

„Stadt der Zukunft“ ist ein Forschungs- und Technologieprogramm des Bundesministeriums für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität Innovation und Technologie. Es wird im Auftrag des BMK von der Österreichischen Forschungsförderungsgesellschaft (FFG) gemeinsam mit der Austria Wirtschaftsservice Gesellschaft mbH (AWS) und der Österreichischen Gesellschaft für Umwelt und Technik (ÖGUT) abgewickelt.

Stadt der Zukunft – 7. Ausschreibung 2019

Sondierungsprojekt – FFG-Nr.: 879441



Erforschung des ersten österreichischen Erneuerbare-Energiegemeinschaften Gewerbe- und Industrieparks

DELIVERABLE 3.1

Konzeptentwicklung

Erstellt am 31.05.2021

Erstellt von: Isabella Kolb-Stögerer

W.E.I.Z.: Rafael Bramreiter

4ward Energy Research GmbH: Robert Pratter, Thomas Nacht

Reiterer und Scherling GmbH: Isabella Kolb-Stögerer

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung.....	5
2	Grundlagen für die Konzeptentwicklung	7
3	Vorauswahl der geeigneten Komponenten	8
3.1	Photovoltaikanlage	8
3.2	Elektrolyseur	8
3.3	Wasserstoffspeicher	9
3.4	Brennstoffzelle	9
3.5	Wasserstoff-BHKW	9
3.6	Wasserstoff-Tankstelle	9
3.7	Wasserstoff-Kleinbus	10
3.8	Batteriespeicher	10
4	Konzept für die Elektrizitätsversorgung.....	11
4.1	Elektrische Anschlussleistung und Energiebedarf des Gewerbe- und Industrieparks	11
4.2	Relevanz für das Thema Blackoutversorgung.....	11
4.3	Beschreibung der geplanten elektrotechnischen Anlagen für Teilabschnitt 1	11
4.4	Konzept für die Auslegung der E-EGe	11
4.4.1	Reine Verbraucher*innen	12
4.4.2	Reine Erzeuger*innen	14
4.4.3	Prosumer*innen.....	15
4.4.4	Rechtsform und Auslegung der E-EGe.....	15
5	Konzept für die (Prozess-)Wärmeversorgung	17
5.1	Wärmebedarf des Gewerbe- und Industrieparks.....	17
5.2	Detaillierte Beschreibung der geplanten HKL-technischen Anlagen Teilabschnitt 1	17
5.3	Bidirektionale Einbindung der Fernwärme.....	17
5.3.1	Rechtliche Anforderungen	18
5.3.2	Systemische Anforderungen und Rahmenbedingungen	18
5.3.3	Hydraulische Einbindung.....	18
5.3.4	Technische Anforderungen und Rahmenbedingungen.....	19
5.3.5	Wirtschaftliche / administrative Anforderungen und Rahmenbedingungen ..	20

5.3.6	Schlussfolgerungen.....	20
5.4	Untersuchung der Ausweitung der E-EGe auf den Wärmebereich.....	20
6	Fazit Konzept der Strom- und Wärmeversorgung.....	22
7	Mobilitätskonzept.....	23
7.1	Demografie, Verkehrssituation und Mobilitätsbedarf des Businessparks im Wirtschaftsraum Weiz-St. Ruprecht/Raab.....	23
7.2	Chancen & Risiken	28
7.3	Konzept für die Versorgung des Businessparks für Mobilität und geplante Maßnahmen im Fokusgebiet.....	29
7.3.1	Anbindung des REC-Businesspark – Wasserstoff-betriebenen Rundkurs- Bussystems.....	30
7.3.2	Anbindung des REC-Businesspark – Radverkehrskonzept – Wirtschaftsraum Weiz-St. Ruprecht/Raab	30
7.3.3	Anbindung des REC-Businesspark – Öffentlicher Verkehr – Wirtschaftsraum Weiz - St. Ruprecht/Raab	33
7.3.4	Anbindung des REC-Businesspark – Mobilitätsknoten REC-Businesspark ..	34
7.4	Fazit.....	37
8	Tarifmodelle der E-EGe.....	39
9	Geschäfts- und Betriebsmodelle.....	41
9.1	Variante Wasserstofftankstelle inklusive Brennstoffzelle.....	41
9.1.1	Wesentliche Komponenten:.....	42
9.1.2	Geschäftsmodell.....	43
9.2	Variante Wasserstofftankstelle ohne Brennstoffzelle	46
9.2.1	Wesentliche Komponenten:.....	47
9.2.2	Geschäftsmodell.....	48
9.3	Variante Wasserstoff-Blockheizkraftwerk.....	49
9.3.1	Wesentliche Komponenten:.....	50
9.3.2	Geschäftsmodell.....	50
9.4	Gegenüberstellung E-EGe + E-Speicher	52
9.4.1	Wesentliche Komponenten:.....	53
9.4.2	Geschäftsmodell.....	53
9.5	Gegenüberstellung nur E-EGe.....	55
10	Fazit	56
11	Meta-Daten.....	58

12	Literaturverzeichnis	59
13	Abbildungsverzeichnis	61
14	Tabellenverzeichnis	63
15	Anhang	64

1 Einleitung

Das Projekt REC-Businesspark widmet sich der Konzeptionierung eines Zero-Emissions- bzw. Plus-Energie-Gewerbeparks in der Stadtgemeinde Weiz. Damit der Gewerbepark hinsichtlich seiner Jahresbilanz in der Strom- sowie Wärmeversorgung klimaneutral wird, wurden unterschiedliche Geschäfts- und Betriebsmodelle erarbeitet, die in diesem Deliverable dokumentiert wurden.

Durch die Nutzung dezentraler erneuerbarer Energien werden ehemals passive Verbraucher*innen zu aktiven Prosumer*innen. Neben der Nutzung der Erzeugung zur Deckung des eigenen Verbrauchs wurden Möglichkeiten untersucht, im Rahmen von Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften die lokal erzeugte Energie auch lokal zu vermarkten. Dazu bedarf es einer Möglichkeit zur Energiespeicherung, z.B. wie in diesem Projekt angestrebt, in Form von Wasserstoff. Es sind ein Elektrolyseur zur Wasserstofferzeugung, sowie eine Brennstoffzelle oder ein Wasserstoff-BHKW zur Rückumwandlung des Wasserstoffs, notwendig. Im stationären Bereich kommen Brennstoffzellen bzw. Wasserstoff-BHKW sowohl zur Erzeugung von Strom als auch zur Erzeugung von Wärme zum Einsatz. Auch die Notstromversorgung im Falle eines Blackouts gehört zu den Anwendungsfeldern. PEM-Brennstoffzellen lassen sich innerhalb von Sekundenbruchteilen selbstständig in Betrieb setzen. Darüber hinaus kann der gewonnene Wasserstoff auch für den Betrieb eines Fuhrparks genutzt werden. Die benötigte Energie für die Versorgung des Gewerbeparks und zur Erzeugung des Wasserstoffs wird großteils mit Photovoltaikanlagen gedeckt.

Aufgrund der in Deliverable 2.1 erarbeiteten Rahmenbedingungen wurden im Deliverable 3.1 konkrete Konzepte für Geschäfts- und Betriebsmodelle entwickelt. Dabei wurden vor allem folgende Ziele adressiert:

- **Ziel 1:** Alle Einzeltechnologien sollen hinsichtlich deren Einsatzmöglichkeiten untersucht und grob dimensioniert werden
- **Ziel 2:** Geschäfts- und Betriebsmodelle für ein Gesamtkonzept sollen erstellt werden

Die dafür benötigten Grundlagen sind in Deliverable 2.1 dokumentiert. Diese umfassen die Stakeholdereinbindung sowie eine Beschreibung der relevanten Stakeholder (D2.1, Kapitel 2), die Darstellung und Beschreibung des Gewerbegebiets (D2.1, Kapitel 3) sowie eine detaillierte Beschreibung der einzelnen Technologien (D2.1, Kapitel 4). Die technischen, wirtschaftlichen und rechtlichen Rahmenbedingungen der Erneuerbaren-Energie-Gemeinschaften (Stand Ministerialentwurf – 05.21) (D2.1, Kapitel 6) und einige bereits vorhandene Best-Practice-Beispiele (D2.1, Kapitel 6).

In diesem Deliverable (D 3.1) wurden im Kapitel 2 die Grundlagen für die Konzeptentwicklung beschrieben. Anschließend wurden geeignete Komponenten ausgewählt und dimensioniert: Photovoltaikanlage, Batteriespeicher, Elektrolyseur, Wasserstoffspeicher, Brennstoffzelle, Wasserstoff-BHKW, Wasserstoff-Tankstelle und Wasserstoff-Kleinbus (Kapitel 3).

Im Konzept für die Elektrizitätsversorgung (Kapitel 4) wurde der Strombedarf des Gewerbe- und Energieparks erhoben/abgeschätzt und sichergestellt, dass die Photovoltaikanlagen

innerhalb des Gewerbeparks so ausgelegt werden, dass dieser bilanziell einen Plus-Energie-Status erreicht. Ergebnis sind ein Konzept für die Auslegung der Erneuerbare-Energie-Gemeinschaft sowie ein Konzept für die Versorgung des Gewerbe- und Industrieparks und der an der E-EGe teilnehmenden umliegenden Privathaushalte mit elektrischem Strom. Das Konzept für die (Prozess-)Wärmeversorgung (Kapitel 5) enthält die Erhebung des Wärme- sowie Abwärmebedarfs des Gewerbe- und Industrieparks. Eine mögliche bidirektionale Einbindung in das bestehende Fernwärmenetz sowie eine Ausweitung der E-EGe auf den Wärmebereich wurden untersucht. Daraus resultierend wurde ein Konzept für die Versorgung des Gewerbe- und Industrieparks mit Wärme erstellt. Kapitel 6 zieht ein Fazit zu den Konzepten aus Kapitel 4 und Kapitel 5 und enthält eine Übersicht zum Status des REC-Businesspark als (klimaneutraler) Plusenergie-Gewerbepark.

Das umfassende Mobilitätskonzept (Kapitel 7) beschreibt die Ausgangslage, die Demografie, die Verkehrssituation und den Mobilitätsbedarf des Businessparks im Wirtschaftsraum Weiz-St. Ruprecht an der Raab. Chancen und Risiken wurden abgewogen und ein Konzept für die Versorgung des Businessparks für Mobilität und geplante Maßnahmen im Fokusgebiet erstellt (Radverkehr, öffentlicher Verkehr, Mobilitätsknoten, wasserstoff-betriebenes-Rundkurs-Bussystem).

In Kapitel 8 wurde das gewählte Tarifmodelle für den aus der E-EGe bezogenen bzw. in die E-EGe eingespeisten Strom beschrieben. Kapitel 9 beschreibt die entwickelten Geschäfts- und Betriebsmodelle, wobei drei Varianten für die detaillierte simulationstechnische Untersuchung (D 4.1) ausgewählt wurden: Variante Wasserstofftankstelle inklusive Brennstoffzelle, Variante Wasserstofftankstelle ohne Brennstoffzelle und Variante Wasserstoff-Blockheizkraftwerk. Außerdem wurden diesen Varianten des Wasserstoffkonzepts mit einem Batteriespeicher gegenübergestellt.

Anmerkung: Aus datenschutzrechtlichen Gründen dürfen einige Kapitel, die sensible Informationen des Gewerbeparks enthalten, nicht veröffentlicht werden. Deshalb sind Teile der Kapitel 2, 4, 5, 6 und 7, sowie Firmennamen in Kapitel 3 in der öffentlichen Version des Deliverables nicht verfügbar.

2 Grundlagen für die Konzeptentwicklung

Der folgende Abschnitt ist aus datenrechtlichen Gründen nicht öffentlich zugänglich.

3 Vorauswahl der geeigneten Komponenten

In diesem Kapitel erfolgt eine Vorauswahl der wichtigsten Komponenten (Photovoltaikanlage, Elektrolyseur, etc.). Dazu wurden die in D2.1, Kapitel 4 beschriebenen Technologien evaluiert und hinsichtlich deren Eignung für den Gewerbepark in Weiz bewertet. Die Eckdaten der unten beschriebenen Komponenten bilden die Basis für die weiteren Berechnungen.

3.1 Photovoltaikanlage

Die Installation der Photovoltaikanlagen am Gewerbepark erfolgt durch den Eigentümer selbst. Das Projektkonsortium steht dahingehend in engem Austausch mit den Verantwortlichen. Laut aktuellem Plan ist eine Anlage mit einer Gesamtgröße von ca. 1 177 kWp geplant. Diese Anlage soll in sieben annähernd gleich große Module mit jeweils eigenem Einspeisepunkt unterteilt werden. Der ursprüngliche Plan sah vor, die Anlage als Volleinspeiser auszuliegen und eine Tarifförderung zu beantragen. Einer Einbindung in die E-EGe steht der Eigentümer offen gegenüber.

Folgende Anlage soll installiert werden:

- Hersteller: Axitec
- Type: AXIpremium XL HC
- Technologie / Zellen: 144 monokristalline Hochleistungszellen
- Leistung: 130 – 450 Wp

Außerdem bietet der zweite Bauabschnitt Potential für weitere PV-Anlagen. Da diesbezüglich aber noch konkrete Informationen fehlen, wurde im ersten Schritt von den oben angegebenen PV-Anlagen ausgegangen. Darüber hinaus wurde die Einbindung von möglichst vielen Mitgliedern mit eigenen PV-Anlagen angestrebt. Informationen dazu finden sich in Kapitel 4.4.

3.2 Elektrolyseur

Auf Grundlage der Analyse der am Markt befindlichen Elektrolyseure (D2.1, Kapitel 4.4.2) wird ein PEM-Elektrolyseur ausgewählt. Diese Technologie ist technisch bereits etwas ausgereifter als Hochtemperaturbrennstoffzellen. Auf Basis eingeholter Angebote wurde eine Gesamtlösung für eine Wasserstofftankstelle mit integriertem Elektrolyseur ausgewählt:

- Technologie: PEM Elektrolyse
- Leistung ohne Peripherie: 65 kW
- Maximale Wasserstoff-Produktion: bis zu 24 kg / Tag bei 24 Stunden Betrieb
- Wasserstoff-Qualität (Reinheitsgrad: 5.0)

Die Angebotsdetails unterliegen der Geheimhaltung und dürfen daher nicht veröffentlicht werden.

3.3 Wasserstoffspeicher

Auf Grundlage der Analyse der am Markt befindlichen Wasserstoffspeicher wurde ein Druckspeicher ausgewählt. Diese sind technisch ausgereift und einfach am Markt erhältlich. Wie oben erwähnt wurde für die weitere Betrachtung ein Gesamtsystem für eine Wasserstofftankstelle gewählt. In dieser Wasserstofftankstelle ist ein Mitteldruckspeicher integriert, der die Speicherung von bis zu 84 kg Wasserstoff bei 450 bar ermöglicht.

3.4 Brennstoffzelle

Aufgrund der Analyse der am Markt befindlichen Brennstoffzellen wurde eine PEM-Brennstoffzelle ausgewählt. Diese besitzt einen festen, CO₂-beständigen Elektrolyten, sodass es keine aggressiven Flüssigkeiten gibt, die auslaufen können. Außerdem bietet sie eine hohe Stromdichte (Energie-Experten, 2021). Die Brennstoffzelle wurde in Abstimmung mit der ausgewählten Wasserstofftankstelle dimensioniert, um eine einfache Integration dieser zu gewährleisten.

- Hersteller: Ballard
- Elektrische Leistung: 10 kW
- Elektrischer Wirkungsgrad: 37 %
- Abwärmtemperatur: 50-60°C
- Kosten: ca. 300 000 €

3.5 Wasserstoff-BHKW

Da es momentan nur einen Anbieter von Wasserstoff-BHKWs gibt, wurden die Eckdaten dieses Anbieters für die weiteren Berechnungen herangezogen:

- Hersteller: 2G
- Typ: agenitor 404c H₂
- Leistung elektrisch: 115 kW
- Leistung thermisch: 129 kW
- Wirkungsgrad elektrisch: 37,7 %
- Wirkungsgrad thermisch: 42,3 %
- Wirkungsgrad gesamt: 80,8 %

3.6 Wasserstoff-Tankstelle

Wie in Kapitel 3.2 und 3.3 erwähnt, wurde ein Komplettsystem (Wasserstoff-Tankstelle mit integriertem Speicher und Elektrolyseur plus optionaler Brennstoffzelle) für die weitere Betrachtung ausgewählt. Das Komplettsystem für lokale Erzeugung, Speicherung und Nutzung von solarem Wasserstoff ist in Hinblick auf die Gesamtkosten die günstigste Variante.

- Grundlast der gesamten Wasserstofftankstelle: 2 – 5 kW

3.7 Wasserstoff-Kleinbus

Von Seiten der Stadt Weiz wird der Einsatz von (Wasserstoff-)Kleinbussen mit einer Sitzplatzanzahl von neun bis 14 Plätzen angestrebt (Kulmer, 2020). Eine Marktanalyse hat jedoch gezeigt, dass es zwar Hersteller*innen gibt, die solche Busse im Portfolio haben, diese aber noch nicht als Serienprodukte zur Verfügung stehen. Die Berechnungen orientieren sich daher an einem Produkt von Hyundai (Hyundai H350) (Hyundai.News/de, 2016), da dieses der Serienreife am nächsten erscheint (Schuster, Steinacher, & Link, 2021). Basierend auf dem Mobilitätskonzept wurden außerdem folgende Eckpunkte festgelegt:

- Täglich benötigter Wasserstoff: ca. 3 kg
- Druckniveau bei der Betankung: 350 bar

3.8 Batteriespeicher

Zur Gegenüberstellung des Wasserstoffkonzepts mit einem Batteriespeicher wurde außerdem der Einsatz eines Lithium-Ionen und eines Redox-Flow Speichers untersucht. Auf Grundlage der Analyse der am Markt befindlichen Batteriespeicher wurde, für ein Alternativkonzept, ein Redox-Flow-Speicher ausgewählt. Der Vorteile dieser Technologie ist vor allem die Umweltfreundlichkeit: Redox-Flow-Speicher sind sicher und recyclebar und benötigen zur Herstellung keine seltenen Rohstoffe.

Die notwendigen Informationen (Kosten/kWh, etc.) für die Gegenüberstellung des Wasserstoffkonzepts mit einem Lithium-Ionen Speicher beziehen sich auf folgende Quelle: (Figgner, et al., 2019).

4 Konzept für die Elektrizitätsversorgung

In Kapitel 4 wurde der Strombedarf des Gewerbe- und Industrieparks erhoben bzw. abgeschätzt und die Photovoltaikanlagen innerhalb der E-EGe so ausgelegt, dass das Erreichen eines Plus-Energie-Status gewährleistet werden kann.

4.1 Elektrische Anschlussleistung und Energiebedarf des Gewerbe- und Industrieparks

Der folgende Abschnitt ist aus datenrechtlichen Gründen nicht öffentlich zugänglich.

4.2 Relevanz für das Thema Blackoutversorgung

Der folgende Abschnitt ist aus datenrechtlichen Gründen nicht öffentlich zugänglich.

4.3 Beschreibung der geplanten elektrotechnischen Anlagen für Teilabschnitt 1

Der folgende Abschnitt ist aus datenrechtlichen Gründen nicht öffentlich zugänglich.

4.4 Konzept für die Auslegung der E-EGe

Die Auslegung der E-EGe erfolgt mit Hilfe des in Deliverable 4.1 beschriebenen Simulationsmodells. Dieses Modell ist in der Lage für jedes Mitglied die zu erwartenden Einsparungen zu berechnen und mit dem Kapitalwert der E-EGe (eigene Rechtspersönlichkeit) gegenüberzustellen. Durch die Reduktion der Netztarife und dem Entfall Elektrizitätsabgabe sowie des Erneuerbaren-Förderbeitrags ergeben sich Einsparungen, die zwischen den einzelnen Mitgliedern und der Rechtspersönlichkeit der E-EGe aufgeteilt werden können. Der Strom aus der E-EGe wird mit einem dynamischen Schlüssel auf die Mitglieder verteilt. Das bedeutet, jedes Mitglied bekommt abhängig von seinem aktuellen Verbrauch einen Anteil an PV-Strom aus der E-EGe zugewiesen. Kann der gesamte Strom der Mitglieder nicht von der E-EGe gedeckt werden, wird der restliche Strom aus dem öffentlichen Netz bezogen. Mitglieder mit eigenen Erzeugungsanlagen können außerdem ihre Überschüsse in die E-EGe einspeisen. Der Großteil des PV-Stroms der E-EGe wird von den gemieteten PV-Modulen des am Standort ansässigen Großunternehmens bezogen. Die E-EGe tritt also nicht selbst als Investor für PV-Anlagen auf, sondern zahlt monatlich Miete für den von den PV-Modulen bezogenen Strom. Es können bis zu sieben Module mit ca. 165 kWp gewählt werden. Wie viele Module tatsächlich angemietet werden sollen ist von den Mitgliedern sowie von der betrachteten Variante abhängig und wird daher für jedes Betriebsmodell individuell bestimmt. Überschüsse, die nicht von den Mitgliedern benötigt werden, werden je nach Variante beispielsweise zur Produktion von zusätzlichem Wasserstoff verwendet. Besteht darüber hinaus noch immer ein Überschuss, wird der überschüssige Strom in das öffentliche Netz eingespeist.

Als erster Schritt wurden die Mitglieder festgelegt und deren Daten aufgenommen (siehe Kapitel 4.4.1 - 4.4.3). Dabei wurden sowohl die am Standort ansässigen KMUs sowie eine repräsentative Anzahl an Privathaushalten berücksichtigt. Anhand dieser Daten werden mit dem Simulationsmodell die gesamten Einsparungen berechnet. Je nach Wahl der Bezugs- und Entnahmetarife des in die E-EGe eingespeisten bzw. aus der E-EGe entnommen Stroms werden diese anschließend zwischen den Mitgliedern und der E-EGe verteilt. Wichtig ist dabei, dass die E-EGe kostendeckend betrieben werden kann. Außerdem muss neben der E-EGe auch der Wasserstoffinvestor betrachtet werden. Weitere Details zu den einzelnen Varianten und zur Ermittlung des Tarifmodells finden sich in Kapitel 8 sowie in Deliverable 4.1.

Im Folgenden sind die wesentlichen Eckpunkte der berücksichtigten Mitglieder beschrieben. Die getroffenen Annahmen gelten, wenn nicht explizit anders angeführt, für sämtliche Berechnungen. Tabelle 5 und Tabelle 6 mit weiteren Details zu den angenommenen Strompreisen für die Berechnung befinden sich im Anhang.

4.4.1 Reine Verbraucher*innen

Als reine Verbraucher*innen werden die drei KMUs im Gewerbepark sowie fünf umliegende Privathaushalte berücksichtigt. Sowohl für die Abbildung der KMUs als auch für die Privathaushalte wurden generische Lastprofile herangezogen. Die Lastprofile der Privathaushalte wurden mit dem LoadProfilGenerator (LoadProfilGenerator, 2021) erzeugt, der es ermöglicht Stromlastprofile für unterschiedliche Haushaltstypen zu erzeugen. Die getroffenen Annahmen sind in Tabelle 1 ersichtlich.

Tabelle 1: Annahmen der Privathaushalte

	Haushaltstyp	Jahresstromverbrauch in kWh
Privat 1	Single Haushalt, berufstätig	2281
Privat 2	Familie mit 1 Kind, 1 Person berufstätig	5723
Privat 3	Familie mit 2 Kindern, 1 Person berufstätig	5815
Privat 4	Familie mit 1 Kind, beide Eltern berufstätig	3139
Privat 5	2 Personen, pensioniert	2911

Die generierten Lastprofile wurden anschließend mit dem angegebenen Jahresstromverbrauch skaliert. Die Unterscheidung der Haushaltstypen ist dahingehend relevant, da sie einen Einfluss auf den zeitlichen Anfall des Strombedarfs haben. Zwei Beispiele dazu sind in Abbildung 1 und Abbildung 2 dargestellt. Bei dem in Abbildung 1 dargestellten Einfamilienhaushalt einer berufstätigen Person sieht man ganz klar die Morgen- und Abendspitzen, die an den Arbeitstagen auftreten. Das liegt daran, dass dem Profil die Annahme hinterlegt ist, dass sich diese Person tagsüber am Arbeitsplatz befindet und somit

an den Arbeitstagen zu diesen Zeiten nur Grundlasten wie beispielsweise für den Betrieb des Kühlschranks auftreten. In Abbildung 2 sind die Morgen- und Abendspitzen weit weniger stark ausgeprägt und dafür treten tagsüber auch immer wieder Lastspitzen auf. Außerdem ist in diesem Profil kein Unterschied zwischen den Arbeitstagen und den Wochenenden zu erkennen.

Dieses Verhalten hat auch einen Einfluss auf die Energiemenge, die von der E-EGe bezogen werden kann. Da der größte PV-Ertrag tagsüber um die Mittagsstunden auftritt, ist die Chance zu diesen Zeiten Energie von der E-EGe beziehen zu können am höchsten. Jene Verbraucher*innen, die eine hohe Gleichzeitigkeit zwischen ihrem Verbrauch und dem vorhandenen PV-Ertrag aufweisen, haben daher eine bessere Chance Strom aus der E-EGe zu erhalten. Damit lässt sich vermuten, dass der in Abbildung 2 dargestellte Haushalt stärker von der Teilnahme an der E-EGe profitiert.

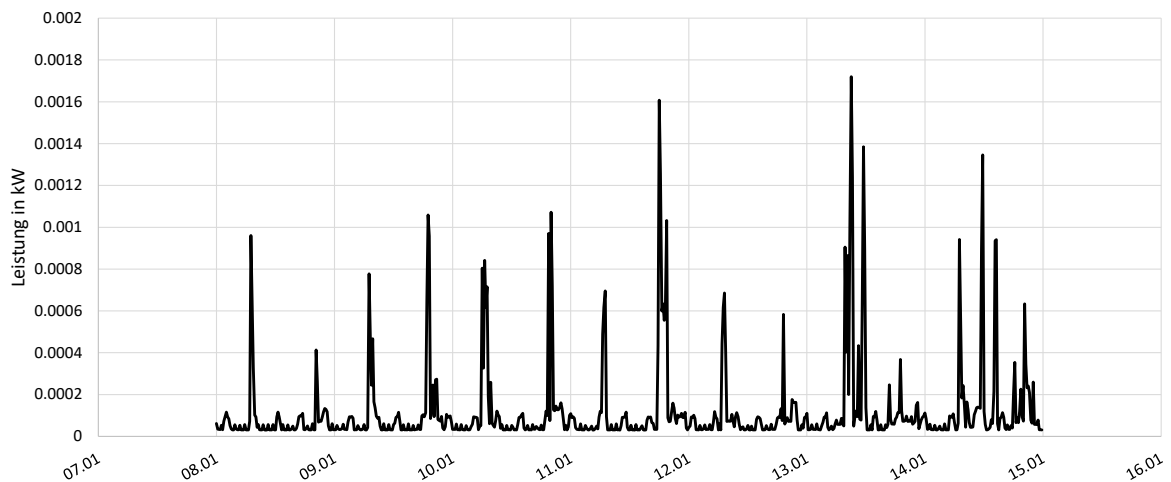


Abbildung 1: Lastprofil Einfamilienhaushalt berufstätig / Privat 1 (von Mo – So)

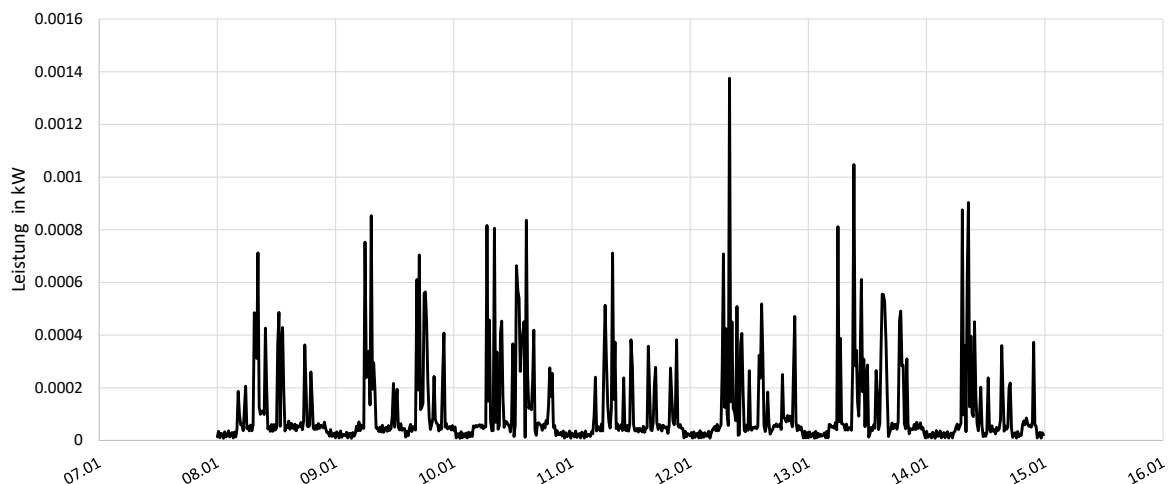


Abbildung 2: Lastprofil Zweipersonenhaushalt pensioniert / Privat 5 (von Mo – So)

Da zum aktuellen Zeitpunkt noch keine Messdaten zur Verfügung stehen, wurden alle drei KMUs vereinfacht mit dem gleichen Lastprofil und dem gleichen Jahresstromverbrauch angenommen. Die wichtigsten Eckpunkte sind in Tabelle 2 angeführt. Weitere Informationen, wie beispielsweise zu den angenommenen Stromtarifen, finden sich im Anhang. Bei den verwendeten Lastprofilen handelt es sich um synthetische Lastprofile der APCS für Gewerbe mit einer Betriebszeit von 8 bis 18 Uhr.

Tabelle 2: Annahmen der KMUs

	Lastprofil	Jahresstromverbrauch in kWh
Privat 1	Lastprofil G1: Gewerbe 8 – 18 Uhr (APCS Power Clearing and Settlement AG, 2021)	166 667
Privat 2	Lastprofil G1: Gewerbe 8 – 18 Uhr (OeMAG Abwicklungsstelle für Ökostrom AG, 2021)	166 667
Privat 3	Lastprofil G1: Gewerbe 8 – 18 Uhr (OeMAG Abwicklungsstelle für Ökostrom AG, 2021)	166 667

4.4.2 Reine Erzeuger*innen

Zur Versorgung der E-EGe werden Teile der neu gebauten PV-Anlagen am Dach des Gewerbeparks angemietet. Da sich die im ersten Bauabschnitt gebauten Anlagen im Besitz eines Großunternehmens befinden, können diese nicht über eine Mitgliedschaft des Eigentümers in die E-EGe einspeisen, sondern müssen von der E-EGe angemietet werden. Es handelt sich dabei um sieben Module mit jeweils ca. 165 kWp, die als Volleinspeiser konzipiert sind. Es ist davon auszugehen, dass für diese Anlagen eine Tarifförderung geltend gemacht wird. Dieser Umstand ist zwar nicht vorteilhaft für die Einspeisung in die E-EGe (Investitionsförderung ist zu bevorzugen), wird aber vom Eigentümer so gewünscht. Da jedes Modul einen eigenen Zählpunkt aufweist, besteht die Möglichkeit, wahlweise ein bis sieben PV-Module zu mieten.

Die Mindesthöhe der Miete ist mit der Höhe des Einspeisetarifs festzulegen. Da die Anlage voraussichtlich im Jahr 2022 gebaut wird, ist bei einem Berechnungsstart im Jahr 2025 mit einer Restdauer der Tarifförderung von 10 Jahren zu rechnen. Für diesen Zeitraum beträgt der Einspeisetarif der Anlage 7.76 Cent/kWh (OeMAG Abwicklungsstelle für Ökostrom AG, 2021). Danach wurde ein aktuell üblicher Einspeisetarif für Anlagen ohne Tarifförderung (4.76 Cent/kWh) (Bundesverband PHOTOVOLTAIC AUSTRIA, 2021) unter Berücksichtigung einer Tarifierhöhung von 1,5 % pro Jahr angenommen.

In den Berechnungen werden verschiedenen Szenarien unter Annahme der Mindestmiete sowie mit höheren Miettarifen durchgeführt. Ein höherer Miettarif kann als Anreizsteigerung zur Vermietung der PV-Anlagen an die E-EGe gesehen werden, da dadurch auch der Eigentümer der PV-Anlage von der Teilnahme an der E-EGe profitiert. Die Anzahl der gemieteten Module werde ebenfalls variiert, mit dem Ziel, für jedes Szenario das jeweilige Optimum zu ermitteln.

4.4.3 Prosumer*innen

Außerdem wurden in den Berechnungen zwei Prosumer*innen, also Mitglieder, die wechselweise Strom aus der E-EGe beziehen bzw. den Überschuss ihrer eigenen PV-Anlage in die E-EGe einspeisen, berücksichtigt. Dabei handelt es sich um zwei Mitglieder aus dem unmittelbaren Nahebereich des Gewerbeparks, die aus Datenschutzgründen nicht namentlich angeführt werden. Die wichtigsten Eckdaten der beiden Prosumer*innen sind in Tabelle 3 angeführt. Weitere Details der angenommenen Stromtarife finden sich im Anhang.

Tabelle 3: Daten Prosumer*innen

	Lastprofil	Jahresstromverbrauch in kWh ¹	PV-Ertrag in kWh/a
Prosumer*in 1	Lastprofil G0: Gewerbe allgemein	168 491	21 193
Prosumer*in 2	Lastprofil G1: Gewerbe 8 – 18 Uhr	401 393	180 000

4.4.4 Rechtsform und Auslegung der E-EGe

Für den Gewerbepark in Weiz kommt eine regionale E-EGe zur Anwendung, da nur unter Einbeziehung der Netzebene 5 alle potentiellen Mitglieder im Fokusgebiet erreicht werden können. Daher wurde ein Reduktionsfaktor von 32 % für das Netznutzungs- sowie für das Netzverlustentgelt angenommen.

Als Rechtsform wurde ein Verein gewählt. Laut § 1 Vereinsgesetz ist ein Verein ein freiwilliger, auf Dauer angelegter, auf Grund von Statuten organisierter Zusammenschluss mindestens zweier Personen zur Verfolgung eines bestimmten, gemeinsamen, ideellen Zwecks. Der Verein genießt Rechtspersönlichkeit und darf nicht auf Gewinn berechnet sein. Außerdem darf das Vereinsvermögen nur im Sinne des Vereinszwecks verwendet werden.²

Ein wesentlicher Vorteil dieser Rechtsform sind die verhältnismäßig niedrigen laufenden Kosten. Außerdem bedarf ein Verein keines Gründungskapitals. Weitere Eckpunkte sind im Folgenden angeführt:

- Haftung: grundsätzliche beschränkt

¹ Tatsächlicher Lastverbrauch ohne Gegenrechnung des PV-Ertrags

² § 1 Abs. 2 Vereinsgesetz

- Vertretung/Geschäftsführung: Leitungsorgan; Mitgliedschaft nicht erforderlich
- Organisationsgrad: niedrig (im Vergleich mit anderen zulässigen Rechtsformen)
- Rechnungslegung: Einnahmen-Ausgaben-Rechnung, UGB Jahresabschluss (Größe)

Ein Verein gilt als errichtet, sobald Statuten vereinbart wurden. Die Gründer*innen des Vereins bzw. die bestellten Organe haben die Errichtung des Vereins der Vereinsbehörde anzuzeigen.³ Er entsteht mit Bescheid der Vereinsbehörde zur Aufnahme der Vereinstätigkeit oder nach Ablauf der Frist von vier bzw. sechs Wochen ab Errichtungsanzeige.⁴

³ § 11 Vereinsgesetz

⁴ § 13 Vereinsgesetz

5 Konzept für die (Prozess-)Wärmeversorgung

Im Kapitel 5 wird der Wärmebedarf des Gewerbe- und Industrieparks erhoben. Die Einbindung der Fernwärme zur zusätzlichen Versorgung mit (Prozess-)Wärme wird geprüft und die Ausweitung der E-EGe auf den (Prozess-)Wärmebereich wird untersucht.

5.1 Wärmebedarf des Gewerbe- und Industrieparks

Der folgende Abschnitt ist aus datenrechtlichen Gründen nicht öffentlich zugänglich.

5.2 Detaillierte Beschreibung der geplanten HKL-technischen Anlagen Teilabschnitt 1

Der folgende Abschnitt ist aus datenrechtlichen Gründen nicht öffentlich zugänglich.

5.3 Bidirektionale Einbindung der Fernwärme

Laut Bebauungsplan besteht eine Anschlussverpflichtung des Gewerbeparks an das örtliche Fernwärmenetz (siehe D 2.1). Da sowohl bei der Stromerzeugung mit einer Brennstoffzelle als auch bei der Stromerzeugung mit einem BHKW Wärme anfällt, wird in diesem Kapitel beschrieben, welche Anforderungen und Rahmenbedingungen für eine bidirektionale Einbindung der Fernwärme notwendig sind.

Um die Einbindung von dezentralen Wärmequellen in ein bestehendes Netz zu realisieren, müssen verschiedenste Themenbereiche beachtet werden, z.B. hydraulische Verschaltungen, die Regelungstechnik (primär- und sekundärseitig) und die Wärmeübergabestationen. (Dornhofer, et al., 2018).

Beim bestehenden Netz handelt es sich um ein Hochtemperaturnetz. Die Vorlauftemperatur beträgt durchschnittlich 100 °C (über das gesamte Jahr gerechnet), die Rücklauftemperatur ist mit maximal 55 °C beschränkt. Es ist als Zweileiternetz ausgeführt mit einer Vorlauf- und einer Rücklaufleitung.

Die Leitungsverluste sind vor allem im Sommer höher als bei kalten oder Mitteltemperatur-Netzen. Grundsätzlich wird die Einbindung von Wärme aus alternativen Quellen weniger effizient, je höher die Temperatur im Fernwärmenetz ist. Je höher die Temperatur ist, welche bei der bidirektionalen Einspeisung gefordert ist, desto höher sind die Wärmeverluste.

Besonders schwierig gestaltet sich die Einbindung der Brennstoffzelle. Da es sich beim Fernwärmenetz um ein Hochtemperaturnetz handelt, ist das Temperaturniveau der erzeugten Wärme zu niedrig, um direkt eingespeist zu werden. Eine Wärmepumpe ist notwendig, um die Wärme der Brennstoffzelle auf ein höheres Temperaturniveau zu bringen.

Deutlich einfacher ist die Einbindung der Wärme aus einem BHKW. Diese kann aufgrund des höheren Temperaturniveaus direkt, ohne Zwischenschaltung einer Wärmepumpe, erfolgen.

5.3.1 Rechtliche Anforderungen

Da für den Wärmemarkt keine einschränkende Regelungen vorliegen, sollte dieser rechtliche Gestaltungsraum für optimale Rahmenbedingungen für Netzbetreiber*innen und Prosumer*innen genutzt werden. Besonders können Regel- und Clearingnotwendigkeiten gut geklärt werden, um sicherzustellen WER, WANN und WIEVIEL und zu welchen Konditionen eingespeist werden darf. Rechtlich könnten zur Standort- und Entwicklungssicherheit Anschluss- und Einspeiseverpflichtungen seitens der Gemeinden geltend gemacht werden.

5.3.2 Systemische Anforderungen und Rahmenbedingungen

Die Komplexität der bidirektionalen Einspeisung setzt einen integrativen, holistischen Ansatz voraus (bidirektionaler Nutzung von Wärmenetzen, verschiedene Prosumer*innen an unterschiedlichen, örtlichen Stellen des FW-Netzes, Druck- und Temperaturverhältnisse etc.), der besonders bei bestehenden Netzen dringend angewandt werden sollte (Dornhofer, et al., 2018).

Bei dezentraler Einspeisung kann es passieren, dass sich der Netzschlechtepunkt immer wieder verändert, und es kann zu einer teilweisen Umkehr der Flussrichtung kommen. Auch an die Regelung ergeben sich andere Anforderungen: Sie kann entweder zentral durch den/die Netzbetreiber*in oder dezentral durch die Übergabestation der Prosumer*innen erfolgen.

5.3.3 Hydraulische Einbindung

Für eine stabile Einbindung von Prosumer*innen ist die gesamtheitliche Betrachtung des Wärmeversorgungssystems notwendig. Dabei sind die Drücke sowohl im Primär- als auch im Sekundärkreislauf zu beachten, die im Idealfall gleich groß sind (Dornhofer, et al., 2018).

Da es sich um ein bereits bestehendes Fernwärmenetz handelt, muss sehr genau betrachtet werden, ob das Netz überhaupt mit der neuen Situation zurechtkommt (Druckverhältnisse, Einspeisepunkt etc.). Neue Einspeisepunkte haben nicht nur sekundärseitig, sondern auch primärseitig Auswirkungen. Der geringe Durchfluss im Sommer kann bei der Einbindung von Prosumer*innen zu hydraulischen Problemen führen. Bei der hydraulischen Auslegung solcher Anlagen gibt es kaum Erfahrung. Die Stabilisierung des Drucks im System ist von größter Wichtigkeit und ermöglicht eine leichtere Einspeisung in das Wärmeversorgungssystem. Neben dem Druck muss auch die Temperatur im System möglichst konstant gehalten werden. Vor allem bei Stahlrohren kann es hier ansonsten aufgrund von Wärmespannungen zu Ermüdungsbrüchen kommen.

Die FW-Einbindung von Prosumer*innen ins Netz kann direkt, hydraulisch getrennt (Wärmetauscher), entkoppelt (hydraulische Weiche) oder mittels dezentralen Energiespeichern erfolgen. Bei der Einbindung ist auf die Drücke, die Temperaturniveaus und auf die Wasserqualität (Frostschutz, Leckagen) zu achten (Dornhofer, et al., 2018).

Technische Möglichkeiten der Einbindung:

- Einspeisung vom Rücklauf in den Vorlauf

Die Entnahme des Wärmeträgermediums aus dem Rücklauf und die Wiedereinspeisung in den Vorlauf ist die bevorzugte Variante, benötigt aber eine hohe Pumpleistung, da der Differenzdruck zwischen Fernwärmeverlauf und Fernwärmerücklauf im Wärmenetz überwunden und von den Einspeiser*innen abgedeckt werden muss. Die Lage der Prosumer*innen im betrachteten Netz ist für die aufzubringende Pumpenergie ausschlaggebend. Befindet er sich in der Nähe der Pumpstation des Fernwärmenetzes, ist diese höher als wenn er sich weiter weg befindet. Die Rücklauf-Temperaturen bleiben konstant.

- Rücklaufanhebung

Die Entnahme sowie die Wiedereinspeisung des Wärmeträgermediums erfolgt im Rücklauf, die Pumpenergie wird von den Netzpumpen oder von eigenen WT-Pumpen aufgebracht und deckt die Druckverluste des Wärmetauschers und der Verbindungsleitungen ab. Nachteile sind die höheren Wärmeverluste des Netzes aufgrund von höheren Rücklauftemperaturen sowie, dass ein Strömungswiderstand in das Fernwärmenetz eingebaut werden muss, um einen regelbaren Durchfluss durch den Wärmetauscher des/der Einspeiser*in erzeugen zu können. Der Wirkungsgrad des primären Wärmeerzeugers verringert sich aufgrund der höheren Rücklauftemperaturen leicht.

- Vorlaufanhebung

Das Wärmeträgermedium wird dem Vorlauf entnommen, durch einen Wärmetauscher geführt und wieder in den Vorlauf zurückeingespeist. Wie bei der Rücklaufanhebung ist es für die Netzbetreiber*innen von Nachteil, dass sie einen Strömungswiderstand in die Fernwärmeleitung einbauen muss. Durch die höheren Netztemperaturen steigen die Netzverluste. Der Wirkungsgrad des primären Wärmeerzeugers bleibt unverändert. Der Vorteil für die Prosumer*innen ist wie bei der Rücklaufanhebung, dass die Pumpenergie vom Netz aufgebracht wird.

5.3.4 Technische Anforderungen und Rahmenbedingungen

Regelung und IKT

Regelungstechniken sind essentiell für den erfolgreichen Betrieb von Nah- und Fernwärmenetze. Innovationen der Datenkommunikation mittels Feldbussysteme über ganze Siedlungsgebiete, Ortschaften und Städte erlauben nun dezentral und zentral die Versorgung von Fernwärmekund*innen, Einspeiser*innen und Prosumer*innen zu regeln (Temperatur, Druck, Volumen). Via Wetterprognose können gerade volatile Energiequellen (z.B. Solar) vorausschauend und energieressourcenoptimiert ins FW-Netz eingespeist werden.

Wärmezähler

Eine exakte, rechtskonforme Wärmeabrechnung ist die Voraussetzung für langfristige, erfolgreiche Wärmelieferbeziehungen. Die Wärmezähler können statisch (Ultraschall) oder mechanisch (Flügelradzähler) den Durchfluss messen. Zusammen mit der Vor- und Rücklauftemperatur, gemessen an der Messstelle, wird die Energiemenge ([GJ] oder [MWh]) errechnet und angezeigt (elektronisch, mechanisch). Die Wärmezählung kann manuell

(Ablese vor Ort) oder per Fernauslesung (z.B. durch M-Bus via Datenleitung oder per Funk) erfolgen. Neben der Wärmemenge können Durchflussvolumen [m³/h], Temperaturen, Tages- und Monatswerte ausgelesen werden. Mit magnetisch, induktiven Zählern können auch flussrichtungsabhängige Impulse abgegeben werden. Dadurch wird mit einem Zähler das Prosumer*innen-Verhalten erfasst. Wärmehähler sind nach nationalen Eichgesetzen regelmäßig zu eichen. Die europäische MID-Richtlinie fordert ab 31.10.2016 den Einbau von MID-konformen Gräten. Trotz europäischer Normen für die Verwendung von Wärmehählern gelten die jeweiligen nationalen Eichgesetze. (Dornhofer, et al., 2018)

5.3.5 Wirtschaftliche / administrative Anforderungen und Rahmenbedingungen

Im Sommer kommt es bei Wärmenetzen zu einer geringeren Wärmeabnahme aber hohen Netzverlusten. Der Vorteil einer dezentralen Einspeisung ist, dass Leitungsverluste kompensiert werden und im besten Fall sogar die zentrale Kesselanlage abgeschaltet werden kann. Im Winter reduzieren Prosumer*innen Leistungsverluste und entlasten oder ersetzen Spitzenlastkessel.

Die Wärmelieferverträge müssen im Falle einer bidirektionalen Einspeisung angepasst werden. Dies bedeutet einen höheren administrativen und organisatorischen Aufwand. Es muss abgeklärt werden, wann die Prosumer*innen wieviel Wärme liefern.

5.3.6 Schlussfolgerungen

Der Aufwand für die Einbindung der Wärme aus der Brennstoffzelle ist aufgrund des geringen Temperaturniveaus sowie der verhältnismäßig geringen anfallenden Wärmemenge zu hoch (siehe auch D4.1). Die Einbindung eines BHKWs wird in Deliverable 4.1 untersucht.

5.4 Untersuchung der Ausweitung der E-EGe auf den Wärmebereich

Wie in Deliverable 2.1 beschrieben sind Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften nicht auf den Stromsektor beschränkt, sondern sind auch für andere Energiesektoren wie den Wärmesektor offen. Diese ist primär im Wärme- und Kälteleitungsausbaugesetz geregelt. Für die Mitglieder gilt ähnliches wie auch im Stromsektor. Mitglieder oder Gesellschafter*innen einer Erneuerbare-Energie-Gemeinschaft für Nahwärmenetze können natürliche Personen, Gemeinden, Rechtsträger*innen von Behörden in Bezug auf lokale Dienststellen oder kleine und mittlere Unternehmen sein, die ein Nahwärmenetz betreiben. Eine Erneuerbare-Energie-Gemeinschaft besteht aus zwei oder mehreren Mitgliedern oder Gesellschafter*innen und ist als Verein, Genossenschaft, Personen- oder Kapitalgesellschaft, Eigentümergemeinschaft nach dem Wohnungseigentumsgesetz 2002, BGBl. I Nr. 70/2002, oder ähnliche Vereinigung mit Rechtspersönlichkeit zu organisieren. Ihr Hauptzweck liegt nicht im finanziellen Gewinn, sondern vorrangig darin, ihren Mitgliedern oder den Gebieten, in denen sie tätig ist, ökologische, wirtschaftliche oder sozialgemeinschaftliche Vorteile zu bringen. Die Teilnahme an einer Erneuerbare-Energie-Gemeinschaft ist freiwillig und offen, im Fall von Privatunternehmen darf die Teilnahme nicht deren gewerbliche oder berufliche Haupttätigkeit sein (Republik Österreich Parlament, 2020).

Da am Standort bereits ein Fernwärmenetz betrieben wird und für den Gewerbepark ein Anschlusspflicht an dieses Netz besteht, wurden die Möglichkeiten der direkten Versorgung des Gewerbeparks mit (Ab)wärme aus dem Wasserstoffkonzept (Brennstoffzelle/BHKW) jedoch nicht weiterverfolgt. Die Möglichkeiten einer Einspeisung der Abwärme in das Fernwärmenetz wird aber sehr wohl für jene Konzepte berücksichtigt, bei denen eine größere Wärmemenge anfällt. Eine solche Einspeisung kann gegebenenfalls bilateral zwischen dem Wasserstoffinvestor und dem Fernwärmenetzbetreiber geregelt werden.

6 Fazit Konzept der Strom- und Wärmeversorgung

Der folgende Abschnitt ist aus datenrechtlichen Gründen nicht öffentlich zugänglich.

7 Mobilitätskonzept

Das übergeordnete Ziel dieses Mobilitätskonzepts ist die Darstellung der Möglichkeiten zur nachhaltigen Verbesserung des Modal Splits⁵ hinsichtlich Umweltverbund in der Stadtgemeinde Weiz durch Fokussierung auf Preding (Ortsteil) entlang der Ortsdurchfahrt (ODF) Weiz. Im Sinne von *vermeiden, verlagern und verbessern* ist das konkrete Ziel die gesamtheitliche Darstellung des Angebots am Standort durch den Umweltverbund (grafische Darstellung inkl. Kostenschätzung). Zudem sollen die aktuell bereits geplanten Maßnahmen zur verbesserten Anbindung des REC-Businessparks an den Öffentlichen Verkehr (ÖV), wie Bus, Bahn, oder auch eine innerstädtisches wasserstoffbetriebenes Rundkurs-Bussystem und das regionale Radwegnetz dargestellt werden sowie zusätzlich um Angebote des WeizBikes, eCar-Sharings der Stadt Weiz, Weizer Anruf-Sammel-Taxi (WASTI) sowie Fahrradabstellplätzen, E-LKW- und E-PKW-Parkplätzen inkl. smarter (Schnell-)Ladestationen erweitert werden.

7.1 Demografie, Verkehrssituation und Mobilitätsbedarf des Businessparks im Wirtschaftsraum Weiz-St. Ruprecht/Raab

Die Bezirkshauptstadt Weiz bzw. der Wirtschaftsraum Weiz - St. Ruprecht/Raab ist eines der regionalen Zentren der Steiermark und im Entwicklungsprogramm für die Region Oststeiermark, wie in Abbildung 3 dargestellt, als industriell-gewerblicher Schwerpunkt ausgewiesen (Land Steiermark, 2016). Der Bezirk Weiz war historisch landwirtschaftlich geprägt. Vor allem aber ausgelöst durch die Entwicklung der Stadtgemeinde Weiz zu einem Industrie- und Wirtschaftsstandort durch Ing. Franz Pichler am Ende des 19. Jahrhunderts mit zahlreichen Leitbetrieben hat sich der Fokus heutzutage in Richtung des sekundären Wirtschaftssektors verschoben (Harderer, Steinegger, & Verhounig, 2018).

⁵ Derzeit nur für Pendler verfügbar.

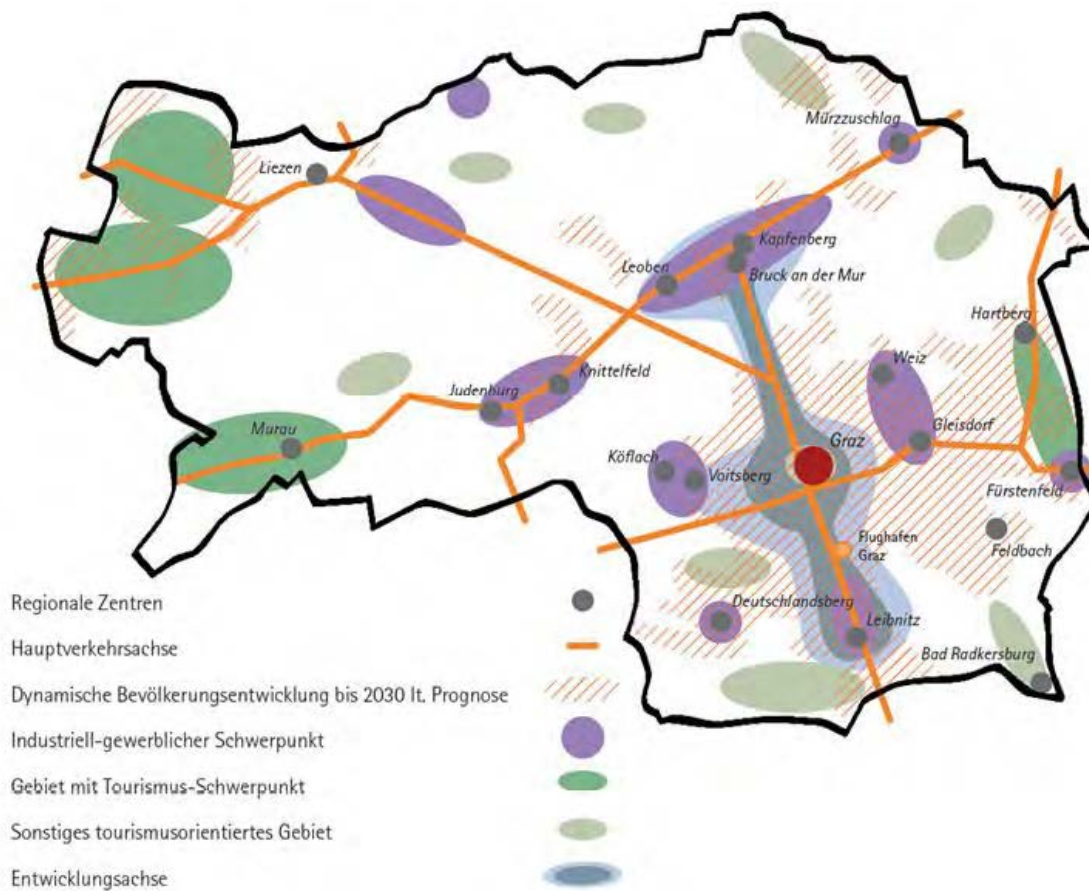


Abbildung 3. Strukturbild der Steiermark (Land Steiermark, 2016)

Mit 01.01.2020 waren in der Stadtgemeinde Weiz 11.797 und in St. Ruprecht/Raab 5.419 Einwohner*innen mit Hauptwohnsitz gemeldet. Die gesamte Kleinregion Weiz-Umland mit Weiz und seinen Umlandgemeinden, Mitterdorf/Raab, Mortantsch, Naas, Thannhausen und St. Ruprecht/Raab hat mit Stand 01.01.2020 insgesamt 25.299 Einwohner*innen (Statistik Austria, 2020). Die Stadtgemeinde Weiz hatte mit 2019 eine Bevölkerungsdichte von 669 Einwohner*innen pro km² auf einer Fläche von 17,5 km² und die Marktgemeinde St Ruprecht/Raab 129 Einwohner*innen pro km² und 41,11 km² Fläche.

In Bezug auf die Erwerbstätigen am Arbeitsort zeichnete sich mit 01.01.2011 ein etwas anderes Bild ab. Die Stadtgemeinde Weiz hatte 5.461 Erwerbstätige am Wohnort. Davon pendelten täglich 2.497 aus der Gemeinde aus und 7.280 in die Gemeinde ein. Die Stadtgemeinde Weiz ist somit eine Einpendler*innen-Gemeinde mit 10.244 Erwerbstätigen am Arbeitsort. Im Gegensatz dazu hatte die Marktgemeinde St. Ruprecht/Raab mit demselben Stichtag 2.423 Erwerbstätige am Wohnort, 1.643 Auspendler*innen, 1.485 Einpendler*innen und 2.265 Erwerbstätige am Arbeitsort. Somit ist die Marktgemeinde St. Ruprecht/Raab eine Auspendler*innen-Gemeinde mit geringem Pendler*innen-Saldo. Im Bereich der pendelnden Schüler*innen, ist das Bild in der Stadtgemeinde Weiz ähnlich und zeigt ein deutliches Einpendler*innen-Plus: 1200 Schüler*innen am Wohnort, 231 Auspendler*innen, 2.609 Einpendler*innen und 3.578 Schüler*innen am Schulort. St. Ruprecht/Raab hingegen weißt in

Bezug auf die Schüler*innen ein größeres Auspendler*innen-Defizit aus: 637 Schüler*innen am Wohnort, 326 Auspendler*innen, 74 Einpendler*innen und 385 Schüler*innen am Schulort (Statistik Austria, 2020a), (Statistik Austria, 2020b).

Die verkehrstechnische Anbindung des Wirtschaftsraums Weiz - St. Ruprecht/Raab ist in Abbildung 4 dargestellt und zeigt in Schwarz die Bahnverbindungen, in Doppel-Rot die Autobahn und in Rot die Bundesstraßen in der Oststeiermark (Land Steiermark, 2016). Der Wirtschaftsraum Weiz - St. Ruprecht/Raab ist neben Bus (Buskorridor Weiz; u.a. Linie 200 Graz - Weiz und Linie 202 Weiz - Gleisdorf) und Bahn (Linie S31) über die Hauptverkehrsachse B64(A2)/B72 per motorisiertem Individualverkehr (MIV) erreichbar. Dadurch besteht innerhalb des Bezirks sowie zur Landeshauptstadt Graz eine gute Bus-, und Straßenverkehrsanbindung und zumindest nach Gleisdorf eine gute Bahnanbindung.

Der Modal Split 2016 der Einwohner*innen der Stadtgemeinde Weiz (Gemeindebinnenpendler*innen) für den Teilbereich Arbeitswege zeigt, dass der MIV und der Umweltverbund jeweils knapp 50 % ausmachen, jener der Gemeindeeinpendler*innen zeigt allerdings einen Anteil von 90,5 % und somit deutliches Verbesserungspotential speziell für Bus, Bahn und Rad. Im Jahr 2020 wurde dazu eine Kontrollerhebung durchgeführt. Im Vergleich zum Jahr 2016 mit einem Gesamtwert von 78 % MIV Anteil für alle Pendler*innen (Gemeindebinnenpendler*innen und Gemeindeeinpendler*innen) konnte dieser Anteil im Jahr 2020 auf 69 % MIV Anteil reduziert werden (Klamlinger & Rettensteiner, Nachhaltiger Mobilitätsplan der funktionalen Stadtregion Weiz, 2020). Auch wenn der MIV Anteil zwischen 2016 und 2020 reduziert werden konnte, war der Transportsektor in Weiz jener Sektor zwischen 1990 bis 2017, in Bezug auf Endenergieverbrauch und die Treibhausgasemissionen, der in diesem Zeitraum nicht gesunken, sondern sogar deutlich angestiegen ist, wie in Abbildung 5 ersichtlich (Bramreiter, et al., 2019).

Hinsichtlich der Motivation für die Wahl des Hauptverkehrsmittels gaben bei der Kontrollerhebung im Jahr 2020 die Befragten als Hauptgrund für ihre Wahl an, dass diese Wahl die schnellste Option ist, die Arbeitszeiten es nicht anders zulassen, fehlendes ÖV-Angebot (bei Wahl des PKWs) und fehlende Mitfahrgelegenheit (bei Wahl des ÖVs). Zudem gaben 13 % den Preis, 27 % keine Direktverbindung, 28 % den Fahrplan und 32 % „zu zeitaufwendig“ der Befragten als Hauptproblem beim ÖV an. Für den Abschnitt SÜD II (von B72 entlang der B64 bis zum REC-Businesspark) konnte zudem ein derzeitiges Gesamtpendler*innenpotential von täglich 186 Personen identifiziert werden, wovon derzeit neun bereits den ÖV nutzen. Das Zielpotential für den ÖV konnte gleichzeitig mit 37 Personen identifiziert werden. Womit täglich 60 Fahrten reduziert werden könnten (Klamlinger & Rettensteiner, Nachhaltiger Mobilitätsplan der funktionalen Stadtregion Weiz, 2020).

Dem Anstieg der Treibhausgasemissionen und des Energieverbrauchs soll entgegengewirkt, der MIV Anteil am Modal Split wesentlich reduziert und das Verkehrsaufkommen im Weizer Stadtgebiet ebenfalls reduziert werden. Aus diesem Grund wurde die ODF Weiz, wie in Abbildung 6, Abbildung 7 und Abbildung 8 dargestellt, beschlossen (Stadtgemeinde Weiz, 2016). Die ODF Weiz führt nun von der Ortsgrenze Weiz und St. Ruprecht/Raab über die B64

bis in den Weizer Norden. Im Rahmen des Baus von Teil 3a, welcher sich von der Fußgängerzone am Bahnhof im Süden bis zur Roseggergasse im Norden der Stadt erstreckt, wurden auch die Gleise der Steirischen Landesbahn bis in den Norden verlegt. Seit dem Jahr 2019 ist es nun möglich, stündlich mit der Bahn in den Weizer Norden bis zum Bundesschulzentrum zu fahren (ortsdurchfahrt.at, 2019).

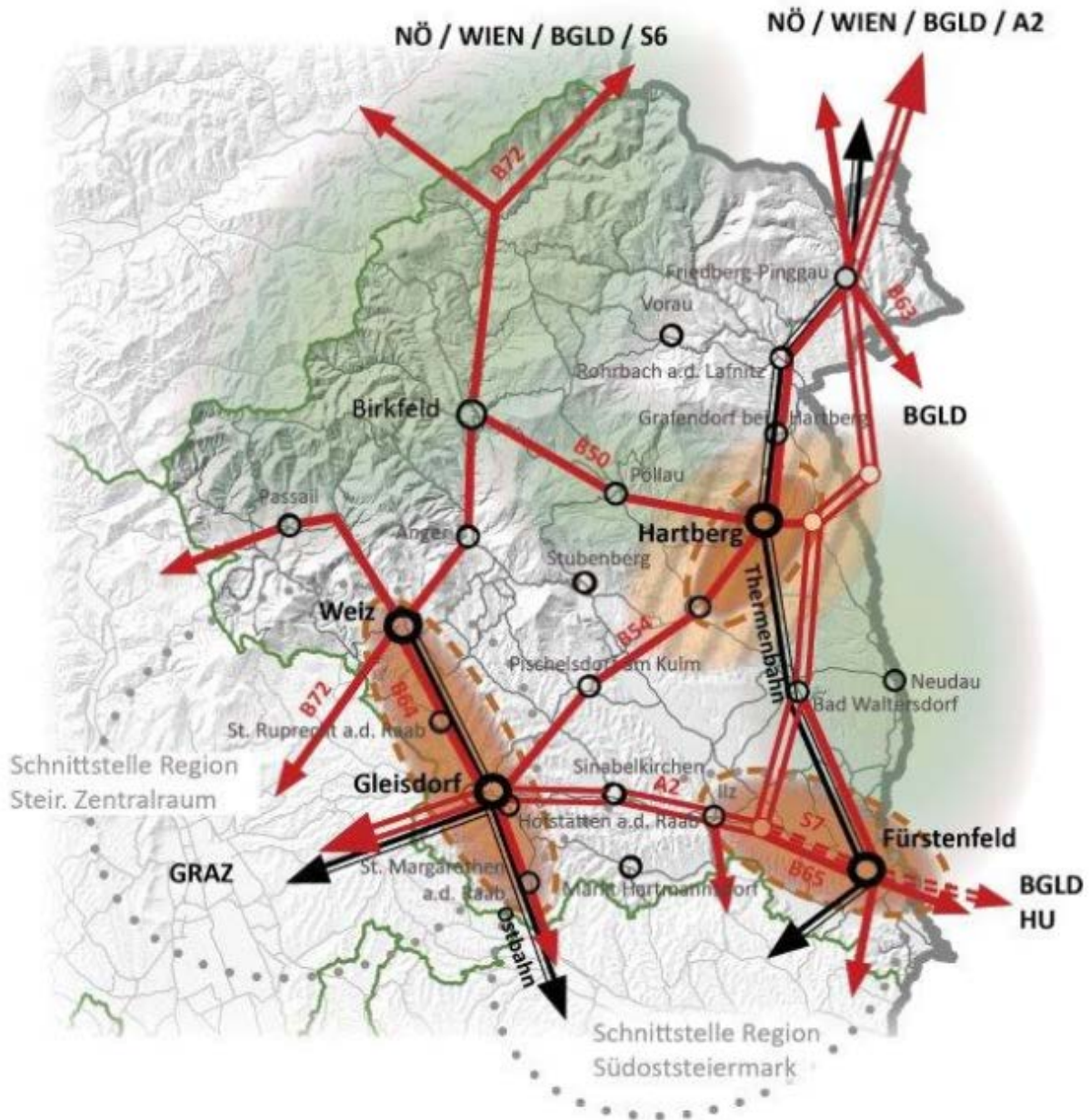


Abbildung 4. Zentralräume, Entwicklungsachsen und Hauptverkehrslinien der Oststeiermark (Land Steiermark, 2016)

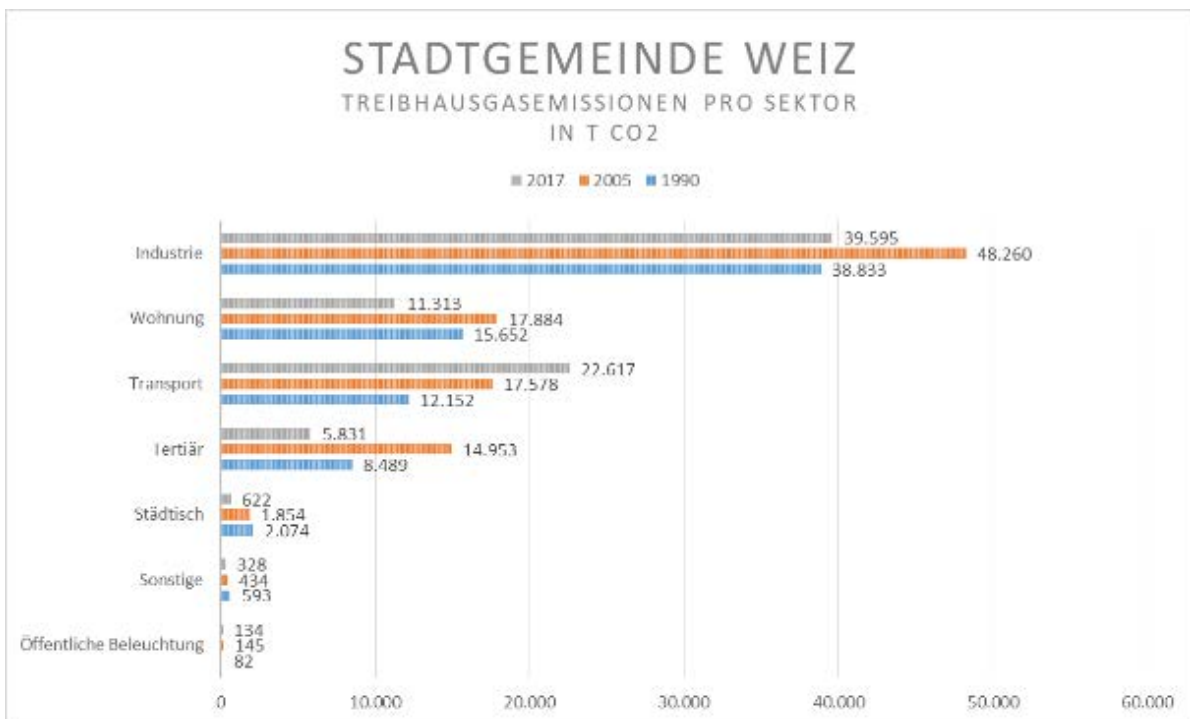
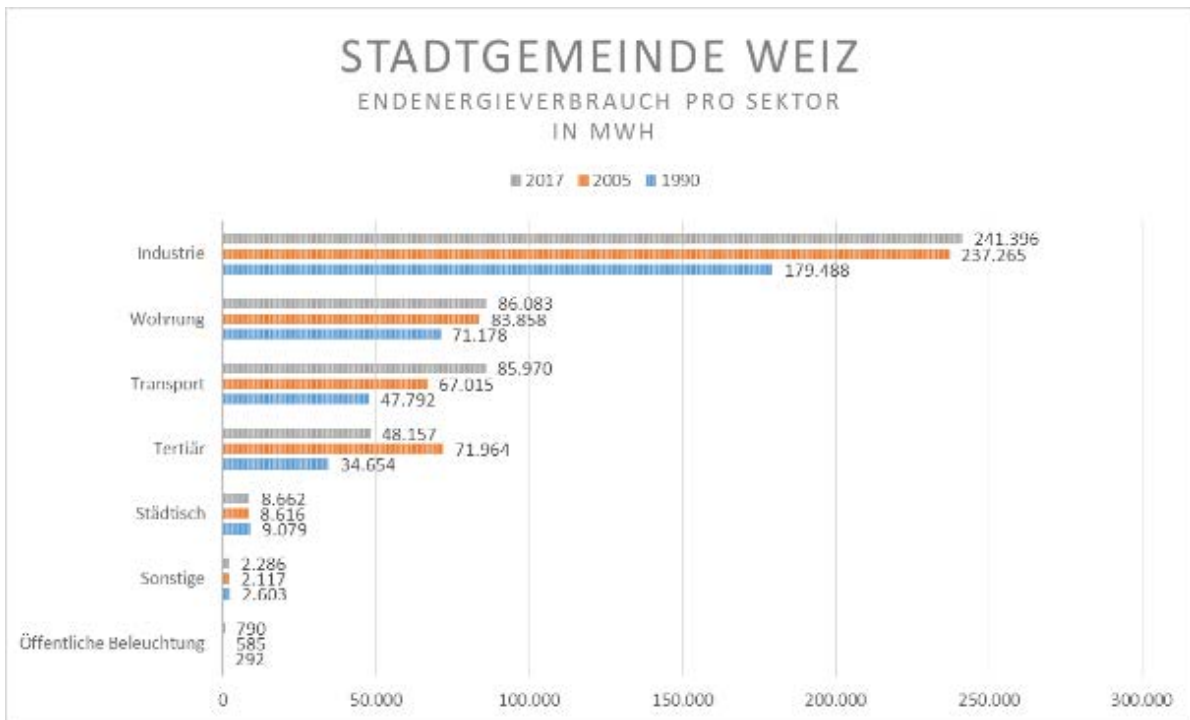


Abbildung 5. Energieverbrauch und Treibhausgasemissionen pro Sektor in der Stadtgemeinde Weiz (Bramreiter, et al., 2019)

Neben dem neu geschaffenen Abschnitt im Norden durch die Stadtgemeinde Weiz, verläuft die S-Bahn (S31) der Steirischen Landesbahn von Weiz nach Gleisdorf. Ab Gleisdorf ist man aus Weiz kommend über die S3 mit der Landeshauptstadt Graz verbunden. Ansonsten sind als Verbindungen des öffentlichen Verkehrs besonders die Busverbindungen von Weiz (Kapruner Generator Straße) nach Graz (Opernring) bzw. nach Passail, Birkfeld und Gleisdorf zu nennen (Harderer, Steinegger, & Verhounig, 2018). Daneben gibt es in der Stadtgemeinde

Weiz auch noch andere Mobilitätsangebote (https://www.weiz.at/Services/Mobilitaet_Verkehr_Parken) wie das Weiz Bike, eCar-Sharing der Stadt Weiz und das WASTI, als auch zahlreiche E-Auto-Ladesäulen sowie Fuß- und Radwege.

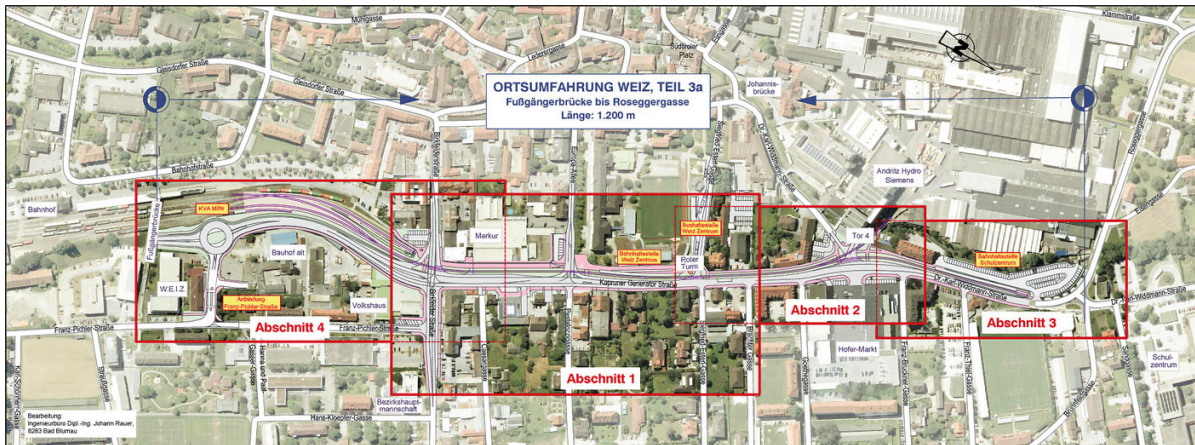


Abbildung 6. Abschnitte Teil 3a der Ortsdurchfahrt Weiz im Überblick (ortsdurchfahrt.at, 2019)



Abbildung 7. Teil 2 der Ortsdurchfahrt Weiz im Überblick (Stadtgemeinde Weiz, 2019)



Abbildung 8. Übersicht aller Abschnitte der ODF inkl. Bahnhalttestellen (Rauer, 2020)

7.2 Chancen & Risiken

Im Rahmen des Projektes REC-Businesspark müssen die Interessen zahlreicher Stakeholder einbezogen werden (Siehe Deliverable 2.1). Es gibt unterschiedliche Stakeholdergruppen mit unterschiedlichen Rollen, Chancen und Risiken zur Partizipation. Im Groben können für den REC-Businesspark unterschiedliche Stakeholdergruppen, wie Investor*innen, zukünftige Mieter*innen bzw. Betreiber*innen, die Stadtgemeinde Weiz sowie der Wirtschaftsraum Weiz

- St. Ruprecht/Raab und das Innovationszentrum W.E.I.Z. identifiziert werden. Diese Stakeholder sind auf der Beteiligungsleiter nach Arnstein (1969) am höchsten angesiedelt und können über Zusammenarbeit, Machtübertragung und Entscheidungsfindung direkt auf die Entscheidung Einfluss nehmen. Somit sind diese auch am relevantesten, wenn es um die Entscheidung der Konzeptionierung der Mobilitätsangebote geht. Daneben sind aber auch die direkten Stakeholder, wie Anrainer*innen & Landwirt*innen, Steiermärkische Landesbahnen, weitere Infrastrukturanbieter*innen (wie Glasfaser, Stromnetz, Fernwärme etc.) und weitere Unternehmen in der Umgebung relevant.

7.3 Konzept für die Versorgung des Businessparks für Mobilität und geplante Maßnahmen im Fokusgebiet

Das Ziel dieses Mobilitätskonzepts ist es, durch Maßnahmen von vermeiden, verlagern und verbessern den Umweltverbund in der Stadtgemeinde Weiz zu fördern. Dabei werden nachfolgend die Möglichkeiten dargestellt, wie der Modal Split hinsichtlich Umweltverbund in der Stadtgemeinde Weiz durch Fokussierung auf Preding-Süd entlang der ODF Weiz nachhaltig verbessert werden kann. Zu diesem Zwecke werden die Angebote des Umweltverbunds am Standort REC-Businesspark grafisch dargestellt und um eine grobe Kostenschätzung ergänzt. Die Ausgangslage am Standort REC-Businesspark ist die folgende:

- Am Standort sind 7.000 m² private Rangier- und Parkflächen geplant.
- Am Standort sind 4.000 m² öffentliche Mobilitäts- und Parkflächen geplant.
- Ein Radverkehrskonzept (Rauer, 2019) liegt vor.
 - Der Standort wird über die Hauptradrouten (HR 1) mit Weiz und St. Ruprecht/Raab verbunden
- Ein Konzept zum Ausbau des ÖVs (zusätzliche Haltestellen; Rauer (2020)) liegt vor.
 - Mit Stand Oktober 2020 war die nächste Haltestelle etwa 1.500 m entfernt (Weiz-Preding), Die Taktung wurde bereits verbessert:
 - Ankunft nach Weiz morgens: 05:41, 06:44, 07:11, 07:33, 08:05
 - Letzte Abfahrt ab Weiz: 22:11
- Betriebe des Handels oder der Gastronomie gibt es am Standort nicht.
- Am Standort sind rund 40 Ein- und Zweifamilienhäuser.
- Die nächste WASTI-Haltestelle ist rund 600 m entfernt bei Elin Motoren.
- Ein Konzept für eine konventionelle Citybus-Linie (regionalis, 2015b), (regionalis, 2015a) liegt vor.
 - Umsetzung bisher nicht erfolgt
 - Ein alternatives, wasserstoff-betriebenes Rundkurs-Bussystem soll entstehen

Zunächst folgt ein Überblick zum geplanten wasserstoff-betriebenen Rundkurs-Bussystems. Zudem forciert die Kleinregion Weiz-Umland, gemeinsam mit dem Land Steiermark, den Ausbau ihrer Radinfrastruktur und des ÖV Angebots für Bus und Bahn, daher werden auch die bereits geplanten Maßnahmen zum ÖV und Radkonzept kurz dargestellt. Schlussendlich wird ein Überblick zum gesamten Mobilitätsknotenpunkt, sowie dessen Kosten dargestellt.

7.3.1 Anbindung des REC-Businesspark – Wasserstoff-betriebenen Rundkurs-Bussystems

Der folgende Abschnitt ist aus datenrechtlichen Gründen nicht vollständig öffentlich zugänglich.

Die Überschuss-Energie des REC-Businesspark soll im Rahmen eines wasserstoff-betriebenen Rundkurs-Bussystems direkt am Standort REC-Businesspark genutzt werden. Dazu liegt bereits ein Konzept durch das Unternehmen regionalis aus dem Jahr 2015 für ein konventionelles erdöl-basiertes Bussystem vor. Dieses Konzept ist bisher noch nicht umgesetzt worden (regionalis, 2015a).

Eine Kostenschätzung durch regionalis (2015a) ergab maximale jährliche Kosten von 305.000 € inkl. Umsatzsteuer, bei einem Durchschnitts-Kostensatz pro Kilometer von € 4,00 bei einem Normalbetrieb von 76.180 km jährlich. Diese Kosten müssten allerdings durch die Adaptierung auf einen wasserstoffbasierten Kleinbus neu berechnet werden. Das neue Bussystem soll frühestens mit der Umsetzung sowohl des REC-Businessparks als auch der ODF in Betrieb gehen und alle drei Linien umfassen, womit ihm Jahr rund 76.180 km aufgeteilt auf drei Fahrzeuge anfallen wird.

Hinsichtlich der Fahrzeugwahl ergeben sich die größten Herausforderungen für eine Umsetzung. Zum jetzigen Zeitpunkt (Stand Oktober 2020) sind keine Kleinbusse mit max. 14 Sitzplätzen serienmäßig am Markt verfügbar. Zwar wurde im Jahr 2016 das H350 Fuel Cell Concept mit Brennstoffzellenantrieb präsentiert, in der Serie ist dieser Kleinbus mit 14 Sitzplätzen noch nicht verfügbar (Hyundai.News/de, 2016). Eine weitere Alternative dazu wäre ein Modell des chinesischen Herstellers SAIC, welcher bis 2025 in Summe 10 Brennstoffzellenmodelle mit einem jährlichen Absatz ab 2025 von über 10.000 Fahrzeugen auf den Markt bringen möchte. Speziell wäre dabei der Maxus EUNIQ 7 (Multi-Purpose Vehicle (MPV)), ein Kleinbus mit SAIC-Brennstoffzellenantrieb der dritten Generation, mit einer angekündigten Reichweite von 605 km, nach dem in China üblichen NEFZ, eine Option für den REC-Businesspark (electrive.net, 2020).

7.3.2 Anbindung des REC-Businesspark – Radverkehrskonzept – Wirtschaftsraum Weiz-St. Ruprecht/Raab

Die Kleinregion Weiz hat sich im Rahmen der Radstrategie 2025 des Landes Steiermark dazu entschlossen ein Radverkehrskonzept für die gesamte Region Weiz zu entwickeln. Integral für deren Umsetzung ist die HR1, welche als Nord-Süd Verbindung der Radverkehrsinfrastruktur von Naas bis St. Ruprecht/Raab entlang der B 64 verlaufen soll. Diese HR1 ist somit die Radverkehrliche Verbindung der Wirtschaftsraum-Gemeinden Weiz und St. Ruprecht/Raab mit Schnittpunkt direkt am Standort REC-Businesspark. Abbildung 9 und Abbildung 10 zeigen den geplanten Verlauf der HR1 von der B72 entlang der B64 bis zum REC-Businesspark im Süden von Weiz. Entlang der HR1 – als wichtiges Puzzlestück für die aktive Nutzung – fehlt derzeit aber eine Querungsmöglichkeit für Radfahrer und Fußgänger entlang des Geh- und Radweges an der Westseite der B64.

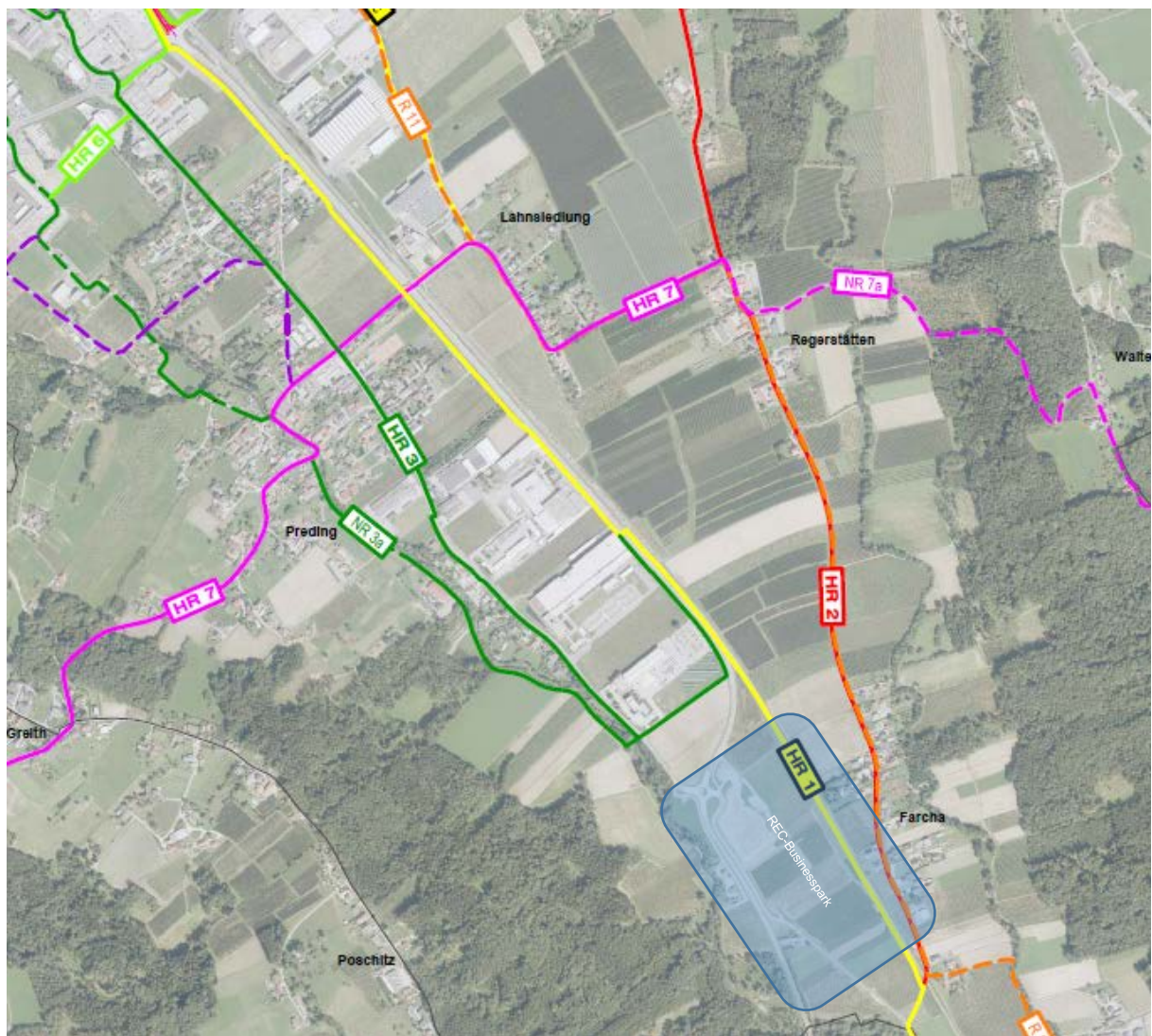


Abbildung 9. Detail Ausschnitt zu Radverkehrskonzept - Region Weiz - Generelles Maßnahmenkonzept (Eigene Ergänzung, (Rauer, 2018))

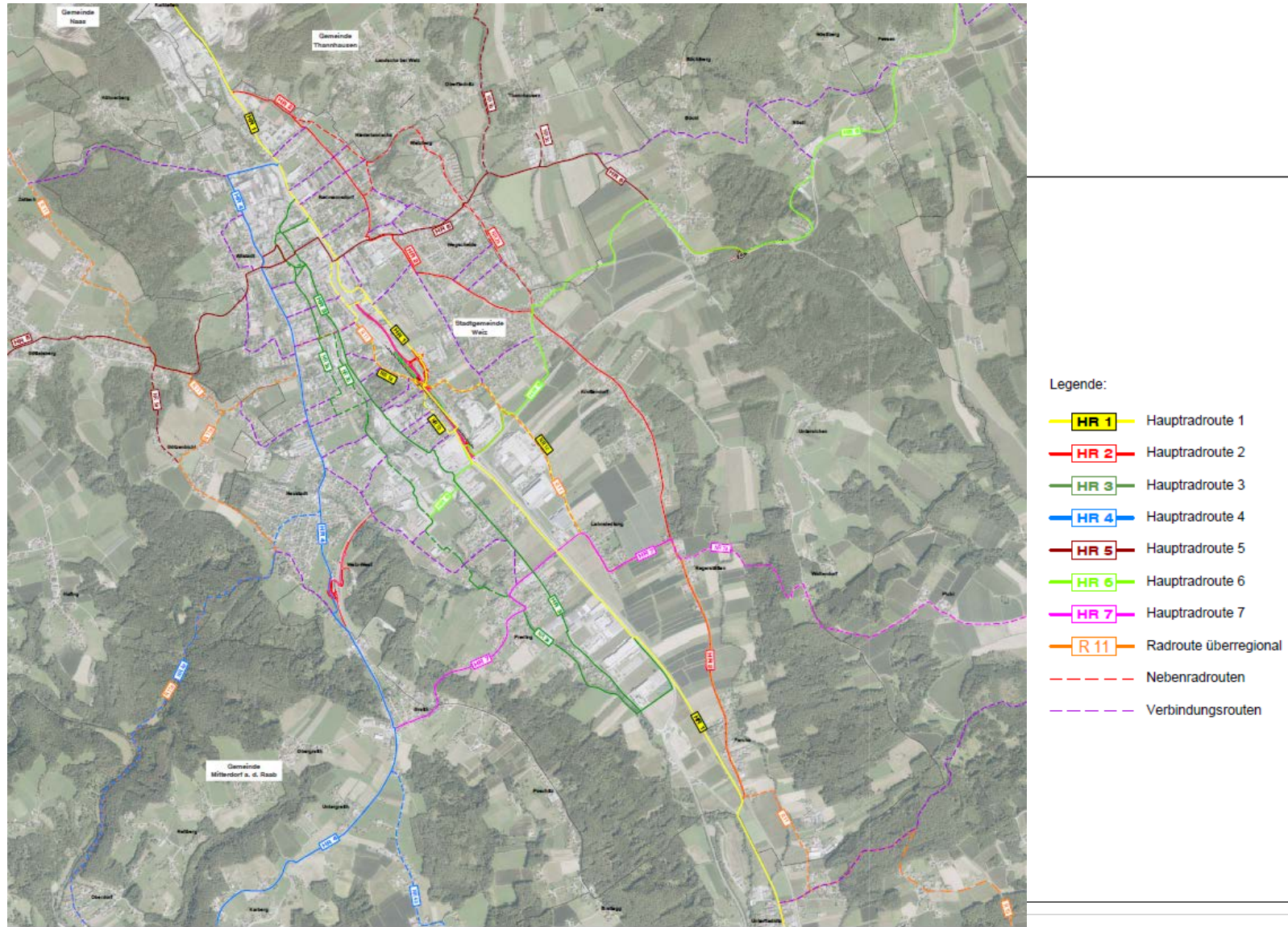


Abbildung 10. Grob Ausschnitt zu Radverkehrskonzept - Region Weiz - Generelles Maßnahmenkonzept (Rauer, 2018)

In diesem Zusammenhang soll hier auf Höhe der Firma ELIN Motoren GmbH (Elin-Motoren-Straße 1; siehe nachfolgend auch die geplante Bahnhaltestelle an diesem Standort) eine Radfahrer- und Fußgängerbrücke entstehen. Die Brücke wird über zwei Rampen (Rampe und Brücke Nord, sowie Rampe und Brücke Süd) verfügen, wie in Abbildung 11 dargestellt (Rauer, 2019). Ein Umsetzungskonzept und Kostenschätzung zu diesen Maßnahmen liegt vor und wird geprüft. Die Umsetzung selbst wird bereits forciert.



Abbildung 11. Das neue Tor zur Stadtgemeinde Weiz (Rauer, 2019)

7.3.3 Anbindung des REC-Businesspark – Öffentlicher Verkehr – Wirtschaftsraum Weiz - St. Ruprecht/Raab

Die Stadtgemeinde Weiz befindet sich geografisch in einer Beckenlage, wodurch eine Stadtentwicklung im Norden von den Fischbacher Alpen begrenzt wird und nur im Süden möglich ist. Die forcierte Kooperation mit St. Ruprecht/Raab im gemeinsamen Wirtschaftsraum Weiz - St. Ruprecht/Raab birgt zudem die Möglichkeit strategische Entscheidungen mit reduziertem Zeitdruck (keine Konkurrenz zwischen den beiden Gemeinden) zu treffen (Rauer, 2020).

St. Ruprecht/Raab und Weiz sind hinsichtlich der Bahnanbindung mit Gleisdorf über die S31 verbunden, wobei sich in Weiz ein Kopfbahnhof befindet und ab Gleisdorf die Bahn später Richtung Graz und Wien bzw. Budapest und Maribor weiter verläuft. Abbildung 12 zeigt den geplanten Ausbau der S31 inkl. den identifizierten Bedarfshaltestellen „Elin Motoren“ und „Farcha“. Beide Bedarfshaltestellen liegen in direkter Umgebung des REC-Businessparks, jeweils knapp 500 m entfernt, während die jetzigen Haltestellen „Weiz-Preding/Lahnstraße“ und „Unterfladnitz“ jeweils knapp 1.500 m entfernt sind (Rauer, 2020).

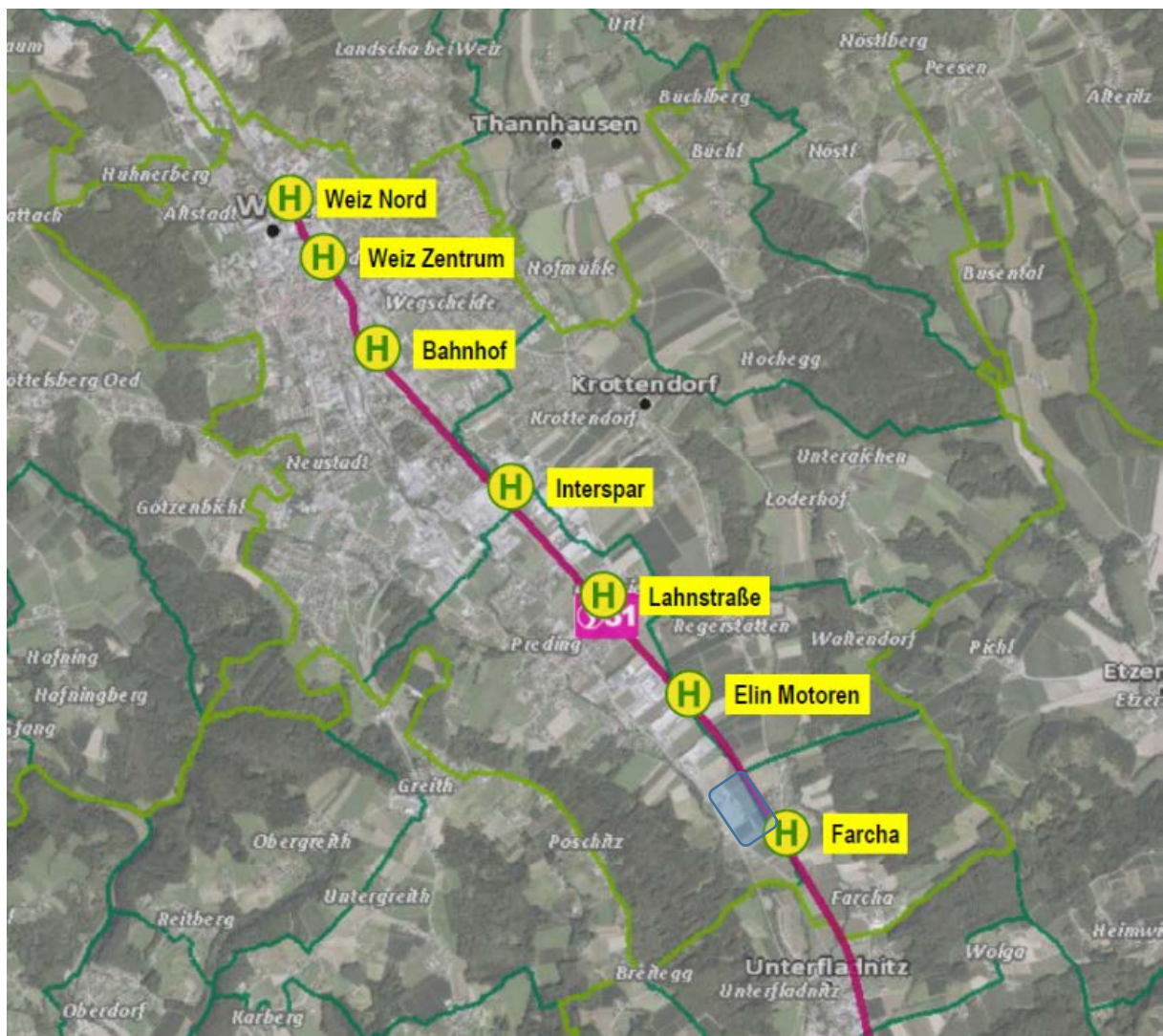


Abbildung 12. Ausbau der S31 mit zusätzlichen „Bedarfshaltestellen“ (Eigene Ergänzung, (Rauer, 2020))

Eine Erweiterung um die beiden Bedarfshaltestellen würde somit zur Erschließung des REC-Businessparks mittels Bahn führen und auch eine wesentliche Aufwertung der umliegenden Betriebe, mit einem Gesamtpendler*innenpotential von 186 Personen exkl. REC-Businesspark, führen. Ein Umsetzungskonzept und Kostenschätzung zu diesen Maßnahmen liegt vor und wird geprüft. Die Umsetzung selbst wird bereits forciert.

7.3.4 Anbindung des REC-Businesspark – Mobilitätsknoten REC-Businesspark

Ein wichtiger Baustein für die Transformation der Mobilität/Verkehrsmittelwahl in Österreich bzw. im Wirtschaftsraum Weiz - St. Ruprecht/Raab ist das Vorhandensein von umweltschonenden Alternativen. Aus diesem Grund ist die Anbindung des REC-Businessparks an die bereits vorhandenen Mobilitätsangebote von besonderer Wichtigkeit. In diesem Zusammenhang soll wie in Abbildung 13 dargestellt eine geöffnete Mobilitätsfläche im blauen Bereich (Abschnitt A), eine geschlossene Mobilitätsfläche im roten Bereich (Abschnitt

C), eine Weiz Bike Station (Abschnitt B) und ein Energie- und Werbebereich inkl. Elektropeicher (Abschnitt D; nicht projektrelevant) entstehen.

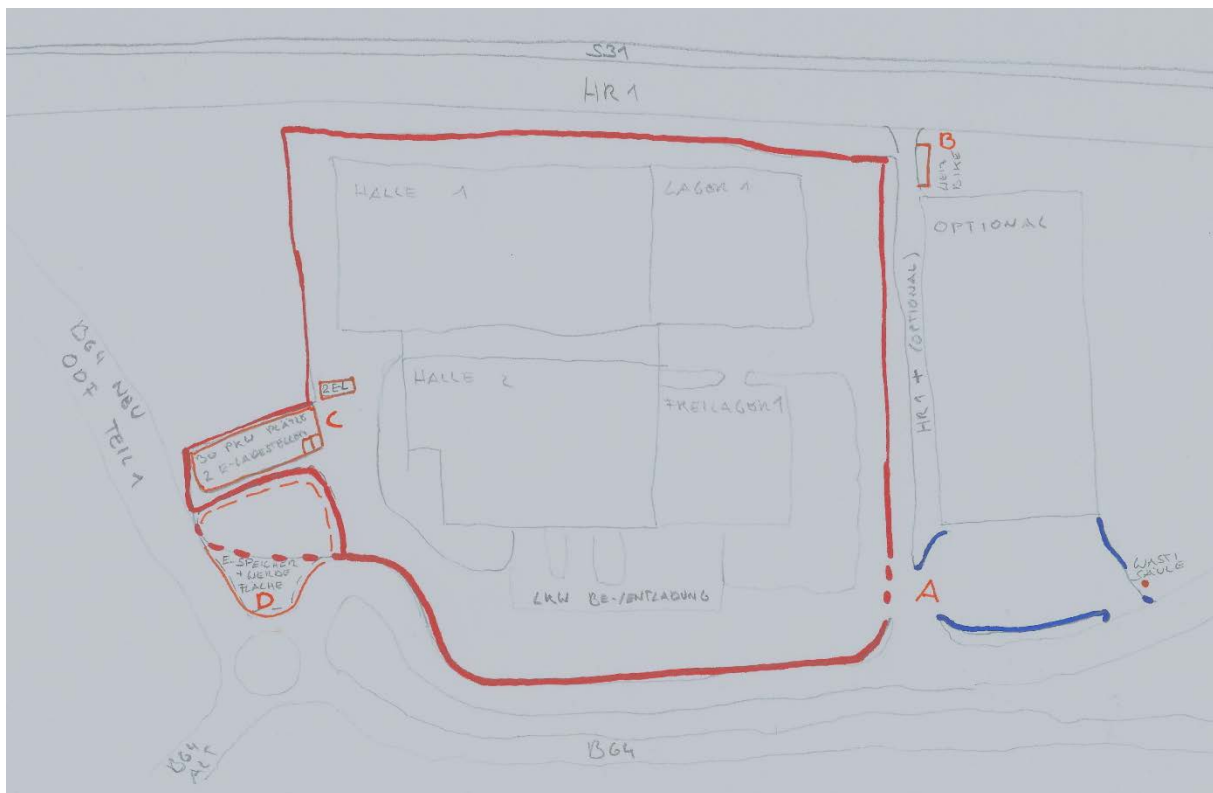


Abbildung 13. Mobilitätsknoten REC-Businesspark

Somit soll der Mobilitätsknoten REC-Businesspark mehrere Funktionen vereinen, die Verknüpfung mehrerer Verkehrsmittel (E-Auto, Bahn, Rad, WASTI), speziell die umweltfreundliche Mobilität fördern, und die Verkehrsfrequenz erhöhen (umweltfreundliche Verkehrsmittel und Umstieg). Durch die bestehenden Angebote in Weiz, Weiz Bike, Wasti, eCar-Sharing der Stadt Weiz, bestehende öffentliche E-Ladestationen (Weiz Nord, Innovationszentrum W.E.I.Z.), S31 (in Erweiterung) und HR1 (in Planung), ist bereits eine gute Basis vorhanden.

Die Zielgruppen für den REC-Businesspark sind klar definiert. Zum einen gibt es den geschlossenen Raum der Mitarbeiter*innen, zum anderen den geöffneten Bereich für Mitarbeiter*innen des Mieters, Mitarbeiter*innen anderer Firmen, Bewohner*innen in der Umgebung und Personen, die den Parkplatz für Park&Ride (Umstieg von Rad oder MIV auf Bahn) nutzen wollen. In diesem Zusammenhang ist zu erwähnen, dass die Verknüpfung mit dem regionalen Busnetz dezidiert nicht Ziel des Projekts ist, da dieser einen Umweg fahren müsste, und ein Parallelverkehr zur Bahn entstehen würde (Klamminger, Körndl, & Rettensteiner, 2017).

Umgesetzt werden sollen folgende in Tabelle 4 dargestellte Angebote der in Abbildung 13 dargestellten Abschnitte:

Tabelle 4: Grobe Kostenschätzung für die Abschnitte A-C exkl. USt

#	Bezeichnung	Abschnitt	Anzahl	Geschätzte Gesamtkosten
Geöffnete Mobilitätsfläche				
1	Park & Ride (Parkplätze)	A	80	180.000 €
2	Weiz Bike System (Anschlüsse / neue Räder)	B	12 / 6	42.000 €
3	Fahrradabstellplätze	A	20	5.000 €
4	eCar-Sharing der Stadt Weiz (E-Auto Renault ZOE)	A	1	16.000 €
5	Smarter E-Ladestationen (22 kW – Typ 2) nutzbar für PKW (ohne E-Technik)	A	2	6.000 €
6	Smarter E- (Schnell-)Ladestationen (50 kW mittels DC Hochvoltgleichstromladung) nutzbar für LKW- und PKW (inkl. gesamter E-Technik)	A	2	90.000 € ⁶
7	WASTI Säule	A	1	100 €
8	Gestaltung (inkl. Möblierung, Beleuchtung, Begrünung und Rasengitter für Parkflächen)	A		50.900 €
Geschlossene Mobilitätsfläche				
9	Smarter E-Ladestationen (22 kW – Typ 2) nutzbar für PKW (ohne E-Technik)	C	2	5.000 €
10	Smarter E- (Schnell-)Ladestationen (50 kW mittels DC Hochvoltgleichstromladung) nutzbar für LKW (inkl. gesamter E-Technik)	C	2	90.000 €
11	Fahrradabstellplätze	C	20	5.000 €
	Unvorhergesehenes + 10 %			490.000 €
	Summe exkl. USt.			539.000 €

Zusammengefasst bedeutet das, dass die folgenden Angebote am Standort verfügbar sein werden: Car-Sharing (mit besonderem Fokus auf den Betrieb), Bike- und Car-Pooling & Mitfahrgelegenheiten im Sinne von Park & Ride (gemeinsames Pendeln), E- PKW und E- LKW

⁶ <https://sedl.at/Elektroauto/Lademoeglichkeiten/Kosten#Fussnote4>

Schnellladen, Fahrradverleih, (Mikro-)ÖV und Radnetzanbindung, Witterungsschutz für Wartende inkl. Mutlimedia-Areal und weitere Gestaltung (Beleuchtung, Begrünung, Rasengitter für Parkflächen).

Die Dauer der Umsetzung wird rund drei Monate in Anspruch nehmen. Meilensteine sind nicht notwendig, da es sich um eine einzige Maßnahme handelt. Neben den in Tabelle 4 aufgelisteten Kosten sollte eine Person der Stadtgemeinde Weiz bzw. des Investors den extern ausgeführten Bau übernehmen. Sollte es zwischen E-LKW und E-PKW zu einer Konkurrenzsituation in der geöffneten Fläche kommen, müssten die Flächen nachträglich getrennt werden.

In Bezug auf Punkt 4 aus Tabelle 4 ist zu erwähnen, dass hier nur die einmaligen Kosten für die E-Auto Anschaffung kalkuliert wurden, diese könnten aber auch monatlich im Falle eines Leasings anfallen. Die drei in Weiz befindlichen E-Car-Sharing Autos werden über den Gemeinnützigen Verein Ever-Green E-Carsharing abgewickelt und über die Software der Firma FAMILY OF POWER OF FAMILY SCE mit beschränkter Haftung Zweigniederlassung KLAGENFURT STADT betrieben. Die Stadtgemeinde Weiz hat sich mit Ever-Green auf folgende Tarif geeinigt, welche auch in Zukunft für externe Nutzer bei einem halb-öffentlichem E-Car-Sharing (Besitzer hat besondere Rechte, aber Nutzung generell für alle) gelten sollen, d.h. für alle Nutzer außer den Fahrzeugbesitzern (Gemeinnütziger Verein Ever-Green E-Carsharing, 2020):

Weiz-Tarif: Euro 5,00/Std. / max. Euro 40,00/Tag (kein km-Limit, jedoch mit fair use)

Die Kosten für die administrative Abwicklung des E-Car-Sharings belaufen sich nach Abstimmung mit Ever-Green auf rund 300 €/Monat. Eine Eingliederung in das bestehende System wird dringend empfohlen. Wie bereits erwähnt, wäre eine Kostenteilung für Infrastruktur an diesen Mobilitätsknoten im Sinne aller Beteiligten. Über die laufenden Kosten, wie unter anderem für das Laden von E-LKW und E-PKW oder die Pauschale zur administrativen Abwicklung des E-Car-Sharings, müsste gesondert diskutiert werden. Generell sollte aber zumindest ein Parkplatz für ein mögliches E-Car-Sharing reserviert und farblich markiert werden.

Die Kosten für einen oder mehrere wasserstoffbasierte Kleinbusse, sowie die dafür notwendige Infrastruktur sind in dieser Kostenkalkulation nicht enthalten, da zum jetzigen Zeitpunkt kein seriöses Angebot gelegt wurde. Die notwendigen Infrastrukturkosten werden nachfolgend in Kapitel 9 diskutiert.

7.4 Fazit

Am Standort REC-Businesspark soll somit ein umfassender Mobilitätsknotenpunkt entstehen, welcher zwar kein optimaler Standort für Park & Ride ist, aber trotzdem eine wertvolle Funktion erfüllen kann, um der Zielgruppe als Umsteigemöglichkeit zum Umweltverbund zu dienen (Klamminger, Körndl, & Rettensteiner, 2017). Konkret sollen vor allem die Mitarbeiter*innen der bestehenden Unternehmen und des neu entstehenden REC-Businessparks sowie

Anrainer*innen bzw. private Haushalte am Standort angesprochen werden mehr Wege mit dem Rad (unter anderem Weiz Bike) und dem ÖV (S31) zurückzulegen. Des Weiteren soll am Standort die E-Mobilität eine wesentliche Rolle spielen und nicht vermeidbare Wege (Transport oder Verkehr) zumindest betrieben mit selbst produziertem grünem PV Strom vom REC-Businesspark zurückgelegt werden. Ein Wasserstoffbussystem soll zusätzlich für ganz Weiz implementiert werden.

8 Tarifmodelle der E-EGe

Die Regeln für die innergemeinschaftliche Energieverteilung sind im EAG bzw. EIWOG klar definiert. Hinsichtlich der Festlegung von innergemeinschaftlichen Tarifen gibt es keine gesetzlichen Vorgaben. Damit können beliebige Tarife für den in der E-EGe verteilten Strom angenommen werden. Das EAG gibt hierbei nur vor, dass der Betrieb der E-EGe nicht der wirtschaftlichen Bereicherung der Trägerorganisation der E-EGe dienen darf, die wirtschaftlichen Vorteile sollen bei den Mitgliedern liegen. Die Festlegung der innergemeinschaftlichen Tarife bedarf daher einer Analyse der Tarifstruktur in den unterschiedlichen Anwendungsfällen.

Wie in Deliverable 2.1 beschrieben ergeben sich durch die Reduktion der Netztarife sowie durch den Entfall der Elektrizitätsabgabe und des Erneuerbaren-Förderbeitrags Einsparungspotentiale für die Mitglieder der E-EGe. Bei einer regionale E-EGe liegen diese in der Steiermark für den aus der E-EGe bezogenen Strom in etwa bei 2,12 bis 3,72 Cent/kWh (Netzebene 7 Kunden – nicht gemessen).⁷ Darüber hinaus lassen sich für Einspeiser*innen weitere wirtschaftliche Vorteile durch die Versorgung anderer Endverbraucher*innen im Gegensatz zu einer Einspeisung in das öffentliche Netz mit Stromverkauf an den Energieversorger oder die OeMAG ableiten.

Damit ergeben sich zwei E-EGe Tarife, die festzulegen sind:

- 1) Entnahmetarif aus der E-EGe: Dieser legt fest, zu welchem Tarif Mitglieder Strom aus der E-EGe beziehen. Dieser Tarif wird von der Trägerorganisation der E-EGe von den Mitgliedern eingehoben
- 2) Einspeisetarif in die E-EGe: Dieser legt fest, zu welchem Tarif Mitglieder mit einer eigenen Erzeugungsanlage in die E-E-G einspeisen. Mit diesem Tarif wird die Einspeisung durch die Trägerorganisation vergütet.

Mit der Höhe der jeweiligen Tarife lassen sich die Einsparungen und Mehreinnahmen der verbrauchenden Mitglieder, der einspeisenden Mitglieder und der Trägerorganisation steuern.

Für die durchgeführten Berechnungen wurde ein sogenanntes Delta-Tarifmodell herangezogen. Das Delta-Tarifmodell basiert auf Erkenntnissen von weiteren Forschungsprojekten und wurde entsprechend den gegenständigen Rahmenbedingungen angepasst. Bei diesem Tarifmodell handelt es sich um ein individuelles Tarifmodell, bei dem jedes Mitglied einen eigenen innergemeinschaftlichen Energietarif erhält. Dies bezieht sich sowohl auf die Einspeisung als auch den Energiebezug. Die Grundlage für den Tarif ist der aktuelle eigene Stromtarif auf den ein Abschlag gewährt wird. Damit errechnen sich die innergemeinschaftlichen Einspeise- und Entnahmetarife nach Gleichung (1) und Gleichung (2)

⁷ Nacht Thomas, Energiegemeinschaften – von Klimaschutz und Business Cases, Fachtagung „Energiegemeinschaften – wohin geht die Reise?“, Wien, 2020

$$\begin{aligned}
 p_{EEGe-Entnahme}(M) & & (1) \\
 &= p_{Lieferant}(M) + p_{Steuern\&Abgaben_{Netz}}(M) - \Delta p_{Ent} \\
 &- p_{Steuern\&Abgaben_{EEGe}}(M)
 \end{aligned}$$

M	Mitglied	
$p_{EEGe-Entnahme}(M)$	Energietarif des Mitglieds für den innergemeinschaftlichen Bezug von Energie	€/kWh
$p_{Lieferant}(M)$	Energietarif des Mitglieds für den Bezug von einem Lieferanten	€/kWh
$p_{Steuern\&Abgaben_{Netz}}(M)$	Steuern und Abgaben die das Mitglied für den reguläre Strombezug aus dem öffentlichen Netz entrichten muss	€/kWh
Δp_{Ent}	Deltatarif auf für den innergemeinschaftlichen Strombezug	€/kWh
$p_{Steuern\&Abgaben_{EEGe}}(M)$	Steuern und Abgaben die das Mitglied für den innergemeinschaftlichen Strombezug entrichten muss	€/kWh

$$p_{EEGe-Einspeisung}(M) = p_{Abnahme}(M) + \Delta p_{Ein} \quad (2)$$

M	Mitglied	M
$p_{EEGe-Einspeisung}(M)$	Innergemeinschaftlicher Abnahmetarif für das Mitglied	€/kWh
$p_{Abnahme}(M)$	Einspeisetarif des Lieferanten für die erzeugte Energie des Mitglieds	€/kWh
Δp_{Ein}	Deltatarif auf die innergemeinschaftliche Stromeinspeisung	€/kWh

Der zentrale Vorteil dieses Modells liegt in der individuellen Betrachtung jedes einzelnen Mitglieds und darin, dass die Mitglieder unabhängig von ihren tatsächlichen Stromtarifen immer dieselben Einsparungen für den innergemeinschaftlichen Bezug aufweisen. Damit eignet sich dieses Betriebsmodell gut um verschiedene Varianten der Tarifgestaltung des Wasserstoffinvestors sowie der weiteren Mitglieder zu berechnen und deren Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit zu beurteilen. Die jeweils gewählten Tarife sind in Deliverable 4.1 angeführt. Zu beachten ist, dass die innergemeinschaftlichen Energietarife regelmäßige Anpassungen erfahren müssen, wenn sich die Bezugstarife einzelner Mitglieder ändern. Im Simulationsmodell wurden dafür jährliche Erhöhungen der Strombezugspreise sowie der Einspeisetarife von 1,5 % berücksichtigt.

9 Geschäfts- und Betriebsmodelle

Auf Basis der in Deliverable 2.1 beschriebenen Rahmenbedingungen, wurden mehrere Geschäfts- und Betriebsmodelle definiert, die in den folgenden Unterkapiteln beschrieben wurden. Diese unterschiedlichen Betriebsmodelle werden in weiterer Folge auch als Varianten bezeichnet. Alle angeführten Varianten wurden anschließend simulationstechnisch abgebildet und analysiert. Eine ausführliche Beschreibung des Simulationsansatzes, sowie eine weiterführende Erklärung der angenommenen Betriebsweise der wesentlichen Komponenten, allen voran der Brennstoffzelle und des Elektrolyseurs, findet sich in Deliverable 4.1.

Die beiden Varianten der Wasserstofftankstelle sind eher verbrauchsorientiert. Das bedeutet, dass der Elektrolyseur so dimensioniert wurde, dass der benötigte Wasserstoff für den Fuhrpark zur Verfügung gestellt werden kann. Bei der Variante des Wasserstoff-BHKW dagegen liegt der Fokus auf der Erzeugung größerer Strom und Wärmemengen, mit dem Ziel den Autarkiegrad des Gewerbeparks zu steigern. Zur Bewertung der Wasserstoff-Varianten wurden diese zusätzlich mit einem Elektrospeicher sowie mit einer Variante bei der nur die E-EGe (ohne Wasserstoffkonzept und ohne Elektrospeicher) betrachtet wird, gegenübergestellt.

9.1 Variante Wasserstofftankstelle inklusive Brennstoffzelle

In dieser Variante wurden die wirtschaftlichen und energetischen Auswirkungen der Installation einer Wasserstofftankstelle sowie deren Integration in die E-EGe untersucht. Ein Elektrolyseur wurde mit einem Wasserstoffspeicher und einer Brennstoffzelle zu einer Wasserstofftankstelle kombiniert. Die Dimensionierung erfolgte mit Fokus auf den für einen festgelegten Fuhrpark benötigten Wasserstoff, wobei eine Reserve zur Produktion von zusätzlichem Wasserstoff berücksichtigt wurde, sollte sich in Zukunft ein größerer Bedarf ergeben (beispielsweise durch externe Besitzer*innen von Wasserstofffahrzeugen). Eine Nutzung der Abwärme wurde aufgrund einer Anschlusspflicht des Gewerbeparks an das Fernwärmenetz sowie der relativ kurzen Betriebszeiten der Brennstoffzelle (siehe Deliverable 4.1) nicht berücksichtigt.

Die Auslegung der Wasserstofftankstelle, sowie die angenommenen Kosten beziehen sich auf Informationen des Herstellers, die nicht im Detail veröffentlicht werden sollen. Die wesentlichen Annahmen für die Durchführung der Berechnungen sind in Kapitel 9.1.1 angeführt.

Eine schematische Darstellung des Betriebsmodells dieser Variante ist in Abbildung 14 zu finden. Der erneuerbare PV-Strom in der E-EGe setzt sich aus der Erzeugung der angemieteten PV-Module des Großunternehmens sowie aus den eingespeisten Überschüssen der Mitglieder mit PV-Anlagen (Prosumer*innen) zusammen. Dieser PV-Strom wird auf die Mitglieder der E-EGe anhand eines dynamischen Verteilschlüssels aufgeteilt und zur Erzeugung von Wasserstoff verwendet. Die Wasserstoffproduktion mit dem Elektrolyseur erfolgt zu Zeiten, an denen große PV-Überschüsse vorhanden sind bzw. erwartet werden. Die benötigte Wasserstoffmenge wird anhand des Mobilitätskonzepts ermittelt und bestimmt die

Mindestbetriebszeit des Elektrolyseurs. Je nach Verfügbarkeit von PV-Überschussstrom innerhalb der E-EGe wird der Elektrolyseur über die Mindestbetriebszeit hinaus betrieben und der Wasserstoff im Wasserstoffspeicher zwischengespeichert. In der Simulationsumgebung wird die optimale Laufzeit des Elektrolyseurs bestimmt. Zu Zeiten, an denen eine Unterdeckung in der E-EGe besteht, wird der Wasserstoff mit der eingebauten Brennstoffzelle rückverstromt und der erzeugte Strom in die E-EGe eingespeist. Die Investitionen für die Installation der Wasserstofftankstelle werden nicht direkt von der E-EGe sondern von einem eigenen KMU übernommen, das seine Einnahmen durch den Verkauf des Wasserstoffs an den Fuhrpark sowie durch die Einspeisung des rückverstromten Wasserstoffs in die E-EGe erzielt.

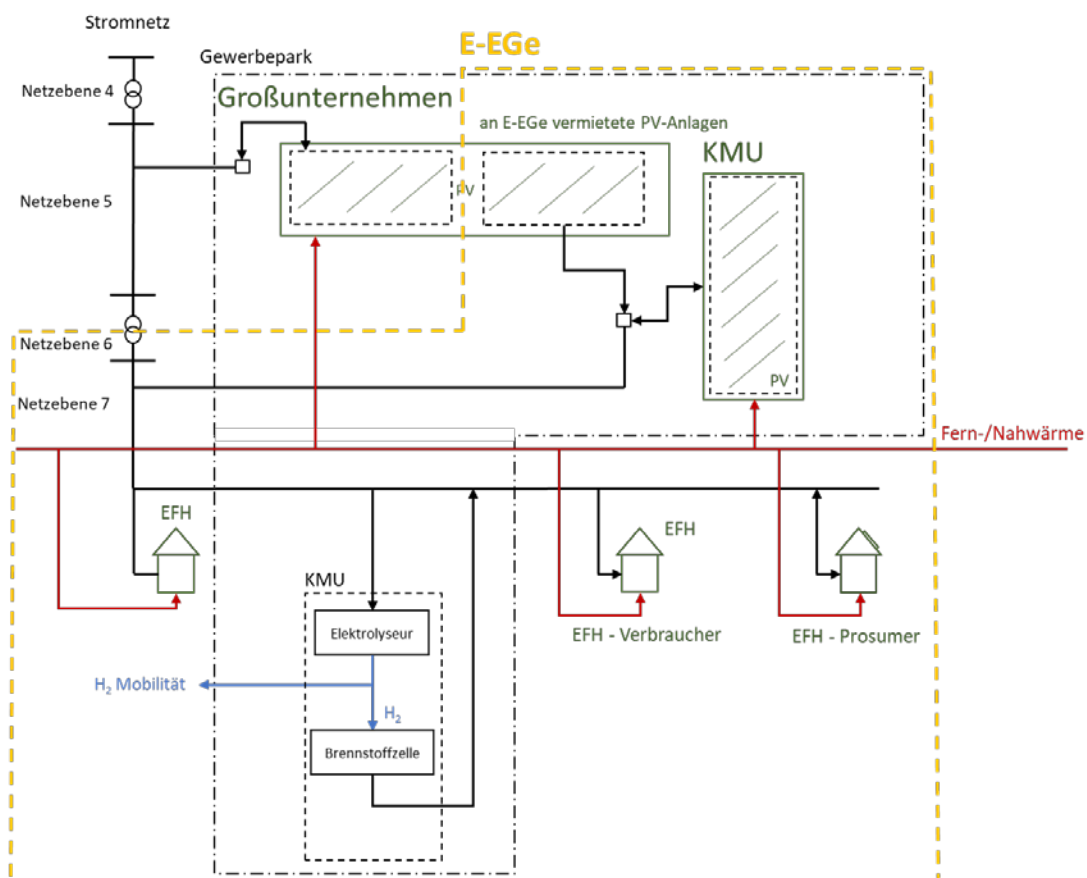


Abbildung 14: Schematische Darstellung des Betriebsmodells der Variante Wasserstofftankstelle inklusive Brennstoffzelle

9.1.1 Wesentliche Komponenten:

In diesem Kapitel sind die wesentlichen technischen Komponenten kurz zusammengefasst:

- PV-Anlage
 - Prosumer*in 1 (Überschusseinspeiser*in): 20 kWp
 - Prosumer*in 2 (Überschusseinspeiser*in): 200 kWp

- von der E-EGe anmietbare Anlagen: wahlweise ein bis sieben Module mit jeweils ca. 165 kWp, Anzahl kann während der Laufzeit variiert werden.
- Wasserstofftankstelle

Bei der Wasserstofftankstelle handelt es sich um ein am Markt erhältliches Komplettsystem, dass in verschiedenen Leistungsklassen und wahlweise mit oder ohne Brennstoffzelle verfügbar ist.

 - Elektrolyseur:
 - PEM-Elektrolyse
 - Leistung ohne Peripherie: 65 kW
 - maximale Erzeugung: 24 kg_{H2}/Tag bei 24 Stunden-Betrieb
 - Wasserstoffspeicher: Mitteldruckspeicher mit 84 kg Wasserstoff bei 450 bar
 - Brennstoffzelle:
 - elektrische Leistung: 10 kW
 - elektrischer Wirkungsgrad 37 %
 - Abwärmtemperatur: 50-60 °C
 - Grundlast der gesamten Wasserstofftankstelle: 2 – 5 kW
 - Angenommene Kosten: 1 381 000 € (netto)
 - Förderung: bis zu 40 %
- Fuhrpark
 - Einsatz von 3 Wasserstoffkleinbussen (siehe Kapitel 7)
 - täglich benötigter Wasserstoff: ca. 3 kg
 - Druckniveau bei der Bedankung: 350 bar

9.1.2 Geschäftsmodell

Die wesentlichen Geldflüsse dieser Variante sind in Abbildung 15 dargestellt. Die Mitglieder der E-EGe wurden, wie in Kapitel 4.4 beschrieben, in Verbraucher*innen und Prosumer*innen zusammengefasst. Bei den Verbraucher*innen handelt es sich um Mitglieder ohne eigene PV-Anlage. Als Prosumer*innen wurden jene Mitglieder bezeichnet, die über eine eigene PV-Anlage verfügen. Diese treten also wechselweise als Verbraucher*in und als Erzeuger*in auf, je nachdem ob deren Eigenproduktion deren Eigenbedarf übersteigt oder nicht. Ein weiteres Mitglied der E-EGe stellt der Wasserstoffinvestor dar. Dieser kann ebenfalls als Prosumer angesehen werden, da sowohl Strom aus der E-EGe, z.B. für den Betrieb des Elektrolyseurs, bezogen wird, als auch Strom bei der Rückumwandlung des Wasserstoffs mittels Brennstoffzelle in die E-EGe eingespeist wird. Ein weiterer Stakeholder ist das Großunternehmen, von dem die zusätzlichen PV-Module angemietet werden. Ziel ist es, mithilfe des in D4.1 beschriebenen Simulationsmodells, ein Geschäfts- bzw. Tarifmodell zu finden, bei dem alle Stakeholder von der Teilnahme an der E-EGe profitieren und sich die getätigten Investitionen in die Wasserstoffinfrastruktur innerhalb des Betrachtungszeitraumes amortisieren.

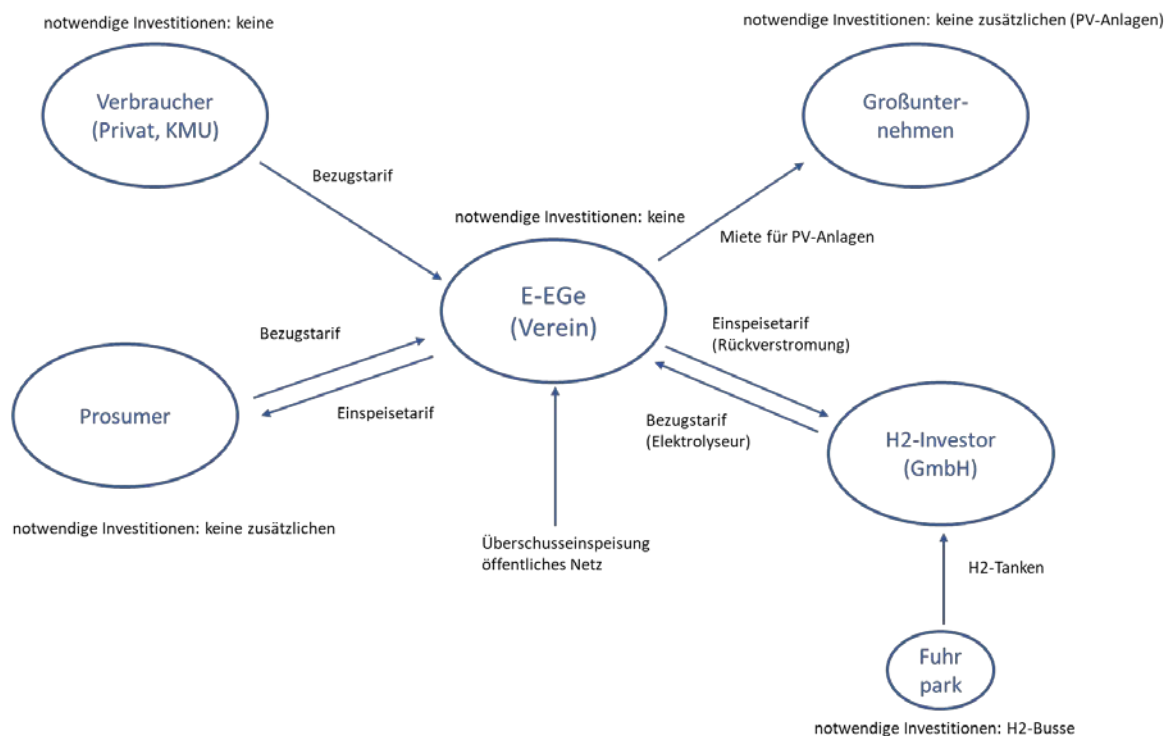


Abbildung 15: Schematische Darstellung der Geldflüsse der Variante Wasserstofftankstelle inklusive Brennstoffzelle

Zu jenen Zeiten, an denen nicht der gesamte Strombedarf der Mitglieder von der E-EGe gedeckt werden kann, bezieht jedes Mitglied den zusätzlich benötigten Strom aus dem öffentlichen Netz. Dazu verfügt jedes Mitglied weiterhin über einen eigenen Tarif für den Strombezug aus dem öffentlichen Netz (für die Berechnung verwendete Tarife siehe Anhang).

Die Überschüsse der Prosumer*innen werden dagegen vollständig in die E-EGe eingespeist. Besteht innerhalb der gesamten E-EGe ein Überschuss, wird der überschüssige Strom von der E-EGe in das öffentliche Netz eingespeist.

Das Geschäftsmodell aus Sicht der einzelnen Mitglieder ist im Folgenden angeführt:

- **H2-Investor**: Der Wasserstoffinvestor stellt ein zentrales Element des Geschäftsmodells dar. Er trägt die Investitionen für die Wasserstofftankstelle inklusive Elektrolyseurs und Brennstoffzelle. Der Strombezug für den Betrieb des Elektrolyseurs sowie zur Deckung der Grundlast (Kühlung des Wasserstoffs, etc.) erfolgt größtenteils aus der E-EGe. Die Tarifgestaltung erfolgt mit einem sogenannten Delta-Tarif (siehe Kapitel 8). Wie dieser bemessen werden muss, um einen wirtschaftlichen Betrieb zu gewährleisten, wird in Deliverable 4.1 ermittelt. Seine Einnahmen erzielt der Wasserstoffinvestor einerseits durch den Verkauf des Wasserstoffs an den Fuhrpark sowie durch die Einspeisung des rückverstromten Wasserstoffüberschusses in die E-EGe.

- Großunternehmen (PV-Vermieter): Von Seiten der E-EGe besteht die Möglichkeit, von einem Großunternehmen PV-Module anzumieten. Es können variabel bis zu sieben Module mit einer Leistung von jeweils ca. 165 kWp gemietet werden. Die Miete wird abhängig von der eingespeisten PV-Leistung bemessen. Die minimale Miete pro kWh ist mit dem Einspeisetarif des Großunternehmens in das öffentliche Netz festgelegt. Für die ersten zehn Jahre wurde dem Unternehmen eine Tarifförderung in der Höhe von 7,76 Cent/kWh gewährt, danach wird von einem marktüblichen Einspeisetarif ausgegangen. Wird der Miettarif höher angesetzt profitiert das Großunternehmen ebenfalls von der Teilnahme an der E-EGe. Weitere Investitionen sind nicht notwendig.
- Verbraucher*innen: Die Verbraucher*innen profitieren von einem niedrigeren Bezugstarif für den aus der E-EGe bezogenen Stromanteil. Die Tarifgestaltung erfolgt ebenfalls mit einem sogenannten Delta-Tarif. Damit wird sichergestellt, dass für jede/n Verbraucher*in der Bezugstarif aus der E-EGe unter dem individuellen Tarif für den Strombezug aus dem öffentlichen Netz liegt. Zusätzliche Investitionen sind von Seiten der Verbraucher*innen nicht notwendig. Wird (zukünftig) in eine PV-Anlage investiert, sind diese Verbraucher*innen fortan der Gruppe der Prosumer*innen zuzuordnen.
- Prosumer*innen: Die Verrechnung des Strombezugs aus der E-EGe erfolgt analog zu den Verbraucher*innen. Die Prosumer*innen verfügen allerdings zusätzlich über einen Einspeisetarif für den von ihnen in die E-EGe eingespeisten PV-Überschuss. Für die Tarifgestaltung kommt ebenfalls ein Delta-Tarif zur Anwendung. Zusätzliche Investitionen werden von den Prosumer*innen keine getätigt.
- Fuhrparkbetreiber: Der Fuhrparkbetreiber bezieht den Wasserstoff von der Wasserstofftankstelle des Wasserstoffinvestors. Wie im Mobilitätskonzept (siehe Kapitel 7) beschrieben wird die Anschaffung von drei Wasserstoffkleinbussen angestrebt. Die benötigte Wasserstoffmenge für den Betrieb des Fuhrparks beträgt ca. 3 kg/Tag. Eine abwechselnde Betankung ist möglich. Der Fuhrparkbetreiber trägt die Investition für die Wasserstoffbusse. Zurzeit sind noch keine Busse am Standort vorhanden. Die Beurteilung der Wirtschaftlichkeit erfolgt daher im Vergleich mit der Anschaffung von Elektro- bzw. konventionale angetriebenen Bussen.
- Trägerorganisation der E-EGe: Die Trägerorganisation der E-EGe wird als Verein zwischen den Mitgliedern gegründet. Als Obmann/Obfrau ist ein/e Vertreter*in des Weizer Energie- und Innovationszentrums angedacht, von der voraussichtlich auch die Abrechnungen übernommen werden. Die E-EGe tritt in diesem Fall nicht als Investor auf. Ausgaben fallen für die Miete der PV-Module (optimale Anzahl wird in AP4 ermittelt) sowie für den Bezug des von den Prosumer*innen und des Wasserstoffinvestors in die E-EGe eingespeisten (Überschuss-)Stroms an. Einnahmen erzielt die E-EGe durch den Stromverkauf an ihre Mitglieder, sowie durch die Einspeisung des Überschussstroms in das öffentliche Netz. Die Delta-Tarife müssen so gewählt werden, dass die E-EGe wirtschaftlich betrieben werden kann.

Die Höhe der jeweiligen Tarife werden mit Hilfe des Simulationsmodelles ermittelt und sind in Deliverable 4.1 beschrieben.

9.2 Variante Wasserstofftankstelle ohne Brennstoffzelle

Diese Variante unterscheidet sich von der in Kapitel 9.1 beschriebenen Variante lediglich darin, dass keine Brennstoffzelle in die Wasserstofftankstelle integriert wird. Das Betriebsmodell ist in Abbildung 16 dargestellt. In diesem Fall wird mit dem Elektrolyseur nur der für den Fuhrpark notwendige Wasserstoff produziert. Eine Rückverstromung ist nicht möglich. Im Gegensatz zu der untersuchten Variante der Wasserstofftankstelle mit Brennstoffzelle, wird in diesem Szenario nur der Zeitpunkt der Inbetriebnahme des Elektrolyseurs, nicht aber die tägliche Laufzeit optimiert, da zum gegenwärtigen Zeitpunkt kein Bedarf an überschüssigen Wasserstoff am Gewerbepark besteht. Der Zeitpunkt wird so gewählt, dass der größtmögliche Anteil an PV-Strom für die Produktion des Wasserstoffs genutzt werden kann. Kann nicht der gesamte Strombedarf des Elektrolyseurs mit PV-Strom gedeckt werden, wird der restliche Strom aus dem öffentlichen Netz bezogen. Durch den gewählten Netztarif wurde sichergestellt, dass es sich auch dabei um erneuerbaren Strom handelt.

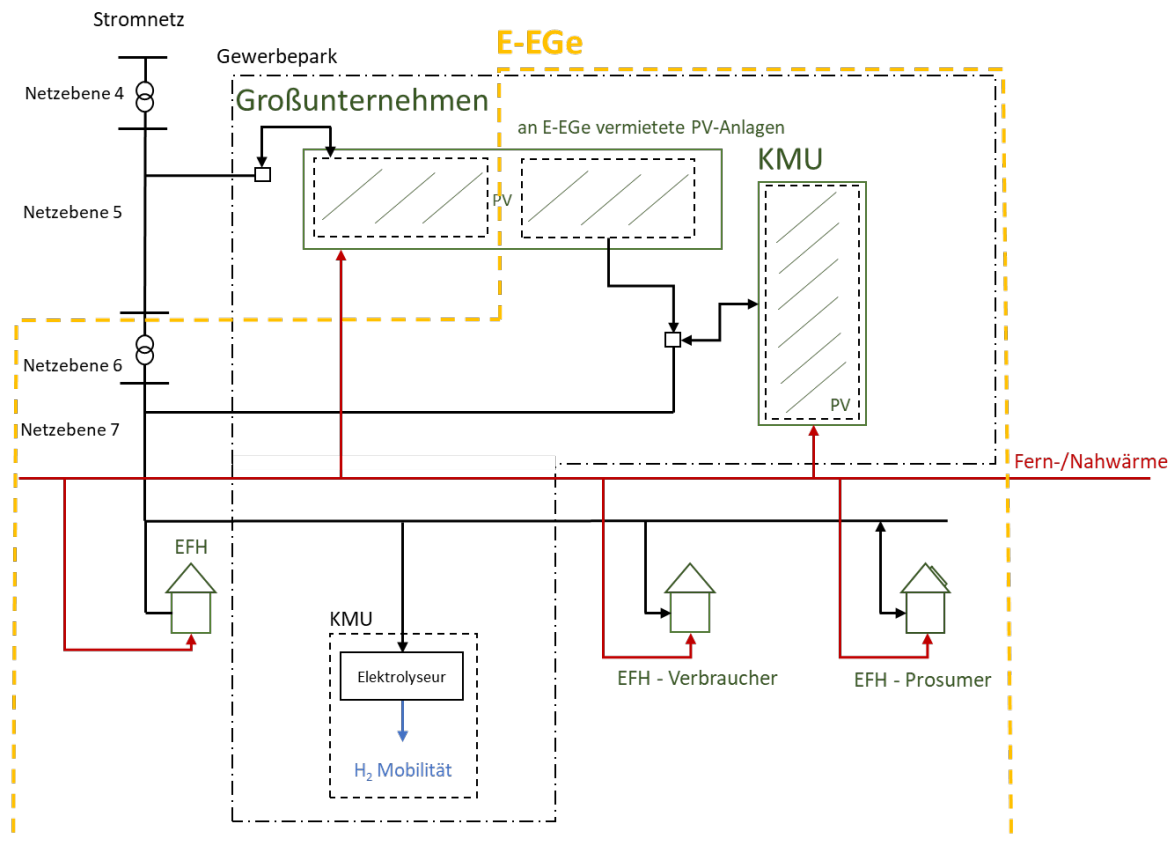


Abbildung 16: Schematische Darstellung des Betriebsmodells der Variante Wasserstofftankstelle ohne Brennstoffzelle

9.2.1 Wesentliche Komponenten:

- PV-Anlage: siehe Kapitel 9.1.1
- Wasserstofftankstelle

Bei der Wasserstofftankstelle handelt es sich um ein am Markt erhältliches Komplettsystem, das in verschiedenen Leistungsklassen und wahlweise mit oder ohne Brennstoffzelle verfügbar ist.

- Elektrolyseur:
 - PEM-Elektrolyse
 - Leistung ohne Peripherie: 65 kW
 - maximale Erzeugung: 24 kg_{H₂}/Tag bei 24 Stunden-Betrieb
- Wasserstoffspeicher: Mitteldruckspeicher mit 84 kg Wasserstoff bei 450bar
- Grundlast der gesamten Wasserstofftankstelle: 2 – 5 kW
- Angenommene Kosten: 1 081 000 € (netto)
- Förderung: bis zu 40 %

- Fuhrpark: siehe Kapitel: siehe Kapitel 9.1.1

9.2.2 Geschäftsmodell

In dieser Variante können Investitionen für die Brennstoffzelle in der Höhe von ca. 300.000 € gespart werden. Es entfällt aber auch die Einnahmequelle aus dem Stromverkauf des rückverstromten Wasserstoffs. Die wesentlichen Geldflüsse dieser Variante sind in Abbildung 17 dargestellt. Das Geschäftsmodell unterscheidet sich nur für den Wasserstoffinvestor sowie für die Trägerorganisation der E-EGe von dem in Kapitel 9.1.2 beschriebenen Geschäftsmodell der Wasserstofftankstelle mit Brennstoffzelle. Da keine Brennstoffzelle integriert wird, entfällt die Möglichkeit der Rückverstromung und damit auch die Einnahmequelle des Wasserstoffinvestors durch die Einspeisung des rückverstromten Wasserstoffs in die E-EGe. Der kürzere Betrieb des Elektrolyseurs (es wird kein Wasserstoffüberschuss erzeugt, sondern nur die für den Fuhrpark benötigte Menge) resultiert in einen geringeren Stromverbrauch. Das wiederum hat Auswirkungen auf die optimale Anzahl an gemieteten PV-Modulen.

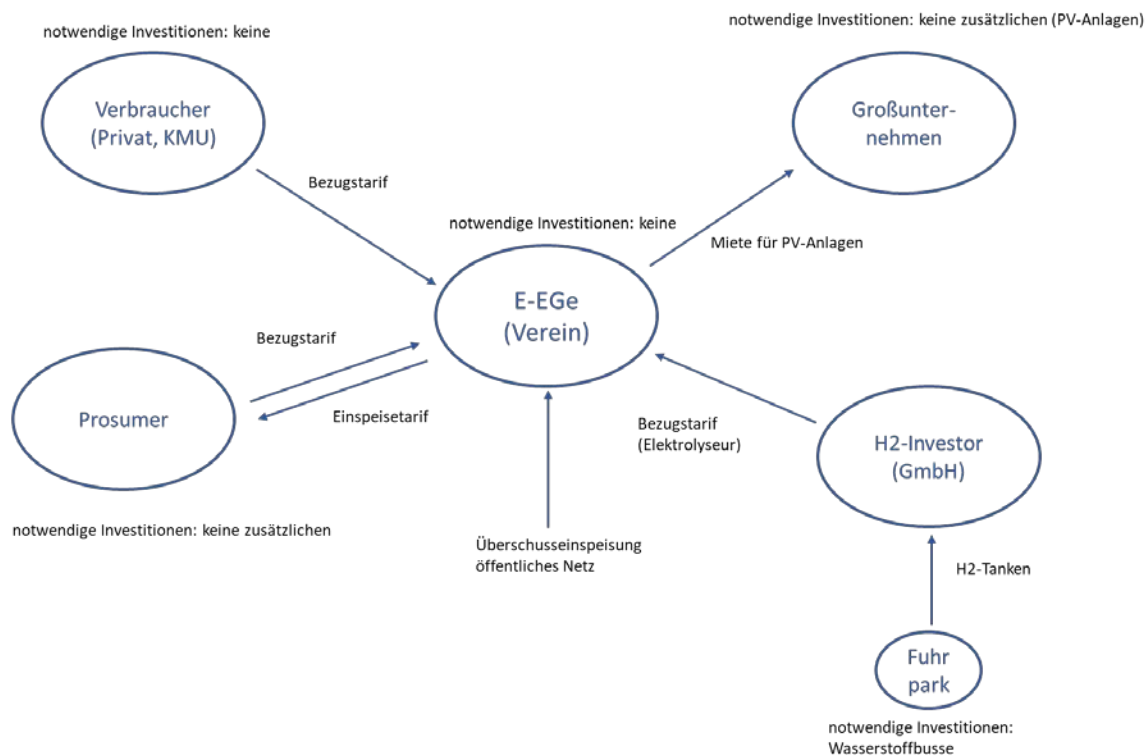


Abbildung 17: Schematische Darstellung der Geldflüsse der Variante Wasserstofftankstelle ohne Brennstoffzelle

Das Geschäftsmodell für die Verbraucher*innen, Prosumer*innen, den Fuhrpark und das Großunternehmen sind unabhängig davon, ob eine Brennstoffzelle integriert wird oder nicht. Details zu diesen Stakeholdern sind in Kapitel 9.1.2 nachzulesen. Details über den Wasserstoffinvestor und die E-EGe sind im Folgenden angeführt:

- H2-Investor: Der Wasserstoffinvestor stellt ein zentrales Element des Geschäftsmodells dar. Er trägt die Investitionen für die Wasserstofftankstelle inklusive des Elektrolyseurs. Der Strombezug für den Betrieb des Elektrolyseurs sowie zur Deckung der Grundlast (Kühlung des Wasserstoffs, etc.) erfolgt größtenteils aus der E-EGe. Die Tarifgestaltung erfolgt ebenfalls mittels Delta-Tarif. Wie dieser bemessen werden muss, um einen wirtschaftlichen Betrieb zu gewährleisten wird in Deliverable 4.1 ermittelt. Seine Einnahmen erzielt der Wasserstoffinvestor in diesem Fall nur durch den Verkauf des Wasserstoffs an den Fuhrpark.
- Trägerorganisation der E-EGe: Die Trägerorganisation der E-EGe wird als Verein zwischen den Mitgliedern gegründet. Als Obmann/Obfrau ist ein/e Vertreter*in des Weizer Energie- und Innovationszentrums angedacht, von der voraussichtlich auch die Abrechnungen übernommen werden. Die E-EGe tritt in diesem Fall nicht als Investor auf. Ausgaben fallen für die Miete der PV-Module (optimale Anzahl wird in AP4 ermittelt) sowie für den Bezug des von den Prosumer*innen in die E-EGe eingespeisten PV-Überschussstroms an. Einnahmen erzielt die E-EGe durch den Stromverkauf an ihre Mitglieder, sowie durch die Einspeisung des Überschussstroms in das öffentliche Netz. Die Delta-Tarife müssen so gewählt werden, dass die E-EGe wirtschaftlich betrieben werden kann.

9.3 Variante Wasserstoff-Blockheizkraftwerk

Ein Blockheizkraftwerk (BHKW) stellt, wie in Deliverable 2.1 beschrieben, eine Alternative zur Brennstoffzelle dar, um den überschüssigen Wasserstoff rückzuverstromen. BHKWs können mit einem breiten Spektrum an Gasen, von reinem Wasserstoff bis hin zu variablen Mischungen mit Erdgas oder Schwachgasen betrieben werden. Der Einsatz von grünem Wasserstoff weist eine sehr gute ökologische Bilanz auf, ökonomisch gesehen ist allerdings mit deutlich höheren Kosten im Vergleich zur Verwendung von Erdgas zu rechnen. Verglichen mit einer Brennstoffzelle kann ein (Wasserstoff-)BHKW allerdings vor allem bei Großanlagen als robuster und kostengünstiger eingestuft werden.

Der Fokus dieser Variante liegt daher auf der Produktion größerer Wasserstoffmengen, so dass das BHKW entsprechende Betriebszeiten aufweisen kann. Eine schematische Darstellung des Betriebsmodells ist in Abbildung 18 zu finden. Die Verteilung des PV-Stroms erfolgt analog zu den bereits beschriebenen Varianten. Bei der Dimensionierung bzw. Anmietung der PV-Module wird darauf geachtet einen entsprechenden PV-Überschuss zu jenen Zeiten, an denen eine solare Einstrahlung vorhanden ist, zu erzielen, um größere Mengen an Wasserstoff (über die für den Fuhrpark benötigte Menge hinaus) zu produzieren. Dieser Wasserstoff wird mit dem BHKW rückverstromt und der erzeugte Strom in die E-EGe eingespeist. In dieser Variante wird die anfallende Abwärme ebenfalls berücksichtigt. Durch die Anschlusspflicht des Gewerbeparks an das bestehende Fernwärmenetz kann die Abwärme jedoch nicht direkt zur Versorgung des Gewerbeparks genutzt werden. Daher wird die Einspeisung der Abwärme in das lokale Fernwärmenetz untersucht.

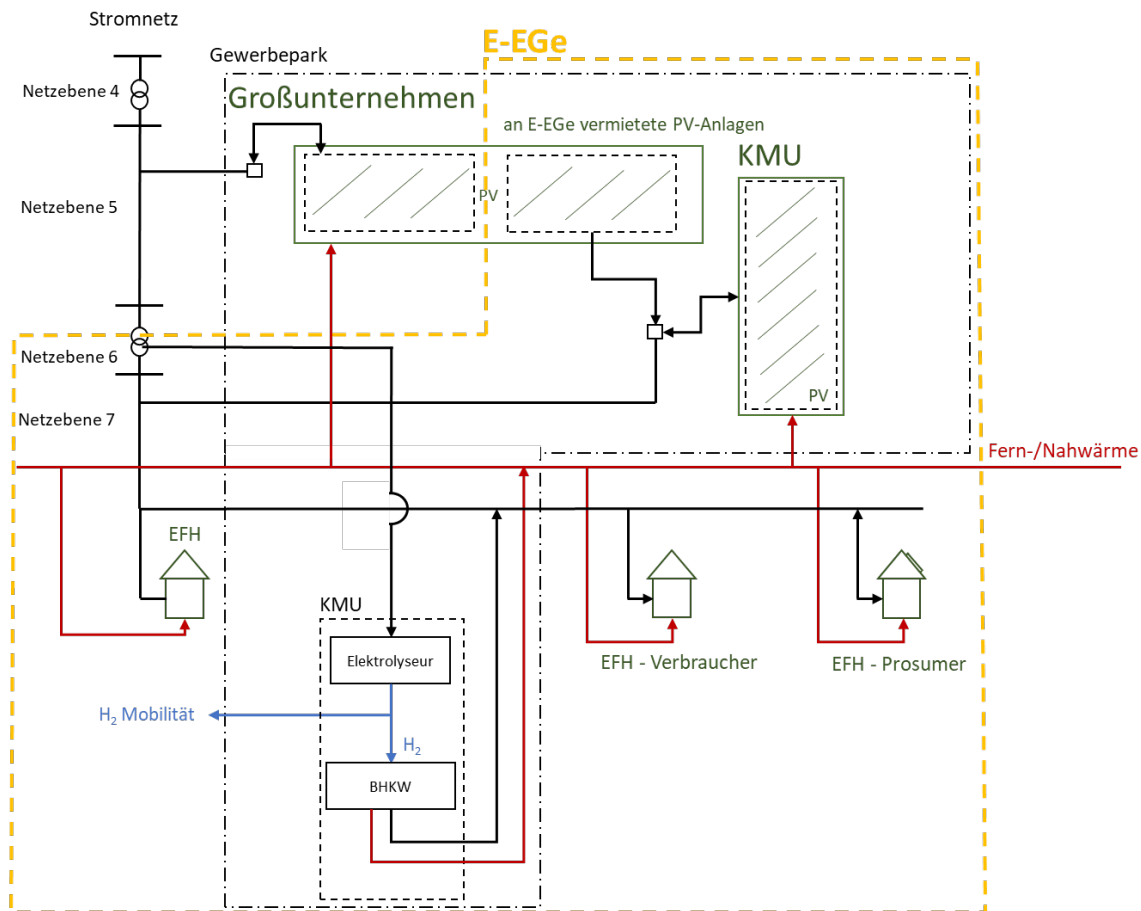


Abbildung 18: Schematische Darstellung des Betriebsmodells der Variante Wasserstoff-Blockheizkraftwerkes.

9.3.1 Wesentliche Komponenten:

- PV-Anlage: siehe Kapitel 9.1.1
- BHKW: Als Alternative zur Brennstoffzelle wird ein Wasserstoff-BHKW betrachtet. Der entscheidende Vorteil ist, dass, im Gegensatz zur Brennstoffzelle, keine Wärmepumpe zur Nutzung der Abwärme notwendig ist. Das Temperaturniveau der erzeugten Wärme ist hoch genug. Die Auslegung erfolgt auf den gleichen Grundlagen wie die Auslegung der Brennstoffzelle.
- Abwärmeeinspeisung: siehe Kapitel 5.3
- Fuhrpark: siehe Kapitel 9.1.1

9.3.2 Geschäftsmodell

Die wesentlichen Geldflüsse dieser Variante sind in Abbildung 19 dargestellt. Das Geschäftsmodell unterscheidet sich zu den vorhergehenden Geschäftsmodellen vor allem darin, dass bei dieser Variante auch die Abwärme eine wesentliche Rolle spielt. Da am Standort bereits ein Fernwärmenetz vorhanden ist und für dieses außerdem eine

Anschlusspflicht besteht, wird die Einspeisung der Abwärme in das bestehende Fernwärmenetz untersucht. Für die restlichen Stakeholder können sich daraus unter Umständen günstigere Fernwärmetarife ergeben. Davon absehen unterscheidet sich das Geschäftsmodell nur für den Wasserstoffinvestor von dem in Kapitel 9.1.2 beschriebenen Geschäftsmodell der Wasserstofftankstelle mit Brennstoffzelle.

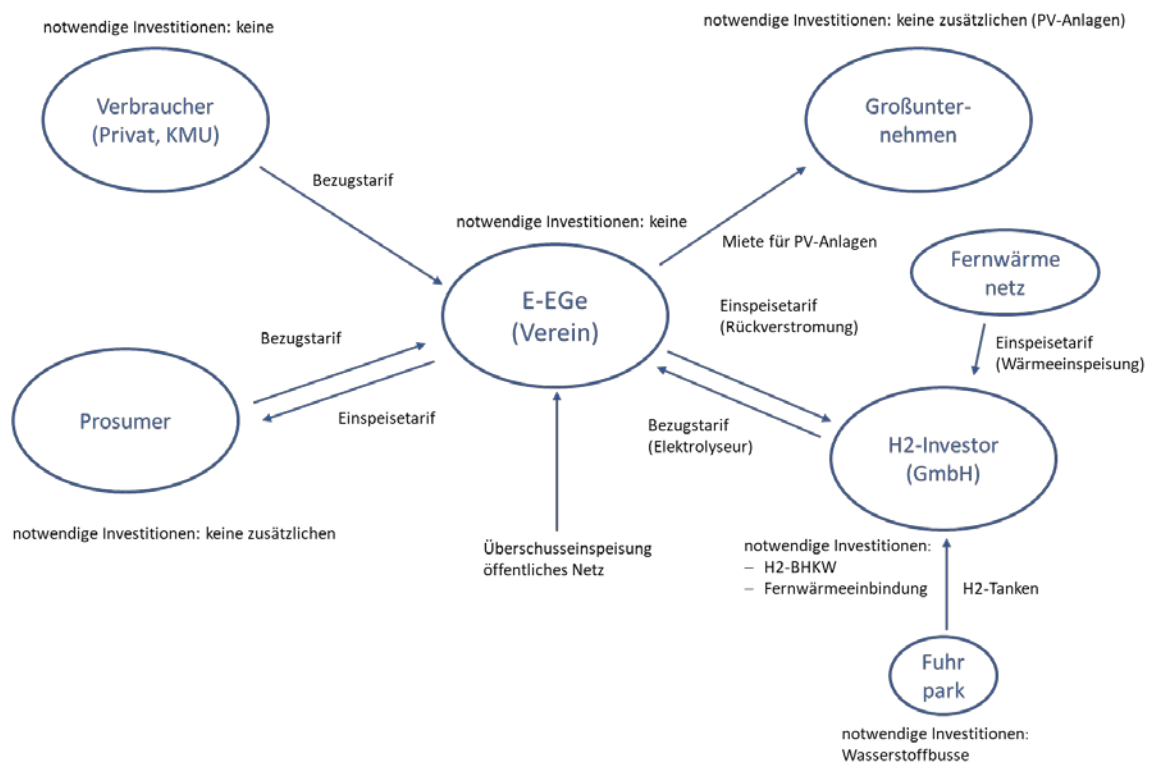


Abbildung 19: Schematische Darstellung der Geldflüsse der Variante Wasserstoff-BHKW

Das Geschäftsmodell für die Verbraucher*innen, Prosumer*innen, den Fuhrpark und das Großunternehmen sind unabhängig davon, ob eine Wasserstofftankstelle mit Brennstoffzelle oder ein Wasserstoff-BHKW betrachtet wird. Details zu diesen Stakeholdern sind in Kapitel 9.1.2 nachzulesen. Details über den Wasserstoffinvestor und die E-EGe sind im Folgenden angeführt:

- **H2-Investor:** Der Wasserstoffinvestor stellt ein zentrales Element des Geschäftsmodells dar. Er trägt die Investitionen für das Wasserstoff-BHKW. Der Strombezug erfolgt größtenteils aus der E-EGe. Die Tarifgestaltung erfolgt ebenfalls mittels Delta-Tarif. Wie dieser bemessen werden muss, um einen wirtschaftlichen Betrieb zu gewährleisten wird in Deliverable 4.1 ermittelt. Seine Einnahmen erzielt der Wasserstoffinvestor in diesem Fall durch den Verkauf des Wasserstoffs an den Fuhrpark sowie durch die Einspeisung des rückverstromten Wasserstoffs in die E-EGe. Außerdem wird die Einspeisung der Abwärme in das Fernwärmenetz untersucht. Der Einspeisetarif der Abwärme wird direkt mit dem/der Fernwärmenetzbetreiber*in vereinbart und ist daher nicht Teil der E-EGe.

- **E-EGe:** Die E-EGe wird als Verein zwischen den Mitgliedern gegründet. Als Obmann/Obfrau ist ein/e Vertreter*in des Weizer Energie- und Innovationszentrums angedacht, von der voraussichtlich auch die Abrechnungen übernommen werden. Die E-EGe tritt in diesem Fall nicht als Investor auf. Ausgaben fallen für die Miete der PV-Module (optimale Anzahl wird in AP4 ermittelt) sowie für den Bezug des von den Prosumer*innen und des Wasserstoffinvestors in die E-EGe eingespeisten (Überschuss-)Stroms an. Einnahmen erzielt die E-EGe durch den Stromverkauf an ihre Mitglieder, sowie durch die Einspeisung des Überschussstroms in das öffentliche Netz. Die Delta-Tarife müssen so gewählt werden, dass die E-EGe wirtschaftlich betrieben werden kann.

9.4 Gegenüberstellung E-EGe + E-Speicher

Um die Eignung des Wasserstoffkonzepts im Vergleich mit alternativen Technologien beurteilen zu können, wurde eine Gegenüberstellung mit einem Elektrospeicher vorgenommen. Die E-EGe (Mitglieder, gemietete PV-Anlagen) bleiben dafür unverändert. Anstelle der Wasserstofftankstelle mit Elektrolyseur und Brennstoffzelle wird ein Elektrospeicher mit E-Ladestationen integriert. Anstelle des Wasserstofffuhrparks werden Elektrobusse eingesetzt.

Das Betriebsmodell mit Elektrospeicher ist in Abbildung 20 schematisch dargestellt. Der überschüssige PV-Strom in der E-EGe wird im Speicher zwischengespeichert und zu Zeiten einer Unterdeckung wieder aus dem Speicher entnommen. Der Speicher wird hinter dem Einspeisepunkt der PV-Anlage platziert, so dass keine Netzentgelte für das Be- und Entladen des Speichers anfallen. Die Dimensionierung der Komponenten allen voran des Speichers erfolgt mit Hilfe des Simulationsmodells und ist in Deliverable 4.1 beschrieben. Die Wärmeversorgung erfolgt mittels Fernwärmeanschluss.

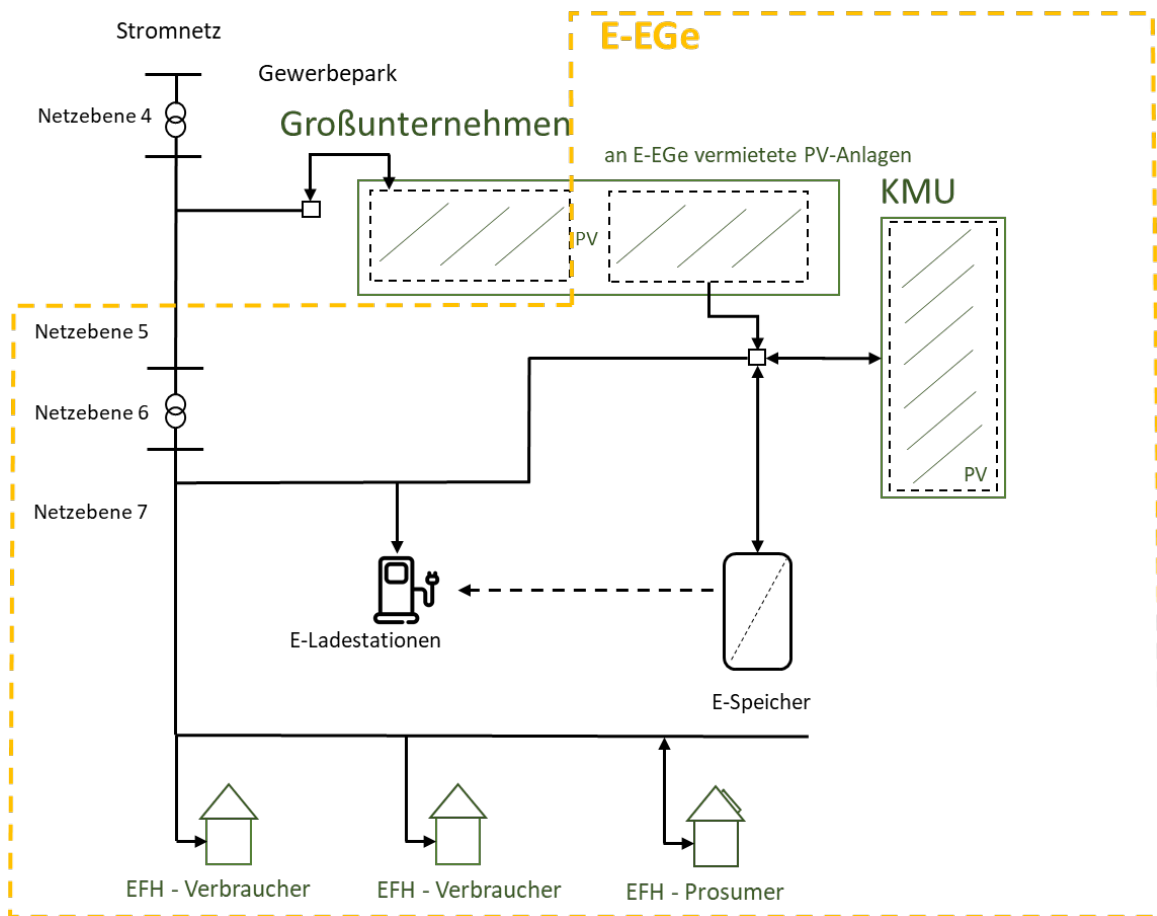


Abbildung 20: Schematische Darstellung des Betriebsmodells für die Gegenüberstellung mit einem Elektrospeicher

9.4.1 Wesentliche Komponenten:

- PV-Anlage: siehe Kapitel 9.1.1
- E-Speicher:
 - Lithium-Ionen Speicher bzw. Redox-Flow Speicher
 - Größe: 100 kWh zum Vergleich mit Wasserstoffkonzept
 - Kosten: 1212 €/kWh (Figgener, et al., 2019)
- Abwärmeeinspeisung: siehe Kapitel 5.3
- Fuhrpark: siehe Kapitel: 9.1.1

9.4.2 Geschäftsmodell

Die wesentlichen Geldflüsse dieser Variante sind in Abbildung 21 dargestellt. Die Mitglieder der E-EGe (Verbraucher*innen, Prosumer*innen) sind unverändert, der Wasserstoffinvestor entfällt. Die Investition für den Elektrospeicher wird direkt von der Trägerorganisation der E-EGe getätigt. Die Versorgung der E-EGe mit PV-Strom erfolgt weiterhin neben der Einspeisung der Prosumer*innen durch die Anmietung von PV-Anlagen von dem

Großunternehmen. Der Elektrospeicher wird hinter dem Einspeisepunkt dieser Anlagen installiert, so dass beim Be- und Entladen keine zusätzlichen Netzkosten entstehen. Es werden Elektrobusse eingesetzt, die mit Strom aus der E-EGe beladen werden können. Ziel ist es, mithilfe des in D4.1 beschriebenen Simulationsmodells, ein Geschäfts- bzw. Tarifmodell zu finden, bei dem alle Stakeholder von der Teilnahme an der E-EGe profitieren und sich die getätigten Investitionen der E-EGe innerhalb des Betrachtungszeitraumes amortisieren. Außerdem wurde die optimale Speichergröße ermittelt.

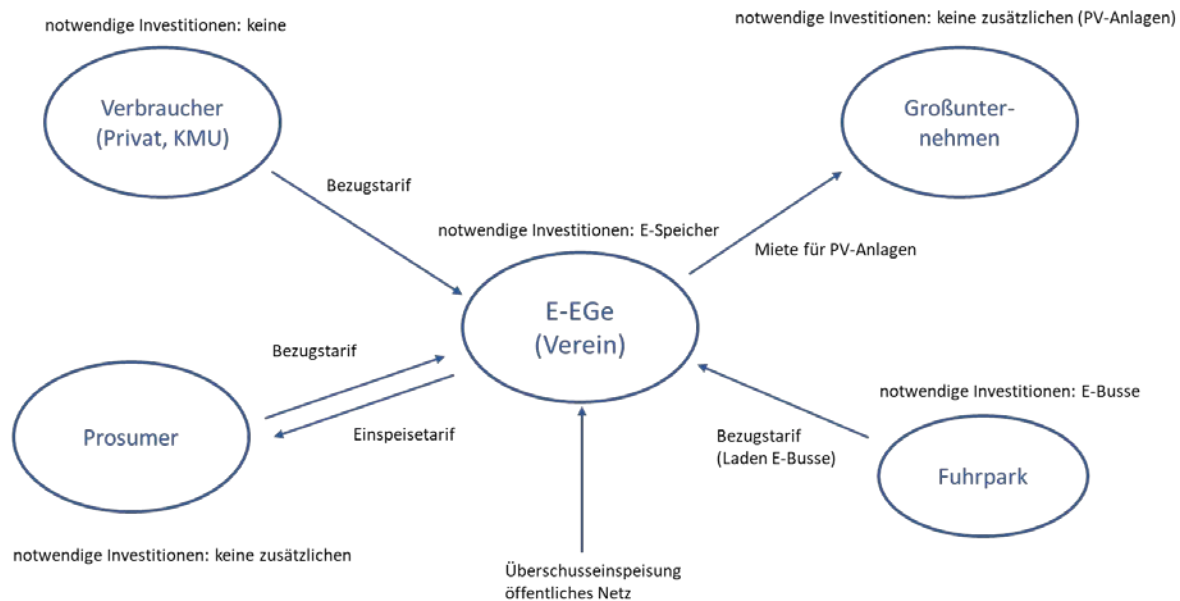


Abbildung 21: Schematische Darstellung der Geldflüsse für die Gegenüberstellung mit einem Elektrospeicher

Das Geschäftsmodell für die Verbraucher*innen, Prosumer*innen und das Großunternehmen bleiben unverändert und ist in Kapitel 9.1.1 nachzulesen. Details über die restlichen Stakeholder sind im Folgenden angeführt:

- Trägerorganisation der E-EGe: Die Trägerorganisation der E-EGe wird als Verein zwischen den Mitgliedern gegründet. Als Obmann/Obfrau ist ein/e Vertreter*in des Weizer Energie- und Innovationszentrums angedacht, von der voraussichtlich auch die Abrechnungen übernommen werden. Die E-EGe tritt in diesem Fall als Investor für den Elektrospeicher auf. Laufende Ausgaben fallen für die Miete der PV-Module sowie für den Bezug des von den Prosumer*innen in die E-EGe eingespeisten (Überschuss-)Stroms an. Einnahmen erzielt die E-EGe durch den Stromverkauf an ihre Mitglieder, durch die Beladung der E-Busse, sowie durch die Einspeisung des Überschussstroms in das öffentliche Netz. Die optimalen Speichergröße sowie die Anzahl der gemieteten Module werden anhand des Simulationsmodells ermittelt. Da die E-EGe in diesem Fall selbst als Investor auftritt ist zu beachten, dass der notwendige finanzielle Rückfluss in die E-EGe bei dieser Variante höher ausfällt, als bei den davor beschriebenen Varianten.

Das ist notwendig, um eine Amortisation der Investition innerhalb des Betrachtungszeitraums zu gewährleisten.

- Fuhrparkbetreiber: Bei dieser Variante werden anstelle von Wasserstoffkleinbussen, Elektrobusse eingesetzt, welche über die E-EGe (Speicher) beladen werden. Auch eine Installation von öffentlichen Ladestationen bzw. die Nutzung der Ladestationen von E-EGe Mitgliedern kann angedacht werden.

9.5 Gegenüberstellung nur E-EGe

Um die Wirtschaftlichkeit der E-EGe am Standort besser beurteilen zu können, wird außerdem eine Variante ohne Wasserstofftankstelle und ohne Speicher simuliert. Diese Variante soll zeigen, wie gut der Standort für eine E-EGe geeignet ist und welche Einsparungen sich ohne Wasserstofftankstelle für die Mitglieder ergeben würden. Damit können die Auswirkungen des Wasserstoffkonzepts auf die einzelnen Mitglieder analysiert werden.

10 Fazit

Im Zuge dieses Deliverables wurden Teilkonzepte für die Energieversorgung des Gewerbeparks erarbeitet und darauf basierend mehrere Betriebs-, Geschäfts- und Tarifmodelle entwickelt, die im Anschluss im Detail untersucht werden. Die Energieversorgung des Gewerbeparks erfolgt durch Photovoltaikanlagen sowie durch die Anbindung an das lokale Fernwärmenetz. Die Energieversorgung ist in voller Ausbaustufe (Teilabschnitt 1 & 2) so dimensioniert, dass der Gewerbepark einen Plus-Energie-Status erreicht. Außerdem wurde eine Marktrecherche durchgeführt, um geeignete Produkte für die wichtigsten Komponenten (Elektrolyseur, Brennstoffzelle etc.) zu identifizieren. Die Eckpunkte der ausgewählten Komponenten bilden die Eingangsgrößen für die nachfolgenden simulationstechnischen Untersuchungen.

Das Konzept für die Elektrizitätsversorgung beruht auf Photovoltaikanlagen, welche so ausgelegt wurden, dass das Erreichen eines Plus-Energie-Status gewährleistet werden kann. Die Auslegung der E-EGe erfolgt mit Hilfe des in Deliverable 4.1 beschriebenen Simulationsmodells. Berücksichtigt werden reine Verbraucher*innen, reine Erzeuger*innen (die im ersten Bauabschnitt gebauten Anlagen sind im Besitz eines Großunternehmens, daher kann dieses nicht über eine Mitgliedschaft des Eigentümers in die E-EGe einspeisen, sondern müssen von der E-EGe angemietet werden) und Prosumer*innen (Mitglieder, die wechselseitig Strom aus der E-EGe beziehen bzw. den Überschuss ihrer eigenen PV-Anlage in die E-EGe einspeisen).

Das Konzept für die Wärmeversorgung basiert auf einer Abschätzung des Wärmebedarfs des Gewerbe- und Industrieparks. Da laut Bebauungsplan eine Anschlussverpflichtung an das lokale Fernwärmenetz besteht, müssen die Gebäude zukünftig mit Fernwärme beheizt werden. Die Möglichkeiten der direkten Versorgung des Gewerbeparks mit (Ab-)Wärme aus dem Wasserstoffkonzept (Brennstoffzelle/BHKW) wird deshalb nicht weiterverfolgt. Das Potential der Einspeisung der (Ab-)Wärme aus dem Wasserstoffkonzept in das Fernwärmenetz wird untersucht. Aufgrund des hohen Temperaturniveaus des Fernwärmenetzes ist in diesem Fall bei einigen Varianten (Brennstoffzelle) zusätzlich der Einbau einer Wärmepumpe vorzusehen, um die (Ab-)Wärmetemperatur auf das entsprechende Niveau zu heben. Der Aufwand für die Einbindung der (Ab-)Wärme, vor allem der Brennstoffzelle, ist daher als relativ groß anzunehmen.

Das umfassende Mobilitätskonzept hat das Ziel, durch Maßnahmen von vermeiden, verlagern und verbessern den Umweltverbund in der Stadtgemeinde Weiz zu fördern. Es soll am REC-Businesspark ein umfassender Mobilitätsknotenpunkt entstehen. Konkret werden vor allem die Mitarbeiter*innen der bestehenden Unternehmen, des neu entstehenden REC-Businessparks sowie Anrainer*innen bzw. private Haushalte mehr Wege mit dem Rad oder öffentlichen Verkehr zurücklegen. Am Standort soll die E-Mobilität eine wesentliche Rolle spielen und nicht vermeidbare Wege mit grünem PV-Strom vom REC-Businesspark zurückgelegt werden.

Auf Basis dieser Teilkonzepte wurden mehrere Geschäfts-, Betriebs- und Tarifmodelle definiert. Es wurde sowohl der Einsatz kleinerer Komplettsysteme, bei der der Fokus auf die Versorgung des Fuhrparks liegt, als auch die Installation größer dimensionierter Anlagen untersucht. Die Varianten der Wasserstofftankstelle inklusive und exklusive Brennstoffzelle beziehen sich beispielsweise auf ein am Markt verfügbares Komplettsystem, dessen Einsatz am Standort untersucht wird. Sie sind eher verbrauchsorientiert. Der Elektrolyseur wurde so dimensioniert, dass der benötigte Wasserstoff für den Fuhrpark zur Verfügung gestellt werden kann. Bei der Variante Wasserstoff-Blockheizkraftwerk liegt der Fokus auf der Erzeugung größerer Strom- und Wärmemengen mit dem Ziel, den Autarkiegrad des Gewerbeparks zu steigern. Zur Bewertung der Wasserstoff- Varianten werden diese zusätzlich mit einem Elektrospeicher sowie mit einer Variante, bei der nur die E-EGe (ohne Wasserstoffkonzept und ohne Elektrospeicher) betrachtet wird, gegenübergestellt.

Die in Deliverable 3.1 entwickelten Konzepte werden in Deliverable 4.1 simulationstechnisch abgebildet und analysiert werden.

11 Meta-Daten

Meta-Datum	Beschreibung
Titel	Deliverable 3.1: Konzeptentwicklung
Ersteller	Isabella Kolb-Stögerer <i>Reiterer und Scherling GmbH:</i>
Eigentümer	Projektkonsortium REC-Businesspark
Beschreibung	Dieses Deliverable gibt einen Überblick zu den entwickelten Konzepten für die darauf aufbauenden Berechnungen und Simulationen, wie u.a. die Komponentenauswahl, das Konzept zur Elektrizitäts- und Wärmeversorgung, sowie ein Mobilitätskonzept. Zudem sind die gewählten Tarifmodelle und entwickelten Geschäfts- und Betriebsmodelle beschrieben.
Datum	31.05.2021
Versionsnummer	FV
Datenklassifizierung	O

12 Literaturverzeichnis

- APCS Power Clearing and Settlement AG. (21. 05 2021). *Synthetische Lastprofile*. Von <https://www.apcs.at/de/clearing/technisches-clearing/lastprofile> abgerufen
- Arnstein, S. (1969). A Ladder Of Citizen Participation. *Journal of the American Planning Association*, Nr. 35, S. 216-224.
- Bramreiter, R., Karner, B., Kern, F., Haidinger, S., Eggenreich, E., Hierz, G., . . . Messner, H. (2019). *SECAP der Stadtgemeinde Weiz*. Sustainable Energy and Climate Action Plan, Weiz. Abgerufen am 10. 10 2020 von http://mycovenant.eumayors.eu/storage/web/mc_covenant/documents/8/D-qniqpnhvZSWYnrmxpeKDFSCVkpHhtv.pdf
- Bundesverband PHOTOVOLTAIC AUSTRIA. (21. 05 2021). *pv-strom verkaufen*. Von <https://pvaustria.at/strom-verkaufen/> abgerufen
- Dornhofer, A., Hummer, E., Kern, F., Kraußler, A., Kolb-Stögerer, I., Leitner, W., . . . Schinagl, J. (2018). *Multi-transfer - Erforschung einer multifunktionalen Übergabestation inkl. innovativem Regelungskonzept für Nah-/Fernwärmesysteme*.
- electrive.net. (14. 09 2020). SAIC kündigt Brennstoffzellen-Offensive an. Abgerufen am 29. 10 2020 von <https://www.electrive.net/2020/09/14/saic-kuendigt-brennstoffzellen-offensive-an/>
- Energie-Experten. (13. 06 2021). Von <https://www.energie-experten.org/heizung/brennstoffzelle/typen/pem-brennstoffzelle#c29480> abgerufen
- Figgenger, J., Haberschusz, D., Kairies, K.-P., Wessels, O., Zurmühlen, S., & Sauer, D. (2019). *Speichermonitoring BW*. Aachen: RWTH Aachen.
- Gemeinnütziger Verein Ever-Green E-Carsharing. (2020). *e-Carsharing Ever-Green Weiz*. Von <https://ever-green-weiz.familyofpower-mobility.com/> abgerufen
- Harderer, S., Steinegger, R., & Verhounig, E. (2018). *Ökonomische Perspektiven für den Kernraum Weiz - Makrostandort, Zentralörtlichkeit und Innenstadtentwicklung*. Graz: Wirtschaftskammer Steiermark, Institut für Wirtschafts- und Standortentwicklung (IWS).
- Hyundai.News/de. (21. 09 2016). Hyundai zeigt H350 Fuel Cell Concept auf der IAA Nutzfahrzeuge. Abgerufen am 29. 10 2020 von <https://www.hyundai.news/de/modell-news/hyundai-zeigt-h350-fuel-cell-concept-auf-der-iaa-nutzfahrzeuge/>
- Klamlinger, A.-S., & Rettensteiner, G. (2020). *Nachhaltiger Mobilitätsplan der funktionalen Stadtregion Weiz*. Sustainable Urban Mobility Plan.
- Klamlinger, A.-S., Körndl, W., & Rettensteiner, G. (2017). *Smart Uran Industry Weiz - Multifunktionale Flächennutzung*.

- Kulmer, B. (17. 11 2020). Interview zur Mobilität in Kleinstädten. (R. Bramreiter, Interviewer) Graz/Weiz.
- Land Steiermark. (2016). *Regionales Entwicklungsprogramm für die Region Oststeiermark*.
- LoadProfilGenerator. (21. 05 2021). *LoadProfilGenerator*. Von <https://www.loadprofilgenerator.de/> abgerufen
- OeMAG Abwicklungsstelle für Ökostrom AG. (21. 05 2021). *Tarifförderung Photovoltaik*. Von <https://www.oem-ag.at/de/impressum/> abgerufen
- ortsdurchfahrt.at. (2019). *Abschnitte*. Abgerufen am 10. 10 2020 von <http://www.ortsdurchfahrt.at/abschnitte/>
- Rauer, J. (2018). *Radverkehrskonzept - Region Weiz - Generelles Maßnahmenkonzept*.
- Rauer, J. (2019). *Verkehrskonzept Weiz – ÖV- & Radkonzept – Maßnahmenkonzept – Bahnhalltestelle „Elin Motoren“ und Geh- und Radweganbindung Naas – St. Ruprecht (Haupttradroute 1) – Geh – und Radwegbrücke über OUF (Teil 1) Preding*.
- Rauer, J. (2020). *Verbesserung der Erreichbarkeit der Arbeitsplätze entlang der S31 (Vortrag)*.
- regionalis. (2015a). *Citybus Weiz - Betriebskonzept*.
- regionalis. (2015b). *Citybus Weiz "Weizer Linien" - Konzept - Entwurf*.
- Republik Österreich Parlament. (16. 09 2020). *Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz – EAG; Erneuerbaren-Ausbau-Gesetzespaket – EAG-Paket (58/ME)*. Abgerufen am 21. 09 2020 von https://www.parlament.gv.at/PAKT/VHG/XXVII/ME/ME_00058/index.shtml
- Schuster, M., Steinacher, I., & Link, C. (2021). *Marktübersicht Elektro- und Wasserstoffbusse*. Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie.
- Stadtgemeinde Weiz. (2016). *1.0 Stadtentwicklungskonzept*. Verordnung und Erläuterungsbericht.
- Stadtgemeinde Weiz. (2019). *Grafische Darstellung der Ortsdurchfahrt Weiz Teil 2*.
- Statistik Austria. (2020). *Ein Blick auf die Gemeinde 61765 – Sankt Ruprecht an der Raab*. Abgerufen am 10. 10 2020 von <https://www.statistik.at/blickgem/gemDetail.do?gemnr=61765>
- Statistik Austria. (2020). *Ein Blick auf die Gemeinde 61766 – Weiz*. Abgerufen am 10. 10 2020 von <https://www.statistik.at/blickgem/gemDetail.do?gemnr=61766>
- Statistik Austria. (06. Juli 2020). *Statistik des Bevölkerungsstandes, Erstellt am 06.07.2020*. Abgerufen am 30. Juli 2020 von https://www.statistik.at/wcm/idc/idcplg?IdcService=GET_NATIVE_FILE&RevisionSelectionMethod=LatestReleased&dDocName=123069

13 Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Lastprofil Einfamilienhaushalt berufstätig / Privat 1 (von Mo – So).....	13
Abbildung 2: Lastprofil Zweipersonenhaushalt pensioniert / Privat 5 (von Mo – So)	14
Abbildung 3. Strukturbild der Steiermark (Land Steiermark, 2016)	24
Abbildung 4. Zentralräume, Entwicklungsachsen und Hauptverkehrslinien der Oststeiermark (Land Steiermark, 2016).....	26
Abbildung 5. Energieverbrauch und Treibhausgasemissionen pro Sektor in der Stadtgemeinde Weiz (Bramreiter, et al., 2019).....	27
Abbildung 6. Abschnitte Teil 3a der Ortsdurchfahrt Weiz im Überblick (ortsdurchfahrt.at, 2019)	28
Abbildung 7. Teil 2 der Ortsdurchfahrt Weiz im Überblick (Stadtgemeinde Weiz, 2019)	28
Abbildung 8. Übersicht aller Abschnitte der ODF inkl. Bahnhaltstellen (Rauer, 2020).....	28
Abbildung 9. Detail Ausschnitt zu Radverkehrskonzept - Region Weiz - Generelles Maßnahmenkonzept (Eigene Ergänzung, (Rauer, 2018)).....	31
Abbildung 10. Grob Ausschnitt zu Radverkehrskonzept - Region Weiz - Generelles Maßnahmenkonzept (Rauer, 2018)	32
Abbildung 11. Das neue Tor zur Stadtgemeinde Weiz (Rauer, 2019).....	33
Abbildung 12. Ausbau der S31 mit zusätzlichen „Bedarfshaltestellen“ (Eigene Ergänzung, (Rauer, 2020)).....	34
Abbildung 13. Mobilitätsknoten REC-Businesspark	35
Abbildung 14: Schematische Darstellung des Betriebsmodells der Variante Wasserstofftankstelle inklusive Brennstoffzelle.....	42
Abbildung 15: Schematische Darstellung der Geldflüsse der Variante Wasserstofftankstelle inklusive Brennstoffzelle	44
Abbildung 16: Schematische Darstellung des Betriebsmodells der Variante Wasserstofftankstelle ohne Brennstoffzelle	47
Abbildung 17: Schematische Darstellung der Geldflüsse der Variante Wasserstofftankstelle ohne Brennstoffzelle.....	48
Abbildung 18: Schematische Darstellung des Betriebsmodells der Variante Wasserstoff-Blockheizkraftwerkes.....	50
Abbildung 19: Schematische Darstellung der Geldflüsse der Variante Wasserstoff-BHKW ..	51
Abbildung 20: Schematische Darstellung des Betriebsmodells für die Gegenüberstellung mit einem Elektrospeicher	53

Abbildung 21: Schematische Darstellung der Geldflüsse für die Gegenüberstellung mit einem
Elektrospeicher.....54

14 Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Annahmen der Privathaushalte	12
Tabelle 2: Annahmen der KMUs.....	14
Tabelle 3: Daten Prosumer.....	15
Tabelle 4: Grobe Kostenschätzung für die Abschnitte A-C exkl. USt	36
Tabelle 5: Angenommene Strompreise der Privathaushalte	64
Tabelle 6: Angenommene Strompreise der KMUs und Prosumer.....	65

15 Anhang

Tabelle 5: Angenommene Strompreise der Privathaushalte

	Privat 1	Privat 2	Privat 3	Privat 4	Privat 5
Netzebene	7	7	7	7	7
Arbeitspreis [Cent/kWh]	8.82	6.70	6.70	8.11	8.11
Netznutzungsentgelt [Cent/kWh]	3.39	3.39	3.39	3.39	3.39
Netzverlustentgelt [Cent/kWh]	0.38	0.38	0.38	0.38	0.38
Elektrizitätsabgabe [Cent/kWh]	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5
Ökostromförderbeitrag Netznutzung [Cent/kWh]	1.09	1.09	1.09	1.09	1.09
Ökostromförderbeitrag Netzverluste [Cent/kWh]	0.090	0.090	0.090	0.090	0.090
Netznutzungsentgelt [€/Jahr]	36.00	36.00	36.00	36.00	36.00
Entgelt für Messleistungen [€/Monat]	2.40	2.40	2.40	2.40	2.40
Ökostromförderbeitrag [€/Tag]	0.0211	0.0211	0.0211	0.0211	0.0211
Ökostrompauschale [€/Tag]	0.0775	0.0778	0.0778	0.0778	0.0778
KWK Pauschale [€/Tag]	0.0034	0.0034	0.0034	0.0034	0.0034

Tabelle 6: Angenommene Strompreise der KMUs und Prosumer*innen

	KMU 1	KMU 2	KM3 3	Prosumer*in 1	Prosumer*in 2
Netzebene	6	6	6	7	6
Arbeitspreis [Cent/kWh]	6.58	6.58	6.58	6.36	6.58
Netznutzungsentgelt [Cent/kWh]	1.48	1.48	1.48	3.64	1.48
Netzverlustentgelt [Cent/kWh]	0.19	0.19	0.19	0.32	0.19
Elektrizitätsabgabe [Cent/kWh]	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5
Ökostromförderbeitrag Netznutzung [Cent/kWh]	0.42	0.42	0.42	0.04	0.42
Ökostromförderbeitrag Netzverluste [Cent/kWh]	0.045	0.045	0.045	0.004	0.045
Netznutzungsentgelt [€/kW]	41.04	41.04	41.04	43.68	41.04
Entgelt für Messleistungen [€/Monat]	2.40	2.40	2.40	8.40	2.40
Ökostromförderbeitrag [€/kW]	10	10	10	10.758	10
Ökostrompauschale [€/Tag]	2.260	2.260	2.260	2.365	2.260
KWK Pauschale [€/Tag]	0.118	0.118	0.118	0.104	0.118