenen Abfällen angeschlossen ist - wurde im dritten Szenario eine Power-to-Gas-Anlage dimensioniert und modelliert. Mithilfe der PtG-Technologie kann der vorhandene Klärschlamm effizienter verwertet und in eine hochwertige Energieform (Wasserstoff, Erdgas) umgewandelt werden.

Szenario 1: Fernwärme substituiert Gasheizungen im Stadtzentrum

In diesem Abschnitt werden die Ergebnisse der betriebswirtschaftlichen Bewertung des Umstiegs von exergetisch weniger sinnvollen Gaseinzelheizungen auf Fernwärmeanschlüsse im Leobener Stadtzentrum dargestellt.

Der Wechsel von einer Gasheizung auf einen Fern- oder Nahwärmeanschluss erfordert die Anbindung an die lokale Fern- oder Nahwärmeinfrastruktur. Die dafür benötigten Fernwärmeleitungen werden unterirdisch mithilfe eines Gieß- und Schüttverfahrens verlegt. Um die Wärme nutzbar zu machen, muss eine Verbindung zwischen dem Fernwärmenetz und dem Hausanschluss hergestellt werden. Aufgrund der gut ausgebauten Fernwärmeinfrastruktur - mit einer Leitungslänge von gegenwärtig über 22 km - ist für diese Anbindung größtenteils nur die direkte Verbindungsleitung von der bestehenden Fernwärmehauptleitung zum jeweiligen Hausanschluss nötig. Die in Form von Warmwasser ($>110\text{ °C}$) gelieferte Wärme wird anschließend mithilfe einer Übergabestation an das

bestehende Wärmeverteilsystem im Gebäude übergeben und somit für Heizzwecke nutzbar gemacht.

Für die Ermittlung der jährlichen Kosten dieser Systemumstellung wurden die Investitionskosten des Netzausbaus (Fernwärmetrassen, Übergabestationen) inklusive der jährlichen Betriebs- und Wartungskosten abzüglich einer potentiellen Investitionsförderung gemäß Wärme- und Kälteleitungsausbaugesetz (WKLG), sowie der erforderlichen Installationsmaßnahmen der 845 neuangeschlossenen Wärmeabnehmer berücksichtigt. Die durch diese Umstellung generierten Einnahmen setzen sich einerseits aus den verbrauchsabhängigen Einnahmen der Energiebereitstellung wie auch aus den verbrauchsunabhängigen leistungsgebundenen Entgelten (Leistungsentgelt) der Stadtwerke Leoben zusammen. Zusätzlich zu den wiederkehrenden Erlösen wurden die Einnahmen der einmalig zu entrichtenden Gebühren für den Fernwärmeanschluss der Abnehmer mitkalkuliert.

Rahmenbedingungen und Ergebnisse:

Nachfolgend werden die Rahmenbedingungen der betriebswirtschaftlichen Analyse dargestellt.

- Anzahl an Anschlüssen: 845
- Zusätzliche Anschlussleistung nach Vollausbau: 12,5 MW
- Zeitraum bis zum vollständigen Ausbau: 14 Jahre (bis 2030)
- Kapitalzinssatz: 1 - 6 % p.a
- Heizwärmebedarfsänderung der Bestandsgebäude: -1,8% p.a
- Volllaststunden (Heiz- u. Brauchwasser): 1500 h
- Anschlussgebühr pro Abnehmer: 100 €/kW

Für die betriebswirtschaftliche Bewertung dieses Szenarios wurde ein linearer Fernwärmeausbau mit einer Dauer von 14 Jahren angenommen. Die benötigten Inputparameter für die wirtschaftliche Bewertung wurden mit Unterstützung der Stadtwerke Leoben e.U abgestimmt und festgelegt.

Insgesamt belaufen sich die Investitionskosten des Fernwärmeausbaus im Leobener Stadtzentrum auf 15,5 Mio. €. Dabei nehmen die Kosten der Fernwärmeleitung mit 11,4 Mio. € rund 75% der gesamten Investitionskosten ein. Die Ausgaben für die Übergabestationen belaufen sich auf rund 2,4 Mio. € und beinhalten neben den Materialkosten der Übergabestationen auch sämtliche

Kosten für Regel- und Pumpeinrichtungen. Die restlichen 10% der Gesamtkosten (ca. 1,7 Mio. €) entfallen auf die Inbetriebnahme, welche sich vor allem aus Personalkosten zusammensetzen. Zusätzlich zu den genannten einmaligen Fixkosten treten jährliche Kosten für Betrieb und Wartung von durchschnittlich von rund 169.000 Euro auf.

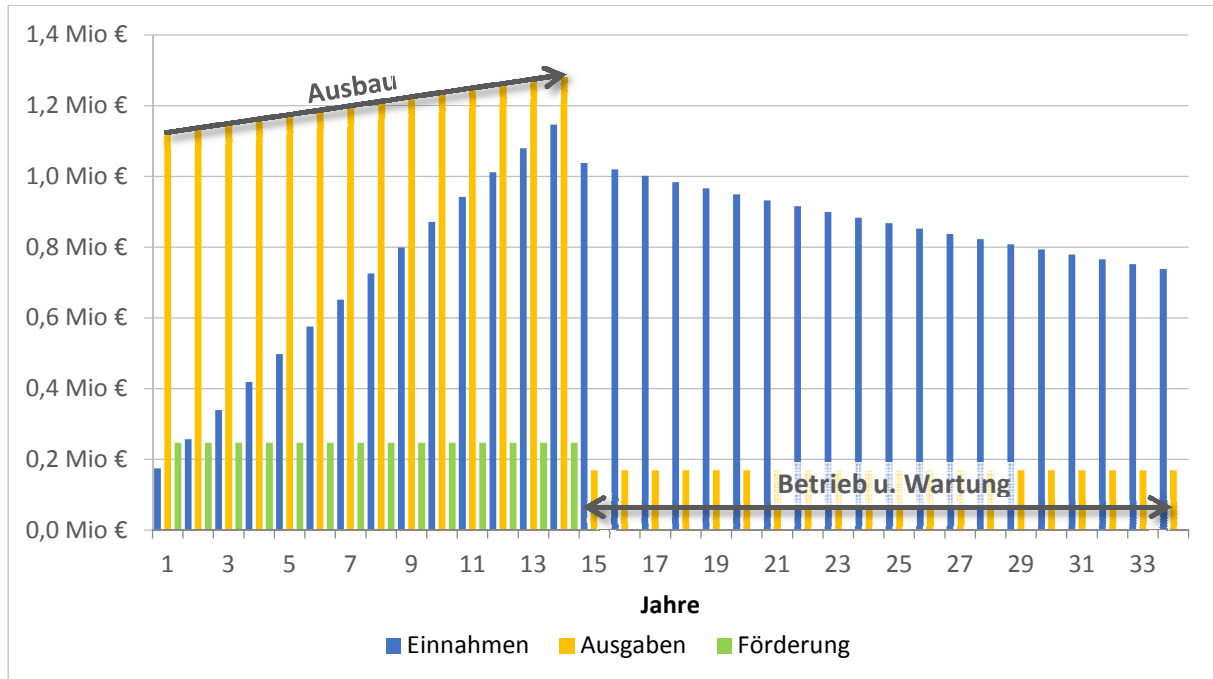
Aus Sicht des Fernwärmenetzbetreibers stehen den Ausgaben im Ausbauzeitraum Einnahmen in Form von Umsatzerlösen des Wärmeverkaufs in der Höhe von 9 Mio. € gegenüber. Diese Einnahmen setzen sich zu rund 75% aus Erlösen der Energiebereitstellung sowie zu 25% aus Erlösen der Leistungsbereitstellung und Messentgelten zusammen.

Abbildung 33 bildet die jährlichen Ein- und Auszahlungen im Zeitraum von 2016 bis 2050 ab. Wie zu erkennen ist, nehmen die Einnahmen infolge der angesetzten Sanierungsrate von jährlich 3% und der daraus resultierenden Heizwärmebedarfsänderung von -1,8% im Zeitverlauf ab.²³ Wie eingangs erwähnt, wurde zusätzlich eine jährliche Investitionsförderung in der Höhe von 25% der anrechenbaren Investitionskosten von Fernwärmeleitungen sowie Übergabestationen mitberücksichtigt. Diese entspricht jährlich 267.000 Euro und beträgt über die 14 Jahre in Summe rund 3,5 Mio. Euro.²⁴

²³ Die jährliche Heizwärmebedarfsänderung von -1,8% errechnet sich aus einer Sanierungsquote von 3% und den Heizwärmebedarfsänderungen nach dem Leobener Gebäudebestand und der Gebäudetypen gemäß den verallgemeinernden Methoden zur Bewertung von Energieeffizienzmaßnahmen des Energieeffizienzgesetzes (BGBl. II - Ausgegeben am 30. Juni 2016 - Nr. 172)

²⁴ Konkret werden Anlagen zur Auskopplung von Abwärme aus Industrieprozessen, sowie die Einspeisung in bestehende Netze inkl. der Wärmeverteilung zu den Abnehmern und die Nutzbarmachung durch Übergabestationen in der Höhe von max. 4,5 Mio. Euro mit 25% der Förderbasis gefördert.

Abbildung 33: Szenario 1- Einnahmen und Ausgaben bis zum Jahr 2050

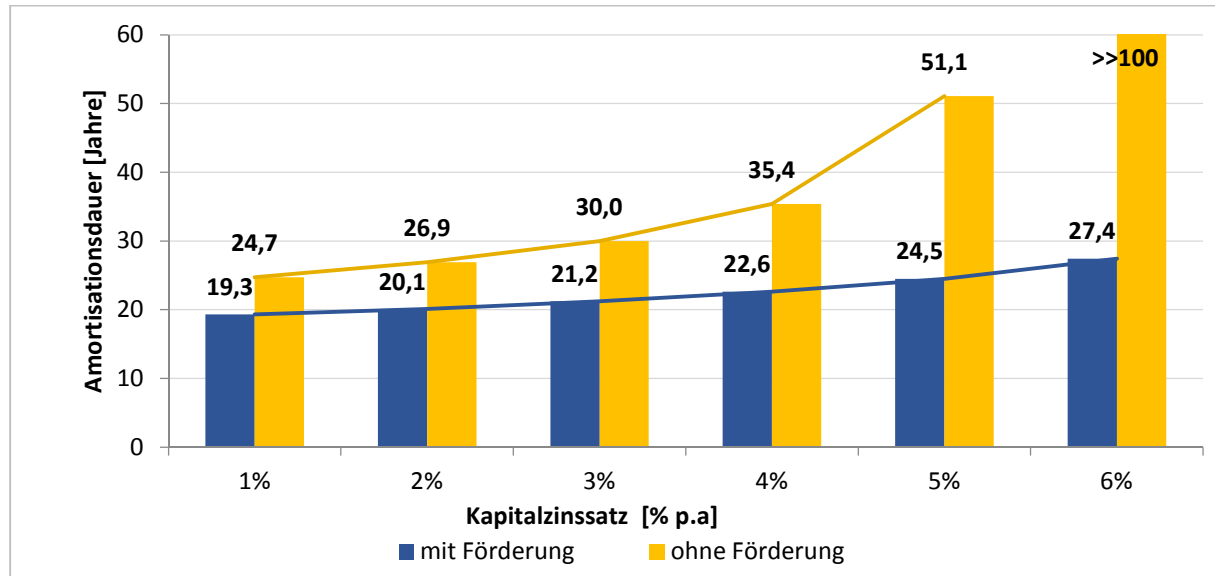


Werden die in Abbildung 33 dargestellten jährlichen Zahlungsflüsse addiert und hinsichtlich der zeitlichen Abfolge diskontiert, lassen sich je nach angesetzten Kapitalzinssatz k und unter Berücksichtigung einer Investitionsförderung in der Höhe von 25%²⁵, Amortisationszeiten von rund 19 bis 27 Jahren ableiten (siehe Abbildung 34). Eine Variation des Zinssatzes von 5% verlängert die Amortisationszeit unter sonst gleichen Bedingungen um 8 Jahre.

Einen weitaus größeren Effekt auf die Wirtschaftlichkeit der zu tätigen Investitionen übt die zuvor erwähnte Investitionsförderung in der Höhe von 3,5 Millionen Euro aus. Bereits im Best-Case Szenario ($k = 1\%$) sinkt die Amortisationszeit durch Berücksichtigung der Förderung unter sonst gleichen Bedingungen um rund 5 Jahre. Bei einem Zinssatz von 5% (z.B. hoher Fremdkapitalanteil) beträgt dieser Zeitunterschied bereits über 25 Jahre. Darüber hinaus würde sich diese Investition bei höheren Zinssätzen ohne eine Förderung nicht rentieren.

²⁵ Vgl. Kommunalkredit Public Consulting (2016); Förderung der Abwärmekopplung; <https://www.umweltfoerderung.at/betriebe/abwaermeauskopplung/navigator/waerme/abwaermeauskopplung-und-verteilstnetze-1.html>. Gefördert werden 25% der Förderbasis für Abwärme- und Transportleitung inkl. Verteilzentrale.

Abbildung 34: Szenario 1 - Amortisationsdauer nach Variation des Zinssatzes



Wie sich zeigt, ist ein Infrastrukturprojekt wie der kommunale Fernwärmeausbau mit hohen Amortisationszeiten verbunden. Eine Investitionsförderung übt einen nicht unwesentlichen Einfluss auf die Entscheidung aus, ob ein Investitionsprojekt realisiert wird. Zusätzlich trägt eine Förderung dazu bei, den potentiellen Opportunitätskosten in Form von entgangenen Umsatzerlösen entgegenzuwirken. Bereits bei einem Zinssatz von 1% betragen die entgangenen Einnahmen aufgrund der höheren Amortisationszeit von 5 Jahren rund 4,6 Millionen Euro, also um rund eine Million Euro mehr als die bezogene Förderung.

Szenario 2: Optimale Integration von PV-Anlagen

Die Industriestadt Leoben verfügt aufgrund ihrer Fläche von ca. 108 km² und den hohen Anteil an Industrie- und Gewerbefläche über eine Großzahl an freistehende Dachflächen (55 ha), welche sich gut für die Erzeugung von Solarstrom eignet. Eine vollständige Nutzung dieser Dachfläche entspricht einer zusätzlichen PV-Engpassleistung von 90 MWp. Angesichts des Netzbestandes und der zeitlich auftretender Leistungsspitzen würde dieses Ausmaß an eingespeister PV-Leistung jedoch zu Netzengpässen und in weiterer Folge zu Stromausfällen führen. Um die Versorgungssicherheit zu gewährleisten und gleichzeitig das maximale PV- Potenzial auszuschöpfen, wurde in der vorangegangenen Analyse mithilfe von Lastflussrechnungen und Berücksichtigung der netztopografischen Restriktionen die für das Stromnetz maximal verträgliche PV-Engpassleistung ermittelt. Nach diesen Erkenntnissen können rund 62% der maximal zur

Verfügung stehenden Dachfläche²⁶ für die PV-Produktion genutzt werden, was einer jährlichen PV-Produktion von 59 GWh²⁷ (~10% der dzt. österr. PV-Produktion)²⁸ und einer installierten Engpassleistung von rund 57 MWp entspricht. Insgesamt werden in diesem Szenario 1.889 PV-Anlagen in das Stromnetz integriert. Die Engpassleistung der einzelnen PV-Anlagen variiert dabei je nach Gebäudetyp zwischen 3 und 400 kWp. Zur Ermittlung der Investitionskosten wurden die Kosten der Photovoltaikmodule, Wechselrichter wie auch der Unterkonstruktion und Verkabelung sowie der Montage (Personalkosten) berücksichtigt. Die Anlagengröße übt aufgrund von Skaleneffekten einen wesentlichen Einfluss auf die Höhe der Systemkosten aus. Demnach variieren die spezifischen Systemkosten je nach Engpassleistung zwischen 1.050 und 2.180 Euro/kWp.²⁹ Die Photovoltaiktechnologie ist eine noch vergleichsweise junge Form der Stromerzeugung, wodurch infolge des technologischen Fortschritts und des stetigen Zuwachses an internationalen Herstellern eine kontinuierlichen Abnahme der Preise für Module und Wechselrichter zu beobachten ist. Da es sich in diesem Szenario um einen langjährigen Ausbau (14 Jahre) handelt, wurde dieser Preisrückgang in Form einer jährlichen Preisdegression für Module und Wechselrichter berücksichtigt. Um den höchstmöglichen Ertrag der Anlagen zu gewährleisten, müssen die Anlagen regelmäßig gewartet werden. Diese umfasst dabei die Kontrolle und Instandhaltung der Komponenten, wie auch die Reinigung der Module von Ablagerungen durch Pollen, Blätter und Samen. Die Kosten für die Wartung und Instandhaltung der Anlagen wurde mit jährlich 0,45% der Investitionskosten alle Komponenten angesetzt.³⁰

Die Erträge setzen sich zum einen aus dem Stromverkauf - also der Einspeisung in das öffentliche Stromnetz - wie auch aus Opportunitätserlösen durch den verringerten Netzbezug zusammen. Anlagen mit einer Engpassleistung größer als 5 kWp erhalten gemäß Ökostrom-Einspeisetarifverordnung 2016 (ÖSET-VO 2016) §5 Abs.1 in den ersten 13 Jahren - neben einer Investitionsförderung von 375 €/kWp - einen erhöhten Einspeisetarif in der Höhe von aktuell 8,24

²⁶ 34 ha entsprechen in etwa der Fläche von 6 Fußballfeldern.

²⁷ Bei Vollausbau und unter Berücksichtigung von Wirkungsgradverlusten in einem Zeitraum von 25 Jahren

²⁸ Vgl. E-Control; Bestandsstatistik: Kraftwerkspark in Österreich; Stichtag: 31. Dezember 2015

²⁹ Vgl. Biermayr et al. (2015): Innovative Energietechnologien in Österreich – Marktentwicklung 2014, Studie im Auftrag des BMVIT. URL: www.nachhaltigwirtschaften.at/iea_pdf/201511_marktentwicklung_2014.pdf ; sowie abgeschlossener Projekte und eigenen Daten.

³⁰ Vgl. Giselbrecht K. et al. (2011); Marktmodelle für GIPV-Mehrparteien-Immobilien im intelligenten, dezentralen Energiesystem; Neue Energie 2020; Klima und Energiefonds

Cent/kWh. Gebäudeintegrierte PV-Anlagen mit geringeren Engpassleistungen werden mit 375 Euro/kWp oder 35% der anrechenbaren Investitionskosten gefördert. Eine zusätzlich geförderte Einspeisevergütung besteht für diese Anlagen jedoch nicht.³¹ Nichtgeförderten oder älteren Anlagen (>13 Jahre) können unter festgelegten Konditionen ihren Überschussstrom an ein Energieversorgungsunternehmen (EVU) verkaufen. Die Höhe der Einspeisevergütung variiert dabei zwischen den einzelnen EVUs und ist oftmals an Bedingungen geknüpft. Je nach Modultyp (kristallin, Dünnschicht) nimmt der energetische Ertrag der PV-Anlage aufgrund der Modul-Degradation im Alter etwas ab. Gemäß Herstellerangaben wurde deshalb Wirkungsgradverluste von 0,5-1% pro Jahr berücksichtigt.

Einen weiteren wesentlichen Einfluss auf die Einnahmen einer PV-Anlage übt der Eigennutzungsgrad, also der Anteil selbst genutzte Anteil an der gesamt erzeugten Energie aus. Je mehr erzeugter Strom selbst genutzt werden kann, desto weniger Strom muss extern dazugekauft werden. Aufgrund des zellularen Energieknotenansatzes und der exergetischen Optimierung und der Interaktion zwischen verschiedenen Akteuren im Stromnetz konnte dieser Anteil in einzelnen Zellen auf bis zu 100% (Vgl. Kapitel B.5.3) gehoben werden³². Dies würde jedoch eine Adaption der gegenwärtigen Gesetzgebung erfordern, wonach es juristischen Personen derzeit nicht möglich ist, ihren produzierten Strom anderen Konsumenten zur Verfügung zu stellen. Um deshalb einen - aus derzeitiger legislativer Sicht - realistischen Ansatz zu wählen, wurde bei der Kalkulation zwischen einem exergetisch optimierten und einem konstanten Eigennutzungsgrad von 35% unterschieden.

Rahmenbedingungen und Ergebnisse

Nachfolgend werden die Rahmenbedingungen der betriebswirtschaftlichen Analyse dargestellt.

- Anzahl an neuen PV-Anlagen N : 1.889
- Anschlussleistung nach Vollausbau P_{ges} : 57 MWp
- Betrachtungszeitraum T : 25 Jahre
- Zeitraum bis zum vollständigen Ausbau $T_{100\%}$: 14 Jahre (bis 2030)

³¹ Vgl. Klima- und Energiefonds; Leitfaden Photovoltaikanlagen, https://www.klimafonds.gv.at/assets/Uploads/Downloads-Förderungen/Photovoltaik_Geb_Kraftwerk/PV_Frderung-und-Solaranlagen/LF-PV-Anlagen-2016.pdf

³² Der mittlere Eigennutzungsgrad aller Anlagen beträgt nach der exergetischen Optimierung rund 65%

Da es sich um eine beträchtliche Anzahl an neuinstallierten PV-Anlagen handelt, wurde ein Ausbaue Zeitraum der 57 MWp von 14 Jahre angesetzt. Weiters wurde angenommen, dass die PV-Anlagen mindestens 25 Jahre genutzt werden. Da bei PV-Anlagen für die wirtschaftliche Berechnung viele Parameter eine wichtige Rolle spielen und das errechnete Ergebnis beeinflussen, wurden unter sechs Berechnungsszenarien unterschieden (siehe Tabelle 14). Die Investitions- und Einspeiseförderung übt den größten Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit einer PV-Anlage aus. Da es sich bei der Kalkulation um eine dynamische Kapitalbarwertmethode handelt, nimmt auch die Höhe des Kapitalzinssatzes einen wesentlichen Einfluss auf die Amortisationszeit. Einen weiteren wesentlichen Einfluss hat der angesetzte Strompreis, der zur Bewertung des Eigenverbrauchs dient.

Tabelle 14: Szenario 2 - Sensitivitätsanalyse der Berechnungsszenarien

Parameter	Berechnungsszenarien					
	Best-Case			Worst-Case		
	A	B	C	D	E	F
Modul-Degradation [%/p.a]	0,50%	0,50%	0,50%	0,50%	1	1
Strompreis [Cent/kWh]	18	18	18	18	18	18
Einspeisevergütung ÖMAG [Cent/kWh]	8,24	8,24	8,24	8,24	6	3
Investitionsförderung nach 13 J. [€/kWp]	375	375	375	375	200	0
Einspeisevergütung nach 13 J. [Cent/kWh]	4	4	4	4	3	2
Kalkulationszinssatz k [%/p.a]	2	3	4	4	5	6
jährliche Preisdegression [%/p.a]	-5	-5	-5	-5	-3	-2
Energienachfragesteigerung [%/p.a]	1,5	1,5	1,5	1,5	2	3
Wartungs- und Betriebskosten [%/p.a]	0,45%	0,45%	0,45%	0,45%	0,45%	0,45%
Strompreisstegung [%/p.a]	2	2	2	2	1	1
Eigennutzungsgrad [%]	e.o. ³³	e.o	e.o	35	35	35

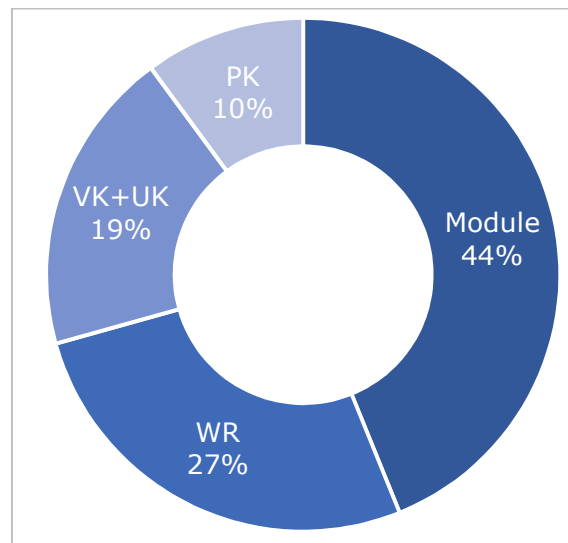
Die Kosten des gesamten Ausbaus betragen rund 63,2 Mio. €. ³⁴ Wie in Abbildung 35 dargestellt, werden dabei rund 45% der 63,2 Mio. € in PV-Module investiert. Die Kosten der Wechselrichter beinhalten die Investitionskosten der Erstinstallation sowie die Folgekosten durch den Wechselrichtertausch. Der Rest

³³ Die Abkürzung e.o steht für exergetisch optimierter Eigennutzungsgrad (siehe Kapitel B.5.3)

³⁴ Die Investitionskosten basieren auf einer angenommen Preisdegression von 5% p.a..

der Investitionskosten teilt sich auf die Verkabelung und Unterkonstruktion sowie Personalkosten für Errichtung auf.

Abbildung 35: Szenario 2 - Kostenaufteilung der Komponenten³⁵

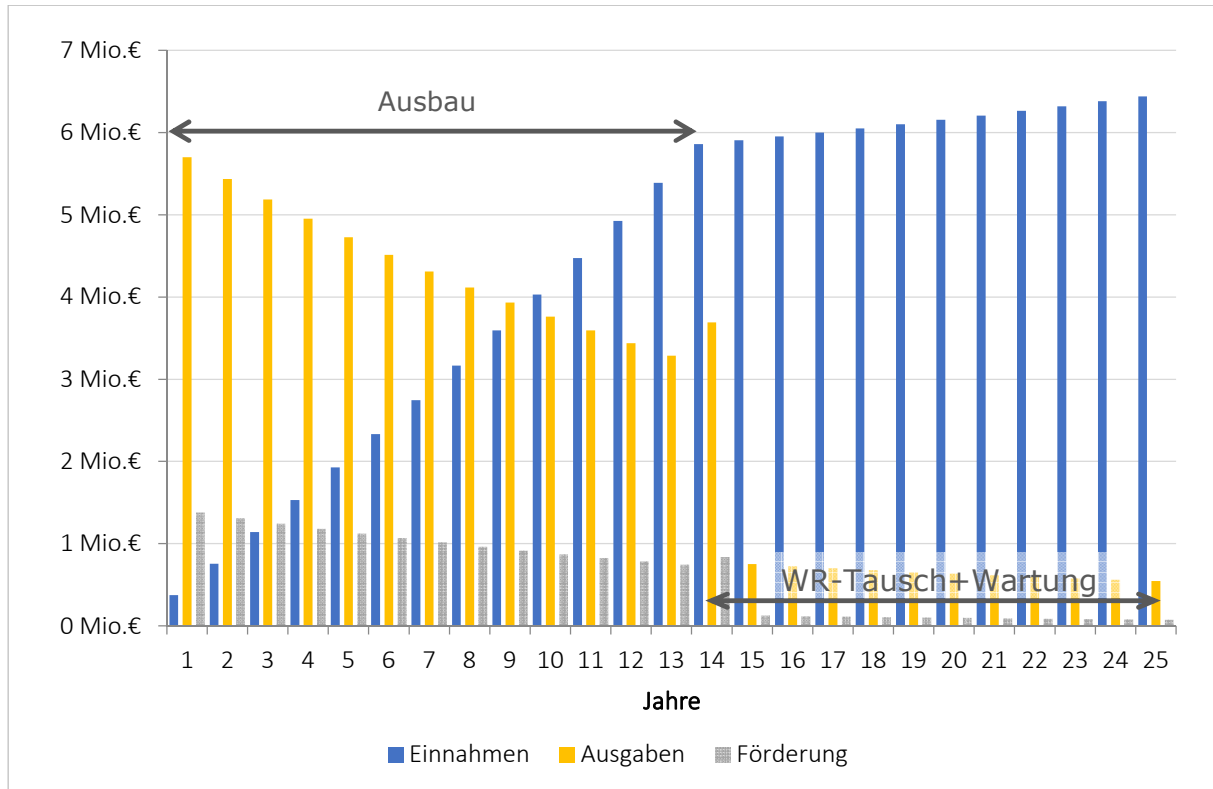


Die Einnahmen setzen sich zum einen aus dem durch die Einspeisevergütung entgoltenen Verkauf von Überschussenergie wie auch durch die Ersparnis des Eigenverbrauchs zusammen. Je nach Bewertungsszenario ergeben sich innerhalb der 25 Jahre Einnahmen in der Höhe von rund 82 Mio. bis 184 Mio. Euro, was einem Durchschnitt von 1.750 – 3.500 Euro pro Anlage (30 kWp) und Jahr bei entspricht. Den weitaus größten Einfluss auf die Einnahmen übt dabei der unterschiedlich angesetzte Eigennutzungsgrad aus. Dieser Unterschied ist am besten bei einem Vergleich der Subsznenarien C und D erkennbar, da sich diese beiden Szenarien lediglich beim Eigennutzungsgrad unterscheiden. Im Szenario D betragen die Einnahmen innerhalb des Betrachtungszeitraums von 25 Jahre aggregiert 119 Mio. Euro. Unter sonst gleichen Bedingungen können im Szenario C aufgrund des exergetisch optimierten Eigenverbrauchs rund 65 Mio. Euro oder 1.370 pro Anlage (30kWp) mehr erwirtschaftet werden, als bei einem konstanten Eigennutzungsgrad von 35%.

Abbildung 36 bildet die Einnahmen und Ausgaben des Berechnungsszenarios D ab. Die Einnahmen und Förderung sind dabei getrennt dargestellt. Da die Förderung die Höhe die Ausgaben mindert und die Einnahmen durch den erhöhten Einspeisetarif steigert, kann sie als zusätzliche Einnahme aufgefasst werden und daher zu den Einnahmen hinzugerechnet werden.

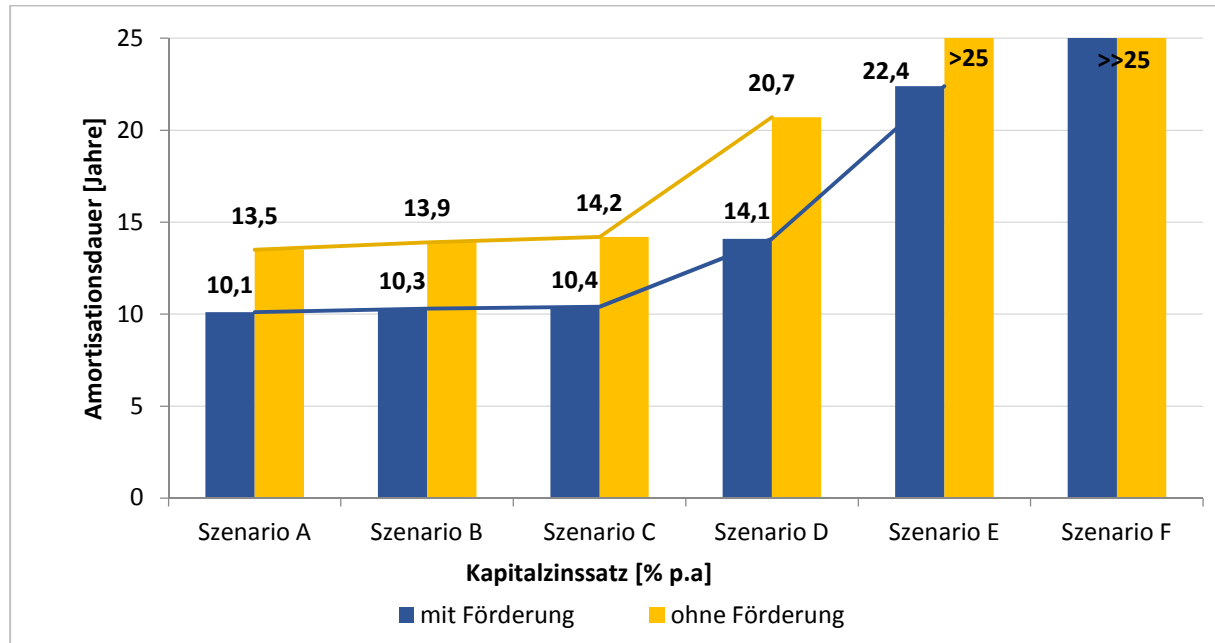
³⁵ WR...Wechselrichter, VK+UK...Verkabelung und Konstruktion, PK...Personalkosten

Abbildung 36: Szenario 2 - Einnahmen und Ausgaben (Berechnungsszenario D)



Werden die Ein- und Auszahlung im zeitlichen Verlauf aufaddiert und zeitlich diskontiert, lassen sich je nach Berechnungsszenario Amortisationszeiten von 10 bis weit über 25 Jahre ableiten. Im günstigsten Fall (Szenario A) betragen die Amortisationszeiten 10 Jahre mit Förderung bzw. 13,5 Jahre ohne Förderung. Wie zu erkennen ist, wirkt sich eine Kapitalzinssatzveränderung von 2 auf 4 Prozent nur marginal auf die Amortisationszeiten aus (siehe Szenario A-C). Einen weitaus größeren Unterschied in der Amortisationszeit lässt sich zwischen geförderten und nicht geförderten Anlagen erkennen. Im Berechnungsszenario D (Default-Szenario) beträgt dieser Unterschied bereits über 6 Jahre. Werden Rahmenbedingungen wie in den Szenarien E und F unterstellt, ist ein wirtschaftlicher Betrieb dieser Anlagen kaum mehr möglich.

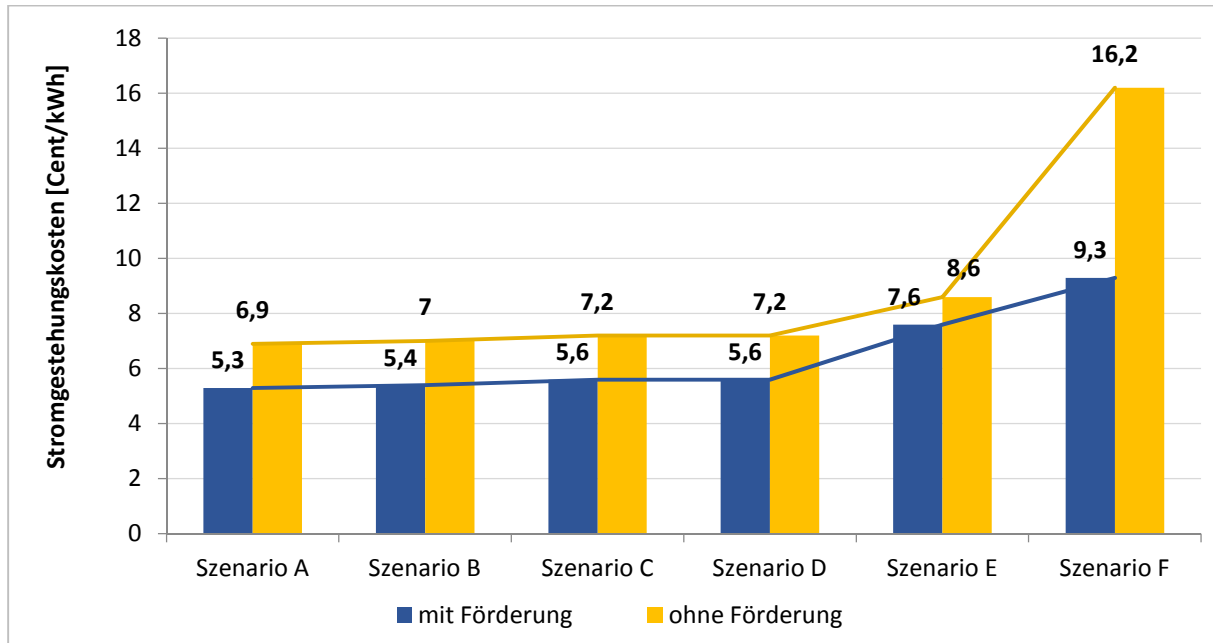
Abbildung 37: Szenario 2 - Amortisationszeit nach Berechnungsszenarien



Eine andere Sichtweise bietet Abbildung 38, welche die Stromgestehungskosten der einzelnen Berechnungsszenarien abbildet. Es ist hierbei zu erwähnen, dass diese Methode nicht dazu dient die Wirtschaftlichkeit von stromerzeugenden Anlagen abzubilden, sondern wird lediglich angewendet, um verschiedene Energieerzeugungstechnologien miteinander zu vergleichen. Anders als bei der Kapitalbarwertmethode werden bei der Methode der *Levelized Costs of Electricity (LCOE)*, ausschließlich die Ausgaben sowie die energetischen Erträge der Anlagen berücksichtigt. Daher üben lediglich jene Parameter einen Einfluss auf die Gestehungskosten aus, welche Einfluss auf die Kosten und den Eigenverbrauch nehmen.³⁶

³⁶ Parameter sind die Investitionsförderung sowie Modul-Degradation, Kapitalzinssatz, Energienachfragesteigerung, Preisdegression der Komponenten und die Höhe des Eigennutzungsgrades.

Abbildung 38: Szenario 2 - Amortisationszeit nach Berechnungsszenarien



Wie in Abbildung 38 zu erkennen ist, verringert die Investitionsförderung die Gestehungskosten um durchschnittlich 2,4 Cent/kWh. Ein weiterer wesentlicher Parameter, welcher sich auf die Gestehungskosten auswirkt, ist die jährlich angesetzte Preisdegression der Module und Wechselrichter. So steigen die Kosten zwischen den Szenarien D und E aufgrund einer 2% geringeren Preisdegression ceteris paribus um 14% an.

Szenario 3: CO₂-Verwertung mittels Power-to-Gas-Anlagen:

Treibstoffbereitstellung für regionale Kraftfahrzeuge

In diesem Szenario wird eine Power-to-Gas-Anlage in das bestehende Stromnetz eingebunden. Dabei wird zwischen zwei Anwendungsszenarien unterschieden. Im ersten Anwendungsszenario (3a) bezieht die PtG-Anlage ihren Strom aus dem öffentlichen Stromnetz um Methan zu erzeugen. Die für den PtG-Prozess erforderliche Kohlenstoffquelle stammt dabei aus einer Kläranlage. Im zweiten Anwendungsszenario (3b) werden PV-Überschüsse für die Produktion von Wasserstoff verwendet. Ziel ist es bei beiden Anwendungen die lokale Omnibusflotte mit erneuerbarem Gas (CH₄ oder H₂) zu betreiben. Die Skalierung erfolgt daher für die Versorgung von 19 Omnibussen mit einer Kilometerfahrleistung von 40.000 km pro Jahr. Ein weiterer Nutzen insbesondere des ersten Anwendungsfeldes ist es, die Stromexporte zu minimieren und daher die lokalen Ressourcen effizienter zu nutzen.

Die quantitative ökonomische Bewertung der Power-to-Gas-Anlage(n) erfolgt anhand der spezifischen Gestehungskosten von Wasserstoff bzw. Methan, welche aus den jährlichen Gesamtkosten bezogen auf die jährlich erzeugte Energiemenge berechnet werden. Die jährlichen Gesamtkosten der Power-to-Gas-Anlage werden anhand der Annuitätsmethode gemäß VDI 2067 erhoben und bewertet. Diese setzen sich aus den kapital-, bedarfs- und betriebsgebundenen sowie der sonstigen Kosten zusammen, wobei die kapitalgebundenen Kosten vor allem die Investitionskosten und etwaige Ersatzinvestitionen beinhalten. Die jährlichen bedarfsgebundenen Kosten beinhalten die Brennstoff- und Energiekosten sowie Betriebsstoffe und Hilfsenergie. Alle anderen Kostenpositionen, wie Planungskosten, Versicherung, Abgaben, Verwaltung etc. werden den Sonstigen Kosten zugeordnet.

Rahmenbedingungen und Ergebnisse

Nachfolgend werden die Rahmenbedingungen der quantitativ ökonomischen Analyse dargestellt. Dabei wird zwischen den zwei Anwendungsszenarien unterschieden.

Anwendungsszenario 3a:

In diesem Anwendungsfeld wird im ersten Schritt mithilfe des Protonen-Austausch-Membran-Elektrolyseurs (PEM-Elektrolyseur) Wasserstoff erzeugt. Im nächsten Schritt wird der produzierte Wasserstoff mit Kohlendioxid über eine chemisch-katalytische Methanisierung zu Methan umgewandelt.

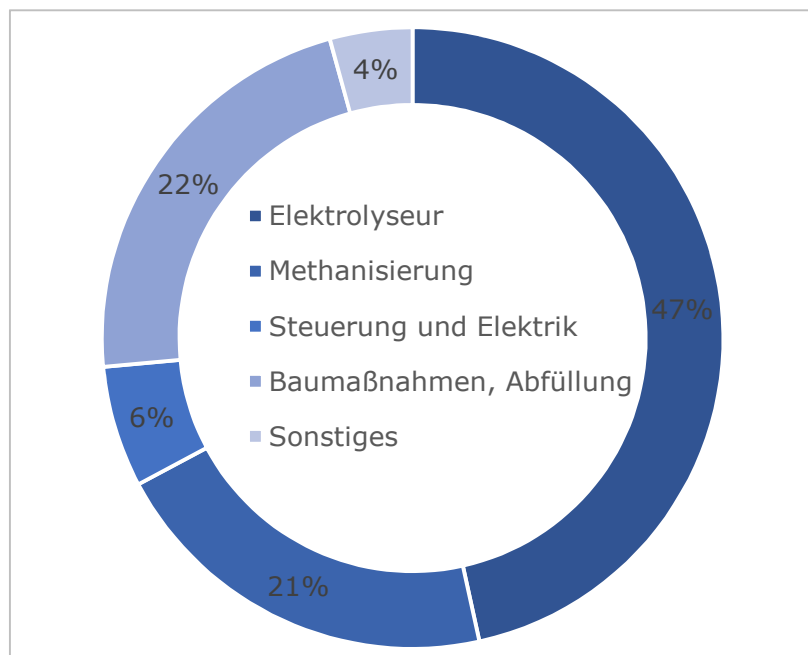
Tabelle 15: Kenndaten zur ökonomischen Analyse des Anwendungsszenario 3a

	PEM-Elektrolyseur Methanisierung	
Nennleistung	1.750 kW	735 kW
Volllaststunden	7000 h/a	
Wasserstoff- bzw. Methanproduktion	185.153 kg/a	333.304 kg/a
Spez. Investitionskosten ³⁷	1.672 €/kW	1.726 €/kW
Spez. Eigenverbrauch	5,8 kWh/Nm ³	
Wirkungsgrad	61%	71%
Strombezug aus dem Netz	12 GWh/a	
Betrachtungszeitraum	20 Jahre	
Kapitalzinssatz	4%	

³⁷ Vgl. Stolten D., Remzi S., Garland N. (2016); Fuel Cells: Data, Facts and Figures; Wiley; Chapter 35

Wie bereits erwähnt, wurden der Elektrolyseur und die Methanisierungseinheit nach der benötigten Methanmenge für die Treibstoffbereitstellung der Omnibusse ausgelegt. Um 19 Omnibusse mit einer kumulierten Jahresfahrleistung von 760.000 km betreiben zu können, ist ein PEM-Elektrolyseur mit einer Leistung von 1.750 kW sowie eine Methanisierungseinheit mit 750 kW nötig. Der Strominput von 12 GWh für die Elektrolyse bzw. Methanisierung wird direkt aus dem Mittelspannungsnetz zu Großhandelsstrompreisen³⁸ bezogen, weshalb die PtG-Anlage jährlich 7.000 Stunden unter Volllast betrieben werden kann. Die dafür zu entrichtenden Netzentgelte entsprechen den Netznutzungsentgelten der Netzebene 5.

Abbildung 39: Szenario 3a –Aufteilung der Gesamtkosten der Power-to-Gas-Anlage



Die Gesamtkosten der Anlage belaufen sich auf 6,15 Mio. Euro, wobei sich die Kosten auf den Elektrolyseur, die Methanisierungseinheit, Steuerung und Elektrik sowie Baumaßnahmen, Abfüllung und sonstige Kosten aufteilen (siehe Abbildung 39). Rund die Hälfte der zu tätigen Kosten entfällt dabei auf den PEM-Elektrolyseur. Die Kosten Methanisierungseinheit belaufen sich bei einer Leistung von 750 kW auf 1,3 Mio. Euro. Die verbleibenden 2 Mio. Euro teilen sich in

³⁸ Für die Kalkulation wurde ein Strompreis von 32 €/MWh angesetzt.

Baumaßnahmen, Abfüllung sowie der Steuerung und Elektrik und sonstigen Kosten auf. Für die Berechnung der Gestehungskosten wird wie anfangs erwähnt die Annuitätenmethode herangezogen. Dabei werden die errechneten Annuitäten durch die durchschnittliche im Betrachtungszeitraum erzeugte Methanmenge dividiert. Die daraus berechneten spezifischen Gestehungskosten belaufen sich auf 7,15 €/kg H₂ bzw. 4,57 €/kg CH₄.

Abbildung 40: Szenario 3a – Gestehungskosten der Methanerzeugung für den Betrieb der Omnibusflotte

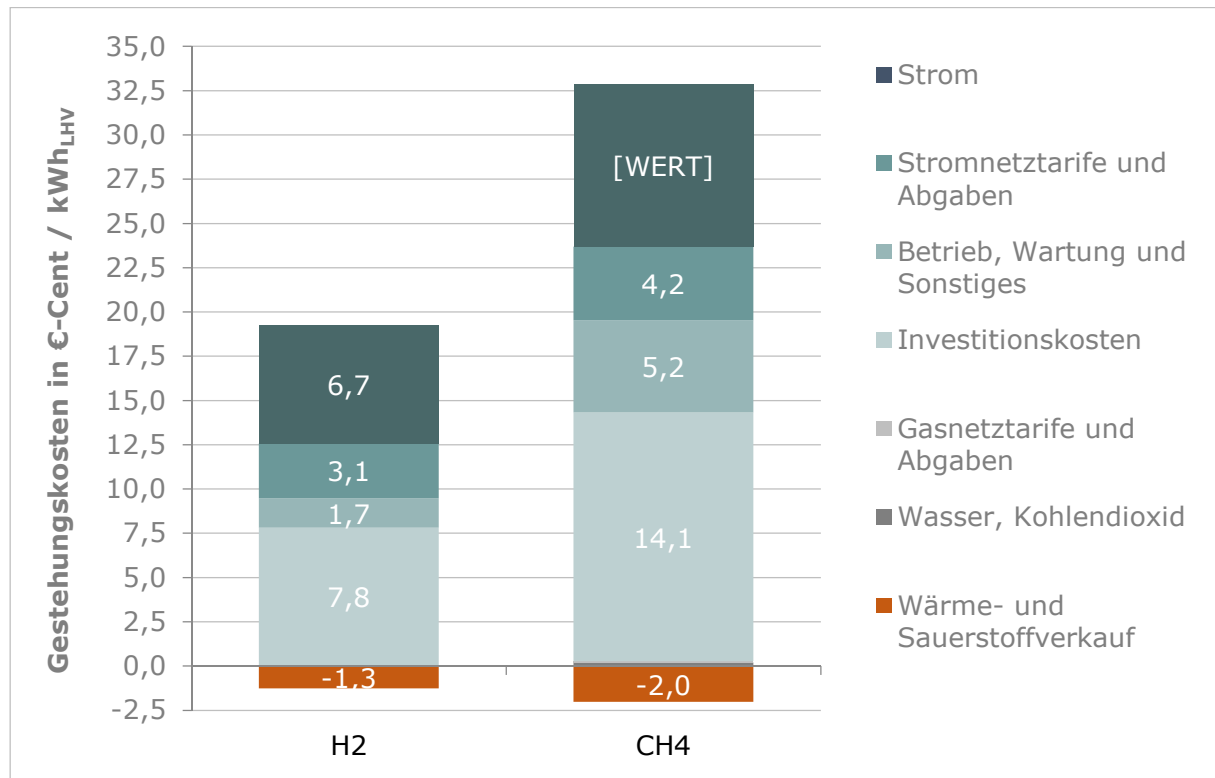


Abbildung 40 bildet die Gestehungskosten in Cent pro kWh ab. Wie dabei zu erkennen ist, betragen die Kosten für die Wasserstoffproduktion unter Berücksichtigung des Wärme- und Sauerstoffverkaufs 18 €-Cent/kWh_{LHV} und die Kosten für die Methanproduktion rund 31 €-Cent/kWh_{LHV}.³⁹ Aufgrund der aktuellen Treibstoffkosten an österr. Tankstellen von 1€/kg CNG-Erdgas⁴⁰ ist ein aufgrund der zu hohen Gestehungskosten ein wirtschaftlicher Betrieb dieser Anlage unter den gegebenen Bedingungen nicht möglich.

Anwendungsszenario 3b:

³⁹ Umrechnungsfaktoren: kg H₂ auf kWh=33,3 kWh/kg; kg CH₄ auf kWh=13,9 kWh/kg

⁴⁰ Vgl. www.spritpreisrechner.at (2016); Treibstoffpreise für CNG Erdgas; www.spritpreisrechner.at;

In diesem Anwendungsfeld wird mithilfe des Protonen-Austausch-Membran-Elektrolyseurs (PEM-Elektrolyseur) aus PV-Überschussstrom Wasserstoff (H_2) erzeugt.

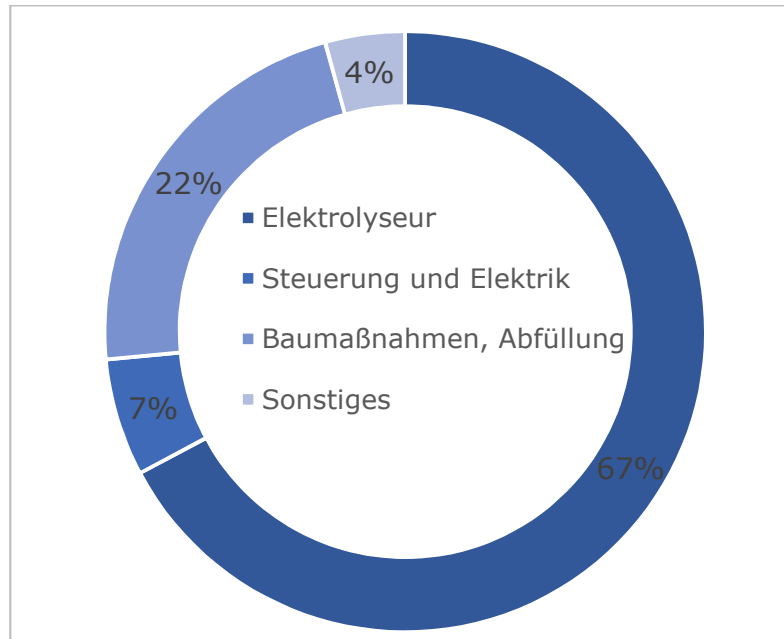
Tabelle 16: Kenndaten zur ökonomischen Analyse des Anwendungsszenarios 3b

PEM-Elektrolyseur	
Nennleistung	3.700 kW
Volllaststunden	2.014 h
Wasserstoff- bzw. Methanproduktion	107.707 kg/a
Spez. Investitionskosten ⁴¹	1.350 €/kW
Spez. Eigenverbrauch	6,2 kWh/Nm ³
Wirkungsgrad	57 %
Energie aus PV	7,5 GWh
Betrachtungszeitraum	20 Jahre
Kapitalzinssatz	4%

Im Vergleich zum ersten Anwendungsszenarios benötigt der ausgelegte PEM-Elektrolyseur dabei mit 3.700 kW eine rund doppelt so hohe Leistung, um die erforderliche jährliche Treibstoffmenge (H_2) für die Omnibusse zu produzieren. Aufgrund der schwankenden PV-Erzeugung und den geringen Volllaststunden wurde in diesem Anwendungsszenario auf eine Methanisierungseinheit verzichtet. Die Gesamtkosten für die Anlage belaufen sich auf 7,4 Mio. Euro. Der Elektrolyseur nimmt mit rund 5 Mio. Euro zwei Drittel der Kosten ein. Das restliche Drittel teilt sich auf Steuerung und Elektro, Baumaßnahmen und Abfüllung sowie sonstige Kosten auf (siehe Abbildung 41).

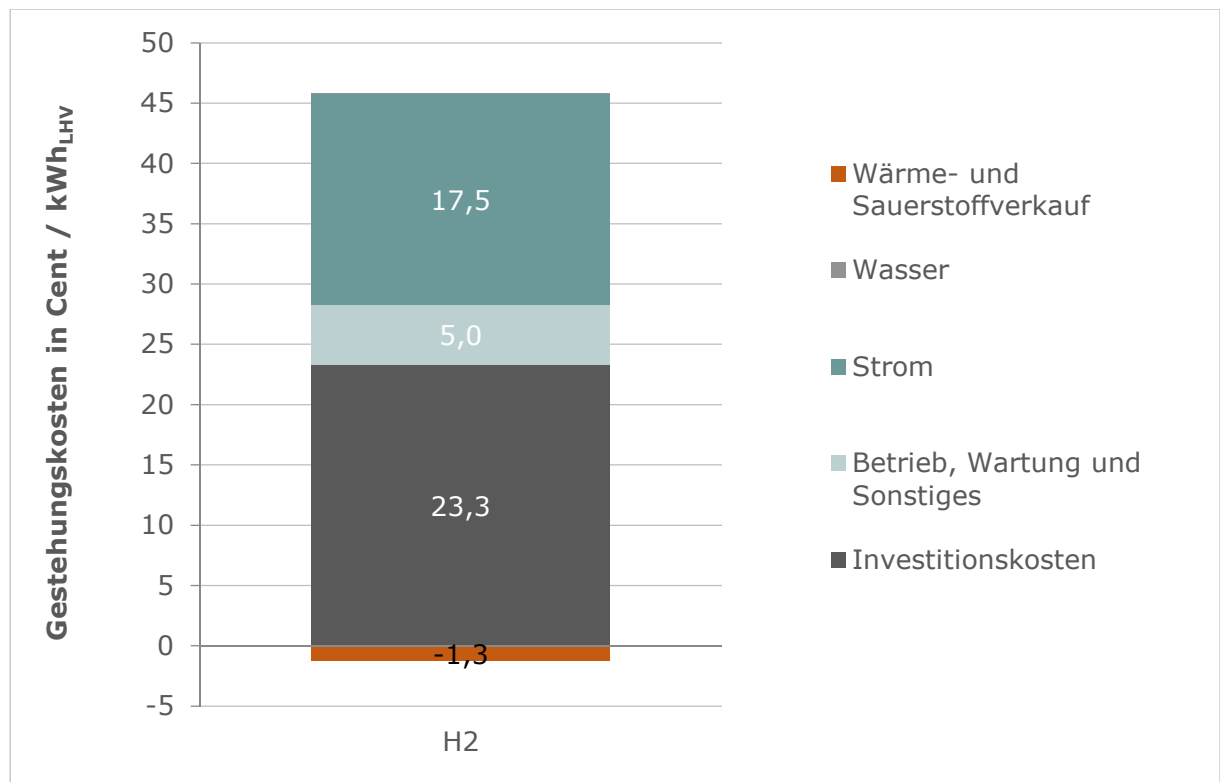
⁴¹ Vgl. Stolten D., Remzi S., Garland N. (2016); Fuel Cells: Data, Facts and Figures; Wiley; Chapter 35

Abbildung 41: Szenario 3b - Aufteilung der Gesamtkosten der Power-to-Gas-Anlage



Für die variablen Kosten des PV-Strombezuges wurde ein Strompreis von 8 €-Cent/kWh angesetzt. Die Gestehungskosten der Wasserstoffproduktion setzen sich aus den bedarfsgebundenen Kosten des Strom-, und Wasserbezugs sowie den Kapitalkosten für die Investition und den betriebsgebundenen Betriebs- und Wartungskosten sowie den sonstigen Kosten zusammen. In Summe belaufen sich die Gestehungskosten für die Wasserstoffproduktion auf 14,1 €/kg H₂, was umgerechnet einem Wasserstoffpreis von 42 €-Cent/kWh_{LHV} entspricht.

Abbildung 42: Szenario 3b – Gestehungskosten der Wasserstofferzeugung für den Betrieb der regionalen Omnibusflotte



Rund die Hälfte der Gestehungskosten entfallen dabei auf die Kapitalkosten. Der Rest teilt sich auf die bedarfs- und betriebsgebundenen Kosten mit einem Verhältnis von ca. zwei Drittel zu einem Drittel auf (siehe

Abbildung 42).

Gegenüber einem Wasserstoffpreis an bereits bestehenden Wasserstofftankstellen mit rund 9-10€/kgH₂⁴² ist ein wirtschaftlicher Betrieb dieser Anlage unter den gegebenen Umständen nicht möglich.

⁴² Vgl. Handelsportal, Wasserstofftankstellen – Die Zukunft kommt aus Wupperthal, <http://www.handelsblatt.com/unternehmen/industrie/wasserstoff-tankstellen-der-marktfuehrer-macht-nicht-mit/13745674-3.html> (Zugriff 16.08.2016) und Kurier.at, 1. Wasserstoff-Tankstelle: "Künftig tanken wir Kilos", <https://kurier.at/wirtschaft/1-wasserstoff-tankstelle-kuenftig-tanken-wir-kilos/824.355> (Zugriff 16.08.2016)

B.5.5. Ökologische Analyse

Die ökologische Analyse bildet, neben der ökonomischen, einen zentralen Baustein in Arbeitspaket 6. Basierend auf Emissionsfaktoren und Primärenergieeffizienzfaktoren inklusive der dazugehörigen Vorkette wird ein Vergleich des Business-as-usual Szenarios mit den untersuchten Energieversorgungsszenarien für Leoben durchgeführt. Folgende Parameter werden für den Vergleich herangezogen:

- Treibhausgaspotential (GWP 100) [kg CO₂-Äquivalente]
- Eutrophierungspotential (EP) [kg PO₄-Äquivalente]
- Versauerungspotential (AP) [kg SO₂-Äquivalente]
- Photochem. Oxidantienbildungspotential (POCP) [kg Ethen-Äquivalent]

Die Emissionsfaktoren inklusive Vorkette werden für den österreichischen Strommix, Strom aus Photovoltaik sowie thermische Energie aus Erdgas werden der Ökobilanzierungssoftware GaBi ts 6.4 entnommen. Zusätzlich werden für das PtG-Szenario, die Einsparungen der direkten Emissionen von NO_x und Staub durch den Ersatz von Benzin und Diesel PKW durch CH₄ bzw. H₂ Fahrzeuge und Diesel Busse durch CH₄ bzw. H₂ Busse berechnet. Dazu werden Daten des Umweltbundesamts herangezogen.⁴³ Dabei handelt es sich um eine Software, die die Durchführung von Life Cycle Assessments (LCA) gemäß dem international anerkannten ISO 14040/44 Standard unterstützt.⁴⁴ Die durchgeführte ökologische Bewertung bezieht sich auf die Veränderung der Treibhausgas- und Schadstoffemissionen gegenüber dem business-as-usual (BAU) Szenario für die Stadt Leoben.

Zur besseren Nachvollziehbarkeit der nachfolgend präsentierten Inhalte, werden an dieser Stelle, jene Prozesse angeführt, die aus der GaBi ts 6.4 Datenbank für die Festlegung der Emissions- und Primärenergiefaktoren herangezogen werden.

Angegeben werden die Bezeichnung der Prozesse in der GaBi ts 6.4 Professional Datenbank:

- AT Strom Mix 1kv-60kv, Technologiemic, Verbrauchsmix, zum Verbraucher

⁴³

Vgl.

http://www.umweltbundesamt.at/fileadmin/site/umweltthemen/verkehr/1_verkehrsmittel/EKZ_Pkm_Tkm_Verkehrsmittel.pdf (dl: 12.08.2016)

⁴⁴Details zur GaBi ts 6.4 Software sind unter <https://www.thinkstep.com/software/gabi-lca/gabi-professional> nachzulesen.

- AT Strom aus Photovoltaik, Technologiemark aus CIS, CdTE, Monokristallinen und Multikristallinen
- AT Strom aus Wasserkraft, Technologiemark aus Laufwasser, Speicher und Pumpspeicher
- AT Thermische Energie aus Erdgas, Technologiemark Feuer- und Rauchgasreinigung betreffend, Produktionsmix
- EU-27 Diesel Mix, ab Raffinerie, aus Rohöl und Biokomponenten
- EU-27 Benzin Mix (Super), ab Raffinerie, aus Rohöl und Biokomponenten

Als Ortsbezug wird Österreich gewählt. Der Zeitbezug kann auf das Jahr 2016 datiert werden, da zu diesem Zeitpunkt die letzte Aktualisierung der Datensätze in der GaBi ts 6.4 Professional Datenbank stattfand. Tabelle 17 zeigt die für die Berechnung der Einsparung herangezogenen Emissionsfaktoren.

Tabelle 17: Emissionsfaktoren für die Szenarienbewertung

	Einheit	AT Strom Mix	AT Strom aus PV	AT Strom aus Wasserkraft	AT th. Energie aus Erdgas	Benzin Vorkette	Diesel Vorkette	Benzin direkt PKW*	Diesel direkt PKW*	Diesel direkt Bus*
Treibhauspotential	[g CO ₂ - Äquiv./kWh]	320	46	6	253	55	43	262	261	160
Eutrophierungspotential	[g PO ₄ - Äquiv./kWh]	0,0891	0,0132	0,0011	0,0313	0,04	0,04	0,554	0,178	0,443
Versauerungspotential	[g SO ₂ - Äquiv./kWh]	0,598	0,162	0,008	0,178	0,34	0,24	0,167	0,673	1,673
Photochem. Oxidantienbildungspot.	[g Ethen- Äquiv./kWh]	0,051	0,024	0,001	0,043	0,05	0,04	-0,007**	-0,260**	-0,646**

*die direkten Emissionen werden dem Modell GREET 2015 entnommen und die Wirkungsabschätzung bzw. die Aggregation zu den betrachteten Wirkungskategorien wurde mit dem Modell GaBi 6.4 durchgeführt.

** die negativen Emissionen ergeben sich durch die Aufteilung der NO_x Emissionen in NO₂ und NO Emissionen im Rahmen der Wirkungsabschätzung mittels CML 2001 durch GaBi ts 6.4. NO reduziert die Bildung von bodennahem Ozon und hat damit einen negativen Effekt auf das photochem. Oxidantienbildungspotential.

Quelle: eigene Darstellung basierend auf GaBi ts 6.4

Emissionsfaktoren zur Bewertung von industrieller Abwärme

Im Projektkonsortium wurde übereingekommen, dass Abwärme mit keinen Emissionen belegt wird. Dies folgt primär der Annahme, dass die Abwärme ungeachtet der entworfenen Szenarien anfällt, also bereits jetzt anfällt, und nur in das Fernwärmenetz eingebunden werden muss. Es kommt zu keinem zusätzlichen Einsatz von Primärenergie zur Generierung von Abwärme im Szenario. Die vorhandene Abwärme wird eingespeist. Nichts desto trotz muss darauf hingewiesen werden, dass gemäß der OIB-Richtlinie 6 Abwärme mit einem Emissionsfaktor von 20 g CO₂-Äquivalente/kWh bewertet wird.⁴⁵ Daher wird im vorliegenden Bericht die erzielbare Treibhausgasemissionseinsparung auch unter Annahme des Default-Werts in der OIB-Richtlinie 6 berechnet.

Ergebnisse der ökologischen Bewertung der Szenarien

Szenario 1: Fernwärme substituiert Gasheizungen im Stadtgebiet

Im Fernwärme Szenario wird angenommen, dass ein Teil der im BAU-Szenario durch Erdgas generierten Wärme durch die aus einem Industriebetrieb eingespeiste Abwärme ersetzt wird. Insgesamt werden im Fernwärmeszenario 18.801 MWh Abwärme in das Netz eingespeist.

Tabelle 18: Emissionseinsparung im Fernwärme Szenario im Vergleich mit dem BAU-Szenario

	Treibhaus- potential	Eutrophierungs- potential	Versauerungs- potential	Photochem. Oxidantien- bildungspot.
	[t CO ₂ - Äquiv./a]	[t PO ₄ -Äquiv./a]	[t SO ₂ -Äquiv./a]	[t Ethen- Äquiv./a]
Fernwärme-Szenario	-5.164	-1	-4	-1

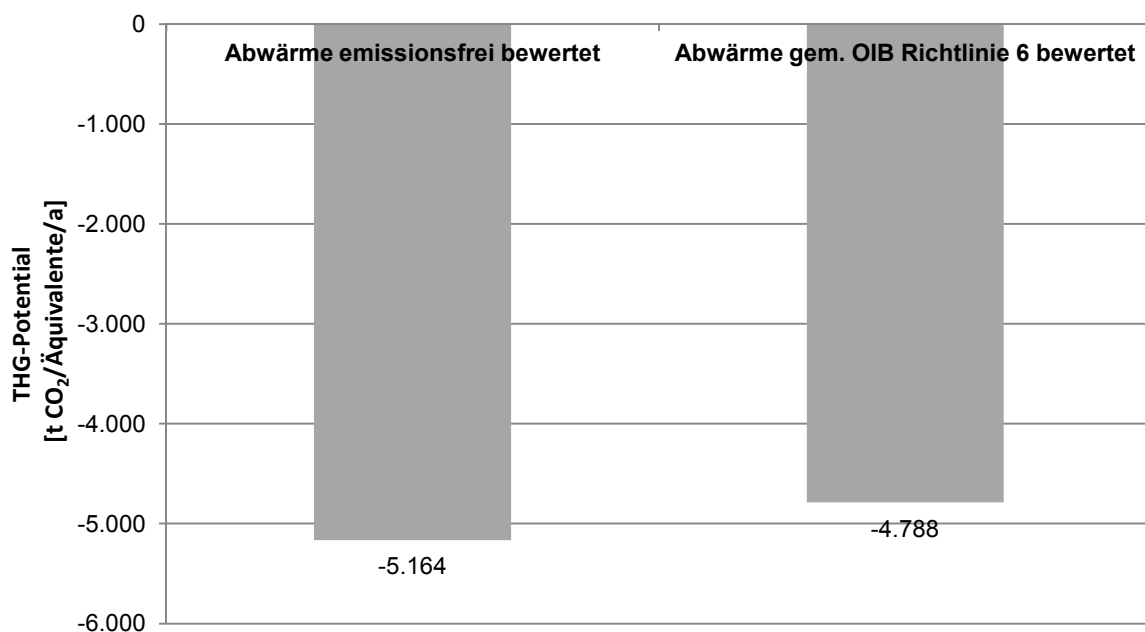
Quelle: eigene Darstellung und Berechnung auf Basis von GaBi ts 6.4

Tabelle 18 zeigt die errechnete Emissionseinsparung für das Fernwärme-Szenario unter Annahme, dass mit Abwärme keine Emissionen verbunden sind, da diese in jedem Fall vorliegt und zu keinem zusätzlichen Primärenergiebedarf im Szenario führt. Es zeigt sich eine Treibhausgaseinsparung von 5.164 t/a für das Fernwärme-Szenario. Auch in den Wirkungskategorien Eutrophierungspotential, Versauerungspotential und photochemisches Oxidantienpotential kann einer Verringerung festgestellt werden. Somit ist der erzielbare ökologische Effekt im betrachteten Szenario als positiv zu bewerten.

⁴⁵ Vgl. Österreichisches Institut für Bautechnik (2015). OIB-Richtlinie 6. Energieeinsparung und Wärmeschutz. März 2015.

Wie bereits angemerkt, sieht die OIB-Richtlinie 6 jedoch einen Default-Wert als Treibhausgasemissionsfaktor für Abwärme vor. Abbildung 43 zeigt einen Vergleich der Treibhausgaseinsparung im Fernwärme-Szenario unter Annahme des Default-Werts von 20 g CO₂-Äquivalente/kWh für Abwärme und unter der Annahme eines Treibhausgasemissionsfaktors von null für Abwärme.

Abbildung 43: Treibhausgaseinsparung Fernwärme-Szenario: Vergleich Abwärme ohne und mit Treibhausgasemissionsfaktor bewertet



Quelle: eigene Darstellung und Berechnung auf Basis von GaBi ts 6.4 und OIB-Richtlinie 6

Durch den Ansatz des Default-Werts aus der OIB-Richtlinie 6 für die Treibhausgasemissionen aus Abwärme verringert sich die im Fernwärme-Szenario erzielbare Treibhausgaseinsparung um rund 7 %. Dennoch zeigt sich eine deutliche Treibhausgasemissionseinsparung in Höhe von 4.788 t/a für das betrachtete Szenario. Das heißt, das Fernwärme-Szenario trägt jedenfalls zu einer Verringerung des Treibhauseffekts bei, auch wenn die eingespeiste Abwärme nicht mit null Emissionen bewertet wird.

Szenario 2: Optimale Integration von PV-Anlagen

Im PV-Szenario kommt es zu einer Verschiebung des Strommixes in Leoben. Im BAU-Szenario werden rund 53 % des Jahresstrombedarfs der Stadt durch den österreichischen Strommix gedeckt und rund 47 % durch Strom aus Wasserkraft. Der Jahresstrombedarf der Stadt Leoben bleibt im PV-Szenario konstant. Nunmehr werden jedoch rund 32 % aus PV-Strom gedeckt, nur mehr rund 21 % aus dem österreichischen Strommix und rund 47 % aus Strom aus Wasserkraft. Durch die Verschiebung der Stromerzeugung hin zu einem überwiegend aus erneuerbaren Energieträgern bestehenden Strommix kommt es zu einer Emissionseinsparung im PV-Szenario.

Tabelle 19: Emissionseinsparung im PV-Szenario im Vergleich mit dem BAU-Szenario

	Treibhaus- potential	Eutrophierungs- potential	Versauerungs- potential	Photochem. Oxidantien- bildungspot.
	[t CO ₂ - Äquiv./a]	[t PO ₄ -Äquiv./a]	[t SO ₂ - Äquiv./a]	[t Ethen- Äquiv./a]
PV-Szenario Einsparung	-16.171	-4	-26	-2

Quelle: eigene Darstellung und Berechnung auf Basis von GaBi ts 6.4

In Tabelle 19 sind die Emissionseinsparungen im PV-Szenario dargestellt. Insgesamt können 16.171 t Treibhausgasemissionen sowie 4 t PO₄-Äquivalente, 26 t SO₂-Äquivalente und 2 t Ethen-Äquivalente pro Jahr im PV-Szenario eingespart werden. Das PV-Szenario weist somit einen deutlich positiven ökologischen Effekt auf. An dieser Stelle muss darauf hingewiesen werden, dass die Vorketten der Stromproduktion in der Bewertung enthalten ist.

Szenario 3: CO₂-Verwertung mittels PtG-Anlagen für die Treibstoffbereitstellung regionaler Omnibusse

Das PtG-Szenario weist zwei Subszenarien auf, die jedes für sich ökologisch bewertet werden. In Subszenario a werden insgesamt 19 Busse mit Dieselantrieb durch Busse mit Erdgasantrieb ersetzt sowie insgesamt 601 PKW mit Diesel- bzw. Benzinmotor (im Verhältnis des österreichischen Fahrzeugmixes) auf PKW mit Erdgasantrieb umgestellt. Das Methan für die Betankung wird in einer PtG Anlage mit Methanisierung hergestellt und das dafür notwendige CO₂ stammt aus der städtischen Kläranlage. Der dazu eingesetzte Strom wird aus dem Stromnetz bezogen – es handelt sich zur Gänze um den österreichischen Strommix. In Subszenario b werden insgesamt 22 Dieselbusse durch Busse mit Wasserstoffantrieb ersetzt sowie 718 diesel- bzw. benzinbetriebene PKW (im Verhältnis des

österreichischen Fahrzeugmixes) durch Fahrzeuge mit Wasserstoffantrieb umgestellt. Die neuen Busse und PKW nutzen die Brennstoffzellentechnologie als Antrieb. In Subszenario b wird PV-Strom zur Wasserstoffherzeugung eingesetzt.

Im Rahmen der ökologischen Bewertung des PtG-Szenarios muss zwischen indirekten und direkten Emissionen unterschieden werden. Bei den indirekten Emissionen handelt es sich um jene, die in der Vorkette der Treibstoffherstellung anfallen (well-to-tank). Im konkreten Fall des PtG-Szenarios fallen darunter die Emissionen, die bei der Erzeugung des Methans bzw. Wasserstoffs in der PtG-Anlage anfallen. Im fossilen Referenzsystem sind dies die Emissionen aus der Förderung von Rohöl bis hin zur Raffination von Diesel und Benzin sowie deren Verteilung auf Tankstellen. Die direkten Emissionen, auch tank-to-wheel Emissionen genannt, entstehen in der Nutzungsphase des Fahrzeugs („Auspuffemissionen“). An dieser Stelle muss angemerkt werden, dass das im Zuge der Verbrennung des Methans im Fahrzeugmotor entstehende CO₂ als CO₂-neutral bewertet wird, da die Methanisierung das CO₂ aus der städtischen Kläranlagen in Leoben nutzt.

Zusätzlich zu den zu Wirkungskategorien aggregierten Emissionen, werden für das PtG-Szenario auch die direkten NO_x-Emissionen und Staubemissionen ausgewiesen. Um die Staubemissionen und NO_x-Emissionen zu bestimmen, wurden einerseits eine Publikation des österreichischen Umweltbundesamts und andererseits die Arbeit von Heidt, C. et al (2013)⁴⁶ herangezogen. Tabelle 20 gibt die auf Basis der angegebenen Literaturquellen ermittelten Emissionsfaktoren für NO_x und Feinstaub an. Wasserstofffahrzeuge finden sich in dieser Tabelle nicht, da die Brennstoffzellentechnologie als Antriebstechnologie abgesehen von Wasserdampf keine weiteren direkten Emissionen verursacht.

Tabelle 20: Emissionsfaktoren für direkte NO_x-und Staubemissionen

	Bus	PKW Diesel	PKW Benzin	PKW CNG	Bus CNG
Nox g/kWh	1,521	1,293	0,234	0,118	0,141
Partikel g/kWh	0,024	0,035	0,005	0,000	0,000

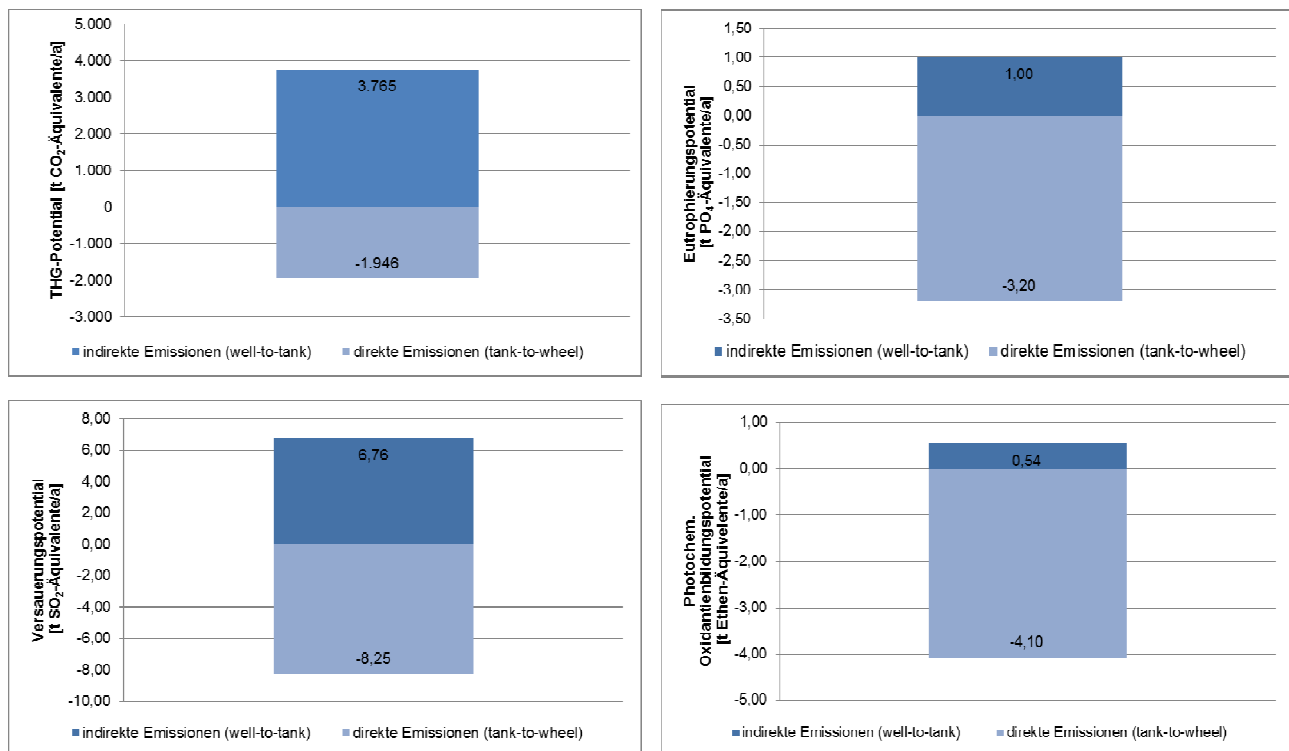
Quelle: eigene Darstellung basierend auf Umweltbundesamt (2013)⁴⁷

⁴⁶ Vgl. Heidt, C. et al (2013). NG und LPG Potenziale dieser Energieträger auf dem Weg zu einer nachhaltigeren Energieversorgung des Straßenverkehrs. Kurzstudie im Rahmen der Wissenschaftlichen Begleitung, Unterstützung und Beratung des BMVBS in den Bereichen Verkehr und Mobilität mit besonderem Fokus auf Kraftstoffen und Antriebstechnologien sowie Energie und Klima. Heidelberg, Berlin, Ottobrunn, Leipzig 2013.

⁴⁷ Vgl. http://www.umweltbundesamt.at/fileadmin/site/umweltthemen/verkehr/1_verkehrsmittel/EKZ_Pkm_Tkm_Verkehrsmittel.pdf und Heidt, C. et al (2013)

Die deutlich geringeren Emissionsfaktoren für CNG Fahrzeuge, lassen auf einen deutlichen Vorteil im Bereich der direkten Emissionen dieser gegenüber den mit fossilen Treibstoffen betriebenen Fahrzeugen schließen. Nachfolgend werden die Ergebnisse der ökologischen Bewertung für das PtG-Szenario präsentiert (siehe Abbildung 44).

Abbildung 44: Einsparung von indirekten und direkten Emissionen in SubszENARIO a (CH_4 mittels Strommix AT) des PtG-Szenarios



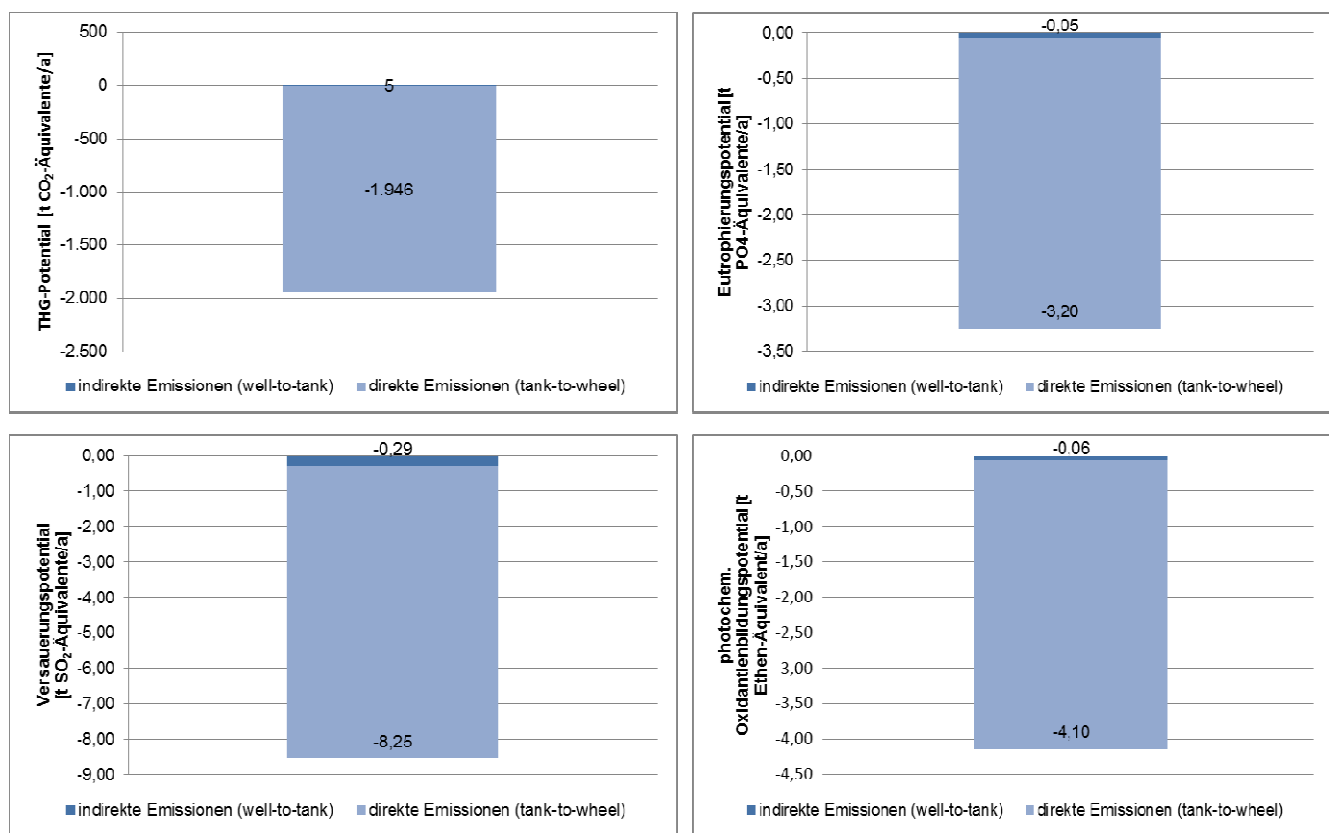
Quelle: eigene Darstellung auf Basis von GaBi ts 6.4

Wie in Abbildung 44 dargestellt, ergibt sich in SubszENARIO a keine well-to-tank Emissionseinsparung gegenüber dem BAU-Szenario. Dies kann mit dem Einsatz des österreichischen Strommixes zur Herstellung von Methan in der PtG-Anlage begründet werden. Anders stellt sich die Situation für die direkten Emissionen (tank-to-wheel) dar. In SubszENARIO a sinkt das Treibhausgaspotentials im Verkehr in der Stadt Leoben um 1.946 t CO₂-Äquivalente pro Jahr. Das Eutrophierungspotential nimmt um 3,2 t PO₄-Äquivalente pro Jahr ab, das Versauerungspotential um 8,25 t SO₂-Äquivalente und das photochem. Oxidantienbildungspotential um 4,10 t Ethen-Äquivalente pro Jahr ab. Ein positiver ökologischer Effekt ist in SubszENARIO a am ehesten durch die Vermeidung von direkten Emissionen im Straßenverkehr zu erzielen. In der Lebenszyklusbetrachtung (well-to-wheel)

kann jedoch für Subszenario a in den Wirkungskategorien Treibhausgaspotential und Versauerungspotential kein positiver ökologischer Effekt festgestellt werden.

Anders stellt sich die Situation dar, wenn angenommen wird, dass der aus dem Netz bezogene Strom für Subszenario a sich zu 100 % Wasserkraft besteht, da z.B.: ein Liefervertrag mit einem Anbieter von Ökostrom abgeschlossen wurde.

Abbildung 45: Einsparung von indirekten und direkten Emissionen in Subszenario a (CH_4 mittels 100 % Wasserkraft) des PtG-Szenarios

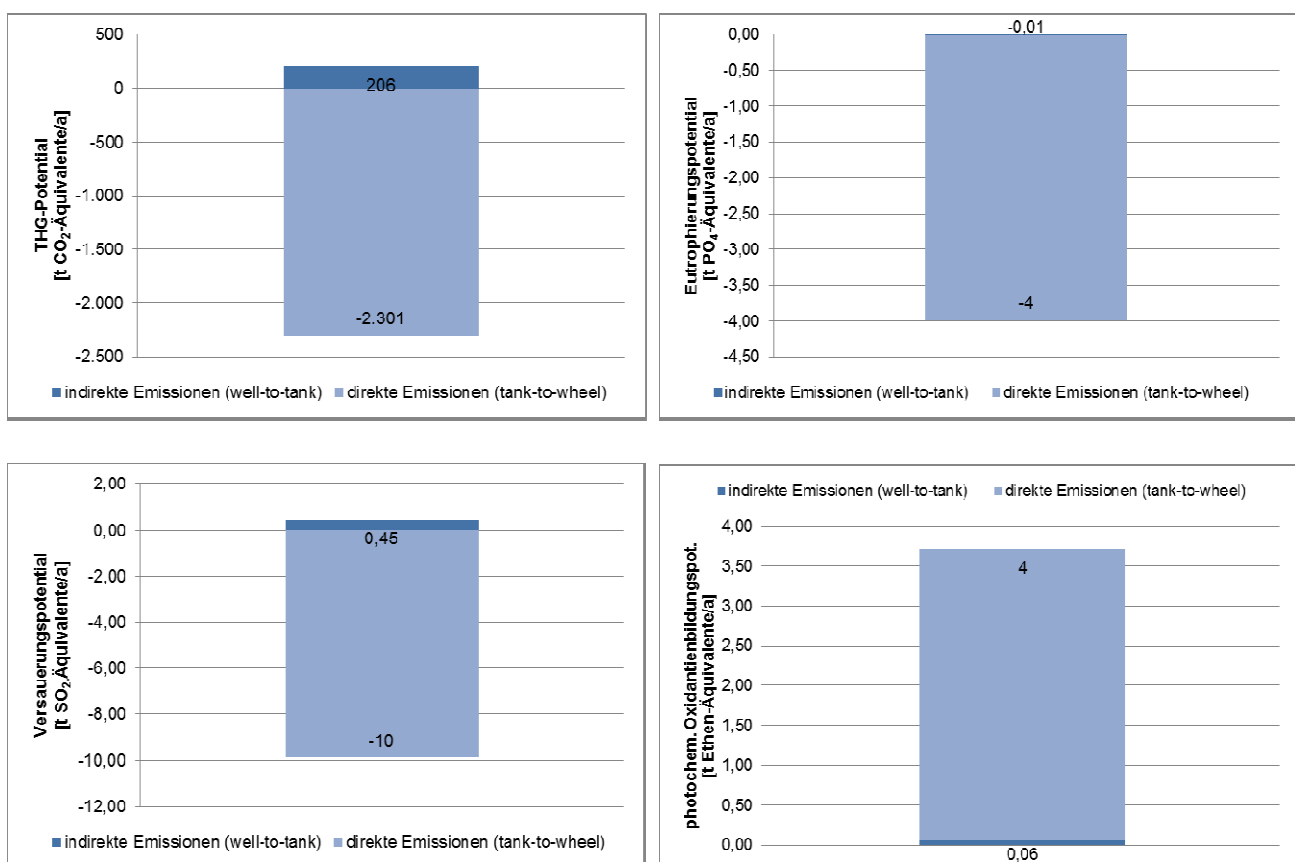


Quelle: eigene Datstellung auf Basis von GaBi ts 6.4

Abbildung 45 zeigt deutlich, dass unter Annahme des Betriebs der PtG-Anlage mit 100 % Wasserkraft für das Eutrophierungs-, Versauerungs- und photochemische Oxidantienpotential eine Reduktion der direkten Emissionen in Subszenario a generiert werden kann. Aus Lebenszyklusperspektive kann auch für das Treibhausgaspotential eine Einsparung in Höhe von 1.941 t CO₂-Äquivalente/a festgestellt werden. Diese Ergebnisse zeigen deutlich, dass im PtG-Szenario ein Strommix heranzuziehen ist, der 100 % erneuerbare Energieträger umfasst um einen ökologischen Vorteil gegenüber dem BAU-Szenario zu zeigen.

In Abbildung 46 wird die Einsparung von indirekten und direkten Emissionen im SubszENARIO b dargestellt. Es zeigt sich keine Einsparung bei den direkten Emissionen (well-to-tank), da die Vorketten des eingesetzten PV-Stroms (z.B.: Herstellung und Transport der PV-Module) mitberücksichtigt ist. Dennoch ergibt sich ein deutlich besseres ökologisches Gesamtbild für SubszENARIO b.

Abbildung 46: Einsparung von indirekten und direkten Emissionen in SubszENARIO b (H2 mittels PV Strom) des PtG-Szenarios

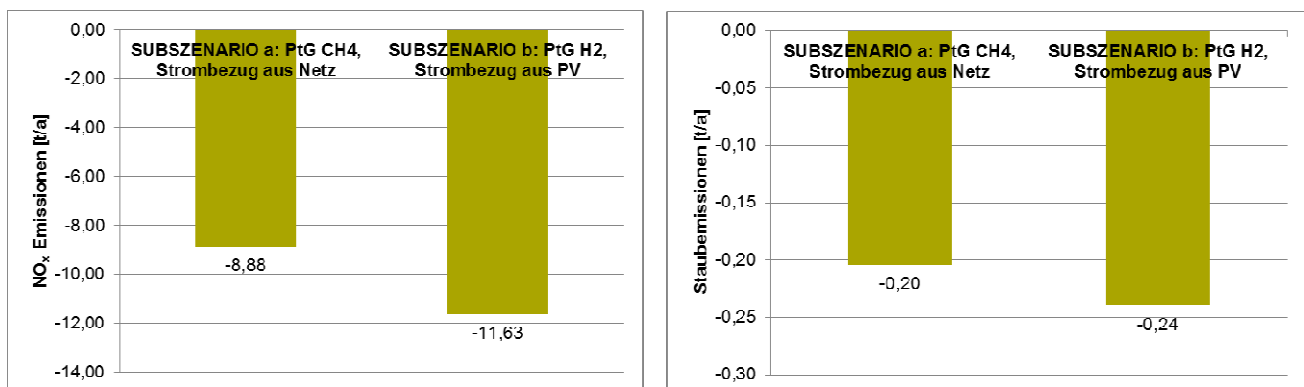


Quelle: eigene Datstellung auf Basis von GaBi ts 6.4

Insgesamt kann das durch die direkten Treibhausgasemissionen (tank-to-wheel) verursachte Treibhausgaspotential um 2.301 t CO₂-Äquivalente pro Jahr gesenkt werden. Auch wenn durch indirekte Treibhausgasemissionen keine Einsparung realisiert werden kann, so zeigt sich dennoch eine Einsparung von insgesamt 2.095 t CO₂-Äquivalente pro Jahr über den Lebenszyklus (well-to-wheel) in SubszENARIO b. Ebenso kann das Eutrophierungspotential um rund 4 t PO₄-Äquivalente und das Versauerungspotential um rund 10 t SO₂-Äquivalente pro Jahr gesenkt werden.

Diese beiden Wirkungskategorien zeigen in SubszENARIO b ebenfalls eine Emissionseinsparung über den gesamten Lebenszyklus. Das für das photochemische Oxidantienbildungspotential in SubszENARIO b keine Einsparung festgestellt werden kann, liegt an der Bewertung der NO_2 und NO Emissionen im Rahmen der Wirkungsabschätzung mittels CML 2001 – in GaBi ts 6.4 implementiert. NO wird nun getrennt bewertet und nicht mehr, wie zuvor, unter NO_x zusammengefasst und NO Emissionen haben einen mindernden Effekt auf das photochemische Oxidantienbildungspotential. Diese NO Emissionen fallen in SubszENARIO b weg, da wasserstoffbetriebene Fahrzeuge keine Luftschadstoffemissionen im Betrieb aufweisen. Somit entfällt deren mindernder Effekt auf das photochemische Oxidantienbildungspotential und es entsteht keine Einsparung im betrachteten SubszENARIO.

Abbildung 47: Vergleich der direkten NO_x und Staubemissionen für die SubszENarien a und b



Quelle: eigene Darstellung auf Basis von GaBi ts 6.4

Wie in Abbildung 47 dargestellt ergibt sich in beiden SubszENarien eine deutliche Einsparung an NO_x und Staubemission gegenüber dem BAU-Szenario. In SubszENARIO a können rund 9 t NO_x Emissionen pro Jahr vermieden werden und in SubszENARIO b in etwa 12 t pro Jahr. Zusätzlich können durch eine potentielle Umsetzung von SubszENARIO a rund 0,20 t Staubemissionen pro Jahr vermieden werden und in SubszENARIO b rund 0,24 t pro Jahr.

Tabelle 21 zeigt eine Zusammenfassung der Ergebnisse für alle im Rahmen des Projekts Smart Exergy Leoben bewerteten Szenarien. Zudem findet sich eine Darstellung der potentiellen ökologischen Effekten, wenn das PV-Szenario, Fernwärme-Szenario und jeweils eines der beiden PtG-Szenarien umgesetzt wird. Daraus ergibt sich potentiell erzielbare gesamte Emissionseinsparung.

Tabelle 21: Zusammenfassung der Ergebnisse für die bewerteten Szenarien

SZENARIO	Treibhaus- potential	Eutrophierungs- potential	Versauerungs- potential	Photochem. Oxidantien- bildungspot.
	[t CO ₂ - Äquiv./a]	[t PO ₄ -Äquiv./a]	[t SO ₂ - Äquiv./a]	[t Ethen- Äquiv./a]
PV-Szenario (Szenario 2)	-16.171	-4,47	-25,67	-1,58
Fernwärme-Szenario (Szenario 1)	-5.164	-0,64	-3,64	-0,87
PtG-Szenario (Szenario 3)				
Subszenario a (AT Strommix)				
indirekte Emissionen (well-to-tank)	3.765	1,00	6,76	0,54
direkte Emissionen (tank-to-wheel)	-1.946	-3,20	-8,25	-4,10
Subszenario a (100% Wasserkraft)				
indirekte Emissionen (well-to-tank)	5	-0,05	-0,29	-0,06
direkte Emissionen (tank-to-wheel)	-1.946	-3,20	-8,25	-4,10
Subszenario b				
indirekte Emissionen (well-to-tank)	206	-0,01	0,45	0,06
direkte Emissionen (tank-to-wheel)	-2.301	-3,98	-9,89	3,66
Szenarien gesamt				
Kombination: PV, FW, Subszenario a (AT Strommix)	-19.516	-7	-31	-6
Kombination: PV, FW, Subszenario a (100% Wasserkraft)	-23.276	-8	-38	-7
Kombination: PV, FW, Subszenario b	-23.430	-9	-39	1

Quelle: eigene Darstellung auf Basis von GaBi ts 6.4

Werden sowohl das PV-Szenario als auch das Fernwärmeszenario und Subszenario a (AT Strommix) gleichzeitig umgesetzt, so kann das Treibhausgaspotential um 19.516 t CO₂-Äquivalente pro Jahr reduziert werden. Bei Realisierung des PV- und Fernwärme-Szenarios in Kombination mit Subszenario a (100 % Wasserkraft) kann eine Reduktion des Treibhausgaspotentials in Höhe von insgesamt 23.276 t CO₂-Äquivalente pro Jahr erreicht werden. Wird das PV-Szenario in Kombination mit dem FW-Szenario und Subszenario b umgesetzt, beträgt das jährliche Treibhausgaseinsparungspotential 23.433 t CO₂-Äquivalente pro Jahr. Das PV-Szenario hat dabei mit rund 83 % bzw. 69 % den höchsten Anteil an der erzielbaren Gesamteinsparung. Auch in den übrigen Wirkungskategorien erzielt das PV-Szenario die höchste Einsparung in Vergleich zu den übrigen Szenarien.

Basierend auf den Ergebnissen der ökologischen Bewertung werden die vermiedenen Schadenskosten errechnet, um so die wohlfahrtsökonomischen Auswirkungen der Szenarien abschätzen zu können. Tabelle 22 zeigt die zur Berechnung der Schadenskosten herangezogenen Faktoren.

Tabelle 22: Schadenskosten der Luftschadstoff- und Treibhausgasemissionen

Emission	€/t
CO ₂	50
SO ₂	2.939
NO _x	2.908
Staub	15.631

Quelle: eigene Darstellung auf Basis von Tichler, R. (2009). Optimale Energiepreise. Auswirkungen von Energiepreisveränderungen auf die öö Volkswirtschaft. ProLibris, Linz.

Die errechneten vermiedenen Schadenskosten werden in Tabelle 23 zusammengefasst.

Tabelle 23: Vermiedene Schadenskosten durch die bewerteten Szenarien

SZENARIO	THG-Emissionen [€/a]	Versauerungs- potential [€/a]	NO _x [€/a]	Staub [€/a]
PV-Szenario (Szenario 2)	-808.549	-75.453	-	-
Fernwärme-Szenario (Szenario 1)	-258.211	-10.696	-	-
PtG-Szenario				
Subszenario a (AT Strommix)				
indirekte well-to-tank)	188.240	19.880	-	-
direkte (tank-to-wheel)	-97.284	-24.257	-25.810	-3.189
Subszenario a (100% Wasserkraft)				
indirekte well-to-tank)	251	-866	-	-
direkte (tank-to-wheel)	-97.284	-24.257	-25.810	-3.189
Subszenario b				
indirekte (well-to-tank)	10.295	1.325	-	-
direkte (tank-to-wheel)	-115.060	-29.058	-33.813	-3.754
Szenarien gesamt				
Kombination: PV, FW, Subszenario a (AT Strommix)	-975.804	-90.525	-25.810	-3.189
Kombination: PV, FW, Subszenario a (100% Wasserkraft)	-1.163.792	-111.271	-25.810	-3.189
Kombination: PV, FW, Subszenario b	-1.171.525	-113.882	-33.813	-3.754

Quelle: eigene Darstellung auf Basis von Tichler, R. (2009). Optimale Energiepreise. Auswirkungen von Energiepreisveränderungen auf die öö Volkswirtschaft. ProLibris, Linz.

In Tabelle 23 zeigt sich, dass in sämtlichen betrachteten Szenarien eine Vermeidung von Schadenskosten erzielt wird. Einziges Szenario, in dem keine Vermeidung festgestellt werden kann ist Subszenario a und Einsatz des österreichischen Strommixes. Subszenario a unter Einsatz des österreichischen Strommix führt zu zusätzlichen Schadenskosten in

Höhe von 57.580 €/a, wohingegen durch SubszENARIO a unter Einsatz von 100 % Wasserkraft 151.154 €/a an Schadenskosten vermieden werden können. An diesem Beispiel wird sowohl aus ökologischer und wohlfahrtsökonomischer Sicht deutlich, dass in Hinblick auf die Realisierung des PtG Szenarios systemische Aspekte hinsichtlich der Art des genutzten Stroms eine zentrale Rolle spielen. Die Bandbreite der durch die reduzierten Treibhausgasemissionen in Summe vermiedenen Schadenskosten bewegt sich zwischen +90.956 €/a (ein Zuwachs in SubszENARIO a AT Strommix) und -808.549 €/a im PV-Szenario.

Schlussfolgerungen

Die ökologische Analyse zeigt, dass das PV-Szenario mit der größten Emissionseinsparung verbunden ist, da ein Großteil des zuvor durch den österreichischen Strommix bereitgestellten Stroms durch PV-Strom in der Stadt Leoben ersetzt wird. Auch das Fernwärme-Szenario birgt deutlich ökologische und wohlfahrtsökonomische Vorteile durch Emissionseinsparung und vermiedenen Schadenskosten gegenüber dem BAU-Szenario. Das PtG-Szenario muss im Gegensatz dazu differenziert betrachtet werden:

- Der Einsatz eines auf zu 100 % erneuerbaren Energieträgern basierenden Strommixes ist unumgänglich, um ökologische sowie wohlfahrtsökonomisch positive Effekte zu erzielen.
- Der Einsatz des österreichischen Strommix im PtG-Szenario führt zu keinen positiven wohlfahrtsökonomischen Effekten und nur sehr geringen positiven ökologischen Effekten und sollte daher nicht weiter forciert werden.
- In jedem Fall weist das PtG-Szenario eine Reduktion der direkten Emissionen (tank-to-wheel) im Vergleich zum BAU-Szenario auf.
- Eine Reduktion der indirekten Emissionen (well-to-tank) ist nur dann realisierbar, wenn zur Gänze Strom aus erneuerbaren Energieträgern für die Herstellung des CH₄ bzw. H₂ eingesetzt wird.
- Die Nutzung von CO₂ aus erneuerbaren Quellen für die Methanisierung, wie im Szenario aus der städtischen Kläranlage in Leoben, ist jedenfalls zu empfehlen, da somit die direkten Emissionen der Verbrennung als CO₂-neutral bewertet werden können und die Reduktion des Treibhausgaspotentials damit höher ausfällt.

B.5.6. Volkswirtschaftliche Analyse

Die volkswirtschaftliche Analyse fokussiert die Frage, welcher makroökonomischer Beitrag in Form von zusätzlichem Bruttoregionalprodukt, Konsum (der privaten Haushalte), Investitionen (der Unternehmen), Nettoexporten (Exporte – Importe) und zusätzlichen Beschäftigten durch die Implementierung der verschiedenen Einspeiseleistungen in den jeweiligen Szenarien geschaffen werden kann. Im Mittelpunkt steht dabei im Vergleich zur betriebswirtschaftlichen Untersuchung nicht die Mikroebene (Endverbraucher, Unternehmen), sondern die regionale Volkswirtschaft der Steiermark.

Als Instrument der volkswirtschaftlichen Analyse dient das am Energieinstitut an der Johannes Kepler Universität Linz im Jahr 2008 entwickelte Simulationsmodell MOVE (Modell zur Simulation der (ober)österreichischen Volkswirtschaft mit Schwerpunkt Energie), welches zur detaillierten Analyse ökonomischer Veränderungen sowie insbesondere Veränderungen am Energiemarkt in (Ober)Österreich konzipiert wurde.⁴⁸ Durch Anpassung ausgewählter Strukturparameter und der Datenbasis kann das Modell für verschiedene Regionen (Bundesländer) eingesetzt werden. Das Simulationstool ist als makroökonometrisches Modell konzipiert, welches zusätzlich zur Modellierung verschiedener Sektoren die Energieflüsse von unterschiedlichen Energieträgern in (Ober)Österreich genauestens beleuchtet. Das Modell wurde seit seiner Entwicklung in zahlreichen Untersuchungen zur Beantwortung energie- und umweltökonomischer Fragestellungen auf regionaler und nationaler Ebene genutzt. Seit dem Jahr 2013 erfolgten ein Update der Datenbasis des Modells sowie eine dadurch notwendige Anpassung der Gleichungsstrukturen. Das Update des Modells trägt den Namen MOVE2 und wird seit Herbst 2014 für neue zukünftige Forschungsfragen zu volkswirtschaftlichen, energiepolitischen und umweltpolitischen Fragestellungen herangezogen. In Folge der Entwicklung des Zusatzmoduls MOVE2social wurden sozioökonomische Parameter integriert. Für eine detaillierte Übersicht hinsichtlich Modelleckdaten, Module und Einsatz des Modells sei auf Baresch et al. (2014)⁴⁹ verwiesen.

Die makroökonometrische Evaluierung wird im vorliegenden Projekt für die Szenarien „Abwärme substituiert Gasheizungen im Stadtzentrum“ und „Optimale Integration von PV-

⁴⁸ Tichler, R. (2009): Optimale Energiepreise und Auswirkungen von Energiepreisveränderungen auf die öö. Volkswirtschaft. Analyse unter Verwendung des neu entwickelten Simulationsmodells MOVE, Energieinstitut an der Johannes Kepler Universität Linz, Energiewissenschaftliche Studien, Band 4, ISBN 978-3-99008-016-0.

⁴⁹ Baresch, M., Goers, S., Tichler, R., Schneider, F. (2014): MOVE2 - Modell zur Simulation der (ober)österreichischen Volkswirtschaft mit einem speziellen Schwerpunkt auf Energie - inkl. Zusatzmodul MOVE2social: Integration von Einkommen, Alter und Geschlecht. Energieinstitut an der Johannes Kepler Universität Linz.

Anlagen“ vorgenommen. Als Basis für die dynamische Simulationsanalyse anhand von MOVE2 dienen die Investitions- und Kostenberechnungen der betriebswirtschaftlichen Analyse (siehe Tabelle 24). Der geographische Fokus der Simulationen liegt in der Steiermark und die Simulationen wurden für den Zeitraum 2017 bis 2030 durchgeführt. Das Szenario 3 (PtG-Anlage) wurde hier nicht angeführt, da aufgrund der zu hohen Gestehungskosten und Wertschöpfungsabflüssen sowie der geringen Schadenskosten keine signifikanten Effekte auf die Investitionen, Beschäftigung und Konsum festgestellt werden konnten.

Tabelle 24: Jährliche Investitionskosten (exkl. Förderung) und Energieproduktion der Szenarien 1 und 2, 2017-2030

Szenario „Abwärme substituiert Gasheizungen im Stadtzentrum“										Szenario „Optimale Integration von PV-Anlagen“			
	Σ Investitionen	Übergabestation	Zuleitung	Inbetriebnahme	Wartung, Instandhaltung	Wärme- produktion	Σ Investitionen	Module	WR	VK+UK			
	Mio. €	Mio. €	Mio. €	Mio. €	Mio. €	TJ	Mio. €	Mio. €	Mio. €	Mio. €			
2017	1,1	0,2	0,8	0,1	0,00	5	5,7	2,8	1,1	1,8			
2018	1,1	0,2	0,8	0,1	0,00	9	5,4	2,6	1,0	1,8			
2019	1,1	0,2	0,8	0,1	0,00	14	5,1	2,5	1,0	1,7			
2020	1,1	0,2	0,8	0,1	0,01	18	4,9	2,4	0,9	1,6			
2021	1,1	0,2	0,8	0,1	0,01	22	4,6	2,3	0,9	1,5			
2022	1,1	0,2	0,8	0,1	0,01	27	4,4	2,1	0,8	1,4			
2023	1,1	0,2	0,8	0,1	0,01	30	4,2	2,0	0,8	1,4			
2024	1,1	0,2	0,8	0,1	0,01	34	4,0	1,9	0,7	1,3			
2025	1,1	0,2	0,8	0,1	0,01	38	3,8	1,8	0,7	1,2			
2026	1,1	0,2	0,8	0,1	0,01	41	3,6	1,7	0,7	1,2			
2027	1,1	0,2	0,8	0,1	0,02	44	3,4	1,7	0,6	1,1			
2028	1,1	0,2	0,8	0,1	0,02	48	3,2	1,6	0,6	1,0			
2029	1,1	0,2	0,8	0,1	0,02	51	3,1	1,5	0,6	1,0			
2030	1,1	0,2	0,8	0,1	0,02	54	3,5	1,4	1,1	0,9			

Anmerkung: Gerundete Werte. Die Investitionskosten der Positionen „Inbetriebnahme“ und „Wartung und Instandhaltung“ wurden um die dafür notwendigen Personalkosten korrigiert. Die Position „Verkabelung, Unterkonstruktion“ beinhaltet die dafür notwendigen Personalkosten. Änderungen der jährlichen Energienachfrage und Wirkungsgradverluste werden berücksichtigt.

Quelle: Eigene Berechnungen basierend auf Daten der betriebswirtschaftlichen Analyse.

Für die volkswirtschaftliche Analyse werden ausgehend von den in Tabelle 25 dargestellten komparativ-statischen Daten zusätzlich folgende Annahmen getroffen:

- Da es infolge von Importen von Materialien und Technologien zu Wertschöpfungsabflüssen kommen kann, werden Teile der Investitionen nicht im regionalen Wirtschaftsraum wirksam.

Tabelle 25: Wertschöpfungsabflüsse innerhalb der volkswirtschaftlichen Simulationsanalyse

Technologie / Dienstleistung	Wertschöpfungsabfluss
Szenario 1 " Abwärme substituiert Gasheizungen im Stadtzentrum"	
Übergabestation	90 %
Zuleitung	65 %
Inbetriebnahme	10 %
Wartung/Instandhaltung	10 %
Szenario 2 „Optimale Integration von PV-Anlagen“	
Module	40 %
Wechselrichter	90 %
Verkabelung, Unterkonstruktion	10 %

Quelle: Eigene Annahmen.

- Durch die Einsparungen von Energie ergeben sich Effekte auf die energetische Leistungsbilanz: Durch den Fernwärme-Bezug (Szenario 1: Abwärme substituiert Gasheizungen im Stadtzentrum) und die PV-Stromproduktion (Szenario 2: Optimale Integration von PV-Anlagen) werden Gasimporte (Szenario 1: Abwärme substituiert Gasheizungen im Stadtzentrum) und Stromimporte (Szenario 2: Optimale Integration von PV-Anlagen) substituiert.
- Unternehmen und Haushalte stehen vor der Entscheidung, ob sie auf Veränderungen in der Kostenstruktur mit einer Substitution innerhalb der Investitionen bzw. des Konsums oder mit einer Veränderung ihrer Rücklagen bzw. Ersparnisse reagieren. Der Finanzierungsanteil für private Haushalte und Unternehmen aus Rücklagen und Ersparnissen beläuft sich in der vorliegenden Studie auf zwei Drittel.

- Die für den Anlagenbau und die Technologien notwendigen Investitionen werden in den Sektoren Bau, Energiewirtschaft, Dienstleistungen und Sachgütererzeugung wirksam.

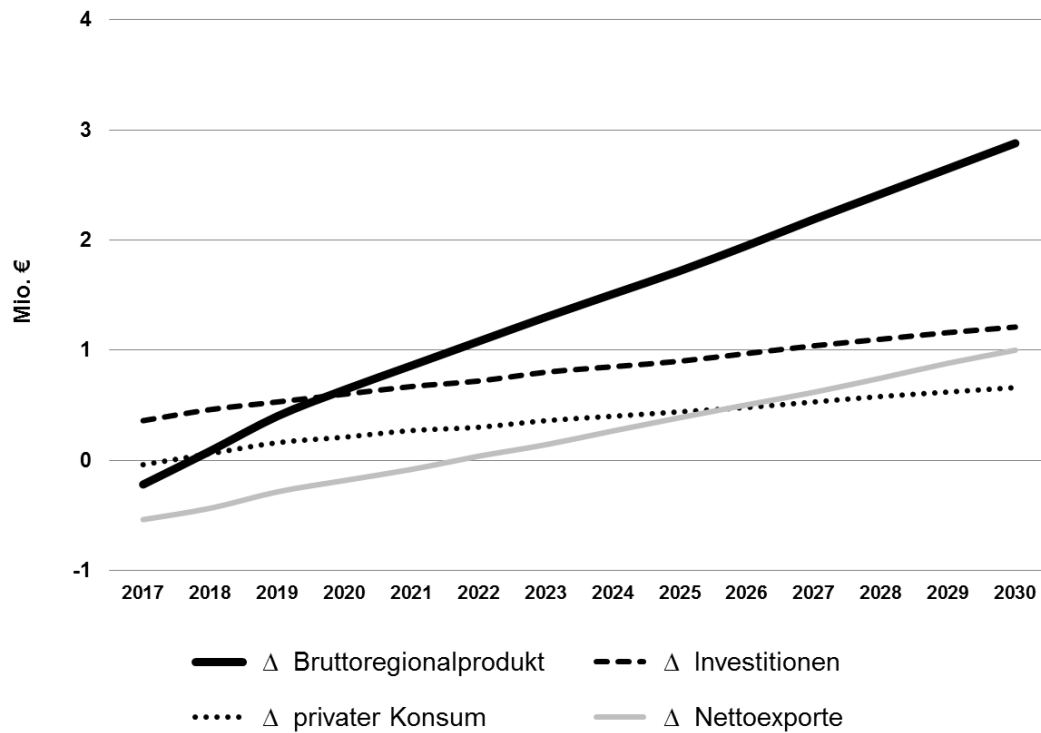
Szenario 1: Abwärme substituiert Gasheizungen im Stadtzentrum

Die Substitution einzelner Wärmeversorgungsanlagen durch Fernwärme im Fernwärmenetz (Szenario 1) generiert im Zeitraum positive Effekte auf die regionale Volkswirtschaft der Steiermark im Vergleich zu einer Situation ohne die Substitution. Im Durchschnitt ergibt sich ein um 1,4 Mio. € höheres Bruttoregionalprodukt pro Jahr und eine zusätzliche Beschäftigung von 30 Personen pro Jahr. Die positiven volkswirtschaftlichen Entwicklungen basieren dabei grundlegend auf:

- Investitionsimpulsen seitens der Unternehmen und nicht-energetischen Konsumimpulsen seitens der privaten Haushalte infolge der Substitution einzelner Wärmeversorgungsanlagen durch Fernwärme im Fernwärmenetz bis zum Jahre 2030;
- Kosteneinsparungen beim Wärmeverbrauch seitens der Industrie, öffentlicher Einrichtungen und der privaten Haushalte;
- positiven Leistungsbilanzeffekten infolge der Reduktion der Gasimporte;
- Multiplikatoreffekten⁵⁰ (induzierten Effekten) resultierend aus den vorher aufgeführten Treibern der wirtschaftlichen Effekte.

⁵⁰ Durch die Investitionen, den gestiegenen nicht-energetischen Konsum sowie das Wirtschaftswachstum wird auch der Produktionsfaktor Arbeit positiv beeinflusst, wodurch zusätzliche Beschäftigungsverhältnisse generiert werden. Zusätzliche Beschäftigungsverhältnisse führen wiederum zu einem höheren Konsum, sodass auf diesem Weg wiederum eine Ankurbelung der Volkswirtschaft stattfindet. Das Wirtschaftswachstum bewirkt zudem eine Erhöhung der Exportquote nicht-energetischer Güter infolge einer erhöhten inländischen Produktion, sodass sich in Kombination mit der Reduktion der energetischen Importe eine Erhöhung der Nettoexporte ergibt.

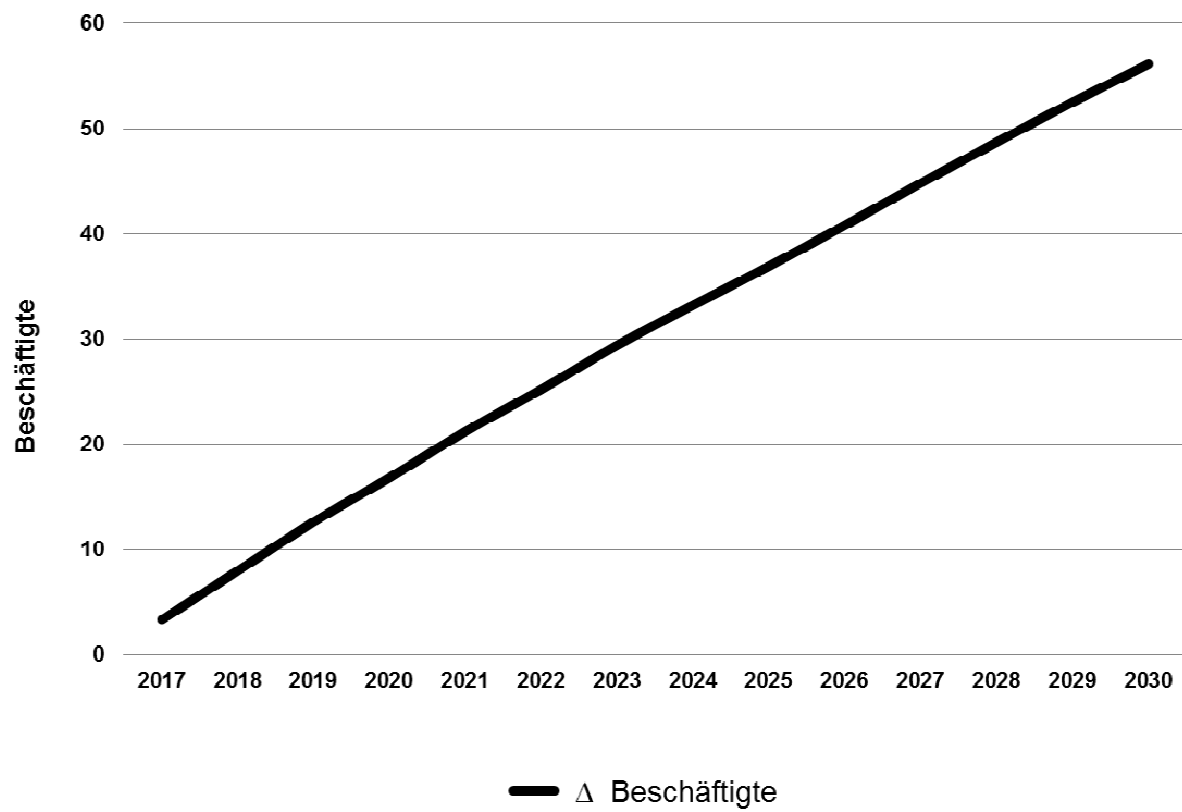
Abbildung 48: Effekte auf die regionale Volkswirtschaft der Steiermark im Szenario 1, 2017-2030



Anmerkungen: Investitionen = Ausgaben der Unternehmen; privater Konsum = energetischer + nicht-energetischer Konsum; Nettoexporte = (energetische + nicht-energetische) Exporte - (energetische + nicht-energetische) Importe; Erfassung der direkten und induzierten Effekte; Wertschöpfungsabflüsse werden berücksichtigt.

Quelle: Eigene Berechnungen anhand des Simulationsmodells MOVE2, Juli 2016.

Abbildung 49: Effekte auf die regionale Beschäftigung der Steiermark im Szenario 1, 2017-2030



Anmerkungen: Beschäftigungseffekte sind Nettoeffekte und erfassen Veränderungen in allen Wirtschaftssektoren.
 Quelle: Eigene Berechnungen anhand des Simulationsmodells MOVE2, Juli 2016.

Tabelle 26: Effekte auf die regionale Volkswirtschaft der Steiermark im Szenario 1, 2017-2030

	Bruttoregionalprodukt	Investitionen	Privater Konsum	Nettoexporte	Beschäftigte
	Mio. €	Mio. €	Mio. €	Mio. €	Personen
2017	-0,2	0,4	0,0	-0,5	0
2018	0,1	0,5	0,1	-0,4	10
2019	0,4	0,5	0,2	-0,3	10
2020	0,6	0,6	0,2	-0,2	20
2021	0,9	0,7	0,3	-0,1	20
2022	1,1	0,7	0,3	0,0	30
2023	1,3	0,8	0,4	0,1	30
2024	1,5	0,9	0,4	0,3	30
2025	1,7	0,9	0,4	0,4	40
2026	2,0	1,0	0,5	0,5	40
2027	2,2	1,0	0,5	0,6	50
2028	2,4	1,1	0,6	0,7	50
2029	2,6	1,2	0,6	0,9	50
2030	2,9	1,2	0,7	1,0	60
Ø	1,4	0,8	0,4	0,2	30

Anmerkungen: Gerundete Werte. Investitionen = Ausgaben der Unternehmen; privater Konsum = energetischer + nicht-energetischer Konsum; Nettoexporte = (energetische + nicht-energetische) Exporte – (energetische + nicht-energetische) Importe; Erfassung der direkten und induzierten Effekte; Wertschöpfungsabflüsse werden berücksichtigt; Beschäftigungseffekte sind Nettoeffekte und erfassen Veränderungen in allen Wirtschaftssektoren.

Quelle: Eigene Berechnungen anhand des Simulationsmodells MOVE2, Juli 2016.

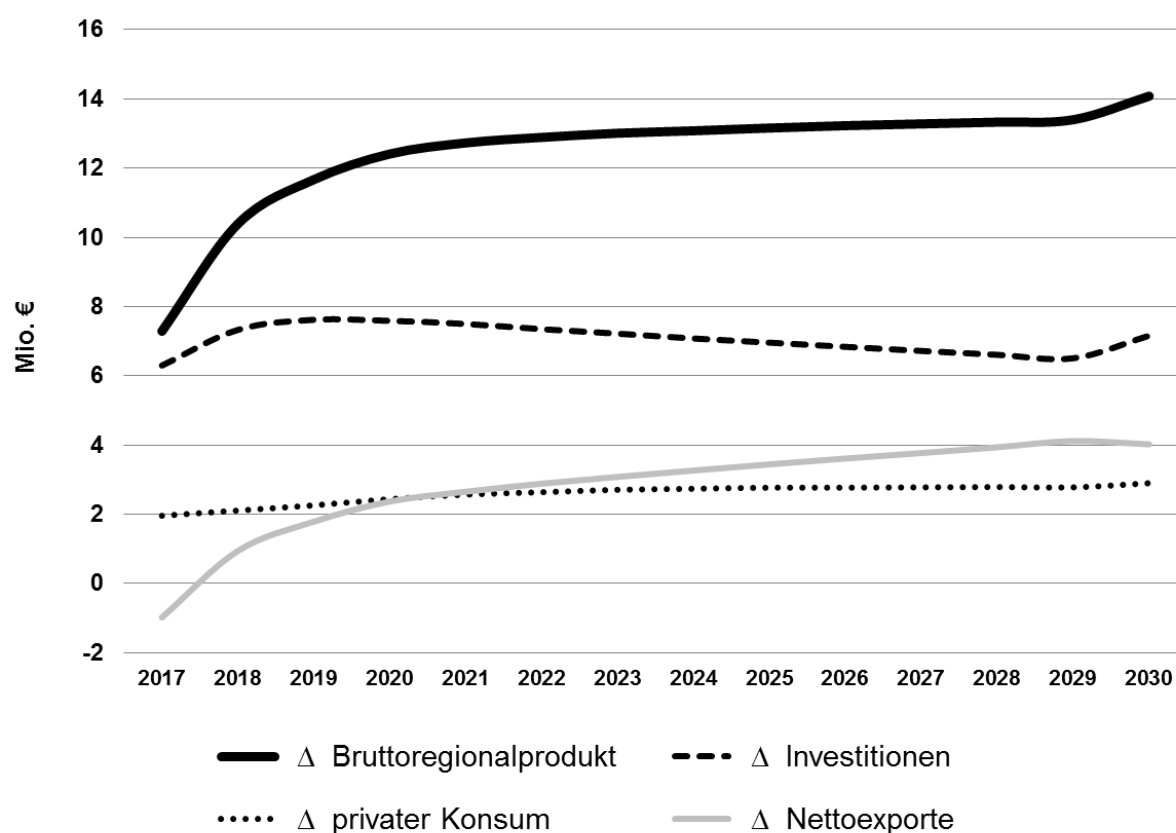
Szenario 2: Optimale Integration von PV-Anlagen

Die Umsetzung der optimalen Integration von PV-Anlagen (Szenario 2) generiert im Zeitraum positive Effekte auf die regionale Volkswirtschaft der Steiermark im Vergleich zu einer Situation ohne die Durchführung. Im Durchschnitt ergibt sich ein um 12,4 Mio. € höheres Bruttoregionalprodukt pro Jahr und eine zusätzliche Beschäftigung von 210 Personen pro Jahr. Die positiven volkswirtschaftlichen Entwicklungen basieren dabei grundlegend auf:

- Investitionsimpulsen seitens der Unternehmen und nicht-energetischen Konsumimpulsen seitens der privaten Haushalte infolge des Photovoltaikausbaus bis zum Jahre 2030;

- Kosteneinsparungen beim Verbrauch elektrischer Energie seitens der Industrie, öffentlicher Einrichtungen und der privaten Haushalte;
- positiven Leistungsbilanzeffekten infolge der Reduktion der Importe elektrischer Energie;
- Multiplikatoreffekten⁵¹ (induzierten Effekten) resultierend aus den vorher aufgeführten Treibern der wirtschaftlichen Effekte.

Abbildung 50: Effekte auf die regionale Volkswirtschaft der Steiermark im Szenario 2, 2017-2030



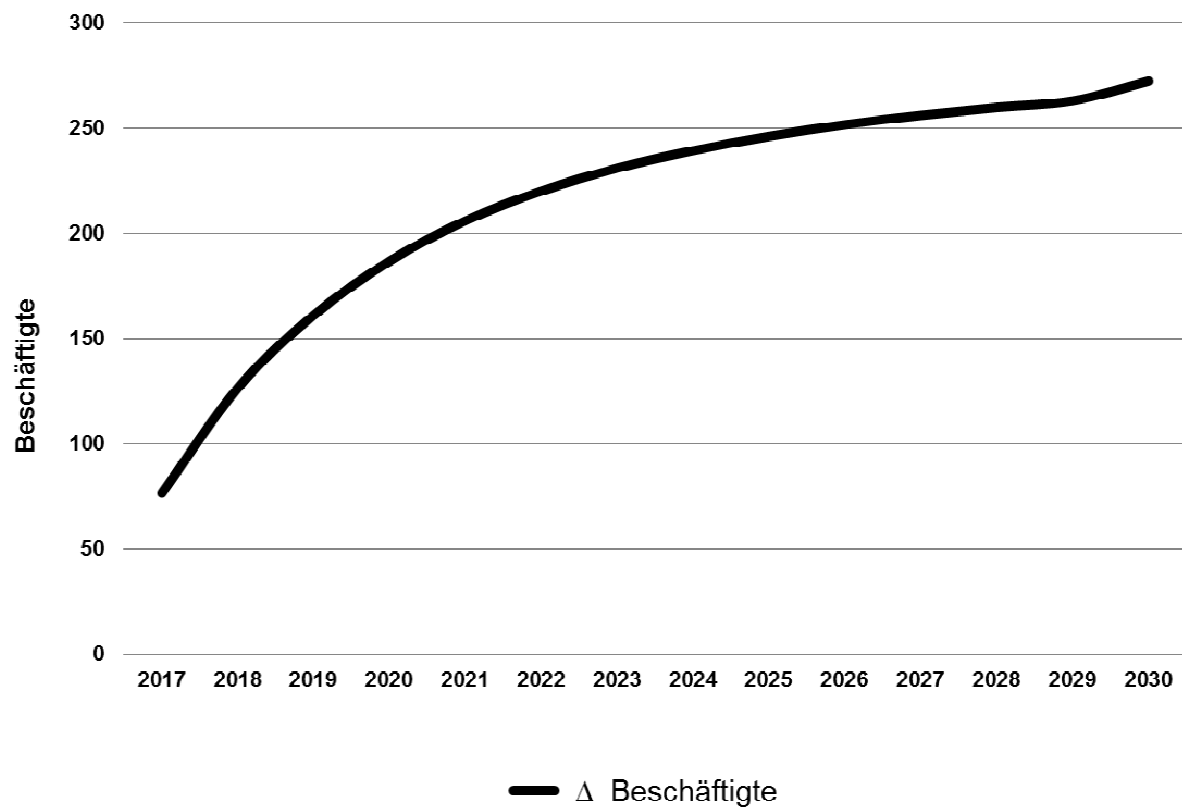
Anmerkungen: Investitionen = Ausgaben der Unternehmen; privater Konsum = energetischer + nicht-energetischer Konsum; Nettoexporte = (energetische + nicht-energetische) Exporte – (energetische + nicht-energetische) Importe; Erfassung der

direkten und induzierten Effekte; Wertschöpfungsabflüsse werden berücksichtigt; Beschäftigungseffekte sind Nettoeffekte und erfassen Veränderungen in allen Wirtschaftssektoren.

Quelle: Eigene Berechnungen anhand des Simulationsmodells MOVE2, Juli 2016.

⁵¹ Durch die Investitionen, den gestiegenen nicht-energetischen Konsum sowie das Wirtschaftswachstum wird auch der Produktionsfaktor Arbeit positiv beeinflusst, wodurch zusätzliche Beschäftigungsverhältnisse generiert werden. Zusätzliche Beschäftigungsverhältnisse führen wiederum zu einem höheren Konsum, sodass auf diesem Weg wiederum eine Ankurbelung der Volkswirtschaft stattfindet. Das Wirtschaftswachstum bewirkt zudem eine Erhöhung der Exportquote nicht-energetischer Güter infolge einer erhöhten inländischen Produktion, sodass sich in Kombination mit der Reduktion der energetischen Importe eine Erhöhung der Nettoexporte ergibt.

Abbildung 51: Effekte auf die regionale Beschäftigung der Steiermark im Szenario 2, 2017-2030



Anmerkungen: Beschäftigungseffekte sind Nettoeffekte und erfassen Veränderungen in allen Wirtschaftssektoren.

Quelle: Eigene Berechnungen anhand des Simulationsmodells MOVE2, Juli 2016.

Tabelle 27: Effekte auf die regionale Volkswirtschaft der Steiermark im Szenario 2, 2017-2030

	Bruttoregionalprodukt	Investitionen	Privater Konsum	Nettoexporte	Beschäftigte
	Mio. €	Mio. €	Mio. €	Mio. €	Personen
2017	7,3	6,3	2,0	-1,0	80
2018	10,4	7,3	2,1	0,9	130
2019	11,7	7,6	2,3	1,8	160
2020	12,4	7,6	2,4	2,4	190
2021	12,7	7,5	2,6	2,7	210
2022	12,9	7,4	2,6	2,9	220
2023	13,0	7,2	2,7	3,1	230
2024	13,1	7,1	2,7	3,3	240
2025	13,2	7,0	2,8	3,4	250
2026	13,2	6,8	2,8	3,6	250
2027	13,3	6,7	2,8	3,8	260
2028	13,3	6,6	2,8	3,9	260
2029	13,4	6,5	2,8	4,1	260
2030	14,1	7,2	2,9	4,0	270
Ø	12,4	7,1	2,6	2,8	210

Anmerkungen: Investitionen = Ausgaben der Unternehmen; privater Konsum = energetischer + nicht-energetischer Konsum; Nettoexporte = (energetische + nicht-energetische) Exporte – (energetische + nicht-energetische) Importe; Erfassung der direkten und induzierten Effekte; Wertschöpfungsabflüsse werden berücksichtigt; Beschäftigungseffekte sind Nettoeffekte und erfassen Veränderungen in allen Wirtschaftssektoren.

Quelle: Eigene Berechnungen anhand des Simulationsmodells MOVE2, Juli 2016.

Zusammenfassende Betrachtung

Die Berechnungen mittels MOVE2 bezüglich der Szenarien „Abwärme substituiert Gasheizungen im Stadtzentrum“ und „Optimale Integration von PV-Anlagen“ zeigen für die Steiermark einen volkswirtschaftlichen Nutzen in Form einer Erhöhung des Bruttoregionalproduktes und der Beschäftigung. Die positiven volkswirtschaftlichen Entwicklungen basieren grundlegend auf:

- Investitionsimpulsen seitens der Unternehmen (höherer FW-Bezug, PV-Ausbau) und Konsumimpulsen (höherer FW-Bezug, PV-Ausbau) seitens der privaten Haushalte
- Leistungsbilanzeffekten infolge der Reduktion der Gas- und Stromimporte

- Multiplikatoreffekten (induzierten Effekten) resultierend aus den vorher aufgeführten Treibern der wirtschaftlichen Effekte.

Infolge der Tatsache, dass es innerhalb der Szenarien zu Reduktionen von Treibhausgasen und Luftschadstoffen (siehe Ergebnisse der ökologischen Analyse) kommt, kann unter Berücksichtigung oben genannter ökonomischer Vorteile von einer doppelten Dividende gesprochen werden. Im Szenario „Abwärme substituiert Gasheizungen im Stadtzentrum“ ergibt sich unter der Berücksichtigung der vermiedenen Schadenskosten infolge der Reduktion von Treibhausgasen und Luftschadstoffen ein volkswirtschaftlicher Nutzen von 1,7 Mio. € pro Jahr, der volkswirtschaftliche Nutzen im Szenario „Optimale Integration von PV-Anlagen“ beträgt inklusive vermiedener Schadenskosten 13,3 Mio. € pro Jahr (siehe Tabelle 28).

Tabelle 28: Zusätzliches Bruttoregionalprodukt unter Berücksichtigung von Schadenskosten in der Steiermark innerhalb der Szenarien 1 und 2

Zusätzliches Bruttoregionalprodukt (Δ BRP)	Ø – 2017-2030
Δ BRP - Szenario 1, höherer FW-Bezug	1,4 Mio. € pro Jahr
Δ BRP - Szenario 2, PV-Produktion	12,4 Mio. € pro Jahr
Δ BRP - Szenario 1, höherer FW-Bezug, inkl. Schadenskosten-Einsparung	1,7 Mio. € pro Jahr
Δ BRP - Szenario 2, PV-Produktion, inkl. Schadenskosten-Einsparung	13,3 Mio. € pro Jahr

Anmerkungen: Gerundete Werte. Szenario 1: „Optimale Integration von PV-Anlagen“, Szenario 2: „Abwärme substituiert Gasheizungen im Stadtzentrum“.

Quelle: Eigene Berechnungen anhand des Simulationsmodells MOVE2, Juli 2016 und Ergebnisse der ökologischen Analyse.

B.6. Erreichung der Programmziele

Ziel des Projektes Smart Exergy Leoben war es zu untersuchen, mithilfe welcher technologischen Lösungen die bestehende Energieversorgung auf Basis vorhandener lokaler Ressourcen hinsichtlich einer optimalen und signifikanten Erhöhung der Primärenergieeffizienz angepasst werden kann. Damit schafft dieses Einstiegsprojekt eine umfassende Grundlage für eine smarte Umsetzung neuer technologischer Verknüpfungen der leitungsgebundenen Energieträger der industriell geprägten Stadt Leoben. Das Projekt Smart Exergy Leoben deckt sich vollinhaltlich mit dem Ausschreibungsschwerpunkt Smart

City Einstiegsprojekte. Alle vier inhaltlichen Anforderungen, die an Einstiegsprojekte gemäß Ausschreibungsleitfaden, Kapitel 3.1 gestellt werden, werden im Projekt Smart Exergy Leoben erfüllt:

1. [...] ein integrativer und system-übergreifender Ansatz wird gewählt: Smart Exergy Leoben wurde ausgehend von den einzelnen Netzen (Wärme, Strom, Gas) und verschiedener, innovativer Technologien (z.B. Power-to-Gas, Brennstoffzellen, Integration von Klär- und Biogasanlagen u.a.) untersucht, wie diese optimal eingesetzt werden können und wie – durch eine Koppelung der Einzelnetze/-technologien – eine optimierte Ressourcenbereitstellung möglich werden kann.
2. Ausrichtung auf nachfolgende Umsetzung in einer konkreten Stadt(-region) bzw. einem konkreten Quartier als Testbed: Ziel des Einstiegsprojekts Smart Exergy Leoben war es eine umfassende Grundlage für eine smarte Umsetzung neuer technologischer Verknüpfungen der leitungsgebundenen Energieträger am Industriestandort Leoben zu schaffen.
3. Einbettung in Vision, Roadmap, Actionplan: Smart Exergy Leoben baute auf den Ergebnissen insbesondere des bereits abgeschlossenen Smart City-Projektes GreenNetLeo auf, in dem die Zukunftsvisionen für den Lebensraum Leoben erarbeitet wurden.
4. Wissenschaftliche Ausrichtung: Durch die wissenschaftlichen Partner im Projekt Smart Exergy Leoben, EI-JKU, TU Wien, Montanuniversität Leoben wurde die wissenschaftliche Ausrichtung des Projektes gewährleistet und sicherstellt, dass das Projekt mit hoher wiss. Exzellenz und der für das Projekt notwendigen, interdisziplinären Breite umgesetzt wurde. Durch die Zusammenarbeit von wissenschaftlichen Instituten aus drei verschiedenen Bundesländern kann zudem auch sichergestellt werden, dass die Projektergebnisse in der österreichischen, wissenschaftlichen Forschung umfassend disseminiert werden.

B.6.1. Beitrag zu den Programmzielen der Ausschreibung Smart Cities Demo

Stadtregion als Testbed nutzen: Die Nutzung vorhandener Ressourcen ist Basis für eine zukünftige smarte Struktur der kommunalen Versorgung in städtischen Regionen. Leoben als Industrie- und Universitätsstadt mit ca. 28.000 Einwohnern besitzt alle Grundlagen für die Entwicklung einer solchen smarten Energie- und Ressourcenversorgung. Ausgehend vom abgeschlossenen Smart City Projekt Leoben (GreenNetLeo), in dem die Zukunftsvisionen für den Lebensraum erarbeitet wurden, wurde im Projekt Smart Exergy Leoben die bestehende Energieversorgungsinfrastruktur als Gesamtsystem erfasst und umfassend hinsichtlich Optimierungen analysiert.

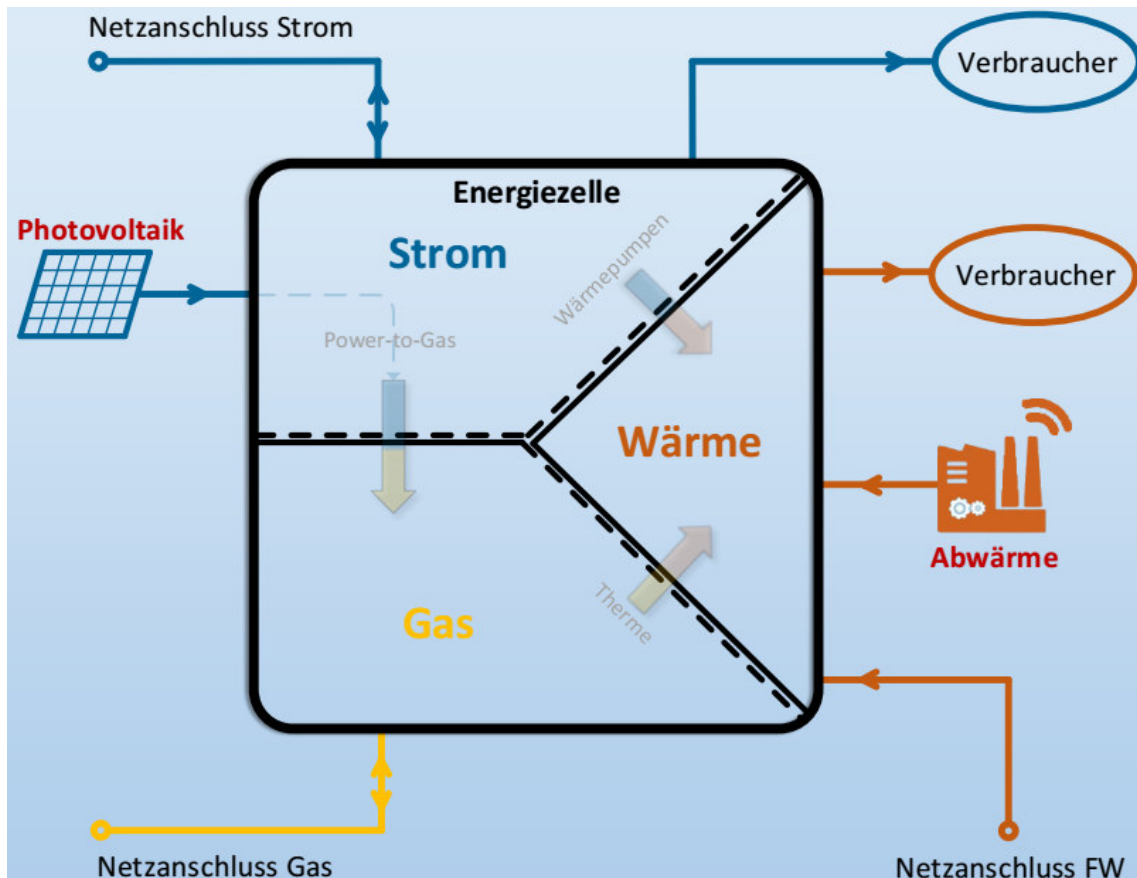
Optimierung von Einzelsystem/-lösung erreichen und Mehrwert gegenüber Einzelsystem/-lösung generieren: Aktuell werden die einzelnen Energienetze (Wärme, Strom, Gas) parallel betrieben. Erst seit kurzem erlauben neue, innovative Technologien bzw. innovative Nutzungsvarianten (z.B. Power-to-Gas, Brennstoffzellen, etc.) eine engere Koppelung der Netze. Diese sogenannten Hybridnetze sind aus energiesystemischer Sicht sowohl aus der Perspektive der Versorgungssicherheit als auch aus ökonomischer Sicht - zur Erhöhung der Ressourceneffizienz sowie zur Reduktion der Intensität eines singulären Netzausbaus – für die Zukunft des Energiesystems aber auch der Ballungsräume und Industriestandorte von entscheidender Bedeutung. Im Projekt konnte mithilfe des Energieknoten-Ansatzes eine Verknüpfung von einzelnen Energienetzen simuliert und dadurch Synergieeffekte quantifiziert werden. Mithilfe der Exergieanalyse konnte anschließend ein optimales Energiekonzept, welches sowohl das Strom- als auch das Gas- und Wärmenetz umfasst.

B.6.2. Umsetzungskonzept

Bei dem hergeleiteten Umsetzungskonzept (siehe Abbildung 52) handelt es sich um eine Kombination der bewerteten Szenarien. Oberste Prämisse war dabei, das Konzept so zu gestalten, dass das Leobener Energiesystem exergetisch optimiert wird, ohne dabei die Netze zu überlasten. Da es sich bei diesem Umsetzungskonzept um erhebliche Eingriffe in das lokale Energiesystem handelt, wurde ein Ausbauezeitraum von 14 Jahre angesetzt. Demnach basieren die nachfolgend angeführten Kosten auf den in Kapitel B.5.4 dargestellten Annahmen hinsichtlich der zukünftigen Entwicklung verschiedener Parameter. Die Ergebnisse der Optimierung zeigen, dass auch ohne Netzausbau viel Potenzial zur Effizienzverbesserung existiert. Dafür muss vor allem das Potenzial des gut ausgebauten

Fernwärmenetzes genutzt werden, da die Verwendung von Fernwärme gegenüber den bestehenden konventionellen Heizungen exergetisch vorteilhaft ist.

Abbildung 52: Umsetzungskonzept

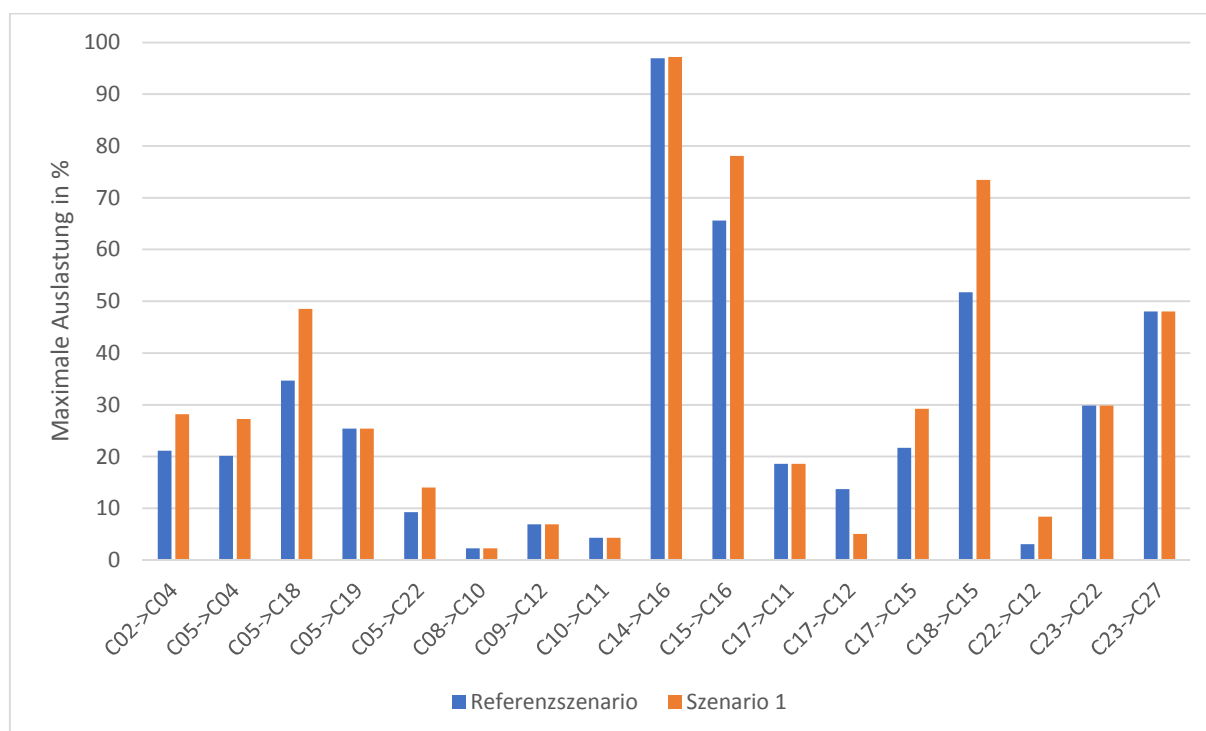


Fernwärme aus Abwärme substituiert Gasheizungen im Stadtzentrum

Durch die Substitution von Gas mit Fernwärme können in Leoben rund 18 GWh an Erdgasbezug durch Fernwärme aus Abwärme ersetzt werden, wobei die Auslastung einiger Fernwärmerohre bis um 10-20% (siehe Abbildung 53) steigt. Das bestehende Fernwärmenetz kann die zusätzliche Nachfrage jedoch problemlos transportieren. Die Fernwärmeleitung zwischen Zellen C14 und C16 ist zwar schon an der Auslastungsgrenze, jedoch handelt es sich hier um keinen begrenzenden Faktor. Aufgrund der Einsparung des Primärenergieträgers Erdgas werden jährlich rund 5.000 t CO₂Äqu eingespart, was in etwa den jährlichen CO₂-Emissionen von 700 Österreicherinnen und Österreicher entspricht.⁵²

⁵² Vgl. Weltbank (2016); CO₂ Emissions (metric tons per capita); data.worldbank.org/indicator/EN.ATM.CO2E.PC?locations=AT;

Abbildung 53: Vergleich der Auslastungen der Fernwärmerohre im Referenzfall und in Szenario 1

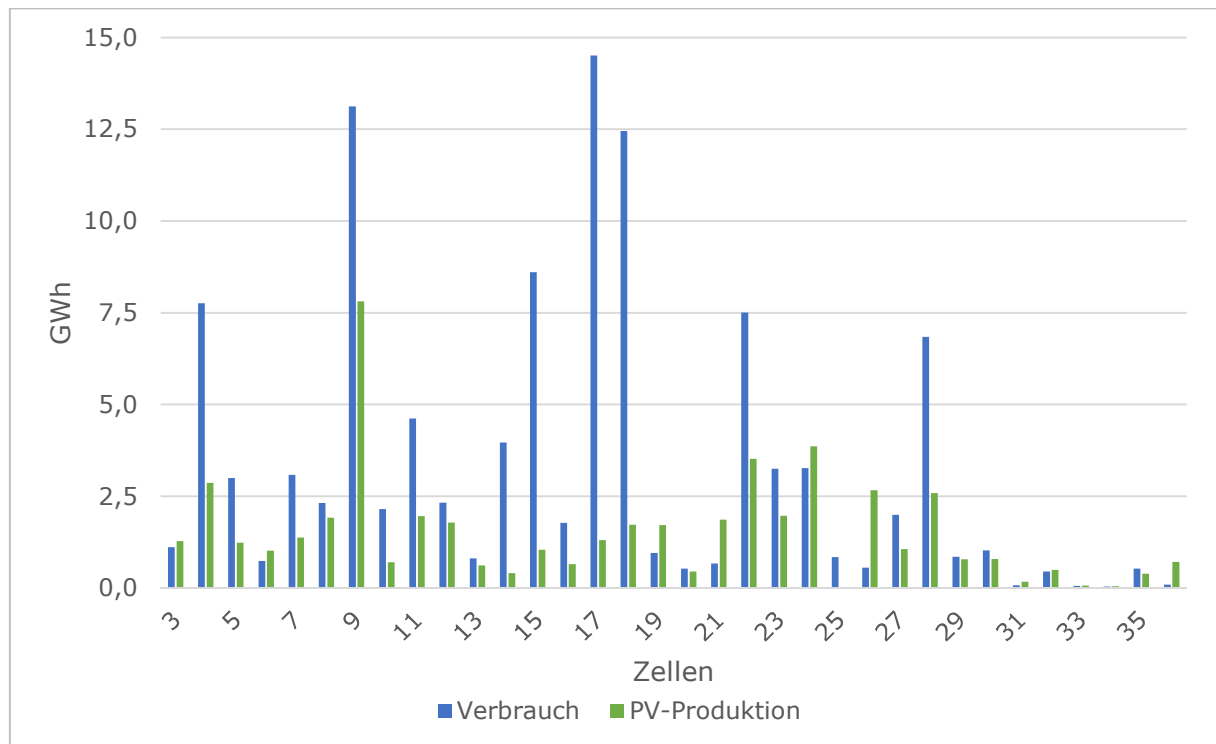


Optimale Integration von PV-Anlagen

Seitens des Stromnetzes werden zusätzlich 56 MWp an PV-Engpassleistung in das bestehende Stromnetz integriert, wodurch ein Energie-Autarkiegrad von rund 80% (ohne Industrie- u. Gewerbebetriebe) erreicht werden kann. Zudem verringern sich die Nettoexporte (Exporte-Importe) um rund 60%, wodurch weniger Wertschöpfung aus Leoben abfließt (siehe Kapitel B.5.2, S.46). Durch die Produktion von jährlich rund 58 GWh (siehe Abbildung 54) an Solarstrom können zudem rund 16.200 t an CO₂-äqu. Emissionen eingespart werden, was den jährlichen Pro-Kopf Emissionen von rund 2000 Personen entspricht.⁵³

⁵³ Vgl. Weltbank (2016); CO₂ Emissions (metric tons per capita); data.worldbank.org/indicator/EN.ATM.CO2E.PC?locations=AT

Abbildung 54: Jährlicher Stromverbrauch und PV-Erzeugung



Aufgrund der gegebenen netztopografischen Rahmenbedingungen ist der Einsatz der Power-to-Gas Technologie aus techno-ökonomischer Sicht nicht ratsam, weswegen Power-to-Gas-Anlagen nicht in das Umsetzungskonzept integriert wurden (vgl. Kapitel B.5.2 und B.5.4).

Die Kosten für das Umsetzungskonzept belaufen sich in Summe auf rund 79 Mio. €, wobei eine Umsetzungsdauer von 14 Jahren (bis 2030) unterstellt wird. Angesichts der generierten Einnahmen und unter Berücksichtigung verschiedener wirtschaftl. Einflussfaktoren (Förderung, Preisdegressionen, Nachfrageveränderungen) amortisieren sich die zu tätigen Investitionen innerhalb von 25 Jahre. Zusätzlich zu den generierten Einnahmen und der Substitution von Energieimporten haben die Investitionen einen erheblichen positiven Einfluss auf die Leobener Umwelt. Demnach können durch Umsetzung des hergeleiteten Konzeptes jährlich rund 0,21 Mt CO₂-Äqu. Treibhausgasemissionen eingespart werden, wodurch zusätzlich rund 1 Mio. € an Schadenskosten vermieden werden können. Die Investitionen in der Höhe von 79 Mio. € wirken sich zudem positiv auf die steiermärkische Wirtschaft aus, wonach sich durch sich die Bruttowertschöpfung infolge der verringerten Leistungsbilanzabflüsse (weniger

Energieimport) sowie der erhöhten Investitionen von Unternehmen und dem privaten Haushalten jährlich durchschnittlich um 13,5 Mio. € erhöht.

B.6.3. Übertragbarkeit der Ergebnisse auf andere österr. Ballungsräume

Die aus dem Projekt hervorgegangenen Ergebnisse sind auf die Stadt Leoben und dessen Energienetzen abgestimmt. Wichtige Parameter dabei sind die bestehenden Netzinfrastrukturen, der Gebäudebestand, die an Akteuren im Energienetz sowie die vorhandenen Ressourcen. Um eine möglichst genaue Übertragbarkeit der Ergebnisse auf andere Städte und Regionen gewährleisten zu können, wurden deshalb alle österreichischen Städte und Gemeinden auf Ähnlichkeiten hinsichtlich der für die beiden Energieszenarien - der Wärmeversorgung durch Fernwärme aus Abwärme sowie der optimalen Integration von PV-Anlagen - wichtigen Parameter untersucht.

Die Realisierung einer Power-to-Gas Anlage ist sehr stark vom Standort abhängig, da neben der elektrischen Energie auch eine CO₂-Quelle, Gasspeicher sowie eine Einspeisemöglichkeit ins Erdgasnetz vorhanden sein müssen. Die dafür benötigten Daten stehen jedoch nicht in dem benötigten Ausmaß für andere Städte zur Verfügung, weshalb die Übertragbarkeit auf andere österreichische Städte oder Regionen für dieses Szenario nicht analysiert werden konnte.

Rahmenbedingungen für die Analyse der Übertragbarkeit

Die Stadt Leoben hat 24.598 EinwohnerInnen (Bevölkerungsdichte von 228 EinwohnerInnen pro km²) und ist als Bezirkshauptstadt die zweitgrößte Stadt im Bundesland Steiermark.⁵⁴ Leoben befindet sich im Mur-Mürztal und damit im obersteirischen Zentralraum, der ebenso die Städte Bruck an der Mur und Kapfenberg umfasst. In einem übergeordneten Kontext kann Leoben nach der ÖNACE Einteilung zur NUTS 3 Region *Östliche Obersteiermark* zugeordnet werden und gehört zum gleichnamigen politischen Bezirk. Das Stadtgebiet verteilt sich auf 10 Katastralgemeinden und umfasst eine Fläche im Ausmaß von 107,7 km².⁵⁵ Betrachtet man die Gebäudestruktur in Leoben, so befinden sich in Summe 4.173 Gebäude in dem Stadtgebiet; davon entfallen 3.470 auf

⁵⁴ Vgl. Statistik Austria; Registerzählung 2011; http://statistik.at/web_de/statistiken/menschen_und_gesellschaft/bevoelkerung/volkszaehlungen_registerzaehlungen_abgestimmte_erwerbsstatistik/index.html

⁵⁵ Vgl. Statistik Austria; Dauersiedlungsraum der Gemeinden, Politischen Bezirke und Bundesländer; http://www.statistik.at/web_de/klassifikationen/regionale_gliederungen/dauersiedlungsraum/index.html

Wohngebäude und es gibt insgesamt knapp 15.049 Wohnungen, wobei 40 % eine Nutzfläche zwischen 90 bis 130 m² aufweisen. Die restlichen 703 Gebäude können in die Bereiche Industrie- und Lager, Groß- und Einzelhandel, Büro, Hotel und für Kultur- und Freizeitzwecke, des Bildungs- und Gesundheitswesens eingeordnet werden.⁵⁶

Die Stadt Leoben ist wirtschaftliches Zentrum der Obersteiermark und kann auf eine lange Tradition im Berg- und Hüttenwesen zurückgreifen. Leoben ist Standort von stahl- und holzverarbeitenden Unternehmen und damit auch ein wichtiger Arbeitgeber in der Region. In Summe sind nach der ÖNACE Einteilung vom Jahr 2011 1.178 Betriebe mit 1.577 Arbeitsstätten in Leoben angesiedelt welche 15.998 Menschen vor Ort beschäftigen.⁵⁷

Die **Analyse der Übertragbarkeit** wurde gesondert für die beiden Szenarien *Fernwärme aus Abwärme substituiert Gasheizungen* und *optimale PV-Integration* durchgeführt. Wie zuvor erwähnt war eine Analyse der Übertragbarkeit der PtG-Anlage aufgrund fehlenden Daten nicht möglich. Für die Analyse wurden Rahmenbedingungen definiert, welche eine möglichst gute Vergleichbarkeit bzw. Übertragbarkeit gewährleisten. Dabei geht es im Szenario „Photovoltaik“ vor allem um die Einwohnerzahl, der vorherrschenden Gebäudestruktur, die Siedlungsfläche sowie der Bruttowertschöpfung. Bei dem Szenario „Fernwärme“ fand die Auswahl nach Einwohnerzahl, vorhandenem Nah-/Fernwärmenetz, potenziellen Abwärmelieferanten und den Eigenschaften dieser Abwärme statt.

⁵⁶ Vgl. Statistik Austria; Gebäude und Wohnungen 2011 nach Gemeinden;

http://statistik.at/web_de/statistiken/menschen_und_gesellschaft/wohnen/wohnungen_und_gebaeudebestand/index.html,

⁵⁷ Die Konzentration dieser Arbeitsplätze spiegelt sich auch in der Pendlerstatistik wider: Die Anzahl der Auspendler beläuft sich mit Stand 2011 auf 4.100; demgegenüber stehen 9.098 Einpendler in die Stadt Leoben. Vgl. Statistik Austria (2011) Registerzählung. Ein Blick auf die Gemeinde Leoben. Download unter: <http://www.statistik.at/blickgem/gemDetail.do?gemnr=61108> (13. Jänner 2015).

Übertragbarkeit Fernwärme

Die Übertragbarkeit des im Rahmen des Projektes betrachteten Fernwärmekonzeptes ist nach den unten definierten Parametern für **26 Städte** in Österreich gegeben. Diese weisen sehr unterschiedliche Eigenschaften auf in ihrer Kombination aus Einwohnerzahl-Fernwärmenetz-Abwärmepotenziale. Jedoch sind mit diesen drei Parametern jene Grundvoraussetzungen gegeben, welche ein Konzept wie jenes im Rahmen des vorliegenden Projektes als anwendbar ausweist. Dabei ist jedoch zu beachten, dass hierbei keine genaue Aussage über die technischen, wirtschaftlichen oder sonstigen Hemmnisse getroffen werden kann.

Folgende **Parameter** wurden als Rahmenbedingungen für die Umsetzbarkeit in anderen Ballungszentren definiert:

1. Einwohner der Stadt: zwischen 9.000 und 120.000
2. Fernwärmenetz/Nahwärmenetz bereits vorhanden
3. Situierung der Stadt in einem Umkreis von 10 km zu einem potentiellen Abwärmelieferanten
4. Potentielle Abwärme mit einem Temperaturniveau $> 100^{\circ}\text{C}$ ausgewiesen

Wie in Abbildung 55 und Tabelle 29 zu erkennen ist, gibt es nach den oben definierten Parametern 26 Städte, auf welche ein Konzept wie jenes im Rahmen dieses Projektes für Leoben übertragbar wäre. Die bieten die vielversprechenden Grundvoraussetzungen, welche für eine Umsetzung eines derartigen Konzeptes nötig sind. Alle Städte werden schon derzeit über Nah-/Fernwärmenetze versorgt. Die Bevölkerungsanzahl schwankt zwischen rund 9.000 in Judenburg und 51.000 in St. Pölten. Die Spreizung der Bevölkerung wurde deswegen etwas weiter gefasst, da man nur über die Anzahl der Bewohner keine Aussage über einen effizienten Ausbau eines abwärmegespeisten Fernwärmenetzes treffen kann, da dieser von mehreren Faktoren abhängig ist. Ein Grundgedanke war, je nur **einen Abwärmeeinspeiser**, also eine energieintensive Industrie zu wählen, welche in das Wärmenetz einspeist – dies ist auch in Leoben der Fall. Durch die Eingrenzung des Abwärmepotenzials auf jenes mit Temperaturniveaus über 100°C wird die technische Umsetzbarkeit realistischer.

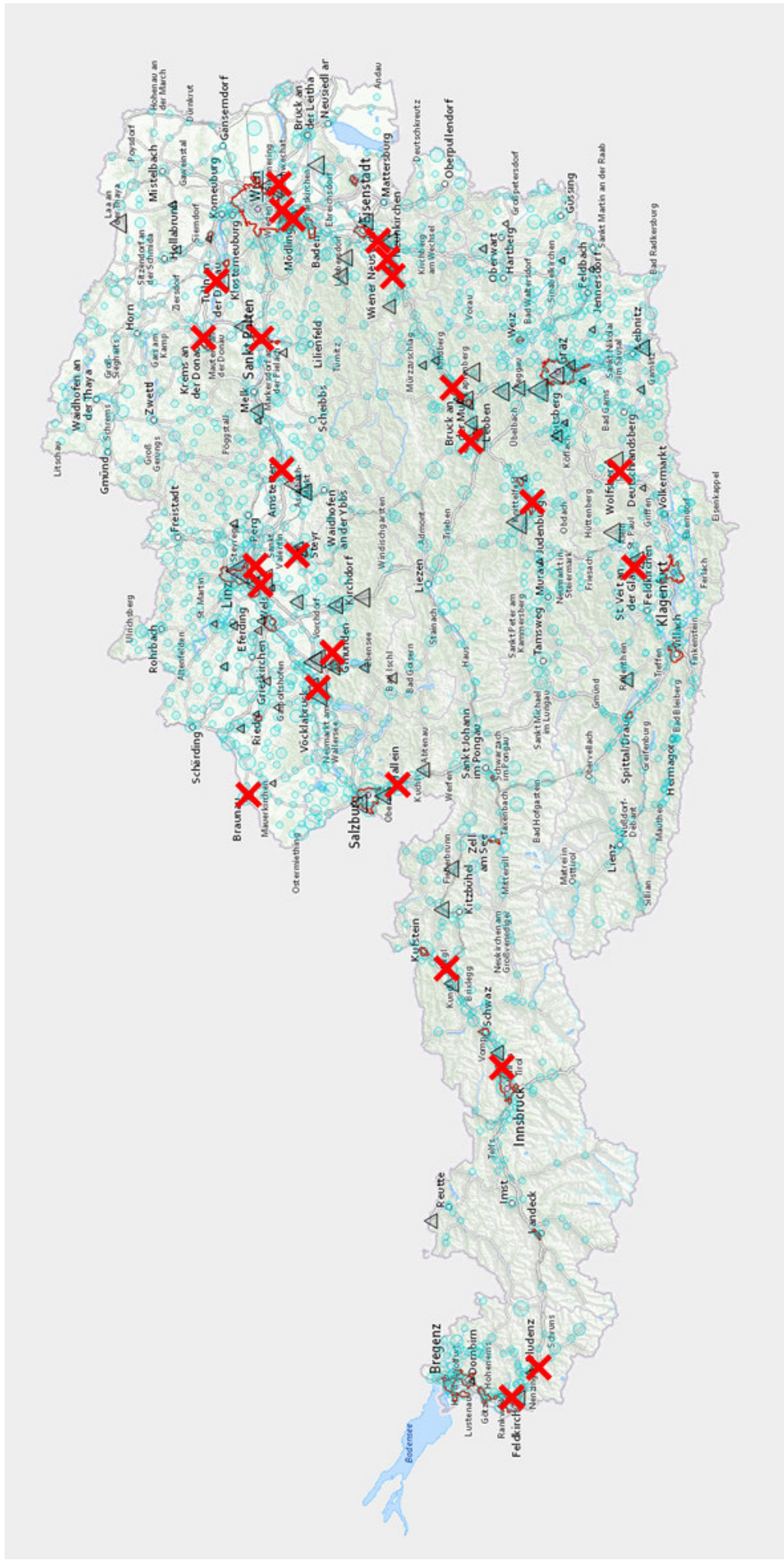
Folgende Städte haben in dieser Betrachtung denselben Abwärmelieferanten. Da eine mögliche Umsetzung von vielen unterschiedlichen Faktoren abhängt, wurden jeweils beide angeführt.

- Bruck an der Mur und Kapfenberg (Böhler Edelstahl)
- Neunkirchen und Ternitz (Semperit)
- Mödling und Brunn am Gebirge (Fundermax GmbH)
- Traun und Ansfelden (Smurfit Kappa)

Tabelle 29: Städte in Österreich mit Übertragungspotenzial, Quelle: Austrian Heat Map

Gemeinde	NUTS-3 Region	Bevölkerung	Potenzial [GWh/a]	Firma
Tulln ad Donau	Wiener Umland/Nordteil	16.040	<20	Bioethanolanlage Pischelsdorf
Braunau am Inn	Innviertel	16.197	<20	AMAG Service Ranshofer
Hallein	Salzburg und Umgebung	19.974	<20	Rondo Ganahl Frastanz
Kapfenberg	Östliche Obersteiermark	21.637	<20	Böhler Edelstahl Kapfenberg
Hall in Tirol	Innsbruck	12.835	<20	Industriepark Wattens
Wörgl	Tiroler Unterland	12.751	<20	Fritz Egger Wörgl
Bludenz	Bludenz-Bregenzer Wald	13.701	<20	Rauch Nüzlders
Steyr	Steyr-Kirchdorf	38.205	<20,<20	BMW Motoren Steyr, Energie-Contracting Steyr
Feldkirch	Rheintal-Bodenseegebiet	30.943	<20,<20	Kunert Rankwell, Rondo Ganahl Frastanz
St. Veit an der Glan	Unterkärnten	12.525	20-40	Fundermax GmbH
Krems an der Donau	Waldviertel	24.032	20-40	Dynea Krems
Wiener Neustadt	Niederösterreich-Süd	41.305	20-40	Fundermax GmbH
Ternitz	Niederösterreich-Süd	14.800	20-40	Semperit Technische Produkte Wimpassing
Brunn am Gebirge	Wiener Umland/Südteil	11.308	40-70	Fundermax GmbH
Mödling	Wiener Umland/Südteil	20.411	40-70	Fundermax GmbH
Bruck an der Mur	Östliche Obersteiermark	15.892	100-200	Norske Skog Bruck
St. Pölten	Sankt Pölten	51.955	120	Fritz Egger Unterradlberg
Neunkirchen	Niederösterreich-Süd	12.249	20-40, 100-200	Semperit Technische Produktion Wimpassing, Papierfabrik Hamburger Pitten
Laakirchen	Traunviertel	9.468	40-80, 100-200	Laakirchen Papier AG, UPM-Kymmene Steyrermühl
Amstetten	Mostviertel-Eisenwurzen	22.847	200-400	Mondl Neusiedler Hausmening
Schwechat	Wiener Umland/Südteil	16.529	400-700	Raffinerie Schwechat
Ansfelden	Linz-Wels	15.672	400-700	Smurfit Kappa Nettingsdorf
Traun	Linz-Wels	23.709	<20, 400-700	Feinpapier Feurstein, Smurfit Kappa Nettingsdorf
Wolfsberg	Unterkärnten	24.981	700-1000	Mondl Frantschach St. Gertraud
Judenburg	Westliche Obersteiermark	9.312	1000-2000	Zellstoff Pöls
Vöcklabruck	Traunviertel	11.909	2000-4000	Lenzing Papier und Fasern

Abbildung 55: Übertragbarkeit Fernwärme, Quelle: Austrian Heat Map



Übertragbarkeit PV-Integration

Für die Übertragbarkeit der PV-Integration in das regionale Stromnetz wurden nach den unten definierten Parametern **11 österreichische Städte** festgelegt, welche strukturelle wie auch demografische Ähnlichkeiten mit Leoben aufweisen. Ein wichtiger Parameter bei der Installation von PV-Anlagen ist die zur Verfügung stehende Dachfläche. Da diese Daten jedoch nicht im ausreichenden Ausmaß vorhanden sind, wurde für die Analyse die Siedlungsraumflächen⁵⁸ sowie der Gebäudebestand und Industriebestand wie auch die Anzahl an Privathaushalten und Einwohner herangezogen. Eine wesentliche Restriktion für die großflächige Integration von PV-Anlagen ist die regional vorherrschende Strominfrastruktur. Diese ist für Leoben sehr gut ausgelegt, weshalb rund 56 MWp an PV-Leistung (ohne Netzausbau) in das regionale Stromnetz eingespeist werden können. Da diese Daten für andere Regionen nicht vorliegen, können die Ergebnisse jedoch nicht 1:1 auf andere Städte überlagert werden.

Folgende **Parameter** wurden als Rahmenbedingungen für die Umsetzbarkeit in anderen Ballungszentren definiert:

1. Bevölkerungszahl der Stadt liegt zwischen 10.000 und 100.000.
2. Die zur Verfügung stehende Gemeindefläche ist größer als 35 km².
3. Die Bevölkerungsdichte liegt über 200 Einwohner/km².
4. Es leben durchschnittlich mehr als 4 Personen in einem Wohngebäude (Anteil an Mehrparteienhäuser).
5. Die Anzahl an Privathaushalten ist höher als 6.000.
6. Der Siedlungsraum ist größer als 10 km².
7. Es befinden sich mehr als 200 Gebäude pro km² Siedlungsraum.
8. Die Anzahl an Industrie- und Gewerbebetriebe ist höher als 1.000.
9. Das Bruttoregionalprodukt der zugehörigen NUTS-3 Region übersteigt 4,5 Mrd. €/a.

Wie in Tabelle 30 zeigt, konnten nach diesen Voraussetzungen 11 Städte identifiziert werden, welche jene erforderlichen strukturelle wie auch demografische Ähnlichkeiten zu Leoben aufweisen. Durch die Anzahl an Industrie- und Gewerbebetriebe sowie der Anzahl

⁵⁸ Siedlungsraum umfasst die Nutzungskategorien: städtisch geprägte Flächen, Industrie-, Gewerbe- und Verkehrsflächen

an Privathaushalten und des Siedlungsraumes sollten ähnliche Strukturelle Rahmenbedingungen wie in Leoben gegeben sein.

Die Bevölkerungszahl zwischen den einzelnen Städten schwankt dabei zwischen rund 15.600 in Ansfelden und 94.000 in Klagenfurt. Der durchschnittliche Siedlungsraum zwischen den 12 Städten liegt bei 26 km² wobei St. Pölten mit 93 km² gefolgt von Klagenfurt mit 85 km² den höchsten und Ansfelden (13 km²) und Leoben (15 km²) den geringsten Siedlungsraum aufweisen (siehe Tabelle 30). Die beiden Parameter Wohndichte (Einwohner/Wohngebäude) sowie des Gebäudebestands pro km² Siedlungsraum sollen die Wohn- und Gebäudestruktur der einzelnen Städte abbilden. In Leoben und Wels leben demnach mit durchschnittlich 7 Personen pro Gebäude die meisten Menschen in einem Wohngebäude. Betrachtet man den Gebäudebestand pro Siedlungsraum, so liegt Feldkirch in Vorarlberg mit Dornbirn und Wiener Neustadt an der Spitze (457-438 Gebäude/km² SR). Im Hinblick der Anzahl an Industrie- und Gewerbebetriebe weisen Klagenfurt gefolgt von Wels und Villach mit rund 8.800-4.600 die höchste Anzahl an Unternehmen auf.

Tabelle 30: Übertragbarkeit PV-Integration: Auflistung der ausgewählten Städte⁵⁹

Gemeinde	NUTS-3 Region	EW	Betriebe	GB	WGB	IUBGB	Privat- haushalte	Fläche [km ²]	SR [km ²]	BRP [Mio.€]	EW-Dichte [EW/km ²]	EW/WGB	Untern./ IUBGB	GB/SR
Amstetten	Mostviertel- Eisenwurzen	22.847	1.850	5.862	4.945	484	10.067	52	22	7.046	440	5	4	288
Ansfelden	Linz-Wels	15.672	1.060	3.420	3.025	235	6.722	31	13	27.202	500	5	5	262
Dornbirn	Rheintal- Bodenseegebiet	45.922	3.835	10.561	9.550	538	19.770	121	24	11.134	380	5	7	235
Feldkirch	Rheintal- Bodenseegebiet	30.943	2.112	7.378	6.689	338	13.485	34	16	11.134	901	5	6	264
Kapfenberg	Östliche Obersteiermark	21.637	1.263	4.354	3.836	292	10.314	82	19	5.524	264	6	4	359
Klagenfurt	Klagenfurt-Villach	94.483	8.832	20.150	17.257	1658	47.336	120	55	10.394	787	5	5	457
Krems an der Donau	Waldviertel	24.032	2.285	5.618	4.648	543	11.534	52	16	5.738	465	5	4	287
Leoben	Östliche Obersteiermark	24.598	1.577	4.173	3.470	359	12.378	108	15	5.524	228	7	4	365
St. Pölten	Sankt Pölten	51.955	4.100	12.152	10.644	793	23.513	108	37	5.931	479	5	5	438
Villach	Klagenfurt-Villach	59.324	4.687	12.080	10.625	677	28.636	135	42	10.394	440	6	7	329
Wels	Linz-Wels	58.591	5.079	10.133	8.452	990	26.215	46	28	27.202	1.277	7	5	442
Wiener Neustadt	Niederösterreich-Süd	41.305	3.643	9.135	7.814	706	18.497	61	21	7.035	678	5	5	366

⁵⁹ Quelle: Statistik Austria; Ein Blick auf die Gemeinden, <http://www.statistik.at/blickaem/index.jsp>; Statistik Austria; Leistung- und Strukturdatenstatistik 2014, https://www.statistik.at/web_de/statistiken/wirtschaft/produktion_und_bauwesen/leistungen_und_strukturdaten/index.html; Statistik Austria; Dauersiedlungsraum der Gemeinden, politischen Bezirken und Bundesländer, Gebietsstand 01.01.2015; https://www.statistik.at/web_de/klassifikationen/regionale_gliederungen/dauersiedlungsraum/index.html;
Anmerkung: EW...Einwohnerzahl, GB...Bestandsgebäude, WGB...Wohngebäude, IGB...Industriegebäude, BGB...Bürogebäude, DSR...Dauersiedlungsraum, SR...Siedlungsraum, BRB...nom. Bruttoregionalprodukt,

Tabelle 31: Deskriptive Statistik der ausgewählten Strukturdaten zu den jeweiligen Städten

	Minimum	Maximum	Mittelwert	Standardabweichung
Bevölkerung	15.672	94.483	40.942	22.672
Privathaushalte	6.722	47.336	19.039	11.302
Betriebe	1.060	8.832	3.360	2.203
Gebäude	3.420	20.150	8.751	4.736
Wohngebäude	3.025	17.257	7.580	4.101
IUBGB	235	1.698	639	401
Fläche [km²]	31	135	79	37
SR [km²]	13	55	26	13
BRP [Mio.€]	5.524	27.202	11.188	7.805
Bevölkerungsdichte	228	1.277	570	297
EW/Wohngebäude	5	7	5	1
Betriebe/Ind.Geb	4	7	5	1
Gebäude/SR [km²]	235	457	341	76

Eine Reihung hinsichtlich des PV-Potenzials der einzelnen Städte kann aufgrund der begrenzten Datenlage nicht durchgeführt werden. Es kann jedoch - unter der Annahme, dass die Stromnetze ausreichend ausgelegt sind - davon ausgegangen werden, dass die Ergebnisse des PV-Szenarios tendenzielle besser auf jenen Städten mit einer höherer Häufigkeit an positiven Mittelwertabweichungen der Parameter (siehe Tabelle 32) übertragen werden können, als jenen mit einer niedrigeren bzw. häufiger negativen Mittelwertabweichungen.

Demnach eignen sich rein strukturell vor allem die Städte Klagenfurt, Wels, Villach, St. Pölten, Dornbirn und Wiener Neustadt für die Übertragbarkeit der Ergebnisse des PV-Szenarios.

Tabelle 32: Mittelwertabweichung der ausgewählten Parameter der Städtestrukturdaten

	Amstetten	Ansfelden	Dornbirn	Feldkirch	Kapfenberg	Klagenfurt	Krems an der Donau	Leoben	St. Pölten	Villach	Wels	Wiener Neustadt
Bevölkerung	-18.095	-25.270	4.980	-9.999	-19.305	53.541	-16.910	-16.344	11.013	18.382	17.649	363
Privathaushalte	-8.972	-12.317	731	-5.554	-8.725	28.297	-7.505	-6.661	4.474	9.597	7.176	-542
Betriebe	-1.510	-2.300	475	-1.248	-2.097	5.472	-1.075	-1.783	740	1.327	1.719	283
Gebäude	-2.889	-5.331	1.810	-1.373	-4.397	11.399	-3.133	-4.578	3.401	3.329	1.382	384
Wohngebäude	-2.635	-4.555	1.970	-891	-3.744	9.677	-2.932	-4.110	3.064	3.045	872	234
IUBGB	-155	-404	-83	-301	-347	1.059	-96	-280	154	38	351	67
Fläche [km²]	-27	-48	42	-45	3	41	-27	29	29	56	-33	-18
SR [km²]	-3	-12	-2	-9	-7	29	-10	-11	11	17	2	-5
BRP [Mio.€]	-4.142	16.014	-54	-54	-5.664	-794	-5.450	-5.664	-5.257	-794	16.014	-4.153
Bevölkerungsdichte	-130	-70	-190	331	-306	217	-105	-342	-91	-130	707	108
EW/Wohngebäude	-1	0	-1	-1	0	0	0	2	-1	0	1	0
Betriebe/Ind.Gebäude	-1	-1	2	1	-1	0	-1	-1	0	2	0	0
Gebäude/SR [km²]	-77	-79	102	117	-106	25	18	-53	-12	-54	24	97

B.7. Schlussfolgerungen zu den Projektergebnissen

Abschließend werden in diesem Kapitel die Erkenntnisse der Optimierung des Leobener Energiesystems dargestellt. Mithilfe des neuartigen und kombinierten Ansatzes der energieträgerverknüpften exergetischen Optimierung konnten für das städtische Energienetz in Leoben sowie für nachfolgende Analysen wertvolle Erkenntnisse und Schlussfolgerungen gezogen werden.

B.7.1. Exergieanalyse

Die gewonnenen Erkenntnisse sind die entwickelten Methoden und Modelle und die damit erzielten Ergebnisse. Es wurde ein zellulärer Ansatz entwickelt, der die örtlich und zeitlich aufgelöste Abbildung des Energieverbrauchs, der Energieproduktion und der noch ungenutzten Potentiale erlaubt. Darauf aufbauende wurde ein automatisiertes GIS-gestütztes Matlab Modell entwickelt, das in Kombination mit Einstrahlungsdaten und dem Solardachkataster des Landes Steiermark das zeitlich und örtlich aufgelöste Photovoltaik- und Solarthermiepotalential quantifizieren kann. Dieses Werkzeug steht nun für weitere Projekte uneingeschränkt zur Verfügung und erweist sich als außerordentlich nützlich. Außerdem wurde der Berechnungsansatz zur exergetischen Bewertung von Prozessen und leitungsgebundenen Energieträgern verwirklicht. Da die exergetische Bewertung universell anwendbar ist, ist die Verwertung auch für andere Projekte relevant und hilfreich. Weiters können mit den erzielten Ergebnissen Richtwerte für vergleichbare Mittelzentren abgeleitet werden.

B.7.2. Exergetische Optimierung

Es konnten große Fortschritte in der Methodik der Optimierung von Strömungsnetzen erreicht. Bisher wurden die Grenzen von Strömungsnetze auf Grund ihrer Nichtlinearität in einem Lastflussprogramm berechnet. Diese Grenzen wurden als Nebenbedingung des Optimierungsprozesses berücksichtigt. Im Laufe des Projektes wurde erreicht, dass die Gas- und Wärmenetze mit ihrer gesamten Topologie direkt als Nebenbedingung in die Optimierung aufgenommen werden. Mit Hilfe der Optimierung ist es somit möglich, die hydraulischen Berechnungen der Strömungsnetze ohne großen Genauigkeitsverlust durchzuführen.

Eine weitere methodische Erkenntnis war die Erweiterung des etablierten Konzeptes des Energy Hubs zu einem Exergy Hub. Dadurch ist es möglich, sowohl eine energetische, als auch eine exergetische Bewertung durchzuführen.

Die Ergebnisse bestätigten die anfängliche Vermutung, dass Fernwärme zur weiteren Wärmeverwendung exergetisch am besten ist, gefolgt von Wärmepumpen und Gasthermen. In diesem Zusammenhang ist interessant, dass die Netze in Leoben so gut dimensioniert sind, dass viel Potenzial zur Verbesserung der Exergieeffizienz auch ohne Netzausbau möglich ist. Besonders die Verwertung des Potenzials des Fernwärmenetzes ist exergetisch empfehlenswert. Der Gasbedarf kann dadurch stark reduziert und die ohnehin anfallende Wärme sinnvoll genutzt werden. Die CO₂ Bilanz wird dadurch auch verbessert.

Für eine weitere Verbesserung der Exergieeffizienz müssen Wärmepumpen statt Gasthermen eingesetzt werden. Auf Grund des besseren Wirkungsgrades verbessert sich die Exergieeffizienz weiter.

Ein überraschendes Ergebnis war der hohe Eigenverbrauch der Photovoltaikanlagen. Durch die hohe Grundlast in Leoben wird ein Großteil der erzeugten PV-Energie sofort verbraucht. Dadurch ist die Installation von Photovoltaik empfehlenswert, um die Energieautarkie der Stadt zu stärken und den CO₂ Fingerprint zu reduzieren. Ebenfalls überraschend steigt der gesamte Eigenverbrauchsanteil der Stadt Leoben bei Einsatz von Wärmepumpen kaum. Der Grund ist, dass die Wärmepumpen zur Deckung der Heizlast meist außerhalb der Sonnenstunden benötigt werden. Die Energie für die Wärmepumpen kann also nur zu einem kleinen Teil aus vor Ort erzeugten PV-Strom gedeckt werden. Hier bieten sich weitere Untersuchungen für den Einsatz von elektrischen oder thermischen Speichern an.

Die Power-to-Gas Anlage wurde von der Optimierung nicht eingesetzt. Da der Wirkungsgrad und die technisch mögliche Leistung nur sehr klein ist und der Gasbedarf mit steigender Verwendung von Fernwärme zur Wärmeherzeugung sinkt, wird die Power-to-Gas Anlage aus technischer Sicht nicht in der Optimierung verwendet.

B.7.3. Wohlfahrtökonomische Analyse

Eingriffe in das Energiesystem sind oftmals mit hohen Kosten verbunden. Im Mittelpunkt der Entscheidungsfindung für die Umsetzung solcher Projekte stehen dabei oftmals betriebswirtschaftlichen Kenngrößen. Die regionalwirtschaftlichen und ökologischen Auswirkungen werden dabei meist außer Acht gelassen. Die volkswirtschaftliche Analyse ermöglicht eine ganzheitliche Betrachtung sowohl der betriebswirtschaftlichen, wie auch ökologischen und energetischen Einflüsse eines Eingriffes in die Infrastruktur eines Energienetzes. Dies zeigte sich vor allem beim ersten Szenario, in welchem das bestehende Fernwärmenetz erweitert wurde, um bestehende Gasheizungen durch die Nutzung von

Abwärme zu substituieren. Durch den Fernwärmeausbau im Stadtzentrum können jährlich rund 5.000 t_{CO2-Äqu} an Treibhausgasemissionen eingespart werden, wodurch jährliche Schadenskosten von rund 270.000 Euro vermieden werden. Durch den sukzessiven Fernwärmeausbau innerhalb 14 Jahren können jährlich zusätzlich rund 1,4 Mio. Euro an Bruttowertschöpfung für Leoben generiert werden. Dadurch steigt die Anzahl an Beschäftigten in Leoben innerhalb der 14 Jahre um durchschnittlich 30 Personen, was sich wiederum positiv auf den regionalen Konsum sowie auf die Investitionen in Leoben auswirkt. Zudem steigen die regionalen Nettoexporte (Exporte-Importe), da weniger Gas zugekauft werden muss und somit weniger Geld aus Leoben abfließt.

Ähnliche Erkenntnisse lassen sich auch im zweiten Szenario ableiten. Hierbei fallen die wohlfahrtsökonomischen Ergebnisse noch besser aus, da es sich um einen weitaus umfassenderen Eingriff in das Energiesystem handelt.

Bei der Integration einer Power-to-Gas Anlage am Standort der Kläranlage Leoben wurde ermittelt, dass unter den bestehenden Netzbedingungen und den definierten Anwendungsfällen der Einsatz dieser Technologie weder betriebswirtschaftlich noch wohlfahrtsökonomisch sinnvoll ist. Ein wesentlicher Grund dafür ist, dass die Anlage aufgrund der am Standort vorherrschenden Netzstruktur nicht dazu beitragen kann die Netze zu entlasten und nur bedingt einen Ausbau der PV-Produktion ermöglicht.

B.8. Ausblick und Empfehlungen

Aufgrund der erzielten Ergebnisse ergeben sich besonders im Bereich der Abwärmenutzung für die verstärkte Wärmebereitstellung durch Fernwärme und der Potentialnutzung von Photovoltaik interessante Umsetzungsprojekte. Diese würden sowohl helfen die Exergieeffizienz in der betrachteten Region anzuheben, als auch den Eigendeckungsgrad signifikant zu erhöhen.

Bei der Nutzung von Prozessabwärme ergeben sich folgende Chancen und Risiken: Seitens des Fernwärmenetzbetreibers besteht die Gefahr, dass der Abwärmelieferant durch z.B. Konkurs oder Übernahme ausscheidet. Auch bedarf es einer Klärung, welche Partei (Lieferant, Netzbetreiber) bei einem technischen Gebrechen für die Sicherstellung der Wärmeversorgung zu sorgen hat (Backup). Die Chancen, welche sich aus der Nutzung von industrieller Prozesswärme ergeben, sind zum einen die Substitution fossiler zu CO₂-freier Wärmebereitstellung und Synergieeffekte in Form von verringerten Kühlaufwand (Industrieprozesse) und zum anderen der Nutzen der erhöhten Wärmebereitstellung für

den Nah- oder Fernwärmenetzbetreiber. Zusätzlich kann für beide Parteien ein zusätzlicher wirtschaftlicher Nutzen generiert werden.

In Leoben hat sich gezeigt, dass bis zu 80 % des gesamten Wärmebedarfs durch Fernwärme gedeckt werden können, ohne dass Ausbaumaßnahmen an den Hauptsträngen der Fernwärme notwendig sind. Für ein 100 % Fernwärmeszenario müsste die derzeit von der Industrie eingespeiste Abwärmemenge knapp verdreifacht werden. Die Kosten von Investitionen in die Fernwärmeinfrastruktur sind ohne Förderung mit hohen wirtschaftlichen Risiken (Amortisationszeiten >25 Jahre) behaftet. Weiters ist aufgrund von Gebäudesanierungen und der Bevölkerungsentwicklung unklar, wie sich der Wärmebedarf entwickeln wird.

Ein zweites Szenario zur Erhöhung des elektrischen Autarkiegrades der Stadt stellt die vermehrte Nutzung der Dachflächen für die Stromerzeugung durch Photovoltaikanlagen dar. Bis zu einer Nutzung von 25 % des verfügbaren Potentials stimmen die Lastgänge von Einspeisung und Verbrauch sehr gut überein, Rückspeisungen in das übergeordnete Netz halten sich in Grenzen. Bis zu 62 % des verfügbaren Potentials können in das elektrische Verteilnetz integriert werden, ohne dass es zu Überlastungen kommt bzw. ein Netzausbau notwendig wird. Bei einer maximalen Integration von Photovoltaikanlagen kann der energetische Elektrizitätsbedarf bilanziell komplett gedeckt werden. Der kommunale Teil der Stadt (ohne Großindustrie) wäre somit energieautark. Mit einer berechneten Investitionssumme von 63 Millionen Euro über einen Zeitraum von 14 Jahren könnte dieses Projekt verwirklicht werden. Das Projekt weist ohne die Beanspruchung von Investitionsförderungen, ausgenommen den Einspeisevergütungen, eine Amortisationszeit von knapp 21 Jahren auf. Risiken sind hierfür die schwer abschätzbare Strompreisentwicklung, die Preise nach der Vergütungsperiode, die Energienachfrage, sowie die Preisdegression der technischen Komponenten.

Chancen und empfohlene nachfolgende Arbeitsfelder sind die Verbindung der nun untersuchten Region mit den umliegenden „Gesamtzellen“ und großen Industriebetrieben. Dabei könnten sich große Flexibilitätspotentiale finden, welche die effiziente Einbindung von erneuerbaren Potentials deutlich erleichtert und auch vergünstigen. Diese Arbeit in einem Gesamtkontext zu betrachten - und somit die Weiterverfolgung der hier behandelten Thematiken - ist wesentlich, um kommunale Energiesysteme von Mittelzentren wie Leoben durch die Energiewende zu führen.

IMPRESSUM

Verfasser

Energieinstitut an der Johannes Kepler
Universität Linz
Dr. Horst Steinmüller
Dr. Robert Tichler
Altenberger Straße 69, 4040 Linz
Telefon: +43 732 2468 5659
E-Mail: steinmueller@
energieinstitut-linz.at
tichler@energieinstitut-linz.at

Projekt- und Kooperationspartner

Stadtwerke Leoben e.U. (Steiermark)
Montanuniversität Leoben – Lehrstuhl für
Energieverbundtechnik (Steiermark)
Montanuniversität Leoben – Lehrstuhl für
Verfahrenstechnik des industriellen
Umweltschutzes (Steiermark)
Technische Universität Wien – Institut für
Energiesysteme und Elektrische Antriebe
(Wien)
Univ.-Prof. Dr. Thomas Kienberger
Univ.-Prof. Dr. Wolfgang Gawlik
Univ.-Prof. Dr. Markus Lehner
Gerold Muggenhumer, MSc
Dipl.Ing. Lukas Kriechbaum
Dipl.Ing. Benjamin Böckl
Dipl.Ing. Alexander Winter
Dipl.Ing. Philipp Biegger
Mag.a. Karin Fazeni
Dr. Sebastian Goers
Dipl.Ing. Julia Vopava
Dr. Markus Ellersdorfer
Dipl.Univ.Inz. Kem.Inz. Ana Medved
Julia Mayrhofer, M

Eigentümer, Herausgeber und Medieninhaber

Klima- und Energiefonds
Gumpendorfer Straße 5/22
1060 Wien
E-Mail: office@klimafonds.gv.at
Web: www.klimafonds.gv.at

Disclaimer

Die Autoren tragen die alleinige
Verantwortung für den Inhalt dieses
Berichts. Er spiegelt nicht notwendigerweise
die Meinung des Klima- und Energiefonds
wider.

Weder der Klima- und Energiefonds noch
die Forschungsförderungsgesellschaft
(FFG) sind für die Weiternutzung der hier
enthaltenen Informationen verantwortlich.

Gestaltung des Deckblattes

ZS communication + art GmbH