



Publizierbarer Endbericht für das Projekt

## **IrON Eisenstadt**

Multifunktionale Energienetzwerke zur Versorgung von Stadt-  
gebieten

(Investigation of Renewable Options and Networks)

Projektnummer: 858793

### **AutorInnen:**

Christian *PFEIFFER*, Markus *PUCHEGGER*, Marion *RABELHOFER*, Michael *SCHÖNY*, Gernot *STEINDL*  
*Forschung Burgenland GmbH*

Martina *WEISSENBACHER*, Thomas *NACHT*  
*4ward Energy Research GmbH*

Christoph *URSCHLER*, Benjamin *SCHAFFER*  
*TBH Ingenieur GmbH*

Thomas *HALBRITTER*, Gustav *KOLBE*  
*Bichler & Kolbe ZT GmbH*

Christian *GRUBITS*, Jakob *HUBMANN*  
*PanMobile Verkehrsplanung - Ingenieurbüro DI Christian Grubits*

Dieses Projekt wird aus Mitteln des Klima- und Energiefonds gefördert und im  
Rahmen des Programms „Smart Cities Demo“ durchgeführt.

### **Programmsteuerung:**

Klima- und Energiefonds

### **Programmabwicklung**

Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft mbH (FFG)

Ausschreibung	Smart Cities Demo – 8. Ausschreibung
Projektstart	01/09/2017
Projektende	31/08/2018
Gesamtprojektdauer (in Monaten)	12 Monate
ProjektnehmerIn (In- stitution)	Forschung Burgenland GmbH
AnsprechpartnerIn	DI Markus Puchegger
Postadresse	Campus 1, 7000 Eisenstadt
Telefon	+43 57 705 5434
Fax	-
E-mail	<a href="mailto:markus.puchegger@forschung-burgenland.at">markus.puchegger@forschung-burgenland.at</a>
Website Organisation	<a href="http://www.forschung-burgenland.at">www.forschung-burgenland.at</a>
Projektwebsite	<a href="https://www.smartcities.at/stadt-projekte/smart-cities/#iron-eisenstadt-multifunktionale-energienetze-zur-versorgung-von-stadtgebieten">https://www.smartcities.at/stadt-projekte/smart-cities/#iron-eisenstadt-multifunktionale-energienetze-zur-versorgung-von-stadtgebieten</a>

## Inhalt

1	Projektkurzfassung .....	5
2	Einleitung.....	6
2.1	Darstellung des Projektgebiets .....	6
2.2	Projektziele .....	9
2.3	Aufbau des Dokuments.....	10
3	Inhaltliche Darstellung .....	10
3.1	Ist-Situation im Projektgebiet .....	10
3.1.1	Energie .....	10
3.1.2	Verkehr .....	20
3.1.3	Informations- und Kommunikationstechnik .....	23
3.2	Planung der Teilkonzepte des TEC-HUBs.....	25
3.2.1	Methodik.....	25
3.2.2	PV-Potentiale.....	31
3.2.3	PV-Ladestationen.....	40
3.2.4	G2V/V2G.....	47
3.2.5	Betriebliches Mobilitätsmanagement .....	50
3.2.6	Car-Sharing im TZE.....	54
3.2.7	Letzte Meile.....	55
3.2.8	Abwärmennutzung.....	60
3.2.9	Dezentrales Wärmenetz .....	61
3.2.10	Wärmenetz P2H .....	62
3.2.11	Fernkälte .....	69
3.2.12	Wärmenetz Netzoptimierung.....	76
3.2.13	Gesamtkonzept.....	78
3.3	Partizipationsmaßnahmen .....	82
3.3.1	Einbindung aller relevanter Stakeholder und Interessensgruppen.....	82
3.3.2	Erhebung zum Thema MitarbeiterInnenmobilität.....	83
3.3.3	Interviews mit Facility- bzw. Energiemanagement der Unternehmen .....	85
3.4	Vorbereitung der Umsetzung des Tec-Hubs.....	85
3.4.1	Vision und Roadmap .....	86
3.4.2	Arbeits-, Zeit-, Kosten- und Finanzierungsplan .....	90

---

3.4.3	Finales TEC-Hub Konzept inkl. Aktionspläne.....	92
4	Fazit und Ausblick.....	95
5	Verzeichnisse .....	96
5.1	Abbildungsverzeichnis.....	96
5.2	Tabellenverzeichnis .....	97
6	Literaturverzeichnis .....	99

## 1 Projektkurzfassung

Das Projekt IrON (Multifunktionale Energienetzwerke zur Versorgung von Stadtgebieten - Investigation of Renewable Options and Networks) zielt auf eine intelligente Verknüpfung des Industrie- und Gewerbegebietes in Eisenstadt ab. Im Rahmen dieses Smart-City-Einstiegsprojektes wurden an diesem Standort Szenarien entwickelt und analysiert, wie das bestehende Energie- und Mobilitätssystem im Hinblick auf seinen Energiebedarf und seine Energieverbrauchsstruktur intelligent optimiert und nachhaltiger ausgerichtet werden könnte. Innerhalb des Projektes entstanden dabei Konzepte, die konkrete Maßnahmen zur Steigerung der Energieeffizienz und des Anteils erneuerbarer Energien der adressierten Region insgesamt darstellen und dabei konsistente Angaben für die einzelnen beteiligten Detailgebiete beinhalten. Zusätzlich wurden Konzepte, Analysen und Vorschläge im Bereich Mobilität unter Einbeziehung der Betriebe der Region zielgruppenübergreifend ausgearbeitet. Für die Darstellung der Ist-Situation wurde eine intensive Recherche vorangegangener Studien und Strategien der Stadtgemeinde sowie des Umlandes durchgeführt. Dazu erfolgten erste Abstimmungen mit der Stadtgemeinde und dem Landesenergieversorger. Hierbei wurden Datenanforderungen identifiziert und deren Verfügbarkeit geprüft. Dieser Datenerhebungsprozess erfolgte iterativ, um die für das Projekt relevanten Daten zu erhalten. Des Weiteren wurden die relevanten Stakeholder identifiziert. Dazu wurde eine Liste von allen bekannten Unternehmen im Projektgebiet erstellt, um daraus die für das Projekt relevanten Unternehmen auszuwählen. In weiterer Folge wurde versucht, diese in den Partizipationsprozess einzubinden. Abschließend erfolgte eine Datenaufbereitung und eine geografische Verortung relevanter Informationen auf einer Karte des Projektgebietes. Damit konnte ein Gesamtüberblick der relevanten Daten für die Projektpartner und in weiterer Folge für die Teilnehmer des Partizipationsprozesses geschaffen werden.

Zur Ableitung konkreter Maßnahmen wurde basierend auf den Erkenntnissen der Ausgangssituation im Zuge eines Brainstorming Prozesses eine Vorab-Selektion durchgeführt, um in weiterer Folge die Initiierung des TEC-HUBs zu ermöglichen. Die selektierten Themenbereiche wurden in Form von kompakten Fact-Sheets aufbereitet und im Rahmen eines projektinternen Workshops vorgestellt und feiner ausdefiniert. Nach einer ersten Evaluierungsrunde haben sich elf Themenbereiche zur weiteren Bearbeitung qualifiziert. Diese Themen wurden in Form eines Konzepts intensiv weiterbearbeitet, wobei sich die Bearbeitung je nach Themenbereich und vorliegender Datenqualität unterschieden hat. Die Konzepte konnten je nach Verfügbarkeit und Qualität der Daten von einer reinen Literaturanalyse bis zur Erstellung von Geschäftsmodellen führen, wobei als Ergebnis im Idealfall eine technische und wirtschaftliche Bewertung vorliegen sollte bzw. die Synergien zur Initiierung des TEC-HUBs klar hervorgehoben werden sollten. In einer zweiten Bewertungsrunde wurden die finalisierten Themen, die es in der Vision zu einem TEC-HUB zu verschmelzen galt, bewertet und auf neun Themenbereiche reduziert. Die im Zuge des Projektes analysierten Teilkonzepte und für das TEC-HUB Konzept als relevant erachteten Maßnahmen wurden hierbei einer monetären Bewertung zugeführt werden, wodurch eine Einschätzung der zeitlichen und finanziellen Ressourcen dargestellt werden sollte. Das Projekt bzw. einzelne Maßnahmen wurden durch einen umfassenden Partizipationsprozess begleitet. In einem ersten Schritt wurde ein Konzept der Partizipation erarbeitet. Dieses beinhaltete die Identifikation der Stakeholder und die Planung von deren Einbindung. Die methodische Herangehensweise wurde festgelegt sowie die Zielsetzung der jeweiligen Maßnahme.

Folgende konkreten Maßnahmen wurden im Rahmen des Partizipationsprozesses geplant und umgesetzt:

- Einbindung aller relevanter Stakeholder und Interessensgruppen
- Erhebung zum Thema MitarbeiterInnenmobilität
- Interviews mit Facility- bzw. Energiemanagement der Unternehmen

## 2 Einleitung

### 2.1 Darstellung des Projektgebiets

Das Projektgebiet wurde um das Technologiezentrum und die FH-Burgenland gezogen und dann im süd-östlich mit der Schnellstraße S 31 und der nord-westlich mit der Eisenbahnlinie Wulkaprodersdorf-Neusiedl am See festgelegt. Innerhalb dieses Bereiches liegt eine Vielzahl an unterschiedlichen relevanten Betrieben. Weiters bietet diese Zone Richtung Osten sowohl für die Siedlungsstrukturen (Wohnen) als auch für Dienstleistungen, Gewerbe und Industrie große Entwicklungsmöglichkeiten. Abbildung 2-1 zeigt das Projektgebiet und dessen Lage innerhalb von Eisenstadt.

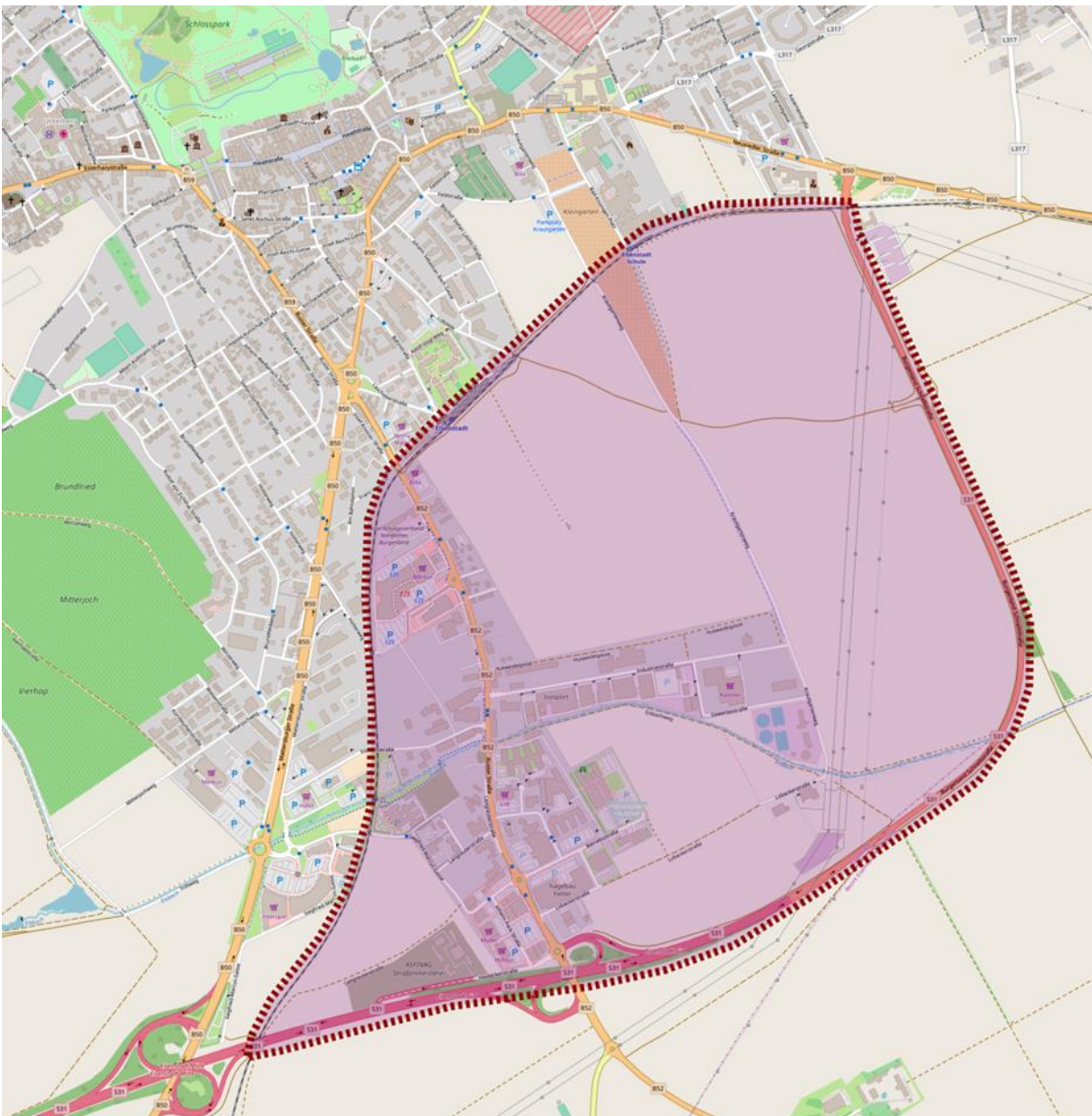


Abbildung 2-1 Projektgebiet (rote Fläche)

Insgesamt befinden sich 67 der 105 (63,8 %) in Eisenstadt ansässigen Betriebe im Projektgebiet, welches grob in drei Nutzungsgruppen und teilweise auch Nutzungsbereiche untergliedert werden kann, die das Gebiet prägen (vgl. Abbildung 2-2)

- **Handel großflächig**  
Handelsbetriebe, Fachmarktzentren, Einkaufszentrum, Baumarkt, Möbelhaus, etc... beidseitig der Ruster Straße
- **Bildung / Dienstleistung**  
Bildungseinrichtungen, Dienstleister, Technologiebetriebe, etc. östlich der Ruster Straße mit Erweiterungsmöglichkeiten Richtung Osten und das Sozialversicherungszentrum der BGGK und SVB an der Siegfried Marcus-Straße.
- **Industrie / Gewerbe / öffentliche kommunale Betriebe**  
Industrie- u. Gewerbebetriebe sowie öffentliche Dienstleistungs- und Servicebetriebe rund um die Industriestraße und Lobäckerstraße Ost (Isosport, Bau- und Betriebsdienstleistungszentrum Nord)

Kleinräumig gibt es noch Wohnnutzungen, kleine Dienstleistungs- und Gewerbebetriebe.

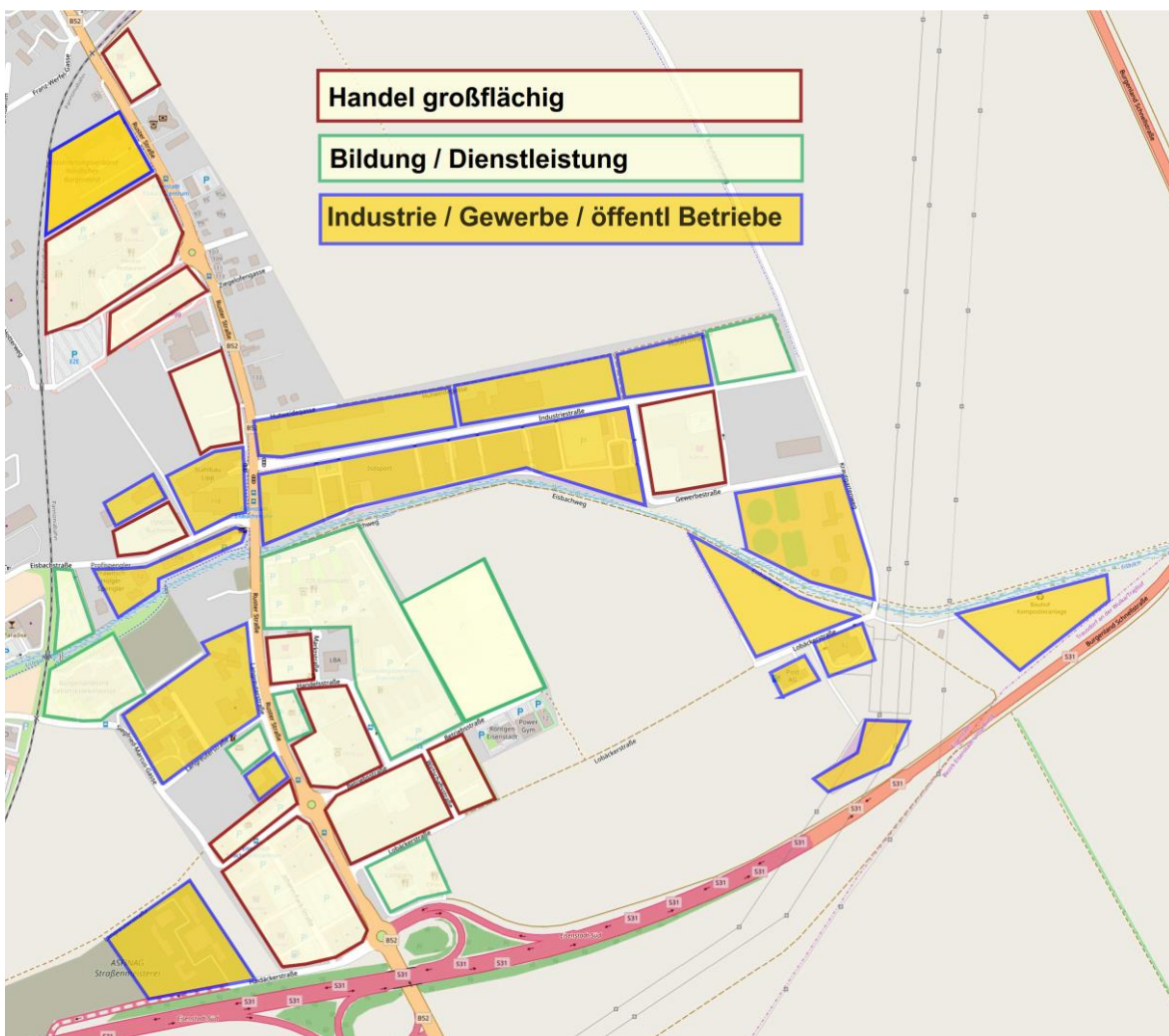


Abbildung 2-2 Projektgebiet – Bebauung und Nutzung

Die Identifikation der relevanten Unternehmen im Projektgebiet erfolgte dann in Hinblick auf folgende Kriterien und daraus resultierenden Potentialen für Optimierungen:

- Energie - Strom – Verbrauch und Erzeugung
- Energie - Wärmeverbrauch / Abwärme / Kälte / Prozesswärme
- Verkehr – Güterverkehr / Individualverkehr / Öffentlicher Nahverkehr / nichtmotorisierter Verkehr
- Zugänglichkeit von Daten
- IT-Technologien

Dabei wurden die Unternehmen lt. Tabelle 2-1 als relevant klassifiziert.

Tabelle 2-1 Relevante Unternehmen im Projektgebiet

Unternehmen	Beschreibung	Anmerkung - Hauptaspekt
<b>BBN – Bau- und Betriebsdienstleistungszentrum Nord Amt der Bgld. Landesregierung Landesstraßenverwaltung</b>	Betriebszentrum für die Bezirke Oberpullendorf, Mattersburg, Eisenstadt, Neusiedl Winterdienst, Erhaltung, Sanierungen, Verwaltung	Verkehr
<b>Postbus GmbH</b>	Zentrale Garage und Betriebsführung	Verkehr
<b>Isosport</b>	Kunststoffverarbeitende Industrie innovative Produktlösungen mit höchsten Qualitätsansprüchen Leitbetrieb in Eisenstadt Weitere Standorte in Slowenien	Energie
<b>ARA Eisenstadt-Eisbachtal</b>	Zentrale Kläranlage des Abwasserverbandes Eisenstadt Eisbachtal	Energie
<b>CEMEX</b>	Fertigbetonhersteller	Energie
<b>Energie Burgenland Biomasse Heizkraftwerk</b>	Bereitstellen von Wärme und Strom aus Biomasse (Holz) und Gas für das Fernwärmenetz Eisenstadt	Energie
<b>FH- Burgenland PH-Burgenland Forschung Burgenland</b>	Bildungs- und Forschungseinrichtungen	Energie und Verkehr
<b>Tech-Lab, Technologiezentrum, ...</b>	Dienstleistungsbetriebe und öffentliche Verwaltung verschiedenster Art	Energie und Verkehr
<b>BGKK – Burgenländische Gebietskrankenkasse SVA der Bauern</b>	Sozialversicherungszentrum für zwei Krankenkassen öffentliches Dienstleistungszentrum	Energie und Verkehr



Abbildung 2-3 zeigt die Lage dieser Unternehmen im Projektgebiet.



Abbildung 2-3 Lage der relevanten Unternehmen im Projektgebiet

## 2.2 Projektziele

Das übergeordnete Ziel des Projektes war die Erarbeitung der technischen, wirtschaftlichen, rechtlichen und sozialen Aspekte zur Entwicklung eines gesamtheitlichen Konzeptes für die Verknüpfung von Industrie- und Gewerbegebiet in Eisenstadt. Im Rahmen dieses Smart-City-Einstiegsprojektes wurden ausgehend vom Gewerbebestandort Konzepte entwickelt und analysiert, wie das bestehende Energie-, Mobilitäts- und Kommunikationssystem im Hinblick auf seinen Energiebedarf und seine Energieverbrauchsstruktur intelligent optimiert werden kann. Dabei spielt auch eine energie- und verkehrsoptimierte Siedlungsentwicklung für die Stadt und die intelligente Vernetzung mit den Umlandregionen eine wichtige Rolle. Im Bereich Mobilität sind für die Bereiche Gewerbe und kommunen Synergien zu suchen. Die Bequemlichkeit und KundInnenorientierung soll ins Zentrum rücken, sodass der öffentliche Verkehr – mehr als bisher – eine wirkliche Alternative zum Pkw darstellt. Dafür müssen Möglichkeiten geschaffen werden, alle Aspekte des privaten Verkehrs auf den öffentlichen Verkehr überführen zu können. Durch eine bessere öffentliche Verfügbarkeit ressourcenschonender Alternativen wird der „Zwang zum motorisierten Verkehr“ minimiert.



Folgende geplanten Ergebnisse wurden dabei festgehalten:

- (1) Adaptiertes Leitbild der Stadt im Sinne ganzheitlicher, sektorübergreifender Szenarien
- (2) Entwickelte Roadmap und Aktionspläne für eine Umsetzung.
- (3) Arbeits-, Zeit-, Kosten- und Finanzierungspläne der Maßnahmen für die anschließende Umsetzung (auch abseits einer potentiellen Förderung)
- (4) Systemübergreifende Umsetzungskonzepte für die angedachten innovativen, technischen Ansätze zur Etablierung des Gewerbegebietes als „TEC-HUB“ in Eisenstadt wie z.B.
- (5) Entwicklung neuer Geschäftsmodelle (u.a. Contractingmodelle) die im Rahmen des TEC-Hubs Anwendung finden sollen.
- (6) Umfassende Bürgerpartizipation und dadurch Bewusstseinsbildung und hohe Akzeptanz bei den Bürger/innen
- (7) Einbezug von regionalen Stakeholdern, Arbeitnehmer/innen und Arbeitgeber/innen
- (8) Erfahrungen / Barrieren / Erfolgsfaktoren

## **2.3 Aufbau des Dokuments**

Nach dem Einleitungskapitel, das das Projektgebiet und die Projektziele beschreibt, wird in der inhaltlichen Darstellung auf die Tätigkeiten und insbesondere die Ergebnisse der einzelnen Arbeitspakete eingegangen. Die Beschreibung der Ist-Situation im Projektgebiet in Kapitel 3.1 entspricht den zusammengefassten Ergebnissen aus Arbeitspaket 2. Detailliertere Ausführungen sind in Deliverable 2.1 „Bericht über die Energie-, IKT und Mobilitätssituation im Untersuchungsgebiet“ dargestellt. Die Auswahl und Planung der Teilkonzepte des TEC-HUBs sind im Anschluss daran in Kapitel 3.2. bzw. im Deliverable 3.1 „Beschreibung des TEC-HUB Konzepts“ dargestellt. Die begleitenden Partizipationsmaßnahmen werden in Kapitel 3.3 bzw. im Deliverable 5.1 „Dokumentation des Partizipationsprozesses“ beschrieben. Weitere erarbeitete Inhalte für die Vorbereitung der Umsetzung des Konzepts sind in Kapitel 3.4 bzw. den Deliverables 4.1 „Vision und Roadmap“, 4.2 „Darstellung Arbeits-, Zeit-, Kosten- und Finanzierungsplan“ und 4.3 „Bericht zum TEC-HUB Konzept inkl. Aktionspläne“ zu finden.

# **3 Inhaltliche Darstellung**

## **3.1 Ist-Situation im Projektgebiet**

### **3.1.1 Energie**

#### *3.1.1.1 Fernwärme*

Zur Wärmeversorgung in Eisenstadt existieren drei Nah- bzw. Fernwärmenetze, deren örtliche Lage der Heizzentralen in Abbildung 3-1 dargestellt ist: (1) Feiersteigweg, (2) Landwirtschaftskammer, (3) Lobäcker. Von diesen drei Netzen verläuft nur das südliche Fernwärmenetz „Lobäcker“ innerhalb des Projektgebietes. Aufgrund der geografischen Nähe und möglicher Synergieeffekte werden hier jedoch alle drei Netze dargestellt.

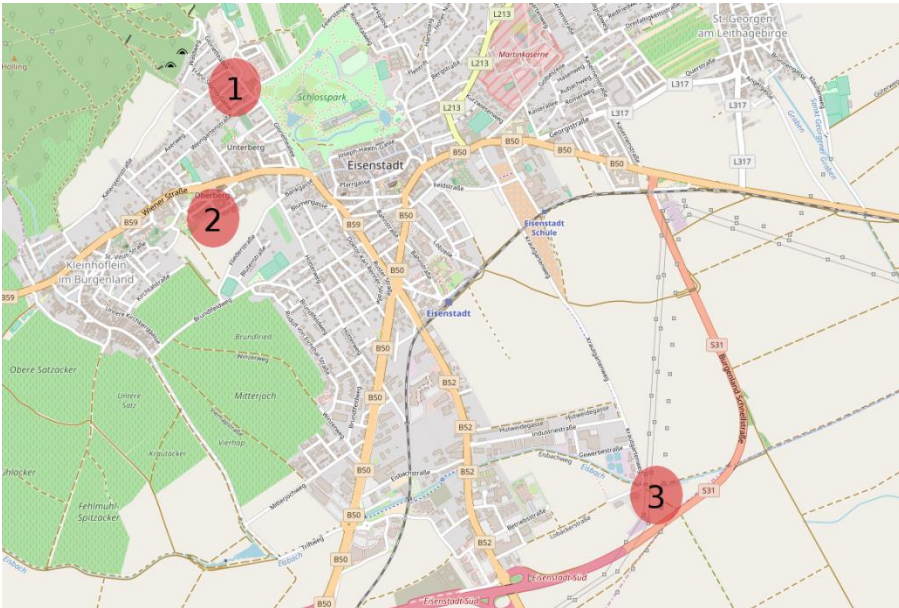


Abbildung 3-1: Lage der Heizzentralen der Nah- bzw. Fernwärmenetze in Eisenstadt

Die beiden Nahwärmenetze im Norden, „Feiersteigweg“ und „Landwirtschaftskammer“ besitzen nur eine sehr geringe Ausdehnung und versorgen nur Gebäude in einem Umkreis von wenigen hundert Metern. Diese beiden Netze werden mit Heizwerken versorgt. Im Gegensatz dazu erfolgt die Wärmeerzeugung beim Fernwärmenetz „Lobäcker“ mittels eines Blockheizkraftwerkes (BHKW) und eines Gaskessels. Tabelle 3-1 gibt einen Überblick über die drei Wärmenetze und deren nominale thermische bzw. elektrische Leistung.

Tabelle 3-1: Übersicht Nah-/Fernwärmenetze in Eisenstadt

Bezeichnung	Typ	Inbetriebnahme	Brennstoffleistung	Elektrische Leistung
Feiersteigweg	Heizwerk	2005	0,8 MW	-
Landwirtschaftskammer	Heizwerk	1999	1,2 MW	-
Lobäcker	BHKW	2007	10 MW	2 MW

Da sich das Wärmenetz „Lobäcker“ im Projektgebiet befindet, wurden hierfür detailliertere Daten erhoben. Das Netz besitzt eine Ausdehnung über mehrere Kilometer bei aktuell 41 angeschlossenen Objekten. Die Abnehmerstruktur sind Wohn- und Bürogebäude sowie eine Schule und das Allsportzentrum (Hallenbad). Die technische Anschlussleistung aller Objekte beträgt ca. 13 MW thermischer Leistung. Die detaillierten Betriebsdaten des Wärmenetzes wurden seitens des Betreibers zur Verfügung gestellt und für die weiteren Untersuchungen genutzt.

### 3.1.1.2 Potentielle Wärmequellen im Untersuchungsgebiet

Im Untersuchungsgebiet befindet sich die vollbiologische Kläranlage der Stadt (schematische Darstellung Abbildung 3-2). Der Abwasserverband Eisenstadt-Eisbachtal mit seinen drei Anschlussgemeinden erreicht insgesamt einen Anschlusswert von 50.000 Einwohnergleichwerten (EGW), wobei dieser Wert als Referenzwert für die Schmutzfracht in der Wasserwirtschaft dient.

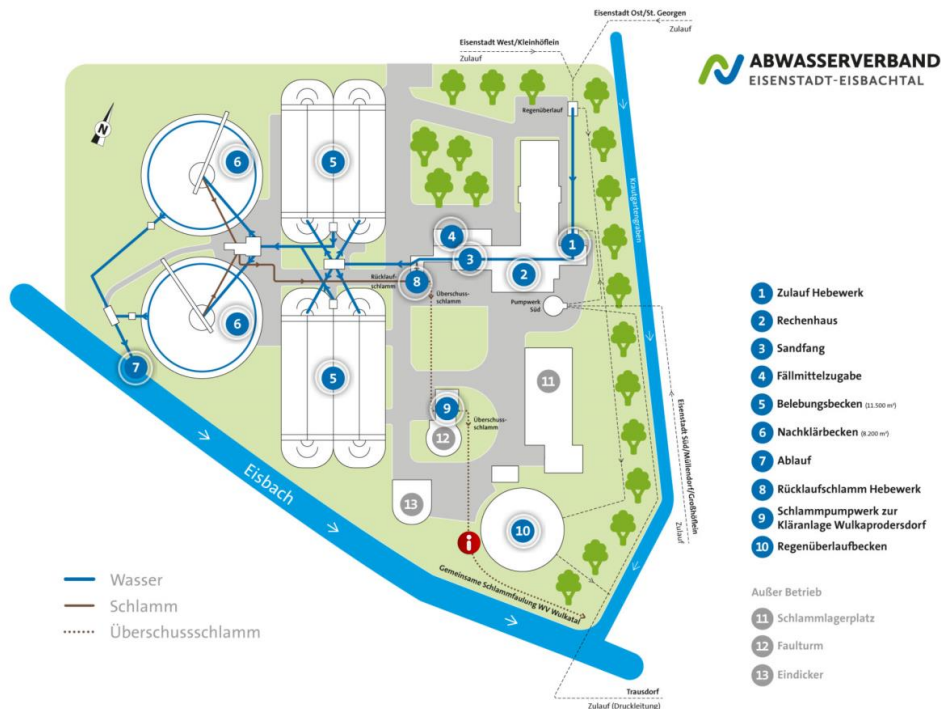


Abbildung 3-2: Übersicht der Kläranlage in Eisenstadt

Der Abwasserverband Eisenstadt-Eisbachtal hat sich mit dem Verband Wulkatal zusammengeschlossen, um in zwei 18 m hohen Faultürmen Biogas zur Stromerzeugung produzieren zu können. Jährlich können somit ca. 1.400 MWh -Strom produziert werden, um einen großen Teil des Strombedarfs der ARA Wulkaprodersdorf durch den selbst erzeugten Ökostrom zu decken. (Abwasserverband Eisenstadt-Eisbachtal, 2018)

Im Projekt nimmt die Kläranlage bzw. deren Ablaufströme die Rolle einer potentiellen Abwärmequelle ein.

### 3.1.1.3 Elektrizität

Im Rahmen des Projekts wurde das Potential des Untersuchungsgebietes bezüglich möglicher Synergien im Elektrizitätsbereich untersucht. Es sollten mögliche Schnittstellen identifiziert werden, die für die Bildung des TEC-Hubs notwendig waren. Beispielhaft für die im Projektgebiet angesiedelten Betriebe wurden vier der angesiedelten Betriebe, siehe Tabelle 3-2, im Rahmen des Projekts genauer untersucht. Als Basis der Untersuchungen dienten die von den Unternehmen zur Verfügung gestellten Stromverbrauchsdaten.

Tabelle 3-2: Auflistung der teilnehmenden Betriebe

Unternehmen	Energieversorger
Burgenländische Gebietskrankenkasse	Energie Burgenland
Fachhochschule Burgenland GmbH	Energie Burgenland
ARA Eisenstadt	Energie Burgenland
TechLab Eisenstadt	Energie Burgenland

Um eine Vergleichbarkeit der verschiedenen Betriebe zu ermöglichen, mussten die Daten entsprechend aufbereitet werden. Da es aus Datenschutzgründen nicht möglich ist, die tatsächlichen Energiemengen darzustellen wurde eine Darstellung analog zu den standardisierten Lastprofilen ausgewählt. Durch die Skalierung der Daten

gehen die Informationen betreffend der Jahresenergieverläufe verloren und die teilnehmenden Betriebe können in der Relation miteinander verglichen werden.

### 3.1.1.3.1 Datenaufbereitung & Auswertung

In diesem Kapitel werden die von den Betrieben zur Verfügung gestellten Daten zu Lastprofilen aufbereitet, um das Potential für mögliche Umsetzungen für den Zusammenschluss zu einem TEC-HUB identifizieren zu können. Als erstes Beispiel sollen die zur Verfügung gestellten Lastprofile für den Zeitraum Winter untersucht werden. Die Zeiträume Samstag und Sonntag wurden jeweils separat betrachtet. Beispielhaft soll allerdings immer nur eine der Darstellungen präsentiert werden. Bei allen Profilen handelt es sich um ¼-Stunden-Messwerte des tatsächlichen Verbrauchs. Die Aufbereitung erfolgt gemäß der Aufbereitung von genormten Lastprofilen. Aus Datenschutzgründen wurden die Lastprofile entsprechend auf 1.000 kWh normiert. Die Lastverläufe stellen jeweils den skalierten Mittelwert aller gemessenen Lastwerte im betrachteten Zeitraum zur jeweiligen Uhrzeit für den Zeitraum Winter dar.

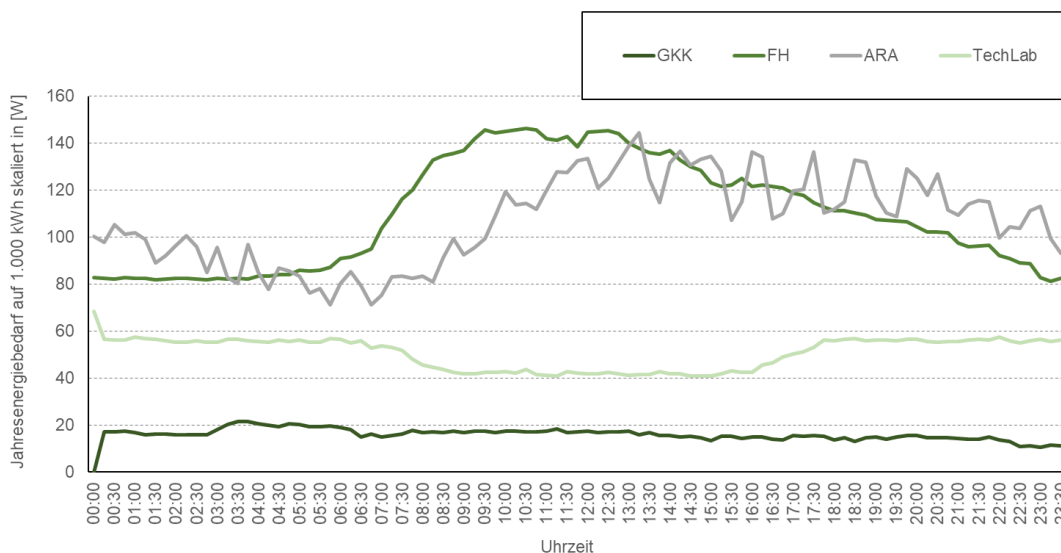


Abbildung 3-3: Gegenüberstellung der Lastprofile – WINTER Sa

In Abbildung 3-3 erfolgt die Gegenüberstellung der Verläufe für den Zeitraum der Wintersamstage. Der Verlauf der FH zeigt eine klassische Mittagsspitze, die ARA zeigt einen gegenteiligen Verlauf, der über den gesamten Tagesverlauf sehr unruhig, also stets mit größeren Leistungsschwankungen behaftet ist.

Abbildung 3-4 zeigt die Verläufe für die Sommersamstage. Es ist klar ersichtlich, dass das TechLab an den Wochenenden nicht besetzt ist und absehn vom Grundverbrauch keine zusätzlichen Verbraucher zugeschaltet werden. Der Verlauf der ARA und von der FH bewegen sich im annähernd gleichen Bereich. Der gegenläufige Verlauf der GKK in der Mittagszeit hat evtl. etwas mit den Bauarbeiten zu tun. Das ist allerdings nur eine Vermutung. Für eine konkrete Aussage müssten weitere Untersuchungen angelagert werden.

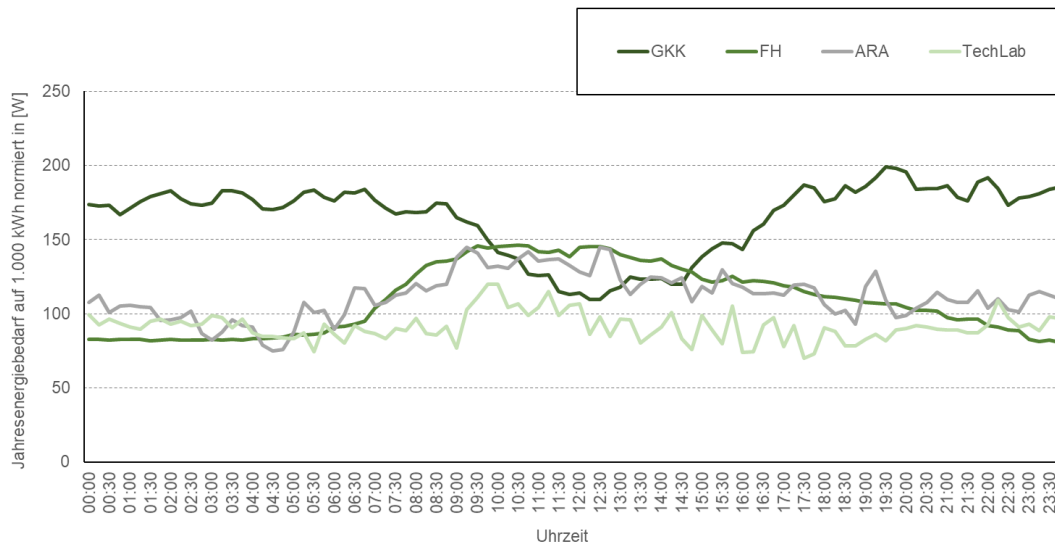


Abbildung 3-4: Gegenüberstellung der Lastprofile – SOMMER Sa

In der abschließenden Darstellung der Übergangszeit auf Abbildung 3-5 wird der Verlauf der Betriebe an den Sonntagen dargestellt. Abgesehen vom variierenden Verlauf der ARA zeigen die Verläufe keine wesentlichen Veränderungen im Tagesverlauf.

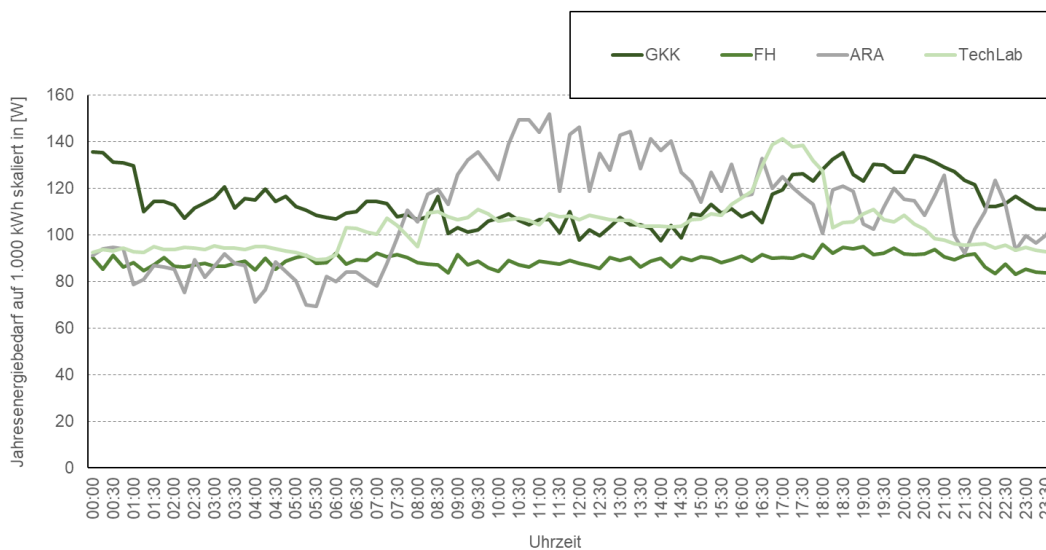


Abbildung 3-5: Gegenüberstellung der Lastprofile – ÜBERGANGSZEIT Sa

Abweichend von der üblichen Darstellung der Wochenendtage (Mittelwerte über den gesamten Betrachtungszeitraum z.B. Winter für eine bestimmte Uhrzeit) im standardisierten Lastprofil werden die Werktage (Mo-Fr) anhand einer anderen Systematik dargestellt, der Darstellung des 3. Mittwochs im Monat, um die Verfälschung der Kurven durch gemittelte Werte zu verhindern. Bei dieser werden die Daten jedes 3. Mittwochs ausgewählt und mithilfe einer Skalierung auf den Jahresenergieverbrauch von 1.000 kWh transformiert. Beispielhaft werden die Daten für die Monate Juni und Oktober grafisch aufbereitet.

Abbildung 3-6 zeigt den 3. Mittwoch im Juni 2016.

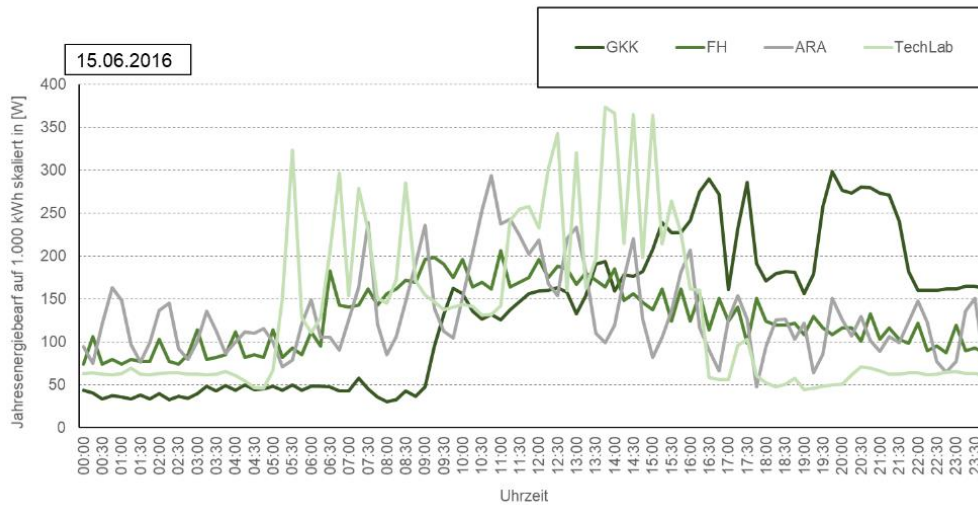


Abbildung 3-6: Gegenüberstellung der Lastprofile – 3. Mittwoch Juni

Die Verläufe des TechLabs sind sehr unregelmäßig. Die Lastprofile der FH zeigen eine Steigung ab den frühen Morgenstunden, wobei diese bis mittags ansteigen, um in den Nachmittagsstunden wieder auf ihr Grundniveau abzusinken.

Abbildung 3-7 zeigt den 3. Mittwoch im Oktober.



Abbildung 3-7: Gegenüberstellung der Lastprofile – 3. Mittwoch Oktober

Beim Lastprofil der GKK zeichnet sich ein, von in der Früh bis Mittag beginnendes Hoch ab, das in den frühen Nachmittagsstunden abflacht und auf die Grundlast zurückfällt.

### 3.1.1.3.2 Erkenntnisse

Die Analyse der aufbereiteten Daten zeigt, dass diese zum einen sehr individuell sind bzw. dass die teilnehmenden Betriebe nur hinsichtlich ihrer Verläufe mit den anderen Betrieben verglichen werden können, wobei auch hier wiederum die Skalierung des Jahresenergiebedarfs mitberücksichtigt werden sollte. Teilweise unterliegen die einzelnen Lastverläufe starken kurzzeitigen Schwankungen (bspw. Kläranlage). Dies erklärt sich zum einen durch die Tatsache, dass die dargestellten Werte skalierte Ist-Werte und keine gemittelten Werte sind bzw. durch das charakteristische Verhalten der Geräte beim Zu- und Abschalten in den dargestellten Zeiträumen. Bei Betrachtung der GKK zeigt sich, dass die ersten Messungen tatsächlicher Verläufe im April erfolgt sind. Es ist anzunehmen, dass von April bis August hauptsächlich Baustellenbetrieb gemessen wurde. Ab September ist dann eine Evaluierung des GKK-Lastprofils möglich. Hier ist eine Mittagsspitze ersichtlich, die sich im Oktober

zu einer flacheren Mittags- inkl. einer zusätzlichen Abendspitze darstellt. Diese Abendspitze könnte z.B. die Nutzung von zahlreichen Beleuchtungskörpern im Gebäude darstellen. In den Monaten November und Dezember sind die Verläufe ähnlich und zeigen wiederum eine Mittags- bzw. Abendspitze an den dargestellten Tagen. Die Kurven der FH sind im gesamten Jahresverlauf wesentlich flacher und zeigen lediglich eine nicht sonderlich ausgeprägte Mittagsspitze. Die Verläufe der Kläranlage sind wie bereits erwähnt deutlich unregelmäßiger und zeigen diverse An- und Abschaltvorgänge von Geräten (z.B. Pumpen). Das TechLab zeigt in den ersten Monaten Jänner bis Mai ähnliche Verläufe. Die Kurve steigt in der Früh an und bleibt über den gesamten Tag (mit kleineren Schwankungen) in diesen Bereichen. In den Monaten Juni, Juli und August sind zum einen sehr starke Schwankungen gemessen worden. Der Grund hierfür könnte eine Klimaanlage sein, die sich innerhalb gewisser Temperaturbereiche ein,- und ausschaltet. Ab September bis Dezember sind zum einen die Leistungsniveaus wieder deutlich niedriger bzw. sind die Spitzen im Tagesverlauf deutlich abgeflacht.

### 3.1.1.4 Solar-Potential

Das Potential zur Nutzung von Solarenergie auf Dachflächen für burgenländische Gemeinden wurde im Rahmen des Interreg-Projekts "MOVE" erhoben. Dabei wurden Rohdaten aus der Burgenlandbefliegung in den Jahren 2010/11 herangezogen und dem Projekt zur Verfügung gestellt. Mithilfe von Softwaretools wurden aus diesen Daten die Dachflächen, die sich für solare Energienutzung eignen, extrahiert und in Google Earth visualisiert. Dabei erfolgt die Kategorisierung der Dachflächen in folgende Kategorien lt. Tabelle 3-3.

Tabelle 3-3 Eignungskategorien von Dachflächen für PV

Azimut [°]	Neigung [°]	Dachfläche [m <sup>2</sup> ]	Eignung
130 – 230	0 – 50	> 20	sehr gut
0 – 360	0 – 5	> 45	sehr gut
90 - 270	0 – 60	> 10	gut

Die nachfolgende Abbildung 3-8 zeigt die Darstellung einer beispielhaften PV-Fläche in Google-Earth.



Abbildung 3-8: Beispielhafte Darstellung einer PV-Fläche in Google Earth



Die Rohdaten für Eisenstadt aus dieser Vermessung wurden in weiterer Folge für das Projekt IRON in folgenden Schritten aufbereitet:

- Zuordnung zum Projektgebiet mittels Abgleich in Google Earth
- Einarbeitung von Änderungen seit der Datenaufnahme
- Zuordnung zu den Kategorien Flachdach (Neigung < 5°) und Schrägdach
- Definition, ob Aufständerung notwendig ist (Neigung < 10°)
- Definition der möglichen Modulfläche pro Dachfläche und pro Gebäude nachfolgender Logik
  - Südausrichtung
    - Aufständerung notwendig: Flächennutzungsgrad 1:2,5
    - Keine Aufständerung notwendig: Flächennutzungsgrad 0,9:1
  - Ost-West-Ausrichtung
    - Aufständerung notwendig: Flächennutzungsgrad 1:1,1
    - Keine Aufständerung notwendig: Flächennutzungsgrad 0,9:1

Dabei beschreibt der Flächennutzungsgrad das Verhältnis zwischen Dachfläche und möglicher Modulfläche. Mit einem durchschnittlichen Modulwirkungsgrad von 16 % wurde anschließend das PV-Potential für Eisenstadt und das Projektgebiet geschätzt sowie nach Größe und Aufständerungsart kategorisiert. Dabei wurde bei Flachdächern zwischen den Aufständerungsarten Süd- und Ost-West-Ausrichtung unterschieden bzw. ein Gesamtpotential je Variante errechnet.

Abbildung 3-9 zeigt das gesamte Potential für Photovoltaik für Eisenstadt bzw. das Projektgebiet je Aufstellungsart. Es ist ersichtlich, dass im Projektgebiet bis zu 12,4 MW in reiner Südausrichtung bzw. 24,1 MW in Ost-West-Ausrichtung installiert werden können. Der große Unterschied zwischen den Varianten liegt am hohen Anteil Potential von Flachdächern im Projektgebiet, bei denen in Ost-West-Ausrichtung deutlich höhere flächenbezogene Leistungen erreicht werden können.

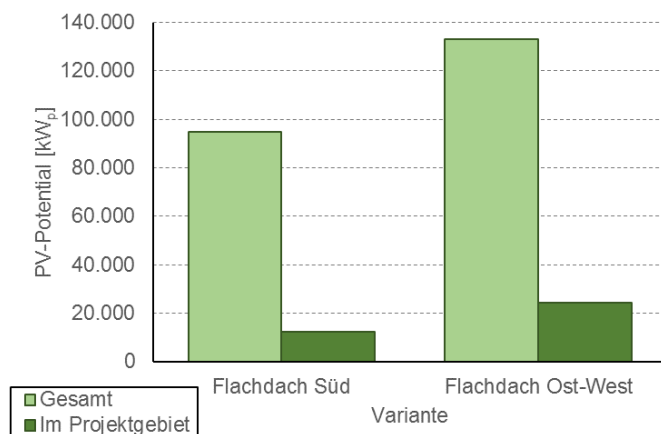


Abbildung 3-9: Gesamtpotential PV in Eisenstadt bzw. im Projektgebiet je Aufstellungsart

Unterteilt man die einzelnen Dachflächen – pro Gebäude bzw. Objekt sind mehrere Dachflächen möglich – nach potentiell installierbarer Anlagenleistung, so ergibt sich die Situation nach Abbildung 3-10. Es ist zu erkennen, dass Dachflächen ab einem Potential von 20 kW<sub>p</sub> das bei weitem größte Potential aufweisen.

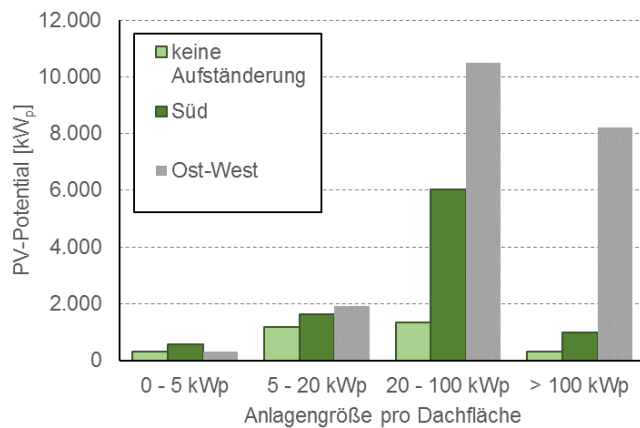


Abbildung 3-10: PV-Potential im Projektgebiet nach Anlagenleistung und Aufstellungsart pro Dach

Nimmt man als Bezugsgröße nicht die mögliche Anlagenleistung je Dachfläche, sondern je Gebäude, so ergibt sich das Bild lt. Abbildung 3-11. Hier sind die Anlagen ohne Aufständering bereits in die Gesamtbetrachtung integriert. Die Verschiebung von PV-Potential hin zu großen Anlagen ist hier aufgrund der möglichen Zusammenfassung mehrerer Dächer pro Gebäude noch stärker gegeben.

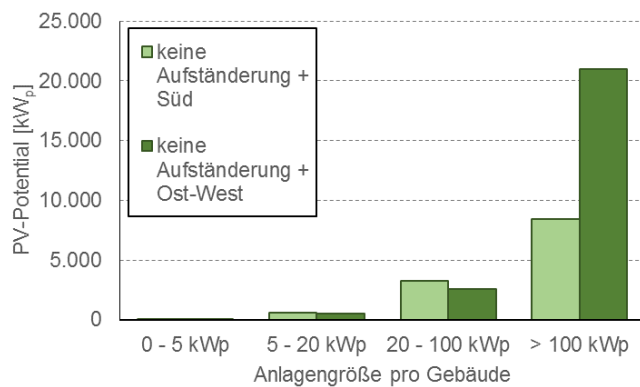


Abbildung 3-11: PV-Potential im Projektgebiet nach Anlagenleistung und Aufstellungsart pro Gebäude

Legt man dieses Potential auf die Anzahl der Gebäude mit dem jeweiligen Potential um (vgl. Abbildung 3-12), so ist erkennbar, dass ein großer Anteil am PV-Potential im Projektgebiet bereits durch eine verhältnismäßig niedrige Anzahl an Anlagen genutzt werden könnte. So wäre beispielsweise die Nutzung von über 20 MW<sub>p</sub> Anlagenleistung bei Ost-West-Ausrichtung mit einer Anzahl von 56 PV-Anlagen möglich.

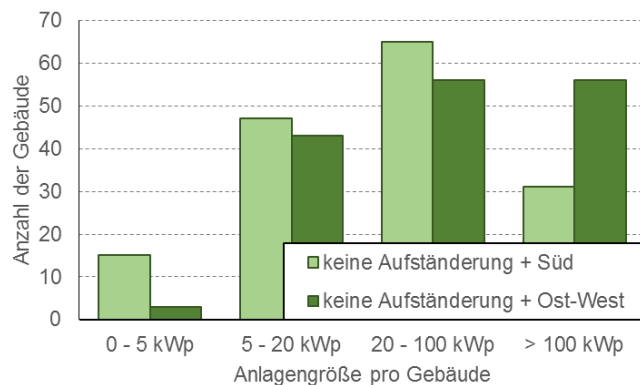


Abbildung 3-12: Mögliche Anzahl an PV-Anlagen nach Anlagenleistung und Aufstellungsart pro Gebäude



Das grundsätzliche Potential für solarthermische Wärmeerzeugung kann ebenfalls ausgehend von diesen Daten geschätzt werden. Dies berücksichtigt jedoch nicht, inwiefern in den jeweiligen Objekten eine Wärmesenke zur Verwertung dieser thermischen Energie vorhanden ist. Legt man die gleichen Kriterien für die Eignung im Sinne der Solarthermie zugrunde, welche auch für Photovoltaik angewandt wurden (vgl. Tabelle 3-3) so ergibt sich eine Dachfläche von 165.936 m<sup>2</sup> im Projektgebiet. Für die Bewertung des Solarthermiepotentials wurde ebenfalls zwischen Flachdächern und Dächern, die eine Aufständigung notwendig machen, unterschieden. Aufgrund der Charakteristik der solarthermischen Energienutzung (nur direkte Sonnenstrahlung kann genutzt werden) wurde hier nur von einer südausgerichteten Modulanordnung ausgegangen. Da Solarthermiemodule aufgrund der jahreszeitlichen Charakteristik meist steiler aufgeständert werden, andererseits aber weniger verschattungsanfällig sind und Reihenabstände daher verkleinert werden können, wird von einem ähnlichen Flächennutzungsgrad ausgegangen, wie bei Photovoltaik (1:2,5 auf Flachdächern, 0,9:1 auf Dächern, die keine Aufständigung notwendig machen). Für die Betrachtungen der Solarthermie wurde davon ausgegangen, dass Dächer mit einem Azimuth zwischen 140° und 220° sowie einer Neigung zwischen 30° und 60° keine Aufständigung benötigen. Mit diesen Annahmen ergeben sich potentielle Solarthermiekollektorflächen im Projektgebiet von 67.688 m<sup>2</sup>, davon

- 2.364 m<sup>2</sup> ohne Aufständigung
- 65.324 m<sup>2</sup> mit Aufständigung.

### 3.1.2 Verkehr

Abbildung 3-13 zeigt einer Übersicht über die Flächenwidmung im Projektgebiet. Es ist zu erkennen, dass ein wesentlicher Teil derzeit noch aus landwirtschaftlichen genutzten Flächen besteht. Die Abbildung zeigt zudem die Untersuchungszone laut Stadtentwicklungsplan der Stadtgemeinde Eisenstadt (STEP, 2015). Das Projektgebiet hat dabei eine Überschneidung mit den Untersuchungszone 11 (Bahnhof Süd), 12 (EZE Erweiterung), 13 (Gewerbegebiet Süd/West) und 14 (Gewerbegebiet Süd/Ost).

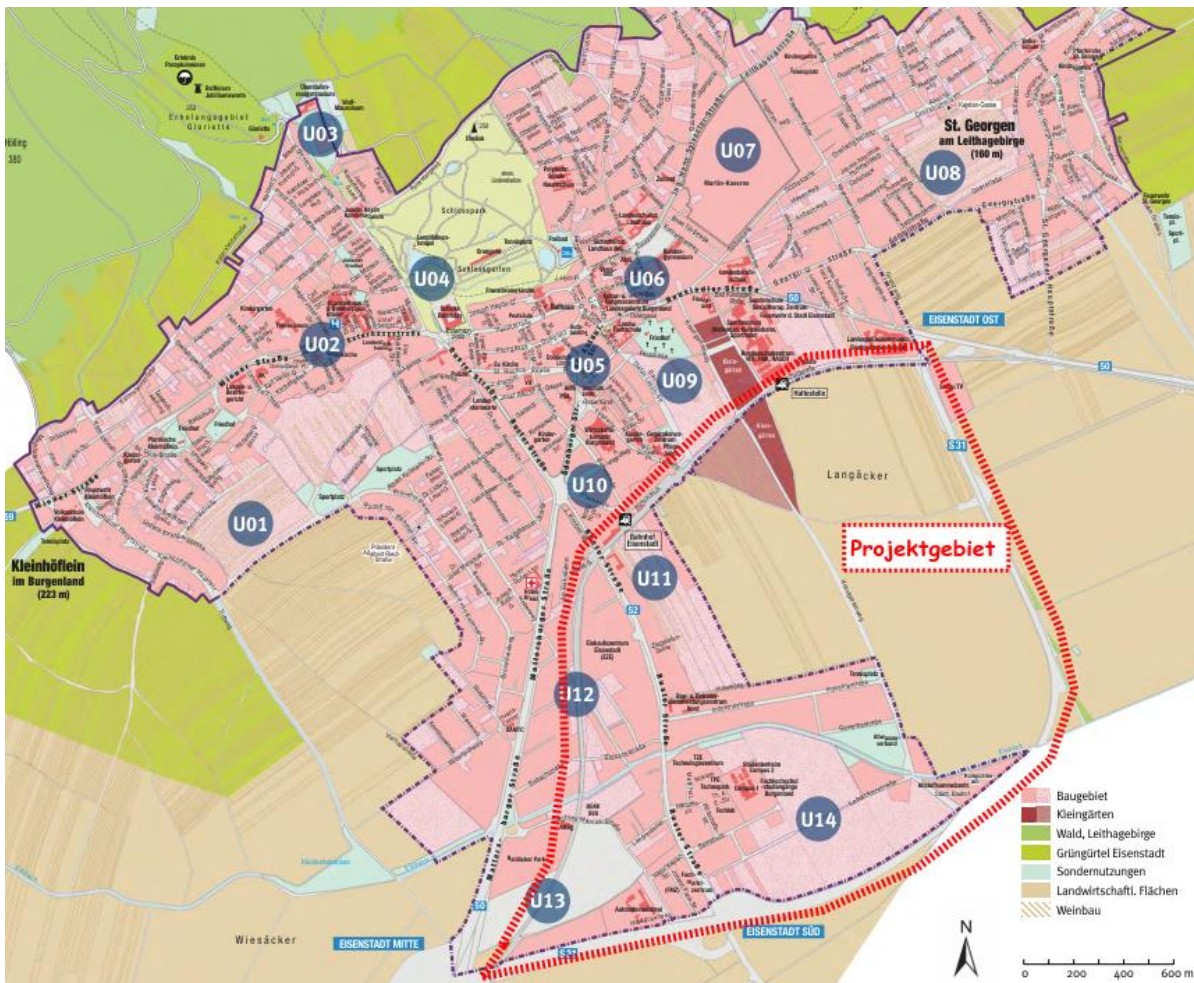


Abbildung 3-13: STEP 2030 Übersicht

Abbildung 3-14 gibt eine Übersicht über die Verkehrsinfrastruktur im Projektgebiet. Für diese werden nachfolgen die wesentlichen Eckpunkte dargestellt.

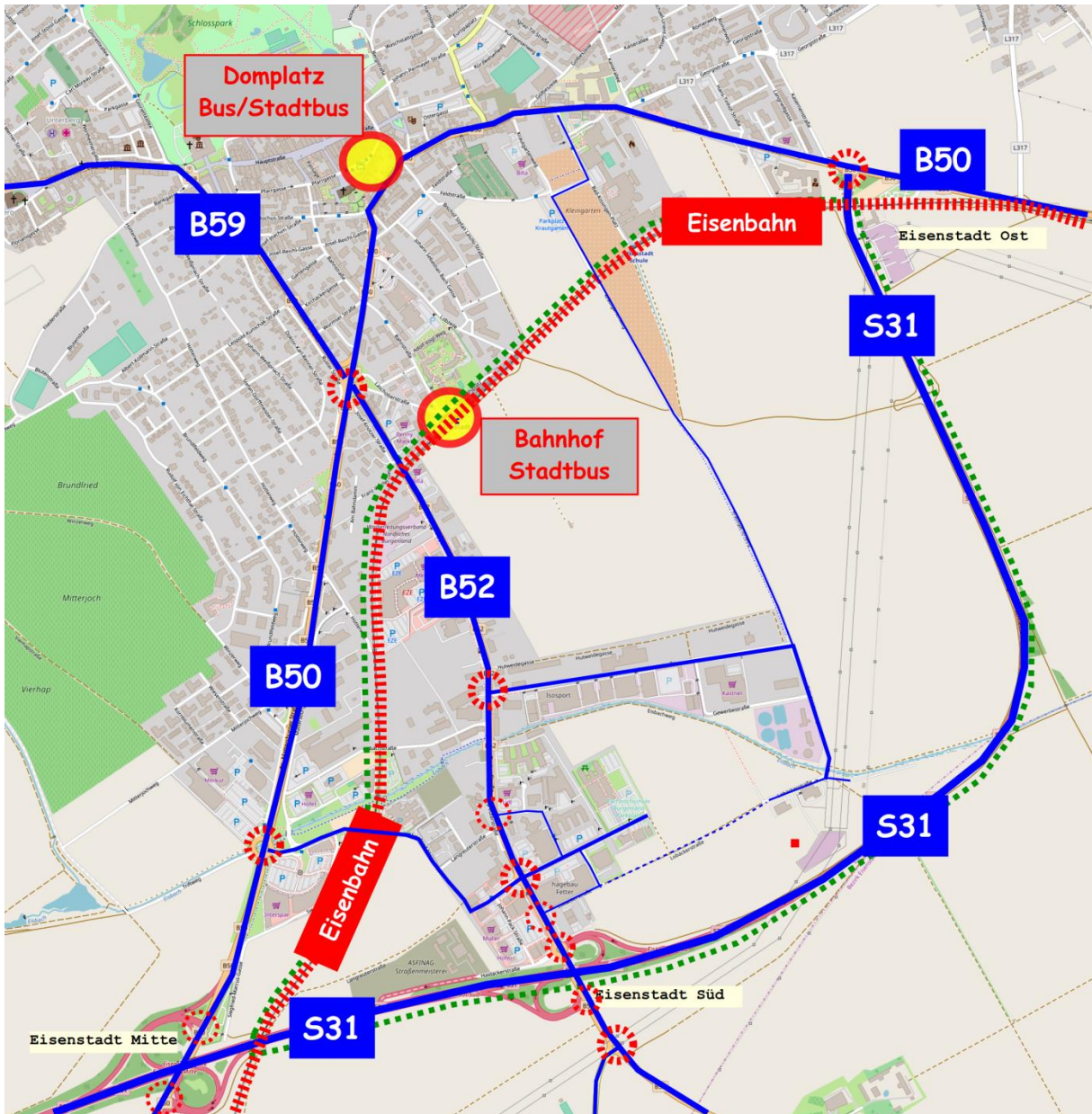


Abbildung 3-14: Übersicht Verkehrsinfrastruktur und Projektgebiet

### 3.1.2.1 Öffentlicher Verkehr

Das Projektgebiet zeichnet sich durch eine gute Erreichbarkeit der regionalen Buslinien an der Ruster Straße, allerdings ohne Taktverkehr im Sinne eines Stadt-Land-Busses und ohne Beschleunigungsmöglichkeiten in den Spitzenstunden (Busspuren, Bevorrangungen, etc..) aus. Es herrscht eine gute Anbindung an den Stadtbus vom Bahnhof ins Projektgebiet, aber keine zumutbaren Verbindungen in umgekehrter Richtung, keine Beschleunigungsmöglichkeiten in den Spitzenstunden. Für die Verbindung Bahnhof – Projektgebiet und weiter Richtung Rust, Siegendorf, etc. fehlen eigene Fahrstreifen bzw. Buskorridore um schnelle Verbindungen zu ermöglichen. Solche Korridore wären ebenso für Taxis, Fahrräder und Elektrofahräder verwendbar.

### 3.1.2.2 *Motorisierter Verkehr*

Es zeigt sich eine gute Anbindung an das regionale überregionale Straßennetz mit der B52 Ruster Straße und der S31 Burgenland Schnellstraße, jedoch besteht zu Spitzenzeiten im Rahmen des Berufsverkehrs stets Überlastung der Stadteinfahrt Eisenstadt Süd mit der Abfahrt S31 und dem Pfortnerknoten Ruster Straße / Kreisverkehr „XXXLutz“ und deutlichen Staubildungen in beiden Richtungen (mit Zeitverlusten von oft über 10 min). Dies kann sich durch die unzureichende verkehrliche Anbindung für schon gewidmeten Flächen und Bauerwartungsland im Projektgebiet östlich der Ruster Straße noch verschärfen. Die bestehende Straßeninfrastruktur kann hier kaum zusätzliche Kapazitäten aufnehmen. Die Tagesganglinie an der Zählstelle Ruster Straße Eisenstadt - B52 zeigt keine ausgeprägten Tagesspitzen mehr was auf eine hohe Auslastung und Ausschöpfung der Kapazitäten hindeutet. Daraus folgt, dass zusätzlicher Verkehr nur mehr beschränkt aufgenommen werden kann und das nur in den noch nicht ganz ausgelasteten Stunden.

### 3.1.2.3 *Nicht motorisierter Verkehr*

Der Fußgängerverkehr Richtung Zentrum und Bahnhof ist über Gehwege an der Ruster Straße möglich. Der Bahnhof liegt ca. 1,5 bis 1,9 km Fußweg entfernt. Somit ist die Attraktivität der Verbindung eher hochschwierig. Innerhalb des Projektgebietes ist ein unzureichendes Fuß- und Radwegenetz festzustellen. Dabei sind sowohl die Grundstückskonfigurationen als auch der Eisbach eine harte Grenze um kurze Wege zu ermöglichen. Der Radverkehr, sowohl Fahrrad als auch E-Fahrrad ist nicht ausreichend an das Projektgebiet angebunden. Der Radweg entlang der Ruster Straße im Abschnitt Eisenbahnkreuzung bis Eisbachstraße ist grundsätzlich gut geführt, hat aber keine Anbindung ins Projektgebiet und keine Anschlüsse Richtung Zentrum und Bahnhof, es besteht insgesamt ein Torso, mit eklatanten Fehlstellen in kritischen Abschnitten. Ebenso ist der Geh- und Radweg entlang des Krautgartenweges ein singuläres Stück ohne Anschlüsse und Lösungen in Kreuzungsbereichen wie der Industriestraße. Weiters wird es als Mangel angesehen, dass es keine attraktive Verbindung Richtung Trausdorf und Siegendorf gibt. Attraktive Radwege ermöglichen für Elektrofahrräder einen Einzugsradius bis rund 10 km.

### 3.1.2.4 *Leihräder*

In Eisenstadt wird von nextbike ein Fahrradverleih betrieben, der insgesamt ein gutes funktionierendes Konzept anbietet. Für eine intensive Nutzung im Sinne von Bike-Sharing sind aber die Standorte im Projektgebiet zu wenig. Ebenso gibt es kein Marketing oder Management für eine intensive Nutzung im täglichen Berufsverkehr, insbesondere vom Bahnhof aus als ÖV-Knoten im Projektgebiet. Weiters gibt es im Winter überhaupt kein Angebot. In Bezug auf Leih-Elektro-Fahrräder gibt es ebenfalls kein Angebot in Eisenstadt.

### 3.1.2.5 *Ladestationen – Elektromobilität*

In Eisenstadt gab es zum Zeitpunkt der Erhebung 13 E-Tankstellen (vgl. Abbildung 3-15). Diese befinden sich entlang der Ruster Straße bzw. am Bahnhof.

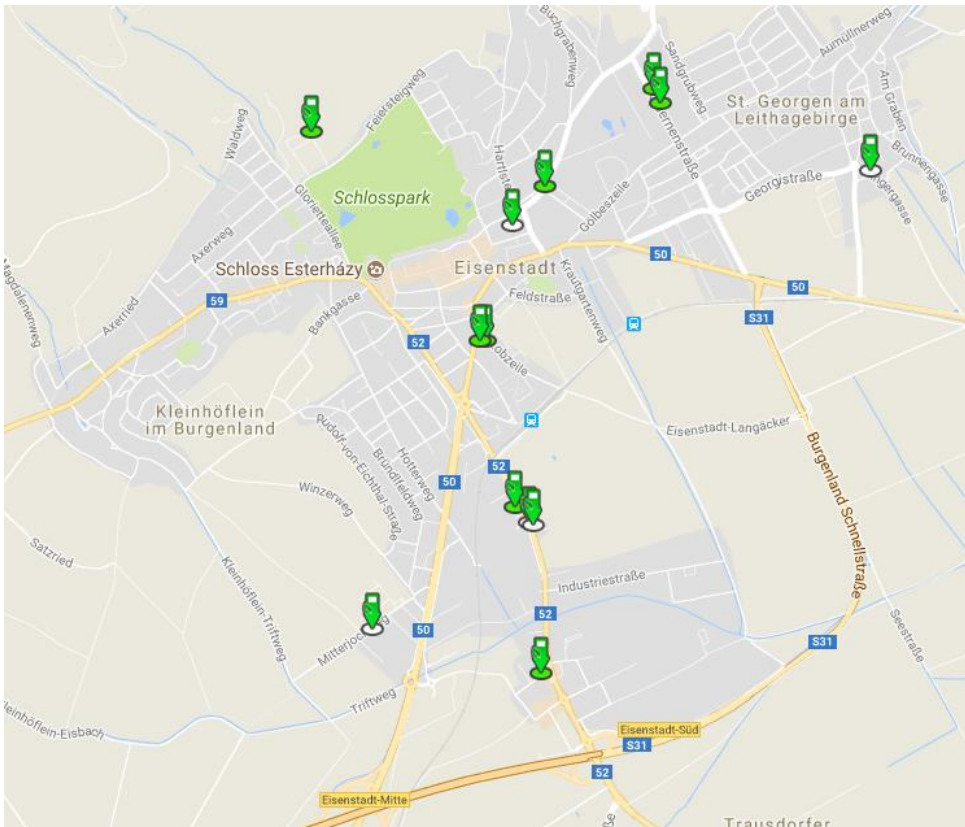


Abbildung 3-15 E-Tankstellen in Eisenstadt

### 3.1.2.6 Mitfahrbörsen

Zum Zeitpunkt der Datenaufnahme waren keinerlei Initiativen in diese Richtung bekannt.

### 3.1.2.7 Aufschließung gewidmeter Flächen und Bauerwartungsflächen

Hier kann generell gesagt werden, dass die Entwicklung der nicht bebauten Flächen durch die beschränkten Kapazitäten der Anbindungen an das überregionale Verkehrsnetz, sowohl für den motorisierten Verkehr als auch für den öffentlichen Nah- und Fernverkehr maßgebend behindert ist. Die dafür notwendigen Konzepte liegen nur in einem nicht ausreichenden Umfang vor.

## 3.1.3 Informations- und Kommunikationstechnik

Informations- und Kommunikationstechnik erlaubt die Vernetzung von isolierten Systemen und ermöglicht es, durch den Austausch von Information das Gesamtsystem intelligenter zu machen. Die Betrachtung der IKT kann dabei auf mehreren Ebenen erfolgen. Neben der Frage der auszutauschenden Daten und wie entsprechende Informationsmodelle auszusehen haben, muss auch die Frage nach der vorhandenen Datenanbindung gestellt werden. Das Internet stellt eine solche IKT-Infrastruktur zur Datenanbindung dar. Hierbei kann die Anbindung über das kabelgebundene Festnetz oder das Mobilfunknetz erfolgen.

Um die prinzipielle Verfügbarkeit von Breitbandinternet im Projektgebiet zu klären, wurde der Breitbandatlas des Bundesministeriums für Verkehr, Innovation und Technologie herangezogen. In Abbildung 3-16 ist die Breitbandverfügbarkeit via Festnetz dargestellt. Es zeigt sich, dass in Eisenstadt und somit auch im Projektgebiet Bandbreiten von mehr als 100 Mbit/s erreicht werden.

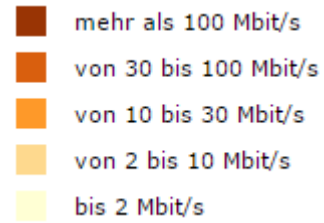
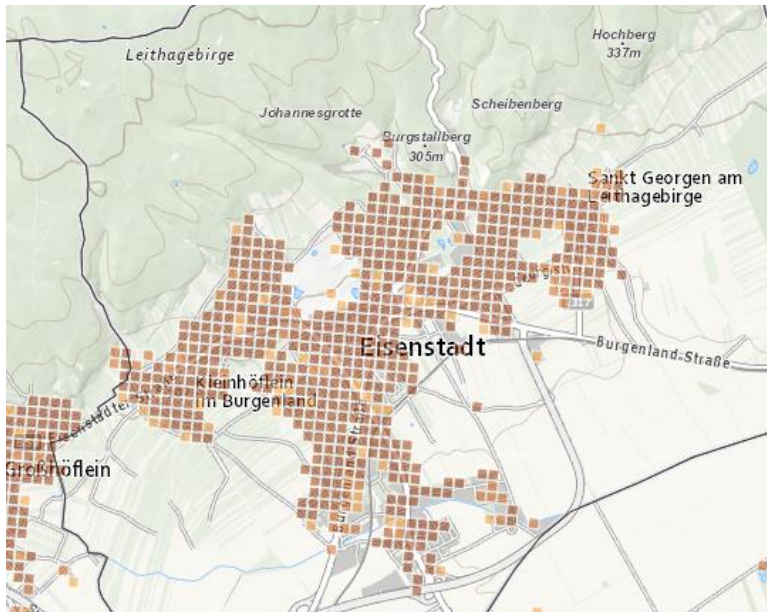


Abbildung 3-16: Breitbandverfügbarkeit Festnetz Eisenstadt (Quelle: BMVIT 2018)

In Abbildung 3-17 ist die Breitbandsituation von Eisenstadt für das Mobilfunknetz zu sehen. Auch hier hat Eisenstadt bzw. das Projektgebiet eine vollständige Abdeckung mit einer Bandbreite von mehr als 100 Mbit/s.

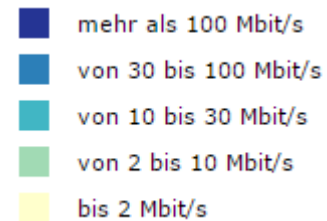
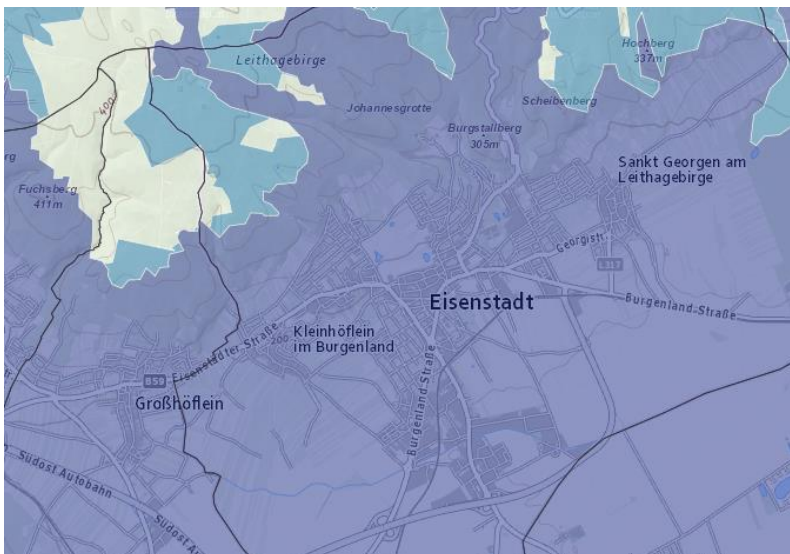


Abbildung 3-17: Breitbandverfügbarkeit Mobilnetz Eisenstadt (Quelle: BMVIT 2018)

Daraus lässt sich ableiten, dass eine prinzipielle Anbindung von isolierten Systemen im betrachteten Projektgebiet über das Internet möglich ist.

Eine weitere IKT-Infrastruktur, die sich zurzeit im Aufbau befindet ist die Smart Meter Infrastruktur. Grundlage hierfür stellt die Messgeräte-Einführungsverordnung dar, die vorsieht, dass in Österreich bis Ende 2022 95 % der Stromzähler durch Smart Meter ersetzt werden müssen (IME-VO, 2018). Der geplante Rollout für das Projektgebiet ist für das Jahr 2020 geplant (Netz Burgenland GmbH, 2018). Dabei kommen folgende zwei Zähler-typen zum Einsatz:



**PLC G3** (power line communication):

Dabei handelt es sich um Smart Meter der Fa. Landis+Gyr, bei denen die Kommunikation über Stromleitung zur Trafostation und von Trafostation mit Mobilfunk zur Zentrale (1 x pro Tag) erfolgt. In den überwiegenden Fällen (>95%) kommt diese leitungsgebundene Kommunikation zwischen dem Smart Meter und einem Datenkonzentrador (in der nächsten Trafostation) im Frequenzbereich von 3 – 148 kHz (zukünftig ev. 150 - 490kHz) zum Einsatz.

**P2P** (Point-to-Point)

Der Smart Meter der Fa. KAIFA erlaubt die Kommunikation über Mobilfunk zur Zentrale (1 x pro Tag). Dieser kommt nur in Ausnahmefällen zum Einsatz. Bei dieser Technologie werden zum Zeitpunkt der Auslesung sehr kurzzeitig Daten ausgetauscht, welche mit einem SMS-Versand in einem Nebenzimmer vergleichbar sind.

Zur Vernetzung einzelner Betriebe oder privater Haushalte, die über ein Energiemanagementsystem verfügen, ist derzeit kein einheitlicher Standard verfügbar. Hier müssen auf Ebene von Datenmodellen entsprechende Schnittstellendefinitionen implementiert werden, die es ermöglichen, Daten auszutauschen. Hierzu gibt es bereits zahlreiche Projekte die sich mit dem Thema beschäftigen, aber doch stark vom jeweiligen Anwendungsfall bzw. von der damit verbundenen Kommunikationsarchitektur abhängen.

## 3.2 Planung der Teilkonzepte des TEC-HUBs

### 3.2.1 Methodik

Dieses Kapitel startet mit der Methodik zur Erarbeitung und Bewertung der Themenauswahl für die Initiierung des TEC-HUBs. Es wird beschrieben, wie der Auswahl- und Bewertungsprozess zur Selektion der relevanten Themenbereiche durchgeführt wurde, bzw. welche Methoden und Werkzeuge hierfür zum Einsatz gekommen sind. In den untergeordneten Kapiteln wird dann näher auf die selektierten Themenbereiche eingegangen.

In einem ersten Schritt wurde im Zuge eines Brainstorming Prozesses eine Vorab-Selektion durchgeführt, um in weiterer Folge die Initiierung des TEC-HUBs zu ermöglichen. Die Vergabe der Themenbereiche erfolgte entsprechend der Expertisen des Konsortiums. Die selektierten Themenbereiche (vgl. Abbildung 3-18) wurden in Form von kompakten Fact-Sheets aufbereitet und im Rahmen eines projektinternen Workshops vorgestellt und feiner ausdefiniert.

Im Anschluss an die Vorstellung erfolgte eine Evaluierung durch die Projektpartner bzw. wurde das Feedback der Partner eingeholt, das im Rahmen der weiteren Bearbeitung miteinfluss. Alle erarbeiteten Fact-Sheets wurden in weiterer Folge bewertet, um eine gute Basis für die weitere intensive und detaillierte Ausarbeitung der relevanten Themen für das Untersuchungsgebiet zu ermöglichen. Bevor die Themenbereiche für die Konzepterstellung final bewertet wurden, wurden die Fact-Sheets unter Berücksichtigung des Feedbacks weiterbearbeitet und um die Methodik für die weitere Vorgehensweise ergänzt. Diese Herangehensweise wurde gewählt, um den Projektpartnern alle Themen vermitteln zu können, bzw. um eine Entscheidungsgrundlage für die Bewertung bereitstellen zu können.

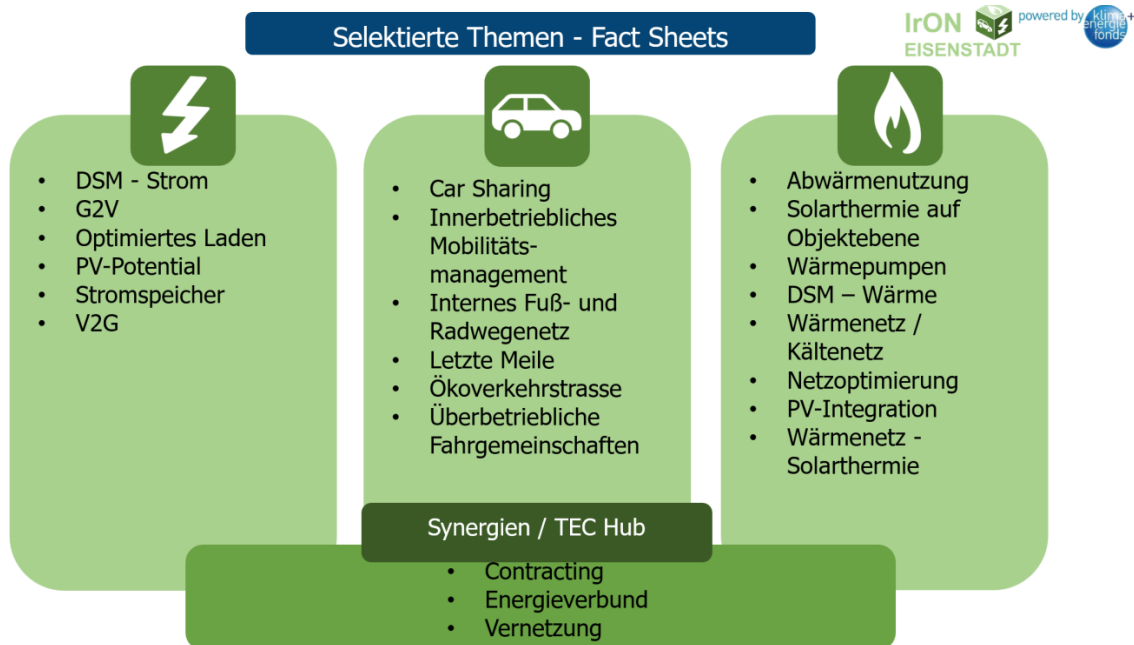


Abbildung 3-18: Selektierte Themen für die Erstellung der Fact-Sheets

Ein wesentlicher Faktor für die weitere Bearbeitung war, dass für die Maßnahmen bereits konkrete Umsetzungsmöglichkeiten angedacht werden konnten. Die erweiterten Fact-Sheets wurden wiederum innerhalb des Konsortiums präsentiert und dienten als Grundlage für die Bewertung der bearbeiteten Themenbereiche. Die Bewertung wurde mit Hilfe einer Bewertungsmatrix durchgeführt, wobei die Auswahl der Kriterien und deren Gewichtung vom Konsortium gemeinsam durchgeführt wurde. Die Gewichtung war in einem Bereich von 1 bis 5 möglich, wobei 5 die höchst mögliche Gewichtung dargestellt hat. Die selektierten Bewertungskriterien und die gewählte Gewichtung sind in Tabelle 3-4 dargestellt und werden im Anschluss daran kurz erklärt.

Tabelle 3-4: Selektierte Bewertungskriterien zur Bewertung der Fact-Sheets

Bewertungskriterien	
Kriterium	Gewichtung
Niedrige soziale Hemmnisse	3
Hoher sozialer Impact	5
Geringe technische Komplexität	1
Geringe wirtschaftliche Komplexität	3
Niedrige Investitionskosten	4
Wirtschaftlichkeit	5
CO <sub>2</sub> -Einsparung	2
Rechtssicherheit	5
Übergeordnete Energiestrategie	5
Machbarkeit	2
Skalierbarkeit	2
Multiplizierbarkeit	4
Innovationsgehalt	3
Strategische Perspektive	3

Niedrige soziale Hemmnisse: Soziale Hemmnisse bezeichnen Störfaktoren, die einen Entscheidungsprozess verlangsamen, behindern oder gänzlich blockieren können. Diese entstehen durch fehlende Informationen, fehlendes Wissen und fehlende Anreizsysteme und sollen durch Partizipation in einem frühen Stadium der Umsetzung minimiert werden.

Hoher sozialer Impact: Dieses Kriterium beschreibt die Auswirkungen der Umsetzung auf die Bevölkerung, wobei in diesem Fall ein signifikanter Einfluss bewertet werden soll.

Geringe technische Komplexität: Angestrebt werden einfache Lösungen, die zu einem guten Resultat führen und alle Voraussetzungen für eine reibungslose Umsetzung bereitstellen sollen.

Geringe wirtschaftliche Komplexität: Dieses Kriterium soll bewerten, inwieweit eine geringe wirtschaftliche Komplexität bei Umsetzung erreichbar wäre, ohne die Wettbewerbsfähigkeit bzw. die Effizienz negativ zu beeinflussen.

Niedrige Investitionskosten: Bei dieser Bewertung soll abgeschätzt werden, in welcher Höhe sich die Investitionskosten bewegen werden, wobei der Lösungsansatz gegebenenfalls mit ähnlichen Projekten verglichen werden kann.

Wirtschaftlichkeit: Das Konzept zur Umsetzung soll das Potential wirtschaftlich abbildbar machen und ein ausreichendes Verhältnis zwischen dem erforderlichen Aufwand und dem resultierenden langfristigen Erfolg darstellen.

CO<sub>2</sub>-Einsparung: Dieses Kriterium soll aufzeigen, ob durch eine mögliche Umsetzung CO<sub>2</sub> eingespart werden kann.

Rechtssicherheit: Dieses Kriterium bewertet, ob die Umsetzung der Maßnahme im Rechtsstaat Österreich erlaubt ist, oder ob es aufgrund der aktuell gültigen Rechtslage Abklärungsbedarf gibt.

Übergeordnete Energiestrategie: Dieses Kriterium soll bewerten inwieweit eine mögliche Umsetzung mit der übergeordneten Energiestrategie harmoniert.

Machbarkeit: Eine mögliche Umsetzung soll wirtschaftlich abbildbar sein und ein ausreichendes Verhältnis zwischen dem erforderlichen Aufwand und dem resultierenden langfristigen Erfolg darstellen.

Skalierbarkeit: Hier wird bewertet, ob die Idee grundsätzlich in verschiedenen Größenordnungen umsetzbar – also skalierbar ist, oder ob es hier Einschränkungen gibt bzw. die Idee überhaupt nur in der dargestellten Größenordnung darstellbar ist.

Multiplizierbarkeit: Dieses Kriterium soll abschätzen, ob die Maßnahme auch in anderen Regionen eingesetzt werden könnte, oder ob diese aufgrund ihrer Beschaffenheit nur begrenzt bzw. gar nicht multiplizierbar ist.

Innovationsgehalt: Dieses Kriterium soll zur Abschätzung dienen und darstellen, inwieweit sich die geplante Maßnahme von bereits umgesetzten Maßnahmen unterscheidet, bzw. soll das Alleinstellungsmerkmal der Maßnahme hinsichtlich der Neuartigkeit in diesem Zusammenhang bewertet werden.

Strategische Perspektive: Hier soll abgeschätzt werden, wie der zukünftige Bestand und der Erfolg der umgesetzten Maßnahme nachhaltig gesichert werden kann, wobei der Erfolg der Umsetzung maßgeblich vom Nutzen der Stakeholder abhängt.

Tabelle 3-4 zeigt wie bereits eingangs erwähnt die im Konsortium gewählten Gewichtungen der Kriterien. Diese Gewichtungen (von 1 - unwichtig bis 5 – sehr wichtig) sollen den Stellenwert des Kriteriums für das Konsortium darstellen und somit die für das Konsortium relevanten Werte bei der Bewertung berücksichtigen können. Neben der Gewichtung der Kriterien nach ihrer Relevanz ist je Kriterium eine Bewertung der einzelnen Punkte nach den in Tabelle 3-5 dargestellten Bewertungsmöglichkeiten erforderlich.

Tabelle 3-5: Bewertungsmöglichkeiten

Bewertungsmöglichkeiten	
hoher negativer Einfluss	-2
geringer negativer Einfluss	-1
keine Relevanz	0
geringer positiver Einfluss	+1
hoher positiver Einfluss	+2

Das Ergebnis der Bewertung (-2 bis +2) wurde mit der Gewichtung (1 bis 5) aus Tabelle 3-4 multipliziert um für jedes Bewertungskriterium eine Bewertungskennzahl zu erhalten. Themen, denen kein konkreter Einfluss zugeordnet werden konnte, wurden von der Bewertung ausgenommen. In diesem Fall erfolgte auch keine Gewichtung und es konnte daher bei der Bewertung der Thematik nicht berücksichtigt werden. Die Ergebnisse der einzelnen Bewertungen wurden im Anschluss summiert und eine Relevanz zur weiteren Bearbeitung (in Prozent) ermittelt. Ab einer Benchmark von 40 % wurden die Themenbereiche weiter behandelt. Diese Benchmark wurde eingeführt, um die Themenbereiche für die weitere Bearbeitung auf ein sinnvolles Maß einschränken zu können. Insgesamt haben sich 11 Themenbereiche (vgl. Abbildung 3-19) zur weiteren Bearbeitung qualifiziert. Diese Themen wurden in Form eines Konzepts intensiv weiterbearbeitet, wobei sich die Bearbeitung je nach Themenbereich und vorliegender Datenqualität unterschieden hat.



Abbildung 3-19: Selektierte Themen für die Konzepterstellung

**PV-Potentiale:** Zwei Möglichkeiten zur Nutzung des PV-Potentials werden in diesem Zusammenhang untersucht: die (1) Implementierung von gemeinschaftlichen Erzeugungsanlagen (EIWOG §16a) bzw. die (2) gemeinschaftliche Nutzung einer zentralen PV Anlage mittels Direktleitungen zu mehreren Verbrauchern im Untersuchungsgebiet. Durch die Realisierung der gemeinschaftlichen Einspeisung (EIWOG §16a) innerhalb eines Gebäudes oder mittels Direktleitung resultiert die Chance für die Entwicklung neuer Geschäftsmodelle. In einem ersten

Schritt soll das Potential für die gemeinschaftliche Nutzung von PV-Erzeugung im Projektgebiet untersucht werden. Es soll evaluiert werden, welche möglichen Standorte sich für den Bau von gemeinschaftlichen Anlagen eignen würden bzw. welche der ansässigen Betriebe den erzeugten Sonnenstrom nutzen könnten.

PV-Ladestationen: PV Ladestationen nutzen die PV-Erzeugung für den Ladevorgang des Fahrzeuges. Die auf den Parkplätzen stark frequentierter Handelsunternehmen installierten Ladestationen erlauben grundsätzlich eine Ladung innerhalb der Geschäftszeiten von 08:00-20:00 Uhr (Mo-Fr) bzw. an Samstagen in der Zeit von 08:00-18:00 Uhr. Eine vordefinierte Auslastung gibt vor, in welcher Intensität (Auslastung der Ladestation) geladen werden darf. Der erzeugte PV-Strom wird in einer ebenfalls definierten Reihenfolge von den Ladestationen genutzt und der Kunde zahlt hierfür einen eigenen Tarif (0,10 – 0,19 €/kWh). Der restliche Strom wird zum üblichen Netztarif aus dem öffentlichen Netz bezogen.

G2V/V2G: Unter Grid to Vehicle (G2V) versteht man die Speicherung von Energie in den Akkupacks von Elektrofahrzeugen aus dem Stromnetz. Unter Vehicle to Grid (V2G) versteht man die bedarfsorientierte Rückeinspeisung der gespeicherten Energie von Akkupacks in Elektrofahrzeugen zurück in das Stromnetz. Konkret soll diese Anwendung zur Kompensation von Ausgleichsenergiekosten verwendet werden, wobei die Fahrzeuge bzw. die Infrastruktur für die Anwendung als Bestand mitberücksichtigt wurden.

Abwärmenutzung: Ziel jener Maßnahme ist es, geeignete Abwärmenutzungsquellen im Projektgebiet zu definieren. Jene können dann in das Gesamtsystem eingebunden werden. Ein wesentlicher Bereich wird die Nutzung der Abwärmepotentiale der Kläranlage sein. Dazu kann eine Power to Heat Anlage mit Hochtemperaturwärmepumpen zur Fernwärme – Netzeinspeisung untersucht und bewertet werden. Auch andere Potentiale im Gewerbegebiet können definiert und eingebunden werden z.B: Fernwärme – Netz Rücklaufanhebung etc.

Dezentrales Wärme / Kältenetz: Ziel jener Maßnahme ist es, geeignete Standorte für dezentrale Energieversorgung im Hinblick auf Wärme und Kälte zu identifizieren. Dazu bedarf es einem Abgleich zum Fernwärme – Kataster (Ausbau, Netzverdichtung, Hoffungsgebiete etc.). Durch den Einsatz dezentraler Erneuerbarer kann dann eine Versorgung für Objekte durchgeführt werden (Wärme/Kältebedarf). Damit wird ein unwirtschaftlicher Ausbau der Fernwärme vermieden und das bestehende Netz optimiert. Es können verschiedene Technologien zur Energieversorgung eingesetzt werden.

Wärmenetz P2H: Im derzeitigen Energiemarkt sind, bedingt durch die historische Entwicklung von Förderregimen und Kostenstrukturen, zwei sich ergänzende Handlungsfelder entstanden. Einerseits können Stromerzeugungsanlagen mit Nahwärmeauskopplung auf Basis fester oder flüssiger Biomasse nach Auslaufen der Tarifförderung aufgrund der Brennstoffkosten oft nicht mehr rentabel betrieben werden, andererseits muss ein stetig steigender Anteil fluktuierend erzeugender Erneuerbarer (vor allem Wind, aber auch Photovoltaik) nach Auslaufen der Tarifförderung in den Markt integriert werden. Eine Kopplung dieser beiden Handlungsfelder über Power to Heat Anlagen stellt einen möglichen Lösungsansatz für beide Problemstellungen dar.

Wärmenetz PV-Integration: Diese Variante geht von der Umsetzung einer Power to Heat Variante aus. Aufbauend darauf besteht die grundsätzliche Möglichkeit, die in unmittelbarer Nähe zum Wärmenetz „Lobäcker 2“ befindliche PV-Freiflächenanlage mittels Direktleitung mit der elektrischen Erzeugungseinheit am Standort zu verbinden, um Netzkosten für diesen Anteil an Strom einzusparen. Andererseits kann dabei, nach Ablauf der

Fördertarifperiode, ein Vorteil für den Betreiber der PV-Anlage entstehen, da dieser Strom dann nicht mehr zu niedrigen Marktpreisen veräußert werden muss.

Wärmenetz – Netzoptimierung: Die Kälteversorgung gewinnt bei der energetischen Versorgung von Gebäuden immer mehr an Bedeutung. Die Kälteversorgung kann dabei auch dezentral über Sorptionskältemaschinen erfolgen, die an das Wärmenetz angeschlossen sind. Die dezentrale Kälteversorgung hat den Vorteil, dass es zu einer besseren Auslastung des Wärmenetzes in den Sommermonaten kommt und kein separates Parallelnetz erforderlich ist. Weiters können auch unterschiedliche Erneuerbare wie Solarthermie in Kombination mit Sorptionskältemaschinen eingesetzt werden. PV – Anlagen könnten entsprechende Kaltdampfkompessionsprozesse unterstützen.

Betriebliches Mobilitätsmanagement: Betriebliches Mobilitätsmanagement ist die systematische, verkehrs-trägerübergreifende Organisation aller Verkehrswege eines Betriebes.

Car-Sharing: Durch den gemeinsamen Pool an Fahrzeugen könnten Dienstwagen und CO<sub>2</sub> eingespart, sowie der lokal erzeugter Strom genutzt werden.

Letzte Meile: Die sogenannte „letzte Meile“ stellt das letzte Glied einer meist multimodalen Mobilitätskette bis zum Zielort dar. Es handelt sich dabei um die Distanz zwischen der Haltestelle des öffentlichen Verkehrsmittels und dem Zielort. Im öffentlichen Verkehr ist sie im Regelfall deutlich spürbar, da meist eine mehr oder minder große Distanz bewältigt werden muss. Die Attraktivität der letzten Meile ist mitentscheidend für die erfolgreiche Umsetzung eines klimafreundlichen Mobilitätskonzeptes.

Die unterschiedlichen Ausprägungen der Ausarbeitungsphasen werden in Abbildung 3-20 dargestellt. Die Konzepte konnten je nach Verfügbarkeit und Qualität der Daten von einer reinen Literaturanalyse bis zur Erstellung von Geschäftsmodellen führen, wobei als Ergebnis im Idealfall eine technische und wirtschaftliche Bewertung vorliegen sollte bzw. die Synergien zur Initiierung des TEC-HUBs klar hervorgehoben werden sollten.

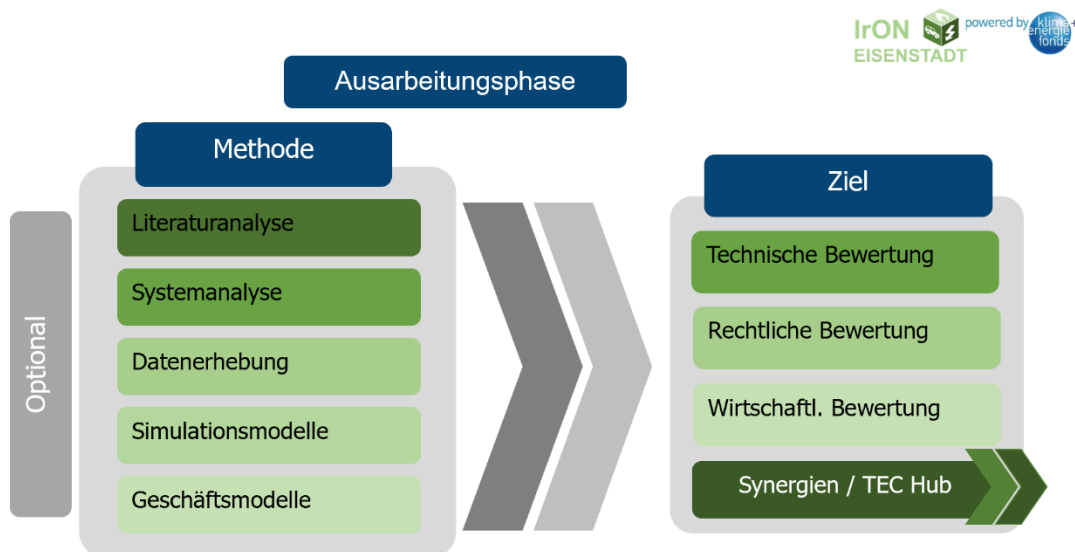


Abbildung 3-20: Mögliche Ausarbeitungsvarianten der Konzepterstellung

*Literaturanalyse:* Dieses Instrument zur Erarbeitung des Konzepts wird entweder unterstützend bzw. ergänzend zu anderen Maßnahmen oder bei fehlender Datengrundlage und keiner anderen (besseren) Möglichkeit zur Erstellung eines Simulationsmodells als einzige Bearbeitungsvariante.

*Systemanalyse:* Hier soll ein systematischer und systemischer Ansatz einer definierten Problemstellung entwickelt werden, der auf die Lösung abzielt. Zu diesem Zweck werden in der Regel alle Funktionalitäten untersucht und bewertet, um die Anforderungen der Lösungsgestaltung definieren zu können, wobei die Lösung eine zielgerichtete Veränderung bewirken soll. (Krallmann et al, 2013)

*Datenerhebung:* Die Datenerhebung kann als Vorstufe für weitere Bearbeitungsschritte angesehen werden, wie in etwa der Erstellung eines Simulationsmodells mithilfe der erhobenen Daten bzw. einer Systemanalyse.

*Simulationsmodelle:* Für die Erstellung von Simulationsmodellen liegen alle erforderlichen Daten aus der Region vor und können für die Simulation verschiedenster Szenarien verwendet werden. Alternativ können statistische bzw. generische Daten für die Auswertung herangezogen werden. Auf Basis der Simulationen können die erforderlichen Wirtschaftlichkeitsberechnungen durchgeführt werden.

*Geschäftsmodelle:* Die Erstellung eines Geschäftsmodells ermöglicht die Darstellung aller relevanten Elemente, wobei darin die Leistungsdarstellung hinsichtlich der genutzten Ressourcen, die wichtigsten Aktivitäten und die klare Darstellung des Zusatznutzens sowie der finanziellen Ausrichtung beinhaltet sind, um eine Abgrenzung zu vorangegangenen bzw. ähnlichen Modellen argumentieren zu können.

### **3.2.2 PV-Potentiale**

In diesem Kapitel wird die Nutzung des im Untersuchungsgebiet vorhandenen PV-Potentials untersucht. Im Zuge des Sondierungsprojekts wurden zwei vielversprechende Möglichkeiten näher betrachtet: (1) die Implementierung von gemeinschaftlichen Erzeugungsanlagen gemäß (Eiwog §16a), dem sogenannten Mieterstrommodell bzw. (2) die gemeinschaftliche Nutzung einer zentralen PV-Anlage mittels Direktleitungen zu mehreren Verbrauchern im Untersuchungsgebiet. In einem ersten Schritt wurde evaluiert, welche Standorte sich für den möglichen Bau von PV-Anlagen eignen würden bzw. welche Betriebe den Sonnenstrom nutzen könnten.

#### *3.2.2.1 Variante 1 Mieterstrommodell*

Die Novellierung des Eiwog im Jahre 2017 hat die Implementierung von Mieterstrommodellen für Mehrparteiengebäude erstmals möglich gemacht. Sowohl private Wohngebäude als auch gewerbliche Gebäude mit mehreren MieterInnen können von dieser neuen Form der PV-Nutzung Gebrauch machen. Durch die gemeinschaftliche Nutzung des PV-Stroms können die MieterInnen den erzeugten Strom selbst verbrauchen und sparen Energiekosten, Netzentgelte und Steuern, die beim Bezug des Stroms aus dem öffentlichen Netz anfallen würden. Der nicht direkt von den MieterInnen genutzte Strom kann als Überschussstrom in das öffentliche Netz eingespeist werden. (Bundesverband Photovoltaik Austria, 2018) Im Moment gibt es zwei verschiedene Modelle für die Abrechnung des direkt verbrauchten PV-Stromes.

### **Statische Aufteilung**

Alle TeilnehmerInnen bekommen jeweils den vereinbarten fixen Anteil der PV-Erzeugung, es wird keine Rücksicht auf den aktuellen Verbrauch genommen. Dadurch kann es geschehen, dass einzelne TeilnehmerInnen einen Überschuss aufweisen, während andere eine Unterdeckung haben. Dabei handelt es sich um eine rein wirtschaftliche Aufteilung, die mit den physikalischen Stromflüssen im Haus nicht zwingend zusammenhängt.

### Dynamische Aufteilung

Die Verteilung des erzeugten PV-Stroms erfolgt bei der dynamischen Aufteilung bedarfsgerecht – dadurch soll der Grad der Eigenversorgung angehoben werden. In diesem Fall gibt es keine vordefinierten PV-Anteile für die MieterInnen des Modells. Da für die Nutzung der PV-Stromanteile keine Miete verrechnet wird, wird der verbleibende Anteil an Überschussstrom dem PV-Anlagenbetreiber zugerechnet. (Bundesverband Photovoltaik Austria, 2018) , (PV Austria, 2017)

Für die Erstellung des Simulationsmodells wurde das statische Modell als Basis herangezogen.

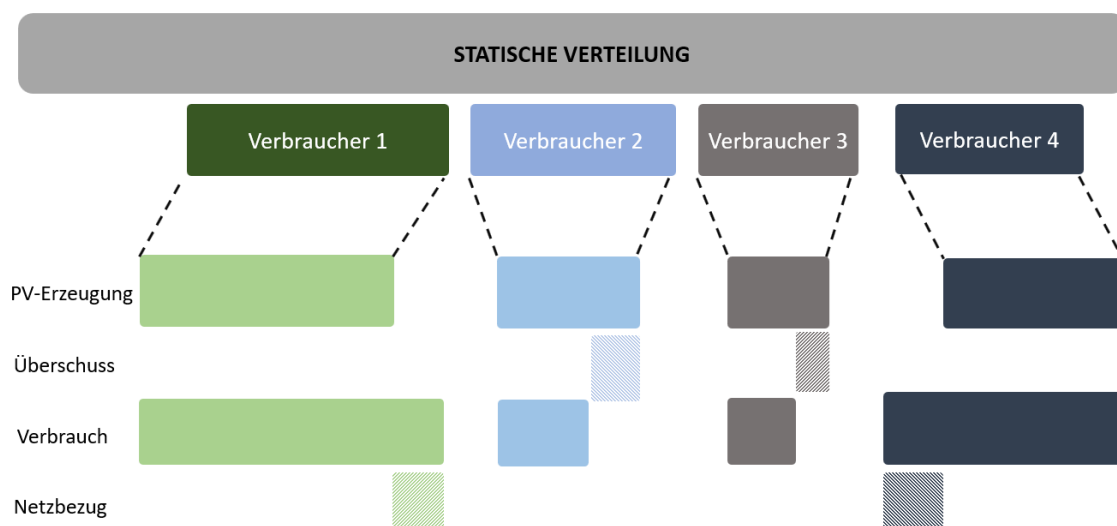


Abbildung 3-21: Mieterstrommodell – statische Aufteilung

Abbildung 3-21 zeigt die grundsätzliche Funktionsweise des statischen Mieterstrommodells. Jedem der Verbraucher ist ein gewisser Anteil der PV-Erzeugung zugewiesen. Verbraucht dieser seinen Anteil nicht, wird dieser als Überschuss in das öffentliche Netz geliefert und dem Anlagenbetreiber zugerechnet. Diese vordefinierten Anteile werden dem Verbrauch gegenübergestellt, wobei sich, wie bereits erwähnt, ein Überschuss in das öffentliche Netz ergeben kann bzw. es auch zu zusätzlichen Netzbezügen zur Kompensation etwaiger Mindererzeugung kommen kann.

Vorbereitend wurde eine Betrachtung der jeweiligen Verbraucherprofile in Relation zum Gesamtlastprofil des Gebäudes vorgenommen, wobei verschiedene PV-Anlagegrößen und die jeweiligen PV-Stromnutzungen der Teilnehmer analysiert und gegenübergestellt wurden. Zur Evaluierung der möglichen PV-Stromverbräuche wurde ein Simulationsmodell entwickelt, welches zum einen die Auswertung der Eigenverbrauchsquoten für verschiedene Anlagegrößen ermöglicht, bzw. die Analyse der Wirtschaftlichkeit für verschiedene Anlagegrößen und deren Vergleich möglich macht. Die in Abbildung 3-21 dargestellte Funktionsweise stellt die Aufteilung des erzeugten PV-Stroms und die Grundfunktionsweise des Modells dar. Es wurden drei verschiedene PV-Anlagenleistungsklassen (150 kWp, 350 kWp, 500 kWp) untersucht. Es wurde betrachtet, inwieweit sich die Netz-bezüge



durch die PV-Stromnutzung verringern bzw. wie sich der Nutzungsgrad der PV-Anlage in den verschiedenen Leistungsklassen verhält. Für die Betrachtungen des statischen Mieterstrommodells wurde das TechLab, aufgrund der Datenverfügbarkeit bzw. der Grundvoraussetzung mehrere MieterInnen in einem Gebäude zu beherbergen, herangezogen. Als Datengrundlage zur Darstellung der PV-Anlage im Simulationsmodell diente ein skalierbarer Erzeugungslastgang der PV-Anlage „Kirchäcker“. In diesem Fall wurden beide Lastgänge (TechLab und PV-Anlage) mit einer 15-Minuten Auflösung für das Modell vorbereitet. Die zur Darstellung des Mieterstrommodells ausgewählten MieterInnen und ihre Anteile sind in Tabelle 3-6 dargestellt:

Tabelle 3-6: MieterInnen und Anteile – Simulation MieterInnenstrommodell

MieterInnen	Anteil
Technologiezentrum Mittelburgenland Errichtungs- und Betriebsgesellschaft m.b.H.	30%
ETM Professional	25%
Kabel Plus	10%
Baudirektion Abt. 5 – Land Burgenland	40%

Beispielhaft werden die Ergebnisse der kleinsten Dimensionierung, der 150 kWp Anlage grafisch dargestellt und zeigen die PV-Nutzung durch die MieterInnen im TechLab im Jahresverlauf. In den Sommermonaten werden die geringsten PV-Überschüsse verzeichnet. Dies liegt am erhöhten Strombedarf der MieterInnen zur Kühlung des Gebäudes. Zur Versorgung des TechLabs können 34,15 % durch die Nutzung der PV-Anlage zur Verfügung gestellt werden. Die restlichen 65,85 % werden durch Stromlieferungen aus dem öffentlichen Netz kompensiert.

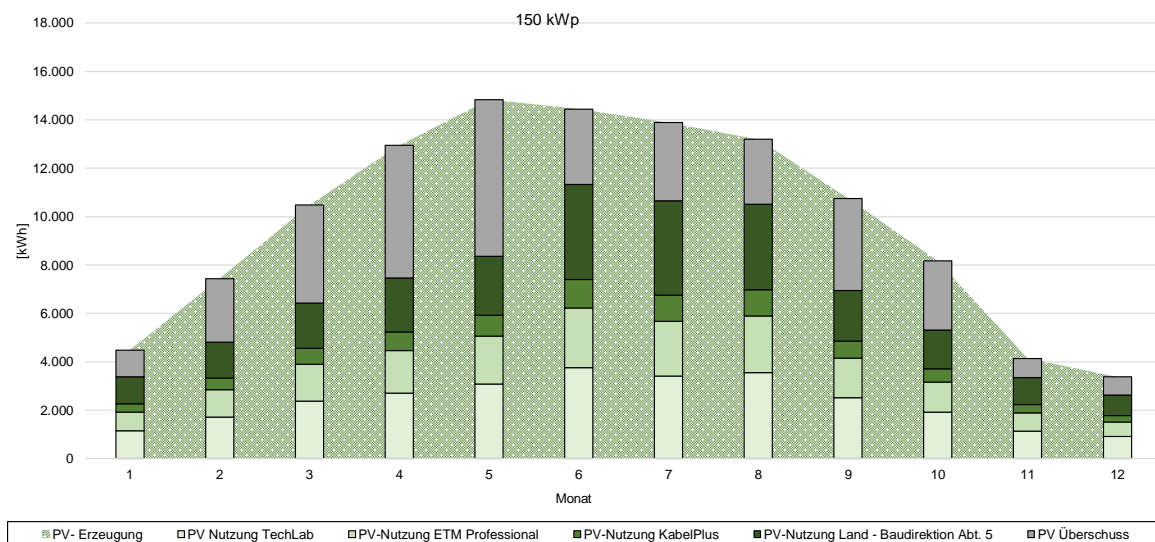


Abbildung 3-22: Auswertung statisches Mieterstrommodell – 150 kWp PV-Anlage

Die gesammelten Ergebnisse der Simulationen für alle definierten Anlagegrößen sind in Tabelle 3-7 dargestellt:

Tabelle 3-7: Auswertung der Simulationsmodelle „Mieterstrommodell“

Auswertung 150 kWp Anlage		
PV- Erzeugung	177.246,82 kWh/a	
PV-Nutzung durch MieterInnen	60.529,79 kWh/a	34,15%
Überschusseinspeisung	116.717,03 kWh/a	65,85%
Auswertung 350 kWp Anlage		
PV- Erzeugung	413.575,91 kWh/a	
PV-Nutzung durch MieterInnen	126.802,37 kWh/a	30,66%
Überschusseinspeisung	286.773,54 kWh/a	69,34%
Auswertung 500 kWp Anlage		
PV-Erzeugung	590.822,73 kWh/a	
PV-Nutzung durch MieterInnen	135.180,24 kWh/a	22,88%
Überschusseinspeisung	455.642,49 kWh/a	77,12%

Die Auswertung zeigt, dass mit steigender Anlagengröße der Eigenverbrauch der NutzerInnen in Relation sinkt, wobei die Überschusseinspeisungen in das öffentliche Netz und eine damit einhergehende Belastung des Netzes ansteigen. Daher gilt es Anlagegrößen zu wählen, die sich in Relation zum Verbraucherprofil und mit dem NutzerInnenverhalten harmonisieren. Des Weiteren wurde die Wirtschaftlichkeit der Szenarien mittels Barwertmethode berechnet. Alle berücksichtigten Parameter werden in Tabelle 3-8 dargestellt.

Tabelle 3-8: Parameter für die wirtschaftliche Betrachtung des statischen Mieterstrommodells

Parameter	Spezifikation des Parameters
Betrachtungsdauer	1 Jahr (15 Minuten Auflösung)
Betrachtungsdauer (bei Wirtschaftlichkeit)	20 Jahre
Interner Zinssatz	2 %
Investitionskosten PV-Anlage pro kWp	2.000 € / kWp <sup>1</sup>
Tarife für Solarstrom	0,10 – 0,19 €/kWh
Tarif für Netzbezug	0,20 €/kWh
Tarif für Überschusseinspeisung	0,07 €/kWh

Bei der Betrachtung der Wirtschaftlichkeit (aus der Sicht des Anlagenbetreibers) wurden folgende Cash-Flows berücksichtigt:

-	Investitionskosten (PV-Anlage, Direktleitungen, Ladestationen)
+	Erlöse PV- Stromnutzung der MieterInnen (10- 19 Cent/kWh)
+	Erlöse Überschussstrom (7 Cent/kWh / Netztarif)

Die Cash-Flows aus der Sicht der MieterInnen stellen sich wie folgt dar:

-	Kosten Netzbezug (bei zu geringer Erzeugung der PV-Anlage 20 Cent/kWh)
+	Kosten PV-Strom (10-19 Cent/kWh)

<sup>1</sup> Quelle: <https://www.pvaustria.at/meine-pv-anlage/faq/>

Die Wirtschaftlichkeit wurde für alle simulierten Anlagegrößen untersucht. Für die Berechnung der Investitionskosten der PV-Anlage wurde der Grundpreis pro kWp (siehe Tabelle 3-8 Tabelle 3-8) mit der Anlagegröße multipliziert. Für den produzierten PV-Strom wurden ebenfalls die Tarife aus Tabelle 3-8 zur Berechnung der Erlöse für den MieterInnenstrom bzw. Überschusseinspeisungen und Kosten für Netzbezüge berücksichtigt. Die Ergebnisse der Berechnung sind in Tabelle 3-9 dargestellt. Die MieterInnen haben über den gesamten Betrachtungszeitraum ein und denselben Fix -Tarif für den Sonnenstrom bezahlt, wobei dieser in verschiedenen Berechnungen zwischen 10 Cent/kWh bis 19 Cent/kWh liegen durfte. Die Überschüsse wurden an das öffentliche Netz geliefert und mit einem Tarif von 7 Cent/kWh vergütet.

Tabelle 3-9: Auswertung der Amortisationsdauer

Anlagegröße (kWp)	MieterInnenstromtarif (Cent/kWh)	Erlöse für PV-Betreiber (€/a)	Amortisationsdauer (in Jahren)
150	0,19	24.010,07	14
350	0,19	44.166,82	18
500	0,19	57.581,08	>20

Die Auswertung der Amortisationsdauer (Tabelle 3-9) zeigt, dass größere PV-Anlagen längere Amortisationsdauern haben, da zu viel Überschussstrom in das öffentliche Netz eingespeist werden muss und durch den hierfür vergüteten Tarif die Investition nicht kompensiert werden kann. Für das Mieterstrommodell empfehlen sich demnach eher kleinere Anlagegrößen (Verbrauch muss in Relation zur PV-Erzeugung stehen). Eine 75 kWp PV-Anlage würde sich unter Berücksichtigung des 19 Cent Tarifes bereits nach 11 Jahren amortisieren und eine 50 kWp PV-Anlage nach 10 Jahren.

### 3.2.2.2 Variante 2 - Direktleitung und PV

Eine Direktleitung beschreibt eine direkte Verbindung zwischen Kunde und Erzeuger, die nicht Teil des öffentlichen Netzes ist und nicht vom Netzbetreiber betrieben wird, wobei zu keinem Zeitpunkt Strom über die Direktleitung ins Verteilnetz eingespeist werden darf (Haslinger / Nagele & Partner Rechtsanwälte GmbH, 2016). Durch die Nutzung der Direktleitung ergeben sich für den Energieerzeuger sowie den Kunden finanzielle Vorteile. Dies resultiert aus der Tatsache, dass beim Bezug von Strom aus dem öffentlichen Netz ca. 1/3 des Gesamttarifs auf die Kosten für die Energie zurückzuführen ist, der Rest sind Steuern und Abgaben. Folgende Preiskomponenten sind, da die Direktleitung nicht Teil des öffentlichen Netzes ist, für den Strom bei Versorgung über eine Direktleitung nicht zu entrichten:

Tabelle 3-10: Tarifeinsparungen bei Nutzung einer Direktleitung

Bezeichnung	nähere Informationen zum Tarif
Netznutzungsentgelt Burgenland	gemessene Leistung: 2,65 Cent/kWh
	nicht gemessene Leistung 4,31 Cent/kWh (E-Control, 2017a)
Netzverlustentgelt Burgenland	Netzebene 7: 0,15 Cent/kWh (E-Control, 2017a)

Ökostromförderbeitrag	kumul. Beitrag gem. Systemnutzungsentgelte-Verordnung 2012 (E-Control, 2017b)
Systemdienstentgelt	0,198 Cent/kWh (E-Control, 2017a)

Beim Simulationsmodell zur Darstellung der Variante Direktleitung & PV erfolgte die Energieversorgung der Betriebe durch die Nutzung separater Direktleitungen, welche jeweils über den Leistungsregler mit der PV-Anlage und einem der Betriebe verbunden sind. Die Leistungsregelung sollte hierbei die Energie an die Betriebe gemäß einer Prioritätenliste verteilen. Insgesamt werden drei Betriebe von der PV-Anlage versorgt, wobei die Energieversorgung durch Strom aus dem öffentlichen Netz unterstützt wurde bzw. bei großer Energieproduktion der PV-Anlage verbleibende Überschüsse in das öffentliche Netz geliefert werden.

Die für das Modell verwendeten Lastgänge stammten von den teilnehmenden Betrieben, wobei für die Simulation die FH, die ARA und das TechLab herangezogen wurden.

Das Grundprinzip des Simulationsmodells ist in Abbildung 3-23 dargestellt und zeigt die Vorgehensweise des Modells.

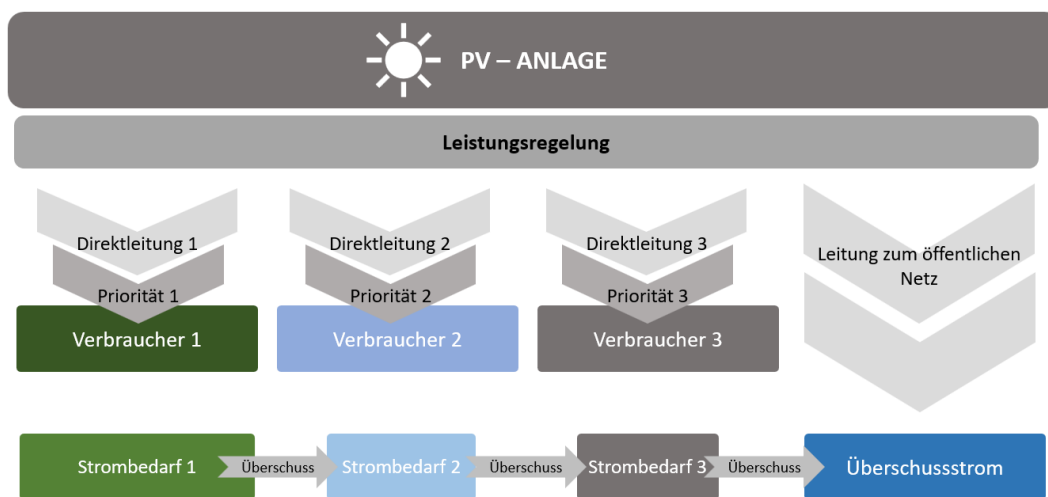


Abbildung 3-23 Grundsätzliche Funktionsweise der zentralen PV-Anlage mit Direktleitungen

Verbraucher 1 wird als Erstes über die Direktleitung mit dem erzeugten PV-Strom versorgt. Der verbleibende Überschuss wird über die Direktleitung 2 dem Verbraucher 2 zugeteilt. Solange genügend Solarstrom zur Verfügung steht, wird ein Verbraucher nach dem Anderen mit Sonnenstrom versorgt. Falls danach noch PV-Strom (Überschuss) vorhanden ist, wird dieser als Überschuss in das öffentliche Netz eingespeist. Verschiedene Prioritäten zeigten bei der Evaluierung der Gesamtnutzung keine nennenswerten Abweichungen. Daher wurde stellvertretend für alle simulierten Modelle die Simulation mit folgender Priorität näher betrachtet (1) FH, (2) ARA und (3) TechLab. Abbildung 3-24 zeigt die Energieverbräuche der teilnehmenden Betriebe in Relation zum Gesamtenergiebedarf. Die Verbräuche sind monatsweise zusammengefasst und zeigen neben kleinen Ausreißern eher konstante Verbräuche. Im Mittel benötigt die FH 35,6 % des Gesamtverbrauchs, der Abwasserverband (ARA) 51,1 % und das TechLab 13,3 %. Diese Art der Darstellung wird aus Datenschutzgründen angewendet, da die einzelnen Betriebe die absoluten Verbrauchszahlen nicht veröffentlicht werden sollen.

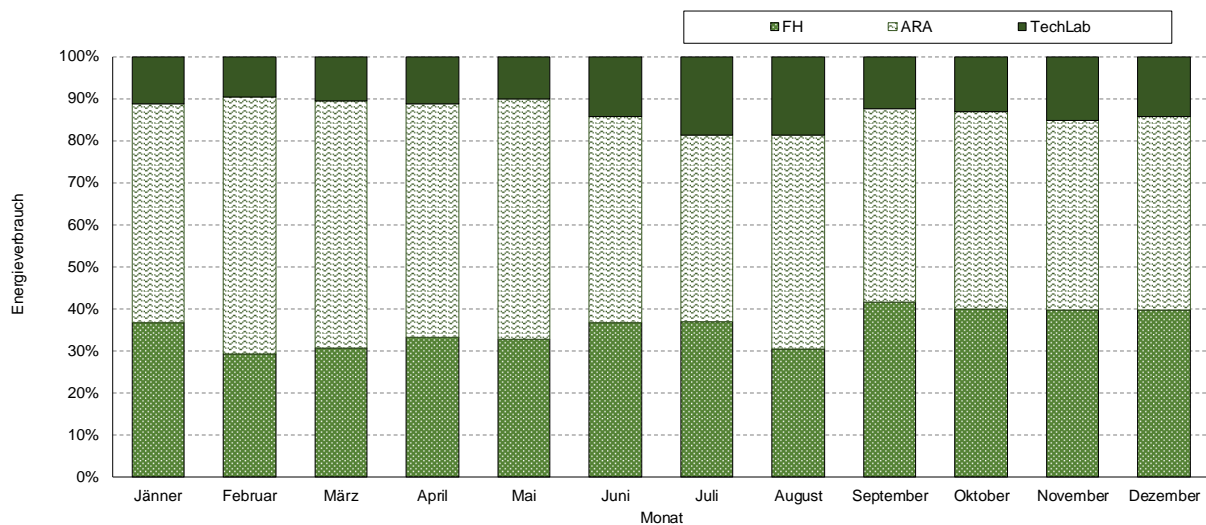


Abbildung 3-24: Darstellung des Energieverbrauchs in Relation zum Gesamtverbrauch

Stellvertretend für alle durchgeführten Berechnungen werden in der nachfolgenden Abbildung 3-25 die Ergebnisse der Simulation für die 350 kWp PV-Anlage dargestellt. Die Ergebnisse der anderen Simulationen werden im Anschluss daran tabellarisch dargestellt.

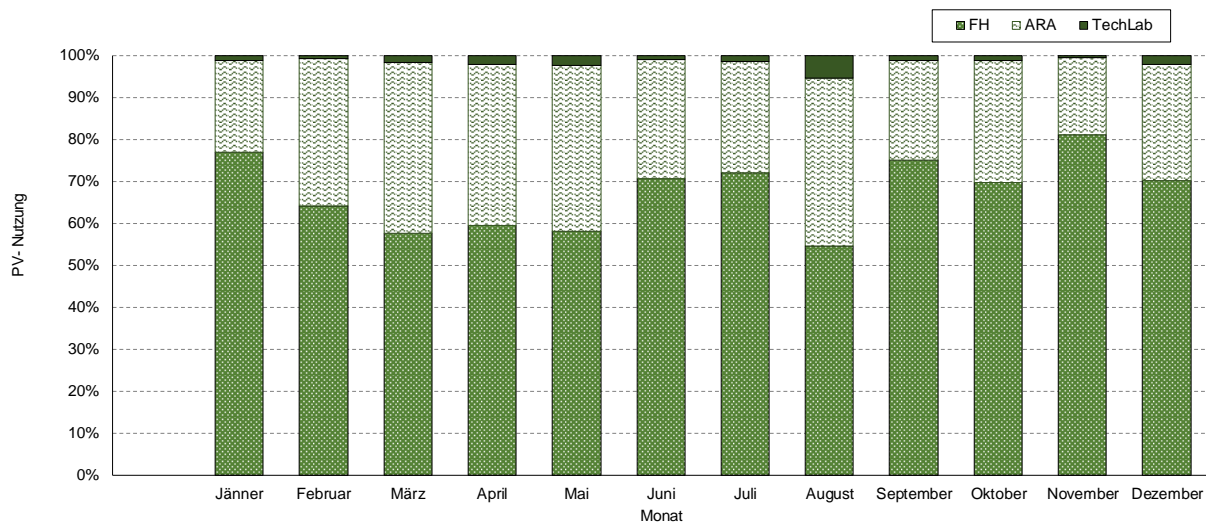


Abbildung 3-25: PV- Nutzung der Betriebe im Jahresverlauf 350 kWp PV-Anlage

Da die Anlage bilanziell nur ca. 19,5 % des Jahresenergiebedarfs bereitstellen kann, ist der Nutzungsgrad der PV-Anlage enorm. Nahezu der gesamte erzeugte PV-Strom kann von einem der drei teilnehmenden Betriebe zur Eigenversorgung genutzt werden. Im Mittel werden nur ca. 1,6 % der PV-Erzeugung als Überschuss in das öffentliche Netz geliefert. Die restl. 98,4% werden von den Betrieben genutzt. In der nachfolgenden Tabelle 3-11 werden alle Ergebnisse der Simulationen für alle vier Anlagegrößen zusammengefasst.

Tabelle 3-11: Zusammenfassung der Simulationsergebnisse von unterschiedlichen Anlagegrößen

350 kWp PV-Anlage	
Nutzung durch TeilnehmerInnen	99,4%
Überschusslieferung an das öffentliche Netz	1,6%
Bilanzielle Nutzung durch TeilnehmerInnen	19,5%

500 kWp PV-Anlage	
Nutzung durch TeilnehmerInnen	91,6%
Überschusslieferung an das öffentliche Netz	8,4%
Bilanzielle Nutzung durch TeilnehmerInnen	27,8%
750 kWp PV-Anlage	
Nutzung durch TeilnehmerInnen	76,4%
Überschusslieferung an das öffentliche Netz	23,6%
Bilanzielle Nutzung durch TeilnehmerInnen	41,7%
1.000 kWp PV-Anlage	
Nutzung durch TeilnehmerInnen	64,1%
Überschusslieferung an das öffentliche Netz	35,9%
Bilanzielle Nutzung durch TeilnehmerInnen	55,7%

In der nachfolgenden Tabelle 3-12 werden ergänzend die Anteile der MieterInnen für die jeweiligen Anlagegrößen aufgezeigt.

Tabelle 3-12: PV- Nutzung der MieterInnen bei unterschiedlichen Anlagegrößen

350 kWp		500 kWp		750 kWp		1.000 kWp	
Anteil PV-Nutzung		Anteil PV-Nutzung		Anteil PV-Nutzung		Anteil PV-Nutzung	
FH	67,5%	FH	56,9%	FH	50,0%	FH	47,0%
ARA	30,8%	ARA	37,7%	ARA	41,3%	ARA	43,5%
TechLab	1,7%	TechLab	5,4%	TechLab	8,3%	TechLab	9,5%

Insgesamt zeigt sich, dass der PV-Anteil des Erstgereihten aufgrund der größeren Energiebereitstellung von 67,5 % auf 47 % sinkt und zur Versorgung des Zweit- und Drittgereihten größere PV-Strommengen zur Verfügung gestellt werden können, wobei vor allem der Zweitgereichte profitiert. Da es sich bei dem Zweitgereihten um einen größeren Verbraucher handelt, bleiben für den Drittgereihten nur eher kleinere Energiemengen übrig. Relativ gesehen ist der Drittgereichte aber trotzdem der größte Profiteur, da sich sein Anteil von 1,7% auf 9,5% steigert. Das ist im Vergleich zum Zweitgereihten eine signifikant höhere Steigerung.

Abbildung 3-26 zeigt die genutzten PV-Anteile in Relation zum jeweiligen Energieverbrauch für die vier simulierten Leistungsklassen. Es zeigt sich, dass mit steigender Anlagengröße die Netzbezüge des Drittgereihten um 25 % sinken. Im Gegensatz dazu ändern sich diese beim Erstgereihten (in Relation zum Verbrauch) nur um 10 %. Der Zweitgereichte liegt mit 19% dicht vor dem Drittgereihten und bestätigt wiederum, dass bei größeren Anlagegrößen die Reihung nicht mehr zu allzu drastischen Unterschieden in den PV-Anteilen führt. Ab einer gewissen Anlagengröße (Erzeugung >>> Verbrauch) spielt die Reihung dann überhaupt keine Rolle mehr, da immer genug PV-Strom zur Versorgung bereitgestellt werden kann. Bei dieser Anlagengröße ist allerdings mit signifikant hohen Überschusseinspeisungen in das öffentliche Netz zu rechnen.

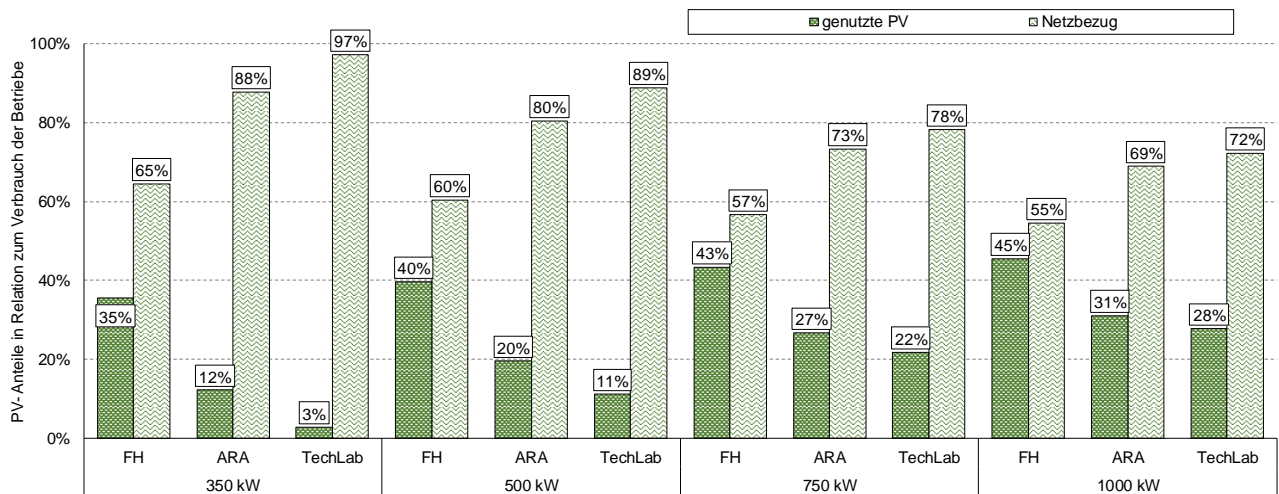


Abbildung 3-26: Darstellung der PV-Bezüge bzw. der notwendigen Netzbezüge in Relation zum Verbrauch der Betriebe

Weiters soll die Wirtschaftlichkeit der Szenarien mittels Barwertmethode berechnet werden. Alle berücksichtigten Parameter werden in Tabelle 3-13 dargestellt.

Tabelle 3-13: Parameter für die wirtschaftliche Betrachtung der zentralen Nutzung mittels Direktleitungen

Parameter	Spezifikation des Parameters
Betrachtungsdauer	1 Jahr (15 Minuten Auflösung)
Betrachtungsdauer (bei Wirtschaftlichkeit)	20 Jahre
Interner Zinssatz	2%
Investitionskosten PV-Anlage pro kWp	2.000 €/kWp (PV Austria, 2017)
Investitionskosten Direktleitungen	45.500 € (AGORA Energiewende, 2013)
Tarife für Solarstrom	0,10 – 0,19 €/kWh
Tarif für Netzbezug	0,2 €/kWh

Ergänzend werden die bei der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung berücksichtigten Cash-Flows (aus der Sicht des Anlagenbetreibers) dargestellt.

-	Investitionskosten (2.000 €/kWp + 45.500 € pauschal für die Direktleitungen <sup>2</sup> )
+	Einnahmen PV-Strom (10- 19 Cent/kWh)
+	Einnahmen Überschussstrom (7 Cent/kWh)

Aus der Sicht der teilnehmenden Betriebe stellen sich die Cash-Flows wie folgt dar:

-	Kosten Netzbezug (bei zu geringer Erzeugung der PV-Anlage 20 Cent/kWh)
-	Kosten PV-Strom (Tarife zw. 10-19 Cent/kWh)

Es wurde untersucht, inwieweit sich die Einsparungen für die Betriebe, bzw. die Erlöse für den PV-Anlagenbetreiber bei verschiedenen Tarifen für den Sonnenstrom ändern. Repräsentativ für alle Tarife (10 -19 Cent/kWh)

wurden fünf verschiedene Tarife (10, 12, 14, 16 und 18 Cent/kWh) zur Berechnung der jeweiligen Amortisationsdauern ausgewählt. Die Ergebnisse der Berechnung sind in Tabelle 3-14 dargestellt.

Tabelle 3-14: Darstellung der Amortisationsdauer verschiedener Anlagegrößen

Tarif für PV-Strom	350 kWp	500 kWp	750 kWp	1.000 kWp
10 Cent/kWh	>20 Jahre	>20 Jahre	>20 Jahre	>20 Jahre
12 Cent/kWh	18 Jahre	18 Jahre	>20 Jahre	19 Jahre
14 Cent/kWh	16 Jahre	16 Jahre	18 Jahre	18 Jahre
16 Cent/kWh	13 Jahre	16 Jahre	16 Jahre	16 Jahre
18 Cent/kWh	12 Jahre	12 Jahre	14 Jahre	14 Jahre

Die Berechnungen zur Abschätzung der Wirtschaftlichkeit zeigen, dass eine Amortisationsdauer von mind. 12 Jahren erforderlich ist, bzw. dass eine Amortisation innerhalb der Betrachtungsdauer von 20 Jahren erst ab einem Tarif von 12 Cent/kWh Sonnenstrom für die teilnehmenden Betriebe möglich wird. Weiters zeigt sich, dass sich aufgrund der hohen PV-Nutzungsgrade vor allem kleinere Anlagegrößen (350 kWp / 500 kWp) schneller amortisieren; bei größeren Anlagegrößen (750 kWp / 1.000 kWp) kommt es vermehrt zu Überschüssen in das öffentliche Netz, wodurch der Nutzungsgrad der teilnehmenden Betriebe sinkt.

### 3.2.3 PV-Ladestationen

Dieses Kapitel befasst sich mit der Nutzung von PV- Strom zur Versorgung von Ladestationen im Untersuchungsgebiet. Diese Ladestationen nutzen hierbei in erster Linie den erzeugten PV-Strom, welcher mittels einer Direktleitung von der verbundenen PV-Anlage in unmittelbarer Nähe der Ladestation zur Verfügung gestellt wird. Eine zu geringe Erzeugung der PV-Anlage wird mit Strom aus dem öffentlichen Netz kompensiert. Im Projektgebiet wurden geeignete, öffentlich zugängliche Standorte für eine mögliche spätere Umsetzung von PV-Ladestationen identifiziert.

Für die Installation von PV-Anlagen wurden geeignete Dachflächen und ihr Potential ermittelt. Als mögliche Standorte wurden mehrere ansässige Handelsunternehmen identifiziert, da es hier zum einen eine ausreichende Kundenfrequenz innerhalb der Geschäftszeiten (Mo-Fr 08:00-20:00 Uhr, Sa 08:00-18:00 Uhr) gibt, bzw. da diese Unternehmen auch über die notwendigen Dachflächengrößen für die Montage der PV-Anlagen verfügen. Insgesamt konnten neun Dachflächen im Projektgebiet als geeignet identifiziert werden.

Die Größen der Dachflächen aus den Daten für das Solarpotential ermittelt, wobei max.90 % der verfügbaren Fläche als nutzbare Fläche ausgewiesen wurden. Je nachdem, ob sich auf dem Dach bereits Verbauungen (welcher Art auch immer) befanden, wurden auch wesentlich geringere Nutzungsgrade erhoben. Für eine potentielle Umsetzung müssen die Gebäude hinsichtlich ihrer Statik überprüft werden, dies wurde im Rahmen des Projekts IrON noch nicht durchgeführt. In einem weiteren Schritt wurde dann die nutzbare Fläche für jedes Gebäude ausgewiesen. Diese Fläche diente als Basis zur Berechnung der PV-Anlagengröße. Als Parameter zur Berechnung der Anlagengröße wurde eine Fläche von 7 m<sup>2</sup>/kWp angenommen. In Tabelle 3-15 sind die Dachflächen, sowie die verwendeten Flächennutzungsgrade (bei Ost-West Ausrichtung) und die daraus resultierenden möglichen Anlagegrößen der geeigneten Betriebe aufgelistet.



Tabelle 3-15: Übersicht der Objekte und ihrer nutzbaren Dachflächen für PV-Anlagen

Bezeichnung des Standortes	Dachfläche	Art des Daches	Flächen-nutzungsgrad	Nutzbare Fläche	Mögl. Anlagengrösse
Bau- und Betriebsdienstleistungszentrum Nord	2.523 m <sup>2</sup> Gesamtfläche	Dachschrägen	90%	2.271 m <sup>2</sup>	324,43 kWp
EZE Einkaufszentrum Eisenstadt	12.375 m <sup>2</sup> Gesamtfläche Bestand +3.500 m <sup>2</sup> Neubau	Flachdach	35%	4.331 m <sup>2</sup>	618,71 kWp
Fetter Hagebaumarkt Gartencenter & Baustoff	7.943 m <sup>2</sup> Gesamtfläche	Flachdach	25 %	1.986 m <sup>2</sup>	283,72 kWp
Hofer Eisenstadt	1.448 m <sup>2</sup> Gesamtfläche	Flachdach	85%	1.231 m <sup>2</sup>	175,86 kWp
Lidl Eisenstadt	1.067 m <sup>2</sup> Gesamtfläche	Dachschrägen	90%	933 m <sup>2</sup>	133,29 kWp
Mc Donald´s Eisenstadt	409 m <sup>2</sup> Gesamtfläche	Flachdach	85%	348 m <sup>2</sup>	49,74 kWp
Müller Drogeriemarkt	1.513 m <sup>2</sup> Gesamtfläche	Flachdach	85%	1.286 m <sup>2</sup>	183,72 kWp
TechLab Eisenstadt	2.842 m <sup>2</sup> Gesamtfläche	Flachdach	85%	2.416 m <sup>2</sup>	345,14 kWp
Technologiezentrum Eisenstadt	3.191 m <sup>2</sup> Gesamtfläche	Flachdach	85%	2.712 m <sup>2</sup>	387,43 kWp

Für die Dimensionierung der Ladestation wurde angenommen, dass sich die durchschnittliche Verweildauer der KundInnen in den Betrieben des Untersuchungsgebiets im Bereich von ca. 30 Minuten befindet. Daraus resultiert die Anforderung einer möglichst kurzen Ladedauer an die Ladestation. So soll eine möglichst vollständige Ladung (80 % SOC) innerhalb dieser durchschnittlich 30 Minuten möglich sein. Aus diesem Grund wurden für die weitere Betrachtung ausschließlich Schnellladestationen herangezogen. Diese Ladestationen würden auf bestehenden Parkflächen installiert werden und sollten sich idealerweise in unmittelbarer Umgebung zur PV-Anlage befinden, um die Investitionskosten der Direktleitung möglichst gering zu halten. Die Ladeleistung für Schnellladestationen liegt bei 50 kW. Diese Größe wurde zur Dimensionierung der PV-Anlagen herangezogen. Pro 50 kWp Leistung einer PV-Anlage kann somit eine Ladestation versorgt werden. Diese Art der Dimensionierung soll größere Überschüsse in das öffentliche Netz weitestgehend vermeiden. Die Modelle wurden für folgende Szenarien berechnet:

- 2 Ladestationen
- 3 Ladestationen
- 5 Ladestationen
- 6 Ladestationen
- 7 Ladestationen
- 12 Ladestationen

Für die Simulation der Szenarien waren Erzeugungslastgänge für die in Tabelle 3-15 vorgestellten PV-Anlagegrößen erforderlich. Hierzu wurde der simulierte Lastgang der PV-Anlage Kirchacker auf die vorherrschenden Leistungsgrößen skaliert und in einer 5-Minuten Auflösung aufbereitet. Des Weiteren musste vor Beginn der Simulation festgelegt werden, welche Auslastungen die PV-Ladestationen haben werden, bzw. mit welchen Ladeständen die Autos zur Ladestation kommen werden. Für die Ladung der Autos mit verschiedenen Speicherauslastungen wurden verschiedenen Ladekurven in einer 5-Minuten-Auflösung vorbereitet. Grundsätzlich sind

verschiedene Speicherstände für eine anschließende Ladung möglich. Umso höher der SOC ist, desto kürzer fällt die jeweilige Ladedauer aus. Abbildung 3-27 zeigt den Ladeverlauf bei unterschiedlichen Ladezuständen des Fahrzeugs (SOC) bei Beginn der Ladung und diente als Basis zur Modellierung der Ladekurven bei einer Leistung von 50 kW.

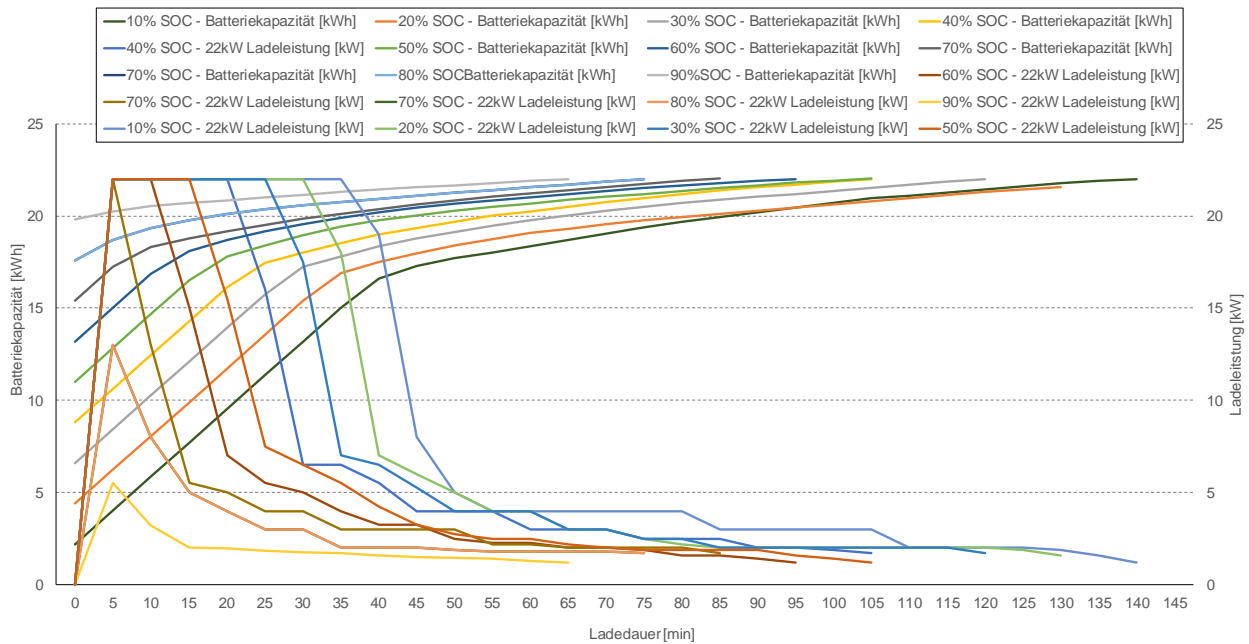


Abbildung 3-27: Verlauf der Ladung in Abhängigkeit vom SOC bei Beginn der Ladung, Daten aus (Fasthuber & Litzlbauer, 2016; Mültin, M., 2014)

Wie bereits eingangs erwähnt, wurden zusätzlich verschiedene Auslastungen (bei mehreren PV-Ladestationen) berücksichtigt. Im Zuge der Simulationsmodellentwicklung wurden vier verschiedene Auslastungen (25%, 50%, 75% und 100%) für die PV-Ladestationen definiert, um die Nutzung der Ladestationen eindeutig definieren zu können. Wiederrum wird eine der Simulation beispielhaft dargestellt und die Ergebnisse grafisch aufbereitet. In Abbildung 3-28 sind die Ausgangsbedingungen bzw. die grundsätzliche Funktionsweise des Simulations-modells für die PV-Ladestationen und die teilnehmenden Fahrzeuge zur Ladung dargestellt. Die Ausgangsbedingungen wurden vom Ersteller des Modells willkürlich ausgewählt und sollen zeigen, inwieweit sich das Nutzungsverhalten des PV-Stroms bei steigender Anzahl an Ladestationen und sinkender Auslastung der Ladesäule verhält.

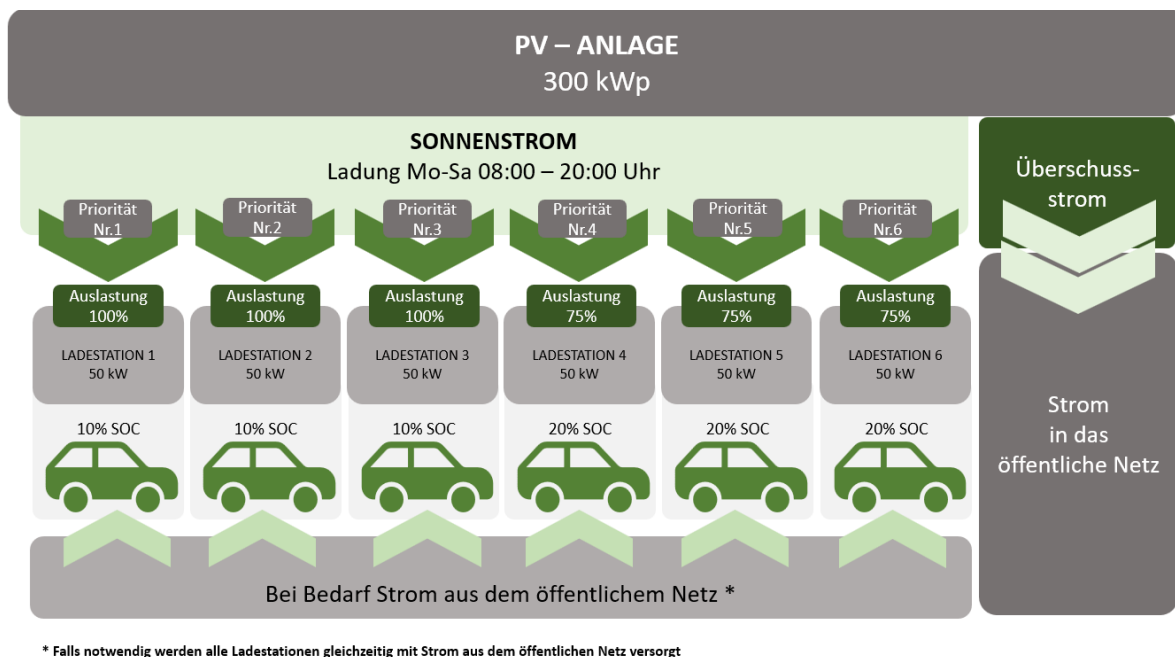


Abbildung 3-28: Darstellung des Szenarios mit 6 PV-Ladestationen

Die ersten drei Stationen haben eine Auslastung von 100 %. Das bedeutet, dass ein Auto nach dem anderen (ohne Pause dazwischen) geladen wird. Diese Ladungen starten Montag bis Samstag ab 08:00 Uhr und sind bis 20:00 Uhr möglich. Die Fahrzeuge, die zu den Ladestationen 1,2 und 3 kommen haben zu Beginn der Ladung einen SOC von 10 %. Die Stationen 4,5 und 6 haben eine Auslastung von 75 %, wobei die Fahrzeuge einen SOC von 20 % aufweisen. Außerhalb der Öffnungszeiten und an Sonntagen ist keine Ladung möglich. Der gesamte erzeugte PV-Strom wird als Überschuss in das öffentliche Netz eingespeist. An intensiven Sonnentagen bzw. in den Sommermonaten kann es ebenfalls zu Überschüssen kommen, die dann in das öffentliche Netz eingespeist werden. Gegen Ende der Lademöglichkeit in den frühen Abendstunden bis 18 Uhr kann es vor allem in der Übergangszeit und den Wintermonaten zu geringeren PV-Erzeugungen kommen. Diese müssen durch zusätzlichen Strom aus dem öffentlichen Netz kompensiert werden, um eine Ladung der Fahrzeuge innerhalb der Öffnungszeiten gewährleisten zu können.

Stellvertretend für alle simulierten Szenarien soll das Modell mit 6 PV-Ladestationen dargestellt werden. Im Anschluss daran werden die Ergebnisse der anderen Simulationen in einer Tabelle zusammengefasst. Abbildung 3-29 zeigt die grafische Auswertung der Simulation. Ladestation 1 kann insgesamt 37,7 % (87.440,76 kWh) des kumuliert genutzten PV-Stroms nutzen, Ladestation 2 26,0 % (60.197,59 kWh), Ladestation 3 17,8 % (41.282,08 kWh), Ladestation 4 9,5 % (21.959,57 kWh), Ladestation 5 5,8 % (13.562,51 kWh) und Ladestation 6 3,2% (7.454,35 kWh). Die PV-Nutzung der Ladestation 6 zeigt trotz gleicher Ausgangsbedingungen (Auslastung, SOC des Fahrzeugs bei Ladebeginn) wie 4 und 5 eine signifikant geringere PV-Nutzung (bei Betrachtung der absoluten Zahlen). Einbußen treffen immer die letzte Ladestation im Szenario. Es hat sich gezeigt, dass es nur wenige Zeitpunkte im Jahresverlauf gibt, an denen ein größerer PV-Nutzungsanteil zur Versorgung der letzten Ladestation zur Verfügung gestellt werden kann.

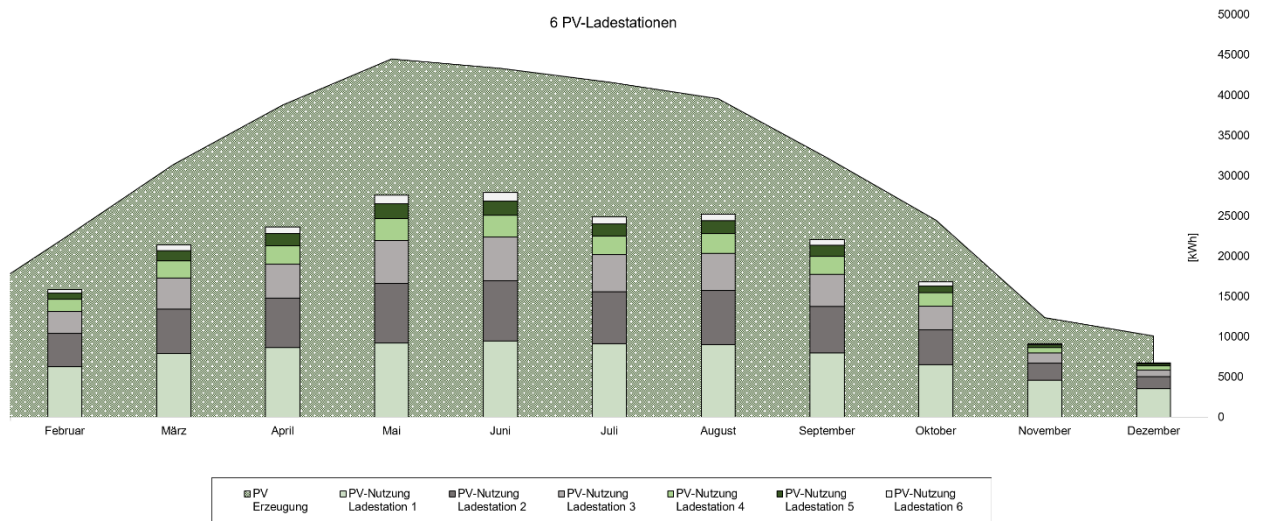


Abbildung 3-29 Szenario – 6 PV-Ladestationen im Jahresverlauf

Wie bereits eingangs erwähnt, werden in der nachfolgenden Tabelle 3-16 alle Ergebnisse der durchgeführten Simulationen zusammengefasst.

Tabelle 3-16: Ergebnisse der Simulationsmodelle mit variierender Anzahl an PV-Ladestationen

2 PV-Ladestationen 100 kWp			3 PV-Ladestationen 150 kWp		
Ladestation	Versorgung (kWh)	Anteil PV (%)	Ladestation	Versorgung (kWh)	Anteil PV (%)
Ladestation 1	62.973,48 kWh	80,5%	Ladestation 1	73.819,18 kWh	41,6%
Ladestation 2	15.194,94 kWh	19,5%	Ladestation 2	33.920,40 kWh	19,1%
Genutzter PV-Strom	78.168,42 kWh	28,2%	Ladestation 3	9.517,62 kWh	5,37%
Notw. Netzbezug	199.024,56 kWh	71,8%	Genutzter PV-Strom	117.257,82 kWh	28,2%
			Notw. Netzbezug	298.550,52 kWh	71,8%
5 PV-Ladestationen 250 kWp			6 PV-Ladestationen 300 kWp		
Ladestation	Versorgung (kWh)	Anteil PV (%)	Ladestation	Versorgung (kWh)	Anteil PV (%)
Ladestation 1	84.402,42 kWh	40,8%	Ladestation 1	87.440,80 kWh	37,7%
Ladestation 2	53.971,45 kWh	26,1%	Ladestation 2	60.197,59 kWh	26,0%
Ladestation 3	33.632,43 kWh	16,2%	Ladestation 3	41.282,08 kWh	17,8%
Ladestation 4	25.801,96 kWh	12,4%	Ladestation 4	21.959,57 kWh	9,5%
Ladestation 5	9.199,42 kWh	4,4%	Ladestation 5	13.562,51 kWh	5,8%
Genutzter PV-Strom	207.007,68 kWh	35,9%	Ladestation 6	7.454,35 kWh	3,2%
Notw. Netzbezug	369.164,14 kWh	64,1%	Genutzter PV-Strom	231.896,86 kWh	36,0%
			Notw. Netzbezug	412.195,64 kWh	64,0%

**7 PV-Ladestationen 350 kWp**

**12 PV-Ladestationen 600 kWp**

Ladestation	Versorgung (kWh)	Anteil PV (%)	Ladestation	Versorgung (kWh)	Anteil PV (%)
Ladestation 1	89.769,04 kWh	21,7%	Ladestation 1	96.563,77 kWh	13,6%
Ladestation 2	65.023,90 kWh	15,7%	Ladestation 2	78.317,76 kWh	11,1%
Ladestation 3	47.201,39 kWh	11,4%	Ladestation 3	65.709,58 kWh	9,3%
Ladestation 4	25.397,60 kWh	6,1%	Ladestation 4	45.686,46 kWh	6,4%
Ladestation 5	17.763,61 kWh	4,3%	Ladestation 5	37.815,12 kWh	5,3%
Ladestation 6	10.840,95 kWh	2,6%	Ladestation 6	25.000,25 kWh	3,5%
Ladestation 7	13.060,09 kWh	3,2%	Ladestation 7	20.245,19 kWh	2,9%
Genutzter PV-Strom	269.056,59 kWh	37,9%	Ladestation 8	16.850,54 kWh	2,4%
Notw. Netzbezug	439.899,45 kWh	62,1%	Ladestation 9	13.881,80 kWh	2,0%
			Ladestation 10	7.347,71 kWh	1,0%
			Ladestation 11	5.302,85 kWh	0,8%
			Ladestation 12	4.063,43 kWh	0,6%
			Genutzter PV-Strom	416.784,46 kWh	45,2%
			Notw. Netzbezug	507.787,68 kWh	54,8%

Die Wirtschaftlichkeit der Szenarien wird Barwertmethode berechnet. Tabelle 3-17 zeigt die gewählten Parameter zur Berechnung der Wirtschaftlichkeit für die simulierten Szenarien.

Tabelle 3-17: Parameter für die wirtschaftliche Betrachtung des Simulationsmodells PV-Ladestationen

Parameter	Spezifikation des Parameters
Betrachtungsdauer	1 Jahr (5 Minuten Auflösung)
Betrachtungsdauer (bei Wirtschaftlichkeit)	20 Jahre
Zinssatz	2%
Investitionskosten PV-Anlage pro kWp	2.000 € / kWp (PV Austria, 2017)
Investitionskosten Ladestation inkl. Infrastruktur	25.500 € / Stk. (AGORA Energiewende, 2013)
Investitionskosten Direktleitungen	2.350 € /Stk (AGORA Energiewende, 2013)
Tarif für Solarstrom	0,15 €/kWh
Tarif für Netzbezug	0,20 €/kWh
Tarif für Überschusseinspeisung	0,07 €/kWh

Ergänzend werden die in der Wirtschaftlichkeitsberechnung verwendeten Cash-Flows aus der Sicht des Anlagenbetreibers (PV-Ladestationen & PV-Anlage) dargestellt.

-	Investitionskosten (PV-Anlage, Direktleitungen, Ladestationen)
+	Erlöse Ladungen (10- 19 Cent/kWh)
+	Erlöse Überschussstrom (7 Cent/kWh / Netztarif)

Aus der Sicht der PV-LadestationsnutzerInnen ergeben sich nachfolgende Cash-Flows:

+	Kosten Ladung mit PV-Strom (10- 19 Cent/kWh)
+	Kosten Ladung Netzstrom (20 Cent/kWh / Netztarif) – Kompensation Mindererzeugung

Alle Berechnungen wurden auf dieselbe Art und Weise durchgeführt. Je nach Spezifikation der PV-Anlage wurden alle erforderlichen Parameter aus Tabelle 3-17 ausgewählt und mit der Anzahl der Ladestationen bzw. der Größe der PV-Anlage multipliziert. Diesen Investitionskosten wurden Erlöse aus der Ladung der Fahrzeuge und Überschüssen in das öffentliche Netz gegenübergestellt, wobei auch Kosten für Strombezüge aus dem öffentlichen Netz zur Kompensation der Mindererzeugung berücksichtigt wurden. Tabelle 3-18 zeigt die Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsberechnungen aller betrachteten Szenarien.

Tabelle 3-18: Wirtschaftlichkeitsbetrachtung der PV-Ladestations-Szenarien [eigene Darstellung]

Szenario	Investitionsvolumen	Amortisationsdauer
2 PV-Ladestationen	255.700 €	16 Jahre (bei 19 Cent/kWh)
3 PV-Ladestationen	383.550 €	16 Jahre (bei 19 Cent/kWh)
5 PV-Ladestationen	693.200 €	15 Jahre (bei 19 Cent/kWh)
6 PV-Ladestationen	767.100 €	17 Jahre (bei 19 Cent/kWh)
7 PV-Ladestationen	894.950 €	16 Jahre (bei 19 Cent/kWh)
12 PV-Ladestationen	1.534.200 €	16 Jahre (bei 19 Cent/kWh)

Die Auswertung der Wirtschaftlichkeitsberechnungen zeigt, dass sich alle simulierten Szenarien erst ab einem Tarif von 16 Cent/kWh innerhalb des Betrachtungszeitraums von 20 Jahren amortisieren, wobei das Szenario mit jeweils 5 PV-Ladestationen mit einer Amortisationsdauer von 15 Jahren das beste Ergebnis zeigt.

Bei näherer Betrachtung der simulierten Szenarien zeigt sich, dass alle PV-Anlagen überdimensioniert worden sind. Die Größe der PV-Anlage anhand der Spitzenleistung der Ladestation auszulegen hat sich als nicht optimal erwiesen. Bei steigender Anzahl an Ladestationen und damit einhergehender größerer PV-Anlage steigt zwar der Anteil am genutzten PV-Strom von 28,2% bei 2 Ladestationen auf 45,2% bei 12 Ladestationen. Leider bedingt die größere PV-Anlage auch signifikant höhere Überschüsse, die das Netz belasten und zu niedrigeren Einspeisetarifen verkauft werden müssen. Im Anschluss an die Wirtschaftlichkeit wird daher noch eine weitere Simulation mit einer verringerten Anlagengröße vorgestellt.

Abbildung 3-30 zeigt das Szenario mit 12 PV-Ladestationen (300 kWp PV-Anlage). Ladestation 1 kann insgesamt 24,7 % (87.440,76 kWh) des kumuliert genutzten PV-Stroms nutzen, Ladestation 2 16,9% (60.197,59 kWh), Ladestation 3 11,7 % (41.282,08 kWh), Ladestation 4 8,5 % (30.518,33 kWh), Ladestation 5 5,6 % (19.823,27 kWh), Ladestation 6 3,1% (10.911,43 kWh), Ladestation 7 2,1 % (7.454,35 kWh), Ladestation 8 1,96% (13.881,80 kWh), Ladestation 9 1,04% (7.347,71 kWh), Ladestation 10 0,75 % (5.302,85 kWh) Ladestation 11 0,16 % (570,42 kWh) und Ladestation 12 0,09 % (312,89 kWh). Dieses Szenario zeigt den höchsten PV-Nutzungsgrad. Insgesamt können 76,31 % der PV-Erzeugung genutzt werden. Nur 23,69 % müssen als Überschuss in das öffentliche Netz geliefert werden, allerdings können insgesamt nur 29,40 % der benötigten Energie für die Ladevorgänge durch die PV-Anlage bereitgestellt werden. Die restlichen 70,60 % werden vom öffentlichen Netz zugekauft.

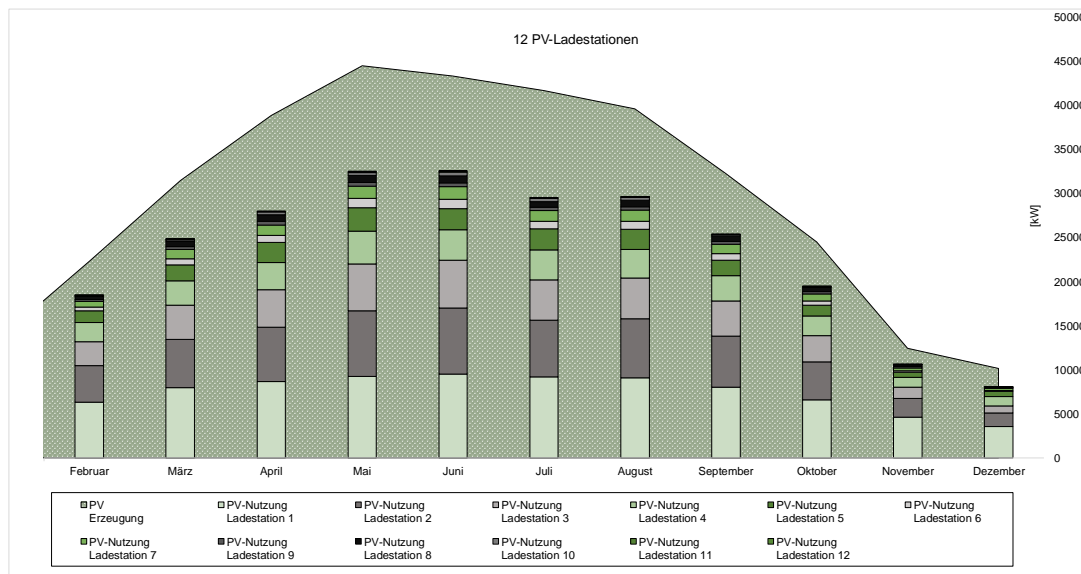


Abbildung 3-30: Szenario – 12 PV-Ladestationen (mit 300 kWp PV-Anlage) im Jahresverlauf, Quelle: eigene Darstellung

Die Auswertung der Wirtschaftlichkeit zeigt, dass sich die kleinere Dimensionierung der PV-Anlage sehr positiv auswirkt. Ohne jegliche Förderung sind Amortisationsdauern im Bereich von 9-18 Jahren möglich. Würde man zusätzlich eine Investitionsförderung der PV-Anlage (50 % der Investition) bzw. eine Investitionsförderung der PV-Ladestation (max. 7.500 € je Station) nutzen können, würde sich die Amortisationsdauer auf 4 – 9 Jahre verkürzen.

### 3.2.4 G2V/V2G

Unter Grid to Vehicle (G2V) versteht man die Speicherung von Energie im Akku von Elektrofahrzeugen aus dem Stromnetz. Vehicle to Grid (V2G) bezeichnet die bedarfsorientierte Rückeinspeisung der gespeicherten Energie in das Stromnetz. Bei einer möglichen Nutzung von G2V/ V2G im Untersuchungsgebiet könnte die Nutzung mit weiteren Anwendungsbereichen wie in etwa betrieblichem Car-Sharing bzw. eine Nutzung von Elektrofahrzeugen für diverse Dienstfahrten verknüpft werden. Mithilfe eines Simulationsmodells soll untersucht werden, ob G2V/V2G-Anwendungen zur Kompensation von Ausgleichsenergie und damit verbundenen Kosten verwendet werden können, bzw. in welchem Bereich diese Kompensation angesiedelt ist.

Es wurde ein Simulationsmodell entwickelt, welches durch gezielte Lade/ Entladevorgänge von Elektrofahrzeugen zur Kompensation von Ausgleichsenergiekosten bzw. zur Erhöhung der Erlöse durch Ausgleichsenergie-lieferungen bzw. Bezüge führen soll. Als Basis dieses Modells wurde ein Fahrtenbuch der FH Burgenland analysiert. Alle sich daraus ergebenden Fahrten wurden in das Simulationsmodell eingebettet, um diese Zeitfenster für etwaige G2V/V2G Aktivitäten zu sperren. In den Zeitfenstern zwischen den Fahrten stand das Fahrzeug grundsätzlich für G2V/V2G zur Verfügung.

Für die Erstellung des Modells sind die Daten über geplante Windenergieerzeugungsmengen und gehandelte Windenergiemengen erforderlich, um die Abweichungen von verkaufter und erzeugter Energie beziffern zu können. Eine weitere Grundvoraussetzung für die Realisierung eines solchen Modells wäre der Forecast von Ausgleichsenergiepreisen, da der Ausgleichsenergiepreis in Kombination mit der abweichenden Windenergiemenge (Abweichung zwischen Verkauf und Erzeugung) Aufschluss darüber gibt, ob zum Betrachtungszeitpunkt Kosten oder Erlöse entstehen. Prinzipiell sind zwei verschiedene Arten von Kosten möglich.

Tabelle 3-19: Darstellung der möglichen Ausgleichsenergiekosten- und Erlöse

Kosten / Erlöse	Kompensationsmethode
Kosten AE-Lieferungen	Kompensation durch gezielte Ladungen (G2V)
Kosten AE-Bezüge	Kompensation durch gezielte Entladungen (V2G)
Erlöse AE-Lieferungen	Kompensation durch gezielte Ladungen (G2V)
Erlöse AE-Bezüge	Kompensation durch gezielte Entladungen (V2G)

Abbildung 3-31 zeigt die grundsätzliche Funktionsweise des Simulationsmodells.

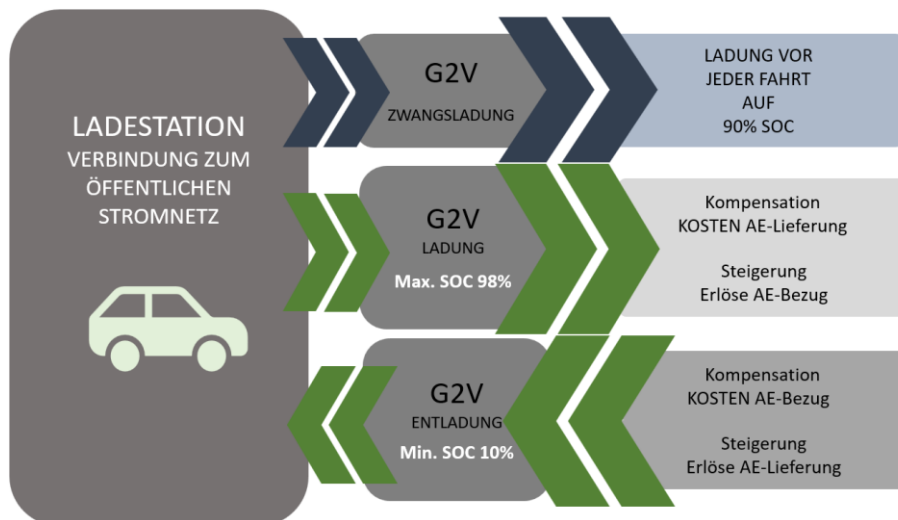


Abbildung 3-31: Grundsätzliche Funktionsweise des Simulationsmodells

Die Entladung des Fahrzeugs ist bis zu einem SOC von 10 % möglich – eine Entladung direkt nach der Ankunft des Wagens (SOC von 20 %) ist nicht vorgesehen. Analog zur Ladung wird auch bei der Entladung bei jedem Zeitschritt der SOC erhoben und aufgrund dessen entschieden, ob eine weitere Entladung möglich ist und in welcher Leistungsgröße. Vor einer AE-Entladung muss immer eine AE-Ladung vorangegangen sein, wobei diese beiden Zustände im Rahmen der Zeitfenster auch abwechselnd hintereinander stattfinden können. Vor jeder Fahrt wird der SOC des Fahrzeugs geprüft. Bei einem SOC kleiner 98 %, startet der Ladevorgang bis das Fahrzeug einen SOC von 98 % erreicht hat. Nach der Fahrt wird der SOC wiederum auf 20 % zurückgesetzt. Die erste Ladung/Entladung erfolgt dann wieder sobald Ausgleichsenergiekosten entstehen würden bzw. sobald Erlöse für Ausgleichsenergiebezüge oder -lieferungen möglich sind.

Die Simulation wurde in einer 5-Minuten Auflösung durchgeführt. Zum einen wurde untersucht inwieweit die Kosten für Ausgleichsenergie kompensiert werden können bzw. inwieweit zusätzliche Erlöse durch die Bereitstellung bzw. Nutzung von Ausgleichsenergie erwirtschaftet werden können. In einem ersten Schritt wurde für jeden Monat erhoben, in welcher Höhe Kosten durch Ausgleichsenergie entstanden sind bzw. in welcher Höhe sich die Erlöse für die Ausgleichsenergie bewegen. Danach wurde die Auswirkung von G2V/V2G analysiert. Zum einen wurde untersucht wie oft Ladungen/Entladungen die Kosten von AE kompensieren konnten und wie sich die Kosten/ Erlöse insgesamt verändert haben.

Abbildung 3-32 zeigt das Lade- bzw. Entladeverhalten (eines Fahrzeugs im Jahresverlauf). Insgesamt werden 4.860 Zeitschritte mit AE-Entladungen sowie 4.440 Zeitschritte mit AE-Ladungen verzeichnet. Die notwendigen Ladungen vor der Fahrt finden zu 1.678 Zeitschritten statt. 11.652 Zeitschritte ist das Fahrzeug nicht verfügbar,



da es unterwegs ist. Es zeigt sich, dass mehr Entladungen als Ladungen zur Kompensation notwendig sind. Vor allem im Mai wurden besonders viele Entladungen detektiert. Die wenigsten Entladungen haben im Jänner stattgefunden.

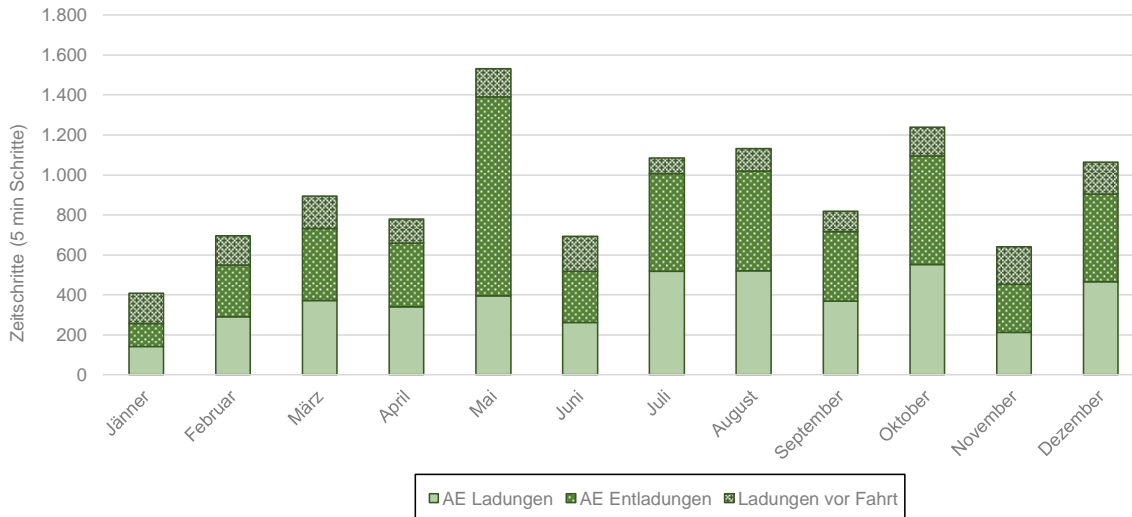


Abbildung 3-32: Ladeverhalten im Jahresverlauf (1 Fahrzeug)

Eine Auswertung der Ausgleichsenergiekosten soll zur Darstellung des Potentials der G2V/V2G Aktivitäten herangezogen werden. Abbildung 3-33 zeigt die skalierten (auf 3 MW) Ausgleichsenergiekosten im Jahresverlauf. Im Februar wurden die höchsten Kosten für Ausgleichsenergie verzeichnet bzw. konnten im Jänner die höchsten Erlöse erzielt werden. Generell sind die ersten drei Monate im Vergleich zu den anderen Monaten mit sehr hohen Kosten verbunden. Weiters ist ersichtlich, dass sich die Erlöse bzw. Kosten in den restlichen Monaten in ähnlichen Bereichen bewegen. Der Jänner scheint mit seinen hohen Erlösen ein Ausreißer zu sein.

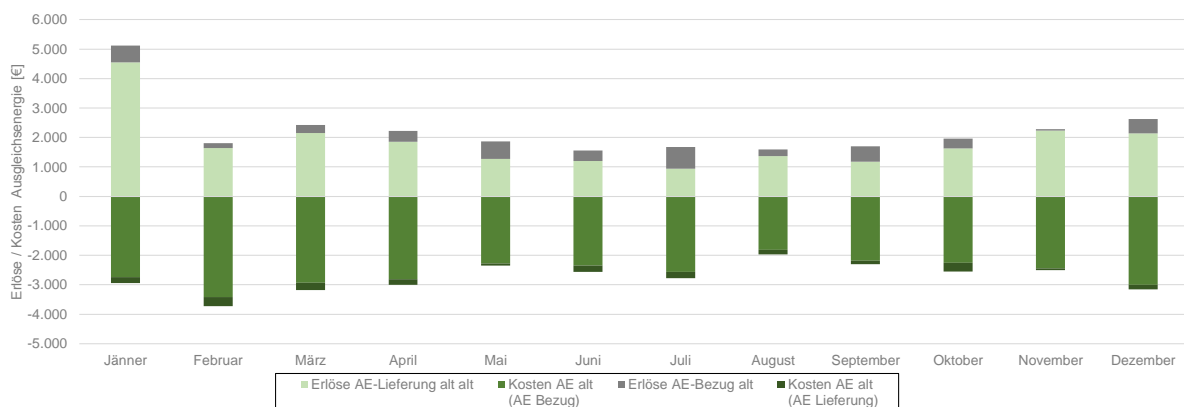


Abbildung 3-33: Darstellung der Ausgleichsenergiekosten (für 3 MW) ohne Kompensation

Dieses Phänomen setzt sich auch bei der Betrachtung der Potentiale von G2V/V2G-Anwendungen (eine Ladestation / Kompensation AE auf 3 MW skaliert) fort. Auch hier ist der Jänner erneut der Monat mit dem größten Einsparungspotential. Der Mai zeigt das geringste Einsparungspotential. Bei dieser Betrachtung sind allerdings noch keine Netzegebühren berücksichtigt.

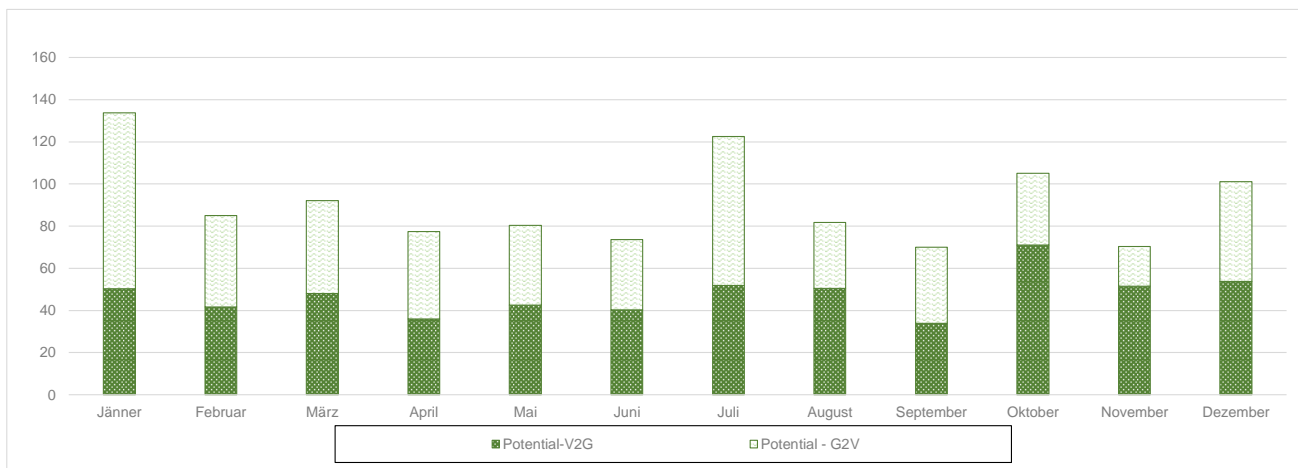


Abbildung 3-34: Darstellung des Potentials im Jahresverlauf (1 Fahrzeug – 3MW WKA)

Folgende Cash-Flows ergeben sich aus der Sicht des Windkraftanlagenbetreibers:

-	Kosten für den Energietransfer über das öffentliche Netz (1/3 der Stromkosten → 6,67 Cent/kWh)
-	Kosten für den G2V/V2G Abruf (1 Cent/kWh -10 Cent/kWh)

Aus der Sicht des LadestationsnutzerInnen ergeben sich nachfolgende Cash-Flows:

-	Kosten für Ladungen vor der nächsten Fahrt (20 Cent/kWh – Strom aus dem öffentlichen Netz)
+	Erlöse für G2V/V2G Flexibilität (während der Standzeit - Tarif (1 Cent/kWh -10 Cent/kWh)

Die Auswertungen haben gezeigt, dass ab Februar signifikant geringere Ausgleichsenergiekosten fällig gewesen sind. Dies spricht für eine rasche Reaktion und ein großes Verständnis der BrokerInnen der Energie Burgenland. Es hat sich gezeigt, dass G2V/V2G im Moment keine Option für die Kompensation von Ausgleichsenergie darstellt, vor allem wenn man an die umfassende notwendige Infrastruktur für die Realisierung denkt. Des Weiteren gibt es im Moment nur eine sehr kleine Anzahl an Elektroautoherstellern, die Fahrzeuge bauen, die die V2G-Technologie bereits integrieren konnten.

### 3.2.5 Betriebliches Mobilitätsmanagement

Als betriebliches Mobilitätsmanagement wird die systematische, verkehrsträgerübergreifende Organisation aller Verkehrswege eines Betriebes bezeichnet. Ziel ist die ökonomische und ökologische Optimierung sämtlicher Mobilitätsabläufe. Dazu gehören die Arbeits- und Dienstwege der Beschäftigten, die nachhaltige Erreichbarkeit des Betriebes für KundInnen und GeschäftspartnerInnen, aber auch die effiziente Abwicklung von Versand und Lieferverkehr. Im Rahmen des betrieblichen Mobilitätsmanagements ist es notwendig, dass die Geschäftsführung und die MitarbeiterInnen umfassend über umweltfreundliche Mobilitätsmaßnahmen informiert und beraten werden. Zudem sind auch entsprechende Maßnahmen zur Sicherstellung der Motivation und in weiterer Folge der Teilnahme an einem derartigen Programm notwendig.

Vor allem ist die Information der Betriebe und MitarbeiterInnen hinsichtlich der Vorteile der Maßnahmen des betrieblichen Mobilitätsmanagement unerlässlich. Viele der Vorteile sind nur indirekt monetär zu bewerten, wie



etwa die Verringerung von Krankenständen der Mitarbeiter durch die regelmäßige Bewegung bei Anreise mit dem Rad oder zu Fuß oder die Steigerung der Mitarbeiterzufriedenheit, die sich unter Umständen in höherer Produktivität niederschlägt. Nachstehende Aufzählung zeigt mögliche Vorteile für Beschäftigte und Unternehmen die sich durch verschiedenste Mobilitätsmaßnahmen ergeben können.

**Beschäftigte**

- sparen Treibstoffkosten
- profitieren von positiven Gesundheitseffekten durch weniger Stress und mehr Bewegung
- können sich bei gemeinsamen Fahrten mit den Kollegen austauschen und entspannen
- kommen in vielen Fällen schneller an ihr Ziel
- profitieren von attraktiven Mitarbeiterangeboten, zum Beispiel einem hochwertigen Dienstrad, das auch privat genutzt werden darf oder von einem Jobticket, mit dem sie abends oder am Wochenende weitere Personen kostenlos mitnehmen können

**Unternehmen**

- sparen Kosten für Parkraum und können diesen werthaltiger nutzen
- senken den Krankenstand in der Belegschaft
- verringern die Zahl der Wegeunfälle im PKW-Verkehr
- steigern die Zufriedenheit ihrer Beschäftigten
- fördern Kontakt und Austausch ihrer Beschäftigten auf dem Weg zur Arbeit
- stärken ihre Attraktivität als Arbeitgeber
- verbessern die Erreichbarkeit des Standortes
- verbessern ihre CO<sub>2</sub>-Bilanz

Im Untersuchungsgebiet sind rd. 4.000 MitarbeiterInnen in rd. 240 Betrieben beschäftigt. Der Großteil der MitarbeiterInnen stammt aus der Region und fährt zum überwiegenden Teil alleine mit dem eigenen PKW zur Arbeit. Nach Analyse der betrieblichen Verkehrswege, wobei der Schwerpunkt auf den Verkehrswegen der Beschäftigten liegt, können neue Mobilitätskonzepte entwickelt werden. Dabei sollen auch explizit betriebsübergreifende Ansätze gewählt werden. Für betriebsübergreifende Maßnahmen könnten z.B. bestehende Car-Sharing und Car-Pooling-Plattformen, Mitfahrbörsen und Fahrplatzvermittlungen genutzt werden. Ob und in welcher Form diese Angebote für die Mitarbeiter der Firmen im Projektgebiet nutzbar gemacht werden können, sollen die Ergebnisse der Befragungen zeigen.

Wichtig ist, dass der Zugang zu einem betriebsübergreifenden System – egal welcher Form – sehr einfach und selbsterklärend möglich sein muss, um eine hohe Akzeptanz bei den potenziellen NutzerInnen zu erreichen. Zusätzlich könnten auch Anreize der jeweiligen Unternehmen für eine größere Bereitschaft zur Nutzung solcher Angebote beitragen. Auch im Bereich der Beschaffungs- und Lieferlogistik gibt es Ansätze für betriebliches Mobilitätsmanagement, wobei davon auszugehen ist, dass die Betriebe diese Abläufe bereits aus Eigeninteresse optimiert haben, um Kosten und Ressourcen zu sparen und möglichst effizient zu wirtschaften.

Maßnahmen des betrieblichen Mobilitätsmanagements können in nahezu allen Betrieben zur Anwendung gebracht werden. Je nach Größe und Struktur des Betriebes, können sich die zu wählenden Maßnahmen natürlich unterscheiden. Im Projektgebiet könnten jedoch – aufgrund der räumlichen Nähe der einzelnen Betriebe und

dem Vorhandensein von Unternehmenskonzentrationen, wie dem Technologiezentrum – nahezu alle Betriebe von (über-)betrieblichem Mobilitätsmanagement profitieren. Voraussetzung ist eine entsprechende Vernetzung der Betriebe untereinander, sowie die Bereitschaft gemeinsam Vorhaben, wie z.B. gemeinschaftliche Car-Pools oder eine firmenübergreifende Mitfahrbörse, umzusetzen.

Um das Potenzial für das betriebliche Mobilitätsmanagement zu ermitteln, wurden Mitarbeiter- und Betriebsbefragungen durchgeführt (vgl. Kapitel 3.3). Vor allem in den Betriebsbefragungen sollte ermittelt werden, ob betriebliches Mobilitätsmanagement derzeit in den Firmen ein Thema ist und welche Rolle es spielt. Zusätzlich wurde erfragt, welche Formen des Mobilitätsmanagements bereits angeboten werden oder zu einem früheren Zeitpunkt angeboten, dann aber wieder eingestellt wurden und aus welchem Grund.

In den Mitarbeiterbefragungen wurden Fragen zu möglichen alternativen Verkehrsmitteln bei der Anreise gestellt und unter welchen Voraussetzungen die Beschäftigten auf den eignen Pkw verzichten würden. Außerdem wurde der Informationsstand der Befragten bezüglich Mitfahrgelegenheits- und Car-Sharinganbieter bzw. Plattformen, die solche Dienste anbieten und vermitteln, erhoben. Zusätzlich wurden die grundsätzliche Bereitschaft und die relevanten Aspekte um einen solchen Dienst dann auch tatsächlich zu nutzen, abgefragt. Neben diesen Fragen zum aktuellen Mobilitätsverhalten, die gerade für das Mobilitätsmanagement von Bedeutung sind, fließen auch andere Fragen, z.B. die Entfernung des eigenen Wohnorts zur Arbeitsstätte oder die Verfügbarkeit eines Dienstwagens mit in die Betrachtung ein. Da eine umfassende Ermittlung des Potenzials von betrieblichem Mobilitätsmanagement im Gebiet kaum möglich ist, werden, auf Basis der Befragungsergebnisse, zwei beispielhafte Maßnahmen ausgewählt und zuerst auf der Ebene der befragten Betriebe bzw. Mitarbeiter betrachtet. Danach werden diese Maßnahmen auf das gesamte Gebiet hochgerechnet.

Eine Maßnahme im Rahmen des betrieblichen Mobilitätsmanagements könnte zum Beispiel die Förderung von (überbetrieblichen) Fahrgemeinschaften sein. Von den insgesamt 481 befragten Personen die im Projektgebiet arbeiten, können sich 192 bzw. ca. 40 % vorstellen, gemeinschaftlich im Sinne einer Fahrgemeinschaft anzureisen. 71 Menschen geben allerdings an, dass ein finanzieller Anreiz nötig wäre um sie zum Umstieg zu bewegen. Diese werden im ersten Schritt nicht weiter berücksichtigt. Von den verbleibenden 121 Personen sind zehn bereits Pkw-MitfahrerInnen, vier weitere sind NutzerInnen eines öffentlichen Verkehrsmittels, sechs kommen mit dem Rad oder zu Fuß und sechs sind Studierende und keine im Projektgebiet Beschäftigten. Damit liegt das Potenzial einer übergreifenden Mitfahrbörse bei 95 Personen oder ca. 20% der Befragten. Umgelegt auf die insgesamt ca. 4.000 Beschäftigten des ganzen Gebiets, wären somit ca. 800 Menschen bereit, in einer Fahrgemeinschaft anzureisen. Wenn man davon ausgeht, dass sich jeweils zwei Personen ein Fahrzeug teilen, würden somit pro Tag ca. 400 Fahrzeuge weniger in das Gebiet Ein- und wieder Ausfahren – eine Einsparung von 800 Fahrten täglich. Voraussetzung dafür wäre natürlich eine entsprechende Unterstützung von Fahrgemeinschaften vor allem bei der Organisation, Abwicklung und der Vernetzung der TeilnehmerInnen. Die Unterstützung könnte durch die Betriebe des Projektgebiets erfolgen oder auch durch eine übergeordnete Institution wie der Stadt Eisenstadt oder dem Land Burgenland in Form der Mobilitätszentrale Burgenland.

Eine weitere Maßnahme im betrieblichen Mobilitätsmanagement könnte die Erhöhung des Radverkehrsanteils an den Arbeitswegen der Mitarbeiter sein. Dafür ist vor allem eine entsprechend attraktive Infrastruktur am Zielort bereitzustellen (z. B. überdachte Radabstellplätze, abspernbare Radabstellboxen, Ladestellen für Elektrofahräder, Dusch- und Umziehmöglichkeiten inkl. Spinde oder Kleiderschränke) sind hier nur einige Beispiele.

Im Idealfall steht bei Betrieben mit KundenInnenverkehr die Radinfrastruktur auch den KundenInnen zur Verfügung, denn so lassen sich ggf. weitere MIV-Wege auf den Radverkehr umlegen.

Die typische Raddistanz beträgt etwa fünf Kilometer, diese Distanz wird mit dem Fahrrad in ca. 20 Minuten zurückgelegt, das entspricht einer Durchschnittsgeschwindigkeit von 15 km/h. Bei der Befragung wurde von 387 Personen eine Angabe zur Entfernung ihres Wohnorts zu ihrem Arbeitsort gemacht. Die durchschnittliche Entfernung zum Arbeitsort beträgt 26,9 km. Allerdings haben ca. 20 % aller Wege eine Länge von fünf Kilometern oder weniger und liegen somit innerhalb der genannten Raddistanz. Die Summenkurve der Entfernung zum Arbeitsort ist in Abbildung 3-35 dargestellt.

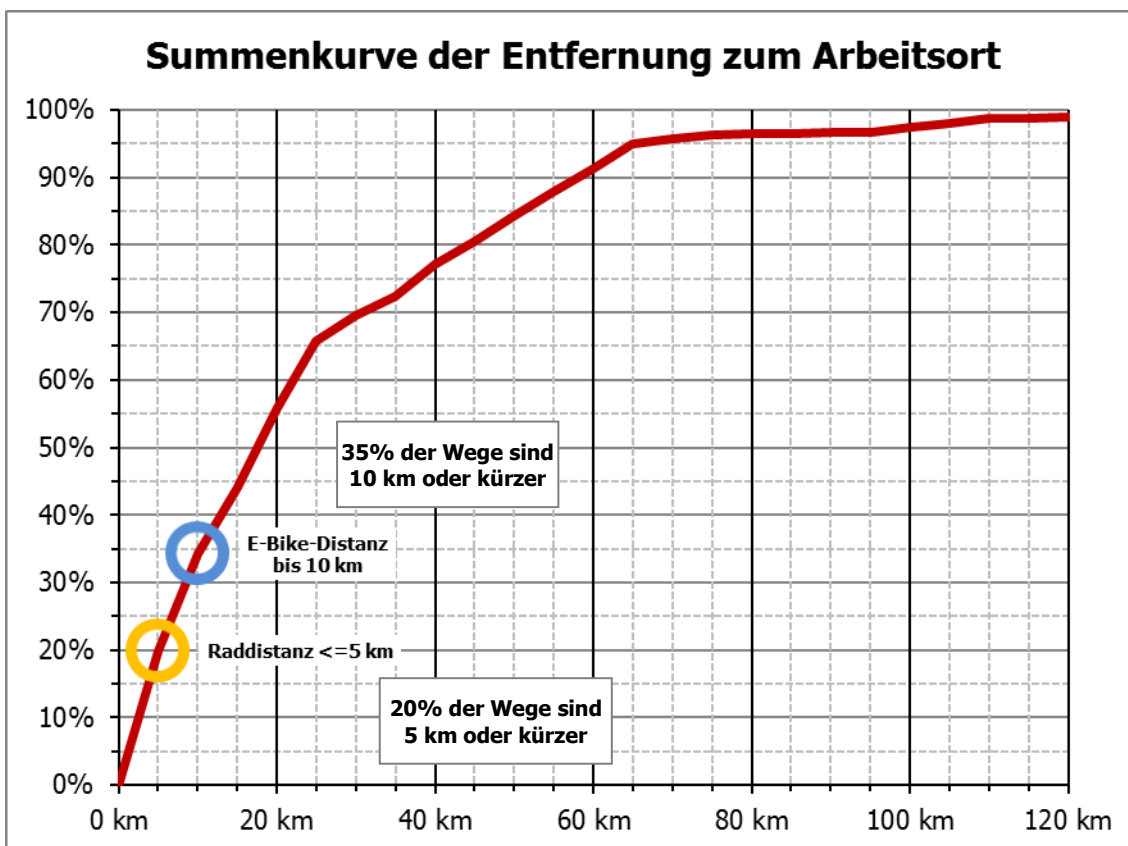


Abbildung 3-35: Summenkurve der Entfernungen zum Arbeitsort

Auf das gesamte Projektgebiet bezogen wären somit die Wege von ca. 800 Beschäftigten kürzer als fünf Kilometer und könnten mit dem Fahrrad zurückgelegt werden. Bei Berücksichtigung der Wege mit einer Länge bis inkl. 10 Kilometer, eine Entfernung die mit einem E-Bike zurückgelegt werden kann, liegt der Anteil bereits bei 35 % oder 1.400 Personen im Projektgebiet. Selbst bei nur teilweiser Verlagerung dieser Wege auf Rad oder E-Bike aufgrund des Wetters oder wegen schwieriger topographischer Bedingungen, ist hier ein enormes Potenzial vorhanden, welches durch entsprechende Maßnahmen des betrieblichen Mobilitätsmanagements genutzt werden könnte.

### 3.2.6 Car-Sharing im TZE

Unter Car-Sharing versteht man die organisierte, gemeinschaftliche Nutzung eines oder mehrerer Autos auf der Grundlage einer Rahmenvereinbarung. Die Nutzung der Fahrzeuge wird dabei über einen Zeit- und/oder Kilometerarif abgerechnet. Im Technologiezentrum Eisenstadt haben eine große Anzahl an Firmen und Behörden ihren Standort. Diese absolvieren ihre Dienstfahrten mit einer Vielzahl an Privat- und Firmenwagen. Für diesen Standort und die benachbarten Betriebe soll ein gemeinsames firmenübergreifendes E-Car-Sharing Konzept entwickelt werden, vor allem für die Fahrten in und um Eisenstadt. Durch den gemeinsamen Pool an Fahrzeugen können Dienstwagen und CO<sub>2</sub> eingespart und der lokal erzeugte Strom im Falle der Nutzung von Elektrofahrzeugen genutzt werden. Voraussetzung für ein funktionierendes Car-Sharing System für Firmenwagen ist einerseits, dass die Betriebe Interesse an einem derartigen System haben. Vor allem Kosteneinsparungen und gesteigerte Effizienz könnten die Attraktivität für eine Teilnahme steigern. Andererseits spielen auch die Länge der Wegstrecken und die Anzahl der Fahrten, die regelmäßig von den MitarbeiterInnen durchgeführt werden, eine wichtige Rolle. Dies gilt besonders in Hinblick für die Nutzung von Elektrofahrzeugen, da diese für die Dauer des Ladevorgangs nicht für Fahrten zur Verfügung stehen. Abhängig von der Anschlussleistung der Ladestation kann es mehrere Stunden dauern, bis ein Fahrzeug wieder einsatzfähig ist. Dies könnte die Effizienz des Car-Sharing in bedeutendem Maß negativ beeinflussen.

Bei firmenübergreifendem Car-Sharing sind zudem auch die einfache Nutzung des Systems, sowie die Transparenz in der Abwicklung von großer Bedeutung. Die Zugangsschwelle zu den Fahrzeugen muss für alle Mitarbeiter so niedrig wie möglich sein, um die notwendige Akzeptanz zu gewährleisten. Ebenso wichtig ist eine übersichtliche und einfache Handhabung des Verleih-/Buchungssystems. Dabei gilt es bei einem betriebsübergreifenden Car-Sharing auch rechtliche und organisatorische Fragen zu beachten bzw. vorab zu klären, vor allem betreffend Wartung, Haftung, Kostenteilung, etc. Um das mögliche Potenzial für ein Car-Sharing im Technologiezentrum Eisenstadt zu ermitteln, wurden MitarbeiterInnen- und Betriebsbefragungen durchgeführt.

In der Mitarbeiterbefragung wurde die Verfügbarkeit von Dienstwagen und deren Nutzung, sowohl für Dienstfahrten als auch für private Zwecke, abgefragt. In den Betriebsbefragungen wurde außerdem die prinzipielle Bereitschaft der Betriebe, an einem Car-Sharing teilzunehmen, thematisiert. Durch die Auswertung der Befragungen und die Hochrechnung der Ergebnisse auf das ganze Technologiezentrum, kann ein mögliches Potenzial für einen gemeinschaftlich genutzten Car-Pool für diesen Standort ermittelt werden. Anzumerken ist noch, dass, wie bei den meisten Maßnahmen im betrieblichen Bereich, auch hier der grundsätzliche Anreiz für die Beteiligung der Firmen an einem Car-Sharing, in einer möglichen finanziellen Einsparung bei den Betriebsausgaben liegt. Bei der Durchführung der Betriebsbefragung wurde festgestellt, dass die befragten Firmen aber zumeist davon ausgehen, dass die eigenen Ressourcen und Fahrzeuge bereits optimal und möglichst effizient eingesetzt werden, und somit kein Einsparungspotenzial mehr besteht. Der Fragebogen zur Mobilität (vgl. Kapitel 3.3.2) wurde von 64 MitarbeiterInnen, die bei Firmen beschäftigt sind, die ihren Sitz im Technologiezentrum haben, beantwortet. Insgesamt haben ca. 1.250 Personen in den drei Gebäuden des Technologiezentrums Eisenstadt ihren Arbeitsplatz, der Rücklauf liegt somit bei ca. 5 %. Von diesen 64 Menschen bekommen 16 Personen einen Dienstwagen zur Verfügung gestellt. Neun Personen brauchen diesen Dienstwagen 4-5x oder öfter je Woche für Dienstfahrten. Umgerechnet auf die 1.250 im Technologiezentrum beschäftigten Personen, sind also 176 mind. 4x pro Woche auf einer Dienstfahrt. Dazu kommen noch die Angestellten, die Dienstfahrten mit ihrem Privat-Pkw durchführen. Bei der Befragung gaben 28 Personen an, den eigenen Pkw für Dienstfahrten zu nutzen,

sieben davon tun dies regelmäßig (4-5x mal oder öfter je Woche). Dies entspricht 137 von den 1.250 Mitarbeitern des Technologiezentrums. Insgesamt werden also 313 Pkw regelmäßig, mehrmals die Woche, für Dienstwege genutzt.

Für die gemeinschaftliche Nutzung von Dienstfahrzeugen gibt es im Wesentlichen zwei Ansätze. Beim ‚Carpooling‘ teilen sich die Unternehmen eine Fahrzeugflotte. Die zweite Möglichkeit ist das ‚Corporate Carsharing‘, bei dem die Unternehmen die Fahrzeuge eines bestehenden Carsharing-Anbieters nutzen, entweder als Ersatz für die eigene Flotte oder als Ergänzung dazu. Das Carpooling setzt auf eigene Fahrzeuge, die nur von den teilnehmenden Firmen genutzt werden. Ein Vorteil – vor allem in finanzieller Hinsicht – kann bei der Auslagerung der Dienstwagen an einen Drittanbieter liegen. Dadurch werden auch die zusätzlich anfallenden Leistungen (und Kosten) – wie z.B. Reinigung, Service, Buchung, Reparaturen, Bezahlvorgänge usw. – ausgelagert und können so effizienter und kostengünstiger abgewickelt werden. Diese Variante scheint für das Technologiezentrum Eisenstadt die am ehesten umsetzbare zu sein, da für das Corporate Carsharing ein Unternehmen mit einer entsprechend großen Flotte vor Ort verfügbar sein müsste, dies ist aber derzeit nicht der Fall.

Das Potenzial für ein betriebsübergreifendes Carsharing im Technologiezentrum in Eisenstadt ist aufgrund der Zahl an Mitarbeitern und durchgeführten Dienstfahrten auf jeden Fall vorhanden. Die möglichen Einsparungen durch eine gemeinschaftliche Flotte – sowohl im finanziellen Bereich, als auch auf emittierte Schadstoffe bzw. negative Auswirkungen auf die Umwelt und die Verkehrssituation im allgemeinen bezogen – sind schwer zu beziffern und hängen stark von den Firmenstrukturen sowie den Branchen in denen die Firmen tätig sind, ab. Im Fachmagazin „Flottenmanagement“ wird durch die Zusammenführung von unterschiedlichen Fahrzeugflotten und deren zentralen Verwaltung, von einer Reduktion der Anzahl an benötigten Fahrzeugen von bis zu 30% ausgegangen. Die jährlichen Kosten für ein Dienstfahrzeug liegen im fünfstelligen Bereich. (*Hermann, K.-T. 2014, S. 73*) Der Verkehrsclub Österreich berichtet in der Ausgabe 2018-03 seines Magazins, dass bei einer Schweizer Firma mit etwa 4.000 Beschäftigten an einem Standort durch die Auslagerung der Fahrzeugflotte an einen externen Dienstleister, der Bestand von 40 auf nunmehr 25 Fahrzeuge gesenkt werden konnte. Dadurch wird eine jährliche Einsparung in der Höhe eines sechsstelligen Frankenbetrags erzielt. (*Hachleitner, B. 2018, S.6*)

Wenn davon ausgegangen wird, dass alle 313 derzeit mind. 4x pro Woche für Dienstfahrten genutzten Pkw zu einem Carpool zusammengefasst würden, könnten somit bis zu 93 Fahrzeuge eingespart werden. Zusätzlich könnten auch einige Arbeitswege eingespart werden. 14 Befragte gaben an, dass sie mit anderen Verkehrsmitteln anreisen würden, wenn ihnen während der Arbeitszeit ein Dienstfahrzeug zur Verfügung gestellt würde. Auf die ca. 1.250 Beschäftigten im Technologiezentrum hochgerechnet, würden somit 274 Personen nicht mehr mit dem Pkw anreisen. Dies entspräche einer Reduktion des täglichen Verkehrsaufkommens an der B52 – Ruster Straße um ca. 3% (Durchschnittlicher täglicher Verkehr Mo.-Fr. von ca. 15.000 Fahrzeugen im Jahr 2016).

### 3.2.7 Letzte Meile

Die sogenannte „letzte Meile“ stellt das letzte Glied einer meist multimodalen Mobilitätskette bis zum Zielort dar. Es handelt sich dabei z.B. um die Distanz zwischen der Haltestelle des öffentlichen Verkehrsmittels und dem Zielort. Aber auch eine Park-and-Ride-Anlage am Stadtrand kann der Ausgangspunkt für die letzte Meile sein. Gerade bei Fahrten mit öffentlichen Verkehrsmitteln kann, in Abhängigkeit der Lage der Haltestelle zum gewünschten Ziel, die letzte Meile zu einer unüberbrückbaren Strecke werden. Die Attraktivität der Möglichkeiten

zur Überwindung der letzten Meile, ist mitentscheidend für die erfolgreiche Umsetzung eines klimafreundlichen Mobilitätskonzeptes.

In Eisenstadt beträgt die Entfernung zwischen dem ÖV-Knotenpunkt am Bahnhof und dem zentralen Untersuchungsgebiet (Technologiezentrum, Fachhochschule) ca. 1,5 km. Zum Domplatz, der für den öffentlichen Verkehr eine ebenso bedeutende Haltestelle darstellt, sind es ca. 2,0 km. Park and Ride-Anlagen am Stadtrand für Pendler die dort auf den innerstädtischen ÖV umsteigen, sind, aufgrund der Größe der Stadt und der Verkehrssituation, in Eisenstadt keine vorhanden. Zudem gibt es im Projektgebiet ausreichend Parkplätze und keine Parkraumbewirtschaftung der öffentlichen Stellplätze, somit besteht derzeit auch kein Bedarf an solchen P&R-Anlagen. Grundsätzlich kann die letzte Meile in Eisenstadt klimafreundlich zu Fuß, mit dem Rad, dem Next-Bike (=Leihrad), einem E-Bike, E-Scooter oder S-Pedelec, einem E-Car-Sharing-Fahrzeug oder auch mit dem Stadtbus zurückgelegt werden.

Neben den zur Verfügung stehenden Verkehrsmitteln spielen erfahrungsgemäß auch eine Reihe von Soft-Facts eine große Rolle dabei, auf welche Art die letzte Meile zurückgelegt wird, wobei diese natürlich je nach Verkehrsmittel variieren können. Ganz allgemein gilt, dass die Attraktivität der letzten Meile die Bereitschaft überhaupt eine multimodale Anreiseform zu nutzen, maßgeblich beeinflusst. Bei den Soft-Facts handelt es sich um verschiedenste Einflussfaktoren, von baulichen bis hin zu monetären. Beispiele für solche Soft-Facts sind:

- eine übersichtliche Gestaltung des Umsteigepunktes und eine leichte Orientierbarkeit
- die ausreichende Information über Fahrpläne, die Kosten und der niederschwellige Zugang zu diesen Informationen sowie zu den Verkehrsmitteln
- hohe Aufenthaltsqualität am Umstiegsort um die Akzeptanz von Umsteige-/Wartezeiten zu erhöhen
- Möglichkeiten zur Deponierung/Transport von Gepäck
- eine ansprechende Gestaltung und Wartung der Wegstrecke (direkte Wegführung, Gestaltung der Knoten, Oberflächenmaterial, Beleuchtung, Beschattung, Schneeräumung,...) – die ansprechende und abwechslungsreiche Gestaltung der Wegstrecke lässt unter Umständen auch die subjektiv wahrgenommene Reisezeit sinken und erhöht so zusätzlich die Attraktivität.
- eigene Angebote und Vergünstigungen für Car-Sharing oder Radverleih in Kombination mit einer (Zeit)karte des öffentlichen Verkehrs.

Um das Potenzial für die letzte Meile in Eisenstadt bzw. zum/vom Projektgebiet zu ermitteln, wurden sowohl die Rahmenbedingungen an den Umsteigeknoten und entlang der Routen ins Projektgebiet betrachtet, als auch MitarbeiterInnen- und Betriebsbefragungen durchgeführt. In der Mitarbeiterbefragung gab es einen eigenen Fragenblock zur Letzten Meile. Abgefragt wurde die Verkehrsmittelwahl für den letzten Teil der Anreise, sowohl an wärmeren bzw. schönen Tagen und an kälteren bzw. unangenehmen Tagen. Zusätzlich wurde die benötigte Zeit für die Zurücklegung der letzten Meile gefragt, sowie die Zufriedenheit mit der Infrastruktur entlang des Weges. Des Weiteren sind aber auch andere Punkte der Befragung für die Ermittlung des Potenzials der letzten Meile von Relevanz. Dazu gehören unter anderem die Entfernung zum Arbeitsort, die Gründe für die Nutzung des Pkw für den Arbeitsweg und die möglichen Motivatoren für die Wahl eines anderen Verkehrsmittels für die Anreise zum Arbeitsplatz.



Generell ist festzustellen, dass die möglichen Nutzer einer multimodalen Mobilitätskette durch viele verschiedene Faktoren in Ihrer Verkehrsmittelwahl beeinflusst werden. Diese Kriterien sind mitunter auch für jeden potenziellen Nutzer individuell unterschiedlich und nicht objektiv bewert- oder erhebbar. Entsprechend schwierig ist es, eine übergreifende, allgemeingültige Aussage bezüglich des Potenzials zu treffen. Außerdem sind manche Einflussfaktoren, wie zum Beispiel die Verfügbarkeit einer ÖV-Anbindung am Wohnort und auch die Attraktivität einer möglicherweise notwendigen „ersten Meile“, im vorliegenden Fall nicht bekannt. Die nachstehende Abbildung 3-36 stellt diese Vielfalt an Determinanten bei der Verkehrsmittelwahl dar.

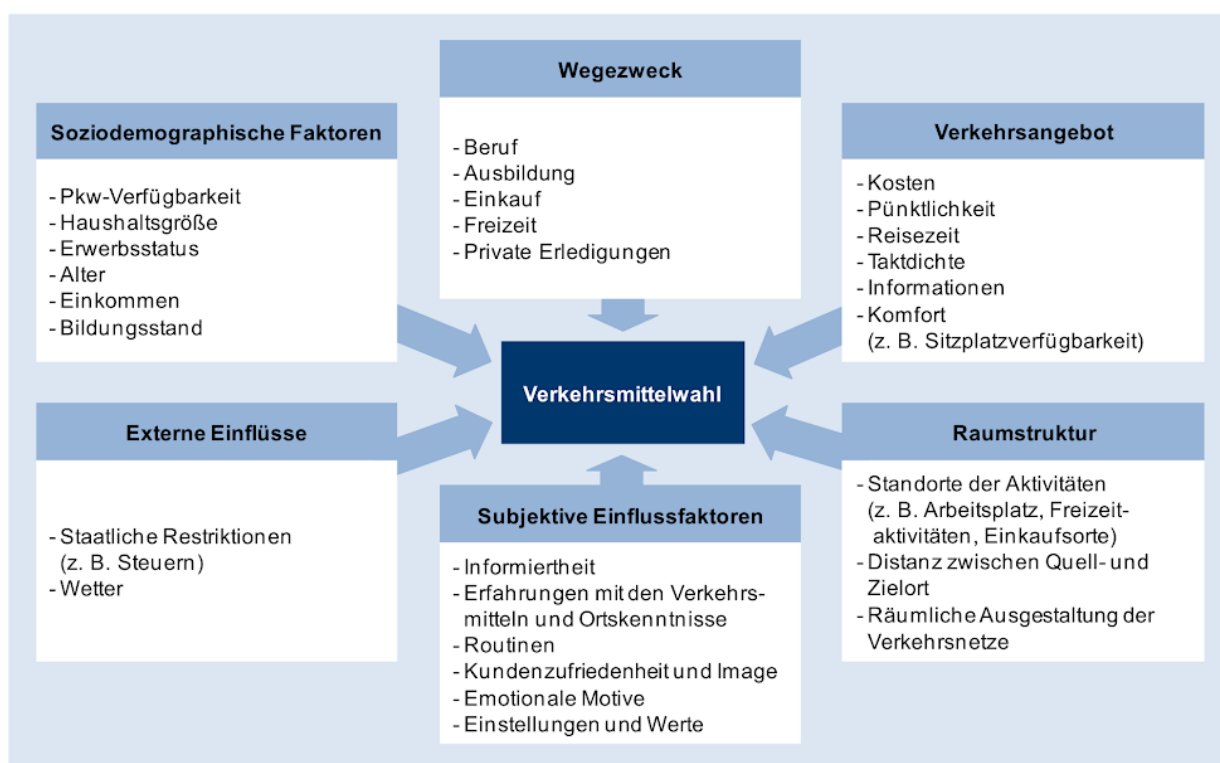
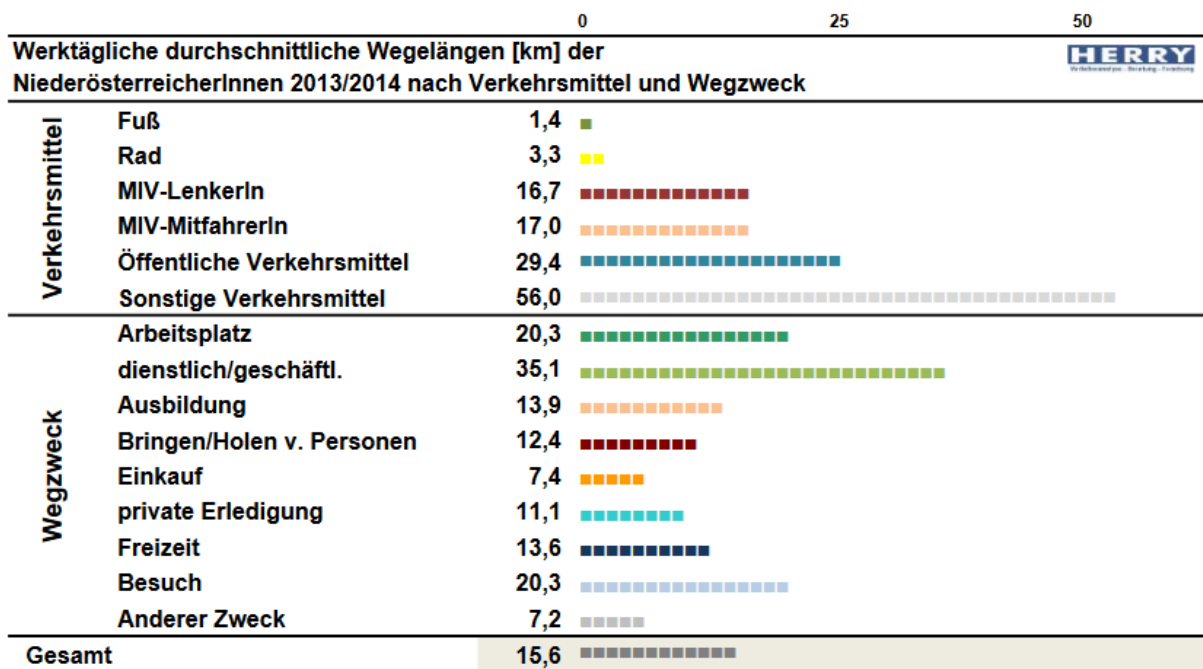


Abbildung 3-36: Determinanten der Verkehrsmittelwahl; Quelle: Löbe, M. (2011), S. 28

Da die letzte Meile als letztes Glied einer multimodalen Mobilitätskette fungiert, stellen vor allem die Umsteiger, also jene Personen, die vom motorisierten Individualverkehr (z.B. dem eigenen Pkw) auf den öffentlichen Verkehr (Bus, Bahn) wechseln, das hauptsächliche Potenzial dar. Die Umsteigebereitschaft hängt maßgeblich vom ÖV-Angebot und der Fahrzeit im Vergleich zum MIV ab. Aber auch die Attraktivität des letzten Wegabschnitts zwischen dem öffentlichen Verkehrsmittel und dem Arbeitsplatz ist von Bedeutung. Untersuchungen zeigen, dass mit zunehmender Entfernung zum Arbeitsort die Nutzung von öffentlichen Verkehrsmitteln attraktiver wird. Dies ist auch an den durchschnittlichen Weglängen je Verkehrsmittel erkennbar, wie die folgende Tabelle 3-20 aus der Mobilitätserhebung der Jahre 2013 und 2014 im Land Niederösterreich zeigt. Die ÖV-Wege sind hier im Schnitt mit 29,4 km fast doppelt so lange wie die Wege im MIV.

Tabelle 3-20: Durchschnittliche Weglängen nach Verkehrsmitteln und Wegzwecken in NÖ 2013/2014; Quelle: NÖ Landesregierung (2016), S. 41



Die zunehmende Attraktivität der öffentlichen Verkehrsmittel für längere Wege geht mit der zunehmenden Fahrzeit einher, da die Zeit, im Gegensatz zu selbstfahrenden Personen z.B. im Pkw, für andere Aktivitäten genutzt werden kann. Die durchschnittlichen Wegdauern lagen in der genannten Mobilitätserhebung bei 22 Minuten im MIV und bei 55 Minuten im ÖV (NÖ Landesregierung (2016), S. 42). Die Durchschnittsgeschwindigkeiten betragen demnach ca. 45 km/h im MIV und ca. 32 km/h im ÖV. Es wird davon ausgegangen, dass Wege ab ca. 40 km je Richtung bzw. mit einer Fahrzeit ab ca. 50-60 min je Richtung, am ehesten durch ÖV-Wege durchgeführt werden und somit das größte Potenzial für die letzte Meile darstellen.

Umgelegt auf die Situation im Projektgebiet bzw. die Ergebnisse der Befragung ist folgendes festzuhalten: Insgesamt haben 481 Befragte den Fragebogen beantwortet. Von diesen wiederum haben 387 Personen eine Angabe zur Entfernung ihres Wohnorts zu ihrem Zielort gemacht. Die durchschnittliche Entfernung zum Arbeitsort beträgt 26,9 km. 20 % aller Wege haben eine Länge von fünf Kilometern oder weniger und liegen somit in Raddistanz. 23 % der anreisenden Personen legen eine Wegstrecke je Richtung von mehr als 40 km zurück. Abbildung 3-37 zeigt nochmals die Summenkurve der Weglängen.

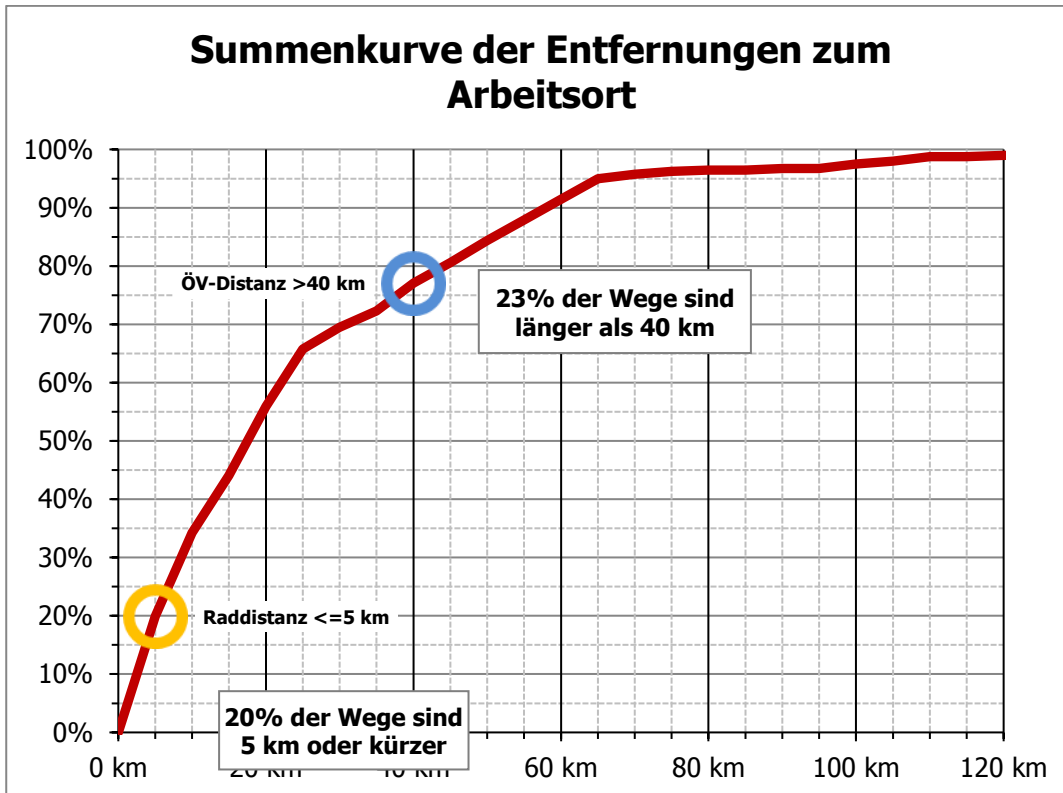


Abbildung 3-37: Summenkurve der Entfernungen zum Arbeitsort, Quelle: eigene Darstellung

Bei entsprechender ÖV-Anbindung und einer ansprechenden Vernetzung und Verknüpfung der unterschiedlichen Verkehrsträger – vor allem in Hinblick auf die letzte Meile – scheint eine Verlagerung von 50 % aller Wege mit einer Länge > 40 km auf den ÖV realistisch. In der Befragung haben 7 % angegeben, diesen Weg bereits mit öffentlichen Verkehrsmitteln zurückzulegen, damit ergibt sich ein Verlagerungspotenzial von ca. 43 % dieser Wege. Im Projektgebiet sind ca. 4.000 Personen beschäftigt. Wenn nun obige Werte auf das gesamte Gebiet angewendet werden, haben etwa 920 Menschen täglich einen Weg von 40 Kilometern oder mehr. 63 Pendler bzw. 7 % sind im Bestand schon mit öffentlichen Verkehrsmitteln unterwegs, das Umsteigepotenzial beträgt daher ca. 395 Reisende oder 43 %.

Eine Attraktivierung der letzten Meile bzw. der Verbindungen und Mobilitätsmöglichkeiten zwischen den zentralen ÖV-Knoten Eisenstadt Bahnhof und Domplatz/Busbahnhof kann auf jeden Fall die Zahl der ÖV-Nutzer (und damit der letzten Meile) erhöhen. Zwei Vorhaben sind diesbezüglich bereits in Planung: die Verlängerung des Radweges entlang der B52 „Ruster Straße“, die direkt durch das Gebiet führt, sowie die Einrichtung einer vierten Stadtbuslinie, die in die Gegenrichtung zur bisherigen Linie unterwegs sein soll. Die Firmen im Projektgebiet können zusätzlich Maßnahmen setzen, um die letzte Meile attraktiver zu gestalten. So könnten z.B. verbesserte Radabstellanlagen sowie Dusch- und Umziehmöglichkeiten geschaffen werden, aber auch ÖV- bzw. Jobtickets ausgegeben oder Arbeitszeiten auf die Fahrpläne der öffentlichen Verkehrsmittel abgestimmt werden. Sollte es in naher Zukunft eine zusätzliche Verbindung vom Bahnhof zum Projektgebiet – abseits der B52 „Ruster Straße“ – geben, so sollte bei der Gestaltung dieser Route nach Möglichkeit auf die Bedürfnisse von Fußgängern und Radfahrern besondere Rücksicht genommen werden und der Weg für diese Verkehrsteilnehmer besonders attraktiv gestaltet werden.

### 3.2.8 Abwärmenutzung

Gegenständliches Kapitel beschreibt mögliche Potentiale zur Abwärmenutzung von im Projektgebiet vorhandenen Gebäuden und Einrichtungen. Innerhalb des Projektgebietes sind zahlreiche Objekte angesiedelt, welche unterschiedliche Potentiale zur Abwärmenutzung ermöglichen. Weiters wurden unterschiedliche Systematiken zur Abwärmenutzung betrachtet, wobei die Einspeisung der Abwärme in das örtliche Fernwärmenetz als mögliche Maßnahme identifiziert wurde. Folgende Gebäude lt. Tabelle 3-21 wurden nach eingehender Analyse und Bestandsbegehung als mögliche Objekte zur Abwärmenutzung identifiziert.

Tabelle 3-21 Mögliche Abwärmenutzung im Projektgebiet

Sektor	Abwärmeströme	Beispielhafte Maßnahme
Abwasserwirtschaft	Ableitung Abwassers als Wärmequelle für Wärmepumpenanlagen, Nutzung des Klärschlammes	Einbau eines Abwasserwärmetauschers indirekt oder direkt in Abwasserkanal
Lebensmitteleinzelhandel	Abwärme aus der Kältebereitstellung zur Kühlung von Lebensmitteln	Abwärmenutzung der Kältemaschinen und Hebung auf eine höheres Temperaturniveau, Einspeisung in Wärmenutzungsanlagen
Freizeitanlage/Eishalle	Abwärme aus der Kältebereitstellung zur Herstellung einer Eisflächen	Abwärmenutzung der Kältemaschinen und Hebung auf eine höheres Temperaturniveau, Einspeisung in Wärmenutzungsanlagen

Das größte nutzbare Abwärmepotential stellen Hubkolbenkompressoren dar, welche gegenwärtig zur Eiszerzeugung eingesetzt werden. Die bei dem Verdichtungsprozess entstehende Abwärmemenge kann einer weiteren Nutzung durch Einbindung in das Fernwärmenetz genutzt werden. Bei der Einbindung in das Fernwärmenetz sind verschiedene hydraulische Aspekte für einen ordnungsgemäßen Betrieb zu berücksichtigen. Unter anderem kann zwischen den technischen Möglichkeiten gemäß Abbildung 3-38 unterschieden werden:

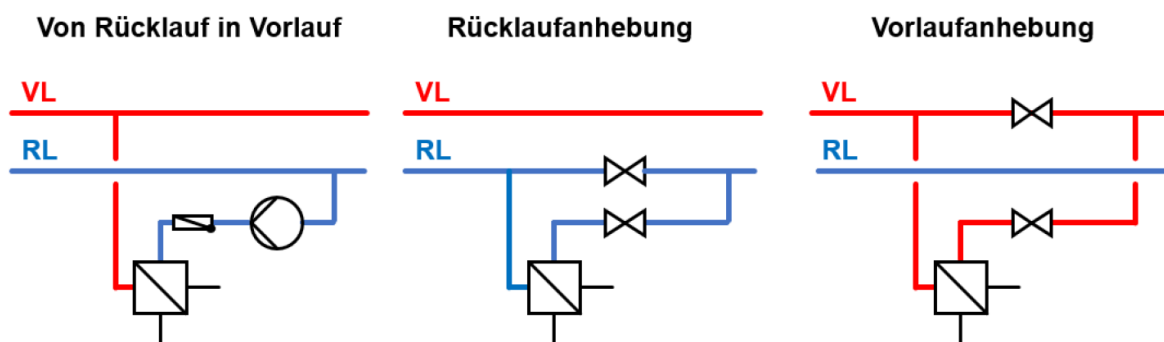


Abbildung 3-38: Mögliche Strategien zur Einspeisung von Abwärme in ein Fernwärmenetz (Rabensteiner, Krausler, & Hummer, 2017)

Neben der Einspeisung der Abwärme in das Fernwärmenetz kann durch Errichtung eines Fernwärmeleitungssystems die Feuerwehrezentrale in den Abwärmeverbund integriert werden. Da die Energieversorgung der Feuerwehr mit Fußbodenheizung erfolgt und nur tlw. Niedertemperaturradiatoren vorhanden sind, wäre das Temperaturniveau der Abwärme ausreichend. Da sich das Allsportzentrum mit zugehöriger Eishalle sowie die Feuerwehr im Stadtbesitz ist, wäre ein Wärmetransfer auch organisatorisch als machbar zu bewerten.

Die Abwärme verfügt dabei über eine Leistung von 450 kW. Für die Berechnung wurde angenommen, dass die Abwärme mittels Wärmeübertrager mit einem Wirkungsgrad von 78 % zurückgewonnen und direkt einer Wärmenutzung auf tieferem Temperaturniveau zugeführt werden kann. Bei 1.500 Jahresvolllaststunden reduziert sich der Energieverbrauch auf der Wärmeseite um 900.000 kWh/a. Die Investitionskosten für den Wärmeübertrager und die erforderlichen Zusatzkomponenten (Pumpe, Rohrleitungen etc.) wurden mit € 214.000 ermittelt, der Installationsaufwand wird mit 40 %, Wartungs- und Betriebskosten mit 2,0 % (p.a.) der Investitionskosten angesetzt. Der fiktive Wärmepreis liegt bei 7,0 ct/kWh. Jährliche Preissteigerungen (Verbrauch, Instandhaltung) bewegen sich bei 2,7 % p.a. Nachfolge Tabelle 3-22 fasst die relevanten Werte zusammen. Relativ geringe Investitionskosten stehen deutlichen Heizkosteneinsparungen pro Jahr gegenüber und führen so zu kurzen Amortisationszeiten von ca. 7 Jahren.

Tabelle 3-22 Technische, wirtschaftliche und ökologische Abschätzung der Abwärmenutzung

Nutzbare Abwärmeleistung	KW	450
Volllaststunden	h/a	2.000
Betrachtungszeitraum	a	15
Minderung konventioneller Energieverbrauch	kWh/a	900.000
Kosteneinsparung	€/a	63.000
Investitionskosten	€	300.000
Rendite	%	16,9
Vermiedene CO <sub>2</sub> Emissionen <sup>3</sup>	kg CO <sub>2</sub> -eg	261.900

### 3.2.9 Dezentrales Wärmenetz

Für das Sondierungsprojekt wurde eine Untersuchung von Potentialen für dezentrale Wärmenetze im Projektgebiet durchgeführt. Entsprechend der Netzkategorie entsprechend jene derer von Mikronetzen, d.h. Netze mit kurzen Trassenlängen. Als Ziel wurde dabei die Optimierung des bestehenden Wärmenetzes verfolgt. Da es sich bei dem im Projektgebiet gelegenen FW-Netze um ein trassenintensives System handelt, wurde die Möglichkeit von punktuellen Mikronetzen zur Steigerung der Trassenbelegung des Hauptnetzes untersucht. Dies kann auch kleinere Gewerbebetriebe im Cluster betreffen oder Siedlungsgebiete, welche neu erschlossen werden. Als mögliches dezentrales Ausbaugbiet wurde bei einer Befahrung und Begutachtung der Netzdokumentation dabei „Langau Wohnen“ identifiziert was in weiterer Folge einer wirtschaftlichen Vorbetrachtung unterzogen wird.

In gegenständlicher Untersuchung wurde die Errichtung einer dezentralen Wärmeversorgung für das Ausbaugbiet „Langau Wohnen“ betrachtet. Aufgrund der Entfernung zum vorhandenen Fernwärmenetz wird die Errichtung einer dezentralen Energieversorgung angedacht. Die Wärmeversorgung fußt auf ein hybrides Wärmepumpensystem zur Raumheizung und Warmwasserbereitung. Durch die dezentrale Anbindung der Langau mittels einem dezentralen Wärmenetz bzw. einer dezentralen Versorgung ist auch eine Verbesserung der Wärmebelegung des Hauptnetzes gewährleistet. Durch die Umstellung des betreffenden Zweiges auf ein Niedertemperatur FW – Netz kann gegenüber herkömmlichen Technologien entsprechende Energie eingespart werden. Für die Anschlussleistung werden 500 kW veranschlagt. In Summe gesehen können für die Betriebszeit der WP 1.500 Vollbetriebsstunden angenommen werden. Die Investitionskosten beinhalten die gesamte TGA der Wär-

<sup>3</sup> CO<sub>2</sub>-Äquivalent nach Österreichisches Institut für Bautechnik (2015) für Fernwärme aus Heizwerk nicht erneuerbar

mepumpe und Verteilung inkl. der Abgabe bis ins Gebäude. Tabelle 3-23 zeigt eine Übersicht über die technische, wirtschaftliche und ökologische Abschätzung für das dezentrale Wärmenetz. Es zeigt sich eine Amortisation der Maßnahme von ca. 13 Jahren.

Tabelle 3-23 Technische, wirtschaftliche und ökologische Abschätzung für das dezentrale Wärmenetz

Erforderliche Wärmeleistung	kW	500
Volllaststunden	h/a	1.500
Betrachtungszeitraum	a	15
Minderung konventioneller Energieverbrauch	kWh/a	120.000
Kosteneinsparung	€/a	25.000
Investitionskosten abzgl. Förderung	€	330.000
Amortisation	a	13
Vermiedene CO2 Emissionen	kg CO2-eg	17.450

### 3.2.10 Wärmenetz P2H

Im derzeitigen Energiemarkt sind – bedingt durch die historische Entwicklung von Förderregimen und Kostenstrukturen – zwei sich ergänzende Handlungsfelder entstanden. Einerseits können Stromerzeugungsanlagen mit Nahwärmeauskopplung auf Basis fester oder flüssiger Biomasse nach Auslaufen der Tarifförderung aufgrund der Brennstoffkosten oft nicht mehr rentabel betrieben werden. Andererseits muss ein stetig steigender Anteil an fluktuierend, erzeugten Erneuerbaren (vor allem Wind, aber auch Photovoltaik) nach Auslaufen der Tarifförderung in den Markt integriert werden, was im Rahmen der Bilanzgruppenbewirtschaftung zu Herausforderungen hinsichtlich der Fahrpläneinhaltung bzw. zu hohen Ausgleichsenergiekosten führen kann. Eine Kopplung dieser beiden Handlungsfelder über Power to Heat Anlagen stellt einen möglichen Lösungsansatz für beide Problemstellungen dar. Ziel dabei ist, die Wärmeerzeugung über Power to Heat im Strom so zu betreiben, dass zum einen die Wärmegestehungskosten im Wärmenetz sinken, andererseits ein marktdienlicher Einsatz der Power to Heat Anlage im Sinne einer Flexibilität für die Bilanzgruppenbewirtschaftung erzielt wird. Für die Umsetzung der Power to Heat Anlagen gibt es hier unterschiedliche technologische Ansätze:

**Elektrodenkessel:** Diese wandeln elektrische Energie als reine Widerstandsheizung direkt in Wärme um. Diese Lösung zeichnet sich durch niedrige Investitionskosten und flexiblen Einsatz hinsichtlich notwendiger Temperaturen aus. Zudem ist diese Technologie unabhängig von einer etwaigen Wärmequelle. Andererseits ist diese technische Lösung mit hohem Exergieverlust verbunden, da dabei Strom 1:1 in Wärme umgewandelt wird. Auch wirtschaftlich bedeutet der im Vergleich zur Wärmepumpe höhere Strombedarf einen Nachteil.

**Wärmepumpen:** Charakteristisch ist hier eine tendenziell höhere Investitionssumme im Vergleich zum Elektrodenkessel und der höhere technische Aufwand bei der Einbindung. Nutzbare Abwärmequellen stellen hier begünstigende Faktoren dar. Je nach Temperaturniveau von Wärmequelle und Wärmesenke lässt sich hier aber eine erheblich bessere Effizienz erzielen als bei Elektrodenkesseln.

Ebenso sind Kombinationen dieser beiden Technologien denkbar, analog zur bisher üblichen Auslegung von Wärmezentralen in Grundlast- und Spitzenlasteinheiten. Zudem ergeben sich neben der grundsätzlichen Technologieauswahl noch weitere Optimierungsfragestellungen, zb. hinsichtlich der Speichergröße bzw. der zu installierenden Power to Heat Leistung. Vor diesem Hintergrund soll für das Wärmenetz im Projektgebiet auf die

mögliche Einbindung von Power to Heat nach technischen und wirtschaftlichen Aspekten untersucht werden. Als mögliche Wärmequelle für Wärmepumpen wird dabei vor allem der Abwärmestrom aus der Kläranlage, die Umgebungsluft sowie Rauchgaskondensat aus den in der Wärmezentrale vorhandenen Kesseln betrachtet. Die Bestandsaufnahme für das Wärmenetz, insbesondere die der Wärmezentrale erfolgte mithilfe des assoziierten Partners Energie Burgenland AG, der das Wärmenetz in Eisenstadt betreibt. Dabei wurden sowohl Bestandsdaten, als auch Betriebsdaten erfasst. Da bei dieser Maßnahme keine netzseitigen Veränderungen betrachtet werden, wurden lediglich Daten der Wärmezentrale erfasst. Die Wärmezentrale beinhaltet derzeit die folgenden Hauptkomponenten:

Ein **BHKW** mit der thermischen Spitzenleistung von 1.600 kW sowie der elektrischen Leistung von 2.000 kW. Der spezifische Brennstoffverbrauch für das BHKW wurde mit 4,79 kWh<sub>Bt</sub>/kWh<sub>el</sub> seitens des Betreibers bekanntgegeben. Das BHKW wird mit Hackschnitzel als Brennstoff betrieben. Das BHKW wird derzeit aufgrund eines Einspeiseförder tariffs stromgeführt betrieben, überschüssige Wärme wird an die Umgebung abgeführt.

Der **Gaskessel** mit 7.200 kW thermischer Leistung stellt den Spitzenlastkessel dar. Er wird mit Erdgas betrieben und weist einen durchschnittlichen Wirkungsgrad von 90% auf.

Der **Heißwasserpufferspeicher** in der Wärmezentrale weist ein Volumen von 240 m<sup>3</sup> auf, was bei einer erzielbaren Temperaturdifferenz von 20°C einen möglichen Energieinhalt von ~5.600 kWh ergibt.

Das **Wärmenetz** selbst weist derzeit einen Wärmebedarf von ~9,72 GWh auf (Stand Betriebsjahr 2017), die Spitzenlast im Netz beträgt 4.776 kW.

In unmittelbarer Nähe zur Wärmezentrale befindet sich zudem eine **Photovoltaik-Freiflächenanlage** mit der Nennleistung 349,96 kWp und einem simulierten jährlichen Ertrag von 413,5 MWh. Abbildung 3-39 zeigt den monatlichen Ertrag der PV-Anlage, der mithilfe des Softwaretools „PV-Sol 2017“ simuliert wurde.

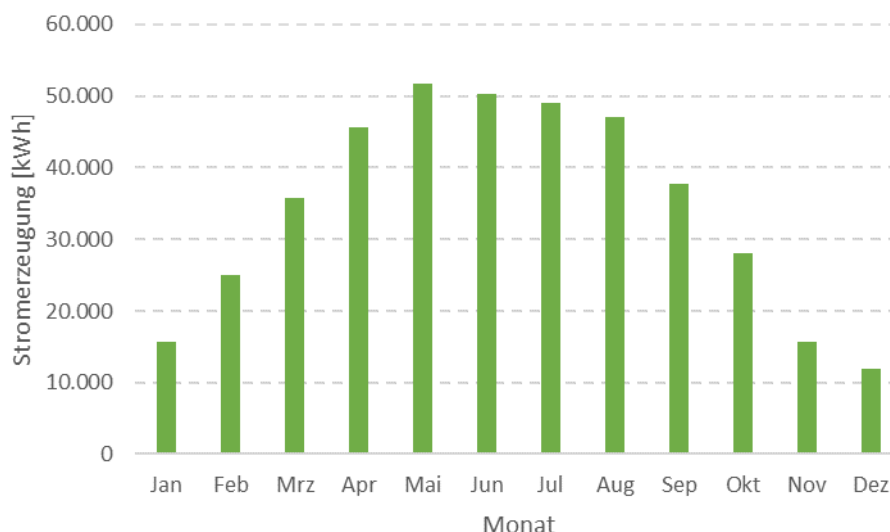


Abbildung 3-39 Monatlicher Ertrag der PV-Anlage am Standort Kirchacker

Zudem befindet sich in der Nähe zur Wärmezentrale eine **Kläranlage** mit einem Ablaufvolumen von durchschnittlich 8.927 m<sup>3</sup> pro Tag bei einem Temperaturniveau zwischen 8°C und 24°C.

Auf Basis dieser Ausgangssituation sowie der theoretischen Möglichkeiten wurden unterschiedliche Unterscheidungsmerkmale für die **Einbindung** von Power-to-heat in Wärmenetzen definiert:

- Technologie
  - Wärmepumpe
  - Elektrodenkessel
- Stromquelle
  - Lokal vorhandene erneuerbare Energie
  - Netzstrom
  - Netzstrom und lokal vorhandene erneuerbare Energie
- Hydraulische Einbindung
  - Entnahme aus dem Fernwärmerücklauf und Einspeisung in den Fernwärmeverlauf
  - Entnahme und Einspeisung in den Fernwärmeverlauf
  - Entnahme und Einspeisung in den Fernwärmerücklauf
- Wärmequelle (nur für Wärmepumpe relevant)
  - Abwärmestrom Kläranlage
  - Umgebungsluft
  - Rauchgaskondensat der Kessel

Durch Kombination von Varianten aus den Unterscheidungsmerkmalen ergeben sich eine Vielzahl an grundsätzlichen Einbindungsmöglichkeiten. Um die Bewertung effizient durchführen zu können, wurden daher in einer **Vorauswahl** nicht sinnvolle Varianten für das Projektgebiet aussortiert. Aufgrund der im Verhältnis zum Wärmebedarf geringen Stromerzeugung bei einer dennoch anfallenden Elektrizitätsabgabe (dzt. 1,5 ct/kWh) und der Tatsache, dass durch die Verwendung von Netzstrom, Netzgebühren, Steuern und Abgaben anfallen und somit hohe Wärmegestehungskosten für den **Elektrodenkessel** auftreten würden, wurde diese Technologievariante verworfen.

Ebenso wurde aufgrund der Verwendung von BHKWs die Möglichkeit der reinen **Rücklaufeinbindung** verworfen, da bei BHKWs in der Regel eine Rücklaufanhebung aufgrund der dann zu hohen Kühlwassertemperaturen problematisch erscheint. Dies bedeutet, dass für die Wärmepumpen mit einer Kondensatortemperatur in der Höhe des Fernwärmeverlaufs ausgegangen werden muss, was sich in der Ermittlung des COPs der Wärmepumpen niederschlägt. Dies führt zudem zu der Tatsache, dass die Wärmequelle Luft nur in Kombination mit einer anderen Wärmequelle eine ganzjährige Nutzung der Wärmepumpe möglich macht, da der Temperaturhub der Außenluft auf das Niveau des Fernwärmeverlaufs sonst zu hoch wäre. Für die Analyse eines regelbasierten Betriebs von wurden somit folgende Varianten untersucht (vgl. Tabelle 3-24).

Tabelle 3-24: untersuchte Power-to-Heat Varianten

Technologie	Stromquelle(n)	Wärmequellen
Wärmepumpe	Netzstrom – Netzebene 5	Rauchgas BHKW/Luft
	BHKW	Rauchgas BHKW/Luft
	Netzstrom – Netzebene 5	Kläranlage/Luft
	BHKW	Kläranlage/Luft
	PV	Kläranlage/Luft
	PV/BHKW	Kläranlage/Luft
	Netzstrom – Netzebene 5	Rauchgas Gaskessel/Kläranlage/Luft
	PV/Netzstrom – Netzebene 5	Rauchgas Gaskessel/Kläranlage/Luft



Für diese Varianten wurden unter Berücksichtigung der bereits vorhandenen Wärmeerzeuger sowie der Betriebsgrenzen der Anlagen mithilfe einer regelbasierten Einsatzstrategie die Wärmegestehungskosten der einzelnen Varianten ermittelt. Es wurden dabei nur die Brennstoff- bzw. Stromkosten in Betracht gezogen. Basierend darauf sollen jährliche Einsparungen in diesem Bereich gegenüber der Basisvarianten beziffert werden.

Dabei wurden die folgenden Basisvarianten definiert, die aus jetziger Sicht nach Ablauf der Einspeisetarifförderung für BHKW-Strom realistisch erscheinen:

- Variante 0: Wärmeerzeugung nur mittels Gaskessel
- Variante 1: Wärmegrundlast mit BHKW (wärmegeführt), Spitzenlast mit Gaskessel

Für die restlichen Varianten wurde eine regelbasierte Einsatzstrategie entwickelt, die auf Basis der jeweiligen Grenzkosten der Wärmegestehung nach Gleichung 3.1 die Einsatzreihenfolge zum jeweils niedrigsten möglichen Preis bestimmt:

$$GK_{t,i}(t) = \frac{p_{f,i}(t)}{\eta_i(t)} - p_{m,i}(t) \cdot E_{e,CHP}(t) \quad \text{Gleichung 3.1}$$

mit

$GK_{t,i}(t)$	Grenzkosten der Wärmeproduktion der Option i [€/kWh]
$p_{f,i}(t)$	Brennstoffpreis bzw. Strompreis der jeweiligen Option [€/kWh]
$\eta_i(t)$	Effizienz der jeweiligen Option (bei Wärmepumpe: COP) [-]
$p_{m,i}(t)$	Marktpreis für durch den Wärmeerzeuger eingespeisten Strom (nur BHKW) [€/kWh]
$E_{e,i}(t)$	Stromproduktion durch Wärmeerzeuger (nur BHKW) [kWh]

Der Strompreis wird bei der Nutzung lokal vorhandenen Stroms mit dem EXAA-Spotmarktpreis zuzüglich der Elektrizitätsabgabe (1,5 ct/kWh) bewertet, bei Netzstrom werden zudem die energiebezogenen Kosten aus den Bereichen Steuern und Abgaben berücksichtigt. Dies bedeutet für diesen Fall (Burgenland, Netzebene 5) einen Zuschlag von ~3,04 ct/kWh<sub>el</sub>.

Bei der Deckung des Wärmebedarfs anhand der Einsatzreihenfolge ist zudem zu beachten, dass die Betriebsgrenzen der vorhandenen Betriebsmittel eingehalten werden. Diese sind grundsätzlich nach oben hin durch die Nennleistung beschrieben. Vereinfachend wird für die erste Analyse ein ideales Regelverhalten angenommen, dh. eine Mindestleistung und Teillastverluste werden nicht berücksichtigt. Hinsichtlich der Wärmepumpe sind noch zusätzliche Betriebsgrenzen zu berücksichtigen (Gleichung 3.2 – 3.4):

Für den Betrieb mit Strom aus der PV-Anlage:

$$P_{max,t,WP,PV}(t) = E_{e,PV}(t) \cdot \eta_i(t) \quad \text{Gleichung 3.2}$$

mit

$P_{max,t,WP,PV}(t)$	Maximale Wärmeleistung der Wärmepumpe betrieben mit PV-Strom [kW]
----------------------	---

$E_{e,PV}(t)$	Stromproduktion der PV-Anlage im Zeitintervall [€/kWh]
$\eta_i(t)$	Effizienz der jeweiligen Option (hier COP) [-]

Für den Betrieb mit Strom aus dem BHKW:

$$P_{max,t,WP\_BHKW}(t) = E_{e,BHKW}(t) \cdot \eta_i(t) \quad \text{Gleichung 3.3}$$

mit

$P_{max,t,WP\_BHKW}(t)$	Maximale Wärmeleistung der Wärmepumpe betrieben mit BHKW-Strom [kW]
$E_{e,BHKW}(t)$	Stromproduktion des BHKWs [€/kWh]
$\eta_i(t)$	Effizienz der jeweiligen Option (hier COP) [-]

Für den Betrieb mit der Wärmequelle Rauchgas:

$$P_{max,t,WP\_RG}(t) = P_{t,RG}(t) \cdot (\eta_i(t) - 1) \quad \text{Gleichung 3.4}$$

mit

$P_{max,t,RG}(t)$	Maximale Wärmeleistung der Wärmepumpe bei Ausnutzung von Rauchgas als Wärmequelle [kW]
$P_{t,RG}(t)$	Entnehmbare Wärmeleistung aus dem Rauchgas [kW]
$\eta_i(t)$	Effizienz der jeweiligen Option (hier Wärmepumpe) [-]

Die maximal entnehmbare Wärmeleistung aus dem Rauchgas wird dabei nach Angabe des Betreibers mit 25 % der Wärmeleistung des Gaskessels bzw. BHKWs angesetzt. Bei der Einsatzplanung der Wärmepumpe sind zudem gegenseitige Beeinflussungen der Betriebsgrenzen auf Basis der Strom- und Abwärmequelle zu beachten. So gilt stets die niedrigere Leistungsgrenze dieser beiden als relevant. Die Gesamtleistung der unterschiedlich eingesetzten Wärmepumpenvarianten darf zudem die Nennleistung der Wärmepumpe nicht überschreiten. Basierend auf der Ausgangssituation wurde die Einbindung einer Hochtemperaturwärmepumpe mit einer Nennleistung von 1.400 kWth analysiert. Dies entspricht in etwa der Größe, die die Spitzenleistung der PV-Anlage (349,96 kW<sub>p</sub>) bei einem angenommenen COP von ~4 nutzen kann. Zudem entspricht die Größe auch einem Bereich der Jahresdauerlinie, die einen hohen Grundlastanteil aufweist.

Der COP der Wärmepumpe wurde lt. Herstellerangaben für die Nutzung von Rauchgas als Wärmequelle mit 4,5 angesetzt. Für andere Wärmequellen (Kläranlage, Luft) wird der COP zwischen 5°C (niedrigste mögliche Temperatur für nutzbare Wärmequelle) und 40°C linear zwischen den Werten 3 und 4,5 interpoliert. Für die wirtschaftliche Bewertung wurde ein Gaspreis von 2,40 ct/kWh angenommen, der Hackschnitzelpreis wurde mit 2,13 ct/kWh im Brennstoff enthaltene Energie angesetzt. Für die Analyse der Umsetzungsvarianten wurden dabei unter jeweiliger Erweiterung der bestehenden Anlage um die Wärmepumpe die Varianten nach Tabelle 3-25 analysiert. Die Tabelle deckt sich mit Tabelle 3-24, es wurde hier lediglich zur besseren Ergebnisdarstellung eine Variantenummerierung durchgeführt, die Basisvarianten wurden in die Tabelle aufgenommen. Falls für

eine Variante unterschiedliche mögliche Strom- und Wärmequellen vorhanden sind, so bestimmen die Grenzkosten der jeweiligen Variante die Auswahlreihenfolge unter Berücksichtigung der jeweiligen Leistungsgrenzen.

Tabelle 3-25: Benennung der Power-to-heat Varianten

Bezeichnung	Erweiterung	Mögliche Stromquelle(n)	Wärmequellen
Variante 0	keine	n.r.	n.r.
Variante 1	keine	n.r.	n.r.
Variante 2	Wärmepumpe	Netzstrom – Netzebene 5	Rauchgas BHKW / Luft
Variante 3		BHKW	Rauchgas BHKW / Luft
Variante 4		Netzstrom – Netzebene 5	Kläranlage / Luft
Variante 5		BHKW	Kläranlage / Luft
Variante 6		PV	Kläranlage / Luft
Variante 7		PV / BHKW	Kläranlage / Luft
Variante 8		Netzstrom – Netzebene 5	Rauchgas Gaskessel / Kläranlage / Luft
Variante 9		PV / Netzstrom – Netzebene 5	Rauchgas Gaskessel / Kläranlage / Luft

Die Darstellung der Ergebnisse erfolgt nach den jährlich je Option zur Verfügung gestellten Wärmemengen sowie der Wärmegestehungskosten nach dem Grenzkostenansatz für die absoluten und spezifischen Kosten. Dabei werden jeweils monovalente und kombinierte Betriebsweisen separat dargestellt. Bei der kombinierten Betriebsweise aus Kessel (BHKW oder Gas) und Wärmepumpe teilt sich die Wärmeerzeugung aufgrund des COPs von 4,5 und der aus dem Rauchgas entnehmbaren Wärmemenge von 25% der Wärmeleistung des Kessels im Verhältnis 1:0,875 zwischen Kessel und Wärmepumpe auf. Abbildung 3-40 zeigt die durch die unterschiedlichen Wärmeerzeuger bereit gestellten Wärmemengen der einzelnen Varianten.

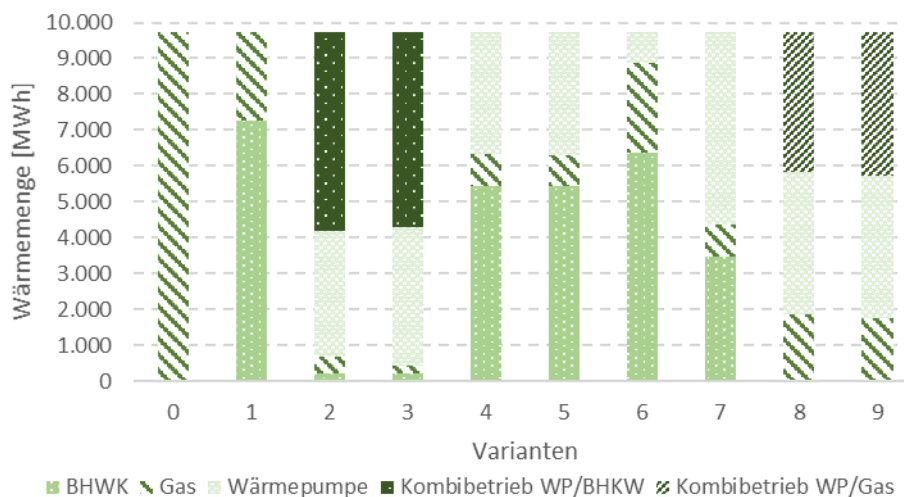


Abbildung 3-40 Wärmeerzeugung der Varianten

Es ist zu erkennen, dass bei der Einbindung einer Wärmepumpe unter Ausnutzung von Abwärme aus dem Rauchgas des BHKWs (Varianten 2 und 3) ein großer Anteil der Erzeugung im Kombibetrieb erfolgt. Im Sommerbetrieb, bei niedrigerer Heizlast und höheren Außenlufttemperaturen ist die günstigste Wärmeerzeugungsvariante oft auch die Wärmepumpe betrieben mit Netzstrom. Für die Varianten 4-7 ist die Nutzung der Rauchgaskondensation nicht vorgesehen, womit ein Kombibetrieb nicht relevant wird. Die Nutzung von lokalem Strom aus BHKW (Varianten 5 und 7) sowie PV (Varianten 4 und 7) wird jedoch berücksichtigt und führt vor allem bei

der Ausnutzung beider lokaler Stromquellen zu einem Anteil der Wärmepumpe an der Wärmebereitstellung von über 50%. Lediglich bei Variante 6 kann aufgrund der saisonalen Diskrepanz zwischen Wärmebedarf und PV-Erzeugung nur ein geringer Anteil über die Wärmepumpe bereitgestellt werden, der Rest folgt weiterhin mit Gas bzw. dem BHKW. Für die Varianten 2-7 mit Ausnahme der Variante 6 gilt jedoch, dass der Gaskessel nur aufgrund des gewählten Kostenansatzes nach Grenzkosten in Betrieb genommen wird. Die Wärmelast selbst könnte bei geeignetem Speichermanagement auch ohne den Gaskessel gedeckt werden. Die Varianten 8 und 9 stellen schließlich eine Kombination aus Gaskessel und Wärmepumpe dar. Hierbei wird als Wärmequelle für die Wärmepumpe das Rauchgaskondensat aus dem Gaskessel verwendet, während Netzstrom (Variante 8) bzw. PV- oder Netzstrom (Variante 9) die Wärmepumpe elektrisch antreiben. Auch hier wird der monovalente Betrieb mittels Gas stark eingeschränkt, es findet in hohem Ausmaß ein kombinierter Betrieb oder ein monovalenter Betrieb der Wärmepumpe statt. Abbildung 3-41 zeigt die Wärmegestehungskosten der einzelnen Varianten bezogen auf das Basisszenario 1 (BHKW wärmegeführt + Gas).

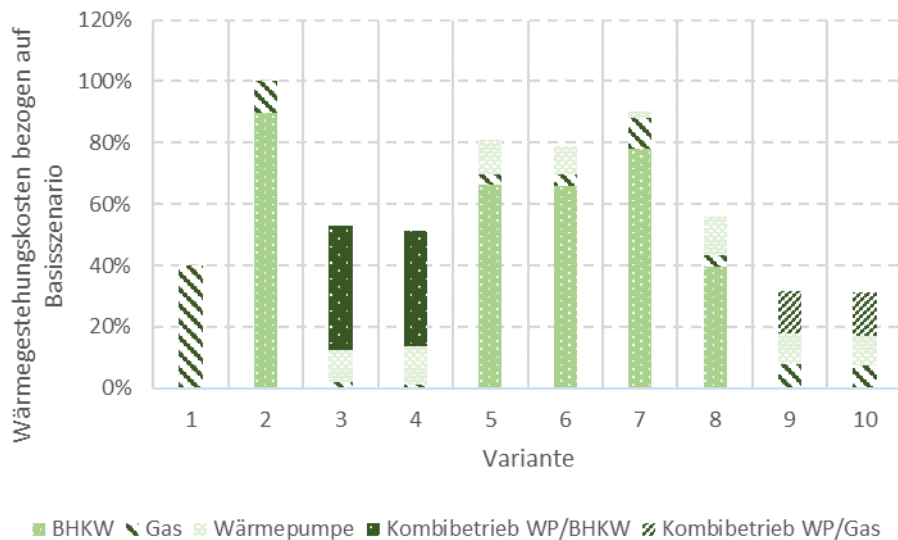


Abbildung 3-41 Wärmegestehungskosten der Varianten

Es ist zu erkennen, dass die Grenzkosten der Wärmegestehung bei der Bewertung des durch das BHKW erzeugten Stroms zu Marktpreisen, also nach Wegfall des Fördertarifs, in allen Varianten mit BHKW höher sind als bei den Varianten ohne BHKW-Nutzung. Die Kombination von Gas- und Wärmepumpen führt jedoch zu niedrigeren Grenzkosten der Wärmegestehung als beim reinen Gasbetrieb. Dies manifestiert sich auch in den spezifischen durchschnittlichen Wärmegestehungskosten bezogen auf das Basisszenario mit wärmegeführtem BHKW und Gasspitzenlastkessel (vgl. Tabelle 3-26).

Tabelle 3-26: Spezifische Wärmegestehungskosten der Varianten

Bezeichnung	Spezifische Wärmegestehungskosten in ct/kWh
Variante 0	40 %
Variante 1	100 %
Variante 2	53 %
Variante 3	51 %
Variante 4	81 %
Variante 5	79 %
Variante 6	90 %
Variante 7	56 %
Variante 8	32 %
Variante 9	31 %

Es bleibt festzuhalten, dass die Analyse der unterschiedlichen Varianten der Wärmebereitstellung lediglich als eine grundlegende Machbarkeitsanalyse dienen soll. Für eine etwaige Investitionsentscheidung ist insbesondere eine Detailplanung insbesondere Ermittlung des realen Regelverhaltens und eine dynamische Investitionsrechnung nach Vollkostenansatz durchzuführen.

### 3.2.11 Fernkälte

Eine mögliche Option, die Wärmenetzauslastung im Sommer und somit die Wirtschaftlichkeit innerhalb des Gewerbegebiets zu erhöhen, stellt die Abdeckung der Gebäudeklimatisierung durch sorptionsgestützte Kälteproduktion dar. Damit erfolgt – abhängig von der weiteren Betriebsführung der Wärmeerzeugung im Wärmenetz - eine Steigerung hinsichtlich des ökologischen und ökonomischen Betriebes des Fernwärmenetzes mittels Wärmeabsatz außerhalb der Heizperiode. Der anfallende Kältebedarf zur Abdeckung der Gebäudekühlleistung wird hierbei durch thermisch angetriebene Kälteanlagen erzeugt. Diese Kälteanlagen können wiederum in Adsorption- und Absorptionskälteanlagen (AdKA & AbKA) eingeteilt werden. Der Aufbau, Funktionsweise sowie Vor- und Nachteile solcher Anlagen werden in (BINE, 2004) beschrieben. Tabelle 3-27 gibt einerseits einen Überblick betreffend typischer Kennwerte und Tabelle 3-28 andererseits zurzeit am Markt befindliche Hersteller wieder.

Aus den Tabellen wird ersichtlich, dass sowohl der Einsatz von Adsorption- als auch Absorptionskälte für den Betrieb mit Fernwärme in Frage kommen, womit ein Ausscheiden der Art von Technologieanwendung nicht erzwungen wird und ein breites Spektrum an Herstellern gewählt werden kann. Die spezifischen Investitionskosten belaufen sich laut auf 1.500 €/kW bis 4.000 €/kW (Buonomano, Calise, & Palombo, 2018) wiewohl diese Angaben in Verbindung mit einer solarthermisch betriebenen Wärmeerzeugung (Flachkollektor, evakuiertes Rohr, konzentrierender Parabolrinne) stehen. Im Gegensatz dazu liegen elektrisch betriebene Kompressionskältemaschinen bei spezifischen Kosten von 150 €/kW bis 300 €/kW, abhängig von deren Kapazität. In diesem Marktszenario sind solche Anwendungen gegenüber konventionellen Systemen zu teuer und müssen daher in Bezug auf die Betriebskosten erhebliche Einsparungen erzielen, um eine angemessene wirtschaftliche Rentabilität zu erreichen. Daher ist eine geeignete Systemwahl und ein Entwurf der Vorrichtungen, welche kombiniert werden sollen (in Abhängigkeit von den auftretenden Randbedingungen und Anwendungen, beispielsweise der Gebäudenutzung), zu empfehlen. Tabelle 3-27 und Tabelle 3-28 fassen die Marktrecherche hinsichtlich möglicher Kältemaschinen zusammen.

Tabelle 3-27: Übersicht über die wichtigsten Kennwerte thermisch angetriebener Kälteanlagen zur Kaltwassererzeugung für die Raumklimatisierung

Verfahren	Ab-Kälteanlage		Ad-Kälteanlage	
Anzahl Stufen	1-stufig	2-stufig	1-stufig	
Sorptionsmittel	Lithiumbromid		Wasser	Silikagel
Arbeitsstoff	Wasser		Ammoniak	Wasser
Antriebstemperatur	80°C - 110°C	140°C - 160°C	80°C - 120°C	60°C - 95°C
Antrieb durch	Heißwasser, (evtl. Dampf, einige auch direktbefeuert)	Heißwasser, Dampf, direktbefeuert	Heißwasser, Dampf, direktbefeuert	Heißwasser
COP	0.6 – 0.8	0.9 – 1.2	0.3 – 0.7	0.4 – 0.7
Leistungsbereich, marktverfügbar	Darstellung in Tabelle 3-28			
Hersteller				

Tabelle 3-28: Übersicht am Markt befindlicher Hersteller für thermisch angetriebene Kälteanlagen

Hersteller	AdKA / AbKA	Type	Antriebs-temperatur in °C	Leistungs-klasse in kW	Heizleistung in kW	Rückkühlung in kW	Arbeitszahl -
<b>EAW Energieanlagenbau</b>	AbKA	WEGRACAL C	75-95 für 15/9	15, 30, 50	20, 40, 67	35, 70, 117	max. 0,75
	AbKA	WEGRACAL SE	75-90 für 15/9	80, 150, 200, 250	111, 200, 266, 333	194, 350, 466, 583	max. 0,75
<b>InvenSor</b>	AdKA	InvenSorLTC 10 E+	55-85 für 18/15	4-(12)	(15,4)	(25,4)	(0,65)
	AdKA	InvenSorLTC 30 E+	65-85 für 18/(14)	10-(30)	(49)	(78,5)	(0,6)
	AdKA	InvenSorLTC 90 E+	65-85 für 18/(14)	(40)-(90)	(148,5)	(235,5)	(0,6)
<b>Johnson Control</b>	AbKA	YKWKK	nicht relevant	187-939	nicht relevant	nicht relevant	nicht relevant
<b>Pink</b>	AbKA	PinkChiller PC19	75-85 für 12/6   18/15	bis 19	30   27	49   47	kA
	AdKA	PinkChiller eCoo	55-95 für min. 6	bis 10	bis 40	kA	max. 0,65
<b>SolabCool</b>	AdKA	SolabChiller	60-95 für 21-12	3-5	kA	kA	0,5-0,65
	AdKA	SolabCascade	60-95	5er-Abstufung	kA	kA	0,5-0,65
<b>solarnext</b>	ADKA	Chillii Cooling Kit ISC	45-75 für 18/15	4-25	kA	kA	0,6
	ABKA	Chillii Cooling Kit WCF	70-95 für 6-15	10-300	kA	kA	0,7
	ABKA	Chillii Cooling Kit PSC19	kA	19 (nominal)	kA	kA	kA
	ABKA	Chillii Cooling Kit PSC19	kA	50 (nominal)	kA	kA	kA

Um die grobe Vorkalkulation der benötigten Generatorheizlast durchführen zu können wurde mit Berücksichtigung nachfolgender Punkte eine methodische Bewertung vorgenommen:

- *Systematische & qualifizierte Erhebung des Kältebedarfs*  
Die Einschätzung der erforderlichen Heizleistung soll mit dem im Untersuchungsgebiet vorhandenen Kältesenken betreffend Gebäudekühllast erfolgen. Optional sollen ebenfalls industrielle Kälteanwendungen aufgezeigt werden.
- *Standardlastgang für Kühlen (Korrelation mit Temperatur)*  
Zur Bewertung soll ein dynamischer Jahreslastgang eines Referenzobjekts zur Erzeugung der spezifischen Gebäudekühllast in Abhängigkeit der Außentemperatur herangezogen werden, welcher eine Zeitschrittweite von 15 Minuten aufweist. Dieser Jahreslastgang wurde mittels Simulationsprogramm erzeugt.
- *Prognose für zukünftige Entwicklung des Kältebedarfs*  
Nach erfolgter Auswertung des Kältebedarfs und der benötigten Heizleistung sind einzelne Verbraucher auf deren relevante Verfügbarkeit zu überprüfen. Optional können Betrachtungen hinsichtlich Erhöhung sommerlicher Außentemperaturen erfolgen.
- *Informationen zur Kälteversorgungsstruktur*  
Unter der Annahme, dass relevante Kältesenken eine Art „dezentrale Gebäudeklimatisierung“ aufweisen, beschränkt sich die Recherche im Wesentlichen auf den Einsatz der industriellen Kälteanwendungen.
- *Informationen zu vorhandenen Gebäudetypen und Baualtersklassen*  
Der im Untersuchungsgebiet dominierende Gebäudetyp wird als Nicht-Wohnbau eingestuft und setzt sich aus gewerblichen (Handel, Werkstätten, Realitäten, Kredit-, Versicherungs-, Gesundheits-, Veterinär- und Sozialwesen) und öffentlichen Einrichtungen (Technologiezentrum, pädagogische Hochschule und Fachhochschule) zusammen. Eine Bewertung der unterschiedlichen Bauklassen und deren vorliegenden Wärmeschutz beschränkt sich auf einer weiteren Annahme, die OIB-RL 6 des Jahres 2011 einhalten zu können.
- *Handlungsstrategien / Maßnahmen zur Reduzierung und klimaschonenden Deckung des Kältebedarfs und damit verbundenen CO<sub>2</sub>-armen Energieversorgung*  
Die Analyse der Potentialabschätzung soll Handlungsbedarfe bzw. Empfehlungen aufzeigen, welche innerhalb des P2H Szenarios integriert werden können.

Zweck einer Kälteanlage ist die Kühlung eines Systems durch den Entzug von Wärme bei niedrigerer Temperatur. Diese der Kälteanlage zugeführte Kältelast ( $\dot{Q}_K$  in W) ist der Nutzen des linkslaufenden Kreisprozesses. Die dabei aufzuwendende Arbeit ist die bereitzustellende Heizlast ( $\dot{Q}_H$  in W) für den Generator. Eine Effizienzbewertung der Kälteanlage wird durch die Leistungsziffer  $\epsilon_{KA}$  vorgenommen und berechnet sich nach Gleichung 3-5.

$$\epsilon_{KA} = \frac{\dot{Q}_K}{\dot{Q}_H} \quad \text{Gleichung 3-5}$$

Aus Gleichung 3-5 wird ersichtlich, dass ein dynamischer Verlauf der zugeführten und aufgewendeten Leistungen eine variable Leistungsziffer zur Folge hat. Für eine vereinfachte Betrachtung wird eine konstante Leistungsziffer

$$\epsilon_{KA} = \frac{\dot{Q}_K}{\dot{Q}_H} = 0.7 = \text{konst.} \quad \text{Gleichung 3-6}$$

zur Berechnung herangezogen. Dieser Wert kann als realitätsnahe Annahme nach den in Tabelle 3-28 angegebenen Kennwerten gewählt werden.

Um das Wärmepotential für sorptionsgestützte Kälteanlagen innerhalb des Gewerbegebiets abschätzen zu können, erfolgte die Generierung eines Jahreslastgangs, welcher die spezifische Gebäudekühllast (in  $W/m^2$ ) für ein Referenzobjekt simuliert. Hierfür wurde ein IWEC2-Wetterdatensatz des Standorts Eisenstadt zur Berechnung des dynamischen Lastverlaufs verwendet. Der Verlauf der Außentemperatur ist in Abbildung 3-42 ersichtlich. Er erreicht ein Minimum von  $-14.05^{\circ}C$  sowie ein Maximum von  $33.58^{\circ}C$  und hat einen Jahresmittelwert von  $10.29^{\circ}C$ . Die Simulation der Gebäudekühllast erfolgte mit Hilfe der Gebäudesimulationssoftware IDA ICE <sup>®</sup>. Da das Programm einen gleichungsbasierten Lösungsansatz verfolgt und daher keine Zeitschrittweiten eingehalten werden, mussten Interpolationen zur Ermittlung der 15 min-Werte durchgeführt werden.

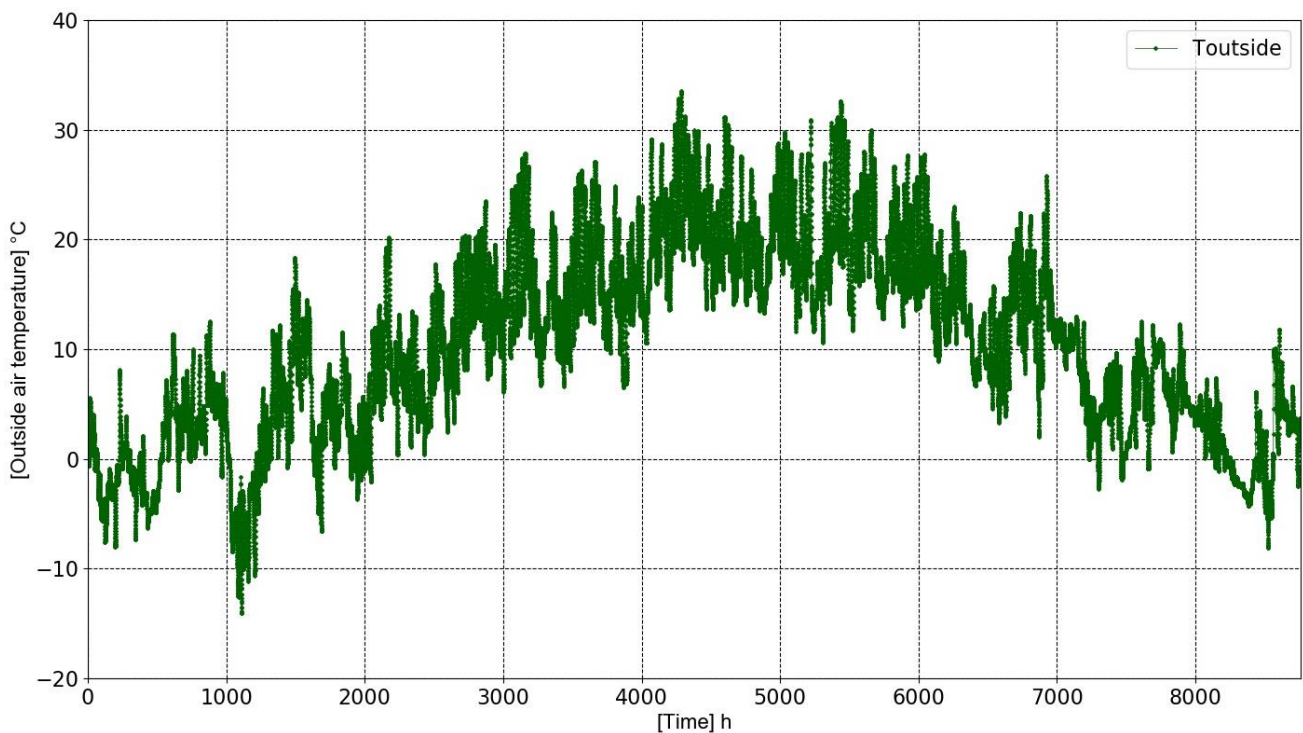


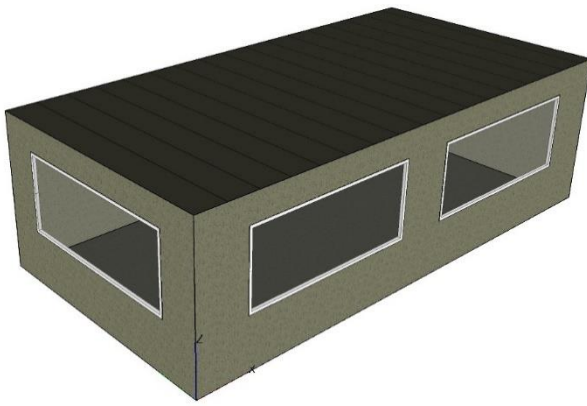
Abbildung 3-42: Außentemperatur-Jahresverlauf Standort Eisenstadt

Für die Ermittlung der spezifischen Kühllasten wurde ein Referenzobjekt definiert (siehe Abbildung 3-43). Die Hauptabmessungen betragen  $10\text{ m} \times 5\text{ m} \times 2.6\text{ m}$  (L x B x H), Fensterflächen und deren Positionierung können der angehängten Planskizze entnommen werden. Der Entwurf des Modells sah einen Gasflächenanteil von 40 % an der Süd-/Westseite des Gebäudes vor. Betreffend des bauphysikalischen Verhalten des Gebäudes wurden Bauteilaufbauten, welche den Mindestanforderungen für Wärmeschutz laut OIB-Richtlinie 6 (Jahr 2011) genügen, gewählt. Die zur Kühllastberechnung angewendeten U-Werte sind in Tabelle 3-29 aufgelistet.

Tabelle 3-29: Wärmeübergangszahlen des Referenzobjekts

U-Wert in $W\ m^{-2}K^{-1}$	Bauteil
0.3425	<b>AW</b> Außenwand





0.4065	<b>BO</b> Boden
0.2077	<b>DE</b> Decke
1.7	<b>FE</b> Fenster (g=0.68)

Abbildung 3-43: Referenzobjekt (IDA ICE 3D Modellansicht)

Eine weitere Vereinfachung wurde hinsichtlich der internen Lasten getroffen, welche in der Berechnung keine Berücksichtigung fanden. Lediglich eine Variantenberechnung hinsichtlich Verschattung (keine Verschattung; 50 % Anteil der Fensterfläche) wurde in die Simulation mitaufgenommen. Hierfür wurden Außenjalousien an den Fenstern angebracht und mit einem Zeitplan versehen, welcher wie in Abbildung 3-44 dargestellt Werk- und Sonn- und Feiertage gesondert behandelt.

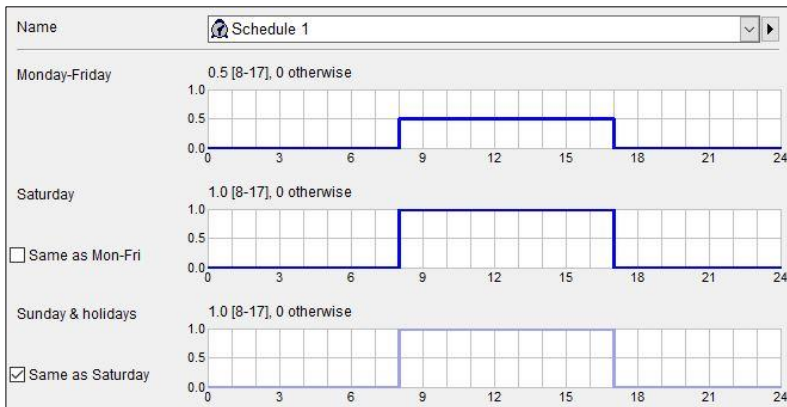


Abbildung 3-44: Zeitplan Fensterverschattung

Während die Außenjalousien von Mo-Fr zwischen 8 Uhr und 17 Uhr zu 50 % geschlossen sind, sind an Sa sowie Sonn- und Feiertagen die Verschattungssysteme für eine vollständige Abschirmung solarer Einträge im Einsatz. Da im Gewerbegebiet ein hoher Büroanteil anzutreffen ist, wird die Kühllast der Verschattungsvariante zur Potentialabschätzung angewendet.

Für die Berechnung der Gesamtkühllast wurde das Gewerbegebiet nach potentiellen Kältesenken (Verbrauchern) gesichtet. Relevante Unternehmen wurden gelistet und hinsichtlich ihrer Bruttogeschoßfläche (BGF) mittels GoogleMaps<sup>®</sup> vermessen. Die Tabelle 3-30 führt potentielle Verbraucher und ihre BGF an. Die kumulierte Gesamtfläche ergibt 90.927 m<sup>2</sup>. Als zukünftige Ausbaustufe würden sich die Unternehmen U15, U16, U19, U20 und U21 einerseits aufgrund ihres großen Flächenanteils (ca. 50 % der Gesamtfläche) und andererseits ihrer zueinander günstigen lokalen Verortung erweisen.

Tabelle 3-30: Potentielle Kältesenken im Untersuchungsgebiet

U <sub>Index</sub>	Unternehmen	Fläche in m <sup>2</sup>
U <sub>1</sub>	Autohaus Koinegg	3.380
U <sub>2</sub>	Telekom Austria Kundencenter	745
U <sub>3</sub>	Autohaus Kamper	290
U <sub>4</sub>	Helvetia Versicherungen	675
U <sub>5</sub>	Lipp Stahlbau	165
U <sub>6</sub>	Holzbau Franz Gollubits	132
U <sub>7</sub>	ÖBB Postbus	485
U <sub>8</sub>	ÖAG Haustechnik IZ	1.895
U <sub>9</sub>	Mail Boxes Versand	260
U <sub>10</sub>	Toyota Buchreiter	735
U <sub>11</sub>	Fliesen Jennel	1.075
U <sub>12</sub>	Isosport (*)	0
U <sub>13</sub>	Bäckerei Altdorfer (*)	0
U <sub>14</sub>	TopDown Creative Factory	665
U <sub>15</sub>	<b>Technologiezentrum</b>	<b>10.816</b>
U <sub>16</sub>	<b>Pädagogische Hochschule</b>	<b>8.284</b>
U <sub>17</sub>	Lidl	1.115
U <sub>18</sub>	ÖJAB Haus Eisenstadt	6.000
U <sub>19</sub>	<b>FH Burgenland</b>	<b>14.250</b>
U <sub>20</sub>	<b>TechLab Eisenstadt</b>	<b>11.145</b>
U <sub>21</sub>	<b>Technopark</b>	<b>600</b>
U <sub>22</sub>	XXXLager	2080
U <sub>23</sub>	FORD Weintritt	1090
U <sub>24</sub>	XXXLutz	14.655
U <sub>25</sub>	Hagebaumarkt	7.585
U <sub>26</sub>	FitnessStudio PowerGym	925
U <sub>27</sub>	Röntgen Eisenstadt	925
U <sub>28</sub>	Rohrdorfer Transportbeton GmbH	195
U <sub>29</sub>	Abwasserberband Eisenstadt	760

(\* Für die Unternehmen Isosport und Bäckerei Altdorfer sind die industriellen Kälteanwendungen mehr von Bedeutung und sollen innerhalb der Partizipationsmaßnahmen erhoben werden.

Nachfolgend sollen die Simulationsergebnisse hinsichtlich benötigten Kühllastbedarfs, Heiz- und spezifischer Heizleistung des Generators gegenübergestellt werden. In Abbildung 3-45 werden simulierte Jahresverläufe des Referenzobjekts für die Variante 1 ohne Beschattung und Variante 2 mit 50 %-igen Verschattungsanteils dargestellt. Hierbei wird die hohe Abhängigkeit des extern eintretenden Strahlungsanteils sichtbar. So ist bei Variante 1 bereits von Mitte April (2.496 h) bis Mitte Oktober (6.888 h) ein Kühllastbedarf zu verzeichnen. Betreffend der erforderlichen Heizleistung wird ein Maximum von 3.312 W erreicht, welches einen spezifischen Wert von 66,2 W/m<sup>2</sup> ergibt.

Variante 2 hingegen muss einen erforderlichen Gebäudekühllastbedarf von Ende Juni (4.150 h) bis Mitte September (6.168 h) abdecken und hat ein Maximum von 36,5 W/m<sup>2</sup> als spezifische Heizleistung für den Generatorbetrieb aufzuwenden. Dies bedeutet eine Leistungsreduktion von knapp 45 % gegenüber Variante 1.

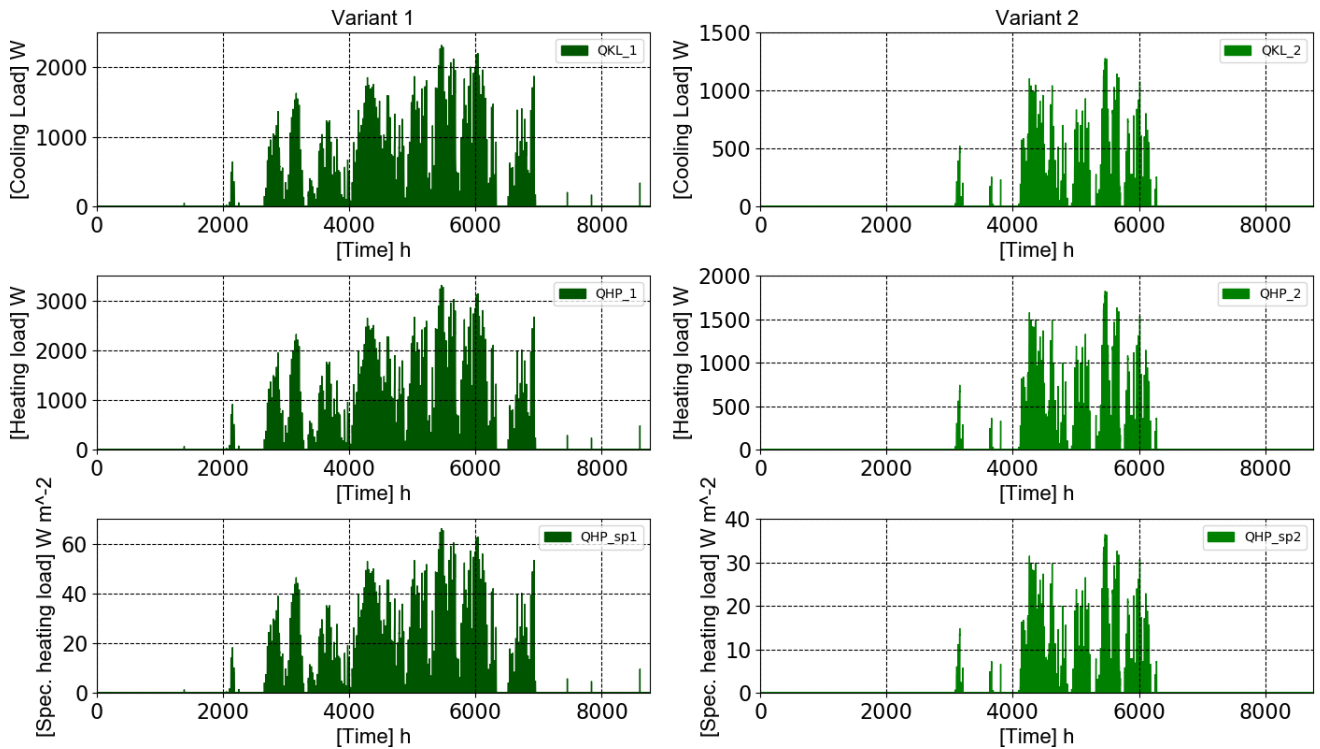


Abbildung 3-45 Simulationsergebnisse des Referenzobjekts

Eine Auswertung der im Projektgebiet vorhandenen Gebäudeinfrastruktur mit Schwerpunkt auf Gewerbe und Handel unter Berücksichtigung etwaiger Wärmeanschlüsse ergibt ein abgeschätztes Versorgungspotential für die Kälteversorgung mit Fernkälte von 45.095 m<sup>2</sup>. Insgesamt steigt der Wärmebedarf im Netz von 9,725 MWh/a auf 10,250 MWh/a.

Die Darstellung der Ergebnisse erfolgt analog zur Darstellung in Kapitel 3.2.10 unter Berücksichtigung der Veränderungen durch die neue Jahresdauerlinie. Abbildung 3-46 zeigt die Gegenüberstellung der Wärmeerzeugung ohne und mit Fernkälte. Dabei ist – bis auf die geringe Zunahme des Wärmebedarfs - kaum ein Unterschied erkennbar.

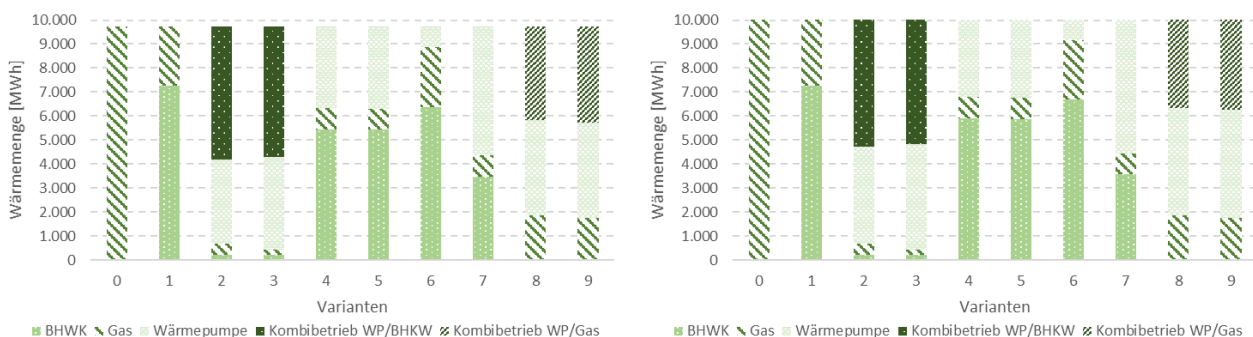


Abbildung 3-46 Vergleich der Wärmeerzeugung ohne und mit Fernkälte

Abbildung 3-47 zeigt daher die Veränderung der Wärmeerzeugung der einzelnen Varianten. Ein positiver Wert bedeutet, der Wärmeerzeuger gewinnt durch die Fernkälte an Bedeutung, eine Abnahme mindert die Bedeutung eines Wärmeerzeugers. Die Werte stellen Prozentpunkte bezogen auf die gesamte Wärmebereitstellung dar.

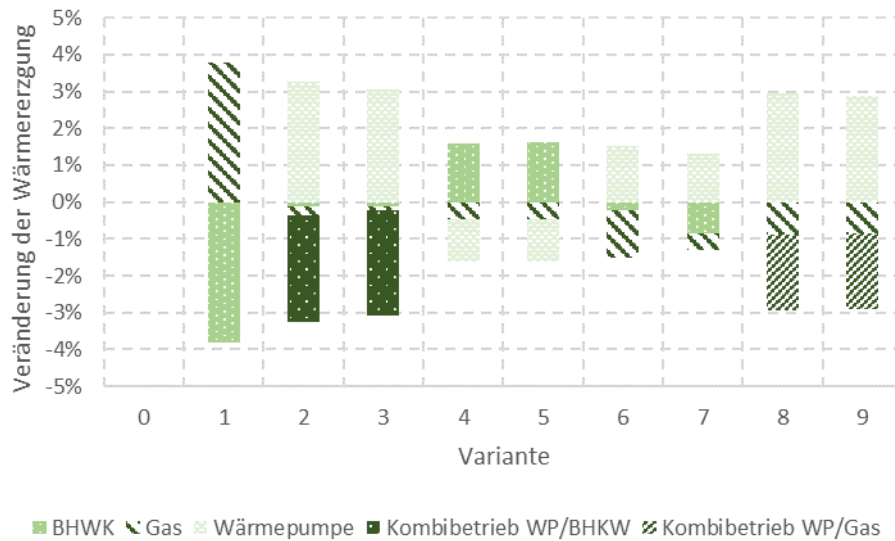


Abbildung 3-47 Veränderung der Wärmeerzeugung durch Bereitstellung von Wärme für Fernkälte

Es ist zu erkennen, dass der monovalente Betrieb der Wärmepumpe außer bei den Varianten 4 und 5 an Bedeutung gewinnt. Zudem verschiebt sich das Verhältnis bei der Basisvariante in Richtung der Gaserzeugung, während bei den Kombinationen aus Gas und Wärmepumpe die Wärmepumpe ebenfalls an Bedeutung gewinnt.

### 3.2.12 Wärmenetz Netzoptimierung

Das vorliegende Projektgebiet verfügt über ein umfangreiches Fernwärmenetz. Da es für den Betrieb und die Wirtschaftlichkeit derartiger Netze unumgänglich ist, die optimal parametrisierten Netz Vor- und Rücklauf-temperaturen zu gewährleisten, ist ein möglicher Ansatzpunkt, diese zu optimieren. Wesentlich dabei ist, das bestehende System auf Optimierungspotential zur Reduktion der Netzvorlauf-temperatur hin zu untersuchen. Weiters ist eine Senkung der Netzrücklauf-temperatur und damit Optimierung der Temperaturspreizung in die Betrachtungen miteinzubeziehen.

Durch Optimierung der Netztemperaturen kann eine Reduktion des umgewälzten Massenstroms und damit verbunden des Pumpenstromes erreicht werden. Der Zusammenhang zwischen den Netztemperaturen und des Volumenstroms wird in Abbildung 3-48 dargestellt und zeigt die Bedeutung einer Netztemperaturoptimierung.

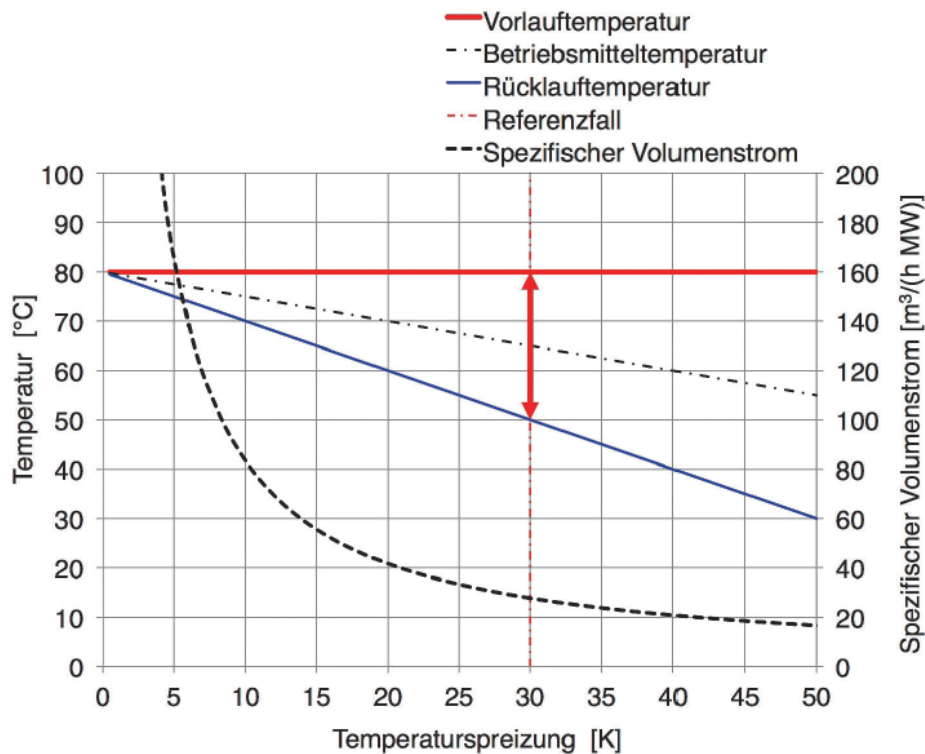


Abbildung 3-48: Netztemperatur und spezifischer Volumenstrom in Abhängigkeit der Temperaturdifferenz für 1 MW (Fernwärme Arbeitsgemeinschaft QM, 2017)

Erhöhte Netzzrücklauftemperaturen einzelner Wärmeabnehmer verringern zusätzlich die Kapazität des Netzes, wodurch Optimierungen der Abnehmer zur Leistungsfähigkeit des bestehenden Netzes beitragen. Mittels methodischer Bewertung der übertragenen Wärme- und Wassermengen wird die Güte der Wärmeabnehmer und damit das Optimierungspotenzial für das Netz bestimmt.

Teilweise verfügen bestehende Objekte des Projektgebietes über veraltete Energieerzeugungs- und -verteilungssysteme bzw. über hydraulisch nicht eingeregeltete technische Anlagen. Stichprobenartig durchgeführte Begehungen bestehender Gebäude ermöglichten einen Eindruck der Anlagentechnik samt einzelner TGA Komponenten. Jene Erhebungen wurden mit besonderem Augenmerk auf fehlerhafte oder nicht korrekt installierte Anlagenteile gelegt. Jene bei Bestandsbegehungen erfassten Gebäude verfügen über veraltete Anlagenkonfigurationen, welche nicht mehr dem Stand der Technik entsprechen. Im Zuge der stichprobenartigen Untersuchungen zeigte sich, dass objektseitig hohes Potential zur Optimierung der Wärmeverteilung vorhanden ist.

Die monetären Auswirkungen einer Optimierung der Netztemperatur wurde mittels einer Wirtschaftlichkeitsbetrachtung dargestellt. Durch gezielte Maßnahmen im Bereich der Kundenanlagen (Sekundärseite) kann eine Verringerung der Netzzrücklauftemperatur herbeigeführt werden. Zu den rücklauftemperatursenkenden Maßnahmen zählen:

- hydraulische Einregulierung der Anschlussnehmer,
- Anpassung der Anlagenhydraulik,
- Rücklauftemperaturbegrenzung
- Anpassung der Heizcharakteristiken (Heizkurve, Zeitprogramme, etc.).

Jene Maßnahmen leisten einen Beitrag zur Verringerung der Netzverluste sowie des Pumpenstromaufwands. Bei einer Senkung der gesamten Netztemperatur um 1,5 K (ausgehend von einer Temperaturspreizung bei 30 K) kann eine Erhöhung der Netzkapazität um 5% bzw. eine Reduktion des Volumenstroms um 5% erreicht werden. Weiters kann der Leistungsbedarf der Netzpumpen theoretisch um rund 15% gesenkt werden. Dies wiederum führt zu einer Verbesserung der Rendite des Fernwärmenetzes. Tabelle 3-31 zeigt die wesentlichen technischen, wirtschaftlichen und ökonomischen Aspekte aus der Abschätzung der Potentiale zur Optimierung des Wärmenetzes. Jene im Zuge des Sondierungsprojektes durchgeführten Vorbetrachtungen und Potentialerhebungen zeigen ein hohes Einsparungspotential durch Optimierung der Abnehmerseiten des bestehenden Fernwärmenetzes.

Tabelle 3-31 Technische, Wirtschaftliche und ökonomische Aspekte für die Optimierung des Wärmenetzes

Volllaststunden	h/a	1.700
Betrachtungszeitraum	a	15
Investitionskosten	€	279.000
Amortisationszeit	a	< 10 Jahre
Vermiedene CO2 Emissionen	kg CO2-eg	114.000

### 3.2.13 Gesamtkonzept

In einem letzten gemeinsamen Bewertungsprozedere wurden die finalisierten Themen, die es in der Vision zu einem TEC Hub zu verschmelzen gilt, nochmals reflektiert. Die Bewertung der Themenbereiche wurde folgendermaßen durchgeführt: Jeder der Projektpartner erarbeitete im Vorfeld, inwieweit die von ihm erarbeiteten Themenbereiche zu einer Beeinflussung der Bevölkerung führen würde, sollten die Maßnahmen des Themenbereichs umgesetzt werden. Dies stellt einen wesentlichen Punkt zum in der Vision geforderten Kriterium der Partizipation dar.

Nachdem alle Projektpartner ihre Themenbereiche unter diesem sozialen Aspekt vorgestellt hatten, wurden alle Maßnahmen nach dem Einfluss auf die Bevölkerung gereiht und jene, die entweder gar keinen oder nur einen sehr geringen Einfluss aufwiesen, von der Initiierung des TEC Hubs ausgeschlossen. In der nachfolgenden Tabelle 3-32 sind zum einen die Themenbereiche und ihre jeweiligen sozialen Aspekte, bzw. das Ergebnis der Bewertung im Konsortium dargestellt. Grün markierte Themenbereiche haben sich für die Weiterführung qualifiziert, rot markierte erfüllen die Kriterien nicht und scheiden daher in dieser Phase des Projekts aus. Alle Entscheidungen wurden innerhalb des gesamten Konsortiums und einstimmig getroffen. Die gemeinsame Erarbeitung und Bewertung der Themenbereiche und deren Maßnahmen zeigt, dass im Projektkonsortium hinsichtlich der Ausformulierung des TEC Hubs ein gemeinsames Bild gebildet hat, welches in der Vision und den Umsetzungsplänen verschriftlicht wurde.

Tabelle 3-32: Bewertung der Themenbereiche unter Berücksichtigung der sozialen Aspekte

<b>Bezeichnung des Themenbereichs</b>
<p style="text-align: center;"><b>PV-Potentiale</b></p> <p>In diesem Zusammenhang soll für die Bevölkerung die Möglichkeit zu gemeinschaftlichen Investitionen in das Energiesystem geschaffen werden, um der teilnehmenden Gemeinschaft des Mieterstrommodells die Möglichkeit zur Nutzung von Sonnenstrom zu bieten (Bürgerinitiative, Bürgervereine, Crowdfunding etc.) .Den BürgerInnen der Stadt soll die Möglichkeit der aktiven Teilnahme am Energiesystem geboten werden. In diesem Zusammenhang kann und soll das Bewusstsein der BürgerInnen für erneuerbare Energien geschärft werden.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Der informierte Bürger</li> <li>• Bewusstere Nutzung der Energie</li> <li>• Veränderung des Verbraucherverhaltens</li> </ul>
<p style="text-align: center;"><b>PV-Ladestationen</b></p> <p>Mit der Implementierung von PV-Ladestationen im Projektgebiet soll den BürgerInnen die Möglichkeit zu gemeinschaftlichen Investitionen in das Energiesystem aufgezeigt werden und der teilnehmenden Gemeinschaft Strom zur Ladung von Fahrzeugen zur Verfügung stellen zu können (Bürgerinitiative, Bürgervereine, Crowdfunding etc.), wobei die BürgerInnen wiederum aktiv am Energiesystem teilnehmen sollen. Weiters können sich die BürgerInnen bei einer möglichen Umsetzung dieser Maßnahme zu E-Car-Sharing &amp; Charging Gemeinschaften zusammenschließen. Ein weiterer, interessanter Effekt dieser Maßnahme wäre die mögliche Eröffnung des Zugangs für Elektromobilität für sozial schwächere BürgerInnen, und zwar durch die Implementierung völlig neuartiger Geschäftsmodelle.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• BürgerInnen werden hinsichtlich der Nutzung von RES für E-Mobilität informiert</li> <li>• Bewussteres Laden→Nutzung des PV-Ladetarifes in den Sonnenstunden</li> <li>• BürgerInnen wird die Möglichkeit, ihre Fahrzeuge mit Sonnenstrom (variable Tarife) zu laden, geboten</li> </ul> <p>Durch die Positionierung der Ladestationen auf den Parkplätzen von hoch frequentierten Handelsunternehmen kann der Nutzer der Ladestation die Zeit der Ladung sinnvoll für diverse Erledigungen nutzen.</p>
<p style="text-align: center;"><b>G2V/V2G</b></p> <p>Da diese Thematik ausschließlich im Zusammenhang mit der Kompensation von Ausgleichsenergie / bzw. Ausgleichsenergiekosten betrachtet wurde, können nur indirekte soziale Aspekte berücksichtigt werden, da nur der Betreiber der Fahrzeugflotte einen finanziellen Vorteil generieren kann. Unter Berücksichtigung einer anderen Anwendung könnte die Adaption der Thematik in Kombination mit PV-Ladestationen erfolgen. Weitere mögliche Vernetzungen wären mit nachfolgenden Themen möglich:</p>

- Mehrparteien-PV-Anlagen in Kombination mit Direktleitung und vorhandenem FW-Anschluss
- Wärmepumpenintegration zur Nutzung von Überschussstrom zur FW-Einspeisung

Das Konsortium sieht dieses Thema aufgrund der geringen Beeinflussung – es findet sich kein Windpark in unmittelbarer Nähe des Untersuchungsgebietes - trotzdem nicht in der Vision des TEC Hubs.

### **Betriebliches Mobilitätsmanagement**

Die einzige Möglichkeit diese Thematik für die Bevölkerung interessant zu machen wäre eine Nutzungsvariante, die weit über die Grenzen des klassischen Mobilitätsmanagements hinausgeht. Bei einer möglichen Integration der Stadt, könnte diese Maßnahme sogar als Service der Stadt realisiert werden, wobei diese ein Kommunikationsportal, welcher in der Einführungsphase in Form einer Whats-App Gruppe bzw. einem Cluster an Whats-App Gruppen für diverse Regionen zur Verfügung gestellt und von der Stadt betreut werden könnte, wobei durch diese Clusterung einfachste Lösungen für Car-Pooling realisiert werden können.

- Vernetzung mit Car-Sharing (E-Car Sharing)
- Evtl. Vernetzung mit der letzten Meile

### **Car-Sharing Technologiezentrum Eisenstadt**

Diese Maßnahme würde nur in Kombination mit einem überbetrieblich genutzten Mobilitätsmanagement Sinn machen und wäre wiederum als Service der Stadt selbst möglich. Im Sinne der Nachhaltigkeit und Ressourcenschonung müsste das klassische Car-Sharing zumindest in eine smarte E-Car-Sharing Variante übergeführt werden. In diesem Zusammenhang wäre dann auch eine Vernetzung mit der Thematik der PV-Ladestationen möglich.

### **Letzte Meile**

Die letzte Meile ist eine spannende, aber auch schwierige Thematik. Wählt man den Bahnhof als zentrale Drehscheibe, ist dieser mit einer Entfernung von ca. 1,5 km für viele Angestellte im Untersuchungsgebiet unattraktiv. Eine Forcierung der Stadtbuslinien, sowie eine kürzere Taktung in den Stoßzeiten könnten die Attraktivität dieser Drehscheibe steigern. Konkrete Ergebnisse des Mobilitätsverhaltens wurden im Zuge einer MitarbeiterInnenbefragung bei diversen Betrieben im Untersuchungsgebiet durchgeführt. Ein Ausbau des öffentlichen Verkehrs, sowie eine Erhöhung der Attraktivierung könnten die Nutzung der öffentlichen Verkehrsmittel sowie der Radwege erhöhen. Dieses komplexe Thema findet keinen sinnvollen Anknüpfungspunkt zur Vernetzung mit anderen Maßnahmen und scheidet daher in diesem Zusammenhang aus.

### **Abwärmenutzung**

Bei der Thematik Abwärmenutzung wurden zwei verschiedene Abwärmequellen untersucht, das Allsportzentrum (im Moment wird die Abwärme weggekühlt) und die Kläranlage.

Durch ressourceneffizientes und sozial verträgliches Sanieren könnten die Potentiale des Allsportzentrums genutzt werden. Die hierfür erforderliche Investition könnte durch ein Bürgerbeteiligungsmodell ermöglicht werden, wobei zusätzlich zur klassischen Vergütung eine Bonifikation der



beteiligten BürgerInnen möglich wäre (z.B. vergünstigte Tarife). Weitere mögliche Nutzungsmöglichkeiten könnten durch mögliche Kombination mit PV-Anlage auf Dach, Wärmepumpe, Einspeisung in das FW-Netz realisiert werden. Alle Sanierungen und dadurch realisierte Potentiale könnten der Bevölkerung durch Infoscreens zur Darstellung der Energieeinsparungen (plakative, einfache Darstellungen) vorgestellt werden. Aufgrund der signifikant hohen Investitionskosten scheidet diese Variante in dieser Phase der Betrachtung vorerst aus.

Aufgrund der Komplexität des Themas der dezentralen Einspeisung scheidet dieses Thema vorerst aus, wird jedoch für spätere Aktivitäten in Evidenz gehalten. Im Sinne der Abwärmeintegration aus der Kläranlage wird die Thematik in die Maßnahme „Wärmenetz P2H“ integriert.

### Wärmenetz P2H

Alle Themenbereiche, die sich mit der Thematik Wärmenetze beschäftigt haben, sind in dieser Betrachtung zusammengefasst. Das Untersuchungsgebiet befindet sich in einem Gebietsmonopol. Alternative Heizungssysteme können nur dann gewählt bzw. genutzt werden, wenn man ein eigenes Haus besitzt. Um diese Anbieter-NutzerInnenbasis signifikant zu verbessern, könnte die Implementierung von Bürgerbeteiligungsmodellen eine positive Trendwende ermöglichen. Eventuell könnte den BürgerInnen als Teilhaber des Fernwärmenetzes eine andere Vertrauensbasis dargestellt werden. Untersuchungen des Wärmenetzes haben gezeigt, dass an neuralgischen Punkten mit relevanter Größe eine „halbzentrale“ Wärmepumpenintegration in Kombination mit größeren PV-Anlagen durch entsprechende hydraulische Schaltung durchaus sinnvoll wäre. Diese P2H-Umsetzung könnte mithilfe eines Bürgerbeteiligungsmodells ermöglicht werden. Es gibt verschiedene Varianten an Modellen, die Sinn machen würden und in weiterer Folge für den Betreiber des Fernwärmenetzes gute Publicity bringen könnten. Verschiedenste Speichermodelle zw. virtuelle Stromspeichermodelle könnten mit der Fernwärme kombiniert werden – „Windheizung“. Eine weitere Möglichkeit wären phys. Speicher in den Fernwärmezentralen, die z.B. Überschussstrom speichern, wobei hier wiederum mehrere Kombinationsmöglichkeiten denkbar wären (z.B. Mehrparteienhäuser; Low-Ex Microgrids). Die Vielzahl an Möglichkeiten, die Bevölkerung bei der Wärmenetzthematik miteinzubinden, zeigt dass dieser Themenbereich als eine der Hauptthematiken des TEC Hubs höchste Relevanz und Priorität bei der Vision haben wird müssen.

### Fernkälte

Prinzipiell ist bei der Nutzung von Fernkälte im Untersuchungsgebiet eine Steigerung der Zufriedenheit und Produktivität zu erwarten. Im Moment sieht das Konsortium noch keine Notwendigkeit, diese Thematik zu integrieren. Bei einer möglichen Umsetzung des TEC-Hubs könnten im Zuge weiterer, zusätzlicher Vernetzungsmöglichkeiten durchaus die Integration von Fernkälte im Untersuchungsgebiet angedacht werden.

Insgesamt wurden vier Themenbereiche für die Initiierung des TEC Hubs selektiert. Die verbleibenden fünf Themenbereiche sind nicht bei der Initiierung des TEC Hubs vorgesehen, werden jedoch für potentielle zukünftige

tige Projekte in Evidenz gehalten. Bei einer möglichen Umsetzung des TEC-Hubs ist die Vernetzung nicht selektierte Themenbereiche daher nicht kategorisch ausgeschlossen. Somit behält sich das Konsortium eine gewisse Flexibilität für einen optimalen TEC-Hub Ansatz vor.

### 3.3 Partizipationsmaßnahmen

Die Einbindung von relevanten Stakeholdern und Interessensgruppen während der Projektlaufzeit war ausschlaggebend für die resultierende Konzepterstellung sowie die Entwicklung weiterer themenspezifischer Projektvorhaben. Der Partizipationsprozess hatte zum Ziel, politisch Verantwortliche, InteressentInnen aus dem Bereich Gewerbe sowie die Bevölkerung über das Projekt IrON Eisenstadt zu informieren, in den Erhebungs- und Entscheidungsprozess einzubinden und die angedachten Konzepte im Konsens mit Betroffenen und Stakeholdern zu entwickeln. Dadurch konnten zielgruppenübergreifende Analysen und Handlungsempfehlungen für eine verkehrsoptimierte und nachhaltigere Mobilitätsstruktur abgeleitet werden. Entsprechende partizipative Maßnahmen wirkten zudem reflektierend auf präferierte Entwurfsvorschläge für eine breite Akzeptanzschaffung ein.

Da im Projekt IrON Eisenstadt vorwiegend Erhebungen und Konzeptstellungen im Vordergrund standen und eine Umsetzung erst in Folgeprojekten geplant ist, wurde im Projekt vorwiegend die Beteiligungsstufe der Konsultation behandelt. Die Partizipationsforschung beschreibt diese Stufe der Partizipation dadurch, dass Interessierte zu vorgelegten Vorschlägen oder Plänen Stellung beziehen sowie selbst Ideen einbringen können, die bei der Entscheidung berücksichtigt werden (Arnstein, 1969) (Zychlinski, 2010).

Das entwickelte Partizipationskonzept beinhaltete die Identifikation der Stakeholder, die Planung von deren Einbindung, die methodische Herangehensweise sowie die Zielsetzung der jeweiligen Maßnahme. Geplant wurden folgende Maßnahmen: (1) Einbindung aller relevanter Stakeholder und Interessensgruppen, (2) Erhebung zum Thema MitarbeiterInnenmobilität, (3) Interviews mit Facility- bzw. Energiemanagement der Unternehmen. Im Laufe der Projektlaufzeit wurde das Konzept aufgrund verschiedenster Umstände (Zeit, Interesse der Stakeholder, Schwerpunktverlagerung) leicht angepasst.

#### 3.3.1 Einbindung aller relevanter Stakeholder und Interessensgruppen

Relevante Stakeholder umfassten sowohl im Projektgebiet angesiedelte Unternehmen sowie regional und thematisch relevante Vereine, Interessensgruppen, Initiativen und VertreterInnen aus Gemeinde und Politik. Alle identifizierten Stakeholder wurden per Schreiben über das Projektvorhaben informiert und zum inhaltlichen Austausch eingeladen. Ein Austausch fand vorwiegend mit der Gemeinde sowie verstärkt mit Unternehmen der Region statt.

Neben laufendem bilateralen Austausch mit den zuständigen Personen in der Gemeinde fanden zwei Workshops statt. Ein erster Abstimmungsworkshop wurde mit MitarbeiterInnen der Referate für Bauen und Wohnen sowie Verkehr mit dem Ziel, vorhandene Daten- und Anforderungen seitens der Gemeinde abzugreifen, in der Projektstartphase durchgeführt. Als Hauptpunkte mit Handlungspotential haben sich dabei die beiden Themenbereiche

- Verkehr – Überlastung der Einzugsstraßen und Attraktivierung des öffentlichen Verkehrs inkl. Bahn
- Optimierung und Vernetzung der Infrastruktureinrichtungen der Stadt (Eishalle, Feuerwehrhaus, usw.)

herauskristallisiert.

Diese Punkte finden sich auch in den analysierten Konzepten wieder. In einem Projektabschlussworkshop wurden die erarbeiteten Konzepte dem Bürgermeisterbüro im Beisein von Bau- und Verkehrsreferat vorgestellt. Wesentlicher Output aus diesem zweiten Meeting war die Erkenntnis, dass seitens der Gemeinde strategische Partner in die Umsetzung einzubeziehen sind, um entwickelten Konzepte zu verwirklichen. Dies liegt einerseits an den Zuständigkeiten bzw. der Eigentümerstruktur – die in den Konzepten adressierte Infrastruktur ist meist nicht im Besitz der Stadtgemeinde selbst. Zum anderen spielen hier auch Überlegungen zur Finanzierung eine Rolle. Es wurde somit das Kommittee getroffen, dass die Stadt als assoziierter Partner die Einreichung und - bei positiver Beurteilung – die Umsetzung eines Demoprojekts, das wesentliche Teile der erarbeiteten Konzepte beinhaltet, jedoch in einem etwas abgewandelten Setting der Stadt-Land-Achse (Titel: „*Verknüpfung von Stadt und Land durch Energie- und Mobilitätsachsen mithilfe sozialer Innovationen*“, kurz „*EMS-Link*“) durchgeführt werden soll, im Rahmen ihrer Möglichkeiten unterstützt.

Die im Projektgebiet angesiedelten Unternehmen wurden eingeladen sich an einer Erhebung zum Thema ArbeitnehmerInnenmobilität zu beteiligen. 14 Unternehmen wurden angefragt, 13 Unternehmen konnten hierfür gewonnen werden. Die Feldphase der Befragung erfolgte von 08. März 2018 bis 04. Mai 2018. Die Ergebnisse der Befragung wurden an die jeweiligen Betriebe weitergeleitet. Weiters konnten drei Betriebe zu einem Experteninterview zu den Themen „internes Energiemanagement“ und „betriebliches Mobilitätsmanagement“ gewonnen werden. Diese wurden im Juni 2018 durchgeführt.

### **3.3.2 Erhebung zum Thema MitarbeiterInnenmobilität**

Um einen Überblick über die Einstellungen und Motivationen hinsichtlich Mobilitätsverhalten der im Projektgebiet Beschäftigten zu erhalten, wurde zunächst der Ist-Stand im Projektgebiet erfasst. Die Ergebnisse wurden als Diskussionsgrundlage in den anschließenden Interviews wie auch zur Ableitung von weiterführenden Maßnahmen eingesetzt. Zielgruppe für die quantitative Befragung waren Beschäftigte im Projektgebiet. Dabei wurde eine selektive Stichprobe von Unternehmen gezogen, die eine kritische Größe von zumindest 20 Beschäftigten vorweisen. Hierfür wurde ein Befragungsinstrument mit rein explorativem Charakter aufgesetzt, um die aktuelle Situation zum Mobilitätsverhalten der im Projektgebiet Beschäftigten zu erfassen. Abgefragt wurden Themen zur aktuellen Beschäftigungssituation (Erwerbsausmaß, Arbeitszeitregelung), dem aktuellen Mobilitätsverhalten (Entfernung, Verkehrsmittelnutzung, Einstellungen zur Mobilität), der Bekanntheit und Nutzung von bestehenden Mobilitätsangeboten sowie Vorschläge für Verbesserungen infrastruktureller Gegebenheiten.

Die Datenerhebung wurde vorwiegend online durchgeführt, wobei die zur Verfügung gestellten Web-Links von den jeweiligen UnternehmensvertreterInnen an sämtliche MitarbeiterInnen verteilt wurden. Die Links wurden so konzipiert, sodass eine Identifikation des jeweiligen Betriebs für interne Zwecke möglich war. Da in einer Institution einigen MitarbeiterInnen kein Web-Zugang möglich war, erhielten diese eine Druckversion des Befragungsinstruments. Die ausgefüllten Fragebögen wurden nach der Feldphase an einer zentralen Stelle im Unternehmen gesammelt und von der Forschung Burgenland zur weiteren Bearbeitung abgeholt. Zudem wurden Studierende der Fachhochschule Burgenland sowie der Pädagogischen Hochschule Burgenland mit einer adaptierten Version des Befragungsinstruments miteinbezogen.

Die Auswertung der Befragung erfolgte mittels Clusteranalyse zur Darstellung verschiedener „Mobilitätstypen“ im Projektgebiet, weiterführenden deskriptiven Analysen sowie einer Inhaltsanalyse der offenen Antwortmöglichkeiten. Die vorliegende Stichprobe setzt sich aus Beschäftigten unterschiedlicher sozioökonomischer Charakteristik zusammen. Das Durchschnittsalter der Befragten beträgt 36,4 Jahre ( $\pm 12,2$  Jahre), knapp 60% der Befragten sind Frauen. Neben rund 30% Studierenden haben gut 60% eine Gleitzeitregelung der Arbeitszeit. Gut ein Drittel der Befragten hat einen tertiären Bildungsabschluss, weitere 45% Matura.

Drei Viertel der Befragten reisen motorisiert individuell (PKW, motorisiertes Zweirad) zum Arbeitsplatz an, je ca. 10% in Fahrgemeinschaften sowie nichtmotorisiert individuell (zu Fuß, Rad). Nur 4% nutzen öffentliche Verkehrsmittel für die Anreise zur Arbeitsstätte (vgl. Abbildung 3-49).

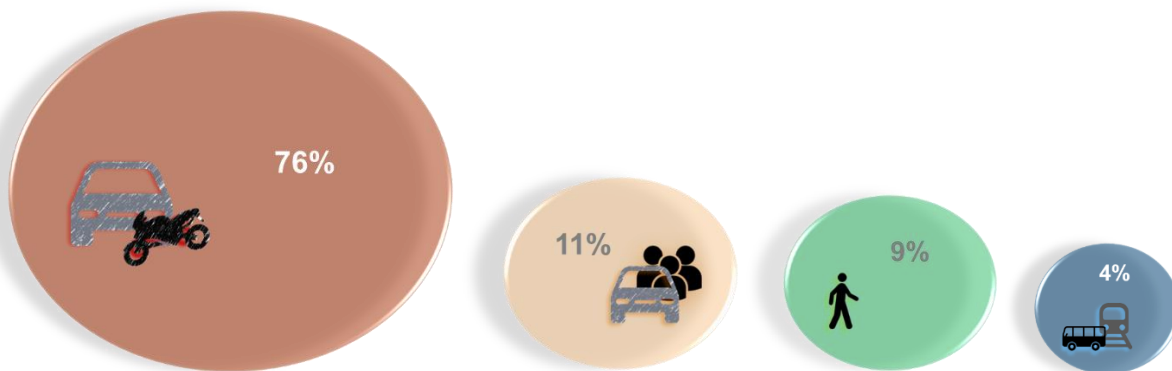


Abbildung 3-49 Mobilitätstypen im Projektgebiet

Die meisten öffentlich oder gemeinschaftlich Anreisenden haben Entfernungen zwischen 25 und 75 km zu bewältigen. Bei größeren Anreisedistanzen wird häufig eine zusätzliche Unterkunft am Studien- bzw. Arbeitsort verwendet. Insgesamt erfolgen 11% der Anreisen nicht direkt mit dem PKW zur Arbeitsstätte. Die „letzte Meile“ wird am häufigsten zu Fuß (76%) oder mit dem Stadtbus (18%) in gut 11 Minuten ( $\pm 8$  Minuten) bewerkstelligt. Konkrete Mobilitätsangebote sind zumeist eher unbekannt und werden dementsprechend wenig genutzt.

Als gewichtigste Gründe für die PKW-Nutzung stellten sich Zeitersparnis (80%), Unabhängigkeit (68%) und Bequemlichkeit (45%) heraus. Als Motivatoren für eine alternative Anreise nannte die Hälfte der Befragten den Ausbau der öffentlichen Verkehrsmittel. Ein solcher ist auch häufig Bestandteil von Verbesserungsvorschlägen, aber auch PKW-, Rad- und Fußwege werden thematisiert (vgl. Abbildung 3-50).

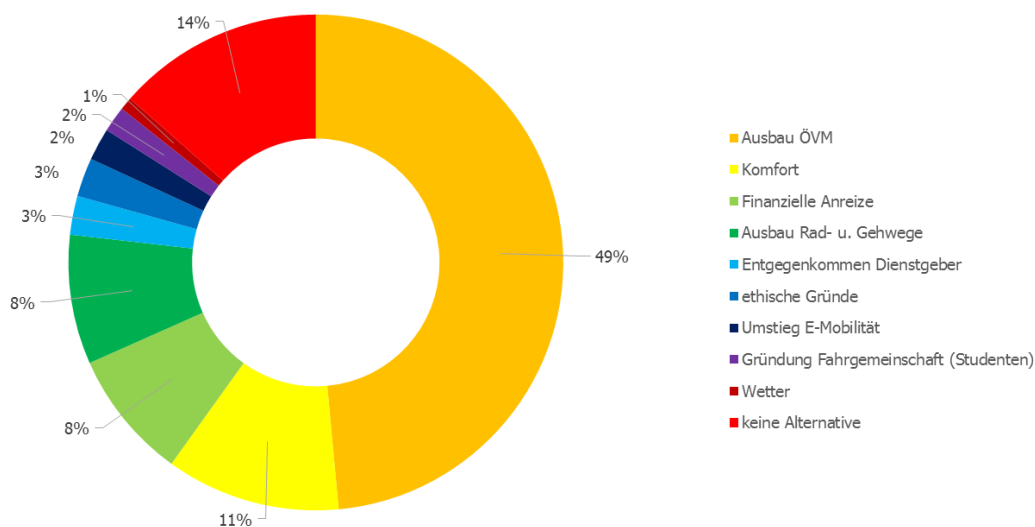


Abbildung 3-50 Mögliche Motivatoren für eine alternative Anreize

### 3.3.3 Interviews mit Facility- bzw. Energiemanagement der Unternehmen

Ein besseres Verständnis für die Unternehmen, deren Lösungsansätze, Herausforderungen und Interessen sind wesentlich für eine nachhaltige Gesamtlösung des Areals. Um einen besseren Einblick in die jeweiligen unternehmerischen Spezifika zu erhalten, wurden daher Interviews mit Vertretern des Facility- bzw. Energiemanagement der Unternehmen geführt. Der Interviewleitfaden beinhaltete die drei Themenblöcke Energiemanagement, IKT und Mobilität. Der Themenblock des Energiemanagements umfasste Fragen zum Energieversorgungssystem des Unternehmens, zu bereits getätigten bzw. geplanten Investitionen von Erneuerbarer Energie und zum Interesse an Energiecontracting mit anderen Unternehmen / Betrieben. Der Bereich des IKT befasste sich mit vorhandenen Gebäudeleitsystemen im Unternehmen und firmeninternen Kommunikationsnetzwerken. Mobilität als dritter Themenblock befasste sich mit Fragen zur Organisation von Dienstwägen, E-Mobilität, Mitarbeitermobilität inklusive Mobilitätsdienstleistungen seitens des Unternehmens sowie mit dem Themenbereich Logistik und Fuhrpark.

Die im Programmgebiet angesiedelten Unternehmen waren im Zuge der Anfrage zur Erhebung zur MitarbeiterInnenmobilität angefragt worden. Zusätzlich erfolgten telefonische Anfragen. Der Interviewleitfaden wurde den Interviewpartnern vorab per mail zugesendet. Drei Unternehmen konnten für ein Experteninterview gewonnen werden. Die Interviews fanden jeweils in den Betrieben statt. Seitens des Projektteams erfolgte die Durchführung der Interviews durch eine/n Expertin/Experten der qualitativen Sozialforschung sowie durch einen bzw. zwei Experten der Bereiche Energiemanagement und Mobilität. Die Interviews wurden mit Einverständnis der Interviewenden digital aufgezeichnet und anschließend transkribiert. Alle Interviewpartner zeigten Interesse an einer weiteren Zusammenarbeit. Die Ergebnisse der Interviews flossen in die Konzepterstellung ein.

### 3.4 Vorbereitung der Umsetzung des Tec-Hubs

Für eine zukünftige Umsetzung der im Projekt erarbeiteten Konzepte, aber auch andere Maßnahmen im adressierten Themenbereich für Eisenstadt wurde seitens des Projektkonsortiums eine Vision sowie eine Roadmap



zum Erreichen dieser Vision erstellt (vgl. Kapitel 3.4.1 bzw. Deliverable 4.1). Kapitel 3.4.2 bzw. Deliverable 4.2 stellen Arbeits-, Zeit-, Kosten- und Finanzierungspläne jener für das Projektgebiet identifizieren und finalisierten Konzepte dar. Die im Zuge des Projektes analysierten Teilkonzepte und für das TEC Hub Konzept als relevant erachteten Maßnahmen sollen hierbei einer monetären Bewertung zugeführt werden, wodurch eine Einschätzung der zeitlichen und finanziellen Ressourcen dargestellt werden soll. Das finale TEC-HUB Konzept bzw. der Aktionsplan (vgl. Kapitel 3.4.3 bzw. Deliverable 4.3) schaffen nochmals einen kompakten Überblick über bereits erprobte Maßnahmen mit besonderem Fokus auf deren kommunale und betriebliche Einsatzmöglichkeiten. Alle Vorbereitungsarbeiten wurden seitens des Projektteams anhand der Konzepte durchgeführt und mit den betroffenen Stakeholdern abgestimmt.

### **3.4.1 Vision und Roadmap**

#### *3.4.1.1 Vision*

In einer zukünftigen Smart City Eisenstadt gibt es eine enge Vernetzung aus den Bereichen Energie, Mobilität und Soziales, welche durch eine Nutzung unterschiedlicher Informations- und Kommunikationstechniken ermöglicht wird. Das Leitbild „Stadt der kurzen Wege“ soll in Eisenstadt nicht nur auf den Bereich Mobilität und Soziales angewandt werden, sondern sich auch im Bereich Energie widerspiegeln. Die Stadtgemeinde nimmt eine zentrale Rolle als Vorbild und Multiplikator ein, die durch ihre Aktivitäten innovative Lösungen und Maßnahmen in diesen Bereichen fördert und damit Bürgerinnen und Bürger sensibilisiert und zur Partizipation motiviert.

Die Vernetzung erfolgt einerseits in den genannten Bereichen selbst, wie zum Beispiel durch eine sogenannte Sektorkopplung, andererseits jedoch auch über die genannten Bereiche Energie, Mobilität und Soziales hinweg. Die Stadtplanung und -entwicklung verfolgt dabei einen ganzheitlichen Ansatz, der alle angeführten Bereiche berücksichtigt und unterschiedliche Stakeholder einbindet. Effizienz, Suffizienz und Konsistenz, als die drei Säulen der Nachhaltigkeit, bilden dabei die wesentliche Grundlage sämtlicher Aktivitäten.

Nachhaltige Energiekonzepte sollen die Energieversorgung zukünftiger Generationen ermöglichen ohne bestehende bzw. zukünftige Generationen negativ zu beeinflussen oder gar zu schädigen. Nachhaltige Mobilität soll eine langfristige Überlastung und Nutzung von Ressourcen weiterstehend vermeiden und durch umweltfreundliche Innovationen Alternativen zum bestehenden Angebot aufzeigen. Durch Einbindung der Bevölkerung soll das Bewusstsein für Nachhaltigkeit bzw. die positiven Auswirkungen nachhaltiger Gestaltung geschärft werden. Darüber hinaus werden weitere soziale Aspekte wie Geschlechtergerechtigkeit oder soziale Sicherheit berücksichtigt. Der Bürger steht dabei immer im Zentrum der Aktivität und nimmt durch partizipative Maßnahmen an der Entwicklung der Stadt teil.

#### *3.4.1.2 Roadmap*

Um die zuvor beschriebene Vision der „Smart City Eisenstadt“ zu erreichen bedarf es einer geeigneten Roadmap, die unterschiedliche Ebenen der Umsetzung berücksichtigt. Abbildung 3-51 zeigt diese vier Ebenen, die aufeinander aufbauen.

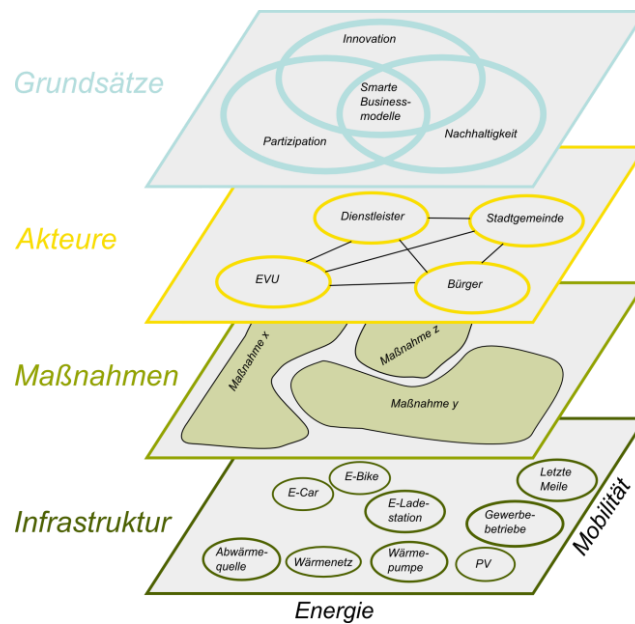


Abbildung 3-51 Ebenen der Umsetzung

Die unterste Ebene umfasst die im Stadtgebiet bereits vorhandene und geplante Infrastruktur, wie zum Beispiel ein Wärmenetz, PV-Anlagen, Großwärmepumpen, E-Ladestationen usw. Die Infrastruktur stellt die Basis für alle geplanten Aktivitäten bzw. Umsetzungsmaßnahmen im Bereich Energie und Mobilität dar. Konkrete Umsetzungsmaßnahmen nutzen die Infrastruktur, um neue Schnittstellen innerhalb sowie zwischen den Bereichen Energie und Mobilität zu schaffen. Die Umsetzung der Maßnahmen wird durch eine soziale Vernetzung der Stadtbevölkerung mit unterschiedlichen Akteuren, wie der Stadtgemeinde, den lokalen Energieversorgern und anderen Dienstleistern gefördert bzw. überhaupt erst ermöglicht.

Für alle durchgeführten Aktivitäten bzw. Maßnahmen sind dabei die grundlegenden Prinzipien der Partizipation, der Innovation sowie der Nachhaltigkeit anzuwenden, um daraus neue Businessmodelle für die Bevölkerung und neue Dienstleisteraktivitäten im Bereich Energie und Mobilität zu entwickeln.

Die genannten Grundsätze werden dabei wie folgt verstanden:

- **Partizipation**

Unter Partizipation ist die Teilnahme und direkte Einbindung von Stakeholdern und verschiedenen AkteurInnengruppen in ein jeweiliges Vorhaben zu verstehen. Verschiedene AkteurInnen kommunizieren hierbei auf Augenhöhe und entwickeln gemeinsam Problemlösungen, Innovationen oder auch politische Maßnahmen. Der Austausch von Argumenten verschiedenster Interessensgruppen fördert das gegenseitige Verständnis für die jeweilige Perspektive und trägt zur Transparenz des Entscheidungsprozesses bei.

Die Partizipationsforschung unterscheidet mehrere Stufen der Beteiligung, welche die Teilhabeformen definieren:

(1) Stufe der Information: Betroffene und Interessierte werden über ein Vorhaben und seine Auswirkungen informiert, haben aber kaum die Möglichkeit Entscheidungen zu beeinflussen;

(2) Stufe der Konsultation: Interessierte können zu vorgelegten Vorschlägen oder Plänen Stellung beziehen sowie selbst Ideen einbringen, die bei der Entscheidung berücksichtigt werden;

(3) Stufe der Mitbestimmung: Betroffene und Interessierte erhalten die Möglichkeit bei der Entwicklung eines Vorhabens, seiner Ausführung und Umsetzung mitzubestimmen;

(4) Stufe der Selbstorganisation: adressierte Zielgruppen entwickeln eigene Vorstellungen zur Veränderung bzw. zum Erreichen eines Zieles und setzen Maßnahmen dazu um. (Arnstein, 1969)

Die genannten Stufen sind dabei als Treppengerüst zu verstehen. Die jeweils höhere Stufe beinhaltet die vorangegangene.

„Echte“ Partizipation erfolgt ab der Stufe der Mitbestimmung. Wird es Betroffenen ermöglicht, sich an Planungsverfahren zu beteiligen und ihre Erfahrungen, Perspektiven und Ideen unmittelbar einzubringen, werden Win-win-Lösungen erzielt, die alle relevanten Anliegen berücksichtigen und einen selbstorganisierten Veränderungsprozess bedingen.

Eine Beteiligung verschiedenster Stakeholder erfordert Zeit sowie die Bereitschaft, sich mit gegensätzlichen Standpunkten auseinanderzusetzen und mögliche Diskussionen und Spannungen auszutragen.

- **Innovation**

Um einer steten Klimaerwärmung entgegenzuwirken bedarf es neben technischen Weiterentwicklungen auch gesellschaftlichen und ökonomischen Transformationen. Dabei kommt sozialen Innovationen besondere Bedeutung zu. Diese zielen auf eine neue soziale Praxis sowie auf verbesserte gesellschaftliche Lebensbedingungen ab und zeigen sich zum Beispiel in Form von Verhaltensänderungen, neuen Organisationsformen und neuen Entscheidungs- und Beteiligungsprozessen. Dabei ergänzen sie technologische Innovationen und helfen die unerwünschten gesellschaftlichen Auswirkungen des technologischen Fortschritts wie Energiearmut oder Rebound-Effekte zu vermeiden sowie die Wirkung technologischer Innovationen in Bezug auf nachhaltige Lebens- und Wirtschaftsweisen zu verstärken.

- **Nachhaltigkeit**

Nachhaltigkeit steht für ein Handlungsprinzip zur Ressourcennutzung, bei welchem vor allem die Bewahrung der Stabilität sowie die Resilienz des jeweiligen Systems im Fokus ist. Um die Belange der Umwelt und der menschlichen Entwicklung in Einklang bringen zu können bedarfs eines tiefen Verständnisses für globale Probleme, bzw. einen interdisziplinären Blickwinkel für globale bzw. lokale Prozesse, sowie beteiligte Personen.

Die Aufgabe der Forschung ist es, eine nachhaltige Entwicklung zu forcieren, die Gesellschaft in den unterschiedlichen Transformations-, Entscheidungs- und Umsetzungsprozessen zu unterstützen. (BOKU, 2018)

Abbildung 3-52 zeigt das Zusammenwirken aus konkreten Maßnahmen und der wissenschaftlichen Begleitung innerhalb des Sondierungsprojektes IrON Eisenstadt im Kontext der Vision.



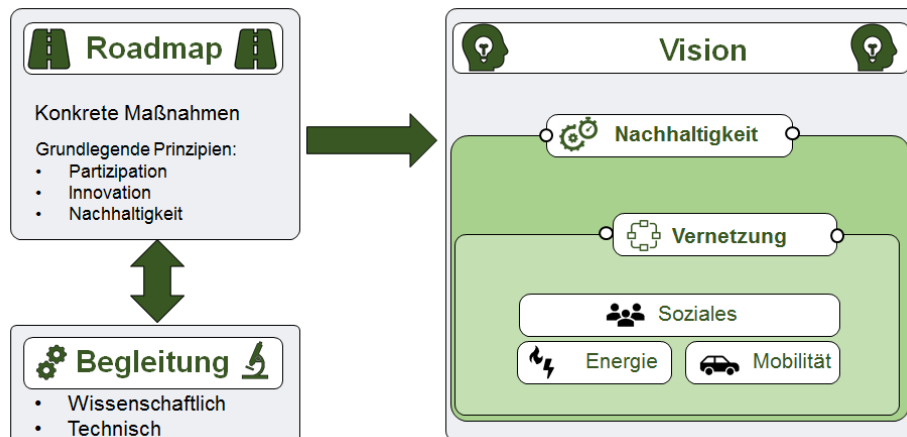


Abbildung 3-52 Vision & Roadmap

Um konkrete Maßnahmen umsetzen zu können, bedarf es zudem SMARTER Businessmodelle. Deren grundlegenden Eigenschaften sind nachfolgend beschrieben.

### SMARTE Businessmodelle

Im Sinne der ökonomischen Nachhaltigkeit von Aktivitäten bzw. Maßnahmen ist die Entwicklung von geeigneten smarten Businessmodellen unumgänglich. Der Begriff „Businessmodell“ kommt aus der Betriebswirtschaft und beschreibt die logische Funktionsweise eines Unternehmens und insbesondere die spezifische Art und Weise, mit der es Gewinne erwirtschaftet. (Morris, M. et al, 2012)

Der Zusatz „SMART“ steht dabei für die Akronyme spezifisch (specific), messbar (measurable), erreichbar (achievable), passend (relevant) und zeitorientiert (time-oriented). (Doran, G.T., 1981)

Diese Definition wird für Aktivitäten bzw. Maßnahmen der Stadtentwicklung abgewandelt und beschreibt hier die logische Funktionsweise einer Aktivität / Maßnahme und insbesondere die spezifische Art und Weise, wie diese sich ökonomisch selbst im Sinne aller Stakeholder tragen kann, um nachhaltig durchgeführt werden zu können.

Dafür zu Beschreiben sind nach dem SMART-Ansatz die folgenden Aspekte:

**(1) Erlösmechanik:** Durch welche Logik ergeben sich durch die Maßnahmen mikro- bzw. makroökonomisch bezifferbare Vorteile. Insbesondere die Höhe dieser Vorteile, die von den Vorteilen betroffenen Akteure sowie die zukünftige Entwicklung dieser Vorteile sind festzuhalten.

**(2) Kosten:** Welche Kosten entstehen bei der Umsetzung der Maßnahmen. Diese Kosten können sowohl Investitionskosten, als auch laufende Betriebskosten beinhalten. Festzuhalten

ist hier zudem, wer die Kosten trägt und wie diese sich über zukünftige Zeitperioden entwickeln.

**(3) Finanzierung:** Unter diesem Punkt ist festzuhalten, wie die Finanzierung der Kosten bewerkstelligt werden soll. Wesentliche Punkte sind hier unter anderem die Aufteilung zwischen Eigen- und Fremdkapital der betroffenen Akteure sowie die Berücksichtigung etwaiger Fördermöglichkeiten.

**(4) Aufteilung auf Stakeholder:** Erlöse, Kosten und Finanzierungen für Aktivitäten bzw. Maßnahmen können oft auf unterschiedliche Stakeholder verteilt sein. Dabei ist es auch möglich, dass ein Akteur eine Investition tätigt, von der andere Akteure profitieren. Man spricht hierbei vom Nutzer-Investor-Dilemma, das den Umstand beschreibt, dass Investitionen unterbleiben, weil der Investor langfristig keinen Ertrag aus seiner Investition erzielen kann, dagegen der Nutzer den Vorteil nicht zu zahlen hat. Um dieses Dilemma zu lösen, sind die Kosten, Erträge und Finanzierungen auf die beteiligten Stakeholder so zu verteilen, dass sich für alle Stakeholder ein ausgewogenes Verhältnis zwischen Kosten und Nutzen ergibt, wobei der Nutzen sowohl ökonomisch als auch durch andere Aspekte bewertet werden kann.

**(5) Neue Geschäftsmodelle** entstehen somit aus den Analysen (1) bis (4).

Es soll insbesondere darauf Bedacht genommen werden, dass es Synergieeffekte zwischen Maßnahmen / Aktivitäten geben kann, die in neue Geschäftsmodelle münden können. Es sollen so sinnvolle Maßnahmenpakete definiert werden, die einzeln kein smartes Businessmodell ermöglichen, in Kombination durch die Synergieeffekte jedoch nach diesem Ansatz realisierbar sind.

**(6) Beteiligungsmodelle:** Durch geeignete Beteiligungsmodelle soll es den Bürgern ermöglicht werden, sich durch unterschiedliche Modelle an etwaigen Umsetzungen zu beteiligen. Die umzusetzenden Maßnahmen werden im Vorfeld publik gemacht, entsprechend beschrieben und vorgestellt. Ziel daraus - Beteiligung an Umsetzung, erhöhte Identifikation, Auseinandersetzung mit dem Thema, usw. Durch geeignete Beteiligungsmodelle soll es den Bürgern ermöglicht werden, sich durch unterschiedliche Modelle an etwaigen Umsetzungen zu beteiligen. Die umzusetzenden Maßnahmen werden im Vorfeld publik gemacht, entsprechend beschrieben und vorgestellt. Ziel daraus - Beteiligung an Umsetzung, erhöhte Identifikation, Auseinandersetzung mit dem Thema, usw.

Durch geeignete Geschäftsmodelle und eventuelle Bürgerbeteiligungen können investive Maßnahmen umgesetzt werden. Die Einsparung daraus wird z.B. durch ein mögliches Geschäftsmodell an die Bürger refundiert.

### 3.4.2 Arbeits-, Zeit-, Kosten- und Finanzierungsplan

Ausgehend von den zuvor beschriebenen Grundprinzipien und Vorgehensweisen in der Vision und der Roadmap wurden für die einzelnen Maßnahmen (PV-Potentiale, PV-Ladestation, Betriebliches Mobilitätsmanagement und Maßnahmen im Wärmenetz) konkrete Arbeits-, Zeit-, Kosten und Finanzierungspläne erarbeitet. Diese sind im

Detail in Deliverable 4.2 zu finden. Beispielhaft wird für diesen Endbericht die Darstellung für die Nutzung der PV-Potentiale dargelegt.

#### 3.4.2.1 Kosten- und Finanzierungsplan

In diesem Kapitel werden die Kosten für die Errichtung eines Mieterstrommodells (Gemeinschaftliche Nutzung einer Erzeugungsanlage) im Technologiezentrum in Eisenstadt, sowie ein mögliches Finanzierungsbeispiel vorgestellt. Für die Darstellung der Kosten wurde eines der simulierten Modelle zur Betrachtung herangezogen. Konkret wird das Modell mit der 150 kWp PV-Anlage betrachtet, welches unter der Nutzung der statischen Methode abgerechnet wird. Der Überschussstrom der Anlage wird vom Betreiber der PV-Anlage vermarktet. Die Erlöse des Überschussstromes werden in dieser Berechnung ebenfalls berücksichtigt. Tabelle 3-33 zeigt die dafür notwendigen Investitionen abzüglich einer möglichen Förderung.

Tabelle 3-33: Investitionskosten und Fördertarife für die Umsetzung von Mieterstrommodellen

Investitionen	
Investitionskosten PV-Anlage 150 kWp kum	300.000€
Förderungen	
Mögl. Investitionsförderung PV 150 kWp	70.000 <sup>4</sup> € <sup>5</sup>
<b>Kosten nach Inanspruchnahme aller möglichen Förderungen</b>	<b>230.000 €</b>

Es wird davon ausgegangen, dass für die Finanzierung Fremdkapital in Form eines Kredites aufgewendet wird. Tabelle 3-34 zeigt die für die weiteren Betrachtung angenommenen Ausprägungen dieses Kredites.

Tabelle 3-34: Rahmenbedingungen für die Finanzierung des Mieterstrommodells

Rahmenbedingungen Finanzierung	
Laufzeit	20 Jahre
Zinssatz	2,5 % <sup>6</sup>
Ratenzahlung	1.843 €/Monat

Zur Ermittlung des kumulierten Erlöses werden die Einnahmen aus dem Verkauf des PV-Stroms (480.220 €) den Raten zur Tilgung des Kredites (442.320 €) über die gesamte Laufzeit von 20 Jahren gegenübergestellt. Somit ergibt sich ein kumulierter Erlösüberschuss von 37.900 €.

#### 3.4.2.2 Arbeits- und Zeitplan

Im nachfolgenden Arbeits- und Zeitplan (vgl. Abbildung 3-53) sind die wesentlichen Schritte des Projekts aufgelistet und ihr zeitlicher Verlauf dargestellt. Bei einer möglichen Umsetzung gilt es mehrere Genehmigungen einzuholen, bevor mit den tatsächlichen Planungstätigkeiten begonnen werden kann.

<sup>4</sup> [http://www.pvaustria.at/wp-content/uploads/2016-11-04-PV-Leitfaden-Eigenverbrauch-Auflage\\_2.pdf](http://www.pvaustria.at/wp-content/uploads/2016-11-04-PV-Leitfaden-Eigenverbrauch-Auflage_2.pdf)

<sup>5</sup> <https://www.pvaustria.at/forderungen/burgenland/>

<sup>6</sup> <https://www.pvaustria.at/forderungen/burgenland/>

Monat		1				2				3				4				5				6						
	Wochen	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27
1.1	Besichtigung des identifizierten Objektes	■	■	■	■																							
1.2	Prüfung der Dachfläche durch Statiker					■	■																					
1.3	Nach erfolgreicher Prüfung Begehung mit Planer							■	■																			
1.4	Berechnung der wirtschaftl. Parameter Kostenabschätzungen, Amortisationsdauer									■	■	■	■	■	■	■	■											
1.5	Ansuchen Baugenehmigung PV									■	■	■	■	■	■	■	■											
1.6	Antrag auf Netzanschluss									■	■	■	■	■	■	■	■											
1.7	Antrag auf Anerkennung als Ökostromanlage									■	■	■	■	■	■	■	■											
1.8	Elektrizitätsrechtliche Genehmigung									■	■	■	■	■	■	■	■											
1.9	Diverse Planungstätigkeiten Vorentwurf, Entwurf, Ausschreibung, Vergabe																	■	■	■	■	■	■					
1.10	Fördermanagement PV																				■	■	■	■	■	■		
1.11	Bauausführung / Überwachung																									■	■	■
	Installation der PV-Anlage																									■	■	
	Prüfung der Installationen																										■	
1.12	Projektabschluss																											■

Abbildung 3-53: Arbeits- und Zeitplan Mieterstrommodell

### 3.4.3 Finales TEC-Hub Konzept inkl. Aktionspläne

Das finale Konzept bzw. der Aktionsplan schaffen einen Überblick über bereits erprobte Maßnahmen mit besonderem Fokus auf deren kommunale und betriebliche Einsatzmöglichkeiten. Mit dem Aktionsplan sollen folgende Ziele erreicht werden:

- Information über innovative Technologien in den Bereichen Energiebereitstellung, Energieeffizienz, Gebäude und Mobilität
- Hervorheben von möglichen Technologien im Projektgebiet
- Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen
- Darstellung des vielfältigen Nutzens
- konkrete Einsatzmöglichkeiten technologischer Ansätze
- Motivation potenzieller Anlagenbetreiber zu Best -Practice Beispielen

Im Aktionsplan werden die erarbeiteten Maßnahmen aufgelistet, welche zur Steigerung der Energieeffizienz und des Ausbaus erneuerbarer Energien beitragen und im Kontext zur Energiestrategie des Burgenlandes für das Jahr 2020 und 2050 stehen. Dazu ist es notwendig, vorhandene Strukturen zu optimieren und ungenutzte Potentiale erneuerbarer Energiequellen auszuschöpfen. Vor diesem Hintergrund ist der kommunale Klimaschutz von zentraler Bedeutung. Die vorgeschlagenen Maßnahmen werden in die Bereiche Energiesparen und Energie-

effizienz sowie Energieressourcen und Energieproduktion eingeordnet. Die Darstellung erfolgt wieder exemplarisch für die Maßnahme „PV-Potentiale“, die restlichen Maßnahmen sind im korrespondierenden Deliverable 4.3 zu finden.

Grundsätzlich gibt es viele Möglichkeiten zur Nutzung der PV-Potentiale. Im Zuge des Sondierungsprojekts wurden 2 Möglichkeiten genauer untersucht:

1. Implementierung von gemeinschaftlichen Erzeugungsanlagen
2. gemeinschaftliche Nutzungsmöglichkeiten einer zentralen PV-Anlage mittels Direktleitungen

#### 1. Implementierung von gemeinschaftlichen Erzeugungsanlagen

Durch die Novellierung des EIWOGs im Jahre 2017 wurde die Installation von PV-Anlagen auf Mehrfamilienhäusern bzw. auf Gebäudeclustern zur gemeinschaftlichen Nutzung erstmals möglich. Der mittels PV-Anlage erzeugte Strom wird von den MieterInnen selbst verbraucht. Die Überschüsse werden in das öffentliche Netz geliefert. Der direkt genutzte Strom spart Energiekosten, Netzentgelte und Steuern.

Bei dem sogenannten Mieterstrommodell gibt es prinzipiell zwei Abrechnungssysteme für die Nutzung des PV-Stroms

- Statische Aufteilung
  - TeilnehmerInnen bekommen den jeweils fix vereinbarten Anteil der PV-Erzeugung, ohne Rücksicht auf den tatsächlichen Verbrauch. Diese rein wirtschaftliche Betrachtung hängt nicht unweigerlich mit den tatsächlichen Stromflüssen im Haus zusammen
- Dynamische Aufteilung
  - Der erzeugte PV-Strom wird bedarfsgerecht verteilt, um den Grad der Eigenversorgung zu erhöhen. In diesem Fall gibt es keine vordefinierten PV-Anteile für die MieterInnen des Modells.

#### 2. gemeinschaftliche Nutzungsmöglichkeiten einer zentralen PV-Anlage mittels Direktleitungen

Bei der gemeinschaftlichen Nutzung mittels Direktleitungen gibt es einiges zu beachten. Eine Direktleitung beschreibt eine direkte Verbindung zwischen KundInnen und Erzeuger, die nicht Teil des öffentlichen Netzes ist und nicht vom Netzbetreiber betrieben wird. Demnach unterliegt eine Direktleitung nicht der Systemnutzungsentgelte-Verordnung. Eine weitere Bedingung besagt, dass über die betreffende Leitung kein Energieaustausch mit dem öffentlichen Netz bestehen darf. Daher ist technisch sicherzustellen, dass über die Direktleitung kein Strom aus dem Verteilernetz fließt, um auszuschließen, dass die Direktleitung zu einem Teil des öffentlichen Verteilernetzes wird. Die zentrale PV-Anlage soll mittels Leistungsregelung die Anteile an die NutzerInnen gemäß einer vordefinierten Priorität verteilen.

#### Anwendungsübersicht:

Das Mieterstrommodell ist grundsätzlich für Mehrfamilienwohnhäuser bzw. für Gebäudecluster angedacht. Im Untersuchungsgebiet, das ein Gewerbegebiet beinhaltet, zeigen sich mehrere Möglichkeiten, das Mieterstrommodell im Gebäudecluster zu installieren. Für die weiterführenden Berechnungen wurde das Technologiezentrum als Einzelgebäude mit mehreren MieterInnen herangezogen. Mehrfamilienhäuser befinden sich keine im aktuellen Untersuchungsgebiet. Die Erkenntnisse und Berechnungsansätze des Technologiezentrums, als Einzelgebäude, können jedoch 1:1 so übernommen werden und als Vergleichsbasis dienen.

#### Kosten-Nutzen-Analyse/Finanzieller Aufwand:

Für die Betrachtung des finanziellen Aufwands wurde das Mieterstrommodell (gemeinschaftliche Nutzung einer PV-Anlage am Gebäude) herangezogen. Konkret wurde für die Kosten-Nutzen-Analyse eine 150 kWp-Anlage ausgewählt. Die Auswahl erfolgte aufgrund der besten wirtschaftlichen Bewertungsergebnisse einer vorangegangenen Simulation. Die anderen, größeren PV-Anlagen hatten aufgrund ihrer teilweise sehr hohen Überschusseinspeisungen zu unattraktiven Vergütungen deutlich längere Amortisationszeiten, jenseits der 20 Jahre. Tabelle 3-35 zeigt die ökonomischen, technischen und ökologischen Aspekte für die Umsetzung des Mieterstrommodells.

Tabelle 3-35: Ökonomische, technische und ökologische Aspekte Mieterstrommodell

Nutzbare PV-Leistung	kWp	150
Volllaststunden	h/a	1050
Betrachtungszeitraum	a	20
Minderung konventioneller Energieverbrauch	kWh/a	177.250
Kosteneinsparung NutzerInnen (gesamt) (bei 19 Cent/kWh)	€/a	997
Investitionskosten (inkl. aller Nebenkosten)	€	270.000
Rendite	%	14
Kumulierter Erlös	€	37.900
Vermiedene CO <sub>2</sub> Emissionen <sup>7</sup>	kg CO <sub>2</sub> -eq/a	34.563

Die Rendite spiegelt den Gesamterfolg der Kapitalanlage wieder und liegt unter Berücksichtigung der 150 kWp-Anlage bei 14 %. Der kumulierte Erlös nach 20 Jahren beläuft sich auf eine Summe von rund 37.900 EUR. Jährlich können in diesem Fallbeispiel durch die Nutzung industrieller Abwärme 34.563 kg CO<sub>2</sub>-Emissionen vermieden werden.

Die relativ hohen Investitionskosten stehen gemäßigten Einsparungen pro Jahr gegenüber und führen so zu einer Amortisationszeit von 15 Jahren (bei einem Verrechnungstarif von 15 Cent/kWh). Diese Variante ist vor allem für die NutzerInnen interessant, da sich durch die gemeinschaftliche Nutzung jährliche Einsparungen in der Höhe von 4.835 € in Summe für alle NutzerInnen ergeben.

<sup>7</sup> CO<sub>2</sub>-Äquivalent österr. Strommix: [https://www.tugraz.at/fileadmin/user\\_upload/Events/Eninnov2012/files/pr/PR\\_Beermann\\_2.pdf](https://www.tugraz.at/fileadmin/user_upload/Events/Eninnov2012/files/pr/PR_Beermann_2.pdf)



## 4 Fazit und Ausblick

Im Projekt IrON wurden ausgehend von der Ist-Situation in einem partizipativen Prozess getrieben durch das Projektkonsortium konkrete Maßnahmen zur Umsetzung von intelligenter Verknüpfung von Mobilität, Energie und sozialen Aspekten unter Berücksichtigung von IKT-Werkzeugen als Enabler für das Industrie- und Gewerbegebiet in Eisenstadt entwickelt und technisch, ökonomisch und ökologisch bewertet. Während der Bewertungsphase konnten diese Maßnahmen priorisiert und hinsichtlich der Umsetzung eingetaktet werden. Parallel dazu wurde im Partizipationsprozess bzw. in bilateralen Gesprächen ausgelotet, welche Umsetzungspartner eine wesentliche Rolle für die einzelnen Maßnahmen einnehmen können. Zudem ergab sich parallel zur Projektentwicklung die Gelegenheit, in die weitere Umsetzung des TEC-Hubs bzw. damit verbundener Aktivitäten die Projektierung der Zentrale eines gemeinnützigen Wohnbauträgers, der eigene Büros des Errichters aber auch andere Betriebe und Wohnungen beinhalten wird, als wesentlichen Baustein zu integrieren. Vor allem aufgrund der Stadt-Land Mobilitätsachse, aber auch aus dem Grund, dass diese Achse auch energetisch höchste Relevanz besitzt (Energieerzeugung im Umland, Energiesenken in der Stadt) und auf viele andere Gebiete umgelegt werden kann, wird dieser Aspekt als zentraler Baustein des eingereichten Umsetzungsprojekts angesehen.

Die Maßnahmen für das Wärmenetz wurden umfassend mit dem Wärmenetzbetreiber, dem regionalen EVU besprochen und analysiert. Hier ist eine konkrete Umsetzung vorerst in einem anderen Wärmenetz desselben Betreibers geplant. Aufgrund dessen, dass auch die anderen Wärmenetze des Betreibers ähnliche Problemfelder und Potentiale aufweisen, sind hier weitere Umsetzungen – auch für das Wärmenetz im Projektgebiet – mittelfristig sehr wahrscheinlich.

## 5 Verzeichnisse

### 5.1 Abbildungsverzeichnis

Abbildung 2-1 Projektgebiet (rote Fläche).....	6
Abbildung 2-2 Projektgebiet – Bebauung und Nutzung .....	7
Abbildung 2-3 Lage der relevanten Unternehmen im Projektgebiet.....	9
Abbildung 3-1: Lage der Heizzentralen der Nah- bzw. Fernwärmenetze in Eisenstadt .....	11
Abbildung 3-2: Übersicht der Kläranlage in Eisenstadt .....	12
Abbildung 3-3: Gegenüberstellung der Lastprofile – WINTER Sa .....	13
Abbildung 3-4: Gegenüberstellung der Lastprofile – SOMMER Sa .....	14
Abbildung 3-5: Gegenüberstellung der Lastprofile – ÜBERGANGSZEIT Sa .....	14
Abbildung 3-6: Gegenüberstellung der Lastprofile – 3.Mittwoch Juni .....	15
Abbildung 3-7: Gegenüberstellung der Lastprofile – 3.Mittwoch Oktober.....	15
Abbildung 3-8: Beispielhafte Darstellung einer PV-Fläche in Google Earth .....	16
Abbildung 3-9: Gesamtpotential PV in Eisenstadt bzw. im Projektgebiet je Aufstellungsart .....	17
Abbildung 3-10: PV-Potential im Projektgebiet nach Anlagenleistung und Aufstellungsart pro Dach .....	18
Abbildung 3-11: PV-Potential im Projektgebiet nach Anlagenleistung und Aufstellungsart pro Gebäude .....	18
Abbildung 3-12: Mögliche Anzahl an PV-Anlagen nach Anlagenleistung und Aufstellungsart pro Gebäude .....	18
Abbildung 3-13: STEP 2030 Übersicht .....	20
Abbildung 3-14: Übersicht Verkehrsinfrastruktur und Projektgebiet .....	21
Abbildung 3-15 E-Tankstellen in Eisenstadt.....	23
Abbildung 3-16: Breitbandverfügbarkeit Festnetz Eisenstadt (Quelle: BMVIT 2018) .....	24
Abbildung 3-17: Breitbandverfügbarkeit Mobilnetz Eisenstadt (Quelle: BMVIT 2018) .....	24
Abbildung 3-18: Selektierte Themen für die Erstellung der Fact-Sheets .....	26
Abbildung 3-19: Selektierte Themen für die Konzepterstellung .....	28
Abbildung 3-20: Mögliche Ausarbeitungsvarianten der Konzepterstellung.....	30
Abbildung 3-21: Mieterstrommodell – statische Aufteilung .....	32
Abbildung 3-22: Auswertung statisches Mieterstrommodell – 150 kWp PV-Anlage .....	33
Abbildung 3-23 Grundsätzliche Funktionsweise der zentralen PV-Anlage mit Direktleitungen.....	36
Abbildung 3-24: Darstellung des Energieverbrauchs in Relation zum Gesamtverbrauch .....	37
Abbildung 3-25: PV- Nutzung der Betriebe im Jahresverlauf 350 kWp PV-Anlage.....	37
Abbildung 3-26: Darstellung der PV-Bezüge bzw. der notwendigen Netzbezüge in Relation zum Verbrauch der Betriebe .....	39
Abbildung 3-27: Verlauf der Ladung in Abhängigkeit vom SOC bei Beginn der Ladung, Daten aus (Fasthuber & Litzlbauer, 2016; Mültin, M., 2014).....	42
Abbildung 3-28: Darstellung des Szenarios mit 6 PV-Ladestationen .....	43
Abbildung 3-29 Szenario – 6 PV-Ladestationen im Jahresverlauf .....	44
Abbildung 3-30: Szenario – 12 PV-Ladestationen (mit 300 kWp PV-Anlage) im Jahresverlauf, Quelle: eigene Darstellung .....	47
Abbildung 3-31: Grundsätzliche Funktionsweise des Simulationsmodells .....	48
Abbildung 3-32: Ladeverhalten im Jahresverlauf (1 Fahrzeug) .....	49
Abbildung 3-33: Darstellung der Ausgleichsenergiekosten (für 3 MW) ohne Kompensation .....	49
Abbildung 3-34: Darstellung des Potentials im Jahresverlauf (1 Fahrzeug – 3MW WKA).....	50



Abbildung 3-35: Summenkurve der Entfernungen zum Arbeitsort.....	53
Abbildung 3-36: Determinanten der Verkehrsmittelwahl; Quelle: Löbe, M. (2011), S. 28 .....	57
Abbildung 3-37: Summenkurve der Entfernungen zum Arbeitsort, Quelle: eigene Darstellung .....	59
Abbildung 3-38: Mögliche Strategien zur Einspeisung von Abwärme in ein Fernwärmenetz (Rabensteiner , Krausler, & Hummer, 2017) .....	60
Abbildung 3-39 Monatlicher Ertrag der PV-Anlage am Standort Kirchäcker .....	63
Abbildung 3-40 Wärmeerzeugung der Varianten .....	67
Abbildung 3-41 Wärmegestehungskosten der Varianten .....	68
Abbildung 3-42: Außentemperatur-Jahresverlauf Standort Eisenstadt .....	72
Abbildung 3-43: Referenzobjekt (IDA ICE 3D Modellansicht).....	73
Abbildung 3-44: Zeitplan Fensterverschattung .....	73
Abbildung 3-45 Simulationsergebnisse des Referenzobjekts .....	75
Abbildung 3-46 Vergleich der Wärmeerzeugung ohne und mit Fernkälte.....	75
Abbildung 3-47 Veränderung der Wärmeerzeugung durch Bereitstellung von Wärme für Fernkälte .....	76
Abbildung 3-48: Netztemperatur und spezifischer Volumenstrom in Abhängigkeit der Temperaturdifferenz für 1 MW (Fernwärme Arbeitsgemeinschaft QM, 2017) .....	77
Abbildung 3-49 Mobilitätstypen im Projektgebiet .....	84
Abbildung 3-50 Mögliche Motivatoren für eine alternative Anreise .....	85
Abbildung 3-51 Ebenen der Umsetzung .....	87
Abbildung 3-52 Vision & Roadmap .....	89
Abbildung 3-53: Arbeits- und Zeitplan Mieterstrommodell .....	92

## 5.2 Tabellenverzeichnis

Tabelle 2-1 Relevante Unternehmen im Projektgebiet.....	8
Tabelle 3-1: Übersicht Nah-/Fernwärmenetze in Eisenstadt.....	11
Tabelle 3-2: Auflistung der teilnehmenden Betriebe.....	12
Tabelle 3-3 Eignungskategorien von Dachflächen für PV .....	16
Tabelle 3-4: Selektierte Bewertungskriterien zur Bewertung der Fact-Sheets.....	26
Tabelle 3-5: Bewertungsmöglichkeiten .....	28
Tabelle 3-6: MieterInnen und Anteile – Simulation MieterInnenstrommodell .....	33
Tabelle 3-7: Auswertung der Simulationsmodelle „Mieterstrommodell“ .....	34
Tabelle 3-8: Parameter für die wirtschaftliche Betrachtung des statischen Mieterstrommodells.....	34
Tabelle 3-9: Auswertung der Amortisationsdauer .....	35
Tabelle 3-10: Tarifeinsparungen bei Nutzung einer Direktleitung .....	35
Tabelle 3-11: Zusammenfassung der Simulationsergebnisse von unterschiedlichen Anlagegrößen .....	37
Tabelle 3-12: PV- Nutzung der MieterInnen bei unterschiedlichen Anlagegrößen .....	38
Tabelle 3-13: Parameter für die wirtschaftliche Betrachtung der zentralen Nutzung mittels Direktleitungen ...	39
Tabelle 3-14: Darstellung der Amortisationsdauer verschiedener Anlagegrößen .....	40
Tabelle 3-15: Übersicht der Objekte und ihrer nutzbaren Dachflächen für PV-Anlagen.....	41
Tabelle 3-16: Ergebnisse der Simulationsmodelle mit variierender Anzahl an PV-Ladestationen.....	44
Tabelle 3-17: Parameter für die wirtschaftliche Betrachtung des Simulationsmodells PV-Ladestationen.....	45
Tabelle 3-18: Wirtschaftlichkeitsbetrachtung der PV-Ladestations-Szenarien [eigene Darstellung] .....	46
Tabelle 3-19: Darstellung der möglichen Ausgleichsenergiekosten- und Erlöse.....	48

Tabelle 3-20: Durchschnittliche Weglängen nach Verkehrsmitteln und Wegzwecken in NÖ 2013/2014; Quelle: NÖ Landesregierung (2016), S. 41 .....	58
Tabelle 3-21 Mögliche Abwärmenutzung im Projektgebiet.....	60
Tabelle 3-22 Technische, wirtschaftliche und ökologische Abschätzung der Abwärmenutzung .....	61
Tabelle 3-23 Technische, wirtschaftliche und ökologische Abschätzung für das dezentrale Wärmenetz .....	62
Tabelle 3-24: untersuchte Power-to-Heat Varianten .....	64
Tabelle 3-25: Benennung der Power-to-heat Varianten.....	67
Tabelle 3-26: Spezifische Wärmegestehungskosten der Varianten .....	68
Tabelle 3-27: Übersicht über die wichtigsten Kennwerte thermisch angetriebener Kälteanlagen zur Kaltwassererzeugung für die Raumklimatisierung .....	69
Tabelle 3-28: Übersicht am Markt befindlicher Hersteller für thermisch angetriebene Kälteanlagen.....	70
Tabelle 3-29: Wärmeübergangszahlen des Referenzobjekts .....	72
Tabelle 3-30: Potentielle Kältesenken im Untersuchungsgebiet .....	73
Tabelle 3-31 Technische, Wirtschaftliche und ökonomische Aspekte für die Optimierung des Wärmenetzes ...	78
Tabelle 3-32: Bewertung der Themenbereiche unter Berücksichtigung der sozialen Aspekte .....	79
Tabelle 3-33: Investitionskosten und Fördertarife für die Umsetzung von Mieterstrommodellen .....	91
Tabelle 3-34: Rahmenbedingungen für die Finanzierung des Mieterstrommodells.....	91
Tabelle 3-35:Ökonomische, technische und ökologische Aspekte Mieterstrommodell .....	94

## 6 Literaturverzeichnis

- Abwasserverband Eisenstadt-Eisbachtal. (2018). Abgerufen am 31. 01 2018 von <http://www.aww-eisenstadt.at/projekt-schlammfaulung/>
- AGORA Energiewende. (2013). *Kostenoptimaler Ausbau der Erneuerbaren Energien in Deutschland*. Abgerufen am 19. 06 2018 von [https://www.agora-energiewende.de/fileadmin2/Projekte/2012/Kostenoptimaler-Ausbau-EE/Agora\\_Studie\\_Kostenoptimaler\\_Ausbau\\_der\\_EE\\_Web\\_optimiert.pdf](https://www.agora-energiewende.de/fileadmin2/Projekte/2012/Kostenoptimaler-Ausbau-EE/Agora_Studie_Kostenoptimaler_Ausbau_der_EE_Web_optimiert.pdf),
- Arnstein, S. (1969). A Ladder of Citizen Participation. *JAIP, Vol. 35, No. 4*, S. 216-224.
- BINE. (6. 6 2004). *Klimatisieren mit Sonne und Wärme, Themeninfo I/04, Fachinformationszentrum Karlsruhe*. Von [http://www.bine.info/fileadmin/content/Publikationen/Themen-Infos/I\\_2004/themen0104internet-x.pdf](http://www.bine.info/fileadmin/content/Publikationen/Themen-Infos/I_2004/themen0104internet-x.pdf) am 06.06.2014 abgerufen
- Bundesverband Photovoltaik Austria. (2018). *Allgemeines zur PV-Gemeinschaftsanlage*. Abgerufen am 03. 14 2018 von <http://pv-gemeinschaft.at/allgemeines/>
- Buonomano, A., Calise, F., & Palombo, A. (2018). Solar heating and cooling systems by absorption and adsorption chillers driven by stationary and concentrating photovoltaic/thermal solar collectors: Modelling and simulation, Department of Industrial Engineering. University of Naples Federico II, Elsevier Ltd.
- E-Control. (2012). *Sonstige Marktregeln Strom Zählwerte, Datenformate und standardisierte Lastprofile*. Abgerufen am 17. 01 2018 von <https://www.e-control.at/documents/20903/388512/20150716-SoMa-6-V3-4-clean.pdf/39973f05-a048-425a-957c-46342f0659fa>
- E-Control. (2017a). *Verordnung der Regulierungskommission der E-Control, mit der die Entgelte für die Systemnutzung bestimmt werden (Systemnutzungsentgelte-Verordnung 2012, in der Fassung der Novelle 2017, SNE-VO 2012 idF Novelle 2017)*. Abgerufen am 16. 03 2018 von [https://www.e-control.at/documents/20903/388512/SNE+2012+idF+Novelle+2017\\_konsolidiert+FINAL.pdf/7fc42b2d-eb47-c343-8393-3372114672d5](https://www.e-control.at/documents/20903/388512/SNE+2012+idF+Novelle+2017_konsolidiert+FINAL.pdf/7fc42b2d-eb47-c343-8393-3372114672d5)
- E-Control. (2017b). *Systemnutzungsentgelte-Verordnung 2012, in der Fassung der Novelle 2017, SNE-VO 2012 idF Novelle 2017*. Abgerufen am 18. 03 2018 von [https://www.e-control.at/documents/20903/388512/SNE+2012+idF+Novelle+2017\\_konsolidiert+FINAL.pdf/7fc42b2d-eb47-c343-8393-3372114672d5](https://www.e-control.at/documents/20903/388512/SNE+2012+idF+Novelle+2017_konsolidiert+FINAL.pdf/7fc42b2d-eb47-c343-8393-3372114672d5)
- Fasthuber & Litzlbauer. (2016). *Erkenntnisse der Messung von Ladevorgängen der Elektrofahrzeuge in der Modellregion „E -pendler in Niederösterreich“*. Abgerufen am 31. 05 2018 von [https://publik.tuwien.ac.at/files/PubDat\\_248415.pdf](https://publik.tuwien.ac.at/files/PubDat_248415.pdf)
- Fernwärme Arbeitsgemeinschaft QM. (2017). *Planungshandbuch Fernwärme*. EnergieSchweiz.
- Haslinger / Nagele & Partner Rechtsanwälte GmbH. (2016). *Rechtsgutachten*.
- IME-VO. (2018). Verordnung des Bundesministers für Wirtschaft, Familie und Jugend, mit der die Einführung intelligenter Messgeräte festgelegt wird (Intelligente Messgeräte-Einführungsverordnung. Österreich: Bundesministerium für Wirtschaft, Familie und Jugend.
- Krallmann et al. (2013). *Systemanalyse*. Abgerufen am 07. 06 2018 von <http://www.enzyklopaedie-der-wirtschaftsinformatik.de/lexikon/daten-wissen/Informationsmanagement/Information-/System/Systemanalyse>
- Mültin, M. (2014). *Das Elektrofahrzeug als flexibler Verbraucher und Energiespeicher im Smart Home*. Abgerufen am 03. 06 2018 von <https://publikationen.bibliothek.kit.edu/1000042102>



- Netz Burgenland GmbH. (10. 02 2018). *Roll Out Status Smart Meter*. Von [http://maps.netzburgenland.at/netzdaten/smartmeter\\_status.jsp](http://maps.netzburgenland.at/netzdaten/smartmeter_status.jsp) abgerufen
- PV Austria. (2017). *Durchschnittl. Kosten der PV-Anlage pro kWp*. Abgerufen am 14. 03 2018 von <https://www.pvaustria.at/meine-pv-anlage/faq/>
- Rabensteiner , M., Krausler, A., & Hummer, E. (2017). *Bidirektionale Übergabestationen in Nah- und Fernwärmenetzen*.
- STEP. (2015). *STEP 2030 - Stadtentwicklungsplan Eisenstadt 2030*. Eisenstadt: Stadtgemeinde Eisenstadt.
- Wirtschaftslexikon. (2015). *Barwert- Methode*. Abgerufen am 09. 06 2018 von <http://www.wirtschaftslexikon.co/d/barwert-methode/barwert-methode.htm>
- Zychlinski, J. (2010). Das Paradox des ungeschützten Begriffs der Partizipation – eine veränderte Perspektive auf sozialräumliche Entwicklungsprozesse. *Brandstetter, M., Schmidt, T., Vyslouzil, M. (eds.), Community Studies*, S. 93-121.