

Murtaler Reallabor - Auf dem Weg zu 100% Erneuerbare Energie bis 2040 (MURREAL)

Berichte aus Energie- und Umweltforschung 69/2025

Wien, 2025

Impressum

Medieninhaber, Verleger und Herausgeber:

Bundesministerium für Innovation, Mobilität und Infrastruktur,
Radetzkystraße 2, 1030 Wien

Verantwortung und Koordination: Abteilung III/3 - Energie und Umwelttechnologien

Leitung: DI (FH) Volker Schaffler, MA, AKKM

Autorinnen und Autoren:

Josef Bärnthaler (Energieagentur Obersteiermark GmbH)

Petra Bußwald (akaryon GmbH)

Hartmut Dumke, Daniel Youssef (Institut für Raumplanung, TU Wien)

Lore Abart-Heriszt, Franz Huber (Institut für Raumplanung, Umweltplanung und
Bodenordnung, BOKU Wien)

Michael Eder (STRATECO OG)

Hannah Politor, Stefan Kirchweger (STUDIA Studienzentrum für internationale Analysen)

Günter Wind (Wind - Ingenieurbüro für Physik)

Wien, Zeltweg 2025. Stand: Februar 2023

Ein Projektbericht gefördert im Rahmen von



Rückmeldungen:

Ihre Überlegungen zu vorliegender Publikation übermitteln Sie bitte an iii3@bmimi.gv.at.

Rechtlicher Hinweis

Dieser Ergebnisbericht wurde von die/der Projektnehmer:in erstellt. Für die Richtigkeit, Vollständigkeit, Aktualität sowie die barrierefreie Gestaltung der Inhalte übernimmt das Bundesministerium für Innovation, Mobilität und Infrastruktur (BMIMI) keine Haftung.

Mit der Übermittlung der Projektbeschreibung bestätigt die/der Projektnehmer:in ausdrücklich, über sämtliche für die Nutzung erforderlichen Rechte – insbesondere Urheberrechte, Leistungsschutzrechte sowie etwaige Persönlichkeitsrechte abgebildeter Personen – am bereitgestellten Bildmaterial zu verfügen.

Die/der Projektnehmer:in räumt dem BMIMI ein unentgeltliches, nicht ausschließliches, zeitlich und örtlich unbeschränktes sowie unwiderrufliches Nutzungsrecht ein, das übermittelte Bildmaterial in allen derzeit bekannten sowie künftig bekannt werdenden Nutzungsarten für Zwecke der Berichterstattung, Dokumentation und Öffentlichkeitsarbeit im Zusammenhang mit der geförderten Maßnahme zu verwenden, insbesondere zur Veröffentlichung in Printmedien, digitalen Medien, Präsentationen und sozialen Netzwerken.

Für den Fall, dass Dritte Ansprüche wegen einer Verletzung von Rechten am übermittelten Bildmaterial gegen das BMIMI geltend machen, verpflichtet sich die/der Projektnehmer:in, das BMIMI vollständig schad- und klaglos zu halten. Dies umfasst insbesondere auch die Kosten einer angemessenen rechtlichen Vertretung sowie etwaige gerichtliche und außergerichtliche Aufwendungen.

Vorbemerkung

Der vorliegende Bericht dokumentiert die Ergebnisse eines Projekts aus dem Forschungs- und Technologieprogramm „Stadt der Zukunft“ des Bundesministeriums für Innovation, Mobilität und Infrastruktur (BMIMI). Dieses Programm baut auf dem langjährigen Programm „Haus der Zukunft“ auf und hat die Intention, Konzepte, Technologien und Lösungen für zukünftige Städte und Stadtquartiere zu entwickeln und bei der Umsetzung zu unterstützen. Damit soll eine Entwicklung in Richtung energieeffiziente und klimaverträgliche Stadt unterstützt werden, die auch dazu beiträgt, die Lebensqualität und die wirtschaftliche Standortattraktivität zu erhöhen. Eine integrierte Planung wie auch die Berücksichtigung aller betroffener Bereiche wie Energieerzeugung und -verteilung, gebaute Infrastruktur, Mobilität und Kommunikation sind dabei Voraussetzung.

Um die Wirkung des Programms zu erhöhen, sind die Sichtbarkeit und leichte Verfügbarkeit der innovativen Ergebnisse ein wichtiges Anliegen. Daher werden nach dem Open Access Prinzip möglichst alle Projektergebnisse des Programms in der Schriftenreihe des BMIMI publiziert und elektronisch über die Plattform www.NachhaltigWirtschaften.at zugänglich gemacht. In diesem Sinne wünschen wir allen Interessierten und Anwender:innen eine interessante Lektüre.

Inhaltsverzeichnis

1	Kurzfassung	7
2	Abstract.....	9
3	Ausgangslage.....	11
3.1	Charakterisierung Bezirk Murtal	11
3.2	Sondierungsprojekt Murtaler Reallabor (MURREAL).....	11
3.3	Energiesituation im Bezirk Murtal	12
4	Projekthalt.....	15
4.1	Das Sondierungsprojekt als Vorbereitung zur Umsetzung eines Reallabors.....	15
4.2	Die technische Dimension des Reallabors	16
4.2.1	Klimaneutrales Murtal 2040	17
4.2.2	Flexibilisierung – die notwendige Basis für die zukünftige Entwicklung	33
4.2.3	Flexibilisierungspotenzial E-Mobilität.....	37
4.3	Die weiteren Dimensionen des Reallabors	48
5	Ergebnisse	49
5.1	Ergebnisse aus technischer Sicht	49
5.1.1	Fernwärmeverbund Aichfeld	49
5.1.2	Ausbau des Fernwärmeverbundes – Anbindung HIZ	51
5.1.3	Finanzielle Herausforderungen einer saisonalen Flexibilisierung der Biomasse	54
5.1.4	Kurzzeit-Flexibilisierungspotenzial in der E-Mobilität zum Abgleich von Erzeugung und Bedarf	58
	Umweltaspekte	64
5.2	Ergebnisse aus organisatorischer Sicht.....	64
5.2.1	Prozessorganisation.....	64
5.2.2	Organisationsstruktur	71
5.2.3	Wissensmanagement	72
5.2.4	Vernetzung, Kommunikation.....	72
5.3	Ergebnisse aus finanzieller Sicht	73
6	Schlussfolgerungen	74
6.1	Flexibilisierung Biomasse	74
6.2	Flexibilisierung der E-Mobilität - Umsetzungsmöglichkeiten im Reallabor	75
7	Ausblick und Empfehlungen	76
8	Verzeichnisse.....	77

1 Kurzfassung

a. Ausgangssituation und Motivation

Der steirische Bezirk Murtal mit seinen 20 Gemeinden ist eine Industrieregion, die den Wandel zu High Tech-Betrieben gut gemeistert hat, mit einem ländlichen rohstoffreichen Umland. Das erneuerbare Energieangebot ist mit Biomasse, Wasserkraft, Wind und Solarenergie hoch. Ebenso überdurchschnittlich hoch ist auch der Energiebedarf der Industrie. Das stellt eine Energiewende vor besondere Herausforderungen. Das Sondierungsprojekt MURREAL greift diese Herausforderungen mit der Erstellung eines Entwicklungspfads für ein Reallabor auf.

b. Inhalt und Zielsetzung

In Rahmen des Sondierungsprojektes MURREAL wurden Entwicklungspfade, Synergien und Geschäftsmodelle für die Umsetzung eines Reallabors herausgearbeitet, die den Weg in Richtung 100% erneuerbare Energie und Klimaneutralität bis 2040 konsequent beschleunigen sollen.

c. Methodik

Innovationen wurden durch die Kombination unterschiedlicher Methoden und Instrumente geschaffen. Es wurde ein sektorübergreifendes Energiesystem unter Berücksichtigung der verfügbaren erneuerbaren Energiepotentiale und Abwärme entworfen. Über Lastprofile aus den unterschiedlichen Verbrauchern (Gebäude, Prozesse und Mobilität) und unterschiedlichen erneuerbaren Erzeugern (Biomasse/Biogas, Solar, Wind und Wasser) wurde eine Simulation durchgeführt. Unterschiedliche Szenarien wurden nach verschiedenen Gesichtspunkten wie Energiewirtschaft, Treibhausgasemissionen, regionale Wertschöpfung und Versorgungssicherheit bewertet. In der Arbeit mit den Akteur:innen wurde auf die Methode der „Theory of Change“ zurückgegriffen.

d. Ergebnisse

Das direkte Substituieren von fossilen durch erneuerbare Energien allein bringt noch keine Versorgungsstabilität bzw. müssten wegen der Witterungsabhängigkeit hohe Überkapazitäten errichtet werden und das wäre aufwändig und teuer. Daher wurde besonderes Augenmerk auf ein effizientes Zusammenwirken von unterschiedlichen Technologien in den Bereichen Wärme, Strom und Treibstoffe herausgearbeitet – auch Sektorkopplung genannt. Die Energieangebote von Wind und Sonne sind witterungsabhängig und fluktuierend und auch die Verbraucher erzeugen Spitzenlasten zu unterschiedlichen Zeitpunkten. Biomasse als Energiequelle und Energieverbraucher in praktisch allen Sektoren (z.B. Elektroheizungen, Klimaanlage, E-Autos, ...) können zeitlich verschoben werden, um die Versorgungssicherheit zu erhöhen. Möglichkeiten zur Laststeuerung und Flexibilisierung in den Sektoren E-Mobilität, Betrieben, Wohnen, sowie der Energieproduktion aus Biomassen wurden vorgestellt und diskutiert.

Die Wertschöpfungskette Holz ist im Murtal besonders ausgeprägt, sie reicht vom Rohstoff über die Säge, Zellstoff und Papier bis hin zu innovativen Produkten. Im Holzinnovationszentrum arbeiten Partner am weiteren Ausbau Richtung Bioökonomie und Kreislaufwirtschaft. Durch eine kaskadische Nutzung – stofflich vor energetisch - kann eine besonders hohe Ressourceneffizienz erreicht werden. Einzigartig ist die Abwärmenutzung aus der Zellstoff Pöls AG, welche über ein Fernwärmesystem im Ballungsraum des Aichfeldes ausgehend von Pöls über Judenburg, Fohnsdorf, Zeltweg und Spielberg bis nach Knittelfeld geleitet wird. In Zeltweg liefert ein Biomasseheizwerk zusätzliche Wärme ins

Netz, dieses verfügt auch über ein großes Speichersystem. Die Anbindung weiterer Betriebe und Abwärmepotentiale wurden analysiert und bewertet, ebenso eine Sektorkopplung mit einer Biomasse-Vergasung mit BTL / BTG. Ein auf die Heizperiode beschränkter Betrieb von BTL/BTG- sowie KWK-Anlagen ermöglicht eine beachtliche Steigerung der Abwärmenutzung und spart gleichzeitig Biomasse.

Neben der umfangreichen Sondierung der technischen Dimension (inkl. raumplanerischer Aspekte), wurden auch die organisatorische Dimension (v. a. die Arbeit mit Akteur:innen, aber auch Wissensmanagement, Vernetzung und Kommunikation) sowie die finanzielle Dimension für ein mögliches Reallabor beleuchtet.

e. Ausblick

Dieses Sondierungsprojekt bildet die Basis für den Projektantrag für eine fünfjährige Umsetzungsphase als Reallabor MURREAL, mit dem Instrument des Leitprojekts (und ev. auch mit dem Instrument des Innovationslabors).

2 Abstract

a. Initial situation and motivation

The Styrian district of Murtal with its 20 municipalities is an industrial region that has mastered the change to high-tech enterprises well, with a rural surrounding area rich in raw materials. The renewable energy supply is high with biomass, hydropower, wind and solar energy. The energy demand of industry is also above average. This poses special challenges for an energy transition. The exploratory project MURREAL addresses these challenges by creating a development path for a real laboratory.

b. Content and objectives

Within the framework of the exploratory project MURREAL, development paths, synergies and business models for the implementation of a real laboratory were worked out, which should consistently accelerate the path towards 100% renewable energy and climate neutrality by 2040.

c. Methodology

Innovations were created by combining different methods and instruments. A cross-sectoral energy system was designed taking into account the available renewable energy potentials and waste heat. A simulation was carried out using load profiles from the different consumers (buildings, processes and mobility) and different renewable producers (biomass/biogas, solar, wind and hydro). Different scenarios were evaluated according to various aspects such as energy economics, greenhouse gas emissions, regional value creation and security of supply. In the work with the actors, the method of the "Theory of Change" was used.

d. Results

The direct substitution of fossil fuels by renewable energies alone does not bring supply stability, or high overcapacities would have to be built due to weather dependency, and this would be complex and expensive. Therefore, special attention was paid to an efficient interaction of different technologies in the areas of heat, electricity and fuels - also called sector coupling. The energy supply from wind and sun is weather-dependent and fluctuating, and consumers also generate peak loads at different times. Biomass as an energy source and energy consumer in practically all sectors (e.g. electric heating, air conditioning, e-cars, ...) can be shifted in time to increase security of supply. Possibilities for load control and flexibilisation in the sectors e-mobility, businesses, housing, as well as energy production from biomasses were presented and discussed.

The wood value chain is particularly pronounced in the Murtal, ranging from raw materials to sawing, pulp and paper to innovative products. In the Wood Innovation Centre, partners are working on further expansion in the direction of bioeconomy and circular economy. Through cascading use - material before energy - a particularly high resource efficiency can be achieved. A unique feature is the use of waste heat from Zellstoff Pöls AG, which is piped via a district heating system in the Aichfeld conurbation from Pöls via Judenburg, Fohnsdorf, Zeltweg and Spielberg to Knittelfeld. In Zeltweg, a biomass heating plant supplies additional heat to the grid, which also has a large storage system. The connection of further businesses and waste heat potentials were analysed and evaluated, as well as a sector coupling with a biomass gasification with BTL / BTG. An operation of BTL/BTG as well as CHP plants limited to the heating period enables a considerable increase in waste heat utilisation and saves biomass at the same time.

In addition to the extensive exploration of the technical dimension (including spatial planning aspects), the organisational dimension (especially the work with actors, but also knowledge management, networking and communication) as well as the financial dimension for a possible real laboratory were also examined.

e. Outlook

This exploratory project thus forms the basis for the submission and application for a five-year implementation phase as MURREAL real laboratory, with the instrument of the *Leitprojekt* (and possibly also with the instrument of the *Innovationslabor*).

3 Ausgangslage

3.1 Charakterisierung Bezirk Murtal

Die Region mit ihrer einst klassischen Schwerindustrie hat zwar den Strukturwandel zu innovativen High-Tech-Unternehmen, Vorzeigebetrieben und einem breiten Portfolio an Werkstoffen mehr oder weniger geschafft, dennoch gibt es zahlreiche Herausforderungen, etwa signifikant hoher Energiebedarf (u.a. aufgrund der Unternehmen), Bevölkerungsrückgang, Fachkräftemangel etc. Spezifische Herausforderungen in Hinblick auf Klimaschutz und Energiewende liegen - insbesondere angesichts "naturnaher Umgebung" - im fehlenden Bewusstsein, Unwissen und in Vorurteilen gegenüber erneuerbaren Energietechnologien. Auf der anderen Seite verfügt die Region durch die naturräumliche Lage über ein hohes Potential an erneuerbaren Energieträgern und an Abwärme und biogenen Rest- und Überschussfraktionen, ein ausgedehntes Fernwärmenetz ist ebenso vorhanden.

3.2 Sondierungsprojekt Murtaler Reallabor (MURREAL)

Das Sondierungsprojekt MURREAL hatte die Erstellung eines umfangreichen Entwicklungspaths für ein Reallabor zur Erprobung der Energiewende im Bezirk Murtal zum Ziel. Dabei ging es darum die Energiekulisse (sprich die Ausgangssituation) qualitativ und quantitativ darzustellen, regionaltypische Lösungen herauszuarbeiten und schlussendlich ein Reallabor Design zu entwickeln, das als Basis für einen möglichen Reallabor-Antrag dienen soll.

Im Detail galt es auszuloten wie ein integriertes, an die regionalen Voraussetzungen angepasstes Energiesystem mit ein paar wenigen Elementen konkreten technisch und organisatorisch aussehen könnte, welche Technologien dabei unmittelbar eine Rolle spielen sollen und welche erst mittelfristig (bis zum Jahr 2040), wie ein Geschäftsmodell dazu aussehen könnte und wie die Übertragbarkeit auf andere ähnlich gelagerte Regionen sichergestellt werden kann.

MURREAL baut dabei auf Vorarbeiten aus bereits laufenden oder abgeschlossenen Projekten auf.

- KEM Murtal (Klima- und Energiefonds)

Die KEM Murtal als Klima- und Energieregion hat die Vision und Zielsetzung einer klimaneutralen Region bis 2040 definiert. In der laufenden Umsetzungsphase wird Bewusstseinsbildung für die Energiewende betrieben und zum Handeln angestoßen, Schwerpunkte liegen auf kommunalen Infrastrukturen, PV und Speicher, Wärmewende "Raus aus Öl und Gas" sowie in Richtung Mobilität

- KLAR! Murtal (Klima- und Energiefonds)

Die Klimawandel-Anpassungs-Modellregion beschäftigt sich mit der Anpassung an unvermeidbare und sich verändernde klimatische Rahmenbedingung, um die Schadwirkung auf Menschen, Infrastrukturen und Umwelt so gering als möglich zu halten

- REMUK (Programm Konjunkturhebel / Klima- und Energiefonds)

Im Projekt “REMUK - Regionale Analyse der volkswirtschaftlichen Effekte als Motor für die Umsetzung von Klimastrategien” wurden am Beispiel der Klima- und Energiemodellregion Murtal und den darin entwickelten Szenarien die volkswirtschaftlichen Effekte wie regionale Wertschöpfungskreisläufe, Arbeitsplätze usw. Abgeleitet, um die Wirkung der Energiewende auch regional greifbar zu machen. Bei MURREAL wurden neue und erweiterte Umsetzungen auf der technischen Ebene definiert, und ebenso mit der in REMUK entwickelten Methode bewertet und vertieft. (Baaske, 2021)

- Regionale Leitbilder

Die Region verfügt auch über ein regionales Entwicklungsleitbild der Region Murau – Murtal, sowie über eine Entwicklungsstrategie der LEADER Aktionsgruppe “innovationRegion Murtal”. MURREAL berücksichtigte bei der Ausgestaltung der Umsetzungsoptionen und Maßnahmen dabei die Inhalte und Leitbildthemen, Vertreter:innen dieser Initiativen wurden zur durchgängigen Abstimmung auch in den Prozess von MURREAL aktiv involviert.

3.3 Energiesituation im Bezirk Murtal

Aufbauend auf das REMUK-Projekt (Baaske, 2021) wurde die Energiedaten nachgeschärft und erneut mit dem frei verfügbaren Energiemosaik (www.energiemosaik.at) modelliert. Darin werden die Energieströme für Wärme, Strom und Mobilität in Jahreswerten dargestellt. Die Daten basieren auf Angaben der Statistik Austria. Im Energiemosaik wurden insbesondere Energiekennzahlen nachgeschärft. Für die Branche Papier und Druck gibt es nun zwei verschiedene Energiekennzahlen, wobei eine davon die Herstellung von Papier betrifft, welche insbesondere den Energiebedarf Zellstoff&Papierfabriken höher einschätzt. Diese Werte kommen der Realität näher, wie sich bei der Abstimmung beim Betriebsbesuch der Zellstoff Pöls AG bestätigte. In den meisten anderen Bereichen ändern sich die Zahlen gegenüber REMUK nur geringfügig, bzw. ziehen sich geänderte Zahlenwerte durch das bestehende Szenario.

Tabelle 1: Energiebedarf Murtal gemäß Energiemosaik Austria und gemäß der Modellierung in RESYS

	E-Mosaik MWh/a
Raumwärme	968 300
Prozesswärme	1 980 200
Motoren und E-Geräte	734 700
Transport	649 400
Summe	4 332 600

Diese Daten dienen als Grundlage für die Modellierung des IST-Zustands im Energiewende-Tool RESYS (www.resys-tool.at). Die Eingabedaten im RESYS-Tool wurden vom Energiemosaik übernommen bzw. angepasst. RESYS-Tool verwendet Datengrundlagen zu den üblichen

Energieträgern und zusätzlich noch Referenzwetterdatensätze und empirische Profile, um Energiebedarf und Energieaufbringung **in Stundenauflösung** für ein typisches Jahr zu berechnen. Letzteres erlaubt die Beurteilung der Auswirkungen von Energiespeichern und anderen Flexibilitäten. Unter anderem kann hiermit auch der Anfall von Überschusswärme stromgeführter Kraft-Wärme-Koppelungsanlagen (KWKs) oder umgekehrt die Auslastung (in Volllaststunden) von KWKs im wärmegeführten Betrieb ermittelt werden, was eine wichtige Planungsgrundlage für die Energiewende bildet.

Tabelle 2: IST-Energiebedarf für den Bezirk Murtal ermittelt mit Resys-Tool – im Vergleich mit E-Mosaik-Daten

	E-Mosaik MWh/a	RESYS MWh/a
Strombedarf o. Wärme, E-Mobilität	734 700	736 504
Wärmebedarf	2 948 500	2 875 452
Mobilität inkl. betriebsinterne Mobilität	649 400	616 230
Summe	4 332 600	4 228 186

Der Vergleich des Energiebedarfs des Bezirks Murtal mit Österreich (Tabelle 3) charakterisiert diese Region ganz klar, wenn die Bedarfszahlen auf die Einwohner*innen bezogen werden: Im Vergleich zum Österreichdurchschnitt (Statistik Austria 2020) ist im Bezirk Murtal der Pro-Kopf-Strombedarf fast 3-mal höher, der Pro-Kopf-Wärmebedarf um 62% höher bzw. der Pro-Kopf-Gesamtenergiebedarf um 44% höher. Die Ursachen für diese Unterschiede können durch die überdurchschnittlich hohe Dichte an Industriebetrieben erklärt werden. Diese sind die Zellstofffabrik Pöls AG, mehrere große metallverarbeitende Betriebe und Bergbaubetriebe. Diese Betriebe beziehen ihre Rohstoffe überregional und produzieren Waren, die überwiegend außerhalb des Bezirks und auch außerhalb Österreichs abgesetzt werden.

Tabelle 3: Vergleich Endenergieverbrauch und Pro-Kopf-Verbrauch von Österreich und Bezirk Murtal 2020

	Endenergieverbrauch in GWh/a		Pro-Kopf-Verbrauch in MWh/(a.EW)	
	<i>Österreich</i>	<i>Murtal</i>	<i>Österreich</i>	<i>Murtal</i>
Strom ohne Wärme, Mobilität	37.549	737	4,2	10,2
Wärme	157.845	2.875	17,8	39,9
Mobilität	117.191	616	13,2	8,6
Summe	312.586	4228	35,2	58,7
Einwohner	8.878.000	72.004		

Der Bezirk Murtal ist einerseits geprägt durch ein hohes Potenzial an forstlicher Biomasse und andererseits durch das Vorhandensein größerer Industriebetriebe, welche einen überdurchschnittlichen hohen Energiebedarf und damit verbunden auch einen hohen Anfall an Abwärme aus industriellen Prozessen. Von den Industriebetrieben ist die Zellstoff Pöls AG hinsichtlich Biomasseverarbeitung und Energiebedarf dominant. Mehr als 10% des österreichischen Einschlags wird in diesem Betrieb verarbeitet, wobei fast die Hälfte davon stofflich in Form von Zellstoff und Papier, der Rest in Form von biogenen Restmassen und Schwarzlauge zur Energieproduktion verwendet wird. Dieser Biomassebedarf kann trotz des Waldreichtums nicht regional gedeckt werden. 20% bis 30% wird aus dem Ausland importiert, der Rest stammt aus Österreich.

Das derzeitige Energieszenario ist geprägt durch eine überdurchschnittlich hohe Energieproduktion aus Biomasse und biogenen Abfällen, aber auch einen hohen Einsatz von fossilen Energieträgern Erdgas und Ölprodukten.

4 Projektinhalt

4.1 Das Sondierungsprojekt als Vorbereitung zur Umsetzung eines Reallabors

Das Projekt umfasst eine detaillierte Quantifizierung des Status-Quo, die Entwicklung von Energiewende-Szenarien, die Konzeption eines Umsetzungspaths, sowie der Entwicklung einer Best-Practice-Wissensplattform, um ein solches Vorhaben später auch auf andere Regionen übertragbar machen zu können.

Inhaltlich ging es darum ein integratives, flexibles Energiesystem unter Berücksichtigung der verfügbaren erneuerbaren Energiepotentiale und Abwärme zu entwerfen. Bei der Wärmeversorgung stand die verstärkte Einbindung der im großen Ausmaß verfügbaren Abwärme in den Wärmeverbund im Zentrum, um die Energieeffizienz zu steigern und (forstliche) Biomasse vorrangig in den Wintermonaten zu nutzen. Über Lastprofile aus den unterschiedlichen Verbrauchern (Gebäude, Prozesse und Mobilität) und unterschiedlichen erneuerbaren Erzeugern (Biomasse/Biogas, Solar, Wind und Wasser) wurde eine Simulation durchgeführt. Unterschiedliche Szenarien wurden nach verschiedenen Gesichtspunkten wie Energiewirtschaft, Treibhausgasemissionen, regionale Wertschöpfung und Versorgungssicherheit bewertet. Eingebunden wurde das Konzept in energieraumplanerische Überlegungen.

Stromseitig wurden Simulationen durchgeführt, die einerseits den saisonalen Ausgleich von Angebot und Nachfrage (durch den Ausbau von Windkraft und Photovoltaik in der Region), sowie andererseits den kurzzeitigen Ausgleich, der durch bidirektionales Laden möglich ist, untersuchten. Dadurch soll es gelingen das Stromnetz über weite Strecken zu stabilisieren und einem möglichst großen Anteil von erneuerbarem, regional produziertem Strom nutzbar machen zu können.

Die organisatorische Dimension beleuchtete welche Akteur:innen in welcher Art und Weise in den Prozess eingebunden werden müssen und wie die Organisationsstruktur aussehen könnte.

Die finanzielle Dimension untersuchte, wie sich die benötigten Eigenmittel für das geforderte Leitprojekt bzw. das Innovationslabor darstellen ließen bzw. ging auf die Frage ein, wo um welche Investitionsförderungen angesucht werden könnte.

Eine kompakte Übersicht, wie das Reallabor aussehen soll, gibt folgendes Zielbild:

Abbildung 1: Zielbild Reallabor MURREAL (Robert Six, Sinnbilder)



Die Energiekulisse stellt die Ausgangssituation mit dem großen Energiebedarf seitens der Industrie, aber auch das große Potential an regionalen, erneuerbaren Energien dar. Die regionaltypischen Lösungen sind die breiter gefassten Bereiche, die im Rahmen des Innovationslabors langfristig mitgedacht und mitentwickelt werden sollen und beim Reallabor Design finden sich die Elemente, die Teil des Leitprojekts sein sollen, wobei die genau Aufteilung zwischen diesen beiden Bereichen teilweise erst im darauffolgenden Reallabor-Antrag definiert werden wird.

4.2 Die technische Dimension des Reallabors

Beschreibung fossilenergiefreies Szenario 2040

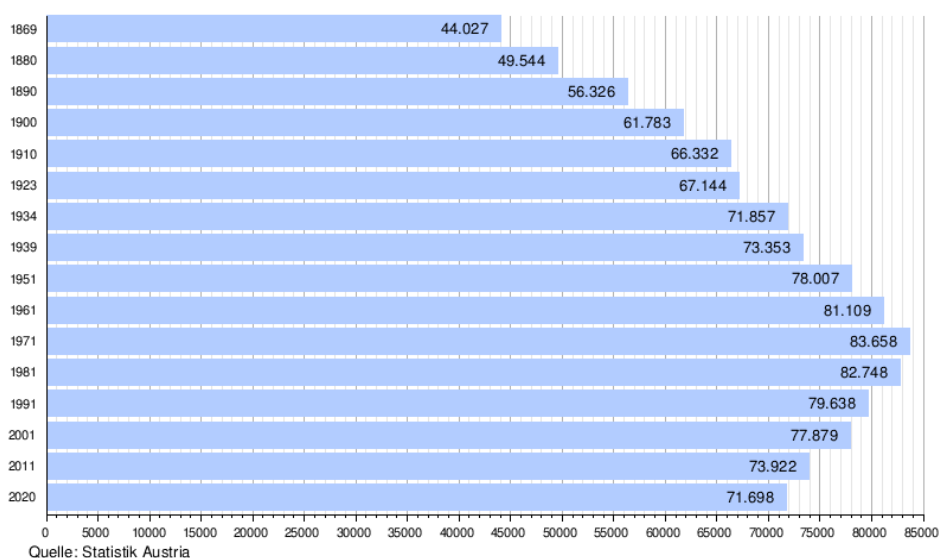
Der Ausstieg aus der Fossilenergie konzentriert sich auf eine Steigerung der Effizienz bei der Nutzung von Abwärme und dem Biomasseinsatz. Eine Steigerung des Biomassebedarfs mit lokalen

Ressourcen ist nur mehr im geringen Ausmaß möglich. Dies findet im Szenario 2040 seine Berücksichtigung; zusätzlich müssen die Solar- und Windenergiepotenziale Großteiles genützt werden, um den Energiebedarf in diesen energieintensiven Bezirk zu einem überwiegenden Teil aus eigenen Potenzialen bereitstellen zu können. Die restlichen Energieimporte können aus benachbarten Regionen, z.B. Bezirk Murau, aufgebracht werden. Wie in den nachfolgenden Kapiteln gezeigt wird, ist die erneuerbare Energieproduktion nur die eine Hälfte eines erneuerbaren Energiesystems. Die Nutzung saisonaler und kurzzeitiger Flexibilisierungspotenzial ist unabdingbar, um einerseits mit dem Ausgleich von Produktion und Bedarf eine Stabilisierung des Energiesystems zu erzielen.

4.2.1 Klimaneutrales Murtal 2040

Die Bevölkerungsstatistik (Abbildung 2) zeigt für den Bezirk Murtal seit 50 Jahren eine Bevölkerungsabnahme.

Abbildung 2: Bevölkerungsentwicklung im Bezirk Murtal



Für die Entwicklung der Szenarien für das Jahr 2040 wird eine Stabilisierung der Bevölkerungszahl auf dem Niveau von 2020 angenommen, welche u.a. mit der Schaffung neuer Arbeitsplätze im Bereich der Energiewendeaktivitäten und anderen Maßnahmen der Regionalentwicklungsorganisation erzielt werden soll.

Die Energiewende wird über die bekannten groben Schritte modelliert:

- Reduktion des Energiebedarfs
- Ersatz der nicht wegzubringenden fossilen Energieträger durch erneuerbare Optionen

Grundlagen der Optimierung des zukünftigen Wärmesektors

Bei der Optimierung des Energiesystems ist es wichtig jene Systeme mit hoher Effizienz bzw. hohem Synergienutzen auf den Bedarf abzustimmen. Nicht jede erneuerbare Nutzung ist gleich

nachhaltig. Einfache Wirkungsgradabschätzungen wie Tabelle 4 und Tabelle 5 zeigen, dass insbesondere die Herstellung synthetischer bzw. „grüner“ Brennstoffe (Wasserstoff, grünes Methan, ...) mit ihren Effizienzverlusten möglichst sparsam angewendet werden müssen, um den Verbrauch an Primärstrom aus Wind und PV nicht zu stark in die Höhe schnellen zu lassen. Beispielsweise benötigt ein Brennwert-„Grüngaskessel“ die 5-fache Menge Primärenergie im Vergleich zu einer strombetriebenen Wärmepumpe, um die gleiche Menge Niedertemperaturwärme zu erzeugen.

Tabelle 4: Primärenergieaufwand für die Erzeugung von 1kWh Niedertemperaturwärme (Heizung, Warmwasser; Quelle: eigene Berechnungen IB Wind)

Wärmepumpe mit Primärstrom betrieben	0,3kWh-Strom → Wärmepumpe → 1 kWh Wärme
Widerstandsheizung mit Primärstrom	1 kWh Strom → Widerstandheizung → 1 kWh Wärme
Gas-Brennwertkessel („grünes Methan“)	1,62 kWh Strom → 0,97kWh Methan → Brennwertkessel → 1kWh Wärme
Wärmepumpe Strom aus Rückverstromung („Dunkelflaute“)	1,08 kWh Strom → 0,65kWh Methan → BHKW → 0,3kWh-Strom → Wärmepumpe → 1 kWh Wärme Bonus: das BHKW liefert noch weitere 0,3kWh Wärme in ein Fernwärmenetz
Widerstandsheizung Strom aus Rückverstromung („Dunkelflaute“)	1,8 kWh Strom → → 1 kWh Wärme Denn: 3,6 kWh Strom → 2,16 kWh Methan → BHKW → 1kWh-Strom (+ 1 kWh-Wärme) → Widerstandsheizung → 1 kWh Wärme Bonus: Das BHKW liefert zusätzlich noch weitere 1 kWh Wärme in ein Wärmenetz, daher beträgt der Primärenergieaufwand 1,8 kWh
Pelletsheizung (Brennwert)	1,03 kWh Biomasse → 1 kWh Nutzwärme

Tabelle 5: Primärenergieaufwand für die Erzeugung von 1kWh Hoch- oder Mitteltemperaturwärme (Quelle: eigene Berechnungen IB Wind)

Widerstandsheizung mit Primärstrom	1 kWh Strom → Widerstandsheizung → 1 kWh Wärme
Gaskessel („grünes Methan“)	1,74 kWh Strom → 1,04 kWh Methan → Gaskessel → 1kWh Wärme
Widerstandsheizung Strom aus Rückverstromung („Dunkelflaute“)	1,8 kWh Strom → → 1 kWh Wärme Denn: 3,6 kWh Strom → 2,16 kWh Methan → BHKW → 1kWh-Strom (+ 1 kWh-Wärme) → Widerstandsheizung → 1 kWh Wärme Bonus: Das BHKW liefert zusätzlich noch weitere 1 kWh Wärme in ein Wärmenetz, daher beträgt der Primärenergieaufwand 1,8 kWh
Biogas/Biomasse	1,18 kWh Biomasse → 1 kWh Nutzwärme

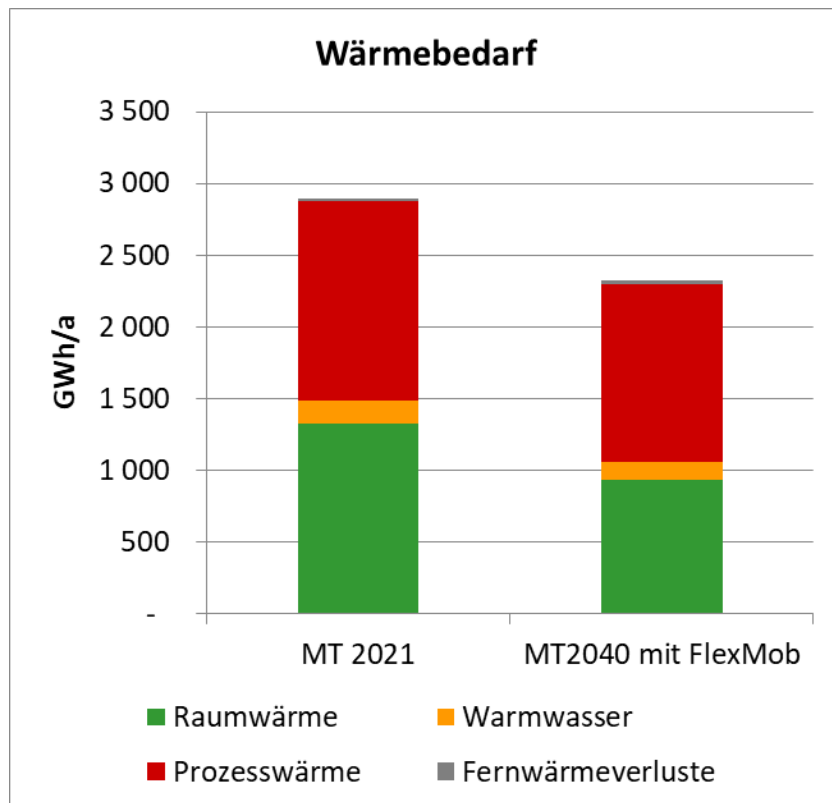
Im Folgenden werden Bedarf und Aufbringung für die Bereiche Wärme, Mobilität und Strom für das IST- und das Szenario „2040 mit FlexMob“ dargestellt. Für das Jahr 2040 wird die netzdienliche Einbindung der Speicher der E-Autos berücksichtigt, welche im Bez. Murtal den größten Beitrag zum Ausgleich der Residuallast und zur Lastglättung von kurzzeitigen (bis 24 Stunden) Netzbelastungsspitzen leisten werden.

Wärmebedarf

Tabelle 6: Entwicklung des Wärmebedarfs für den Bezirk Murtal 2020 bis 2040 (Quelle: eigene Berechnungen IB Wind)

	MT 2021	MT2040 mit FlexMob
	GWh/a	
Raumwärme	1 327	929
Warmwasser	160	128
Prozesswärme	1 388	1 235
Fernwärmeverluste	17	32
Summe	2 893	2 325

Abbildung 3: Entwicklung des Wärmebedarfs für den Bezirk Murtal 2020 bis 2040 (eigene Darstellung)



Die Wärmebedarfsreduktion bis 2040 wird durch folgende Maßnahmen modelliert:

- Gebäudedämmung:
87% der Gebäude haben zumindest Niedrigenergiehausstandard, der Rest ist teilsaniert (z.B. denkmalgeschützte Gebäude)
- Effizienzsteigerung Warmwasserbedarf:
Dämmung von Verteilsystemen
- Raumwärme im Nicht-Wohnbereich sowie bei der Prozesswärme:
30% für Handel, Tourismus, Landwirtschaft, 20% übrige Sektoren
- Fernwärmeverluste:
Wegen des Fernwärmeausbaus zur Nutzung industrieller Abwärme von KWKs und Prozessen werden Fernwärmeverluste um 50% größer

Weil sich der Raumwärmebedarf verringert, sich aber die Leistung zentraler KWKs vergrößert, muss das Fernwärmenetz expandiert werden, wie in der folgenden Tabelle 7 dargestellt.

Tabelle 7: Fernwärmenetz 2020 und Ausbau 2040

<i>Längenangaben: Trasse + Anbindung</i>	<i>MT 2020 [m] 35% davon Anbindung</i>	<i>MT 2040 mit Flex. Mob. [m] 40% davon Anbindung</i>
Bioenergie Aichfeld/Pöls mit Verteilnetzen	50.000	100.000
Weitere Netze	40.000	60.000

Zusammengefasst nach Sektoren stellt sich die Entwicklung des Wärmebedarfs folgendermaßen dar:

Tabelle 8: Entwicklung des Wärmebedarfs in den Sektoren

	MT 2021	MT2040 mit FlexMob
	MWh/a	
Wohnen	627 402	316 786
Produktion	1 992 087	1 792 878
Handel	15 056	10 539
Tourismus	134 111	93 812
Landwirtschaft	674	472
Dienstleistungen	71 537	50 041
Krankenhäuser und Pflegeheim	29 503	23 589

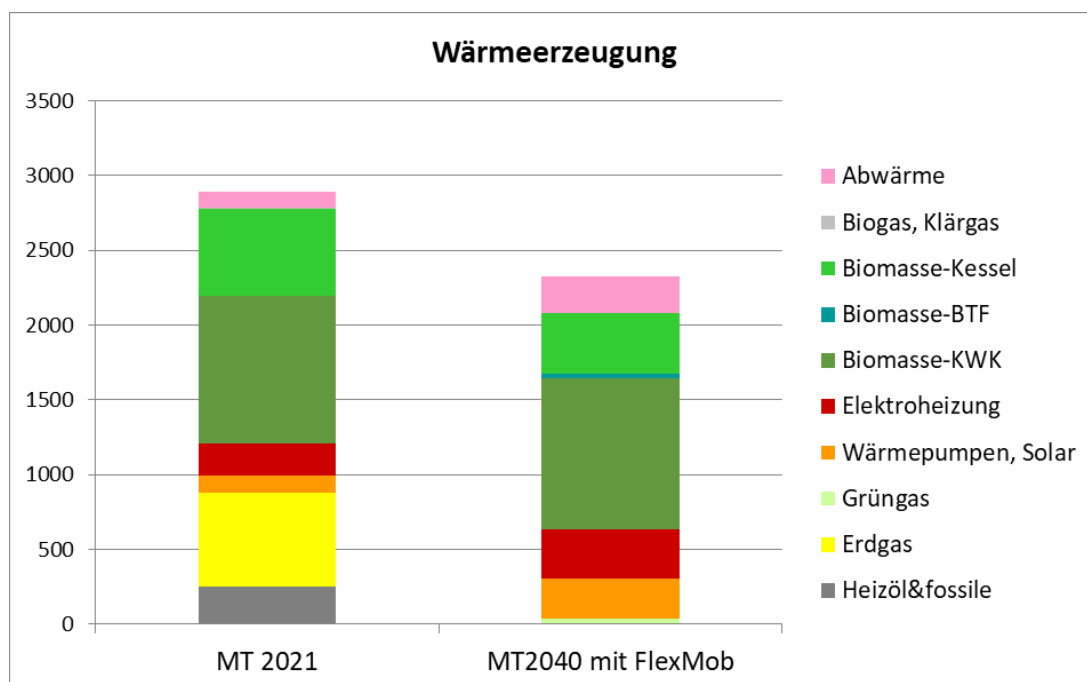
Wärmeerzeugung

Bei der Wärmeerzeugung gibt es im Wesentlichen eine Umsetzung der grundlegenden Strategien „Raus aus Öl, Gas und anderen fossilen Energieträgern“. Ersatzenergieträger sind in erster Linie Strom und Biomasse.

Tabelle 9: Entwicklung der Wärmeerzeugung 2020 - 2040

Wärmeerzeugung	MT 2021	MT2040 mit FlexMob
	GWh/a	
Heizöl&fossile	250	0
Erdgas	630	0
Grüngas		35
Wärmepumpen, Solar	114	269
Elektroheizung	217	328
Biomasse-KWK	985	1010
Biomasse-BTF	0	35
Biomasse-Kessel	583	403
Biogas, Klärgas	5	2
Abwärme	109	243
Summe	2893	2325

Abbildung 4: Entwicklung der Wärmeerzeugung für den Bezirk Murtal 2020 bis 2040 (eigene Darstellung)



Biogas, Klärgas, Grüngas:

Synthetisches „Grüngas“ und Wasserstoff werden wegen der zuvor beschriebenen geringen Effizienz auf ein Minimum beschränkt. Ein minimaler Restbedarf an Gas wird überwiegend mit lokal erzeugtem Biogas, Klärgas bzw. Holzgas gedeckt. Derzeit sind die größeren Gemeinden ans Erdgasnetz angeschlossen. Diese Gemeinden haben 74% Anteil an der Bevölkerung des Bezirks. Dennoch wird ein Ersatz von Erdgas hauptsächlich durch Strom- und Biomasse als Ziel definiert. Die bestehende Biogasanlage und eine Klärgasanlage sollen das Gas nicht wie bisher verstromen, sondern in das Netz einspeisen.

Wärmepumpen:

Thermisch sanierte Gebäude kommen in der Regel mit einer Vorlauftemperatur bis 55°C aus. Somit können hier verbreitet Wärmepumpen eingesetzt werden. Die Wärmepumpen sollen 2040 2,5-mal so viel Wärme (266 GWh/a) erzeugen wie 2020. Um diesen Anstieg zu ermöglichen, müssen die Förderrichtlinien dahingehend geändert werden, dass auch Anlagen in thermisch sanierten Gebäuden mit Vorlauftemperaturen bis 60°C gefördert werden.

Elektroheizungen:

Hier spielt sich ein radikaler Umbau ab, auch wenn die in Tabelle 9 genannten Zahlen nach einem wenig dramatischen Rückbau aussehen: Die derzeitigen Elektroöfen (Nachspeicher, Konvektoren) sollen aus exergetischen Gründen durch Wärmepumpen, Fernwärme und Biomasse ersetzt werden. Im industriellen Bereich werden neue Elektroöfen, Induktionsöfen gezielt die Hochtemperaturanwendungen abdecken, um dort Gas, Öl zu ersetzen.

Biomasse:

Das Biomassepotenzial des Bezirks wird auf 1320 GWh/a geschätzt. Ein Teil der Waldflächen ist lagebedingt nicht erschließbar oder dient als Schutzwald. Es soll in Zukunft die Hierarchie - zuerst stoffliche Verwertung und erst dann die energetische Verwertung - umgesetzt werden. Besondere Berücksichtigung erfordert die Zellstoffproduktion, welche Biomasse für die stoffliche Verwertung in den Bezirk importiert. Der derzeitige energetische Biomasseinput ist weit höher als das lokale Biomassepotenzial. Davon werden rund 2,2 Mio. Fm Holz (ca. 4000 GWh/a) im Zellstoffwerk verarbeitet, wo etwas weniger als die Hälfte stofflich in Form von Zellstoff und Papier verwertet und exportiert wird. Der Rest steht in Form von biogenen Reststoffen -darunter hauptsächlich Schwarzlauge, welche in einer stromgeführten KWK verwertet wird. Die erzeugte Wärme wird zum Großteil innerbetrieblich für Prozesswärme verwendet, Abwärme aus der Zellstoff- und Papierproduktion wird über ein Fernwärmenetz von Pöls über Judenburg, Fohnsdorf, Zeltweg bis Knittelfeld verfügbar gemacht werden. Insbesondere außerhalb der Heizperiode kann ein großer Teil der Abwärme mangels Wärmeabnahme nicht verwertet werden. Im Bezirk gibt es noch 23 weitere Nahwärmenetze, wo die Wärme derzeit bei den Einzel-Biomasseanlagen mit Kessel erzeugt wird. Bis 2040 wird die Verwertung im Kessel reduziert, während die Verwertung in KWKs angestrebt wird. Zukünftig erfolgt die Grundlastdeckung überwiegend mit wärmegeführten KWKs. Die Änderung auf wärmegeführten (saisonalen) Betrieb ist mit einer Reduktion der Volllaststunden von derzeit 8000 h/a auf unter 4000 h/a verbunden. Dazu wurde eine Heizlastabdeckung von 30% angenommen.

Die wirtschaftliche Herausforderung ist das Erreichen eines kostendeckenden Betriebs bei gleichzeitigem Festhalten am wärmegeführten Betrieb. Hierfür müssen jedenfalls Rahmenbedingungen bzw. Förderanreize erst geschaffen werden. Ein Vorteil der wärmegeführten

Betriebsweise ist, dass auch der Schwerpunkt der Stromerzeugung in die Heizperiode verlagert wird und somit die Winterschwäche der Photovoltaik und Wasserkraft kompensiert.

Abwärme:

Die in industriellen Prozessen anfallende Abwärme wird bereits derzeit teilweise über die Fernwärmeleitung von Pöls über Judenburg, Fohnsdorf, Zeltweg bis Knittelfeld genützt. Aufgrund der Gaspreisteuerung ist die Nachfrage nach Fernwärmeanschlüssen sehr hoch. Mit dem Anschluss einiger wichtiger Betriebe kann die Abwärmenutzung vor allem außerhalb der Wärmeperiode von 109 GWh/a auf rund 200 MWh/a gesteigert werden. Weitere Anschlüsse an das Fernwärmenetz werden bis 2040 gebaut werden. Aufgrund der Gebäudesanierung muss jedoch auch angenommen werden, dass trotz der steigenden Zahl der Anschlüsse, der Wärmeabsatz im Wohnbereich nicht mehr wesentlich vergrößert wird. Entscheidend für die Abwärmenutzung ist, dass Biomasse-KWKs und Holzdiezel/Holzgas-Anlagen im Sommer keine zusätzliche Wärme produzieren; diese würde die Abwärmenutzung verdrängen.

Mobilität

Die Mobilität umfasst Personenverkehr, Güterverkehr, Zugmaschinen und den weiteren Verkehr (z.B. LKWs, Bundesheer, ...). Der Flugverkehr wird anteilmäßig der Bevölkerung zugeordnet, auch wenn er sich nicht im Bezirk abspielt.

Aktuell ist Diesel mit einem Anteil von ca. 55%, der bei weitem dominanteste Energieträger in der Region. Elektroantriebe spielen derzeit nur bei der Bahn und bei LKWs eine wesentliche Rolle.

Das Ziel für 2040 lautet: Wo immer es möglich ist, sollte der direkte Strombetrieb aus dem Netz bzw. über Batterien eingesetzt werden. Beim Flugverkehr ist in absehbarer Zeit nicht mit Batteriebetrieb zu rechnen. Eine Reduktion des Flugverkehrs ist im Kurzstreckenbereich anzustreben. Die unvermeidlichen Flüge müssen mithilfe von Elektrokerosin durchgeführt werden, um hier die CO₂-Emissionen zu reduzieren.

Auch bei Schwerverkehr und Zugmaschinen lässt sich nicht alles durch Stromlösungen ersetzen. Eine geringfügige Verbesserung könnte der Einsatz von Brennstoffzellen und Wasserstoff bringen. Wegen der Geringfügigkeit der Wirkungsgradsteigerung wird auf eine eigene Darstellung dieser Strategie verzichtet.

Eine wesentliche Erleichterung im Schwerverkehr könnte die Installation von Oberleitungen auf Autobahnen, wodurch LKWs mit Strombetrieb aus der Oberleitung den Großteil der Transportwege bewältigen könnten. Die verbleibenden kurzen Regionalstrecken sind Batterie-Lösungen leichter möglich. Diese Strategie kann nicht im Bezirk gelöst werden und erfordert zumindest internationale Abstimmungen. EU-weite Lösungen könnten diese wichtige Strategie voranbringen. In diesem Szenario wurde diese nicht berücksichtigt. Im Vergleich zu REMUK wurde ein etwas höherer Anteil an Batterie-Fahrzeugen im Transportbereich angenommen, weil sich das Angebot von LKW-Produzenten in diese Richtung entwickelt und verbessert.

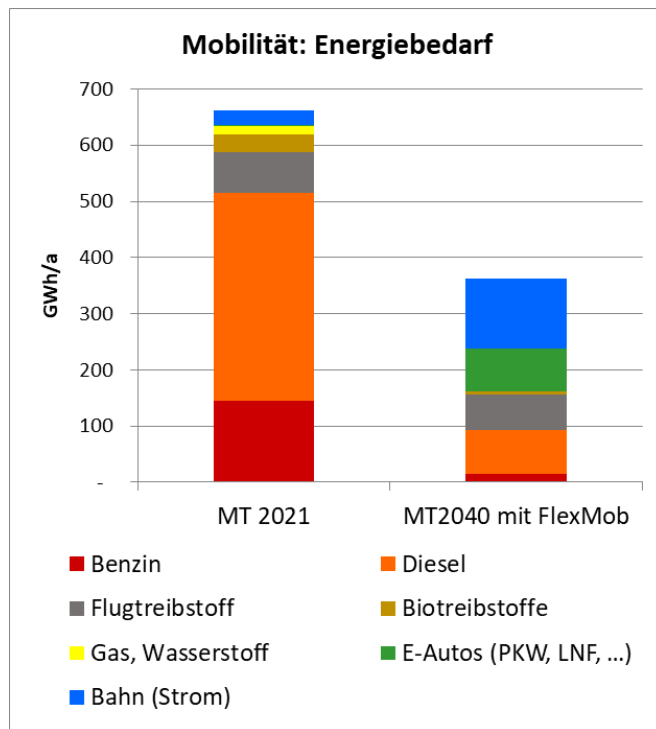
Folgende Maßnahmen tragen dazu bei, dass der Energiebedarf des Mobilitätssektors auf rund 50% reduziert wird:

- weitgreifende Elektrifizierung des Mobilitätssektors
- Ausbau öffentlicher Verkehr
- Güterverkehr teilweise auf die Schiene verlagern
- Fahrgemeinschaften im PKW-Verkehr

Tabelle 10: Entwicklung des Energiebedarfs der Mobilität für den Bezirk Murtal 2020 bis 2040

Mobilität	MT 2021	MT2040 mit FlexMob
	GWh/a	
Benzin	145	16
Diesel	370	78
Biotreibstoffe	31	6
Flugtreibstoff	73	62
Gas, Wasserstoff	15	1
E-Autos (PKW, LNF, ...)	0,33	76
Bahn (Strom)	26	124
Gesamt	661	362

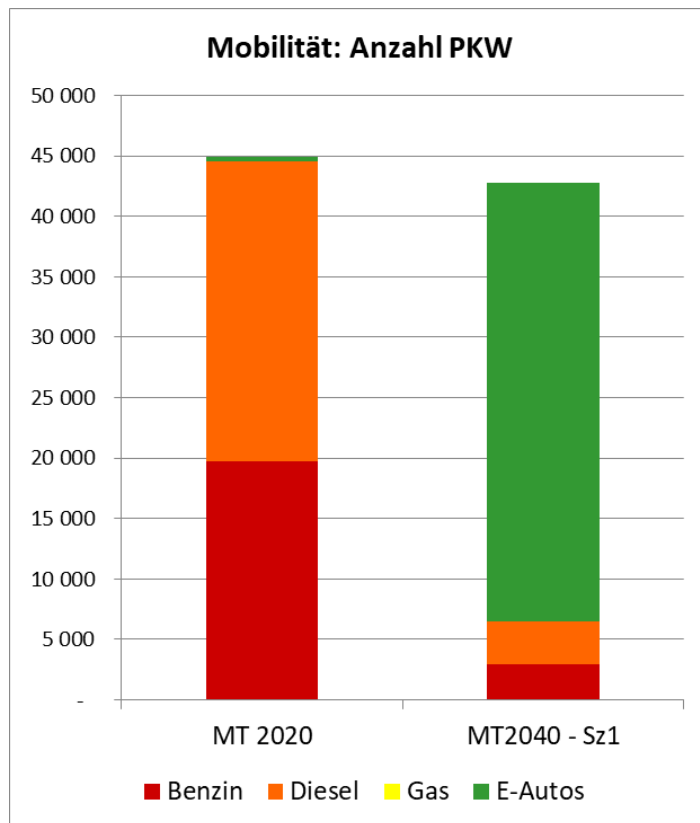
Abbildung 5: Entwicklung des Energiebedarfs der Mobilität für den Bezirk Murtal 2020 bis 2040 (eigene Darstellung)



Personenverkehr:

Der Personenverkehr wird die umfassendste Änderung erfahren – mehr öffentlicher Verkehr, weg vom Verbrennungsmotor hin zu batteriebetriebenen PKWs. Bis 2040 sollen 85% der PKWs elektrisch betrieben werden. Und auch bei privaten PKWs soll die durchschnittliche Insassenanzahl von 1,1 auf 1,4 durch betriebliche und private Fahrgemeinschaften angehoben werden, sodass auch auf diese Weise eine Verbrauchsreduktion realisiert werden kann.

Abbildung 6: Entwicklung der Anzahl der PKWs für den Bezirk Murtal 2020 bis 2040 (eigene Darstellung)



Ein weiteres Ziel im Personenverkehr ist das Forcieren des öffentlichen Verkehrs: Busse und Bahn werden 2040 um 75% mehr Personenkilometer leisten bei einer gleichzeitigen Einsparung von 10% durch technische Effizienzsteigerung. 60% der Busse fahren elektrisch auf jenen Linien, wo die begrenzte Reichweite nicht störend ist, bzw. zwischendurch immer wieder Pausen zum Nachladen genutzt werden können. Die Elektrifizierung der Bahn wird von 74% auf 98% gesteigert.

Tabelle 11: Entwicklung der Fahrzeugkilometer bzw. Personenkilometer für den Bezirk Murtal 2020 bis 2040

	MT 2021	MT2040 mit FlexMob
Fahrzeugkilometer	km	
Busse	1.627.727	2.849.613
Bahn	1.008.056	1.764.098
Personenkilometer	Pkm	
Busse	26.857.492	47.018.612
Bahn	100.805.600	176.409.800

Güterverkehr:

75% der leichten Nutzfahrzeuge (LNF) fahren elektrisch, bei gleicher Anzahl von Fahrzeugen. Diese erledigen lokale Zubringer- und Verteildienste. LKW, Sattelschlepper werden mit 100% Elektrokraftstoffen betrieben (Oberleitungen auf Autobahnen wären besser – sind jedoch nicht auf regionaler Ebene einzuführen). Im Modell nicht berücksichtigt ist der Einsatz von E-Antrieben für LKW, Sattelschlepper. Diese könnten auch eine Effizienzsteigerung schaffen, wenn die LKW-Produzenten ihre Ambitionen zum E-Antrieb umsetzen können. Effizienzsteigerung bis 2040: bei Elektrokraftstoffen -10%, Strom -5%. Mit einer Verlagerung von 40% des Güterverkehrs von LKW auf die Schiene wird eine weitere Herausforderung gestellt.

Zugmaschinen:

Der hohe Leistungsbedarf von Zugmaschinen und die langen Einsatzdauern lassen eine Umrüstung auf Batterieantrieb nicht in attraktiver Form zu. Die mit Biodiesel und Elektrotreibstoffen angetriebenen Zugmaschinen sind 2040 um 10% effizienter.

Tabelle 12: Entwicklung der Anzahl von Fahrzeugen für den Bezirk Murtal 2020 bis 2040

	MT 2021	MT2040 mit FlexMob
	Anzahl KFZ	
LNF Benzin	154	7
LNF Diesel	1.277	551
LNF Gas	1	1
LNF Strom	1	1509
LKW N2	74	20
LKW N3	230	61
Sattelschlepper	67	18

Tabelle 13: Entwicklung der Anzahl von Zugmaschinen für den Bezirk Murtal 2020 bis 2040

	MT 2021	MT2040 mit FlexMob
	Anzahl	
landwirtschaftliche Zugmaschinen	200	200
gewerbliche Zugmaschinen	223	134
Energiebedarf, GWh/a	33	19

Strombedarf

Der Strombedarf wird einerseits durch Effizienzmaßnahmen reduziert: -10% Handel, Landwirtschaft, Tourismus, -6% Wohnen, -5% restliche Sektoren.

Tabelle 14: Entwicklung des Strombedarfs nach Sektoren für den Bezirk Murtal 2020 bis 2040

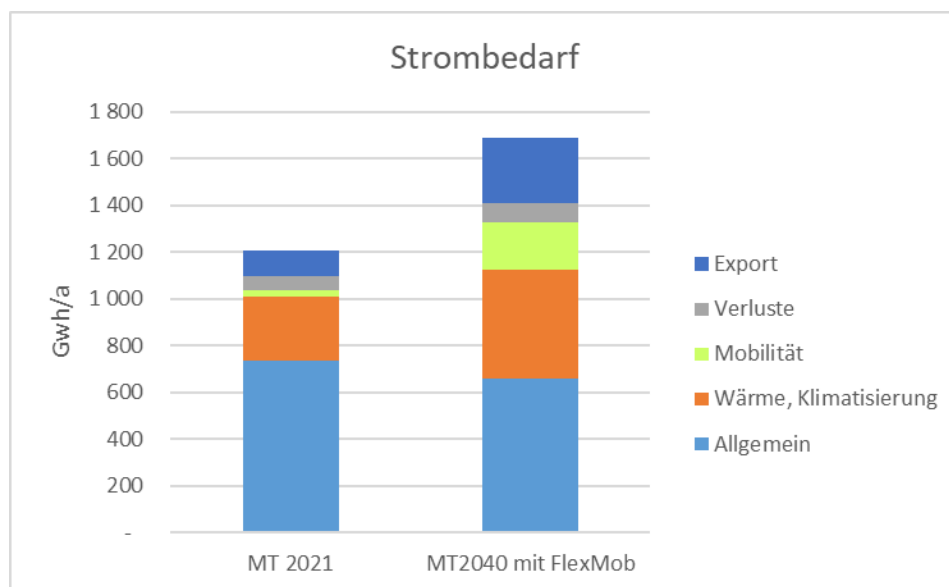
	MT 2021	MT2040 mit FlexMob
	GWh/a	
Wohnen	119 437	113 465
Produktion	508 795	483 555
Handel	38 581	34 723
Tourismus	41 192	37 072
Landwirtschaft	123	111
Dienstleistungen	18 501	16 651
Krankenhäuser und Pflegeheim	17 015	15 347
Straßenbeleuchtung	5 608	3 576
Bäder	1 200	1 080
Abwasserreinigungsanlage	5 016	4 500

Durch das Erschließen neuer Stromanwendungen in der Mobilität bzw. am Wärmesektor (Wärmepumpen, industrielle E-Heizungen) als Ersatz von Fossilenergieanwendungen wird der Strombedarf bis 2040 insgesamt um etwas mehr als 10% ansteigen. Aufgrund der dadurch gewonnenen Effizienz ist der Strombedarfsanstieg viel kleiner als die damit ersetzte fossile Energie.

Tabelle 15: Entwicklung des Strombedarfs für den Bezirk Murtal 2020 bis 2040

	MT 2021	MT2040 mit FlexMob
	GWh/a	
Allgemein	737	659
Wärme, Klimatisierung	273	468
Mobilität	26	200
Verluste	58	85
Export	112	280
Summe	1 207	1 691

Abbildung 7: Entwicklung des Strombedarfs für den Bezirk Murtal 2020 bis 2040 (eigene Darstellung)



Stromerzeugung

Derzeit wird ca. ein Drittel des Strombedarfs außerhalb des Bezirks erzeugt und über Hochspannungsleitungen in die Region transportiert. Ein umfassender Ausbau der erneuerbaren Potenziale ermöglicht, dass der Strombedarf in der Jahresbilanz innerhalb des Bezirks erzeugt werden kann.

Tabelle 16: Entwicklung der Stromerzeugung für den Bezirk Murtal 2020 bis 2040

	MT 2021	MT2040 mit FlexMob
	GWh/a	
Wasserkraft	400	475
Wind	95	317
Photovoltaik	49	372
Biomasse	333	341
Biogas, Klärgas	6	1
Fossil	28	-
Import	297	202
Summe	1207	1707
davon Speicherverlust		16

Ausbau der erneuerbaren Potenziale:

Im Vergleich zu REMUK musste festgestellt werden, dass der Ausbau von Wind PV noch ambitionierter erfolgen muss.

Wasserkraft:

Revitalisierung bestehender Kraftwerke (Großteils an der Mur. Alleine die Revitalisierung des Stadtkraftwerkes Judenburg bringt nach dem Umbau eine Engpasseleistung von 6,3 MW und ein Regelarbeitsvermögen von 30 GWh) bringen eine Steigerung der Jahresproduktion von 400 GWh/a auf 475 GWh/a.

Windkraft:

Neue Windparks z.B. Gaal wurden bereits von Investoren publiziert. Einige andere müssen noch in Planung genommen werden. Ziel sollte ein Ausbau auf knapp über 300 MWh/a sein.

Photovoltaik:

Ehrgeiziger Ausbau auf Dachflächen, Parkplätzen aber auch Freiflächenanlagen auf landwirtschaftlich ungenutzten bzw. Böden mit niedrigster Fruchtbarkeit, ermöglichen einen Ausbau auf 372 GWh/a (das 7,5-Fache von 2020).

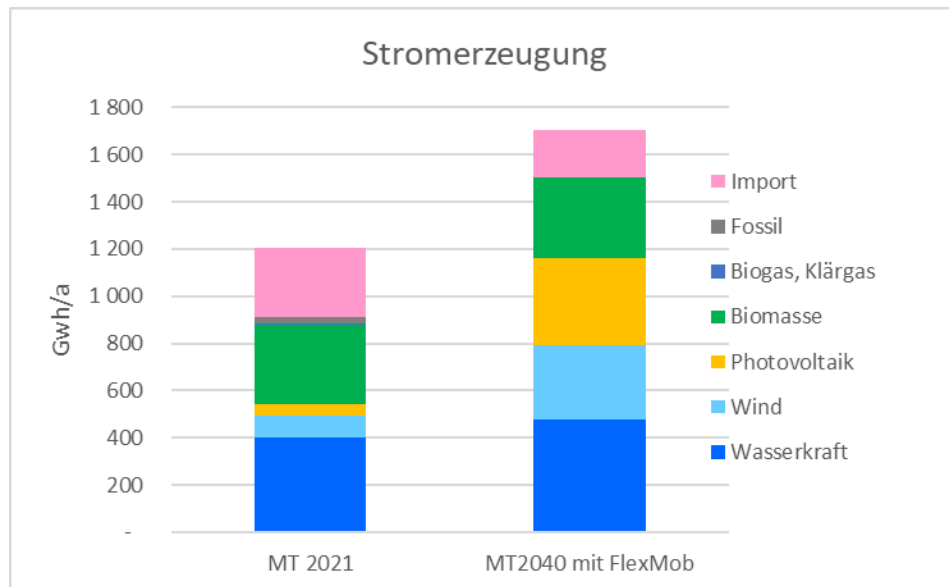
Biomasse:

Neue BHKW im industriellen Bereich und in Fernwärmeprojekten, möglicherweise auch im Wohnbau (neue Technologien im Kleinleistungsbereich) in wärmegeführter Betriebsweise werden weitere 341 GWh/a zur Stromaufbringung beisteuern. Dieser Wert stellt eine obere Grenze dar, weil hier das Ziel gesetzt wird, die anfallende KWK-Wärme nutzbringend und vollständig zu verwerten.

Biogas/Klärgas:

Derzeit gibt es eine größere Biogasanlage auf Basis von NAWAROs, welche zusammen mit der Klärgasnutzung 5,6 GWh/a Strom erzeugen. Zukünftig wird die Biogasproduktion in etwa verdoppelt. Das gewonnene Gas wird jedoch nicht sofort verstromt, sondern zu Biomethan aufbereitet und über das Gasnetz als „Grüngas“ als teilweiser Ersatz von Erdgas verwertet. Damit werden 22 GWh/a Biomethan ins Gasnetz eingespeist. Die Stromproduktion wird somit beschränkt (1,2 GWh/a).

Abbildung 8: Entwicklung der Stromerzeugung für den Bezirk Murtal 2020 bis 2040 (eigene Darstellung)



Sektorkopplung E-Mobilität – Stromspeicherung:

Im Bezirk Murtal gibt es derzeit keine (Pump)Speicherwasserkraft. Auch in Zukunft sind keine Pumpspeicher im Bezirk geplant. Um jedoch den volatil erzeugten Strom mit dem Bedarf besser aufeinander abstimmen zu können, werden E-Fahrzeug an privaten Ladestationen bzw. auf Parkplätzen mit einem flexiblen bidirektionalen Lademanagement angebunden. Die hohe Lebensdauer neuer Li-Akkus ermöglicht die bidirektionale Mitverwendung des Akkus zur Netzregelung, ohne die Einsatzdauer des E-Autos zu limitieren. Eine genaue Simulation dieser Sektorkopplung ist Schwerpunkt im Reallabor. Es wurde das Potenzial für den Abgleich der Residuallast und zur Glättung zu hoher Netzbelastungen durch die volatile Energieproduktion untersucht.

Elektrokraftstoffe (E-Fuel, PowerToFuel):

Die Herstellung von Elektrotreibstoffen sollte flexibel in das gesamte Energiesystem eingebunden werden, um überschüssige Energie aus PV und Wind zu verwerten. Der Wirkungsgrad der sogenannten PowerToFuel (PTF)-Verfahren wurde mit 56% angenommen (lt. Sterner 2014 können aus 1 kWh Strom zwischen 0,5 bis 0,65 kWh Treibstoff erzeugt werden). Der Bezirk Murtal benötigt für die Mobilität 155 GWh/a Treibstoffe und ein Restbedarf an Grüngas mit 36 GWh/a, welche durch

Biogas zur Hälfte selbst gedeckt werden. Summiert ergibt sich ein Bedarf an Elektrotreib- und Brennstoffen von 174 GWh/a, zu deren Herstellung 310 GWh/a Strom benötigt werden.

PTF-Anlagen sollten flexibel ins Energiesystem eingebunden werden, um Stromüberschüsse zu verarbeiten. Dies würde einen noch höheren Ausbau der Stromproduktion erfordern. Aufgrund des hohen spezifischen Energiebedarfs im Bezirk ist der erforderliche Ausbau von Wind und PV-Anlagen Herausforderung genug (Bemerkung: der Energiebedarf ist durch die Nachschärfung größer geworden, als zum Zeitpunkt des Antrags bekannt war). Daher werden PTF-Anlagen vermutlich außerhalb des Bezirks betrieben werden, weil im Bezirk Murtal zeitweise Stromüberschüsse anfallen, die besser in Gebieten geleitet werden, wo PTF-Anlagen aufgrund häufiger Stromüberschüsse betrieben werden.

Tabelle 17: Strombedarf für PTF-Produkte für den Bezirk Murtal 2040

	GWh/a
Gasbedarf	36
Bedarf flüssiger Treibstoffe	155
Biogas Eigenproduktion	-18
Bedarf PTF-Produkte	174
Strom für PTF-Produkte	310
Stromnettoexport aus Murtal	78
Nicht vom Murtal gedeckt	233

4.2.2 Flexibilisierung – die notwendige Basis für die zukünftige Entwicklung

Bedingt durch den Jahresverlauf von Sonnenenergie und Wasserkraft, hat ein regeneratives Energiesystem typischerweise einen sommerlichen Überschuss und im Winterhalbjahr ein Erzeugungsdefizit - Abbildung 9. Bei kurzzeitiger Betrachtung erzeugen die volatilen Quellen Energieangebote, die nicht mit dem Energieangebot zusammenpassen – siehe Abbildung 10. Dies müssen durch sogenannte Flexibilisierungsmaßnahmen ausgeglichen werden.

Im kurzzeitigen Bereich ist dies leicht möglich:

1. Ein-/Ausschalten von wenig zeitkritischen Verbrauchern
Heizungen, Klimaanlage, E-Autos, unterbrechbare Prozesse
2. Pumpspeicher, Batterien

Der saisonale Ausgleich ist die größere Herausforderung; selbst in Österreich reicht die im Vergleich zu anderen Ländern hohe Kapazität von Speicherkraftwerken nicht aus. Andere effiziente Speicher (z.B. Batterien) sind viel zu teuer und werden mit rund einem Zyklus pro Jahr zudem schlecht ausgenützt.

Abbildung 9: Saisonale Flexibilisierung – der sommerliche Überschuss müsste zur Deckung des Energiedefizits im Winter verwendet werden. Hier sind nur die Schwankungen der Monatsmittelwerte zu sehen. Die kurzzeitigen Schwankungen sind hier nicht ersichtlich.

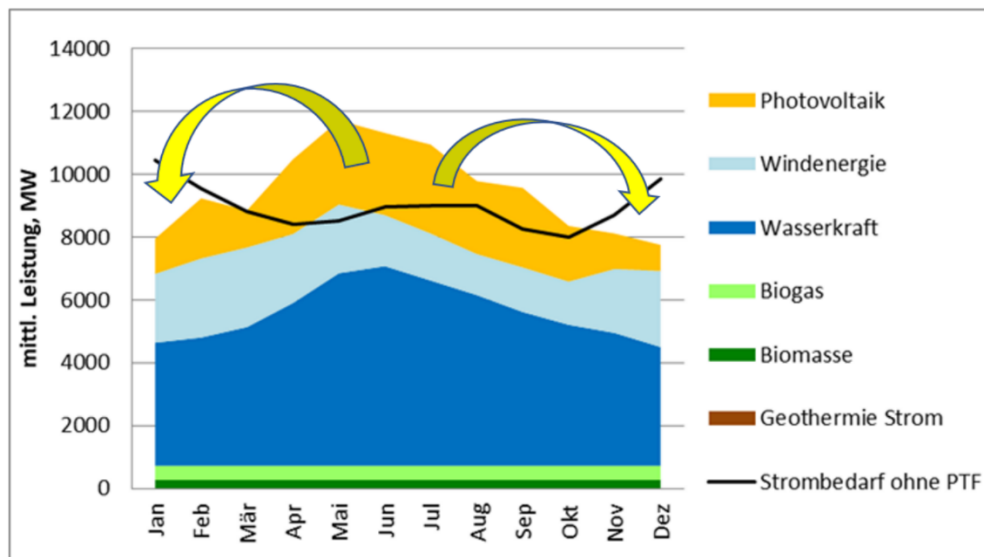
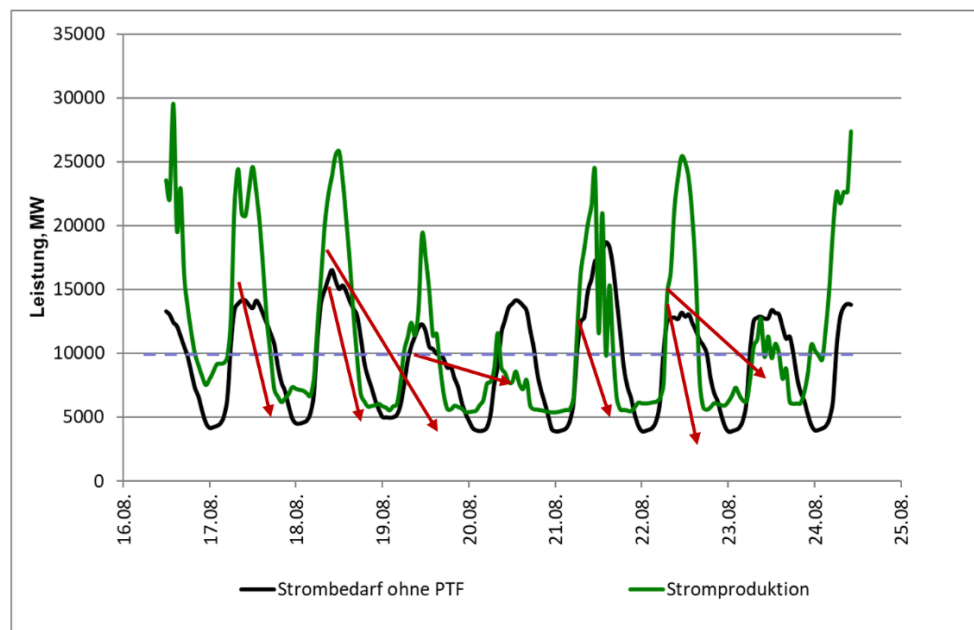
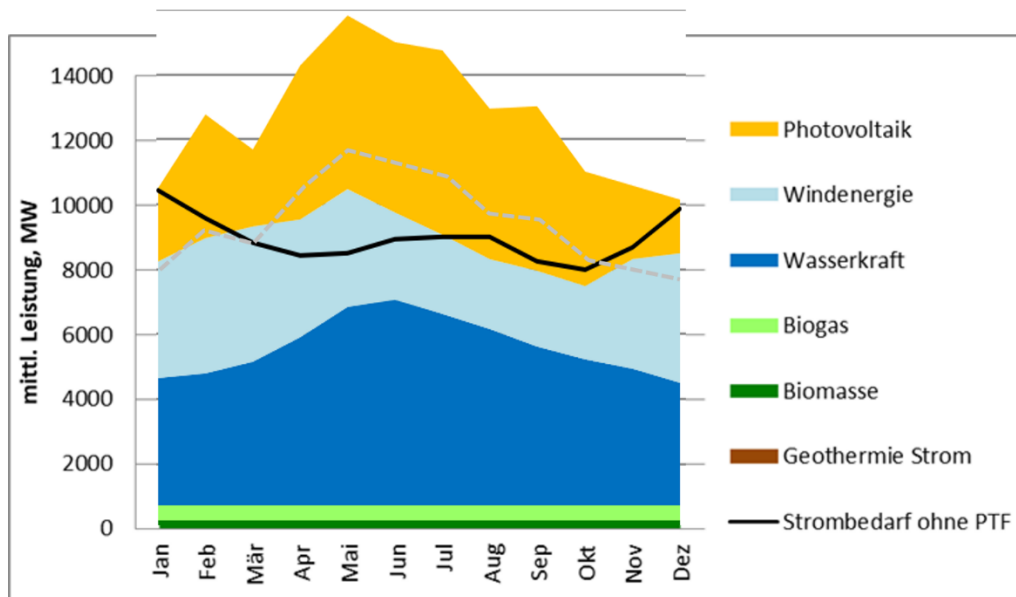


Abbildung 10: Die volatilen Energiequellen Wind, Sonne, Wasserkraft bieten eine Energieangebot an, das meist nicht mit dem Energiebedarf deckungsgleich ist. Überschüsse müssen durch die Flexibilisierung nutzbar gemacht werden, um die Versorgungslücken aufzufüllen.



Wenn wir die Flexibilisierung zu wenig ernst nehmen – vor allem im langfristigen Bereich, dann werden wir gezwungen, die Energieproduktion so weit zu erhöhen, dass wir auch in den energieschwächsten Monaten ausreichend Energie produzieren. Somit erzeugen wir im Sommerhalbjahr noch größere Überschüsse - siehe Abbildung 11.

Abbildung 11: Mit einer Steigerung der Energieproduktion können die Defizite in den Wintermonaten zumindest in den Monatsmittelwerten ausgeglichen werden. Die sommerlichen Überschüsse wachsen an und „gehen durch die Decke“.



PowerToFuel: Mit überschüssigem Strom wird mittels Elektrolyse Wasserstoff erzeugt, der direkt für stoffliche Verwertungen und energetische Anwendungen flexibel eingesetzt werden kann. Wegen der geringen Energiedichte entstehen bei Speicherung und Transport erhebliche Verluste. Daher kann es besser sein, Wasserstoff mit CO₂ in einer sogenannten Carbonisierungsreaktion in Energieträger und chemische Rohstoffe– z.B. Kerosin oder Methan, Methanol, Ammoniak umzuwandeln.

Zur Lösung des saisonalen Flexibilisierungsproblems bieten sich folgende Optionen an:

Verbrauchsreduktion:

Jede eingesparte Energie verringert die Energiemenge aus Erneuerbaren, welche zukünftig ausgebaut werden muss. Vor allem die Gebäudesanierung spart im Winter Energie. Aber auch die Nutzung von Abwärme im industriellen Bereich hat immer noch ein hohes Potenzial – insbesondere auch im Bezirk Murtal.

Saisonaler / Flexibler Einsatz der Biomasse:

Biomasse ist gespeicherte Sonnenenergie, die saisonal aufwächst, leicht eingelagert werden kann und sich daher als saisonale Flexibilität mit hohem Gesamtwirkungsgrad zur Verfügung steht.

Im Allgemeinen ist außerhalb der Heizperiode das langfristige Energieangebot zu hoch und in der Heizperiode zu niedrig.

Biomasse, Biogas kann daher in der Heizperiode zur Strom- und Wärmeerzeugung in KWK-Anlagen oder zur Treibstoff- + Wärmeerzeugung in BTL bzw. BTG-Anlagen effizient verwertet werden.

Bei Biogasanlagen kann die saisonale Nutzung über die Einspeisung und Speicherung von Biomethan im Gasnetz umgesetzt werden.

Selbst, wenn außerhalb der Heizperiode lokal die Abwärme aus KWK- oder BTL-Anlagen verwertet wird, ist dieser Betrieb für die Energiewende nachteilig: Die Wärme kann in dieser Zeit leicht aus dem Solarenergieüberschuss mit Solarthermieranlagen oder Wärmepumpen (mit PV-Strom) erzeugt werden. Damit wird das ohnehin knappe Biomassepotenzial für den Wintereinsatz geschont.

Das Potenzial der Biomassen ist aber recht knapp bemessen, sodass diese leicht umsetzbare Maßnahme bei weitem nicht ausreichen wird, um Strom und Wärme saisonal auszugleichen. (Wind G., 2020).

PowerToFuel, PowerToChem - Produktion von unverzichtbare Ersatzbrennstoffen, Rohstoffen:

Es muss die Stromproduktion erhöht werden, um zuerst einmal genug Strom für diese Verfahren zu haben. Im ersten Schritt wird mittels Elektrolyse Wasserstoff erzeugt. Diese muss unbedingt flexibel betrieben werden, d.h. sie läuft nur bei Stromüberschuss. Wasserstoff ist in der Metallurgie und als chemischer Grundstoff der Ersatz für fossile Energieträger. Mit Carbonisierungsreaktionen kann Wasserstoff mit CO₂ zu Kerosin, Methan, Methanol oder synthetischen Rohstoffen umgesetzt werden. Für erneuerbaren Flugzeugtreibstoff ist dies der einzige Weg aus der Fossilenergie; es ist noch keine effizientere Alternative absehbar. Wasserstoff ist für den Chemiesektor zur Herstellung von Düngemitteln, Kunststoffen, Metallurgie.

Der flexible Betrieb der Wasserstoffelektrolyse hat zusammen mit dem hierfür erforderlichen Ausbau der Energieproduktion einen weiteren sehr nützlichen Effekt:

Im Winter und bei Dunkelflauten ist die Elektrolyse ausgeschaltet. Die erhöhte Energieproduktion steht zur Verminderung des Energiedefizits voll zur Verfügung.

Diese Verfahren bzw. Sektorkopplungen bringen hohe Beiträge zur saisonalen Flexibilisierung, aber nur dann, wenn die Energie und die Ersatzbrennstoffe in Österreich hergestellt und nicht importiert werden.

Rückverstromung von synthetischem Gas bzw. Brennstoffen:

In Ländern, wo es keine großen Speicherwasserkraftwerke gibt, wird auch diese Möglichkeit trotz des niedrigen Primärenergiewirkungsgrades (25% bis 35%) eingesetzt werden müssen. Grundsätzlich gilt es, die Rückverstromung synthetischer Brennstoffe inkl. Wasserstoff so sparsam wie nur möglich einzusetzen. Simulationen zeigen, dass in Österreich die Rückverstromung vermieden werden kann, wenn die Flexibilisierungspotenziale optimal genutzt werden. (Wind G., 2020)

Wegen des hohen Biomassepotenzials einerseits und der überdurchschnittlich hohen energetischen Verwertung von Biomasse im Bez. Murtal wird im Reallabor der Fokus auf die saisonale Flexibilisierung des Biomasseeinsatzes gesetzt.

Für die kurzfristige Flexibilisierung wird im Reallabor der Fokus auf die Flexibilisierung des Speichermanagements der E-Mobilität gelenkt, welches methodisch auch auf andere Flexibilitäten angewandt werden kann.

4.2.3 Flexibilisierungspotenzial E-Mobilität

In diesem Kapitel wird beschrieben, inwieweit sich Batterien von Elektroautos über die Mobilität hinausgehend für einen Zusatznutzen im Energiesystem als Flexibilität eignen. Zum einen benötigt die Elektromobilität zusätzlich Energie und können zu einer zusätzlichen Netzbelastung werden, wenn die zugehörigen Ladevorgänge neue Lastspitzen verursachen; mit einem flexiblen Lademanagement kann die E-Mobilität wertvolle Beiträge zur Stabilität des Energiesystems beitragen.

Im Folgenden wird untersucht, in welchem Ausmaß die Batterien zeitverschoben geladen werden können, um Produktionsüberschüsse gezielt zu verwerten. Weiters werden zukünftig immer mehr Elektro-Fahrzeuge mit einer bidirektionalen Ladefunktion ausgestattet. Aufgrund derzeit fehlender Anreize aus dem Netz wird hierbei eher an eine Nutzung zur Optimierung des Eigenbedarfs in Einfamilienhäusern gedacht. Mit einem für die Energiewende größeren Nutzen könnte die Autobatterie auch Lastspitzen im Netz glätten.

Im Kap. 5.1.4 werden die Ergebnisse dargestellt, während in den folgenden Unterkapiteln Voraussetzungen, Methodik und Algorithmen beschrieben werden.

Im ersten Schritt wird das Mobilitätsverhalten dargestellt, um darauf aufbauend Zielvorgaben für die Zahl der Elektroautos, welche mit dem Netz verbunden sind, zu entwickeln. Mit dieser Vorgabe kann man die für den Netzregelung zur Verfügung stehende Speicherkapazität berechnen. Zusammen mit den Stundenprofilen für die Stromerzeugung und dem Strombedarf im Jahr 2040 wird mittels Simulation untersucht, welche Potenziale diese Speicherkapazität für den Abgleich der Residuallast und der Glättung von Lastspitzen bietet.

Mobilitätsverhalten und MIV – Jahr 2013-2014

In der letzten umfassenden Mobilitätsstudie „Österreich unterwegs“ wurde das Mobilitätsverhalten der österreichischen Bevölkerung eingehend untersucht (Herry Consult GmbH, 2016). Diese Studie wurde auf Befragungen in den Jahren 2013 und 2014 aufgebaut und ist immer noch das Standardwerk, welches das Mobilitätsverhalten der Österreicher beschreibt. Daraus kann man abhängig von der Tageszeit und Wochentag die Verteilung der Wegstrecken abhängig von Wegzwecken, die Aufteilung auf Modalitäten, Streckenlängen entnehmen. Der PKW hat den dominierenden Anteil am motorisierten Individualverkehr (MIV). Das Mobilitätsverhalten wurde in dieser Studie nach Regionen klassifiziert - Diese sind: Wien, Großstädte, zentrale Bezirke, periphere Bezirke. Der Bezirk Murtal ist den peripheren Bezirken zuzuordnen.

Im Zusammenhang mit der Frage, wie viele Autos zukünftig abhängig von Tageszeit und Wochentag mit dem Stromnetz verbunden sein können, geben folgende Abbildungen und Tabellen eine Einschätzungsbasis.

1. Verteilung des Beginns der Wegstrecken nach Tageszeit gegliedert nach Wegzwecke – siehe Abbildung 12
2. Verteilung der Wegzwecke nach in Abhängigkeit vom Wochentag - Abbildung 13
3. mittlere Weglängen, Wegedauer, Anteil der Lenker, Anteil der Mitfahrer - Tabelle 18
4. PKW-Nutzung - Tabelle 19

Abbildung 12: Verteilung des Beginns der Wegstrecken gegliedert nach Zwecken (Herry Consult GmbH, 2016)

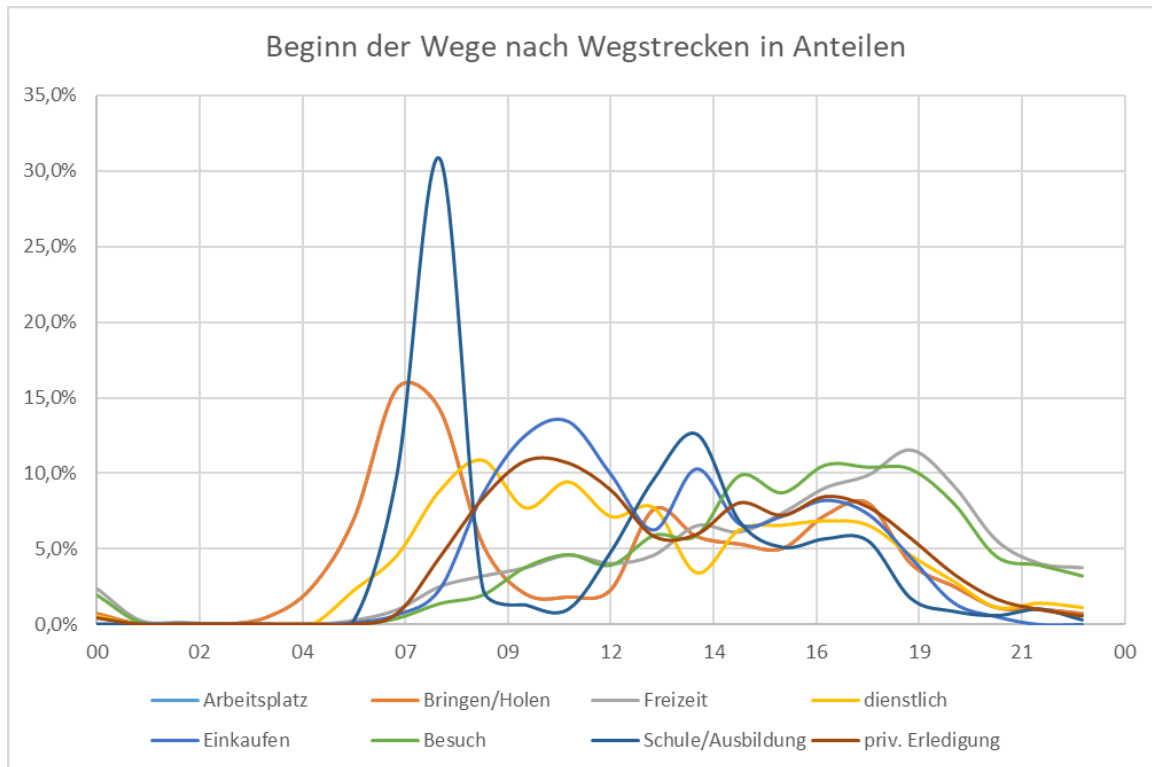


Abbildung 13: Verteilung der Wegzwecke in Abhängigkeit des Wochentags (Herry Consult GmbH, 2016)

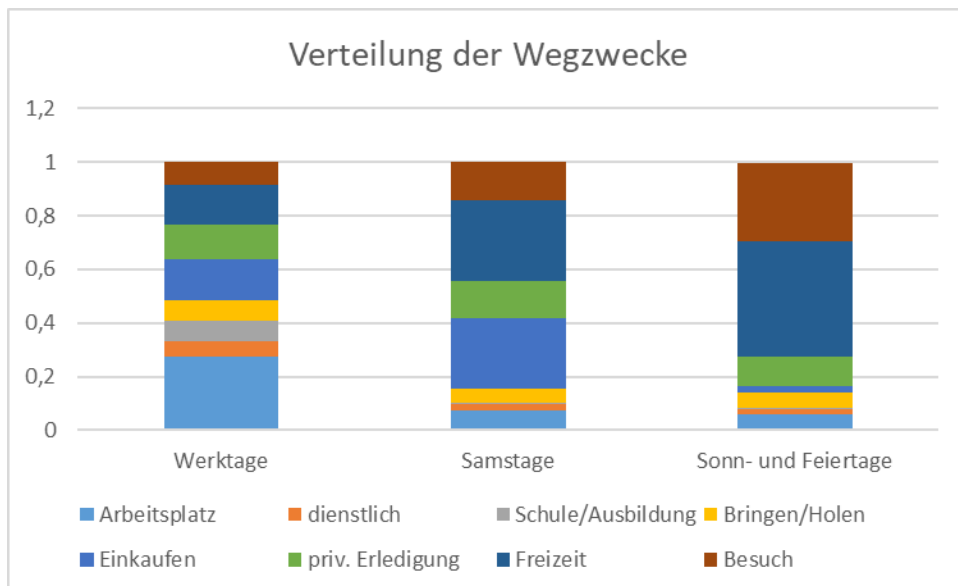


Tabelle 18: Charakteristische Daten zu den Wegen in Österreich (Herry Consult GmbH, 2016)

Österreich		Werktage	Samstage	Sonn- und Feiertage	durchschn. Wochentag
Anzahl Wege pro Tag und Person	Wege/d/P	2,77	2,49	1,87	2,58
mittl. Tageswegedauer	min/d/P	70,3	65,6	57,6	67,5
mittl. Tageswegelänge	km/d/P	35,7	37,3	34,8	35,8
mittl. Dauer pro Weg	min/Weg	25,4	26,3	30,9	26,2
mittl. Länge pro Weg	km/Weg	12,9	15	18,6	13,9
Anteil MIV-Lenker (Modal Spilt) an Wegen		0,468	0,443	0,378	0,454
Anteil MIV-Mitfahrer (Modal Spilt) an Wegen		0,118	0,225	0,271	0,151

Tabelle 19: PKW-Nutzung (Herry Consult GmbH, 2016)

		peripher Bezirke	Österreich
Haushalte mit mind. 1 PKW	PKW/H	85%	79%
Haushalt mit eigenem Stellplatz		94%	86%
Kilometerleistung PKW	km/a/PKW	13800	13265

E-Mobilität im Jahr 2040

Im ReSYS wurde ein Energiesystem für das Jahr 2040 erarbeitet und simuliert. Dieser Datensatz lieferte auch die Profile für Energieproduktion und Energiebedarf in Stundenwerten.

Auf Basis der Bezirksdaten (Tabelle 20) wurde im RESYS der Fahrzeugbestand und Kilometerleistungen festgelegt, welche auch hier übernommen wurden.

Tabelle 20: Daten zum Bezirk Murtal und Schätzungen für 2040

Bez. Murtal:		
Einwohner	71356	
PKW-Bestand, 2021	44916	(Statistik Austria, 2022)
Bestand 2040	42670,2	0,95
Anteil E-PKW, 2040	85%	
E-PKW, 2040	36269,67	
Erwerbstätige, 2019	34026	(Landesregierung, 2021)
Schüler, Studenten	11315	(Landesregierung, 2021)

Für die die Simulation der Ladeverfahren mussten noch die weiteren Annahmen in Tabelle 21 getroffen. Unter Annahme geeigneter Motivationsmaßnahmen legen E-Autobesitzer beim Anstecken des E-Autos ans Netz die folgenden Parameter für die Regelung des Ladevorgangs fest:

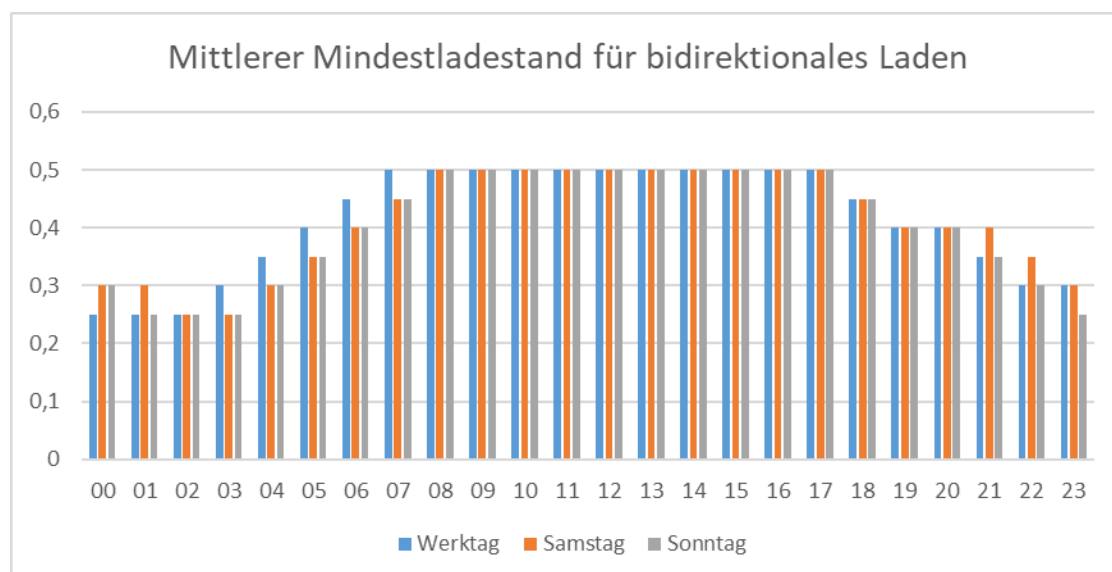
- Wann wird das Auto wieder benötigt?
- Welcher Mindest-Ladezustand sollte diesem Zeitpunkt hergestellt sein?
- Wie tief darf die Batterie zwischendurch entladen werden?
- Welcher maximale erlaubte Ladezustand der Batterie ist zulässig?

Im Einklang mit der Verteilung der Wegstrecken wurde für das bidirektionale Ladeverfahren die mittleren Mindestladestände der Batterien gemäß Abbildung 14 festgelegt. Diese stellen die Rahmenbedingung für die Netznutzung der E-Autobatterie dar.

Tabelle 21: Annahmen E-Mobilität und Lademanagement für 2040

Daten pro PKW:			Kommentar
mittl. km-Leistung pro Jahr	13800	km/a	wie 2022
spez. Energiebedarf	18	kWh/100km	
mittlere Speicherkapazität, C	60	kWh/PKW	derzeit 35 bis 90kWh/PKW
maximale Ladeleistung	0,2	C	sehr schonendes Laden
Lade-/Entladewirkungsgrad	0,88		
maximaler Ladestand bidirektionales Laden	0,8		Akkuschonung

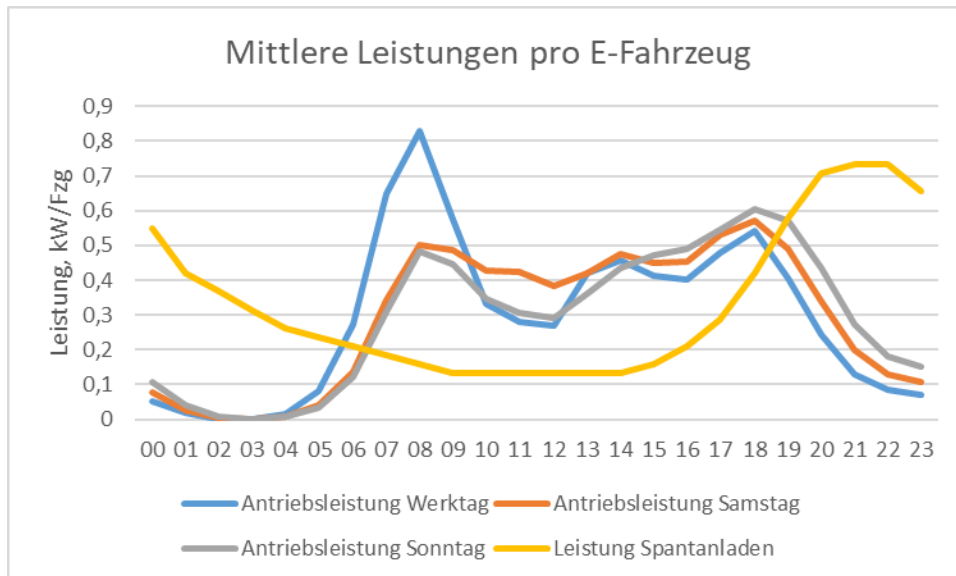
Abbildung 14: Mittelwerte des zugelassenen Mindestladestandes für bidirektionales Laden



Unter Verwendung plausibel gestalteter Annahmen wie Durchschnittsgeschwindigkeiten, Verteilung von Weglängen je Wegzweck wurden die dargestellten Verteilungen der Antriebsleistung (Fahrzeug ist unterwegs) rechnerisch erarbeitet.

Weiters ist in Abbildung 15 die Leistungsverteilung des spontanen Ladens dargestellt, welche dann eintreten würde, wenn keinerlei Motivationen zum netzdienlichen Verhalten vorhanden sind.

Abbildung 15: Verteilung der Antriebsleistung der E-PKWs und die Verteilung der Ladeleistung für die Spontanladung.

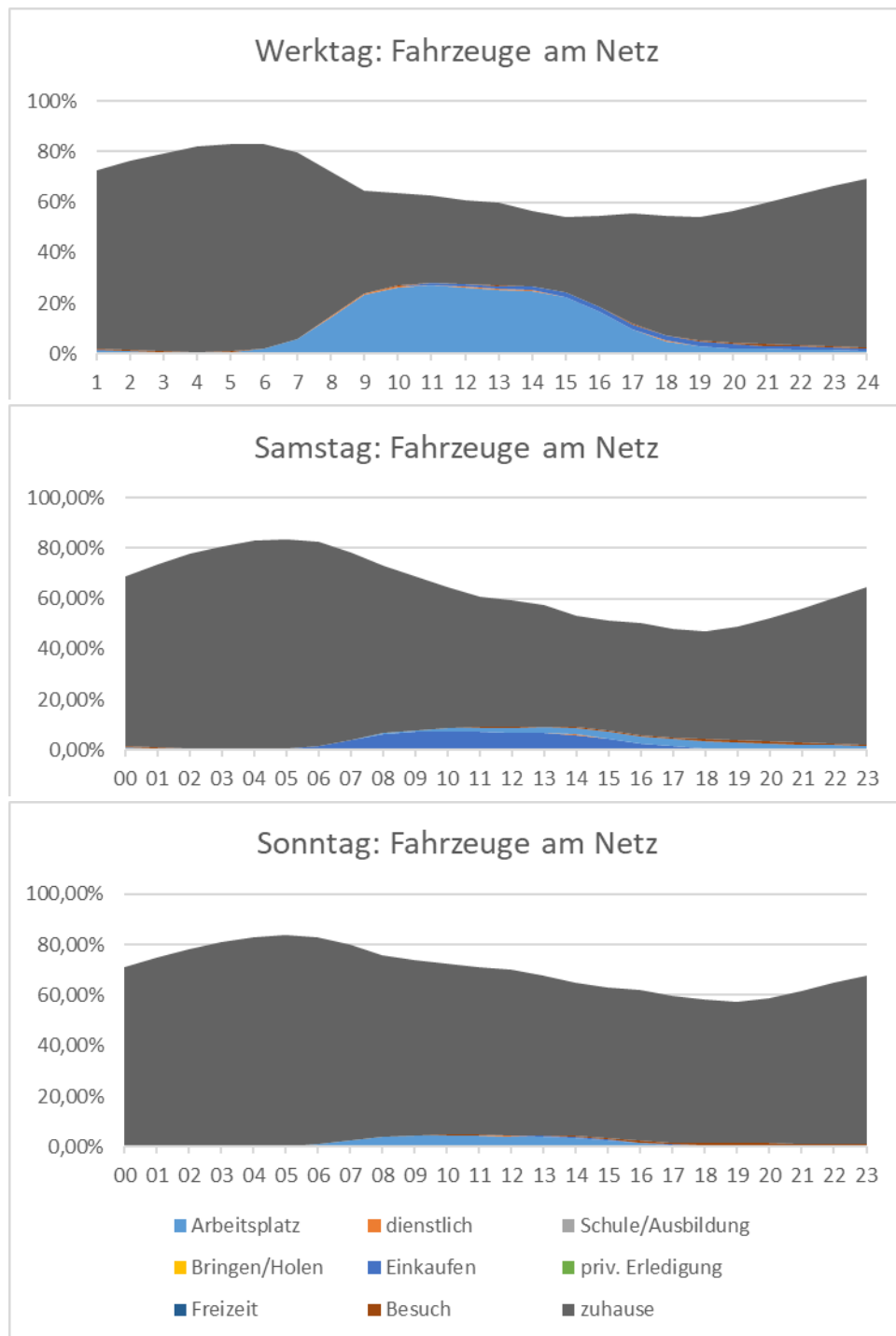


Die wichtigsten Verteilungen für die gegenständliche Modellierung sind jene, welche die Zahl der Fahrzeuge am Netz beschreiben. Um diese realistisch einzuschätzen, wurden Fahrkombination und Aufenthaltsdauern angenommen, um letztlich den Abstellplatz der E-Autos einzuschätzen.

Die Wahrscheinlichkeit, dass ein E-Auto mit dem Netz verbunden wird, wurde für „zu Hause“ und „am Arbeitsplatz“ am höchsten eingeschätzt. Auf anderen Stellplätzen zur Erfüllung der diversen Wegzwecke (Einkaufen, Bringen/Holen, Einkaufen, ...) wurde die Wahrscheinlichkeit für den Netzanschluss als sehr gering bis Null eingestuft. Die Verteilungen der E-Autos am Netz abhängig vom Wochentag sind in dargestellt.

Inwieweit diese Annahmen real im Jahr 2040 erreicht werden können, ist nicht so sehr aus dem Mobilitätsverhalten zu schließen, sondern vielmehr aus den Motivationen, welche vom Netzbetreiber bzw. Energieversorger gestaltet werden, um die Autobesitzer:innen zu Nutzung der gebotenen Vorteile zu bewegen, sowie den daraus entstehenden gerätetechnischen Unterstützungen, welche automatisiert das Ladeverhalten unterstützen.

Abbildung 16: Anteil der E-PKWs, welche an Werktagen, Samstag und Sonntag auf verschiedenen Stellplätzen mit dem Netz verbunden sind.



Beschreibung der Ladeverfahren

Spontanes Laden

Unter spontanem Laden wird hier das von irgendwelchen Einflüssen unabhängige Verhalten der E-Autobesitzer verstanden. Es ist naheliegend, dass diese zu bestimmten Zeiten bevorzugt das Auto mit dem Ladegerät verbinden - zum Beispiel am Abend nach der Rückkehr vom Arbeitsplatz. für die Modellierung wird von einem empirischen Ladeprofil ausgegangen. Dieses ist in Abbildung 15 dargestellt.

Einfaches bidirektionales Laden zum Ausgleich der Residuallast (Eigenverbrauchsoptimierung)

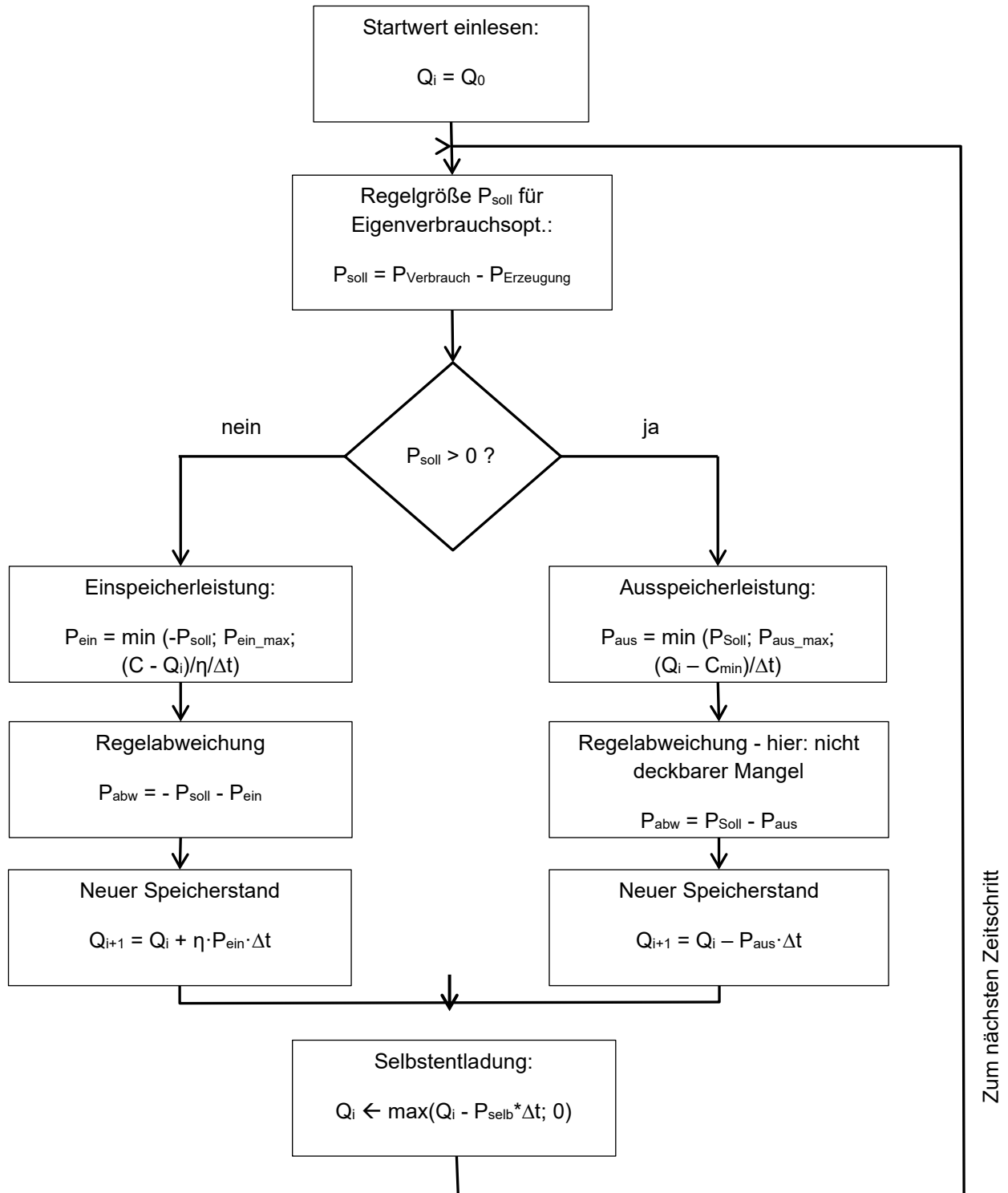
Diese Verfahren versucht die Residuallast auf 0 auszugleichen, solange es die Grenzen des Speichers zulassen.

Die wesentlichen Kenndaten eines Speichers sind:

C	Speicherkapazität (= maximaler Ladezustand)
η	Lade-/Entladewirkungsgrad Vereinfachend: Wert ist unabhängig von der Lade-/Entladeleistung, Temperatur, ...
$P_{\text{aus_max}}, P_{\text{ein_max}}$	maximal mögliche Aus-/Einspeicherleistung
P_{selb}	Verlustleistung durch Selbstentladung vereinfachend: konstanter Wert, wenn der Ladezustand größer 0 ist.
Q_i	Ladezustand zum Zeitpunkt i

In Abbildung 17 wird ein vereinfachtes Lademanagement eines Speichers beschrieben, welches die Kenndaten als stationäre Parameter betrachtet, was für dies Betrachtungen ausreichend ist.

Abbildung 17: Flussdiagramm für den Prozess eines Speichermanagements. Die Regelungstechnik in der zweiten Anweisung bestimmt, welche Art des Lademanagements abläuft. Der linke Ast beschreibt das Einspeichern, der rechte das Ausspeichern.



Symbole:

Q_i bzw. Q_{i+1}	Speicherinhalte zum i-ten bzw. i+1-ten Zeitschritt
Δt	Länge des Zeitintervalls
P_{soll}	vom Regelverfahren ermittelte Regelgröße für Ein – oder Ausspeichern, je nach Vorzeichen.
P_{ein}, P_{aus}	Ein- und Ausspeicherleistungen
$P_{Verbrauch}, P_{Erzeugung}$	aktueller Verbrauchs- und Erzeugungsleistung.
C_{min}	ist der minimal erlaubte Ladestand des Speichers

Die Regelungstechnik ermittelt die Stellgröße für den Ladevorgang. Im angeführten Beispiel $P_{soll} = P_{Verbrauch} - P_{Erzeugung}$ wird ein einfaches Lademanagement zur Eigenbedarfsoptimierung eines Systems einer PV-Anlagen mit Batteriespeicher festgelegt.

Die errechnete Regelvorgabe P_{soll} berücksichtigt zunächst nicht die Grenzwerte des Speichers. Daher wird diese mit der min-Operation (kleinsten Wert übernehmen) auf die Grenzen der Speicherkennwerte bei Bedarf reduziert, wenn der Speicher leer bzw. voll wird oder damit Werte für die maximalen Ein-, Ausspeicherleistungen nicht überschritten werden. Nur wenn der Speicher an seinen Grenzen stößt, kann die Regelvorgabe P_{soll} nicht erfüllt werden.

Die Regelabweichung P_{abw} bedeutet bei dem genannten Beispiel „Eigenbedarfsoptimierung“ je nach Vorzeichen Import oder Export von Energie über die Systemgrenze (hier Netzbezug oder Netzeinspeisung).

Startwert:

das ist der Speicherinhalt am Beginn der Systembetrachtung. Bei trägen Systemen wie Langzeitspeichern ist dieser Wert von besonderer Bedeutung: Welchen Inhalt hat der Speicher zu Jahresbeginn? Bei sehr großen Speichern hat dies Einfluss auf das gesamte Jahr. Hier wird das meist so gelöst, dass der Speicherinhalt am Jahresende gleich sein soll wie am Jahresanfang. Oder man simuliert mehrere Jahre und lässt das System einschwingen.

Hat man die Energieerzeugungsdaten und die Verbrauchsdaten für ein gesamtes Jahr, kann mit dem Algorithmus das Systemverhalten für diesen Zeitraum simuliert werden. Gerade für PV-Anlagen, welche starke witterungs- und saisonbedingte Produktionsschwankungen zeigen, ist eine ganzjährige Betrachtung von großer praktischer Bedeutung.

Auswertungen für das eigenverbrauchsoptimierte Lademanagement:

$Netzbezug = \sum_{ja-Zweig} P_{abw} \cdot \Delta t$	$Einspeisung = \sum_{nein-Zweig} P_{abw} \cdot \Delta t$
$Verbrauch = \sum P_{Verbrauch} \cdot \Delta t$	$Erzeugung = \sum P_{Erzeugung} \cdot \Delta t$
$Eigenverbrauch = Verbrauch - Netzbezug$	
$EVQ = \frac{Eigenverbrauch}{Erzeugung}$	$SDQ = \frac{Eigenverbrauch}{Verbrauch}$

Bidirektionales Ladeverfahren mit Lastglättung

Wenn mit dem einfachen „eigenverbrauchsmaximierenden“ Lademanagement der Speicher voll ist, dann werden überschüssige Leistungen in voller Höhe ins Netz eingespeist. Es wird nun eine Verbesserung dahingehend konstruiert, dass vor dem Auftreten einer Überschussleistung, welche nicht mehr vom Netz „vertragen“ wird, der Speicher nach Möglichkeit so weit entladen wird, dass die Überschussleistung vom Speicher aufgenommen werden kann. Dieses Lastglättungsverfahren kann mit dem eigenverbrauchmaximierenden Lademanagement kombiniert werden:

- Solange keine Überschussleistungen auftreten, erfolgt das Lademanagement nach der Eigenverbrauchsoptimierung
- Werden Überschüsse vom Lastglättungsverfahren detektiert, dann wird die Eigenverbrauchsoptimierung „overouled“

Für die Lastglättung ist es wichtig, eine gute Prognose für Energieproduktion und Bedarf zur Verfügung zu haben. IG Windkraft berichtete 2015, dass die Windenergieprognose 24 Stunden vor Erzeugung um 4,5% vom gemessenen Wert abwich (IG-Windkraft, 2015). Das Fraunhofer Institut ISE bietet Energieprognosen für alle erneuerbaren Energie und für den Verbrauch an mit einem Prognosehorizont von Minuten bis Tagen an (IEE, 2023).

Im folgenden Algorithmus wird mit einer 100% richtigen Prognose gerechnet.

Sei $P(x)$ die resultierende Überschussleistung (Erzeugung minus Verbrauch) im Energiesystem und $P_{\max}$ die maximale Überschussleistung, die das System verteilen bzw. über die Systemgrenzen exportieren kann.

Für einen verlustfreien Speicher berechnet sich der fiktive Speicherinhalt durch folgende Speicherinhaltsfunktion $S_{id}(t)$:

$$S_{id}(t) = \int_0^t (P(x) - P_{\max}) dx \quad t \in [0; T]$$

Solange die Leistung $P(x) < P_{\max}$ nimmt $S_{id}(t)$ negative Werte an. Sobald $P(x) > P_{\max}$ beginnt $S_{id}(t)$ zu steigen, d.h. es muss Energie gespeichert werden, um $P(x)$ auf $P_{\max}$ zu begrenzen.

Für einen realen, d.h. verlustbehafteten - Speicher berechnet sich die Speicherinhaltsfunktion $S(t)$ aus:

$$S(t) = \int_0^t Sp(P(x), P_{\max}) dx - S_0, \quad t \in [0; T]$$

wobei S_0 die noch freie Speicherkapazität des verfügbaren Akkus.

Für die Speicherfunktion $Sp()$ gilt:

$$Sp(P(x), P_{\max}) = \text{Min} (Sp_{aus}, P(x) - P_{\max}), \text{ wenn } P(x) \geq P_{\max}$$

$$Sp(P(x), P_{\max}) = -\text{Min} (Sp_{ein}, (P_{\max} - P(x))\eta), \text{ wenn } P(x) < P_{\max}$$

Hierbei sind Sp_{aus} , Sp_{ein} die maximale Entlade- und Ladeleistung und η der Lade-/Entlade-Wirkungsgrad.

Die Berechnung der Funktion $S(t)$ ermittelt den fiktiven Speicherinhalt zum Zeitpunkt t eines beliebig großen Speichers für den gesamten Prognosezeitraum T .

Erreicht $S(t)$ im Prognosezeitraum den Wert 0, dann bedeutet dies, dass die Leistung $P(t)$ durch Entladen des Speichers auf den Wert $P_{\max}$ gesteigert wird, um im Speicher ausreichend Platz für die zu erwartende Überschussleistung zu schaffen.

Mathematisch formuliert:

$$t_{peak} = \text{Min}\{t \in [0; T] \text{ und } S(t) = 0\}$$

t_{peak} ist der nächste Zeitpunkt, zu dem $S(t) = 0$ wird (es könnten ja auch mehrere sein).

Es muss auch geprüft werden, ob die zur Verfügung stehende Speicherkapazität C überhaupt ausreicht, um die Überschussleistung speichern zu können. Der tiefste notwendige Speicherinhalt wird mit $S_{\min}$ angegeben:

$$S_{\min} = \text{Min}\{S(t) \text{ mit } t \in [0, t_{peak}]\}$$

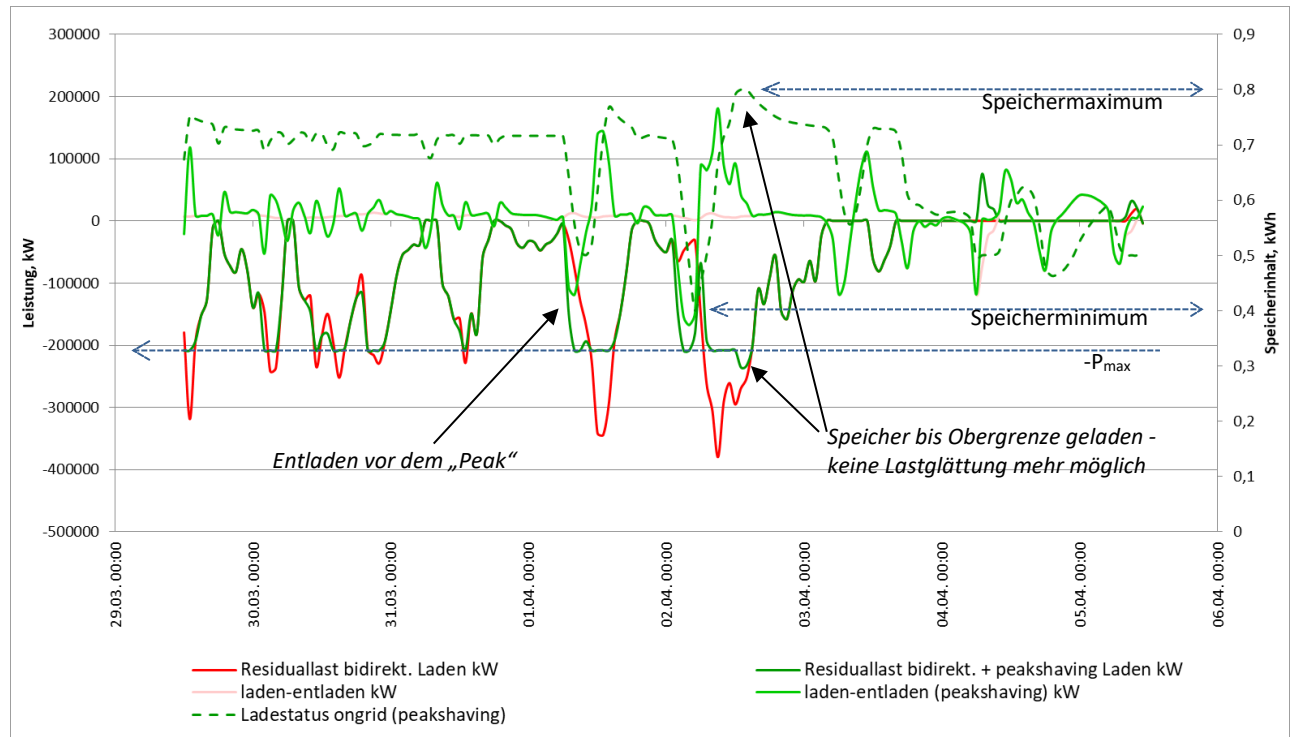
$S_{\min}$ hat einen negativen Wert und bedeutet den tiefsten erforderlichen Speicherstand. $S(t)=0$ bedeutet der Speicher ist voll; somit ist $-S_{\min}$ die erforderliche Speicherkapazität zur Aufnahme des Peaks.

Für das Lademanagement ergibt sich folgende Reaktion:

1. wenn $C \geq -S_{\min}$: Der Speicher wird bis zum Zeitpunkt t_{peak} zuerst entladen und dann geladen gemäß $P_{\text{speicher}} = P(t) - P_{\max}$
2. wenn $C < -S_{\min}$: Die Speicherkapazität C ist nicht ausreichend. Der Speicher kann noch nicht für das Lademanagement verwendet werden.
Der Überschussleistungsspeak ist zu groß, um vom Speicher aufgenommen zu werden. Es wird gewartet, (d.h. es werden die nächsten Zeitschritte mit obigen Berechnungen wiederholt) bis die Bedingung 1. $C \geq -S_{\min}$ erfüllt ist. Dann wird der Speicher bis zu seiner Untergrenze entladen und dann wird mit einem Teil des Überschussleistungsspeak vollgeladen. Der Rest des Überschusspeak kann nicht geglättet werden, und muss abgeregelt werden.

Die Funktion des Lastglättungsverfahrens ist in Abbildung 18 dargestellt – jedoch mit umgedrehten Vorzeichen, d.h. die Überschusslast $P(t)$ ist nach unten mit negativen Werten als Residuallast dargestellt. Die maximale Überschussleistung $P_{\max}$ ist mit der strichlierten Linie dargestellt. Die dunkelgrüne Linie wird von der roten (ohne Lastglättung) so lange überdeckt (deckungsgleich), als die Lastglättung nicht eingreift. Vor dem Eintreten einer Überschusslast wird der Speicher teilweise entladen. Dann liegt die grüne Linie (Lastglättung) unter der roten; wenn der Überschuss aufgenommen wird, ist es umgekehrt. In dieser Grafik ist der zulässige Speicherstand auf minimal 0,4 (=40%) nach unten und maximal auf 0,8 (=80%) begrenzt. Alle Leistungspeaks bis auf einen können geglättet werden. Am 2.4. nachmittags reicht die verfügbare Speicherkapazität nicht aus, um den „Peak“ komplett aufzunehmen. In der Praxis muss hier der Überschuss abgeregelt werden, was einen Energieverlust bedeutet.

Abbildung 18: Vergleich eigenverbrauchsoptimierenden Verfahren (rote + hellrote Linien) mit und ohne Lastglättung (peakshaving: grüne + hellgrüne Linien). Hier ist die Überschussleistung gemäß der Definition der Residuallast mit negativen Werten dargestellt. In dieser Grafik ist der Speicherstand auf minimal 0,4 (=40%) nach unten und maximal auf 0,8 (=80%) begrenzt. Beachte: Der Speicherinhalt ist auf der rechten Achse dargestellt.



Bemerkungen zur Anwendung des Verfahrens für flexibles bidirektionales Laden:

- Der mittlere Mindestladezustand abhängig von der Tageszeit und Wochentag wurde aus Abbildung 14 vorgegeben.
- Maximaler Ladestand wurde mit 80% festgelegt.

4.3 Die weiteren Dimensionen des Reallabors

Neben der technischen Dimension galt es auch die organisatorische Dimension und die finanzielle Dimension eines möglichen Reallabors zu beleuchten. Die Ergebnisse dazu finden sich im folgenden Kapitel.

5 Ergebnisse

5.1 Ergebnisse aus technischer Sicht

5.1.1 Fernwärmeverbund Aichfeld

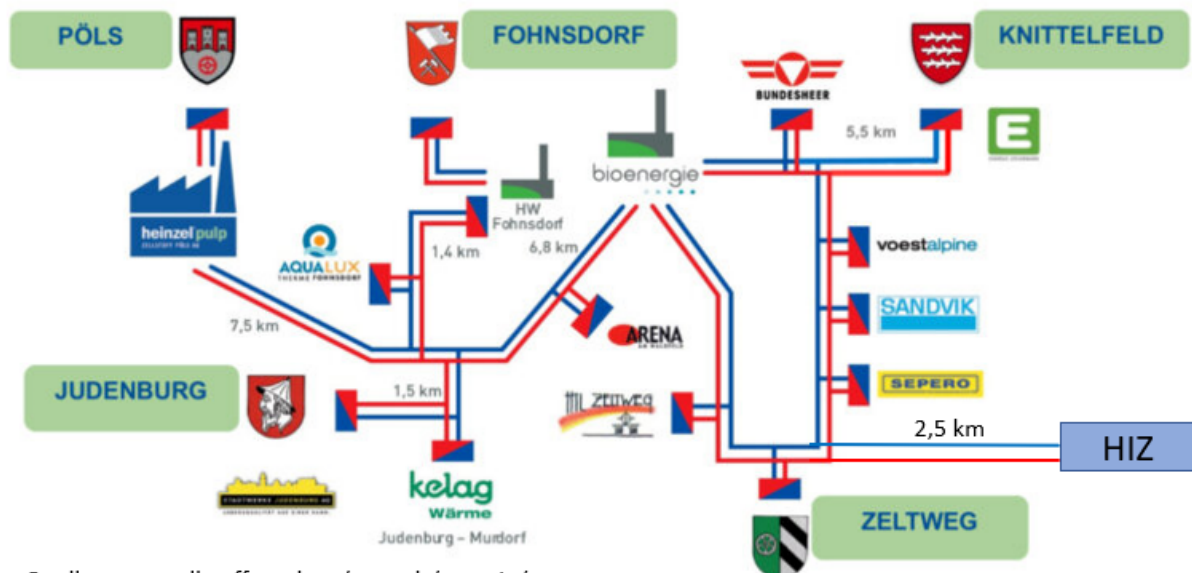
Im Bezirk Murtal gibt es 23 lokale Biomasse-Wärmenetze und einen Fernwärmeverbund im Zentralraum, (Tabelle 22). Der Fernwärmeverbund ist durch den Zusammenschluss lokaler Netze und der Infrastrukturwärmeleitung (BEA-Bioenergie Aichfeld GmbH) aus Pöls (seit 2012) entstanden.

In Summe betrug die Wärmelieferung 238.391 MWh/a (Saison 2020/21), davon trägt der Fernwärmeverbund etwa zwei Drittel bei.

Die Wärmeerzeugung insgesamt erfolgt überwiegend mit Abwärme aus Pöls (115 GWh/a) und Biomasse (106 GWh/a). In Oberzeiring erfolgt der Sommerbetrieb mit einer 400m² große Solarthermianlage, welche seit 2007 in Betrieb ist. In Knittelfeld (Fernwärmeverbund) wird Wärme für Spitzenlast aus Erdgas und Erdgas-KWK mit rund 30 GWh/a ergänzt.

Somit beträgt der fossile Anteil in allen Wärmenetzen zusammen nur mehr 13%.

Abbildung 19: Schematische Darstellung des Fernwärmeverbundes Aichfeld, mit der Abwärmenutzung aus Pöls. Eine mögliche Einbindung des HIZ ist Teil der Analyse im Projekt, diese ist noch nicht umgesetzt.



Quelle: www.zellstoff-poels.at/umwelt/energie/

Tabelle 22: Teilabschnittes des Fernwärmeverbundes im Zentralraum Pöls-Judenburg-Knittelfeld. Nur in Knittelfeld wird noch Wärme aus Erdgas-KWK eingespeist, alle übrigen Abschnitte werden mit Abwärme aus der Zellstoff Pöls und Wärme aus Biomasse (Bioenergie Zeltweg) versorgt.

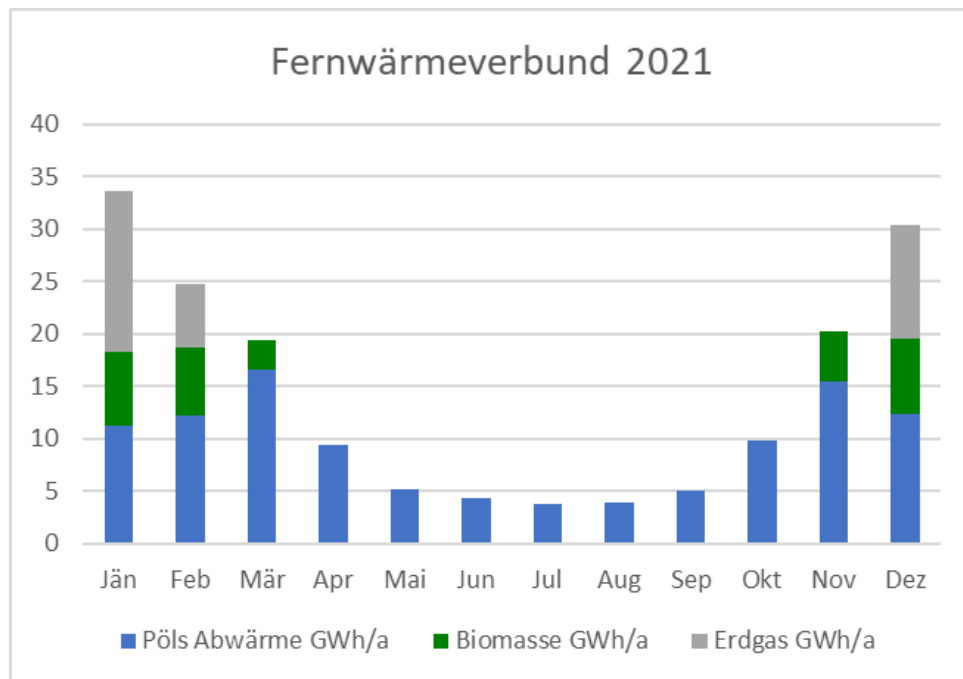
PLZ	Ort	Betrieb	Wärmenetzbetreiber:in
8720	Knittelfeld	ganzjährig	Energie Steiermark Wärme GmbH
8724	Spielberg		Bioenergie Wärmeservice GmbH, Wärmenetz 2023 im Ausbau
8750	Judenburg / Murdorf	ganzjährig	KELAG Energie & Wärme GmbH
8750	Judenburg	ganzjährig	Stadtwerke Judenburg AG
8753	Fohnsdorf	ganzjährig	Stadtwerke Judenburg AG
	Zeltweg		Bioenergie Wärmeservice GmbH
8750, 8752	Judenburg Nord / Aichdorf / Hetzendorf		Bioenergie Aichfeld GmbH, Bioenergie Wärmeservice GmbH, Stadtwerke Judenburg AG
			Summe Fernwärmeverbund: ca. 160 GWh

Durch die Infrastruktur-Wärmeleitung von Pöls bis Knittelfeld wurden die bestehenden Fernwärmenetze in Judenburg, Fohnsdorf, Zeltweg und Spielberg in einen Verbund zusammengeschlossen. Damit wird eine Abwärmeintegration im großen Stil möglich, das ermöglicht auch weitere Entwicklungspotentiale.

Mittels Simulation wurde eine monatliche Fernwärmebedarfsverteilung auf Basis eines Referenzwetterdatensatzes ermittelt und auf die Wärmeeinspeisung gemäß der Jahresabsatzmengen aufgeteilt. Dabei wurden geringe FW-Verluste (rund 10,3 GWh/a) unter Annahme eines sehr gut gedämmten Netzes hinzugefügt.

In Abbildung 20 ist ersichtlich, dass die Fernwärme die Grundversorgung darstellt, während die Wärmeerzeugung aus Biomasse (Bioenergie Zeltweg) nur in der Heizperiode und die Spitzenabdeckung mit Erdgas nur in wenigen Betriebsstunden in der kältesten Zeit erfolgt.

Abbildung 20: Monatliche Verteilung der Fernwärmelieferung im Fernwärmeverbund

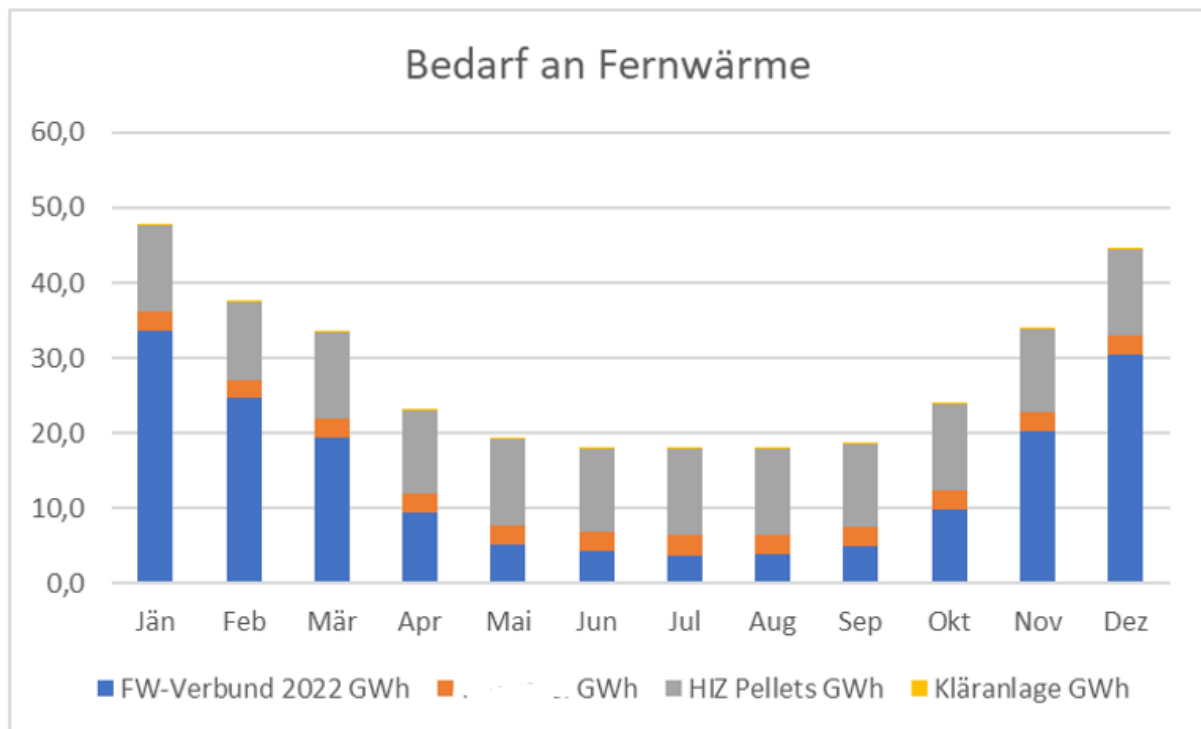


5.1.2 Ausbau des Fernwärmeverbundes – Anbindung HIZ

Synergien durch Anbindung des Holzinnovationszentrums

Im HIZ betreibt die Fa. Johann Pabst Holzindustrie GmbH zwei Brettschichtwerke und eine Holzpelletserzeugung. Für die Wärmeversorgung der Raumheizung und der Trocknungsanlagen sind Biomasse-Kesselanlagen mit einer Leistung von 18 MW installiert, diese werden nahezu mit Bandlast mit einer hohen Vollaststundenanzahl betrieben. Eine weitere Ansiedelung im Bereich Verarbeitung von Mineralien für technische Grundstoffe ist in Planung, ebenso eine Holzvergasungsanlage für die Herstellung von Holzdiesel bzw. Holzgas mit einer Brennstoffwärmeleistung von ca. 5 – 10 MW. Detaildaten zu Energiemengen werden aus Datenschutzgründen nicht dargestellt. Diese wurden jedoch in der nachfolgenden zeitlich aufgelösten Simulation und Analyse berücksichtigt. Ebenso wurden die Leitungsverluste entsprechend berücksichtigt.

Abbildung 21: Entwicklung des Wärmebedarfs nach Einbindung des HIZ, eines weiteren Industriebetriebes und einer Kläranlage

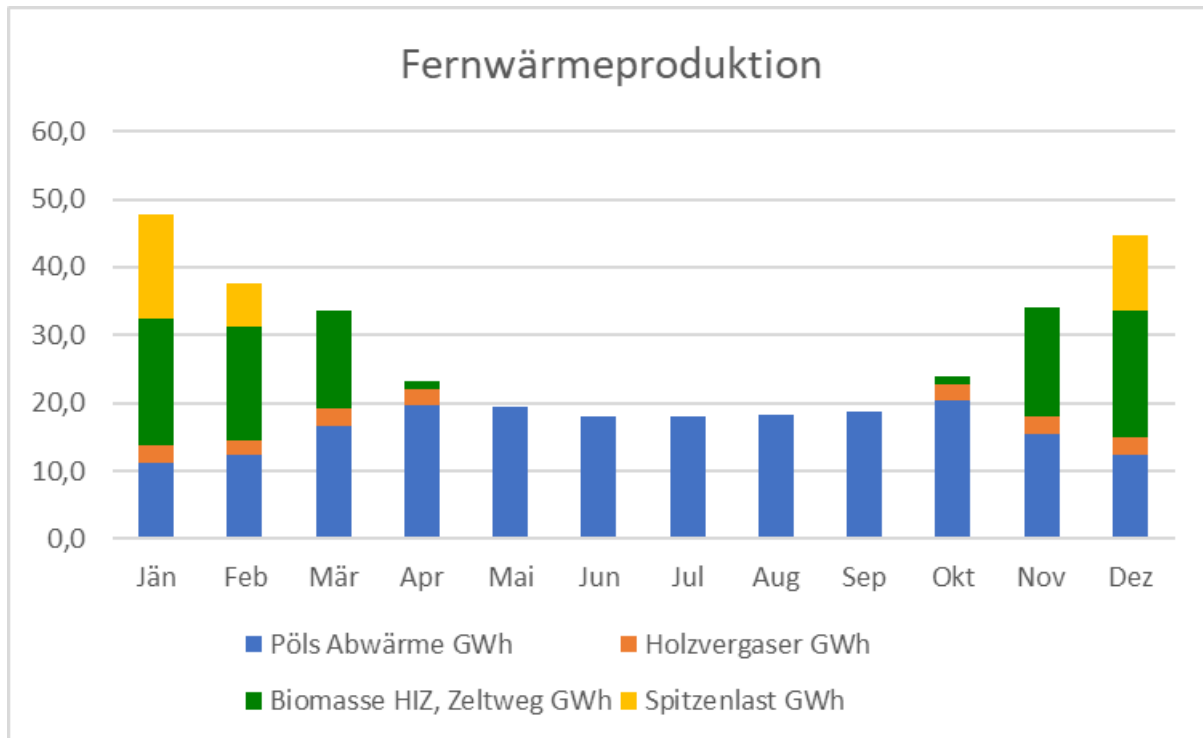


In Abbildung 21 ist deutlich ersichtlich, dass die Biomassekessel im HIZ im Bandlastbetrieb eine große Menge an Wärme bereitstellen, während am Standort Pöls vor allem in den Sommermonaten noch große Mengen an Abwärme zur Verfügung stehen.

Einbindung des HIZ, eines weiteren energieintensiven Betriebes und einer ARA in den Wärmeverbund

Im nächsten Schritt wird eine optimierte Variante simuliert, in welcher die Abwärme aus Pöls nach ihrer Verfügbarkeit Vorrang genießt, und die Biomassekessel im HIZ die Residuallast abdecken. Erdgas wird in dieser Simulation nur mehr als Spitzenlast in Knittelfeld eingesetzt.

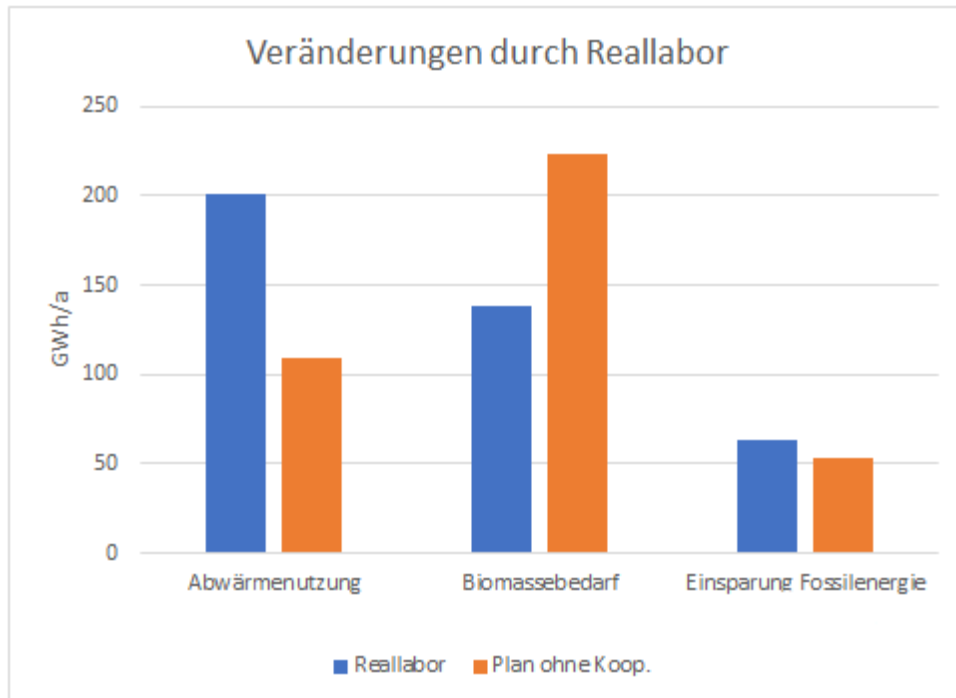
Abbildung 22: Optimierte Fernwärmeversorgung nach Einbindung der Großverbraucher, vor allem des HIZ mit der Holzvergasanlage.



Aus dem Vergleich der beiden Diagramme ist ersichtlich, dass sich wesentliche Synergien durch die Verbindungsleitung zum HIZ ergibt (Reallabor – Verbundlösung):

- fast eine Verdoppelung der Abwärmenutzung aus Zellstoff Pöls AG, vor allem in den Sommermonaten, wo der Wärmeverbrauch naturgemäß niedrig ist
- 38% Biomasseeinsparung, durch die Substitution der Biomasse durch Abwärme
- 19% Substitution von Erdgas im Wärmenetz

Abbildung 23: Vergleich der Einzellösungen („Plan ohne Kooperation) und der Reallabor-Verbundlösung für die Betriebe Zellstoff Pöls AG, weiterer Großverbraucher, HIZ und ARA



5.1.3 Finanzielle Herausforderungen einer saisonalen Flexibilisierung der Biomasse

In der Machbarkeitsstudie (Hofbauer, 2020) wird ein durchgehender Betrieb einer Holzgasanlage beziehungsweise Holzdieasel-Anlage für die Wirtschaftlichkeit vorausgesetzt. Es sind vor allem die hohen Investitionskosten, welche den Betrieb mit weniger Betriebsstunden teurer machen.

In der Machbarkeitsstudie werden die Investitionskosten auf 20 Jahre abgeschrieben. Werden die Anlagen nur zur Hälfte ausgelastet, kann auch mit einer längeren Lebensdauer der Anlage gerechnet werden und die Abschreibungsdauer verlängert werden. Weiters basiert die Machbarkeitsstudie auf die Investitionskosten und Energiepreise im Jahr 2019. Seit Beginn der Pandemie und der anschließenden Energiekrise haben sich die Energiepreise deutlich erhöht. Daher werden nachfolgend die Gasgestehungskosten für unterschiedliche Anlagen und Betriebsweisen neu berechnet. Die Investitionskosten wurde gemäß einer Mitteilung des Projektleiters auf 50 Mio. € für eine kombinierte Holzgas/Holzdieasel-Anlage mit 10 MW Inputleistung angepasst. Diese Kostenangaben stammen aus einem direkten Kontakt mit BEST (Bärnthaler, Persönliche Mitteilung Errichtungskosten Holzgas- bzw. Holzdieaselanlage, 2023).

Die Investitionskosten $K(P)$ für andere Anlagenleistungen P wurden gemäß der Machbarkeitsstudie (Hofbauer, 2020) mit folgender Skalierfunktion ermittelt:

$$K(P) = K(10) * \left(\frac{P}{10}\right)^a$$

Hierbei ist $a = 0,7$ der Skalierexponent, $K(10)=50$ Mio.€ die Investitionskosten für eine Anlage mit 10 MW Brennstoffwärmeleistung.

Die Investitionskosten werden mit einem Fördersatz von rund 60% unterstützt (Bärnthaler, Persönliche Mitteilung Errichtungskosten Holzgas- bzw. Holzdieselanlage, 2023)

Die Kosten für Wartung und Versicherung wurden aus (Hofbauer, 2020) mit 3,5% für die 10MW-Anlage übernommen. Wird die Anlage saisonal stillgelegt, werden diese Kosten für die Dauer des Stillstandes auf den Faktor 0,25 abgemindert. Bei der Ermittlung der Stillstandsdauer werden noch 20 Tage für Anfahren und Abstellen der Anlage abgezogen.

Die Personalkosten wurden für eine 100 MW-Anlage mit 0,495 Mio. €/a (inkl. 10% Inflationszuschlag) übernommen und mit einer analogen Skalierfunktion mit dem Skalierexponenten $b=0,4145$ auf andere Anlagengrößen skaliert. Durchgehend betriebene Anlagen wurden mit 7080h/a Auslastung lt. (Hofbauer, 2020) bewertet. Wird eine Anlage nur saisonal betrieben (hier mit 3750h/a), so werden noch 20 Arbeitstage für Anfahren und Abstellen hinzugefügt, sodass das die Personalkosten bei saisonalem Betrieb mit dem Faktor $(3750+20*24)/7080$ abgemindert werden.

Tabelle 23: Basisdaten für die Ermittlung der Investitionskosten

Basisdaten für Preise:		Hofbauer, 2020	Wind, 2022
Investitionskosten Basis	M€	40,5	50
Leistungsbasis Investitionskosten	MW-inp	15	10
Skalierexponent Gesamtkosten	a	0,7	0,7
Wartung, Versicherung, relativ zu Investitionskosten		0,0349	0,0349
Personalkosten Basis	M€/a	0,45	0,495
Leistungsbasis Personalkosten	MW-inp	100	100
Referenz-Personalstunden pro Jahr	h/a	7080	7080
Skalierexponent Personalkosten	b	0,4145	0,4145

Tabelle 24: Spezifische Kosten pro MWh für die 5 MW und 10 MW- Holzgas/Holzdiesel-Anlage mit ganzjähriger und saisonaler (=flexibler) Betriebsweise

Anlagengröße		5MW-inp	5MW-inp	10MW-inp	10MW-inp
Betriebsweise		ganzjährig	flexibel	ganzjährig	flexibel
Brennstofftarif	€/MWh_inp	25,0	25,0	25,0	25,0
Stromtarif	€/MWh_el	180,0	180,0	180,0	180,0
Betriebsmittel	€/MWh_inp	3,9	3,9	3,9	3,9
Entsorgungskosten Abwasser	€/MWh_inp	1,4	1,4	1,4	1,4
Aschedeponierungskosten	€/MWh_inp	0,4	0,4	0,4	0,4
Fernwärmetarif Winter	€/MW_th	30,0	30,0	30,0	30,0
Fernwärmetarif Sommer	€/MW_th	20,0	20,0	20,0	20,0
Dauer Winter	h/a	3750	3750	3750	3750
Faktor Wartung, Versicherung bei saisonaler Stilllegung (kein Saisonbetrieb)		1	0,25	1	0,25
Anzahl Tage für Start/Stop + Versatz (0 ... wenn kein Saisonbetrieb)		0	20	0	20

Die Anlagen bis 10 MW-Inputleistung sind als Pilotanlagen mit Forschungscharakter zu betrachten. Für eine spätere reale Umsetzung von Produktionsanlagen sind gemäß der Machbarkeitsstudie (Hofbauer, 2020) eine Anlagenleistung von 100 MW erforderlich, wobei diese entweder auf eine Produktroute Gas oder auf Diesel ausgerichtet wird, um die Gesteungskosten zu senken. Im Folgenden werden die 100 MW-Anlagen auf Holzgas ausgerichtet. Die Investitionskosten sinken gemäß (Hofbauer, 2020) auf ca. 60% - d.h. die Kostenbasis für eine 10MW-Holzgasanlagen werden mit 30 Mio. € festgelegt.

Tabelle 25: Spezifische Kosten pro MWh für die 100 MW und 200 MW-Holzgas-Anlage mit ganzjähriger und saisonaler (=flexibler) Betriebsweise, sowie für ein Modell mit zusätzlich geförderten Fernwärmetarif im Winter.

Basisdaten spez. Kosten:		100MW-inp	100MW-inp	100MW-inp
Betriebsweise		ganzjährig	flexibel	gestützter, flex. Tarif
Brennstofftarif	€/MWh_inp	25,0	25,0	25,0
Stromtarif	€/MWh_el	180,0	180,0	180,0
Betriebsmittel	€/MWh_inp	3,9	3,9	3,9
Entsorgungskosten Abwasser	€/MWh_inp	1,4	1,4	1,4
Aschedeponierungskosten	€/MWh_inp	0,4	0,4	0,4
Fernwärmetarif Winter	€/MW_th	30,0	30,0	55,0
Fernwärmetarif Sommer	€/MW_th	20,0	20,0	20,0
Dauer Winter	h/a	3750	3750	3750
Faktor Wartung, Versicherung bei saisonaler Stilllegung (1... keine Saisonbetrieb)		1	0,25	0,25
Anzahl Tage für Start/Stop + Versatz (0 ... wenn kein Saisonbetrieb)		0	20	20

Die Energie die Energiepreise (Strom, Fernwärme) werden aus Erfahrungswerten im Bezirk Murtal übernommen (Bärnthaler, Persönliche Mitteilung aktueller Energiepreise für Hackgut, Strom, Fernwärme im Bez. Murtal, 3.11.2022). Die Kosten für Brennstoff, Strom, Aschedeponierung, Abwasserentsorgung werden bei flexibler Betriebsweise mit den tatsächlichen Mengen gekoppelt. Hierbei werden folgende Wirkungsgrade bzw. spezifische Werte für alle Leistungsvarianten zugrunde gelegt:

Tabelle 26: Kenndaten der Holzgasanlagen

Wirkungsgrad Gas		63%
Wirkungsgrad Wärme		20%
Strombedarf rel.	P_{el}/P_{inp}	5,37%

Für die Kalkulation wurden ein Kalkulationszinssatz von 4% und eine Nutzungsdauer von 20 Jahre bei Dauerbetrieb und für den saisonalen Betrieb (50% Betriebsdauer) eine Nutzungsdauer von 32 Jahren angenommen. Es sei angemerkt, dass die Verlängerung der Nutzungsdauer auf 32 Jahre als

Akzeptanzlimit angesehen wird und daher eine Verdoppelung der Nutzungsdauer auf 40 Jahre nicht verwendet wurde. Für die Berechnung der Gasgestehungskosten werden die Investitionskosten in eine jährliche Annuität umgerechnet, welche zur Tilgung der Investitionskosten innerhalb der Nutzungsdauer ausgelegt ist.

Tabelle 27: Produktionsdaten, Kosten für die 5 MW und 10 MW-Holzgas/Holzdiezel-Anlage mit ganzjähriger und saisonaler (=flexibler) Betriebsweise

Anlagenleistung		5MW-inp	5MW-inp	10MW-inp	10MW-inp
Betriebsweise		ganzjährig	flexibel	ganzjährig	flexibel
Gas-Output	MW_gas	3,15	3,15	6,3	6,3
Auslastung pro a	h/a	7080	3540	7080	3540
Brennstoffinput	MWh/a	35400	17700	70800	35400
Strombedarf	MWh/a	1900	950	3800	1900
Gasproduktion	MWh/a	22302	11151	44604	22302
Wärmeproduktion	MWh/a	7080	3540	14160	7080
Wärmeproduktion Winter	MWh/a	3750	3540	7500	7080
Wärmeproduktion Sommer	MWh/a	3330	0	6660	0
Kosten excl. Ust:					
Investitionskosten	k€	30779	30779	50000	50000
Jährliche Ausgaben:					
Annuität Investitionskosten (abzgl. 56% Förderung)	k€/a	1036	788	1684	1280
Brennstoffkosten	k€/a	885	443	1770	885
Kosten für Wartung, Versicherung	k€/a	1073	638	1743	1036
Personalkosten	k€/a	143	72	191	95
Betriebsmittelkosten (ohne Strom)	k€/a	136	68	273	136
Stromkosten	k€/a	342	171	684	342
Entsorgungskosten Abwasser	k€/a	51	25	101	51
Aschedeponierungskosten	k€/a	16	8	31	16
Jährliche Einnahmen:					
Wärmeverkauf	k€/a	179	106	358	212
Ausgaben minus Einnahmen					
	k€/a	3503	2106	6118	3628
Gasgestehungskosten					
	€/MWh	157,07	188,84	137,17	162,69

Tabelle 28: Produktionsdaten, Kosten für die 100 MW und 200 MW-Holzgas-Anlage mit ganzjähriger und saisonaler (=flexibler) Betriebsweise, sowie für ein Modell mit zusätzlich geförderten Fernwärmetarif im Winter.

Anlagenleistung		100MW-inp	100MW-inp	100MW-inp
Betriebsweise		ganzjährig	flexibel	flexibel gestützter Wärmetarif
Gas-Output	MW_gas	63	63	63

Auslastung pro a	h/a	7080	3540	3540
Brennstoffinput	MWh/a	708000	354000	354000
Strombedarf	MWh/a	38000	19000	19000
Gasproduktion	MWh/a	446040	223020	223020
Wärmeproduktion	MWh/a	141600	70800	70800
Wärmeproduktion Winter	MWh/a	75000	70800	70800
Wärmeproduktion Sommer	MWh/a	66600	0	0
Kosten excl. Ust:				
Investitionskosten	k€	150356	150356	150356
Jährliche Ausgaben:				
Annuität Investitionskosten (abzgl. 56% Förderung)	k€/a	5063	3849	3849
Brennstoffkosten	k€/a	17700	8850	8850
Kosten für Wartung, Versicherung	k€/a	5243	3115	3115
Personalkosten	k€/a	495	248	248
Betriebsmittelkosten (ohne Strom)	k€/a	2726	1363	1363
Stromkosten	k€/a	6840	3420	3420
Entsorgungskosten Abwasser	k€/a	1012	506	506
Aschedeponierungskosten	k€/a	312	156	156
Jährliche Einnahmen:				
Wärmeverkauf	k€/a	3582	2124	3894
Ausgaben minus Einnahmen	k€/a	35808	19383	17613
Gasgestehungskosten	€/MWh	80,28	86,91	78,97

Die Gasgestehungskosten sind bei der 5 MW-Anlage im saisonalen Betrieb mit 189 €/MWh und 20% höher als bei durchgehendem Betrieb (157 €/MWh). Ohne Verlängerung der Nutzungsdauer würden die Gasgestehungskosten bei 236 €/MWh liegen. Bei größeren Anlagenleistung fällt relativ gesehen der Unterschied geringer aus: 19% bei 10 MW und 8,7% bei 100 MW Anlagenleistung.

5.1.4 Kurzzeit-Flexibilisierungspotenzial in der E-Mobilität zum Abgleich von Erzeugung und Bedarf

Grundlagen zur Flexibilisierung der E-Mobilität

Mit dem Umbau der derzeit ca. 5 Mio PKWs (Statistik Austria, 2022) gegen E-Autos, kann bis 2040 mit etwa 4 Mio. E-Autos in Österreich gerechnet werden.

Folgende einfache Abschätzung zeigt, wie groß die Speicherkapazität dieser Batterien ist:

- 4 Mio. E-Autos mit je 60 kWh verfügbarer Kapazität - davon die Hälfte mit dem Netz verbunden, ergibt eine verfügbare Speicherkapazität von 120 GWh in Österreich
- Diese Speicherkapazität entspricht ca. 60% einer durchschnittlichen Tagesstromproduktion in Österreich (=72000 GWh/a / 365)

Abgesehen von den wenigen Langstrecken, wo spontane Schnellladungen entlang der Hauptverkehrsrouten anfallen, stehen die Fahrzeuge die überwiegende Zeit und können mit dem

Stromnetz verbunden werden. Genügend Zeit, um die Batterien bis zur nächsten Fahrt ausreichend nachzuladen.

Netzüberlastungen könnten auftreten, wenn die meisten E-Autos unmittelbar nach der Stoßzeit gleichzeitig mit hoher Ladeleistung nachgeladen werden. Erste Aufgabe wird sein, diese Gleichzeitigkeitsproblem zu entschärfen.

Unter der Voraussetzung, dass die E-AutofahrerInnen genügend Anreiz erhalten, können die E-Autos flexibel in das Energiesystem eingebunden werden. Wird nur der Ladevorgang betrachtet, kann die Ladeleistung zur Netzregelung verwendet werden. Eine einzige Bedingung muss eingehalten werden: bis zur nächsten Fahrt muss die erforderliche Batterieladung durchgeführt werden – wann, das kann über das Netz gesteuert werden. Das Feature wird von den vielen derzeitigen E-Autos bereits angeboten.

Die volle Ausschöpfung der Flexibilität kann mit der Freigabe eines bidirektionalen Lademanagements erzielt werden.

Vorweg noch ein paar Fakten zu den Lithiumbatterien in E-Autos:

- Lexus gibt für die Batterie eine Garantie von 1 Mio. km bzw. 8 Jahre Lebensdauer. Die km-Garantie entspricht ca. 2000 bis 3000 Ladezyklen, das ist jene Zyklenfestigkeit, die E-Autobatterien nachgesagt wird. Diese Batterien sind mehr auf hohe Lade-/Entladeleistung getrimmt ist.
- Im stationären Bereich werden Li-Batterien mit einer Zyklenfestigkeit bis 10.000 Zyklen und einer kalendarischen Lebensdauer bis zu 10 Jahren angeboten.
- Die Herstellung eines Li-Akku verursacht GHG-Emission in der Höhe von 150-200 kg_CO₂-eq/kWh_battery und benötigt einen Herstellungsenergieaufwand von 97- 180 kWh/kWh_battery (Mia Romare, 2017).

Das bedeutet für eine 60kWh-Batterie:

- 9 bis 12 t_CO₂-eq – das entspricht etwa den GHG-Emissionen einer 100.000 km Fahrstrecke eines sparsamen PKW mit Verbrennungsmotor
- Mit dem Herstellungsenergiebedarf kann eine E-Auto 40.000 bis 90.000 km weit fahren (97 bis 180 Vollzyklen mit je 400 bis 500 km Reichweite)

Die hohe Zyklenlebensdauer von Li-Akkus drängt eine über die Mobilitätsanwendung hinausgehende Verwendung zur Netzregelung auf. Wenn hohe Lade- und Entladeleistungen vermieden werden, werden die Batterien eher an die Grenze der kalendarischen Lebensdauer stoßen als an jene der Zyklenfestigkeit. Außer im Transportgewerbe wird kaum jemand in 8 Jahren eine 1 Mio. km-Garantie ausreizen. Beim bidirektionalen Lademanagement zur Netzdienlichkeit darf die Batterie zwischenzeitlich auch entladen werden. Für den Nutzer wichtig ist, dass bis zur nächsten Fahrt der vereinbarte Ladestatus garantiert wird.

Wenn es gelingt ein entsprechendes Anreizsystem und die digitale Infrastruktur dazu aufzubauen, steht bei einem Vollausbau der E-Mobilität ein Tagesspeicher mit hohem Wirkungsgrad von ca. 90% zur Verfügung.

Diese dezentralen Speicher sind räumlich meist besser situiert als wenige große Pumpspeicher im Gebirge. Abgesehen von den wenigen Langstrecken, wo spontane Schnellladungen entlang der Hauptverkehrsrouten anfallen, stehen die Fahrzeuge die überwiegende Zeit und können mit dem

Stromnetz verbunden sein. Genügend Zeit, um die Batterien bis zur nächsten Fahrt ausreichend nachzuladen und zwischenzeitlich auch Beiträge zur Netzstabilität zu leisten.

Simulation Flexibilisierung der E-Mobilität im Bezirk Murtal im Jahre 2040

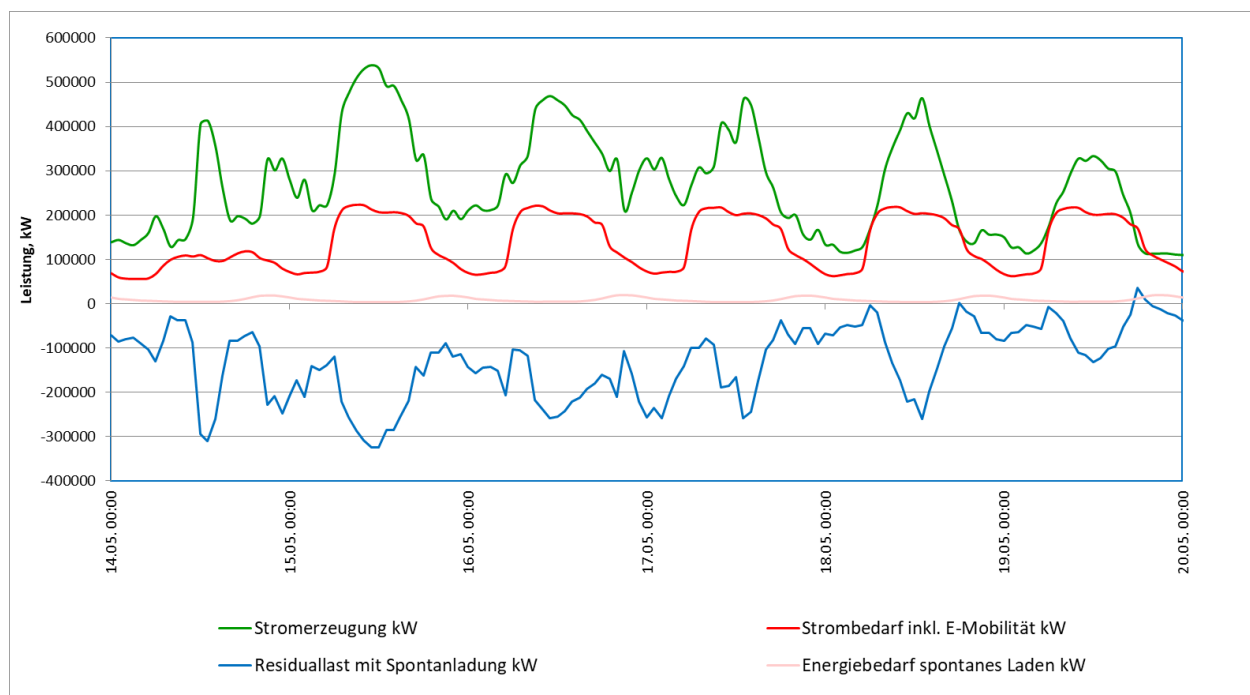
Basis der Simulationen ist das Energieszenario 2040 für den Bez. Murtal. In diesem Szenario ist die Stromproduktion aus Wind, Wasserkraft und PV in der Jahressumme etwas höher als der Strombedarf.

Tabelle 29: Energiebedarf RESYS Murtal-2040

	GWh/a
Stromerzeugung	1 505
Strombedarf	1 411
davon E-Autos	76

Aufgrund der Volatilität ist jedoch damit zu rechnen, dass die Erzeugungslastspitzen mehr als doppelt so hoch als die Bedarfsspitzen sind – vergleiche Abbildung 24.

Abbildung 24: Stromerzeugung und Strombedarf, sowie die Residuallast im Szenario Murtal 2040.



Zum Zeitpunkt der Durchführung der Simulationen waren keine Daten zur Leistungsfähigkeit des Stromnetzes bekannt. Daher wurde angenommen, dass das Netz nur die halbe Leistung von der maximal auftretenden Residuallast verteilen beziehungsweise weiterleiten kann. Höhere Leistungen im Netz müssen bei den Erzeugern abgeregelt werden, um die Netzstabilität aufrechterhalten zu können. Dadurch entstehen Energieverluste, welche auch Abregelungsverluste genannt werden.

Tabelle 30: Leistungen und Annahmen für das Stromnetz:

Maximale Überschussleistung aus Szenario Murtal 2040	416	MW
max. Leistung für Export über Netz (Annahme)	208	MW

Abgesehen von den Netzgrenzen wird versucht im Versorgungsgebiet die Energie möglichst lokal zu verwerten, um den Import und Export von Energie zu minimieren – d.h. es wird versucht die Residuallast möglichst gut auszugleichen.

Es wurden folgende Simulationen im Zeitschrittverfahren mit Stundenauflösung durchgeführt:

1. Spontanes Laden
2. Abgleich der Residuallast mit einfachem bidirektionalen Lademanagement (eigenbedarfsoptimiert für den Bezirk)
3. wie vorhin, jedoch mit Begrenzung von Überschussleistung im Netz (=Lastglättung).

Mittels Simulation wurde folgendes ermittelt:

- Export bzw. Import – Energie, welche nicht verbraucht wird bzw. zu wenig produziert wird
- Energie, welche in das Auto geladen bzw. entladen wird
- Lade- bzw. Speicherverlust
- Anzahl der jährlichen Ladezyklen
- maximale Lade-/Entladeleistung der Batterien

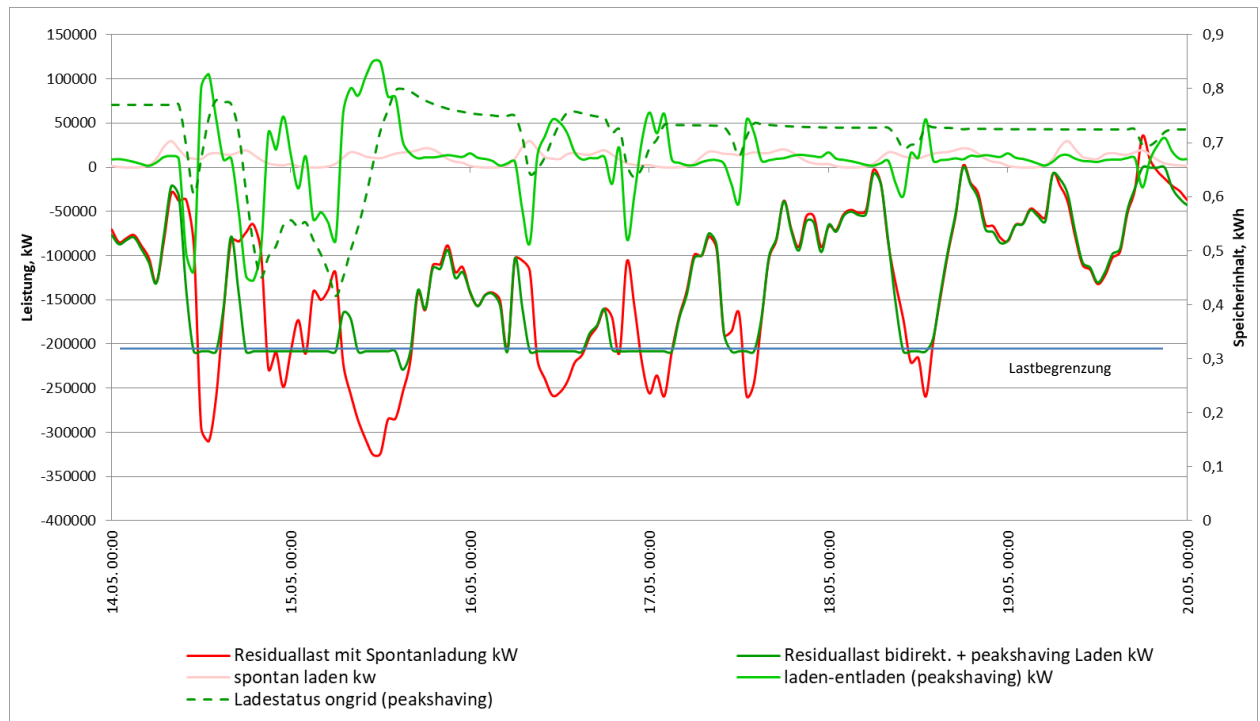
In Tabelle 31 sind Basisdaten zur Simulation ersichtlich.

Tabelle 31: Basisdaten zur Simulation

Anzahl Fahrzeuge 2021	44 916	
Anzahl E-Fahrzeuge 2040	36 270	
durchschnittliche km-Leistung	13 800	km/a
mittler Kapaz. der Batterie pro KFZ	60	kWh
Gesamtkapazität	2 176	MWh
Wirkungsgrad Laden/Entladen inkl. Wallbox	0,88	
Maximaler Ladestand bei netzdienlichem Laden	80%	
Minimaler Ladestand bei netzdienlichem Entladen – je nach Tageszeit und Wochentag	20% bis 50%	

Weiter Basisdaten und Details zur Methodik bzw. Funktion der Simulationen sind im Anhang 4.2.2 beschrieben. In Abbildung 6 sind die zeitlichen Verläufe des spontanen Ladens und des netzdienlichen bidirektionalen Ladens dargestellt. In der ausgewählten Woche mit hohem Energieangebot gelingt es bis auf eine einzige kurzzeitige Ausnahme (am 15.5. nachmittags) die Last auf maximal 208 MW zu begrenzen.

Abbildung 25: Eine Woche mit hoher Energieproduktion - Verlauf der Ladeleistungen und der Residuallast für Spontanladung und bidirektionalem Laden mit Lastglättung auf 208 MW (Überschussleistungen = negative Residuallast). Der mittlere Ladestatus der ongrid-PKWs wird mit der strichlierten Linie dargestellt (rechte Achse); zu beachten ist, dass der maximale Ladestatus 80% beträgt. Am 15.5. 5:00 darf nur bis 40% entladen werden. Folglich kann am Nachmittag nicht der gesamte Leistungspeak im Speicher untergebracht werden.



In Zeiten der Energiekrise mit extremen Schwankungen der Energiepreise ist es schwierig die zukünftige Preisentwicklung bis 2040 einzuschätzen. Es wird angenommen, dass als Anreizmechanismus zur Belohnung der Flexibilität ein Tarifsysteem angeboten wird, in dem die kWh-Preise an die Residuallast angepasst werden. Zur finanziellen Bewertung der Ergebnisse werden folgende Annahmen getroffen:

1. Stromtarif Mittelwert: 260 €/MWh
2. Stromtarif Laden: 180 €/MWh (Stromüberschuss)
3. Stromtarif Entladen: 340 €/MWh (Strommangel)

Anhand dieser Zahlen soll nur größenordnungsmäßig gezeigt werden, welche Anreize ein solches Tarifsysteem generell hat. Ein solches Tarifsysteem muss vor seiner Einführung in einem Konsultationsprozess geprüft und zu einem Konsens geführt werden.

Tabelle 32: Ergebnisse der Simulationen für die untersuchten Ladeverfahren

	spontanes Laden	bidirekt. Laden	bidirekt. Laden mit Prognose
Laden, GWh/a	76	178	187
Entladen, GWh/a	0	90	98
Import, GWh/a	285	200	202
Überschuss brutto, GWh/a	379	282	282
davon Abregelungsverlust (über 50% der max. Residuallast), GWh/a	17	15	3
Export netto (=verwerteter Überschuss), GWh/a	362	267	280
Äquivalente Vollzyklen/a	31	72	76
Zyklen für Netzdienlichkeit	0	41	45
Maximale Ladeleistung, relativ zu C	n.v.	0,20	0,20
Maximale Entladeleistung, relativ zu C	0	0,15	0,15
Ladekosten alle E-Auto, 1000€/a	19 760	n.v.	355
spez. Stromkosten pro Auto, €/a	545	n.v.	10

Die **Ergebnisse der Simulationen** zeigen:

- Ohne Flexibilisierung, also mit Spontanladung, müssen um 42% mehr Energie über die Systemgrenze importiert als auch exportiert werden als im Vergleich dazu mit netzdienlichem bidirektionalem Ladenverfahren.

Die netzdienliche bidirektionale Einbindung der e Mobilität erhöht somit beträchtlich die lokale Verwendung der produzierten Energie.

- Das Lademanagement sollte mit Lastglättung arbeiten und nicht nur auf den Abgleich der Residuallast abzielen, damit auch die Erzeugungsspitzen weitestgehend geglättet werden. Dieses Verfahren reduziert die Abregelungsverluste von 17 GWh/a auf 3 GWh/a.

Die E-Mobilität benötigt 76 GWh/a Strom. Die flexible Einbindung mit Lastglättung rettet 14 GWh/a vor der Abregelung (=nicht verwertete Energie). Man kann diesen Sachverhalt auch so interpretieren: Die E-Mobilität kann fast 20% seines Energiebedarfs durch das netzdienliche Lademanagement einsparen.

- Die durchschnittliche jährliche Zyklenzahl der Batterien beträgt für die Mobilität allein 31 Zyk/a bei 13.800 km/a. Mit der bidirektionalen Einbindung mit Lastglättung steigen die Zyklen auf 76 Zyklen/a. Nach 10 Jahre ist der Durchschnitt mit 760 Zyklen noch weit unter der Zyklenfestigkeit von 2000 bis 3000 Zyklen. Vielfahrer legen in 10 Jahren 500.000 km zurück - das sind 1123 Vollzyklen und mit dem netzdienlichen bidirektionalen Laden 1563 Zyklen.
- Die maximal erforderliche Lade-/Entladeleistung betragen nur 0,20C / 0,15C und liegt somit weit unter der Leistung einer Schnellladung oder einer Entladung bei der Autofahrt. (1C bis 3C).

Dieses Ergebnis zeigt, dass Li-Batterien beim netzdienlichen bidirektionalem Lademanagement sehr schonend behandelt werden und ein Großteil zur tageszeitlichen Flexibilisierung geleistet werden kann.

Mit dem zuvor genannten residuallastabhängigen Tarifsysteem könnten die Stromkosten für das E-Auto stark reduziert werden. Ein durchschnittliches E-Auto verursacht 545 €/a Stromkosten, mit netzdienlichem bidirektionalem Laden jedoch nur 10€/a. In 10 Jahren würden somit 5350€ eingespart, was schon einem großen Anteil der Akkuerneuerung gleichkommt. Mit einem entsprechendem Tarifdesign lässt sich die Win-Win-Situation für Netzbetreiber und E-Auto-Eigentümer:in steuern; entscheidend ist, dass entladener Strom ausreichend höher vergütet wird als Überschussstrom, der zum Laden verwendet wird.

Umweltaspekte

Die Elektromobilität kann in einer Win-Win-Situation zusätzlich wichtige Netzdienstleistung zur Stabilisierung des Energiesystems leisten. Die Batterien, welche in der Elektromobilität Verwendung finden, verursachen in der Herstellung einen hohen Ausstoß an Treibhausgasen; für die Herstellung der 2040 in E-Autos eingebauten E-Autobatterien für den Bezirk Murtal werden ca. 400.000 t CO₂-eq in die Atmosphäre emittiert (abgeleitet aus (Mia Romare, 2017)). Bleibt die Flexibilisierung der E-Mobilität ungenützt, so müsste zur Netzstabilisierung zusätzlich in stationäre Speicher mit ähnlicher Speicherkapazität investiert werden, zu deren Herstellung erneut eine ähnliche Menge an GHG-Emission in die Atmosphäre eingebracht wird. Es wäre daher ein ökologischer Leichtsinn dieses hohe und attraktive Flexibilisierungspotenzial nicht zu nutzen.

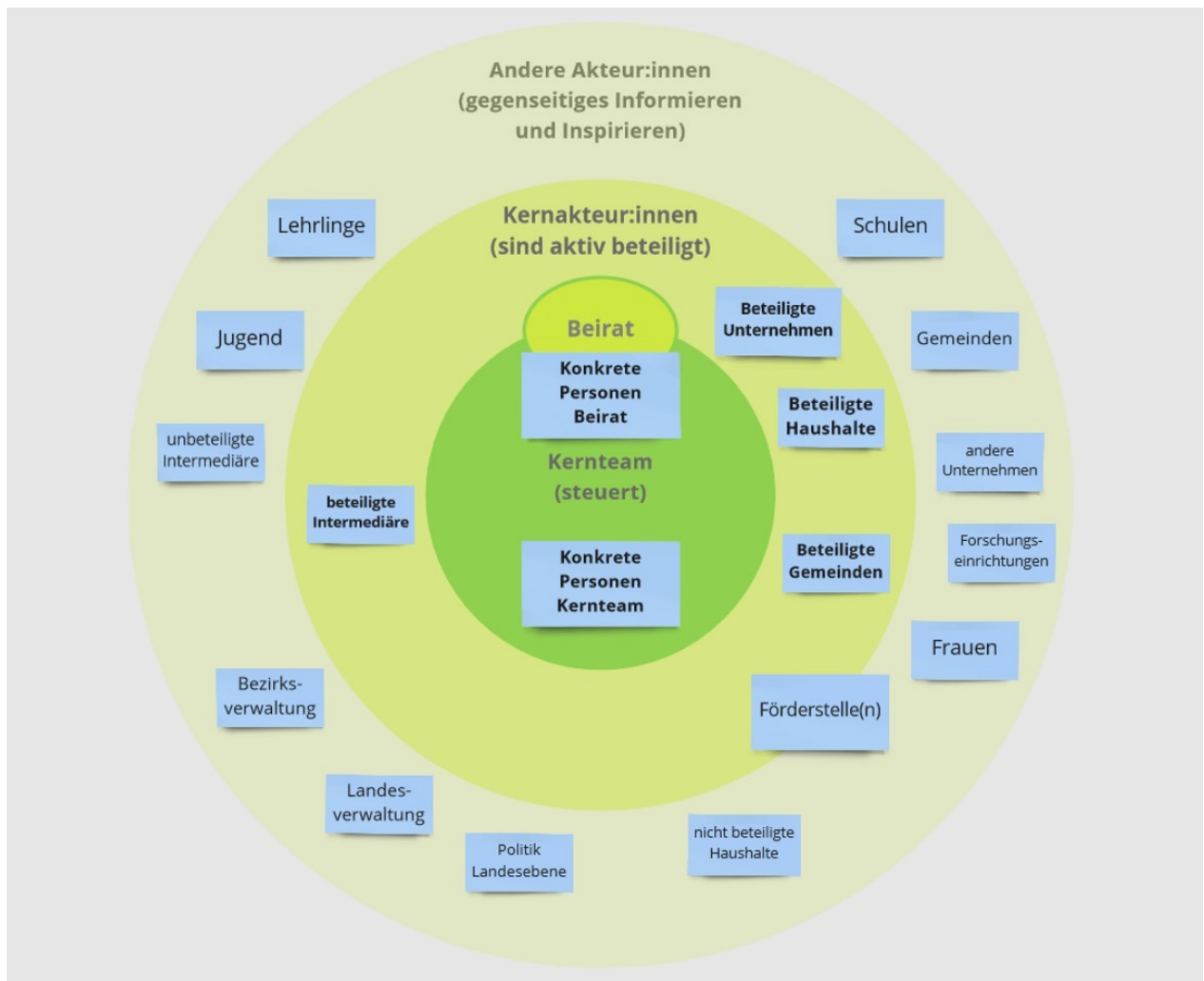
5.2 Ergebnisse aus organisatorischer Sicht

5.2.1 Prozessorganisation

Allgemeine Prozessorganisation

Die allgemeine Prozessorganisation leitet sich von der unterschiedlichen Beteiligung verschiedener Akteur:innengruppen ab. Hierbei kann einerseits nach Beteiligungstiefe und andererseits nach den verschiedenen Bereichen des Reallabors (Industrielle Abwärme, BtL/BtG, etc.) unterschieden werden (Abbildung 26).

Abbildung 26: Akteur:innen im Reallabor und deren Beteiligungstiefe (Eigene Darstellung).



Der Prozess im Reallabor wird von einem kleinen Kernteam gesteuert. Dieses besteht aus den Projektmitarbeiter:innen der Partnerorganisationen (1-2 Personen/Organisation). Ein Beirat, der wesentliche Kernakteur:innen (regional und überregional) vertritt, dient als Schnittstelle mit dem Kernteam, das aktiv an den Projekten und Aktivitäten des Reallabors beteiligt ist. Weitere Akteur:innen werden im Sinne eines Open-Innovation-Ansatzes in unregelmäßigen Abständen über bestimmte Formate eingebunden.

Die Zusammenarbeit mit den unterschiedlichen Akteursgruppen in den drei Teilbereichen des Reallabors erfolgt über unterschiedliche Formate der Zusammenarbeit, Entwicklung und Kommunikation.

In der folgenden Übersicht werden die einzelnen Formate, die daran beteiligten Anspruchsgruppen/Personen sowie die zu erwartenden Ergebnisse aus diesen Formaten dargestellt.

Tabelle 33: Organisationsstruktur und Prozessorganisation

Format	Beteiligte	Tätigkeiten und Ergebnisse
Quartalsweise Beiratstreffen	Beiratsmitglieder	• Regelmäßig vom Beirat überprüfter Stand der Projekte • Fachliche Unterstützung durch die Beiratsmitglieder • Berichte an Fördergeber/Geldgeber
Kernteamtreffen	Kernteammitglieder	• Steuerung des Gesamtprozesses • Vernetzung der Teilprojekte • Berichte an den Beirat • Berichte an Fördergeber/Geldgeber
Arbeitsgruppentreffen • Fernwärmeverbund ○ Industrielle Abwärme ○ BtL/BtG ○ ARA ○ Biomasse • PV + gesteuertes Lademanagement • Innovationslabor ○ Flexibilisierung industrieller Prozesse ○ Flexibilisierung Privatbereich mit Netzsteuerung ○ PtF	Mitglieder der thematischen Arbeitsgruppen:	• Laufende Abstimmung der einzelnen Projekte • Steuerung der Phasen der Teilprojekte (sh. Kapitel 5.2.2)

Die Vernetzung der drei Typen von Formaten wird auf unterschiedlichen Wegen hergestellt:

1. Durch das Projektmanagement (Energieagentur Obersteiermark)
2. Das Kernteam besteht aus leitenden der thematischen Arbeitsgruppen
3. Kernteam nimmt an Beiratstreffen teil

Weitere Akteur:innen sowie die interessierte Öffentlichkeit werden über spezifische Formate eingebunden, die in untenstehender Tabelle aufgeführt sind.

Tabelle 34: Organisation – Formate für Veranstaltungen

Format	Beteiligte	Tätigkeiten und Ergebnisse
Professionelle Prozessbegleitung	Kernteam	Steuerung des OI-Prozesses
Jahreskonferenz fachlich	Projektmitglieder Fachpublikum	- Fachlicher Austausch - Präsentation und Verbreitung der Projekt(zwischen)ergebnisse
Jahreskonferenz „Öffentlichkeitstag“	Interessierte Öffentlichkeit	Information über die Projekt(zwischen)ergebnisse
Info-Veranstaltungen	Spezifische Akteursgruppen (z.B. Unternehmen, Haushalte)	- Fachinformation - Einladung zur Beteiligung an Projektteilen
Workshops zu bestimmten Themen (z.B. World Café, neue konkrete Formate)	Spezifische Akteursgruppen (z.B. Unternehmen, Haushalte, Jugend, Frauen)	- Partizipation an der inhaltlichen Weiterentwicklung im Innovationslabor - Einbringen der spezifischen Blickwinkel - Bewusstseinsbildung für die Umstellungen im regionalen Energiesystem und zum individuellen Energie- und Klimabeitrag
Online-Formate/ Webinare	Spezifische Akteursgruppen	- Fachkenntnisse wurden vermittelt - Bewusstseinsbildung in der Region für die Umstellungen im regionalen Energiesystem
Good-/ best-practice Berichte	Interessierte Öffentlichkeit	- Bewusstseinsbildung in der Region für die Umstellungen im regionalen Energiesystem - Inspiration für die beteiligten Akteur:innen
“Erklär-Videos” - wie funktioniert das zukünftige System?	Regionale Öffentlichkeit	- Videos - Bewusstseinsbildung zum individuellen Energie- und Klimabeitrag
Allgemeine Bewusstseinsbildung	Regionale Öffentlichkeit, Zielgruppenspezifisch	Bewusstseinsbildung in der Region für die Umstellungen im regionalen Energiesystem und zum individuellen Energie- und Klimabeitrag

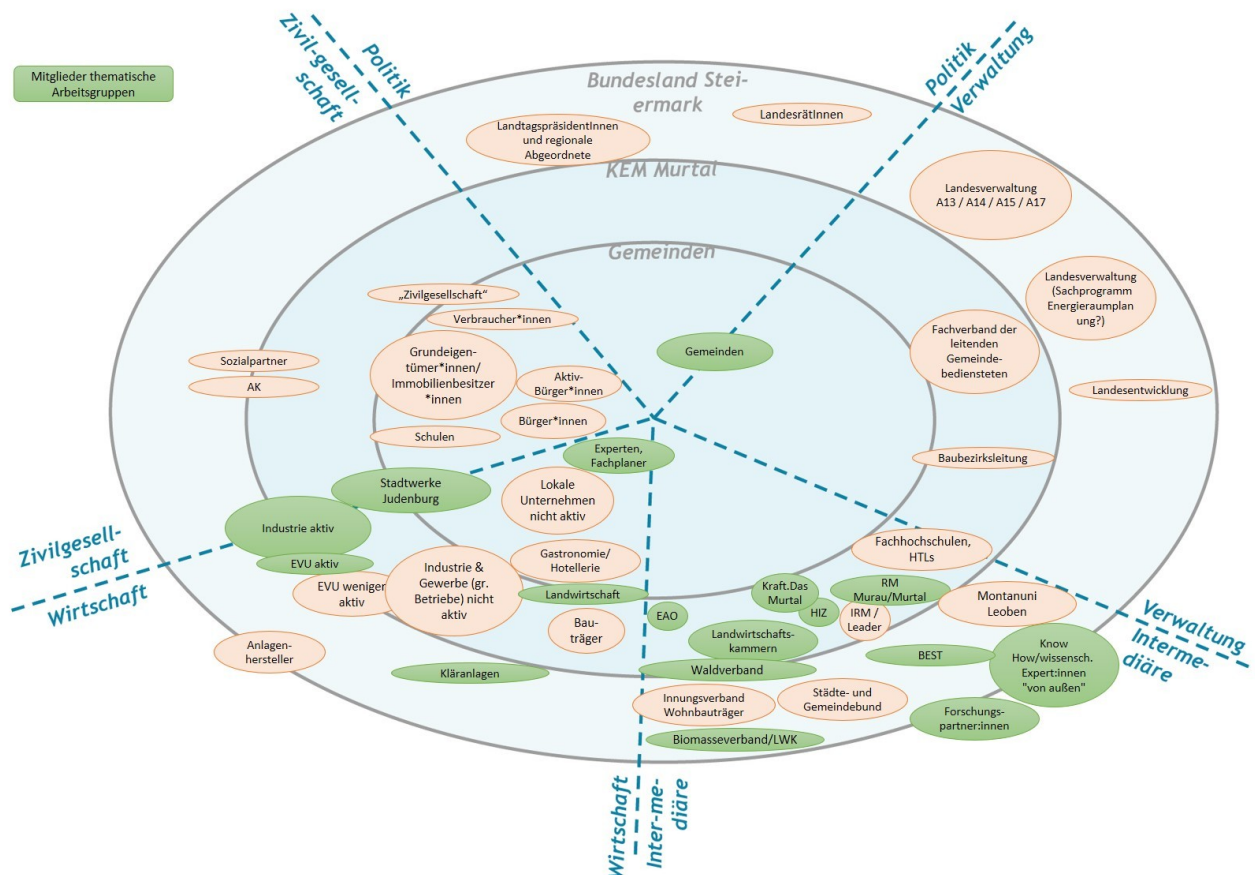
Um die Kernakteur:innen für die unterschiedlichen Themenbereiche des Reallabors sichtbar zu machen, wurden drei unterschiedliche Akteurs-Governance-Maps erstellt. Diese basieren auf der Stakeholder:innen-Analyse der KEM Murtal, Recherchen des Projektteams sowie zwei Interview-Runden mit Akteur:innen aus der Region.

Basierend auf diesen Analysen sowie zwei Workshops in der Region wurden die zu beteiligenden Akteur:innen bestimmt.

Für die gemeinsame und integrierte Umsetzung dieser Maßnahmen im Reallabor ist ein abgestimmtes Zusammenspiel der relevanten Akteur:innen notwendig. In den nächsten Abschnitten wird näher dargestellt, welche Akteur:innen jeweils in den drei Phasen des Reallabors wie eingebunden werden. In allen Arbeitsgruppen werden Personen aus dem Projektteam (Energieagentur Obersteiermark, Forschungspartner:innen), Vertreter:innen des Regionalmanagements, von Kraft.Das Murtal sowie der Gemeinden bzw. weiterer Stakeholder vertreten sein.

Fernwärmeverbund

Abbildung 27: Akteurs-Netzwerk für die Flexibilisierung im Fernwärmeverbund



Dieser Teil des Reallabors umfasst folgenden technischen Maßnahmen:

- Einbindung von industrieller Abwärme und Abwärme der Holzvergasung in den Fernwärmeverbund, Anbindung des HIZ als Standort
- Bau einer BtL/BtG-Anlage am Standort HIZ Zeltweg
- Biomassenutzung zur Spitzenlastabdeckung

In der Arbeitsgruppe werden Vertreter:innen der beteiligten Industrieunternehmen, der Bioenergie Aichfeld und Bioenergie Wärmeservice als Fernwärmebetreiber, der Stadtwerke Judenburg, des Holzinnovationszentrums, der Energieagentur Obersteiermark, des Waldverbands sowie weiterer Intermediäre (Landwirtschaftskammer, Biomasseverband) beteiligt (in der Grafik grün hervorgehoben) beteiligt sein.

Leitprojekte – Diese treiben konkrete Umsetzungsmaßnahmen voran, einschließlich Monitoring und Validierung.

- Der Fernwärmeverbund mit Einbindung von Abwärme, Einbindung des HIZ mit der geplanten Holzvergasungsanlage und Sektorkopplung ist das erste Leitprojekt.

Innovationslabor - Dieses stellt einen laufenden Innovationsprozess dar, entwickelt Ansätze aus der Sondierungsphase weiter, neue Leitprojekte sollen und werden entstehen

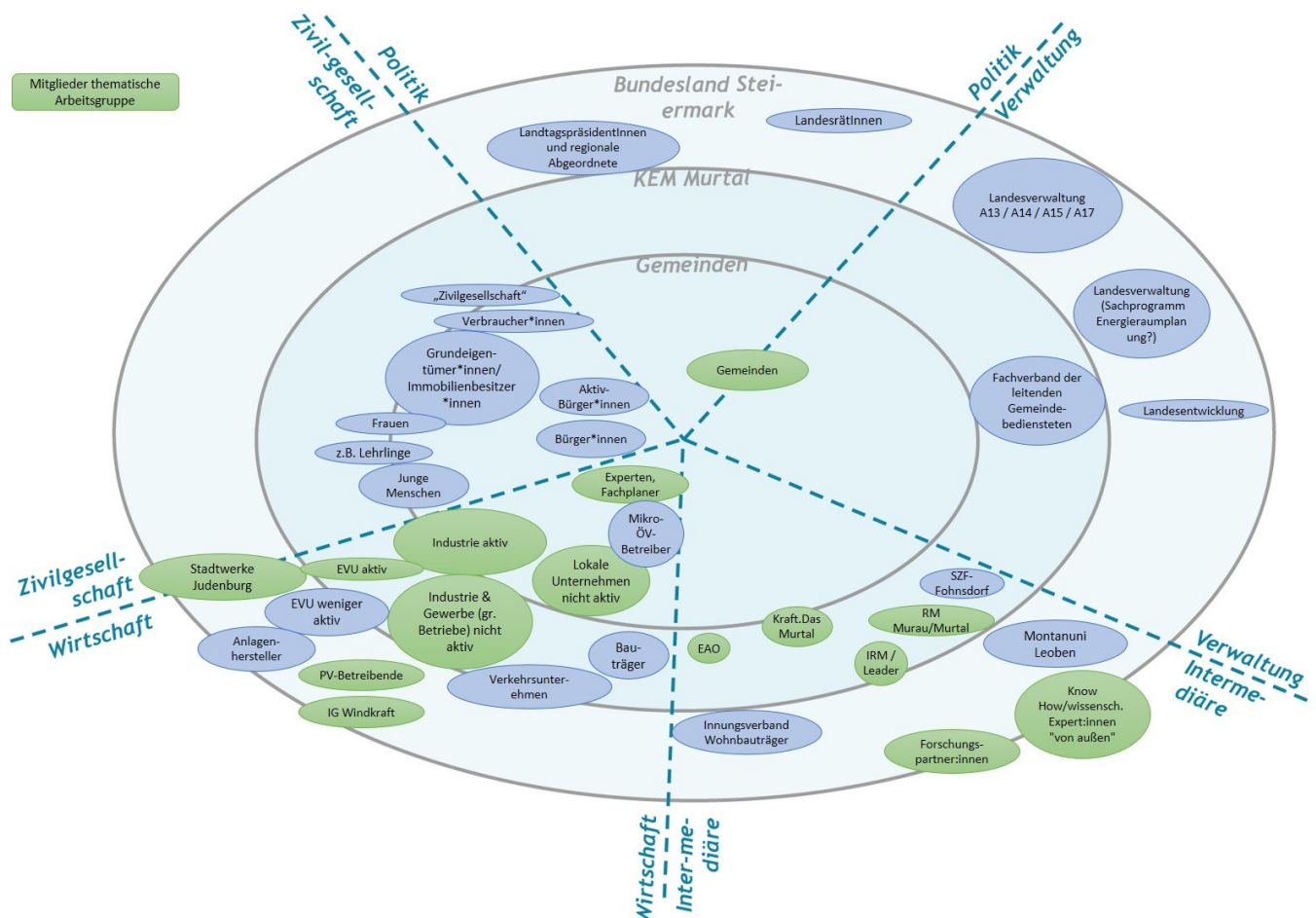
Konkrete weitere Themen aus der Sondierungsphase sind:

- Flexibilisierung industrieller Prozesse
- Flexibilisierung Privatbereich mit Netzsteuerung, PV, Speicher, E-Mobilität
- Errichtung einer Power-to-Fuel-Anlage

Im Innovationslabor wird ein Open-Innovation-Ansatz verfolgt, der den Innovationsprozess auch für die Teile 1 und 2 des Reallabors öffnet.

Die Akteurs-Governance-Map dazu wird in Abbildung 29 dargestellt.

Abbildung 29: Akteurs-Governance-Map Innovationslabor (Eigene Darstellung)

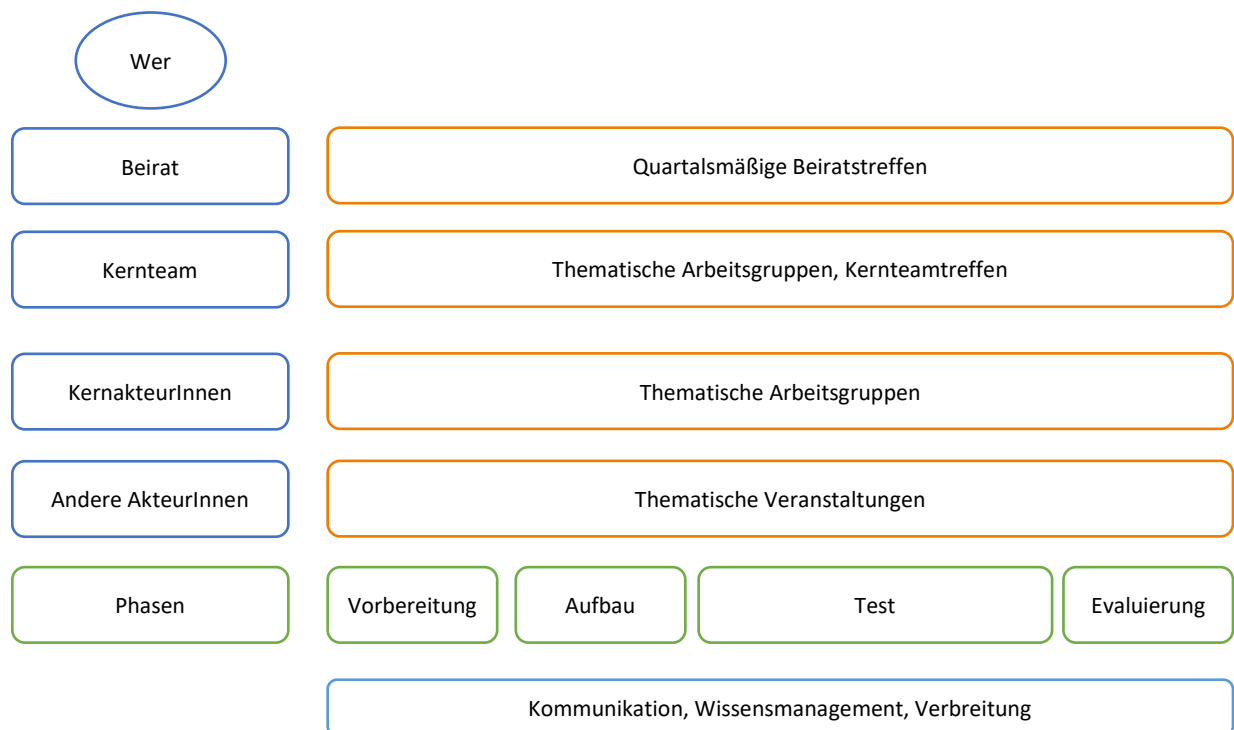


In dieser Arbeitsgruppe werden die Stadtwerke Judenburg, die Energieagentur Obersteiermark, weitere Energieversorgungs-unternehmen, Industrie- und Gewerbebetriebe, Gemeinden, sowie Vertreter:innen aus dem Photovoltaik- und Windkraftbereich eingebunden, ebenso wie Vertreter:innen aus Politik und Verwaltung, NGOs und einer breiten Zivilgesellschaft

5.2.2 Organisationsstruktur

- Eine Trägerorganisationen wird rund um EAO-Energieagentur Obersteiermark, HIZ und Energieunternehmen aufgesetzt
- Als mögliche Organisationsform kommen drei Rechtsformen in Frage, welche alle Vor- und Nachteile haben. Diese sind entweder ein Verein, eine Genossenschaft oder eine GmbH, bzw. Kombinationen aus diesen. Die Entscheidung wird im Zuge der Einreichung mit den beteiligten Partnern getroffen.
- Gremien werden anhand der nachfolgenden Grafik aufgesetzt, die Entscheidungsprozesse werden im Zuge der Einreichung mit den schlussendlich beteiligten Partnern fixiert.

Abbildung 30: Organisationsstruktur für das Reallabor



5.2.3 Wissensmanagement

Folgendes Setup für das Wissensmanagement liegt vor und wird voraussichtlich weitergeführt:

TEAMS-Plattform (nur intern)

Der Einsatz einer per Web erreichbaren Dokumenten- bzw. Projektmanagement-Plattform hat sich grundsätzlich bewährt. Die sonst für Projekte typische Email-Flut konnte dadurch verhindert werden.

Logbuch – Liste (nur intern)

Das Führen eines Logbuchs wäre sinnvoll, ist aber praktisch schwer umsetzbar. Im zukünftigen Reallabor soll hier auf Status-Quartals-Berichte umgestellt werden.

Leitfaden-Ableitung aus den Erkenntnissen (öffentlich)

Erste Erkenntnisse aus der Sondierungsphase wurden in einem Leitfaden komprimiert dargestellt.

Es macht Sinn, dies in Zukunft insbesondere auch durch persönlichen/direkten Erfahrungsaustausch etwa mit anderen Reallaboren weiter zu verbreiten und auch die Inhalte weiter auszubauen. Möglicherweise kann aber auch nur das Wiki-System die Erfahrungs-Dokumentation und den Austausch übernehmen.

Online-Wiki-System über www.murreal.at (öffentlich)

Das Wiki-System wurde bestehend aus einem Video- und einem Artikel-Bereich aufgebaut. Getrennte Systeme, beide über die Website erreichbar über entsprechend benannte Hauptmenüpunkte "Artikel" und "Videos".

5 Videos wurden in Zusammenarbeit bzw. über Beauftragung eines Lokalmediums (Kanal3) erstellt.

Es wurden 3 Artikel-Formen definiert: 1. Artikel, 2. FAQ-Artikel, 3. Glossar (Begriffs-Erklärungen).

An Artikeln entstanden über 10, FAQ-Artikel über 5 und Glossarbeiträge über 60.

5.2.4 Vernetzung, Kommunikation

Das Kommunikations-Management und die genutzten Kanäle haben sich gut bewährt und sollen weiter in dieser Form genutzt werden:

- asynchrone Kommunikation über TEAMS, Emails nur in Ausnahmefällen
- monatlich Online-Jour Fix-Treffen des Kernteams
- Zusätzlich Online-Meetings von Teilen des Kernteams bezogen auf bestimmte Arbeitsinhalte
- Größere Akteur:innen-Treffen wichtig für die lokale Vernetzung

5.3 Ergebnisse aus finanzieller Sicht

Der Rahmen der Gesamtkosten für das Reallabor wird von Seiten des Fördergebers mit rund vier Millionen Euro (auf fünf Jahre) beziffert. Aus den Förderungsquoten für das darin vorgesehene Leitprojekt (55 - 80 %) und für das Innovationslabor (50 %) ergibt sich ein Finanzierungsbedarf von rund 1,6 Millionen Euro für den oben angegebenen Zeitraum (je nachdem, wie das Leitprojekt schlussendlich definiert wird).

Wie dieser Finanzierungsbedarf gedeckt werden könnten, wurde im Rahmen der Umfeldanalyse in direkten Gesprächen ausgelotet. Daraus ergeben sich folgende theoretischen Optionen:

- Über **öffentliche Einrichtung** (z.B. Land Steiermark)
Die Chancen dafür werden als gering eingeschätzt.
- Über **(Mitglieds-) Beiträge** der beteiligten Firmen und Organisationen
Dieser Weg ist durchaus realistisch für das Leitprojekt, weil die Firmen hier einen direkten Nutzen für sich sehen, allerdings nicht realistisch für das Innovationslabor, das übergeordnet ausgerichtet ist und der Nutzen für sie nicht direkt erkennbar ist. Damit bleibt immer noch ein Finanzierungsbedarf von rund einer Million Euro bestehen.
- Über **Leistungsaustausch**
Dienstleistungen wie Qualitätssicherung, Kommunikation, Impact Assessment, Coachings, Akquise und dergleichen für die beteiligten Firmen könnten Teil des Geschäftsmodells sein, mit denen die restlichen Eigenmittel erwirtschaftet werden könnten. Die Chancen rund eine Million Euro in fünf Jahren erwirtschaften zu können, werden als gering angesehen.
- (4) Über **Regionalentwicklungsmittel** (APRO), gemeinsam mit dem Nachbarbezirk Murau
Diese Option wird vom Projektteam als realistischste Variante eingeschätzt und wird daher auch am intensivsten weiterverfolgt. Sie hätte den Vorteil, dass die langfristige Ausrichtung synergetisch passieren würde.

Für **Investitionen**, die im Rahmen des Leitprojekts getätigt werden sollen, wird an unterschiedlichen Stellen gesondert um Förderungen angesucht werden. Dazu bieten sich folgende Möglichkeiten an:

- Industrielle Abwärmenutzung: KPC / UFI
- BtL/BtG: Sonderförderung Demoanlage über laufende Ausschreibungen nach dem Waldfondsgesetz
- Abwasserreinigungsanlage(n) zu Energiezentrale(n): KPC / UFI und EAG-Investitionszuschüsse
- Biomasse-Heizwerke, Kesselanlagen und Netzausbauten: KPC / UFI
- PV + gesteuertes Laden: KPC / UFI

6 Schlussfolgerungen

6.1 Flexibilisierung Biomasse

Ein saisonaler Einsatz von Biomasse ist erforderlich, um die Abwärmenutzung zu erhöhen. Es wurde aber gezeigt, dass die Gestehungskosten von Strom, Diesel und Holzgas wegen der geringeren Auslastung von Biomasseanlagen (KWK, Holzgas/Holzdiesel) ansteigen.

Flexibel betriebene Biomasseanlagen in Fernwärmeverbünden nutzen den Energieinhalt effizienter als solche im ganzjährigen Betrieb. Auch wenn lokal die Wärme in ein Fernwärmenetz eingespeist werden kann, führt dies im Bezirk Murtal dazu, dass diese Wärme in Konkurrenz zur Einspeisung von industrieller Abwärme steht. Dies ist jedoch kein spezielles Murtal-Problem. Selbst wenn keine industrielle Abwärme vorhanden wäre, kann außerhalb der Heizperiode die Wärme über Solarthermie oder über Wärmepumpen, die mit überschüssigem PV-Strom betrieben werden, nachhaltig und kostengünstig erzeugt werden. Es ist daher eine grundsätzliche Effizienzsteigerung und eine Biomasse-Ressourcenschonung, wenn Biomasse nur in der Heizperiode energetisch verwertet wird. Somit wird Biomasse als gespeicherte Sonnenenergie zur Zeit der Winterschwäche eingesetzt. Durch die effizientere Biomassenutzung kann lokal – hier im Murtal – Biomasse eingespart. Diese kann anderswo für gleiche effiziente Nutzung zur Verfügung.

Lokal entstehen durch die Flexibilisierung der Biomasse bedingt durch die höheren Abschreibungskosten Mehrkosten, in der Gesamtsicht entsteht einerseits der Vorteil, dass mehr Biomasseanwendungen umgesetzt werden können, und dass eine Preissteigerung des Rohstoffs Biomasse aufgrund einer Produktverknappung vorgebeugt werden kann. Es sei noch angemerkt, dass die aktuellen Förderungen z.B. Marktprämien zur Stromerzeugung aus Biomasse einen ganzjährig konstanten Tarif anbieten; dieser kompensiert jegliche natürlich entstehende saisonale Schwankung des Strommarktpreises und steuert so einem natürlichen Anreiz zur Flexibilisierung entgegen. Solange diese Rahmenbedingungen aufrecht bleiben, empfiehlt es sich die so entstehenden finanziellen Nachteile einer nachhaltigen Flexibilisierung der Biomasse durch eine Förderung auszugleichen.

Langfristig wäre jedoch Rahmenbedingungen (Förderungen, Energietarife), welche die effizientere saisonale Betriebsweise zu einer wirtschaftlich attraktiveren verhelfen.

Ein möglicher attraktiver Ansatz wird bei saisonal abhängigen Tarifmodellen für Strom/Holzgas/Holzdiesel/Fernwärme gesehen.

6.2 Flexibilisierung der E-Mobilität - Umsetzungsmöglichkeiten im Reallabor

Derzeit ist die Durchdringung von E-Fahrzeugen zwar noch gering, dennoch sollte mit der Umsetzung zur Nutzung dieser attraktiven Flexibilität begonnen werden.

Im Workshop1 wurden Möglichkeiten für einen Pilotversuch erarbeitet:

- 1) Rechtliche Klärungen: Wie weit und unter welchen Bedingungen ist ein Netzbetreiber berechtigt auf den Ladevorgang Einfluss zu nehmen?
- 2) Mögliche Zielgruppen für den Pilotversuch:
 - a) große Parkplätze mit langen Stehzeiten (Betriebe, Ämter)
 - b) Wohnungsanlagen mit E-Ladeinfrastruktur und E-Autos
 - c) ausgewählte Privathäuser
- 3) Besonders geeignet erscheint der Test tarifliche Anreize, welche abhängig von der Leistung im Netz gestaltet werden.
- 4) Der Versuch beschränkt sich nicht nur auf die E-Mobilität, wenngleich diese Flexibilität am effektivsten ist. Auch andere Flexibilitätäten wie Wärmepumpen, E-Heizungen, Klimaanlage, ... können damit angesprochen werden.
- 5) Technische Lösungen zur Automatisierung der Nutzung der tariflichen Anreize und die Nutzertransparenz müssen verfügbar gemacht werden. Transparenz ist ein sehr bedeutender Motivationsfaktor.

Ein wichtiger Aspekt zur Umsetzung der Flexibilisierungsmaßnahmen ist die Erforschung aller damit verbunden technischen und sozialen Auswirkungen.

Diskussionen um die Neugestaltung von Netztarifen werden bereits seit einigen Jahren geführt. Im letzten Konsultationspapier „Tarife 2.1“ (E-Control, 2021) der E-Control in Zusammenarbeit mit den Netzbetreibern wird das Thema Flexibilisierung aufgegriffen, darunter auch das Problem der Gleichzeitigkeit beim Laden von E-Autos. Die darin vorgeschlagene Einführung von Netztarifen mit gemessener Bezugsleistung auch im Privatbereich einzuführen, wird das Problem der Netzbelastung durch die E-Mobilität nicht ausreichend lösen können, da die volatiler werdende Residuallast im Netz unberücksichtigt bleibt. D.h. eine hohe Ladeleistung würde grundsätzlich bei Stromkund:innen zu einer hohen Netzgebühr führen. In der zukünftigen Realität kann eine hohe Bezugsleistung bei hoher Energieproduktion von Wind bzw. PV-Anlagen sogar sehr netzdienlich sein. Also schafft diese Regelung keine zukunftstauglichen Anreize zur Flexibilisierung. Explizit ist in „Tarife 2.1“ die Einbindung des Privatsektors – dazu gehören auch die meisten E-Autos – in die Flexibilisierung nicht vorgesehen. Wie aus Stellungnahmen zu „Tarife 2.1“ nachzulesen ist, kommen Bedenken zu flexiblen Tarifen hinsichtlich sozialer Ungerechtigkeiten vor allem aus dem Sozialbereich.

Für eine Ausrollung des Projekts gilt es also, Tarifmodelle zur Flexibilisierung auszutesten, umfassend auf Seiteneffekte zu untersuchen und in die Konsultation einzubringen.

7 Ausblick und Empfehlungen

Dieses Sondierungsprojekt bildet die Basis für den Projektantrag für eine fünfjährige Umsetzungsphase als Reallabor MURREAL, mit dem Instrument eines Leitprojektes und auch in Verbindung mit dem Instrument des Innovationslabors.

Die für die Energiewende notwendigen Flexibilisierungen stoßen an bei der Umsetzung unter anderem auch auf finanziell/wirtschaftliche Herausforderungen, welche durch tarifliche aber auch durch fördertechnische Rahmenbedingungen hausgemacht sind, da sie den Betrieb von Anlagen mit möglichst hohen Vollaststunden begünstigen, und auf die energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen wenig eingehen. Für eine erfolgreiche Weiterentwicklung von Flexibilisierungsstrategien muss neben der technischen Dimension auch die erforderliche Anpassung von Rahmenbedingungen mitgedacht und weiterentwickelt werden.

Aus diesem Grund sollte ein Nachfolgeprojekt auf eine Untersuchung und Erprobung von neugestalteten Rahmenbedingungen in technischer, wirtschaftlicher und sozialer Hinsicht ausgerichtet werden. Dazu wird der Kontakt zu den Förderstellen und Einrichtungen des Bundes gesucht (E-Control, Netzbetreiber, Ministerien).

8 Verzeichnisse

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Bevölkerungsentwicklung im Bezirk Murtal	17
Abbildung 2: Entwicklung des Wärmebedarfs für den Bezirk Murtal 2020 bis 2040 (eigene Darstellung)	20
Abbildung 3: Entwicklung der Wärmeerzeugung für den Bezirk Murtal 2020 bis 2040 (eigene Darstellung)	22
Abbildung 4: Entwicklung des Energiebedarfs der Mobilität für den Bezirk Murtal 2020 bis 2040 (eigene Darstellung)	26
Abbildung 5: Entwicklung der Anzahl der PKWs für den Bezirk Murtal 2020 bis 2040 (eigene Darstellung)	27
Abbildung 6: Entwicklung des Strombedarfs für den Bezirk Murtal 2020 bis 2040 (eigene Darstellung)	30
Abbildung 7: Entwicklung der Stromerzeugung für den Bezirk Murtal 2020 bis 2040 (eigene Darstellung)	32
Abbildung 8: Saisonale Flexibilisierung – der sommerliche Überschuss müsste zur Deckung des Energiedefizits im Winter verwendet werden. Hier sind nur die Schwankungen der Monatsmittelwerte zu sehen. Die kurzzeitigen Schwankungen sind hier nicht ersichtlich.....	34
Abbildung 9: Die volatilen Energiequellen Wind, Sonne, Wasserkraft bieten eine Energieangebot an, das meist nicht mit dem Energiebedarf deckungsgleich ist. Überschüsse müssen durch die Flexibilisierung nutzbar gemacht werden, um die Versorgungslücken aufzufüllen.	34
Abbildung 10: Mit einer Steigerung der Energieproduktion können die Defizite in den Wintermonaten zumindest in den Monatsmittelwerten ausgeglichen werden. Die sommerlichen Überschüsse wachsen an und „gehen durch die Decke“.	35
Abbildung 11: Verteilung des Beginns der Wegstrecken gegliedert nach Zwecken (Herry Consult GmbH, 2016)	38
Abbildung 12: Verteilung der Wegzwecke in Abhängigkeit des Wochentags (Herry Consult GmbH, 2016).....	38
Abbildung 13: Mittelwerte des zugelassenen Mindestladestandes für bidirektionales Laden	40
Abbildung 14: Verteilung der Antriebsleistung der E-PKWs und die Verteilung der Ladeleistung für die Spontanladung.	41
Abbildung 15: Anteil der E-PKWs, welche an Werktagen, Samstag und Sonntag auf verschiedenen Stellplätzen mit dem Netz verbunden sind.	42
Abbildung 16: Flussdiagramm für den Prozess eines Speichermanagements. Die Regelungstechnik in der zweiten Anweisung bestimmt, welche Art des Lademanagements abläuft. Der linke Ast beschreibt das Einspeichern, der rechte das Ausspeichern.....	44
Abbildung 17: Vergleich eigenverbrauchsoptimierenden Verfahren (rote + hellrote Linien) mit und ohne Lastglättung (peakshaving: grüne + hellgrüne Linien). Hier ist die Überschussleistung gemäß der	

Definition der Residuallast mit negativen Werten dargestellt. In dieser Grafik ist der Speicherstand auf minimal 0,4 (=40%) nach unten und maximal auf 0,8 (=80%) begrenzt. Beachte: Der Speicherinhalt ist auf der rechten Achse dargestellt.	48
Abbildung 18: Schematische Darstellung des Fernwärmeverbundes Aichfeld, mit der Abwärmenutzung aus Pöls. Eine mögliche Einbindung des HIZ ist Teil der Analyse im Projekt, diese ist noch nicht umgesetzt.	49
Abbildung 19: Monatliche Verteilung der Fernwärmelieferung im Fernwärmeverbund	51
Abbildung 20: Entwicklung des Wärmebedarfs nach Einbindung des HIZ, eines weiteren Industriebetriebes und einer Kläranlage.....	52
Abbildung 21: Optimierte Fernwärmeverversorgung nach Einbindung der Großverbraucher, vor allem des HIZ mit der Holzvergasungsanlage.	53
Abbildung 22: Vergleich der Einzellösungen („Plan ohne Kooperation) und der Reallabor-Verbundlösung für die Betriebe Zellstoff Pöls AG, weiterer Großverbraucher, HIZ und ARA	54
Abbildung 23: Stromerzeugung und Strombedarf, sowie die Residuallast im Szenario Murtal 2040. .	60
Abbildung 24: Eine Woche mit hoher Energieproduktion - Verlauf der Ladeleistungen und der Residuallast für Spontanladung und bidirektionalem Laden mit Lastglättung auf 208 MW (Überschussleistungen = negative Residuallast). Der mittlere Ladestatus der ongrid-PKWs wird mit der strichlierten Linie dargestellt (rechte Achse); zu beachten ist, dass der maximale Ladestatus 80% beträgt. Am 15.5. 5:00 darf nur bis 40% entladen werden. Folglich kann am Nachmittag nicht der gesamte Leistungsspeak im Speicher untergebracht.	62
Abbildung 25: Akteur:innen im Reallabor und deren Beteiligungstiefe (Eigene Darstellung).....	65
Abbildung 26: Akteurs-Netzwerk für die Flexibilisierung im Fernwärmeverbund.....	68
Abbildung 27: Akteursnetzwerk für das Teilprojekt Gesteuertes Lademanagement.....	69
Abbildung 28: Akteurs-Governance-Map Innovationslabor (Eigene Darstellung).....	70
Abbildung 29: Organisationsstruktur für das Reallabor	71

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Energiebedarf Murtal gemäß Energiemosaik Austria und gemäß der Modellierung in RESYS	12
Tabelle 2: IST-Energiebedarf für den Bezirk Murtal ermittelt mit Resys-Tool – im Vergleich mit E-Mosaik-Daten	13
Tabelle 3: Vergleich Endenergieverbrauch und Pro-Kopf-Verbrauch von Österreich und Bezirk Murtal 2020.....	13
Tabelle 4: Primärenergieaufwand für die Erzeugung von 1kWh Niedertemperaturwärme (Heizung, Warmwasser; Quelle: eigene Berechnungen IB Wind)	18
Tabelle 5: Primärenergieaufwand für die Erzeugung von 1kWh Hoch- oder Mitteltemperaturwärme (Quelle: eigene Berechnungen IB Wind)	19
Tabelle 6: Entwicklung des Wärmebedarfs für den Bezirk Murtal 2020 bis 2040 (Quelle: eigene Berechnungen IB Wind)	19
Tabelle 7: Fernwärmenetz 2020 und Ausbau 2040.....	21

Tabelle 8: Entwicklung des Wärmebedarfs in den Sektoren.....	21
Tabelle 9: Entwicklung der Wärmeerzeugung 2020 - 2040	22
Tabelle 10: Entwicklung des Energiebedarfs der Mobilität für den Bezirk Murtal 2020 bis 2040.....	25
Tabelle 11: Entwicklung der Fahrzeugkilometer bzw. Personenkilometer für den Bezirk Murtal 2020 bis 2040	27
Tabelle 12: Entwicklung der Anzahl von Fahrzeugen für den Bezirk Murtal 2020 bis 2040	28
Tabelle 13: Entwicklung der Anzahl von Zugmaschinen für den Bezirk Murtal 2020 bis 2040	29
Tabelle 14: Entwicklung des Strombedarfs nach Sektoren für den Bezirk Murtal 2020 bis 2040	29
Tabelle 15: Entwicklung des Strombedarfs für den Bezirk Murtal 2020 bis 2040	30
Tabelle 16: Entwicklung der Stromerzeugung für den Bezirk Murtal 2020 bis 2040.....	31
Tabelle 17: Strombedarf für PTF-Produkte für den Bezirk Murtal 2040.....	33
Tabelle 18: Charakteristische Daten zu den Wegen in Österreich (Herry Consult GmbH, 2016)	39
Tabelle 19: PKW-Nutzung (Herry Consult GmbH, 2016)	39
Tabelle 20: Daten zum Bezirk Murtal und Schätzungen für 2040.....	39
Tabelle 21: Annahmen E-Mobilität und Lademanagement für 2040.....	40
Tabelle 22: Teilabschnittes des Fernwärmeverbundes im Zentralraum Pöls-Judenburg-Knittelfeld. Nur in Knittelfeld wird noch Wärme aus Erdgas-KWK eingespeist, alle übrigen Abschnitte werden mit Abwärme aus der Zellstoff Pöls und Wärme aus Biomasse (Bioenergie Zeltweg) versorgt.	50
Tabelle 23: Basisdaten für die Ermittlung der Investitionskosten	55
Tabelle 24: Spezifische Kosten pro MWh für die 5 MW und 10 MW- Holzgas/Holzdiesel-Anlage mit ganzjähriger und saisonaler (=flexibler) Betriebsweise	55
Tabelle 25: Spezifische Kosten pro MWh für die 100 MW und 200 MW-Holzgas-Anlage mit ganzjähriger und saisonaler (=flexibler) Betriebsweise, sowie für ein Modell mit zusätzlich geförderten Fernwärmeparif im Winter.	56
Tabelle 26: Kenndaten der Holzgasanlagen	56
Tabelle 27: Produktionsdaten, Kosten für die 5 MW und 10 MW-Holzgas/Holzdiesel-Anlage mit ganzjähriger und saisonaler (=flexibler) Betriebsweise	57
Tabelle 28: Produktionsdaten, Kosten für die 100 MW und 200 MW-Holzgas-Anlage mit ganzjähriger und saisonaler (=flexibler) Betriebsweise, sowie für ein Modell mit zusätzlich geförderten Fernwärmeparif im Winter.	57
Tabelle 29: Energiebedarf RESYS Murtal-2040	60
Tabelle 23: Leistungen und Annahmen für das Stromnetz:	61
Tabelle 24: Basisdaten zur Simulation:	61
Tabelle 25: Ergebnisse der Simulationen für die untersuchten Ladeverfahren.....	63
Tabelle 33: Organisationsstruktur und Prozessorganisation	66
Tabelle 34: Organisation – Formate für Veranstaltungen.....	67

Literaturverzeichnis

- Baaske, W. (2021). *Regionale Analyse der volkswirtschaftlichen Effekte als Motor für die Umsetzung von Klimastrategien am Beispiel der Klima- und Energiemodellregion Murtal*. Schlierbach.
- Bärnthaler, J. (11. 1 2023). Persönliche Mitteilung Errichtungskosten Holzgas- bzw. Holzdieselanlage.
- Bärnthaler, J. (3.11.2022). *Persönliche Mitteilung aktueller Energiepreise für Hackgut, Strom, Fernwärme im Bez. Murtal*. Schwechat.
- E-Control. (2. 1 2021). *Tarife 2.1 - WEITERENTWICKLUNG DER NETZENTGELTSTRUKTUR FÜR DEN STROMNETZBEREICH*. Von <https://www.e-control.at/documents/1785851/1811582/Tarife-2-1-FINAL.pdf/3e134015-937a-3a83-bb6a-c01a9517e48d?t=1610623266363> abgerufen
- Herry Consult GmbH. (2016). *Österreich unterwegs 2013/2014*. Wien: bmvit. Von www.oesterreich-unterwegs.at abgerufen
- Hofbauer, H. (2020). *Machbarkeitsstudie „Reallabor zur Herstellung von Holzdiesel und Holzgas“*. Bundesministerium für Landwirtschaft, Regionen und Tourismus.
- IEE, F. (04. 01 2023). *Energiemeteorologische Informationssysteme*. Von <https://www.iee.fraunhofer.de/de/geschaeftsfelder/energiemeteorologische-informationssysteme.html> abgerufen
- IG-Windkraft. (25. 4 2015). *IG-Windkraft*. Abgerufen am 04. 01 2023 von https://www.igwindkraft.at/?mdoc_id=1030100
- Landesregierung, S. (04. 06 2021). *Das Land Steiermark - Bezirk Murtal*. Von https://www.landesentwicklung.steiermark.at/cms/dokumente/12658731_141979478/c04cf8a/620.pdf abgerufen
- Mia Romare, L. D. (2017). *The Life Cycle Energy Consumption and Greenhouse Gas Emissions from Lithium-Ion Batterie*. IVL Swedish Environmental Research Institute. Von <https://www.ivl.se/download/18.694ca0617a1de98f473b98/1628417788414/FULLTEXT01.pdf> abgerufen
- Statistik Austria. (31. 05 2022). *KFZ-Neuzulassungen*. Von <https://www.statistik.at/statistiken/tourismus-und-verkehr/fahrzeuge/kfz-neuzulassungen> abgerufen
- Wind G., E. M. (2020). *Electrofuels - Synergie zur Reduktion des Saisonspeicherbedarfs, Vortrag enova*. Pinkafeld. Abgerufen am 4. 1 2023 von https://www.fh-burgenland.at/fileadmin/user_upload/Termine/enova/2020/Tagungsband_enova2020.pdf

Abkürzungsverzeichnis

ARA	Abwasserreinigungsanlage
BtG	Biomass to Gas
BtL	Biomass to Liquid
NAWARO	Nachwachsende Rohstoffe
Pkm	Personenkilometer
PtF	Power to Fuel
RESYS	Energiewende-Rechner für Gemeinden/Regionen

