

Projektbericht

Klima- und Energiemodellregionen Leitprojekt

Der 5-stufige virtuelle Murauer Energiespeicher Auf dem Weg zur 100%igen Energiesouveränität



2018 / 2019

IMPRESSUM

Das Projekt „Der 5-stufige virtuelle Murauer Energiespeicher“ wurde im Rahmen des Leitprojektes der Klima- und Energiemodellregion Holzwelt Murau umgesetzt.

Das Projekt wurde vom österreichischen Klima- und Energiefonds beauftragt und im Rahmen des Programms „Leitprojekte in Klima- und Energiemodellregionen“ durchgeführt.

Projektnehmer:

Verein Holzwelt Murau
Bundesstraße 13a
A-8850 Murau

Projektpartner:

Elektrizitätswerk Mariahof GmbH
Elektrowerk Schöder GmbH
Energie Steiermark Technik GmbH
Energienetze Steiermark GmbH
Marktgemeinde Neumarkt Versorgungsbetriebsges.m.b.H.
Murauer Stadtwerke GmbH

begleitet durch das Austrian Institute of Technology und zukunftsberater.at

Autoren:

Erich Fritz, Kurt Schauer, Heimo Obenaus, Klaus Neumann, Gregor Taljan, Gerd Hofer,
Kurt Woitischek, Helfried Brunner, Roman Schwalbe, Christian Messner, Johannes Kathan

Murau, Juli 2019

Inhalt

1	Hintergrund und Ziele	5
1.1	Präambel	5
1.2	Die Zielsetzung	6
1.3	Der Projektname und seine Bedeutung	6
1.4	Die Logik des Energiespeichers	7
1.5	Die Antwort für die Region selbst	8
1.6	Die wichtigsten Ergebnisse im Überblick	12
1.7	Herausforderungen für Regionen	15
2	Die Inhalte und Ergebnisse des Projektes entlang der Arbeitspakete	16
2.1	AP1: Netzanalyse und Klärung innerregionale Netzkopplung (Stufe 1)	16
2.1.1	Begriffliches	17
2.1.2	Thematische Abgrenzung	17
2.1.3	Geographische Abgrenzung und Berechnungsumfang	17
2.1.4	Plausibilisierung der Netzsimulation des Basis-Szenarios	18
2.1.5	Möglicher Beitrag zur Energiesouveränität	22
2.1.5.1	Beschreibung der Ausgangslage	22
2.1.5.2	Netzkopplung zur Erhöhung der Energiesouveränität einzelner Netzbetreiber	23
2.1.5.3	Zukunftsszenario Elektrolyseur Murtalbahn	25
2.1.5.4	Zukunftsszenario PV-Ausbau 90kW je Ortsnetz	26
2.1.5.5	Zukunftsszenario Elektromobilität 20%	27
2.1.5.6	Zukunftsszenario PV-Ausbau und Elektromobilität	27
2.1.5.7	Gegenüberstellung der simulierten Szenarien für die vier EVUs	28
2.1.5.8	Zukunftsszenarien Ausbau Windkraft	29
2.1.5.9	Zukunftsszenarien Wasserkraft, Blockheizkraftwerke und Wärmepumpen	30
2.1.5.10	Hochrechnung der Zukunftsszenarien von den vier EVUs auf den Bezirk Murau	33
2.1.5.11	Zusammenfassung Netzanalyse und Klärung innerregionale Netzkopplung (Stufe 1)	36
2.1.6	Erkenntnis und daraus abzuleitende Forderungen	37
2.2	AP2: Potentialanalyse und Bewertung aller Stufen des virtuellen Energiespeichers	39
2.2.1	Optionen für die Stufen des virtuellen Energiespeichers	39
2.2.2	Elektromobilität	46
2.2.3	Intelligente Endgeräte	50
2.2.4	Wärmepumpen	52
2.2.5	Netzdienliche Speicher	57
2.2.6	Power to Heat Potentiale in der Region	68
2.2.7	Biomasse-Blockheizkraftwerke	71
2.2.8	Wasserstoff für die Murtalbahn und mehr	74

3/99

2.2.9	Speicherkraftwerke als Jahresspeicher.....	78
2.3	AP 3: Der Weg zum Living-Lab – Wissenstransfer für andere Regionen	81
2.3.1	Der übergeordnete Bedarf von Living-Labs im ländlichen Raum.....	81
2.3.2	Der konkrete Ansatz für Murau als Energie-Living-Lab.....	82
2.3.3	Für diese Festlegung wichtige Hintergrundinformationen	85
2.3.4	In diesem Projekt verwendete Definition Real-Labor (=Living Lab)	86
2.3.5	Betrachtete Beispiele für Living-Labs	87
2.3.6	Welche Botschaften über Pressegespräche transportiert wurden	92
3	Hintergrund und Idee für das Projekt	93
3.1	Das zugrundeliegende Zukunftsbild für die Region.....	96
3.2	Innovation und Vorbildcharakter.....	98

1 Hintergrund und Ziele

1.1 Präambel

Die Klimaziele von Paris verlangen nichts weniger als den totalen Umbau unseres Energiesystems hin zu mehr erneuerbare Energieträger.

Das bedeutet gleichzeitig, dass sich die Grundlogik im Energiesystem ändern muss: während im bestehenden System eine zentrale Logik vorherrscht, verlangt ein nachhaltiges Energiesystem Dezentralität und das Primat der Erneuerbaren Energie.

In Europa befinden wir uns gerade am Anfang dieses Umbruchs. In dieser Phase ist es besonders wichtig, dass die dezentralen Strukturen - also die Regionen - die im bestehenden System weder Bedeutung noch Ressourcen haben - eine neue Rolle erarbeiten. Dies ist ein schwieriger Prozess, weil es ein grundsätzliches Umdenken aller AkteurlInnen im System verlangt. Daher an dieser Stelle ein großer Dank an alle, die sich dieser großen Aufgabe stellen und diese aktiv unterstützen! Das vorliegende Projekt „Der 5-stufige virtuelle Murauer Energiespeicher“ ist ein Baustein auf diesem neuen Weg für die Region selbst und gleichzeitig auch ein Wegweiser für andere Regionen diese Kehrtwende zu gehen - bei allen Schwierigkeiten und Anstrengungen, die eine radikale Kurskorrektur verlangt.



Auch wenn Murau schon sehr weit im Ausbau der Erneuerbaren Energieträger ist und damit besonders günstige Voraussetzungen als Living-Lab für die Energiewende hat, so braucht es für dieses Ziel noch viele weitere Bausteine, insbesondere gilt es jene Voraussetzungen im Netz zu schaffen, damit jenseits von Einzelmaßnahmen die Möglichkeiten der Digitalisierung gehoben werden können. Dies ist nicht nur eine Herausforderung für die Industrie (IOT, KI, etc.) sondern auch für die Infrastrukturen im ländlichen Raum!

1.2 Die Zielsetzung

Der Bezirk Murau hat schon um die Jahrtausendwende in einem breiten Beteiligungsprozess - auch diese Form der Demokratisierung ist ein wesentlicher Aspekt nachhaltiger Energieversorgung - die **Energievision Murau** erarbeitet. Diese bildet das übergeordnete Ziel d.h. die dahinterliegende langfristige Vision auch für dieses Projekt. Das bedeutet konkret:

Maximierung der regionalen Eigenstromversorgung im Bezirk Murau d.h. maximale Ausschöpfung der regionalen erneuerbaren Ressourcen bei gleichzeitig maximaler Eigenversorgung und maximaler Entlastung des übergeordneten Netzes mittels des Konzeptes eines 5-stufigen virtuellen Bezirksspeichers. Damit wird ein Beispiel für die Energiewende im ländlichen Raum geschaffen um gezielt anderen Regionen Möglichkeiten auf zu zeigen ihre eigene Energiesouveränität steigern zu können.

Daraus wurden folgende Ziele für das vorliegende Projektvorhaben abgeleitet:

- Entwicklung eines Gesamtkonzepts auf Basis des bisherigen Wissens zur Steigerung der regionalen Energiesouveränität und technisch wirtschaftlich sinnvollen Steigerung der Leistungsautarkie mit erneuerbaren Energieträgern mittels eines sogenannten 5-stufigen virtuellen Bezirksspeichers
- Machbarkeitsstudie zur Klärung der effektiven Optionen eines virtuellen Bezirksspeichers zur Maximierung der regionalen Energiesouveränität (Stufe 2-5)
 - von der Adaption des innerregionalen Netzes (Stufe 1)
 - über die Nutzung anderer Infrastrukturen und physischer Speicher
 - bis zur Nutzung neuer flexibler Lasten oder neuer Speicherkraftwerke
- Definition der Schritte zur Nutzung der Erkenntnisse, damit Murau als Living-Lab für andere Regionen in dieser zentralen Zukunftsfrage aufgebaut werden kann

1.3 Der Projektname und seine Bedeutung



Auch wenn klar ist, dass das Energiesystem auf erneuerbare Energieträger umgestellt werden soll, so bleibt doch ein Punkt dabei offen: Wie schaffen wir es das fluktuierende und vor allem jahreszeitlich sehr unterschiedliche Angebot an verfügbarer erneuerbarer Energie dem gegenläufigen Bedarf anzupassen. D.h. den Stromüberschuss aus Wasser, Wind, Biomasse und Sonne vom Sommer in den Winter zu transferieren?

Dazu wird es nicht nur die EINE Antwort geben! Aus dieser Überlegung ist der Projekttitle „5-Stufiger virtueller Murauer Energiespeicher“ entstanden und diese Annahme hat sich im Laufe des Projektes noch vertieft:

- 5-Stufig: es braucht viele unterschiedliche Ansätze, und nicht nur einen physischen Speicher um ein hohes Maß an Energiesouveränität - d.h. Eigenversorgung mit erneuerbarer Energie aus der Region für die Region sicherzustellen - auch wenn heute viele davon noch nicht wirtschaftlich sind.

- Virtuell: die Digitalisierung des Energiesystems und der Energieverbraucher wird in Zukunft ein Schlüsselfaktor sein - auch wenn wir gerade auf regionaler Ebene in dieser Frage am Anfang stehen, wurde deutlich, dass hier ein Schlüssel liegt, den es in weiteren Vertiefungen zu finden gilt.
- Bezirksspeicher: es braucht Speicher-Lösungen die auf Ebene des Bezirks - d.h. einer von den Menschen als gestaltbar und verbindend wahrgenommene Größe - auch umgesetzt werden können, wobei Speicher hier für alle Formen des Abgleichs von Energieangebot und Energienachfrage verstanden wird, denn in jedem Fall muss etwas gespeichert werden.

Damit steht der Projektname programmatisch für die Erhöhung des Souveränitätsgrades der Region.

1.4 Die Logik des Energiespeichers

Die Erhöhung der regionalen Energiesouveränität wird nur möglich sein, wenn das Zusammenspiel von Versorgung und Verbrauch im regionalen Sinne optimal aufeinander abgestimmt wird. Für diese Aufgabe steht der virtuelle Energiespeicher.

Durch eine 5-stufige Logik wird der erzeugte Strom so weit wie möglich in der Region direkt genutzt und erst darüber hinaus der überregionale Ausgleich in Anspruch genommen. Folgende 5 Stufen wurden in diesem Projekt betrachtet:



1. Innerregionale Kopplung der Stromnetze, um möglichst kleinräumig Erzeugung und Verbrauch auszugleichen.
2. Nutzung neuer smarter Speicherformen, sowohl im Schwarm wie auch physisch als Gemeinschaftsspeicher, um den erneuerbaren Anteil weiter zu heben.
3. Regionale Speicher-Kraftwerke -die in einem zukünftig stärker auf die Leistung ausgerichteten Markt aktiv werden können.
4. Nutzung bestehender und Schaffung neuer regionaler flexibler Lasten (neue Märkte z.B. der E-Mobilität, die Implementierung von Elektrolyseuren zur Produktion von Wasserstoff als Energiespeicher aber auch intelligente Nutzung bestehender Technologien wie z.B. Wärmepumpen).
5. Kopplung mit der sonstigen stromverbrauchenden regionalen Infrastruktur, wie z.B. Wärmenetze oder Biomasse-Heizkraftwerke, die auch stromseitig „geführt“ werden können.

1.5 Die Antwort für die Region selbst

Die Region Murau konnte mit diesem Projekt die Grundlagen und Fakten schaffen, mit denen sie sich als Living-Lab der Energiewende fachlich fundiert anbieten kann. Die Region kann dabei auf ¼-Ebene genaue Aussagen treffen, wie das System umgebaut werden kann und muss. – Dies ist ein Qualitätssprung gegenüber der bisherigen Diskussion in fast allen anderen Regionen auch, die meist nur über Bilanzdaten geführt wird! Trotzdem darf nicht vergessen werden, dass dies nur für die Mittelspannungsebene gilt und die Region auf der Niederspannungsebene nach wie vor keine Online-Daten zur Verfügung hat - diese werden jedoch für viele Lösungen rund um Energy-Communities notwendig sein.

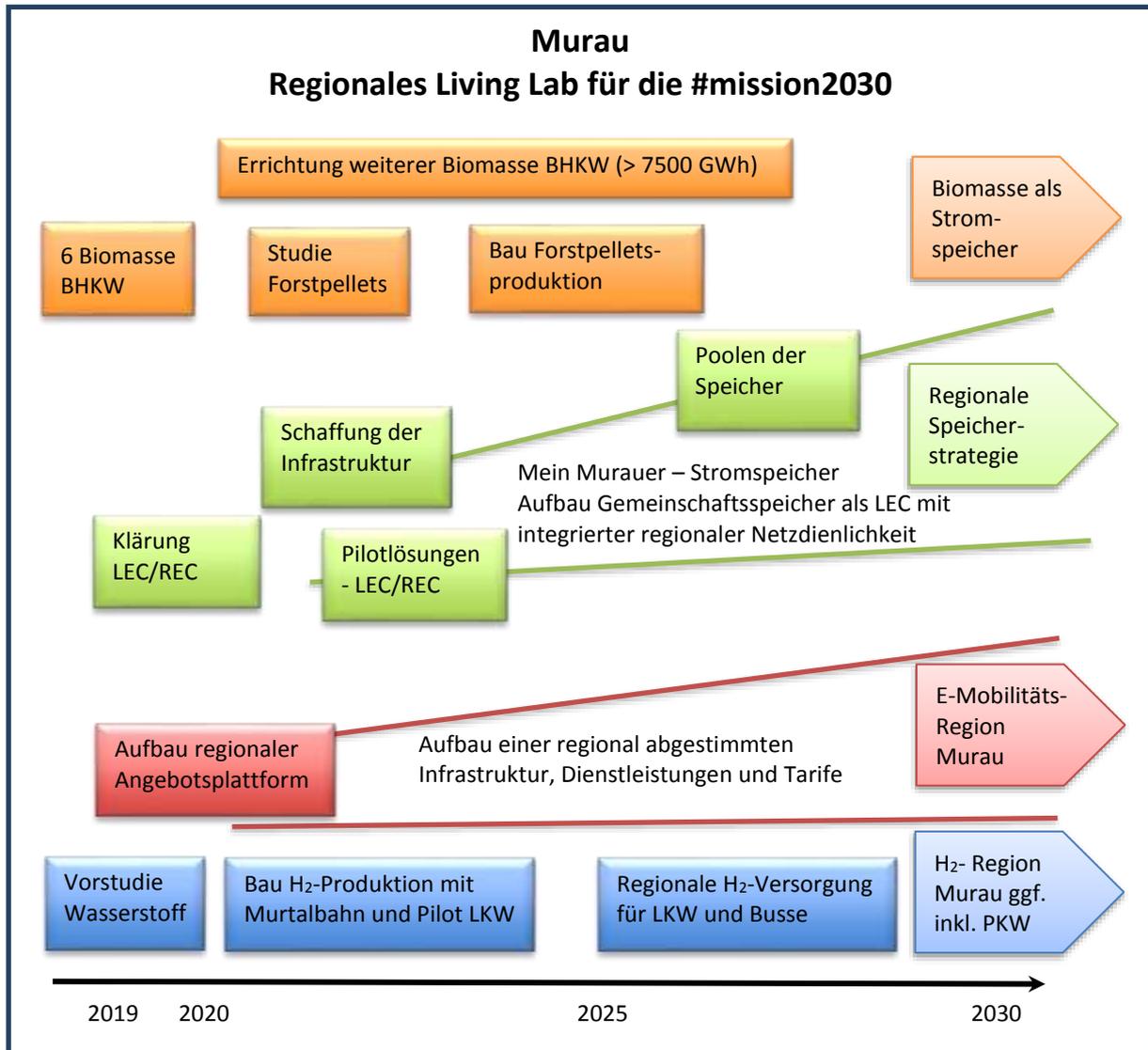
Mit dem Konzept des 5-stufigen virtuellen Energiespeichers schafft die Region modellhaft eine umsetzbare Antwort auf die #mission2030. Mit heute verfügbaren Technologien und unter heutigen Rahmenbedingungen ist sogar der Sektor der Mobilität inkl. Schwerverkehr regional integrierbar! Etwas populistisch: Wir haben eine praktische Antwort darauf, wie unsere Regionen tatsächlich die Scheichs der Zukunft werden können!

Langfristig betrachtet eröffnen sich damit auch für andere Regionen Lösungen, die sogar eine 100% Souveränität über das ganze Jahr garantieren können. Mit dem Ansatz der regionalen energy community einerseits und dem Ansatz Wasserstoff und Biomasse als gespeicherten Strom zu verstehen, ergeben sich durchgängig regional gedachte Lösung zur Umsetzung der Energiewende. Dies ist derzeit in keiner der Regionen in dieser radikalen Form als Strategie ausformuliert. Ausgehend vom Konzept des 5-stufigen virtuellen Energiespeichers konnte die Region modellhaft eine umsetzbare Antwort auf die #mission2030 schaffen. Mit heute verfügbaren Technologien und unter heutigen Rahmenbedingungen ist sogar der Sektor der Mobilität inkl. Schwerverkehr regional integrierbar!

Das folgende Bild zeigt die für eine Trendwende notwendigen Bausteine auf diesem Weg in den nächsten 10 Jahren.

Damit werden folgende **4 Grundstrategien der Region Murau als Living-Lab** mit Innovationspartnern pilothaft in die Umsetzung gebracht:

1. **Biomasse als Stromspeicher** – intelligente Lösungen, um steuerbaren erneuerbaren Strom regional zu erzeugen, der vor allem im Winter zuverlässig und planbar zur Verfügung steht
2. **Regionale Speicherstrategie**– Gemeinschaftsspeicher in einem regional optimierten Stromnetz (regionale Netzkopplung) als regionales Angebot der LEC aufzubauen und durch Pools noch stärker den Anteil Erneuerbarer zu erhöhen und in Zukunft als Region auch am Regelenergiemarkt mitwirken zu können, wobei dafür die Infrastruktur auf Niederspannungsebene erst geschaffen werden muss
3. **E-Mobilitätsregion** – durch den Aufbau einer „regional energy community“ (REC) werden Lösungen entwickelt, damit E-Mobilität tatsächlich regional und grün bereitgestellt werden kann und die Wertschöpfung in der Region bleibt
4. **H₂-Region Murau** – als Erweiterung der E-Mobilitätsstrategie Wasserstoff für jene Bereiche regional zu erzeugen und verfügbar zu machen, die nicht über Batterie betriebene E-Mobilität lösbar sind – außerdem eröffnet der Wasserstoff die Möglichkeit regionalen Strom speicherbar zu machen und damit den Einstieg in eine neue Dimension regionaler Energiesouveränität!



Als nächste Schritte ergeben sich daraus folgende **Aktionen und Projekte, die unmittelbar** auf den Weg zu bringen sein werden:

- **Strom aus Biomasse** zur Erhöhung des erneuerbaren Stroms im Winter
 Die Analyse zeigte ganz deutlich, dass eine Erhöhung der regionalen Energiesouveränität nur dann möglich ist, wenn auch im Winter entsprechende erneuerbare Erzeugungskapazitäten zur Verfügung stehen. Dieses Problem wird alle Regionen treffen, die kein Windangebot zur Verfügung haben.
 Im Heizwerk Nahwärme Murau konnte aufgrund der besonderen Gegebenheiten - insbesondere des hohen Wärmebedarfs im Sommer - eine derartige Anlage bereits errichtet werden.

Um diese Lösung auch für andere Heizwerke nutzbar zu machen und damit auch im Winter erneuerbaren Strom zur Verfügung zu haben, braucht es einen geänderten Zugang in der Tarifierung für den Winterstrom.

Murau strebt daher an, als Testregion anerkannt zu werden, in der untersucht werden soll, wie durch eine Anpassung der Wintertarife die Stromproduktion aus Biomasse - d.h. der so dringend notwendige Winterstrom, der zusätzlich auch noch regelbar ist - zu verstärken.

■ **Aktive PV-Strategie und Aufbau einer regionalen Speicherstrategie mit Beteiligungsmöglichkeit**

Die derzeitige Qualität der Netzinfrastruktur beschränkt in vielen Teilen den weiteren Ausbau der Photovoltaik. Während auf Mittelspannungsebene im Rahmen des Projektes aktuell praktisch keine Hindernisse erkannt worden sind, müssen auf der Netzebene 7 neue Ansätze entwickelt werden, um diese technischen Barrieren zu beseitigen und gleichzeitig für alle Marktteilnehmer eine wirtschaftlich tragfähige Lösung zu gewährleisten.

Erst damit kann sichergestellt werden, dass die in der Region vorhandenen potentiellen Investoren ihren Beitrag zur regionalen und persönlichen Energiesouveränität und damit zum Klimaschutz insgesamt auch leisten können. Die Region will insgesamt die installierte Leistung an PV - wie die Szenarien zeigen erhöhen und dazu auch allen Akteuren ermöglichen einen Beitrag zur Energiewende zu leisten. Es muss also gelingen an PV-günstigen Standorten auch eine Einspeisung ohne Barrieren zu ermöglichen. Dies setzt eine kooperative Lösung aller potentiellen Investoren und der 5 Netzbetreiber der Region voraus.

Konkrete technische Ansätze dazu wurden bereits in vielen Forschungsprojekten unter Mitwirkung des AIT erforscht und sind für den jeweiligen Netzabschnitt durch die Netzbetreiber entsprechend anzuwenden (QvU Regelung ohne Mehrkosten, PvU-Regelung bis 100 kW mit Ertragseinbußen von unter 5% und dafür keine Kosten für einen sonst notwendigen Netzausbau, Errichtung von netzdienlichen regionalen Speichern - siehe unten).

Aus regionaler Sicht sind Gemeinschaftsanlagen mit einer breiten Einbindung der Menschen ein Zugang Potentiale dort zu heben, wo diese energie- und netztechnisch am optimalsten sind, da der Ort der Anlage vom Sitz des Investors getrennt werden kann (z.B. Anlagen auf Gemeindeobjekten mit Beteiligungsmöglichkeit oder Aktionen zur Bündelung von Investoren und Dachbereitstellern). Damit können erste Schritte in Richtung LEC gemacht werden auch ohne eine aufwändige Digitalisierung des Netzes.

Als Klima- und Energie-Modellregion gilt es dabei jene Lösungen und Zugänge zu ermöglichen, die für beide Seiten (private Errichter und Netzbetreiber) einen Vorteil bieten und gleichzeitig dabei helfen, die Energievision voranzutreiben.

Kritische Anmerkung: Das Gleichbehandlungsgebot ist auf jeden Fall zu berücksichtigen! D.h. es ist sicherzustellen, dass nicht Einzelne Kosten - für den notwendigen Netzausbau und Anschluss - auf die Allgemeinheit abwälzen und selbst aus der PV-Anlagen dann die Gewinne erzielen. Hier braucht es auch eine regionale faire Lösung.

■ **Durchgängige regionale Lösung für die E-Mobilität: Gemeinsames Murauer-Stromtank-System und Aufbau eines regionalen Angebotes für E-Mobilität (Energieversorger + Tourismus + Gemeinden + Unternehmen + Bevölkerung)**

Die Region schafft ein gemeinsames durchgängiges Angebot von der Ladeinfrastruktur bis zur Abrechnung, welches von der regionalen E-Wirtschaft

10/99

betrieben wird. So kann sichergestellt werden, dass Ladeinfrastruktur im Sinne des regionalen Netzes integriert und Wertschöpfung regional generiert wird.

Derzeit ist in ländlichen Regionen keine einheitliche und für den Kunden praktikabel nutzbare Ladeinfrastruktur für E-Fahrzeuge vorhanden. Verschiedene kommerzielle Anbieter aber auch Kommunen stellen Ladeinfrastruktur bereit, jedoch mit unterschiedlichen Zugangsbarrieren. In Gemeinden wird beispielsweise oft auf ein RFID Kartenzugangssystem gesetzt, welches dann eben nur für diese Kartenbesitzer einen Zugang zur Ladeinfrastruktur gewährleistet. Ziel der Klima- und Energiemodellregion ist es, den Zugang zur vorhandenen Ladeinfrastruktur breit aufzustellen und mit den in Österreich etablierten Zugangssystemen zu vernetzen. Es soll eine gemeinsame „Murauer-Energiekarte“ auf den Markt gebracht werden, mit der bei allen Gemeindeladesäulen und allen weiteren Ladeinfrastrukturanbietern getankt werden kann und gegenüber dem Kunden nur eine Abrechnung erfolgt. Dieses gemeinsame Vorgehen der regionalen Netzbetreiber in Kooperation mit der Energie Steiermark soll wie folgt aufgesetzt sein:

- Die Abrechnung sämtlicher Ladevorgänge erfolgt über vereinfacht über den Anbieter aus der Region.
 - Ein System über BEÖ (Bundesverband Elektromobilität Österreich) damit den Kartenbesitzern gleichzeitig ein großes überregionales Netz mit der gleichen Karte zur Verfügung steht und gleichzeitig die Nutzung der regionalen Ladeinfrastruktur für Nutzer, die von außerhalb der Region kommen, gesichert ist.
 - Ladepunkte sollen jeweils in Kooperation mit den jeweiligen Akteuren wie Gemeinden, Museum, Hotels etc. durch die lokale Netzbetreiber errichtet werden, um ein durchgängiges und verlässliches Angebot sicherzustellen.
 - Bereits vorhandene Ladeinfrastrukturen der Gemeinden sollen in das System integriert werden.
- **Machbarkeitsstudie Wasserstoffantrieb für die Muraltalbahnen** als Basis für einen Wasserstoff-HUB in der Obersteiermark
Die Region forciert über die ohnehin notwendige Umstellung der Muraltalbahnen konsequent auf allen Ebenen die Umsetzung einer Wasserstoff-Lösung als eine der zentralen Zukunftstechnologie. Damit verbunden wird die Region pilothaft die dazugehörige Infrastruktur aufbauen - und so effektiv eine Pilotanlage errichten und betreiben, wie regional und nachhaltig Wasserstoff als einer der Lösungen für der Mobilitätsfrage umsetzbar wird.
Dass diese Technologie in der Region umsetzbar ist konnte im Rahmen des Projektes ganz klar gezeigt werden.
 - **Aufbau eines Murauer Energie-Living-Lab**
Die in Murau bisher umgesetzten Projekte und Lösungen zeigen, dass eine echte Energiesouveränität möglich ist. Denn selbst unter den gegebenen Rahmenbedingungen konnten herausragende Einzelprojekte in diese Richtung umgesetzt werden, die weit über die Region hinaus Bedeutung haben. Stellvertretend dafür soll das Biomasse-BHKW inkl. thermischen Speicher der Nahwärme Murau genannt werden, dass eine relevante Antwort auf die Grundstrategie Biomasse als Stromspeicher bietet.
Die Ergebnisse der Netzsimulation belegen einen hohen Eigenversorgungsgrad des Strombedarfs der Region und liefern konkrete Ansätze diesen Eigenversorgungsgrad zu 100 Prozent zu erfüllen. Wo, wenn nicht in einer solchen Region, können weitere

F&E-Projekte in der Praxis getestet und für den nationalen und internationalen Rollout weiterentwickelt werden.

Ziel der Region Murau ist es, die Voraussetzungen für die Zusammenarbeit mit Forschungs- und Entwicklungseinrichtungen weiter zu verbessern und die Zusammenarbeit mit diesen voranzutreiben. Dabei liegt der Fokus auf innovativen Systemlösungen für die breite Umsetzbarkeit unter gegebenen Rahmenbedingungen. Dies wird entlang der vier Grundstrategien weiter vorangetrieben, wobei die KEM und das MEZ (Murauer Energiezentrum) aktuell die zentralen Konten für dieses Vorhaben darstellen.

Zu beachten ist dabei, dass in der Region der Umsetzungsanspruch im Vordergrund steht und daher anspruchsvolle integrierte Systemlösungen mit im Grunde vorhandenen Technologien der Fokus sein werden (also bevorzugt Innovation Readiness Level 7 und 8 bedingt auch IRL6 sofern diese in die vier Grundstrategien passen).

- **Modernisierung der Infrastruktur**, um an den Entwicklungen des zukünftigen Strommarktes überhaupt teilnehmen zu können d.h. Digitalisierung der Niederspannungsebene
Um überhaupt die Möglichkeiten der LEC heben zu können, muss die Logik der Netze - gerade in der Niederspannung - selbst digital sein. Diese ist überhaupt erst aufzubauen. Auch dies wäre gerade für junge Menschen ein spannendes Thema.. Ohne diese durchgängige Digitalisierung werden von außen Lösungen für einzelne Pioniere und Nutznießer kommen - also gerade jene Kunden aus der Region abziehen, die die größte Wertschöpfung bringen.
Darunter zählt ggf. auch die besprochene Netzkopplung, da dies offensichtlich eine Aufrüstung des bestehenden Netzes verlangt.

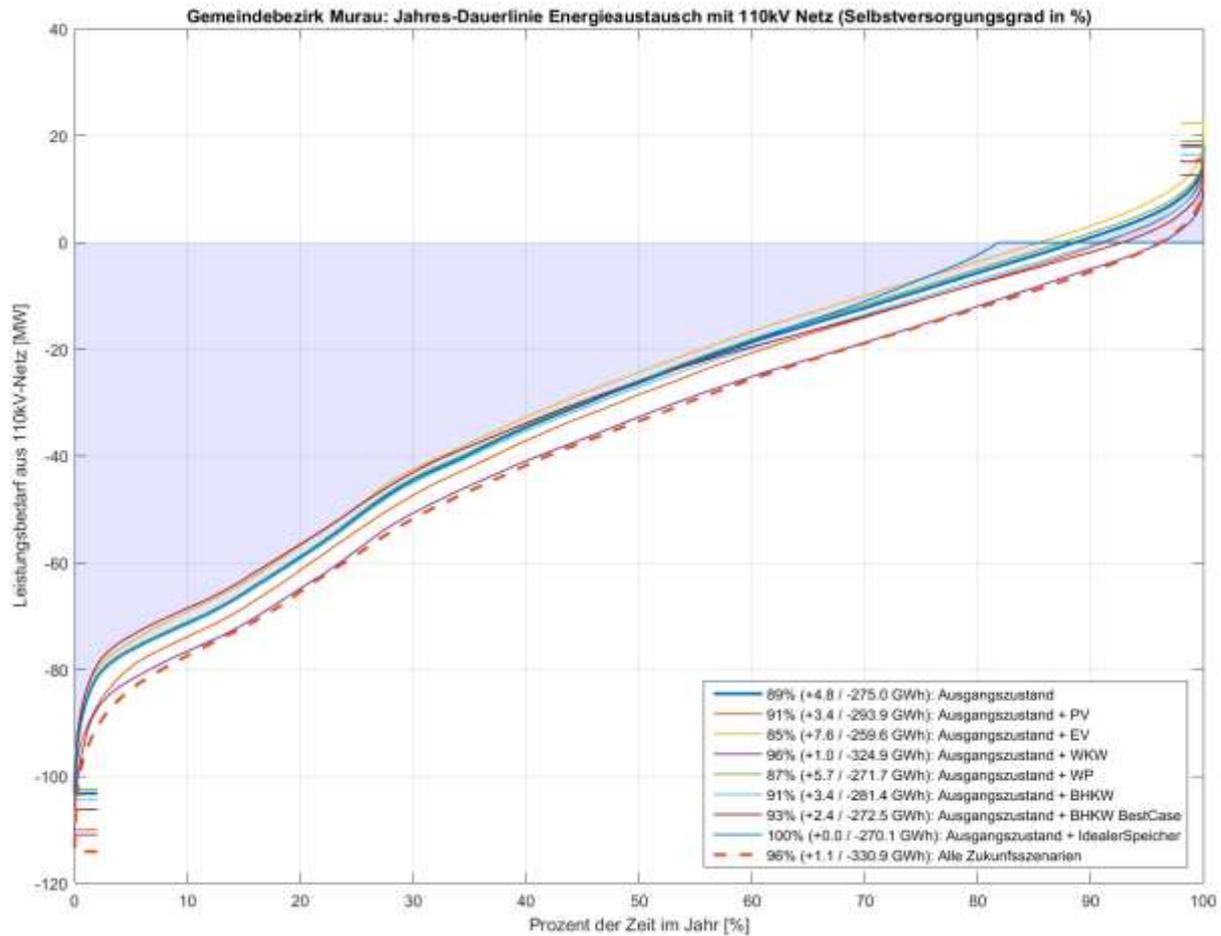
1.6 Die wichtigsten Ergebnisse im Überblick

Das Energiesystem der Zukunft auf Basis erneuerbarer Energieträger kann jetzt schon technisch realisiert werden. Weltweit stehen genug natürliche Ressourcen zur Verfügung, um den Energiebedarf aller Sektoren zu decken: Sonne, Wind, Wasserkraft, Energie aus Biomasse, Geothermie etc. Diese natürlichen Ressourcen müssen nur genutzt und die Bereitstellung jederzeit sichergestellt werden - das ist die Herausforderung.

Erneuerbare Energieträger sind im Vergleich zu fossilen Energieträgern nur in geringem Maße planbar. Für den Umbau des Energiesystems in Richtung erneuerbarer Energiequellen sind Maßnahmen notwendig, um Erzeugung und Bedarf stets im Gleichgewicht zu halten. Diese Herausforderung kann nur über regionale stabile Zellen passieren und eben nicht von zentraler Stelle aus. Und genau diese Voraussetzung einer regionalen stabilen Zelle kann Murau bereits jetzt schon in hohem Maße erfüllen, das konnte mit der vorliegenden Studie mehr als bestätigt werden.

Der aktuelle effektive Eigenversorgungsgrad mit erneuerbarem Strom beträgt jetzt schon 89%, das heißt an 325 Tagen übersteigt die Produktion den Bedarf. Bilanziell ist Murau bereits „energetisches Exportland“.

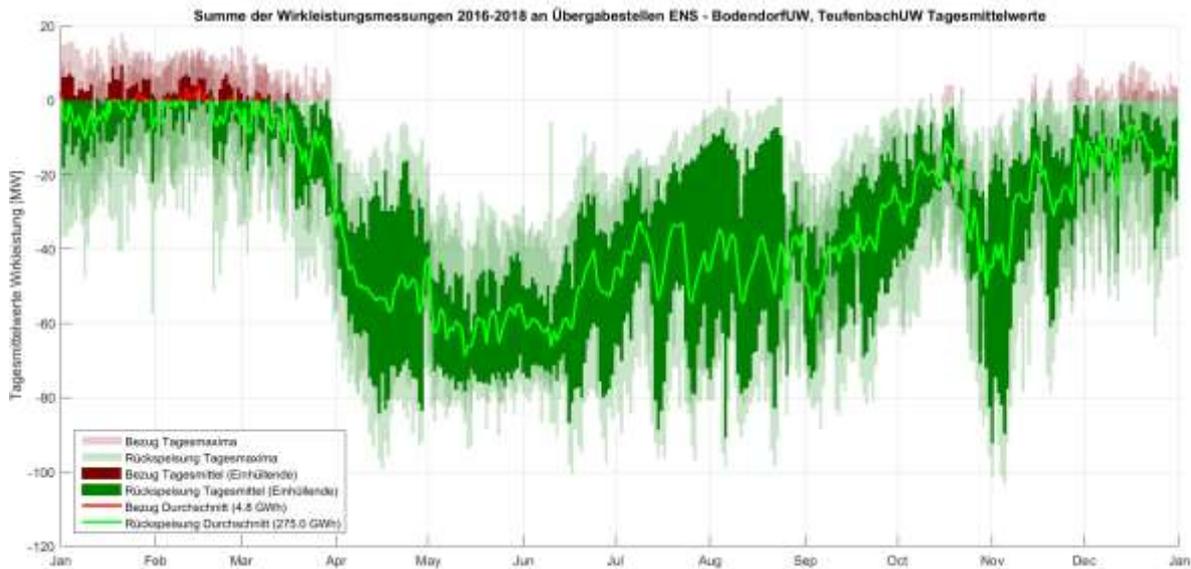
Folgende Grafik zeigt den Selbstversorgungsgrad des Bezirkes Murau.



Aufgrund dieser Bedingungen, die für viele Regionen auf dem Weg zum Paris-Ziel liegen, können hier alle Effekte und Fragen auf der Ebene eines „regionalen Living Lab“ untersucht werden, die für andere Regionen die effektive Umsetzung der Ziele absichern hilft.

Noch viel wichtiger ist die Aussage des Zukunftsszenarios. Darin wird deutlich, dass mit realistischen - eher konservativen Annahmen - der Eigenversorgungsgrad auf rund 96% gehoben werden kann, dies unter der Berücksichtigung einer erwarteten Erhöhung des Strombedarfs hinsichtlich E-Mobilität und Wärmepumpen, denn die Energiewende ist auch eine Wende hin zur Elektrifizierung aller Sektoren.

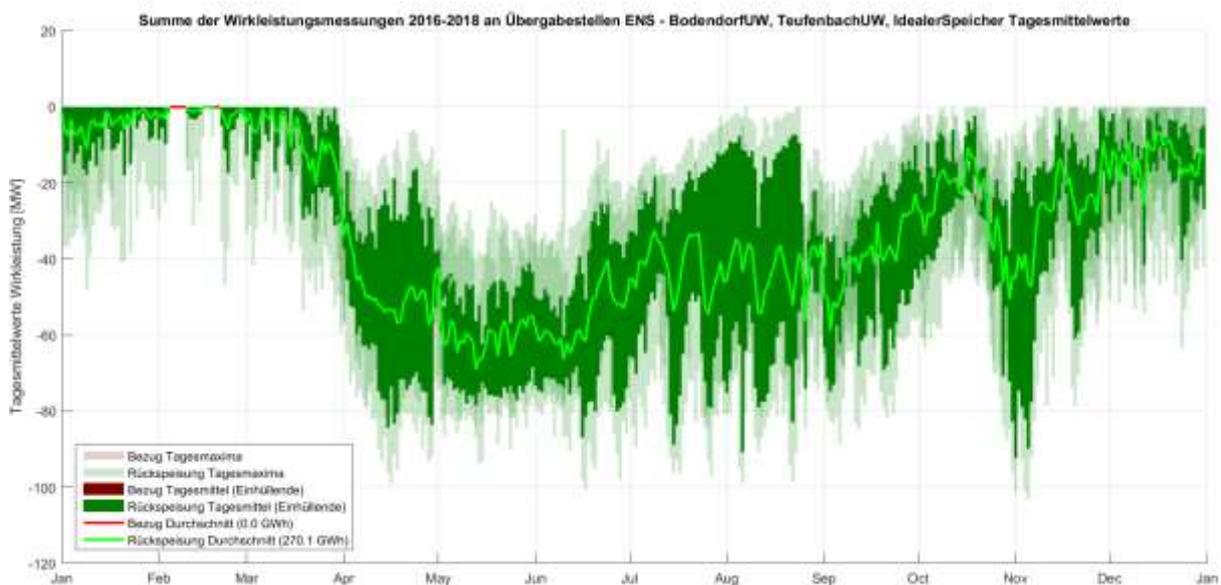
Folgende Grafik zeigt die Summe der Wirkleistungsmessungen an den Übergabestationen zum überregionalen Netz.



Der Rückspeisung in das überregionale Netz in Höhe von 275 GWh steht ein Bezug von nur 4,8 GWh gegenüber. Murau ist also auch gerüstet, um die Bereiche Mobilität, Wärme und Wirtschaft ausreichend mit Strom versorgen zu können.

Mittels des Konzeptes eines 5-Stufigen Ansatzes kann gezeigt werden, dass eine 100%ige Leistungsautarkie in der Region Murau technisch möglich ist. Wenn in Zukunft auch die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen passen, kann diese Leistungsautarkie schnell erreicht werden, denn für eine saisonale Verschiebung von Energie bräuchte es nicht mehr als eine Speicherkapazität von 1,6 GWh sowie eine Dauerleistung von 20 MW in den Monaten November bis März.

Folgende Grafik zeigt die Summe der Wirkleistung an den Übergabestationen zum überregionalen Netz bei Integration einer entsprechenden Speicher- und Leistungskapazität.



Die Region hat mit der gegenständlichen Studie mittels der Logik eines 5-stufigen virtuellen Energiespeichers geeignete Ansätze entwickelt um diesem Ziel Schritt für Schritt näher zu kommen.

1.7 Herausforderungen für Regionen

Die Region Murau konnte mit diesem Projekt klären, was für ein Living-Lab der Energiewende notwendig und möglich ist. Das Projekt hat auf der Mittelspannungsebene eine Datenqualität erreicht, die sonst nur großen Energieversorgern zur Verfügung steht, nicht jedoch den Regionen. Es wurde aber auch deutlich, dass für die Umsetzung eines virtuellen Energiespeichers auf Bezirksebene und die breite Ermöglichung von „Local Energy Communities“ zusätzlich die Niederspannungsebene digitalisiert werden muss. Gerade mit dem in Österreich anstehenden Smart-Meter Roll-Out ist darauf zu achten, dass dieser so erfolgt, dass regional die damit generierbaren Daten für die Energiewende der Region in Zukunft auch zur Verfügung stehen werden um Weiterentwicklungen des Energiesystems zu gewährleisten.

Die Region muss in Zukunft aktiv Rahmenbedingungen schaffen bzw. einfordern, damit Entwicklung stattfindet. Beispielsweise ist der Bezirk führend im Vereinswesen also im Wissen wie local communities nicht nur punktuell entstehen, sondern wie diese langfristig und mit viel Engagement das Leben in der Region prägen. Diese besondere Qualität in Verbindung mit der Energie bildet eine zentrale Voraussetzung für einen Energie-Living-Lab Ansatz in Richtung Local Energy Communities. Voraussetzung dazu ist allerdings diese Ansätze und dafür notwendigen digitalen Voraussetzungen und Rahmenbedingungen in der Region umzusetzen. Hier haben ländliche Regionen - wie eben auch Murau - einen entsprechenden Aufholbedarf, der für die Region selbst eine massive Innovation darstellt, von außen vielfach aber als fehlende Voraussetzung wahrgenommen wird. Dabei ist zu beachten, dass weltweit - und es geht ja um die Wettbewerbsfähigkeit Österreichs und nicht nur um die Region Murau - diese vermeintlichen Hausaufgaben als der wichtigste nächste Innovationsschritt ansteht.

2 Die Inhalte und Ergebnisse des Projektes entlang der Arbeitspakete

2.1 AP1: Netzanalyse und Klärung innerregionale Netzkopplung (Stufe 1)

Ziele:

Alle strukturellen und netztechnischen Basisdaten für die Konzeption des virtuellen 5-stufigen Murauer Energiespeichers erarbeiten und die Optionen der innerregionalen Netzkopplung (= Stufe 1) konzipieren. Damit die Grundlage für die Konkretisierung des Gesamtkonzepts in AP 2 schaffen, um die Energiesouveränität der Region zu erhöhen und den Anteil erneuerbarer Einspeiser im Sinne des EU-Winterpakets weiter erhöhen zu können.

Deliverables:

- Netzanalyse der Region mit Realdaten und Basiskonzept für die Kopplungsbedarfe
- Machbarkeitsanalyse für die innerregionale Netzkopplung inklusive Umsetzungsplan

Die Netzsimulation stellt das Herzstück dieses Projektes dar, denn erst die Simulation machte deutlich, welche Maßnahmen tatsächlich welche Wirkung haben.

Allerdings war die Erhebung der dafür notwendigen Daten eine deutlich größere Herausforderung wesentlich zeit- und Ressourcenaufwändiger als gedacht, da bislang diese Informationen digital nicht zur Verfügung gestanden sind. Um eine Simulation vornehmen zu können, müssen diese jedoch digital und in einem einheitlichen Standard zur Verfügung stehen, der dafür notwendige Aufwand lag deutlich über den Erwartungen.

Von den in Summe 580 Trafos in der Region wurden ca. 360 für die Netzanalyse im Detail betrachtet, wobei unter Trafos MS/NS-Abgänge zu verstehen sind, die sowohl vollwertige Ortsnetze als auch Kraftwerks- oder Industriekunden-Anschlüsse darstellen. Außerdem wurden die Daten für ca. 350 km Leitungslänge (also ca. 50% der gesamten Länge) mit den jeweiligen Detaildaten in die Analyse integriert. *Das Bild rechts vermittelt den Umfang der betrachteten Komponenten und ist bewusst nicht lesbar dargestellt.*



Im Rahmen dieses Projektes wurde dabei erstmals mit Realprofilen gearbeitet und damit das real verfügbare Ausbaupotential für Erneuerbare Energieträger und andere Optionen überhaupt erst erkannt.

Denn mit einer dynamischen Betrachtung kann das Netz wesentlich besser ausgereizt werden, was immer wichtiger wird, wenn die auf uns zukommenden Herausforderungen wirtschaftlich unsicher gemeistert werden wollen. Denn erst dieser dynamische Zugang kann die wirklichen Potentiale im Netz erkennen und damit auch nutzbar machen.

Außerdem steht damit das erste Mal das Netz sozusagen als Schaubild und können proaktiv agieren und nicht erst dann agieren, wenn wir von Kunden Einzelmeldungen erhalten, weil ein Problem aufgetreten ist.

Mit dem Klima- und Energiemodellregionen Leitprojekt „Der 5-stufige virtuelle Murauer Energiespeicher“ werden Lösungen zur Steigerung der regionalen Eigendeckung des Stromverbrauchs erarbeitet und auf ihre Machbarkeit untersucht. Damit hat das Projekt eine strategisch wichtige Bedeutung für eine zukunftsorientierte Weiterentwicklung der regionalen Elektroversorgungsunternehmen. Das vorliegende Deliverable umfasst die folgenden Aspekte:

1. Analyse der Energiesouveränität des gesamten Bezirks Murau anhand von Leistungsmessungen über drei Jahre an den Umspannwerken
2. Möglicher Beitrag von verschiedenen Netzausbauszenarien zu den Zielen der Steigerung Energiesouveränität
3. Detail-Analyse der Lastflüsse bezüglich Auslastung einzelner Netzabschnitte im Basis- und in den Ausbauszenarien von PV, Elektromobilität und Elektrolyseur

2.1.1 Begriffliches

Unter Energiesouveränität wird im Rahmen dieses Projektes die Fähigkeit einer Region verstanden, die benötigte und verbrauchte Energie selbst und unabhängig bereitzustellen. Dies ist eine begriffliche Unschärfe, da man im Rahmen des Projektes eher von einer Leistungssouveränität sprechen sollte – also der Fähigkeit einer Region, die benötigte und verbrauchte Energie **zu jeder Zeit** selbst bereitzustellen. Volle Leistungssouveränität entspricht demnach einem Autarkiegrad von 100%. Im folgenden wird weiter von Energiesouveränität gesprochen, auch wenn eigentlich Leistungssouveränität gemeint ist.

2.1.2 Thematische Abgrenzung

Die Energiesouveränität muss unabhängig für den Bedarf an elektrischer Energie, der Wärmeenergie und für den Energiebedarf des Verkehrs-Sektors betrachtet werden, wobei natürlich Verbindungen und Abhängigkeiten existieren, sodass sich Synergien nutzen lassen. Das hier vorliegende Deliverable analysiert ausschließlich die elektrische Seite der Energiesouveränität, welche sehr einfach anhand des Energieaustausches mit dem 110kV-Netz des Verteilnetzbetreibers (VNB) Energie Netze Steiermark (ENS) bemessen und bewertet werden kann.

2.1.3 Geographische Abgrenzung und Berechnungsumfang

Abbildung 1 zeigt die geographische Übersicht über den gesamten Bezirk Murau und dessen 14 Gemeinden und deren elektrischen Energieversorgung über das 110kV Netz. Hervorgehoben ist die 110kV-Zuleitung mit den beiden Umspannwerken UW Teufenbach und UW Bodendorf. Das Mittelspannungsverteilstromnetz zur Versorgung des gesamten Bezirkes ist unter fünf Netzbetreibern aufgeteilt: Der VNB ENS versorgt den geografisch größten Teil des Gebietes, und die Energieversorgungsunternehmen (EVUs) Elektrizitätswerke Mariahof (EWM), Stadtwerke Murau (SWM), Elektrizitätswerke Neumarkt (EWN) und Elektrowerk Schöder (EWS) (in weiterer Folge kurz »die vier EVUs« genannt) versorgen jeweils ihre und teilweise auch angrenzende Gemeinden. Diese vier EVUs können als große Mittelspannungs-Netzkunden im Netz der ENS angesehen werden, da diese alle am Mittelspannungsnetz von UW Teufenbach angeschlossen sind.

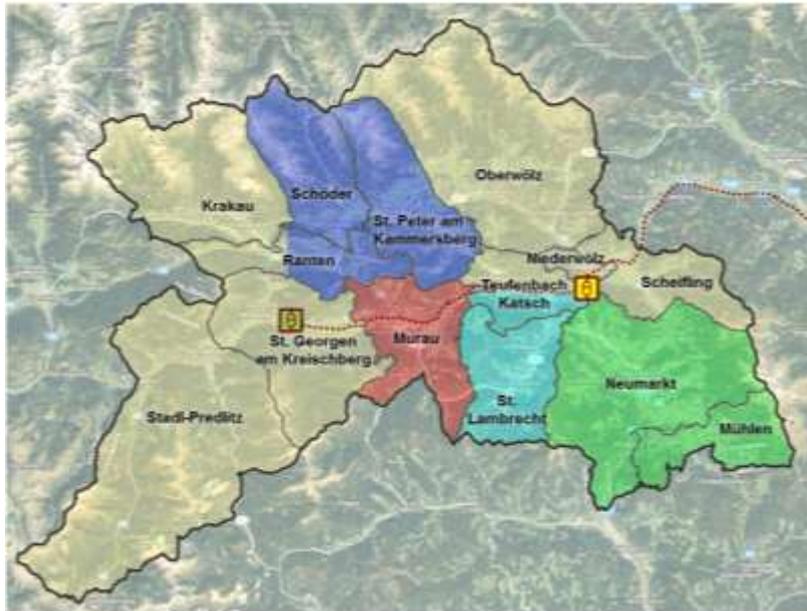


Abbildung 1: Geographische Übersicht über den Gemeindebezirk Murau deren elektrische Energieversorgung über das 110kV-Netz

Im Rahmen des Projektes wurden die Netze der vier EVUs im Detail modelliert, sodass in diesem Gebiet Detail-Aussagen über die Netzbetriebsmittel-Auslastung bis hin zu den Niederspannungs-Ortsnetzstationen möglich sind, während das überlagerte Hochspannungsnetz und das Mittelspannungsnetz der ENS nur in einem eingeschränkten Detaillierungsgrad modelliert wurde. Weiters sind von den vier EVUs sämtliche Informationen über Last-Typen der Niederspannungs-Netzkunden in aggregierter Form und Detail-Informationen über die vorhandenen Einspeise-Anlagen in die Berechnungen eingeflossen, während im Netz der ENS nur statische Summen-Lastprofile für jeden Mittelspannungs-Netzknoten in die Simulation eingepflegt wurde.

Damit lässt sich der Berechnungsumfang der Netzsimulationen wie folgt zusammenfassen:

- Simulation von UW Teufenbach bis Netzebene 5 (ohne Kundenliste, ohne Ortsnetzstationen, Einbindung von Lastprofil-Daten auf Ortsnetzstations-Basis)
- Simulation der Netze von EWM, SWM, EWN und EWS im Detail bis Netzebene 6 (Berücksichtigung Kundenlisten (Lastprofil-Typ und Jahresenergieverbrauch), Berücksichtigung Ortsnetzstationen, Einbindung der Lastprofil-Daten wo vorhanden)
- Vergleich des resultierenden Lastgangs am Verknüpfungspunkt mit Lastprofil-Daten
- Analyse der Betriebsmittelauslastung von Leitungen und Transformatoren

2.1.4 Plausibilisierung der Netzsimulation des Basis-Szenarios

Die Ergebnisse der Netzsimulation basieren auf teils automatisiert und teils manuell erstellten Netzmodellen sowie auf teilweise automatisiert und teilweise manuell zugeordneten Last- und Einspeiseprofilen. Wo vorhanden, wurden gemessene Profile für die Jahressimulation in 15min-Schrittweite eingesetzt, ansonsten wurden Standard-Lastprofile eingesetzt, welche entsprechend den aggregierten Jahresenergieverbräuchen aller angeschlossenen Kunden nach Standardlastprofil-Typ gruppiert skaliert wurden. Eine Überprüfung der Plausibilität der Netzsimulation wurde anhand des Vergleichs des resultierenden Summen-Leistungsprofils an den Übergabestellen den vier EVUs ins Verteilnetz mit gemessenen Lastprofilen (ein Jahr in 15min Zeitschritten) durchgeführt. Zusätzlich wurde auch das resultierende Summen-Leistungsprofil am UW Teufenbach mit realen Messwerten

18/99

verglichen. Dieser Vergleich ist in Abbildung 2 visualisiert: Das obere Diagramm in Abbildung 2 zeigt den Leistungsaustausch des Mittelspannungsnetzes mit dem 110 kV Netz am UW Teufenbach über die drei Jahre 2016 bis 2018 (blaue, rote und gelbe Linie) und das Ergebnis der Netzsimulation (grüne Linie). Das mittlere Diagramm zeigt das gleiche nur für die Blindleistung anstatt für die Wirkleistung. Das linke äußere untere Diagramm zeigt den Wirkleistungsfluss als Dauerlinie und das linke mittlere untere Diagramm zeigt dasselbe für den Blindleistungsfluss (die zusätzliche lila Linie stellt den Mittelwert der 3 Jahre dar). Das rechte mittlere untere Diagramm zeigt die aufsummierten Jahresenergiesummen in GWh für Bezug und Lieferung. Das rechte äußere Diagramm zeigt dasselbe für die Blindleistung in GVarh anstatt für die Wirkleistung.

Die Ergebnisse zeigen, dass die Wirkleistungs-Kurven eine sehr gute Übereinstimmung haben, dass die Simulation allerdings eine signifikante Ungenauigkeit im Blindleistungshaushalt enthält, welche im Rahmen des Projektes nicht verbessert werden konnte. Allerdings muss betont werden, dass die Ungenauigkeiten in der Blindleistungsbilanz die Aussagekraft der Endergebnisse nur minimalst beeinflussen, da für sämtliche Ergebnisse die Wirkleistung ausschlaggebend ist.

Abbildung 3 bis Abbildung 6 zeigen die Ergebnisse des Vergleichs des Leistungsflusses an den Übergabestellen der vier EVUs. Bei allen vier Übergabestellen lässt sich eine sehr gute Übereinstimmung der Wirkleistungsflüsse erkennen, die Blindleistungsflüsse der Simulation stimmen aber nur in Murau und Neumarkt mit den Messwerten überein.

Als Gründe für die Abweichungen im Blindleistungsfluss wird eine Mischung ausfolgenden Faktoren vermutet:

- Unvollständige Leitungscharakteristika bzw. unbekannte Leitungstypen
- Fehlende Querkapazitäten
- Fehlende oder unvollständige Information über Kraftwerks-Blindleistungsverhalten
- Blindleistungsverhalten der Lasten ($\cos \varphi = 0.97$) beruht auf Schätzungen

Detail-Ergebnisse zu den Betriebsmittel-Auslastungen der vier EVUs sind im Anhang dargestellt. Diese zeigen eine realistische maximale Auslastung von Transformatoren und Leitungen.

Zusammenfassend kann gesagt werden, dass die Netzsimulationen durchaus plausibel sind, da eine sehr gute Übereinstimmung im Wirkleistungsfluss und eine sehr gute Übereinstimmung in der Jahresenergiebilanz existiert, und die Ergebnisse der Betriebsmittel-Auslastungen plausibel sind. Die Ungenauigkeiten in der Blindleistungsbilanz beeinflussen die Aussagekraft der Endergebnisse nur minimalst.

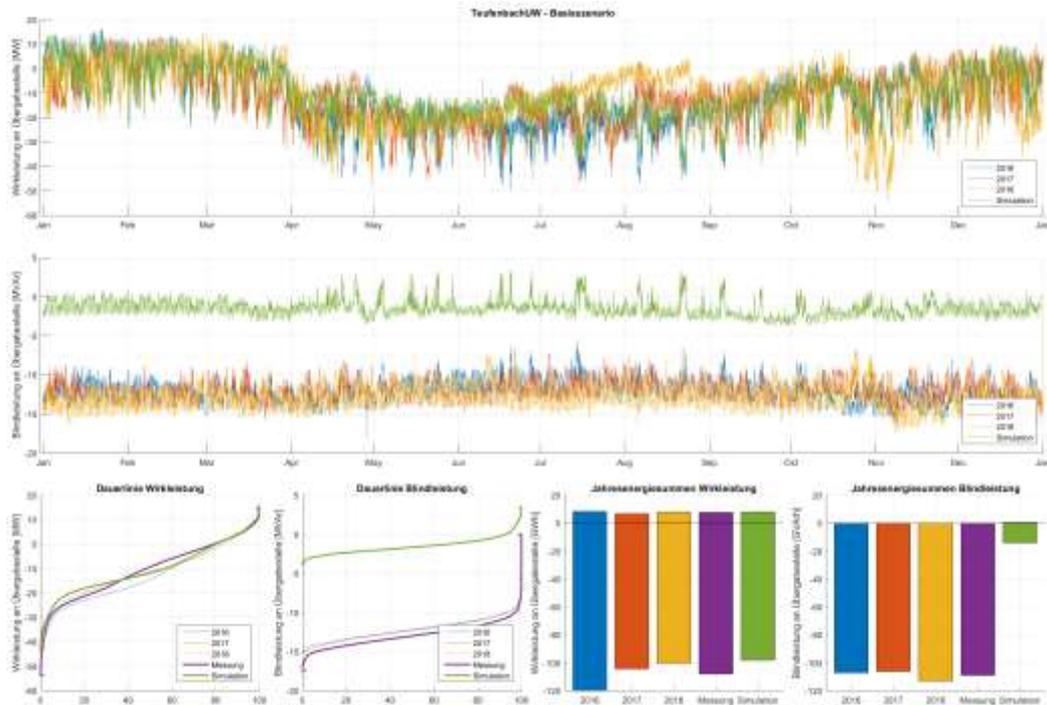


Abbildung 2: Vergleich der Ergebnisse der Netzsimulation mit den Messungen am UW Teufenbach

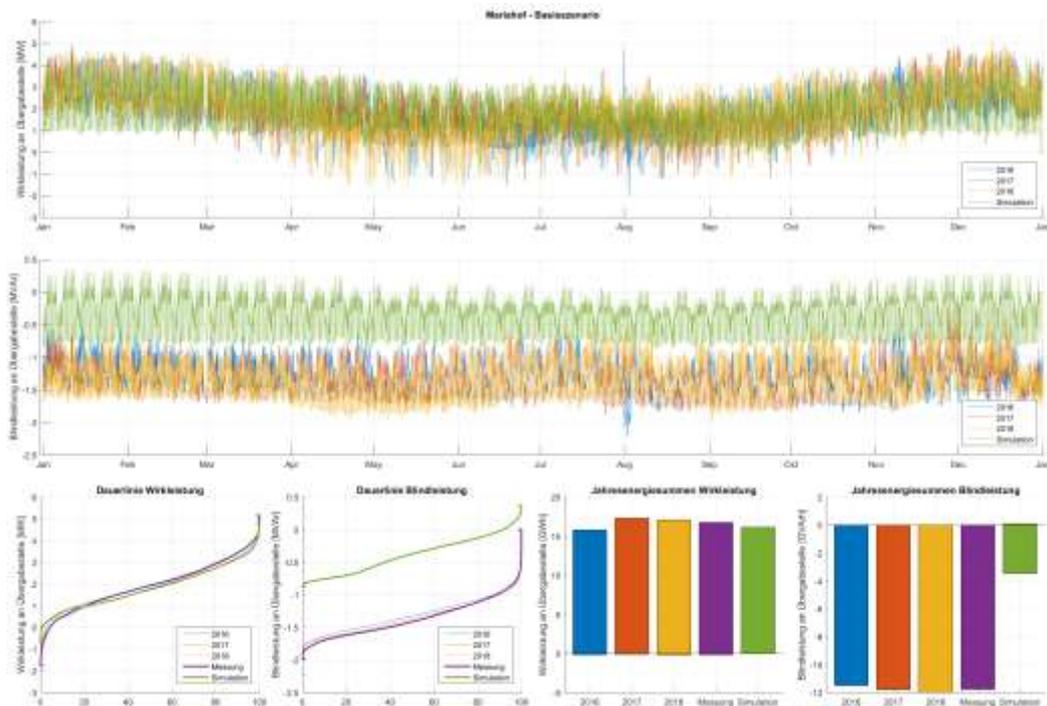


Abbildung 3: Vergleich der Ergebnisse der Netzsimulation mit den Messungen an der Übergabestelle Mariahof

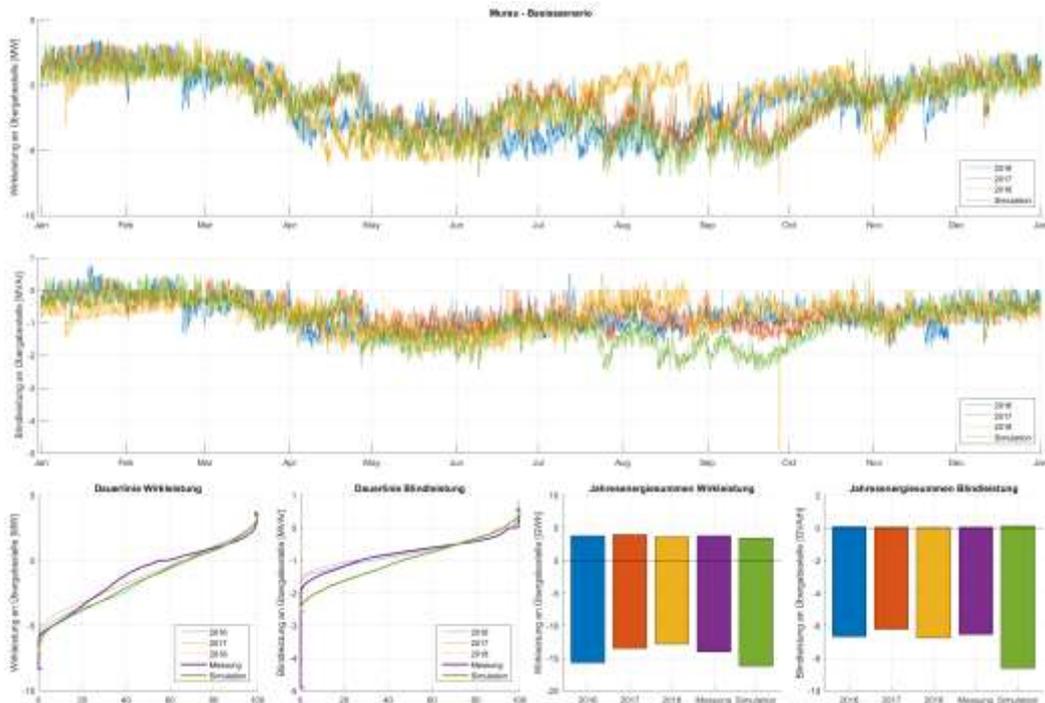


Abbildung 4: Vergleich der Ergebnisse der Netzsimulation mit den Messungen an der Übergabestelle Murau

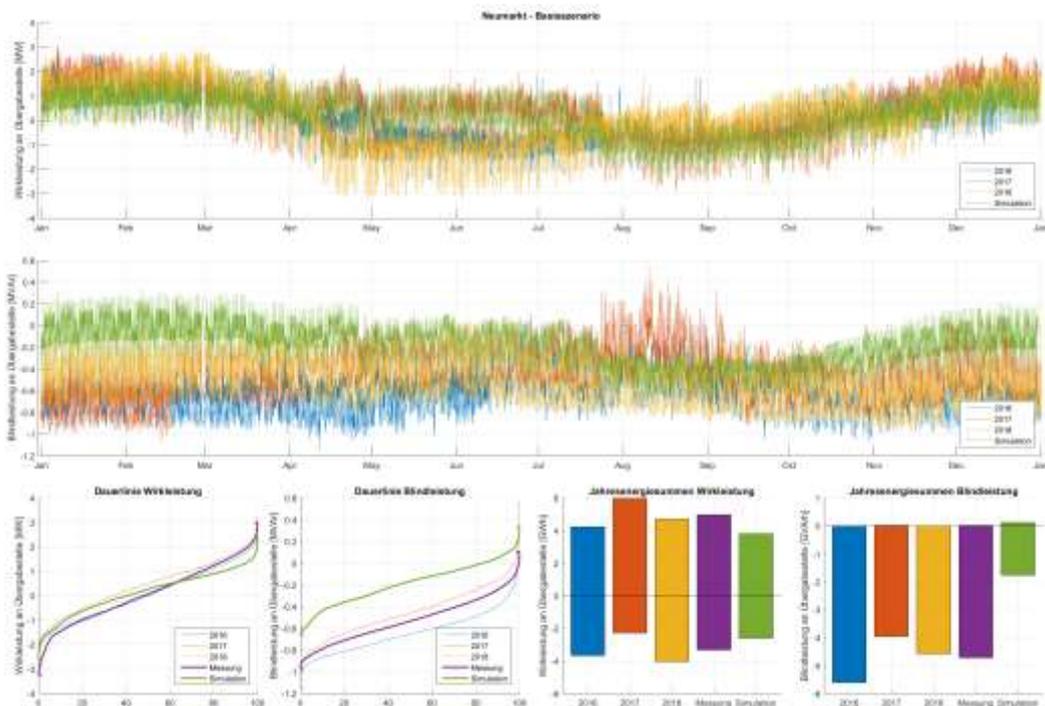


Abbildung 5: Vergleich der Ergebnisse der Netzsimulation mit den Messungen an der Übergabestelle Neumarkt

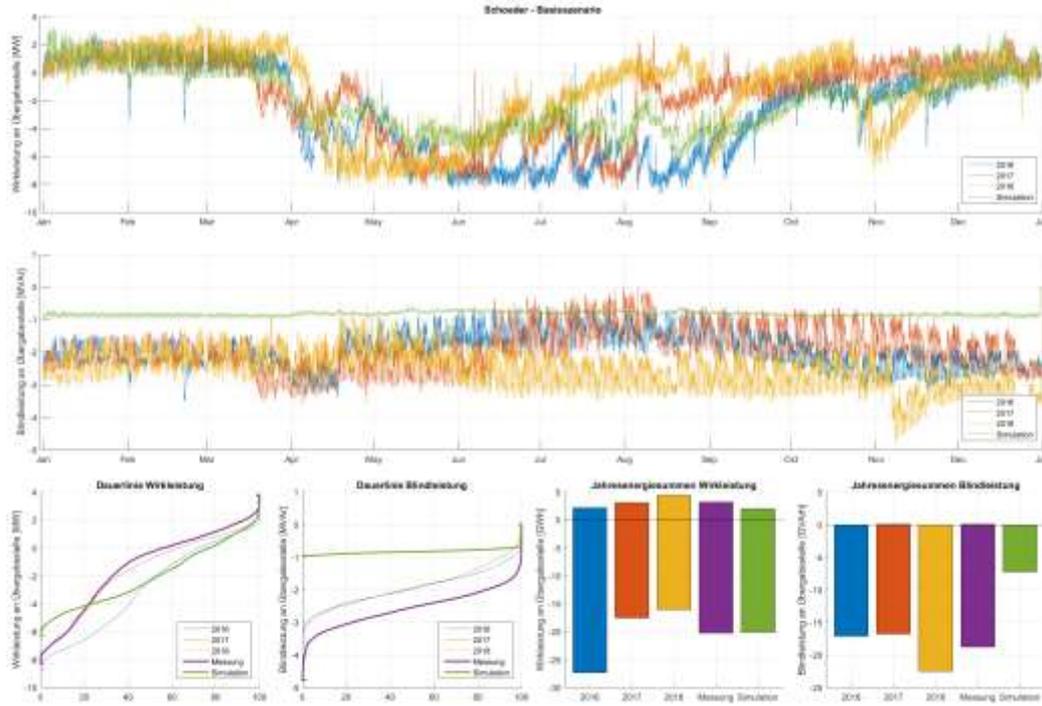


Abbildung 6: Vergleich der Ergebnisse der Netzsimulation mit den Messungen an der Übergabestelle Schöder

2.1.5 Möglicher Beitrag zur Energiesouveränität

2.1.5.1 Beschreibung der Ausgangslage

Der Selbstversorgungsgrad des gesamten Bezirkes Murau ist mit ca. 88,6% (88,1% 2016, 88,7% 2017, 88,9% 2018) außerordentlich hoch. Die drei größten Energielieferanten der Region sind das Speicherkraftwerk Bodendorf mit 83,4 GWh, der Tauern Windpark mit 44,8 GWh und das Laufkraftwerk Bodendorf mit 33,2 GWh Einspeisung pro Jahr. Dazu kommen noch unzählige Kleinwasserkraftwerke, PV-Anlagen und BHKW-Anlagen, was in Summe zu einer gesamten Jahres-Rückspeisung in das 110kV-Netz von 275,0 GWh führt. Dem steht ein gesamter Jahres-Bezug aus dem 110kV-Netz von 4,8 GWh gegenüber. Abbildung 7 zeigt den Leistungsaustausch des gesamten Bezirks Murau mit dem 110kV-Netz. Dargestellt ist der über drei Jahre gemittelte Tagesmittelwert des Leistungsaustauschs als durchgezogene Linie (rot für Bezug und grün für Rückspeisung). Die dahinter liegende Fläche zeigt die Einhüllende des jeweils höchsten und niedrigsten Tagesmittelwerts (dunkelrot für Bezug und dunkelgrün für Rückspeisung). Die drei dahinter liegenden transparenten Flächen zeigen die Tages-Minima und Tages-Maxima der jeweiligen drei Jahre. Eine große Fläche bedeutet demnach eine große Schwankung der gemessenen Leistungswerte über die untersuchten drei Jahre. Diese Hauptursache solcher Schwankungen von einem Jahr zum anderen ist die wetterbedingt unterschiedlich ausfallende Erzeugung der Wasserkraft durch die zu unterschiedlichen Zeitpunkten einsetzende Schneeschmelze sowie durch Regenfälle verursachte Schwankungen in den Wasserständen der Flussläufe. Weiters verursachen natürlich die wetterbedingten Schwankungen von

Windstärke und Sonneneinstrahlung unterschiedliche Einspeisung bei Wind- und PV-Anlagen. Demgegenüber spielen die Last-Schwankungen eher eine untergeordnete Rolle.

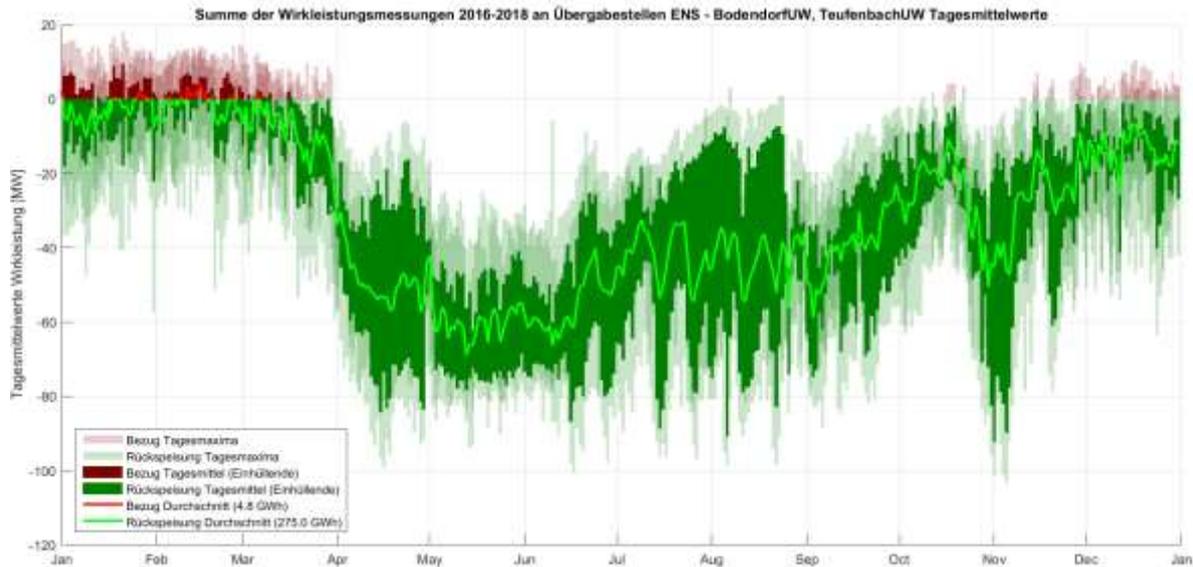


Abbildung 7: Visualisierung der Variation des tagesgemittelten Leistungsaustauschs ins 110kV-Netz über drei Jahre

Der außerordentlich hohe Selbstversorgungsgrad des Bezirkes Murau könnte durch eine vergleichsweise geringe fehlende Energiemenge von nur 4,8 GWh auf 100% erhöht werden, welche mit einer Leistung von maximal 20 MW bereitgestellt würde. Die Herausforderung ist allerdings, dass diese Leistung im Winter bereitgestellt werden muss, wo PV, Wasserkraft am wenigsten liefern. Im Folgenden sollen Maßnahmen dargestellt und untersucht werden, die den Selbstversorgungsgrad der Region mit elektrischer Energie noch weiter erhöhen könnten.

2.1.5.2 Netzkopplung zur Erhöhung der Energiesouveränität einzelner Netzbetreiber

Ein im Projekt intensiv diskutiertes Thema ist die Kopplung der vier EVUs untereinander – einerseits zur Erhöhung der Ausfallsicherheit, andererseits, um die Leistungsflüsse an den Übergabestellen zur ENS zu reduzieren und sich dadurch Netzentgelte zu sparen. Dazu wurde die Direktverbindung von jeweils zwei EVUs mit einem Mittelspannungskabel sowie die Verbindung von allen vier EVUs zu einem Verbund untersucht.

Abbildung 8 zeigt den Energieaustausch am Verknüpfungspunkt der vier EVUs SWM (blau), EWM (rot), EWN (gelb) und EWS (lila) im Zeitraum 2016 bis 2018 (breite Balken zeigen den Mittelwert über die drei Jahre, die drei schmalen Balken zeigen die Jahresenergiemenge der drei Jahre). Es ist klar erkennbar, dass Murau und Schöder stark einspeise-dominiert sind, Mariahof ist stark last-dominiert und hat kaum Einspeisung, während in Neumarkt Erzeugung und Verbrauch am ehesten ausgeglichen ist. Deshalb scheint eine Kopplung von Murau und Mariahof oder von Schöder und Mariahof am sinnvollsten, also jene Kombinationen, wo lastdominierte Netze mit einspeisedominierten Netzen zusammengeschaltet werden. Nachdem die Versorgungsgebiete von Murau und Mariahof aneinandergrenzen, und eine Verbindungsleitung deshalb am ehesten realisiert werden kann, wurde diese Kopplung von Murau und Mariahof im Detail untersucht. Durch diese Kopplung könnte theoretisch die Summe der Verbräuche von 3,8 GWh + 16,7 GWh = 20,5 GWh um 5,5 GWh auf 15,0

GWh reduziert werden (rot dargestellt im Diagramm), während die Summe der Einspeisung von 14,0 GWh + 0,1 GWh = 14,1 GWh um 5,5 GWh auf 8,6 GWh reduziert werden könnte – d.h. die Einsparung von 5,5 GWh Bezug und Verbrauch an Energieaustausch am Kopplungspunkt (grün dargestellt im Diagramm) könnte die Netzgebühren der beiden EVUs reduzieren.

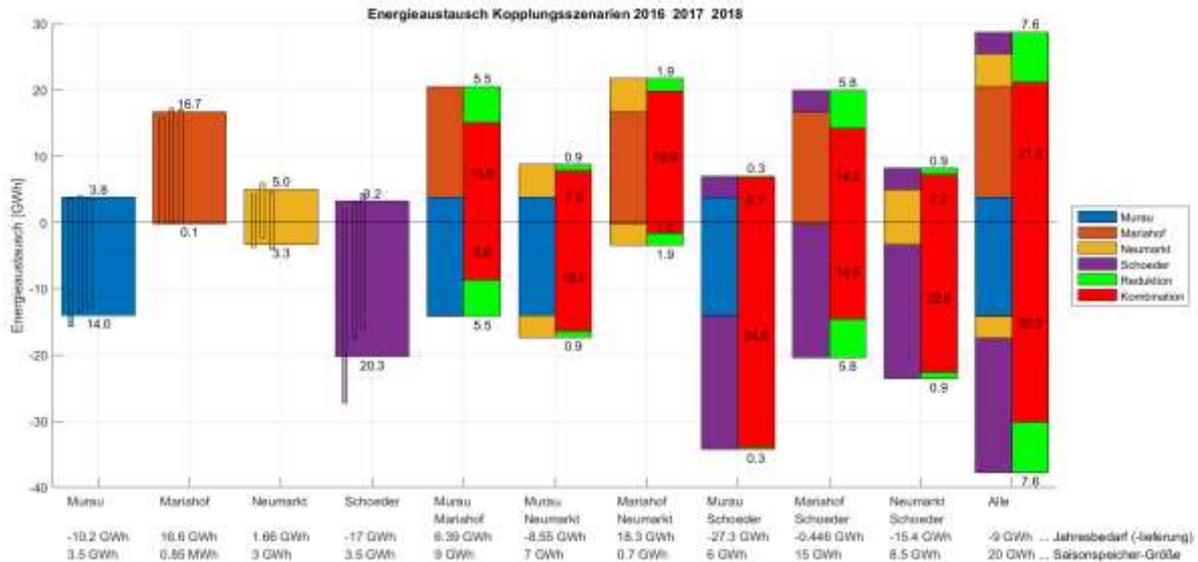


Abbildung 8: Energieaustausch bei unterschiedlichen Kopplungs-Szenarien der vier EVUs

In der Praxis wird eine reale Verbindungsleitung ohne die Entkopplung eines EVUs vom Verknüpfungspunkt allerdings nicht diesen Effekt erzielen – es würden Ausgleichsströme über diese Leitung fließen, die in keiner Relation mit den aktuellen Lastflüssen an den Übergabepunkten der beiden EVUs stehen. Dies konnte in der Netzsimulation bestätigt werden, wie in Abbildung 9 dargestellt ist: Bei der **idealen** impedanzlosen Kopplung (gelbe Linie) könnte der Leistungsaustausch der SWM zur ENS für mehr als 20% der Zeit des Jahres auf 0 reduziert werden, da die anfallende Leistung von EWM kompensiert werden kann. Umgekehrt könnte der Leistungsaustausch der EWM zur ENS für mehr als 40% des Jahres auf 0 reduziert werden, da die anfallende Leistung durch SWM kompensiert werden kann. Die bei der **realen** Leitung auftretenden Leistungsflüsse sind allerdings ausschließlich durch die Spannungsdifferenz der beiden Verknüpfungspunkte bestimmt und haben demnach kaum eine Relation zu dem gewünschten Leistungsfluss (die Netzsimulation wurde mit einem 10,5 km langen Kabel des Typs E-A2XHC2Y_3x150mm² zwischen den 30kV-Kopplungspunkten der EVUs durchgeführt). Auch wenn durch die reale Kopplung der Leistungsaustausch der SWM zur ENS reduziert werden kann, so wird umgekehrt durch diese Leitung der Leistungsaustausch am Netzanschlusspunkt der EWM zur ENS sogar noch erhöht. Zusammenfassend bedeutet das: Das Direktverbinden der 30kV-Kopplungspunkte der beiden EVUs bringt außer den Mehrwert der Versorgungssicherheit (welche nicht anhand einer Netzsimulation bewertbar / quantifizierbar ist) nur eine geringe aber nicht genau vorhersagbare Reduktion Leitungsauslastung bestehender Leitungen im ENS-Netz. Solange die beiden EVUs noch jeweils an ihrem Kopplungspunkt mit dem ENS-Netz verbunden bleiben, kann die Leitung den Selbstversorgungsgrad der beiden EVUs nicht erhöhen, da sich der Lastfluss laut den Lastfluss-Gleichungen entsprechend der Spannungsdifferenzen einstellt und deshalb die resultierenden Leistungsflüsse über die Leitung nichts mit den Leistungsflüssen zu und von den EVUs zu tun haben. Man müsste zusätzlich zur Leitung sich noch eine spezielle Regelung mit Stufensteller-Transformatoren realisieren, um den gewünschten Effekt zu erzielen. Würde man die Kopplung bei einem der EVUs zu ENS auftrennen und dieses EVU ausschließlich über die Leitung und den Kopplungspunkt des anderen EVUs betreiben, dann kommt man zu den Ergebnissen der idealen

Leitung – das würde dann tatsächlich den Selbstversorgungsgrad der beiden EVUs gemeinsam betrachtet erhöhen. Der Selbstversorgungsgrad des Gemeindebezirks Murau kann durch diese Maßnahme aber nicht beeinflusst werden. Dementsprechend macht rein technisch betrachtet so eine Verbindungsleitung nur Sinn zur Erhöhung der Ausfallsicherheit – nachdem die Zuverlässigkeit sich im Verteilnetz dieser Region aber in der Größenordnung von 99,99% bewegt, wäre diese Netzkopplung wirtschaftlich nicht darstellbar.

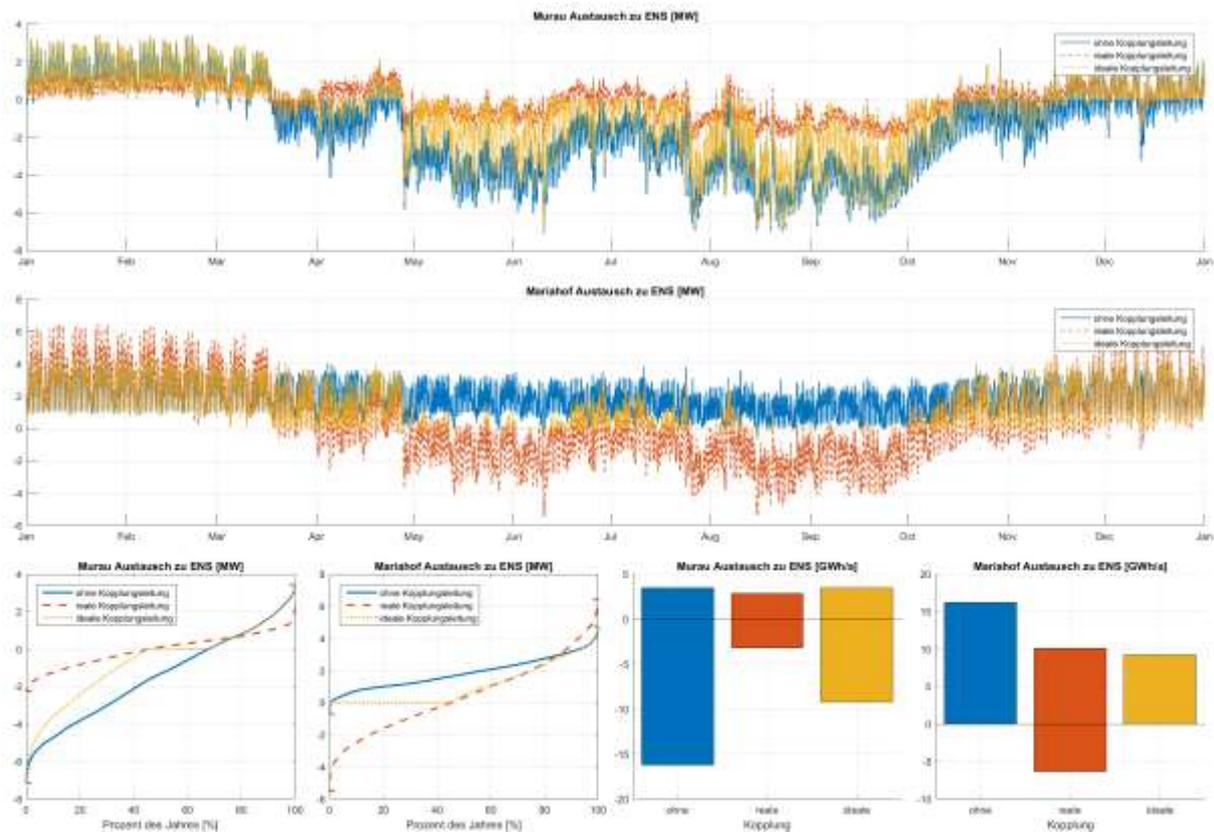


Abbildung 9: Vergleich der Energieflüsse und des Energieaustauschs an den Kopplungspunkten SWM und EWM mit ENS ohne Kopplungsleitung (blau), mit einer realen (rot) und einer idealen (gelb) Kopplungsleitung

2.1.5.3 Zukunftsszenario Elektrolyseur Murtalbahn

Ein weiteres intensiv diskutiertes und analysiertes Szenario ist die „Elektrifizierung“ der Murtalbahn durch Umstellung des Treibstoffs von Diesel auf in der Region selbst durch Elektrolyse erzeugtem Wasserstoff. Um den Treibstoffbedarf an Wasserstoff der Murtalbahn durch Elektrolyse zu decken, haben grobe Abschätzungen einen Leistungsbedarf für die Elektrolyse + Verdichtung von ca. 350 kW Dauerleistung ergeben. Zur Erhöhung der Flexibilität und zur Offenhaltung von möglichen zukünftigen Zusatznutzungen wurde der Elektrolyseur in der Netzsimulation mit 1 MW berechnet. Um Transportwege zu vermeiden, wurde der Anschlusspunkt des Elektrolyseurs im Netz der SWM direkt beim Bahnhof Murau festgelegt. Nachdem über die betriebliche Flexibilität (Stillstandzeiten /

Lastverschiebepotential) wenig bekannt war, wurde als Worst-Case-Szenario die Dauerleistung von 1 MW das ganze Jahr im Dauerbetrieb angenommen und die Auswirkungen auf das Verteilnetz analysiert. Nachdem der Bahnhof im Netz der SWM über einen starken Netzanschluss verfügt, und die beiden 30kV/10kV Regelumspanner mit einer Nennleistung von 2 x 6,3 MVA an der Übergabestelle zu ENS weit entfernt von ihrer Belastungsgrenze sind, war für dieses Szenario keinerlei Einschränkung in der Realisierbarkeit zu erwarten. Dies konnte in der Netzsimulation über ein ganzes Jahr bestätigt werden, die gezeigt hat, dass die maximale Netzlast an der Übergabestelle von ca. 3,5 MW auf ca. 4,5 MW angestiegen ist, und die Leitungs-Auslastung auf der Strecke zwischen Übergabestelle und Bahnhof, welche sich im Basis-Szenario um die 10% bewegt hat, um weniger als 10% angestiegen ist. Unter der (unrealistischen) Worst-Case-Annahme von einem Dauerbetrieb mit 1 MW Leistung würde der Selbstversorgungsgrad des EVUs SWM von 68% auf 55% sinken. Die Dauerlinien der Leistungsflüsse und Auslastungen sowie die Auswirkungen auf die Energiebilanz sind in Abbildung 10 dargestellt (grüne Linien bzw. grüne Balken in den Grafiken von Murau in der ersten Spalte).

Zusammenfassend kann gesagt werden, dass ein 1 MW Elektrolyseur am Netzanschlusspunkt Bahnhof Murau keine nennenswerten Auswirkungen auf das Mittelspannungsnetz hat und keine Einschränkungen im Netzbetrieb bzw. im Betrieb des Elektrolyseurs existieren.

2.1.5.4 Zukunftsszenario PV-Ausbau 90kW je Ortsnetz

Vorhersagen über die zukünftige Entwicklung der PV unterliegen starken Schwankungen, da viele Einflussfaktoren mit starken Unsicherheiten behaftet sind. Dazu zählen einfache wirtschaftliche Faktoren wie die Entwicklung der Energiepreise und der PV-Modul- und –Wechselrichter Kosten, aber auch politische Faktoren beeinflussen zusätzlich PV-Förderungen und Einspeisetarife. Ein mögliches und durchaus realistisches Zukunftsszenario ist das #mission2030-Ziel von 14 GWp PV für ganz Österreich. Der Anteil dieser 14 GWp PV, welcher in den Verteilnetzen der vier EVUs installiert werden müsste, wurde als Mittelwert aus dem Einwohner-Anteil (schätzungsweise 0,24% aller Österreicher wohnen in den Netzabschnitten von EWM, SWM, EWN und EWS) und dem Flächen-Anteil (die vier EVUs versorgen schätzungsweise 0,83% der Fläche von ganz Österreich) auf 0,53% abgeschätzt. Das ergibt eine zu installierende Leistung von 74,4 MWp in den Netzabschnitten der 4 EVUs oder 406 kWp pro Ortsnetz-Station. Nachdem die PV-Peak-Leistung aufgrund von Gleichzeitigkeits-Faktoren wie Teilabschattungen, unterschiedlichen Modul-Ausrichtungen und anderen Phänomenen im 15min-Mittelwert niemals auftritt, wurde diese um einen Faktor 0,85 reduziert, damit ergeben sich aus 406 kWp pro Ortsnetzstation eine tatsächliche Leistung von 345 kW an zusätzlicher PV-Einspeisung. Diese Menge konnte in der Netzsimulation ohne Netzverstärkungsmaßnahmen nicht umgesetzt werden, da bei zu hohen Betriebsmittel-Überlastungen die Lastflüsse nicht mehr konvergieren (345 kW Einspeisung würde beispielsweise einen 100kVA-Ortszentrafo um mehr als einen Faktor 3 überlasten). Deshalb wurde ein Szenario durchgerechnet, welches 90 kW PV auf alle Ortsnetze gleichverteilt annimmt, was – unter den gewählten Annahmen und Schätzungen – 26% des #mission2030-Ziels entspricht.

Die Ergebnisse der Netzsimulation dieses Zukunftsszenarios sind in Abbildung 10 zusammengefasst (rote Linien bzw. rote Balken in den Grafiken): In keinem Mittelspannungsabzweig treten Leitungsüberlastungen auf, allerdings müssen bei allen vier EVUs Ortsnetz-Transformatoren verstärkt werden (für EWM 12 Stück, für SWM 11 Stück, für EWN 14 Stück und für EWS 8 Stück). Während im Basis-Szenario das Netz der SWM im Normalfall auch nur mit einem 6,3MVA Regelumspanner betrieben werden kann, ist durch den starken PV-Zuwachs der Parallelbetrieb beider Regelumspanner erforderlich. Das durchgerechnete Szenario von 90 kW zusätzlicher PV pro Ortsnetzstation bringt die Regelumspanner der SWM und EWN an ihre Belastungsgrenzen, d.h. ein weiterer PV-Zuwachs würde die Verstärkung der 30kV/10kV-Transformatoren beider EVUs erfordern.

Der Selbstversorgungsgrad steigt durch den PV-Zuwachs für EWM von 1% auf 15%, für SWM von 68% auf 77%, für EWN von 40% auf 54% und für EWS von 77% auf 79%.

2.1.5.5 Zukunftsszenario Elektromobilität 20%

Auch die Vorhersagen über die zukünftige Entwicklung der Elektromobilität unterliegen starken Schwankungen, da auch hier viele Einflussfaktoren mit starken Unsicherheiten behaftet sind. Dazu zählen einfache wirtschaftliche Faktoren wie die Entwicklung der Energiepreise für Elektrizität und Treibstoffe, und die Entwicklung der Elektroauto-Anschaffungskosten, welche wiederum stark von der technologischen Entwicklung der Batterien bzw. der Batterie-Herstellungsverfahren abhängen. Aber auch politische Faktoren wie Förderungen beeinflussen die zukünftige Entwicklung.

Ein Zukunftsszenario, welches in nicht allzu ferner Zukunft realisiert werden könnte, wäre die Annahme der Elektrifizierung von 20% des Fahrzeugbestandes im Bezirk Murau. Ausgehend von 17.872 zugelassenen PKWs im Bezirk Murau im Jahr 2018¹, entspräche das 3574 Elektroautos. Nachdem die Zuteilung zu den insg. 268 Ortsnetz-Stationen mit Haushalten (d.h. mit mind. einem H0-Profil) aliquot zu den vorhandenen H0-Profilen erfolgte, und in jedem Fall aufgerundet wurde, wurde mit 3637 Elektrofahrzeugen gerechnet. Angenommen wurde eine durchschnittliche jährliche Fahrleistung von 15.000 km mit einem Energieverbrauch von 20 kWh / 100 km. Daraus ergibt sich ein zusätzlicher Energiebedarf von insg. 10,9 GWh pro Jahr für die vier EVUs. Die Ladeprofile der einzelnen Fahrzeuge wurden im Rahmen einer Agenten-basierten Verkehrssimulation erstellt welcher die statistischen Umfragedaten aus Oberösterreich zugrunde liegen. Es wurde ein temperaturabhängiger Verbrauch miteinbezogen (Mehrverbrauch im Winter aufgrund des Heizbedarfs). Die Ladestrategie entspricht dem ungesteuerten Laden, sämtliche Fahrzeuge starten den Ladevorgang sofort nach Ende der jeweiligen Fahrt. Demzufolge wird angenommen, dass jedem Fahrzeug am Ende der zurückgelegten Strecke eine Lademöglichkeit zur Verfügung steht. Jedes Fahrzeug hat ein individuelles zeitliches Verhalten (Abfahrts- Ankunftszeiten sowie Fahrdauer und zurückgelegte Strecke).

Die Ergebnisse der Netzsimulation dieses Zukunftsszenarios sind in Abbildung 10 zusammengefasst (gelbe Linien bzw. gelbe Balken in den Grafiken): In keinem Mittelspannungsabzweig treten Leitungsüberlastungen auf, allerdings müssen bei allen zwei EVUs Ortsnetz-Transformatoren verstärkt werden (für EWM 4 Stück und EWS 3 Stück).

Der Selbstversorgungsgrad sinkt durch den zusätzlichen Verbrauch der Elektromobilität für EWM von 1% auf 0%, für SWM von 68% auf 64%, für EWN von 40% auf 35% und für EWS von 77% auf 74%.

2.1.5.6 Zukunftsszenario PV-Ausbau und Elektromobilität

Die Kombination von PV-Ausbau und Elektromobilität bewirkt einerseits eine Zunahme der Einspeisung und andererseits eine Zunahme der Last. Nachdem die Einspeisung aber tendenziell eher azyklisch zur Last erfolgt, bleiben die Synergie-Effekte gering, was bedeutet, dass sich SWM und EWN keinen Trafo-Ausbau aufgrund der Überlastung durch die PV ersparen, und bei EWM und EWS kombinieren sich die Ausbau-Anforderungen aus den Überlastungen durch PV-Einspeisung und den Überlastungen durch Elektromobilität (Trafo-Verstärkungsbedarf 14 Stück für EWM und 11 Stück für EWS).

Der Selbstversorgungsgrad steigt durch die Szenarien-Kombination für EWM von 1% auf 11%, für SWM von 68% auf 74%, für EWN von 40% auf 50% und für EWS sinkt er von 77% auf 76%.

¹ https://www.statistik.at/web_de/statistiken/energie_umwelt_innovation_mobilitaet/verkehr/strasse/kraftfahrzeuge_-_bestand/index.html

2.1.5.7 Gegenüberstellung der simulierten Szenarien für die vier EVUs

Abbildung 10 zeigt für jedes EVU separat

- in der ersten Diagrammreihe einen Vergleich der Lastflüsse an der Übergabestelle der EVUs zur ENS (Zahlen in Klammer in der Legende zeigen den Selbstversorgungsgrad),
- in der zweiten Diagrammreihe einen Vergleich der jeweiligen höchsten Transformator-Auslastung (Zahlen in Klammer beziffern die überlasteten Transformatoren),
- in der dritten Diagrammreihe einen Vergleich der höchsten Leitungsauslastung (Zahlen in Klammer beziffern die überlasteten Leitungsabschnitte) jeweils als Dauerlinie,
- sowie in der letzten Diagrammreihe einen Vergleich der Jahresenergiesummen für Rückspeisung und Verbrauch,

und das jeweils für das Basis-Szenario (blau), das 90kW-PV-Szenario (rot), das 20%-Elektromobilitäts-Szenario (lila) und das Elektrolyseur-Szenario der SWM (grün).

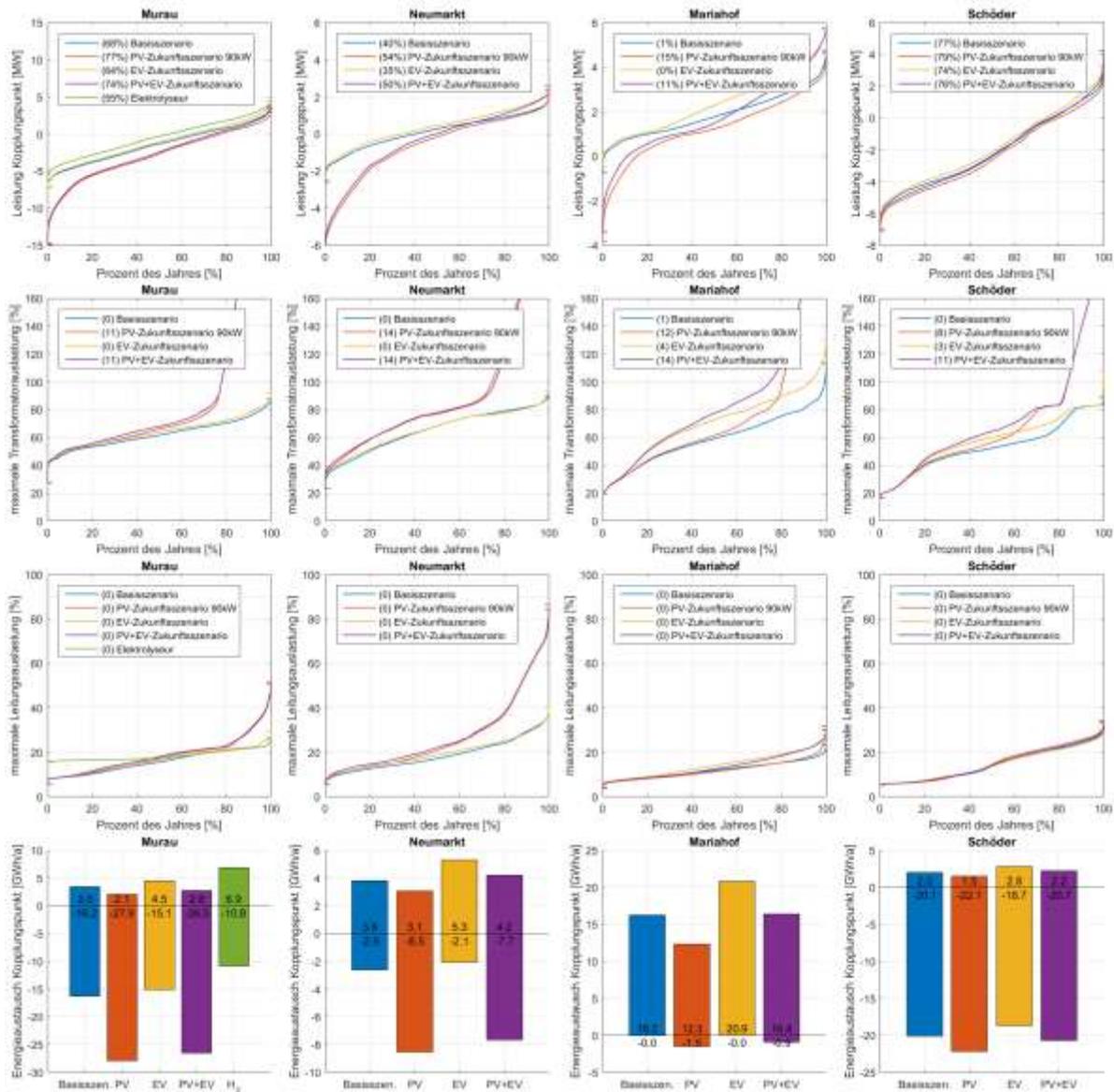


Abbildung 10: Zusammenfassung der Auswirkungen der untersuchten Zukunftsszenarien für PV, Elektromobilität und Elektrolyseur auf die Mittelspannungsnetze der vier EVUs

2.1.5.8 Zukunftsszenarien Ausbau Windkraft

Im Rahmen der Netzanalyse wurde deutlich, dass der Ausbau der Windenergie für die Erhöhung des Eigenversorgungsgrades von besonderer Bedeutung ist, da Wind auch im Winter zur Verfügung steht, in denen PV und Wasser deutlich weniger liefern. (Dasselbe gilt auch für die Biomasse BHKW, wenn diese z.B. tariflich auf das Winterhalbjahr ausgerichtet werden).

Die folgende Graphik zeigt das Ergebnis, wenn ein Windpark in der Größe des vorhandenen Tauern-Windparks im bestehenden regionalen Netz integriert werden würde:
Der Bezug vom übergeordneten Netz würde um 34,5% gesenkt werden (siehe folgende Grafik, der Bezug vom übergeordneten Netz sinkt von 28,7 GWh auf 18,8 GWh).
Der gesamtregionale Eigenversorgungsgrad (bilanziell) steigt damit von 287% auf 339%.

Damit werden auch die Grenzen der Souveränität deutlich: Der Eigenversorgungsgrad steigt um das fast 3-fache, allerdings sinkt der weiterhin notwendige Bezug von Netz nur gering (minus 34,5% statt minus 26,3%). Nicht zu vergessen ist, dass diese nur dadurch möglich ist, dass das übergeordnete Netz auch deutlich höhere Energiemengen und Leistungen aufnehmen muss!

Damit bestätigt sich auch mit den realen Simulationsergebnissen die Hypothese, dass ein mehrstufiges Konzept notwendig ist, wenn die regionale Energiesouveränität relevant erhöht werden soll.

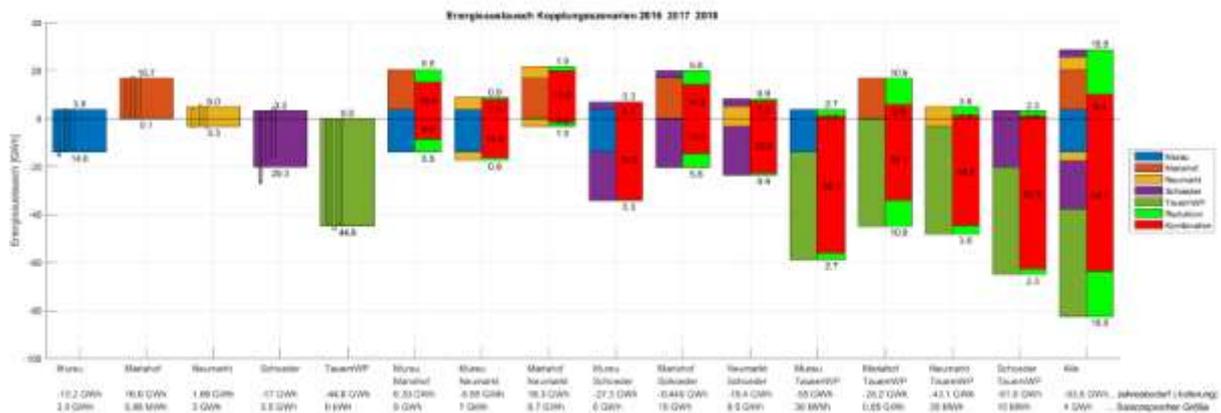


Abbildung 11: Theoretisches Potential Ausbau der Windkraft aus den Abzweigmessungen in UW Teufenbach

2.1.5.9 Zukunftsszenarien Wasserkraft, Blockheizkraftwerke und Wärmepumpen

Die Zukunftsszenarien für den Ausbau der Wasserkraft und für die Inbetriebnahme zusätzlicher Blockheizkraftwerke (BHKWs) und Wärmepumpen (WP) wurden nicht mehr im Detail anhand einer Jahres-Netzsimulation durchgeführt, stattdessen wurde ausschließlich die Auswirkung auf den Selbstversorgungsgrad der jeweiligen EVUs analysiert. Nachdem diese Berechnung nicht mehr von der Netzsimulation abhängig ist, sondern komplett losgelöst davon nur mit der Jahres-Leistungsmessung am jeweiligen Verknüpfungspunkt der EVUs durchgeführt werden kann, wurde für die Berechnung nicht mehr das Jahres-Leistungsprofil aus Simulation des Basis-Szenarios herangezogen, sondern stattdessen auf die Leistungsmessung aus dem realen Netz zurückgegriffen. Damit entsprechen die hier angegebenen Zahlen zum Selbstversorgungsgrad dem Zustand im realen Netz („Ausgangszustand“) und nicht dem Ergebnis der Simulation („Basis-Szenario“). Diese nicht vermeidbaren Unterschiede zwischen Simulation und Realität wurden schon in Abschnitt 2.1.4 genau dargestellt und analysiert.

Die Zukunftsszenarien für den Ausbau der Wasserkraft und für die Inbetriebnahme zusätzlicher BHKWs wurden anhand von Potentialabschätzungen von jedem der vier EVUs individuell definiert. Für das Zukunftsszenario für WP wurde eine Durchdringungsrate von 35% aller Haushalte angenommen. Das PV- und das EV-Szenario wurden wie in der Netzsimulation definiert. Abbildung 12 bis Abbildung 15 zeigen die Auswirkungen der unterschiedlichen Szenarien auf den Energieaustausch des jeweiligen EVUs zur ENS (als Jahresdauerlinie) sowie die Auswirkung auf den Selbstversorgungsgrad (in Prozent in der Legende dargestellt) und die Auswirkung auf die Jahresenergiesummen für Rückspeisung und Bezug (in Klammer in der Legende dargestellt). Aus den Grafiken ist ersichtlich, dass die PV, WKW und BHKW-Szenarien den Selbstversorgungsgrad erhöhen, wobei durch das teilweise hohe Potential für zusätzliche Wasserkraft teilweise ein sehr hoher Selbstversorgungsgrad erreicht werden kann (99% für SWM). Nachdem im für EWM und EWS die Dauerlinien sehr nah zusammenliegen, lässt sich für diese beiden EVUs schließen, dass die angenommenen Zukunftsszenarien keine extremen Auswirkungen auf deren Mittelspannungsnetze haben. Die größten Unterschiede sind im PV-Zukunftsszenario erkennbar, was auch der Grund war, warum dieses Szenario in der Netzsimulation im Detail durchgerechnet wurde, um eine Aussage über notwendige Netzverstärkungsmaßnahmen treffen zu können. An dieser Stelle soll nochmals betont werden, dass in den PV-, EV- und WP-Zukunftsszenarien die getroffenen Annahmen über zukünftige Entwicklungen mit starken Unsicherheiten behaftet sind.

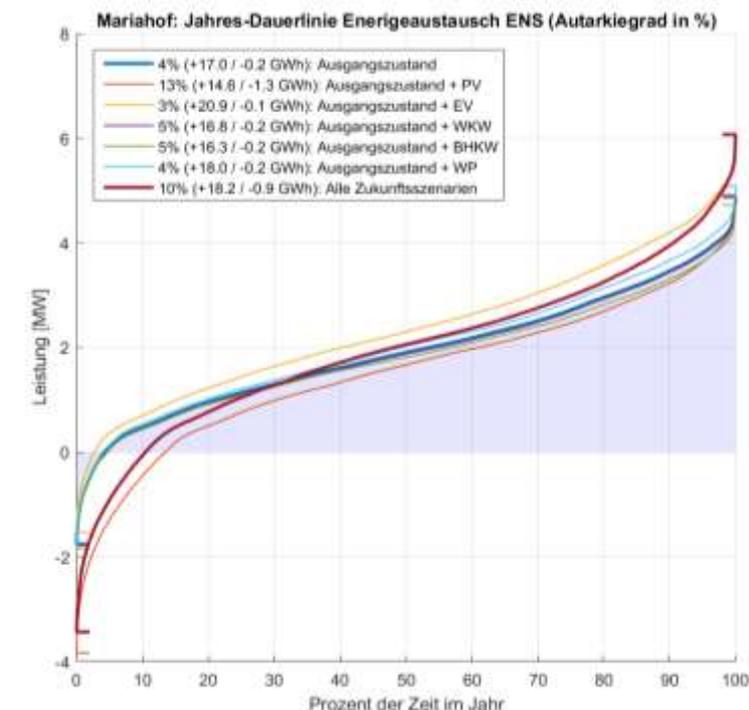


Abbildung 12: Auswirkung der unterschiedlichen Zukunftsszenarien auf den Energieaustausch zur ENS und auf den Selbstversorgungsgrad für das Netzgebiet EWM

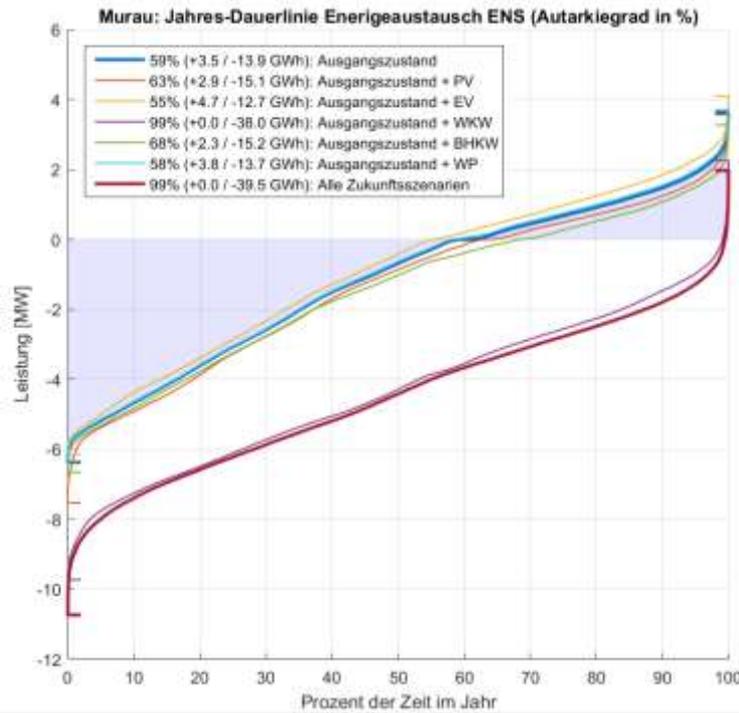


Abbildung 13: Auswirkung der unterschiedlichen Zukunftsszenarien auf den Energieaustausch zur ENS und auf den Selbstversorgungsgrad für das Netzgebiet SWM

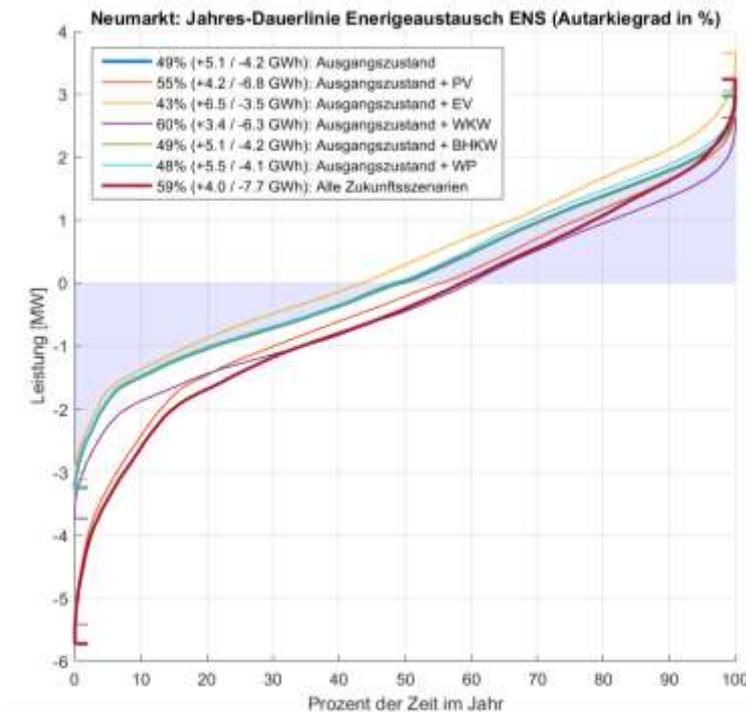


Abbildung 14: Auswirkung der unterschiedlichen Zukunftsszenarien auf den Energieaustausch zur ENS und auf den Selbstversorgungsgrad für das Netzgebiet EWN

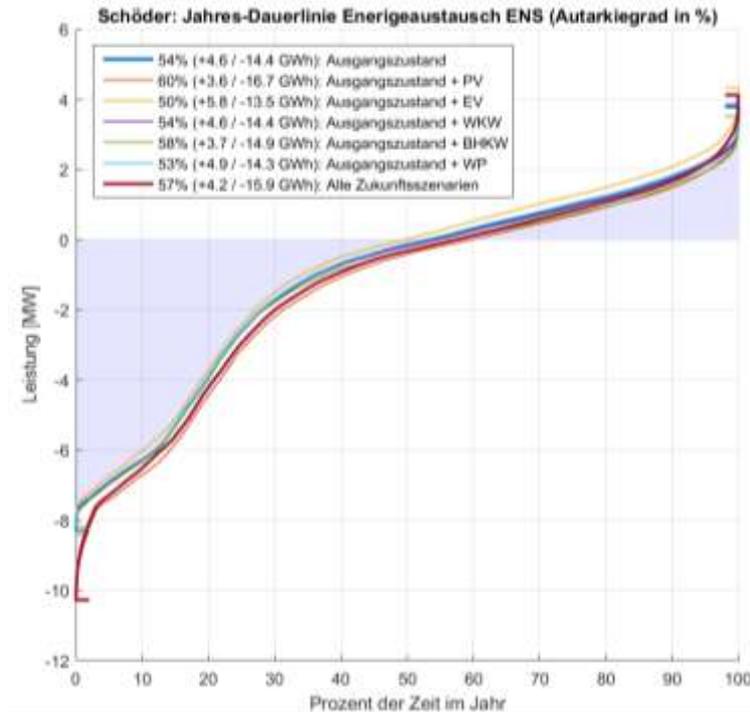


Abbildung 15: Auswirkung der unterschiedlichen Zukunftsszenarien auf den Energieaustausch zur ENS und auf den Selbstversorgungsgrad für das Netzgebiet EWS

2.1.5.10 Hochrechnung der Zukunftsszenarien von den vier EVUs auf den Bezirk Murau

Die bisher beschriebenen Szenarien wurden in einer Jahressimulation im Detail für die vier EVUs durchgerechnet (Abschnitte 2.1.5.2 bis 2.1.5.7) bzw. Berechnungen zum Selbstversorgungsgrad anhand der realen Jahresmessreihen durchgeführt (Abschnitt 2.1.5.1 und Abschnitt 2.1.5.9). Die im Projekt erarbeitete Datengrundlage ermöglichte nicht die Berechnung des gesamten Gemeindebezirks Murau im Detail. Um die Kernaussagen der Berechnungen, welche im Detail nur für die vier EVUs erfolgten, auch auf den gesamten Gemeindebezirk Murau umzulegen, müssen diese Ergebnisse hochgerechnet werden. Schätzungsweise versorgen die 4 EVUs ca. 50% der Fläche des Gemeindebezirks Murau, allerdings leben schätzungsweise 70% der Bevölkerung des Gemeindebezirks Murau im Versorgungsgebiet der vier EVUs.

Abbildung 16 zeigt den Jahres-Energieaustausch ausgewählter Gemeinden (berechnet aus Abzweigungsmessungen in Umspannwerken bzw. Schaltstellen, Auswahl entsprechend der Verfügbarkeit bzw. Zuordenbarkeit der Messdaten) bzw. Kraftwerken und deren Anteil am gesamten Energieaustausch des Bezirks Murau mit dem 110 kV Netz. Die drei dünnen Balken zeigen die Variation der Messwerte über drei Jahre, die breiten Balken stellen den Durchschnitt über die drei Jahre dar. Unter dem Diagramm ist der Jahresenergiebedarf bzw. die Jahresenergielieferung (Differenz aus jährlichem Bezug und jährlicher Lieferung) angegeben sowie eine theoretisch notwendige Speicherkapazität eines elektrischen Energiespeichers, um eine Verschiebung der Überschuss-Energie aus Überschuss-Zeiten in Bezugs-Zeiten zu ermöglichen. Aus dem Diagramm ist ersichtlich, dass der gesamte Bezirk Murau ca. 270 GWh pro Jahr mehr Energie produziert als verbraucht wird, und die Vermeidung von Energiebezug durch 1,6 GWh Speicherkapazität erreicht werden kann.

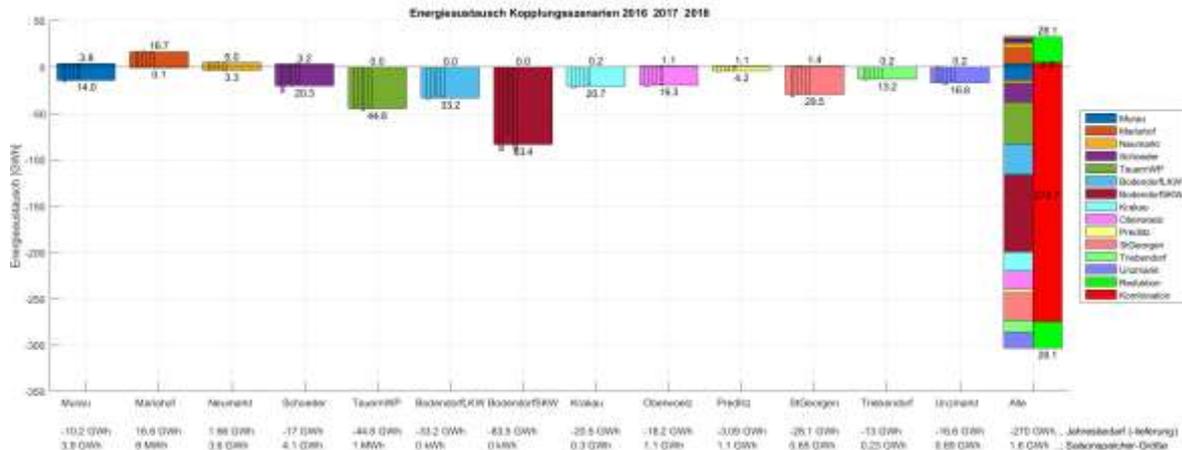


Abbildung 16: Jahres-Energieaustausch ausgewählter Gemeinden bzw. Kraftwerken und deren Anteil am gesamten Energieaustausch des Bezirkes Murau mit dem 110 kV Netz

Um die Ergebnisse auf den Bezirk Murau hochzurechnen, wird demnach ein Skalierungsfaktor zwischen 1,5 und 2 zielführend sein, schätzungsweise wurde der Faktor mit 1,7 angesetzt. Die sich durch die Skalierung ergebenden Summen-Jahresprofile für PV, EV, WKW, WP und BHKW wurden auf die Jahres-Messung des Energie-Austauschs der beiden UWs Teufendorf und Bodendorf, welche den gesamten Bezirk Murau mit Energie versorgen, einzeln und in Summe aufaddiert. Das Ergebnis ist in Abbildung dargestellt:

- Das angenommene PV-Zukunftsszenario (14 MW zusätzliche PV für den gesamten Gemeindebezirk Murau) erhöht den Selbstversorgungsgrad von 89% auf 91%.
- Das angenommene EV-Zukunftsszenario (6183 Elektrofahrzeuge im gesamten Gemeindebezirk Murau mit einer maximalen gleichzeitigen Ladeleistung von 7,8 MW) erniedrigt den Selbstversorgungsgrad von 89% auf 85%.
- Das angenommene Wasserkraft-Zukunftsszenario (7,8 MW zusätzliche Wasserkraft für den gesamten Gemeindebezirk Murau) erhöht den Selbstversorgungsgrad von 89% auf 96%.
- Das angenommene WP-Zukunftsszenario (35% Durchdringung mit einem maximalen gleichzeitigen Leistungsbezug von 1,2 MW) erniedrigt den Selbstversorgungsgrad von 89% auf 87%.
- Das angenommene BHKW-Zukunftsszenario (maximale gleichzeitige Erzeugungsleistung von 2,0 MW) erhöht den Selbstversorgungsgrad von 89% auf 91%.
- Das angenommene BHKW-Best-Case-Szenario (maximale Erzeugungsleistung von 3,0 MW, im Winter immer auf Maximalleistung, im Sommer immer aus) erhöht den Selbstversorgungsgrad von 89% auf 93%.
- Die Summe aller Szenarien (ohne BHKW-Best-Case) erhöht den Selbstversorgungsgrad kaum.
- Ein angenommener idealer elektrischer Energiespeicher könnte mit 1,6 GWh Speicherkapazität und 20 MW Leistung durch Erbringen von jährlich 4,8 GWh Ausgleichsenergie den Selbstversorgungsgrad auf 100% erhöhen und damit die völlige Energiesouveränität des Bezirkes Murau bewirken.

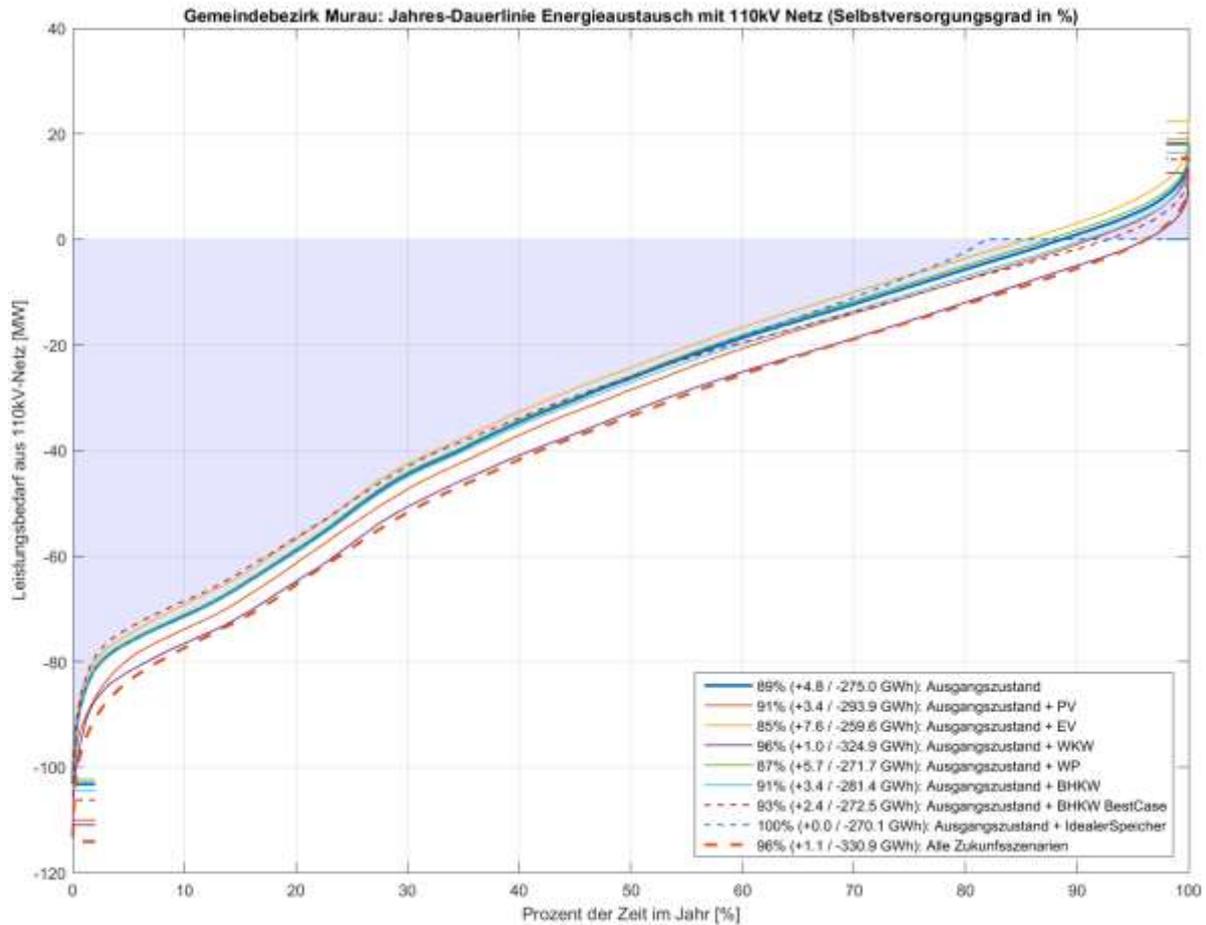


Abbildung 16: Auswirkung der unterschiedlichen Zukunftsszenarien auf den Energieaustausch des Gesamten Bezirkes Murau mit dem 110kV Netz

2.1.5.11 Zusammenfassung Netzanalyse und Klärung innerregionale Netzkopplung (Stufe 1)

2.1.5.11.1 Netzsimulationen:

- Verstärkungsmaßnahmen für *Mittelspannungsleitungen* sind in keinem Zukunfts-Szenario erforderlich.
- Ein künftiger Muraltalbahnen-Elektrolyseur mit 1 MW Nennleistung hat keine nennenswerten Auswirkungen auf das Netz in der bestehenden Form (der Einfluss auf den Selbstversorgungsgrad hängt stark vom Fahrplan und daher vom Flexibilitätspotential ab).
- PV- und EV-Zukunftsszenarien *könnten* im Rahmen des permanent stattfindenden strategischen *Mittelspannungsnetzausbaus* bis 2030 ohne nennenswerte Zusatzkosten realisiert werden
- Eventuelle Netzverstärkungsmaßnahmen in der *Niederspannung* müssen gesondert untersucht werden:
 - Durch PV und EV sind primär lokale Spannungsbandverletzungen zu erwarten
 - Durch EV sind, neben den Verstärkungen von Ortsnetztransformatoren, eventuell lokale Leitungsüberlastungen zu erwarten

2.1.5.11.2 Untersuchungen zum Selbstversorgungsgrad

- Der Selbstversorgungsgrad des Bezirks Murau ist mit 89% einerseits wegen den drei größten Einspeisern (Kraftwerke Bodendorf und Tauern Windpark) schon außerordentlich hoch, andererseits liefern unzählige Kleinkraftwerke und PV-Anlagen auch einen wesentlichen Beitrag.
- Die untersuchten Zukunftsszenarien mit zusätzlicher Einspeisung würden eine Erhöhung des sehr hohen Selbstversorgungsgrad von 89% auf 96% bewirken.
- Zur Erreichung eines Selbstversorgungsgrads von 100% (völlige Energieautarkie) würde eine (vergleichsweise geringe) Energiemenge von nur 4,8 GWh fehlen, die mit einer Leistung von maximal 20 MW bereitzustellen wäre. Ein angenommener elektrischer Energiespeicher könnte mit 1,6 GWh Kapazität diese Energiemenge zu Verfügung stellen.

2.1.6 Erkenntnis und daraus abzuleitende Forderungen

Der Fokus der ersten Phase der Netz-Analyse war rein auf die Energiesouveränität fokussiert. Dabei darf jedoch das Gesamtziel der Energievision nicht aus den Augen verloren werden, denn: obwohl eine 100%ige Souveränität heute wirtschaftlich nicht leistbar ist, können sehr wohl Maßnahmen in Richtung Energievision gesetzt werden!

Außerdem muss beachtet werden, dass ein sehr großer Unterschied in den Lösungen besteht je nachdem, ob Energiesouveränität auf der Ebene

- Einzelner oder
- Netzteil/Region betrachtet wird.

Im Zentrum steht die Frage nach der Skalierbarkeit auf andere Regionen!

Vor diesem Hintergrund ergeben sich folgende Erkenntnisse

- Die Region Murau weist drei verschiedene Gebiets-Typen auf (Verbraucher dominiert, Erzeuger dominiert, ausgewogen) und kann dadurch für alle 3 Typen Erkenntnisse ableiten – was für ein Living-Lab von großem Vorteil wäre.
- Die angedachte Kopplung der Netze könnte an einer Stelle eine deutliche Verbesserung bringen – mit der aktuellen Variante würden die physikalischen Ströme jedoch wieder über das Umspannwerk laufen – allerdings brächte dies außerdem eine Erhöhung der Versorgungssicherheit durch eine zweite innerregionale Anspeisung
- Der Fokus auf reine Energieautarkie engt die möglichen Maßnahmen zu stark ein – es ist daher für eine sinnvolle Betrachtungen (nicht nur auf der Mittelspannungsebene) ein breiterer Zielekatalog notwendig insb. Versorgungssicherheit
- Mit den aktuellen Speicher-Technologien kann eine Energiesouveränität zwar technisch erreicht werden unter wirtschaftlichen Bedingungen jedoch aktuell nicht auf 100%-Lösungen gehoben werden
- Speicher sind allerdings als Variante zur Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energieträger geeignet – dies ist auf jeden Fall eine wirtschaftlich und netzseitig bessere Variante als Einzelspeicher (netzdienlich nutzbar)
- Regionale Wasserstoffproduktion ist sinnvoll, wenn ein großer Abnehmer vorhanden ist mit der Muraltalbahn wäre dies vorhanden, gleichzeitig könnten völlig neue Anbieter am Markt (z.B. Home Power Solutions) die vollautonome Haushaltslösungen mit Wasserstoff und einen Jahresspeicher ermöglichen und damit weitere Optionen ins Spiel bringen
- Die Nutzung von Biomasse für die Stromproduktion hilft das Angebot im Winter zu verbessern – dazu ist das Verschiebepotential bei großen Wärmeverbrauchern im Sommer zu nutzen (P2H im Sommer + Biomassestrom im Winter)
- Aus der Analyse der kritischen Knoten ist (mit Einschränkung) ableitbar wo es Engpässe geben könnte
- E-Mobilität schafft eine Erhöhung der regionalen Energiesouveränität
- Energie Communities werden verstärkt kommen – wie sich diese auf die Souveränität auswirken wurde aufgrund der noch offenen Entwicklung nicht untersucht: letztlich können sie entweder neue Geschäftsfelder schaffen und/oder auch neue Probleme erzeugen, denn die neuen LEC-Tarife werden hier Veränderungen mit sich bringen.

In der Diskussion haben sich folgende Forderungen ergeben:

- Energiespeicher auf ebene des Bezirks zur Erhöhung des Anteils Erneuerbarer Energieträger
- Pilot zur Wasserstoffproduktion (Murau als Standort für Elektrolyseur, Haushalts-H₂-Lösung) auf dem Weg zur Wasserstoffregion
- Verschiebepotential Biomasse
- E-Mobilität für den ländlichen Raum – als Modellregion E-Mobilität
- Für die Zukunft:
 - Daten aus Smart-Meter aggregiert für die Region verfügbar zu machen
 - Chancen der Energy-Communities für die Regionen nutzbar machen

2.2 AP2: Potentialanalyse und Bewertung aller Stufen des virtuellen Energiespeichers

Ziele

Für alle Stufen des virtuellen Energiespeichers, wurden Potentiale und Szenarien definiert und diese mittels Umfeldanalyse und techno-ökonomischer Bewertung analysiert und bewertet. Ziel war die Klärung, welche der insgesamt 5 Stufen tatsächlich in den jeweiligen Abschnitten welchen Beitrag für die übergeordneten Ziele leisten kann.

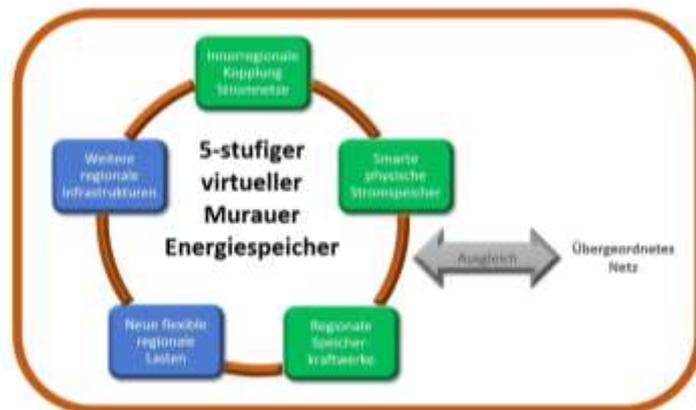
Deliverable

- Wirkungsdarstellung für jede Stufe des virtuellen Energiespeichers

2.2.1 Optionen für die Stufen des virtuellen Energiespeichers

Um die Simulation des Netzes vornehmen zu können waren einerseits die Netzdaten notwendig, andererseits musste im Team geklärt werden, welche Optionen für jede der 5 Stufen überhaupt zur Verfügung stehen und welche davon letztlich weiterverfolgt werden sollten.

Mit den jeweiligen Zwischenergebnissen der Simulation wurden diese Entscheidungen dann weiter nachgeschärft.



Folgende **Kriterien für die Auswahl der zu betrachtenden Optionen** wurden herausgearbeitet:

- Potential zur Erhöhung der Energiesouveränität
- Größe des Verschiebepotentials (was kann im Gesamtsystem an Energie dadurch verschoben werden, um eine Änderung in der Energiebilanz herbeizuführen)
- Regionale Verfügbarkeit beim Angebot und der Nachfrage
- Skalierbarkeit (in größerer Anzahl einsetzbar)
- Technisch, rechtliche Machbarkeit
- Wirtschaftlichkeit

Die folgende Tabelle zeigt alle Optionen, die für Stufen 2-5 in Betracht gezogen wurden.

Stufen des VME	Mögliche Option für die Anwendung in der Region Murau	Beschreibung der für Murau relevanten Optionen	Gesamt-Bewertung
Smarte physische Stromspeicher	Heimspeicher 4-6(9) kWh	Es besteht sehr hohe Bereitschaft der Menschen, sind in erster Linie nicht für das Netz nutzbar und auch ökonomisch keine gute Lösung, da nur zu 20% effektiv genutzt. Ergebnisse aus dem Projekt LEAVES zeigen: Zugriff durch Netzbetreiber braucht für jeden einzelnen Speicher Steuerzugriff. Wird in Deutschland bereits über gute Wetterprognosemodelle und Smart Home Lösungen schon zur Lastspitzenkappung genutzt <i>Daher: es braucht den Rahmen, damit diese Speicher als Flexibilitätsverwerter im Stromhandel nutzbar werden</i>	
	Cloudspeicher	Vernetzte Speicher, um am Regelenergiemarkt mitwirken zu können. In Deutschland bereits als Geschäftsmodell vorhanden. Über Block-Chain-Technologien wäre sogar ein Direkthandel als Energy-Community möglich – das könnte für die Zukunft eine spannende regionale Lösung mit Bürgerbeteiligung ermöglichen.	
	Regionale Zentralspeicher	Diese werden durch Netzbetreiber netzdienlich dort errichtet, wo sie den maximalen Nutzen bringen können, dadurch hohe Flexibilität und hoher Nutzungsgrad (sind analog anderen Infrastrukturen sogar überbuchbar). Projekt LEAVES/Heimschuh: auch für beide Seiten nutzbar und finanzierbar oder über Dienstleistung an Kunden verkaufbar – wichtig ist, dass der Strom 1:1 eingelagert wird und dann auch abrufbar ist. Vorschlag gegenüber Regulator seitens des Projektes wird sein, dafür den Pumpspeichertarif anzuwenden, auf Basis dessen ein Geschäftsmodell aufgebaut werden kann.	OK
	Super-Capacity oder Schwungräder	Dient nur dem Abfangen von Laststößen rund um Schnellladeinfrastruktur.	
Neue flexible Lasten	Warmwasserboiler und Stromspeicherheizungen	Alte Rundsteuerung kann durch neue Steuerlogiken ersetzt werden – die Stadtwerke Murau haben ein solches System bereits implementiert.	OK

Stufen des VME	Mögliche Option für die Anwendung in der Region Murau	Beschreibung der für Murau relevanten Optionen	Gesamt-Bewertung
		Zu beachten ist hier allerdings, dass die KonsumentInnen informiert werden müssen, da die 24h-Logik erwartet wird	
	Wärmepumpen	Sind wie eine unterbrechbare Leistung zu behandeln, allerdings darf diese nicht dynamisch genutzt werden -Schalthäufigkeit ist zu begrenzen!	tlw.
	Großküchen	Mit Management sind hier große Reduktionspotentiale der Spitzen möglich Erfahrungen der Stadtwerke Murau zeigen einen Faktor 10! Potential in Murau ist gering.	
	Kühlleistungen im Handel und Gewerbe	In Supermärkten, Lebensmittelbetriebe, Hotels können Kühlleistungen als zumindest kurzfristig steuerbare Lasten genutzt werden. Potential in der Region Murau ist gering.	
	E-Mobilität	Bei Haushaltsanlagen (3,6 kW bis 22kW) ist aus den Projekten des AIT ohne Steuerung die beste Netzverträglichkeit gegeben. Öffentliche Schnellladestationen müssen die hohen Leistungen bereitstellen, sonst machen diese Anlagen keinen Sinn. Gewerbe: hier braucht es intelligente Regelung, weil sonst hier der Gleichzeitigkeitsfaktor ein Problem darstellt.	OK
	Intelligente Haushaltsgeräte	Grundsätzlich großes Potential, jedoch rechtlich darf das nur Kunde oder Netzbetreiber steuern, und je Anlage sehr geringe Beiträge, d.h. es braucht eine neue Logik.	tlw.
	Größere Betriebe	Leistungspreise werden in Zukunft wieder steigen. Zu prüfen ist, ob größere Betriebe wie KLH, IBS in weiterer Folge Teil einer regionalen Strategie eine steuerbare Leistung zur Verfügung stellen wollen - das Potential in Murau ist allerdings beschränkt.	
	Zukünftige Betreiber von PV-Gemeinschaftsanlagen	Gemeinschaftsanlagen bieten aufgrund der größeren Einzelleistungen aus Netzsicht ein gutes Potential, wenn PV und Speicher kombiniert werden	
Steuerbare regionale Infrastrukturen	Kläranlagen	In Murau gibt es ca. 20 Anlagen, jedoch ohne Gasverstromung und teilweise ohne PV. Lastverschiebungspotential wurde in Projekt Güssing erarbeitet ist jedoch bei den vorhandenen Größen in Murau nicht hoch.	
	Murtalbahn	Antrieb über Wasserstoff – wobei die H ₂ -Produktion (Elektrolyseur) als regelbare Größe verwendet werden kann. Beispiel Wasserstoffantrieb der Zillertalbahn.	OK

Stufen des VME	Mögliche Option für die Anwendung in der Region Murau	Beschreibung der für Murau relevanten Optionen	Gesamt-Bewertung
	E-Flotten von Betrieben/Einrichtungen	Für diese ist ein recht klarer Rhythmus definiert (kommen um 16./17.00 in den Betrieb und fahren um 7.00 wieder weg – dazwischen ist praktisch jedes technisch zulässige Ladungsprofil möglich).	OK
	Trinkwasserkraftwerke	Nur bedingt relevant, da geringe Leistungen.	
	Nahwärmenetze / Power to Heat	Potential aus hoher Pumpleistung und Power to Heat – also in beide Richtungen steuerbar Im Nahwärmewerk Murau wurden bereits 500 kW P2H realisiert. Potential im Verhältnis zur Stromverfügbarkeit in der Region im Sommer gering.	tlw.
Regionale Speicherkraftwerke	Die Summe der regionalen Zentralspeicher	Virtuelles zusammenschalten aller Speicher als ein Partner am Regelenergiemarkt. Allerdings können diese nur für den Tagesausgleich genutzt werden.	OK
	Pumpspeicherkraftwerke	Technisch in Murau grundsätzlich umsetzbar. Wirtschaftlichkeit derzeit aber nicht gegeben.	
		Nutzung der vorhandenen Höhenunterschiede bei Beschneiungsanlagen.	
Power to Gas Lösungen	Umwandlung in Wasserstoff oder über Methanisierung-Methanol als speicherbarer Energieträger Da in Murau kein Gasnetz vorhanden ist, muss Abnahme entweder über gewerbliche/industrielle Nutzung (H ₂ als Prozessmedium) oder für Mobilitätslösungen realisierbar sein.	OK	

Die folgende Tabelle zeigt schließlich die Wirkung der für Murau identifizierten einzelnen Stufen des virtuellen Bezirksspeichers auf die Energieziele der Region.

Dabei wird deutlich, dass diese nur die Biomasse-BHKW auf alle 4 Ziele positiv wirken!

Energieziele Stufen des virtuellen Speichers	Energie-souveränität	Anteil Erneuerbare	Versorgungs-sicherheit	Netzqualität
Netzkopplung	Regional gesehen keine Wirkung, weil über Teufenbach gekoppelt – bezogen auf die einzelnen Netzabschnitte ja		Erhöhung dieser durch doppelte innerregionale Anspeisung	
Speicher	Für die Erhöhung der Souveränität braucht es Saisonale Speicher Derzeit noch keine wirtschaftlichen Lösungen (Pilot H2 für Haushalt)	Ermöglicht vielfach überhaupt erst den Ausbau im Niederspannungsnetz		Ja
Power to Heat (regionale Infrastruktur)	In Richtung Big Solar	Erhöht Anteil auch für kleine Anlagen, da Verschiebepotential genutzt wird		
Flexible Lasten (E-Mobilität)	Erhöht in allen Netzteilen die Souveränität (auch ohne aktive Speicherbewirtschaftung)	Bringt im Gesamtsystem Ersatz von Diesel Als flexible Last (+/- 50%) nutzbar, jedoch weniger als Saisonalspeicher		?
Neue PV	In Verbrauchsdominierten Netzteilen starker positiver Beitrag	Ja		
Neue Windkraft	Bringt im Winter viel Ertrag und erhöht damit die Energiesouveränität	Ja		
Neue BHKW	Erhöht die Energiesouveränität, weil im Winter erneuerbarer Strom zur Verfügung steht	Ja	Ja	Ja

Die Analyse und Auswahl der für die Region Murau in Betracht zu ziehenden Lösungen für die einzelnen Stufen des virtuellen Murauer Bezirksspeichers ergab schließlich folgendes Bild:

Stufen des VME	Wichtigste Option	Anmerkung
Stufe 1 inner- regionaler Ausgleich	Neue Kopplungs- punkte	Als Teil der Analyse wurden neben Teufenbach 4 weitere potentielle Kopplungspunkte definiert. Diese wurden als Teil der Simulation getestet und dort wo sich relevante Potentiale ergaben auch hinsichtlich Machbarkeit geprüft.
Stufe 2 Flexible Lasten	E-Mobilität	Die vor dem Durchstarten befindliche E-Mobilität soll als zentrale zukünftige flexible Last betrachtet werden. Welche Ansätze im Bezirk notwendig sind, um diese Logik einzulösen ist Teil der Machbarkeitsanalyse- dies umfasst die öffentlichen Stellen, größere Betriebe, die Potential für E-Flotten besitzen und die Haushaltsanlagen.
	Intelligente Endgeräte	Durch das Internet of Things und artificial intelligence werden in Zukunft ganz andere Lösungen möglich sein – das Mining für Bit Coins zeigt dies ja schon auf drastische Weise. Im Prinzip fallen hier auch die Cloudspeicher hinein, für die es in Deutschland auch schon ein Geschäftsmodell gibt. Wenn Murau zukünftig Vorreiter sein will ist das eine Option! Welche Optionen davon für eine ländliche Region schon heute vorausbedacht und ggf. gelenkt werden sollten ist Teil der Machbarkeitsanalyse.
Stufe 3 Smarte Speicher- formen	Netzdienliche Speicher	Im Rahmen der Analyse wurde der Fokus auf den netzdienlichen Speicher gelegt.
Stufe 4 Regionale Infrastruktur	P2H & BHKW	Im Bezirk sind vor allem die thermischen Netze als größte energierelevante Infrastruktur zu sehen. Es ist die Machbarkeit zu prüfen wie eine Kopplung (in beide Richtungen) netzdienlich und zur Erhöhung des Erneuerbarenanteils erfolgen kann
	Murtalbahn und mehr	Eine Umstellung der Murtalbahn auf Wasserstoffbetrieb stellt eine weitere Option dar. Ziel ist es den H2 im Bezirk erneuerbar zu erzeugen und damit ggf. auch Exportland für andere Industrielle H2-Anwendungen im Murtal zu werden. Für den Part Murtalbahn soll aufbauend auf diese Studie eine weiterführende Machbarkeitsstudie mit dem Institut HyCentA umgesetzt werden.
Stufe 5 Speicher- kraftwerke	Pump- speicher- kraftwerk	Es ist zu erwarten, dass die Leistungsfrage im europäischen Netz immer wichtiger wird und daher auch die damit verbundene Tarifierung nachziehen wird. Es wird daher untersucht, ab welchen Rahmenbedingungen ein regionales Pumpspeicherkraftwerk sinnvoll eingesetzt werden könnte. Diese Option vervollständigt erstens das Konzept der Energiesouveränität in Murau und gibt zweitens einen wichtigen Input für KLIEN und bmvit.

Nicht eigens vertieft werden folgende Lösungen, da sie entweder als Teil einer gewählten Option zu betrachten sind, keine relevante Auswirkung auf das Netz haben oder weil sie im Bezirk laut Grobanalyse kein Potential aufweisen:

Warmwasserboiler und Stromspeicherheizungen	Wird schon umgesetzt. Wurde bei P2H mitgedacht.
Cloudspeicher	Murau konzentriert sich auf den netzdienlichen Bezirksspeicher. Allerdings sollte diese Option bei neuen flexiblen Lasten mitgedacht werden, da über IoT und AI diese Option genauso zu sehen ist wie moderne Endgeräte.
Super-Capacity oder Schwungräder	Dient nur dem Abfangen von Laststößen rund um Schnellladeinfrastruktur und hat in dieser Studie keine Relevanz.
Wärmepumpen	Sind wie eine unterbrechbare Leistung zu behandeln und sind thematisch den intelligenten Endgeräten zugeordnet.
Großküchen	Mit Management sind hier große Reduktionspotentiale der Spitzen möglich, allerdings keine große Bedeutung im Bezirk.
Kühlleistungen im Handel und Gewerbe	In Supermärkten, Lebensmittelbetriebe, Hotels können Kühlleistungen als zumindest kurzfristig steuerbare Lasten genutzt werden. Keine große Einzelanlagen, daher Teil der flexiblen Lasten.
Kläranlagen	In Murau gibt es ca. 20 Anlagen, jedoch ohne Gasverstromung und teilweise ohne PV. Lastverschiebungspotential wurde in Projekt Güssing erarbeitet und ist für Murau als eher gering zu betrachten.
Power to Gas Lösungen	Im Bezirk ist kein Gasnetz vorhanden, daher nur in Richtung Wasserstoff relevant.

2.2.2 Elektromobilität

Elektromobilität ist eine Technologie, die zukünftig noch verstärkt den Alltag der Verkehrsteilnehmerinnen und Verkehrsteilnehmer beeinflussen wird. Elektromobilität als Querschnittsmaterie der Bereiche Verkehr, Infrastruktur, Technologie, Energie und Umwelt ist für Österreich ein zentrales Wirtschafts- und Standortthema. Vielversprechende innovative Technologien und Pilotanwendungen zeigen bereits heute das Potenzial hybrid-elektrischer und rein elektrisch betriebener Fahrzeuge, veranschaulichen aber auch den unmittelbaren Bedarf, die Kräfte zahlreicher Akteure Österreichs in diesem Themenbereich zu bündeln, um Elektromobilität erfolgreich umzusetzen. Österreich forciert daher die Entwicklung und Verwendung sauberer, zumindest teilelektrifizierter Fahrzeuge für motorisierte Individual- und Wirtschaftsverkehre sowie die intelligente Integration in innovative Mobilitätsangebote und -dienstleistungen. Umfasst sind dabei alle teil- und vollelektrisch betriebenen Verkehrsmittel, wie Pkw, Nutzfahrzeuge, Busse und Bahnen, insbesondere batteriebetriebene Fahrzeuge (battery electric vehicles, BEV), Fahrzeuge mit Reichweitenverlängerer (range-extended electric vehicles, REX/REEV), Plug-in-Hybridfahrzeuge (plug-in hybrid electric vehicles, PHEV), Hybridfahrzeuge (hybrid electric vehicles, HEV) sowie mit Brennstoffzellen betriebene Fahrzeuge (fuel cell hybrid electric vehicles, FCHEV). Dazu kommen Fahrzeuge wie Pedelecs, E-Fahrräder, E-Scooter und E-Motorräder, sowie Off-Road- und Nischenfahrzeuge.

Die Anzahl an rein elektrisch betriebenen Fahrzeugen (BEV) bzw. Plug in Hybrids (PHEV) stieg in den letzten Jahren deutlich an. So waren mit Stand Ende 2018 bereits 20831 BEVs und 36549 PHEVs in Österreich angemeldet (Quelle Statistik Austria²). Wie Abbildung 17 zeigt ist die regionale Verteilung der Fahrzeuge stark unterschiedlich. Vor allem in und rund um Ballungszentren sind die Anteile noch deutlich höher.

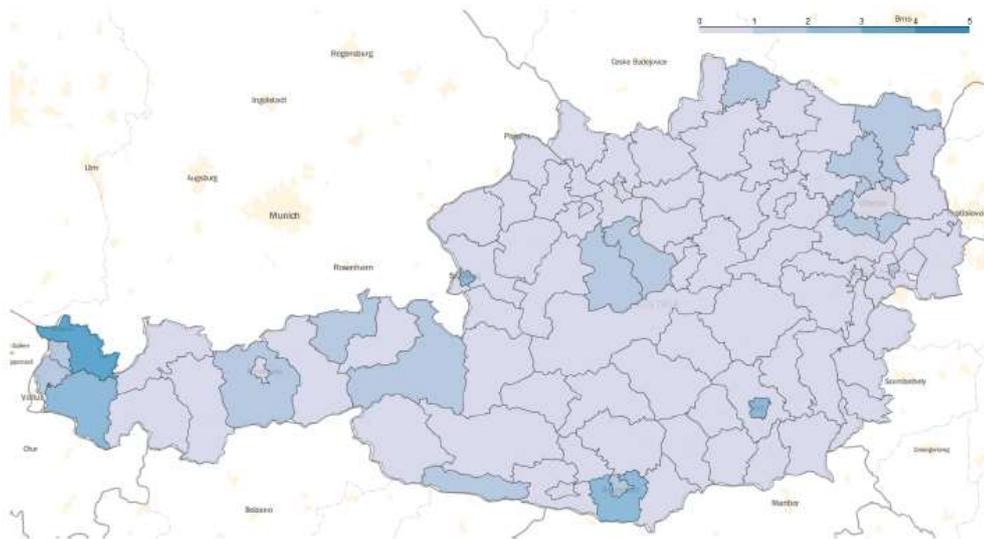


Abbildung 17: Regionale Verteilung Elektromobilität in Österreich

Abbildung 18 zeigt unterschiedliche Prognosen zur Entwicklung der Elektromobilität in Österreich und zeigt gleichzeitig deren große Bandbreite.

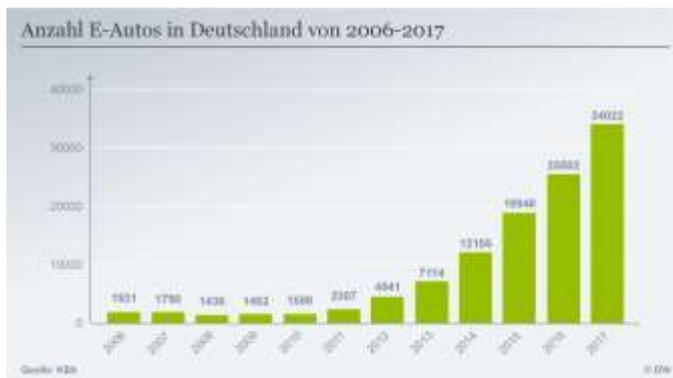
² Statistik Austria: Fahrzeug-Bestand am 31.12.2018 nach Fahrzeugarten



Abbildung 18: Vergleich von Prognosen zur Entwicklung der Elektromobilität

Die derzeitigen Prognosen für die Bestandsentwicklung, sowie der bestehende Bestand an E-Fahrzeugen lassen darauf schließen, dass im Zeitraum erst im Zeitraum 2030-2050 „höhere“ Durchdringungen von ~20-30% erreicht werden könnten. Das heißt für das Netz besteht kein ad-hoc Problem. Im Sinne der langen Planungshorizonte von Verteilnetzbetreibern, ist es im Kontext der Elektromobilität jedoch notwendig frühzeitig Maßnahmen einzuleiten. Der genaue Entwicklungspfad von Elektromobilität ist noch immer nicht erkennbar, was auch in [4] bestätigt wird.

Die effektive Entwicklung der E-Autos in Deutschland als den für uns wichtigsten Leitmarkt zeigen eine klare exponentielle Entwicklung. Gemeinsam mit der Entscheidung von VW im Sommer 2019 massiv in die E-Auto-Produktion einzusteigen wird sich diese Dynamik wohl auch für Österreich wohl eher im Bereich der oberen Prognosen bewegen.



Unter der Annahme einer durchschnittlichen Fahrleistung von PKW in Österreich/Tag (von jenen PKW die tatsächlich täglich fahren) von deutlich weniger als 40km/Tag und bei einer Durchdringung von 50% würde der Strombedarf in Österreich um 9% ansteigen³. Aus heutiger Sicht stellt das unter Berücksichtigung von Kraftwerks- & Ressourcenkapazitäten kein Problem dar. Derzeit sind in Österreich ca. 24GW Kraftwerksleistung installiert und die Spitzenlast liegt bei ca. 11GW. Unter der reinen Betrachtung von Energie und deren Erzeugung ist diese Aussage für Österreich völlig korrekt. Eine Betrachtung der Auswirkungen auf die

(1) ³ Dies ergibt sich unter der Annahme von einem Durchschnittsverbrauch von 0,16kWh/km und 15.000km Jahresfahrleistung von 2,35 Millionen PKWs in Österreich

Leistung und damit die Verteilnetzinfrastruktur gilt das jedoch nicht. Dies ist in der Folge ausführlich dargestellt.

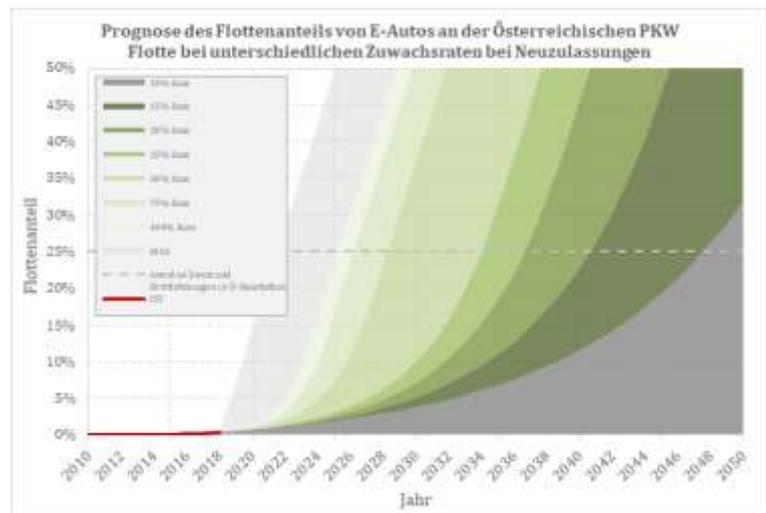
Status und Entwicklung der Elektromobilität in Österreich

Ende 2018 war der Bestand an Batterieelektrischen Fahrzeugen (BEV) bei insgesamt 20831 Fahrzeugen⁴, was einem Anteil von 0,42% am Gesamtbestand an PKWs in Österreich entspricht. Folgende Ziele für den Anteil an Elektromobilität sind für Österreich bzw. Europa bekannt (COP 21 – „The 21st Conference of the Parties to the United Nations Framework Convention on Climate Change (UNFCCC) held in Paris in December 2015):

Szenario	Flottenanteil
Österreich 2020 ²	~4,2% (200k BEV)
COP21 2030 ⁴	20%
COP21 2040 ⁴	40%

PKW Neuzulassung (Klasse M1) 2010 - 2018 ⁵									
	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
PKW Neuzulassungen	328563	356145	336010	319035	303018	308555	329604	353320	341068
Neuzulassungen BEV	112	631	427	838	1718	2787	5068	7154	6213
Anteil BEV (%)	0.034%	0.177%	0.127%	0.263%	0.567%	0.903%	1.538%	2.025%	1.822%

Der durchschnittliche Anteil von BEV an den Neuzulassungen in Österreich stieg seit 2010 im Schnitt um 20% pro Jahr und lag im Jahr 2018 bei 1,8% aller Neuzulassungen. Die folgende Grafik zeigt eine Hochrechnung unterschiedlicher Zuwachsraten von BEV bei den Neuwagenzulassungen. Wird die historische Zuwachsraten von 20% über die nächsten Jahre beibehalten ist ein BEV Anteil im Jahr 2030 von ca. 7,5% der gesamten PKW Fahrzeugflotte zu erwarten und bis 2040 auf knapp 45% ansteigen. Das ursprüngliche Ziel der Bundesregierung für das Jahr 2020 mit 4,2% Anteil⁶ von BEV wird somit nicht erreicht werden können. Aber, die langfristigen Ziele von COP21⁷ für 2040 wären noch erreichbar. Für das Erreichen der 2030 Ziele wäre ein Anstieg der Neuzulassungen von BEV pro Jahr zwischen 40 und 50% nötig, was am Beispiel der Flottenentwicklung in Norwegen (BEV Marktanteil von 30%)⁸ mit entsprechenden Maßnahmen durchaus möglich wäre.



⁴ https://www.statistik.at/web_de/statistiken/energie_umwelt_innovation_mobilitaet/verkehr/strasse/kraftfahrzeuge_-_bestand/index.html

⁵ https://www.statistik.at/web_de/statistiken/energie_umwelt_innovation_mobilitaet/verkehr/strasse/kraftfahrzeuge_-_neuzulassungen/index.html

⁶ BMVIT 2012

⁷ https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/Global_EV_Outlook_2016.pdf

⁸ <https://elbil.no/english/norwegian-ev-market/>

Eine Schlüsselrolle hat die bedarfsgerechte Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge, deren Aufbau sich vor allem am Nutzerverhalten orientiert. Dabei werden die mit steigenden Fahrzeugzahlen wachsenden Anforderungen der Strom- und Verkehrsnetze durch integrierte Systemansätze berücksichtigt. Ein wichtiger Punkt für die Endkundenakzeptanz, insbesondere auch im Bezirk Murau ist, dass die unterschiedlichen Ladeinfrastrukturerrichter (EVU's, Gemeinden, Tourismusverbände, etc.) über ein integriertes Verrechnungssystem verfügen.



Szenarienwahl für die Netzsimulation

Für die simulierten Szenarien in der Region Murau wurde auf dem COP21 Ziel aufgebaut, was aus derzeitiger Sicht ein Best-Case Szenario darstellt und somit einer maximalen Einschätzung entspricht. Basierend auf den PKW-Bestandszahlen auf Bezirksebene¹ wurde folgende Anzahl an BEV in der Flotte errechnet:

Bezirk	KFZ (2017)	PKW (2017)	BEV (20% Anteil)
Murau	25928	17642	3637

Die Ladeprofile der einzelnen Fahrzeuge wurden im Rahmen einer Agenten-basierten Verkehrssimulation⁹ erstellt welcher die statistischen Umfragedaten aus Oberösterreich zugrunde liegen¹⁰. Es wurde ein temperaturabhängiger Verbrauch miteinbezogen (Mehrverbrauch im Winter aufgrund des Heizbedarfs) und die durchschnittliche Ladeleistung mit 11kW (3-phasig) angenommen. Die Ladestrategie entspricht dem ungesteuerten Laden, sämtliche Fahrzeuge starten den Ladevorgang sofort nach Ende der jeweiligen Fahrt. Demzufolge wird angenommen, dass jedem BEV am Ende der zurückgelegten Strecke eine Lademöglichkeit zur Verfügung steht. Jedes Fahrzeug hat ein individuelles zeitliches Verhalten (Abfahrts- Ankunftszeiten sowie Fahrdauer und zurückgelegte Strecke). Zusätzlich wurden noch Profile für die Schnellladung mit 43kW (AC) verwendet.

Fazit

Der gesamte Jahresenergiebedarf der für das 20%-Durchdringungs-Szenario angenommenen 3637 Elektrofahrzeugen liegt unter der Annahme einer für die Steiermark üblichen jährlichen Fahrleistungen von ca. 15.000 km¹¹ pro Jahr und eines aktuell üblichen durchschnittlichen Energieverbrauchs von ca. 20kWh/100km¹² bei **10,6 GWh pro Jahr**.

Daraus ergibt sich einerseits, dass der zusätzliche Energiebedarf E-Mobilität schon durch das Zukunftsszenario PV (9,8 GWh) weitestgehend kompensiert werden kann und andererseits, dass es zu keiner Überlastung von Mittelspannungsleitungen kommen wird.

⁹ <https://www.matsim.org/>

¹⁰ <https://www.land-oberoesterreich.gv.at/23652.htm>

¹¹ „Fahrleistungen und Treibstoffeinsatz privater Pkw nach Bundesländer 2000 bis 2016“, PDF Seite 14, https://www.statistik.at/web_de/statistiken/energie_umwelt_innovation_mobilitaet/energie_und_umwelt/energie/energieeinsatz_der_haushalte/index.html

¹² „ADAC Test Elektromobilität“, <https://www.adac.de/rund-ums-fahrzeug/tests/elektromobilitaet/stromverbrauch-elektroautos-adac-test/>

2.2.3 Intelligente Endgeräte

Neben der Variante, die überschüssige Energie zu speichern, gibt es natürlich auch die Variante, elektrische Lasten in Richtung Energieangebot zu verschieben. Die aktuelle Entwicklung auf Übertragungsnetzbetreiberebene in Bezug auf Großverbraucher spiegelt sich in der NC DCC- VO der EU wider.

In diesem Sinne des Potentials zur Lastverschiebungen aus Sicht eines sicheren Netzbetriebes bedeuten Intelligente Endgeräte die Möglichkeit, Endverbraucher im Sinne einer Lastflussregelung gezielt anzusteuern.

Ein Gerät, an dem man in diesem Zusammenhang nicht vorbeikommt, ist der sogenannte Smart Meter, der durch die IMA-VO flächendeckend in Österreich vorgeschrieben wurde. Die Idee der gesetzlichen Regelung war, dem Kunden einen genaueren und zeitnäheren Überblick über seinen Verbrauch zu geben, um Einsparungspotentiale zu nutzen, bzw. über die Kundenschnittstelle eigene Verbräuche gezielt zu steuern.

Laut IMA-VO ist der Smart Meter aber auch mit der Möglichkeit der Leistungsbegrenzung und dem Fernausschalten auszustatten (womit der Tarif „unterbrechbare Leistung“ neu und flexibler interpretiert werden könnte).

In der Folge soll nun auf diese beiden Aspekte: Eigenverbrauchssteuerung durch Kunden und Laststeuerung durch Netzbetreiber eingegangen werden.



Bild: die steirische Variante des Smart Meter

Eigenverbrauchssteuerung durch Kunden

Es gibt mit heutigem Datum eine Vielzahl sogenannter Gebäudeautomation, die Tendenz geht von der leitungsgebunden Bus-Variante in Richtung Funkübertragung mit App-Anbindung an das Smartphone. Diese Systeme sind auch in bestehende Installationen integrierbar.

Diese Systeme werben mit Sicherheit, Komfort und Energieeffizienz.

Die Energieeffizienz wird erzielt, indem unbenutzte Geräte im stand-by vom Netz genommen werden, bzw. bei Eigenerzeugung bestimmte Verbraucher (als Beispiel wird meist das Laden des E-Autos genannt) angesteuert werden.

Zurzeit haben nur Kunden mit Eigenerzeugung ein Potential zur Lastverschiebung. Durch die Erhöhung der Eigenverbrauchsquote wären zurzeit ca. 14 Cent/kWh zu lukrieren.

Es gibt nur wenige Lasten, die sich eine Anpassung an die Sonneneinstrahlung „gefallen lassen“, konsequenterweise ist die einzige Steuerung, die in unserem Netzgebiet derzeit von Installateuren eingesetzt wird in Verbindung mit einer Photovoltaik-Anlage und der einzige Verbraucher, der angesteuert wird, ein Pufferspeicher, d.h. ein Verbraucher, der zusätzlich eingebaut wurde, im Sinne irgendeiner Verschiebung der Lasten also nicht relevant ist.

Der Anreiz für alle anderen Haushaltskunden, durch Lastverschiebung ihre Leistung zu begrenzen, ist aufgrund fehlender Tarife zurzeit noch irrelevant.

Mögliche finanzielle Anreize durch Tarife

Wir reden in diesem Zusammenhang von der Vermeidung von Lastspitzen, d.h. der Senkung des Leistungsbedarfes (kW) und nicht des Verbrauchs (kWh).

Die tarifliche Situation (abgebildet in der SNE-VO 2019) stellt sich gegenwärtig folgendermaßen dar: die Leistung bei Haushaltskunden wird nicht gemessen, der Leistungspreis bei 5000 kWh macht einen Anteil von 9,2% aus (36 Euro von 389 Euro).

Mit der Einführung des Smart Meters könnte der Leistungspreis (nunmehr gemessen) eine größere Rolle spielen. Dies wurde zwar schon in der Vergangenheit angedacht, der Anteil des Leistungspreises hat sich aber nicht wesentlich verändert (2016: 8,4%, 2014: 6,1%)

Eine ehrgeizige tarifliche Erhöhung des (dann gemessenen) Leistungsanteil um das Dreifache (auf 27,6%) würde ein Potential von 108 Euro ergeben, die konsequente Lastverschiebung des Kunden von 10% würde 10,8 Euro im Jahr bedeuten.

Zum Vergleich: Eine Steigerung des Eigenverbrauchs um 10% (5 kWp) würde dem Kunden aktuell ca. 80 Euro im Jahr ersparen. Aktuelle Eigenverbrauchsquoten: ca. 35%, seit Jahren unverändert.

Laststeuerung durch den Netzbetreiber

Lastspitzen treten aktuell in unserem Netzgebiet in der Zeit um 8 Uhr vormittags auf, eine Verschiebung dieser Lasten (Arbeitsbeginn, Öffnungszeiten der Geschäfte) ist eher nicht möglich. Aktuell werden mit dem Tarif „unterbrechbare Leistung“ in unserem Netzbereich vor allem Wasserboiler in der Zeit von 22 Uhr bis 6 Uhr gesteuert, in einem Volumen von ca. 3% der Gesamtanforderung. Eine flexiblere Ansteuerung zu Zeiten hin, in denen wir einen Überschuss an Energie haben, könnte einen positiven Effekt haben: sie hätte auf die Höhe der Lastspitzen keinen Einfluss, würde aber die Autarkiequote erhöhen.

Fazit

Der Roll-Out des Smart Meter ist in unserem Netzgebiet ca. 2022 beendet.

Tarife, die das Verbrauchsverhalten des Kunden über die Vermeidung von Stand-by-Verlusten hinaus verändern, gibt es noch nicht und es ist auch nicht absehbar, ab wann es sie geben wird. Wie oben ausgeführt, wird sich der finanzielle Anreiz in Grenzen halten.

Die Erfahrung mit größeren Kunden mit gemessener Leistung zeigt auch, dass die bereits für sie seit Jahren bestehende Möglichkeit aus dem Lastprofilzähler Signale zur Leistungsbegrenzung zu generieren kaum genutzt wird.

Lastflusssteuerung macht in Kombination mit Photovoltaik-Eigenerzeugung Sinn, die angesteuerten Verbraucher werden aber Wärmespeicher und Ladegeräte sein, d.h. Verbraucher, die neu dazukommen werden.

Wir gehen für die nächsten Jahre von keiner nennenswerten Lastverschiebung durch intelligente Endgeräte aus.

Quellen www.ris.bka.gv.at : SNE-VO 2018- Novelle 2019 / IMA-VO 2011 / IME-VO

2.2.4 Wärmepumpen

Wärmepumpen werden als effiziente Technologie zur Beheizung und Kühlung von Gebäuden, aber auch zur optimierten Wärme- und Kältebereitstellung via thermische Netze, bis zum effizienten Energieeinsatz in Industrie- und Gewerbeunternehmen gesehen. Des Weiteren können sie eine wichtige Rolle beim Lastmanagement in zukünftigen intelligenten elektrischen Netzen spielen indem thermische Trägheit in Gebäuden genutzt werden.

Die Anzahl an verkauften Heizungs- Wärmepumpen ist von 2011 bis 2015 durchschnittlich um 10,2% gestiegen. Der Anstieg erfolgte vor allem bei Heizungswärmepumpen mit geringer Anschlussleistung <10kW. Die Technologie mit größtem Marktanteil und größtem Wachstum sind Luft/Wasser-Wärmepumpen [1]:

- 2014 – 2015: +30% <1kW Luft/Wasser Wärmepumpen
- 2014 – 2015: +7% Gesamtmarkt

Die Markt-Prognose geht in unterschiedlichen Szenarien von weiter ansteigenden Zahlen bei Heizungs-Wärmepumpen aus (2030) [1]:

- Hoch: 624.000 installierte Heizungswärmepumpen; 36% aller Gebäude in AT
- Mittel: 456.000 installierte Heizungswärmepumpen; 25% aller Gebäude in AT
- Niedrig: 266.000 installierte Heizungswärmepumpen; 15% aller Gebäude in AT

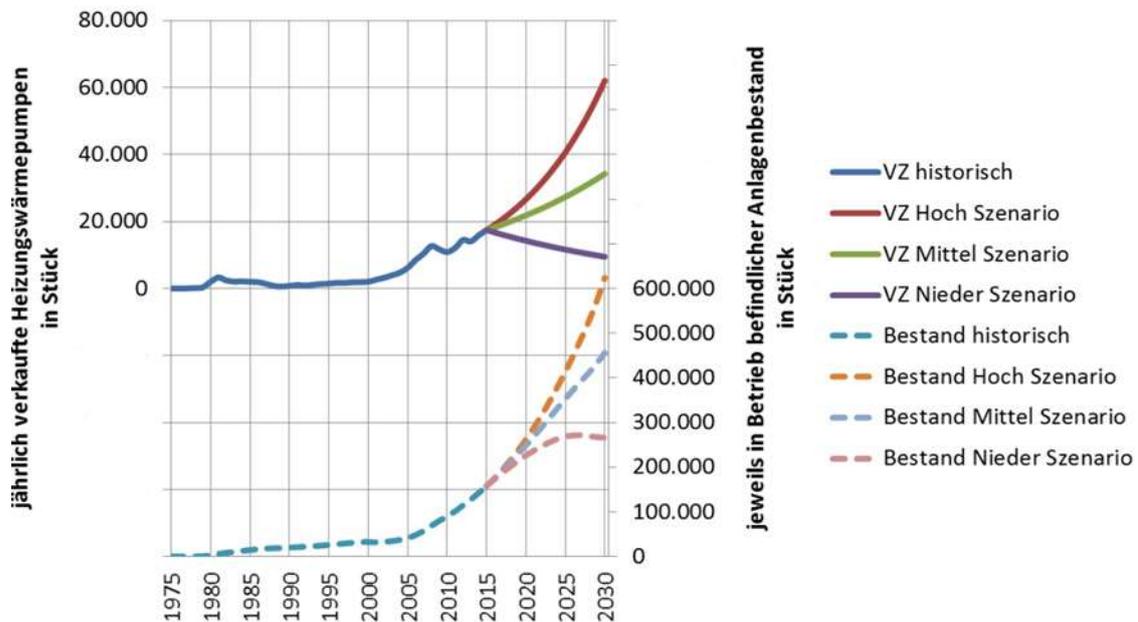


Abbildung 19: Jährliche Verkaufszahlen Wärmepumpen [1]

Wie oben dargestellt, wird den Wärmepumpen Potenzial für die Bereitstellung von Flexibilität durch die Nutzung der thermischen Trägheit in Gebäuden zugeschrieben. Ein wesentlicher Aspekt dabei ist im ersten Schritt die Verbesserung der Schnittstellen zu den Wärmepumpen. Die Steuerung von älteren Wärmepumpen war und ist aufwendig und problematisch hinsichtlich der Produktgarantie. Bei Neugeräten hat sich mittlerweile ein Smart Grid Ready Label etabliert (mit Weiterentwicklungspotenzial). 2016 war eine Gesamtleistung von ca. 450 MWel installiert wovon 43 bis 68 MWel mit Smart Grid Ready Label ausgezeichnet waren.

In der nachfolgenden Übersicht sind typische Anwendungen für Flexibilität (allgemein) dargestellt:

52/99

Markt	<ul style="list-style-type: none"> • Kostenminimierung durch Day-ahead und Intraday Markt • Zusatzerlöse durch Regelreserve (Sekundär, Tertiär) • Minimierung der Ausgleichsenergiekosten durch Bilanzgruppenbewirtschaftung
Kunde	<ul style="list-style-type: none"> • Minimierung der Netzanschlusskosten durch Abregelung • Eigenverbrauchsoptimierung • Anschluss auf niedrigerer Netzebene durch Leistungsbegrenzung
Verteilernetz	<ul style="list-style-type: none"> • Erhöhung der Versorgungssicherheit durch Unterstützung bei Sonderschaltungen und Wartungen • Minimierung der Netzausbaukosten und Verzögerung von Netzausbau

Eine Aktivierung der Flexibilität ist grundsätzlich für verschiedene Dienstleistungen möglich. Für eine Nutzung der Flexibilität ist ein zentraler Aspekt deren Vorhersage. Hier wird noch ein großer Verbesserungsbedarf gesehen. Um Dienstleistung zur Verfügung zu stellen ist eine Aggregation der kleinen Leistungen der Einzelanlagen über eine zentrale Ansteuerung notwendig. Damit können beispielsweise Regelleistung und Ausgleichsenergie zur Verfügung gestellt werden. Eine dezentrale Koordination ist z.B. für eine lokale PV-Eigenverbrauchsoptimierung möglich und notwendig. In [3] wurde der wirtschaftliche Nutzen der Bündelung von Wärmepumpen für die Jahre 2014 und 2015 für den österreichischen Day-Ahead-Markt und den tertiären Regelenergiemarkt (TRL) für verschiedene Cases für Wärmepumpensysteme untersucht (siehe Abbildung 20).

Case I beschreibt die Anlagenkonfiguration eines Einfamilienhauses nach Passivhaus-Standard mit einer leistungsgeregelten Luft/Wasser-WP. Es ist kein Heizungsspeicher vorgesehen; die Wärmeabgabe erfolgt direkt über die Fußbodenheizung. Nur für die Warmwasserbereitung ist ein Warmwasserspeicher vorhanden.

Case IIa definiert die Systemvariante für ein Niedrigenergiehaus mit einer Luft/WP. Für die Wärmeabgabe wird eine Fußbodenheizung verwendet und das Heizsystem beinhaltet einen Heizungs- und Warmwasserspeicher.

Case IIb beschreibt ebenfalls eine Systemvariante für ein Niedrigenergiehaus, jedoch mit einer Sole/WP mit Erdwärmesonden. Im Heizungssystem ist kein Heizungsspeicher vorgesehen, die Wärmeabgabe erfolgt direkt über die Fußbodenheizung. Nur für die Warmwasserbereitung ist ein Warmwasserspeicher vorhanden.

Case III behandelt die Anlagenkonfiguration für ein nicht saniertes Bestandsgebäude mit einer Sole/Wasserwärmepumpe mit Erdwärmesonden. Für die Wärmeabgabe werden Radiatoren verwendet und das Heizsystem beinhaltet einen Heizungs- und Warmwasserspeicher. -

Case IV definiert die Systemvariante für ein saniertes Gebäude mit einer leistungsgeregelten Luft/Wasserwärmepumpe. Für die Wärmeabgabe werden Radiatoren verwendet und das Heizsystem beinhaltet einen Heizungs- und Warmwasserspeicher.

Case V beschreibt die Konfiguration einer reinen Warmwasserwärmepumpe mit Keller-Luft als Wärmequelle. Mit diesen sechs Cases kann ein repräsentativer Querschnitt typischer Anlagenkonfigurationen für Einfamilienhäuser in Österreich dargestellt werden.

	Case I Passivhaus	Case IIa Niedrig- energiehaus	Case IIb Niedrig- energiehaus	Case III Gebäude- bestand	Case IV Gebäude- bestand saniert	Case V Warmwasser- WP
HWB / System- temperatur	15 kWh/(m ² a) [~30 ° C]	45 kWh/(m ² a) [~35 ° C]	45 kWh/(m ² a) [~35 ° C]	100 kWh/(m ² a) [~55 ° C]	70 kWh/(m ² a) [~45 ° C]	-
Beheizte Fläche	140 m ²	140 m ²	140 m ²	120 m ²	120 m ²	-
Warmwasser- bedarf	3000 kWh/a [~55 ° C]	3000 kWh/a [~55 ° C]	3000 kWh/a [~55 ° C]			
Therm./ el. Leistung	3 kW / 1 kW	5 kW / 1,5 kW	5 kW / 1,2 kW	12 kW / 4 kW	7 kW / 2,7 kW	2 kW / 0,7 kW
Leistungs- regelung	variabel	on/off	on/off	on/off	variabel	on/off
WQA	Luft	Luft	Erdwärmesonde	Erdwärme- sonde	Luft	Luft
WNA	Wasser	Wasser	Wasser	Wasser	Wasser	Wasser
Abgabesystem	Fussboden- heizung	Fussboden- heizung	Fussboden- heizung	Radiatoren	Radiatoren	-
Heizungs-speicher	-	300 l	-	500 l	500 l	-
Warmwasser- speicher	300 l	300 l	300 l	300 l	300 l	250 l

Abbildung 20: Übersicht Wärmepumpensysteme in verschiedenen Gebäudetypen [3]

Für den Day-Ahead EPEX Spot kann ein dynamisches Preissignal - im Vergleich zu einem statischen Preissignal - die Betriebsenergiekosten (nur Energie ohne Steuer und Netz) je nach Case Szenario um 23 – 35 % reduzieren. Das entspricht Einsparungen von rund EUR 11,00 für eine Warmwasser-Wärmepumpe und etwa EUR 53,00 für das Wärmepumpensystem im renovierten Gebäude. Im tertiären Regelenergiemarkt kann der Pool je nach Gebotsstrategie und Flexibilität der einzelnen Anlagen höhere Umsätze von EUR 25,00 bis 125,00 pro Wärmepumpe generieren. Die Ergebnisse wurden durch das Wärmepumpensystem, die Eigenschaften des Gebäudes und insbesondere durch die thermische Speicherkapazität bestimmt (siehe Abbildung 21). Es gibt einen großen Unterschied zwischen den potenziellen Einnahmen im Winter und Sommer für die Flexibilität von Wärmepumpen (Kühlung wurde nicht berücksichtigt). Deshalb nimmt der Wärmepumpenpool in den Sommerperioden nur in sehr geringem Umfang am Ausgleichsmarkt teil. Im Allgemeinen nimmt der Pool vor allem an negativen Produkten teil (Wärmepumpen verbrauchen mehr Strom).

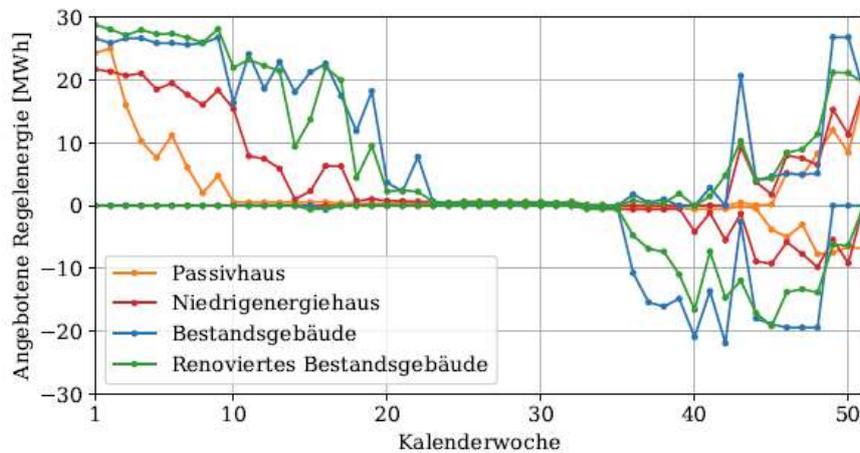


Abbildung 21: Saisonale Schwankungen angebotene Regelleistung von Wärmepumpen

Durch die zentrale Steuerung einer Vielzahl von Einzelgeräten ergibt sich auch eine Auswirkung auf die Verteilnetze. Die ist vor allem durch die Erhöhung des Gleichzeitigkeitsfaktors von Haushaltskunden durch Wärmepumpen gegeben. Eine Unsicherheit für den Netzbetreiber ergibt sich aus dem Faktum, dass eine Meldung einer Wärmepumpen-Installation nicht unbedingt notwendig ist. Positiv wirken sich die sinkende elektrische Anschlussleistung, bedingt durch die steigende Effizienz der Technologie und auch eine geringere Leistung beim Anlauf der Wärmepumpe (Sanftanlauf) aus. Ergebnisse von durchgeführten Netzsimulationen und aus den Berechnungen von in Niederspannungsnetzen eingesetzten Wärmepumpen in [3] zeigen, dass eine zunehmende Durchdringung von Wärmepumpen einen negativen Einfluss auf das Versorgungsnetz haben und es zu Netzüberlastungen und Spannungsabsenkungen kommen kann (siehe Abbildung 22)

Bei der momentanen Wärmepumpendurchdringung wurden in den untersuchten Netzen noch keine Netzüberlastungen beobachtet, auch dann nicht, wenn alle Wärmepumpen gleichzeitig synchron betrieben wurden. In den Zukunftsszenarien, die von einer sehr hohen Wärmepumpendurchdringung ausgehen, wurden Netzüberlastungen in allen betrachteten Netztypologien in Form von kurzfristigen Verletzungen der Spannungsgrenzen sowie Überlastung von Netzanlagen beobachtet. Zu betonen ist in diesem Kontext, dass in den Simulationen keine Netzverstärkung der untersuchten Netze angenommen wurde. Diese zukünftigen Szenarien werden in den nächsten 10 bis 20 Jahren, in der "nahen Zukunft", realisiert werden. Langfristig muss der Verteilnetzbetreiber alle 50 - 60 Jahre seine Netze sanieren. Zu diesem Zeitpunkt kann eine Netzverstärkung problemlos durchgeführt werden, um das Netz an die tatsächlichen und zukünftigen Anforderungen anzupassen. Der Vergleich unterschiedlicher Wärmepumpen-Betriebsstrategien in den Jahressimulationen zeigte, dass der koordinierte Wärmepumpenbetrieb durch das Pooling Auswirkungen auf den Betrieb des Niederspannungsnetzes haben kann, es besteht aber keine unmittelbare Bedrohung der

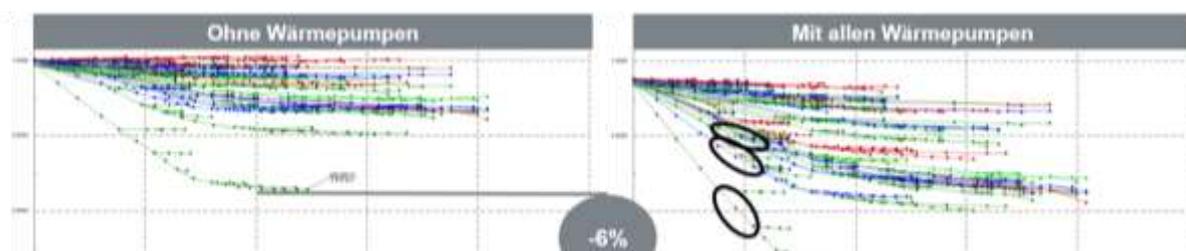


Abbildung 22: Spannungsabfall ohne und mit Wärmepumpen (Durchdringung 60%) [3]

Systemsicherheit. Zusammenfassend wurde die bereits bekannte Tatsache bestätigt, dass ein koordiniertes, synchronisiertes Verhalten von Wärmepumpen im Niederspannungsnetz im Vergleich zu einem unkontrollierten, autonomen Betrieb von Wärmepumpen nachteilige Auswirkungen haben kann. Im realen Betrieb hat der Verteilnetzbetreiber nicht alle Informationen, die in der Simulationsumgebung verfügbar sind, und wird daher konservativer agieren als simulationstechnisch angenommen.

Fazit

Zusammenfassend kann festgestellt werden, dass die Wirtschaftlichkeit von Wärmepumpen-Flexibilität für Markt-Teilnahme in Zukunft darstellbar sein könnte, wenn:

- Die IKT-Kosten für Einbindung und Optimierung gering sind
- Genug thermische Speicher vorhanden sind (Gebäudehülle und Heizungsspeicher)

Mögliche Netzprobleme durch zentrale Ansteuerung bzw. dezentrale Koordination

- Mögliche Verursachung von Netzproblemen in schwachen Netzen bei marktgetriebenen, gleichzeitigen Abruf von Flexibilität aus Wärmepumpen
- In simulierten Netzen ist erst bei einer deutlich höheren Wärmepumpen-Durchdringung mit Problemen zu rechnen

Wärmepumpen können jedoch durch gezielte „netzfreundliche“ Anreize auch Probleme im Netz verringern. Dies umfasst z.B. das Aktivieren von Wärmepumpen bei gleichzeitig vorhandener, lokaler, erneuerbarer Erzeugung. Damit besteht auch Potenzial die regionale Energiesouveränität zu erhöhen.

2.2.5 Netzdienliche Speicher

Zentrale Speicher, die in einem kritischen Netzabschnitt errichtet werden, haben viele Vorteile:

- Geringere spezifische Investitionskosten als Einzelspeicher
- Mehr Einspeiser zulassen ohne Leitungsausbau
- Wesentlich besserer Abgleich Tag/Nacht als Einzelspeicher und damit stärkere Erhöhung des Souveränitätsgrads
- Nutzbar für Netzstabilisierung und Vermeidung von weiteren Leitungsinvestitionen (Spannung, Blindstrom)
- Bessere Ausnutzung der Speicherleistung
- Außerdem ist auch im Sommer eine Überbuchung von 120% möglich
- Für den Winter eröffnen sich neue Geschäftsfelder durch Teilnahme am Regelenergiemarkt
- Mit neuen LEC-Tarif (local energy community Tarif, vermutlich ab 2020) werden neue Vorteile durch Direktverkauf möglich

Bei Cloudspeicher wäre durch miteinander kommunizierende Speicher der Souveränitätsgrad noch weiter erhöhbar und Teilhabe am Regelenergiemarkt erstmals möglich.

Die ersten Projekterfahrungen von OÖ und S mit zentral gesteuerten Einzelspeicher (Cloud-Lösung) sind nicht sehr positiv, da extrem hohe Anforderungen an Sicherheit und IT bestehen, damit eine gesicherte Steuerung erfolgen kann. Diese Lösung bietet sich eher für den städtischen Bereich an ohne direkten Bezug der Menschen zu den lokalen Gegebenheiten.

Neue Angebote für Gemeinschaftsanlagen (wie aWATTar oder Sonnen) bieten auch Gemeinschaftsanlagen – hier wäre ein regionales Angebot sehr wichtig.

Das vorliegende Deliverable umfasst die folgenden Aspekte:

1. Möglicher Beitrag von Speichersystemen für die Ziele der Steigerung Energiesouveränität und Erhöhung Anteil erneuerbarer Energiequellen, unabhängig vom technischen Entwicklungsstand und wirtschaftlicher Einschränkungen
2. Beschreibung möglicher Speichertechnologien und deren technische Bewertung sowie Trends/Entwicklungen
3. Wirtschaftliche Bewertung mit einer groben Darstellung möglicher Kostenfaktoren und Geschäftsmodelle jenseits klassischem Besitzdenkens

Möglicher Beitrag zur Energiesouveränität

Der mögliche Beitrag eines Speichers und die Erhöhung Anteil erneuerbarer Energiequellen zur Energiesouveränität wird analysiert indem vorhandene Lastprofile an den Übergabestellen Hochspannungsnetz / Mittelspannungsnetz in einem Simulationsmodell als Eingangsprofile verwendet werden und ein Speicher zur Verringerung des Energieaustauschs modelliert wird. Mittels einer Sensitivitätsanalyse wird die Speichergröße variiert und deren Einfluss auf den Netzaustausch ermittelt. Die Ergebnisse der Analysen sind für die Übergabestellen in Abbildung 23 und Abbildung 24 dargestellt und für den gesamten Bezirk Murau in Abbildung 25 und Abbildung 26.

Energieaustausch an den Übergabestellen zum Hochspannungsnetz

Das Lastprofil in Abbildung 23 verdeutlicht, dass bis auf Mariahof eine hohe Rückspeisung in den Monaten von April bis August auftritt. Diese verringert sich durch eine geringere Erzeugung von PV und Wasserkraft in den Wintermonaten. Deshalb muss in diesen Monaten ein gewisser Teil des Strombedarfs aus der übergeordneten Spannungsebene bezogen werden. Augenscheinlich ist für

57/99

eine sehr hohe Energiesouveränität eine saisonale Speicherung notwendig, um den Überschuss an Erzeugung der Sommermonate in den Wintermonaten nutzen zu können und Energieeinkäufe zu reduzieren.

Die rechte Darstellung in Abbildung 23 zeigt den Energieaustausch mit dem übergelagerten Netz in Abhängigkeit der Speichergröße. Ein Speicher mit einer Größe von 1MWh führt bei allen Profilen nur zu einer geringfügigen Reduktion des Energieaustauschs. Merkbare Effekte treten erst bei Speichergrößen zwischen 100 MWh und 4 GWh auf. Ab ca. 4 GWh Speicherkapazität hat eine Vergrößerung keine Verringerung des Energieaustauschs mehr zur Folge. Die Anzahl der umgesetzten Vollzyklen pro Jahr sind in Abbildung 24 in Abhängigkeit von der Speichergröße dargestellt. Bei einer geringen Speicherkapazität wird der Speicher besser genutzt. Mit höherer Speicherkapazität nimmt die Anzahl der Vollzyklen und damit die Auslastung des Speichers ab. Über einer Kapazität von 100 MWh wird die Energie im Speicher nur mehr wenige male im Jahr komplett umgeschlagen und der Speicher als Langzeitspeicher genutzt.

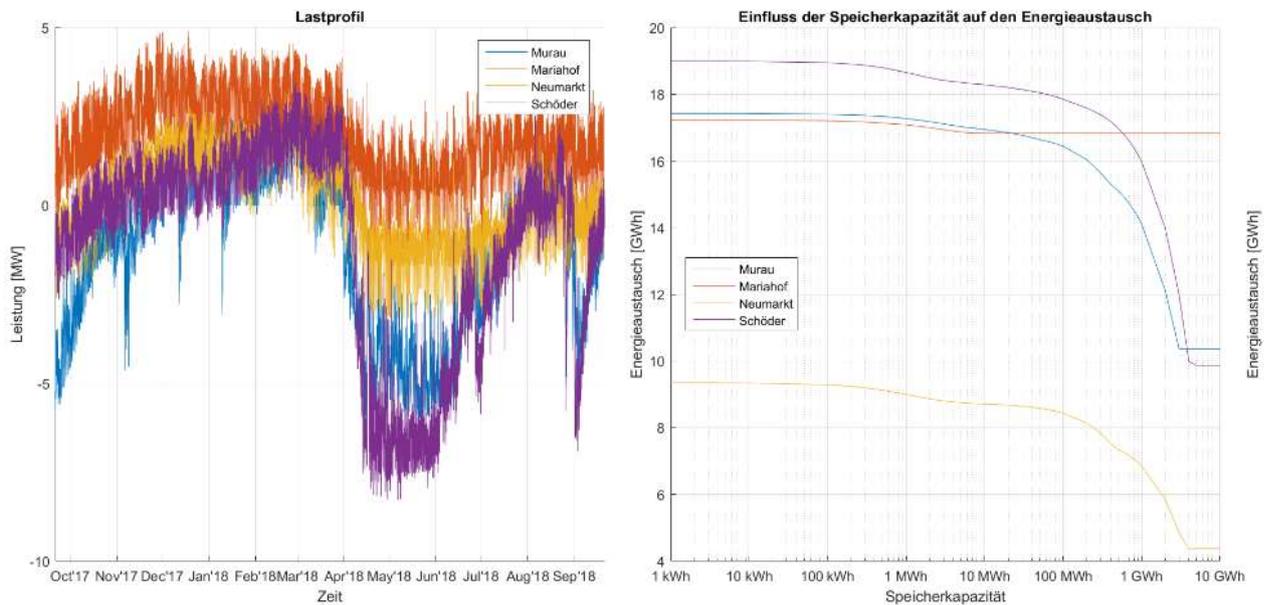


Abbildung 23: Lastprofile and der Übergabestation Hochspannung zur Mittelspannung und Einfluss eines Speichers auf den Energieaustausch mit dem übergeordneten Netz.

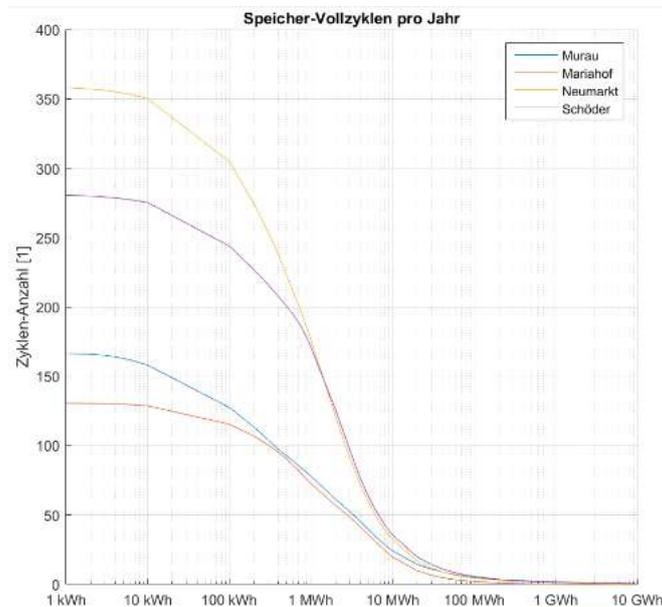


Abbildung 24: Speicher-Vollzyklen pro Jahr für die Simulation an den Übergabestellen zum Hochspannungsnetz

Energieaustausch Bezirk Murau

In Abbildung 25 und Abbildung 26 wurde die Simulation für den gesamten Bezirk Murau durchgeführt. Dies ist die Summe von Umspannwerk (UW) Bodendorf und UW Teufenbach. Eine installierte Speicherkapazität von 100 MWh führt zu einer Verringerung des Energieaustauschs über den betrachteten Zeitraum von ca. 4,8 GWh. Mit einer Speicherkapazität von 1,6 GWh könnte der Netzaustausch um 4,8 GWh (von 274,7 GWh auf 269,9 GWh) reduziert werden, und damit jeglicher Bezug vermieden werden – die verbleibenden 269,9 GWh entsprechen demnach dem Jahresüberschuss des Bezirks Murau.

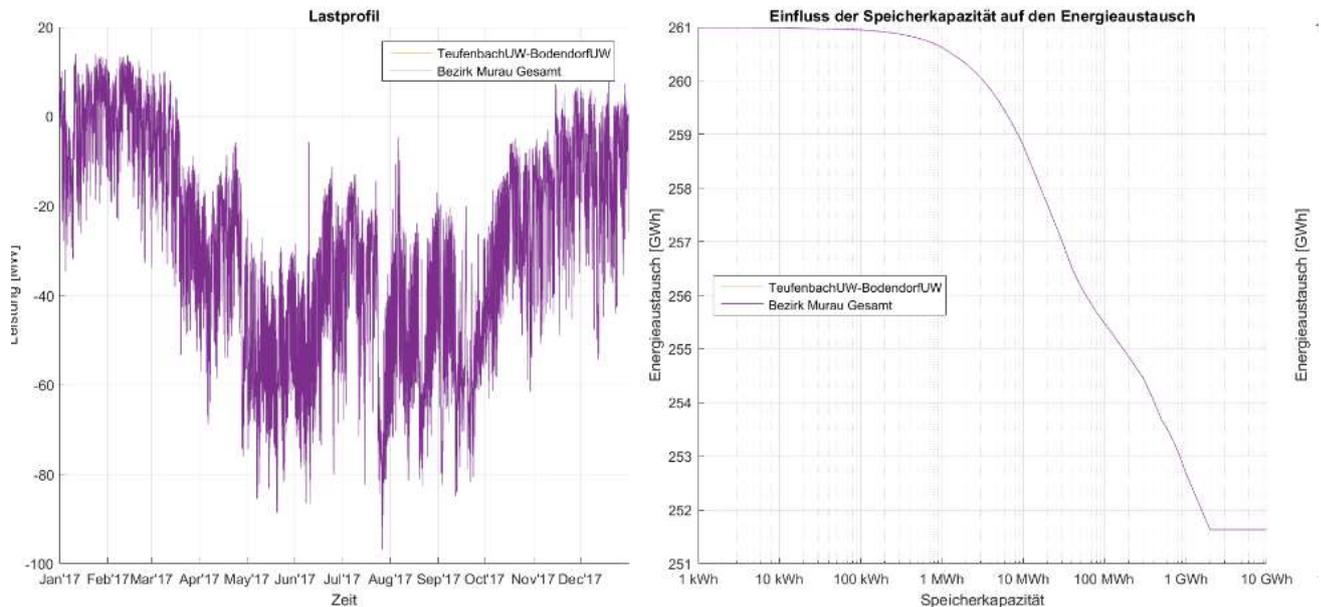


Abbildung 25: Lastprofil des Bezirks Muraus und Einfluss eines Speichers auf den Energieaustausch.

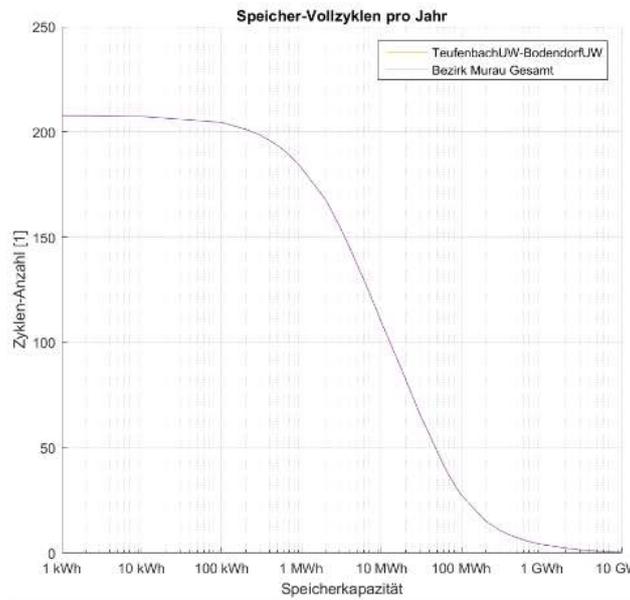


Abbildung 26: Speicher-Vollzyklen pro Jahr für den Bezirk Muraus

Beschreibung möglicher Speichertechnologien

Zur Speicherung von elektrischer Energie können verschiedene Technologien verwendet werden. Grundsätzlich ist dazu eine Unterscheidung in Kurz- und Langzeitspeicher sinnvoll. Die Notwendigkeit für Lang- und Kurzzeitspeicher ergibt sich aus den unterschiedlichen Schwankungsmustern bei der Einspeisung von Energie aus erneuerbaren Energien. Die Schwankungen treten innerhalb folgender Zeitfenster auf. [1]

- Subsekundenbereich bis wenigen Minuten (Fluktuationen bei der Einspeisung)
- Bis zu einem Tag (z.B. Tagesgang bei Photovoltaik)
- Bis zu drei Tagen (Schwankungen im Energiedargebot aus erneuerbaren Energien)
- Ein bis zwei Wochen (anhaltende Stark- oder Schwachwindperioden)
- Saisonaler Ausgleich (Sommer/Winter)

Langzeitspeicher verfügen über Kapazitäten um Energie über Tage oder Wochen zu speichern und wetterbedingte und jahreszeitliche Schwankungen im Energiedargebot auszugleichen. Chemischen Speichertechnologien wie Wasserstoff und Methan wird dafür großes zukünftiges Potential zugeschrieben. Aber auch Pumpspeicherkraftwerke sowie Wasserspeicherkraftwerken mit natürlichem Zufluss eignen sich technisch gesehen für eine saisonale zeitliche Verschiebung des Energieangebotes. Batteriespeichersysteme sind technisch auch in der Lage Energie über einen längeren Zeitraum speichern. Aufgrund der Kostenstruktur (siehe Kapitel **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.**) werden diese jedoch derzeit und voraussichtlich zukünftig nur als Stunden- und/oder Tagesspeicher eingesetzt.

Abbildung 27 stellt die Speicherdauer verschiedener Technologien dar.

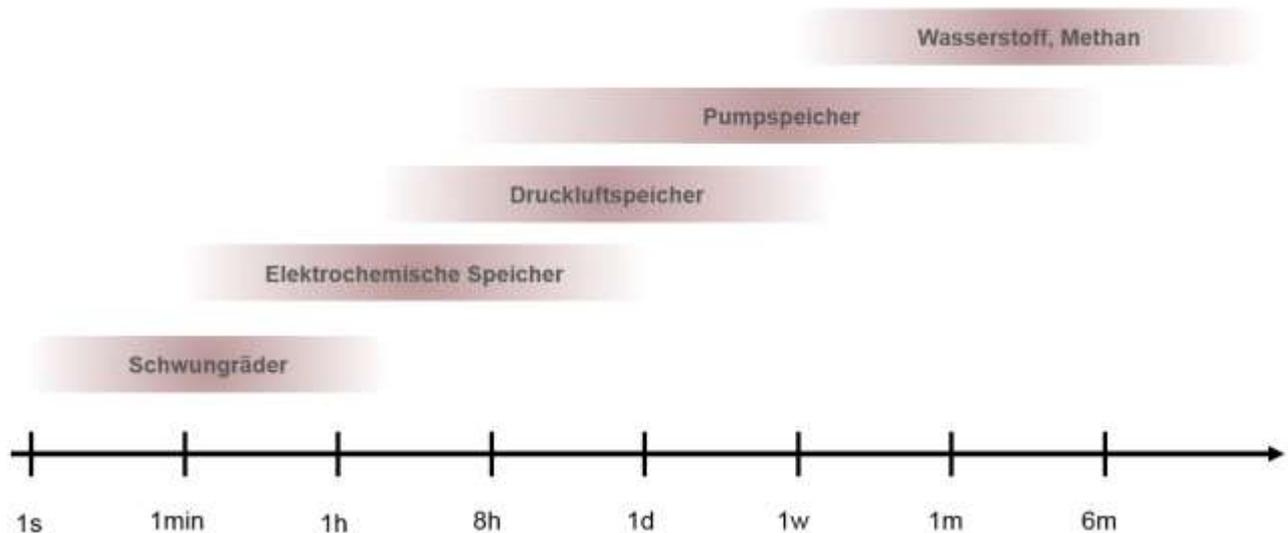


Abbildung 27: Gängige Speicherdauern verschiedener Speichertechnologien (Eigene Darstellung, basierend auf [2])

Im Kontext der Projektziele und Projektuntersuchungen werden chemische Speicher und Batteriespeichersysteme im Folgenden detaillierter dargestellt.

Batteriespeichersysteme

Die wesentlichen Batterietypen sind Blei-Säure und Lithium-Ionen Akkumulatoren sowie eine Untergruppe von Fluss-Batterien, wie die Redox-Flow Batterie. Neben-Lithium Ionen Batterien befinden sich auch einige wenige Natrium-Schwefel Batterien im Einsatz, so z.B. in Japan. Bei Neuprojekten im Bereich stationärer, netzgekoppelter Speicher wird fast ausschließlich nur mehr auf Lithium-Ionen Technologie gesetzt [3][4]. Je nach Zellchemie von Lithium-Ionen Batterien können sich Energiedichte, spezifische Leistung, Sicherheit und Lebensdauer voneinander unterscheiden. Für stationäre Speicher werden aus jetziger Sicht meist Nickel-Nangan-Cobalt (NMC) oder Lithium-Eisenphosphat (LFP) verwendet. Sollten andere Technologien wie Lithium-Titanat günstiger werden

61/99

kann sich dies aber z.B. durch die Erhöhung der Lebensdauer ändern. Zusätzlich zur eigentlichen Batterie wird noch ein Umrichter benötigt um Gleichstrom in Wechselstrom und umgekehrt umzuwandeln. Wesentliche technische Parameter von Batteriespeichersystemen sind in Tabelle 1 angegeben.

Tabelle 1: Technische Parameter für Lithium-Ionen Systeme

Technische Parameter	Einheit	Lithium-Ionen Systeme
Speicherkapazität (Bereich)	MWh	1 kWh – 130 MWh (Systeme Ende 2018 in Betrieb) Projekte > 400 MWh geplant
Verhältnis Leistung zu Kapazität	MW/MWh	0,5 -2 für Langzeitbetrieb, 2-4 kurzzeitig
Leistung	MW	0,001 MW – 130 MW Systeme am Markt
Round-Trip Wirkungsgrad des Gesamtsystems ¹³	%	75-85% [5]
Lebensdauer	Jahr	10 - 15 Jahre
Anzahl der Zyklen pro Jahr [6]	-	Hängt von der Anwendung und Speichergröße ab Heimspeicher: 200-250 Primärregelung: 0,5 MW/MWh Speicher: 250-320
Wartungskosten [6]		~ 0.5 - 2% der Investitionskosten pro Jahr
Gesamte Leistung der Batterien (>100 kW) in	MW	13 MW (Geschätzt)

Zur Erhöhung der Speicherkapazität stehen verschiedene Konzepte zur Verfügung. Im Vordergrund steht dabei die Speichergröße. So können wenige große zentrale Speicherkraftwerke bis hin zu vielen kleinen dezentralen Anlagen einen Beitrag zum Kapazitätsbedarf leisten.

Zum heutigen Stand der Technik im Jahr 2019 soll eine der größten in Betrieb befindlichen Anlagen genannt werden. Die "Hornsedale Power Reserve" in Australien besitzt eine Anschlussleistung von 100 MW und 129 MWh Energieinhalt. Dabei werden 70 MW für die Erbringung von Regelleistung verwendet und 30% für Energy Arbitrage ähnlich bei Pumpspeicherkraftwerken. [7] Ebenso nennenswert ist ein Batteriespeicherkraftwerk in Japan mit einer Speicherkapazität von 300 MWh. Als Batterietyp wird Natrium-Schwefel verwendet. Der Speicher soll Schwankungen, die durch erneuerbare Energien hervorgerufen werden, ausgleichen. [8]

Neben Großspeichersystemen über 1 MW rücken auch Konzepte für Gemeinschaftsspeicher mit einigen 100 kWh vermehrt ins Interesse (Bsp. Projekt Leafs). Zusätzlich kann die Speicherkapazität im Netz auch durch dezentrale Heim- oder Gewerbespeicher mit einer Kapazität von einigen wenigen Kilowattstunden für Haushalte bis einige 100 kWh für Gewerbekunden erhöht werden. Diese Speicher werden jedoch als Kurzzeitspeicher und nicht als saisonaler Speicher betrieben. In Österreich sind Ende 2017 geschätzt 4.000 Heimspeichersysteme mit einer kumulierten nutzbaren Kapazität von 27

¹³ Der angenommene Systemwirkungsgrad beinhaltet die Verluste der Batterie und des Umrichters unter Annahme, dass das System nicht nur bei Nennleistung, sondern auch im Teillastbetrieb betrieben wird.

MWh in Betrieb. Im Vergleich dazu Deutschland mit 85.000 Systemen und einer kumuliert nutzbaren Kapazität von 600 MWh [9].

Für eine deutliche Steigerung der Energiesouveränität würde für den diskutierten Fall ein saisonaler Speicher benötigt, mit dem der Überschuss an Erzeugung im Sommer in die Wintermonate verschoben wird. Batteriespeicher sind zum jetzigen Zeitpunkt nicht als saisonaler Speicher wirtschaftlich betreibbar. Die notwendigen großen Sprünge in der Erhöhung der Energiedichte sind zum jetzigen Zeitpunkt nicht absehbar.

Power to Gas

In chemischen Speichersystemen wird Energie in Form von Gas wie z.B. Wasserstoff oder Methan gespeichert. Wasserstoff ist dabei in der Regel immer die Basis. Die Erzeugung von Wasserstoff unter Verwendung von überschüssigem Strom aus erneuerbaren Energien erfolgt mittels Elektrolyse, um Wasser in Wasserstoff und Sauerstoff zu zerlegen. Der erzeugte Wasserstoff kann in unterschiedlichen Systemen gespeichert werden (z.B. Druckbehälter oder Salzkavernen). Eine direkte Beimischung in das Erdgasnetz ist grundsätzlich möglich, jedoch sind im österreichischen Gasnetz nur bis 4% erlaubt. Zukünftige Rahmenbedingungen könnten im Einzelfall bis zu 10% Wasserstoff im Erdgasnetz erlauben [10][11]. Als Alternative bietet sich deshalb die nachfolgende Umwandlung von Wasserstoff in Methangas und Speicherung in Untertagespeicher oder Einspeisung in das Erdgasnetz an.

Im Vergleich zu anderen Technologien wird das Speicherpotential in Österreich sehr hoch eingeschätzt. Es wird ca. 18-mal höher als die vorhandenen Kapazitäten an (Pump-)Speicherkraftwerken geschätzt [12]. Dies sind bereits errichtete Gasspeichersysteme.

Es gibt verschiedene Typen von Elektrolyseuren die sich teilweise in ihren Eigenschaften unterscheiden. Systeme auf Basis eines alkalischen Elektrolyseurs verwenden einen wässrigen Elektrolyten, der in der Regel Kalilauge (KOH) sind schon seit Jahrzehnten erprobt und relativ preisgünstig ist, sie besitzen jedoch eine limitierte Reaktionszeit was für die Speicherung von fluktuierender Erzeugung aus Erneuerbaren hinderlich sein kann [13]. Der alkalische Elektrolyt ist hoch korrosiv, was zu erhöhten Wartungskosten führt.

Vermeehrt wird deshalb auf Polymer-Elektrolyt-Membran oder Proton Exchange Membrane (PEM) Elektrolyse gesetzt bei welcher der der Elektrolyt als eine Feststoffmembran aufgebaut ist. Die Vorteile des PEM Elektrolyseurs gegenüber anderen Systemen sind die höhere Stromdichte bzw. kompaktere und wartungsärmere Bauweise, schnelle Reaktionszeiten im Millisekundenbereich und ein größerer Arbeitsbereich speziell im Teillastbereich. PEM-Elektrolyseure sind jedoch noch wesentlich teurer als andere Elektrolyseure. Jüngste Projekte zeigen jedoch, dass zunehmend auf PEM-Technologie gesetzt wird und Anlagengrößen bis 10 MW realisiert werden [11].

Bei der Elektrolyse wird von Anlagengrößen von 100 kW bis 100 MW und einer realisierbaren Speichergröße von Wasserstoff zwischen 500 MWh und 200 GWh ausgegangen. Für die Methanisierung sind Anlagen zwischen 100 kW und 500 MW und eine Speicherkapazität zwischen 100 kWh und 4 TWh zu erwarten [14].

Bei der Methanisierung wird zwischen biologischer und katalytischer Methanisierung unterschieden, wobei für Großanlagen die katalytische Methanisierung günstiger ist. [15][16]

Wirtschaftliche Bewertung

Die wirtschaftliche Bewertung erfolgt in diesem Abschnitt für Batteriespeichersysteme. Auf eine Bewertung von Power-to-Gas wird verzichtet, da diese durch die hohe Streuung der Anlagekosten, Lebensdauer und zu erwartende Betriebsstunden derzeit nur projektbezogen in einer separaten Machbarkeitsstudie sinnvoll durchführbar sind. Für Angaben zu erwartenden Kosten der Elektrolyse sei auf [13], [17], und [15] und für die Methanisierung auf [15], [16] verwiesen.

Kostenfaktoren

Die in etwa zu erwartenden leistungs- und kapazitätsbezogenen Kosten, sowie Wartungskosten für Batteriespeichersysteme mit einer Anschlussleistung größer 1 MW werden bis zum Jahr 2040 in Tabelle 2 angegeben. Ebenso ist der Systemwirkungsgrad als Kennzahl für die Verluste die bei einem vollständigen Lade-/Entladezyklus entstehen angegeben. Die maximal zu erwartende Zyklen-Anzahl gibt die Anzahl an Vollzyklen an bis die Batteriekapazität nur mehr 80% der Anfangskapazität beträgt. Die angenommenen Zahlen unterliegen einer gewissen Unsicherheit und stellen ein mittleres Szenario der Kostendegression dar. Auch die Wirkungsgrade und maximale Zyklenzahl kann in Zukunft höher als angenommen ausfallen.

Mit Hilfe dieser Kennzahlen lassen sich die Levelized Cost of Storage (LCOS) [18][19] als Kosten pro gespeicherter Energiemenge über die Lebensdauer des Systems und der Berücksichtigung der Verluste angeben. Diese sinken mit höherer Nutzung, sprich gefahrenen Vollzyklen und sind in Abbildung 28 für ein 1 MW/1 MWh System dargestellt.

Tabelle 2: Techno-Ökonomische Parameter für Großspeichersysteme > 1MW von 2020 bis 2050 [6] [20]

	System Round Trip Wirkungsgrad	Investitionskosten in €/kW	Investitionskosten €/kWh	O&M (%/a der Investitionskosten)	Maximale Zyklenzahl
2020	80	90	475	2%	5000
2030	83	75	229	2%	7000
2040	86	70	113	2%	10000

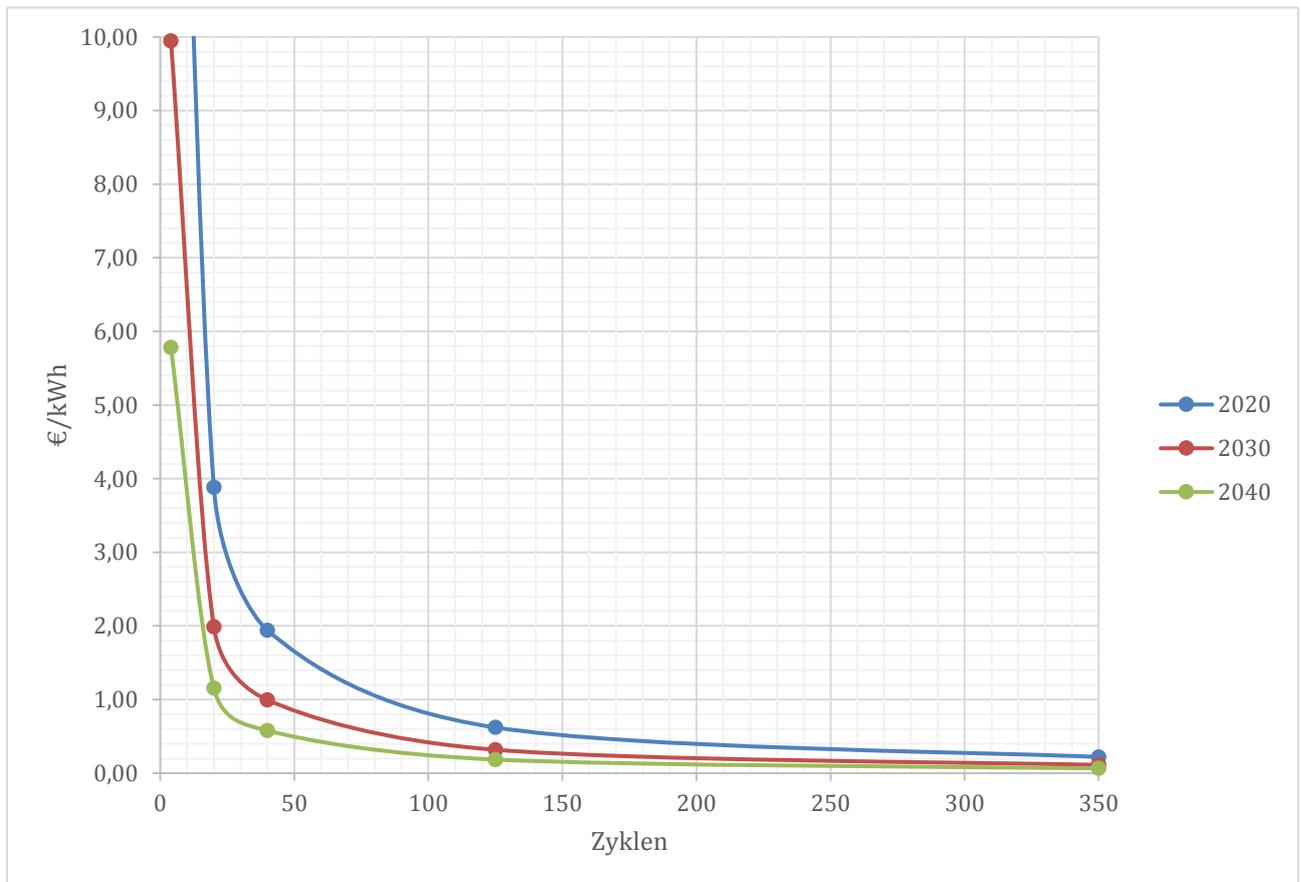


Abbildung 28 Gewichtete LCOS für Systeme > 1MWh/1MW bei unterschiedlichen Kostenprognosen für die Jahre 2020, 2030, 2040 (Der verwendete Abzinsungsfaktor beträgt 4 Prozent)

Damit ist erkennbar, dass bei einer niedrigen Zyklenzahl, wie sie für saisonale Speicher zu erwarten sind, derzeit und auch zukünftig hohe Speicherkosten anfallen werden.

Geschäftsmodelle

Neben der Kostenseite ist es notwendig, die Erlösseite kritisch zu betrachten. In diesem Kontext sind entsprechende Geschäftsmodelle zu erarbeiten um entsprechende Erlöse zu generieren. Im Rahmen dieser Untersuchungen wurden zwei mögliche Modelle identifiziert:

Durch die erhöhte Energiesouveränität können Energieimporte reduziert werden. Die LCOS des Batteriespeichers müssten somit unter dem durchschnittlichen Einkaufspreis der Energie liegen damit

der Speicher wirtschaftlich betrieben werden kann. Diese sinken bei höherer Nutzung des Speichers, was wiederum unattraktiv für die Nutzung als Saisonalen Speicher ist. Eine vollständige Energiesouveränität mit Batteriespeichersystemen anzustreben scheint deshalb nicht zweckmäßig. Zu beachten ist dabei, dass die lokalen Erzeugungsanlagen und Speichersysteme auch den Lieferanten der lokalen Kunden zugeordnet sind. Dies wäre grundsätzlich im Rahmen einer Citizen Energy Community denkbar, die durch die neue Binnenmarkttrichtlinie [21] ermöglicht werden sollen. Diese sollen eine lokale, gemeinschaftliche Erzeugung und Speicherung Energie ermöglichen. Wesentlich in diesem Kontext sind dabei die möglichen Netzebenen, die eine solche Energiegemeinschaft umfassen bzw. auch entsprechende, reduzierte Netztarife.

Literatur

- [1] DBT, "Vor und Nachteile verschiedener Energiespeichersysteme," Wissenschaftliche Dienste-Deutscher Bundestag, WD 8 - 30 00 - 032 /14, 2015.
- [2] "Entwicklung der Stromspeicherkapazitäten in Deutschland von 2010 bis 2016." [Online]. Available: <https://www.bundestag.de/blob/496062/759f6162c9fb845aa0ba7d51ce1264f1/wd-8-083-16-pdf-data.pdf>.
- [3] IRENA International Renewable Energy Agency, "Electricity Storage and Renewables: Costs and Markets to 2030." Oct-2017.
- [4] ISEA RWTH Aachen, "Wissenschaftliches Mess- und evaluierungsprogramm Solarstromspeicher 2.0 Jahresbericht 2018." 2018.
- [5] HTW, "Stromspeicher-Inspektion 2018," Hochschule für Technik und Wirtschaft Berlin, 2018.
- [6] J. Fleer, S. Zurmühlen, J. Badeda, P. Stenzel, J.-F. Hake, and D. U. Sauer, "Model-based Economic Assessment of Stationary Battery Systems Providing Primary Control Reserve," *Energy Procedia*, vol. 99, pp. 11–24, Nov. 2016.
- [7] Aurecon, "Aurecon Hornsdale Power Reserve Impact Study: Year 1 Technical Market Impact Case Study." 2018.
- [8] "Liste von Batterie-Speicherkraftwerken," *Wikipedia*. 27-Jun-2019.
- [9] Lukas Fischer, "Marktentwicklung von PV-Heimspeicher in Österreich 2017," presented at the 11. Internationale Energiewirtschaftstagung an der TU Wien – IEWT 2019, Wien, 2019.
- [10] Rohöl-Aufsuchungs Aktiengesellschaft, AXIOM angewandte Prozesstechnik GesmbH, VERBUND AG, MONTANUNIVERSITÄT LEOBEN, UNIVERSITÄT für Bodenkultur Wien, and ENERGIEINSTITUT an der Johannes Kepler Universität Linz, "UndergroundSunStoragePublizierbarer Endbericht." Oct-2017.
- [11] M. Götz *et al.*, "Renewable Power-to-Gas: A technological and economic review," *Renew. Energy*, vol. 85, pp. 1371–1390, Jan. 2016.
- [12] R. Hinterberger, "Flexibilitäten zwischen Strom und Erdgas (Power-To-Gas)," BMVIT, 2015.
- [13] O. Schmidt, A. Gambhir, I. Staffell, A. Hawkes, J. Nelson, and S. Few, "Future cost and performance of water electrolysis: An expert elicitation study," *Int. J. Hydrog. Energy*, vol. 42, no. 52, pp. 30470–30492, Dec. 2017.
- [14] BVES, "Fact Sheet Speichertechnologien Methan-Speicherung." Feb-2016.
- [15] F. Graf, A. Krajete, and U. Schmack, "Techno-ökonomische Studie zur biologischen Methanisierung bei PtG-Konzepten," Oct-2014. [Online]. Available: https://www.researchgate.net/publication/278031528_Techno-ökonomische_Studie_zur_biologischen_Methanisierung_bei_PtG-Konzepten. [Accessed: 31-Oct-2018].
- [16] F. Graf, M. Henel, T. Schaaf, and R. Tichler, "Techno-ökonomische Studie von Power-to-Gas-Konzepten," DVGW Deutscher Verein des Gas-und Wasserfaches e.V., Abschlussbericht, Nov. 2014.
- [17] BVES, "Fact Sheet Speichertechnologien Wasserstoff-Speicherung." Feb-2016.

- [18] A. Belderbos, E. Delarue, K. Kessels, and W. D'haeseleer, "The levelized cost of storage critically analyzed and its intricacies clearly explained," TME-Working Paper, WP EN2016-11, unpublished.[Online] Available at: http://www.mech.kuleuven.be/en/tme/research/energy_environment/PublicationsEnergyandenvironment/Journalpapers, 2016.
- [19] V. Jülch, "Comparison of electricity storage options using levelized cost of storage (LCOS) method," *Appl. Energy*, vol. 183, pp. 1594–1606, Dec. 2016.
- [20] Oliver Schmidt, "Future cost of electricity storage and impact on competitiveness," Karven 4 Seasons Resort, Sary-Oi, Kyrgyzstan, 28-Jun-2018.
- [21] European Commission, "Richtlinie (EU) 2019/944 des europäischen Parlaments und des Rates vom 5. Juni 2019 mit gemeinsamen Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Änderung der Richtlinie 2012/27/EU." 14-Jun-2019.

2.2.6 Power to Heat Potentiale in der Region

Bedingt durch den Ausbau erneuerbarer Energien in ländlichen Bereichen müssen die Kapazitäten der Übertragungsnetze neu betrachtet werden. Speziell in jenen Regionen, wo bisher nur geringe Besiedelungen und nahezu keine Betriebe vorhanden sind, wurden die Stromnetze einzig für die Belieferung dieser Regionen mittels Mittelspannungssysteme, teilweise nur in Form von Stickleitungen, ausgebaut.

Gerade solche ländliche Regionen haben sich als optimale Gebiete für den Ausbau erneuerbarer Energien - mittels Wasserkraft und Photovoltaik – etabliert.

Durch den Ausbau der erneuerbaren Erzeugung in diesen Regionen kommt es aber speziell im Frühjahr, wo Schneeschmelze und PV – Erzeugung ein Maximum an Erzeugungsleistung bewirken zu Problemen in der Netzleistungs-Übertragungskapazität.

Dabei handelt es sich um einen Zeitraum von April bis Anfang Juli, sowie wenige Wochen im Herbst, wo größere Regenmengen wieder zu Leistungsspitzen in der Erzeugung führen und die Produktion der PV-Anlagen bereits entsprechend hoch ist.

Es stellt sich nun für viele Netzbetreiber die Frage, ob für diese kurzen Zeiträume die gesamten Mittelspannungssysteme verstärkt werden sollen, oder ob die Einspeiseleistungen auch regional verwertet werden können.

In vielen Regionen werden Biomasseheizungen betrieben, welche auch im Sommer das Brauchwasser bereiten. Diese Heizwerke könnten in solchen Spitzenlastzeiten mittels Elektro – Durchflusserhitzer genau dieser Netzproblematik entgegenwirken. Damit erspart man sich Holz zu verheizen und kann mit dem Durchflusserhitzer wesentlich bessere Betriebswirkungsgrade erzielen, als dies mit in Gluterhaltung betriebenen Heizkesseln der Fall ist.

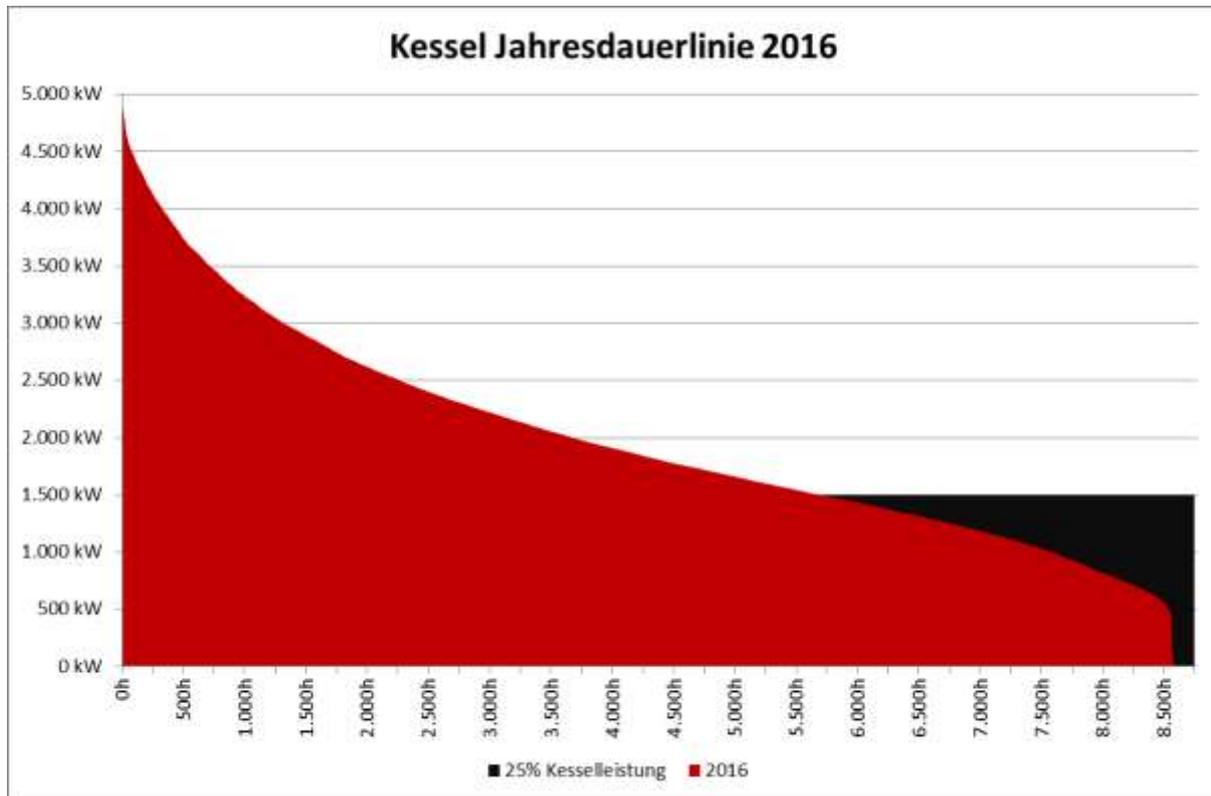


Abbildung: Beispiel eines Elektro – Durchflusserhitzers mit 1000 kW elektrischer Anschlussleistung

Mit Steuerungsmöglichkeiten über Rundsteueranlagen oder mittels Smart Meter könnten so über spezielle Tarife seitens des EVU Anreize geschaffen werden. Spitzenleistungen, welche über bestehende Netze nicht mehr übertragen werden können, könnten so lokal bzw. in der Region verwertet oder überhaupt ein sehr teurer Ausbau von Übertragungsnetzen vermieden werden. Diese Problematik wird sich noch mehr verschärfen, da der Ausbau erneuerbarer Energien weiter ansteigen und zu gewissen Jahreszeiten zu hohen Einspeiseleistungen führen wird, für welche die ländlichen Netze nicht ausgelegt sind.

Außerdem sollten Biomassekessel ohnehin nicht unter 25% ihrer Nennleistung betrieben werden, da der Kessel in diesem Leistungsbereich einen sehr schlechten Wirkungsgrad aufweist, die Verbrennung im Kessel nicht optimal abläuft und den Kessel entsprechend negativ belastet. (Zunderbildungen, Verschlackungen etc.) Genau in Zeiten niedriger Wärmeabgabe in den

Wärmenetzen steht die Leistung von PV und Wasserkraft zur Verfügung und kann diese Energie mittels Pufferspeicher dem Wärmenetz zugeführt werden. Dies umfasst immerhin eine Phase von ca. 2500 Betriebsstunden pro Jahr.



Wirtschaftlich betrachtet ist die Installation eines Elektro – Durchflusskessels mit einer Leistung von 1000 kW mit rund 50.000 € gering. Ein Pufferspeicher mit rund 80.000 Liter kostet weitere 80.000 €. Eine Trafostation ist bei den meisten Heizwerken vorhanden, da diese Werke meistens in unbesiedelten Bereichen errichtet wurden und für den Stromanschluss eine eigene Trafostation errichtet werden musste. Eine Trafoverstärkung kommt auf weitere 50.000 €, sodass die gesamte Einbindung einer P2H Anlage rund 200.000 € kostet.

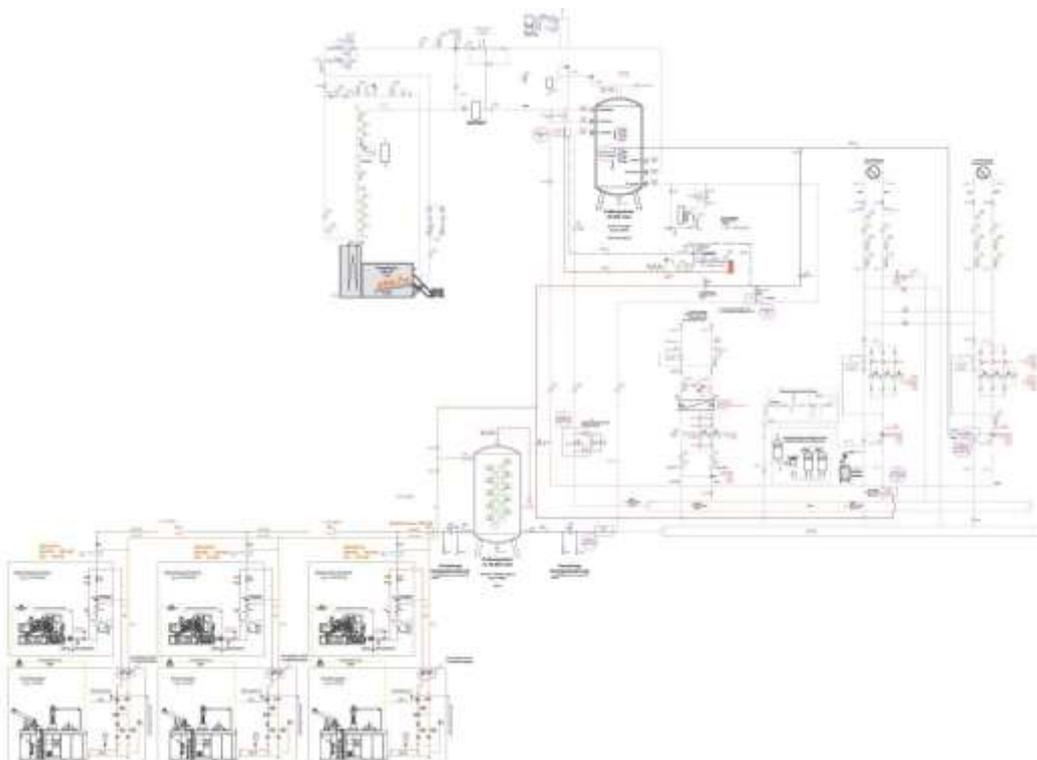
Da sich der Netzbetreiber entsprechende Kosten für Netzausbauten spart, kann davon ausgegangen werden, dass dieser dem Heizwerkbetreiber einen günstigen Stromtarif für diesen Leistungsverbraucher anbietet, sodass die in Wärme umgewandelte Energie günstiger kommt als dies mit einem schlechten Kesselwirkungsgrad der Fall ist.

Falls im Bereich des Heizwerkes eine gute Sonneneinstrahlung gegeben ist kann diese P2H Lösung auch mit einer thermischen Solaranlage direkt kombiniert und die entsprechenden Energiemengen im Pufferspeicher zwischengelagert werden. Derartige Anlagen amortisieren sich in rund 10 bis 15 Jahren und gewährleisten wie oben beschrieben die gleichen Vorteile, insbesondere eine längere Lebensdauer von Biomasseheizkesseln, da diese nur in den Starkleistungszeiten zugeschaltet werden.

Im Sinne einer optimalen Leistungsverteilung sind also Synergien von Elektroversorgern und Heizwerkbetreibern gegeben, sodass regionale Leistungüberkapazitäten im Elektroversorgungsnetz

thermisch regional verwertet werden sollten, um kostenintensive Netzausbauten möglichst zu verhindern. Durch entsprechende Umrüstungen bei bestehenden Heizwerken könnte sich somit eine win win Situation für Strom – und Wärmeversorger einstellen.

Die hier beschriebenen Fakten ergeben sich aus der Umsetzung eines 63m³ Heißwasserspeicher in Verbindung mit einer Power to Heat Anlage im Nahwärmewerk Murau. Dadurch kann nun die Abwärme aus den BHKW Anlagen so gespeichert werden, dass das System der bestehenden „Energieschaukel“ dienlich ist, wobei die Rücklauftemperaturen aller Wärmenetze (Netz Murauer Brauerei, Netz Stolzalpe und Netz Murau) in diesen Speicher zusammenlaufen. In diesem Heißwasserspeicher werden die Rücklauftemperaturen wieder auf ein maximales Niveau von 100 °C erhöht um dann für die neuen Anforderungen der Verbraucher Netz Stolzalpe und Netz Murau (jeweils 95 °C) zur Verfügung zu stehen sowie das notwendige Temperaturniveau für das Netz Murauer Brauerei (120 °C) durch die Power to Heat Anlage zu erreichen. Dieses Vorhaben wurde auch im Rahmen der Investitionsförderung in Klima- und Energie- Modellregionen „Thermische Speicher für Wärme und Kälte“ unterstützt. Projektitel: Integration eines thermischen Speichers in Verbindung mit einer Power to Heat Anlage im Biomasseheizwerk Nahwärme Murau. Das vorliegende Prozessschema zeigt die zentrale Funktion des eingebauten Puffers für eine optimale Power to Heat Lösung.



2.2.7 Biomasse-Blockheizkraftwerke

Durch die Forderung CO₂ einzusparen und aus fossiler Energieerzeugung auszusteigen bilden Biomasse - Blockheizkraftwerke mit Rohstoff Holz die einzige und ideale Kombination für Strom und Wärmeversorgung. Denn von allen direkten Erneuerbaren Energieträgern ist nur die Biomasse überhaupt länger lagerbar.

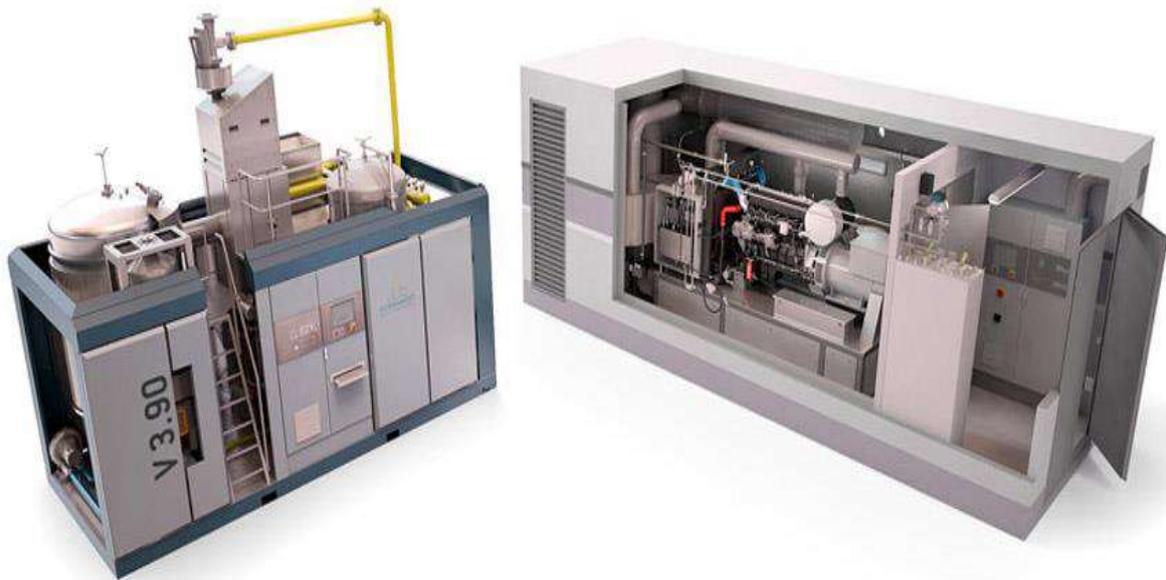
Am Markt verfügbare Holzvergaseranlagen mit Rohstoff Holzpellets haben mittlerweile einen Wirkungsgrad von rund 76 %, wobei der Rohstoff Holz zu einem Drittel in Strom umgewandelt wird und 2 Drittel in Form von Abwärme aus dem Vergasungsprozess und der Motorabwärme in Form von Heißwasser mit einem Temperaturniveau von 95 Grad C in einem Pufferspeicher eingelagert werden können.

Mit dieser Kombination können betriebliche Prozesse versorgt werden welche Wärme benötigen, wozu auch Biomasse-Heizwerke zählen, denn der zusätzlich erzeugte elektrische Strom kann direkt im eigenem Betriebsprozess verwendet und die Überschüsse ins öffentliche Stromnetz eingespeist werden.

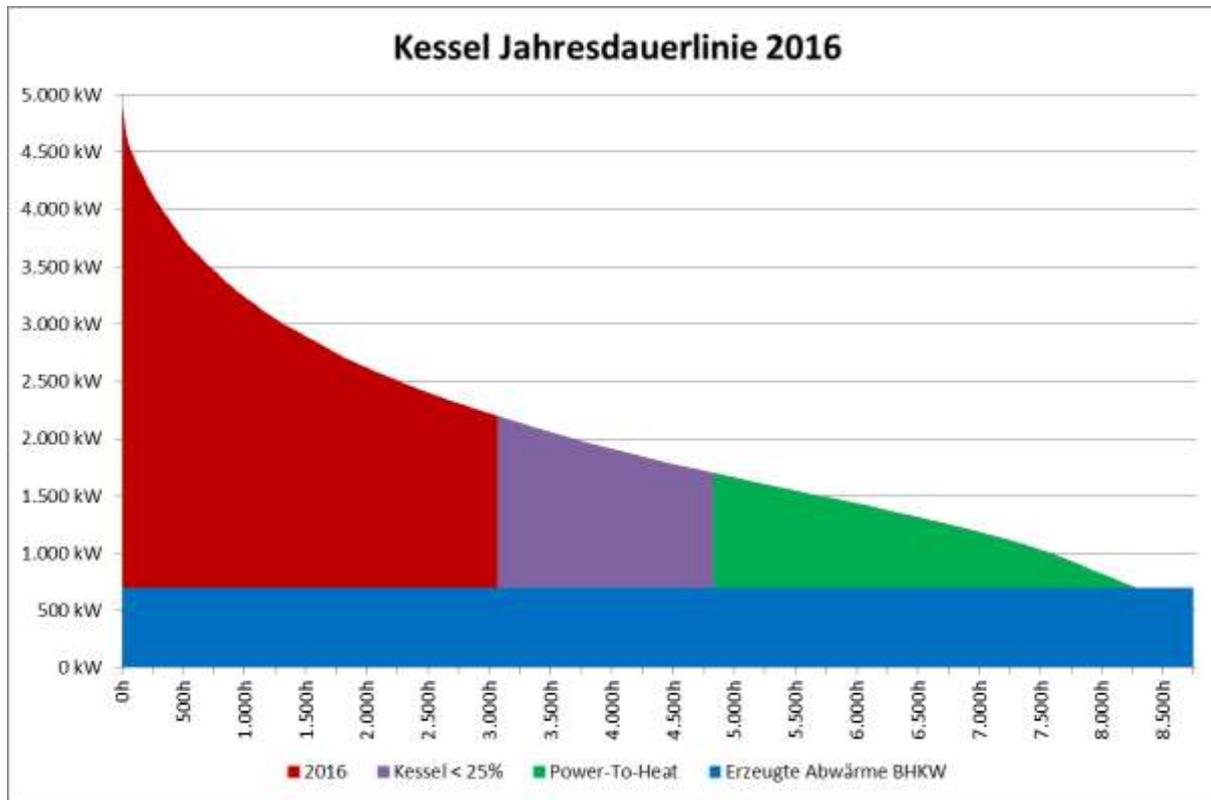
Derartige Anlagen werden in Modulbauweise in verschiedenen Leistungsgrößen angeboten und stellen durch eine fabriksfertige modulartige Herstellung mittlerweile eine entsprechend zuverlässige Erzeugung von Strom und Wärme sicher.

Jeder Hotelbetrieb, und jeder Gewerbebetrieb, welcher Wärme und Strom benötigt kann mit derartigen Anlagen ausgestattet werden und könnte mit diesen Anlagen einen CO₂ neutralen Umstieg der Wärme – und Stromversorgung erreichen.

Auch bei bestehenden Biomasseheizwerken können derartige Anlagen neben der anfallenden Wärme eine zusätzliche Einnahme durch die Stromerzeugung sicher stellen und somit Heizwerke in ihrer Wirtschaftlichkeit wesentlich verbessern, dies auch deshalb, da in den Sommermonaten der Biomasse – Heizkessel abgestellt und die Wärmeversorgung mit der Abwärme aus der Holzvergaseranlage bereit gestellt werden kann.



Das Bild zeigt eine in Modulbauweise hergestellte Holzvergaseranlage mit 160 kW el. Leistung und 280 kW therm. Leistung. Am Beispiel der Nachrüstung von 3 Holzvergaseranlagen konnte demonstriert werden, dass die 3 Holzvergaseranlagen ganzjährig Wärme und Strom erzeugen (500 kW el. Leistung und 800 kW thermische Leistung), sodass während der Sommermonate der Biomasseheizkessel stillgelegt und damit ein Kesselbetrieb mit schlechtem Wirkungsgrad vermieden werden kann. Als Rohstoff für den Heizkesselbetrieb wird normales Holz – Hackgut aus Rundholz mit einem Feuchtigkeitsgehalt von rund 30% genutzt. Für die Holzvergaseranlage muss allerdings Holz mit einer Feuchtigkeit von kleiner 10% verwendet werden, da sonst der Vergasungsprozess nicht homogen ablaufen kann und es zu Problemen in der Gasherstellung kommt. In der Praxis hat sich die Verwendung von Holzpellets als optimalem Rohstoff herauskristallisiert, da die Holzpellets immer dieselbe Zusammensetzung und einen konstant geringen Feuchtigkeitsgehalt aufweisen, sodass mit diesen homogenen Rohstoff eine qualitativ hochwertige Gaserzeugung sichergestellt werden kann.



Der Jahresverlauf eines Biomasseheizwerkes mit 5 MW Leistung in Kombination mit einer Holzvergaseranlage und einer P2H Anlage reduziert den Betrieb des Biomassekessels auf jene Zeiten, wo die Kesselleistung einen optimalen Wirkungsgrad sicherstellt.

Die Holzvergaseranlage wird das gesamte Jahr über mit einem Wirkungsgrad von 76% betrieben und in den Sommermonaten wird der über die Wärmeerzeugung der Holzvergaser zusätzlich benötigte Wärmebedarf mittels P2H Wärme - eingelagert in einem Pufferspeicher - ausgeglet.

Mit einer derartigen Kombination aus Wärme – und Stromerzeugung werden für die jeweiligen Energieerzeuger die optimalsten Wirkungsgrade erzielt. Wirtschaftlich betrachtet rechnen sich derartige Anlagen in Zeiträumen von 10 bis 15 Jahre und stellen somit eine optimale Kombination von Wärme und Stromerzeugung mit optimalen Wirkungsgraden und Verfügbarkeiten dar.

Um die Bedeutung für die Region abschätzen zu können, wurde die Integration von BHKW Anlagen in die bestehenden Heizwerke abgeschätzt. Es zeigt sich, dass eine Verdopplung jedenfalls möglich wäre. Werden die Anlagen nur für den Betrieb im Winterhalbjahr dimensioniert, könnten sie sogar noch größer dimensioniert werden. Um damit diesen zusätzlich verfügbaren erneuerbaren und regelbaren Winterstrom zu erhalten müsste allerdings das dazugehörige Förderregime für Biomasse BHKW entsprechend angepasst werden.

Derzeitiger Status aller BHKW Anlagen im Bezirk			Ausbau-Potenzial BHKW Anlagen	
erzeugte Wärmemenge MWh/a	Leistung kW _{el}	Jahresstromproduktion in kWh	Leistung BHKW kW _{el}	Jahresstromproduktion in kWh BHKW
85.806.000	2.170	14.350.000	3.025	25.000.000

2.2.8 Wasserstoff für die Muraltalbahnen und mehr

Ziel dieser Option ist es, mit einem regionalen Konsortium Wasserstoff aus erneuerbarem regionalen Strom zu produzieren und mittels Wasserstofftankstelle für die Bahn und für regionale/überregionale Logistiker und Unternehmen (technischer Wasserstoff) bereitzustellen. Damit könnte erstmals neben der E-Mobilität für den PKW-Bereich eine nachhaltige Lösung auf regionaler Ebene für den Schwerverkehr umgesetzt werden



Die Produktion von Wasserstoff sowie dessen Bereitstellung ist in Bezug auf mehrere Aspekte eine große Chance für ländliche Regionen:

- Know-how Transfer in die Region
- Basis, um weitere Teile der Mobilität / Logistik zu dekarbonisieren
- Bereitstellung von Infrastruktur: Wasserstoff für die Wirtschaft, für Kommunen und Private
- Langfristige Erhöhung der Wertschöpfung
- Zugang zu weiteren Innovationen als Umsetzungspartner der Forschung und Industrie

Die Muraltalbahnen ist mit rund 77 km Betriebslänge die längste Eisenbahnlinie der Steiermarkbahn und reicht über die steirische Grenze bis in den Salzburger Lungau. Sie wurde 1894 erbaut und wird derzeit mit Dieselloks betrieben. Durch neue Taktfahrpläne beim Start der Koralmbahn und des Semmering Basistunnels ist eine Neuausrichtung der Muraltalbahnen notwendig. Um die klimapolitischen Vorgaben der #mission 2030 hinsichtlich der CO₂ neutralen Umstellung vom öffentlichen Verkehr zu erreichen, müssen neue Antriebskonzepte untersucht werden. Eine diesbezügliche Möglichkeit stellt die Umstellung auf ein wasserstoffbetriebenes Antriebskonzept dar. Wasserstoff kann mit geeigneten Anlagen direkt vor Ort mit "grünem" Strom erzeugt werden. Da in der Region ein Überschuss an erneuerbarem Strom vorhanden ist könnte dies nicht nur die übergeordneten Netze entlasten, sondern örtlich produzierter Strom auch örtlich eingesetzt werden und die Region in einem stärkeren Ausmaß auch im Verkehr energiesouverän werden.

Darüber hinaus wird zu untersuchen sein, ob weitere Anwendungsfälle wie z.B. Verkehrsbetriebe (Bus), lokale Nutzung von Logistikunternehmen und sonstige regionale technische Anwendungen von Wasserstoff gegeben sind oder in Zukunft entwickelt werden können.

Wasserstoff hat eine Doppelfunktion als Energieträger und Chemierohstoff. Grundsätzlich wird bei der Nutzung von Wasserstoff unterschieden in:

- nichtenergetische Nutzung: Wasserstoff wird zur Synthese chemischer Verbindungen und in metallurgischen Verfahren genutzt
- indirekte energetische Nutzung: Wasserstoff wird zur Veredelung von fossilen Energieträgern wie Mineralöl, Kohle oder Schweröl benutzt
- energetische Nutzung: Wasserstoff wird als Energieträger und als Kraftstoff genutzt

In den folgenden Abschnitten wird auf die typischen Wasserstoffanwendungen im Hinblick auf energetische Nutzung eingegangen. [4]

Zum Antrieb von Fahrzeugen wird Wasserstoff über direkte Verbrennung oder über Brennstoffzellen eingesetzt. Auch in der Luft- und Raumfahrt sowie für Schiff und U-Boot und in der stationären oder mobilen Notstromversorgung wird Wasserstoff als Energieträger genutzt. [4]

Der Einsatz von Brennstoffzellen hat im Vergleich zu Verbrennungskraftmaschinen den Vorteil höherer Wirkungsgrade. Des Weiteren werden keine Emissionen von Schadstoffen oder Lärm an die Umgebung abgegeben. Dies sind auch die Gründe für die stetig steigende Anzahl an Fahrzeugen mit Brennstoffzelle. Ausgeführte Fahrzeuge und Konzepte bestehen bereits für Gabelstapler, PKWs,

Kleinbusse, Busse, LKWs, Schienenfahrzeuge, Traktoren, Spezialfahrzeuge und viele mehr. Die Entwicklungen auf dem Gebiet der Brennstoffzellentechnologie und das fortschreitende Umweltbewusstsein der Bevölkerung führte zum ersten in Serie produzierten Zug zu sehen in Abbildung 29.



Abbildung 29: Wasserstoffzug Type Coradia iLint von Alstom [1]

Innerstädtisch liefern Brennstoffzellenbusse einen erheblichen Beitrag zur Verbesserung der Luftqualität. Bereits seit Anfang der 1990er-Jahre werden Wasserstoffbusse weltweit (z. B. USA, Europa) eingesetzt und haben mittlerweile hohe technische Reife erlangt. Sie sind in üblichen Längenklassen von 12 und 18 m ausgeführt, siehe Abbildung 30. [3]



Abbildung 30: Wasserstoffbus von Solaris [5]

Das Projekt „move2zero“ eines Unternehmens mit 167 Bussen ebnet den Weg zu einer schrittweisen effizienten und effektiven Umstellung städtischer öffentlicher Verkehrssysteme in Richtung emissionsfreier Zukunft. Dafür werden im Rahmen des Projekts Wasserstoffbusse von den Grazer Linien angeschafft und betrieben.

Die derzeit häufigsten Verfahren zur Wasserstofferzeugung sind die Reformierung von Kohlenwasserstoffen (96 %) sowie verschiedene Elektrolisetechnologien (4 %). „Grüner“ Wasserstoff kann nur durch die Elektrolyse von Wasser erzeugt werden. Die elektrolytische Spaltung von Wasser in Sauerstoff und Wasserstoff erfolgt wie in nachfolgenden Reaktionsgleichung gezeigt.



Folgenden Elektrolyse Technologien sind am Markt erhältlich:

- Alkalische Elektrolyse mit einem flüssigen basischen Elektrolyten (AEL),
- Basischen Elektrolyse mit einem polymeren Festelektrolyten (AEM),
- Saure Elektrolyse mit einem polymeren Festelektrolyten (PEM)
- Hochtemperaturelektrolyse (HTEL) mit einem Festoxid als Elektrolyten.

In Abbildung 31 ist der Schnitt durch die Containerbauweise eines beispielhaften alkalischen Elektrolyseurs des Typen HySTAT@60 10/27 von Hydrogenics zu sehen.



Abbildung 31: Elektrolyseur in Containerbauweise von Hydrogenics [2]

Die Containerbauweise ermöglicht eine einfache modulare Erweiterung der Elektrolyseanlage. Aufgrund der vormontierten Module innerhalb der einzelnen Container beschränkt sich der Installationsaufwand vor Ort auf ein Minimum. Ein Auszug aus den technischen Daten des Elektrolyseurs in Abbildung 31 ist in Tabelle 3 zusammengefasst.

Tabelle 3: Technische Daten

Anzahl Stacks	4	[-]
Ausgangsdruck	10 - 27	bar
Produktionsrate	60	Nm ³ /h
Anschlussleistung	300	kW
Platzbedarf	40 Fuß-Container	[-]

Ergebnisse für die Region

Die folgende Tabelle zeigt eine erste Abschätzung für die Murtalbah. Ausgehend von den aktuellen Fahrleistungen der Diesellok und der Dieselbusse könnte durch Umstellung auf Wasserstofftechnologie der Aufwand für die Energiebereitstellung nicht nur zu 100% auf Erneuerbare umgestellt werden, sondern auch die Energiekosten dafür reduziert werden.

	Bahn	Busse	Gesamt
Kilometerleistung	260.000	630.000	890.000
Dieserverbrauch in Liter	156.000	157.000	313.000
Preis pro Liter Diesel in €	1,00	1,00	1,00
Dieselskosten in €	156.000	157.000	313.000
Berechneter Wasserstoffverbrauch in kg	29.411	29.600	59.011
Preis pro kg Wasserstoff in €	5,00	5,00	5,00
Wasserstoffkosten in €	147.000	148.000	295.000

Um Wasserstoff für die Muraltbahn wirklich nutzen zu können, ist allerdings eine Vorstudie für die Konzeption des Gesamtsystems Elektrolyseur, Speicher, Betankung für Bahn, LKW, Bus mit Darstellung der regionalen Vorteile und als wesentliche Antwort für die Forderungen der #mission2030 notwendig.

Ziel ist es auf jeden Fall Murau als regionales Leuchtturmprojekt in diesem Bereich zu etablieren. Inhaltlicher Partner wäre dabei das HyCentA, mit dem die weiteren Schritte bereits geklärt wurden. Mit dieser Vorstudie sollte eine fundierte Entscheidungsgrundlage geschaffen werden, ob und wie Wasserstoff als Lösung für die Muraltbahn effektiv aufgesetzt werden kann.

Bei positivem Ergebnis der Vorstudie sollte möglichst rasch die Installation des Elektrolyseurs samt Speicher und Wasserstofftankstelle für die Muraltbahn als Hauptkunden vorangetrieben und damit der Grundstein für den Einstieg in die regionale Wasserstoffstrategie (Busse, LKW, Industrie) gesetzt werden.

QUELLEN

- [1] Alstom. [06.06.2019]; URL: <https://www.alstom.com/>.
- [2] Hydrogenics. [11.06.2019]; URL: <https://www.hydrogenics.com/>.
- [3] Klell M, Eichseder H, Trattner A. Wasserstoff in der Fahrzeugtechnik: Erzeugung, Speicherung, Anwendung. 4th ed. Wiesbaden: Springer Vieweg; 2018.
- [4] Sartory M. Technische, rechtliche und ökonomische Analyse eines skalierbaren Anlagenkonzepts für die dezentrale Wasserstoffversorgung [Dissertation]. Graz: Technischen Universität Graz; 2018.
- [5] Solaris. [14.06.2019]; URL: <https://www.solarisbus.com/>.

2.2.9 Speicherkraftwerke als Jahresspeicher

Nach heutiger Prognose wird die Energiewende im Strombereich in Österreich bis 2030 auf folgenden Zuwächsen basieren [1, S.18]

Wind	+12 TWh
PV	+12 TWh
Wasser	+ 6 TWh
Sonstige	+ 0,7 TWh

d.h. auf den schon jetzt vorhandenen Technologien.

Ähnlich stellt sich die Situation im damit einhergehenden steigenden Speicherbedarf dar (siehe unten), einem Forschungsgebiet, in dem in den vergangenen 100 Jahren vergleichsweise geringe Fortschritte erzielt wurden [2, s.61]. So werden uns bis 2030 nur wenige, bereits jetzt eingesetzte Technologien zur Verfügung stehen, nach aufsteigender Bedeutung im heutigen Netzbetrieb sind das [3,s.346]

- Batteriespeicher: noch unter 100 MW und 1000 MWh Kapazität Technologie: z.B. Lithium-Ionen- Batterien mit bis zu 95 % Wirkungsgrad
- Druckluftspeicher (Druckluft wird in Hohlräume ehemaliger Bergwerke gepresst) mit Kapazitäten eine Größenordnung darüber und einem Wirkungsgrad unter 70%
- Pumpspeicherkraftwerke: Wasser wird im Generator - bzw. Pumpbetrieb zwischen zwei Becken verschiedener Höhenlage verschoben; Kapazitäten zwei Größenordnungen über dem Batteriespeicher; Wirkungsgrad: 75 – 80%



Kaprun: Oberstufe, Stauseen Mooserboden und Wasserfallboden

Pumpspeicherkraftwerke und Ausgleichsenergie

Um die aktuelle Bedeutung und den Einsatz von Pumpspeicherkraftwerken zu verstehen, wird im Folgenden kurz auf die Bereitstellung von Ausgleichsenergie eingegangen. Für den Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) im europäischen Verbund stellt sich die Situation so dar, dass zu jedem Zeitpunkt die erzeugte elektrische Energie im Gleichgewicht mit der verbrauchten Energie stehen muss. In Zeiten steigenden Anteils erneuerbarer Energie am Erzeugungsmix stellt das den ÜNB zunehmend vor Probleme, denn die erneuerbaren Energien entziehen sich der Regelbarkeit, Wind und Photovoltaik können in kurzen Zeiträumen sehr schwanken, der plötzliche Energiebedarf durch Ausfälle der Windanlagen können dann die Bereitstellung von 4 GW/ 15 Min erfordern, ein Wert, der, je nach Studie, in Zukunft auf bis zu 11 GW/ 15 Min ansteigen dürfte [3,s.344], bzw. laut Österreichs Energie wird der Flexibilitätsbedarf für Österreich bei 10 GW liegen [1,s.19].

Die Leistungs- bzw. Lastschwankungen werden folgendermaßen geregelt:

- Primärregelung: über die Schwungräder der Generatoren werden kurzzeitige Schwankungen mechanisch geglättet. Um das Absinken/ Ansteigen der Netzfrequenz zu verhindern greift als nächste Maßnahme die
- Sekundärregelung: auch Minutenregelung, in der innerhalb von 5 Minuten die benötigte Leistung auf bzw. abgeregelt wird.
- Tertiärregelung: übernimmt letztlich den länger andauernden bzw. planbaren Mehr/ Minderbedarf durch Abwurf von Lasten, Abschaltung bzw. Hochfahren von Kraftwerksanlagen

Die Forderung nach schneller Verfügbarkeit ist, zurzeit, nur mit entsprechenden Pumpspeicherwerken machbar, daher ihre besondere Bedeutung für die Sekundärregelung.

Die meisten PSW wurden im letzten Jahrtausend gebaut (1950 – 1970) und in den letzten Jahren vor allem bestehende Anlagen saniert und ausgebaut. Trotz ihrer überragenden Bedeutung für die Ausgleichsenergie gibt es kaum neue Anlagen, mit den bekannten Schwierigkeiten bei der Ausführung und einem geringen finanziellen Anreiz, da der Preis für Ausgleichsenergie um ein Vielfaches höher als der Grundpreis sein müsste, die Entwicklungen am Energiemarkt aber in den letzten Jahren die peak-Preise (als ein Maß für die Ausgleichspreise) im Vergleich zum base-Preis sinken ließ.

Für einen wirtschaftlichen Betrieb müssen PSW möglichst oft befüllt und entleert werden, d.h. die Jahresregelleistung bzw. Volllaststunden möglichst hoch werden.

Durch den Reichtum an Bergen hat Österreich auch einen überdurchschnittlichen Anteil an PSW, die Errichtung und der Betrieb sind meist an große Gefälle gebunden. Zunehmend wird aber auch in Richtung kleinerer, unabhängigerer Lösungen geforscht. Die Ideen dazu reichen von mit Wasser gefüllten Türmen (Power Tower), im Wasser schwimmenden Beton- Hohlräume bis zu der Ausführung von Wasserspeichern im Flachland als Ringwallspeicher.

Energiesouveränität

Ein Angelpunkt dieses Projektes ist die Energiesouveränität der Region Murau, d.h. das Vermögen, zu jedem Zeitpunkt die in der Region verbrauchte Energie auch in der Region zu erzeugen. Im Folgenden wird die Bilanz der 4 regionalen EVUs, die gemeinsam am UW Teufenbach angeschlossen sind, betrachtet.

Bilanziell, d.h. über ein Jahr gesehen, geht sich die Rechnung mit einem Überschuss von 9 GWh aus, betrachtet man allerdings die Leistungsausgewogenheit, so ist nur an ca. der Hälfte der Tage gegeben, dass die 4 EVUs mindestens mehr erzeugen, als sie verbrauchen, d.h. überschüssige Energie wird ins übergelagerte Netz in den Sommermonaten abgegeben und in den Wintermonaten bezogen.

Um die erzeugte Energie im eigenen Netz zu halten, müsste man sie über einen längeren Zeitraum, saisonübergreifend, speichern können. Um das für den Winter zu bewerkstelligen, müssten 20 GWh gespeichert werden. Vom Wasserstoffzyklus abgesehen, könnte das mit diesen Leistungen nur mit Pumpspeicherkraftwerken erreicht werden.

Das PSW Teufenbach

Um ein Gefühl für die Dimensionen zu bekommen, wurde für den theoretisch durchgespielten Fall eines Pumpspeicherwerkes in der Region mit der benötigten Leistung ein schönes Stück Natur mit starkem Gefälle an der Mur in der Nähe von Teufenbach ausgesucht und mittels Werten aus dem GIS eine Talsperre am Mühlgrabenbach aufgebaut. Der dadurch entstehende Stauraum wurde befüllt und ergab ein PSW mit folgenden Werten für die theoretische Talsperre des Mühlgrabenbaches:

- ca. 100m Staumauerhöhe
- Staulänge ca. 500m
- Bruttofallhöhe bei Schwerpunkt Staumauer 600m
- Benötigtes Volumen 12 Mio m³

- Stauffläche c. 230.000m²
- Potenzielle Energie: 20 GWh

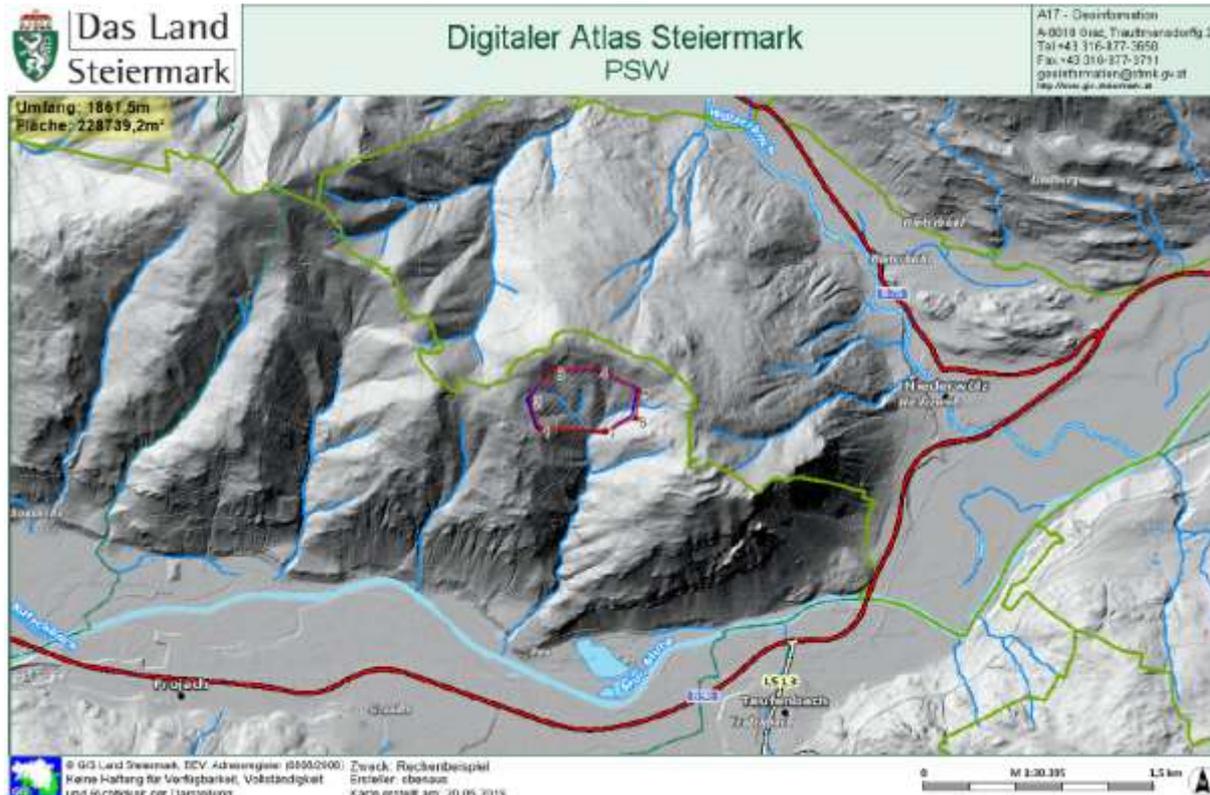


Bild: Der Polygonzug gibt die Stauffläche an: 230.000m²

Ausblick

Wie in dieser kurzen Zusammenfassung ausgeführt wurde, sind Pumpspeicherkraftwerke unumgänglich für die Sekundärregelung, für die längerfristige Speicherung sind sie, da der Volumenbedarf und der technische Aufwand proportional steigen, nicht geeignet.

Die Bereitstellung von Ausgleichsenergie ist vorläufig nicht regional zu bewältigen. Das gilt i.ü. auch für Österreich im internationalen Kontext.

Eine zusätzliche Herausforderung an unsere Netze besteht aber auch in der Speicherung des zunehmend dezentral erzeugten PV-Stromes in der Niederspannung. Sinnvoll wäre, dass in Zukunft das Speichermedium Wasser im Rahmen kleinerer und innovativer Projekte eine neue Rolle spielt.

Quellen:

[1] Strom Linie I/2019, Österreichsenergie (2019)

[2] Klaus Heuck, Klaus-Dieter Dettmann, Detlef Schulz: Elektrische Energieversorgung, 9. Auflage (2013), Springer Vieweg

[3] Stephan Heimerl Hrsg. : Wasserkraftprojekte- Ausgewählte Beiträge aus der Fachzeitschrift WasserWirtschaft (2013), Springer Vieweg

Karte aus dem GIS Steiermark unter www.gis.stmk.gv.at

2.3 AP 3: Der Weg zum Living-Lab – Wissenstransfer für andere Regionen

Ziele

Mit den inhaltlichen Ergebnissen von AP1 und AP2 wurde geklärt, wie das Konzept des virtuellen 5-stufigen Energiespeichers für andere Regionen nutzbar gemacht werden kann. Zentraler Ansatz dafür ist die Aktivierung der Region Murau als Living-Lab für „Regionale Energiesouveränität für den ländlichen Raum“. Außerdem werden die inhaltlichen Ergebnisse in die relevanten Kommunikationsschienen der Projektpartner (Forschung, Energiewirtschaft, Regionen) eingespielt, was aufgrund des engen zeitlichen Spielraums außerhalb des Projektes erfolgen wird.

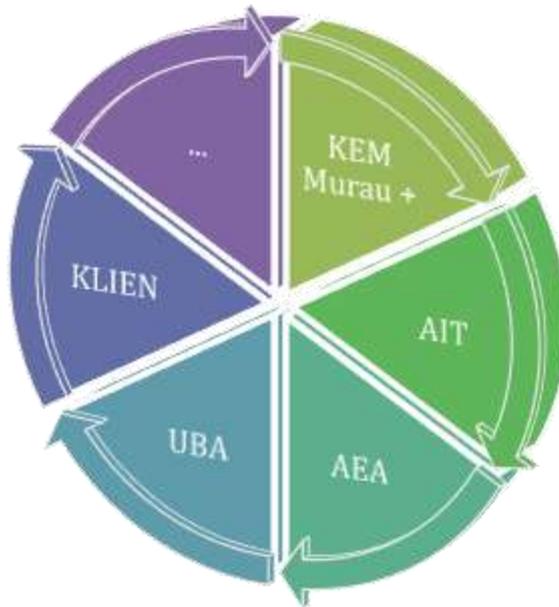
Deliverable

- Grobkonzept für die Etablierung als Living Lab
- Öffentliche Beiträge zum Projekt

2.3.1 Der übergeordnete Bedarf von Living-Labs im ländlichen Raum

Um die Klima- und Energieziele österreichweit umzusetzen ist es notwendig, dass auch der ländliche Raum seinen Beitrag dazu leistet. Dies ist wiederum nur möglich, wenn Fragen zur Energiewende im ländlichen Raum auch aus diesem heraus mit den notwendigen Expertisen bearbeitet wird. Ziel ist es daher in der Region Murau ein Energiewendezentrum zu gründen das sich auf die Umsetzung dieser Forderung im ländlichen Raum konzentriert.

Da es im ländlichen Raum keine derartige Bündelung der Kompetenzen gibt, braucht es dazu in einem ersten Schritt ein Konzept wie die Region Murau als Energie-Living-Lab gemeinsam mit den zum Thema national tätigen Organisationen gebündelt werden kann. Ein zentraler Ansatz dazu ist eine gemeinsame Außenstelle dieser Organisationen in Murau unter einer gemeinsamen regionalen Leitung. Damit würden die Kompetenzen auf die Frage der Energiewende im ländlichen Raum fokussiert und gleichzeitig hat jeder Part seinen vollen Bezug zu den Kompetenzen der Zentralstelle.



Das Energie-Living-Lab für den ländlichen Raum

Bündelung der Kompetenzen zu diesem Thema in Österreich an einem Platz im ländlichen Raum: Murau

Um diesen Ansatz vorantreiben zu können wurde im Rahmen dieses Projektes im ersten Schritt die inhaltliche und fachliche Ausrichtung herausgearbeitet, für die Murau überhaupt ein relevanter Partner sein kann.

2.3.2 Der konkrete Ansatz für Murau als Energie-Living-Lab

Die Idee eines Living-Lab für die Energiewende im ländlichen Raum ist schon rund um die Gründung des Generalunternehmens Murauer Energiezentrum entstanden. Dieser Ansatz soll weiter vertieft werden. Ausgehend von der starken Energievision Murau und herausragenden Leuchttürmen wie die Umstellung der Brauerei Murau oder des LKH Stolzalpe auf Biomasse-Fernwärme oder das Blackstart-fähige Netz der Stadtwerke Murau sollte das Energie.Living-Lab Murau drei Ebenen bedienen:

- Als „regionales Testgelände“ für neue Anwendungen, Technologien und Infrastrukturlösungen gemeinsam mit dafür bereite regionale Partner – über einen Ansprechpartner – mit dem Ziel Schritt für Schritt zu 1:1 Lösungen zu kommen
- Als „regionales Entwicklungsfeld“ für junge und etablierte Innovatoren mit der Garantie des regionalen User-Feedback hin zur Energiesouveränität
- Als „regionales Lernfeld“ für andere Regionen, Umsetzer, Investoren wie neue Lösungen implementiert werden (Exkursionen, „Energie-Alpach“, ...)

So sollte sich **Murau als die europäische Modellregion und das Energie-Living-Lab für Energiesouveränität im ländlichen Raum etablieren** - 100% erneuerbar und 100% energiesouverän - *Unabhängig mit der Kraft der Natur*

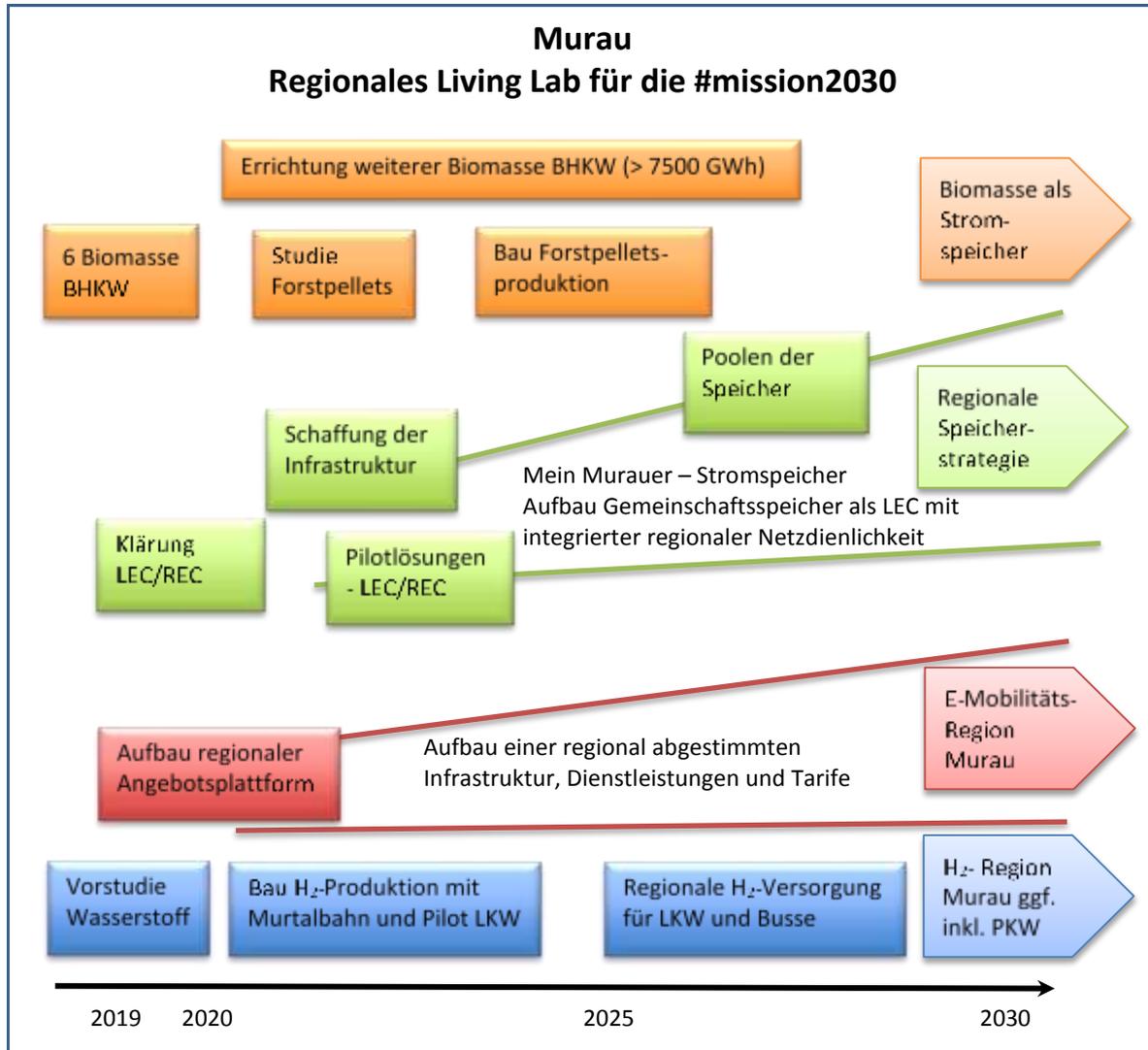


Als besondere Ausgangslage für Murau als Energie-Living-Lab wurden folgende Aspekte herausgearbeitet:

- Die Region Murau konnte als einzige Region in Österreich Grundlagen und Fakten schaffen, mit denen sie sich als Energie-Living-Lab der Energiewende fachlich fundiert anbieten kann.
- Die Region kann dabei auf 1/4h-Ebene genaue Aussagen treffen, wie das System umgebaut werden kann und muss und nicht nur über Bilanzdaten wie alle anderen Regionen!
- Mit dem Konzept des 5-stufigen virtuellen Energiespeichers hat die Region eine modellhaft umsetzbare Antwort auf die #mission2030 inkl. dem Sektor Mobilität inkl. Schwerverkehr mit heute verfügbaren Technologien und unter heutigen Rahmenbedingungen!
- *Wir haben die Voraussetzung für eine praktische Antwort und laden alle dazu ein!*

Aus der inhaltlichen Analyse im Rahmen des Projektes ergeben sich damit folgende 4 Grundstrategien für Murau als Energie-Living-Lab

1. **Biomasse als Stromspeicher** – intelligente Lösungen, um steuerbaren erneuerbaren Strom regional zu erzeugen, der auch im Winter zur Verfügung steht
2. **Regionale Speicherstrategie**– Gemeinschaftsspeicher in einem regional optimierten Stromnetz (regionale Netzkopplung) als regionales Angebot der LEC aufzubauen und durch Pools noch stärker den Anteil Erneuerbarer zu erhöhen und in Zukunft als Region auch am Regelenergiemarkt mitwirken zu können
3. **E-Mobilitätsregion** – durch den Aufbau einer regional energy community (REC) Lösungen zu entwickeln, dass E-Mobilität tatsächlich regional und grün bereitgestellt werden kann und Wertschöpfung in der Region bleibt
4. **H₂-Region Murau** – als Erweiterung der E-Mobilitätsstrategie Wasserstoff für jene Bereiche regional zu erzeugen und verfügbar zu machen, die nicht über batteriebetriebene E-Mobilität lösbar sind – außerdem eröffnet der Wasserstoff die Möglichkeit regionalen Strom speicherbar zu machen und damit den Einstieg in eine neue Dimension regionaler Energiesouveränität!



Das Ziel der Region ist es nun, entlang dieser vier Grundstrategien auf Basis dieses Masterplans die Positionierung konsequent voranzutreiben und zwar mit allen relevanten AkteurInnen in der Region gemeinsam mit wichtigen Stakeholdern (Forschungseinrichtungen, bmvit, Land Steiermark, Industriepartner, ...).

Damit sollen die Ergebnisse und Erkenntnisse für andere Regionen direkt nutzbar gemacht werden und zwar als 1:1 Anschauungsobjekte und der Region als Testgebiet.

Dazu werden als nächstes folgende konkrete Schritte von der Region vorangetrieben:

- gemeinsam mit dem Land Steiermark, der Steiermarkbahn und dem HyCentA die nächsten Konkretisierungsschritte in Richtung Wasserstoff-Region-Murau vorantreiben
- gemeinsam mit allen Netzbetreibern und Kommunen der Region eine gemeinsame und vor allem aus Sicht der NutzerInnen einheitliche E-Ladelogik aufbauen
- weiter Forschungsprojekte initiieren, um die massive Diskrepanz für den Umbau des Energiesystems zwischen Bedarf einerseits und den Voraussetzungen der Regionen in Österreich andererseits weiter verringern zu helfen!

2.3.3 Für diese Festlegung wichtige Hintergrundinformationen

Aus den Erfahrungen von bestehenden Living Labs stechen besonders folgende Inhalte heraus, die gemeinsam auf deren Nutzbarkeit für Murau überprüft wurden:

- Zivilgesellschaft als Mitforscher (User-Involvement) für neue Anwendungen und Services (Stuttgart mit Fraunhofer)
- Digitale Lösungen mit Bürgern und Forschern entwickeln und neu nutzen (Schorndorf Quartiersbus ohne fixe Haltestellen, Karlsruhe Fußgängermobilität durch digitale Medien im öffentlichen Raum: Gehe Deinen Lieblingsweg und zeige auf was stört)
- Neue Lösungen pilothaft umsetzen (Heilbronn: selbstfahrende Transportfahrzeuge bei Bundesgartenschau)
- Co-Creation Prozess mit den Stakeholdern durch Nutzung des Nutzer-Feedback einer ländlichen Region (Gemeinden, Verbände, Vereine, BürgerInnen, Unternehmen, Energieversorger) (Energielabor Tübingen zur Umsetzung der Energiewende)
- Testung und Evaluierung von innovativen Ideen im regionalen Echtbetrieb und Anforderungen
- Offene Plattform für Innovatoren (bis hin zur Begleitung Geschäftsmodelle, Businessmodelle, Unterstützungsleistungen für Start-Ups)
- Stakeholder für große Unternehmen im Innovationsprozess zugänglich machen (Stockholm)
- Errichtung von Demonstratoren für den ländlichen Raum in einem testerproben ländlichen Umfeld
- Sozialforschung zur Akzeptanz, den Impact- und von Rebound-Effekten von Innovationen

Die Entwicklung als Energie-Living-Lab ist natürlich als Prozess zu verstehen und wird sich mit den involvierten Partnern weiterentwickeln und je nach Partnern auch andere Schwerpunktsetzungen ergeben. Für Murau könnten daraus folgende Punkte als Energie-Living-Lab besonders relevant werden:

- Gemeinsam mit den relevanten Partnern aus der Forschung und Wirtschaft (Industrie) nicht nur auf Services, sondern auch die Infrastruktur im ländlichen Raum als Thema setzen
- Co-Creation auf drei Ebenen verstehen: technisch/inhaltlich – markt- und marketingseitig – soziologisch als Verhalten
- Weiterführung von einer regional etablierten Testung mit User-Feedback über die Umsetzung von Piloten mit Regionsfeedback bis hin zur Sichtbarmachung als 1:1 Lösung einer regionalen Energiesouveränität
- Verschränkung mit dem Tourismus: smart Living im ländlichen Raum hier für die Kunden großer Unternehmen erlebbar machen
- Schaffung von konkreten Andockmöglichkeiten als Lern- und Entwicklungsfeld für Innovatoren und Investoren, sodass in Summe der Charakter des Living-Lab noch dynamisiert wird

85/99

- Kernthemen sind aus heutiger Sicht: Energieversorgung, Energieerzeugung, Mobilität Digitalisierung (Smart X) – Infrastruktur bis hin zum Service

Damit diese kraftvolle Vision eines Energie-Living-Lab Wirklichkeit werden kann, sind insbesondere wichtige Stakeholder von außen wie z.B. das Land Steiermark, die Universtitäten, Komponentenhersteller, Investoren einzubinden, um die nächsten Schritte (in Richtung Masterplan) konzipieren zu können, und diese dann mit den internen regionalen Stakeholdern in Richtung Living-Lab nutzbar zu machen.

2.3.4 In diesem Projekt verwendete Definition Real-Labor (=Living Lab)

Reallabore (engl.: Living Lab) sind eine neue Form der Kooperation zwischen Wissenschaft und Zivilgesellschaft, bei der das gegenseitige Lernen in einem experimentellen Umfeld im Vordergrund steht. Der Begriff des Labors wird hier über seine klassische natur- und ingenieurwissenschaftliche Bedeutung hinaus erweitert auf einen sozialen Kontext. Mangels Kontrollgruppe ist die Validität des gewonnenen Wissens nur schwer zu beurteilen. Dennoch wurde der Ansatz in den letzten 20 Jahren erheblich weiterentwickelt, denn Lösungen für wichtige Zukunftsfragen kann die Wissenschaft heute nur noch zusammen mit der Gesellschaft erarbeiten.

Es wird erwartet, dass die über Reallabore entwickelten wissenschaftlichen Erkenntnisse leichter von Politik und Wirtschaft aufgegriffen werden und dass die Gesellschaft dadurch handlungsfähiger wird in Fragen einer nachhaltigen Entwicklung.

„Ein Reallabor bezeichnet einen gesellschaftlichen Kontext, in dem Forscher Interventionen im Sinne von »Realexperimenten« durchführen, um über soziale Dynamiken und Prozesse zu lernen. Die Idee des Reallabors überträgt den naturwissenschaftlichen Labor-Begriff in die Analyse gesellschaftlicher und politischer Prozesse. Sie knüpft an die experimentelle Wende in den Sozial- und Wirtschaftswissenschaften an. Es bestehen enge Verbindungen zu Konzepten der Feld- und Aktionsforschung.“

Living-Lab (Wikipedia) A living lab is a research concept. A living lab is a user-centered, open-innovation ecosystem, often operating in a territorial context (e.g. city, agglomeration, region), integrating concurrent research and innovation processes within a public-private-people partnership. The concept is based on a systematic user co-creation approach integrating research and innovation processes. These are integrated through the co-creation, exploration, experimentation and evaluation of innovative ideas, scenarios, concepts and related technological artefacts in real life use cases. Such use cases involve user communities, not only as observed subjects but also as a source of creation. This approach allows all involved stakeholders to concurrently consider both the global performance of a product or service and its potential adoption by users. This consideration may be made at the earlier stage of research and development and through all elements of the product life-cycle, from design up to recycling. See also: Concurrent engineering

User centred research methods, such as action research, community informatics, contextual design, user-centered design, participatory design, empathic design, emotional design, and other usability methods, already exist but fail to sufficiently empower users for co-creating into open development environments. More recently, the Web 2.0 has demonstrated the positive impact of involving user communities in new product development (NPD) such as mass collaboration projects (e.g. crowdsourcing, Wisdom of Crowds) in collectively creating new contents and applications.

A living lab is not similar to a testbed as its philosophy is to turn users, from being traditionally considered as observed subjects for testing modules against requirements, into value creation in contributing to the co-creation and exploration of emerging ideas, breakthrough scenarios, innovative concepts and related artefacts. Hence, a living lab rather constitutes an experiential environment, which could be compared to the concept of experiential learning, where users are immersed in a creative social space for designing and experiencing their own future. Living labs could also be used by policy makers and users/citizens for designing, exploring, experiencing and refining new policies

and regulations in real-life scenarios for evaluating their potential impacts before their implementations.

2.3.5 Betrachtete Beispiele für Living-Labs

Reallabore in Baden-Württemberg

Anfang 2015 starteten die *Reallabore für praxisnahe wissenschaftliche Forschung zur Nachhaltigkeit* in Baden-Württemberg (BaWü-Labs). Damit ist Baden-Württemberg das erste Bundesland, das Reallabore auf breiter Basis fördert. Die erste Förderlinie *Reallabore* wird mit 7 Mio Euro innerhalb von 3 Jahren gefördert. Unter den 32 Anträgen wurden 7 Projekte ausgewählt. Dabei durfte jede Hochschule nur einen Antrag einreichen.

Eine zweite Förderlinie *Reallabore Stadt* wird mit 8 Mio Euro gefördert. Aus den 27 Anträgen wurden weitere 7 Projekte nominiert. Um die Reallabore selbst zu unterstützen und wissenschaftlich zu begleiten, das Reallabor-Konzept weiterzuentwickeln und Qualitätskriterien zu erforschen, wurden für eine Begleitforschung zwei Teams nominiert. Die Ergebnisse der Reallabore werden in öffentlichen Veranstaltungen und bei einer großen Abschlussveranstaltung präsentiert. Im Vorfeld der Fördergeld-Vergabe hatte eine unabhängige Expertengruppe den Auftrag, Empfehlungen auszuarbeiten, wie die Wissenschaft gestärkt werden kann, zu einer nachhaltigen Entwicklung beizutragen.

Nordschwarzwald

Seit Januar 2014 gibt es im Nordschwarzwald den ersten Nationalpark Baden-Württembergs. Seiner Einrichtung waren lange und kontroverse politische Debatten vorausgegangen. Die Landesregierung hatte versprochen, die Kommunen im Nationalpark und in dessen Umgebung eng in die Entwicklung des Naturschutzprojekts einzubinden. Umgesetzt wird dieses Versprechen unter anderem mit dem Reallabor Nordschwarzwald (ReNo), das konkrete Handlungsoptionen erarbeiten soll. Das Themenspektrum reicht von Tourismus und Markenbildung über Waldentwicklung und Naturschutz bis hin zur Infrastruktur im Nationalpark. Zum Auftakt ist eine Wissensmesse vorgesehen, bei der die Forscher ihre Fragen gemeinsam mit lokalen Akteuren aus Wirtschaft, Politik und Zivilgesellschaft konkretisieren. Im Dialog mit der Bevölkerung vor Ort sollen Handlungsoptionen für die weitere Entwicklung des Nationalparks und der Region aufgezeigt werden.

Die Diskussionen um den Nationalpark sind beispielhaft für eine tiefer gehende Debatte über unterschiedliche Vorstellungen von nachhaltiger Entwicklung in ländlichen Räumen. Und diese Räumen sind wesentlich für die Energiewende.

In diesem Spannungsfeld hat das Projekt die Aufgabe, im Dialog mit der Bevölkerung die weitere ökologische, soziale und ökonomische Entwicklung voranzutreiben. Das Reallabor soll hierzu einen Beitrag leisten, indem es auf der Grundlage wissenschaftlicher Erkenntnisse Lernprozesse innerhalb und zwischen verschiedenen gesellschaftlichen Gruppen ermöglicht, die als Modell für die Transformation von ländlichen Regionen hin zu mehr Nachhaltigkeit dienen können

Urban Office Heidelberg

Die Herausforderungen der aktuellen Transformation sind der Stadt Heidelberg bewusst. Das Reallabor soll Beiträge liefern beim demographischen Wandel und bei Fragen der partizipativen Stadtplanung. Im Rahmen des Projekts wird ein „Urban Office“ eingerichtet, um die Projektbeteiligten zusammenzubringen und die Aktivitäten zu bündeln. Zusammenarbeitet wird zunächst in vier Teilprojekten, die verschiedene Aspekte der Stadtentwicklung in der Wissensgesellschaft aufgreifen und jeweils an ein konkretes Stadtentwicklungsprojekt in Heidelberg angebunden sind. Teilprojekt 1: Bei der Umgestaltung der Konversionsflächen sind Wissensorte ein wichtiges Thema, das durch die

IBA aufgegriffen wird. Ein Beispiel ist das „Lernhaus“, das in Kooperation von Stadtbücherei und Volkshochschule entsteht. Ein anderes Beispiel sind die „Fairteiler-Mobile“, die im Heidelberger Stadtgebiet innerhalb des Projekts „Urban Office – Nachhaltige Stadtentwicklung in der Wissensgesellschaft“ aufgestellt wurden. Teilprojekt 2: Wissenschaftliche Begleitung des Mehrgenerationenhauses in der Bahnstadt Heidelberg. Teilprojekt 3: Begleitung des Lernortes *Schul- und Bürgerzentrum B³* in der Bahnstadt. Teilprojekt 4: Aufbau einer nachhaltigen kommunalen Energieversorgung im Gewerbegebiet Pfaffengrund nahe der Konversionsfläche Bahnstadt im Rahmen des „Masterplans 100 % Klimaschutz“. (Der offizielle Projekt-Titel lautet „Urban office“ – Nachhaltige Stadtentwicklung in der Wissensgesellschaft.)



Fairteiler-Mobil

„KIT findet Stadt“ Karlsruhe

Das Reallabor widmet sich der nachhaltigen Entwicklung des Karlsruher Stadtteils *Oststadt*. Als Auftakt wird ein erweitertes Bürger-Forum zur Themen- und Projektauswahl durchgeführt. Dazu wird ein „Sustainability Science Shop“ eröffnet und eine „übergreifende Wissensbasis“ geschaffen. Das Reallabor ist in das Projekt „Quartier Zukunft - Labor Stadt“ des *Karlsruher Institut für Technikfolgenabschätzung und Systemanalyse (ITAS)* eingebettet. Bereits seit Herbst 2013 ist das Team des *Quartier Zukunft* in der Karlsruher Oststadt aktiv, um die nachhaltige Entwicklung des Stadtquartiers zu erforschen und voranzubringen. Nun können die Aktivitäten ausgeweitet werden. (Der offizielle Projekt-Titel lautet *Reallabor 131: „KIT findet Stadt“*).

Future-City-Lab Stuttgart: nachhaltige Mobilitätskultur

Über eine Vielzahl von Forschungs- und Mitmachformaten soll die Bereitschaft der Menschen gefördert werden, ihr eigenes Mobilitätsverhalten zu reflektieren und sich darüber auszutauschen. Ziel ist es, die Eigeninitiative im Sinne einer nachhaltigen Mobilitätskultur zu stärken. Dabei werden Akteure der Zivilgesellschaft als „Mitforscher“ in den Prozess des Wissenserwerbs und die Entwicklung von Pilotprojekten eingebunden, um nachhaltige Mobilitätsvisionen zu schaffen und Mobilitätspraktiken einzuüben. Das Fraunhofer Institut IAO realisiert innerhalb des Projekts eine Visualisierungsplattform, die Mobilitätsprozesse sichtbar macht.

Mit dem „Park(ing) Day“ soll eine kritische Diskussion zum Thema Nutzung und Gestaltung des öffentlichen (Stadt)Raumes angeregt werden. Es soll aufgezeigt werden, wie Verkehrsflächen anders genutzt werden können. Das Motto lautet: „Die Stadt gehört allen!“

Das „OK Lab Stuttgart“ will Entwicklungen im Bereich Transparenz, Open Data und Citizen Science fördern.

Textilwirtschaft Dietenheim

Das Projekt verknüpft zwei Ziele: Auf der einen Seite soll die Textilstadt Dietenheim revitalisiert werden. Auf der anderen Seite soll die textile Wertschöpfungskette für Kunden erfahrbar gemacht werden und so Impulse zu einem nachhaltigen Textilkonsum gesetzt werden. Durch den Verkauf von Billigtextilien sind eine Vielzahl deutscher Unternehmen vom Markt verschwunden. Jetzt hofft die 6000 Einwohner-Stadt mit großer Textil-Vergangenheit auf eine Trendwende. Mit einer gläsernen Produktion und einer Design-Werkstatt, über die Kunden am Designprozess beteiligt werden können, soll der Markt für neue Käufer erschlossen werden. In bewusster Abgrenzung zum „Öko-Image“ sollen neue Vermarktungs- und Vertriebskonzepte entwickelt werden und das Bewusstsein der Konsumenten für hochwertige, umweltverträglich und fair produzierte Waren geschärft werden.

88/99

BUNDESSTRASSE 13A
A-8850 MURAU
T: +43 (0)3532 20000-13
F: +43 (0)3532 20000-4
info@holzweilmurau.at
www.holzweilmurau.at

(Der offizielle Projekt-Titel lautet *Nachhaltige Transformation der Textilwirtschaft am Standort Dietenheim.*)

EnSign – Klimaneutrale Hochschule Stuttgart

Um eine Klimaneutralität für den innerstädtischen Hochschulcampus der Hochschule für Technik Stuttgart (HFT) zu erreichen, soll im EnSign-Reallabor eine umfassende Umsetzungsstrategie entwickelt, mit Akteuren aus Hochschule und Stadt debattiert und in ersten Projekten exemplarisch umgesetzt werden. Durch die Verbindung von wissenschaftlicher Grundlagenforschung an der Hochschule und Realexperimenten in der Stadt sollen Erneuerung und Innovation langfristig wirksam in die Stadtentwicklung integriert werden.

Space Sharing – Nutzungsintensivierung durch Mehrfachnutzung

Die Entwicklung der letzten Jahrzehnte zeigt, dass in Wachstumsregionen wie Stuttgart die Nutzflächen im Gebäudebestand zunehmen, während die Nutzerdichte sinkt. Mit dem Projekt soll die Nutzungseffizienz von Gebäuden in urbanen Zentren gesteigert werden. (Der offizielle Projekt-Titel lautet *Nutzungsintensivierung des Gebäudebestands durch Mehrfachnutzung.*)

BUGA:log – Nahversorgung mit automatisierten Transporteinheiten

Während der Bundesgartenschau 2019 in Heilbronn sollen selbstfahrende Transportfahrzeuge so für die Nahversorgung im Stadtraum eingesetzt werden, dass das Verkehrsaufkommen reduziert wird. Die Fahrzeuge sollen für Anlieferung und Entsorgung eingesetzt werden und die Besucher der Bundesgartenschau können selber den Transportern kleine Aufträge erteilen. Autonomes Fahren mit Kleinfahrzeugen z. B. in der logistischen Quartiersversorgung könnte eine Lösung für die Versorgung älterer oder kranker Menschen und für die Verbesserung der Infrastruktur im ländlichen Raum sein. Das Projekt zielt darauf ab, mittel- bis langfristig den städtischen Verkehr zu reduzieren, hin zu einer Stadt der kurzen Wege. Die Bewohnerinnen und Bewohner eines Stadtviertels könnten sich beispielsweise in Zukunft schwere oder sperrige Konsumgüter bis an die Haustür schicken lassen, anstatt sie selbst mit dem Auto abzuholen. Der tägliche Einkauf würde selbst seinen Weg vom Auto bis zur Haustür finden, so dass neue verkehrsberuhigte Bereiche entstehen könnten. Mit dem Reallabor soll gezeigt werden, wie Logistik und eine nachhaltige Stadtentwicklung zusammenwachsen können. Auf diesem Weg könnte eine Steigerung der Lebensqualität für die Bevölkerung geschaffen werden. (Der offizielle Projekt-Titel lautet *Logistische Nahversorgung im urbanen Raum mit automatisierten Transporteinheiten im Rahmen der Bundesgartenschau 2019 mit Quartiers- und Stadtteilentwicklung „Neckarbogen“.*)

Zukunftsweisender Öffentlicher Nahverkehr Schorndorf

In Schorndorf soll ein Quartiersbussystem entwickelt werden, das ohne feste Haltestellen auskommt. Danach soll es in einem Pilotversuch ab 2018 umgesetzt und ausgewertet werden. Über digitale Lösungen sollen Busse effizient ausgelastet werden. Das Vorhaben soll Umwelt, Fahrgäste und Verkehrsaufkommen entlasten. Als Mittelstadt im Ballungsraum Stuttgart steht Schorndorf exemplarisch für den Pendelverkehr zwischen Zentrum und Umland. Vor allem außerhalb der Hauptverkehrszeiten wird der öffentliche Nahverkehr oft als zu wenig flexibel empfunden. Durch das Reallabor sollen die Hauptverkehrsverbindungen in Zeiten schwächerer Nachfrage flexibel ergänzt werden. Von Anfang an sollen die Schorndorfer Bürger in die Arbeit der Wissenschaftler einbezogen werden. (Der offizielle Projekt-Titel lautet *Zukunftsweisender ÖV - Bürgerorientierte Optimierung der Leistungsfähigkeit, Effizienz und Attraktivität im Nahverkehr.*)

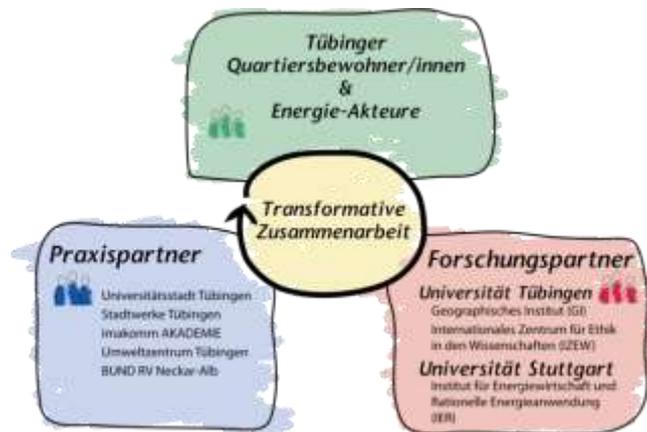
„Go Karlsruhe!“

Projekt-Ziele

In Karlsruhe soll untersucht werden, wie die Stadt die Optimierung der Fußgänger­mobilität gestalten kann. Das Reallabor geht dabei einen innovativen Weg, indem die Beteiligung vor Ort über digitale Medien *im öffentlichen Raum*, wie interaktive Displays oder Smartphones erfolgt. So werden sie zum Beispiel aufgefordert: „Gehe deinen Lieblingsweg und markiere, was dich daran stört. Zeige vor Ort mit dem Smartphone, was läuft und was nicht.“ Viele weitere Spielarten für Engagement könnten möglich sein (Fachbegriff: Gamification). Neu für ein wissenschaftliches Projekt ist die Einbindung des lokalen Radiosenders Die neue Welle als Medienpartner.

Energielabor Tübingen

In Tübingen soll ermittelt werden, wie im Stadtraum Photovoltaik, Solar- und Geothermie, Kleinwindkraft und Biomasse so ergänzt werden können, dass 50 Prozent der Versorgung durch regenerative Energiequellen erfolgt.



Stadt:quartiere 4.0 Stuttgart

In Stuttgart und Herrenberg sollen virtuelle 3-D Simulationen genutzt werden, um die Bevölkerung in die Stadtentwicklung einzubeziehen. Im Projekt sollen neuartige Verfahren für eine frühzeitige Bürgerbeteiligung entwickelt und gemeinsam mit den Städten Stuttgart und Herrenberg an ausgewählten Referenzquartieren zusammen mit der Bevölkerung erprobt werden. In Herrenberg können anstehende Projekte aus dem Stadtentwicklungskonzept Herrenberg 2020 profitieren. Die Bürgerschaft soll nicht nur frühzeitig in die Stadtentwicklung einbezogen werden, sondern sich dabei mit Hilfe von digitalen Verfahren und Simulationen ein Bild von den Zukunftsplanungen machen können. (Der offizielle Projekt-Titel lautet *Stadt:quartiere 4.0 - frühzeitige gestaltende Bürgerbeteiligung für eine nachhaltige Entwicklung in Baden-Württemberg*.)

Stadt – Raum – Bildung Heidelberg

Die architektonischen Gegebenheiten in den bestehenden Schulen sollen den didaktischen Veränderungen angepasst werden. Neue Lehrkonzepte haben den Frontalunterricht abgelöst. In den 70er Jahren waren pro Schüler zwei bis drei Quadratmeter Schulraum vorgesehen, heute sind vier bis fünf Quadratmeter pro Kind angemessen. Auch die Entwicklung hin zur Ganztagschule stellt neue Anforderungen an die Architektur. (Der offizielle Projekt-Titel lautet *Stadt – Raum – Bildung – Reallabor für die nachhaltige Planung von Bildungslandschaften und die Integration von Aus- und Umbauten von Schulgebäuden.*)

Asyl Heidelberg

In der Rhein-Neckar-Region wird untersucht, welche Faktoren die wirtschaftliche und die soziale Integration von Flüchtlingen fördern können. Das Reallabor geht der Frage nach, wie Asylsuchende in den Städten Heidelberg, Sinsheim und Wiesloch möglichst schnell integriert werden können. Dazu werden die Rahmenbedingungen in den Bereichen berufsfeldbezogener Spracherwerb, Arbeitsmarktintegration, dezentrales Wohnen und bürgerschaftliches Engagement untersucht. Die Hürden, die dem Gelingen einer Integration im Wege stehen, sollen durch datengestützte Auswertungen und durch die wissenschaftliche Begleitung von Maßnahmen identifiziert werden, daneben sollen die Integrations-Helfer durch die Entwicklung von Unterrichts-Materialien unterstützt werden. Dadurch kann die Effektivität von Maßnahmen untersucht und Best-Practice-Empfehlungen herausgearbeitet werden. Ausgangshypothese ist, dass insbesondere die Faktoren:

- Spracherwerb,
 - berufliche Bildung,
 - Arbeitsmarktintegration,
 - dezentrales Wohnen und
 - bürgerschaftliches Engagement aus der Gesellschaft
 - eine wesentliche Rolle für eine gelungene Integration spielen.^[62]
- (Der offizielle Projekt-Titel lautet *Asylsuchende in der Rhein-Neckar-Region - Sprachkompetenz, Beschäftigungsfähigkeit und sozialer Anschluss.*)

2.3.6 Welche Botschaften über Pressegespräche transportiert wurden

- Wir setzen mit diesem Vorhaben einen weiteren Schritt uns als europäische Modellregion zu etablieren – weil wir nicht in einzelnen Lösungen denken und testen – sondern die gesamte Region als System betrachten
- Wir liefern die Antwort als und für Region auf das Risiko eines europäischen Blackout – wir sind sicher versorgt – ein unbezahlbarer Standortvorteil
- Ähnlich wie bei der Erfindung der Dampfmaschine stehen wir wieder vor einer Revolution – gemeinsam können und werden wir dieses Potential nutzen – wir stehen damit am Beginn einer Erfolgsgeschichte
- Wir agieren aus der Region für die Region – damit der regional erneuerbar erzeugte Strom auch maximal regional genutzt werden kann
- Der lineare Ausbau von der 380kV-Leitung bis zur Steckdose ist vorbei, es braucht neue Zugänge für ein sicheres Netz – genau da setzen wir hier die notwendigen Schritte
- Das ist das Ziel: Wir werden als innovatives Team die weltweiten Ergebnisse der angewandten Forschung zur Lösung der Infrastrukturfrage im Bereich Strom regional umzusetzen
- Es geht in diesem Projekt nicht um Einzelaspekte, sondern um eine integrierte Lösung für eine gesamte Region – das ist so in Mitteleuropa bisher nicht umgesetzt worden – schon allein damit haben wir das Potential für einen europäischen Leuchtturm
- Erneuerbare Energien stellen ein zentrales Zukunftspotential für die Region dar und besonders für die Trendumkehr in strukturschwachen Regionen – wir setzen mit starken Partnern gemeinsam die konkreten Lösungen um und tragen diese Gesamtlösung hinaus – dadurch profitieren wir bis hin zum „Energietourismus“
- Bislang lag der Fokus der Forschung zu Energiesystemen in den Städten, doch $\frac{3}{4}$ der Menschheit leben im ländlichen oder suburbanen Umfeld – wir schaffen hier ein Modell für den ländlichen Raum
- Schon das Projekt zum Murauer Energiezentrum hat andere Betriebe dazu eingeladen sich einzubringen und etwas auszuprobieren - damit wollen wir die Entwicklung als Vorzeigeregion für andere Unternehmen nutzbar machen
- Auf diesem Weg wollen wir auch die Bevölkerung gezielt mitnehmen: so sind über Beteiligung in Speicherprojekten wesentliche effizientere und günstigere Lösungen möglich, als wenn sich jeder einen Akku in den Keller stellt
- Über innovative Projekte schaffen wir das Interesse nach innen und außen: sicher-erneuerbar-regional
- Wir entwickeln im Energiebereich das, was in der Landwirtschaft die Biobauern gegenüber der Agrarindustrie und Massentierhaltung ist
- Wir starten mit einer umfassenden Analyse der Machbarkeit als ersten Schritt für die Umsetzung – und schon im ersten Treffen wurden neue Ansätze deutlich, die über das beschriebene Projekt hinausweisen und so den Weg zur europäischen Vorzeigeregion weiter stärken

3 Hintergrund und Idee für das Projekt

Regionale Energiesouveränität ist das Kernkonzept einer sicheren und resilienten Energieversorgung der Zukunft. Nur wenn die Energiegrundversorgung der Region soweit wie möglich durch erneuerbare Energiequellen aus der Region selbst sichergestellt wird, können die EU-Klima- und Energie-Ziele auch effektiv umgesetzt werden. Wird der notwendige Energieaustausch nach außen soweit wie technisch und wirtschaftlich sinnvoll und möglich minimiert, erhöht dies nicht nur die regionale Wertschöpfung, was gerade im ländlichen Raum zunehmend zum kritischen Erfolgsfaktor wird, sondern verringert gleichzeitig das Ausfallrisiko und die Abhängigkeit vom Ausbau der transeuropäischen Netze, die politisch vor allem in so kurzer Zeit ohnehin nur schwer umzusetzen sein werden.

Um einen hohen Sicherheitsanspruch im Energiesystem auch in Zukunft gewährleisten zu können wird zunehmend deutlich, dass stabile regionale Zellen notwendig sind. Diese sollten auf jeden Fall eine „hinreichende“ Grundversorgung für die jeweilige Region einlösen können, selbst wenn es im übergeordneten Netz zu Problemen kommt.

Damit steigt die Verantwortung auf regionaler Ebene und für eine Entlastung der vielfach ausgereizten überregionalen Netze. Murau setzt sich das Ziel genau dazu die Lösungen konkret aufzubauen und für andere als Living-Lab auch zugänglich machen. Das vorliegende Projekt stellt einen ersten konkreten Schritt in Richtung Living Lab dar.

Gleichzeitig ist die Region jene Ebene auf der einerseits genug technisches Potential und andererseits genug Nähe der Menschen vorhanden ist, damit sich wirkungsvolle Energy-Communities bilden können. Mit dem regionalen Ansatz wird die dafür, im Hintergrund notwendige, technische Kopplung auf der sozialen Ebene der Akteure greifbar und für die Menschen begreifbar. Das hier zu untersuchende umfassende Konzept des 5-stufigen virtuellen Bezirksspeichers wird gerade für diese zentrale europäische Forderung von Energy-Communities neue konkrete Ansatzpunkte bieten. Dies sowohl auf der inhaltlichen Ebene als auch durch die besondere Kombination der Partnerstruktur von Region und Energieversorger.

Um eine weitreichende regionale Energiesouveränität auf Basis erneuerbarer Energieträger effektiv erreichen zu können ist eine regionale Anpassung des verfügbaren Stromdargebots an den Verbrauch vorzunehmen.

Smarte Lösungen für diese Herausforderung werden sich dadurch auszeichnen, dass die Kunden wenig bis nichts davon merken, da Komforteinbußen nicht hingenommen werden. Lösungen die dies nicht berücksichtigen werden nur in der Theorie attraktiv bleiben.

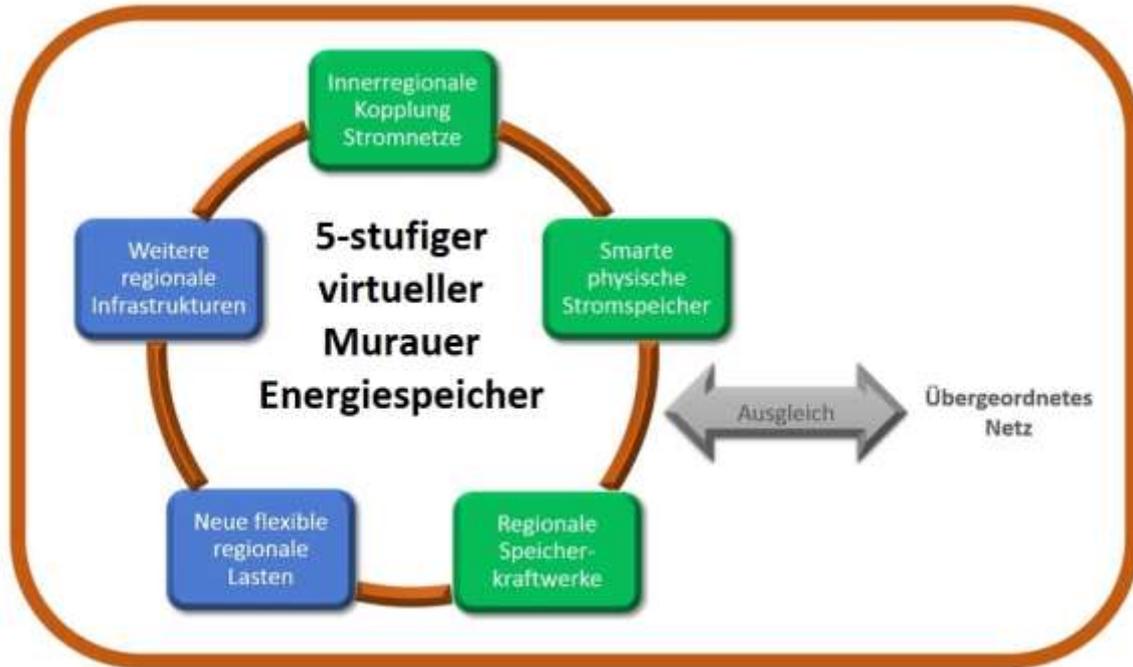
Der Ansatz dieses Projektes ist es daher, nicht so sehr auf etwas zu hoffen, was bei den gegebenen günstigen Energiekosten für die nächsten Jahre ohnehin nicht realisierbar werden wird, sondern regional praktisch verfügbar zu machende Lösungen smart zu koppeln. D.h. es wird zuerst das volle Spektrum der Maßnahmen aus einer *regionalen* Netz- und Erzeugersicht aller verfügbaren anderen regionalen Infrastrukturen wie z.B. Wärmenetze oder Kläranlagen und der unterschiedlichsten Glättungsmaßnahmen mittels physischer Speicher gesetzt und erst dann flexible Lasten beim Kunden adressiert. So wird schon vom Ansatz her ein hoher Nutzen bei hohem Komfort für die Menschen gewährleistet, was heute wohl einer der zentralsten Erfolgsfaktoren für den Durchbruch darstellt.

Um diesen Ansatz letztlich in allen Regionen realisieren zu können, wurde im Rahmen des Projektes dazu eine mehrstufige praxisorientierte Strategie für den regionalen Stromausgleich untersucht, bewertet und in ein Gesamtkonzept für eine zukünftige Umsetzung erstellt.

Kernelement ist der 5-stufige virtuelle Murauer Energiespeicher, der die Anpassung von Bedarf und Angebot in 5 Glättungsstufen wahrnimmt sodass, dass es

- keinen negativen Einfluss auf den Kunden hat,
- die regionale Energiesouveränität möglichst hoch wird
- und damit die regionale Wertschöpfung in der Region selbst maximiert wird – was gerade für ländliche Regionen zunehmend zur Überlebensfrage wird.

- Die 5 Glättungsstufen zur Realisierung der regionalen Energiesouveränität im Überblick

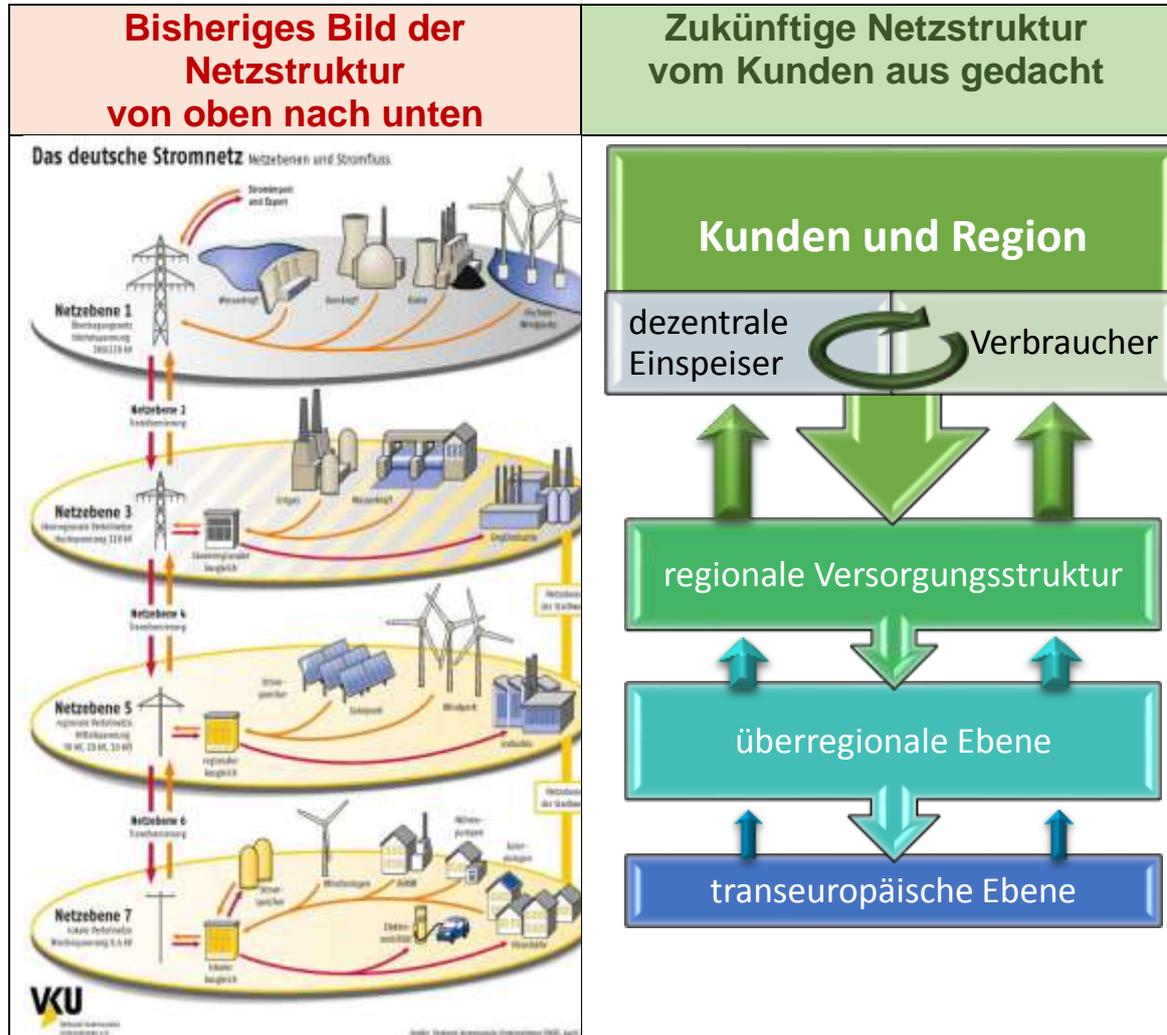


Glättungsstufe	Maßnahme
1	Kopplung der fünf Stromnetze der innerregionalen Energieversorger, um Erzeugung und Nutzung möglichst kleinräumig auszugleichen
2	Nutzung und Schaffung neuer smarter Speicherformen , sowohl im Schwarm wie auch physisch als Gemeinschaftsspeicher, um den Erneuerbaren Anteil weiter zu heben
3	Suche Standorte/Lösungen für regionale Speicherkraftwerke -die in eine zukünftig stärker auf die Leistung ausgerichteten Markt eine neue Rolle spielen können
4	Nutzung bestehender und Schaffung neuer regionaler flexibler Lasten , wobei hier sowohl neue Märkte wie die E-Mobilität gesehen werden als auch bestehende aber wenig genutzte Technologien wie die Wärmepumpe und vorhandene schaltbare Lasten
5	Kopplung mit der sonstigen stromverbrauchenden regionalen Infrastruktur , wie z.B. Wärmenetze, Biomasse-Heizkraftwerke oder Klärwerke, die auch stromseitig „geführt“ werden können

Erst im 6. Schritt wird dann der überregionale Ausgleich notwendig und damit das Energiesystem insgesamt resilienter und leichter durch dezentrale Lösungen darstellbar

Während meist nur bilanzielle Antworten auf die Umstellung auf Erneuerbare Energieträger gegeben werden, wurde durch dieses Projekt sichergestellt, dass alle verfügbaren Mittel ausgeschöpft werden um energetisch eine möglichst hohe Energiesouveränität zu erreichen. Letztlich ist dies eine zentrale Voraussetzung, um die Visionen einer Energiewende überhaupt umsetzen zu können!

Wenn in Zukunft die lokale Nutzung und Eigenversorgung stärker im Fokus steht, bedeutet dies in Zukunft auch eine ganz neue Sicht auf des Netz selbst. Die wurde auch im gegenständlichen Projekt mehr als sichtbar als die Frage der innerregionalen Kopplung diskutiert und simuliert wurde.



3.1 Das zugrundeliegende Zukunftsbild für die Region

Die Konkretisierung der Energievision Murau ist mehr als eine Richtschnur nach innen; sie macht konkret wie für andere Regionen im ländlichen Raum die Energiewende wieder zur Chance der regionalen Entwicklung werden kann! Die Murauer Energievision lautet:

Murau als *die* europäische Modellregion und das Energie-Living-Lab
für Energiesouveränität im ländlichen Raum
100% erneuerbar und energiesouverän - *Unabhängig mit der Kraft der Natur*

Die besondere Ausgangslage der Region für diese Vision

- Murau ist bereits in hohem Maße energiesouverän d.h. es existiert bereits eine hohe Eigenstrom- und Wärmeversorgung mit erneuerbaren Energieträgern – kleinregional sogar eine Exportsituation
- Murau hat kleine lokal und regional verankerte Energieversorgungsunternehmen und Netzbetreiber, die teilweise sowohl Wärme-, Strom- und auch Datennetze betreiben und das in enger Abstimmung mit der Region selbst – dadurch sind notwendige neue dezentrale Lösungen für die Energiezukunft (Winterpaket der EU) hier schon heute vorwegnehmbar
- Murau hat bereits viele weiterführende praktische Überlegungen in Richtung einer regionalen gemeinsamen Energiesouveränität getätigt (z.B. regionaler Netzverbund, Strom aus Biomasse, intelligente flexible Lasten) und mit der Gründung des Murauer Energiezentrums auch den Vorteil diese komplexeren Projekte durch ein erfahrenes und abgestimmtes Umsetzungskonsortium realisieren zu können
- Murau hat somit in Summe den Vorteil ein Role-Model für die Umsetzung der Unionsstrategie in ländlichen Regionen werden zu können - als Energie-Living-Lab für Energiesouveränität mit der Kraft der Natur

Grundstrategie

Mit den Möglichkeiten und Mittel der Region selbst wird ein klarer Weg für die Umsetzung der EU-Energiestrategie für die ländlichen Regionen aufgezeigt, umgesetzt und damit für andere Regionen praktisch zugänglich gemacht. Es werden die Chancen der erneuerbaren d.h. dezentral verfügbaren Energiequellen gemeinsam mit den neuen Möglichkeiten einer modernen Informationsgesellschaft gerade auch für die ländlichen Regionen aufgezeigt und optimal nutzbar gemacht.

Das ist der Kern der Murauer Energievision!

Die 3 Säulen der Murauer Energie-Strategie:

1. Murau setzt in der eigenen Region konsequent die Vision der weitgehenden Energiesouveränität mit der Kraft der Natur um, womit die Lösungen im 1:1 Maßstab auch besichtigt und getestet werden können
2. Murau wird zum Regionallabor für das EU-Energieziel 100% erneuerbar durch maximale regionale Energiesouveränität und entwickelt sich damit zum Regional-Living-Lab für regionale Energiesouveränität (mit dem KEM+ als Regionalpartner des AIT)
3. Murau baut damit das Kompetenzfeld zur Umsetzung der dafür notwendigen Lösungen für andere Regionen konsequent aus - mit dem Murauer Energiezentrum - MEZ wurde dazu der erste Schritt gesetzt



Die vier Entwicklungsachsen der Energie-Modellregion Murau

Die Energiezukunft wird von der regionalen Ebene heraus entwickelt – damit wird eine der notwendigen Voraussetzungen für den Umbau des Energiesystems als Living Lab für regionale Energiesouveränität geschaffen.

Gleichwertige Ziele sind dabei

- die maximale Entlastung der übergeordneten Systems und
- eine maximale Eigenverantwortung der Regionen
- 100% erneuerbar und energiesouverän

Murau zeigt als Energie-Living-Lab wie die Klima- und Energieziel der EU eine sichere Energiezukunft und eine Stärkung der Region ermöglichen und das aus eigener Kraft. Und darüber hinaus vermitteln wir anderen Regionen auch ganz praktisch wie sie dies bei sich umsetzen können.



3.2 Innovation und Vorbildcharakter

Das Projekt und die dahinter liegende Machbarkeitsanalyse waren so angelegt, dass die Ergebnisse nicht nur in der Region Schritt für Schritt umgesetzt werden können, sondern für andere Regionen zugreifbar sein sollen. Auch wenn aktuell viel über Speicherlösungen gesprochen wird, so sind diese meist isolierte Anlagen, die aus bestimmten Einzelinteressen heraus optimiert werden sollen. Hier ist der Anspruch ein klar regionaler: Die Optimierung und Bündelung aller sinnvoll verfügbaren Ansätze - eben die 5 Stufen - sollen so gekoppelt werden, dass die Region für sich maximale Energiesouveränität auf Basis erneuerbaren Stroms erreichen kann.

Das vorliegende Projekt ist in die große regionale Vision eingebettet und ein erster Schritt dazu: Das europäische Energie-Living Lab für regionale Energiesouveränität zu werden.

Es wurden dazu in der Region bereits viele Grundlagen geschaffen wie z.B. die erste energiesouveräne Brauerei, die Umstellung des 500 Meter höher gelegenen LKH auf Fernwärme, Black-Start fähiges Netz der Stadt Murau etc. Nun gilt es Schritt für Schritt weitere Maßnahmen, wie eben dieses Projekt in diese Richtung zu setzen. Die folgende Tabelle zeigt im Überblick alle Forschungs- und Entwicklungsaktivitäten der Region, die rund um das Thema Energie in weiterer Folge im Blick stehen sollen.

Damit hat das vorliegende Projekt selbst einen Vorbildcharakter und ist außerdem ein wesentlicher Baustein damit die Region als Ganzes in diesem Themenbereich den Vorbildcharakter ausbauen und somit Orientierung für andere KEM-Regionen bieten kann.

Die Klima- und Energie-Modellregion Murau – Das europäische Living Lab für regionale Energiesouveränität	
Die großen Entwicklungsachsen bis 2030	Die konkreten Themen/Projektanliegen
<p>100% integrierte regionale erneuerbare Energieversorgung und Energy-Communities</p>	<ul style="list-style-type: none"> ■ Neue Rolle der EVU in der regionalen Ausgleichs- und Speicherfrage ■ Smarte Lösungen für PV-Nutzung und Einspeisung: lokal-regional ■ Regional intelligente Maximierung der Eigenstromnutzung auf Basis erneuerbarer Energielösungen ■ Optimierung regionale Betriebsführung insb. Kleinwasserkraft und Heizkraftwerken bis hin zur regionalen Bilanzgruppe ■ Neue Lösungen für Biomassestrom aus regionalen Heizwerken ■ Nutzbarmachung der Beiträge von dezentralen Einspeisern (z.B. Photovoltaik) zur Netzstützung ■ Neue Modelle der Mikro-E-ÖV (wie z.B. Hinbringer-Rückbringer-Modell, autonomes Fahren) ■ Regionale Lösungen für Anlagen nach dem Ende der ÖMAG-Tarife ■ Integrierte (Bürger-)Beteiligungsprojekte auf regionaler Ebene (bis hin zu Genussmodellen)

Die Klima- und Energie-Modellregion Murau – Das europäische Living Lab für regionale Energiesouveränität	
Die großen Entwicklungsachsen bis 2030	Die konkreten Themen/Projektanliegen
	<ul style="list-style-type: none"> Entwicklung neuer E-Geräte als Teil einer Flexibilisierungsstrategie für den ländlichen Raum (wie z.B. Forst, Landwirtschaft, Bau)
100% regional integrierte Netze (Strom-Wärme-Daten)	<ul style="list-style-type: none"> Integrierte regionale Optimierung von Wärme-Strom-Daten Optimierung der regionalen Laststruktur: regionaler Lastausgleich und Netzverbund unter Berücksichtigung der individuellen Eigenverbrauchsoptimierung Neue Geschäftsmodelle für Biomasse Fernwärme (aufgrund der notwendigen Anpassungen durch Gebäudeleitlinie) Neue regionale Tarifmodelle zur Stärkung der regionalen Energiestrategien (bis hin zur Flatrate)
100% regionaler Ausgleich – regionale Speicher und Flexibilitäten	<ul style="list-style-type: none"> Virtuelle und physische regionale Speicher: Bezirksspeicher-Strategie Konzept der regionalen Bilanzgruppe Integrierte E-Mobilität im ländlichen Raum (Landwirtschaft, Baumaschinen, Tourismus, Bevölkerung) Biomasse HW (und andere Regionsverbraucher wie Klärwerke, Bäder) als flexible Last für PV-Strom und smarte Lösungen für den Sommerbetrieb (Power to Heat) Aufbau und Integration neuer flexibler regionaler Lasten (neben dem Bestand neue Lösungen auf Strombasis wie Sägen, Traktoren, oder Haushaltsgeräte mit Akkus)
Murau als das europäische Living-Lab für regionale Energiesouveränität	<ul style="list-style-type: none"> Aufbau als Living Lab für regionale Energiesouveränität (aus der Keimzelle KEM+ als reg. AIT) Aufbau als Alpbach der Energie (aus der Keimzelle Energie-Camp)