

# NEUE ENERGIEN 2020

Publizierbarer Endbericht

**Programmsteuerung:**

Klima- und Energiefonds

**Programmabwicklung:**

Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft mbH (FFG)

Endbericht

erstellt am

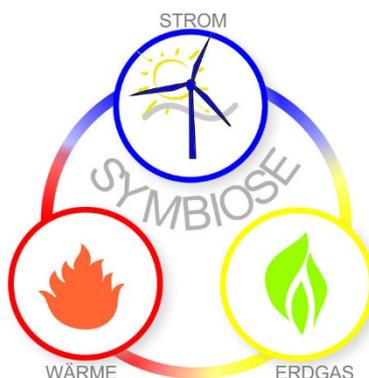
29/08/2014

Projekttitlel:

Symbiose

Systemübergreifende optimale dezentrale Hybridspeicher

Projektnummer: 834635



## Neue Energien 2020 - 5. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

Ausschreibung	5. Ausschreibung NEUE ENERGIEN 2020
Projektstart	01.04.2012
Projektende	30.06.2014
Gesamtprojektdauer (in Monaten)	27 Monate
ProjektnehmerIn (Institution)	Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe, Technische Universität Wien (kurz TU Wien, ESEA)
AnsprechpartnerIn	Univ. Prof. Dr.-Ing. Wolfgang Gawlik
Postadresse	Gußhausstr. 25, E370-1, 1040 Wien
Telefon	+43 (1) 58801 370111
Fax	+43 (1) 58801 370199
E-Mail	wolfgang.gawlik@tuwien.ac.at
Website	<a href="http://www.ea.tuwien.ac.at/projekte/symbiose/">www.ea.tuwien.ac.at/projekte/symbiose/</a>

# Symbiose

Systemübergreifende optimale dezentrale Hybridspeicher

**AutorInnen:**

Technische Universität Wien – Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe:

Univ.-Prof. Dr.-Ing. Wolfgang Gawlik  
DI Sabina Begluk  
DI Dr.techn. Martin Boxleitner  
DI Dr. techn. Christoph Groß  
DI Markus Heimberger, M.A.  
DI Christoph Maier  
DI Rainer Schlager

Technische Universität Wien – Institut für Energietechnik und Thermodynamik:

Ao.Univ.Prof. Dipl.-Ing. Dr.techn. Heimo Walter  
DI Michael Lauermann

ENRAG GmbH:

Dipl.-Ing. Mag. Dr.techn. Roland Eisl  
Karl-Wilhelm Schenzel, BSc

Vorarlberger Kraftwerke AG:

DI Werner Neyer  
DI Hannes Buzanich  
DI (FH) Johann Böckle  
DI (FH) Christian Eugster  
Stefan Hartmann, BA, MSc.

## Kurzfassung

Der weitere Ausbau regenerativer Erzeuger ist unumgänglich für die Erreichung der „2020 Ziele“ in Österreich. Bei den auszubauenden regenerativen "Erzeugungstechnologien" handelt es sich vorwiegend um Windkraft, Photovoltaik, Biomasse und auch Kleinwasserkraft. Diese Technologien sind jedoch gekennzeichnet durch ihre ausgeprägte Volatilität in der Energieaufbringung und ihre nur bedingte Steuerbarkeit. Geringe Volllaststunden bedingen zudem hohe installierte Leistungen, um vergleichbare Energiemengen konventioneller Kraftwerke bereitstellen zu können. Dies führt die bestehenden elektrischen Netze an ihre Leistungsgrenzen. Hieraus folgte die Idee des Forschungsprojekts Symbiose. Im Projekt Symbiose wurde untersucht, ob durch dezentrale Speicher und der Kopplung existierender Energieinfrastrukturen, neue Speicherpotentiale erschlossen werden können, um übergeordnete Netzstrukturen zu entlasten und die massive Einbindung von regenerativen Erzeugungsanlagen im Verteilnetz zu unterstützen. Im Rahmen der Beantwortung dieser zentralen Fragestellung wurden zusätzlich die Auswirkungen auf den Netzbetrieb durch den optimierten Speichereinsatz bestimmt. Basierend auf diesen Aspekten die wurden für die Vervollständigung der Aussagen die erzielbaren Verbesserungspotenziale (CO<sub>2</sub> und Energieimportabhängigkeit) durch eine flächendeckende Anwendung der regionalen Optimierungsergebnisse ermittelt.

Für die Beantwortung der Fragestellungen wurden zwei Modellregionen ausgewählt (Stadt, Land) und die regenerativen Potentiale der Modellregion bestimmt. Die notwendigen Energienetze, Speicher- und Umwandlungstechnologien wurden in einem linearen Optimierungsmodell abgebildet. Die Anwendung des Optimierungsmodells hatte vier verschiedene Stakeholdersichten (Netzbetreiber-technische Sicht, Haushalt-ökonomische Sicht, Gemeinde-ökonomische Sicht und bezugsminimale Gemeinde/CO<sub>2</sub> optimale Sicht) angesprochen und für diese die ideale Speichergröße, -technologie, -verortung und -bewirtschaftung bestimmt.

Das Forschungsprojekt zeigt, dass die massive Integration von erneuerbaren Erzeugern in Mittel- und Niederspannungsnetze nur mit zusätzlichen Maßnahmen möglich ist. Die Optimierungsergebnisse ergeben, dass in der urbanen Modellregion die Leitungsbelastung und in der ruralen Modellregion die Einhaltung des Spannungsbandes die entscheidende technische Grenze im Netz darstellen. Dementsprechend werden in beiden Regionen Speicher benötigt, um die bestehende Netze sicher betreiben zu können. Dabei sind die Interessen der Netzbetreiber, der Haushalte und der Gemeinde nicht konkurrierend sondern haben positive Effekte für alle Stakeholder. Dies spiegelte sich in einer ähnlichen Dimensionierung der Speicher wieder. In beiden Regionen werden vorwiegend dezentrale Kurzzeitspeicher (Blei-Säure-, Lithium-Ionen-Batterien) eingesetzt. Einzig die Realisierung einer bezugsminimalen Gemeinde bewirkt hier eine stark veränderte Speichergröße, Speicherverteilung und Speicherbewirtschaftung.

Durch koordinierte Regelstrategien (Blindleistungsregelung) von Netzen mit massiven dezentralen Erzeugern kann der dezentrale Speicherbedarf weiter reduziert, aber nicht vollkommen ersetzt werden. Die Kopplung dezentraler paralleler Energiesysteme erhöht die Energieautonomie und den Eigenverbrauchsgrad einer Region stark. Die Abregelung einer relativ geringen Energiemenge des

regenerativen Dargebots (ca. 4-5%) in der betrachteten ruralen Modellregion reduziert den Bedarf an dezentralen Speichern sehr deutlich (85-97%).

Wenn die drei Stakeholder Netzbetreiber, Haushalt und Gemeinde hochskaliert auf ganz Österreich betrachtet werden, dann zeigt sich, ein doppelt so großer Leistungspotential der dezentralen Speicher verglichen mit dem reversiblen Pumpspeicherpotential von 4.800 MW [1]. Energetisch benötigen die drei Stakeholder etwa ein Siebtel des reversiblen Pumpspeicherpotentials von 140.000 MWh [1]. Die CO<sub>2</sub> Einsparungen erreichen für diese Szenarien rund 17%. Wenn der bezugsminimale Fall herangezogen wird, ergibt sich Speicherleistungsbedarf der das 27-Fache des reversiblen Potentials beträgt, es lassen sich jedoch CO<sub>2</sub> Einsparungen von 62%, erreichen. Zusätzlich zeigt sich, dass Verbundnetze und zentrale Erzeugungseinheiten immer noch für den saisonalen Ausgleich notwendig sind. Bei der Hochrechnung ist zu beachten, dass sich die Aussagen nur aufgrund der Modellregionen ableiten, Großverbraucher (Stahlindustrie, Papierindustrie, usw.) sowie zentrale Kraftwerke (Lauf- und Speicherkraftwerke) wurden hierbei nicht berücksichtigt.

## Abstract

The further expansion of renewable energy units is essential for the achievement of the Austrian “2020 Targets”. Biomass, photovoltaic, wind and small hydro power plants are those renewable power generators. Renewable generation units increase the volatility of electricity production and are only conditionally controllable. Low full load hours require high generation capacities in order to produce the same amount of energy as conventional power plants. These mentioned aspects drive the existing electrical grid to its limits. Therefore the research project “Symbiose” was conceived. The idea of the project “Symbiose” was to examine whether the integration of decentralized storage technologies and decentralized coupling of existing energy supply infrastructures can obtain new storage potentials in order to assist the massive integration of regenerative producers and unload higher-level grid structures and units. In addition to this main project idea also the impact of the optimal storage operation on the electrical grid operation was identified. Further on, the potentials of CO<sub>2</sub> emission reduction and energy import dependency for Austria were calculated by upscaling the regional results for an area-wide approach, in order to complete the statements of the project.

Therefore two model regions (rural and urban) were selected and the regenerative potentials of the model regions were calculated. Next, the required energy networks, storage and conversion technologies were implemented in a linear optimization model. The optimization model comprised interests (perceptions) of four different stakeholders (grid operator-technical perception, household-economical perception, community-economical perception and community with minimal energy supply /CO<sub>2</sub> optimal perception). The ideal storage dimension, storage technology, storage position and storage operation were identified for all four stakeholders.

The researcher project shows that massive integration of regenerative generation units in the middle and lower voltage grid is just possible with additional measures. The optimization results showed that the loading of lines in the urban model region and ensuring the allowed voltage band in the rural model region are crucial electrical network limitations. Therefore storage technologies were installed in both model regions in order to enable a secure grid operation. An interesting fact was that the interests of the network operator, household and community were not completing with each other. In fact, they had positive impact on all stakeholders. This was especially visible in the similar storage capacity. In both model regions the preferred storage technologies were decentralized short-term storages (lead acid and lithium ion batteries). Only the stakeholder community with minimal energy supply demonstrated completely different storage capacities, storage operation and storage positioning.

If coordinated reactive power control is applied in power grids with high integration of decentralized generation, the storage demand can be further reduced, though not completely replaced.

The decentralized coupling of the existing energy supply infrastructures raises the energy autonomy and the self-consumption of a model region. A tremendous reduction of decentralized storage demand (85%-97%) in the chosen rural model region can be achieved by cutting off just a small quantity of regenerative energy production (4-5%).

The upscale optimization results of the three stakeholders network operator, household and community for Austria show a storage power level that corresponds twice the potential power level of reversible pumped storage technologies (4.800 MW [1]). If energy values are compared, then about one-seventh of the reversible pumped storage potential that is 140.000 MWh was needed by the three stakeholders [1]. The CO<sub>2</sub> savings reach about 17% for these scenarios. Looking on the community with minimal energy supply, the storage power demand represents 27-times higher storage demand than the reversible pumped storage potential is. In this case a 62% reduction of the CO<sub>2</sub> emissions can be reached. On the other hand interconnected networks and central power generation were still necessary for the seasonal balancing. It has to be noted that for the upscale results the statements are derived only based on the model regions, large consumers (steel industry, paper industry, etc.) and central power stations (run-of-river- and storage power plants) were not considered.

## Inhaltsverzeichnis

Kurzfassung .....	4
Abstract.....	6
Inhaltsverzeichnis.....	8
1 Einleitung.....	13
1.1 Zielsetzungen und Schwerpunkte des Projektes .....	14
1.2 Aufbau und Methodik des Projektes .....	15
1.3 Einordnung in das Programm.....	16
2 Inhaltliche Darstellung.....	17
2.1 Modellregionen und Netzstrukturen.....	17
2.1.1 Elektrisches Netz .....	18
2.1.1.1 Allgemein .....	18
2.1.1.2 Netzparameter .....	18
2.1.1.3 Netzreduktion.....	20
2.1.1.4 Verbrauch .....	20
2.1.1.5 Bestehende Einspeisung.....	22
2.1.2 Gasnetz.....	23
2.1.2.1 Methodik und Datenbasis.....	23
2.1.2.2 Ergebnisse .....	23
2.1.3 Thermisches Netz .....	23
2.1.3.1 Topologie .....	23
2.1.3.2 Methodik und Datenbasis.....	25
2.1.3.3 Ergebnisse .....	26
2.2 Potenziale der regenerativen Einspeisetechnologien in den Modellregionen.....	27

# Neue Energien 2020 - 5. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

2.2.1	Photovoltaik.....	27
2.2.1.1	Methodik und Datenbasis.....	27
2.2.1.2	Ergebnisse.....	31
2.2.2	Wind.....	32
2.2.2.1	Methodik und Datenbasis.....	32
2.2.2.2	Ergebnisse.....	33
2.2.3	Biomasse.....	33
2.2.3.1	Methodik und Datenbasis.....	34
2.2.3.2	Ergebnisse.....	34
2.2.4	Zusammenfassung.....	35
2.3	Speicher- und Umwandlungstechnologien.....	37
2.3.1	Methodische Vorgangsweise.....	38
2.3.2	Elektrochemische Energiespeicher.....	39
2.3.2.1	Blei-Säure-Batterie.....	40
2.3.2.2	Lithium-Ionen Batterie.....	44
2.3.2.3	Redox-Flow Batterie (Vanadium-Redox-Flow Batterie).....	47
2.3.2.4	Elektrolyse/Wasserstoffspeicher/Brennstoffzelle.....	51
2.3.2.5	Methanisierung.....	60
2.3.3	Mechanische Energiespeicher.....	65
2.3.3.1	Pumpspeicher.....	65
2.3.3.2	Druckluftspeicherung.....	68
2.3.4	Thermische Energiespeicher.....	75
2.3.4.1	Thermopotentialspeicher.....	75
2.3.4.2	Sensible Wärmespeicher.....	77

2.3.4.3	Latentwärmespeicher .....	82
2.3.4.4	Thermochemische Speicher.....	82
2.3.5	Speicherkosten für das Optimierungsmodell .....	85
2.3.6	Anforderungen an die Infrastrukturen zur Koppelung paralleler Energienetze .....	86
2.4	Optimierungsmodell .....	90
2.4.1	Zeitraum.....	91
2.4.1.1	Allgemein .....	91
2.4.1.2	Speicherbewirtschaftung Kurzeitspeicher.....	94
2.4.2	Speicher und Umwandlungstechnologien.....	96
2.4.2.1	Speicher.....	96
2.4.2.2	Power-to-Gas .....	98
2.4.2.3	Wärmepumpen.....	100
2.4.2.4	Vordefinierte Speicher und Umwandlungstechnologienanordnung.....	100
2.4.3	Abregelung.....	101
2.4.4	Lastflussrechnung (elektrisch).....	102
2.4.5	Netzverluste .....	103
2.4.5.1	Elektrisch .....	103
2.4.5.2	Thermisch .....	106
2.4.6	Spannungsband (elektrisch).....	107
2.4.7	Leistungsbegrenzung des Ortsnetztransformators (elektrisch) .....	108
2.4.8	Import – Export.....	108
2.4.9	Zielfunktion.....	109
2.5	Optimale Dimensionierung, Anordnung und Betriebsführung von Speichern.....	113
2.5.1	Urbane Modellregion .....	114

2.5.1.1	Ausgangssituation .....	114
2.5.1.2	Optimierungsszenarien .....	115
2.5.2	Rurale Modellregion .....	136
2.5.2.1	Ausgangssituation .....	136
2.5.2.2	Optimierungsszenarien .....	136
2.5.3	Kontrolle der Netzzustände .....	166
2.5.3.1	Rurale Modellregion .....	166
2.5.3.2	Urbane Modellregion .....	168
2.6	Verifizierung der Speicherbewirtschaftung .....	169
2.6.1	Elektrische Speicher.....	170
2.6.1.1	Blei-Säure-Batterie .....	170
2.6.1.2	Lithium-Ionen Batterie .....	176
2.6.1.3	Redox-Fow-Batterie .....	179
2.6.2	Power-to-Gas Prozesse .....	183
2.6.2.1	Modellbeschreibung .....	183
2.6.2.2	Elektrolyseprozess .....	184
2.6.2.3	Speicherung von Wasserstoff.....	186
2.6.2.4	Methanisierung.....	187
2.6.2.5	Ergebnisse und Schlussfolgerungen .....	187
2.6.3	Thermische Speicher .....	192
2.6.3.1	Latentwärmespeicher .....	192
2.6.3.2	Warmwasserspeicher.....	201
2.7	Nachhaltiges Österreich .....	208
2.7.1	Stromnetzstruktur in Österreich.....	208

2.7.2	Die Gasnetzstruktur in Österreich.....	212
2.7.2.1	Der rechtliche Rahmen und die daraus entstehenden Institutionen und Akteure .....	212
2.7.2.2	Das Gasleitungsnetz in Österreich .....	214
2.7.2.3	Netzanschluss und Einspeisebedingungen .....	219
2.7.2.4	Gasspeicheranlagen in Österreich .....	223
2.7.2.5	Übersicht über die aktuell vorhandene Gasspeicherinfrastruktur in Österreich .....	223
2.7.3	Wärmenetzstruktur in Österreich .....	226
2.7.4	Hochrechnungsfaktoren .....	228
2.7.5	Szenarien.....	230
2.7.6	Speicherleistung.....	230
2.7.7	Speicherenergie .....	231
2.7.8	CO <sub>2</sub> -Emissionen.....	232
2.7.9	Importabhängigkeit von fossilen Energieträgern.....	234
2.7.10	Auswirkungen auf das Übertragungsnetz .....	235
3	Ergebnisse und Schlussfolgerungen .....	239
4	Ausblick und Empfehlungen.....	243
5	Literaturverzeichnis.....	244
6	Anhang .....	256
7	Kontaktdaten.....	259

## 1 Einleitung

Die weltweit steigende Energienachfrage, sowie die Begrenztheit der fossilen Ressourcen gekoppelt mit dem Ausstoß von Treibhausgasen und Importabhängigkeiten führen zu immer weiter steigenden Energiepreisen, beschleunigen den Klimawandel und erhöhen die Versorgungsunsicherheit.

Ein möglicher Ausweg ist der Übergang hin zu einer regenerativen (üblicherweise v.a. dezentralen) Erzeugung, wie z.B. mit Photovoltaik und Windkraft zusätzlich zur Nutzung der Wasserkraft. Diese Technologien sind jedoch gekennzeichnet durch ihre ausgeprägte Volatilität und ihre nur bedingte Steuerbarkeit. Um dennoch den ständigen Erzeugungs-Last-Ausgleich sicherzustellen, welcher für den stabilen Netzbetrieb eine Grundvoraussetzung ist, sind Speicher das Mittel zur Bilanzierung. Sie können bei Übererzeugung Energie aus dem Netz entnehmen und zu Zeitpunkten des Verbrauchsüberschusses wieder abgeben.

Zudem sind aufgrund der geringen Volllaststundenzahlen dezentraler regenerativer Erzeuger sehr hohe installierte Leistungen der Erzeugung notwendig, um vergleichbare Energiemengen konventioneller Technologien (thermische Kraftwerke, etc.) ersetzen zu können. Dies kann die bestehenden Netze an Ihre Belastungsgrenzen bringen.

Vorangegangene Studien (ADRES [2], Super-4-Micro-Grid [1]) haben gezeigt, dass das Potenzial an zentralen Speichern (v.a. Pumpspeicher) nicht ausreicht, um den notwendigen Ausgleich zwischen Erzeugung und Verbrauch zu garantieren – weder im kurzfristigen (wegen zu geringer Leistung), noch im mittel- bis langfristigen (wegen mangelndem Energieinhalt) Zeitbereich. Ein Ausbau von elektrischen Übertragungsnetzen, welche großräumige Ausgleichs schaffen könnten, ist ebenfalls nur sehr schwer in die Realität umzusetzen und dauert viele Jahre.

Eine Möglichkeit, um den oben angeführten Problemen entgegenzutreten, ist es, den Erzeugungs-Last-Ausgleich möglichst dezentral durchzuführen, um so die zentralen Speicher zu entlasten und die Leitungen nicht zu überlasten.

Österreich verfügt, als Transitland für Erdgas, über ein sehr gut ausgebautes Gasnetz und an dieses Gasnetz angebunden, sehr große Speicher (Energieinhalt in der Größenordnung des jährlichen Strombedarfs in Österreich). Zudem sind die Gasnetze in weiten Bereichen auch bis in die Endkundenebene ausgebaut.

In Forschung und Entwicklung gibt es viele innovative Ansätze und Projekte, welche es erlauben, Strom in verschiedener Art und Weise (elektrochemische Speicher, stoffliche Speicher, etc.) zu speichern. Um den Anforderungen der Speicherung gerecht zu werden, und das bei gleichzeitiger Nutzung bestehender, paralleler Infrastrukturen wie,

- Stromnetz,
- Gasnetz,
- Wärmenetz

muss deren Kopplung eingehend analysiert werden. Nur durch die Nutzung unterschiedlicher Technologien kann eine nachhaltige Energieversorgung ermöglicht werden.

## 1.1 Zielsetzungen und Schwerpunkte des Projektes

- Dezentrale Hybridspeicher:
  - Ziel ist, zu zeigen, dass durch die Integration und Interaktion von dezentralen Speichern unterschiedlicher Technologien und verteilter Anordnung die Nachhaltigkeit in verteilten Netzen massiv erhöht werden kann.
  - Als Ergebnisse sollen konkrete technisch-topologische Speicherverteilungen für gegebene Modellregionen gefunden werden.
- Kopplung bestehender Infrastrukturen:
  - Ziel ist, zu zeigen, dass durch die Kopplung von bestehenden Infrastrukturen wie Strom-, Gas- und Wärmenetzen neue Potenziale für dezentrale Speicher erschlossen werden können. Damit ist es wiederum möglich die Integrationsdichten von erneuerbaren Erzeugungstechnologien in der unterlagerten Netzebene massiv zu steigern.
  - Als Ergebnisse sollen Abschätzungen für die Speicherfähigkeit sowie Synergieeffekte des gekoppelten Systems optimale Kopplungspunkte angegeben werden.
- Auswirkungen auf den Netzbetrieb:
  - Ziel ist, zu zeigen, wie sich die Integration und der koordinierte Betrieb von dezentralen Speichern auf den Betrieb der Netze auswirken.
  - Als Ergebnisse sollen die ermittelten, geänderten Betriebsweisen dargestellt und Maßnahmen zur weiterhin sicheren Betriebsführung erstellt werden.
- Interaktion und Betriebsführung von Speichern:
  - Ziel ist, zu zeigen, welche Möglichkeiten und Technologien angewendet werden müssen, um einen koordinierten Parallelbetrieb der unterschiedlichen Bestandteile des Hybridspeichersystems zu gewährleisten.
  - Als Ergebnis sollen Steuerungskonzepte (zentral, dezentral) hinsichtlich ihrer Eignung, sowie ihrer Vor- und Nachteile in Bezug auf die konkrete Anwendung bewertet werden.
- Skalierung der Problemstellung
  - Ziel ist, zu zeigen, welche Möglichkeiten und Potenziale durch eine flächenhafte Anwendung des modellhaft gezeigten technologischen Ansatzes auf Österreich möglich sind.
  - Als Ergebnis sollen die Potenziale und Synergieeffekte einer flächendeckenden Nutzung von dezentralen Speichern bei gleichzeitiger Kopplung paralleler Infrastrukturen angegeben werden.

### 1.2 Aufbau und Methodik des Projektes

Die Basis für die durchgeführten Analysen und Optimierungen stellt die Auswahl von repräsentativen Modellregionen dar (Stadt, Land), welche über die notwendigen Infrastrukturen (Strom-, Gas- und/oder Wärmenetze) verfügen. Für diese Regionen werden Verbräuche (elektrisch, thermisch), Erzeugungen (dezentral, regenerativ), Netztopologien sowie Potenziale und Konzepte für die Integration erneuerbarer Erzeugungstechnologien erhoben. Des Weiteren wurden Überschneidungspunkte der Infrastrukturen ermittelt, welche für die spätere, optimale Speicherpositionierung dienlich sind.

Auf diesen Ergebnissen aufsetzend erfolgt die Abstraktion und Abbildung der Regionen (Netze, Verbraucher, Erzeuger, Kopplungen) auf digitale Modelle mit Hilfe entsprechender Softwaretools zu Netzplanung, -berechnung und -optimierung (MATLAB®, GAMS, PSS®SINCAL). Für die Kopplung der parallelen Infrastrukturen wurden die Kopplungseinheiten auf Basis von Recherchen ebenfalls modelliert. Dabei werden Wirkungsgrade, Selbstentladungseffekte, Skaleneffekte, etc. berücksichtigt.

Unter Zuhilfenahme von skalierbaren Zeitreihen der nachhaltigen Erzeugung und definierten Ausbauszenarien der regenerativen Einspeiser in den betrachteten Netzgebieten wird der notwendige elektrische Speicherbedarf ermittelt. Dies erfolgt unter Anwendung eines zweiseitigen Ansatzes, der sowohl die leistungsmäßigen Einschränkungen durch das Stromnetz (Top-Down) als auch die notwendigen Maßnahmen zur ausgeglichenen, energetischen Bilanzierung innerhalb der Region ermöglicht (Bottom-Up).

Durch die Kopplung der Infrastrukturen und die Implementierung der betrachteten Speicher- und Umwandlungstechnologien wird eine technologisch-topologische Optimierung durchgeführt. Im Rahmen dieser Optimierung wurden

- die geeigneten Technologien
- an den geeigneten Standorten und
- in der geeigneten Größe (Leistung und Energieinhalt)

ermittelt. Es sind dabei verschiedene Zielfunktionen (Kosten, CO<sub>2</sub>-Minimierung, Maximierung der lokalen Wertschöpfung der Energieaufbringung, etc.) unterstellt worden.

Unter Zuhilfenahme von Zeitreihen- und Lastflussanalysen wurden die Auswirkungen der Integration von verteilten Hybridspeichern auf den Netzbetrieb analysiert. Auf dieser Grundlage wurden innovative Ansätze im Expertengremium entwickelt, welche auch zukünftig einen sicheren und zuverlässigen Netzbetrieb gewährleisten.

Auf Basis von Expertengesprächen und technischen Analysen wurden verschiedene Möglichkeiten der Einflussnahme (zentral vs. dezentral) auf verteilten Systemen gegenübergestellt.

Die Skalierung der, in Modellregionen gezeigten, Erkenntnisse auf die Dimension von Österreich wurde durch großflächige Strukturanalysen der bestehenden Infrastrukturen durchgeführt. Diese Strukturen

wurden in Kategorien, welche sich an der Wahl der Modellregionen orientieren, gegliedert. Damit können vielfältige Potenziale (CO<sub>2</sub>-Minderung, etc.) und Synergieeffekte der Infrastrukturkopplung für Österreich hochgerechnet werden.

## 1.3 Einordnung in das Programm

Das industrielle Forschungsprojekt Symbiose orientiert sich an den drei grundlegenden Ausrichtungen des Forschungs- und Technologieprogramms „Neue Energien 2020“ (5. Ausschreibung) wie folgt:

**Schwerpunkt:** „Smart Energy Forschung und Entwicklung“

**Subschwerpunkt 1:** „Netze und Systemintegration“ (1.1)

Um massiv dezentrale Erzeugungstechnologien in bestehende Netze integrieren zu können, bedarf es innovativer Ideen. Neben Netzausbau (soziale Verträglichkeit und Realisierungsdauer sind hier wesentliche Hemmnisse) und steuernden Maßnahmen (Abregelung von regenerativen Einheiten, Eingriffe in den Netzbetrieb, etc.) stellt die dezentrale Energiespeicherung einen sehr effektiven Lösungsansatz dar. Neben klassischen Stromspeichern (z.B. Akkumulatoren) sollen in diesem Projekt, durch die Kopplung des Stromnetzes mit dem Wärme- und dem Gasnetz, weitere, sehr wesentliche Speicherpotenziale erschlossen werden. Damit soll die massive Integration von erneuerbaren, dezentralen Erzeugern ohne Netzverstärkungen oder dem Verwerfen von überschüssigen Energien ermöglicht werden.

**Subschwerpunkt 2:** „Smart Grids-Modellregionen“ (1.2)

Hier liegt der Schwerpunkt des Projektes auf der Modellierung der dezentralen Speicher und der parallelen Netzinfrastrukturen (Strom, Gas, Wärme). Durch die Kopplung dieser Systeme wird die Ausnutzung von Synergieeffekten ermöglicht. So soll überschüssige elektrische Energie mitunter in anderen Formen gespeichert und zu späteren Zeitpunkten und/oder an anderen Orten (Gastransport) nutzbar gemacht werden (z.B. Mikro-KWK-Anlagen in Haushalten mit Strom- oder Wärmeführung, gasbetriebene Fahrzeuge, zeitversetzter Wärmebedarf, etc.)

**Subschwerpunkt 3:** „Speichertechnologien“ (1.3)

Im Bereich der Speichertechnologien sollen im vorliegenden Projekt verschiedenste Möglichkeiten (elektrochemisch, chemisch, thermisch) betrachtet und optimal in Technologie und Positionierung (Netzebene, Knotenpunkte zu anderen Infrastrukturen, etc.) kombiniert werden. Für den jeweiligen Einsatzzweck (Zeitbereich der Speicherung, Leistung, Energieinhalt, etc.) sollen optimale Lösungen ermittelt werden. Dabei liegt der Fokus auch auf der Betriebsführung dieser Speicher. Nur durch ein koordiniertes Verhalten aller eingesetzten Einheiten kann ein sicherer und stabiler Systembetrieb gewährleistet werden.

## 2 Inhaltliche Darstellung

Im Projekt Symbiose werden durch die dezentrale Kopplung bestehender, paralleler Infrastrukturen (Strom-, Gas-, Wärmenetze) neue Potenziale und Möglichkeiten für dezentrale Speicher und Umwandlungstechnologien erschlossen. In repräsentativen Modellregionen werden optimale Positionen, Technologien und Dimensionen der Hybridspeicher im Energiesystem ermittelt und deren Einfluss auf den Betrieb der Netze analysiert.

In den nachfolgenden Kapiteln werden die dafür notwendigen Arbeitsschritte, die gewählten Methoden und die resultierenden Ergebnisse detailliert beschrieben.

### 2.1 Modellregionen und Netzstrukturen

Ein wichtiges Kriterium für die Auswahl der Modellregionen ist, dass sie unterschiedliche Siedlungsstrukturen (städtisch, ländlich) und die damit verbundenen Versorgungsinfrastrukturen repräsentieren. Die Auswahl soll eine spätere Skalierbarkeit auf größere Versorgungsgebiete ermöglichen, um hiermit Aussagen bezüglich der Auswirkungen und Effekte einer optimierten, dezentralen Speicherimplementierung und Kopplung unterschiedlicher Versorgungsinfrastrukturen treffen zu können.

Die Auswahl der Modellregionen wurde gemeinsam mit den hierfür relevanten Projektpartner, der Vorarlberger Energienetze GmbH, durchgeführt. Wie in Abbildung 1 ersichtlich ist, befinden sich die beiden Regionen in Vorarlberg. Wobei jeweils eine repräsentative ländliche und städtische Modellregion festgelegt wurde, die folgende Anforderungen bestmöglich erfüllen.



Abbildung 1: Territoriale Positionierung der Modellregionen<sup>1</sup>, Stadt und Land

---

<sup>1</sup> Aufgrund von Datenschutzgründen kann keine genauere Ortsangabe bezüglich der ausgewählten Modellregion gemacht werden.

Kriterien für die Auswahl der Modellregionen:

- Vorhandensein einer repräsentativen elektrischen Versorgungsinfrastruktur
- Repräsentative Infrastrukturtopologien (wie elektrisches, Gas und thermisches Versorgungssystem) für ein ländliches und ein städtisches Versorgungsgebiet
- Für die jeweilige Modellregion typische Potentiale erneuerbarer Energieträger
- Bereits bestehende bzw. zukünftige Ausbaufähigkeit paralleler Infrastrukturen
- Messwerte von Verbraucherlastprofilen
- Messwerte von Erzeugungsprofilen bereits bestehender Erzeugungseinheiten

Gemeinsam mit den Vorarlberger Energienetze GmbH wurde jeweils eine repräsentative ländliche und städtische Modellregion ausgewählt. Für diese Modellregionen wurden uns von den Projektpartnern sämtliche hierfür relevanten Daten in anonymisierter Form zu Verfügung gestellt. Die detaillierte Beschreibung der Modellregion und dazugehörige Kennwerte (Verbrauch, Erzeugung, Netzparameter,...) sind in den folgenden Teilen beschrieben.

## **2.1.1 Elektrisches Netz**

### **2.1.1.1 Allgemein**

Für die ausgewählten Modellregionen wurden uns vom Projektpartner, der Vorarlberger Energienetze GmbH, sämtliche relevanten Netzparameter (Leistungsdaten, Topologie,...) zu Verfügung gestellt. Hierbei handelt es sich um reale Versorgungsgebiete, deren Daten uns in anonymisierter Form zu Verfügung gestellt wurden.

### **2.1.1.2 Netzparameter**

Das ländliche Netz wird mit einer Betriebsspannung von 27,4 kV betrieben. In Abbildung 2 ist die Netztopologie des elektrischen Versorgungssystems der ländlichen Modellregion dargestellt. Die rote Ellipse stellt den Koppelpunkt mit dem Gas-System bezüglich Power-to-Gas dar, dieser Punkt befindet sich am Slack-Knoten des elektrischen Systems. Die Modellregion wird mittels 3 Strängen von einem 110 kV/27 kV-Umspannwerk versorgt. Im Netz befinden sich 94 Übergabestellen (Knoten), welche von der MS-Netzebene in die NS-Netzebene, bei derzeitiger typischer Belastungssituationen, einspeisen. Zukünftig, bei starker Integration dezentraler Erzeugungseinheiten, kann sich diese Situation zeitweise verändern und eine Lastflussumkehr erfolgen, sodass von den NS-Netzen ins MS-Netz eingespeist werden kann. Über diese Übergabestellen werden die einzelnen Siedlungen (bis auf wenige Ausnahmen (Großabnehmer)) in der Modellregion versorgt. Die thermischen Grenzströme der Kabel- bzw. Freileitungssysteme liegen zwischen 0,174 kA und 0,63 kA. Das bedeutet, dass die über die Leitungssysteme transportierbaren Scheinleistungen zwischen 8,2 MVA und 29,8 MVA liegen.

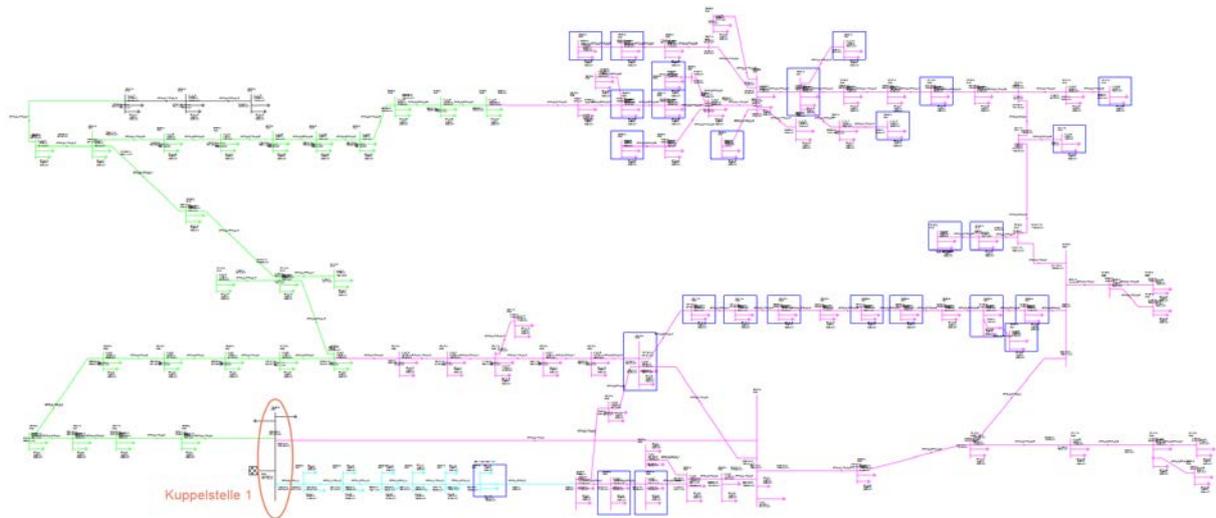


Abbildung 2: Netztopologie des elektrischen Versorgungssystems der ländlichen Modellregion

In Tabelle 1 sind die wichtigsten Eckdaten des ländlichen, elektrischen Versorgungssystems zusammengefasst dargestellt.

Tabelle 1: Eckdaten des ländlichen, elektrischen Versorgungssystems

Betriebsspannung	MS/NS Übergabeknoten	Anzahl MS-Stränge	Last in der EVU-Grundlastflusssituation	Anzahl der Leitungen
[kV]	[Anzahl]	[Anzahl]	[MW]	[Anzahl]
27,4	94	3	15,9	106

Das städtische Netz wird mit einer Betriebsspannung von 10,7 kV betrieben. Abbildung 3 zeigt die Netztopologie des städtischen elektrischen Versorgungssystems. Auch hierbei sind mit Ellipsen wieder die Kopplungen zwischen Strom- und Gas-System dargestellt. In dieser Region sind jedoch Power-to-Gas-Kopplungen an drei Punkten möglich, wieder am Slack und an zwei Strängen im MS-Netz. Die Modellregion wird mittels 7 Strängen, welche von einem 110 kV/10,7 kV Umspannwerk gespeist werden, versorgt. Im Netz befinden sich 66 Übergabestellen (Knoten), welche von der MS-Netzebene in die NS-Netzebene einspeisen. Auch im städtischen Bereich ist es denkbar, dass bei einer starken Integration dezentraler Erzeugungseinheiten, eine Lastflussumkehr zu bestimmten Zeiten eintritt. Die thermischen Grenzströme der Kabelsysteme liegen zwischen 0,13 kA und 0,42 kA. Das bedeutet, dass die über die Leitungssysteme transportierbaren Scheinleistungen zwischen 2,4 MVA und 7,8 MVA liegen.

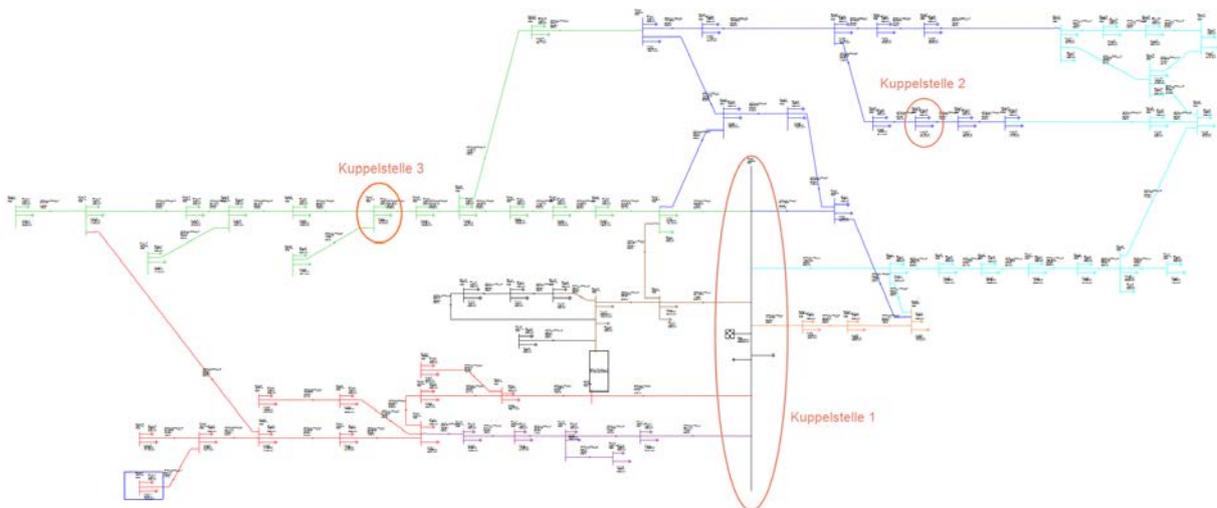


Abbildung 3: Netztopologie des elektrischen Versorgungssystems der städtischen Modellregion

In Tabelle 2 sind die wichtigsten Eckdaten des städtischen Versorgungsgebietes dargestellt.

Tabelle 2: Eckdaten des städtischen, elektrischen Versorgungssystems

Betriebsspannung	MS/NS Übergabeknoten	Anzahl MS-Stränge	Last in der EVU-Grundlastflusssituation	Anzahl der Leitungen
[kV]	[Anzahl]	[Anzahl]	[MW]	[Anzahl]
10,7	66	7	13,6	78

### 2.1.1.3 Netzreduktion

Aufgrund der Kombination einer großen Anzahl an Speichertechnologien die pro Knoten eingesetzt werden können und der hohen Knotenanzahl, konnten keine Optimierungen in einer sinnvollen Rechenzeit durchgeführt werden. Darum wurde eine Netzreduktion durchgeführt. Im Zuge dieser Reduktion wurde das Netz in ein Netz mit „extremere“ Eigenschaften überführt. Dahinter ist zu verstehen, dass alle Lasten und Einspeisungen in einem Strang immer an den letztmöglichen Punkt vor der nächsten Abzweigung gesetzt wurden. Dies hat den Grund, dass dadurch immer mehrere Knoten zu einem zusammengefasst werden konnten, welcher dann aus der Summenlast der anderen bestand. Durch die Gleichheit der normierten Last- und Erzeugungsprofile auf jedem Knoten pro Strang wurden somit lediglich die Leitungslängen vergrößert. Weiter wird durch diesen Ansatz garantiert, dass ein von der Optimierung vorgegebener Speicherausbau, auch nach bei einer Rückführung ins Ausgangsnetz zu einer Einhaltung aller technischen Limits führen würde.

Die Netze aus Abbildung 2 und Abbildung 3 wurden in eine Struktur wie in Abbildung 7 und Abbildung 8 ersichtlich ist übergeführt. Dadurch konnte die Knotenzahl am Land von 94 auf 22 und in der Stadt von 66 auf 27 reduziert werden.

### 2.1.1.4 Verbrauch

Für die Modellierung des Verbrauchs der Regionen wurden real gemessene Verbraucherlastgänge an den einzelnen Abgängen im Umspannwerk von der Vorarlberger Energienetze GmbH zu Verfügung

gestellt. Es wurden sowohl für das ländliche als auch städtische Versorgungsgebiet für jeweils drei repräsentative Wochen (Sommer, Übergangszeit und Winterwoche) die Lastgänge zu Verfügung gestellt.

Die Maximallast der ländlichen Modellregion beträgt 12,1 MW und tritt in der gelieferten Winterwoche auf. In Abbildung 4 sind die Summenlastgänge (alle 3 Stränge) für die drei Zeitbereiche dargestellt.

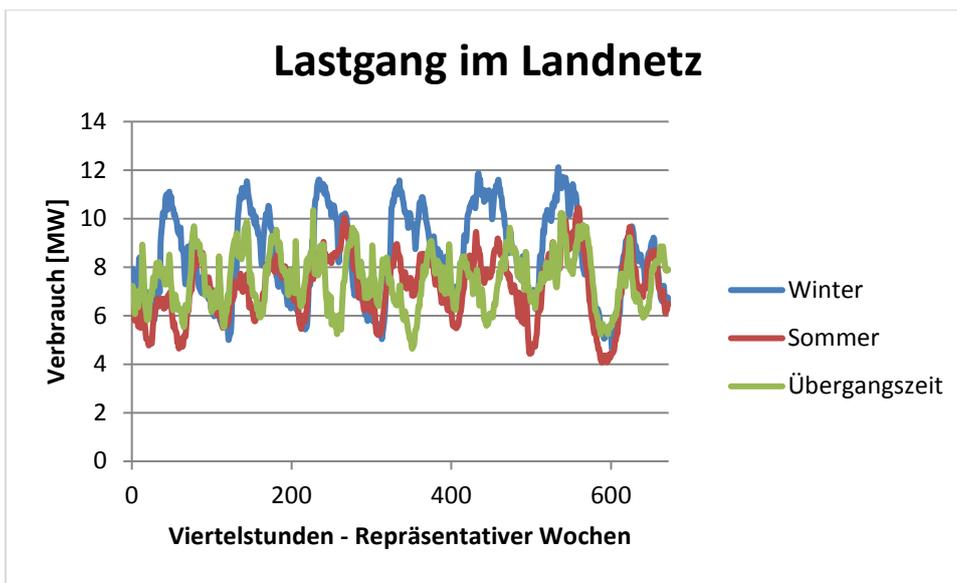


Abbildung 4: Lastgänge repräsentativer Wochen der ländlichen Modellregion im Viertelstundenintervall

In Abbildung 5 sind die Summenlastgänge (alle 7 Stränge) der repräsentativen Wochen für die städtische Modellregion im Viertelstundenintervall dargestellt. Die auftretende Maximallast dieser Wochen beträgt 17 MW und tritt in der Winterwoche auf.

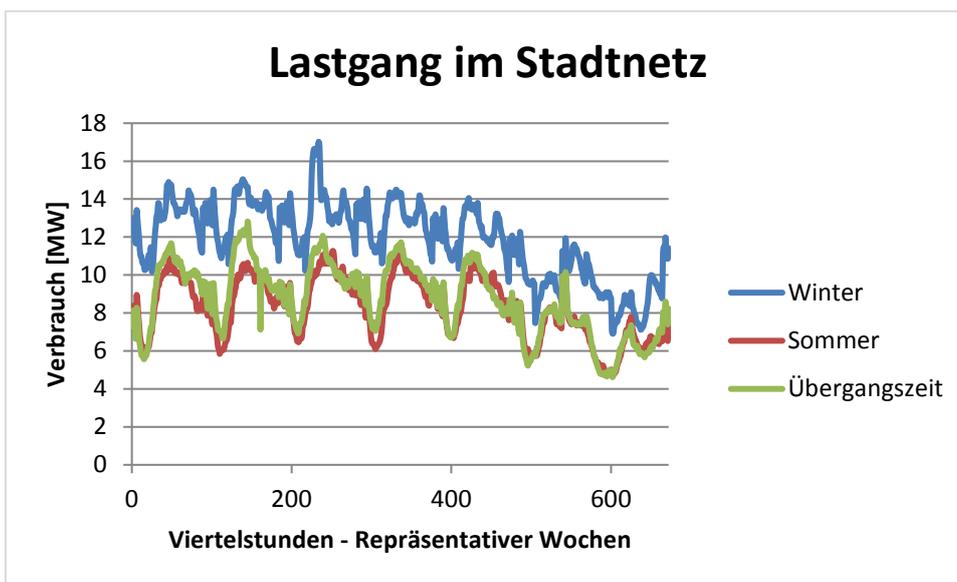


Abbildung 5: Lastgänge repräsentativer Wochen der städtischen Modellregion im Viertelstundenintervall

Für die Modellierung des zukünftigen Verbrauchs wurden gemeinsam mit den Vorarlberger Energienetze GmbH drei unterschiedliche Lastzuwachsszenarien entwickelt. Es wurde ein Szenario mit niedrigem, mittlerem und hohem jährlichen Lastzuwachs festgelegt und die Steigerungen bis ins Jahr 2025 berechnet. In Tabelle 3 sind zur Veranschaulichung die Spitzenverbrauchswerte dargestellt.

Tabelle 3: Zukünftige Verbrauchsszenarien in den Modellregionen

	Szenario	Steigerungsrate/Jahr	Spitzen Verbrauch 2011	Spitzenverbrauch 2025
		[%/a]	[MW]	[MW]
Stadt	Niedriger Lastzuwachs	0,5	17	18,2
Land	Niedriger Lastzuwachs	0,5	12,1	13,0
Stadt	Mittl. Lastzuwachs	1	17	19,5
Land	Mittl. Lastzuwachs	1	12,1	13,9
Stadt	Hoher Lastzuwachs	1,5	17	20,9
Land	Hoher Lastzuwachs	1,5	12,1	14,9

### 2.1.1.5 Bestehende Einspeisung

Zunächst wurde eine Erhebung der bereits bestehenden Erzeugungsanlagen in den Modellregionen und Analyse der zugehörigen Einspeisepprofile durchgeführt. Von der Vorarlberger Energienetze GmbH wurden uns hierfür relevante Kraftwerksdaten und entsprechende Erzeugungsprofile in anonymisierter Form zu Verfügung gestellt.

In der städtischen Modellregion befindet sich eine einzige dezentrale Erzeugungsanlage mit einer Nennleistung von 120 kVA. In der ländlichen Modellregion befinden sich insgesamt 27 dezentrale Erzeugungsanlagen, wobei hiervon 6 Kleinwasserkraftwerke mit einer installierten Leistung zwischen 100 kW und 960 kW den größten Anteil an der installierten Leistung haben. In Abbildung 6 sind die Summenprofile der Kleinwasserkraftwerke 1-6 für die repräsentativen Wochen dargestellt. Es ist deutlich ersichtlich, dass im Sommer die meiste Energie ins Netz eingespeist wird.

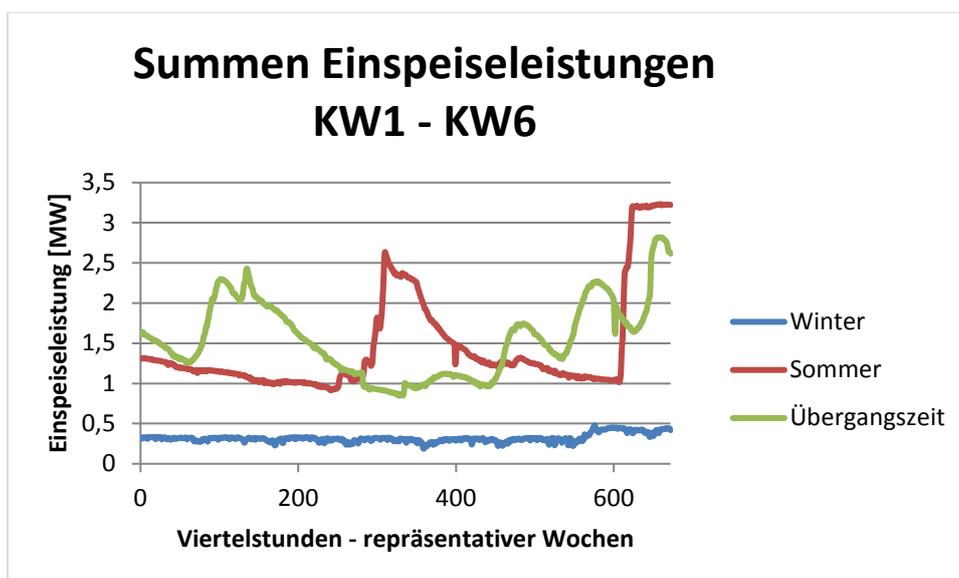


Abbildung 6: Summeneinspeisepprofile der bestehenden Kleinwasserkraftwerke 1-6 in den repräsentativen Wochen

## 2.1.2 Gasnetz

Zunächst wurde eine Erhebung realer, bereits bestehender Gasnetzstrukturen in den Modellregionen und von Gasnetzen ähnlicher Versorgungsgebiete durchgeführt. Hierauf aufbauend wurden gemeinsam mit Vertretern der VEG potentielle Einspeisepunkte in das Gasnetz und die hierfür nötigen technischen Rahmenbedingungen (wie Druckebenen, usw.) ermittelt.

### 2.1.2.1 Methodik und Datenbasis

Das Gasnetz im Versorgungsgebiet, in welchem sich die gewählten Modellregionen befinden, gliedert sich in eine Hochruck-, eine Mitteldruck-, und eine Niederdruckebene.

Die HD-Ebene dient zum überregionalen Transport und zur großflächigen Verteilung des Erdgases. Von der HD-Ebene wird mittels Druckminderungsstationen das Erdgas in die MD-Ebene eingespeist. Die MD-Ebene dient zur regionalen Verteilung des Erdgases. Die MD-Ebene speist in die ND-Ebene ein. In der ND-Ebene werden die einzelnen Endverbraucher, wie einzelne Haushalte und dergleichen, versorgt.

Zunächst wurde eine Erhebung realer Gasnetzstrukturen und Topologien durchgeführt. Hierfür wurden uns von der VEG reale Gasnetzstrukturen in anonymisierter Form zu Verfügung gestellt. Darauf aufbauend wurde in einem Expertengespräche mit führenden Vertretern und Ingenieuren der VEG die Voraussetzungen für eine dezentrale Gaseinspeisung bzw. Beimengung von Wasserstoff in die bestehende Gasnetzinfrastruktur ermittelt. Hieraus und mittels Recherchen wurden die technischen Anforderungen möglicher Koppelknoten (Einspeisepunkte ins Gasnetz) ermittelt.

### 2.1.2.2 Ergebnisse

Eine detaillierte technische Spezifikationen der Anforderungen an die Koppeltechnologien und die hierfür nötige Infrastruktur befindet sich im Bericht von Kapitel 2.1.

Als mögliche Einspeisepunkte bzw. Druckebenen für eine dezentrale Einspeisung ins Gasnetz wurden die Hochdruckebene oder ggf. die Mitteldruckebene identifiziert (aufgrund einer Reihe von technischen Anforderungen wie bspw. Gewährleistung eines Mindestmaß an Gasdurchsatzes und somit einer guten Durchmischung, usw.). Aufgrund dieser Voraussetzungen wurde gemeinsam mit den Vertretern der VEG für die ländliche Modellregion ein bis maximal zwei Koppelknoten festgelegt. In der städtischen Modellregion wurden zwei bis maximal 3 Koppelknoten definiert. Die topologische Verteilung ist Teil der Systemoptimierung und wird in Kapitel 2.3.5 behandelt.

## 2.1.3 Thermisches Netz

### 2.1.3.1 Topologie

In den realen Netzstrukturen sind laut Projektpartner (VKW und VEG) keine großflächigen thermischen Fernwärmenetze vorhanden. Darum wurden aufgrund realistischer Annahmen für die beiden Modellregionen unterschiedliche Zugänge gewählt. In der ruralen Modellregion wurde kein übergeordnetes thermisches Netz zugrunde gelegt. diese soll bedeuten, dass zwar jeder Ort für sich (entspricht einem Knoten) thermisch bilanzieren kann, jedoch kein Austausch zwischen den Knoten erfolgen kann (Abbildung 7). Dies ist dadurch begründet, dass aufgrund der geringen Lastdichten die

Kosten für die Errichtung einer weit ausgedehnten Anlage nicht wirtschaftlich wären [3]. An einzelnen Knoten sind im Modell kleine KWK-Anlagen implementiert, die das erneuerbare Potential aus Forst und Landwirtschaft abbilden.

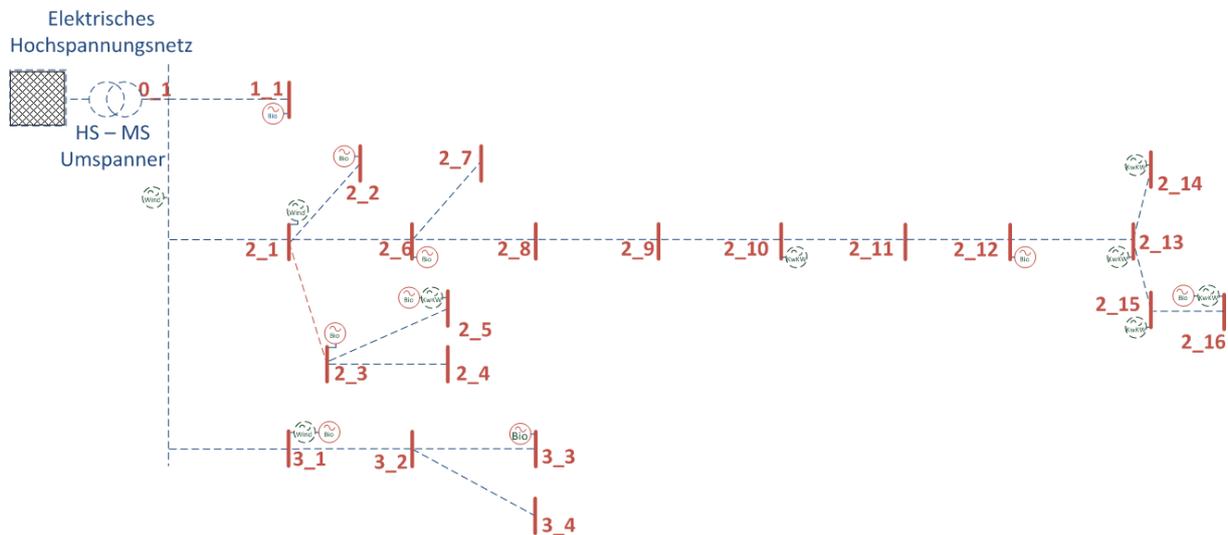


Abbildung 7: Thermische Topologie der ruralen Region (die blau strichlierte Linie stellt das el. Netz dar)

In der urbanen Region wurde ein thermisches Netz mit der in Abbildung 8 zugrunde gelegte Topologie verwendet. Dabei wurde folgender Zugang für die Errechnung der Verluste verwendet. In dem von [4] betrachteten Netzgebiet mit einer Gesamtlänge von insgesamt 75.418 m betrachtet. In diesen Netzen kommt es zu einem Energieverlust von 37.850 MWh/a. Dies bedeutet, dass pro Meter Fernwärmeleitungslänge ein Verlust von ca. 502 kWh/(m\*a) auftritt. Wird zugrunde gelegt, dass das Fernwärmenetz 8.760 h im Jahr betrieben wird, ergibt sich daraus eine permanente gemittelte Verlustleistung von 57 W/m Leitungslänge. Verluste im Sinne von benötigter elektrischer Energie für den Betrieb der Pumpen und ähnlicher Geräte wurde nicht berücksichtigt, weil keine tatsächlichen Volumenströme sondern nur Energieströme modelliert wurden.

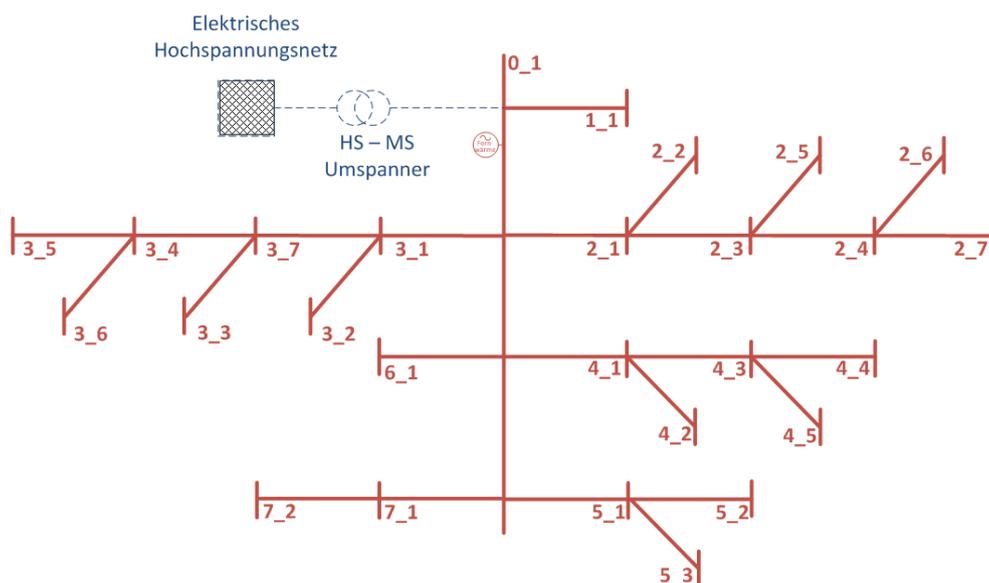


Abbildung 8: Thermisches Netz der urbanen Modellregion

### 2.1.3.2 Methodik und Datenbasis

Die Abschätzung des Bedarfs an thermischer Energie der privaten Haushalte und Landwirtschaften wurde mittels statistischer Daten ermittelt. Der durchschnittliche Energieverbrauch der Jahre 2001-2010 für das Heizen in Vorarlberg wurde mittels der laut [5] vorhandenen Daten ermittelt und ist in dargestellt.

Tabelle 4: Energieverbrauch Heizen in Vorarlberg. Datenquelle: [5]

	Energieverbrauch Heizen Vorarlberg gesamt	Private Haushalte	Landwirtschaft
	[TJ]	[TJ]	[TJ]
	Raumheizung und Klimaanlagen	Raumheizung und Klimaanlagen	Raumheizung und Klimaanlagen
2001	13.086	8.143	359
2002	13.007	7.588	315
2003	13.437	7.357	317
2004	13.240	7.209	324
2005	13.563	8.230	236
2006	13.922	7.744	260
2007	13.176	7.547	265
2008	13.979	7.990	278
2009	12.650	7.642	248
2010	14.488	8.739	297
Mittelwert	13.455	7.819	290

Laut [6] mit einer Anzahl von 153.200 Haushalten und laut [7] 4.493 Landwirtschaften in Vorarlberg ergibt sich ein jährlicher durchschnittlicher Heizenergiebedarf von 14,17 MWh/a pro Haushalt und 17,92 MWh/a pro Landwirtschaft. Der Heizenergiebedarf pro Tag wird mittels real gemessener Temperaturverläufe in Vorarlberg und der daraus berechneten Heizgradtage/Tag ermittelt. Hiernit wird der jährliche durchschnittliche Heizenergiebedarf entsprechend der Heizgradtage/Tag auf die einzelnen Tage aufgeteilt. In Abbildung 9 ist der tägliche Heizenergiebedarf eines durchschnittlichen Haushalts und einer durchschnittlichen Landwirtschaft für die repräsentative Winterwoche dargestellt. Zusätzlich wurde ein thermischer Energieverbrauch von 1,2 kWh/Person und Tag für den Warmwasserbedarf veranschlagt [8].

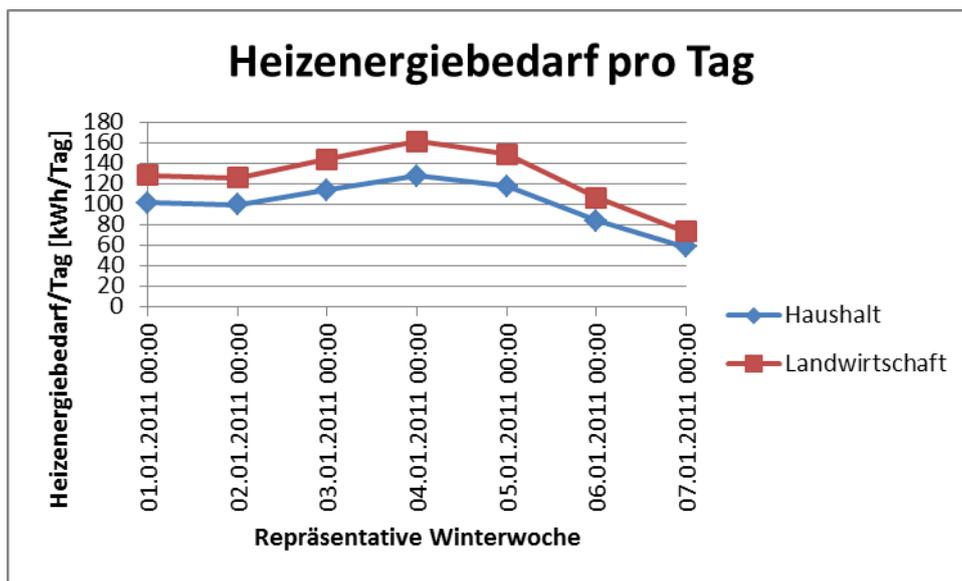


Abbildung 9: Täglicher Heizenergiebedarf eines durchschnittlichen Haushalts und Landwirtschaft in der repräsentativen Winterwoche

### 2.1.3.3 Ergebnisse

Mit der zuvor beschriebenen Methodik wurde der Heizenergiebedarf eines durchschnittlichen Haushalts und einer durchschnittlichen Landwirtschaft in Vorarlberg (tagesgenau) abgeschätzt. In Abbildung 10 ist das thermische Verbrauchsprofil des Knoten 1\_1 der ruralen Region (Abbildung 7), für Heizen und Warmwasser dargestellt, im Sommer und an vier von sieben Übergangstagen, wird thermische Energie nur für die Bereitstellung von Warmwasser benötigt. Das Warmwasserprofil wurde vereinfacht innerhalb eines Tages in drei Teile geteilt, max. Bedarf um die Mittagszeit, 50% am Vormittag/Nachmittag und kein Bedarf in der Nacht. Dies mag von tatsächlichen Profilen etwas abweichen, die in einem Tag für Warmwasser verbrauchten Energiemengen pro Person wurden bei dieser vereinfachten Zuteilung jedoch richtig berücksichtigt.

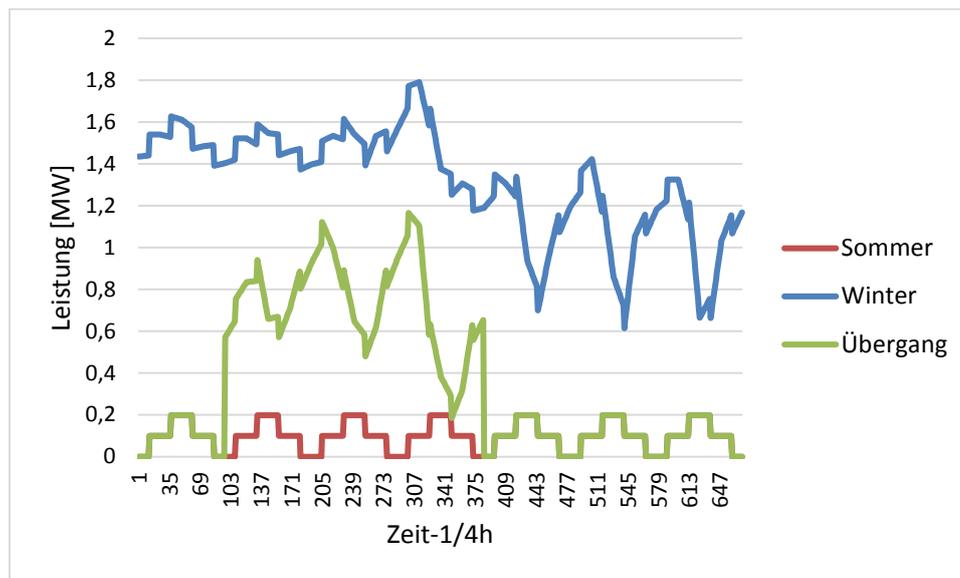


Abbildung 10: Thermisches Verbrauchsprofil (Heizen und Warmwasser) für den Knoten 1\_1 der ruralen Region

## 2.2 Potenziale der regenerativen Einspeisetechnologien in den Modellregionen

### 2.2.1 Photovoltaik

Beide Modellregionen werden über Mittelspannungsnetze versorgt. An den MS/NS-Abgängen befinden sich (bis auf wenige Großabnehmer) Siedlungen bzw. im städtischen Versorgungsgebiet entsprechende Stadtteile. Die Ermittlung der maximalen PV-Potentiale in den Modellregionen werden mittels unterschiedlicher Ansätze durchgeführt.

Hierfür werden zunächst statistische („Durchschnitts-“) Siedlungen für die städtische und ländliche Modellregion entworfen und für diese Siedlungen die PV-Potentiale ermittelt. Anschließend wird für die einzelnen Abgänge entsprechend der zur Verfügung stehenden Verbrauchswerte eine Siedlungsgröße definiert. Mit diesen Siedlungsgrößen werden für die einzelnen Einspeisepunkte ins MS-Netz (Ortsnetzstationen) die PV-Potentiale bestimmt.

#### 2.2.1.1 Methodik und Datenbasis

Die Modellregionen werden sowohl in der ländlichen, als auch der städtischen Modellregion über ein Mittelspannungsnetz, welche jeweils von einem 110-kV Umspannwerk gespeist werden, versorgt. An den einzelnen Einspeisepunkten (Ortsnetztrafostationen) ins Niederspannungsnetz befinden sich, bis auf wenige Ausnahmen (Großabnehmer), im ländlichen Versorgungsgebiet Siedlungen, und im städtischen Versorgungsgebiet entsprechende Stadtteile. Basis für die Ermittlung der PV-Potentiale dieser Siedlungsteile bzw. Stadtteile bildet die Modellsiedlung des Projekts „aDSM“. Die aDSM-Modellsiedlung bildet eine „statistisch“ gemittelte österreichische Siedlung ab, welche mit einem Ortsnetztrafo (SN=630 kVA) versorgt werden kann. Das bedeutet, es werden die in Österreich herrschenden „gemittelten“ Wohnverhältnisse, projiziert auf eine Siedlung mit 300 Einwohnern, abgebildet.

## Österreich abgebildet auf Siedlung mit 300 Personen

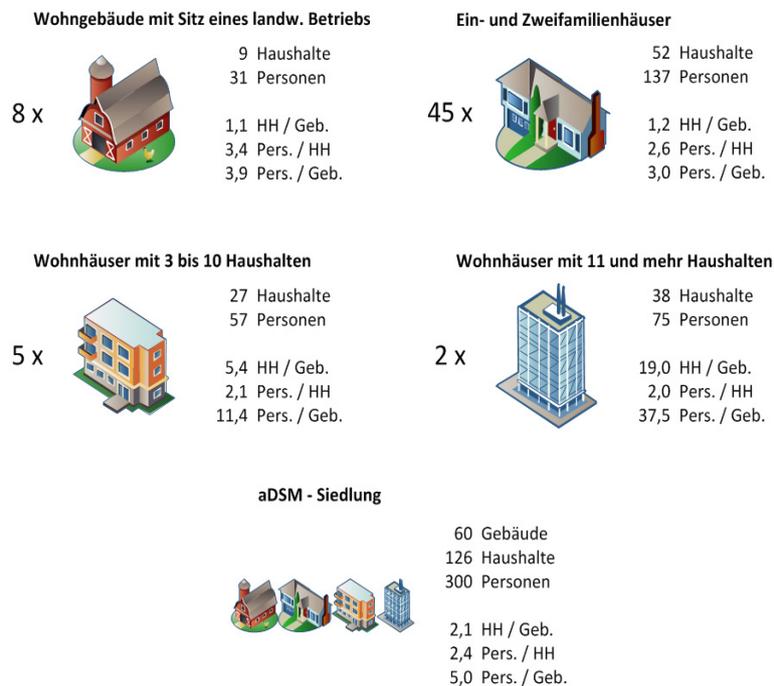


Abbildung 11: Zusammensetzung der Basismodellsiedlung (aDSM-Siedlung) mit 300 Einwohnern (Quelle: Groß, ESEA-Projekt aDSM)

Diese Basissiedlung wurde mittels statistischer Daten in einen städtischen und einen ländlichen Teil aufgliedert. Zunächst wurde ein statistischer österreichweiter Grenzwert zwischen städtischen und ländlichen Siedlungsgebiet ermittelt. Als Grenze für die Bewohner eines städtischen oder ländlichen Siedlungsgebiets wurden Gemeinden bzw. Städte mit 10.000 Einwohner festgelegt. Mit dieser Grenze und den entsprechenden statistischen Werten aus [9] ergibt sich im Jahr 2011 ein Aufteilungsfaktor von 0,44 zwischen Stadt- und Landbevölkerung. Das bedeutet 44% der Österreicher lebten 2011 in Städten (ggf. Gemeinden) mit einer Einwohnerzahl von über 10.000. Dieser Referenzwert dient als Grundlage für die Aufteilung der aDSM-Siedlung in einen städtischen und ländlichen Siedlungsteil. Nach [10] betrug 2010 die Anzahl der Agrarbetriebe im Vollerwerb 173.317. Somit ergibt sich ein Anteil der Vollerwerbsagrarbetriebe an den Hauptwohnsitzwohnungen von rund 4,4%. Dies bedeutet für die aDSM-Modellsiedlung mit 60 Gebäuden, dass rund 3 Gebäude als landwirtschaftliche Gebäude im Vollerwerb (mit entsprechenden PV-Potentialen) angenommen werden können und die verbleibenden 5 landwirtschaftlichen Gebäude als kleinere, landwirtschaftliche Wohngebäude mit entsprechend geringeren PV-Potentialen betrachtet werden können.

Die Datenbasis für den Top-down Ansatz bildet das in [11] ermittelte PV-Potential für Österreich. In dieser Studie werden eine Reihe von PV-Potentialen aus unterschiedlichen vorangehenden Studien und eigenen Erhebungen genannt. Für den hier angewendeten Top-down Ansatz wurde ein Gesamt-PV-Potential auf den Dachflächen Österreichs von 17 GW verwendet. Skaliert man dieses Potential

entsprechend dem Einwohnerzahlenverhältnis Österreichs auf die Größe der aDSM-Siedlung, so erhält man ein Dachflächen-PV-Potential von rund 606 kWpeak in der aDSM-Siedlung. Bei einer laut [12] durchschnittlichen Nutzfläche von 43,7 m<sup>2</sup> pro Person ergeben sich für die „aDSM-Modellsiedlungsteile die in der Tabelle 5 dargestellten Grundflächen der einzelnen Gebäude. Teilt man die PV-Potentiale entsprechend der ermittelten Gebäudegrundflächen (vgl. Tabelle 5) auf den ländlichen und städtischen Siedlungsteil auf, so erhält man für den ländlichen Siedlungsteil ein Potential von rund 432 kWpeak und für den städtischen Teil von 174 kWpeak.

Tabelle 5 Gebäudezusammensetzung des ländlichen und städtischen "aDSM"-Siedlungsteils

	1HH/Geb	2HH/Geb	LandwirtKL	LandwirtVoll	5HH/Geb	6HH/Geb	19HH/Geb
Personen/HH	2,6	2,6	3,4	3,4	2,1	2,1	2,0
Geb. städt. Siedlung	5	0	0	0	2	2	2
Geb. ländl. Siedlung	33	7	5	3	1	0	0
Nutzfläche/Gebäude [m <sup>2</sup> ]	113,62	227,24	148,58	148,58	458,85	550,62	1660,6
Etagen (Eigene Definition)	1	2	1	1	2	2	4
Grundfläche/Gebäude [m <sup>2</sup> ]	113,62	113,62	148,58	148,58	229,425	275,31	415,15

Die Datenbasis für den Bottom-up Ansatz 1 bildet ebenfalls die aDSM-Siedlung und die in Tabelle 5 dargestellte Aufteilung in einen städtischen und ländlichen Siedlungsteil. Grundlage für die Ermittlung bilden hier die in den Siedlungsteilen vorhandenen Gebäudegrundflächen, welche mittels relevanter Faktoren (vgl. [13]) in entsprechende Dachflächen-PV-Potentiale umgerechnet werden. Mit diesem Ansatz ergeben sich für den ländlichen Siedlungsteil (bei  $\eta=15\%$  und 1000 W/m<sup>2</sup>) ein PV Potenzial von 354 kWpeak für den ländlichen Siedlungsteil und 143 kWpeak für den städtischen Siedlungsteil. Bei diesem Ansatz werden rein die Gebäudegrundflächen, welche sich aus den Nutzflächen pro Person in den einzelnen Gebäuden ergeben, berücksichtigt (Potenziale etwaiger landwirtschaftlicher Nebengebäude werden nicht berücksichtigt, diese werden im Bottom-up Ansatz 2 berücksichtigt).

Tabelle 6: Ermittelte PV-Potentiale der aDSM-Siedlungsteile mit dem Bottom-up Ansatz 1

	1HH/Geb	2HH/Geb	LandwirtKL	LandwirtVoll	5HH/Geb	6HH/Geb	19HH/Geb	Gesamt [kWpeak]
Grundfläche der Gebäudeklassen Stadt:	568	0	0	0	459	551	830	
plus 20%(Bruttofläche)	682	0	0	0	551	661	996	
minus 40% (architektonisch geeignet)	409	0	0	0	330	396	598	
minus 45% (solartechnisch geeignet)	225	0	0	0	182	218	329	
PV-Pot Stadt ( $\eta=0,12$ und 1000W/m <sup>2</sup> )	27	0	0	0	22	26	39	114
PV-Pot Stadt ( $\eta=0,15$ und 1000W/m <sup>2</sup> )	34	0	0	0	27	33	49	143
Grundfläche der Gebäudeklassen Land:	3749	795	743	446	229	0	0	
plus 20%(Bruttofläche)	4499	954	891	535	275	0	0	
minus 40% (architektonisch geeignet)	2700	573	535	321	165	0	0	
minus 45% (solartechnisch geeignet)	1485	315	294	177	91	0	0	
PV-Pot Land ( $\eta=0,12$ und 1000W/m <sup>2</sup> )	178	38	35	21	11	0	0	283
PV-Pot Land ( $\eta=0,15$ und 1000W/m <sup>2</sup> )	223	47	44	26	14	0	0	354

Die grundlegende Datenbasis für den Bottom-up Ansatz 2 bildet, gleich wie beim Bottom-up Ansatz1, die aDSM-Siedlung und die in Tabelle 5 dargestellte Aufteilung in einen städtischen und einen ländlichen Siedlungsteil. Als Basis für die Potenziale folgender Gebäude (1 HH/Geb, 2 HH/Geb, LandwirtKL, LandwirtVoll) werden die Ergebnisse einer deutschen Dachflächen-PV-Potenzialstudie herangezogen [14]. Die mittleren Gebäudegrundflächen der Wohngebäude im ländlichen und dörflichen

Siedlungsbereich sind in dieser Studie größer als jene im Bottom-up Ansatz 1, mittels statistischer Daten, ermittelten. So wird in dieser Studie bspw. für ein Wohngebäude im Dorf eine mittlere Gebäudegrundfläche von 167 m<sup>2</sup> und mit einem entsprechenden PV-Potential von 12,5 kW<sub>peak</sub> angegeben. Für Landwirtschaften im Dorf werden eine mittlere Gebäudegrundfläche von 630 m<sup>2</sup> und ein PV-Potential von 47,3 kW<sub>peak</sub> angegeben. Im Bottom-up Ansatz 2 werden folgenden Gebäuden (1 HH/Geb, 2 HH/Geb, LandwirtKI) das PV-Potential eines Wohngebäudes im Dorf mit 12,5 kW<sub>peak</sub> zugewiesen und Vollerwerbslandwirtschaften das mittlere PV-Potential einer Landwirtschaft im Dorf mit 47,3 kW<sub>peak</sub>.

Die Abschätzung der, für eine PV-Produktion sehr gut geeigneten, Dachflächen der Mehrfamilienhäuser wurde auf Basis der ermittelten Grundflächen, Berechnung der Gesamtdachflächen und Abschätzung des Anteils sehr gut geeigneter Dachflächen an der Gesamtdachfläche durchgeführt. Zunächst wurde die Bruttodachfläche mit dem gleichen Faktor wie beim Bottom-up Ansatz 1 ermittelt. Die Abschätzung des Anteils der sehr gut geeigneten Dachflächen an der gesamten Dachfläche wurde mittels der gut erhobenen PV-Potenziale in Wien durchgeführt. In Wien sind von einer Gesamtdachfläche von 52 km<sup>2</sup> laut [15] 21 km<sup>2</sup> für die Nutzung der Photovoltaik sehr gut geeignet. Dies ergibt einen Faktor 0,4 von sehr gut geeigneten Dachflächen zur Gesamtdachfläche.

Mit den hier beschriebenen Daten und methodischen Ansätzen ergeben sich für den städtischen und ländlichen Siedlungsteil die in Tabelle 7 dargestellten PV-Potenziale.

Tabelle 7: Ermittelte PV-Potentiale der aDSM-Siedlungsteile mit dem Bottom-up Ansatz 2

	1HH/Geb	2HH/Geb	LandwirtKL	LandwirtVoll	5HH/Geb	6HH/Geb	19HH/Geb	Gesamt [kW <sub>peak</sub> ]
Anz. Gebäude städt. Siedlung	5	0	0	0	2	2	2	
PV-Pot Stadt ( $\eta=0,15$ und 1000W/m <sup>2</sup> )	62,80	0,00	0,00	0,00	33,35	40,03	60,36	196,54
Anz. Gebäude ländl. Siedlung	33	7	5	3	1	0	0	
PV-Pot Stadt ( $\eta=0,15$ und 1000W/m <sup>2</sup> )	414,48	87,92	62,80	141,90	16,68	0,00	0,00	723,78

Die hierdurch ermittelten PV-Potenziale bilden die Basis für die Ermittlung der gesamten PV-Potentiale in den Modellregionen. Hierfür wird jedem der MS/NS-Abgänge (Ortsnetzstationen) eine entsprechende Siedlungsstruktur hinterlegt und mit den, vom Projektpartner Vorarlberger Energienetz GmbH zur Verfügung gestellten, Leistungswerten (Lastwerte im stationären Grundlastzustand) wird die Größe der Siedlung bestimmt. Mit dieser Siedlungsgröße werden danach die PV-Potentiale jeder einzelnen Siedlung bestimmt. In Tabelle 8 sind zur Veranschaulichung zwei Siedlungsabgänge, die dazugehörigen stationären Lastwerte im Grundlastfall und deren PV-Potentiale dargestellt.

Tabelle 8: Beispiele von PV-Potenzialen unterlagertes Siedlungen (Max. Szenario entspr. Bottom-up Ansatz 2)

Knoten	Last	Verbrauch	PVPotGes
		[kW]	[kW <sub>peak</sub> ]
Städt. Modellreg. Abgang an KN_7_1	LA_7_1	140	164
Ländl. Modellreg. Abgang an KN_3_15	LA_3_15	118	379

## 2.2.1.2 Ergebnisse

Die Ergebnisse der unterschiedlichen Ansätze sind in Tabelle 9 zusammengefasst. Die PV-Potenziale des städtischen Siedlungsbereichs liegen zwischen 114 kWpeak und 196 kWpeak. Jene des ländlichen Siedlungsteils zwischen 283 kWpeak und 723 kWpeak. Es zeigt sich, dass es je nach Ansatz (statistisch-Top-down, Berechnung über Gebäudegrundfläche,...) zu merkbaren Unterschieden kommt.

Für die weiterführenden Untersuchungen wird der Bottom-up Ansatz 2 als mögliches Spitzenausbauszenario, also als maximales Szenario betrachtet und als 100% Szenario gekennzeichnet. Ein Ausbau darüber hinaus müsste mittels fassadenintegrierter Anlagen oder PV-Anlagen auf Freiflächen erfolgen.

Tabelle 9: PV-Potenziale der unterlagerten, grundlegenden Siedlungsteile

	Stadt	Land
Top-down Ansatz [kWpeak]	174	432
Bottom-up Ansatz 1( $\eta=0,12$ und $1000W/m^2$ )[kWpeak]	114	283
Bottom-up Ansatz 1( $\eta=0,15$ und $1000W/m^2$ )[kWpeak]	143	354
Bottom-up Ansatz 2 [kWpeak]	196	723

Mit den im Teil „Daten und Methodik“ beschriebenen Ansätzen konnten die in Tabelle 10 angeführten maximal integrierbaren PV-Ausbaupotentiale für die beiden Modellregionen ermittelt werden.

Tabelle 10: Maximal-Dachflächen PV-Potenziale in den Modellregionen

	PV-Potential [MWpeak]
Städtische Modellregion	10,3
Ländliche Modellregion	30,2

In Abbildung 12 sind die PV-Profile für die drei Saisonen (Sommer, Winter und Übergangszeit) für eine 30° aufgeständerte ideal nach Süden ausgerichtete Anlage ersichtlich. Die dargestellte Leistung ist auf die installierten kWpeak bezogen

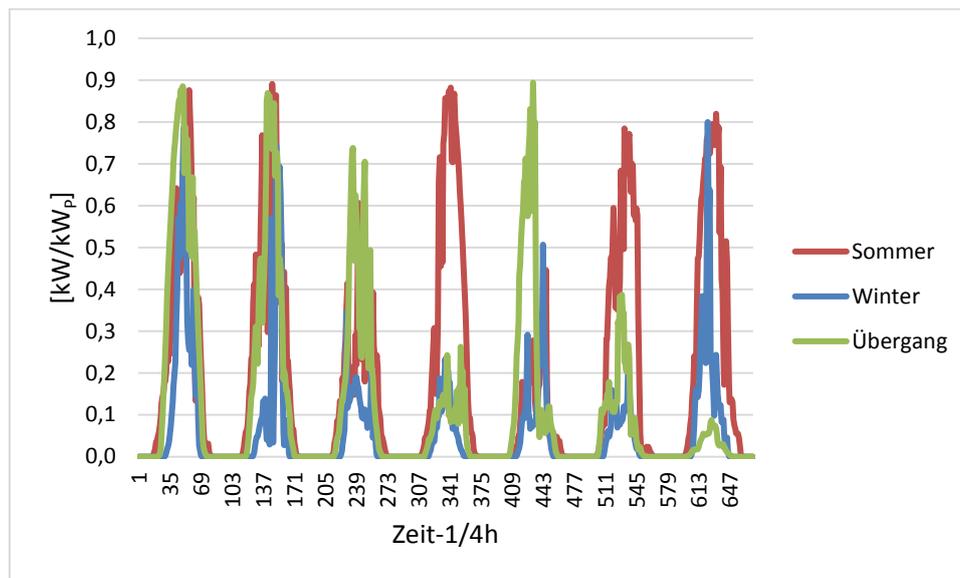


Abbildung 12: PV-Profil für die drei Saisonen, im 15 min. Raster bezogen auf installierte kWpeak

## 2.2.2 Wind

Bei der Berechnung der Windpotentiale wurde ähnlich wie bei der Berechnung des PV-Potentials ein Top-down Ansatz angewendet. Die österreichweiten Potentiale wurden aus bestehenden Ausbauzielen und Studien übernommen und mittels statistischer Kenngrößen zunächst auf die Größe der Grundsiedlung (siehe Tabelle 5) berechnet. Das hiermit erhobene Potenzial wurde mit den jeweiligen Siedlungsgrößen skaliert.

Das Windpotential wurde nur für die ländliche Modellregion ermittelt, da davon auszugehen ist, dass in städtischen Strukturen die Windenergie und die damit verbundenen Probleme und Akzeptanz der Anrainer (Lärm, Gebäudeschwingung, Schattenwurf, usw.) in naher Zukunft nicht einfach zu lösen sind.

### 2.2.2.1 Methodik und Datenbasis

Das Windpotential für die Modellregion wurde ähnlich dem PV-Potenzial mittels bereits bestehender, fundierter Studienergebnisse für Österreich und relevanter statistischer Kennzahlen abgeschätzt.

Laut [11] besteht ein Flächenpotential für Windkraft in Österreich unter Berücksichtigung technischer Restriktionen von rund 10.300 km<sup>2</sup>. In der Studie Super-4-Micro-Grid wird davon ausgegangen, dass hiervon rund 10% der Roh-Potenzialflächen genutzt werden können. Hiermit wäre es möglich rund 6 GW an Windkraft zu installieren. Im Vergleich dazu wird im Ökostromgesetz 2012 [16] ein mengenmäßiges Ausbauziel im Zeitraum 2010 bis 2020 von 2 GW installierter Leistung angegeben. Dies würde im Jahr 2020 eine gesamt Ausbauleistung von etwas unter 3 GW bedeuten.

Diese beiden Werte bilden die Basis für die Berechnung der installierbaren Windkraftpotentiale in den Modellregionen. Für die Abschätzung des Windkraftpotenzial wurde zunächst jenes der standardisierten aDSM-Siedlung ermittelt und anschließend dieses mit den Siedlungsgrößen an den einzelnen MS/NS-Einspeisepunkten (welche bereits bei der Ermittlung des PV-Potenzials erhoben wurden) skaliert.

Für den ländlichen aDSM-Siedlungsteil ergeben sich folgende, in Tabelle 11 dargestellte, Ausbaumengen an installierten Leistungen.

Tabelle 11: Statistischer Anteil der aDSM Modellsiedlung am österreichischen Windpotenzial

	Bewohner	Stat. Anteil Wind-Pot [kW]	Stat. Anteil Wind-Pot [kW]
Österreich	8404252	3000000	6000000
aDSM-Siedlung	300	107	214

## 2.2.2.2 Ergebnisse

Mit dem beschriebenen Ansatz ergibt sich ein Windpotenzial zwischen rund 5 - 10 MW installierter Leistung in der ländlichen Modellregion.

Tabelle 12: Statistischer Anteil der ländlichen Modellregion am österreichischen Windpotenzial

	Wind Pot. der Modellregion bei 3GW in Österr. [MW-install.]	Wind Pot. der Modellregion bei 6GW in Österr. [MW-install.]
Ländliche Modellregion	4,99	9,98

In Abbildung 13 ist das Windprofil für die drei Jahreszeiten ersichtlich, es ist bezogen auf die installierte Leistung dargestellt.

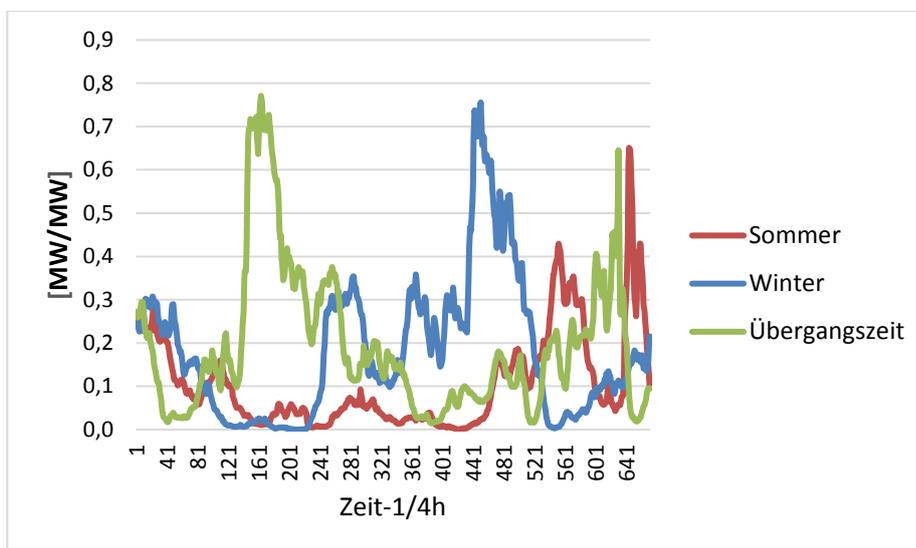


Abbildung 13: Wind-Profil für die drei Saisonen im 15 min. Raster bezogen auf installierte MW

## 2.2.3 Biomasse

Für die Abschätzung des Biomassepotenzials der ländlichen Modellregion wurden zum einen Daten der Studie REGIO Energy [17] und zum anderen allgemein verfügbare Kennwerte wie Flächeninhalt ländlicher Bezirke und dergleichen herangezogen.

## 2.2.3.1 Methodik und Datenbasis

Das Biomassepotenzial des städtischen Versorgungsgebietes ist in realen städtischen Siedlungsstrukturen bis auf wenige Ausnahmen sehr gering und wird daher hier mit Null angenommen.

Die Abschätzung des Biomassepotenzials der ländlichen Modellregionen wird mittels Top-down Ansätzen ermittelt. Es werden zum einen das österreichweite, reduziert technische Potenzial (aus dem Jahr 2007) von Biomasse Forst, Biomasse Acker und Biomasse Grünland und zum anderen die durchschnittlichen Potenziale eines typisch ländlichen Bezirkes in Vorarlberg als Basis verwendet. Für die Abschätzung des Biomassepotenzials der Modellregion wurde dieses entsprechend der vorhandenen Fläche der Modellregion berechnet.

Die Ausdehnung der ländlichen Modellregion wurde mit 23 km \* 5 km angenommen (Ausdehnung der elektrischen Versorgungsinfrastruktur). Hierbei handelt es sich um eine vorsichtige Schätzung der Ausdehnung der Modellregion, da sich die Region sicherlich etwas über die Ausdehnung des elektrischen Netzes hinweg erstreckt.

## 2.2.3.2 Ergebnisse

Die Biomassepotenziale für die ländliche Modellregion wurden mittels zweier unterschiedlicher Ansätze abgeschätzt. Die Ergebnisse dieser Abschätzung sind in Tabelle 13 dargestellt.

Tabelle 13: Biomassepotenziale der ländlichen Modellregion

	Red. tech. Pot. Biomasse Forst [GWh/a]	Red. tech. Pot. Biomasse Acker [GWh/a]	Red. tech. Pot. Biomasse Grünland [GWh/a]
Österreich (2007)	40482	7300	8186
Pot.-Bereich Bezirk Bludenz (2007)	51 bis 250	0 bis 25	51 bis 100
Gewählt Bezirk Bludenz	150,5	12,5	75,5
Pot. ländl. Modellregion (ber. über Pot. Bezirk Bludenz)	13,4	1,1	6,7
Pot. ländl. Modellregion (ber. über Pot. Österreich)	55,5	10,0	11,2

Zum Vergleich mit einem energetischen Potenzial von 13,4 GWh/a kann ein Biomassekraftwerk (Dampfturbine), welches 20% elektrischen Wirkungsgrad und ca. 50% bezüglich der thermischen Abwärmeauskopplung besitzt und durchschnittlich 6.000 Vollaststunden pro Jahr im Betrieb ist, mit 447 kW elektrische Leistung am Netz betrieben werden und rund 1.117 kW thermische Energie bereitstellen.

Für die Energieerzeugung aus dem Potential von Acker und Grünland wurde eine Biogasanlage zugrunde gelegt, mit einem el. Wirkungsgrad von 30%, einem th. Wirkungsgrad von 50% und 5.000 Vollaststunden, somit ergeben sich die in Tabelle 14 dargestellten gesamten Potentiale für elektrische und thermische Energie unter Berücksichtigung, dass die Anlagen nicht 8.760 h im Jahr sondern entsprechend realistischer Vollaststunden betrieben werden.

Mit den oben beschriebenen Vollaststunden von 6.000 h und 5.000 h, wurde bei den Erzeugungsprofilen hinterlegt, dass Biomassekraftwerke mit 100% Leistung im Winter und der Übergangszeit betrieben

werden. Und Biogasanlagen aufgrund der geringeren Vollaststundenzahl mit 100% im Winter und 67% in der Übergangszeit laufen. Im Sommer stehen beiden Kraftwerkstypen still.

Tabelle 14: Gesamtes Biomassepotential für die Modellregion

Potential	Elektrische Energie	Thermische Energie
<b>Forst</b>	447 kW	1.117 kW
<b>Acker</b>	66 kW	110 kW
<b>Grünland</b>	402 kW	670 kW
<b>Summe</b>	915 kW	1.897 kW

Gemäß [18] wurden in Wien im Jahr 2011/12 1.474.161 MWh/a Wärme aus Abfallverbrennung (inkl. Klärschlamm) erzeugt. Hierfür wurden 900.000 Tonnen Abfall, Sondermüll und Klärschlamm verarbeitet. Gemäß Statistik Austria hatte Wien 2011 eine durchschnittliche Bevölkerungszahl von 1.708.614 [19]. Daraus ergibt sich pro Person eine durchschnittliche Energieerzeugung von 0,864 MWh/a und eine anfallende Abfallmenge von 527 kg/Person. In der Symbiose Modellregion Stadt wurde eine Personenanzahl von 2.066 errechnet. Wird dieser Wert zugrunde gelegt, kommt man auf eine erzeugbare Energiemenge (Strom und Wärme) aus Abfall von 1.785 MWh/a für das gesamte städtische Gebiet. Wird angenommen, dass die Fernwärme das ganze Jahr in Betrieb ist (Warmwasser im Sommer) so kommt man auf eine produzierbare Leistung aus Müll auf 204 kW. Dieser Wert, wird der urbanen Region als regeneratives Potential der Wärmeerzeugung zugeschrieben.

## 2.2.4 Zusammenfassung

In der städtischen Modellregion konnte ein maximales Ausbaupotenzial an regenerativen Energieträgern von 10,3 MWpeak an installierter Photovoltaikleistung ermittelt werden. Mit dieser Ausbauleistung können, pro Jahr mit dem hinterlegten gemessenen Profil, 13 GWh an elektrischer Energie erzeugt werden. Skaliert man den Verbrauch der repräsentativen Lastgangwochen auf ein Jahr hoch, so ergibt sich in der städtischen Modellregion ein Verbrauch von rund 84 GWh. Das bedeutet, es können mit den regenerativen Potentialen etwa 15% des energetischen Bedarfs gedeckt werden, dargestellt im linken Teil von Abbildung 14. Bei einer durchschnittlichen Last von 9,6 MW (gemittelte Leistung des energetischen Jahresverbrauchs) und einer installierten Leistung von 10,3 MWpeak sind also für eine 15% energetische Deckung rund 107% an installierter „Photovoltaikleistung“ nötig (vgl. Abbildung 15 linker Teil).

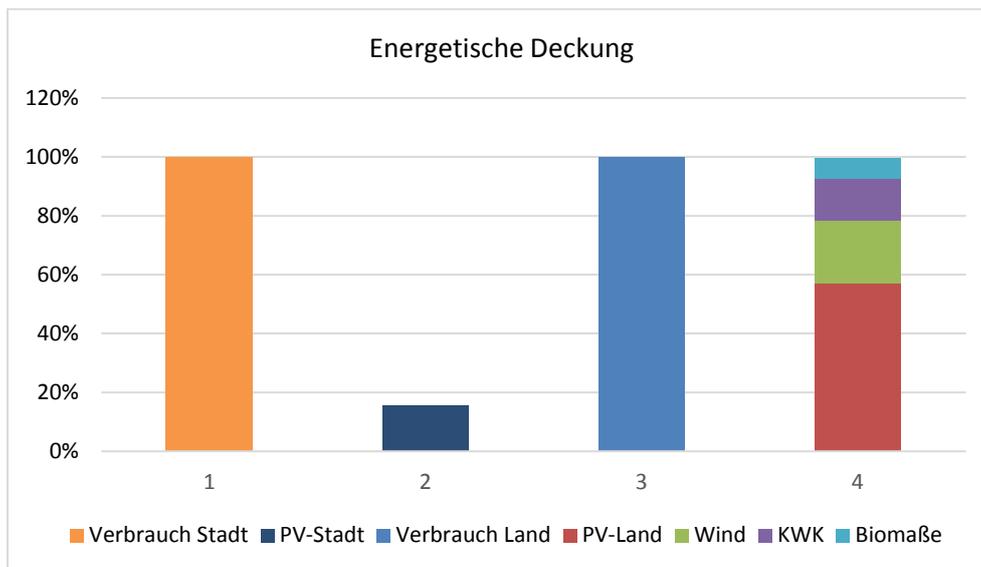


Abbildung 14: Bezogene, energetische Deckung in den Modellregionen (auf jeweiligen Regionsverbrauch bezogen)

In der ländlichen Modellregion konnte ein maximales Ausbaupotenzial an regenerativen Energieträgern von 30,2 MW<sub>peak</sub> PV, 7,7 MW Wind und 915 kW Biomasse<sup>3</sup> erhoben werden. Zusammen mit der bereits installierten 3,2 MW Kleinwasserkraft ergibt dies eine gesamt Ausbauleistung von 42,46 MW. Hiermit können 38,2 GWh aus PV, 14,1 GWh aus Windkraft, 9,7 GWh Kleinwasserkraft (hochskalierte Einspeisung der repräsentativen Wochen) und 5,0 GWh Biomasse elektrische Energie erzeugt werden. Hiermit kann bei einem jährlichen Verbrauch von 67,6 GWh eine 99% energetische Deckung erzielt werden (vgl. Abbildung 14 rechter Teil). Bei einem durchschnittlichen Last von 7,7 MW (gemittelte Leistung des energetischen Jahresverbrauchs) und einer installierten Leistung von 42,46 MW sind also für eine 99% energetische Deckung rund 550% an installierter Leistung dezentraler Erzeugungsanlagen nötig (vgl. Abbildung 15 rechter Teil).

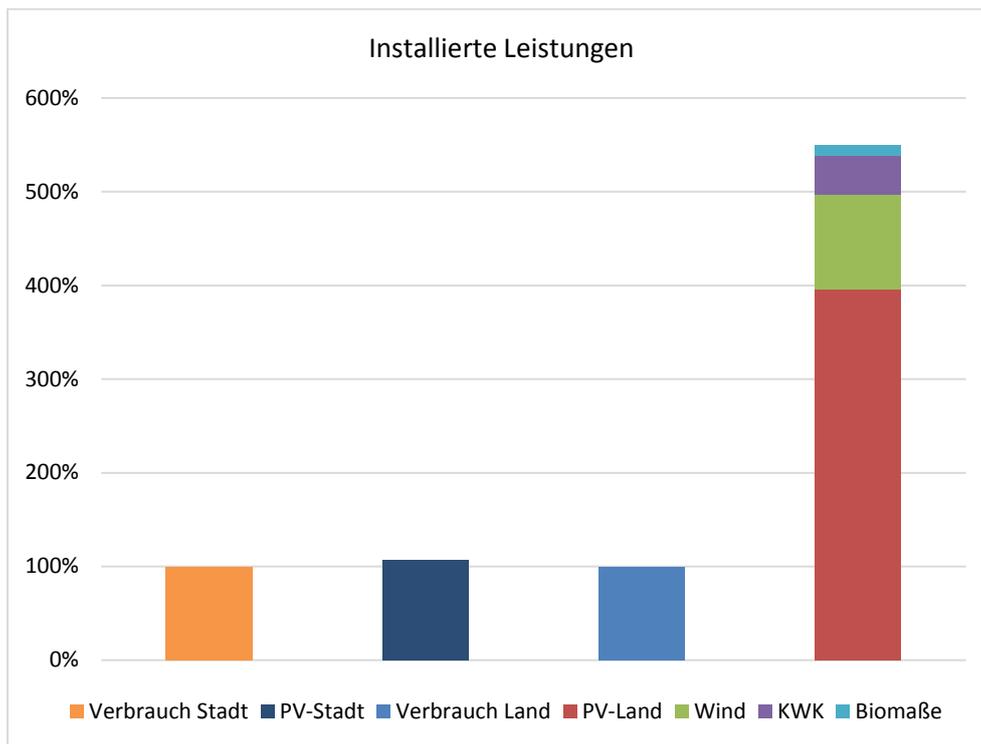


Abbildung 15: Bezogene, installierte Leistungen in den Modellregionen (auf jeweiligen Regionsverbrauch bezogen)

Um eine energetische Deckung erzielen zu können, muss eine hohe Anlagenleistung der dezentralen Erzeugungseinheiten (in der Regel geringere Vollaststunden als konventionelle Kraftwerke) installiert werden. Dies bedeutet für das Verteilnetz eine neue Herausforderung. In der Regel ist das Verteilnetz, in der derzeitigen Form nicht für solche Belastungen ausgelegt. Es kommt zu starken Belastungsspitzen, welche entweder auf höhere Spannungsebenen transportiert werden müssen, was eine entsprechende Anpassung des Netzes erfordert, oder in der Region gespeichert und bei Bedarf ins Netz eingespeist werden müssen.

## 2.3 Speicher- und Umwandlungstechnologien

Die Potentiale der großtechnischen Speicher reichen in Österreich weder kapazitäts- noch leistungsmäßig aus, um eine überwiegend nachhaltige Energieversorgung zu gestalten. [20] Demzufolge ergibt sich die Frage, ob durch die Kopplung existierender Energieinfrastrukturen neue Speicherpotentiale erschlossen werden können, um eine dezentrale Erzeugungs-Last-Bilanzierung durchzuführen und damit übergeordnete Netzstrukturen zu entlasten.

Ziel dieses Abschnitts ist es, Eigenschaften von Speicher- und Umwandlungstechnologien, die für die spätere Speichermodellierung relevant sind zu erheben. Maßgebliche Eigenschaften sind z.B. Wirkungsgrad, Energieinhalt, maximale/minimale Leistung, Zyklenzahl, Ein- und Ausspeichergeschwindigkeiten bzw.- verhalten und Kosten. Basierend auf den erhobenen Speichereigenschaften sollen die einzelnen Speichertechnologien modelliert werden. Aufbauend darauf

soll ein optimaler technologischer-topologischer Speichermix, welcher die Anforderungen der Zielfunktion bestmöglich erfüllt, ausgewählt werden. Ein weiteres Ziel dieses Arbeitspaket ist es Anforderungen an die bestehenden Infrastrukturen, bedingt durch den Einsatz der Hybridsysteme zu ermitteln. Dezentrale Hybridsysteme entstehen durch die Kopplung paralleler Infrastrukturen. Diese Kopplung wird durch Umwandlungsprozesse zwischen verschiedenen Energieträgern gebildet. Im Projekt „Symbiose“ werden neben konventionellen Energiespeichern auch Hybridsysteme als potenzielle Speichertechnologien für die Bilanzierung des Stromsystems untersucht.

### 2.3.1 Methodische Vorgangsweise

Die durchgeführten Arbeiten in diesem Abschnitt basieren auf einer umfassenden Literaturrecherche. Es wurden das Verhalten der einzelnen Speichertechnologien analysiert und Parameter, technische und ökonomische, die das Verhalten bzw. den Einsatz der einzelnen Speichertechnologien beeinflussen/beschreiben, extrahiert. Im Forschungsprojekt Symbiose wurden optimale dezentrale Speicherpotentiale für die Bilanzierung des elektrischen Systems in untergeordneten Netzebenen ermittelt. Dabei wurden neben konventionellen Energiespeichern (z.B. Blei-Säure Batterie, Pumpspeicher...) auch Hybridsysteme als Speichertechnologien betrachtet. Eine Übersicht der untersuchten Speichertechnologien ist in der Abbildung 16 gegeben.

Die Literaturrecherche wurde innerhalb des Konsortiums auf folgende Konsortialpartner: Enrag GmbH, TU Wien IET und TU Wien ESEA; entsprechend dem Forschungsschwerpunkt der Konsortialpartner, aufgeteilt. Die Speichertechnologien wurden in diesem Dokument beschrieben und die maßgeblichen Parameter in einem Parameterkatalog zusammengefasst. Zudem wurden Expertengespräche mit dem Projektpartner VEG (Vorarlberger Erdgas GmbH) durchgeführt, um die wesentlichen Eigenschaften und Anforderungen vom Gasnetz, als potentielle Speichertechnologie, zu erlernen um letztendlich die Speichervorgänge im Gasnetz im Optimierungsmodell korrekt anzusetzen. Nach den durchgeführten Recherchen wurde beschlossen, dass aus dem vereinbarten Speicherportfolio gewisse Speichertechnologien für die weiteren Modellierungen und Analysen nicht mehr berücksichtigt werden. Die erste Speichertechnologie war der chemische Wärmespeicher, dessen wirtschaftlicher und technischer Reifegrad bis zu dem angesetzten Modellhorizont von Symbiose (Jahr 2025) nicht erreicht werden kann. Die zweite ausgelassene Speichertechnologie waren die Druckluftspeicher, die aufgrund der fehlenden geologischen Gegebenheiten in den Modellregionen nicht betrachtet wurden. Die dezentralen Pumpspeicher (Trinkwasser-, Beschneiungsanlagen- Pumpspeicher) wurden in Absprache mit dem Projektpartner VKW als nicht sinnvolle Speichertechnologie für die Modellregion angesehen. Die letzte ausgeschlossene Speichertechnologie war der Thermopotentialspeicher. Dieser wurde aufgrund seines wirtschaftlichen und technischen Reifegrads nicht für die weiteren Betrachtungen gewählt. Die genannten Speichertechnologien werden aber als Ergebnisse der Literaturrecherche im folgenden Abschnitt beschrieben

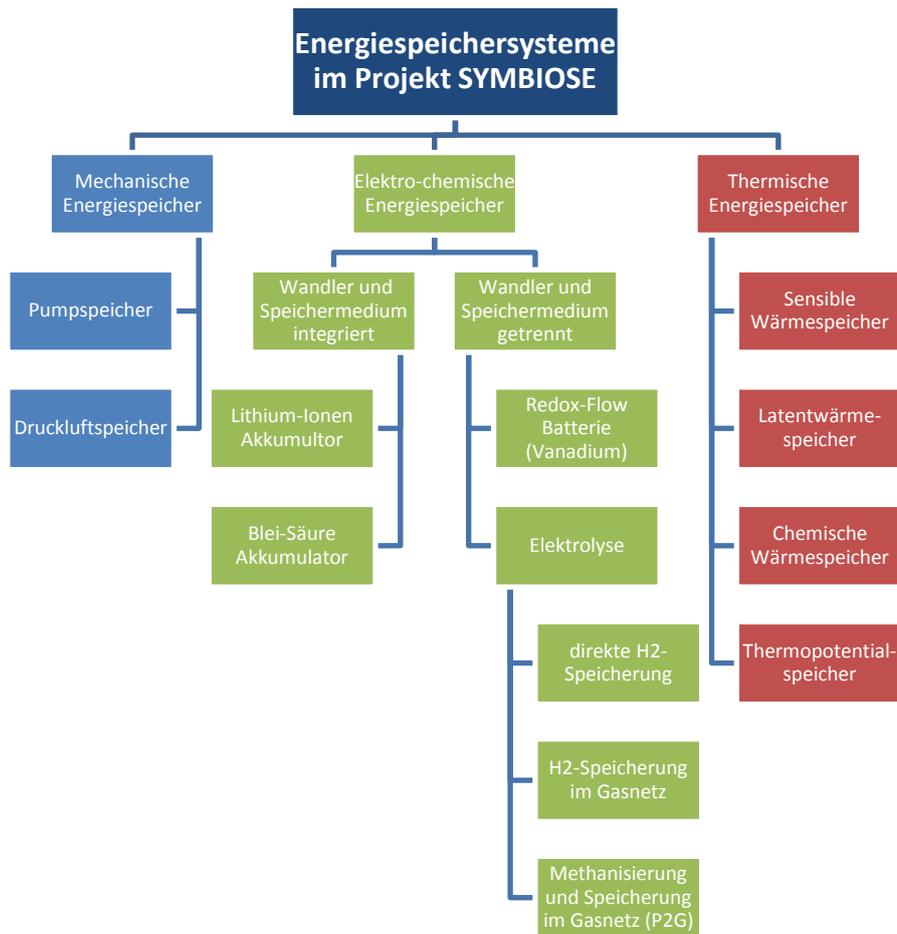


Abbildung 16:Übersicht SYMBIOSE Speichertechnologien

### 2.3.2 Elektrochemische Energiespeicher

Die Elektrochemische-Energiespeicherung wandelt durch chemische Vorgänge (Wandler) die elektrische Energie in chemische Energie um. Dabei wird chemische Energie in Form von chemischen Verbindungen (Speichermedium) gespeichert. Durch den umgekehrten Prozess der chemischen Reaktionen (Wandler) wird die chemische Energie wieder in die elektrische Energie umgewandelt.

[21]Die elektro-chemischen Energiespeicher werden in zwei Klassen unterteilt:

1. Der Wandler und das Speichermedium sind integriert in einer Einheit und werden innerhalb dieser geschlossenen Einheit betrieben. Die Leistung und Energie bei so einem Speichersystem sind direkt miteinander gekoppelt. Die Blei-Säure Batterie und die Lithium-Ionen Batterie werden als Vertreter dieser Art der elektro-chemischen Energiespeicherung im Forschungsprojekt „Symbiose“ näher untersucht.
2. Der Wandler und das Speichermedium stellen separate Einheiten dar und sind physikalisch getrennt voneinander. Die direkte Kopplung zwischen den Größen Leistung und Energie existiert bei diesem Speichersystem nicht. Die Redox-Flow Batterie und die Wasserstofferzeugung und -Speicherung bzw. weitere Umwandlung in synthetisch erzeugtes Methan gehören zur dieser Kategorie der elektro-chemischen Energiespeichern und werden im Forschungsprojekt „Symbiose“ betrachtet.

## 2.3.2.1 Blei-Säure-Batterie

Die Blei-Säure-Batterie stellt eine der ältesten und am weitest entwickelten Akkumulatorsysteme dar. Das Aktivmaterial der negativen Elektrode besteht aus Blei (Pb) und der positiven Elektrode aus Bleidioxid (PbO<sub>2</sub>). Zur Erzielung einer großen Oberfläche (kleiner Innenwiderstand) weist das Aktivmaterial eine poröse Struktur auf. [22] Das Aktivmaterial der negativen Elektrode ist als gepresste Masseplatten (Gitterplatten) ausgeführt und das Aktivmaterial der positiven Elektrode ist in röhrenförmigen Platten aus perforiertem Kunststoff eingebettet (Panzerplatten). Als Elektrolyt kann mit Wasser verdünnte Schwefelsäure (H<sub>2</sub>SO<sub>4</sub>) oder auch eine feste Variante fungieren. Im zweiten Fall wird Elektrolyt in Gelform oder in einem Glasfasergewebe zwischen den Elektroden fixiert. [21] Diese Batteriesysteme tragen auch den Namen „verschlossene Akkumulatoren“. Im Projekt „Symbiose“ werden Eigenschaften der verschlossenen Akkumulatoren für die Speichermodellierung herangezogen. Im Vergleich zur Akkumulatoren mit flüssigem Elektrolyten weisen verschlossene Akkumulatoren eine geringere Energiedichte und geringere Lebensdauer auf. Verschlossene Akkumulatoren haben aber Vorteile in Bezug auf die Wartungsaufwand und Sicherheit, wie Vermeidung von Knallgasbildung bei Überladung oder ausfließen vom Elektrolyt. Die Blei-Säure Akkumulatoren sind gekennzeichnet mit einer niedrigen Energiedichte. Die gravimetrische Energiedichte liegt zwischen 25-40 Wh/kg und die volumetrische Energiedichte zwischen 75-120 Wh/l. [23] [22] Die wichtigsten Eigenschaften der Blei-Säure Batterie werden in der Tabelle 15 aufgelistet.

Tabelle 15: Parameter der Blei-Säure Batterie, erstellt nach [23] [22] [24] [25] [26]

Eigenschaft	Einheit	Blei-Säure Batterie
Volumetrische Energiedichte	[Wh/l]	75 - 120
Gravimetrische Energiedichte	[Wh/kg]	25 - 40
Maximal installierte Leistung	[kW]	50 000
Typische Energiebandbreite	[kWh]	1 – 40 000
Wirkungsgrad (Systemwirkungsgrad)	%	80
Ladewirkungsgrad	[%]	88 - 92
Entladewirkungsgrad	[%]	90 - 92
Speicherwirkungsgrad	[%]	100
Selbstentladung per Tag	[%]	0,1 - 0,2
Nennspannung einer Zelle	[V]	2
Ladeschlussspannung einer Zelle	[V]	2.4
Leerlaufende Spannung einer Zelle	[V]	1,93 / 2,15 (SOC 0%/100%)
Zyklenzahl		2 000
Lebensdauer	[a]	6 - 12
Min. Entladedauer	[h]	0,006
Max. Entladedauer	[h]	10
Investitionskosten	[€/kWh]	100 - 300
Periphere Kosten	[€/kW]	20

Während der Entladung gehen beide aktiven Massen in Bleisulfat über. Zudem wird Wasser gebildet, womit zusätzlich die Säuredichte vermindert wird. Bei der Ladung scheidet das Bleisulfat ( $\text{PbSO}_4$ ) an der negativen Elektrode Blei-Ionen aus und an der positiven Elektrode Bleidioxid –Ionen aus. Zusätzlich wird die Schwefelsäure freigesetzt. [21]

## Ladung

Als Vorlage für die Modellierung dient die Batterie Hoppecke SB12V 140 Ah, welche im Labor der TU Wien am Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe vermessen wurde. Durch die Serien- und/oder Parallelschaltung dieser Modellbatterie kann danach ein gewünschter Energieinhalt für diese Speichertechnologie erzielt werden. Das IU-Ladeverfahren besteht aus einem 2-stufigen Prozess. Die Ladung wird mit konstantem Strom eingeleitet sobald die Ladeschlussspannung (Gasungsspannung- für eine Zelle beträgt diese 2,4 V) erreicht ist wird das Ladeverfahren auf Konstant- Spannung umgeändert und der zuvor konstant eingestellte Strom fällt exponentiell ab. Dieser Punkt wird bei Blei-Säure Batterien bei einem *State of Charge* (SOC) von ca. 70% erreicht. Die Kennlinie eines typischen IU-Ladeverfahrens ist in der Abbildung 17 dargestellt.

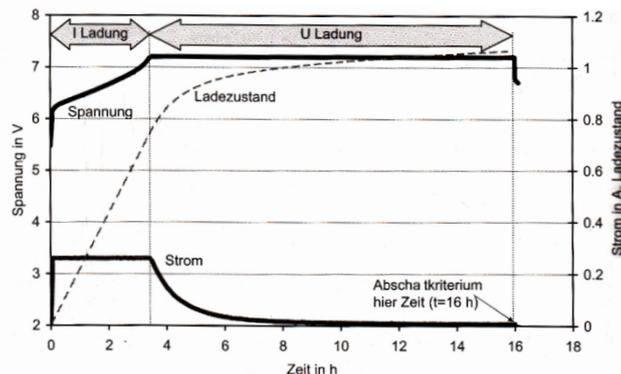


Abbildung 17: IU-Ladeverfahren von Blei-Säure Batterien nach [22]

Die Batterie Hoppecke SB12V 140 Ah wird, wie bereits erwähnt für die Beschreibung der Modellierung des Ladeverhaltens der Blei-Säure Batterie herangezogen. Die Klemmenspannung einer Blei-Säure Batterie wird nach dem Modell einer realen Spannungsquelle bestimmt:

$$U = U_o - I * R_i$$

wobei  $U$  die Klemmenspannung,  $U_o$  die Leerlaufspannung und  $R_i$  den Innenwiderstand der Spannungsquelle darstellen.

Die Ladeschlussspannung für eine Batteriezelle beträgt 2,35 - 2,4 V. Ab dem Zeitpunkt an dem dieser erreicht wird, fängt die Phase der Konstant-Spannungsladung an und der Strom fällt exponentiell bis zu einem Wert von 1/450 C-Rate ab. Die 1/450 C Rate bedeutet einen Strom von 0,62 A bei einer Nennkapazität 6720 kWh. Die empfohlene Ladung dieser Batterie erfolgt mit einem Strom von  $I_{konst} = 80A$ . Der exponentielle Abfall des Stroms wird mit folgender Formel berechnet:

$$I = I_{konst} * e^{-(SOC-(SOC_u))/k}$$

SOC ist dabei der aktuelle SOC und  $SOC_u$  stellt den SOC dar, bei dem die Ladeschlussspannung erreicht ist. Für die Modellbatterie bedeutet  $SOC_u$  den Zustand, wenn die Ladeschlussspannung von ca. 28 V erreicht ist.  $k$  ist eine Konstante, die mit folgender Formel bestimmt wird:

$$k = \frac{1 - SOC_u}{\ln\left(\frac{I_{konst}}{I_{ab}}\right)}$$

Entsprechend der oberen Formel berechnet sich  $k$  für die Modellbatterie auf den Wert 0,059. Diese Konstante wurde aus dem exponentiellen Abfall der Ladekennlinie entsprechend der Ladekurve dieser Batterie extrahiert (siehe Abbildung 18).  $I_{ab}$  ist der Abschaltstrom und beträgt 0.62 A für die Modellbatterie.

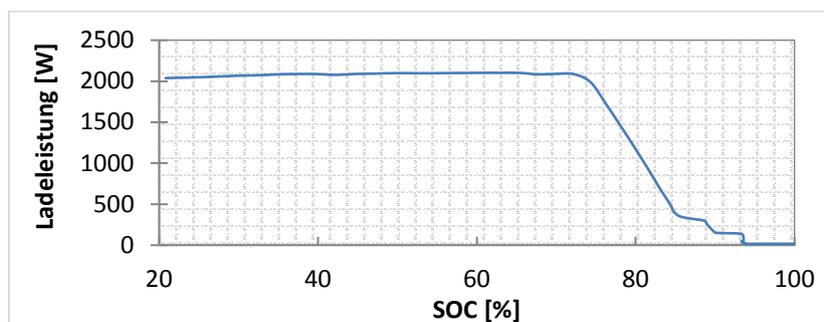


Abbildung 18: Ladekurve der gemessenen Hoppecke SB12V Batterie

Die Schwebelladung (engl. Float charge) tritt nach der 2-ten Stufe des IU-Ladeverfahrens an, nach der Konstant-Spannungsladung, und hat die Funktion die Selbstentladung zu kompensieren. Diese Stufe wird in diesem Modell nicht herangezogen, da es den Detaillierungsgrad dieser Modellierung übersteigt. Aus dem gleichen Grund werden die Alterungseffekte und die Temperatureinflüsse, die auf den tatsächlichen SOC wirken, nicht mitmodelliert. Alterungseffekte werden in Form einer vordefinierten Zyklenzahl von 1500 bei einer Entladetiefe von 80% als die Lebensdauer der Batterie im Optimierungsmodell berücksichtigt. [22]

## Entladung

Die Nennkapazität eines Akkumulators ist die mindestens entnehmbare Ladungsmenge bei einer neuen vollgeladenen Batterie im Fall, dass die Entladung mit Nennstrom  $I_n$  und bei Nenntemperatur  $T_n$  durchgeführt wird. Die tatsächliche Kapazität entspricht nicht der Nennkapazität, sondern ist alters- und temperaturbedingt und hängt von der Höhe des Entladestromes ab. Der Nennstrom für stationäre Batterien beträgt 1/10 C-Rate und bei Solarbatterien 1/100 C-Rate. Die Tiefenentladung wird aufgrund der höheren Lebensdauer des Akkumulators vermieden. Das Verhalten der Blei-Säure Batterie bei der Entladung hängt vom eingestellten Lastbedarf ab. Ein weiterer Effekt der während des Entladevorgangs

auftritt ist der Peukert-Effekt, benannt nach William Peukert. Der Peukert-Effekt beschreibt die Abhängigkeit der tatsächlichen Batteriekapazität von der Höhe des Entladestromes. Je höher der Entladestrom, desto weniger tatsächliche Kapazität kann aus dem Akkumulator genutzt werden. Dieser Vorgang ist bedingt durch Spannungsverluste am Innenwiderstand der Batterie und durch die Geschwindigkeit der chemischen Umwandlungsprozesse in der Batterie. [22] Bei Blei-Akkumulatoren liegt die Peukert-Zahl zwischen 1.1 und 1.3. Die Näherung der Peukert Gleichung ist unten gegeben:

$$t = \frac{C_N}{I_N} * \left( \frac{I_N}{I} \right)^k$$

wobei I-Entladestrom, C<sub>n</sub> die Nennkapazität, I<sub>n</sub> der Nennentladestrom, k die Peukert-Zahl und t die Entladedauer bei der Entladung mit dem Strom I darstellen. Die Abhängigkeit der Entladeschlussspannung der Batterie vom Entladestrom bedingt durch den Peukert-Effekt ist in der Tabelle 16 gegeben. Die Peukert-Gleichung [6] gilt für konstant –Stromentladung. Für die Bestimmung der Entladeschlussspannung wird die Gleichung der realen Spannungsquelle herangezogen im Hinblick auf die Abhängigkeit der Entladeschlussspannung von der Höhe des Entladestroms.

Tabelle 16: Abhängigkeit der Entladeschlussspannung vom Entladestrom nach [22]

Entladestrom (C-rate)	Entladeschlussspannung (V)
0.01C	1.9
0.05C	1.8
0.1C	1.75
1C	1.6
3C	1.5
10C	1.4

Der SOC nach jedem Lade-/Entladezyklus wird mit folgender Formel überprüft:

$$SOC [\%] = \frac{\int Idt}{Q_n} + SOC_{i-1} [\%]$$

Der SOC wird nach jedem Entladezyklus überprüft, damit die 20% SOC-Grenze oder 80% Entladetiefe nicht überschritten wird.

### Hersteller/Umsetzungsbeispiele

Eine 17 MW/14 MWh Blei-Säure Batterie wurde von BEWAG zur Frequenz- und Spannungsstabilisierung vom Inselnetz Westberlin 1986 eingesetzt. In Chino, USA Staat Kalifornien, wurden Blei-Säure Batterien der Firma Southern California Edison Company auch schon in der größeren

Größenordnung von 10 MW/40 MWh realisiert. In San Juan, Puerto Rico wird eine 20 MW/40 MWh Blei-Säure Batterie zur Frequenz- und Spannungsregelung eingesetzt. [23] Weitere Umsetzungsbeispiele sind in [4] aufgelistet.

## 2.3.2.2 Lithium-Ionen Batterie

Die Lithium-Ionen Batterie setzt sich wie die Blei-Säure Batterie aus zwei Elektroden und einen Elektrolyten zusammen. Die negative Elektrode (Anode) besteht vorwiegend aus Kohlenstoff. Die Bestandteile der positiven Elektrode (Kathode) sind meist Oxide wie Kobaltoxid und Manganoxid. Als Elektrolyt fungieren gelöste Li-Salze in organischen Lösungsmitteln. [21] Das Prinzip der chemischen Energiespeicherung der Lithium-Ionen Zellen basiert auf den Transport der Lithium-Ionen zwischen der Kathode und Anode. Beim Entladen werden Elektronen von der negativen Elektrode ausgeschieden und die frei werdenden positiven Lithium-Ionen wandern zu der positiven Elektrode und werden dort mit Elektronen neutralisiert und platzieren sich am Gitter des Aktivmaterials. Beim Laden wandern die positiven Lithium-Ionen zu der negativen Elektrode und reagieren mit den Elektronen. Die neutralen Lithium Ionen platzieren sich am Gitter der negativen Elektrode. [22] Aus den Lade und Entladevorgängen ist ersichtlich das Lithium das Aktivmaterial bei diesem Akkumulator darstellt. Die wesentlichen Eigenschaften der Lithium-Ionen Batterie sind in der Tabelle 17 aufgelistet

Tabelle 17: Parameter der Lithium-Ionen Batterie erstellt nach [26] [23] [22] [25] [27]

Eigenschaft	Einheit	Lithium-Ionen Batterie
Volumetrische Energiedichte	[Wh/l]	360
Gravimetrische Energiedichte	[Wh/kg]	150 - 200 /120
Leistungsdichte	[W/kg]	3 500
Maximal installierte Leistung	[kW]	2 000* n
Typische Energiebandbreite	[kWh]	100/0,5*n
Wirkungsgrad (Systemwirkungsgrad)	%	90 - 95
Ladewirkungsgrad	[%]	94 - 96
Entladewirkungsgrad	[%]	96 - 98
Speicherwirkungsgrad	[%]	100
Selbstentladung per Tag	[%]	0,01
Nennspannung einer Zelle	[V]	3,6
Ladeschlussspannung einer Zelle	[V]	4,2
Leerlaufende Spannung einer Zelle	[V]	3,6
Entladeschlussspannung(SOC 100%)	[V]	2,7 - 3
Innenwiderstand	[mΩ]	25 - 40
Zyklenzahl		3 000
Lebensdauer	[a]	6 - 15
Min. Entladedauer	[h]	0,1
Max. Entladedauer	[h]	12
Investitionskosten	[€/kWh]	500 - 2000
Periphere Kosten	[€/kW]	20

### **Ladung**

Es wird die Lithium-Ionen Batterie Evolion® (48 V/77 Ah) der Firma Saft für die Beschreibung der Modellierung des Ladeverhaltens der Lithium-Ionen Batterie für das Forschungsprojekt „Symbiose“ herangezogen. Durch die Serien- und/oder Parallelschaltung dieser Modellbatterie kann der gewünschte Energieinhalt einer Lithium-Ionen Batterie für das Projekt erzielt werden. Die Batterie Evolion® besitzt eine Kapazität von 77 Ah. Die Leerlaufspannung einer Lithium-Ionen Zelle wird anhand der Formel linear approximiert nach [28]:

$$SOC = \left( 100 * \left( \frac{U_0 - 3,3}{0,7} \right) \right) \text{ in [\%]}$$

Wird die oben dargestellte Formel für die Modellbatterie angewendet, so ergibt sich folgende Formel für die Berechnung der Leerlaufspannung der Modellbatterie Evolion® in Abhängigkeit des SOC:

$$SOC = \left( 100 * \left( \frac{U_0 - 44}{9,33} \right) \right) \text{ in [\%]}$$

Die Klemmenspannung der Lithium-Ionen Batterie wird auch wie bei der Blei-Säure Batterie nach dem Modell einer realen Spannungsquelle bestimmt,

$$U = U_0 - I * R_i$$

wobei U die Klemmenspannung,  $U_0$  die Leerlaufspannung und  $R_i$  den Innenwiderstand der Spannungsquelle darstellen. Die Leerlaufspannung des Lithium-Ionen Akkumulators hängt vom aktuellen SOC ab und wird anhand der Formel [2] berechnet. Der Innenwiderstand dieser Batterie beträgt ca. 0,102  $\Omega$  und wurde aus 2 verschiedenen Entladekurven aus [29] berechnet.

## Evolution® - Discharge at + 25°C (+ 77°F) after charge at 56.0 V

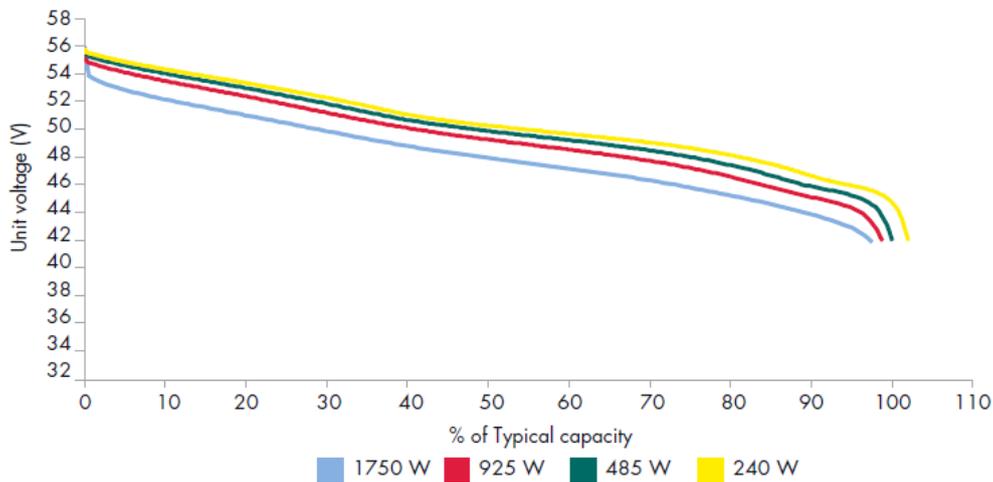


Abbildung 19: Entladungskurve der Lithium-Ionen Batterie Evolution® von Firma Saft [29]

Die Ladeschlussspannung bei dieser Modellbatterie beträgt ca. 55 Volt. Ab dem Zeitpunkt in dem diese Spannung erreicht wird, fängt die Phase der Konstant-Spannungsladung an und der Strom fällt exponentiell bis zu einem Wert von ca. 1/30 C-Rate ab. Die 1/30 C Rate bedeutet einen Strom von 2,56 A bei einer Nennkapazität von 77Ah. Die empfohlene Ladung der Batterie soll mit einem Strom von 32 A durchgeführt werden. Der exponentielle Abfall des Stroms wird am Beispiel einer Ladung mit einem Strom von 32 A beschrieben und wird mit folgender Formel berechnet,

$$I = I_{konst} * e^{-(SOC-(SOC_u))/k}$$

wobei  $I_{konst}$  der Strom der Konstant-Stromphase ist, SOC der aktuelle SOC ist und  $SOC_u$  jener SOC ist, bei dem die Ladeschlussspannung erreicht worden ist. In diesem konkreten Fall ist der  $SOC_u$  erreicht, wenn die Ladeschlussspannung ca. 55 Volt erreicht. k ist eine Konstante, die mit folgender Formel berechnet wird:

$$k = \frac{1 - SOC_u}{\ln\left(\frac{I_{konst}}{I_{ab}}\right)}$$

Die Konstante k beträgt 0.079. Diese Konstante wurde aus dem exponentiellen Abfall der Ladekennlinie entsprechend dem Datenblatt der Evolution® Batterie von der Firma Saft extrahiert (siehe Abbildung 20).

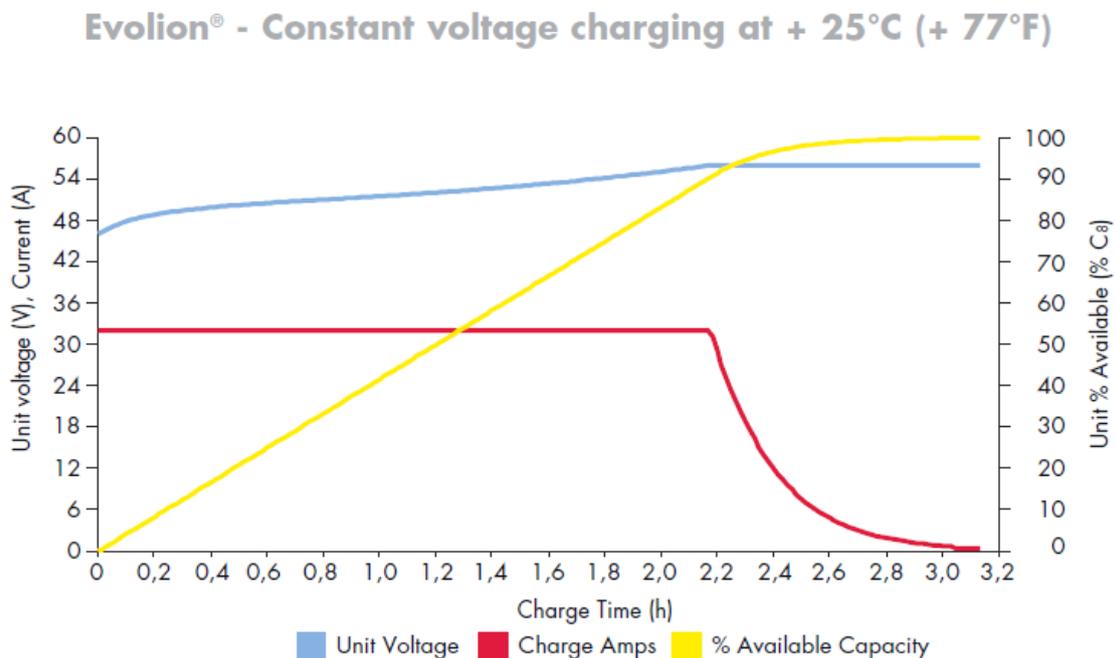


Abbildung 20: IU-Ladepkurve der Lithium-Ionen Batterie Evolion® von Saft [29]

## Entladung

Der Peukert Effekt wirkt sich auf die Lithium-Ionen Batterie nicht so stark aus wie bei der Blei-Säure Batterie. Die Entladeschlussspannung beträgt für die Batterie Evolion® 42 Volt. [29] Für die Modellierung der Klemmenspannung wird wieder das Modell der realen Spannungsquelle herangezogen. Als noch eine starke Schranke für die Ermittlung des Entladeschlussvorgangs wird der SOC nach jedem Entladezyklus überprüft, damit die 20% SOC-Grenze oder 80% Entladetiefe nicht überschritten wird.

$$SOC[\%] = \frac{\int Idt}{Q_n}$$

## Hersteller/Umsetzungsbeispiele

Untersuchte Firmen, die sich mit der Herstellung von größeren Lithium-Ionen Batterien beschäftigen sind z.B. Unternehmen Gaia, Saft, Siemens und etc. Der Prototyp des SIESTORAGE (2 MW/0,5 MWh) von Siemens kann auch modular auf größere Einheiten dimensioniert werden. [27]

### 2.3.2.3 Redox-Flow Batterie (Vanadium-Redox-Flow Batterie)

Die Speicherung der elektrischen Energie erfolgt bei Redox-Flow Batterien nicht durch die Reaktion des Aktivmaterials, die an den Elektroden der Batteriezelle platziert sind, wie das der Fall bei den oben beschriebenen Batteriesystemen ist. Das energiespeichernde Material von der Redox-Flow Batterie befindet sich in separaten Tanks und durchströmt die Elektroden während des Ladungs-

Entladungsprozesses. Auf den Elektroden sind Katalysatoren positioniert, die die chemische Wandlung des energiespeichernden Materials anregen. Das Ausgangsmaterial wird wieder den gleichen Tanks wie vor der chemischen Umwandlung zugeführt. Das Energiespeichernde Material besteht aus Metallsalzlösungen und Elektrolyten. [21] Das Elektrolyte stellt eine verdünnte Schwefelsäure dar. [21]

Die Vanadium-Redox-Flow Batterie wird als Vertreter der Redox-Flow Batterien im Projekt Symbiose modelliert. Der Vorteil dieser Redox-Flow Batterie gegenüber anderen Redox-Flow Batterien ist, dass das Vanadium vier Wertigkeiten besitzt und dass damit nur Vanadium als energiespeicherndes Mittel für die Vanadium-Redox-Flow Batterie eingesetzt wird.

Jeder Elektrode ist ein Tank mit dem energiespeichernden Material zugewiesen. Die chemische Umwandlung (Ladung/Entladung der Batterie) basiert auf den Änderungen der Wertigkeiten des energiespeichernden Fluids, dass die Elektroden durchströmen. Je nachdem ob die Batterie entladen oder geladen wird, wird die Anode von  $V^{2+}$  oder  $V^{3+}$  durchströmt. Auf der anderen Seite wird die Kathode von  $V^{4+}$  oder  $V^{5+}$  in Abhängigkeit der Speicherrichtung durchsetzt. Die Elektrolytkreisläufe, die auf der negativen und positiven Elektrode stattfinden, sind durch eine  $H^+$ -Ionenleitende Membrane getrennt. Der Aufbau eine Redox-Flow Batterie ist in Abbildung 21 dargestellt. Die Energiedichte dieser Speichertechnologie liegt in der Größenordnung der Energiedichte der Blei-Säure Batterie, weil die Löslichkeit der Metallsalzlösungen im Elektrolyten nicht sehr groß ist. [23] Für Stationäre Zwecke ist die volumetrische Energiedichte nicht von großer Bedeutung. Die Kapazität der Batterie wird durch die Größe des Tanks bestimmt und die maximale Leistung durch die Größe der Elektroden. Die volumetrische Energiedichte des Vanadium-Elektrolyten beträgt 30 Wh/l. Die gesamte Kapazität des Speichersystems hängt von der Menge des Elektrolyten in beiden Tanksystemen ab. Die durchschnittliche Größe einer Zelle des Wandlersystems beträgt 400 cm<sup>2</sup>. Die durchschnittliche Stromdichte, die in einer Zelle erreicht werden kann beträgt 50 mA/cm<sup>2</sup>. [30]

Redox-Flow Batterien sind widerstandsfähig gegen niedrige Entladetiefe. Sie weisen größere Zyklenzahl und größere Lebensdauer im Vergleich zu den konventionellen elektrochemischen Speichersystemen auf. Ein Akzeptabler Wirkungsgrad ist mit diesem Speichersystem auch erreichbar. [31]

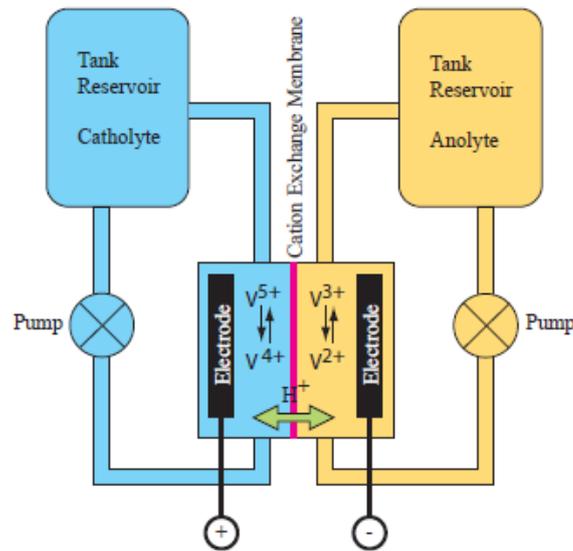


Abbildung 21: Aufbau der Redox-Flow Batterie [31]

Die wesentlichen Eigenschaften der Redox-Flow Batterie sind in der Tabelle 18 aufgelistet.

Tabelle 18: Parameter der Redox-Flow Batterie nach [32] [31] [26] [24] [33] [34]

Eigenschaft	Einheit	Wert
Volumetrische Energiedichte	[Wh/l]	10
Gravimetrische Energiedichte	[Wh/kg]	20
Max. Leistung	[kW]	10 000
Min. Leistung	[kW]	10
Typische Energiebandbreite	[MWh]	0,5 - 5
Wirkungsgrad (Systemwirkungsgrad)	%	> 75%
Ladewirkungsgrad	[%]	70 - 82
Entladewirkungsgrad	[%]	85 - 90
Speicherwirkungsgrad	[%]	100
Selbstentladung per Tag	[%]	0.1 - 0.2
Leerlaufende Spannung (OCV)	[V]	1.3 SOC (SOC 50%)
Ladewiderstand	[ $\Omega\text{cm}^2$ ]/[bei Stack Größe ca.80 $\text{cm}^2$ ]	3.12 $\Omega\text{cm}^2$ /0.039
Entladewiderstand	[ $\Omega\text{cm}^2$ ]	2.96 $\Omega\text{cm}^2$ /0.037
durchschn. Stromdichte pro Zelle	[mA/cm <sup>2</sup> ]	50
Zyklen		>10 000
Lebensdauer	[a]	> 20
Min. Entladedauer	[h]	1
Max. Entladedauer	[h]	10
Speicherkosten	[€/kWh]	150(optimistisch) - 500
Periphere Kosten	[€/kW]	550-1400

## Ladung und Entladung

Da die Redox-Flow Batterie gegenüber der Tiefenentladung unempfindlich ist, werden die Parameter Leistung, Energie und Wirkungsgrad für die Modellierung dieser Speichertechnologie herangezogen. Als Vorlage für die Modellierung der Redox-Flow Batterie dient die Testanlage, vorgestellt in [35]. Laut [35] hat dieser Batterietyp die in Abbildung 90 ersichtliche Lade- und Entladecharakteristik. Es zeigt sich, dass die Batterie bis zu einem State of Charge (SOC) von 45% mit voller Leistung geladen werden kann, ab diesem Punkt nimmt die zulässige Ladeleistung kontinuierlich ab. Eine ideale Batterie hätte eine maximale und konstante Ladeleistung bis zu 100% SOC. Um Simulationen bis zu einem Ladezustand von 100% SOC durchführen zu können, wurde jenseits von 88% SOC eine lineare Interpolation zum Punkt 100% SOC und 0 kW Leistung durchgeführt.

Das Entladeverhalten ist durch einen Leistungseinbruch bei kleinen SOC -Ständen geprägt, ab 25% steht die volle Ladeleistung zur Verfügung. In diesem Fall, wurden die Interpolationen auf beiden Seiten durchgeführt, einerseits für den Fall SOC < 10% wurde die Gerade bis auf SOC = 0% verlängert und auf der rechten Seite, wurde die Entladekennlinie waagrecht bis auf SOC 100% verlängert.

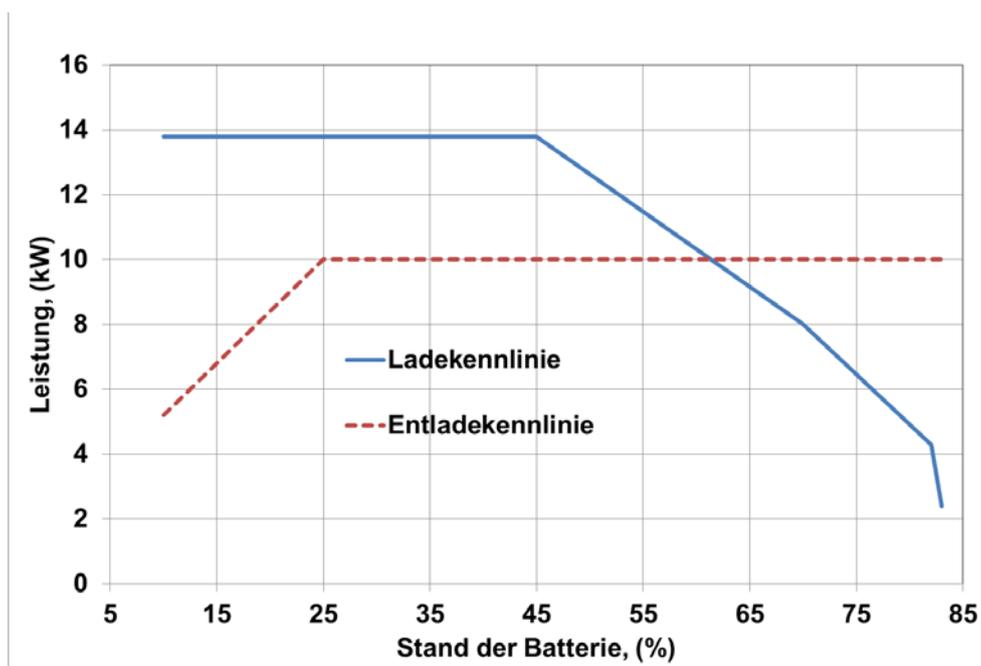


Abbildung 22: Lade- und Entladeverhalten der Redox-Flow Batterie in Abhängigkeit des State of Charge (SOC)  
(Quelle: [35])

## Hersteller/Umsetzungsbeispiele

Das Unternehmen Cellstrom GmbH bietet eine Großbatterie CellCube mit 10 kW Nennleistung und 10 kWh Speicherkapazität modularen Aufbaus an. In Japan wurde von Suitomo und Kansai Power Co. eine 5 MWh/500 kW große Vanadium-Redox Flow Batterie für „load leveling“ aufgebaut. In Australien wurde ein Inselnetz mit einer 800kWh/200kW ergänzt. Die Hersteller und Entwickler der Vanadium-

Redox Flow Batterie, Stand 2010, sind Ashlawn Energy (USA), Cellstrom GmbH (AT) Prudent Energy Copeartion(USA) und RedT (UK). [36] [24]

### 2.3.2.4 Elektrolyse/Wasserstoffspeicher/Brennstoffzelle

Eine weitere Speichertechnologie, bei der die Trennung des Speichersystems und des Wandlersystems stattfindet stellt die Umwandlungskette aus Elektrolyse, Wasserstoffspeicher und Brennstoffzelle dar. Die Richtung der elektrischen Energiespeicherung ist in der unteren Abbildung dargestellt.

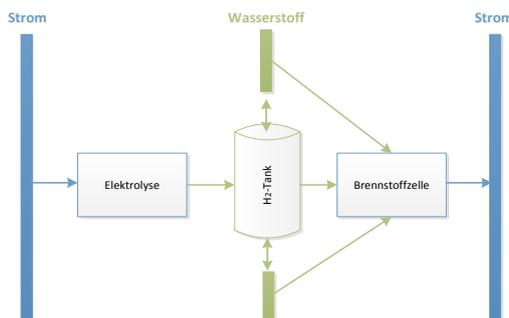


Abbildung 23: Umwandlungskette Strom-Elektrolyse-Wasserstoffspeicher-Brennstoffzelle-Strom

Der erzeugte Wasserstoff kann mittels verschiedener Speichersystem gespeichert werden oder wenn vorhanden direkt in ein Wasserstoffnetz ggf. Gasnetz (unter Berücksichtigung der Einspeisebedingungen) eingespeist werde. In Österreich kann nach der ÖVGW Richtlinie Wasserstoff bis zu 4 Vol-% und synthetisches Methan bis 96 Vol-% in das Erdgasnetz eingespeist werden. [37] Die unterschiedlichen Arten der Wasserstoffspeicherung, die in diesem Projekt untersucht wurden sind in der Abbildung 24 dargestellt.

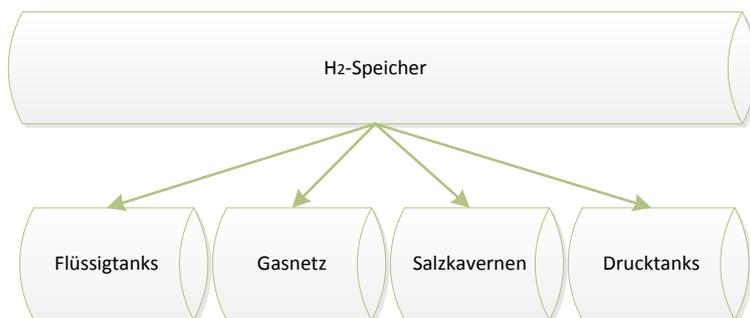


Abbildung 24: Wasserstoffspeicherung

In weiteren Abschnitten werden die Eigenschaften und verschiedene Typen der einzelnen Wandler und Speichersysteme vorgestellt.

### Ladung = Elektrolyse

Bei der Elektrolyse kommt es zur Spaltung von Wasser in Wasserstoff und Sauerstoff durch den Einsatz von Strom. Es werden zwei Elektroden, an denen sich Gase abscheiden, und ein Elektrolyt benötigt. Der

eingeprägte Strom fließt durch den Elektrolyten und bewirkt die Spaltung vom Wasser. Die Elektroden besitzen Katalysatoren, die die chemische Reaktion begünstigen. An der Anode (positive Elektrode) scheidet sich Sauerstoff ab und an der Kathode (negative Elektrode) gasförmiger Wasserstoff. Das Wasser wird durch die Zugabe von Säuren, Basen oder löslichen Salzen leitfähiger gemacht. [38]

Grundsätzlich wird im Bereich der Wasserelektrolyse nach [39] zwischen drei relevanten Technologien unterschieden:

- Alkalische Elektrolyse (AEL)
- Polymer-Elektrolyt-Membran(PEM)- Elektrolyse
- Hochtemperaturelektrolyse (SOEC)

Im Projekt Symbiose wird für die Recherche die Alkalische Elektrolyse und PEM-Elektrolyse herangezogen, da die Hochtemperatur Elektrolyse noch keine kommerzielle Reife erreicht hat und für den ausgewählten Simulationszeitraum keine wettbewerbsfähige Technologie darstellt.

## Alkalische Elektrolyse

Hierbei werden zwei Halbzellen mit einem alkalischen Elektrolyten gefüllt. Der Elektrolyt basiert auf flüssiger basischer Substanz (25%-KOH-Lauge). Dieser zirkuliert jeweils an den Elektroden vorbei und transportiert die Produkte ab.

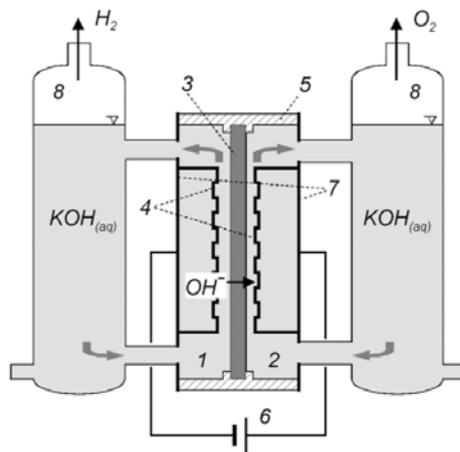


Abbildung 25: Aufbau einer alkalischen Elektrolysezelle aus [39]

Diese Technologie ist Stand der Technik und wird sowohl drucklos (atmosphärische) als auch druckbehaftet in verschiedenen Leistungsgrößen realisiert. In Abhängigkeit von der Verwertung des Endproduktes eignet sich ein Verfahren besser als das andere. Wird Wasserstoff im hohen Druckbereich erfordert so eignet sich der Druck-Elektrolyseur besser als der Drucklose-Elektrolyseur, weil das Endprodukt schon mit einem Druck von ca. 30 bar weiterverwendet werden kann und die erste Verdichtungsstufe eingespart werden kann. Aus dem gleichen Grund, weil die erste Verdichtungsstufe ein Teil des Druck-Elektrolyseures darstellt, ist der Wirkungsgrad dieses Elektrolyseures geringer als bei

atmosphärischem Elektrolyseur. Die Betriebstemperaturen für alkalische Elektrolyse Anlagen liegen im Bereich 60°C bis 80°C. [39]

Die wesentlichen Eigenschaften/Parameter eines alkalischen Elektrolyseures sind aus der unteren Tabelle zu entnehmen:

*Tabelle 19: Parameter von alkalischem Elektrolyseur [40] [41] [39] [21] [42]*

Eigenschaft	Einheit	Wert
Heizwert Wasserstoff (LHV)	[kWh/Nm <sup>3</sup> ]	3
Brennwert Wasserstoff (HHV)	[kWh/Nm <sup>3</sup> ]	3,54
<b>Alkalischer Elektrolyseur</b>		
Wirkungsgrad (bezogen auf den Brennwert)	[%]	73 - 78 (Druckelektrolyseur ) 85 (Elektrolyseur mit atmosphärischem Druck)
Zelltemperatur	°C	60 - 80
Stromdichte	[mA/cm <sup>2</sup> ]	200 - 400
Leistungsbereich pro Modul (Produktionsrate)	[Nm <sup>3</sup> /h]	1-760 Nm <sup>3</sup> /h
Leistungsaufnahme P <sub>el</sub> pro Modul	[MW]	0,005 - 3,4
Zelldruck	bar	<30
Zellspannung	[V]	1,8 - 2,4 V
Leistungsdichte	[W/cm <sup>2</sup> ]	1
Spez. Energieverbrauch (System)	[kWh/Nm <sup>3</sup> ]	4,2 - 5,9 (Elektrolyseur mit atmosphärischem Druck) 4,5 - 7 (Druckelektrolyseur)
Zellfläche	[m <sup>2</sup> ]	<4
unterer Teillastbereich	[%]	20 - 40
Lebensdauer	[a]	20-30
Investitionskosten > 500 kW	[€/kW]	800 – 1 500

Ein wichtiger Aspekt, der bei der Modellierung berücksichtigt werden soll, ist das alkalische Elektrolyseure den unteren Teillastbereich von 20% nicht unterschreiten dürfen. Der Grund dafür ist die schlechte Gasqualität der produzierten Gase. Im niedrigen Teillastbereich steigen der Prozentsatz von H<sub>2</sub> im produzierten O<sub>2</sub> und etwas weniger der Prozentsatz von O<sub>2</sub> im produzierten H<sub>2</sub>. Aus Sicherheitsgründen erfolgt eine Abschaltung der Anlage wenn 2% H<sub>2</sub> in O<sub>2</sub> erreicht worden sind. Diese Erscheinung ist bei Druckelektrolyseuren noch stärker vertreten da durch den erhöhten Druck die Querdiffusion der Gase durch den Separator schneller erfolgt und die Löslichkeit der Gase im Elektrolyten steigt. [39]

Der angegebenen spezifische Systemwirkungsgrad in [39] ergibt sich aus den verbrauchten Strommengen bezogen auf die erhaltenen Wasserstoffmengen. Diese werden in [39] mit 4,5-7,0 kWh/Nm<sup>3</sup> angegeben. In Zukunft kann mit einer Verbesserung der Technologie gerechnet werden und der Wert sinkt auf 4,3-5,7 kWh/Nm<sup>3</sup>. Wird der Wert für energietechnische Anwendungen auf den Heizwert des Wasserstoffs umgerechnet so ergibt sich als gegenwärtiger „Wirkungsgrad“ 1,5-2,34 kWh<sub>el</sub>/kWh<sub>th-Hu-H<sub>2</sub></sub>. Die zukünftig prognostizierte Effizienz liegt somit bei 1,44-1,9 kWh<sub>el</sub>/kWh<sub>th-Hu-H<sub>2</sub></sub>. Grundsätzlich hängen der Wirkungsgrad und die Investitionskosten des AELs von der Größe der Anlage ab. Diese Abhängigkeiten sind in den unteren Abbildung 26 und Abbildung 27 dargestellt. Die Investitionskosten gelten nur für das Elektrolysesystem.

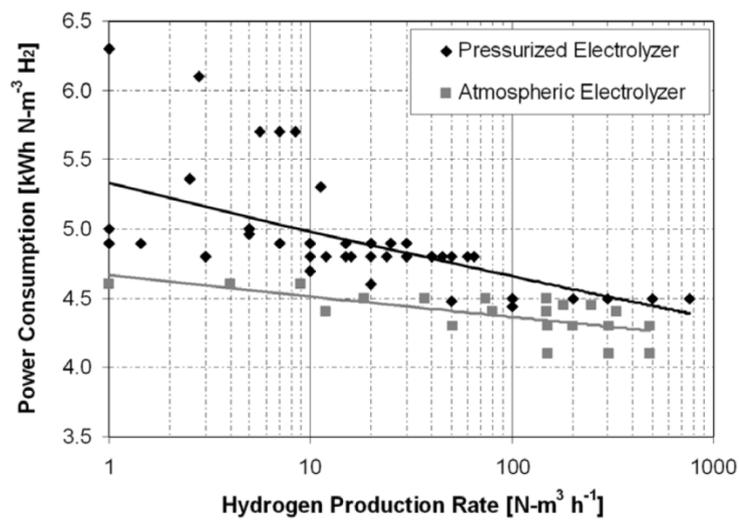


Abbildung 26: Wirkungsgrad vom alkalischen Elektrolyseur nach [39]

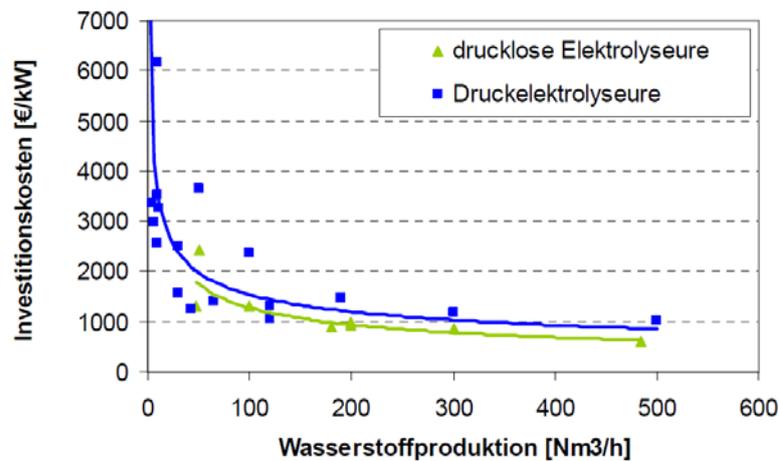


Abbildung 27: Abhängigkeit der Investitionskosten des AEL-Elektrolyseurs von H<sub>2</sub>-Produktion [39]

## PEM- Elektrolyse

Eine PEM Elektrolyse Anlage besteht aus einer Anode und einer Kathode die durch eine saure PEM (Protonaustauschmembran) getrennt sind [39]. Das Material ist ein Festelektrolyte, SPE(Soild Polymear Elektrolyte,z.B. Nafion®). [21] An der Anode der Zelle wird Sauerstoff produziert und an der Kathode, Wasserstoff. Die Größe der PEM-Elektrolyseure ist kleiner als von alkalischen Elektrolyseuren. Pro Modul wird derzeit eine Wasserstoffproduktion von 0,06-30 Nm<sup>3</sup>/h gewonnen mit der maximalen elektrischen Leistungsaufnahme von 150 kW.

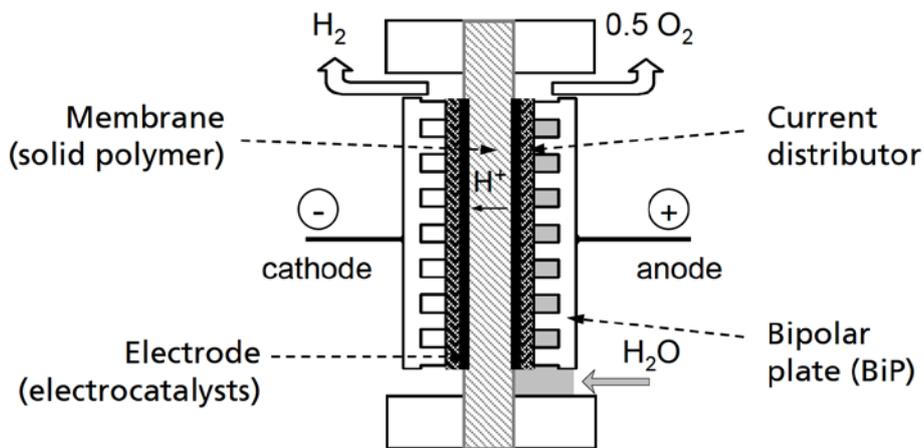


Abbildung 28: Funktionsschema PEM Elektrolyse [39]

Die PEM Elektrolyse wird für kleinere mobile Anwendungen realisiert, wo der erreichte Wirkungsgrad nicht im Mittelpunkt steht. Zu den Vorteilen der PEM Zellen zählen die gute Dynamik in Folge kleiner Massen und der geringeren Teillastfähigkeit. Die Grenze des unteren Teillastbereichs liegt bei PEM-Elektrolyseuren bei 0-10%. Zudem tolerieren PEM Elektrolyseure kurzzeitige Überlastungen. [39] Die Betriebstemperatur liegt, ähnlich wie bei der alkalischen Elektrolyse in einem Bereich zwischen 50 °C und (mittelfristig) 90 °C.

Hinsichtlich der Effizienz der Anlagen liegen die PEM Zellen inklusive des Gesamtsystems im selben Bereich wie die alkalischen Zellen und können durch technologische Verbesserungen langfristig 1,37-1,6 kWh<sub>el</sub>/kWh<sub>th-H<sub>2</sub>-H<sub>2</sub></sub> als spezifische Effizienz erreichen [39].

Die wesentlichen Eigenschaften/Parameter des PEM- Elektrolyseures sind aus der unteren Tabelle zu entnehmen:

Tabelle 20: Parameter für den PEM Elektrolyseur nach [42] [39]

Eigenschaft	Einheit	Wert
Wirkungsgrad	[%]	47 - 78
Zelltemperatur	°C	50 - 80
Stromdichte	[mA/cm <sup>2</sup> ]	600 - 2000

Leistungsbereich pro Modul (Produktionsrate)	[Nm <sup>3</sup> /h]	0,06 - 30
Leistungsaufnahme P <sub>el</sub> pro Modul	[kW]	150
Zelldruck	bar	<30 bar
Zellspannung	[V]	1,8 - 2,2
Leistungsdichte pro Zelle	[W/cm <sup>2</sup> ]	4,4
Spez. Energieverbrauch	[kWh/Nm <sup>3</sup> ]	4,5 - 7,5
Spez. Energieverbrauch für Systeme	[kWh/Nm <sup>3</sup> ]	6-8 [1 Nm <sup>3</sup> /h - 10 Nm <sup>3</sup> /h]
Zellfläche	[cm <sup>2</sup> ]	<300
unterer Teillastbereich	[%]	0 - 10
Lebensdauer	[a]	10-20
Investitionskosten für Systeme der Produktionsrate 1-10 Nm <sup>3</sup> /h	[€/kW]	Laborelektrolyseur 7 000 2 000 - 6 000

## Hersteller/Umsetzungsbeispiele

Die größte Anlage für Druckelektrolyseure wird in Cuzco, Peru mit einer Leistung von 22 MW (4.700 Nm<sup>3</sup>/h) betrieben. Bezüglich dem drucklosem Elektrolyseur wurde die größte Anlage mit einer Leistung von 156 MW (33.000 Nm<sup>3</sup>/h) in Assuan-Staudamm in Ägypten errichtet. Größere PEM Elektrolyseure befinden sich noch im vorkommerziellen Stadium. [39] Die Liste der Hersteller von AEL und PEM Elektrolyseuren ist in [39] gegeben.

Im Rahmen der Recherche wurde beschlossen, dass als Elektrolyse-Technologie für die weiteren Betrachtungen im Forschungsprojekt Symbiose der alkalische Elektrolyseur aufgrund der größeren Leistungseinheiten und des breiteren Umsetzungsgrades für die zwei Modellregionen weiterverfolgt werden.

## H<sub>2</sub>-Speicher

Als H<sub>2</sub>-Speicher werden auch verschiedene Arten von Wasserstoffspeichertechnologien unterschieden. Die Unterteilung der H<sub>2</sub>-Speichertechnologien erfolgt primär nach der Unterscheidung des Aggregatzustands vom Gas:

- Gasförmiger Wasserstoff
- Flüssigwasserstoff

Die Speicherung vom gasförmigen Wasserstoff kann in Druckbehältern, Salzkavernen oder im bestehenden Gasnetz erfolgen. Die Speicherung vom Flüssigwasserstoff wird in speziell gefertigten Tanksystemen (Kytrotanks) bewerkstelligt. Die Konstruktionsbeschreibung der einzelnen H<sub>2</sub>-Speichersysteme und die technologische Optimierung der H<sub>2</sub>-Speichersysteme ist nicht ein Teil des Projektes Symbiose und wird deshalb auch nicht hier dargestellt. Die wesentlichen Parameter die für die Modellierung der Kette Strom-Elektrolyse-H<sub>2</sub> Speicher- Brennstoffzelle-Strom notwendig sind, sind die

mögliche Speichergröße, die Energiedichte und der Betriebsdruck. Diese Parameter sind in der unteren Tabelle gegeben:

Tabelle 21: Eigenschaften der verschiedenen H<sub>2</sub>-Speichersysteme nach [39] [40] [41] [43] [44] [23]

H <sub>2</sub> -Speichertechnologie/Eigenschaft	Einheit	Wert
<b>Salzkavernen</b>		
Betriebsdruck	bar	bis 200
Speichergröße	m <sup>3</sup>	700 000 - 580 000
Energiedichte (200 bar)	kWh/Nm <sup>3</sup>	530
<b>Druckbehälter</b>		
Betriebsdruck Stationär/Mobil	bar	30/800
Referenz Tankgröße	m <sup>3</sup>	110
Energiedichte (700 bar)	kWh/Nm <sup>3</sup>	1 400
<b>Flüssigbehälter</b>		
Betriebsdruck	bar	1 bar
Speichergröße	l	75 000
Energiedichte (700 bar)	kWh/Nm <sup>3</sup>	2 400
<b>Gasnetz</b>		
Betriebsdruck	bar	Hochdruck
Speichergröße	m <sup>3</sup>	7.451 Mrd. + Netz
Energiedichte (1 bar)	kWh/Nm <sup>3</sup>	3

Im Rahmen des Konsortiums wurde beschlossen, dass als mögliche H<sub>2</sub>-Speichersysteme für die weiteren Betrachtungen im Forschungsprojekt Symbiose der stationäre Druckbehälter und die H<sub>2</sub>-Speicherung im Gasnetz für die zwei Modellregionen weiterverfolgt werden.

### **Entladung = Brennstoffzelle**

Die Rückverstromung des eingespeicherten H<sub>2</sub> kann durch die Brennstoffzelle erreicht werden. Die Brennstoffzelle arbeitet nach dem Elektrolyseprinzip nur in umgekehrte Richtung. Sie wandelt die chemische Energie vom H<sub>2</sub> in elektrische Energie um. Die Brenngase geben Elektronen an ihre Elektroden ab. Die Elektroden sind durch einen Elektrolyten voneinander getrennt. Der Elektrolyt hat dabei die Funktion einer Ionenführung und schließt somit den Stromkreis ab. Die Reaktion wird durch die Katalysatoren, die sich in den Elektroden befinden, begünstigt und es baut sich eine Potentialdifferenz zwischen den Elektroden auf.

Wie bei der Elektrolyse werden verschiedene Brennstoffzellentypen unterschieden. Für das Projekt Symbiose wurden nur Brennstoffzellentypen untersucht, wo als eingesetztes Brenngas H<sub>2</sub> fungiert:

- Alkalische Brennstoffzelle( AFC)
- Phosphorsäure-Brennstoffzelle( PAFC)
- Polymerelektrolytmembran-Brennstoffzelle (PEMFC)

- Festoxid Brennstoffzelle( SOFC)

Die Entwicklung der Brennstoffzelle hat mit der alkalischen Brennstoffzelle angefangen. Der Wirkungsgrad dieser Brennstoffzelle ist verglichen mit anderen Brennstoffzellentypen hoch. Nichts desto trotz konnte sich dieser Brennstoffzellentyp gegen andere Brennstoffzellentechnologien für die Anwendung der stationären Energiespeicherung nicht durchsetzen können. Gründe dafür sind das schlechte dynamische Verhalten, die niedrige Stromdichte und die hohe Empfindlichkeit des Elektrolyten gegenüber  $\text{CO}_2$  und  $\text{CO}$ . Deshalb wurde dieser Brennstoffzellentyp auch im Projekt Symbiose nicht weiter angewendet. [45]

### **PAFC Brennstoffzelle**

Das Elektrolyte dieser Brennstoffzelle besteht aus Phosphorsäure in Gelform. Aufgrund des säurehaltigen Elektrolyten ist diese Brennstoffzelle unempfindlich gegenüber  $\text{CO}_2$ . Die PAFC Brennstoffzelle arbeitet bei einem Temperaturbereich von  $200^\circ\text{C}$ . Der Wirkungsgrad ist im Vergleich zu anderen Brennstoffzellensystemen niedriger. Die Erhöhung vom Betriebsdruck könnte den Systemwirkungsgrad verbessern. Der Einsatzbereich dieser Brennstoffzelle für die stationäre Energiespeicherung ist groß, da Erdgas als Brenngas eingesetzt werden kann, wenn der Reformierungsprozess als Vorstufe zur der Elektrolyse eingeleitet wird. Diese Betrachtung war aber für den Ablauf der Stromerzeugungskette im Projekt „Symbiose“ nicht relevant. [45]

### **PEM Brennstoffzelle**

Diese Brennstoffzelle besitzt wie der gleichnamige Elektrolyseur eine protonleitende Membrane. Aufgrund der Polymermembrane verträgt diese Brennstoffzelle hohe Temperaturen nur unter höheren Betriebsdrücken. Als Brennstoff eignet sich reiner Wasserstoff und Sauerstoff, deshalb wurde dieser Brennstoffzellentyp für die weiteren Anwendungen im Projekt Symbiose herangezogen. Der tolerierbare  $\text{CO}$ -Anteil bei dem eingesetzten Wasserstoff beträgt 10 ppm. Dieses entspricht einem großen technischen Aufwand, falls die Reformierung für die Gewinnung vom Wasserstoff herangezogen wird. Aus diesem Grund eignet sich die PEM-Brennstoffzelle sehr gut für ein aus Elektrolyse produziertes  $\text{H}_2$ . Der Einsatz von Katalysatoren ist sehr wichtig, bedingt durch den sauren Elektrolyten und niedrigen Betriebstemperaturen. Die Arbeitstemperatur zwischen  $80\text{-}100^\circ\text{C}$  ermöglicht die Auskopplung von Wärme. [45] [38]

### **SOFC Brennstoffzelle**

Die SOFC Brennstoffzelle ist eine Hochtemperaturbrennstoffzelle und arbeitet in einem Temperaturbereich zwischen  $800\text{-}1000^\circ\text{C}$ . Aufgrund des hohen Temperaturbereichs ist der gesamte Wirkungsgrad dieser Brennstoffzelle sehr hoch im Vergleich zu anderen Brennstoffzellentypen. Als Elektrolyt wird ein gasdichter keramischer Festelektrolyt, Yttriumoxid dotiertes Zirkondioxidkeramik, verwendet. Nachteil dieser Brennstoffzellen ist das aufgrund der Material- und Korrosionsprobleme, bedingt durch die hohe Betriebstemperatur, keine großen Elektrodenoberflächen möglich sind. Aus diesem Grund ist der Zellaufbau für so ein Brennstoffzellensystem in tubulärer Form zu finden, da so ein

Aufbau unterschiedliche Materialausdehnungskoeffizienten erlaubt. Die SOFC Brennstoffzelle kann durch fossile Brennstoffe durch eine vollständige oder teilweise Reformierung betrieben werden. [46] [36]

## Wirkungsgradverhalten

Der Wirkungsgrad einer Brennstoffzelle ist nicht konstant über den gesamten Lastbereich. Im niedrigen Teillastbereich ist der Wirkungsgrad sehr niedrig. Der größte Wirkungsgrad ist bei einem Teillastverhalten von 30-50% zu finden. Ab 50% der Nennleistung fällt der Wirkungsgrad flach ab. Der Verlauf des Wirkungsgrades bei PEMFC in Abhängigkeit vom Teillastverhalten ist in Abbildung 29 ersichtlich. [47]

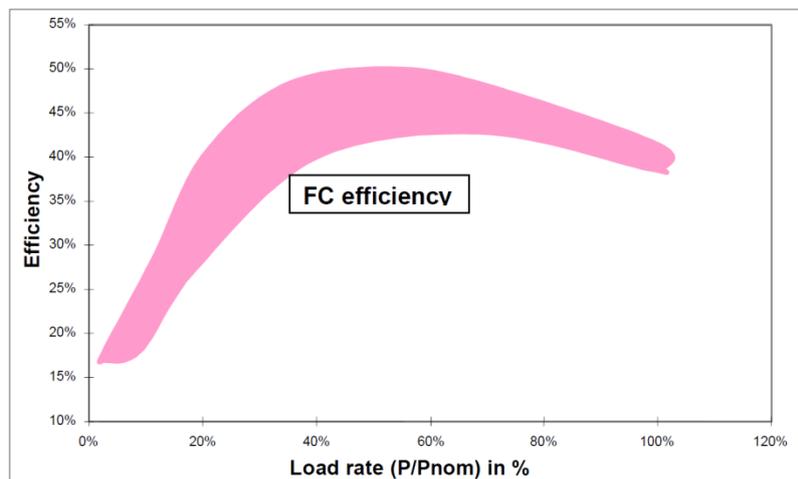


Abbildung 29: Wirkungsgradverhalten in Abhängigkeit vom Lastverhalten nach [47]

Tabelle 22: Parameter für Brennstoffzellensysteme nach [47] [48] [49] [50] [51] [52]

Technologie/Eigenschaft	Einheit	Wert
<b>PAFC-Brennstoffzelle</b>		
Betriebstemperatur	°C	200
Wirkungsgrad (el.)	%	40 - 45
Wirkungsgrad Gesamtsystem (el. + th.)	%	50 - 55
Betriebsspannung	V	0,5
Leistung max	kW	11 000
Kosten	€/kW <sub>el</sub>	5 000
Lebensdauer	h	20 000-40 000
Betriebsdruck	bar	1 - 8
Flächenleistung	W/cm <sup>2</sup>	0,2
<b>PEMFC-Brennstoffzelle</b>		
Betriebstemperatur	°C	80 - 100
Wirkungsgrad (el.)	%	35 - 60

Wirkungsgrad Gesamtsystem (el. + th.)	%	70
Betriebsspannung	V	0,5
Leistung max	kW	250
Kosten	€/kW <sub>el</sub>	6 000 – 10 000
Betriebsdruck	bar	1 - 5
Flächenleistung	W/cm <sup>2</sup>	0,6
Lebensdauer	h	3 000
<b>SOFC-Brennstoffzelle</b>		
Betriebstemperatur	°C	800-1 000
Wirkungsgrad (el.)	%	47 - 55
Wirkungsgrad Gesamtsystem (el. + th.)	%	70 - 80
Betriebsspannung	V	0,7
Leistung max	kW	10 0000
Kosten	€/kW <sub>el</sub>	10 0000
Betriebsdruck	bar	1 - 15
Flächenleistung	W/cm <sup>2</sup>	0,4
Lebensdauer	h	5 0000

## **Hersteller/Umsetzungsbeispiele**

Führende Hersteller und Entwickler der PAFC Brennstoffzelle sind neben ONSI folgende japanische Firmen: Fuji Electric, Mitsubishi, Sanyo und Toshiba. Neben Ballard arbeitet in Deutschland Siemens an der Entwicklung von PEMFC-Systemen. Siemens konzentriert sich auf Anlagen, die mit Wasserstoff und Sauerstoff betrieben werden. Bezüglich der Herstellung und Entwicklung der SOFC Brennstoffzelle sind Siemens/Westinghouse (Deutschland), Mitsubishi und Fuji Electric (beide Japan), Sulzer Hexis (Schweiz) und ECN (Niederlande). [46]

### **2.3.2.5 Methanisierung**

Methanisierung zur Speicherung von elektrischer Energie ist derzeit verstärkt in Diskussion. Durch die vielen notwendigen Umwandlungsschritte um von Strom über Wasserstoff und Kohlendioxid hin zu komprimierten Methan zu kommen und anschließend wieder zurück zu Strom, ergibt sich ein denkbar schlechter Gesamtwirkungsgrad der sich negativ auf die Rentabilität solcher Anlagen auswirkt.

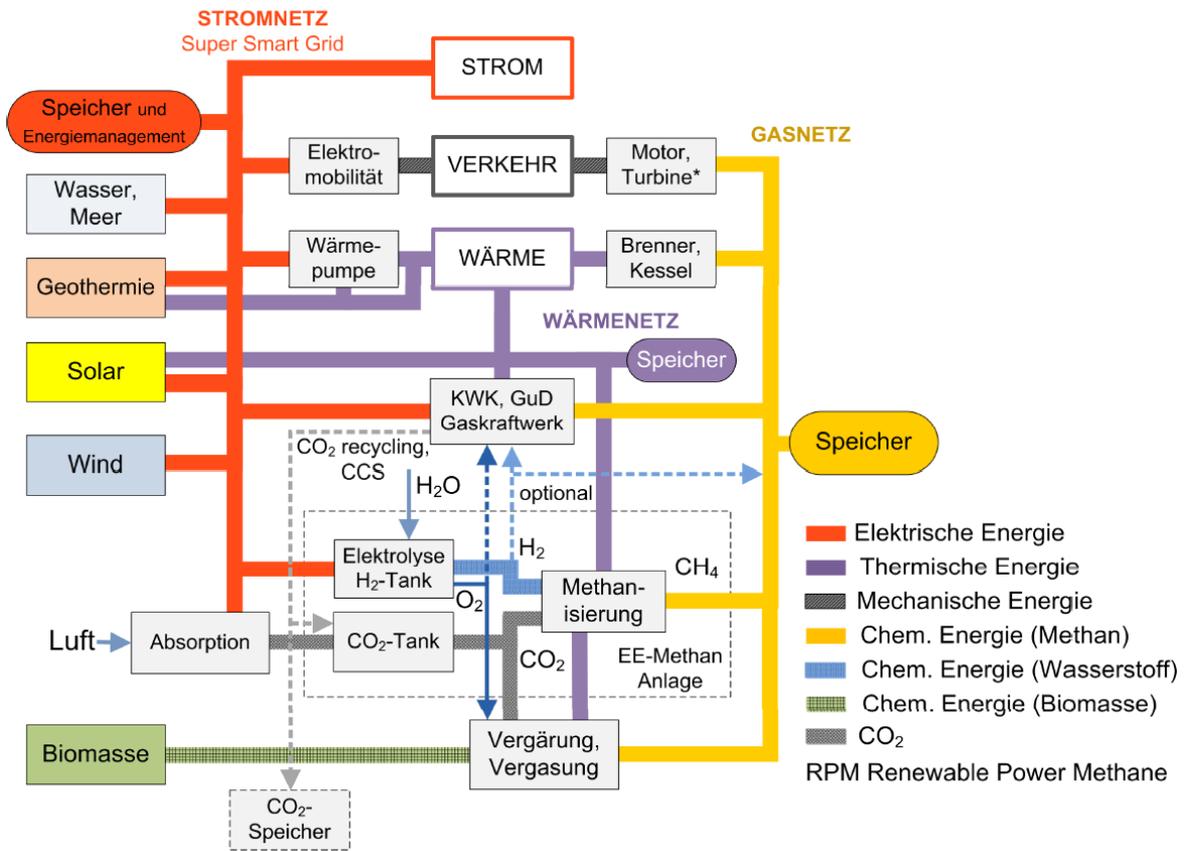


Abbildung 30: Verschränkung von Power to Gas mit den derzeitigen Erzeugungsanlagen; [53]

Grundsätzlich sind zur Erzeugung von Methan (CH<sub>4</sub>) sowohl eine Kohlenstoff- wie auch eine Wasserstoffquelle notwendig. Die Wasserstoffquelle soll in Form von reinem Wasserstoff vorliegen. Die Erzeugung von reinem Wasserstoff (H<sub>2</sub>) erfolgt im Zusammenhang mit der Speicherung von elektrischer Energie meist durch Elektrolyse von Wasser. Hierbei entsteht Wasserstoff und Sauerstoff. Die Kohlenstoffquelle ist nicht in dieser einfachen Form zu erhalten. Kohlenstoff kommt in allen organischen und fossilen Materialien und Brennstoffen vor. Zusätzlich hat die Luft einen Anteil von mittlerweile 400 ppm [54].

Die Möglichkeit der Umwandlung von elektrischer Energie in Methan bietet die Nutzung von riesigen Speichermöglichkeiten und die Nutzung von Erdgaspipelines als Transportleitungen. Auf der anderen Seite ist die Herkunft des Kohlenstoffträgers meist nicht geklärt oder sehr aufwendig (Luft). Zweitens muss in Summe (Strom-Methanisierung-Strom) erhebliche Umwandlungsverluste in Kauf nehmen und drittens ist das Gasversorgungsnetz, im Gegensatz zu Stromleitungen, ein Einbahnnetz d.h. die Einspeisung in den unteren Netzebenen kann nur in diesen wieder verbraucht werden. Ein Übertritt auf höhere Netzebenen ist, mangels Verdichtern, nicht möglich. Daher ist die Standortwahl für eine Methanisierungsanlage besonders von Bedeutung. Dieses beinhaltet sowohl die Versorgung mit Kohlenstoffträgern, den Abtransport (bzw. Verkauf) des erzeugten reinen Sauerstoffs, eine Möglichkeit zur Nutzung der entstandenen Abwärmen sowie einen Anschluss an das Hochdruck Erdgaspipeline Netz.

Diese Dinge werden, zusammen mit den technischen Grundlagen, in diesem Kapitel aufgearbeitet.

### ***Erzeugung / Bereitstellung eines Kohlenstoffträgers***

Die Bereitstellung eines Kohlenstoffträgers klingt im ersten Moment einfach, denn weltweit wird über die Reduktion des CO<sub>2</sub> Ausstoßes diskutiert und aus der Sicht des Laien würden sich hier riesige Mengen an CO<sub>2</sub> anbieten. Dies ist nur bedingt der Fall, weil das CO<sub>2</sub> in keinem Prozess rein anfällt, sondern immer nur ein Bestandteil des jeweils emittierten Gasgemisches ist.

Theoretisch vorhandene Quellen sind [53]:

- Luft: Die Luft enthält einen kleinen Anteil an CO<sub>2</sub>. Die Extraktion dieser Fraktion aus der Luft ist, bedingt durch den geringen Partialdrucks des CO<sub>2</sub> am aufwendigsten. Nach [55] haben experimentelle Untersuchungen gezeigt, dass der Energieverbrauch für die Abscheidung von CO<sub>2</sub> aus der Luft mittels Waschflüssigkeiten bei ca. 8,2 GJ/tCO<sub>2</sub> liegt. Dies ergibt umgerechnet 12,5 kWh/kgH<sub>2</sub> der zu Methan umgewandelt werden soll. 45% der Energie im Methan bezogen auf den Heizwert müssen also für die Abscheidung des benötigten CO<sub>2</sub> aus der Luft eingesetzt werden.
- Aus Verbrennungsanlagen: CO<sub>2</sub> aus Verbrennungsanlagen kann durch das Waschen des Rauchgases mit Wäscherflüssigkeiten und das anschließende Auskochen der Wäscherflüssigkeiten in reiner Form gewonnen werden. Der Energieaufwand hierbei, speziell für die Regeneration der Wäscherflüssigkeiten ist nicht zu vernachlässigen.
- Aus Biogasanlagen: CO<sub>2</sub> aus Biogasanlagen kann, gleich wie bei Kraftwerken, durch Waschen des entstandenen Gases gewonnen werden.

Hinzu kommt, dass potentielle CO<sub>2</sub> Erzeuger, wie Kraftwerke, genau dann nicht laufen wenn das CO<sub>2</sub> für die Speicherung von Strom notwendig wäre. Hier wären zusätzliche Zwischenspeicher erforderlich.

Tabelle 23: CO2 Quellen; [52]

	Sektor	CO <sub>2</sub> -Emissionen aus großen stationären Quellen weltweit (Gt)	Prozentualer Anteil an der Gesamtemission aus diesen Quellen	CO <sub>2</sub> Konzentration im Abgasstrom
energetisch	Energiewirtschaft (hauptsächlich Stromerzeugung)	10,5	45%	3-4% (Gasturbine) 14% (IGCC)
	Transport (Verkehr)	5,6	24%	-
stofflich	Stahlherstellung	1,5	6%	15-27%
	Zementherstellung	0,93	4%	14-33%
	Raffinerien	0,8	3%	3-13%
	Chemische Industrie	0,412	2%	z.B. NH <sub>3</sub> , EO: 100%
	Sonstige	3,4	14%	-

Tabelle 23 verdeutlicht die Schwierigkeit der CO<sub>2</sub> Gewinnung aus Industrieanlagen. Vor allem die CO<sub>2</sub> Konzentration im Rauchgas ist indirekt proportional zum Aufwand der CO<sub>2</sub> Abscheidung. In Summe ist an dieser Stelle anzumerken, dass die Rentabilität der Gesamtanlage zur Umwandlung von Strom zu Methan wesentlich von der Möglichkeit der Versorgung mit CO<sub>2</sub> abhängig ist.

### Methanisierung

Unter der Voraussetzung, dass sowohl Wasserstoff als auch CO<sub>2</sub> in ausreichender Menge zur Verfügung stehen, kann aus diesen Komponenten Methan erzeugt werden.

### Entwickelte Verfahren

	TREMP	Hicom	RMP	SuperMeth/ConoMeth	CRG	Hygas	Lurgi/Sasol	Synthan	Bi-Gas	Comflux	LPM
	Haldor Topsee	British Gas Corp./Lurgi	Ralph M. Parson Co.	Conoco	British Gas Corp.	IGT	Lurgi GmbH	Pittsburgh Energy Res. Center	Bituminous Coal Research Inc.	Thyssen-gas/EBI (PSI)	Chem. Systems
Reaktor-typ	FB	FB	FB	FB	FB	FB	FB	Rohr mit Raney-Ni	WS	WS	Blasen-säule
Stufen	3	4	4-6	4/4	2	2	2	2	1	1	1
Entwickl.-stand	halbkomm.	Pilot	k.A.	Pilot / Demo	k.A.	Pilot	Pilot	k.A.	Pilot	Pilot	Pilot
p (in bar)	30	25 - 70	1 - 70	~ 80	~ 25	70	18	40 - 50	86	20 - 60	~ 70
T (in °C)	300 - 700	230 - 640	315 - 780	k.A.	300	480 (1. St.) 280 (2. St.)	~ 450	300	k.A.	400 - 500	~ 340
Edukt	Kohle Petrolkoks Biomasse	Kohle	Kohle Schweröl	Kohle	Naphtha (Raff.rückstände)	Kohle	Kohle	Kohle	Kohle	Kohle (Biomasse)	
Jahr	1980	1981	1974	1979 / 1974	1979	~ 1955	1974	1970	1965	1980 (2008)	1976

FB: Festbett, WS: Wirbelschicht, RB-WÜ: Rohrbündelwärmeübertrager

Abbildung 31: Entwickelte Methanisierungsverfahren; [56]

Grundsätzlich sind alle Verfahren zur Herstellung von Methan aus Wasserstoff und Kohlendioxid noch im Entwicklungsstadium. Einen Überblick hierzu gibt Abbildung 31 Effizienz und Kosten von derartigen zukünftigen Anlagen zusätzlich.

## Effizienz der Umwandlung von Strom zu Gas

Die Umwandlung von elektrischer Energie in ein thermisch verwertbares Gas ist mit verschiedenen Umwandlungs- und Aufbereitungsschritten verbunden. Dies beinhaltet zum Einen die direkte Umwandlung und zum Anderen die Schritte die davor und danach angesiedelt sind wie beispielsweise die Verdichtung des entstandenen Gases.

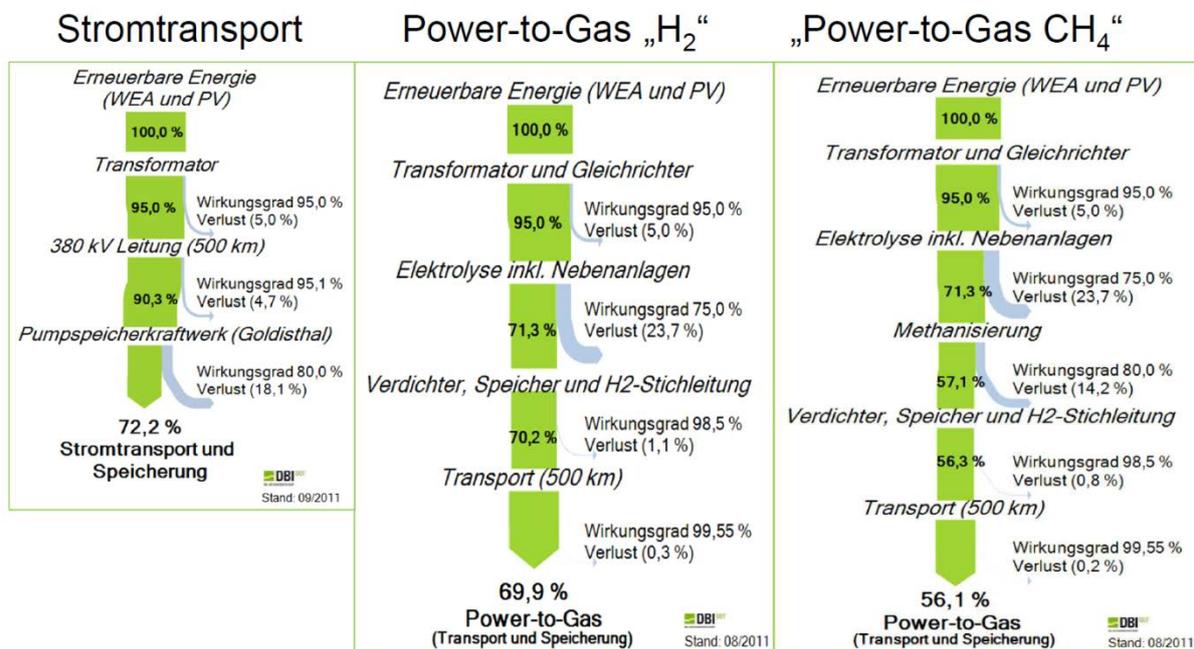


Abbildung 32: Vergleich von Energiespeicherpfaden; [57]

Abbildung 32 zeigt einen Vergleich zwischen dem Transport von Strom über lange Strecken und der anschließenden Speicherung in Form von Pumpspeichern mit Umwandlungstechnologien von Strom in Gas. In der Mitte von Strom zu Wasserstoff entsteht der wesentliche Verlust durch die Elektrolyse von Wasser, d.h. durch die Aufteilung des Wassermoleküls in Wasserstoff und Sauerstoff durch elektrische Energie. Im Bild rechts ist die Umwandlung von elektrischer Energie in Methan dargestellt. An dieser Stelle ist anzumerken, dass der Vergleich von Abbildung 32 durchaus richtig ist, aber etwas hinkt. Dies liegt an folgenden Punkten die hier außer Acht gelassen wurden:

- Die Rückverstromung in Pumpspeicheranlagen erfolgt mit einem sehr ähnlichen Wirkungsgrad wie die Stromspeicherung.
- Die Rückverstromung von Gasen erfolgt entweder über Brennstoffzellen oder über die Verbrennung. Hierbei sind die erreichbaren Wirkungsgrade (speziell bei der thermischen Verwertung) begrenzt.

- Die Bereitstellung von CO<sub>2</sub> und der damit verbundene Energieaufwand ist Abbildung 32 im Falle der Methanisierung nicht integriert. CO<sub>2</sub> wird als „vorhanden“ vorausgesetzt. Die effiziente Bereitstellung von CO<sub>2</sub> in ausreichenden Mengen wird allerdings einer der Knackpunkte dieser Technologie sein.

	<b>Stromtransport und Speicherung</b> 72,2 %	<b>Power-to-Gas „H<sub>2</sub>“</b> 69,9 %	<b>Power-to-Gas „CH<sub>4</sub>“</b> 56,1 %
	-	GuD ( $\eta^* = 50,8 \%$ ) 35,5 %	GuD ( $\eta^* = 50,8 \%$ ) 28,5 %
	E-Heizung ( $\eta = 100 \%$ ) 72,2 %	Brennwertkessel ( $\eta^* = 99 \%$ ) 69,2 %	Brennwertkessel ( $\eta^* = 99 \%$ ) 55,5 %
	Li-Ion-Akku ( $\eta = 90 \%$ ) + E-Motor ( $\eta = 80 \%$ ) 52,0 %	BSZ (H <sub>2</sub> +O <sub>2</sub> -PEM $\eta = 60 \%$ ) + E-Motor ( $\eta = 80 \%$ ) 33,6 %	Gasmotor ( $\eta = 35 \%$ ) 19,6 %

\* Auf Brennwert bezogen

Abbildung 33: Gesamtwirkungsgrade möglicher Nutzungen; [57]

Abbildung 33 zeigt einen Überblick über die zu erwartenden Gesamtwirkungsgrade (exklusive CO<sub>2</sub> Beschaffung). Hierbei zeigt sich, dass die Option Power-to-Gas-to-Power über den Weg der Methanherzeugung einen Gesamtwirkungsgrad von ca. 28,5% erreichen kann. Im Falle der Verwendung des gespeicherten Gases für die Verwendung innerhalb von Gasmotoren ergibt sich eine Gesamteffizienz von 19,6%.

## 2.3.3 Mechanische Energiespeicher

### 2.3.3.1 Pumpspeicher

#### Prinzip

Bei kleinen/dezentralen Pumpspeicherkraftwerken ist es möglich vorhandene Infrastrukturen wie z.B. künstliche Beschneiungsanlagen zu nutzen. Pumpspeicherkraftwerke haben ein Ober- und ein Unterbecken, die als Speicher dienen, wobei sich folgende Reservoirs dafür eignen würden [58]:

- Künstliche Seen (durch Damm oder Wehr eines Kleinwasserkraftwerks oder Hochwasserschutzanlage)
- Natürliche Seen (inkl. neue Seen, die durch die Gletscherschmelze entstehen)
- Künstliche Beschneiungsanlagen, Wasserversorgungsnetze oder Bewässerungsanlagen
- Ungenutzte Galerien (z.B. innerhalb von ehemaligen Minen oder Militärbunkern)

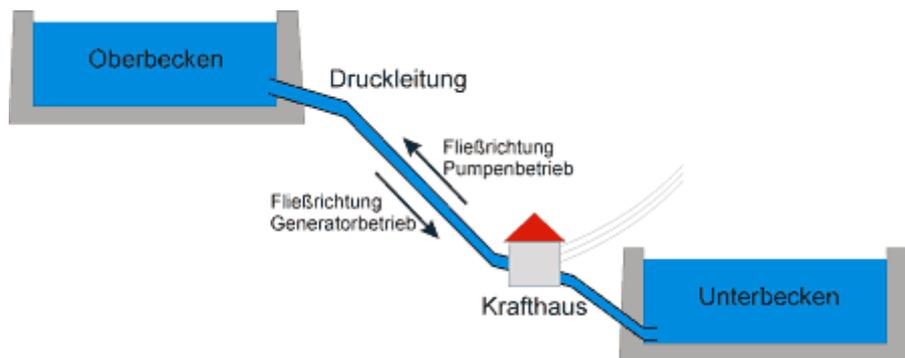


Abbildung 34: Prinzip eines Pumpspeicherkraftwerks<sup>2</sup>

Bei Stromüberschuss wird Wasser vom Unterbecken in das Oberbecken gepumpt. Die elektrische Energie wird durch Umwandlung in potentielle Energie gespeichert. Bei hoher Stromnachfrage lässt man das Wasser bergab fließen und erzeugt mittels Turbinen und Generatoren wieder elektrischen Strom.

### **Stand der Technik**

Zentrale Pumpspeicherkraftwerke gibt es seit ca. 100 Jahren. Von dezentralen Pumpspeicherkraftwerken gibt es drei ausgeführte Anlagen in der Schweiz (Stand 2010) im Leistungsbereich von 2 bis 7 MW.

### **Speicherparameter**

Im Folgenden wird das Konzept von [59] herangezogen. Die Basiskomponenten MG Motor Generator Modul, FC Frequenzumrichter Modul und PT Pump Turbinen Modul sind allesamt modular aufgebaut und sollen dadurch einen flexiblen Einsatzbereich bei geringen Investitionskosten ermöglichen. Abbildung 35 zeigt einen Schnitt durch die Basiskomponenten.

---

<sup>2</sup> <http://www.energierroute.de/wasser/speicherkraftwerke.php>

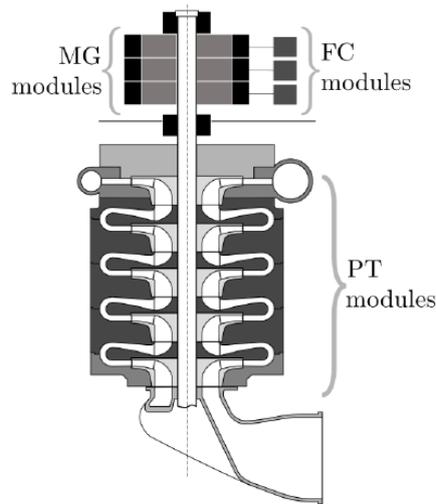


Abbildung 35: Basiskomponenten des modularen Konzepts [59]

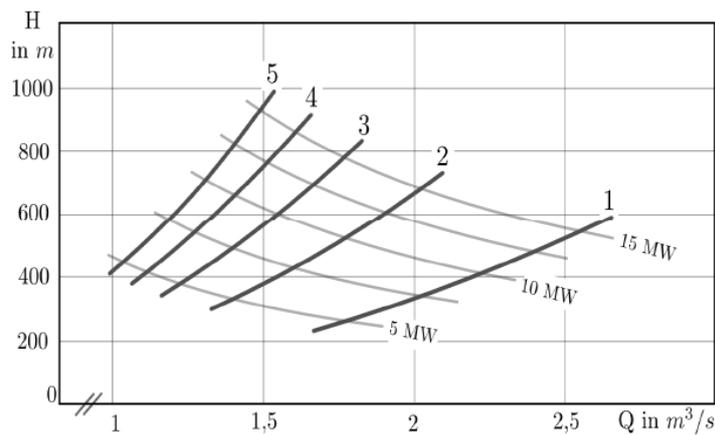


Abbildung 36: Kennfeld für den Pumpbetrieb [59]

Je nach Stufenanzahl, Durchflussgeschwindigkeit, Speichervolumen und Leistungsbereich, siehe Abbildung 36, kann dann die Speicherkapazität ermittelt werden, Tabelle 24.

Tabelle 24: Speicherparameter für 2 Beispiele [59]

Eigenschaft	Einheit	Beispiel 1	Beispiel 2
Leistung im Pumpbetrieb	MW	15	5
Stufenanzahl	-	5	3
Durchfluss	m <sup>3</sup> /s	1,5	1,25
Höhendifferenz	m	925	350
Lade-/Entladezyklus	h	8	8
Speicherkapazität	MWh	120	40

Reservoirgröße	m <sup>3</sup>	43.200	36.000
Druckleitungslänge <sup>3</sup>	m	2.775	1.050
Zykluswirkungsgrad	-	0,7 - 0,75	

## Kosten

Die Kosten für dezentrale Pumpspeicherkraftwerke können aufgrund der topografisch bedingten Eigenart jeder einzelnen ausgeführten Anlage nur schwer abgeschätzt werden. Im Besonderen sind die Kosten für die Druckleitung (Materialkosten LxD) ohne Standortkenntnis kaum oder nur sehr dunkel vorauszusagen. Tabelle 25 gibt dennoch Abschätzungen an, wie sich die Investitionskosten dezentraler Pumpspeicherkraftwerke im Verhältnis zu konventionellen zentralen Pumpspeicherkraftwerken verteilen können.

Tabelle 25: Aufteilung der Investitionskosten für dezentrale Pumpspeicherkraftwerke in % [59]

Eigenschaft	Konventionelles Pumpspeicherkraftwerk	Beispiel 1	Beispiel 2
Reservoir	14	3-6	7-12
Druckleitung	23	17-28	10-16
Gebäudestruktur inkl. elektr. Versorgungsleitung	8	4-7	12-19
Maschinenkosten	25	29-46	24-41
Andere	30	30	30

Die Maschinenkosten sind in einem Bereich von 300 bis 800 €/kW abgeschätzt worden. Bei Beispiel 1 wären dann die Gesamtkosten zwischen 900 und ca. 1600 €/kW und 1200 bis 2000 €/kW für Beispiel 2. Die Betriebskosten werden mit ca. 2,5 €/MWh angegeben [59].

### 2.3.3.2 Druckluftspeicherung

Die einzige derzeit großtechnisch einsetzbare Technologie ist, wie schon erwähnt, die Speicherung von elektrischer Energie durch Umwandlung in mechanische Energie. Hier sind die Umwandlungsverluste gering. Neben den gut bekannten Pumpspeichern steht als einzige Alternative die Speicherung von elektrischer Energie in Form von Druckluft zur Verfügung [60].

<sup>3</sup> Von der topografischen Beschaffenheit abhängig (Annahme 3xH)

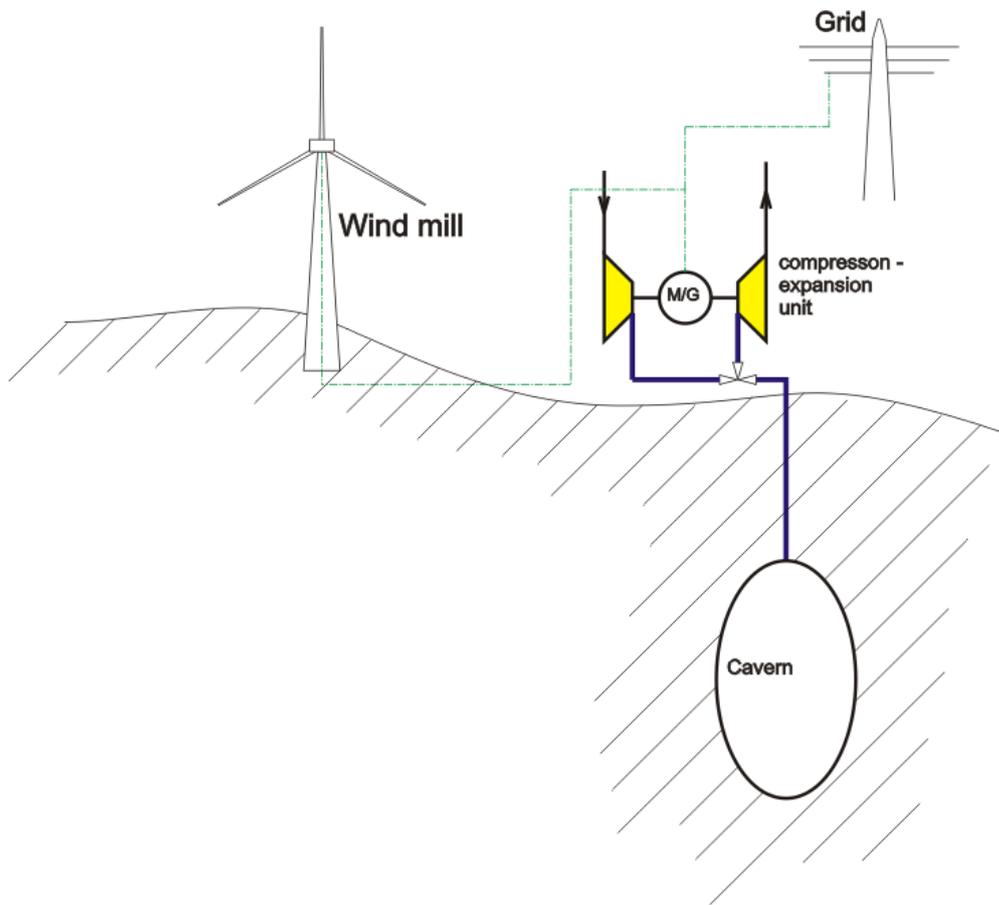


Abbildung 37: Druckluftspeicher, mit Kaverne und ohne Wärmespeicher

Abbildung 37 zeigt den grundsätzlichen Aufbau einer Druckluftspeicheranlage. Die Hauptbestandteile der Anlage sind eine Verdichter – Turbineneinheit und ein Speicher für die komprimierte Luft. Das in Abbildung 37 dargestellte Prinzip hat mehrere grundlegende Nachteile:

- Bei der Verdichtung von Gasen erwärmen sich diese beträchtlich. Diese Wärme wird in der Konfiguration von Abbildung 37 nicht genutzt oder gespeichert. Dadurch kommt es zu hohen Verlusten im Gesamtwirkungsgrad.
- Um das Gas in der Turbine entspannen zu können ohne dass es zu Vereisung kommt, muss das Gas, eventuell durch Verbrennung von Erdgas, vorgewärmt werden.

Die diabate Druckluftspeicherung (CAES) ist bereits 1978 durch eine Anlage im kommerziellen Maßstab verwirklicht worden. Die Anlage befindet sich im Deutschen Huntorf. 1991 wurde im US-amerikanischen McIntosh eine weiterentwickelte Anlage realisiert. Die Anlage von Huntorf kann als 1. Generation bezeichnet werden. Diese 1. Generation ist in Abbildung 37 dargestellt. Hier nicht explizit dargestellt ist Brennkammer inklusive Erdgaszufuhr vor dem Turbineneintritt. In McIntosh wurde dann eine Anlage der sogenannten 2. Generation verwirklicht. Diese besitzt einen Rekuperator und nutzt die Abwärme der Gasturbine zur Vorwärmung der Druckluft aus dem Untergrund.

Anlagen der 3. Generation (ACAES), d.h. Anlagen ohne Zusatzfeuerung und mit vollständiger Speicherung der Verdichtungswärme, wurden bis heute weltweit in keinem Projekt umgesetzt.

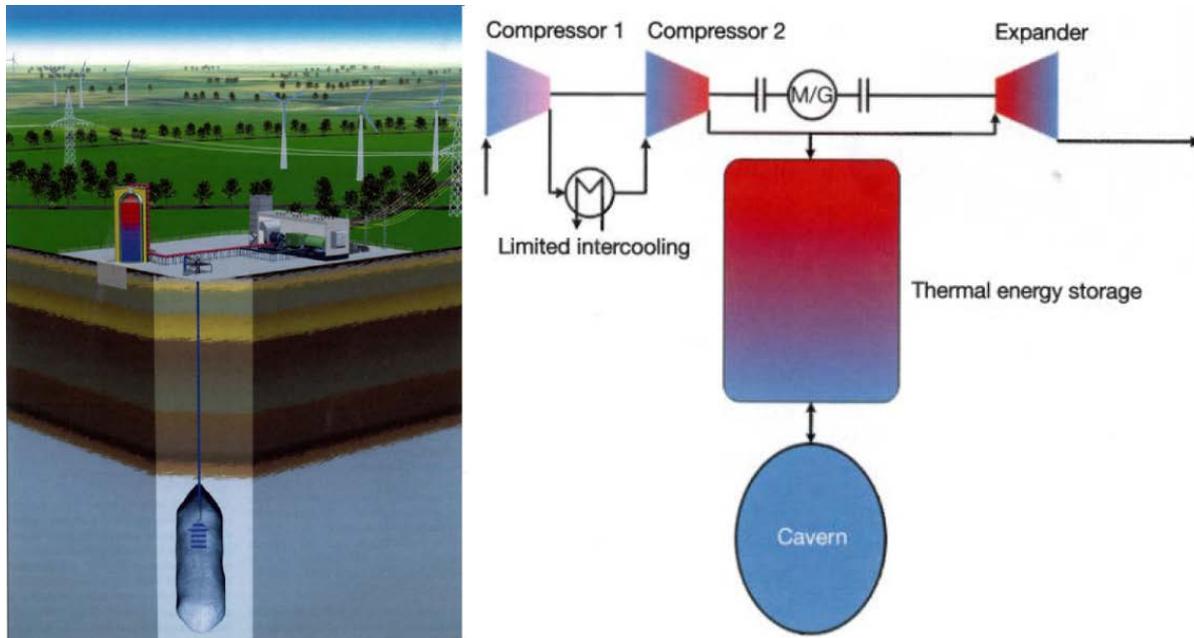


Abbildung 38: ADELE Projekt, Quelle: [Bieber, 2011]

In Deutschland wird im Zuge des durch das Deutsche Wirtschaftsministerium geförderten ADELE Projekts [60] die grundlegende Anordnung einer adiabaten CAES Anlage (ACAES) entwickelt. Mit im Konsortium sind prominente Deutsche und internationale Institutionen und Unternehmen wie RWE Power, Züblin, General Electric, und das Deutsche Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR). Das ADELE Projekt, dargestellt in Abbildung 38 integriert in das Basiskonzept einen Wärmespeicher der zwischen Kaverne und Turbosatz geschaltet wird. Verwendet wird ein Feststoffspeicher der unter Druck und hoher Temperatur betrieben wird (Regenerator, ähnlich aufgebaut wie Winderhitzer) und der immer als Ganzes durchströmt wird. Dieses Konzept kann Wirkungsgrade bis zu 70% erzielen [60].

Folgende Herausforderungen bzw. Nachteile können aus heutiger Sicht identifiziert werden:

- Aus heutiger Sicht scheint der größte Entwicklungsschritt innerhalb des ADELE Projekts der Wärmespeicher zu sein. Dieser soll bei Einsatztemperaturen von 600 °C und Drücken bis ca. 100 bar betrieben werden. Bei den angedachten Speichereinheiten mit Leistungen von mehreren hundert Megawatt ergeben sich Wärmespeichermassen von mehreren tausend Tonnen. Ein Hochtemperatur- Hochdruck Behälter in diesen Dimensionen stellt nach heutigem Stand der Technik eine absolute Herausforderung dar.
- Die Oberflächen des Wärmeträgermediums innerhalb des Wärmespeichers müssen eine besonders glatte Oberflächenbeschaffenheit aufweisen um eventuellen Abrieb unter allen Umständen zu verhindern. Dieser Abrieb geht in diesem Konzept direkt durch die Turbine und kann somit Beschädigungen an den Turbomaschinen hervorrufen.

Ein weiterentwickeltes Konzept der 3. Generation des Kavernen Luftspeichers zeigt [61]. Abbildung 39 zeigt die Kaverne die mit einem oberirdischen Teich direkt verbunden ist. Somit wird durch die Wassersäule ein konstanter Druck auf das Gas in der Kaverne ausgeübt. Der oberirdische Teich wird auch als Solependelbecken bezeichnet. Diese Weiterentwicklung führt zu einem isobar betriebenen Luftspeicher, erhöht allerdings die Errichtungskosten aufgrund der zusätzlichen Bohrung und der nötigen Errichtung eines oberirdischen Solelagerbeckens. Hierzu ist nach aktuellem Stand noch kein Demoprojekt geplant.

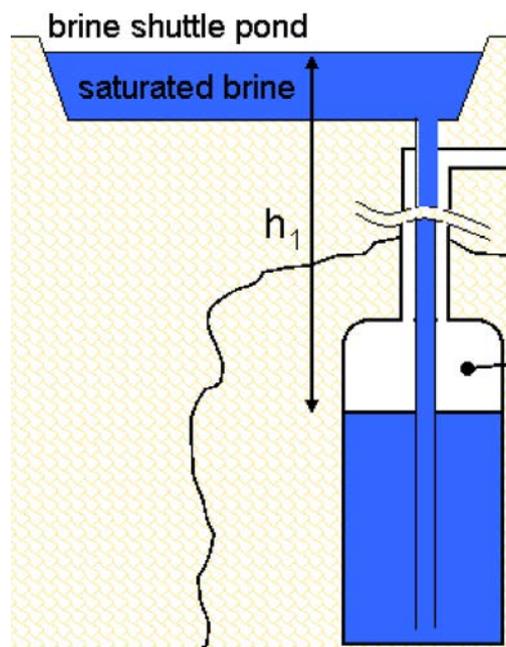


Abbildung 39: Kaverne mit Solependelbecken, [Nielsen, 2008]

### **Aktueller Stand der Technik**

Die adiabate Druckluftspeichertechnologie (ACAES) ist Gegenstand von verschiedenen Forschungsprojekten weltweit. Die Speicherung von Wärme in einem Temperaturbereich bis 650°C stellt aus heutiger Sicht eine absolute technische Herausforderung dar und ist nur für sehr wenige spezifische Anwendungsfälle Stand der Technik. Die Wärmespeicher müssen sehr genau an das Wärmeträgermedium bzw. an die Betriebszyklen der Anlage angepasst werden.

### **Kavernen**

Kavernen bzw. druckfeste Speicherbehälter für die Druckluft können nicht innerhalb kurzer Zeit erbaut werden. Normalerweise werden hier Hohlräume innerhalb von Salzlagerstätten in Betracht gezogen. Das Schaffen von solchen Kavernen braucht längere Zeiträume und es muss eine Möglichkeit zur Verwendung bzw. Entsorgung der erhaltenen Sole vorhanden sein.

Für kleinere Anlagen wäre theoretisch die Verwendung von technischen Behältern als Druckluftlager denkbar. Dies ist vor allem im Hinblick auf die Wirtschaftlichkeit der Gesamtanlage kritisch zu hinterfragen.

### Wärmespeichersystem

Im industriellen Maßstab sind derzeit für Hochtemperaturspeicher ( $>250\text{ °C}$ ) nur die direkte Zwischenspeicherung von Dampf und die sensible Speicherung in flüssigen Salzen im Einsatz [62]. Eine weitere, bereits länger verwendete Anwendung von Hochtemperaturspeichern sind die sogenannten Winderhitzer die in Eisenhüttenwerken eingesetzt werden. Alle weiteren thermischen Speicherkonzepte wie z. B.: Latentwärmespeicher sind derzeit erst im Entwicklungsstadium. Jedoch ergeben sich bei der Verwendung von Flüssigsalzen folgende Nachteile bzw. Gefahren:

- Flüssigsalze können erstarren (unter ca.  $200\text{ °C}$ , je nach Salzmischung) und benötigen in weiterer Folge große Mengen an Energie zum wieder verflüssigen (min.  $100\text{ kJ/kg}$  Schmelzwärme notwendig, je nach Salzmischung). Die Speichereinheiten müssen mit elektrischen Heizeinheiten ausgeführt werden, damit im Falle des Einfrierens die Speicher wieder „aufgetaut“ werden können. Der Temperaturabstand zum Gefrierpunkt im Falle des Zweitanksystems von Andasol-1 [63] beträgt für den kalten Tank ca.  $50\text{ K}$ . Im Falle fehlender Beheizung kühlen die Tanks nach Messungen von [63] mit einer Rate von  $1$  bis  $5\text{ K}$  pro Tag ab. Dies bedeutet, dass nach minimal zehn Tagen das Erstarren des Salzes in den Tanks beginnt.
- Bei höheren Temperaturen (ab  $400\text{ °C}$ ) führen Flüssigsalze zu erhöhter Korrosion an den Bauteilen die in Kontakt mit der Flüssigkeit stehen. Dies kann zu erhöhten Materialkosten führen [64].
- Flüssigsalze sind im Katastrophenfall brandfördernd. Dies kann für Solarkraftwerke in Wüstenregionen ein untergeordnetes Gefahrenpotential sein. Aber bei einer Speicheranwendung in dichter besiedelten Gebieten stellt dies ein erhebliches Gefahrenpotential dar.
- Flüssigsalze können im Kontakt mit Wasser Säuren bilden (erhöhte Korrosion).
- Flüssigsalze sind in der Anschaffung ca. zehnmal [64] so teuer wie Sand.

Winderhitzer verwenden im Gegensatz zu Flüssigsalzen keramische Materialien die in Form eines Regenerators durchströmt werden. Hierbei ist der große Nachteil der direkte Kontakt zwischen Wärmeträger und Wärmespeicher. Ein weiterer Nachteil ist die mangelnde Druckfestigkeit, da durch die fehlende Trennung von Wärmetauscher und Wärmespeicher immer der gesamte großvolumige Speicherbehälter vom möglicherweise druckbehafteten Wärmeträgermedium durchströmt wird.

Aufgrund dieser gravierenden Nachteile gibt es Ideen ein neuartiges Wärmespeicherkonzept einzusetzen welches die obengenannten Schwierigkeiten im Betrieb eliminiert. Der Ansatz ist die Weiterentwicklung eines sensiblen Wärmespeichersystems mit Quarzsand als Speichermedium (SandTES). Die Verwendung von Sand als Wärmespeichermedium bietet eine Reihe von Vorteilen gegenüber derzeit eingesetzten Wärmeträgern:

- sehr kostengünstig: 1 kg Salz ca. ein €, 1 kg Sand ca. 0,1 € (Faktor 10)
- Volumetrische Wärmespeicherkapazität einer Sandschüttung (1278-1420 kJ/m<sup>3</sup>K) ist vergleichbar mit der einer Salzschnmelze (<1725 kJ/m<sup>3</sup>K) [65]
- Sand ist zudem leicht verfügbar,
- leicht ersetzbar,
- verursacht keine Entsorgungskosten (es entstehen durch die Wärmespeicherung keine Verunreinigungen) und
- es geht bei Störfällen keine Gefahr für Mensch, Tier und Umwelt davon aus.

Sand ist darüber hinaus in einem großen Temperaturbereich einsetzbar und ist im gesamten technisch sinnvoll nutzbaren Bereich formstabil und chemisch stabil.

Diese Eigenschaften unterscheiden Sand als Wärmespeichermedium fundamental von den derzeit in Gebrauch befindlichen Stoffen.

Die technische Umsetzung eines Wärmespeichers mit Sand wird hier mit einem neuartigen Fließbettkühler (FBK) und zwei Tanks inklusive Fördereinheit realisiert. Für die Beladung und Entladung des Speichers wird derselbe Wärmetauscher (neuartiger FBK) verwendet.

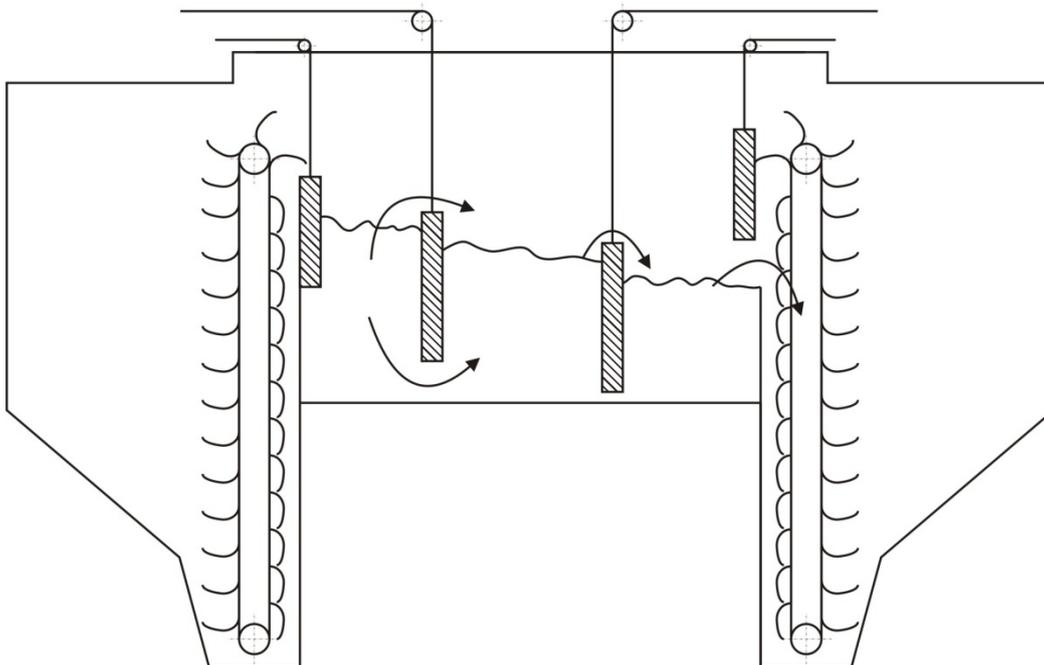


Abbildung 40: SandTES Wärmespeichersystem, Auszug aus dem Patentantrag

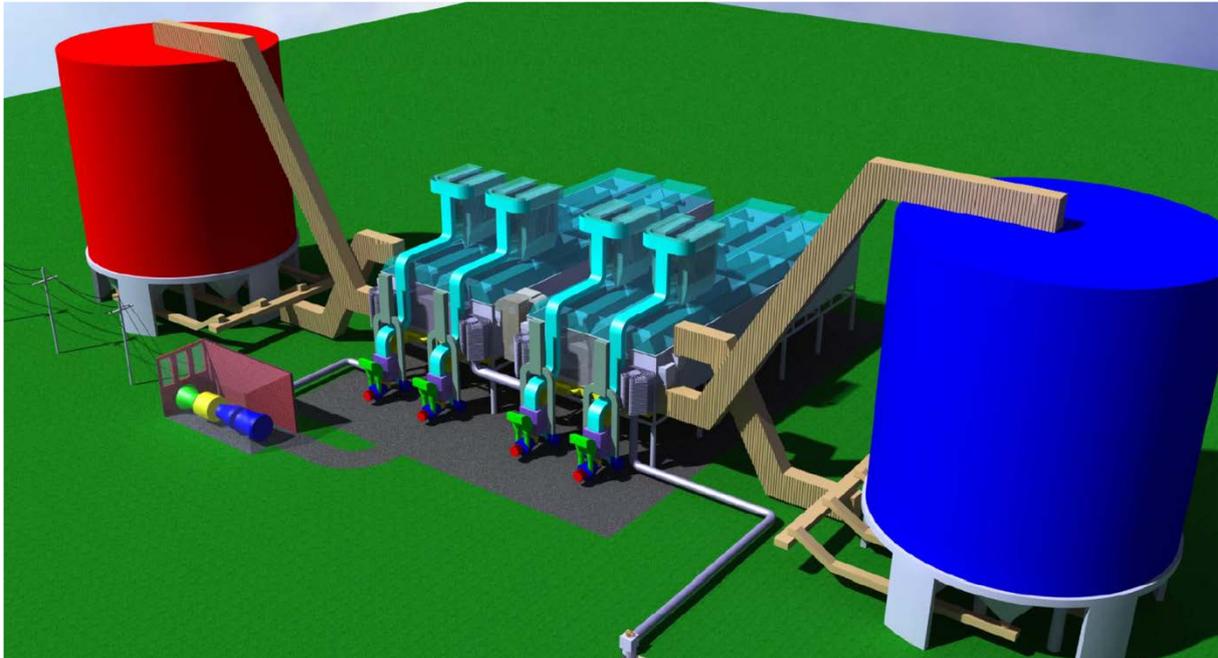


Abbildung 41: SandTES Wärmespeichersystem, aktueller Entwicklungsstand

## **Turbosatz (Verdichter – Turbineneinheit)**

Bei der Umsetzung von (A)CAES Projekten ist die bei der Konezption bereits die Verfügbarkeit der projektierten Turbomaschinen zu prüfen. Denn vor allem die für (A)CAES Projekte notwendigen Verdichter sind keine Standardprodukte. Die Entwicklungsarbeit ist bestehende Maschinen mit den Gegebenheiten der Druckluftlagerstätten in Einklang zu bringen. Es stellt sich beim Turbosatz auch die Frage des Verhältnisses der elektrischen Leistungen der Kompressoreinheit im Vergleich zur Turbine. Dabei sind der Energiemarkt und das Betriebskonzept maßgeblich.

## **Energiewirtschaftliche Rahmenbedingungen**

Derzeit ist es für Investoren nicht sehr vorteilhaft in neue Erzeugungseinheiten bzw. in neue Energiespeicher zu investieren. Die Strompreise sind derzeit, wohl auch konjunkturbedingt, niedrig und die Preise für Primärenergie wie Gas hoch. Es kommt derzeit durch den verstärkten Einsatz von fluktuierenden Erneuerbaren zu einer Verschiebung der Erzeugungsspitzen und damit zu einer Verringerung des Spreads zwischen Base und Peak Strompreisen. Dieser Abstand (Spread) ist maßgeblich für die Wirtschaftlichkeit eines Stromspeichers. Über die Bereitstellung von Regelenergie können zusätzliche Umsätze generiert werden. Dies erfordert jedoch erhöhten technischen Aufwand.

## **Wirtschaftlichkeit**

Die Wirtschaftlichkeit von (A)CAES Anlagen ist von mehreren Randbedingungen abhängig. Dies sind zum Einen die Spreads zwischen Stromein- und -verkauf, sowie zum Anderen die lokalen Gegebenheiten bezüglich eventuell bereits vorhandener Speicherstätten. Zusätzlich ist die Prognose

von Kosten für ACAES Anlagen schwierig da hierzu keine Referenzen existieren weil sich die Technologie noch im Entwicklungsstadium befindet.

Tabelle 26: Vergleich von spezifischen Kosten aus verschiedenen Literaturquellen

		[66]	[67]	[68]		[69]	
		AA-CAES	CAES	CAES	AA-CAES	CAES	AA-CAES
Investkosten	Leistungs-bezogen [€/kW]	600	1700-2000	749	1031	1063	1445,2
	Energie-bezogen [€/kWh]	70					
O&M Kosten	€/kW/Jahr	4				9	10

Tabelle 26 gibt einen kleinen Überblick über die geschätzten Kosten von Druckluftspeicheranlagen. Diese Angaben schwanken zwischen 600 und 2000 €/kW und somit um mehr als den Faktor 3. Dies ist, wegen des Fehlens von aktuellen Demoprojekten durchaus erklärbar.

## 2.3.4 Thermische Energiespeicher

### 2.3.4.1 Thermopotentialspeicher

#### *Prinzip*

Bei Stromüberschuss (z.B. erhöhte Einspeisung von PV) wird thermische Energie aus einem kalten Speicher in einen Hochtemperaturspeicher transportiert (Wärmepumpe). Bei hoher Stromnachfrage wird das gespeicherte Potential zwischen den thermischen Speichern über einen geschlossenen Gasturbinenprozess in elektrische Energie umgewandelt. Es handelt sich um ein neuartiges Konzept bei dem aber ausschließlich auf dem Markt verfügbare Komponenten – zumindest in ähnlicher Form – verwendet werden können: 2 Turbinen, 2 Kompressoren, 1 NT-Speicher, 1 HT-Speicher.

Thermopotentialspeicher eignen sich nicht als saisonale Speicher, sondern sind als Stundenspeicher anzusehen, ähnlich wie Pumpspeicher.

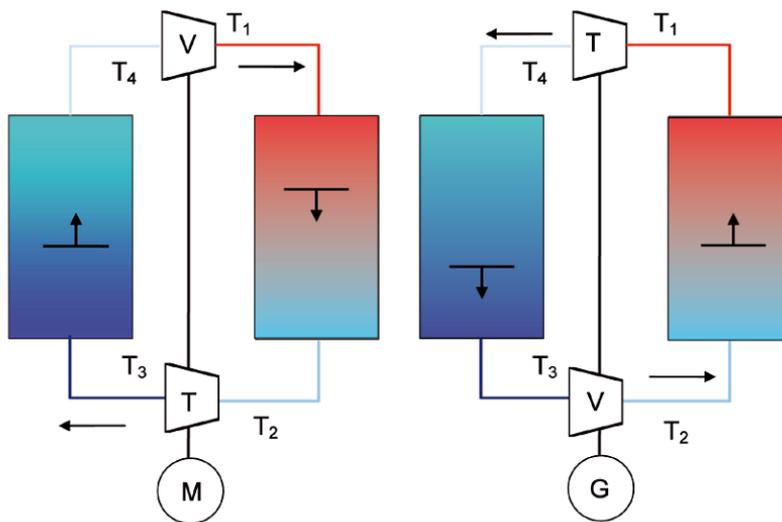


Abbildung 42: Be- und Entladung des Thermopotentialspeichers [70]

## Stand der Technik

Das Konzept wurde erstmals 2007 von Saipem patentiert. Die Firma Isentropic Ltd. in GBR hält ähnliche Patente seit 2007. Der erste Prototyp konnte durch Isentropic Ltd. in Betrieb genommen werden. Saipem plant als nächsten Schritt einen 300 kW Prototypen [70]. Bis dato ist diese Technologie noch nicht am Markt verfügbar.

## Speicherparameter

Weiterführende Literatur zur Theorie der Thermopotentialspeicher ist in [71] und [72] zu finden. Aussagen über Speicherparameter, Tabelle 27, und Kosten, Tabelle 28, sind aus [70] und [73].

Tabelle 27: Speicherparameter nach [70] und [73]

Eigenschaft	Einheit	Wert
Energiedichte	kWh/ton	25
$P_{max}$	MW	any size
$P_{min}$	kW	100
Typische Energiebandbreite	MWh	16
Typischer Wirkungsgrad (Ladung/Entladung)	-	0,72
Tankgröße für 20GWh	$m^3$	200000
Speicherkapazität	GWh	keine Limitierung
Speicherleistung	MW	max. 500 je Modul
Speicherwirkungsgrad	-	0,65-0,75
Anfahrzeit	min	5-10

## Kosten

Tabelle 28: Kosten nach [70] und [73]

<b>Eigenschaft</b>	<b>Einheit</b>	<b>Wert</b>
Anlagenkosten	\$/kW	450
Energiebezogene Kosten	\$/kWh	50
\$ für 6 Stunden	\$/kWx6h	750
Kapitalkosten	\$/kWh	125
Kapitalkosten/Lebensdauer	\$/kWh	0,017
Spezifische Investitionskosten	€/kW	680
Spezifische Investitionskosten	€/kWh	115
Betriebskosten	€/MWh	2

### 2.3.4.2 Sensible Wärmespeicher

#### Prinzip

Sensible Wärmespeicher verändern beim Lade- oder Entladevorgang ihre fühlbare Wärme, also ihre Temperatur. Unterscheidungsmerkmale für diese Wärmespeicher sind einerseits das Wärmeträgermedium und andererseits der Temperaturbereich in dem sie eingesetzt werden. Die Anwendung reicht von Niedertemperaturspeicher für die Wohnraumbeheizung bis zu Hochtemperaturspeicher für Solarkraftwerke. Als Wärmeträgermedium kommen typischerweise Salzschnmelzen, Wasser oder Öl zum Einsatz, siehe [74], [75] und [72].

#### **Hochtemperaturspeicher für Solarkraftwerke (Salzschnmelze)**

Als Referenz für diesen Speichertyp können die Parabolrinnenkraftwerke Andasol 1-3 in Südspanien angesehen werden. Das Speichermedium (Salzschnmelze) gibt Wärme ab bzw. nimmt Wärme auf indem es von einem warmen in einen kalten Tank gepumpt wird und vice versa, siehe Anlagenschaltbild in Abbildung 43. Durch den Einsatz der Salzspeicher ist es möglich auch in der Nacht Strom ins Netz einzuspeisen.

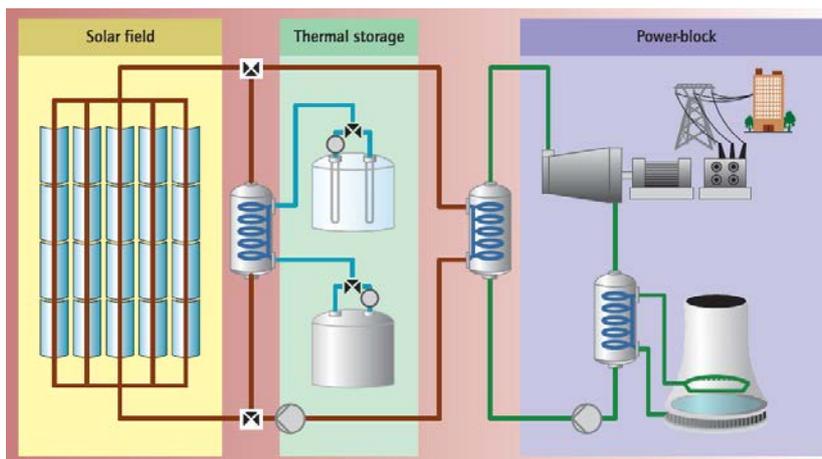


Abbildung 43: Schema der Salzspeicher in Andasol [76]

Die Temperaturspreizung liegt zwischen ca. 290 °C bis ca. 390 °C (in Zukunft 500 °C). Die identifizierten Parameter sind in Tabelle 29 angegeben.

Tabelle 29: Speicherparameter für Hochtemperaturspeicher (Salzschmelze) [72]

Eigenschaft	Einheit	Wert
$P_{max}$	MW	200
$P_{min}$	MW	0,1
Speicherkapazität	GWh	<2
Speicherwirkungsgrad	-	<0,6
Lebensdauer	a	25
Entladedauer	-	Stunden
Energiebezogene Kosten	\$/kWh	3500-7000

Die Referenzkraftwerke in Andasol sind seit 3 Jahren in Betrieb. Durch den Einsatz von Thermoöl im Solarfeld ist die Temperatur des warmen Speichers zurzeit noch auf 390 °C beschränkt. Einige Pilotanlagen werden bereits mit Salzschmelzen im Solarfeld betrieben. Damit können die Temperaturen auf bis zu 500 °C angehoben werden → höhere Temperaturspreizung zwischen kalten und warmen Speicher → mehr Speicherkapazität bei gleicher Speichermasse → spezifische Kosten sinken.

### Hochtemperaturspeicher (Öl)

Bei dieser Art Energiespeicher handelt es sich um Tagesspeicherung zur elektrischen Energieversorgung. In der Literatur [74] wird dieser Speichertyp nicht genauer erklärt, aber folgende Parameter werden angegeben, siehe Tabelle 30.

Tabelle 30: Speicherparameter für Hochtemperaturspeicher (Öl) [74]

Eigenschaft	Einheit	Wert
Energiedichte	$\text{kJ/m}^3$	100000
Leistungsdichte max.	$\text{kW/m}^3$	10
Spezifische Energie	$\text{kJ/kg}$	100
Spezifische Leistung max.	$\text{kW/kg}$	0,01
Speicherfähigkeit im geladenen Zustand	-	Tage
Typische Entladedauer	s	$10^4$ - $10^5$
Speicherwirkungsgrad	-	0,7(zukünftig 0,85-0,95)
Lebensdauer	a	20
Kosten <sup>4</sup>	$\$/\text{kW}$	400(zukünftig 200)

## Niedertemperaturspeicher (Fels/Gestein)

Diese Art Speicher wird hauptsächlich für die Wohnraumbeheizung verwendet. Wie schon bei den Hochtemperaturspeichern mit Öl werden folgende Parameter angegeben [74].

Tabelle 31: Speicherparameter für Niedertemperaturspeicher (Fels/Gestein) [74]

Eigenschaft	Einheit	Wert
Energiedichte	$\text{kJ/m}^3$	30000
Leistungsdichte max.	$\text{kW/m}^3$	3
Spezifische Energie	$\text{kJ/kg}$	10
Spezifische Leistung max.	$\text{kW/kg}$	0,001
Speicherfähigkeit im geladenen Zustand	-	Tage
Typische Entladedauer	s	$10^4$ - $10^5$
Speicherwirkungsgrad	-	-
Lebensdauer	a	20
Kosten	$\$/\text{kW}$	200(zukünftig 150)

## Saisonale Wärmespeicher

Die meisten saisonalen Wärmespeicher basieren auf dem Prinzip der sensiblen Wärmespeicherung. Im Gegensatz zu den bisher erwähnten sensiblen Speichern, die im Stunden bzw. Tagesbereich angesiedelt sind, kann der Speicherzyklus bei saisonalen Speichern mehrere Monate dauern, siehe Abbildung 44.

<sup>4</sup> Auf 8h Speicherbasis

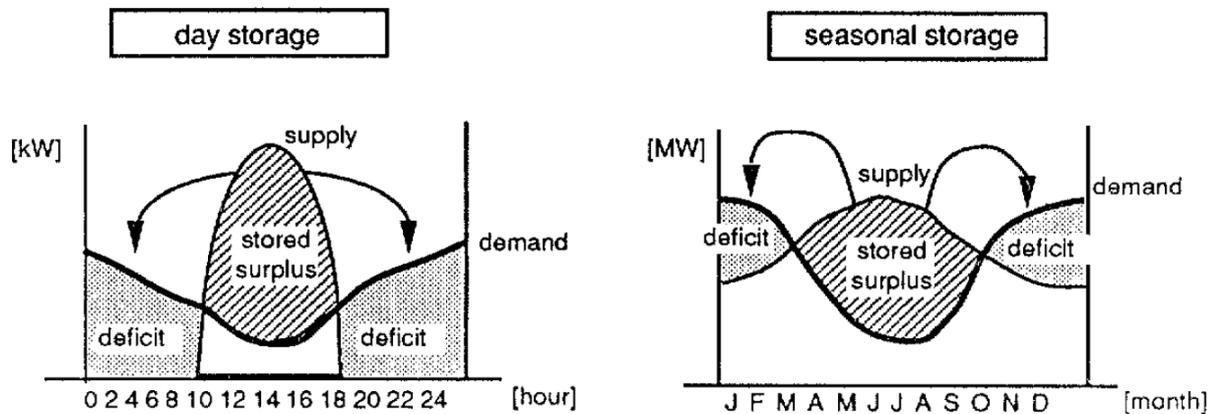


Abbildung 44: Speicherdauer. Links Tagesspeicher, rechts saisonaler Speicher (z.B. für Solarenergie) [75]

Die Speicherparameter sind von vielen Faktoren, wie Speichergröße, Dämmung, etc. abhängig. Aus folgenden Gründen herrscht eine große Unsicherheit der Kosten dieser Speichertechnologie:

- Bis jetzt wurden weltweit zu wenige Speicher gebaut um eine verlässliche statistische Basis zu schaffen.
- Es ist schwer Kostendaten länderübergreifend zu transferieren (lokales Know-how und unterschiedliche Kostenstrukturen)
- Bis jetzt nur Prototypen gebaut → extra Kosten für die Entwicklung
- Die Errichtung von Untergrundspeichern (wie sie hier behandelt werden) ist stark abhängig von der vorherrschenden Geologie und die gewonnen Erkenntnisse von bisher gebauten Speichern sind schwer auf neue Projekte übertragbar

Tabelle 32 gibt einen Überblick über technischen Daten für ausgewählte saisonale Speichertypen.

*Tabelle 32: Thermische und Technische Daten für ausgewählte saisonale Speichertypen [74] [75]*

<b>Eigenschaft</b>	<b>Einheit</b>	<b>Beton oder Stahltank</b>	<b>Von allen Seiten gedämmtes Becken</b>	<b>Von oben gedämmtes Becken</b>	<b>Felskaverne</b>	<b>Grundwasser- reservoir (Aquifer)</b>	<b>Erdspeicher</b>	<b>Vertikale Rohre in Tonerde</b>	<b>Bohrlöcher</b>
Spezifische thermische Kapazität	kWh/m <sup>3</sup> K	1,16	1,16	1,16	1,16	0,75	0,7	0,8	0,63
Referenztemperatur	°C	55 (90-35)	55 (90-35)	55 (90-35)	55 (90-35)	55 (90-35)	55 (90-35)	15 (20-5)	55 (90-35)
Systemwirkungsgrad	-	0,9	0,85	0,7	0,8	0,75	0,6	0,7	0,7
Spezifische Energiedichte	kWh/m <sup>3</sup>	57	54	45	51	31	23	8	24
Größe	m <sup>3</sup>	0-100.000	0-75.000	0-50.000	50.000-300.000	50.000-500.000	0-100.000	50.000-300.000	50.000-400.000
Investitionskosten <sup>5</sup>	\$/m <sup>3</sup>	130-210	100-190	35-50	70-100	17	40-85	4-7	25-35
Energiebezogene Kosten	\$/kWh	0,15-0,35	0,13-0,2	0,04-0,09	0,1-0,17	<0,05	0,14-0,34	0,04	0,08-0,1

<sup>5</sup> Stand 1990.

## 2.3.4.3 Latentwärmespeicher

### Prinzip

Den Wärmetransport, der beim Phasenwechsel einer Substanz entsteht, nennt man latente Wärme. Der dadurch entstehende latente Wärmeaustausch ist üblicherweise viel größer als der sensible Wärmeaustausch. Somit ist die Speicherung und Freisetzung von Wärme bei konstanter Temperatur (Wert abhängig vom Speichermedium) und hoher Energiedichte möglich. Diese Technologie befindet sich noch im Entwicklungsstadium wobei die Materialforschung zur Findung von geeigneten Speichermedien den größten Anteil der Forschungstätigkeiten ausmacht. In [64] werden einige Anwendungsgebiete aufgezeigt:

- Solare Wassererwärmung
- Solare Lufterwärmung
- Solares Kochen
- Gewächshäuser
- Integration in die Gebäudehülle
- Speicherung von elektrischer Energie zu Schwachlastzeiten

Die oben erwähnten Anwendungsmöglichkeiten wurden aber bis jetzt nur als Forschungsprojekte oder theoretische Studien realisiert.

Die Speicherparameter für diese Technologie mit Salz als Speichermedium sind in Tabelle 21 angegeben.

Tabelle 33: Speicherparameter für Latentwärmespeicher [74]

Eigenschaft	Einheit	Wert
Energiedichte	$\text{kJ/m}^3$	300000
Leistungsdichte max.	$\text{kW/m}^3$	30
Spezifische Energie	$\text{kJ/kg}$	100
Spezifische Leistung max.	$\text{kW/kg}$	0,01
Speicherfähigkeit im geladenen Zustand	-	Wochen
Typische Entladedauer	s	$10^4$ - $10^5$
Speicherwirkungsgrad	-	0,75-0,9
Max. Zyklen	-	$10^2$ - $10^3$
Energiebezogene Kosten [77]	$\$/\text{kWh}$	10-50

## 2.3.4.4 Thermochemische Speicher

### Prinzip

Das Hauptprinzip der thermochemischen Speicher basiert auf einer reversiblen chemischen Reaktion. Bei dieser Reaktion wird thermische Energie durch eine thermochemische Substanz absorbiert. Dabei spaltet sich diese Substanz in zwei Komponenten auf, die getrennt voneinander gespeichert werden

können. Bei der Rückreaktion werden dann diese zwei Komponenten auf die Ausgangssubstanz zusammengeführt. Die Speicherkapazität des Systems entspricht der dabei wieder freigesetzten thermischen Energie [78].

Thermochemische Speicher sind die bis dato am wenigsten erforschte Speichertechnologie. In Tabelle 34 sind die identifizierten Speicherparameter für diese Technologie angeführt.

*Tabelle 34: Speicherparameter für thermochemische Speicher [78] [77]*

<b>Eigenschaft</b>	<b>Einheit</b>	<b>Wert</b>
Energiedichte	kWh/ton	250 <sup>6</sup>
Betriebstemperatur	°C	20-200(300)
Speicherwirkungsgrad	-	0,75-1
Energiebezogene Kosten	\$/kWh	8-100

---

<sup>6</sup> Ähnlich Bleisäure und Durchflussbatterie

# Neue Energien 2020 - 5. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

Tabelle 35: Zusammenfassung der Speicherparameter für verschiedene Speichersysteme

Eigenschaft	Einheit	Pumpspeicher	Thermopotential- speicher	Sensible Wärmespeicher				Latentwärme- speicher	Thermochemische Speicher
				Hochtemperatur- speicher für Solarkraftwerke (Salzschmelze)	Hochtemperatur- speicher (Öl)	Niedertemperatur- speicher (Fels/Gestein)	Saisonale Wärme- speicher		
<b>Energiedichte</b>	kWh/t	-	25	-	-	-	-	-	250
	kJ/m <sup>3</sup>	-	-	-	100000	30000	-	300000	-
	kJ/kg	-	-	-	100	10	-	100	-
<b>Leistungsdichte</b>	kW/m <sup>3</sup>	-	-	-	max. 10	max. 3	-	max. 30	-
<b>Speicherleistung</b>	MW	5-15 <sup>7</sup>	0,1-500 je Modul	0,1-200	-	-	-	-	-
	kW/kg	-	-	-	max. 0,01	max. 0,001	-	max. 0,01	-
<b>Speicherkapazität</b>	MWh	40-120	keine Limitierung; typischerweise 16	<2000	-	-	-	-	-
	kWh/m <sup>3</sup> K	-	-	-	-	-	0,63-1,16	-	-
	kWh/m <sup>3</sup>	-	-	-	-	-	8-57	-	-
<b>Systemwirkungsgrad</b>	-	0,7-0,75	0,65-0,75	<0,6	0,7 (0,85-0,95)	-	0,6-0,9	0,75-0,9	0,75-1
<b>Größe</b>	m <sup>3</sup>	-	-	-	-	-	<500000	-	-
<b>Temperaturbereich</b>	°C	-	-	290-390(500)	-	-	5-90	-	20-200 (300)
<b>Anfahrzeit</b>	min	-	5-10	-	-	-	-	-	-
<b>Lade-/Entladezyklus</b>	h	8	-	8	-	-	-	-	-
	s	-	-	-	10 <sup>4</sup> -10 <sup>5</sup>	10 <sup>4</sup> -10 <sup>5</sup>	-	10 <sup>4</sup> -10 <sup>5</sup>	-
<b>Speicherfähigkeit im geladenen Zustand</b>	-	-	-	-	Tage	Tage	Monate	Wochen	-
<b>Lebensdauer</b>	a	-	-	25	20	20	-	-	-
	Zyklen	-	-	-	-	-	-	10 <sup>2</sup> -10 <sup>3</sup>	-
<b>Investitionskosten</b>	€/kW	300-800	680	-	-	-	-	-	-
	€/kWh	-	115	-	-	-	-	-	-
	\$/m <sup>3</sup>	-	-	-	-	-	4-210	-	-
<b>Betriebskosten</b>	€/MWh	2,5	2	-	-	-	-	-	-
<b>Kosten allg.</b>	\$/kWh	-	-	3500-7000	-	-	0,04-0,35	10-50	8-100
	\$/kW	-	-	-	400 (200)	200 (150)	-	-	-

<sup>7</sup> Im Pumpbetrieb.

### 2.3.5 Speicherkosten für das Optimierungsmodell

Die Zielfunktion des Optimierungsmodells war wie in 2.4.9 dargestellt die Minimierung der jährlichen Gesamtsystemkosten. Die Installationskosten der Speichertechnologien (energie- und leistungsbezogene Kosten) trugen einen großen Beitrag zu den Gesamtsystemkosten bei. Die Größe der installierten Speicher wurde anhand den jährlichen Installationskosten und den Wirkungsgraden von der Optimierung bestimmt. Die jährlichen Speicherkosten wurden als Eingangsparameter dem Optimierungsmodell übergeben. Aus diesem Grund wurden die jährlichen Installationskosten für alle Speichertechnologien mittels der Annuitätenmethode aus den recherchierten Investitionskosten, die in den oberen Kapiteln vorgestellt wurden, zuzüglich den jährlichen Betriebs/Wartungskosten, Peripheriekosten der einzelnen Speichertechnologien, und den Umrückerkosten ermittelt.

$$A = I_0 \cdot \frac{(q - 1) \cdot q^n}{q^n - 1}$$

Der Zinssatz ( $q$ ) wurde nach [26] mit 8% für die Berechnung angenommen. Die Lebensdauer ( $n$ ) hing bei Batterien von der Zyklenzahl ab. Es wurde für die Berechnung der Lebensdauer der Batterie die max. mögliche Zyklenzahl für beide Batterietypen (Blei-Säure Batterie und Lithium-Ionen Batterie) bei einer Entladetiefe von 80% herangezogen. Für Blei-Säure Batterie bedeutet das max. 1500 Zyklen und für die Lithium-Ionen Batterie max. 3160 Zyklen. Die durchschnittliche Zyklenzahl pro Jahr wurde mit ca. 267 Zyklen/a angenommen. Die Überlegung bei dieser Annahme ging in die Richtung, dass ein dez. Speicher auch nur dann installiert wird, wenn er auch intensiv genutzt wird. In dieser Hinsicht wurde angenommen, dass die Batterie in der Übergangszeit und in der Sommerzeit jeden Tag ein Vollzyklus erfahren würde. In der Winterzeit betrug die Dauer eines Vollzyklus mehr als 3 Tage. Daher wurden die Tage der Winterzeit mit einem Faktor von 0,3 gewichtet. Die Anzahl der Tage pro Jahreszeit entsprach der Anzahl der für die VDEW Lastprofile festgelegten Tage. [7] Eines der Optimierungsergebnisse war auch die vollbrachte Vollzyklenzahl der dezentralen Speicher. Im Fall, dass der Unterschied zwischen der angenommenen Zyklenzahl und der optimierten Zyklenzahl zu groß wurde, wurde erneut, unabhängig von der Optimierung, eine Berechnung der Lebensdauer durchgeführt. Die Lebensdauer spiegelte sich in den jährlichen Annuitäten für die Installation der Speicher wieder. Die Investitionskosten der Batterietypen wurden um 25% erhöht, um einen Nutzenergieinhalt der Batterien im linearen Optimierungsmodell von 100% zu ermöglichen und nicht nur 80%. Diese Vereinfachung wurde für die Reduzierung der Größe und der Komplexität des Optimierungsmodells gewählt. Die Lebensdauer anderer Umwandlungstechnologien wurde aus den recherchierten Daten, die in den oberen Kapiteln vorgestellt wurden entnommen. Die Kosten und die Lebensdauer der Umrücker entsprachen den Werten aus [26]. Während der Recherche wurde eine Bandbreite an einzelnen Speicherkosten recherchiert. Aus diesem Grund wurden auch Optimierungsdurchläufe mit unterschiedlichen prognostizierten Speicherkosten pro Speichertechnologie als Szenarien durchgeführt, um den Einsatz zwischen den Speichertechnologien, basierend auf den Speicherkosten, ausdifferenzieren zu können. Die unterschiedlichen Szenarien bezüglich der Speicherkosten sind in der Tabelle 36 aufgelistet. Die Kosten für die thermischen Speicher, Wasserstoffspeicher und die Methanisierungsanlage wurden für alle Szenarien konstant gehalten, da im Rahmen der Literaturrecherche keine zukunftssträchtigen Kosten für diese Technologien ermittelt wurden.

Tabelle 36: Szenarien der der jährlichen Installationskosten für Speicher

Speichertechnologie/ Umwandlungstechnologie	geringe Kosten (min)		mittlere Kosten (med)		hohe Kosten (max)	
	k_Einst [€/kWh]	k_Pinst [€/kW]	k_Einst [€/kWh]	k_Pinst [€/kW]	k_Einst [€/kWh]	k_Pinst [€/kW]
Lithium-Ionen	79,7		126,3		405,7	
Blei-Säure	29,9		35,9		95,5	
Redox-Flow	15,3	71,09	20,4	83,27	50,926	331,35
Elektrolyse		114,8		131,7		151,22
Wasserstoffspeicher 30bar	1,2		1,2		1,2	
Brennstoffzelle		101,15		216,3		331,35
Methanisierung		158,6		158,6		158,6
Thermischer Speicher	0,0198	0,00198	0,0198	0,00198	0,0198	0,00198

Da die Leistung und Energie bei der Lithium-Ionen und Blei-Säure Batterie abhängig voneinander sind, und für unsere Betrachtungen das Energie-Leistungsverhältnisses (E/P-Verhältnis) für die Umwandlung einer Größe in die andere angewendet wurde, wurden die peripheren Leistungskosten dieser zwei Batteriesysteme auf die energiebezogenen Installationskosten umgerechnet. Für die Redox-Flow Batterie und die Power-to-Gas Technologie trifft diese Abhängigkeit nicht zu, deshalb erscheinen für die Installationskosten in der Tabelle 3 ein leistungs- und ein energieabhängiger Kostenanteil auf.

Im Rahmen der Optimierung galt es somit, für jeden Netzknoten und für jede Speichertechnologie die Größe des installierten Speichers (Energie und Leistung), sowie den darauf abgestimmten Betrieb (Energieinhalt zu jedem Zeitpunkt) zu bestimmen, unter Berücksichtigung der jährlichen Kosten für die installierte Speicherkapazität.

### 2.3.6 Anforderungen an die Infrastrukturen zur Koppelung paralleler Energienetze

Dezentrale Hybridsysteme entstehen durch die Kopplung paralleler Infrastrukturen. Diese Kopplung wird durch Umwandlungsprozesse zwischen verschiedenen Energieträgern gebildet. Im Forschungsprojekt wurden neben konventionellen Energiespeichern auch Hybridsysteme als potenzielle Speichertechnologien untersucht. Die Kopplung des elektrischen Netzes und des Gasnetzes in den zwei ausgewählten Modellregionen wurde mit der Technologie „Power-to-Gas“ umgesetzt. Der Begriff „Power-to-Gas“ beschreibt verschiedene Umwandlungsmöglichkeiten des elektrischen Stroms. Ein Ansatz ist die Umwandlung von Strom in Wasserstoff (H<sub>2</sub>) mittels Elektrolyse und dessen direkte Einspeisung/Speicherung in das bestehende Erdgasnetz. Alternativ kann die Weiterverarbeitung des Wasserstoffs in Kombination mit CO<sub>2</sub> zu synthetischem Methan (SNG) erfolgen, welches schließlich ebenfalls ins Erdgasnetz gespeist werden kann. In Abhängigkeit von der eingeschlagenen Umwandlungskette der P2G-Technologie und der ausgewählten Umwandlungstechnologie kann eine Kopplung aller drei Netze oder auch nur zwischen Strom- und Gasnetz zustande kommen. Die Kopplung des elektrischen Netzes mit dem Wärmenetz erfolgte durch Wärmepumpen. Die Verknüpfung

vom Gas- und Wärmenetz im Forschungsprojekt wurde durch ein zentrales Heizkraftwerk bzw. dezentrale Gasthermen realisiert.

Damit die Kopplung paralleler Infrastrukturen geschaffen werden kann, ist das Vorhandensein der Energieinfrastrukturen ausschlaggebend. Zusätzlich müssen die Anschlussbedingungen der Einspeiseanlagen aller Netzbetreiber berücksichtigt werden.

## Gasnetz

- In Österreich kann nach der ÖVGW-Richtlinie Wasserstoff bis zu 4 Vol-% und synthetisches Methan bis 96 Vol-% in das Erdgasnetz eingespeist werden. [37]Die Einspeisung erfolgt an Stationen wo der notwendige Durchfluss erreicht werden kann (näheres dazu ist im Absatz *Speicherfähigkeit und Synergieeffekte des gekoppelten Systems* gegeben). Das synthetisch erzeugte Gas wird mit einem höheren Vordruck (je nach Kapazität) an die gewünschte Einspeisestelle geführt und über eine Gasdruckregelanlage in Niederdrucknetzebene weitergeleitet.
- Der Gasdurchfluss der Einspeisestationen ist in Abhängigkeit der Saison sehr variabel (im Winter größer und im Sommer niedriger) Die saisonale Abhängigkeit der Gasnetzbelastungssituation von der Temperatur ist in der unteren Tabelle 37 dargestellt:

Tabelle 37: Abhängigkeit der Netzbelastungssituation von der Temperatur

T [°C]	Netzauslastung Q [%]
-18	100
-12	90
0	70
16	40

## Stromnetz

- Ausreichende Anschlussleistung in Abhängigkeit der gewählten Speicher- oder Umwandlungstechnologien
- Vorhandensein von Wechselrichter oder Gleichrichtern in Abhängigkeit von der Speicher- bzw. Umwandlungstechnologie
- Einhaltung des Spannungsbandes bei dezentralen Erzeugungsanlagen nach den TOR D2-Regeln

## Wärmenetz:

- Ausreichend hohe Vorlauftemperatur (>100°C) für Fernwärmenutzung

Demzufolge wurde im Forschungsprojekt „Symbiose“ in Absprache mit dem Projektpartner VKW nur ein Koppelpunkt zwischen dem Strom – und Gasnetz für den „Power-to-Gas“ Prozess in der ländlichen

Modellregion festgelegt. Es wurden drei Koppelpunkte zwischen Strom – und Gasnetz für die städtische Modellregion definiert.

Da die zur Verfügung gestellten Modellregionen keine Wärmenetze beinhalten, wurde für die urbane Modellregion ein Fernwärmenetz basierend auf der Struktur des elektrischen Netzes angenommen und implementiert, vgl. Kapitel 2.1.3. Für die ländliche Modellregion wurde eine Betrachtung des Energieaustausches im Wärmesektor ausschließlich auf Knotenbasis durchgeführt, Kapitel 2.1.3. In der urbanen Modellregion wurde über den Slack-Knoten eine Kopplung des Wärmenetzes und des Gasnetzes ermöglicht. An diesem Knoten wurde ein mit Gas befeuertes Heizkraftwerk platziert. In der ruralen Modellregion wurde die Kopplung des Gassektors mit dem Wärmesektor an jedem Knoten realisiert. Dabei wurde eine Wärmeerzeugung durch Gasthermen an diesen Knoten unterstellt.

Die Kopplung mit dem Wärmenetz und Stromnetz war durch Wärmepumpen möglich und konnte an jedem NS-Netzknoden realisiert werden. (vgl. 2.4.2.3)

Wärmepumpen stellten die zweite Option dar, neben mit Gas befeuerten Heizkraftwerk bzw. Gasthermen, Wärme für die Deckung des Wärmebedarfs bereitzustellen. Diese bildeten die zweite systemübergreifende Option dar, in dem jetzt der elektrische Strom in Form von Wärme wiederverwertbar war. Wärmepumpen nutzen die umgebende Wärme aus Erde, Luft und Grundwasser um Heizung, Warmwasserbereitung oder Kühlung in Gebäuden bereitzustellen. Dabei wird unter Zufuhr von elektrischem Strom eine Umkehrung des Wärme-Kraft-Prozesses ermöglicht

Für Wärmepumpen sind der Coefficient of Performance (COP) und die Jahresarbeitszahl (JAZ) die wesentliche Kenngrößen. Der Unterschied besteht darin, dass unter dem COP der Wirkungsgrad im optimalen Betriebspunkt zu verstehen ist. Die Jahresarbeitszahl beschreibt wie gut eine Wärmepumpe übers Jahr gesehen arbeitet, dieser Wert ist immer niedriger als der COP, weil die Wärmepumpe nicht ständig im optimalen Punkt betrieben werden kann.

$$COP = \frac{\dot{Q}_H}{P}$$

$$JAZ = \frac{\int_{Jahr} \dot{Q}_H}{\int_{Jahr} P}$$

Für die im Projekt relevanten Betrachtungen ist die JAZ die wesentliche Kenngröße und diese wird auch für die Wirkungsgradbetrachtung in der Optimierung herangezogen. Gemäß [79] und [80] ist die JAZ von vielen Faktoren wie Alt- oder Neubau, Wärmequelle (Luft, Erdreich,...), Heizungsform (Heizkörper, Flächenheizung), usw. abhängig. Seit 2014 muss die Jahresarbeitszahl für die Sanierungsförderung für Raumwärmeerzeugung mind. 4,0 betragen, für die Erzeugung von Raumwärme und Warmwasser ist ein Wert von 3,5 gefordert [81]. Im Projekt wurde ein Mittelwert von 3,75 verwendet.

Für eine Luft-Wärmepumpe mit 8,3 kW<sub>th</sub> kann mit einer Gesamtinvestition von ca. €27.000 gerechnet werden. Für eine Erd-Wärmepumpe mit 7,5kW<sub>th</sub> sind ca. €27.700 zu veranschlagen. Unter

Berücksichtigung der verschiedenen Nutzungsdauern der einzelnen Anlagenkomponenten bewegen sich die jährlichen Kosten der Wärmepumpen von €3.250 (Luft-WP) und €3.037 (Erd-WP) [82]. Pro  $\text{kW}_{\text{th}}$  ergeben sich folgende Werte, €392/ $\text{kW}_{\text{th}}\cdot\text{a}$  (Luft-WP) und €405/ $\text{kW}_{\text{th}}\cdot\text{a}$  (Erd-WP). Für das Projekt wurde ein Mittelwert von €399/ $\text{kW}_{\text{th}}\cdot\text{a}$  angenommen.

## Potenziale durch Koppelung

In diesem Arbeitspaket wurden auch die Speicherfähigkeit und Synergieeffekte des gekoppelten Systems ermittelt. Das österreichische unterirdische Erdgasspeichervolumen beträgt ca. 83 TWh [bezogen auf den oberen Heizwert 11.2 kWh/Nm<sup>3</sup>] oder 75.345 TWh [bezogen auf den unteren Heizwert mit 10.112 kWh/Nm<sup>3</sup>] [83]. Wird diese Zahl mit dem Stromverbrauch aus dem Jahr 2011, der ca. 63,3 TWh betrug [84], verglichen, so ist ersichtlich, dass allein mit den österreichischen Erdgasspeichern ein großer Anteil des österreichischen Energiebedarfs gedeckt werden kann. Laut der Studie „S4MG“ reichen die Potentiale der großtechnischen Speichertechnologien in Österreich nicht aus, um eine ausgeglichene 100%-ige regenerative Energiebilanz zu gewährleisten. Werden die ermittelten Potentiale der Pumpspeicherkraftwerke aus „S4MG“ [85], die 0,14 TWh betragen und das aktuelle unterirdische Gasspeichervolumen miteinander verglichen, so dominieren die Untertagespeicher vom Gas. Unter dem erreichbaren Potential der österreichischen unterirdischen Gasspeicher können folgende Dimensionen verstanden werden:

- ca. 70 Mrd. Autobatterien einer Nennkapazität von 100 Ah
- 3.33 Mrd. Elektroautos (Nennkapazität des Lithium-Akkus 25 kWh)
- 172 Kaprun Speicher [86]
- Ein drei-fach großer Wasserstoffspeicher

Im Gegensatz zum elektrischen Netz weist das Gasnetz durch die Anpassbarkeit der Transportdrücke eine eigene Speicherfähigkeit auf. Besonders in höheren Druckebenen fungieren Leitungen als Kurzzeitspeicher. Die Übertragungskapazitäten der Modellregionen gliedern sich in drei Netzebenen, siehe Tabelle 38.

Tabelle 38: Übertragungskapazitäten im Gasnetz in den Modellregionen von Symbiose

Anlage	Kapazität [Nm <sup>3</sup> /h]	Druck [bar]
Eingang HD	75.000	50
HD/MD	5.000 -12.000	50 /3,5
MD/ND	50 – 3.000	3,5/0,1

Unter der Berücksichtigung des spezifischen Energieverbrauchs des alkalischen Druckelektrolyseurs und der ÖVGW Richtlinie 31 ergeben sich folgende Anschlussleistungen für eine Power-to- H<sub>2</sub> Anlage für die Modellregionen:

- 15 MW Eingang in die HD
- 2,4 MW HD/MD
- 0,6 MW MD/ND

Die Berechnung für die Anschlussleistung:

$$P_{EL,el} = \text{Kapazität}[m^3 / h] \times \text{Energieverbrauch}[kWh / Nm^3] \times 4\% [\text{Wasserstoffgrenze im Gasnetz}]$$

Beispiel für den Anschluss der P2H<sub>2</sub> Anlage im HD-Eingang unter der Berücksichtigung eines Energieverbrauchs von 5 kWh/Nm<sup>3</sup> ergibt sich folgende Anschlussleistung:

$$P_{EL,el} = 75000 \times 5 \times 0,04 = 15MW$$

## 2.4 Optimierungsmodell

Im Kapitel 2.1 wurden zwei reale Modellregionen (ländliches und städtisches Gebiet) herangezogen, deren Strom- und Wärmebedarf bekannt war. Im elektrischen Bereich waren hierfür die Daten des Mittelspannungsnetzbereichs gegeben. Die Daten des thermischen Netzes wurden basierend auf der Verbraucherstruktur des elektrischen Netzes und Statistikdaten extrahiert und im Rahmen von Kapitel 2.1 diskutiert. Darüber hinaus wurden für dezentrale Erzeugungseinheiten die Zeitreihen der aktuellen Einspeisungen sowie zukünftige Potenziale erhoben. Im Kapitel 2.3 wurden die Kenndaten (Eigenschaften, Kosten, usw.) der dezentralen Speicher- und Umwandlungstechnologien vorgestellt. In diesem Kapitel wird nun die Modellierung der Netzelemente für das Optimierungsmodell, das als Ergebnis die optimale Anordnung und Dimensionierung der Speicher sowie die optimale Speicherbewirtschaftung verfolgte, dargelegt. Aufgrund der Wechselwirkung, welche zwischen diesen Entscheidungsvariablen (Speichergröße, Speicherplatz und Speicherbetrieb) vorlag, konnte der Optimierungsvorgang nicht getrennt ausgeführt werden. Der beschriebene Optimierungsansatz variierte daher gleichzeitig die Speicherinstallation (Speichergröße und Position) sowie die Speicherbewirtschaftung, sodass diese aufeinander abgestimmt erfolgen konnten. Die technologisch-topologische Optimierung umschloss folgende Netzelemente:

- Parallele Infrastrukturen (Strom-, Wärme-, Gasnetz)
- Speicher- und Umwandlungstechnologien (elektrische und thermische Speicher, Wärmepumpen, Power-to-Gas)
- Regenerative Erzeugungsanlagen (PV, Wind, Biomasse, Biogas, Kleinwasserkraft)
- Thermische Erzeugungsanlagen (Müll, Gas, Biomasse, Biogas)
- Verbrauchergruppen (elektrisch, thermisch)

Das Optimierungsziel lag jeweils in der Minimierung der Gesamtkosten unter Einhaltung der technischen Grenzen, die durch Netzsimulationen mit PSS@SINCAL ermittelt wurden (Lastdeckung, Leistungs- und Energiegrenzen, Leitungsbelastungen). Diese Betrachtung wurde jedoch für unterschiedliche Zielgruppen betrachtet:

- Netzbetreiber
- Haushaltskunde
- Gemeinde
- Bezugsminimale Gemeinde

Aus Sicht der Netzbetreiber galt es zu untersuchen, in wie weit der Einsatz von dezentralen Speicher- und Umwandlungseinheiten notwendig war, um technische Grenzen im elektrischen Netz einzuhalten und in einem zweiten Schritt die Kosten für Netzverluste zu reduzieren. Auch alle weiteren Zielgruppen mussten die technischen Grenzen des elektrischen Netzes einhalten, damit ein sicherer Netzbetrieb möglich wäre. Die Haushaltskunden hatten das Interesse Ihren Eigenverbrauch möglichst zu maximieren. Durch den gegebenen Preisunterschied zwischen Einspeisevergütung und Kosten für bezogene elektrische Energie wurden Haushaltskunden motiviert Ihren Eigenverbrauch zu erhöhen. Die Betrachtung der gesamten Modellregion entsprach der Zielsetzung einer Gemeinde mit minimalen Gesamtkosten. Im Gegensatz zu Haushaltskunden waren für die Gemeinde die Kosten und Erlöse, welche beim gesamten Energieaustausch (Strom, Gas und Wärme) erzielt werden konnten entscheidend, ob verstärkt auf dezentrale Speichertechnologien zurückgegriffen werden sollte. Durch eine starke Erhöhung der Energiebezugskosten wurde die Zielsetzung einer bezugsminimalen Gemeinde verfolgt. Auf diese Weise wurde das Gesamtsystem angeregt erstmals die gesamte eigene Erzeugung innerhalb der Modellregion mit ev. Unterstützung von dezentralen Speicher- und Umwandlungseinheiten zu Nutzen. Zusätzlich sollte das Bestreben der Gemeinde sein den optimalsten Weg des Energie-Imports einzuschlagen, der die Deckung des elektrischen und thermischen Bedarfs zu minimalen Gesamtsystemkosten bzw. minimalem Energiebezug ermöglichte. In diesem Fall konnte auch über die Wahl der Kostenparameter das resultierende CO<sub>2</sub>-Verbesserungspotenzial beeinflusst werden.

Im Folgenden werden zunächst die Elemente der Optimierung in Form von linearen Nebenbedingungen beschrieben.

### 2.4.1 Zeitraum

Die Bewirtschaftung der Speicher wurde sowohl von „kurzfristigen Effekten“ (z.B. Ausgleich von Leistungsspitzen) als auch von „langfristigen Aufgabenstellungen“ (z.B. saisonale Ausgleichseffekte) bestimmt. Aus diesem Grund mussten einerseits die zugrunde liegenden Zeitreihen der Erzeugung und des Verbrauchs in zeitlich „hoher“ Auflösung vorliegen. Andererseits sollte sich der Betrachtungszeitraum über ein vollständiges Jahr erstrecken, um die thematisierten saisonalen Effekte abbilden zu können.

Im folgenden Abschnitt wird die Modellierung des Optimierungsproblems für einen zeitlichen Horizont von einem Jahr diskutiert. Aufbauend drauf wird eine spezielle Erweiterung des Speichermodells für Kurzeitspeicher gegeben.

#### 2.4.1.1 Allgemein

Sowohl für Erzeugung als auch Verbrauch standen für die Netzabschnitte die Zeitreihen für je eine Woche im Sommer, Winter und der Übergangszeit im 15 min Zeitraster zur Verfügung, vgl. Abschnitt 2.2. Im Bereich der Photovoltaik konnten diese Beispielwochen aus einer vollständigen Jahreszeitreihe ausgewählt werden. Hierbei wurde beachtet, dass es sich jeweils um typische Woche der entsprechenden Jahreszeit handelt. Aufgrund langjähriger Messreihen wurden für Sommer, Übergangszeit und Winter typische Erzeugungskoeffizienten von 1,5 bzw. 1,0 bzw. 0,5 ermittelt, welche auch die jeweiligen Beispielwochen aufweisen. Aus diesen drei zeitlich hochaufgelösten Wochen konnte

nun durch Vervielfachung eine Jahreszeitreihe erstellt werden. Dazu wurde folgende Zusammensetzung der Jahreszeitreihe gewählt

- 17 Wochen – Winter
- 09 Wochen – Übergangszeit
- 17 Wochen – Sommer
- 09 Wochen – Übergangszeit

Mit Hilfe dieser Jahreszeitreihe wurden in der folgenden Optimierung sowohl kurzfristige (Leistungs-) Effekte als auch eine saisonale Bewirtschaftung der Speicher abgebildet. Einzig die Variation durch untypische Wochen innerhalb einer Jahreszeit gingen im Vergleich zu einer vollständigen Jahreszeitreihe verloren.

Allgemein steigt in der linearen Optimierung die Größe des Problems und der damit verbundene Rechenaufwand überproportional mit der Anzahl an Zeitpunkten. Der Grund hierfür ist in steuerbaren Erzeugungseinheiten sowie Speichern zu suchen. Da der Einsatz prinzipiell zu jedem Zeitpunkt beeinflusst werden kann, verursacht dies ebenso jeweils eine eigene Entscheidungsvariable je Zeitschritt und Speicher. Die Größe des Vektors der Entscheidungsvariablen bestimmt auch direkt die Größe der Nebenbedingungsmatrix. Ebenso mussten z.B. über die maximale Leistung und die Einhaltung der Energiegrenzen des Speichers für jeden Zeitpunkt eigene Nebenbedingungen vorgesehen werden.

Aus diesem Grund stellte die zuvor dargestellte Vorgangsweise der Konstruktion einer vollständigen Jahreszeitreihe nicht die ideale Lösung dar. Die Aneinanderreihung von 17 (bzw. 9) identischen Wochen lieferte keine neue Information. Daher wurde in weiterer Folge jeweils nur eine Woche je Jahreszeit optimiert und deren Ergebnis wurde versiebzehnfacht (bzw. verneunfacht), um so die saisonalen Unterschiede zwischen den Jahreszeiten korrekt abzubilden. Abbildung 45 zeigt symbolhaft, wie in weiterer Folge die optimierte Speicherbewirtschaftung durchgeführt wurde ohne dabei eine vollständige Jahreszeitreihe verwendet zu haben.

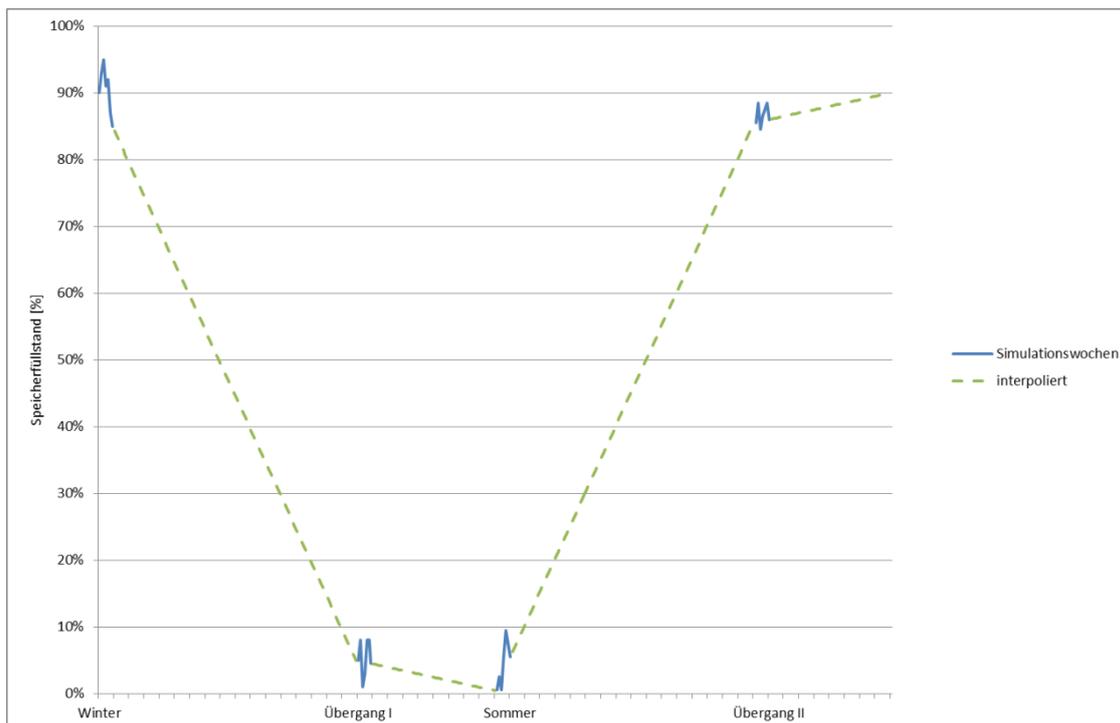


Abbildung 45: Symbolbild der Jahresoptimierung mit Hilfe von vier zeitlich hochaufgelösten Wochen

Bei der Optimierung der Speicherbewirtschaftung bestand eine wichtige Forderung darin, dass die Speicherfüllstände am Ende des Betrachtungszeitraums gleich hoch sein müssen wie zu Beginn. Wären nun die vier Beispielwochen getrennt voneinander optimiert worden, so hätten sich nur kurzfristige Effekte in der Speicherbewirtschaftung gezeigt, wenn der Füllstand am Ende der Woche gleich hoch sein musste, wie zu Beginn. Im Rahmen der Optimierung hätten sich keine Anreize eingestellt, den Speicher energetisch so groß zu dimensionieren, um damit saisonale Ausgleichseffekte zu bewerkstelligen. Wie Abbildung 45 zeigt, wurden die in Blau dargestellten Zeitbereiche der einzelnen Jahreszeiten optimiert. Die Verknüpfung zwischen den Jahreszeiten und somit der saisonale Effekt bestand rein in den Anfangs- und Endzuständen, der Speicherinhalte. Die Differenz zwischen dem Füllstand am Ende und am Anfang der Winterwoche wurde versiebzehnfacht und abzüglich des Anfangsfüllstands der Winterwoche lieferte es somit den Anfangsfüllstand der Übergangswache I (Frühling). Diese Vorgangsweise wurde für die weiteren Jahreszeiten wiederholt.

Wie Abbildung 45 zeigt, wurde bei der optimalen Dimensionierung der Speicher somit sowohl auf kurzfristige (Leistungs-) Effekte als auch auf saisonale Ausgleichseffekte Rücksicht genommen. Für den gegebenen 15 min Zeitraster resultierte dies in  $4w \cdot 7d \cdot 24h \cdot 4/h = 2\,688$  Simulationszeitpunkten pro Jahr und war damit deutlich geringer als die 35.040 Zeitpunkte eines vollständigen Jahres.

Neben der beschriebenen Optimierung über ein Jahr bestand ebenso die Option einzelne Beispielwochen getrennt zu optimieren. Ebenso wurde in der Implementierung die Variante vorgesehen im Rahmen der Beispielwochen einzelne Tage herauszugreifen, um somit den Rechenaufwand weiter reduzieren zu können.

### 2.4.1.2 Speicherbewirtschaftung Kurzzeitspeicher

Die Optimierungsergebnisse schlossen darauf, dass die implementierten Nebenbedingungen, die die Füllstände, als Folge der Speicherbewirtschaftung von Jahreszeiten sequentiell übertragen, vollkommen ausreichen um saisonale Effekte der Speicher zu modellieren. Auf diese Weise konnte die Rechenzeit der Optimierung deutlich reduziert werden. Wurden Kurzzeitspeicher auf die gleiche Weise modelliert, so konnten die über das Jahr aufgerollten Ergebnisse der Speicherbewirtschaftung ungünstige Betriebsbereiche erreichen. Das ausschließliche Betrachten von Anfangs- und Endzustand des Speicherinhalts war für Kurzzeitspeicher, die im Rahmen einer Betrachtungswoche mindestens einmal vollgeladen und entladen wurden nicht ausreichend, um sicher zu stellen dass der Speicher während des ganzen Jahres im Bereich der installierten Speicherkapazität betrieben wurde. Im Gegensatz zu Langzeitspeicher, muss die Ganglinie des Speicherfüllstandes eines Kurzzeitspeichers nicht eine monoton fallende oder steigende Funktion sein, was auch bei den Optimierungsergebnissen nicht der Fall war. Als Beispiel für diese Erscheinung dient Abbildung 46. Werden die optimierten Leistungskurven einer Blei-Säure Batterie auf ein ganzes Jahr hochaufgelöst aufgetragen, so ergibt sich eine Ganglinie bezogen auf die installierte Speicherkapazität wie in Abbildung 46. Der installierte Speicher fängt den Speicher bei einem Speicherfüllstand, der ca. 180% der installierten Speicherkapazität beträgt, an zu betreiben. Anhand der Abbildung 46 ist auch ersichtlich, dass in einer Winterwoche die Batterie einmal vollgeladen und komplett entladen wird. Es wird ein max. Energieinhalt einmal komplett umgewälzt. Der max. umgewälzte Energieinhalt beträgt allerdings ca. 90% der installierten Speicherkapazität. Das bedeutet, die Optimierung hat die richtige Speichergröße installiert, da es für die Betriebsweise nicht mehr als ca. 90% des installierten Energieinhalts benötigt, nur die Betriebsweise des Speichers wurde durch die saisonale Nebenbedingung verzerrt, was den Anfangsfüllstand von 180% der installierten Speicherkapazität bedingt.

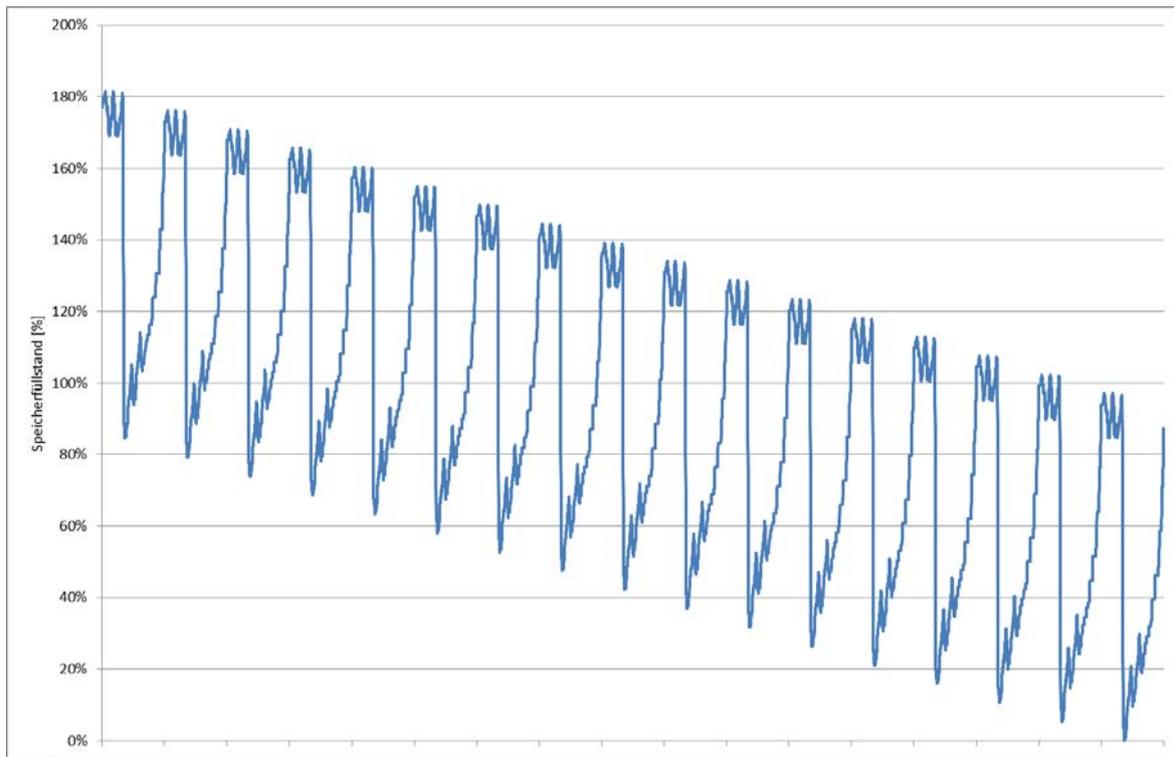


Abbildung 46: Speicherganglinie der Blei-Säure Batterie für hochaufgelöste Winterwochen als Folge der Jahresoptimierung unter Berücksichtigung einer generellen Nebenbedingung für die Speicherbewirtschaftung

Um dieses zu vermeiden wurde noch eine zusätzliche Nebenbedingung für Kurzzeitspeicher im Optimierungsmodell eingebunden, die sicherstellte dass der Speicherfüllstand am Anfang gleich dem Speicherfüllstand am Ende einer Betrachtungswoche war. Diese Nebenbedingung war vollkommen legitim, da in allen Optimierungsszenarien Batterien mindesten einmal in der Woche ein Vollzyklus erfuhren. Durch die zusätzliche Nebenbedingung wurde immer noch die gleiche Speicherkapazität installiert. Der Speicherfüllstand der aufgerollten Speicherganglinie überschreitet nie die 100%-Grenze der installierten Speicherkapazität und wurde im Rahmen der installierten Speicherkapazität über das ganze Jahr gesehen betrieben, vgl. Abbildung 47.

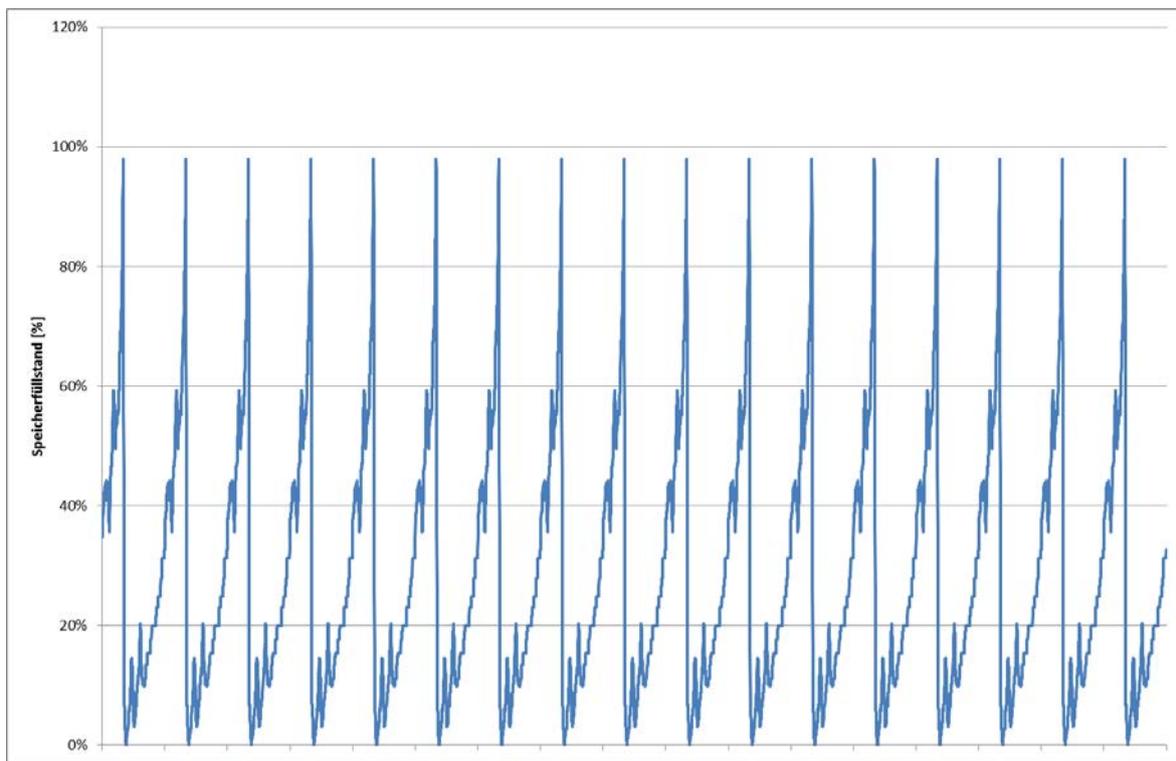


Abbildung 47: Speicherganglinie der Blei-Säure Batterie für hochaufgelöste Winterwochen als Folge der Jahresoptimierung unter Berücksichtigung der ergänzten Nebenbedingung für die Speicherbewirtschaftung von Kurzzeitspeicher

## 2.4.2 Speicher und Umwandlungstechnologien

Den Ausgangspunkt für den Speicher- und Umwandlungstechnologieneinsatz stellte das gegebene Erzeugungs- und Verbrauchsprofil der Netzknoten dar. Im Rahmen der Optimierung bestand nun die Möglichkeit mit Hilfe von Speichern- und Umwandlungstechnologien dieses Residuallastprofil zu beeinflussen.

Hierbei wurden folgende Speicher- und Umwandlungstechnologien berücksichtigt:

- Lithium Ionen Akkumulatoren
- Blei-Säure Batterie
- Redox-Flow Batterie
- Power-to-Gas
- Thermischer Speicher
- Wärmepumpe

### 2.4.2.1 Speicher

Sowohl bei Lithium-Ionen Batterien als auch Blei-Säure Batterien wurde die Annahme getroffen, dass diese dezentral im Niederspannungsnetz zum Einsatz kommen konnte. Ein möglicher Anwendungsfall stellte z.B. die Eigenverbrauchssteigerung in privaten Haushalten dar. Im Gegensatz dazu wurde bei Redox-Flow Batterien von einer ausschließlichen Verwendung als „zentrale-Technologie“ im

Mittelspannungsnetz ausgegangen. Dies wurde durch die typischen Anlagengrößen begründet. Die Unterscheidung der Netzanschlussebene war für die Netzberechnung bedeutend, da hiermit bestimmt wurde, wie und ob die Belastung des Ortsnetztransformators (Mittel- auf Niederspannung) oder die Leistungsgrenzen für die Einhaltung des Spannungsbandes durch den Speichereinsatz beeinflusst wurden.

In Tabelle 39 sind die wesentlichen technischen Eigenschaften der modellierten Speichertechnologien dargestellt. Neben der behandelten Netzanschlussebene unterschieden sich diese ebenso bei den Ein- und Ausspeicherwirkungsgraden. Die implementierten Wirkungsgrade stellen die Mittelwerte aus den recherchierten Daten aus Kapitel 2.3 dar. Ein wesentliches Merkmal von Batterien mit integriertem Wandler ist deren Energie-Leistungs-Verhältnis (E/P-Verhältnis). Dieses liefert eine Aussage darüber, ob es sich tendenziell um einen Kurz- oder Langzeitspeicher handelt. Bei Li-Ion sowie Blei-Säure Speicher ist dieses Verhältnis typischerweise relativ konstant, unabhängig von der Auslegung und Größe der Einheit. Das Energie-Leistungsverhältnis von  $2 \text{ MWh/MW}$  der Blei-Säure-Batterie bedeutet, dass die Batterie innerhalb von 2 h vollständig geladen bzw. entladen werden kann. Bei Redox-Flow Batterien hingegen kann die Leistung unabhängig vom Energieinhalt dimensioniert werden. Als Installationskosten scheint dementsprechend ein leistungs- und ein energieabhängiger Kostenanteil auf.

Tabelle 39: Eigenschaften der modellierten Speichertechnologien

Speichertechnologie	Energie-Leistungs-Verhältnis [h]	Wirkungsgrad Einspeichern	Wirkungsgrad Ausspeichern	Netzanschluss
Lithium-Ionen Batterie	0,4	92,5%	97%	Nieder-Spg.
Blei-Säure Batterie	2,0	90%	91%	Nieder-Spg.
Redox-Flow Batterie	frei	76%	88%	Mittel-Spg.
Thermischer Speicher	frei	89%	89%	zen/dez.Knoten

Im Rahmen der Optimierung wurden die speziellen Eigenschaften der unterschiedlichen Speichertechnologien nicht detailliert abgebildet. Ebenso sind die in Tabelle 39 aufgelisteten E/P-Faktoren als Richtwerte zu verstehen. Im Bereich der Li-Ionen Batterie und Blei-Säure Batterie existiert eine Vielzahl unterschiedlicher Typen, die sich besonders im E/P-Verhältnis unterscheiden. Aus diesem Grund stellen die Typen der Tabelle 39 Stellvertreter der Batterien mit diesen Eigenschaften dar. In Kapitel 2.5 kann hiermit die Aussage getroffen werden, welche Grundeigenschaften alternativer Speichertechnologien für verschiedene Anwendungszwecke von der Optimierung bevorzugt wurden.

Die Modellierung der Speicher erfolgte über den momentanen Energieinhalt  $E(t)$ , welcher hinsichtlich des Wertes und der Änderungsrate begrenzt war. Zur Modellierung des Ein- und Ausspeicherwirkungsgrades wurden diese beiden Vorgänge getrennt dargestellt (siehe Abbildung 48). Die Summe aus Ein- und Ausspeichervorgangs bestimmte den momentanen Speicherinhalt welcher zu jedem Zeitpunkt größer gleich Null und kleiner gleich dem installierten Energieinhalt sein musste. [87]

$$0 \leq E(t) = E_{aus}(t) + E_{ein}(t) \leq E_{inst}$$

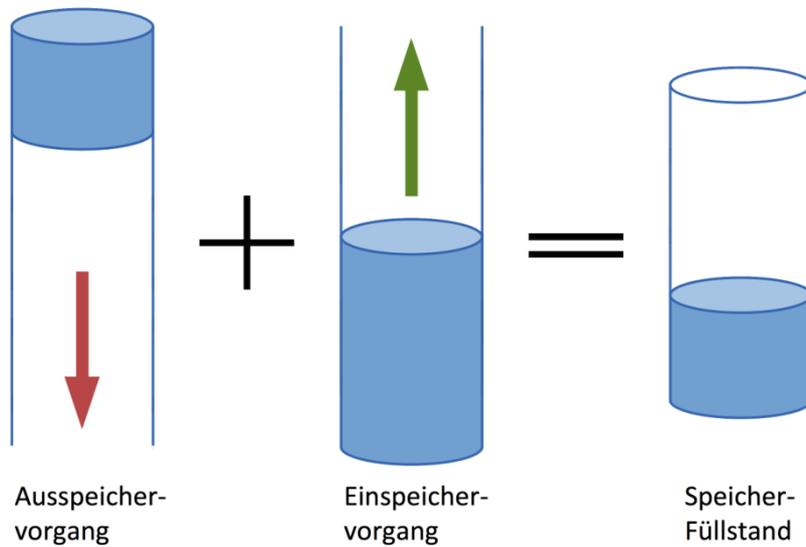


Abbildung 48: Darstellung der getrennten Modellierung des Ein- und Ausspeichervorgangs [87]

Die elektrische Klemmenleistung der Speicher wurde über die Änderungsrate des Energieinhalts dargestellt. Dies bewirkte einen deutlich verringerten Besetztheitsgrad in der Nebenbedingungsmatrix und erlaubte die Verwendung von spärlich besetzten Matrizen, welche den Rechenaufwand signifikant reduzierten. [87]

$$P_{el}(t) > 0 \Rightarrow -P_{el}(t) \cdot T = \eta_{aus} \cdot [E(t) - E(t - 1)]$$

$$P_{el}(t) < 0 \Rightarrow -P_{el}(t) \cdot T \cdot \eta_{ein} = [E(t) - E(t - 1)]$$

Die beiden Gleichungen zeigen die elektrischen Leistungen des Ein- und Ausspeichervorgangs als Formulierung über die Differenz zweier Speicherinhalte. Je nach Richtung findet sich der Wirkungsgrad in der Gleichung auf der Seite des potenziellen Energieinhalts bzw. der eingespeicherten elektrischen Leistung wieder. Der Parameter  $T$  beschreibt die Zeitauflösung der Simulation. Als Nebenbedingung wird ebenso wie beim Speicherinhalt die Forderung gestellt, dass die Momentanleistung zu jedem Zeitpunkt kleiner gleich der installierten Speicherleistung sein muss. [87] Thermische Speicher wurden entsprechend dem gleichen Ansatz modelliert. Im Rahmen der Optimierung galt es somit für jeden Netzknoten und für jede Speichertechnologie die Größe des installierten Speichers (Energie und Leistung) sowie den darauf abgestimmten Betrieb (Energieinhalt zu jedem Zeitpunkt) zu bestimmen.

### 2.4.2.2 Power-to-Gas

Das Power-to-Gas Konzept stellte einen alternativen Ansatz bezüglich der Verwertung von überschüssigen, elektrischen Strom dar. In einem ersten Umwandlungsschritt wurde in einer Elektrolyseanlage Wasserstoff erzeugt.

Ebenso wie bei den Speichern (siehe Kapitel 2.4.2.1) wurde der Betrieb der Anlage nach oben hin mit der installierten Leistung begrenzt. Diese Anlagengröße stellte je Knoten eine Entscheidungsvariable in der Optimierung dar. Der eigentliche Betrieb der Anlage wurde wiederum als zeitlicher Verlauf der erzeugten Wasserstoffmenge (Energiewert) dargestellt.

Für den hergestellten Wasserstoff bestanden nun drei unterschiedliche Verwendungsmöglichkeiten:

- Direkteinspeisung in das Gasnetz
- Methanisierung und Einspeisung in das Gasnetz
- Speicherung des Wasserstoffs mit Rückverstromung in Brennstoffzellen

Die direkte Einspeisung des erzeugten Wasserstoffs in das (bestehende) Gasnetz stellte die Verwertungsmöglichkeit mit dem geringsten zusätzlichen Installationsaufwand dar. Jedoch waren hierbei die Grenzen, der Beimischung von reinem Wasserstoff zum Erdgas zu berücksichtigen. Je nach Gasbedarf und damit Durchströmung variierte die Grenze der direkten Einspeisung im Zeitverlauf. Im AP2 wurde die maximale elektrische Anschlussleistung des Elektrolyseurs basierend auf der max. Übertragungskapazität im Gasnetz und ÖVGW Richtlinie 31 ermittelt. Die Grenzen für die Wasserstoffeinspeisung in beiden Modellregionen beruhen auch auf den max. auftretenden Übertragungskapazitäten des Gasnetzes und beinhalten noch die jahreszeitabhängige Komponente. Die Direkteinspeisung stellte somit indirekt eine Exportmöglichkeit von elektrischem Strom über das Gasnetz dar. Diese wurde vergütet und wirkte sich positiv auf die Systemkosten des betrachteten Netzgebietes aus.

Wurde diese Grenze erreicht, so konnte mit Hilfe einer Methanisierungsanlage Abhilfe geschaffen werden. Unter Einbeziehung von CO<sub>2</sub> konnte der Wasserstoff weiter zu einem synthetischen Gas (SNG) verarbeitet werden, welches im Wesentlichen äquivalent zu fossilem Erdgas darstellte. Durch diese zusätzliche Installation der Methanisierungsanlage bestand somit die Möglichkeit Methan in das Gasnetz einzuspeisen. Aufgrund der Größenordnung der hier betrachteten Mittelspannungsnetze konnte diese Einspeiseform bezüglich der Kapazität des Gasnetzes als praktisch unbeschränkt betrachtet werden. Die zusätzlichen Installationskosten mussten jedoch im Zielfunktionswert berücksichtigt und mit dem Erlös des eingespeisten Gases gegengerechnet werden.

Eine dritte Möglichkeit bestand in der Speicherung von Wasserstoff und späterer Rückverstromung in Brennstoffzellen. Aufgrund der sehr geringen Anzahl an möglichen Netzknoten, die die P2G Technologie zuzüglich der Brennstoffzellentechnologie einschloss und des geringen thermischen Verbrauchs an diesen Punkten, wurde die Möglichkeit der Wärmeabfuhr durch Brennstoffzellen im Projekt nicht berücksichtigt. Zukünftig würde sich dadurch aber der wärmegeführte Betrieb der Brennstoffzellen als zusätzliche Option anbieten. Den Vorteilen der Zwischenspeicherung in Wasserstoff mit anschließender zusätzlicher Stromgewinnung standen die zusätzlichen Installationskosten für Speicherung und Rückverstromung von Wasserstoff gegenüber.

Insgesamt stand mit dem Power-to-Gas Ansatz eine systemübergreifende Option zur Verfügung, um ausgehend von elektrischem Strom diesen in Form von Wasserstoff weiter zu verwerten, um somit der

Problematik der direkten Speicherung von elektrischem Strom zu entgehen. Neben den installierten Leistungen bzw. Speichergrößen der benötigten Systemkomponenten galt es im Rahmen der Optimierung auch deren Betrieb zu optimieren. Eine wichtige Nebenbedingung stellte hierbei die Wasserstoffbilanz dar. Diese forderte, die Gleichheit von erzeugtem Wasserstoff in den Elektrolyseanlagen und der Weiterverarbeitung in den drei dargestellten Optionen.

### 2.4.2.3 Wärmepumpen

Wärmepumpen stellten die zweite Option dar, neben dem mit Gas befeuerten Heizkraftwerk bzw. Gasthermen, Wärme für die Deckung des Wärmebedarfs bereitzustellen. Diese sind eine systemübergreifenden Optionen, um mit elektrischer Energie den Wärmebedarf bereitzustellen. Die Aufgabe der Optimierung war es zu ermitteln welcher Wärmepfade eingeschlagen werden sollte um den thermischen Bedarf mit geringsten Kosten zu decken. Dabei wurden von der technologischen Seite die Leistungszahl und der Wirkungsgrad des Gasbrenners gegenübergestellt. Auf der wirtschaftlichen Seite spielten für die Optimierungsentscheidung die jährlichen Investitionskosten der Wärmepumpen und die bezogenen Energiekosten beider Energieträger eine entscheidende Rolle. Die jährlichen Investitionskosten für das Heizkraftwerk und die Gastherme wurden nicht berücksichtigt, da diese Technologie als die konventionelle Technologie für die Bereitstellung der Wärme in der Modellregion angesehen wurde und Wärmepumpen als „neue“ nichtkonventionelle Wärmerzeuger fundierten.

Tabelle 40: Eigenschaften der modellierten Umwandlungstechnologien für das thermische Netz

Wärmerzeuger	Wirkungsgrad	Leistungszahl	Investitionskosten
Gasbrenner	0,95	-	nein
Wärmepumpe	-	3,75	ja

### 2.4.2.4 Vordefinierte Speicher und Umwandlungstechnologienanordnung

Die Anordnung der Speichertechnologien war ein wichtiges Optimierungsergebnis, wobei hier bereits vor der Optimierung entsprechend den durchgeführten Recherchen (Koppelstellen), präsentiert in Kapitel 2.3, eine Vorauswahl an möglichen Speicher- und Umwandlungstechnologien für die einzelnen Knoten in den Modellregionen getroffen wurde. Der Grund dafür war die Abbildung von realistischen Anschlussmöglichkeiten von dezentralen Speichertechnologien, um so die Komplexität des Modells zu reduzieren. Das vordefinierte Portfolio von Speicher- und Umwandlungstechnologien wurde folgendermaßen festgelegt:

- Sowohl bei Lithium-Ionen Batterien als auch Blei-Säure Batterien wurde die Annahme getroffen, dass diese dezentral im Niederspannungsnetz zum Einsatz kommen. Im Gegensatz dazu wurde bei Redox-Flow Batterien von einer ausschließlichen Verwendung als „zentrale-Technologie“ im Mittelspannungsnetz ausgegangen. (vgl. Kapitel 2.4.2.1)

- Für die Kopplung des elektrischen Netzes mit dem Gasnetz wurde die Technologie „Power-to-Gas“ definiert und 3 Koppelknoten in der urbanen Modellregion und 1 Koppelpunkt in der ruralen Modellregion in Absprache mit dem Projektpartner VKW festgelegt (siehe Abbildung 2 und Abbildung 3)
- Aufgrund eines zentralen, mit Müll befeuerten, Heizkraftwerks in der urbanen Modellregion wurde auch nur an diesem Knoten die Platzierung des thermischen Speichers erlaubt und in der ländlichen Modellregion konnte die Platzierung des thermischen Speichers an jenen Knoten wo KWKs zum Einsatz kamen erfolgen. (vgl. Kapitel 2.1.3.3)
- Die Kopplung mit dem Wärmenetz und Stromnetz war durch Wärmepumpen möglich und konnte an jedem NS-Netzknotten von der Optimierung herangezogen werden. (vgl. 2.4.2.3)
- Die Kopplung zwischen Gas- und Wärmenetz konnte durch ein zentrales, mit Gas befeuertes Heizkraftwerk in der urbanen Modellregion und durch dezentrale Gasthermen in der ruralen Modellregion hergestellt werden. (vgl. Kapitel 2.1.3.3 und Kapitel 2.4.2.3)

### 2.4.3 Abregelung

Unter Abregelung wurde hier die bewusste Reduktion der eingespeisten Wirkleistung von dargebotsabhängigen Erzeugern verstanden. Im Falle von Photovoltaikanlagen kann dies durch ein Wegbewegen vom Maximum-Power-Point (MPP) im Wechselrichter erzielt werden. Bei Windkraftanlage kann durch ein Verdrehen der Flügel eine Verringerung der Einspeisung erzielt werden. Laufwasserkraftanlagen bieten die Möglichkeit die Wassermassen vorbei an den Turbinen abzulassen und somit ebenfalls die Leistung zu reduzieren.

In der Optimierung wurde dies mit einer zusätzlichen Schlupfvariable je Netzknotten abgebildet. Diese Leistungsverringerung durfte sich zu jedem Zeitpunkt zwischen Null (keine Änderung) und der Momentanleistung an dargebotsabhängiger Einspeisung bewegen. Im Hinblick auf die Lastflussrechnung wurde bei der Abregelung zusätzlich die Netzebene unterschieden. So wurde angenommen, dass Laufwasserkraft und Windkraft ausschließlich in der Mittelspannungsebene einspeisen, die Photovoltaik hingegen in der Niederspannung. Diese Unterscheidung der Abregelung war hinsichtlich der Belastung der Ortsnetztransformatoren (ONT) und Spannungsbandhaltung relevant.

Je nach gewählter Zielsetzung (siehe Kapitel 2.4.9) wirkte sich dieser Abregelvorgang negativ auf den Zielfunktionswert aus. Dies konnte über die zusätzliche Vergütung der verlorengegangenen Erzeugung der Fall werden, welche zu entrichten war. Aus Sicht der Siedlung hingegen bewirkte diese abgeregelte Erzeugung eine Verringerung der Exportvergütung.

Dennoch stellte das Instrument der Abregelung eine wichtige Abhilfemaßnahme dar. Einerseits da dadurch gewährleistet war, dass hohe Einspeiseleistungen nicht zu unzulässigen Netzbelastungen führten. Andererseits, da somit die installierte Speicherleistung nicht unbedingt auf den maximal auftretenden Spitzenwert abgestimmt werden musste.

### 2.4.4 Lastflussrechnung (elektrisch)

Sowohl für das ländliche als auch städtische Gebiet lag das reale elektrische Netz der Modellregion inkl. aller relevanten Kenndaten vor. Ziel der Lastflussrechnung war nun für eine gegebene Einspeise-/Verbrauchssituation die zugehörigen Netzzustände (Leitungsbelastungen, Knotenspannungen) zu bestimmen. Diese Berechnung ist i.A. nichtlinear.

Aufgrund der Größe des Optimierungsproblems kam ein linearer Ansatz zum Einsatz. Dies bedingte jedoch, dass ebenso alle Nebenbedingungen mit Hilfe von linearen Gleichungen formuliert werden mussten. Die Lastflussrechnung wurde daher im ersten Schritt mit der linear genäherten Wirkflussberechnung („DC-Loadflow“) umgesetzt.

Mit Hilfe der DC-Lastflussrechnung war es möglich die Leitungsbelastung aus den Wirkleistungseinspeisungen und Wirkleistungsverbräuchen in den einzelnen Netzknoten abzuschätzen. Bei dieser Näherung wurden im ersten Schritt Verluste auf den Leitungen sowie der Blindleistungstransport vernachlässigt. Ebenso konnte bei der genäherten Wirkflussberechnung keine Aussage über die auftretenden Spannungswerte in den Netzknoten getroffen werden, was durch einen „Workaround“ einbezogen werden konnte, vgl. Kapitel 12.4.6.

In weiterer Folge wurde somit die DC-Lastflussrechnung verwendet, um im Rahmen der Optimierung zunächst die thermischen Leistungsgrenzen zu berücksichtigen. Durch gezielten Einsatz der Speichereinheiten bzw. vereinzelter Abregelung überschüssiger Erzeugung wurden diese Nebenbedingungen eingehalten. Die resultierenden Ergebniszeitreihen der Knotenleistungen konnten anschließend verwendet werden, um mit Hilfe einer Netzberechnungssoftware die zuvor vernachlässigten Blindleistungsflüsse und Spannungsänderungen zu berechnen.

In vereinfachter Form konnte folgender Zusammenhang zwischen den Knotenwirkleistungen  $P$  und den Winkeln der Knotenspannungen  $\vartheta$  über den Imaginärteil der Knotenpunktsadmittanzmatrix  $Y$  und der Nennspannung  $U_n$  hergestellt werden.

$$P_i = -U_n^2 \sum_{j=1}^{n_k} \Im\{Y_{ij}\} \cdot \vartheta_j$$

Folgende Gleichung beschreibt diesen Zusammenhang in Matrixschreibweise. Wobei die konstante Knotenpunktssuszeptanzmatrix  $B$  die Dimension  $n_k \times n_k$  (Anzahl Netzknoten) aufweist.

$$\mathbf{p} = -U_n^2 \cdot \mathbf{B} \cdot \boldsymbol{\vartheta}$$

In weiteren Berechnungsschritten wurde zunächst ein (beliebiger) Referenzknoten ausgewählt und dessen korrespondierende Zeile bzw. Spalte aus den Vektoren bzw. Matrizen gestrichen. Mit Hilfe dieses „Slack-Knotens“ erfolgte die Bilanzierung über den gesamten Netzbereich. Die Knoten-Zweig-Inzidenzmatrix  $A$  erlaubte den Zusammenhang zwischen Knotenwinkel und den Winkeldifferenzen zwischen Anfang und Ende eines Leitungsabschnittes herzustellen. Wurden diese Winkeldifferenzen

wiederum mit der Zweigsuszeptanzmatrix  $B_l$  multipliziert, beschreibt das Ergebnis einen Wert, welcher der Leitungsbelastung entsprach.

In der folgenden Gleichung ist nun der vollständige Zusammenhang zwischen den bekannten Knotenleistungen  $p$  und den resultierenden Zweigbelastungen  $p_l$  dargestellt.

$$p_l = B_l \cdot A' \cdot B'^{-1} \cdot p'$$

Das Matrizenprodukt  $B_l \cdot A' \cdot B'^{-1}$  leitet sich ausschließlich aus der Topologie und den Parametern des elektrischen Netzes ab und war somit konstant. Die Matrizeninversion und Multiplikation wurden im Vorfeld der Optimierung einmalig durchgeführt und resultiert in der festen Matrix  $LF$  der Lastflussrechnung.

$$P_l(t) = \sum_{\substack{i=1 \\ i \neq ref}}^{n_k} LF_{li} \cdot P(t)$$

Die obenstehende Gleichung zeigt die Berechnung der Leitungsbelastung für die einzelnen Zeitpunkte. In der Optimierung wurde über Nebenbedingungen sichergestellt, dass diese Belastung zu jedem Zeitpunkt innerhalb der zulässigen Grenzen lag. [87]

## 2.4.5 Netzverluste

### 2.4.5.1 Elektrisch

Wie in Kapitel 2.4.4 dargestellt wurden im Rahmen der DC-Lastflussrechnung Verluste nicht direkt berechnet. Jedoch erlaubten die Ergebnisse der Leitungsbelastung eine weiterführende Abschätzung der entstehenden Verluste.

Beim Betrieb von elektrischen Leitungen können die dabei entstehenden Verluste grob in drei Kategorien unterteilt werden:

- Spannungsabhängige Verluste
- Kompensationsverluste
- Stromabhängige Verluste

Spannungsabhängige Verluste treten auf, sobald die Leitung unter Spannung steht und sind in der nicht idealen Isolierfähigkeit der elektrischen Leiter zueinander und gegen Erde zu begründen. Es handelt sich somit um Leerlaufverluste. Kompensationsverluste treten speziell bei der Blindleistungskompensation durch die Verluste der Blindleistungskompensationsspulen in Kabelanlagen auf. Die stromabhängigen Verluste entstehen durch die ohmschen Widerstände der Leitungen und treten nur unter Belastung auf. Die Berechnung erfolgt nach der Beziehung [88]

$$P_V = R' \cdot l \cdot \left(\frac{S}{U}\right)^2$$

In der Optimierung wurden nun die stromabhängigen Verluste als zusätzlicher Verlustterm additiv berücksichtigt. In der Leistungsbilanz der Lastflussrechnung (siehe Kapitel 2.4.4) waren diese noch nicht berücksichtigt, da hier der Lastfluss als verlustfrei angenommen wurde. Der nun modellierte zusätzliche Verlustterm wurde als Kostenparameter in der Zielfunktion berücksichtigt. Durch den optimierten Einsatz von Speicher- und Erzeugungseinheiten bestand somit im Rahmen der Optimierung die Möglichkeit die entstehenden Verluste auf der Leitung aktiv zu beeinflussen und somit zu reduzieren.

Zur Bestimmung der stromabhängigen Verluste war eine weitere Linearisierung notwendig, da der Leistungstransport  $S$  entlang der Leitung quadratisch in den Verlustterm  $P_V$  eingeht. Zunächst wurde der Term der Scheinleistung über folgenden Zusammenhang genähert:

$$S = \sqrt{P^2 + Q^2} \cong P + k \cdot Q$$

Die exakte Berechnung der Scheinleistung war im Rahmen der linearen Optimierung nicht möglich, da hierzu eine Quadrierung des Wirk- und Blindleistungsanteils notwendig war. Für den Fall  $P \gg Q$  der Knotenleistung verursachte die lineare Näherung nur verhältnismäßig geringe Fehler. Da in der derzeitigen Implementierung die Blindleistung vernachlässigt wurde, galt allgemein  $S = P$ .

Der Problematik  $P_V \sim S^2$  wurde mit der Linearisierung des quadratischen Terms der Scheinleistung begegnet. Hierzu wurden zunächst bezogene Größen eingeführt. Alle Leitungsbelastungen wurden auf den jeweiligen zulässigen Maximalwert normiert. Im Allgemeinen handelte es sich hierbei nicht um den thermischen Grenzwert sondern aus Gründen der Zuverlässigkeit um einen verringerten Wert. Im Hochspannungsnetz wurde hierbei typischerweise der Wert von 65% als Grenze des (n-1) sicheren Betriebs angegeben. [87]

Die Optimierung bot zwei unterschiedliche Näherungen des quadratischen Leitungsbelastungsterms  $S^2$ . Im einfacheren Fall handelte es sich um eine Linearisierung ohne Stützstelle. Somit stimmt die Näherung für den Punkt  $S = 0$  und  $S = S_{max}$  exakt überein. Im zweiten Fall wurde die Kurve in zwei Segmente unterteilt.

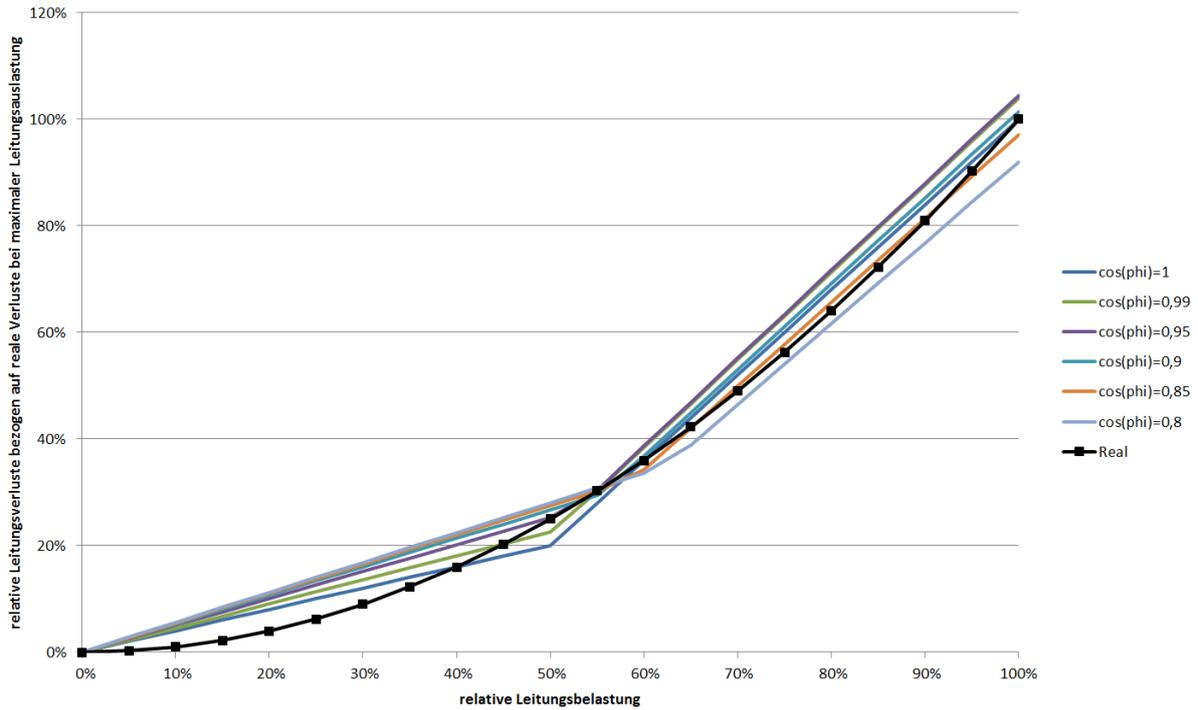


Abbildung 49: Linearisierung der Leitungsverluste

Abbildung 49 zeigt mit der schwarzen Linie den tatsächlichen Verlauf der relativen Leitungsverluste in Abhängigkeit der relativen Leitungsbelastung. Die Kurvenschar zeigt die Näherung in der Form

$$P_V \cong k_1 \cdot P' + k_2 \cdot P'' + k_q \cdot Q$$

für unterschiedliche Parameter von  $\cos(\varphi)$ . Für die gezeigte Darstellung wurden Parameter von  $k_1 = 0,4$ ,  $k_2 = 1,6$  und  $k_q=0,4$  bei der Stützstelle  $P_{Stütz} = 0,5 S_{max}$  verwendet.

Diese Verlustterme wurden in der Optimierung als positive und negative Schlupfvariable dargestellt. So galt für die positive Zählrichtung die Nebenbedingung:

$$P_{pos}'(t) + P_{pos}''(t) \geq P_l(t)$$

Diese Bedingung wurde für jeden Leitungsabschnitt formuliert. Die beiden Schlupfvariablen  $P'$  und  $P''$  mussten in Summe mindestens die tatsächliche Leitungsbelastung ergeben. Da diese beiden Schlupfvariablen eine negative Auswirkung auf die Zielfunktion aufwiesen (in Form von zusätzlichen Kosten) hat die Optimierung versucht, diese beiden Terme so gering als möglich zu halten. Für die negative Zählrichtung wurde eine äquivalente Nebenbedingung formuliert.

In Abbildung 49 ist ersichtlich, dass geringe Leitungsbelastungen verhältnismäßig geringere Verluste und somit Verlustkosten erzeugen als höhere Leitungsbelastungen. Ein derartiger Anstieg der spezifischen Kosten konnte somit in einer linearen Optimierung durch eine Segmentierung der Kostenfunktion abgebildet werden. Es wurde somit sichergestellt, dass die Optimierung bei niedrigen

Leitungsbelastungen zunächst auf das erste („günstigere“) Segment der Schlupfvariable zurückgriff. Ab einer Leitungsbelastung von  $\geq 0,5 \cdot S_{max}$  wurde dann zusätzlich auf das zweite („teurere“) Segment der Schlupfvariable zurückgegriffen und somit die physikalischen Bedingungen korrekt in der Optimierung nachgebildet. [89]

### 2.4.5.2 Thermisch

Mit Hilfe dieser Nebenbedingung wurden thermische Verluste des Wärmetransports ermittelt. Grund dafür war die Ermittlung des optimalsten Wärmepfades der eingeschlagen werden sollte um den thermischen Bedarf zu decken. Neben den unterschiedlichen technologischen Eigenschaften der Umwandlungseinheiten für die Bereitstellung von Wärme und den damit verbunden Energiebezugskosten, sollten hierbei auch die Verluste des Wärmetransports in einem Fernwärmenetz miteinbezogene werden. Es sollte entschieden werden ob eine zentrale Wärmequelle (Heizkraftwerk betrieben mit Gas und Müll), die mit Transportverlusten behaftet war, oder eine lokale Wärmerzeugung durch Wärmepumpen herangezogen werden sollte. Die zweite Möglichkeit bot eine Energieträgerübergreifende Versorgung und stellte eine dezentrale Wärmequelle dar. Das Rückspeisen von Wärme, erzeugt durch die Wärmepumpen, in das Fernwärmenetz wurde nicht erlaubt.

Im Laufe des Projektes wurde beschlossen dass in der ländlichen Modellregion geringe Anlagengrößen vorhanden sind, dass ein siedlungsübergreifendes Wärmenetz (z.B. zwischen Dörfern) nicht wirtschaftlich erscheint. Deshalb erfolgte dort eine Betrachtung des Energieaustausches im Wärmesektor ausschließlich auf Knotenbasis. Ein Austausch zwischen den einzelnen Knoten war nicht möglich, somit war die Bedingung der thermischen Netzverluste nur für die urbane Modellregion relevant.

Analog zum elektrischen Netz, wurde auch hier die Transportleistung in der Optimierung in Form von positiver und negativer Schlupfvariable außerhalb der Leistungsbilanz berechnet, um den Wärmestrom richtungsgemäß abzubilden. Entsprechend den ermittelten Recherchen (siehe Abschnitt 2.1.3), ist im Wärmenetz ein diskreter Verlustterm ( $Ver\_Term[\frac{W}{m}]$ ), der nur von der Rohrlänge abhängig ist vorhanden. Das bedeutet, dass Verluste anfallen sobald das Rohr mit einem Wärmestrom belastete wird, unabhängig von der Belastungsgröße. Das Optimierungsmodell sollte in diesem Fall 0/1 Entscheidungen treffen können. Lineare Optimierungsberechnung erlaubt keine diskreten Sprünge, also auch keine 0/1-Entscheidungen. Deswegen wurde auch in diesem Fall ein Umweg implementiert: Die Verrohrung des thermischen Netzes entsprach dem topologischen Aufbau des elektrischen Netzes. In Folge dessen ergab sich eine spärlich besetzte Matrix  $L_{ij}[m]$ , die die Verbindung der thermischen Knoten mit Rohrlängen beschrieb. Die Transportleistung der Rohre wurde getrennt von der Leistungsbilanz, entsprechend der Leistungsdifferenz ( $P_{th,ij}$ ), der physikalisch verbundenen Knoten in der Optimierung berechnet und stellt eine Entscheidungsvariable im Optimierungsmodell dar:

$$P_{th,ij} = P_{th,i} - P_{th,j}$$

Im Rahmen der Optimierung wurde mit ideal prognostizierten Erzeugungs- und Verbrauchsdaten gearbeitet. So wurde auch der Wärmebedarf pro Knoten als eine bekannte Größe im

Optimierungsmodell behandelt. Aufbauend darauf und dem Aufbau des thermischen Netzes konnte die max. Belastung ( $P_{th,ijmax}$ ) pro Rohr im Vorfeld der Optimierung einmalig berechnet werden und als Eingangsparameter der Optimierung in Form des Nenners übergeben werden. Wurde folgende Berechnung des Auslastungskoeffizienten:

$$P_{th,ij} \cdot \frac{1}{P_{th,ijmax}}$$

im Rahmen einer Nebenbedingung in der Optimierung gerechnet, so konnte die 0/1-Entscheidung welches Rohr gerade belastet wurde im Rahmen der Optimierung berechnet werden. Im Fall, dass nur die zentrale Wärmequelle im Modell zur Deckung des Bedarfs eingesetzt wurde, wurde das thermische Netz entsprechend dem Leistungsprofil der Verbraucher von der Erzeugung bis zur Abnahmestelle zur Gänze belastet. Der berechnete Auslastungskoeffizient pro Rohr betrug dann 1. Das bedeutet die 0/1-Entscheidung wurde mathematisch während der Optimierung abgeschätzt und die Verlustterme für das gesamte Netz konnten berechnet werden.

Demzufolge wurden die thermischen Verluste wie folgt berechnet:

$$P_{ver,ther} = P_{th,ij} \cdot \frac{1}{P_{th,ijmax}} \cdot Ver\_Term \left[ \frac{W}{m} \right] \cdot L_{ij} [m]$$

Im oben erwähnten Fall stimmten die Optimierungsergebnisse 100% mit den Nachrechnungen überein. Wurde das thermische Netz nicht zur Gänze herangezogen sondern auch Wärmepumpen für die Deckung des Wärmebedarfs eingesetzt, weichten die Optimierungsergebnisse von den Nachberechnungen um einige Prozentpunkte ab. Die Optimierungsergebnisse deuteten allerdings darauf hin dass diese Abweichung auf den eingeschlagenen Weg des Wärmestroms keinen Einfluss nahm, da entweder das Wärmenetz sehr stark oder sehr schwach genutzt wurde und sich der berechnete Auslastungskoeffizient vorwiegend an der Grenze 1 und 0 befand.

## 2.4.6 Spannungsband (elektrisch)

Im Rahmen der DC-Lastflussberechnung können Spannungswerte, aufgrund der ausschließlichen Betrachtung von Wirkleistungsflüssen, nicht berechnet werden. Um dennoch diesen wichtigen Netzgrenzwert in der Optimierung einzubeziehen, wurde ein „Workaround“ implementiert. Mittels der AC-Lastflussberechnung, ausgeführt mit PSS®SINCAL, wurden maximale Knotenleistungen bestimmt, bei denen das zulässig maximal erlaubte Spannungsband der Mittelspannungsebene nicht überschritten wurde. Die aufgenommenen Leistungswerte dienten in der Optimierung als obere Schranke der Leistungsbilanz des Wirkleistungstransports vom untergeordneten Netz (Niederspannungsnetz) in das übergeordnete Netz (Mittelspannungsnetz), und als obere Schranke der Knotenleistungsbilanz im Mittelspannungsnetz. Kam es zu einer Überschreitung dieses Grenzwertes, so fing die Optimierung mit der Platzierung, Dimensionierung und Bewirtschaftung der dezentralen Speicher an. Diese zusätzlichen Leistungs-Nebenbedingungen sorgten für das halten der Knotenspannung auf dem maximal erlaubten Wert von 106%, bezogen auf die Nennspannung. Die Spannungsgrenze im Mittelspannungsnetz wurde

entsprechend den Vorgaben der e-control [90], gemeinsam mit dem Projektpartner „Vorarlberger Kraftwerke AG“, vereinbart.

### 2.4.7 Leistungsbegrenzung des Ortsnetztransformators (elektrisch)

Diese Nebenbedingung stellte sicher, dass durch den Wirkleistungsfluss in beiden Richtungen die Ortsnetztransformatoren bezüglich ihrer thermischen Grenze nicht überlastet wurden. Die thermischen Grenzen der Transformatoren wurden vom Projektpartner „Vorarlberger Kraftwerke AG“, zur Verfügung gestellt. Wie bei den vorherigen Nebenbedingungen kam es zum Einsatz dezentraler Speichertechnologien im Fall eine Überschreitung des Grenzwertes.

### 2.4.8 Import – Export

Im Projekt Symbiose wurden drei Energieträger Elektrizität, Gas und Wärme und deren Verwendung betrachtet. Je nach Betrachtungssituation (z.B. Eigenverbrauchssteigerung der Haushalte, bezugsminimale Siedlung, ...) wurden nun die Systemgrenzen gezogen. Mit den zur Verfügung stehenden Energienetzen konnte Energie in einer der drei Formen über die Systemgrenzen hinweg importiert bzw. exportiert werden.

In der Modellierung galt es hierbei zunächst die technischen Limitierungen zu beachten. Im Bereich der Elektrizität waren die Systemgrenzen im Wesentlichen in den Transformatoren (Verbindung verschiedener Systemebenen) zu suchen, welche durch den Lastfluss nicht unzulässig belastet werden durften. So bildeten der Hoch-Mittelspannungs-Umformer die Systemgrenze für die vollständige Modellregion hin zum restlichen öffentlichen Netz und der Ortsnetztransformator die Systemgrenze von Haushaltskunden zum Mittelspannungsnetz. Die wichtigste Einschränkung beim Gasnetz stellte im hier betrachteten Rahmen sicherlich die Direkteinspeisung von Wasserstoff dar. Dieser Exportvorgang heraus aus der Modellregion wurde durch den maximalen Anteil an Wasserstoff im Gasnetz bestimmt (siehe Kapitel 2.4.2.2).

Für das thermische Netz hing die Systemgrenze von der Modellregion ab. Im thermischen urbanen Netz stellte der Slack-Knoten des elektrischen Netzes die Systemgrenze für die gesamte Modellregion dar. Über diese Grenze wurde Gas für das zentrale Heizkraftwerk bezogen und Wärme von mit Müll befeuerten Heizkraftwerke der Modellregion zur Verfügung gestellt. In der ländlichen Modellregion stellte jeder Knoten eine Systemgrenze für den Wärmesektor dar. Über jeden Knoten konnte Gas für die dez. Gasthermen bezogen werden und über die neun vordefinierten Knoten (siehe 2.1.3) Wärme von KWKs für die Wärmedeckung erlangt werden. Die Kopplung mit dem Wärmenetz und Stromnetz war durch Wärmepumpen möglich und konnte an jedem NS-Netzknoten von der Optimierung herangezogen werden. (vgl. 2.4.2.3) In beiden Modellregion war die Installation von Wärmespeichern, Wassertanks, möglich die die fixe thermische Erzeugung des zentralen Heizkraftwerks, befeuert mit Müll, und der KWKs abhängig vom Wärmebedarf speichern konnten.

Es wurden folgende Preise für den Energiebezug und -export herangezogen. Gemäß [91] liegt der Strompreis für Haushaltskunden in einem Bereich von ca. 17-22 ct/kWh. Dabei setzt sich der Strompreis anteilmäßig aus ca. jeweils einem Drittel des Energiepreises, der Netzentgelte sowie Steuern und

Abgaben zusammen [92]. Im Konsortium wurde beschlossen einen Preis von 20 ct/kWh für den Strombezug der Haushaltskunden im Forschungsprojekt zugrunde zu legen. Für die Einspeisung der Energie in das Stromnetz der Netzebene 6 und 7 wurde für beide Modellregionen die eingespeiste Energie mit ca. 7 ct/kWh vergütet. In diesem Fall wurde nur der Energiepreis herangezogen.

Die Strombezüge aus der übergeordneten Netzebene 3 erhielten einen Bezugspreis von 14 ct/kWh. Dieser setzt sich aus dem Energiepreis, der im Projekt mit 5,5 ct/kWh nach [93] konservativ angesetzt wurde, dem Systemnutzungsentgelt und Abgaben und Steuern zusammen. Für die Einspeisung der Energie aus der Modellregion wurde hierbei wieder angenommen, dass nur der Energiepreis von 5,5 ct/kWh vergütet wurde.

Die elektrischen Netzverluste wurden für die beide Regionen entsprechend dem Energiebezugspreis von 5,5 ct/kWh bepreist. Das bedeutet die Verlustenergie, die als Folge des Energietransports im elektrischen Netz zusätzlich bezogen werden muss, wird mit dem Bezugspreis aus Netzebene 3 bepreist.

Als Gaspreis wurde der Gaspreis für die Region Vorarlberg von 5,3 ct/kWh herangezogen. [94] Die durch die Power-to-Gas produzierten und exportierten Gase, SNG und H<sub>2</sub> wurden nach [95] mit 0,15 ct/kWh und 0,23 ct/kWh vergütet. Die thermischen Netzverluste der urbanen Modellregion wurden entsprechend dem Energiebezugspreis von 5,3 ct/kWh bepreist. Das bedeutet die Verlustenergie, die als Folge des Energietransports im thermischen Netz entstand, musste in Form zusätzlicher Bezüge von Gas und Verfeuerung im Heizkraftwerk wieder erstattet werden.

Die Import-Export-Bilanz über die Systemgrenzen bewirkte in Abhängigkeit des Spreads eine Veränderung des Zielfunktionswertes. Dieser Spread beschrieb den Preisunterschied für die Kosten des Imports und dem Erlös bei Export. Je nach Szenario konnten diese Preisanreize bewusst gesetzt werden, um z.B. unterschiedliche Vergütungen der Bezugsenergie und deren Auswirkungen auf das Gesamtsystem zu untersuchen. Die Vorgabe unterschiedlicher Zielsetzungen wird in Kapitel 2.4.9 behandelt.

### 2.4.9 Zielfunktion

Die Zielsetzung der Optimierung lag in allen Szenarien in der Minimierung der Gesamtsystemkosten. Unter Gesamtsystem wurde je nach Betrachtung die gesamte Modellregion bzw. die Summe der einzelnen Haushalte verstanden.

Die folgende Auflistung enthält die Komponenten aus denen sich die Gesamtsystemkosten und somit der Zielfunktionswert zusammengesetzt haben:

- Installationskosten dezentrale Speicher (Li-Ion, Blei-Säure)
- Installationskosten zentraler Speicher (Redox-Flow)
- Installationskosten Elektrolyseanlagen
- Installationskosten Methanisierungsanlagen
- Installationskosten Wasserstoffspeicher

- Installationskosten Brennstoffzellen
- Installationskosten Wärmespeicher
- Installationskosten Wärmepumpe
  
- Verluste dezentraler Speicher
- Verluste zentraler Speicher
- Verluste Wasserstoffspeicherung und Brennstoffzellen
- Verluste im elektrischen Verteilnetz
- Verluste durch Abregelung
- Verluste durch Wärmespeicher
- Verluste im thermischen Netz
  
- Erlös/Kosten Stromaustausch am HS-MS Umspanner
- Erlös/Kosten Stromaustausch am ONT
- Erlöse Direkteinspeisung Wasserstoff
- Erlöse Einspeisung Methan/ Kosten für den Gasbezug

Je nach Szenario konnten die Kostenparameter aus Abschnitt 2.3.5 und 0 der aufgelisteten Punkte beliebig variiert oder auch Null gesetzt werden. Die Installationskosten beschrieben hierbei die Annuität der jeweiligen Anlage (Umrechnung auf jährliche Kosten).

Bei der Festsetzung der Preise und Erlöse war zu beachten, dass Kostenanteile nur einfach gezählt wurden. Dies soll anhand der Import-Export-Bilanz der Modellregion verdeutlicht werden: wurden hier z.B. die Kosten der bezogenen Energie höher angesetzt als die Erlöse der exportierten Energie, so waren hiermit indirekt Verlustkosten der Speicher bzw. Abregelung enthalten. Für die insgesamt geforderte ausgeglichene Leistungsbilanz mussten die hier aufgetreten Verluste über zusätzliche Importe gedeckt werden. Jedoch bot der Verlustkostenterm die Möglichkeit so zusätzliche Kosten des Betriebs der Speicher abzubilden. Ebenso konnten bestimmte Maßnahmen (z.B. Abregelung) durch die Preissetzung der Verluste bewusst vermieden werden. Einzige Ausnahme stellten hierbei Verluste im elektrischen und thermischen Netz dar, da diese nicht in der Leistungsbilanz enthalten waren, sondern in Form eines additiven Terms berücksichtigt wurden.

In Tabelle 41 sind die Kostenparameter für die in der Einleitung beschriebenen Zielsetzungen qualitativ dargestellt. Die Einträge symbolisieren hierbei die Relevanz des jeweiligen Kostenparameters (bzw. Erlöses) je nach Betrachtungssituation.

Tabelle 41: Qualitative Kostenparameter der Optimierungsszenarien

Szenario	Speicher- kosten	Wärmepumpe- kosten	Import Export ONT	Import Export HS-MS	Import Export Gas	Verluste Speicher	Verluste el. Netz	Verluste ther. Netz
Technisch-T	✓	✓				✓	✓	✓
Haushalts kunde-H	✓	✓	✓		✓			✓
Gemeinde-G	✓	✓		✓	✓			✓

Bezugsmin. Gemeinde-B	✓	✓	✓	✓	✓
--------------------------	---	---	---	---	---

Im ersten Szenario „Haushaltskunde“ war für den Stakeholder des privaten Haushaltes ausschließlich der Preisunterschied zwischen bezogener Energie und Erlös für eingespeister Energie am Haushaltszähler relevant (in der Tabelle 41 als Spread am Ortsnetztrafo dargestellt). Entsprechend dem angesetzten Spread wurden somit Haushaltskunden motiviert Ihren Eigenverbrauch möglichst hoch zu halten. Über einen zusätzlichen Kostenanteil der Speicherverluste konnte die übermäßige Nutzung und somit Alterung der Speicher zusätzlich bepreist werden. Verluste, welche im Netz entstanden waren bzw. die Exportmöglichkeiten überschüssiger Energie der restlichen Akteure waren für den privaten Haushalt nicht relevant.

Für das technische Szenario, den Stakeholder „Netzbetreiber“ hingegen war die Energiebilanz der einzelnen Haushalte sowie der Modellregion nicht von Interesse (z.B. Eigenverbrauchsanteil der jeweiligen Kunden). Der Netzbetreiber konnte durch den Einsatz von Speichern das Ziel verfolgen seine Netzverlustkosten zu minimieren und die vorgeschriebenen elektrischen Netzgrenzwerte aus Kapiteln 2.4.4, 2.4.6 und 2.4.7. zu bewahren. Ebenso war es von Interesse, eventuell anfallende Ersatzzahlungen für abzuregelnde Einspeiser möglichst gering zu halten. Die Option Abregelung konnte zuzüglich dem Einsatz von dezentraleren Speichern als eine weitere Abhilfemaßnahme angesehen werden um Anforderungen des technischen Systems zu erfüllen.

Der Stakeholder „Gemeinde“ entsprach einer Gesamtsystemoptimierung der vollständigen Modellregion. Hierbei sind vor allem die Erlöse durch Energieexport aus der Gemeinde heraus bzw. der Strombezug am HS-MS Umspanner (Schnittstelle zum restlichen öffentlichen Netz) zu nennen. Je nach dem Spread für Import und Export hat sich eine mehr oder weniger „autonome“ Modellregion als Optimum ergeben. Je nach Preisfestsetzung wurden dezentrale Speichermöglichkeiten oder aber die ausgleichende Wirkung des öffentlichen Netzes (zentrale Pumpspeicherkraftwerke) bevorzugt.

Das Szenario „Bezugsminimale Gemeinde“ zielte auf die Minimierung des gesamten Energieimports (Strom und Gas) für die Deckung des Energiebedarfs der Modellregion ab. Im Wesentlichen entsprach dieses Szenario jenem der Gemeinde mit sehr hohen Energiebezugskosten. Durch die hohen Energiebezugskosten konnte die Bepreisung der CO<sub>2</sub> Emissionen des importierten Stroms auch abgebildet werden, um so möglichst bevorzugt auf die regenerative Erzeugung innerhalb der Modellregion zurückzugreifen. Zusätzlich wurde der Weg des Energiebezugs gewählt, der den Gesamtverbrauch am optimalsten deckte.

Abbildung 50 und Abbildung 51 zeigen grafisch das beschriebene Optimierungsmodell für die urbane und rurale Modellregion. Der Unterschied zwischen den Modellregionen besteht in der Modellierung des Wärmesektors.

# Neue Energien 2020 - 5. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

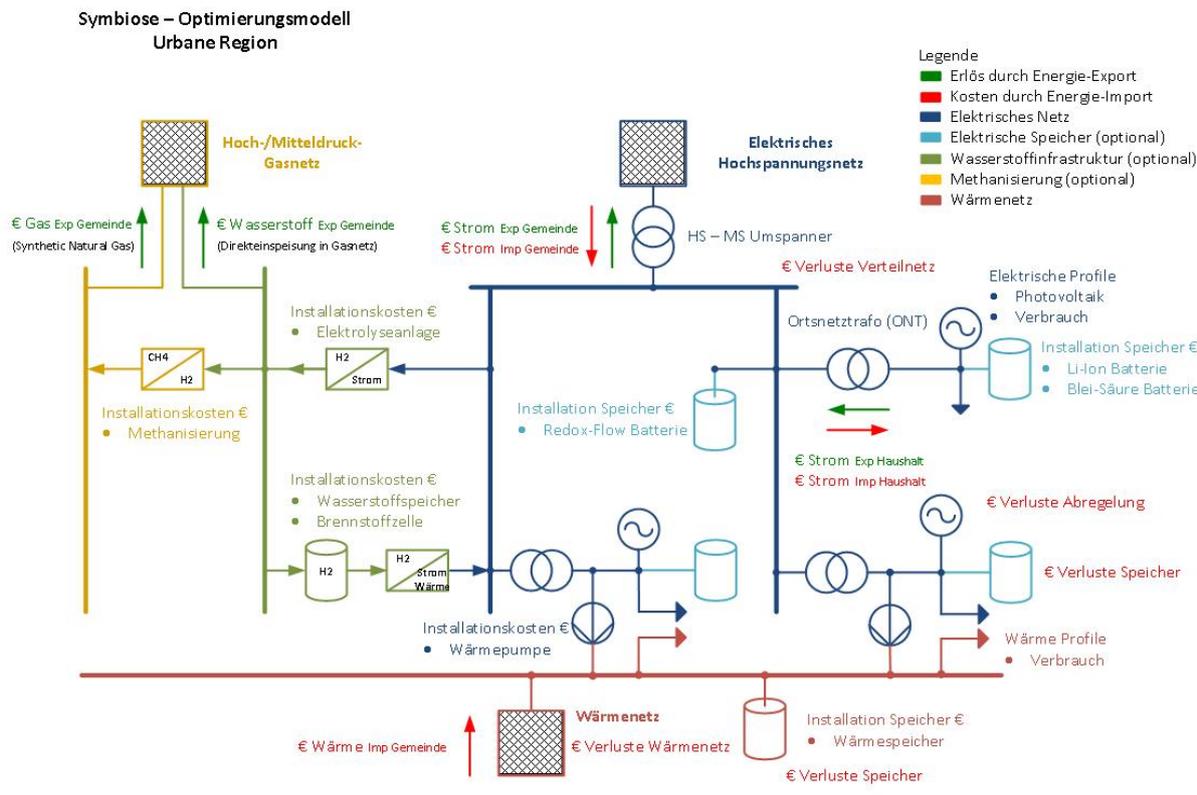


Abbildung 50: Darstellung des Symbiose – Optimierungsmodells für urbane Modellregion

Neben den Komponenten des elektrischen Netzes (blau) sind weitere Anlagen des Wasserstoffnetzes (grün), des Gasnetzes (orange) und des thermischen Netzes (rot) eingezeichnet.

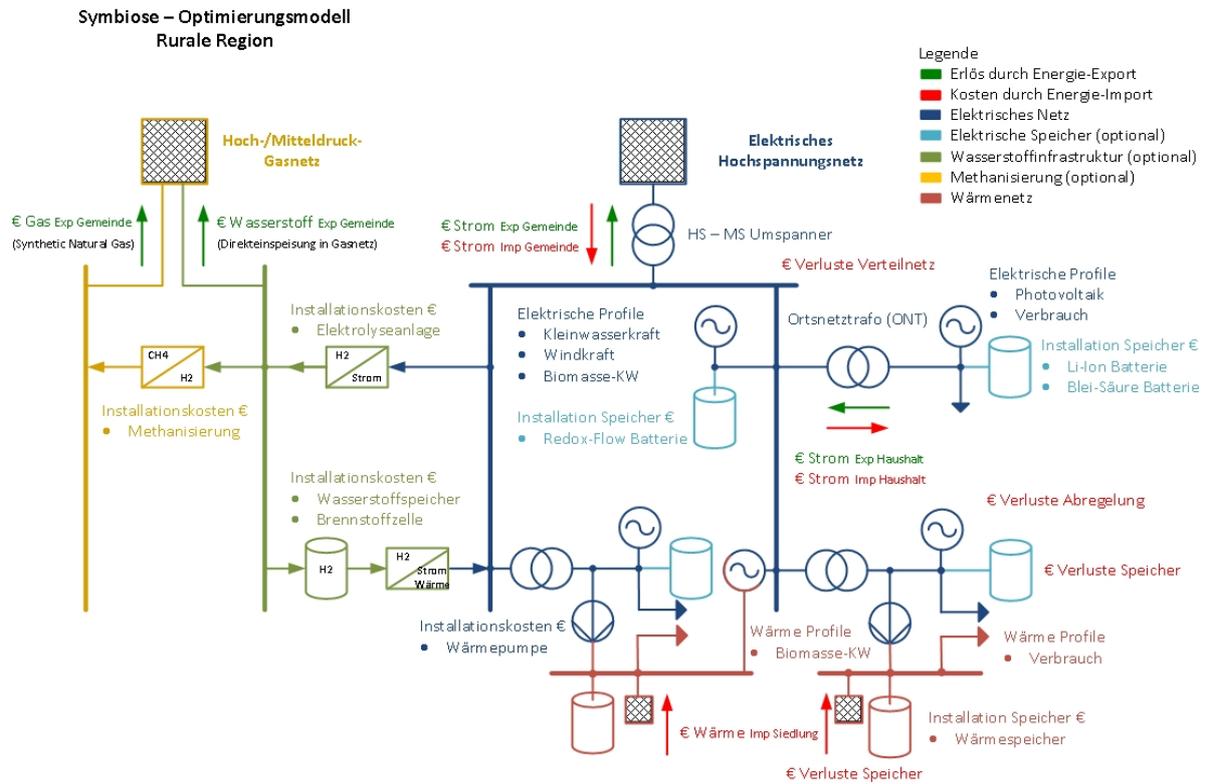


Abbildung 51: Darstellung des Symbiose – Optimierungsmodells für rurale Modellregion

Neben den Investitionskosten für optionale elektrische Speicher sowie Anlagen des Power-to-Gas Ansatzes sind in beiden Topologien mögliche Kosten und Erlöse eingezeichnet. Für den Netzbetreiber waren Verlustkosten von Interesse. Beim Haushaltskunden bzw. der Modellregion hingegen waren Bezugskosten und Exporterlöse vom Energietransport über deren „Systemgrenze“ hinweg entscheidend. Entsprechend der zuvor definierten Betrachtungsweisen, wurden je nach Szenario die entsprechenden Kosten und Erlöse berücksichtigt, welche für die einzelnen Stakeholder relevant waren.

## 2.5 Optimale Dimensionierung, Anordnung und Betriebsführung von Speichern

Im Kapitel 2.4 wurde dargestellt, wie Netzelemente: parallele Infrastrukturen, Speicher- und Umwandlungstechnologien, Regenerative und thermische Erzeugungsanlagen, Verbrauchergruppen und die technischen Limitierungen im Optimierungsmodell modelliert wurden. Hiermit wurde das Ziel verfolgt unter den gegebenen Rahmenbedingungen die notwendige Speichergröße, sowie optimale Speicherdimensionierungen und -anordnungen unter einem Kostenoptimum für beide Modellregionen zu finden. Dabei wurde die Festlegung der Kosten- und Erlösparameter je nach Sichtweise der einzelnen Stakeholder sowie zukünftigen Preisentwicklungsszenarien der Speicher- und Umwandlungstechnologien variiert.

In einem ersten Schritt wurde zunächst gezeigt, ob aus technischer Sicht der Einsatz der verschiedenen Speichertechnologien erforderlich war, um die vorgegebenen Betriebsgrenzen der Netze einzuhalten. Als Referenzszenario wurde dementsprechend das technische Szenario, die Zielgruppe Netzbetreiber gewählt. Weiteres wurden die drei weiteren Zielgruppen (Haushaltskunde, Gemeinde- ökonomische-Sichtweise und bezugsminimale Gemeinde-CO<sub>2</sub>-optimale Sichtweise) untersucht und Vergleiche mit dem Referenzszenario gegeben. Die Basisszenarien der vier Stakeholder nutzen als Eingangsparameter die mittleren jährlichen (siehe Kapitel 2.3.5) Speicherkosten und eine Laststeigerungsrate von 1%/a (min).

Eine weitere Variation in den Szenarien bestand in der Festlegung der Rahmenbedingung, ob Abregelung erlaubt wurde. Die bewusste Verringerung der regenerativen Einspeiseleistung bot neben der Installation von Speichern eine weitere Maßnahme, um Netzengpässe zu vermeiden. Im Projekt Symbiose wurde jedoch primär der Frage nachgegangen, welchen Nutzen der Einsatz von Speicher in einem energieträgerübergreifenden Energieversorgungssystem darstellt. Um die Wirkung dieser Maßnahme isoliert betrachten zu können wurde zunächst bewusst in der Ausarbeitung auf die Abregelung verzichtet. In einem weiteren Szenario wurde jeweils auf das Ergebnis unter Zuhilfenahme der Abregelung eingegangen, um einen Vergleich ziehen zu können, in wie weit dies die Speicherdimensionierung und Speicherbewirtschaftung beeinflusste. Aufbauend auf den Basisszenarien wurden weitere Varianten der Stakeholdersichten vorgestellt, die eine Kombination von unterschiedlichen Speicherkosten, Laststeigerungsraten und der Festlegung der Rahmenbedingung Abregelung beinhalteten. Zudem wurde die Betriebsführung der dezentralen Speichertechnologien in Kombination mit innovativen Regelungsstrategien (spannungsabhängige Blindleistungsregelung der PV-Wechselrichter) der elektrischen Netze, im Rahmen weiterer Szenarien, analysiert.

## 2.5.1 Urbane Modellregion

### 2.5.1.1 Ausgangssituation

In Tabelle 42 sind die Jahresenergiemengen der urbanen Modellregion entsprechend den Daten aus Kapitel 2.1 dargestellt. Die Jahreserzeugung von 13.046 GWh entsprach aus energetischer Sicht rund 15% des Gesamtstromverbrauchs der Modellregion, unter Vernachlässigung von Laststeigerung. Im Gegensatz zur ruralen Modellregion, war in dieser Modellregion ausschließlich die Photovoltaik als regenerative Energiequelle vorhanden. Die urbane Modellregion verfügte über keinen eigenen regenerativen Wärmeerzeuger. Die einzige fixe thermische Erzeugung in der Modellregion stellte ein mit Müll befeuertes Heizkraftwerk dar, dessen jährliche Erzeugung nur einen minimalen Anteil an der thermischen Deckung beitrug.

*Tabelle 42: Jahresenergiemengen und Spitzenleistungen der ländlichen Modellregion im Elektrizitätsbereich und Wärmebereich*

Elektrizität	Jahresenergie [MWh]	Spitzenleistung [MW]
Verbrauch	84.255	17,02
Photovoltaik	13.046	10,3

<b>Gesamterzeugung</b>	<b>13.046</b>	<b>10,3</b>
<b>Wärme</b>	<b>Jahresenergie [MWh]</b>	<b>Spitzenleistung [MW]</b>
Verbrauch	86.295	30,4
Fernwärme (Müll)	1.787	0,204

Ebenso, im Bereich der auftretenden Leistungsspitzen war die Situation in der Stadt im Vergleich zu der ländlichen Modellregion anders. Der Spitzenwert der Erzeugung lag bei 60% der auftretenden Verbrauchsspitze und deutete drauf hin, dass der Einsatz dezentraler Speicher in der urbanen Modellregion eine andere Rolle, als in der ländlichen Modellregion, hatte.

## 2.5.1.2 Optimierungsszenarien

Wie in der Einleitung des Kapitels 2.5 erwähnt, wurden für die urbane Modellregion verschiedene Variationen der definierten Stakeholderszenarien bestimmt (Tabelle 43). Es wurden Optimierungsdurchläufe mit unterschiedlichen Speicherkosten aus dem AP2 gerechnet, um den Einsatz zwischen den Speichertechnologien, basierend auf den Speicherkosten, für jeden Stakeholder ausdifferenzieren zu können. Der Einfluss des Lastzuwachses wurde auch untersucht. Viele Optimierungsvarianten wurden ebenfalls mit der inkludierten Option der Abregelung gerechnet. Tabelle 43 gibt den Überblick über die charakteristischen Parameter, die die Rahmenbedingung für die einzelnen Szenarien darstellten.

Tabelle 43: Überblick über alle Optimierungsszenarien für die urbane Modellregion

Szenario	Kurzbeschreibung	Laststeigerung	Speicherkosten	Abregelung
U-T1	Referenz- und Basiszenario	min	med	
U-T2		min	min	
U-T3		min	max	
U-T4		zero	med	
U-T5		med	med	
U-T6		max	med	
U-T7		min	med	✓
U-T8		min	min	✓
U-T9		min	max	✓
U-T10		zero	med	✓
U-T11		med	med	✓
U-T12		max	med	✓
U-H1	Basiszenario	min	med	
U-H2		min	min	
U-H3		min	max	

U-H4		max	med
U-G1	Basiszenario	min	med
U-G2		min	min
U-G3		min	max
U-G4		max	med
U-B1	Basiszenario	min	med
U-B2		min	min
U-B3		min	max
U-B4		max	med

Im Folgenden sollen die Optimierungsergebnisse der vier Basis-Stakeholdervarianten diskutiert und miteinander verglichen werden. Darauf folgend ist auch ein Vergleich der einzelnen Szenarien mit dem Referenzszenario (U-T1) gegeben.

### **Stakeholder Netzbetreiber-technische Sicht (U-T1)**

Bei diesem Szenario liefert das Optimierungsmodell folgende Ergebnisse:

#### **Elektrisches Netz**

Im Szenario „**Speicher und-Umwandlungstechnologienbedarf aus technischer Sicht**“ wurden im Optimierungsmodell ausschließlich die Kosten für die Installation der Speicher- und Umwandlungstechnologien und Netzverlustkosten sowie die technischen Grenzen als Nebenbedingungen berücksichtigt. Dementsprechend zeigt das Optimierungsergebnis dieses Stakeholders den minimalen Speicherbedarf, welcher installiert werden musste, um bei den gegebenen (elektrischen) Verbrauchs- und Einspeiseprofile zu jedem Zeitpunkt im Jahr innerhalb der vorgegebenen Grenzen zu bleiben.

Hierbei zeigte sich, dass vorwiegend dezentrale Speicher im Niederspannungsbereich und ein zentraler Speicher im Mittelspannungsnetz zum Einsatz für die Einhaltung des thermischen Leitungsbelastungsgrenzwerts kamen. Angesichts der topographischen Gegebenheit und der Regionstruktur wies die urbane Modellregion eine geringe regenerative Erzeugung auf. Aus diesem Grund wurden Speicher nicht wegen der regenerativen Produktionsspitzen, sondern zufolge der erhöhten Lastsituation im Winter installiert, um den Leistungstransport über die Leitungen zu Starklastzeiten zu reduzieren und eine lokale Stromeinspeisung zu ermöglichen. Aus diesem Grund wurden dezentrale Speicher vorwiegend an Knoten, die starke Verbraucher oder auch mehrere Verbrauchsgruppen versorgten, installiert, siehe Abbildung 52. Nur 1% des reg. erzeugten Stroms wurde an das übergeordnete Netz exportiert.

Der Gesamtbedarf an dezentralen Speichern betrug aus technischer Sicht 4,4 MW bei einer effektiv nutzbaren Speicherkapazität von insgesamt 8,8 MWh. Aufgrund des Energie-Leistungsverhältnisses bzw. der Speicherkosten wurden hierbei vor allem Blei-Säure-Akkumulatoren eingesetzt. Lithium-Ionen-

Batterien, welche verhältnismäßig höhere Leistungen aber geringere Energieinhalte aufweisen, kamen praktisch nicht zum Einsatz. Zusammenfassend war für diese Modellregion ein größerer installierter Energieinhalt des Speichers von größerem Wert, als große installierte Speicherleistung, auch bei einem schlechteren Wirkungsgradverhältnis der Blei-Säure Batterie gegenüber der Lithium-Ionen Batterie. Zusätzlich zu den dezentralen Speichern kam auch eine 0,2 MW/2,62 MWh Redox-Flow Batterie, die als eine zentrale Speichertechnologie fungierte, am Knoten 1\_1 zum Einsatz. Am Knoten 1\_1 hing ein Abzweig mit dem größtem energetischem Verbrauch der Modellregion, was die zusätzliche Installation eines Speichers mit einem größeren E/P Verhältnis bedingte.

Die Betriebsweise der Blei-Säure Batterie für das technische Szenario entsprach einem Kurzzeitspeicher. In der Abbildung 53 wird der kumulierte Energieinhalt in der Winterwoche aller installierten Blei-Säure Batterien für die gesamte Modellregion dargestellt.

# Neue Energien 2020 - 5. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

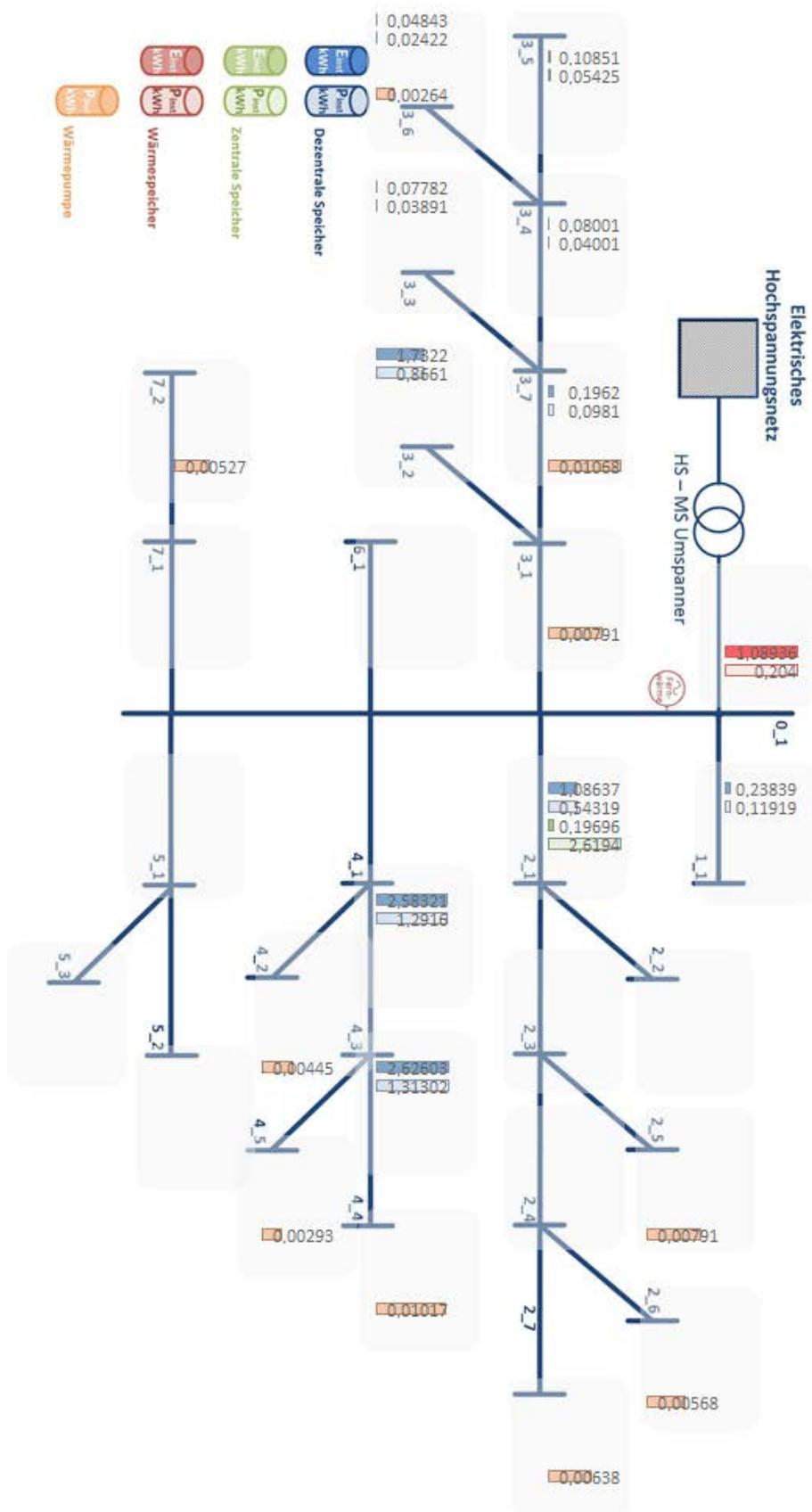


Abbildung 52: Speicherverortung in der urbanen Modellregion für das Szenario U-T1

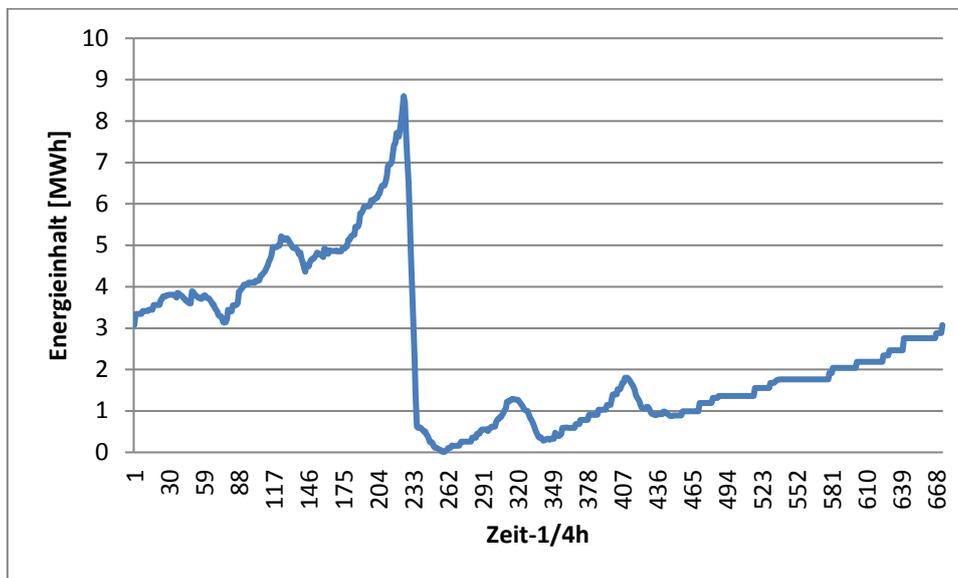


Abbildung 53: kumuliertes Winterprofil über alle Blei-Säure Batterien für das Szenario U-T1

Es ist ersichtlich, dass der Speicher einmal vollgeladen und komplett entladen wurde. Die Entladedauer entsprach etwas mehr als dem E/P Verhältnis von 2 h. In der Übergangszeit wälzten die Blei-Säure Batterien 2-mal eine Energiemenge von ca. 1,1 MWh um. Im Sommer betrug der Umwälzvorgang ca. 1,2 MWh und wurde viermal wiederholt. Es muss hier festgehalten werden, dass die erwähnten Umwälzvorgänge grobe Abschätzungen sind, da unter der Woche besonders in der Übergangszeit und im Sommer auch kleinere Energiemengen öfters umgewälzt wurden. Wurde der Energieinhalt des Einspeichervorgangs für ein ganzes Jahr betrachtet, so ergab sich eine jährliche Zyklenzahl von ca. 46.

Der zentrale Speicher, die Redox-Flow Batterie, wurde in der Winterwoche zwei Mal komplett entladen und führte 2,3 Umwälzzyklen aus (Abbildung 54). Die Redox-Flow Batterie unterstützte geringfügig das Aufladen der Blei-Säure Batterie in Winter, in dem sich die Batterie am zweiten Tag vollkommen entlud und zur Aufladung der Blei-Säure Batterie von 0,5 MWh und elektrischer Versorgung der Last beitrug. In der zweiten Wochenhälfte, nach dem Zeitpunkt des großen Verbrauchs, näherten sich die Verläufe beider Batterietypen an. In der Übergangswoche erfuhr die Redox-Flow Batterie einen Umwälzzyklus von ca. 0,25 MWh. In der Sommerzeit ergab sich fast ein Umwälzzyklus von etwa mehr als 0,25 MWh. Auch in diesem Fall, betragen die Umwälzvorgänge eine grobe Abschätzung aus den Grafiken. Es wurden innerhalb der Wochen oft kleine Energiemengen umgewälzt. Wurde der Energieinhalt des Einspeichervorganges für ein ganzes Jahr betrachtet so ergab sich eine jährliche Zyklenzahl 55.

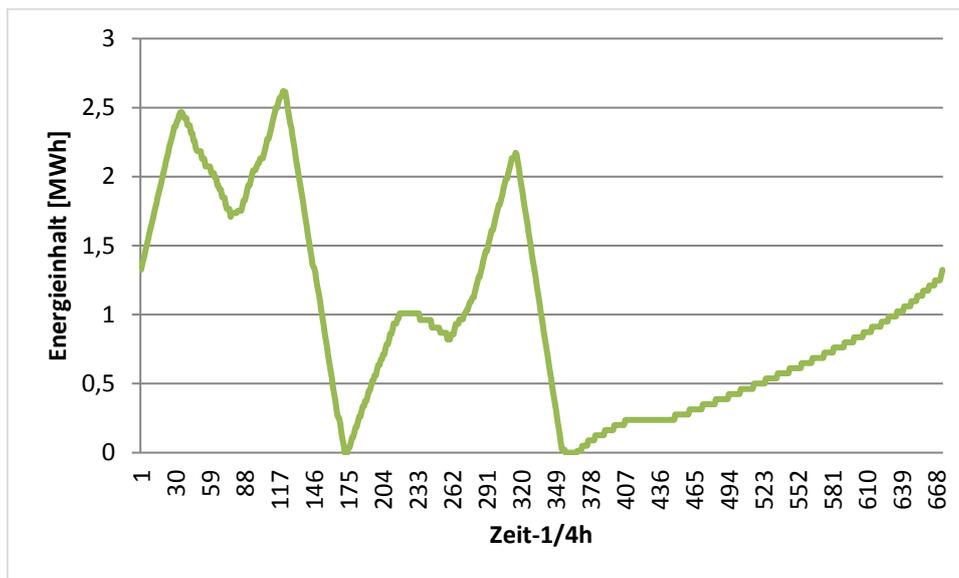


Abbildung 54: Winterprofil der Redox-Flow Batterie für das Szenario U-T1

Die diskutierten Ergebnisse für das elektrische Netz des Szenarios U-T1 sind, kumuliert für die gesamte Modellregion, in der Tabelle 44 zusammengefasst. Es ist die bezogene und exportierte elektrische Energie der Modellregion abgebildet. Die Tabelle gibt noch den Eigenverbrauchsanteil der Gemeinde an und stellt dar, wie viel Prozent der regenerativen Einspeiseleistung direkt innerhalb der Modellregion genutzt wurden und welche prozentuelle Deckung des elektrischen Verbrauchs damit erzielt wurde (Autonomiegrad). Neben der installierten Speicherleistung, dem Energieinhalt und dem E/P-Verhältnis der Speicher wird die Nutzung der Speicher in Form der Vollzyklenzahlen dargestellt. Die Multiplikation der Vollzyklenzahl mit der gesamten Speicherkapazität beschreibt die umgesetzte Energie pro Jahr in den Speichern. Die hier dargelegten jährlichen Speicherverluste setzten sich aus den Ein- und Ausspeicherverlusten. Die jährlichen elektrischen Netzverluste aus Tabelle 44 stellen Ergebnisse der linearisierten Berechnung dar. Zudem ist die gesamte elektrische Anschlussleistung der Wärmepumpen in der Modellregion gegeben.

Tabelle 44: Optimierungsergebnisse für das elektrische Netz (Szenario U-T1)

E_Imp_Slack [MWh]	E_Exp_Slack [MWh]	P_zenS [MW]	E_zenS [MWh]	E/P zenS [h]	P_dezS [MW]	E_dezS [MWh]	E/P dezS [h]
77.789	115,18	0,20	2,62	13,30	4,39	8,78	2,00
Eigen- verbrauch	Autonomie- grad	Zyklen zenS [1/a]	Verluste zenS [MWh]	P_Wp [MWel]	Zyklen dezS [1/a]	Verluste dezS[MWh]	Verluste el. Netz [MWh]
99%	14%	55	48,58	0,064	46	73,39	578,23

## Thermisches Netz

In Bezug auf den Wärmesektor für das Szenario „**Speicher und-Umwandlungstechnologienbedarf aus technischer Sicht**“ wurde aufgrund der Verluste im thermischen Netz als eine zweite Wärmequelle die Wärmepumpe installiert. Die gesamte installierte Wärmepumpenleistung betrug 64 kW, die ca. 2% des thermischen Bedarfs abdeckten. Der größte Teil des thermischen Verbrauchs wurde durch Gasverbrennung in einem zentralen Heizkraftwerk zu Verfügung gestellt. Zusätzlich wurde Fernwärme durch Müllverbrennung in einem zentralen Heizkraftwerke erzeugt. Es konnten auch durch diese Wärmequelle ca. 2% des thermischen Verbrauchs generiert werden. Aufgrund der Fahrweise des Heizkraftwerks, war ein Wärmespeicher mit 0,204 MW Leistung und 1,1 MWh Energieinhalt notwendig. Der Wärmespeicher kam im Sommer und Übergangszeit, als Kurzzeitspeicher zum Einsatz. Es wurde die überschussige Wärmeenergie eingespeichert und zu Zeiten des Verbrauchs wieder ausgespeichert. Im Winter trat aufgrund des erhöhten Wärmebedarfs kein Überschuss an Wärmeenergie auf, so war der Wärmespeicher in dieser Zeit nicht aktiv. Eine größere thermische Erzeugung durch Wärmepumpen wäre aus elektrischer Sicht nicht sinnvoll gewesen, da gewisse Leitungen im elektrischen Netz auch ohne diese zusätzliche elektrische Last über der zulässigen thermischen Grenze ausgelastet waren. Wärmepumpen werden vorwiegend an Abzweigen, die durch die „konventionelle“ elektrische Last nicht sehr belastet wurden, installiert. Da die thermischen Verluste eine lineare Funktion der Rohrlänge darstellen, wurden auch an einigen weit entfernten Knoten, wo dezentrale elektrische Speicher zum Einsatz kamen Wärmepumpen installiert. Der Optimierungsdurchlauf ohne Berücksichtigung des thermischen Netzes ergab die gleichen Ergebnisse bezüglich der elektrisch installierten Speichergrößen, somit kann zusammengefasst werden, dass die Installation der Wärmepumpen, als zusätzliche elektrische Last, keine zusätzlich Speichergröße für die urbane Modellregion erforderte.

Die Optimierungsergebnisse bezüglich des thermischen Netzes, kumuliert für die gesamte Modellregion, sind in Tabelle 45 dargestellt. Wie auch für das elektrische Netz sind für den Wärmesektor die bezogen Energie für die Verbrauchsdeckung gegeben. Die jährlichen thermischen Netzverluste sind nach der dargelegten Berechnung aus Kapitel 2.4.5 berechnet worden. In der Tabelle 45 sind die max. thermische Leistung und die gesamte jährliche thermische Erzeugung der Wärmepumpen abgebildet. Wie bei den elektrischen Speichern sind auch hier die wesentlichen Speichergrößen, Speicherverluste und die Speichernutzung gegeben.

Tabelle 45: Optimierungsergebnisse für das thermische Netz (Szenario U-T1)

E_Gas_Imp [MWh]	E_Fernwärme [MWh]	E_Ver_therm_Netz [MWh]	E_Wp [MW <sub>ther</sub> ]	P_max_Wp [MW <sub>ther</sub> ]
87.254	1.787	7.981	1.665	0,24
P_heatS [MW]	E_heatS [MWh]	Verluste heatS[MWh]	Zyklen heatS[1/a]	
0,204	1,09	48,74	215	

## Abregelung

Im Gegensatz zu den Grundszenarien (U-T1, U-H1, U-G1 und U-B1) wurde hierbei die Abregelung, als zusätzliche Entscheidungsvariable in der Optimierung inkludiert. Die Optimierungsergebnisse des Referenzszenarios unter dieser Nebenbedingung, i.Allg. die Ergebnisse des Szenarios (U-T7), deuteten darauf hin, dass die Optimierungsergebnisse ident mit den Optimierungsergebnissen des Basisszenarios (U-T1) sind. Die Abhilfemaßnahme Abregelung änderte nichts an dem ursprünglichen Optimierungsergebnis. Es bestand also technisch gesehen keine Notwendigkeit regenerativ erzeugten Strom nicht in das Stromnetz einzuspeisen. Das ist dadurch nachvollziehbar, dass die Installation der dezentralen Speicher nicht durch Überschussstrom sondern durch die Lastsituation in der urbanen Modellregion bedingt war. Die Maßnahme der Abregelung brachte in diesem Fall nur einen finanziellen Nachteil für alle Stakeholder, da der abgeregelte Strom durch zusätzlichen Energiebezug ergänzt werden musste. Aus diesem Grund wurde Abregelung nur für die technische Sicht in der urbanen Modellregion untersucht und für alle weiteren Szenarien als irrelevant gesehen.

## Stakeholder Haushaltskunde (U-H1)

### Elektrisches Netz

Private Haushalte bestreben den Wunsch einen möglichst hohen Eigenverbrauchsanteil der eigenen Photovoltaikanlage zu realisieren, besonders dann wenn Speicher im System notwendig sind. Wie in Kapitel 2.4.9 dargestellt wurde deshalb für dieses Szenario die Zielfunktion um einen weiteren Kostenfaktor ergänzt und zwar der Preisdifferenz zwischen der Einspeisevergütung („Export-Erlös“) und Strombezugskosten („Import-Kosten“) die dem Haushaltskunden verrechnet wurde. Demzufolge konnte durch den Einsatz dezentraler Speicher die überschüssige Einspeiseleistung der Photovoltaikanlage zwischengespeichert und anschließend selbst verbraucht werden, um somit den eigenen Bezug aus dem öffentlichen Netz zu verringern.

Die Optimierungsergebnisse mit der zusätzlichen Zielsetzung der Minimierung der effektiven Haushaltskunden-Stromkosten zeigten, dass auch in diesem Szenario die gleiche Speichergröße und der gleiche Speichertyp wie im U-T1 installiert wurden. Das bedeutet, dass die Installation dezentraler Speicher auch in diesem Szenario nur durch die technischen Anforderungen des Netzes bestimmt wurde. Es bestand für Haushaltskunden keine Motivation zusätzlich dezentrale Speicher zu installieren, um ihren Photovoltaik-Eigenverbrauch zu steigern. Die gesamte installierte Speichergröße wurde jedoch bei dieser Sichtweise optimal an die einzelnen Knoten, die an kritischen Abzweigen hängen verteilt, siehe Abbildung 55. Somit war in diesem Fall z.B. am Abzweig vier an jedem Knoten ein dezentraler Speicher zu finden. Im Szenario U-T1 wurde die gesamte Speichergröße für den Abzweig 4 nur auf 2 Knoten verteilt. Die Verteilung der Speicher auf mehrere Knoten war die Folge der Bepreisung des Leistungsflusses am ONT. Im Szenario U-T1 war das nicht der Fall. Im Szenario Haushaltskunde bestrebte jeder Haushalt mit installierten Speichern, den Speicher so viel wie möglich auszunutzen. Da mehrere kleinere Speicher installiert wurden, wurden diese auch öfter genutzt. Die Nutzung der dezentralen Speicher hat sich um 140% auf 110 Vollzyklen pro Jahr erhöht. Hierdurch stieg der Eigenverbrauchsanteil des Niederspannungsnetzbereichs um durchschnittlich einen Prozentpunkt. Die

Erhöhung der Zyklenzahl war auch der erhöhten Umwälzenergie und Umwälzvorgängen im Sommer und in Übergangszeiten zuzuschreiben. In der Abbildung 56 wurde der kumulierte Energieinhalt aller installierten Blei-Säure Batterien für die gesamte Modellregion dargestellt. Es wurde nur 0,15% der reg. erzeugten Energie an das übergeordnet Netz transportiert. Die Zyklenzahl der zentralen Speicher (Redox-Flow) war gleich geblieben, da aufgrund der Platzierung des zentralen Speichers vor dem ONT, diese Speichertechnologie nicht für die Erhöhung des Eigenverbrauchsanteils beitragen konnte. Die aus technischen Gründen benötigten Speicher konnten somit gewinnbringend für die Haushaltskunden eingesetzt werden. Wegen der größeren Ausnutzung der Speicher stiegen auch die Verluste der Ein- und Ausspeicherung an. Aus diesem Grund ist der Import über den Slack bei dieser Sichtweise leicht höher, als im Vergleich zum U-T1.

# Neue Energien 2020 - 5. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

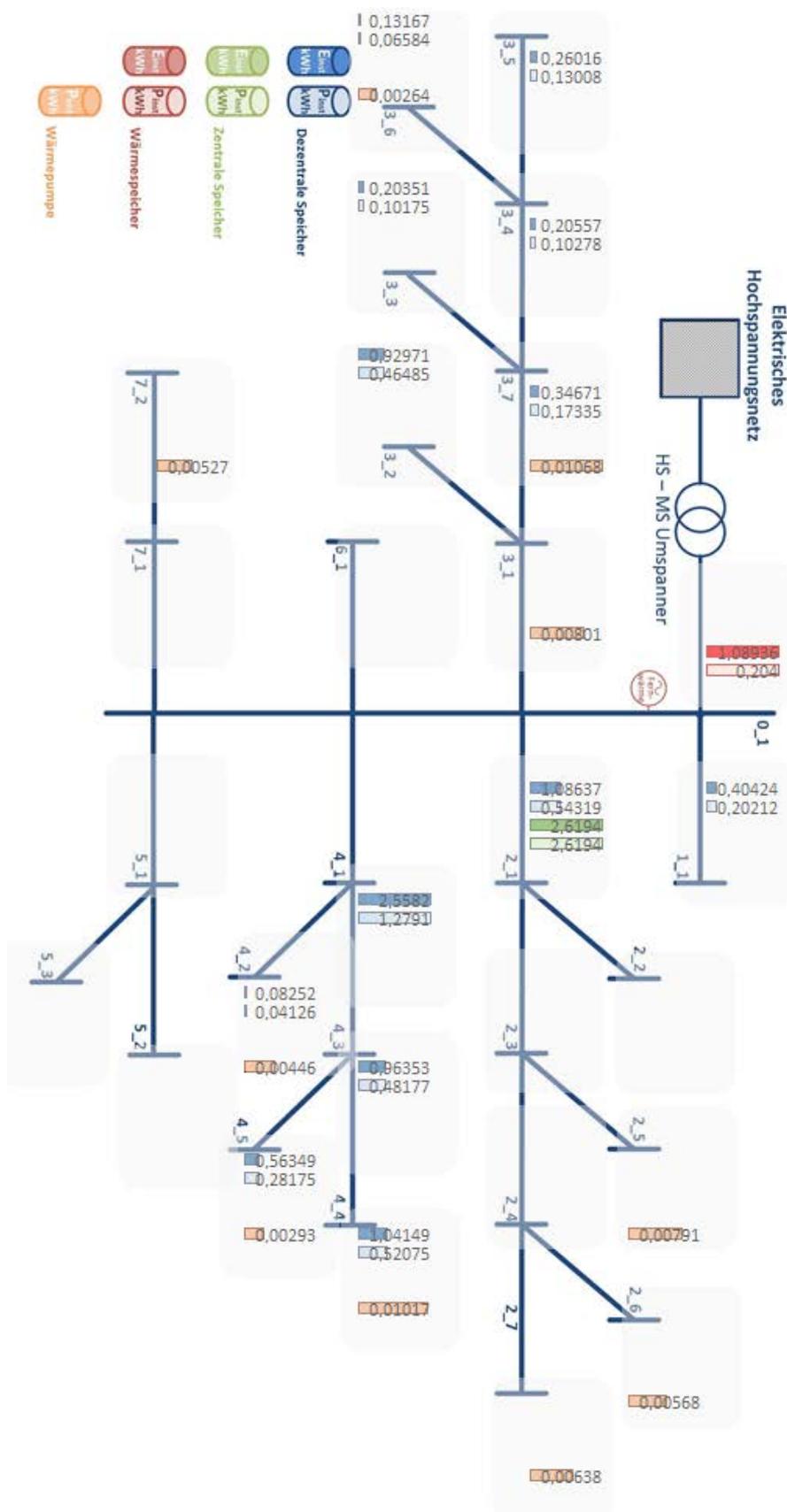


Abbildung 55: Speicherverortung in der urbanen Modellregion für das Szenario U-H1

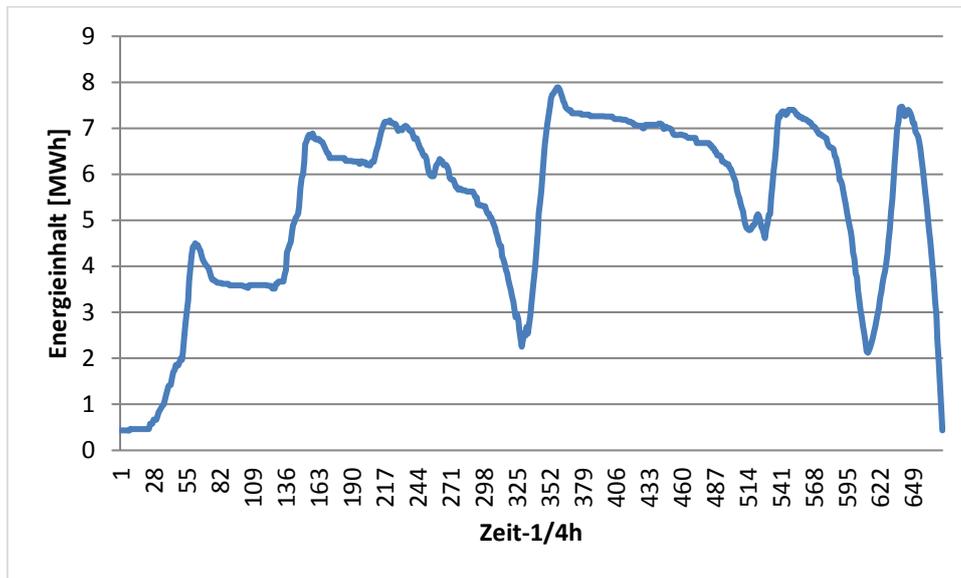


Abbildung 56: Sommerprofil über alle Blei-Säure Batterien für das Szenario U-H1

Zusammengefasst bedeutet dieses Ergebnis, dass beide Stakeholder, Haushaltskunden und Netzbetreiber, von der gleichen dezentralen Speichergröße profitieren konnten. Einerseits wurden die Netzgrenzwerte eingehalten, auf der anderen Seite stieg der jährliche Eigenverbrauch der Haushaltskunden an. Die Tabelle 46 gibt einen Überblick über die vorgestellten Optimierungsergebnisse des Szenarios U-H1. Die Erklärungen zu den abgebildeten Größen entsprechen den Erklärungen der Stakeholderansicht des Netzbetreibers.

Tabelle 46: Optimierungsergebnisse für das elektrische Netz (Szenario U-H1)

E_Imp_Slack [MWh]	E_Exp_Slack [MWh]	P_zenS [MW]	E_zenS [MWh]	E/P zenS [h]	P_dezS [MW]	E_dezS [MWh]	E/P dezS [h]
77.797	18,57	0,20	2,62	13,30	4,39	8,78	2,00
Eigen- verbrauch	Autonomie- grad	Zyklen zenS [1/a]	Verluste zenS [MWh]	P_Wp [MWel]	Zyklen dezS [1/a]	Verluste dezS [MWh]	Verluste el. Netz [MWh]
100%	14%	55	48,58	0,064	111	177,03	-

## Thermisches Netz

Grundsätzlich lieferte dieses Szenario die gleichen Ergebnisse bezüglich des thermischen Netzes wie das Szenario U-T1 vgl. Tabelle 46 und Tabelle 47 .

Durch Einbindung der Energiebezugskosten bestand für die Optimierung eine zusätzliche Herausforderung zu entscheiden welchen Weg der Wärmestrom gehen sollte, lokale Wärmeerzeugung

durch Wärmepumpen oder zentrale Erzeugung die mit Verlustkosten des Wärmetransports verbunden waren. Wird der Quotient von Bezugsstrompreis und der Leistungszahl der Wärmepumpe gebildet, so ergibt sich ein Energiepreis für die Wärme von 5,33 ct/kWh, was geringfügig günstiger ist, als der Energiepreis für die thermisch erzeugte Energie durch die Gasverbrennung von 5,57 ct/kWh. Die Installation der Wärmepumpen war auch mit Kosten verbunden. In diesem Fall entschied sich die Optimierung wie im U-T1 wieder für die Installation kleinerer Wärmepumpen, um Verluste im Wärmenetz gering zu halten. Die installierte Wärmepumpengröße entsprach fast der Wärmepumpengröße aus U-T1. Die gesamte Leistungsgröße, der installierten Wärmepumpen war tendenziell gering, damit die Gesamtkosten der Modellregion gering gehalten wurden.

Tabelle 47: Optimierungsergebnisse für das thermische Netz (Szenario U-H1)

E_Gas_Imp [MWh]	E_Fernwärme [MWh]	E_Ver_therm_Netz [MWh]	E_Wp [MWhther]	P_max_Wp [MWther]
87.252	1.787	7.978	1.667	0,24
P_heatS [MW]	E_heatS [MWh]	Verluste heatS[MWh]	Zyklen heatS[1/a]	
0,204	1,09	48,74	215,19	

## Stakeholder Gemeinde (U-G1)

### Elektrisches Netz

Der Stakeholder Gemeinde besaß wie private Haushalte ein Interesse die Einspeiseleistungen in der Modellregion möglichst direkt zu verbrauchen. Im Gegensatz zur Haushaltsicht, wurde bei der Gemeindesicht die Zielfunktion um den Kostenfaktor ergänzt, der die Preisdifferenz zwischen der Einspeisevergütung („Export-Erlös“) und Strombezugskosten („Import-Kosten“) am Umspanner darstellte. Für die Gemeinde war also der gesamte Lastfluss, der über den Umspanner zum oder vom übergeordneten Netz floss, relevant. Die Preisdifferenz zwischen Importkosten und Exporterlösen war in diesem Szenario geringer, als im U-H1, und betrug 8,5 ct/kWh. Die installierte Speichergröße hatte sich bei diesem Szenario kaum geändert. Es wurde die Redox-Flow Batterie mit einer Leistung von 0,22 MW und Energieinhalt von 2,8 MWh installiert. Die installierte Größe der Blei-Säure Batterie betrug 8,6 MWh und 4,3 MW. Die Nutzung der Speicher erhöhte sich bei diesem Szenario nur marginal im Vergleich zu der technischen Sicht. Die Erhöhung der Speichernutzung der Redox-Flow Batterie betrug 11% und der Blei-Säure Batterie 13% im Vergleich zum U-T1. Die marginale Erhöhung der Zyklenzahl war die Folge einer minimalen Erhöhung der Umwälzenergie. Es traten etwas häufigere Umwälzvorgänge im Sommer und in der Übergangszeiten verglichen zum Szenario U-T1 auf. Aufgrund der Bepreisung des Leistungsflusses am gemeinsamen zentralen Knoten und nicht lokal an den einzelnen Knoten (ONT), wurde bei diesem Szenario versucht den Nutzen der gesamten Gemeinde zu Erhöhen und nicht der einzelnen Haushalte, wie im Szenario U-H1. Deswegen wurden z.B. dezentrale Speicher des Abzweigs

3 auf zwei Knoten verteilt und nicht auf alle Knoten. Es kam ähnlich zum Szenario U-T1 zu einer Konzentrierung der Speichergröße auf einzelne Knoten und nicht zu Verteilung der notwendigen Speichergröße auf mehrere Knoten, siehe Abbildung 57. Im Vergleich zum Szenario U-H1 hatte sich die Zyklenzahl auch aus diesem Grund reduziert. Aufgrund des geringeren Strombezugspreises von 14 ct/kWh im Vergleich zu der Haushaltssicht, 20 ct/kWh, was durch die höhere Spannungsebene begründet war, entschied sich die Optimierung hier für die zusätzliche Verschiebung der elektrischen Energie in die thermischen Energie. Aus diesem Grund sank der Stromexport in diesem Szenario auf null. Zudem erhöhte sich der Strombezug um 0,14% im Vergleich zu U-T1.

Die beschriebenen Ergebnisse für das elektrische Netz des Szenarios U-G1 sind in der Tabelle 48 vereinheitlicht. Die Erklärungen zu den abgebildeten Größen entsprechen den Erklärungen der Stakeholderansicht des Netzbetreibers. In allen Szenarien blieb die gesamte installierte Speichergröße annähernd gleich. Zusammengefasst für das elektrische Netz bedeutet dieses Ergebnisse, dass alle Stakeholder, Haushaltskunden, Netzbetreiber und die Gemeinde von der gleichen Speichergröße profitieren können. Die aus technischen Gründen benötigten Speicher können somit gewinnbringend für Haushaltskunden und die Gemeinde eingesetzt werden. Die Betriebsweise der Speicher und die Verteilung der dezentralen Speicher müssten zwischen den Stakeholdern abgestimmt werden.

Tabelle 48: Optimierungsergebnisse für das elektrische Netz (Szenario U-G1)

<b>E_Imp_Slack</b> <b>[MWh]</b>	<b>E_Exp_Slack</b> <b>[MWh]</b>	<b>P_zenS</b> <b>[MW]</b>	<b>E_zenS</b> <b>[MWh]</b>	<b>E/P zenS</b> <b>[h]</b>	<b>P_dezS</b> <b>[MW]</b>	<b>E_dezS</b> <b>[MWh]</b>	<b>E\P dezS</b> <b>[h]</b>
77.899	0,00	0,22	2,78	12,92	4,31	8,62	2,00
<b>Eigen- verbrauch</b>	<b>Autonomie- grad</b>	<b>Zyklen zenS</b> <b>[1/a]</b>	<b>Verluste zenS</b> <b>[MWh]</b>	<b>P_Wp</b> <b>[MWel]</b>	<b>Zyklen dezS</b> <b>[1/a]</b>	<b>Verluste dezS</b> <b>[MWh]</b>	<b>Verluste el. Netz</b> <b>[MWh]</b>
100%	14%	61	57,23	0,092	54	84,31	-

# Neue Energien 2020 - 5. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

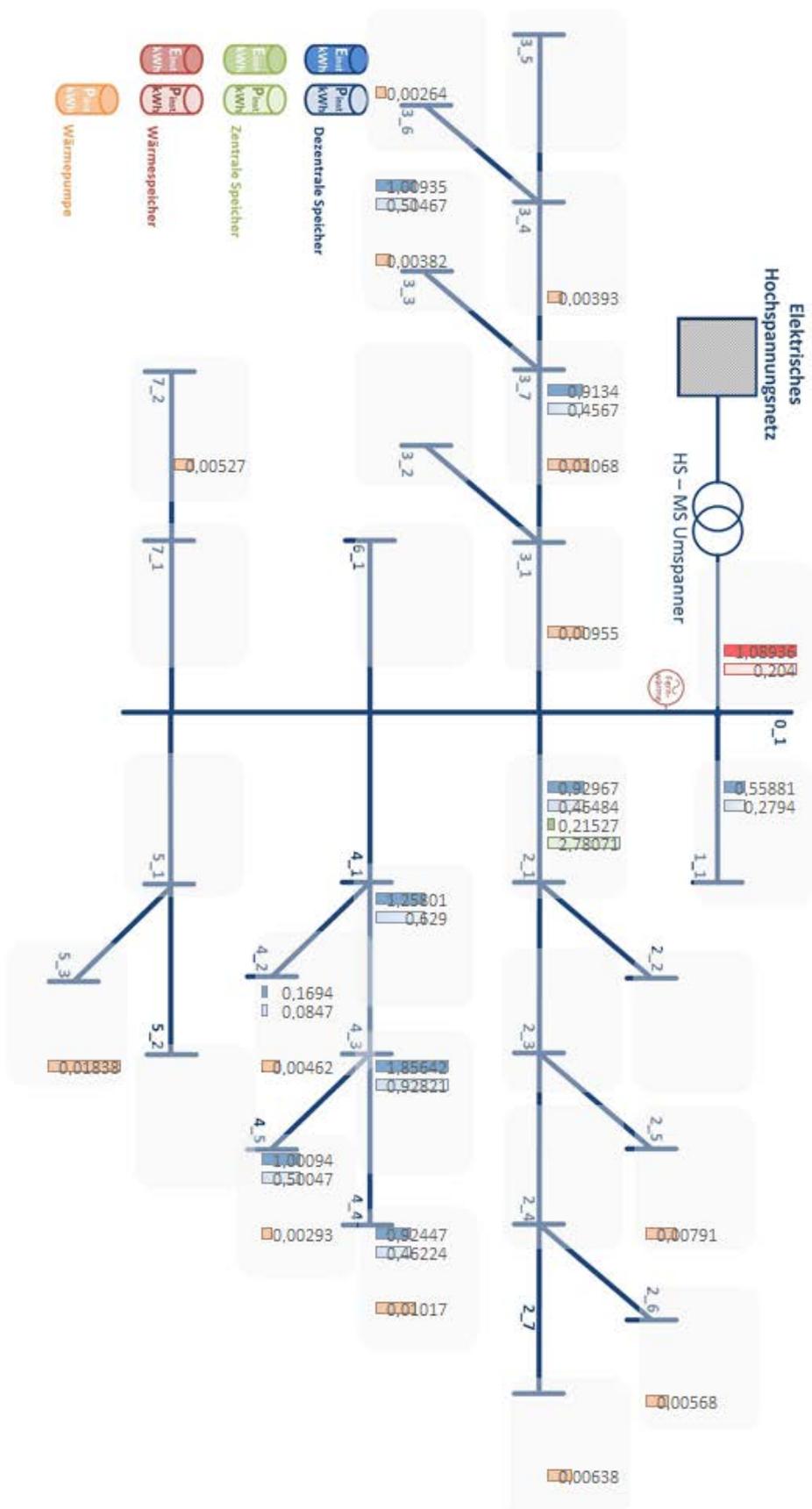


Abbildung 57: Speicherverortung in der urbanen Modellregion für das Szenario U-G1

## Thermisches Netz

Wird der Quotient von Bezugsstrompreis und der Leistungszahl der Wärmepumpe gebildet, so ergibt sich ein Energiepreis für die Wärme von 3,75 ct/kWh, was günstiger als der Gaspreis von 5,3 ct/kWh ist. Aus diesem Grund wurden zusätzliche Wärmepumpen in die Modellregion installiert. Die installierte Wärmepumpengröße, der gesamten Anschlussleistung von 0,09 MW bedeutete einen Zuwachs von ca. 30% im Vergleich zum Szenario U-T1 und U-H1. Die Größe des Wärmespeichers und seine Betriebsweise änderten sich im Vergleich zu allen anderen Szenarien nicht, was aufgrund der gleichgebliebenen zentralen Wärmequelle nachvollziehbar war. Die Optimierungsergebnisse bezüglich des thermischen Netzes sind in Tabelle 49 dargestellt.

Tabelle 49: Optimierungsergebnisse für das thermische Netz (Szenario U-G1)

E_Gas_Imp [MWh]	E_Fernwärme [MWh]	E_Ver_therm_Netz [MWh]	E_Wp [MWhther]	P_max_Wp [MWther]
86.446	1.787	7.384	2.433	0,34
P_heatS [MW]	E_heatS [MWh]	Verluste heatS[MWh]	Zyklen heatS[1/a]	
0,204	1,09	48,74	215,19	

## Stakeholder Bezugsminimale Gemeinde (U-B1)

### Elektrisches Netz und Thermisches Netz

Das Szenario „Bezugsminimale Gemeinde“ zielt auf die Minimierung des gesamten Energieimports (Strom und Gas) für die Deckung des Energiebedarfs der Modellregion ab. Damit die Gemeinde dieses Ziel verfolgen konnte wurden der Import-Strompreis und Gasbezugspreis aus Szenario U-G1 um Faktor 100 erhöht, um hervorzuheben welche systemischen Ergänzungen, wie Speicher und Wärmepumpenausbau, in der Modellregion notwendig waren, damit sich die Modellregionen mit minimalem Energieimport versorgen konnte. Schon aus den Szenarien U-H1 und U-G1 war ersichtlich, dass die Region 100% Eigenverbrauch mit den installierten Speicherkapazitäten und durchgeführten Vollzyklen aufwies, was einen elektrischen Autonomiegrad von 14% bedeutete. Eine weitere Steigerung des elektrischen Eigenverbrauchs war aufgrund von unzureichenden erneuerbaren Potentialen in der urbanen Modellregion nicht möglich. Aus diesem Grund lieferte dieser Stakeholder sehr interessante Optimierungsergebnisse: In diesem Szenario wurden größere Speicherkapazitäten installiert, aber nicht getrieben durch die Anforderungen des elektrischen Systems, sondern des thermischen Systems. Aufgrund der Tatsache, dass der Gaspreis um einen Faktor 100 höher gewählt worden war und die Relation zwischen dem Gaspreis und Strompreis gleich wie im Szenario G1 geblieben war, zahlte es sich für die Modellregion mehr aus, Wärme aus Strome breit zu stellen als thermische Energie durch die Verbrennung von Gas zu erzeugen. Zudem kam, dass der Wärmetransport mit Netzverlusten behaftet war, was die Optimierung zusätzlich veranlasste Wärmepumpen für die Bereitstellung von Wärme, als

lokale Wärmeerzeuger zu Verfügung zu stellen. Aus diesem Grund stieg auch die Auslastung der elektrischen Leitungen, da die elektrische Last, um den elektrischen Bedarf der Wärmepumpen gestiegen worden. Im Szenario U-T1 war schon ersichtlich, dass aufgrund der elektrischen Last dezentrale Speicher notwendig waren, um die zulässige thermische Grenze der Leitungsbelastung nicht zu überschreiten. Im Szenario U-B1 fielen noch max. 6,4 MW elektrische Leistung von Wärmepumpen, als zusätzliche Last, an. Deswegen musste die Optimierung zusätzlich sehr große Speicherkapazitäten (63 MW, 97 MWh) verglichen zu den anderen Szenarien installieren. Dabei wurde ein Mix von Bleisäure und Lithium-Ionen Akkumulatoren verwendet. Die Bleisäure Batterie wurde als Wochenspeicher eingesetzt und die Lithium-Ionen Batterie als Tagesspeicher, um eine gleichmäßige Auslastung der Leitungen zu ermöglichen. Leistungsmäßig kamen große dezentrale Speicher an jenen Knoten zum Einsatz, wo auch leistungsstarke Wärmepumpen gebaut wurden, siehe Abbildung 58. Die Optimierungsergebnisse des Szenarios U-B1 aus Tabelle 50 zeigen eine Steigerung des Stromimports um 25% im Vergleich zum Stromimport von U-G1, vgl. Tabelle 48. Auf der anderen Seite wurde der Gasbezug im Vergleich zum Szenario U-G1 um fast 86% reduziert. Der gesamte Energiebezug der Modellregion hat sich um 33,33% im Vergleich zum Szenario (U-G1 und auch U-T1) verringert. Durch den reduzierten Energieimport, wurden auch CO<sub>2</sub> Emissionen minimiert.

Tabelle 50: Optimierungsergebnisse für das elektrische Netz (Szenario U-B1)

<b>E_Imp_Slack [MWh]</b>	<b>E_Exp_Slack [MWh]</b>	<b>Eigen- verbrauch</b>	<b>Autonomie- grad</b>			
97.040	0,00	100%	14%			
<b>P_dezS [MW]</b>	<b>E_dezS [MWh]</b>	<b>E/P dezS [h]</b>	<b>Zyklen dezS [1/a]</b>	<b>P_Wp [MWel]</b>	<b>Verluste dezS [MWh]</b>	<b>Verluste el. Netz [MWh]</b>
61,77	94,52	1,53	34	6,372	509,94	-

Der installierte Wärmespeicher speicherte fast die gesamte erzeugte Energie, aus dem mit Müll befeuerten zentralen Heizkraftwerk, während der Sommer- und Übergangszeit ein. Der Ausspeichervorgang fand in den Winterwochen statt. Demzufolge ist die Größe des Wärmespeichers im Szenario U-B1 leistungs- und kapazitätsmäßig größer als in allen anderen Szenarien. Der Wärmespeicher stellte einen saisonalen Speicher dar, was an der Zyklenzahl aus Tabelle 51 auch ersichtlich ist. Die Lastsituation im elektrischen Netz ist auch im Winter höher als im Sommer. Aus diesem Grund wurde die zentrale Wärmeerzeugung nur in den Winterwochen genutzt. Im Sommer und der Übergangszeit kamen ausschließlich Wärmepumpen als Wärmequellen zum Einsatz.

# Neue Energien 2020 - 5. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

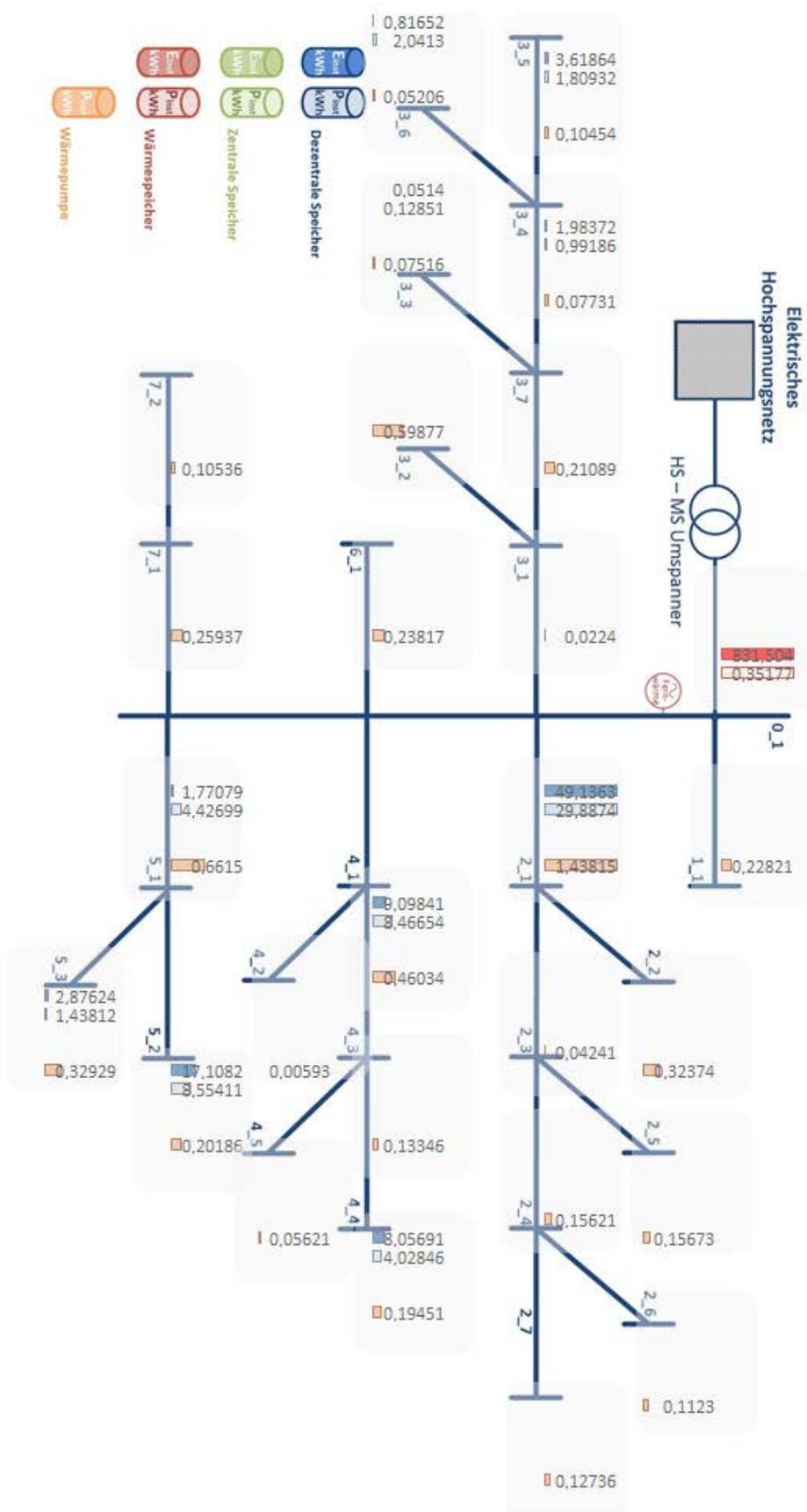


Abbildung 58: Speicherverortung in der urbanen Modellregion für das Szenario U-B1

Tabelle 51: Optimierungsergebnisse für das thermische Netz (Szenario U-B1)

E_Gas_Imp [MWh]	E_Fernwärme [MWh]	E_Ver_therm_Netz [MWh]	E_Wp [MW <sub>ther</sub> ]	P_max_Wp [MW <sub>ther</sub> ]
12.494	1.787	128,40	72.834	22,45
P_heatS [MW]	E_heatS [MWh]	Verluste heatS[MWh]	Zyklen heatS[1/a]	
0,352	831,50	194,95	1	

## Vergleich der Basisszenarien

Die Tabelle 52 und Tabelle 53 vereinen die diskutierten Ergebnisse der vier Stakeholderszenarien. Die Tabelle 51 gibt den Eigenverbrauchsanteil der Gemeinde an und stellt dar wie viel Prozent der regenerativen Einspeiseleistung direkt innerhalb der Modellregion verbraucht werden konnten und welche prozentuelle Deckung des elektrischen Verbrauchs damit erzielt werden konnte (Autonomiegrad). Neben der installierten Speicherleistung und dem Energieinhalt wird die Nutzung der Speicher in Form der Vollzyklenzahlen dargestellt. Die Multiplikation der Vollzyklenzahl mit der Speicherkapazität beschreibt die umgesetzte Energie pro Jahr in den Speichern. Die jährlichen Speicherverluste setzen sich hier aus den Ein- und Ausspeicherverlusten. Die hier dargestellten jährlichen elektrischen Netzverluste stellen Ergebnisse der linearisierten Berechnung dar.

Tabelle 52: Zusammenfassung der Optimierungsergebnisse der Basisszenarien für das elektrische Netz; \* für diesen Stakeholder nicht explizit relevant

Szenario	Eigenverbrauch	Autonomiegrad	P_zenS [MW]	E_zenS [MWh]	P_dezS [MW]	E_dezS [MWh]	ZyklenzenS [1/a]	VerlustezenS [MWh]	ZyklendezS [1/a]	VerlustedezS [MWh]	Verlusteel. Netz [MWh]
U-T1	99%	14%	0,20	2,62	4,39	8,78	55	48,58	46	73,39	578,23
U-H1	100%	14%	0,20	2,62	4,39	8,78	55	48,58	111	177,03	*
U-G1	100%	14%	0,22	2,78	4,31	8,62	61	57,23	54	84,31	*
U-B1	100%	14%	0,00	0,00	61,77	94,52	0	0,00	34	509,94	*

Die Tabelle 53 stellt für den Wärmesektor die bezogene Energie für die Verbrauchsdeckung dar. Die jährlichen thermischen Netzverluste sind nach der dargelegten Berechnung aus Kapitel 2.4.5 berechnet worden. In der Tabelle 53 sind die elektrische Anschlussleistung und die gesamte jährliche thermische Erzeugung der Wärmepumpen abgebildet. Wie bei den elektrischen Speichern sind auch hier die wesentlichen Speichergrößen, Speicherverluste und die Speichernutzung gegeben.

Tabelle 53: Zusammenfassung der Optimierungsergebnisse der Basisszenarien für das thermische Netz

Szenario	E_Gas_Imp [MWh]	E_Fernwärme [MWh]	E_Ver_therm_Netz [MWh]	P_Wp [MWel]	E_Wp [MWther]	P_heatS [MW]	E_heatS [MWh]	Verluste heatS [MWh]	Zyklen heatS [1/a]
U-T1	8.7254	1.787	7.981	0,064	1.665	0,204	1,09	48,74	215
U-H1	8.7252	1.787	7.978	0,064	1.667	0,204	1,09	48,74	215
U-G1	8.6446	1.787	7.384	0,092	2.433	0,204	1,09	48,74	215
U-B1	12.494	1.787	128,4	6,372	72.834	0,352	831,50	194,95	1

## Szenarien mit unterschiedlichen Speicherkosten

Unterschiedliche Speicherkosten hatten in der urbanen Modellregion keinen großen Einfluss auf die Aufteilung der installierten Speicher (Blei-Säure Batterie vers. Redox-Flow Batterie). Dieses Ergebnis kann für die Stakeholder Netzbetreiber (technische Sicht), Haushalt und Gemeinde festgehalten werden. Aus diesem Grund werden hier nur die Optimierungsergebnisse des Stakeholders Netzbetreiber, vorgestellt, siehe diesbezüglich Tabelle 54.

Tabelle 54: Optimierungsergebnisse des technischen Szenarios in Abhängigkeit der unterschiedlichen Speicherkosten

Szenario	P_zenS [MW]	E_zenS [MWh]	P_dezS [MW]	E_dezS [MWh]	Zyklen zenS [1/a]	Verluste zenS [MWh]	Zyklen dezS [1/a]	Verluste dezS [MWh]	Verluste el. Netz [MWh]
U-T1	0,20	2,62	4,39	8,78	55	48,58	46	73,39	578,23
U-T2	0,21	2,74	4,33	8,66	60	54,95	45	70,74	578,18
U-T3	0,22	2,83	4,29	8,57	63	60,04	44	68,27	578,19

Die Lithium-Ionen Batterie wurde aufgrund des kleinen E/P-Verhältnis bei allen drei Stakeholdern nicht eingesetzt. Die Verschiebung der Energie ist für diese Modellregion wichtiger als das Abfangen großer Leistungsspitzen. Im Szenario U-T2 und U-T3 wurde ein geringer Speicheranteil der Blei-Säure Batterie am Knoten 1-1 durch die Redox-Flow ergänzt. Aufgrund der höheren Verlustkosten, die die Redox-Flow Batterie aufwies, stiegen die Importe in den Szenarien U-T2 und U-T3 gering an. Die Tabelle vergleicht die Szenarien U-T1, U-T2 und U-T3. Die unterschiedlichen Speicherkosten wirkten sich kaum auf die Situation im thermischen Netz aus. Das bedeutet, dass alle Ergebnisse bezüglich des thermischen Netzes ungefähr den Optimierungsergebnissen der Basisszenarien entsprachen.

Beim Szenario Stakeholder bezugsminimale Gemeinde haben die Speicherkosten einen großen Einfluss auf die Aufteilung der installierten Speicher gehabt. Entsprechend dem E/P-Verhältnis von 1,53 aus der Tabelle 55 ist ersichtlich, dass im Basisszenario U-B1 der Einfluss der Blei-Säure Batterie im Vergleich zu der Lithium-Ionen Batterie, dominierte. Bei geringeren Speicherkosten (U-B2) entschied sich die Optimierung, aufgrund des besseren Wirkungsgrades der Lithium-Ionen Batterie, für die Installation

größerer Lithium-Ionen Batterien mit einer installierten Leistung von 104 MW und der Speicherkapazität von 42 MWh. Durch den größeren Energieinhalt reduzierte sich die Vollzyklenzahl der Lithium-Ionen Batterie auf die Hälfte im Vergleich zum U-B1. Es wurden Blei-Säure Batterien, die leistungsmäßig viermal kleiner als die Lithium-Ionen Batterie sind und eine Speicherkapazität von 53 MWh aufwiesen, installiert. Die Reduktion der Lithium-Ionen Batterie-Kosten um fast 37% wirkte sich deutlich auf den installierten Speichermix aus. Im Fall der maximalen Speicherkosten (U-B3) wurden vorwiegend Blei-Säure Batterien installiert. Das fixe E/P-Verhältnis und die damit verbundenen Leistung- bzw. Energiekosten üben bei einer Modellregion mit hoher elektrischer Last und einem kurzzeitigen Speicherbedarf, wie es im Szenario der Gemeinde mit minimalem Energiebezug (U-B1) der Fall ist, einen großen Einfluss auf den installierten Speichermix aus.

*Tabelle 55: Optimierungsergebnisse der autonomen Gemeinde in Abhängigkeit der unterschiedlichen Speicherkosten; \* für diesen Stakeholder nicht explizit relevant*

Szenario	P_dezS [MW]	E_dezS [MWh]	E/P dezS [h]	Verluste dezS [MWh]	Verluste el. Netz [MWh]
U-B1	61,77	94,52	1,53	509,94	*
U-B2	130,79	94,84	0,73	406,13	*
U-B3	22,08	42,39	1,92	381,24	*

## **Szenarien mit unterschiedlichen Laststeigerungsraten**

Die installierte Speichergröße, der dezentralen und zentralen Speichertechnologien, hat sich als Folge der Lasterhöhung mit einer Laststeigerungsrate von 1%/a und 1,5%/a (siehe Abschnitt: „Analyse der Modellregionen“) erhöht. Es wurde weiterhin ein Mix an Blei-Säure und Redox-Flow Batterien für die drei Stakeholder Netzbetreiber, Haushalt und Gemeinde installiert. Bei der bezugsminimalen Gemeinde wurde wiederum ein Mix von Blei-Säure und Lithium-Ionen Batterien bevorzugt. Zuzufolge des gleichgebliebenen Trends bezüglich der installierten Speicher, also unabhängig von der Stakeholder Sichtweise, werden in der Tabelle 56 nur die Optimierungsergebnisse des technischen Szenarios vorgestellt und hier diskutiert. Aufgrund der kumulierten Erhöhung des Verbrauchs wurde der Energieinhalt mit zunehmender Laststeigerung wichtiger, somit stieg auch die Speichergröße des zentralen Speichers bedingt durch das Fehlen eines fixen E/P Verhältnisses. Demzufolge wurde im Szenario U-T6 eine Redox-Flow Batterie mit Speicherinhalt von 42 MWh und einer Speicherleistung von fast 1 MW installiert. Wurde keine Laststeigerungsrate (U-T4) angenommen, so reduziert sich die installierte Speichergröße auf 3,3 MW und es wurde nur die Blei-Säure Batterie installiert. Dieser Trend wurde auch bei der Variation der Laststeigerungsrate für die unterschiedlichen Stakeholder Haushalt, Gemeinde und bezugsminimale Gemeinde mit minimalem Energiebezug weiterverfolgt. Die Laststeigerung im elektrischen Netz hatte keinen Einfluss auf die Entwicklung der Wärmquellen.

Tabelle 56: Optimierungsergebnisse des technischen Szenarios in Abhängigkeit der unterschiedlichen Laststeigerungsraten

Szenario	P_Last_max [MW]	P_zenS [MW]	E_zenS [MWh]	P_dezS [MW]	E_dezS [MWh]	Zyklen zenS [1/a]	Verluste zenS [MWh]	Zyklen dezS [1/a]	Verluste dezS [MWh]	Verluste el. Netz [MWh]
U-T1	18,21	0,20	2,62	4,39	8,78	55	48,58	46	73,39	578,23
U-T4	17,02	0,00	0,00	3,33	6,50	0	0,00	24	27,02	539,36
U-T5	19,41	0,37	17,06	6,11	12,16	35	199,23	66	144,64	618,12
U-T6	20,43	0,99	42,35	6,25	12,39	51	721,41	40	89,25	653,90

### Regionale Verbesserungspotenziale (Minderung CO<sub>2</sub>-Ausstoß, Importabhängigkeit, etc.)

Für die Berechnung der regionalen Verbesserungspotenziale wurde zusätzlich zu den vorgestellten Optimierungsszenarien ein ist-Szenario(I) gerechnet. Das ist-Szenario umschloss ein dezentrales Erzeugungsdargebot, welches energetisch gesehen 25% des regenerativen Erzeugungsdarbot der Basisszenarien betrug. Diese Reduktion der installierten Potentiale wurde durchgeführt um eine gegenwärtige Situation der reg. Erzeugung in den Modellregionen abzubilden. Für die CO<sub>2</sub>-Emissionen von Strom wurde auf den österreichischen Strommix zurückgegriffen, dieser beträgt 129 gCO<sub>2</sub>/kWh. Für die CO<sub>2</sub>-Emissionen hervorgerufen durch die Verbrennung von Erdgas wurde basierend auf dem Verhältnis der Molmassen, ein Wert von 180 gCO<sub>2</sub>/kWh errechnet. Nähere Details über die Emissionsfaktoren sind aus dem Kapitel 2.7.8 zu entnehmen.

Das ist-Szenario wies ein Ausstoß von 27.073 tCO<sub>2</sub> in der urbanen Modellregion auf. Eine Reduktion von 5% im Vergleich zum ist-Szenario konnte bei allen drei Stakeholdern ermittelt werden. Für den bezugsminimalen Fall ergab sich mit einer Einsparung von 45% in der urbanen Modellregion eine sehr hohe Reduktion der CO<sub>2</sub>-Emissionen im Vergleich zum ist-Szenario. Die ermittelten Einsparungen sind Folgen des hohen Ausbaues an erneuerbaren Energieträgern und einer Energieträgerübergreifenden Versorgung der Gemeinde, die zusätzlich zu einer großen Reduktion der CO<sub>2</sub>-Emissionen beitrug.

Die Tabelle 57 zeigt die energetische Reduzierung für die urbane Modellregion – gegenüber dem ist-Szenario.

Tabelle 57: Reduktion des Energiebezuges aus dem übergeordneten Netz gegenüber dem Szenario I, ohne Berücksichtigung der el. Exporte für urbane Modellregion

Szenario	U-T1	U-H1	U-G1	U-B1
el. Imp.	12%	12%	12%	-10%
Gas Imp.	0%	0%	1%	86%

Die Optimierungsergebnisse für die urbane Modellregion ergaben, sowohl beim Stakeholder Netzbetreiber, Haushalt und Gemeinde eine Reduktion von Strombezügen von 12%, bei einer

Integration des errechneten PV-Potentials. Im Gasbereich, erfolgte eine Bezugsreduktion von 1%, durch die vermehrte Installation von Wärmepumpen. Das Szenario bezugsminimale Gemeinde zeigte, dass die gesamten Energiebezüge deutlich reduziert wurden, auch wenn dadurch der Strombezug um 10% erhöht wurde.

## 2.5.2 Rurale Modellregion

### 2.5.2.1 Ausgangssituation

In Tabelle 58 sind die Jahresenergiemengen der ländlichen Modellregion entsprechend den Daten aus Kapitel 2.1 dargestellt. Die Jahreserzeugung von 66,638 GWh entsprach aus energetischer Sicht rund 99% des Gesamtstromverbrauchs der Modellregion unter Vernachlässigung von Laststeigerung. Mehr als die Hälfte der elektrischen Erzeugung entfiel hierbei auf die Photovoltaik. Die Modellregion konnte mit ihrer Jahreserzeugung im Wärmesektor ca. 13,3% des jährlichen thermischen Verbrauchs decken.

*Tabelle 58: Jahresenergiemengen und Spitzenleistungen der ländlichen Modellregion im Elektrizitäts- und Wärmebereich*

<b>Elektrizität</b>	<b>Jahresenergie [MWh]</b>	<b>Spitzenleistung [MW]</b>
Verbrauch	67.590	12,12
Laufwasserkraft	9.700	3,2
Windkraft	14.100	7,7
Biomasse und Biogas	4.638	0,86
Photovoltaik	38.200	30,2
<b>Gesamterzeugung</b>	<b>66.638</b>	<b>42,46</b>
<b>Wärme</b>	<b>Jahresenergie [MWh]</b>	<b>Spitzenleistung [MW]</b>
Verbrauch	73.743	25,4
Biomasse und Biogas	9.831	1,79

Im Bereich der auftretenden Leistungsspitzen war die Situation am Land verschärft. Insgesamt lag der Spitzenwert der Erzeugung beim 3,5-Fachen der Verbrauchsspitze. Wobei auch hier Photovoltaik einen deutlichen Anteil einnahm.

### 2.5.2.2 Optimierungsszenarien

Ebenso wie für die urbane Region wurden für die rurale Modellregion verschiedene Variationen der definierten Stakeholderszenarien bestimmt (Tabelle 59). Es wurden ebenso Optimierungsdurchläufe mit verschiedenen Speicherkosten und Lastzuwachsrate gerechnet, um die Einflussfaktoren für die verschiedenen Stakeholder ausdifferenzieren zu können. Tabelle 59 gibt den Überblick über die charakteristischen Parameter, die die Rahmenbedingung für die einzelnen Szenarien darstellten. Der Unterschied zu den Szenarien der urbanen Modellregion bestand darin, dass auch für die Stakeholder

# Neue Energien 2020 - 5. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

Haushalt (H), Gemeinde (G) und bezugsminimale Gemeinde (B), Optimierungsdurchläufe mit der inkludierten Nebenbedingung der Abregelung gerechnet wurden. Das viel höhere Potential an erneuerbaren Energieträgern in der ruralen Modellregion bildete hierbei den dahinterliegenden Grund. Diesbezüglich wurden auch für diese Modellregion noch zwei Szenarien, die die Betriebsführung der dezentralen Speichertechnologien in Kombination mit innovativen Regelungsstrategien wie spannungsabhängige Blindleistungsregelung der PV-Wechselrichter Q(U)-Regelung) mitberücksichtigen, analysiert.

Tabelle 59: Überblick über alle Optimierungsszenarien für die rurale Modellregion

Szenario	Kurzbeschreibung	Laststeigerung	Speicherkosten	Abregelung
R-T1	<b>Ref- und Basisisz.</b>	min	med	
R-T2		min	min	
R-T3		min	max	
R-T4		zero	med	
R-T5		med	med	
R-T6		max	med	
R-T7		min	med	✓
R-T8		min	min	✓
R-T9		min	max	✓
R-T10		zero	med	✓
R-T11		med	med	✓
R-T12		max	med	✓
R-H1	<b>Basiszenario</b>	min	med	
R-H2		min	min	
R-H3		min	max	
R-H4		max	med	
R-H5		min	med	✓
R-H6		min	min	✓
R-H7		min	max	✓
R-H8		max	med	✓
R-G1	<b>Basiszenario</b>	min	med	
R-G2		min	min	
R-G3		min	max	
R-G4		max	med	
R-G5		min	med	✓
R-G6		min	min	✓
R-G7		min	max	✓
R-G8		max	med	✓
R-B1	<b>Basiszenario</b>	min	med	
R-B2		min	min	

## Neue Energien 2020 - 5. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

<b>R-B3</b>	<b>min</b>	<b>max</b>	
<b>R-B4</b>	<b>max</b>	<b>med</b>	
<b>R-B5</b>	<b>min</b>	<b>med</b>	✓
<b>R-B6</b>	<b>min</b>	<b>min</b>	✓
<b>R-B7</b>	<b>min</b>	<b>max</b>	✓
<b>R-B8</b>	<b>max</b>	<b>med</b>	✓
<b>R-T1 [Q(U)=0,9]</b>	<b>min</b>	<b>med</b>	
<b>R-T1 [Q(U)=0,95]</b>	<b>min</b>	<b>med</b>	

Auch für diese Modellregion werden zuerst die vier Basis Stakeholdervarianten diskutiert und miteinander verglichen. Darauffolgend ist auch ein Vergleich der einzelnen Szenarien mit dem Referenzszenario (R-T1) gegeben.

## Stakeholder Netzbetreiber-technische Sicht (R-T1)

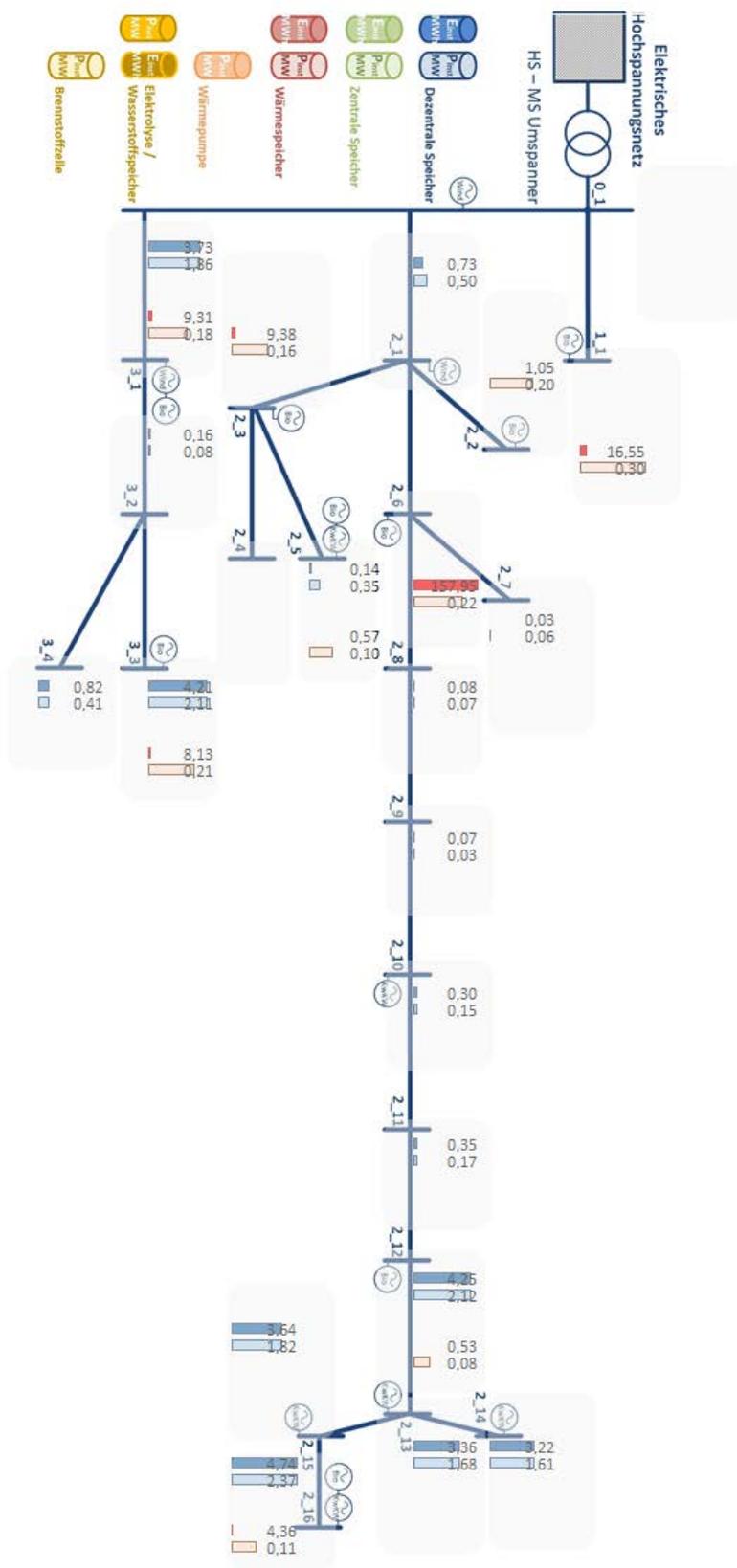


Abbildung 59: Speicherverortung in der ruralen Modellregion für das Szenario R-T1

### Elektrisches Netz

Wie auch in der urbanen Modellregion wurden für diese Modellregion im Szenario „**Speicher und-Umwandlungstechnologienbedarf aus technischer Sicht**“ im Optimierungsmodell ausschließlich die Kosten für die Installation der Speicher- und Umwandlungstechnologien und Netzverlustkosten sowie die technischen Grenzen als Nebenbedingungen berücksichtigt. Dementsprechend zeigt auch hier das Optimierungsergebnis den minimalen Speicherbedarf, welcher installiert werden musste, um bei den gegebenen (elektrischen) Verbrauchs- und Einspeiseprofile zu jedem Zeitpunkt im Jahr innerhalb der vorgegebenen Grenzen zu bleiben.

Für dieses Szenario wurden ausschließlich dezentrale Speicher im Niederspannungsnetzbereich zum Einsatz gebracht. Diese konnten somit den Netzgrenzwert die Einhaltung des Spannungsbandes bei PV-Rückspeisesituationen im Sommer und Übergangszeit bewahren. Einhaltung des Spannungsbandes war also der dominierende Netzgrenzwert für die Installation der dezentralen Speicher in der ländlichen Modellregion. Zentrale Speicher im Mittelspannungsnetz hingegen wurden nicht installiert, da es in diesem Netzbereich nicht zu Spannungsüberschreitungen kam.

Der Gesamtbedarf an dezentralen Speichern betrug aus technischer Sicht 15,4 MW bei einer effektiv nutzbaren Speicherkapazität von insgesamt 29,8 MWh. Es kamen beide dezentrale Technologien (Blei-Säure und Lithium-Ionen) zum Einsatz, wobei Blei-Säure-Batterien sowohl energetisch als auch leistungsmäßig mit über 95% stark dominierten. Auch hier fiel die Wahl wegen des Energie-Leistungsverhältnisses bzw. der Speicherkosten vorwiegend auf Blei-Säure-Batterien. Der Vergleich der Gesamtspeicherdimensionierung mit den Einspeisezeitreihen zeigte, dass die installierte Speicherleistung knapp als die Hälfte der maximal auftretenden Photovoltaikeinspeisung entsprach. Aus diesem Grund wurden dezentrale Speicher vorwiegend an Knoten großer PV-Erzeugung installiert, siehe Abbildung 59.

Zentrale Speicher kamen nicht zum Einsatz. Die installierte Speichergroße wurde nicht durch die PV – Rückspeisesituation im Sommer installiert, die notwendige Speicherkapazität betrug für diese Jahreszeit 25 MWh. Es war die Übergangszeit die den vollen Speicherausbau von 29,8 MWh nötig verlangte. Es wurden ca. ca. 28% von der in der Region erzeugten Energie exportiert.

Die Betriebsweise der dezentralen Speicher entsprach in diesem Szenario dem eines Kurzzeitspeichers (Tages- und Wochenspeichers). In der Abbildung 60 wird der kumulierte Energieinhalt aller installierten dezentralen Batterien für die gesamte Modellregion dargestellt. Die Speicher wurden in der Sommer und Übergangszeit eingesetzt, im Winter fanden diese jedoch kaum Verwendung.

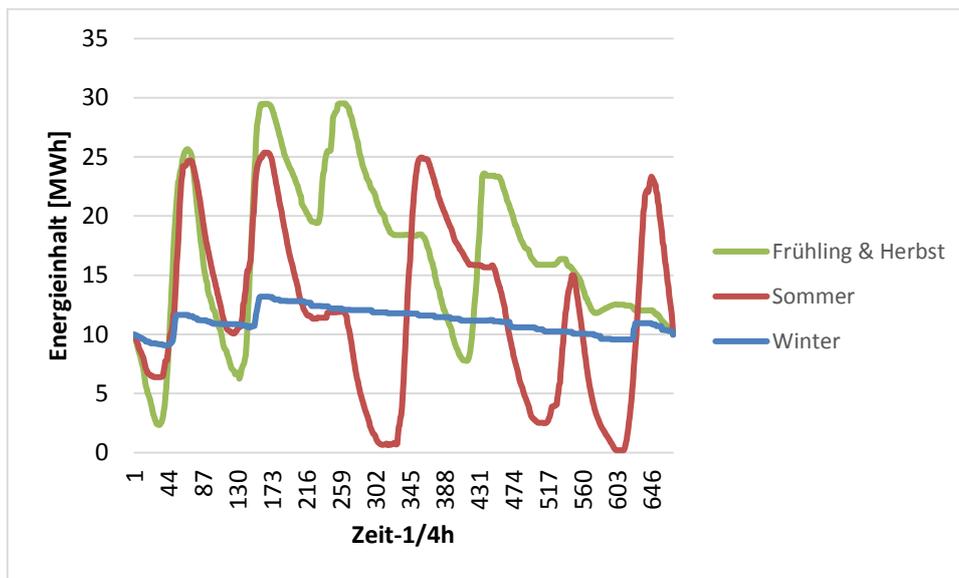


Abbildung 60: Kumulierte Profile über alle dezentralen Speicher für das Szenario R-T1

Der Speicher wurde im Sommer sowie in der Übergangszeit mehrmals ge- und entladen. Im Sommer wurde eine Energiemenge von 74 MWh umgewälzt. Daraus resultierte eine mittlere Ladezyklendauer von 2,4 Tagen. Insgesamt erfuhren die dezentralen Speicher aufgrund der gesamten Einspeichervorgänge in dem optimierten Jahreszeitraum etwa 114 Vollladezyklen.

Die diskutierten Ergebnisse für das elektrische Netz des Szenarios R-T1 sind in Tabelle 60 zusammengefasst. Die Erklärungen zu den abgebildeten Größen entsprechen den Erklärungen der Stakeholderansicht des Netzbetreibers der urbanen Modellregion.

Tabelle 60: Optimierungsergebnisse für das elektrische Netz (Szenario R-T1)

E_Imp_Slack [MWh]	E_Exp_Slack [MWh]	P_zenS [MW]	E_zenS [MWh]	E/P zenS [h]	P_dezS [MW]	E_dezS [MWh]	E/P dezS [h]
25.132	18.348	0	0	0	15,40	29,81	1,94
Eigenverbrauch	Autonomiegrad	Zyklen zenS [1/a]	Verluste zenS [MWh]	P_Wp [MWel]	Zyklen dezS [1/a]	Verluste dezS [MWh]	Verluste el. Netz [MWh]
72%	66,8%	0	0	0	114	614,65	1.895

## Thermisches Netz

Die Optimierungsergebnisse des thermischen Netzes für das Szenario „**Speicher und-Umwandlungstechnologienbedarf aus technischer Sicht**“ zeigen, dass keine Wärmepumpen installiert wurden. Der thermische Bedarf wurde zu 13% aus der Abwärme aus den Biomasse- und Biogaskraftwerken gedeckt und der Rest wurde durch die Verfeuerung von Gas bereitgestellt. Wobei hier das Gas nicht in einem zentralen Kraftwerk zur thermischen Energiebereitstellung verwendet wurde, was

aufgrund des fehlenden thermischen Netzes zwischen den Knoten nicht möglich war. Es wurde angenommen dass es zu einer Gasverwertung durch Gasthermen an jedem Knoten kam.

Es wurde ein thermischer Speicher mit den Daten 1,56 MW/207,83 MWh installiert. Dieser Speicher wurde aber nicht an einem Knoten, sondern aufgeteilt auf neun verschiedene Knoten installiert. Die neun Knoten entsprachen den Knoten an denen Abwärme aus den Biomasse- und Biogaskraftwerken anfiel. In der Winterwoche wurde der Speicher pro Woche kontinuierlich um 4,8% entladen, was einer Ausspeicherung von 82% in der gesamten Saison entsprach. Im Frühling kam es innerhalb einer Woche zu einem Ausspeichervorgang diesem folgt ein Einspeichervorgang. Im Sommer wurde der Speicher wieder kontinuierlich entladen, mit 3,4% pro Woche. In der Woche der zweiten Übergangszeit (Herbst) wurde der Speicher einmal kurz geladen um dann von 80 MWh auf 30 MWh entladen, dem folgte dann ein Ladevorgang auf 80 MWh. Somit wurde der Speicher im Sommer und Winter nur entladen. In den Übergangswochen wurde der Speicher als Wochenspeicher verwendet, wobei ein überlagernder saisonaler Effekt durch erhöhtes Einspeichern zu erkennen ist (Abbildung 61). Darum wurde der thermische Speicher sowohl als Kurzzeit- und Langzeitspeicher verwendet. In Summe wurde der Speicher innerhalb des Optimierungsjahres mit insgesamt 7,4 Vollzyklen eingesetzt.

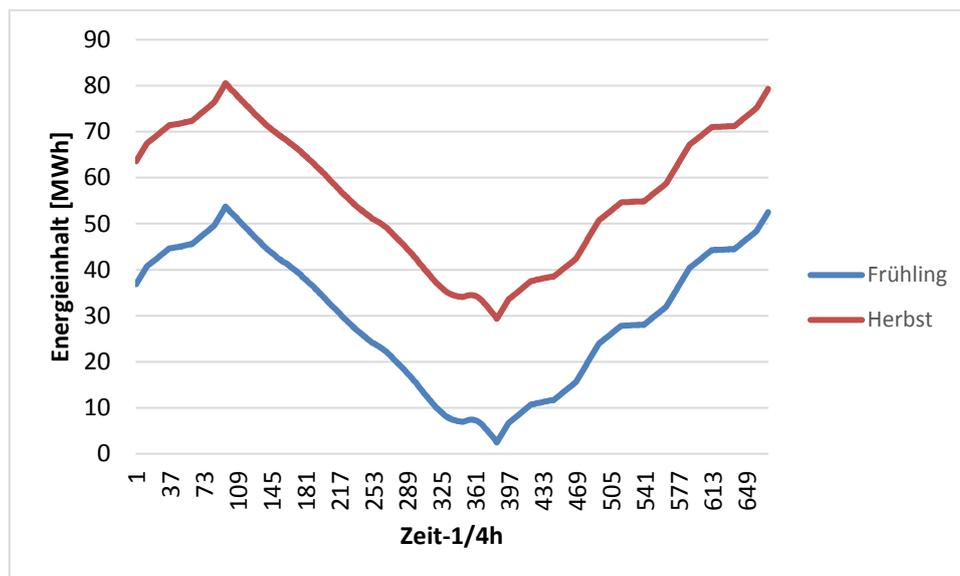


Abbildung 61: Ladekurve des thermischen Speichers für Frühling und Herbst (Szenario R-T1)

Aufgrund der Auslastung der elektrischen Leitungen hätte eine Installation von Wärmepumpen kein Problem für diese Modellregion dargestellt, weil dez. Speicher aufgrund der PV-Überschüsse installiert wurden und nicht aufgrund der maximalen Bezugslasten, somit war hier durchaus Potential gegeben. Es wurden keine Wärmepumpen eingesetzt, da zusätzlich jährliche Installationskosten dafür angefallen wären. Zudem wurden die bezogene elektrische Energie als auch die Gasmenge nicht bepreist.

Die Optimierungsergebnisse bezüglich des thermischen Netzes sind in Tabelle 61 dargestellt. Die Erklärungen zu den abgebildeten Größen entsprechen den Erklärungen der Stakeholderansicht des Netzbetreibers der urbanen Modellregion.

Tabelle 61: Optimierungsergebnisse für das thermische Netz (Szenario R-T1)

<b>E_Gas_Imp [MWh]</b>	<b>E_Fernwärme [MWh]</b>	<b>E_Wp [MWhther]</b>	<b>P_max_Wp [MWther]</b>
67.615	0	0	0
<b>P_heatS [MW]</b>	<b>E_heatS [MWh]</b>	<b>Verluste heatS [MWh]</b>	<b>Zyklen heatS [1/a]</b>
1,563	207,83	321,24	7,4

## Stakeholder Haushaltskunde (R-H1)

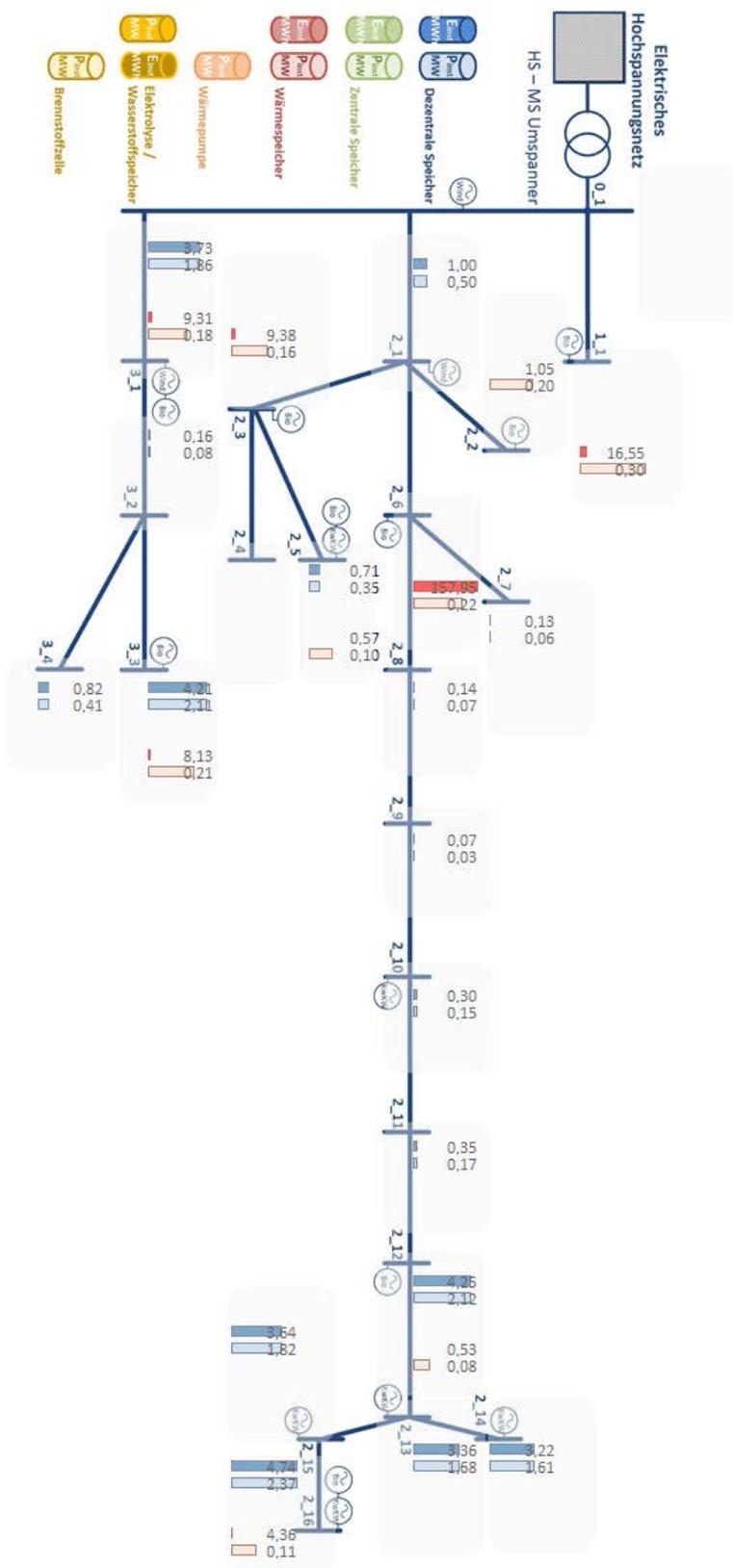


Abbildung 62: Speicherverortung in der ruralen Modellregion für das Szenario R-H1

## Elektrisches Netz

In diesem Szenario wurde die Zielfunktion wieder wie beim U-H1 Szenario um einen weiteren Kostenfaktor ergänzt und zwar der Preisdifferenz zwischen der Einspeisevergütung („Export-Erlös“) und Strombezugskosten („Import-Kosten“), die dem Haushaltskunden verrechnet werden. Demzufolge konnte durch den Einsatz dezentraler Speicher die überschüssige Einspeiseleistung der Photovoltaikanlage zwischengespeichert und anschließend selbst verbraucht werden, um somit den eigenen Bezug aus dem öffentlichen Netz zu verringern.

Weil sich in der Last- und Erzeugungsstruktur im Vergleich zu R-T1 nichts geändert hatte, stellte das Spannungsband auch in diesem Fall die technische Limitierung dar. Es ergaben sich nur geringfügige Änderungen in der Speicherverwendung. Zentrale Speicher kamen ebenso wie in R-T1 nicht zum Einsatz. Bei dezentralen Speichern gab es eine kleine energetische Steigerung um 3%, da für diesen Fall nur Blei-Säure Batterien mit einem Energie-Leistungsverhältnisses von 2 installiert wurden. Die resultierende Speichergroße war 15,4 MW/30,81 MWh. Es kam zu keiner Konzentrierung der eingesetzten Speicher, diese verteilten sich wie bei R-T1 auf 16 von 22 Knoten. Diese Erscheinung war durch den getriebenen Netzgrenzwert Spannungsbandhaltung zu erklären. Was jedoch abweichend zu R-T1 war, war die Nutzung der Speicher, es wurde um 50% mehr Energie in die Speicher ein- und wieder ausgespeichert. Dies resultierte in einer gesteigerten Zyklenzahl von 171. Hierdurch stieg der Eigenverbrauchsanteil des Niederspannungsnetzbereichs um durchschnittlich 3 Prozentpunkte an. Die Speicherbewirtschaftung für alle Jahreszeiten ist in Abbildung 63 dargestellt. In einer Sommerwoche zum Beispiel wurden z.B. 126 MWh ein- und wieder ausgespeichert.

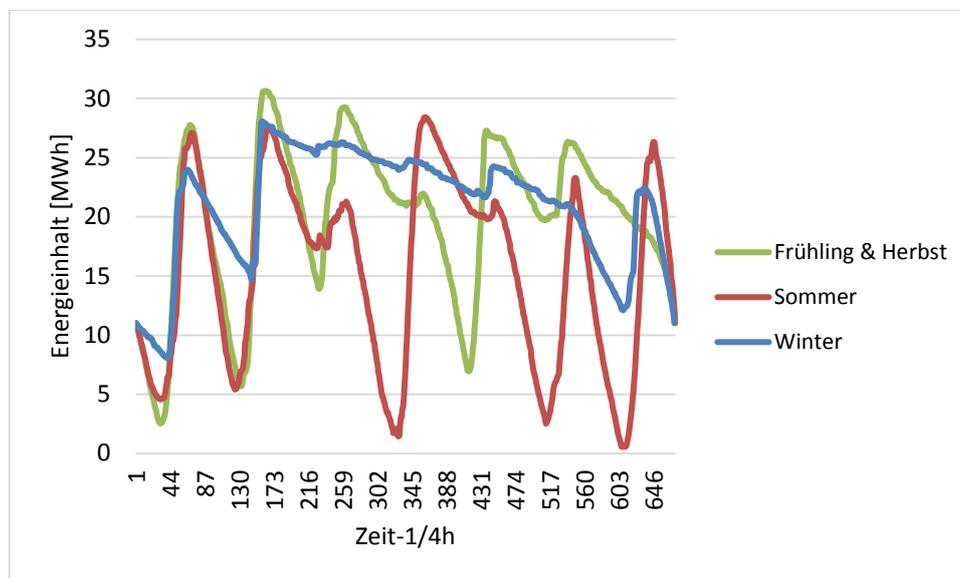


Abbildung 63: Kumulierte Profile über alle dezentralen Speicher für das Szenario R-H1

Die Optimierungsergebnisse zeigten, dass die Installationsanforderungen an die Speicher, verglichen mit dem technischen Szenario annähernd gleich geblieben sind, diese jedoch mehr eingesetzt wurden. Was aufgrund des Stromkostenspreads am ONT, der hier zum Tragen kam, begründet war. Für die

bezogene Energie mussten 20 ct/kWh bezahlt werden, der Erlös betrug jedoch nur 7 ct/kWh. Darum war die Optimierung noch mehr bestrebt, die auf der Niederspannungsseite erzeugte Energie (PV-Anlagen) nicht in die übergeordnete Netzebene zu exportieren.

Auch hier kann wieder der Rückschluss getroffen werden, dass beide Stakeholder, Haushaltskunden und Netzbetreiber, von der gleichen dezentralen Speichergroße profitieren konnten. Einerseits wurden die Netzgrenzwerte eingehalten, auf der anderen Seite stieg der jährliche Eigenverbrauch der Haushaltskunden an. In Tabelle 62 sind die Optimierungsergebnisse überblicksmässig für das Szenario R-H1 zusammengefasst. Die Erklärungen zu den abgebildeten Größen entsprechen den Erklärungen der Stakeholderansicht des Netzbetreibers der urbanen Modellregion.

Tabelle 62: Optimierungsergebnisse für das elektrische Netz (Szenario R-H1)

E_Imp_Slack [MWh]	E_Exp_Slack [MWh]	P_zenS [MW]	E_zenS [MWh]	E/P zenS [h]	P_dezS [MW]	E_dezS [MWh]	E/P dezS [h]
23.971	16.844	0	0	0	15,40	30,8	2,00
Eigen- verbrauch	Autonomie- grad	Zyklen zenS [1/a]	Verluste zenS [MWh]	P_Wp [MWe]	Zyklen dezS [1/a]	Verluste dezS [MWh]	Verluste el. Netz [MWh]
75%	69%	0	0	0	171	953	-

## Thermisches Netz

Wie im Szenario U-H1 bestand auch in der ruralen Modellregion für die Optimierung mit der zusätzlichen Zielsetzung der Minimierung der effektiven Haushaltskunden-Bezugskosten eine zusätzliche Herausforderung zu entscheiden welchen Weg der Wärmestrom gehen sollte, Wärmeerzeugung durch Wärmepumpen oder mittels Gas. Wurde der Quotient von Bezugsstrompreis und der Leistungszahl der Wärmepumpe gebildet, so ergab sich ein Energiepreis für die Wärme von 5,33 ct/kWh, was geringfügig günstiger war, als der Energiepreis für die thermisch erzeugte Energie durch die Gasverbrennung von 5,57 ct/kWh. Die Installation der Wärmepumpen war auch hier zusätzlich mit den Installationskosten von 399 €/kW verbunden.

Grundsätzlich lieferte dieses Szenario die gleichen Ergebnisse bezüglich dem thermischen Netze wie das Szenario R-T1 vgl. Tabelle 61, darum wird an dieser Stelle auch keine eigene Tabelle angeführt.

## Stakeholder Gemeinde (R-G1)

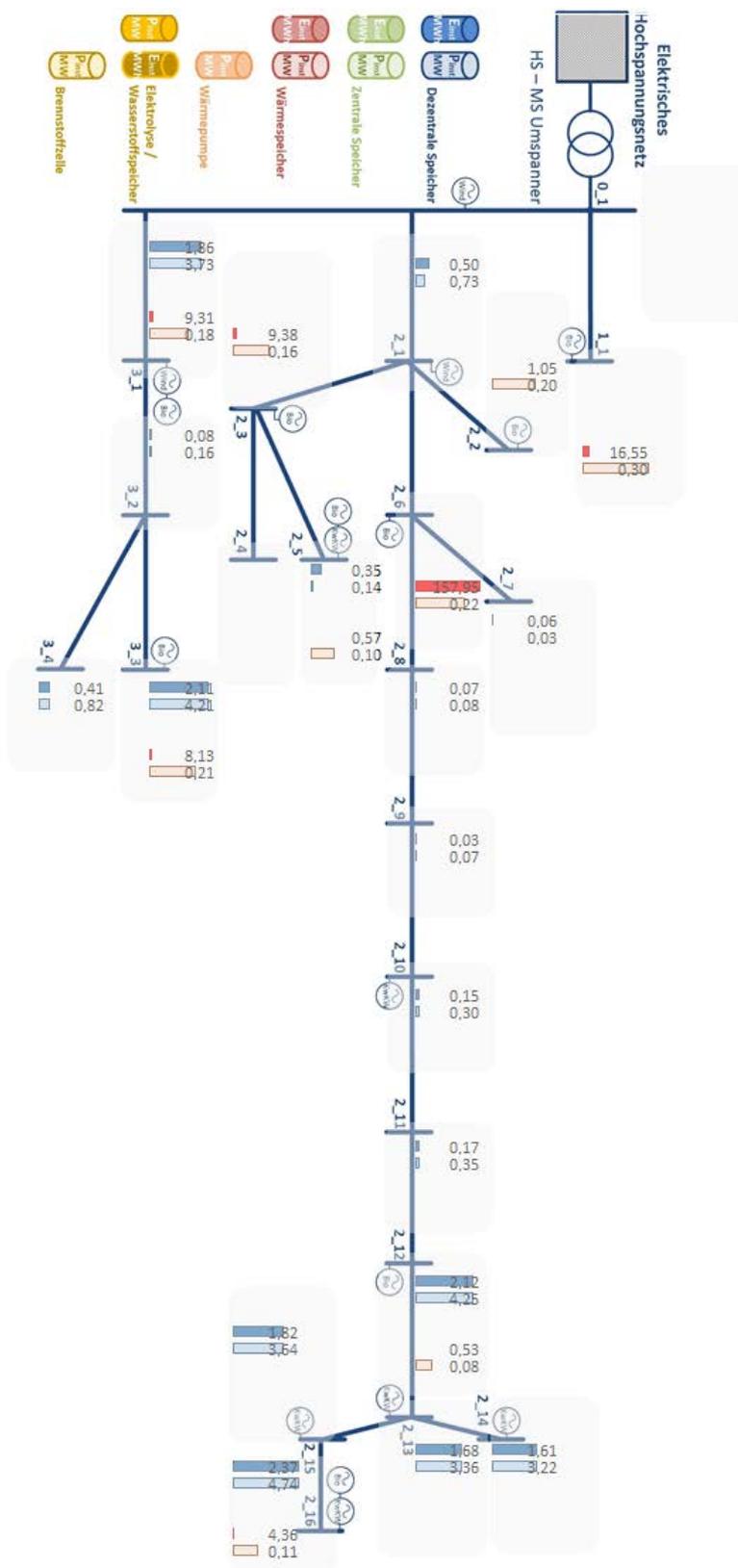


Abbildung 64: Speicherverortung in der ruralen Modellregion für das Szenario R-G1

## Elektrisches Netz

Der Stakeholder Gemeinde besaß wie private Haushalte ein Interesse die Einspeiseleistungen in der Modellregion möglichst direkt zu verbrauchen. Hier wurde wie in U-G1 die Zielfunktion gegenüber R-T1 um den Kostenfaktor ergänzt, der die Preisdifferenz zwischen der Einspeisevergütung („Export-Erlös“) und Strombezugskosten („Import-Kosten“) am Umspanner darstellte. Für die Gemeinde war also der gesamte Lastfluss, der über den Umspanner zum oder vom übergeordneten Netz floss, relevant. Die Preisdifferenz zwischen Import-Kosten und Export-Erlösen war in diesem Szenario geringer, als im R-H1, und betrug 8,5 ct/kWh.

Die installierte Speichergröße hat sich auch bei diesem Szenario kaum geändert. Es kam wie schon in den beiden zuvor dargelegten ruralen Szenarien kein zentraler Speicher zum Einsatz. Der dezentrale Speichermix entsprach dem Speichermix aus R-T1. Es wurden vorwiegend Blei-Säure Batterien mit einem geringen Anteil an Lithium-Ionen Batterien installiert. Die Technologieaufteilung auf Blei-Säure- und Lithium-Ionen Batterien von 95% zu 5% war gleich wie im Fall R-T1. Die Speichergröße betrug 15,4 MW/29,81 MWh. Wobei sich die Zyklenzahl nochmals gesteigert hatte und einen Wert von 240 erreichte, dies entspricht einer Steigerung über 100% (gegenüber R-T1) oder 40% (gegenüber R-H1). Dadurch konnte der elektrische Eigenverbrauch von 72% (R-T1) auf 78% erhöht werden. Dies resultierte in einer Erhöhung des Autonomiegrades um fünf Prozentpunkte.

Ein Vergleich der Speicherbewirtschaftung der beiden Stakeholder Haushaltskunde (Abbildung 63) und Gemeinde (Abbildung 65) zeigte, dass die Speicher noch intensiver eingesetzt wurden. Die erhöhte Speichernutzung resultierte aus der Zielsetzung der Optimierung den Eigenverbrauchsanteil der gesamten Region zu steigern anstelle der einzelnen Haushaltskunden. Die Speicher wurden wieder auf 16 Knoten aufgeteilt, wobei beide Technologien (Blei-Säure und Lithium-Ionen) nur an zwei selben Knoten zum Einsatz kamen, siehe Abbildung 64.

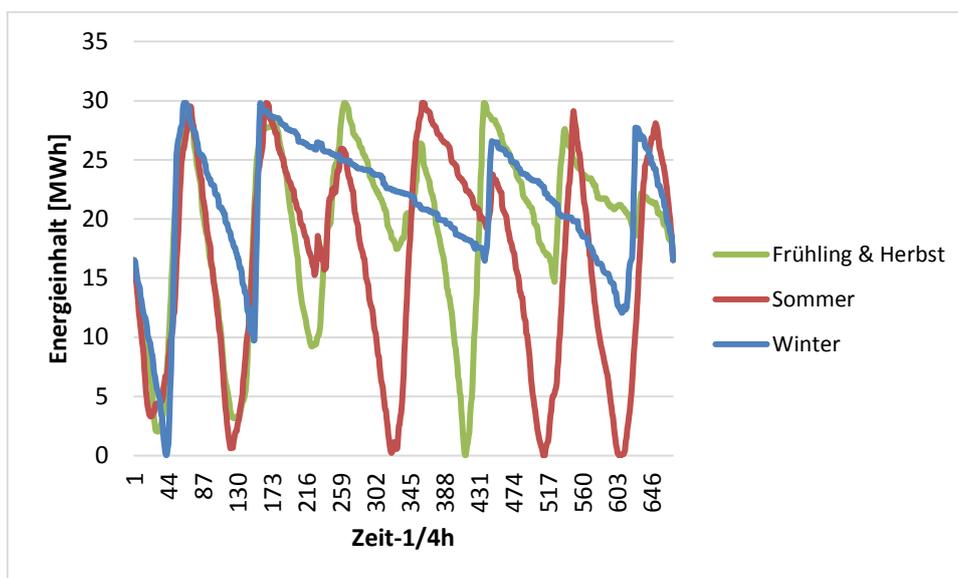


Abbildung 65: Kumulierte Profile über alle dezentralen Speicher für das Szenario R-G1

Die Ergebnisse sind in Tabelle 63 zusammengefasst. Die Erklärungen zu den abgebildeten Größen entsprechen den Erklärungen der Stakeholderansicht des Netzbetreibers der urbanen Modellregion. In allen bisher beschriebenen Szenarien blieb die gesamte installierte Speichergröße annähernd gleich. Zusammengefasst für das elektrische Netz bedeutet dieses Ergebnisse genauso wie im urbanen Gebiet, dass alle Stakeholder, Haushaltskunden, Netzbetreiber und die Gemeinde von der gleichen Speichergröße profitieren können. Die aus technischen Gründen benötigten Speicher können somit gewinnbringend für Haushaltskunden und die Gemeinde eingesetzt werden. Die Betriebsweise der Speicher und die Verteilung der dezentralen Speicher müssten zwischen den Stakeholdern bestimmt werden.

Tabelle 63: Optimierungsergebnisse für das elektrische Netz (Szenario R-G1)

<b>E_Imp_Slack [MWh]</b>	<b>E_Exp_Slack [MWh]</b>	<b>P_zenS [MW]</b>	<b>E_zenS [MWh]</b>	<b>E/P_zenS [h]</b>	<b>P_dezS [MW]</b>	<b>E_dezS [MWh]</b>	<b>E/P_dezS [h]</b>
21.909	14.443	0	0	12,92	15,40	29,81	1,94
<b>Eigen- verbrauch</b>	<b>Autonomie- grad</b>	<b>Zyklen zenS [1/a]</b>	<b>Verluste zenS [MWh]</b>	<b>P_Wp [MWel]</b>	<b>Zyklen dezS [1/a]</b>	<b>Verluste dezS [MWh]</b>	<b>Verluste el. Netz [MWh]</b>
100%	14%	0	57,23	0,092	240	1.286	-

## Thermisches Netz

Die Optimierungsergebnisse bei diesem Stakeholder entsprachen den Optimierungsergebnissen R-T1 für den Wärmesektor. Es kam in diesem Fall zu keiner Installation von Wärmepumpen, deshalb sei auf die beiden vorherigen Szenarien verwiesen.

## Stakeholder Bezugsminimale Gemeinde (R-B1)

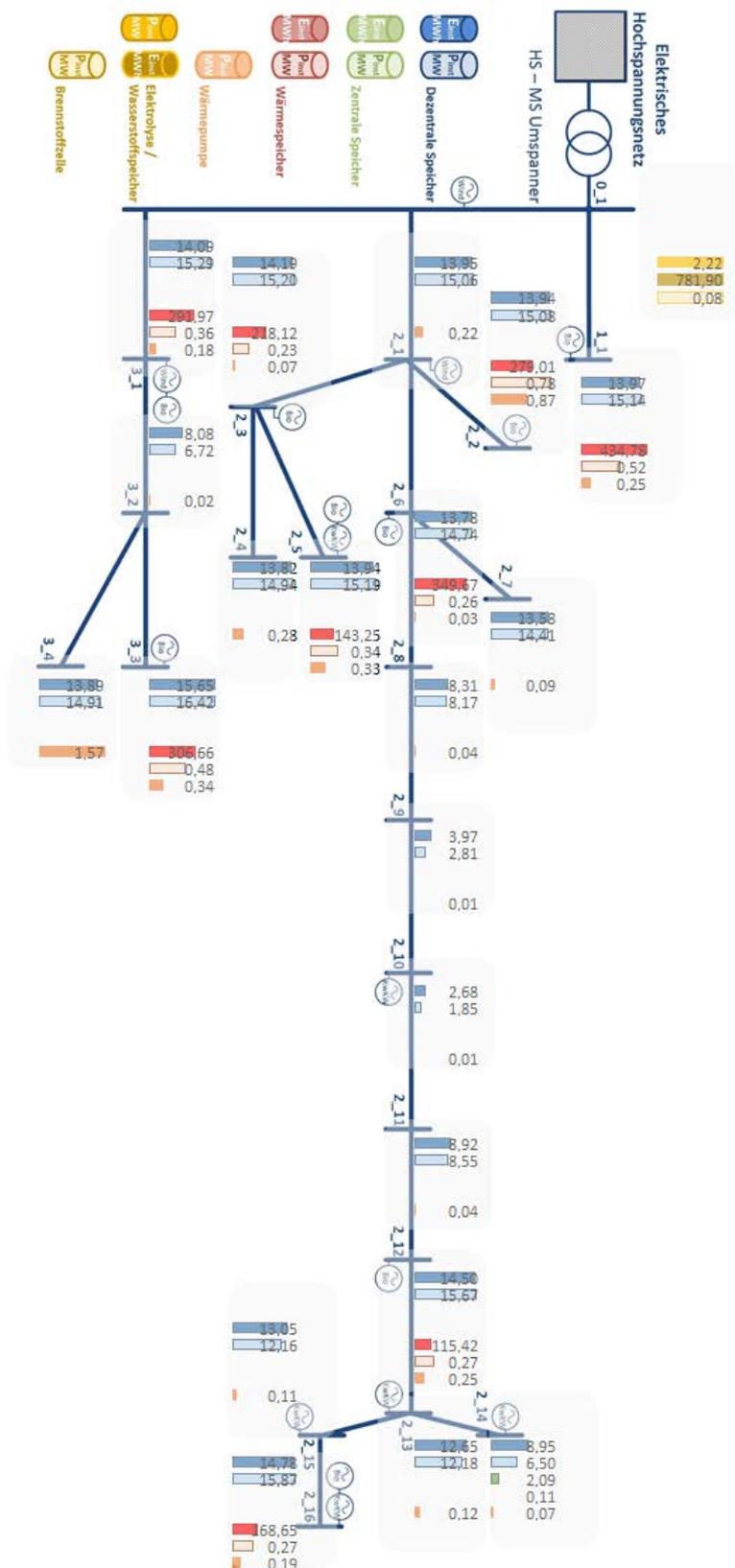


Abbildung 66: Speicherverortung in der ruralen Modellregion für das Szenario R-B1

## Elektrisches Netz und Thermisches Netz

Die bezugsminimale Gemeinde hatte besonders Interesse die eigene Energieerzeugung in der Modellregion zu verwerten. Besonders durch die Tatsache getrieben, dass der Bezugspreis für Strom und Gas gegenüber R-G1 um den Faktor 100 höher gewählt wurde. Der große Unterschied zur urbanen Region bestand darin, dass die rurale Region 99% des elektrischen ist-Verbrauchs durch eigene erneuerbare Energieerzeugung decken konnte. Aufgrund des hohen Bezugspreises war die Optimierung angehalten keine Energie aus der Region zu exportieren, um dadurch die bezogenen Energiemengen reduzieren zu können. Dies hatte einige grundlegende Auswirkungen auf die Systemzusammensetzung. Es wurden alle möglichen Optionen ausgeschöpft, diese bedeutet, dass sowohl zentrale als auch dezentrale Speicher eingesetzt wurden. Der Wasserstoffpfad mit Einspeicherung und Rückverstromung in einer Brennstoffzelle wurde ebenso verwendet. Zusätzlich wurden Wärmepumpen und thermische Speicher im System platziert.

Der zentrale Speicher wurde nur an einem Knoten 2\_14 eingesetzt, und dies mit einer Leistung von 0,111 MW und einem Energieinhalt von 2,09 MWh. Daraus resultierte ein E/P-Verhältnis von 18 h, was bedeutete, dass der Speicher mindestens 18 h für einen vollständigen Lade- oder Entladevorgang benötigt wurde. Der Speicher wurde nur im Sommer eingesetzt, der Verlauf ist in Abbildung 67 ersichtlich.

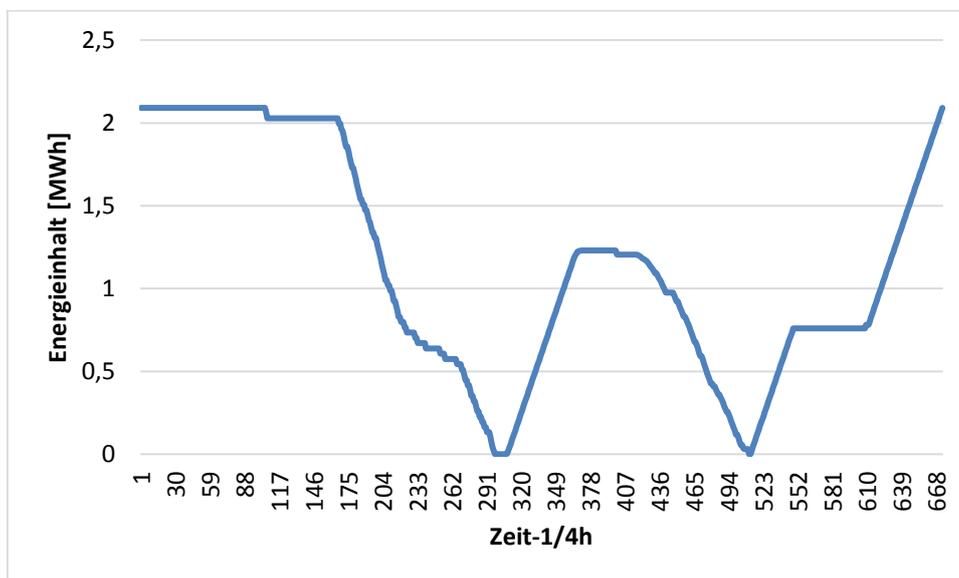


Abbildung 67: Sommerprofil der Redox-Flow-Batterie für den Fall R-B1

Die dezentralen Speichertechnologien kamen an jedem Knoten mit Ausnahme des Slack-Knotens zum Einsatz, siehe Abbildung 66. Dadurch konnte sichergestellt werden, dass die gesamte durch die PV-Anlagen erzeugte Energiemenge zwischengespeichert werden konnte und nicht exportiert werden musste. Am Slack-Knoten wurde keine PV-Anlage installiert. Es wurden dezentrale Speicher mit einer Leistung von 256,85 MW und einem Energieinhalt von 250,70 MWh installiert. Dies resultiert in einem E/P von 0,98, was darauf schließen lässt, dass die Speicherleistung in den Vordergrund rückte, um

jeden möglichen PV-Überschuss einspeichern zu können. Die Blei-Säure Batterien stellten somit nicht mehr die dominierende Technologie bei den dezentralen Speichern dar. Energetisch repräsentierten sie noch 74%, Leistungsmäßig nahmen sie nur noch einen Anteil von 36% ein. Ein weiterer Grund in der verstärkten Nutzung der Lithium-Ionen Batterie war der bessere Wirkungsgrad dieser Batterie gegenüber der Blei-Säure Batterie, was große Auswirkungen auf die hohen Kosten der Verlustenergie hatte. Wie aus Abbildung 68 ersichtlich ist, wurden die Speicher im Winter nicht verwendet und dienten nur im Sommer und den Übergangszeiten zum Lastausgleich.

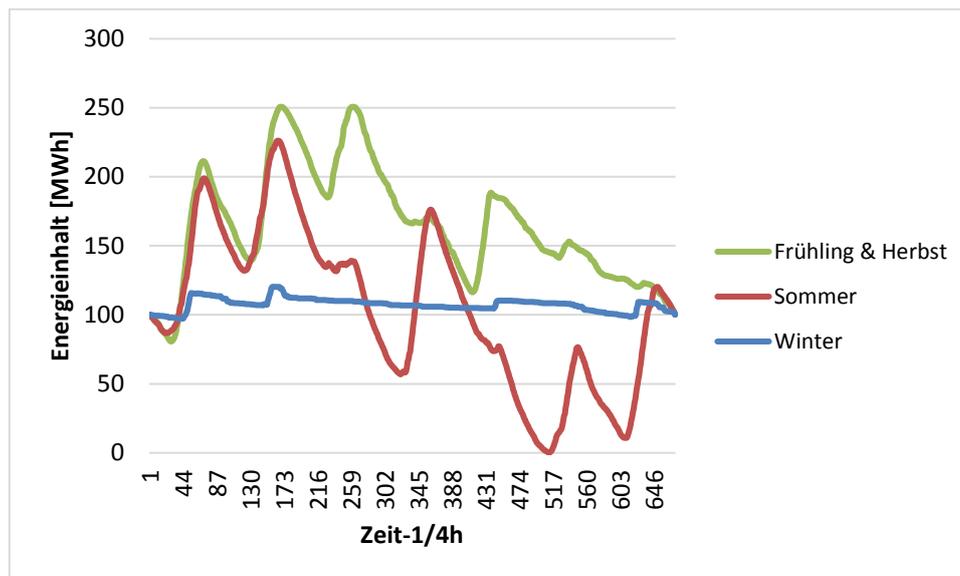


Abbildung 68: Kumulierte Profile über alle dezentralen Speicher für das Szenario R-B1

Wärmepumpen kamen an allen Knoten abgesehen vom Slack-Knoten zum Einsatz, weil es wie im Fall U-B1 bei den hier angesetzten Preisen die günstigste Form der Wärmebereitstellung darstellte. Die Elektrische Anschlussleistung der Wärmepumpen betrug 5 MW mit der eine thermische Energiemenge im Ausmaß von 64.360 MWh erzeugt wurde. Thermische Speicher wurden so wie in den Fällen zuvor nur an den neun Knoten an denen Biomasse- oder Biogaskraftwerke mit Wärmeauskopplung vorhanden waren platziert, siehe Abbildung 66. Dadurch wurde sichergestellt, dass das gesamte Abwärmepotential vor Ort genutzt wurde und nicht später die Wärme durch Import von Gas oder Strom bereitgestellt werden musste. Der thermische Speicher hatte folgende Eigenschaften 3,51 MW/2307 MWh. Insgesamt wurden im gesamten Simulationszeitraum 2.609 MWh ein- und ausgespeichert, das bedeutet, dass der Speicherinhalt im gesamten Jahr nur etwa einmal umgewälzt wurde.

Die Wasserstoffherzeugung und-einspeicherung fand nur im Sommer statt. In den drei anderen Jahreszeiten wurde in Brennstoffzellen der Wasserstoff rückverstromt. Die Power-to-Hydrogen Anlage (P2H, Elektrolyseur) hatte eine Leistung von 2,22 MW. Die Wasserstoffspeichereigenschaften betragen 1,38 MW/781,90 MWh und die Brennstoffzelle wies eine Leistung von 0,082 MW auf.

Die Optimierungsergebnisse des Szenarios R-B1 in Tabelle 64 zeigen, dass der elektrische Energiebezug, obwohl es sich um den bezugsminimalen Fall handeln sollte, um 19% gegenüber R-G1

gestiegen ist. Dies ist wie auch im Fall U-B1 damit begründet, dass ein sehr hohes Potential an Wärmepumpen installiert wurde, die den Stromverbrauch erhöhten. Es wurden aber 100% der in der Region erzeugten Energie auch vor Ort verbraucht, daraus resultiert ein Eigenverbrauch von 100%. Damit ist ein elektrischer, energetischer Autonomiegrad von 92,21% möglich. In der eingangs erwähnten Potentialerhebung in Tabelle 58, wurde ein Autonomiegrad von 99% ermittelt, die Abweichung resultierten in den Verlusten im System und der gewählten Laststeigerung von 0,5%.

Tabelle 64: Optimierungsergebnisse für das elektrische Netz (Szenario R-B1)

E_Imp_Slack [MWh]	E_Exp_Slack [MWh]	Eigen- verbrauch	Autonomie- grad	P_Wp [MWel]	Verluste el. Netz [MWh]
26.166	0,00	100%	92,21%	5,08	-
P_dezS [MW]	E_dezS [MWh]	E/P dezS [h]	Zyklen dezS [1/a]	Verluste dezS [MWh]	P_Wp [MWel]
256,85	250,70	0,98	75	2.435	5,08
P_zenS [MW]	E_zenS [MWh]	E/P dezS [h]	Zyklen zenS [1/a]	Verluste zenS [MWh]	
0,111	2,09	18,81	36	24,95	

Im Gegensatz zur urbanen Region, wo im Fall U-B1 der Wärmeüberschuss aus der Müllverbrennung im Sommer und der Übergangszeit eingespeichert wurde, wurde hier der Überschuss aus dem Biogas- und Biomassekraftwerken eingespeichert. Durch den hohen Einsatz an Wärmepumpen in Kombination mit den thermischen Speichern, konnte ein thermischer Autonomiegrad von 99,87% erreicht werden. Die gesamtenergetische Autonomie (Strom und Wärme) beträgt 96%.

Tabelle 65: Optimierungsergebnisse für das thermische Netz [Szenario U-B1]

E_Gas_Imp [MWh]	E_Fernwärme [MWh]	E_Wp [MWther]	P_max_Wp [MWther]
99	0	72.834	19,02
P_heatS [MW]	E_heatS [MWh]	Verluste heatS[MWh]	Zyklen heatS[1/a]
3,51	2 307	542,47	1,13

## Vergleich der Basisszenarien

In den beiden Tabellen (Tabelle 66 und Tabelle 67) sind die Ergebnisse der vier betrachteten Basisfälle für die rurale Region nochmals zusammengefasst.

Tabelle 66: Zusammenfassung der Optimierungsergebnisse der Basisszenarien für das elektrische Netz; \* für diesen Stakeholder nicht explizit relevant

Szenario	Eigenverbrauch	Autonomie grad	P_zenS [MW]	E_zenS [MWh]	P_dezS [MW]	E_dezS [MWh]	Zyklen zenS [1/a]	Verluste zenS [MWh]	Zyklen dezS [1/a]	Verluste dezS [MWh]	Verluste el. Netz [MWh]
R-T1	72%	67%	0	0	15,40	29,81	0	0	114	614,65	1.895
R-H1	75%	69%	0	0	15,40	30,8	0	0	171	953	*
R-G1	78%	72%	0	0	15,40	29,81	0	0	240	1.286	*
R-B1	100%	92%	0,11	2,09	256,85	250,70	36	24,95	75	2.435	*

Tabelle 67: Zusammenfassung der Optimierungsergebnisse der Basisszenarien für das thermische Netz

Szenario	E_Gas_Imp [MWh]	P_Wp [MWel]	E_Wp [MWther]	P_heatS [MW]	E_heatS [MWh]	Verluste heatS[MWh]	Zyklen heatS[1/a]
R-T1	67.615	0	0	1,56	208	321,24	7,43
R-H1	67.615	0	0	1,56	208	321,24	7,43
R-G1	67.615	0	0	1,56	208	321,24	7,43
R-B1	99	5,07	64.360	3,51	2308	542,47	1,13

## Abregelung

Im Gegensatz zu den Grundszenarien (R-T1, R-H1, R-G1 und R-B1) wurde bei diesen Szenarien die Abregelung, als zusätzliche Entscheidungsvariable in der Optimierung inkludiert. In der ruralen Modellregion war das PV-Potential das dominierende erneuerbare Potential der Modellregion. Aus diesem Grund wurde der Abregelung hier ein eigenes Unterkapitel gewidmet. Im urbanen Bereich hatte die Abregelung keinen Einfluss auf die Speicherauslegung gehabt, weil das PV-Potential in dieser Modellregion gering war. In der Tabelle 68 sind die eingesetzten Speicherkosten und Laststeigerungen für die unterschiedlichen Optimierungsvarianten der technischen Sicht mit der inkludierten Maßnahme Abregelung vorgestellt. Die Tabelle gibt auch den prozentuellen Anteil der abgeregelten PV-Energie in Bezug auf die PV-Erzeugung der Modellregion dar. Wie aus Tabelle 68 ersichtlich ist, hing das Ausmaß der Abregelung stark von den angesetzten Speicherkosten ab (T7 und T9), die Laststeigerung hatte einen geringeren Einfluss auf die Optimierungsergebnisse (T7, T10 und T11). Nur Im Falle einer hohen Lastzunahme wurde weniger abgeregelt, was nachvollziehbar war. Der Zusammenhang von Abregelung und Speicherkosten spiegelte sich auch in den Haushalts- und Gemeindeszenarien wieder. Nur der bezugsminimale Fall regelte nie ab. Dies hätte zur Folge gehabt, dass „billige“ in der Region erzeugte Energie verworfen worden wäre und zu einem anderen Zeitpunkt aus dem übergeordneten Netz teuer zugekauft hätte werden müssen. Die Zusammenhänge sind in Tabelle 68 dargestellt.

Tabelle 68: Auswirkungen der Abregelung für die technischen Szenarien

Szenario	R-T7	R-T8	R-T9	R-T10	R-T11	R-T12
Laststeigerung	min	min	min	zero	med	max
Speicherpreis	med	min	max	med	med	med
PV-Abregelung / PV-Erzeugung	7%	6%	9%	7%	7%	6%

Die Abregelung im Fall R-T9 hatte zur Folge, dass überhaupt keine Speicher mehr installiert wurden. Im Vergleich zu diesem Szenario wurden in R-T1 dezentrale Speicher mit 15,4 MW/29,8 MWh eingesetzt. Im technischen Betrachtungsfall wurden keine Kosten für den Strombezug berücksichtigt (jedoch für Netzverluste). Demzufolge fiel die Optimierungsentscheidung im Szenario R-T9, getrieben durch die Zielsetzung der geringeren Gesamtsystemkosten keine Speicher zu installieren da diese in diesem Szenario mit sehr hohen Installationskosten als im R-T1 behaftete waren. Diese Erscheinung war ein Sonderfall und trat nur im Szenario R-T9 vor. In allen anderen technischen Szenarien wurden Speicher verwendet, jedoch mit etwa 1/5 - 1/10 der Leistung und ca. 1/15 der Energie.

Ein ähnliches Bild zeigte sich für die Haushalts und Gemeinde-Szenarien, weder bei R-H7 oder R-G7 kamen Speicher zum Einsatz. Beim Stakeholder Haushalt zeigte sich für die anderen Fälle mit Abregelung ein ähnliches Leistungs- und energetisches Bild wie für die technischen Betrachtungen. Bei den übrigen Gemeinde-Szenarien, kam es ebenso zu einer starken Reduzierung der eingesetzten Speicher, diese fiel mit einer Leistungsreduktion von 1/50 - 1/7 und einer energetischen Reduktion von 1/50 - 1/30 deutlicher aus.

Zusammengefasst ergeben alle Abregelungsfälle wo dezentrale Speicher installiert wurden, eine erhöhte Zyklenzahl der Speicher im Vergleich zu den Basisszenarien. Diese war um einige Prozentpunkte höher aber betrug auch in einzelnen Fällen das Doppelte, verglichen mit den Basisszenarien. In Abbildung 69 verglichen mit Abbildung 60, sieht man, dass der Speicher in der ersichtlichen Sommerwoche viel häufiger vollständig ge- und entladen wurde. Besonders die doppelt erhöhte Zyklenzahl reduziert die Lebensdauer der installierten Speicher, was sich in einer Erhöhung der jährlichen Speicherkosten (Annuitäten) widerspiegelt. Die höheren jährlichen Speicherkosten resultieren in einer Reduktion der installierten Speichergröße und der Verstärkung der Maßnahme Abregelung.

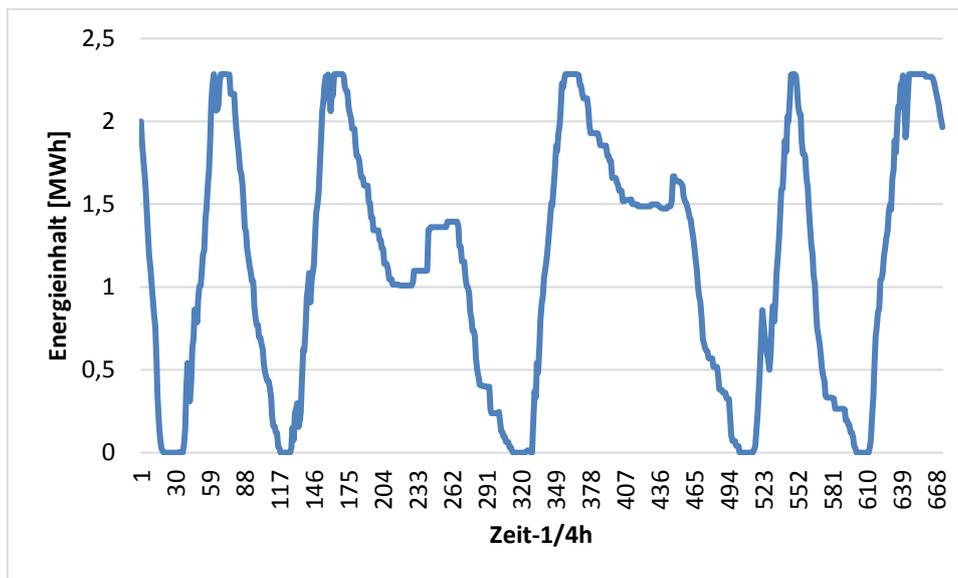


Abbildung 69: Kumuliertes Sommerprofil über alle dezentralen Speicher für das Szenario R-T10

Im Zusammenhang mit Abregelung stellte sich auch im Projekt Symbiose die Frage, wie groß die energetische Auswirkungen der Abregelung sind und wieviel Energie deshalb nicht aus erneuerbaren Quellen zur Verfügung stehen konnte, oder nicht zur Amortisation der PV-Anlagen beitrug. Dies ist in Tabelle 69 dargestellt. Die Tabelle 69 ergänzt die Tabelle 68 und veranschaulicht zusätzlich die abgeregelte PV-Energie der Niederspannungsebene sowie den prozentuellen Anteil der gesamten abgeregelten Energie in Bezug auf die gesamte reg. erzeugte Energie der Modellregion dar. Zudem sind die installierten Speichergrößen sowie der elektrische und energetische Autonomiegrad gegeben. Die Ergebnisse der einzelnen Optimierungsszenarien zeigten, dass maximal 9% in der Niederspannungsebene energetisch abgeregelt wurden und sich dadurch in manchen Fällen die die gesamte notwendige Speichergröße einsparen ließ. Wird die gesamte abgelegte Energie sowohl in der Mittelspannung als auch Niederspannungsebenen berücksichtigt, dann zeigt sich, eine Reduktion der Energieproduktion um höchstens 6%.

Tabelle 69: Gegenüberstellung der Auswirkung aufgrund der Abregelung; <sup>1</sup> R-H7 und R-G7 weisen aufgrund der nicht installierten Speicher die gleichen Werte auf; <sup>2</sup> ist die Autonomie für Gas und Strom (gesamten energetischen Importe und Exporte)

Szenario	R-T1	R-T7	R-T8	R-T9 <sup>1</sup>	R-10	R-T11	R-T12
PV-Abr./PV-Erz.	0%	7%	6%	9%	7%	7%	6%
PV-Abr. [MWh]	0	2.769	2.111	3.309	2.800	2.577	2.471
Abr. MS & NS/ Erz. MS & NS	0%	5%	4%	6%	5%	5%	5%
el. Autonomie	66,8%	62,3%	63,2%	61,6%	64,8%	59,6%	58,0%
energ. Autonomie <sup>2</sup>	39,6%	37,3%	37,8%	37,0%	37,7%	36,8%	36,5%
P_dezS_inst [MW]	15,40	1,00	2,85	0	1,14	0,88	0,88
E_dezS_inst [MWh]	29,81	2,01	5,71	0	2,29	1,76	1,76

## Szenarien mit unterschiedlichen Speicherkosten

Im vorherigen Kapitel wurde schon kurz erwähnt, dass die unterschiedlichen Speicherkosten sich stark auf das Ausmaß der Abregelung und den Speichereinsatz auswirkten. In diesem Kapitel soll betrachtet werden, ob der Speichereinsatz von unterschiedlichen Speicherkosten abhängt, wenn alle Eingangsdaten und integrierten Nebenbedingungen verglichen zu R-T1 gleich gelassen wurden. Dafür werden die drei in Tabelle 70 ersichtlichen Fälle einander gegenübergestellt. Die Speicher wurden im Basisfall mit mittleren Kosten behaftet, diese wurden dann auf ein Minimum (R-T2) reduziert und im letzten betrachteten Fall (R-T3) wurde der maximale Speicherpreis angesetzt. Dieser Gegenüberstellung folgt ein Vergleich für den bezugsminimalen Fall (Tabelle 71). Es kann zusammengefasst werden, dass unterschiedliche Speicherkosten in der urbanen Modellregion keinen großen Einfluss auf die Aufteilung der installierten Speicher (Blei-Säure Batterie und Lithium-Ionen) hatten. Dieses Ergebnis konnte für die Stakeholder Netzbetreiber (technische Sicht), Haushalt und Gemeinde festgehalten werden. Die Änderungen bewegten sich für die Stakeholder Haushalt und Gemeinde im Bereich von Zehntel Prozentpunkten.

Tabelle 70: Optimierungsergebnisse des technischen Szenarios in Abhängigkeit der unterschiedlichen Speicherkosten

Szenario	P_zenS [MW]	E_zenS [MWh]	P_dezS [MW]	E_dezS [MWh]	Zyklen zenS [1/a]	Verluste zenS [MWh]	Zyklen dezS [1/a]	Verluste dezS [MWh]	Verluste el. Netz [MWh]
R-T1	0	0	15,40	29,81	0	0	114	614,65	1.895
R-T2	0	0	15,40	29,81	0	0	109	584,21	1.891
R-T3	0	0	15,19	29,39	0	0	108	569,8	1.891

Wie auch im Basisszenario, war in allen drei Szenarien bei den dezentralen Speichern die Blei-Säure Batterie mit über 95% sowohl Leistungsmäßig als auch energetisch die dominierende Speichertechnologie. Im Szenario R-T3 kamen auch verschiedene Speichertechnologien an einem Knoten zum Einsatz, um auch den energetischen Verschiebeanforderungen gerecht zu werden. Dabei gab es Ergänzungen zwischen Blei-Säure und Lithium-Ionen. Das thermische System blieb von den Speicherpreisen vollständig unbeeinflusst.

Wie auch in der urbanen Modellregion, hatten für die bezugsminimale Gemeinde die Speicherpreise die größte Auswirkung auf die Zusammensetzung des Speichermixes. Tabelle 71 zeigt, dass sich für niedrige und mittlere Speicherkosten fast keine Unterschiede ergaben. Es war aufgrund der hohen Bezugspreise für Strom und Gas in diesem Fall wichtig, überschüssige Leistung abzufangen und verlustarm zu Speichern. Demzufolge wurden dezentrale Speicher mit einem E/P-Verhältnis von etwa 1 eingesetzt. Wie schon auf Seite 150 (R-B1) erläutert, hatten Blei-Säure Batterien hier keine Dominanz mehr. Auch bei den zentralen Speichern und der Wasserstoffkette ergaben sich für diese zwei Fälle kaum Unterschiede. Es ergaben sich jedoch interessante Ergebnissen bei hoch angesetzten Speicherpreisen (R-B3). In diesem Fall wurde bei den dezentralen Speichern wieder vermehrt auf Blei-Säure Batterien zurückgegriffen. Zwei Maßnahmen wurden zum Ausgleich der reduzierten dezentralen

Speichergröße herangezogen. Einerseits wurden die Speicher mit einer höheren Zyklenzahl betrieben, diese erhöht sich um 64% gegenüber R-T1. Auch in diesem Fall muss erwähnt werden, dass die erhöhte Zyklenzahl die Lebensdauer der installierten Speicher reduziert, was sich in einer Erhöhung der Annuitäten der Speicherkosten widerspiegelt. Andererseits wurden zusätzlich zu den dezentralen Speichern viel größere zentrale Speicher eingesetzt. Der Pfad über die Wasserstoffeinspeicherung wurde stark reduziert, die produzierte Wasserstoffmenge betrug bei hohen Speicherpreisen nur mehr 22% des ursprünglichen Wertes.

*Tabelle 71: Optimierungsergebnisse der autonomen Gemeinde in Abhängigkeit der unterschiedlichen Speicherkosten*

Szenario	P_dezS [MW]	E_dezS [MWh]	E/P dezS [h]	P_zenS [MW]	E_zenS [MWh]	E/P dezS [h]	P_PH2 [MW]	E_HS_inst [MWh]
R-B1	256,85	250,70	0,98	0,111	2,09	18,81	2,22	781,90
R-B2	258,62	224,95	0,87	0,111	2,10	18,81	2,04	809,63
R-B3	72,35	138,58	1,91	5,65	122,64	21,68	1,04	169,14

### **Szenarien mit unterschiedlichen Laststeigerungsraten**

Zusätzlich zu den dargelegten Szenarien wurden auch Optimierungsdurchläufe mit einer Variation der angenommenen Laststeigerung gerechnet. Es wurden Laststeigerungsraten in 0,5%/a-Schritten bis 1,5%/a hinterlegt. Die unterschiedlichen Laststeigerungsraten hatten für die drei Stakeholder Netzbetreiber, Haushalt und Gemeinde keinen Einfluss auf den installierten Speichermix gehabt. Auch das E/P-Verhältnis von ca. 1,9 beim Einsatz der dezentralen Speicher ist relativ unverändert geblieben und zeigte die starke Dominanz der Blei-Säure Batterien. Im Fall der maximalen Laststeigerung kam es verglichen zum Basisfall (R-T1) um eine Verbrauchszunahme um ca. 12%. Die Speichergröße wurde diesbezüglich um etwa 8% bei der installierten Leistung als auch Energie reduziert. Diese Reduktion war die Folge einer höheren Eigenverbrauchszunahme. Bei einer Verbrauchsteigerung konnte mehr überschüssige Energie auch ohne Speicher direkt verwendet werden. Am Speichereinsatz hatte sich nichts geändert, sie wurden unabhängig von der Laststeigerung immer im Sommer und der Übergangszeit eingesetzt und im Winter kaum verwendet.

*Tabelle 72: Optimierungsergebnisse des technischen Szenarios in Abhängigkeit der unterschiedlichen Laststeigerungsraten*

Szenario	P_Last_max [MW]	P_zenS [MW]	E_zenS [MWh]	P_dezS [MW]	E_dezS [MWh]	Zyklen zenS [1/a]	Verluste zenS [MWh]	Zyklen dezS [1/a]	Verluste dezS [MWh]	Verluste el. Netz [MWh]
R-T1	12,97	0	0	15,40	29,81	0	0	114	614,65	1.894
R-T4	12,12	0	0	15,71	30,63	0	0	114	632	1.811
R-T5	13,82	0	0	15,46	29,51	0	0	126	673,6	1.984
R-T6	14,55	0	0	14,12	27,58	0	0	101	503	2.083

### **Regionale Verbesserungspotenziale (Minderung CO<sub>2</sub>-Ausstoß, Importabhängigkeit, etc.)**

Wie auch für die urbane Modelregion dargelegt, werden in diesem Abschnitt die regionalen Verbesserungspotenziale für die ländliche Modellregion für die vier Basisszenarien vorgestellt. Die berechneten Emissionsfaktoren sind aus dem Kapitel 2.7.8 zu entnehmen.

Es wurde auch für die rurale Modellregion zusätzlich zu den vorgestellten Szenarien ein ist-Szenario(I) gerechnet. Das ist-Szenario umschloss ein dezentrales Erzeugungsdargebot, welches energetisch gesehen 25% des regenerativen Erzeugungsdargebots der Basisszenarien betrug. Diese Reduktion der installierten Potentiale wurde durchgeführt um eine gegenwärtige Situation der reg. Erzeugung in den Modellregionen abzubilden. Das ist-Szenario wies ein Ausstoß von 19.213 tCO<sub>2</sub> in der ruralen Modellregion auf. Eine Reduktion von 32% im Vergleich zum ist-Szenario konnte bei allen drei Stakeholdern ermittelt werden. Für den bezugsminimalen Fall ergab sich mit einer Einsparung von über 82% in der urbanen Modellregion eine sehr hohe Reduktion der CO<sub>2</sub>-Emissionen im Vergleich zum ist-Szenario. Die ermittelten Einsparungen sind Folgen des hohen Ausbaues an erneuerbaren Energieträgern welche in Verbindung mit den installierten Speichern besonders ideal genutzt wurden. Zudem wurde in der bezugsminimalen Gemeinde eine Energieträgerübergreifende Versorgung integriert, die zusätzlich zu einer großen Reduktion der CO<sub>2</sub>-Emissionen beitrug.

Die Tabelle 73 zeigt die energetische Reduzierung für die rurale Modellregion – gegenüber dem ist-Szenario.

*Tabelle 73: Reduktion des Energiebezuges aus dem übergeordneten Netz gegenüber dem Szenario I, ohne Berücksichtigung der el. Exporte für rurale Modellregion*

Szenario	R-T1	R-H1	R-G1	R-B1
el. Imp.	54%	56%	60%	52%
Gas Imp.	0%	0%	0%	100%

Die Optimierungsergebnisse der ruralen Modellregion zeigten, dass aufgrund des hohen Ausbaus an erneuerbaren Energieträgern und Installation von dezentralen Speichern ca. 52%-60% an elektrischer

Bezugsenergie eingespart werden konnte. Im Szenario bezugsminimale Gemeinde wurde der Gasimport komplett durch den Einsatz von Wärmepumpen ersetzt. Der Strombezug sank nur um 2% im Vergleich zum Szenario R-T1, da der Eigenverbrauch in der Modellregion von 72% (R-T1) auf 100% (R-B1) gestiegen wurde.

### ***Szenarien mit Q(U)-Regelung***

Eine weitere kostengünstige Alternative zu Netzverstärkungen aufgrund der Zunahme dezentraler Erzeugungsanlagen ist die Nutzung der Möglichkeiten moderner Wechselrichter. In der Vergangenheit wurden Wechselrichter so konstruiert, dass sie möglichst reine Wirkleistung in das Netz einspeisen. Neue Wechselrichter können aber auch so parametrierbar werden, dass sie zusätzlich Blindleistung erzeugen. Durch die Aktivierung der Q(U)-Regelung (Q= Formelzeichen für die Blindleistung, U=Formelzeichen für die (Netz)Spannung) wird erreicht, dass der Wechselrichter abhängig von der Höhe der Netzspannung induktive oder kapazitive Blindleistung einspeist und so einer lokalen Spannungsanhebung oder Spannungsabsenkung entgegenwirkt. Damit erhöht sich die Aufnahmefähigkeit der Netze für zusätzliche Erzeugungsanlagen und es wird erreicht, dass Netzverstärkungen nicht oder erst später notwendig werden. Die Wirkleistungseinspeisung wird durch die Q(U)-Regelung nicht beeinflusst.

Nachteil der Nutzung der Möglichkeiten moderner Wechselrichter ist die komplexere Parametrierung dieser Geräte. Bis sich wieder Standards etablieren, die z.B. über Ländereinstellungen pauschal aktiviert werden, ist es notwendig, dass der Netzbetreiber exakte Vorgaben betreffend der Wechselrichterparametrierung in Übereinstimmung mit der aktuellen Vorschriftenlage liefert.

### ***Q(U)-Regelung in der Optimierung***

Der Einsatz der Q(U)-Regelung bei dezentralen Erzeugungsanlagen wird nur in der ruralen Modellregion untersucht, da es hier vermehrt zu Spannungsbandverletzungen kommt. Sie bedingt eine Anpassung der Grenzen der Nebenbedingungen für die Spannungsbandhaltung im Optimierungsmodell. Dabei werden die Kontenleistungen sowohl für die Niederspannung, als auch der Mittelspannung angehoben und ermöglichen so eine größere Rückspeiseleistung in Zeiten erhöhter dezentraler Erzeugung. Dabei beziehen Wechselrichter in einer Rückspeisesituation Blindleistung. Durch die Veränderung der Grenzen ist ein geringer Speichereinsatz in der ruralen Modellregion zu erwarten.

## Ausgangssituation

Die Spannungsbänder der Mittelspannungsknoten der ruralen Modellregion werden ohne zusätzliche Maßnahmen bei erhöhter regenerativen Erzeugung durch eine AC-Lastflussrechnung in SINCAL ermittelt. Die höchsten Knotenspannungen treten typischerweise in der Sommerwoche aus, die somit als Ausgangspunkt für die nachfolgenden Betrachtungen dient. Als Lastszenario wird wie in der Optimierung von einer geringfügigen Laststeigerung ausgegangen.

Als maximal zulässiges Spannungsband für die Mittelspannung wurde ausgehend von 104% Nennspannung mit +2%/-6% veranschlagt. In Abbildung 70 ist der Boxplot der Knotenspannung für die repräsentative Sommerwoche dargestellt. In den vom Slack weiter entfernten Knoten entstehen durch die Einspeisung der dezentralen Erzeugungsanlagen in das übergeordnete Netz Spannungsanhebungen, die die Spannungsbandgrenzen verletzen. Dabei können Maximalwerte von über 110% auftreten.

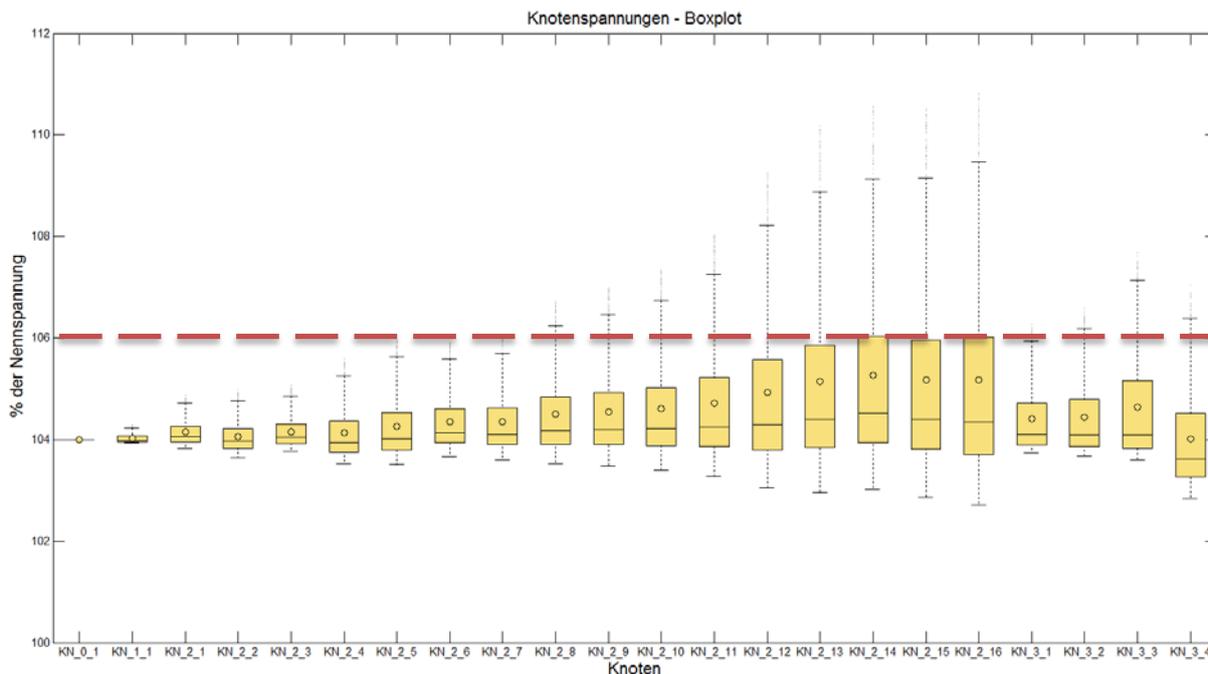


Abbildung 70. Boxplot der Knotenspannungen in der ruralen Modellregion in einer Sommerwoche; Box: 25%, 50%, 75% Quantil; Querbalken: ca. 99% der Fälle

## Q(U) - Regelstrategie

Für die rurale Modellregion wird die Q(U)-Regelung des Netzgebiets Vorarlberg herangezogen. Tabelle 74 zeigt eine Auflistung dieser Blindleistungsregelstrategie.

Tabelle 74: Q(U)-Regelstrategien

$\sum S_{E_{max}}$ [kVA]*	Blindleistungsregelstrategie
$S_{E_{max}} \leq 3,68\text{kVA}$	$\cos\phi: 1$
$S_{E_{max}} > 3,68\text{kVA bis } \leq 13,8\text{kVA}$	$\cos\phi: 0,95 \text{ ind. - } 0,95 \text{ kap.}$
$S_{E_{max}} > 13,8\text{kVA bis } \leq 300\text{kVA}$	$\cos\phi: 0,90 \text{ ind. - } 0,90 \text{ kap.}$
$S_{E_{max}} > 300\text{kVA}$	variable Vorgabe der Blindleistung (Q bzw. $\cos\phi$ ) durch den Netzbetreiber

\*Die Spalte  $\sum S_{E_{max}}$  [kVA] bezieht sich bei Erzeugungsanlagen mit Wechselrichtern (z.B. PV-Anlagen) auf die Summe der maximalen Wechselrichter-Scheinleistungen je Anlage (Zähler).

Zusätzlich wird die Q(U)-Kennlinie für dezentrale Erzeugungsanlagen in der Niederspannung für die Spannungsbereiche 99/102/105/108% für alle Anlagen größer 3,68 kVA vorgegeben. Die Kennlinie wird in Abbildung 71 dargestellt. Sie zeigt die Blindleistungseinspeisung der Erzeuger in Abhängigkeit der Spannung. Bei Spannungen unter 99% wird die maximale Blindleistung (angegeben über  $\cos\phi$ ) erzeugt, bei Spannungen über 108% die Maximale bezogen.

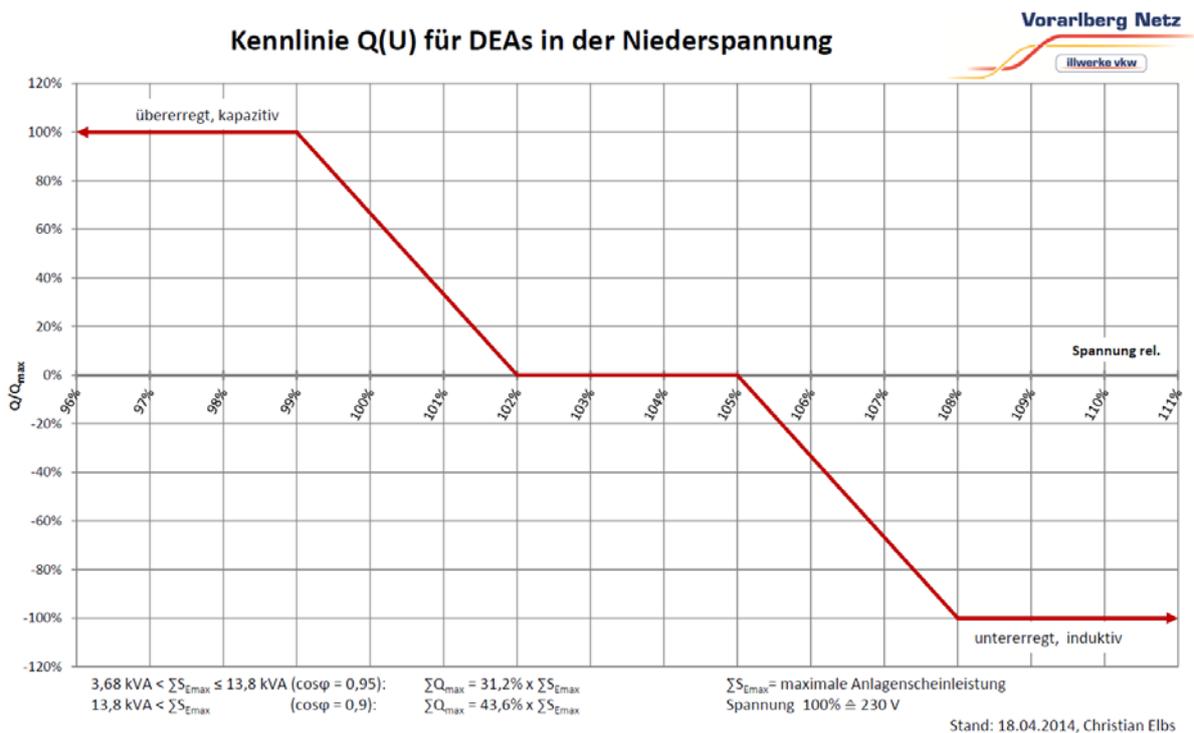


Abbildung 71: Q(U)-Kennlinie für das Netzgebiet Vorarlberg

## Q(U)-Regelung bei $\cos\phi = 0,95$

Gebäudeintegrierte Erzeugungsanlagen sind nach Kapitel 2.117 bei Wohnhäuser mit einer Maximalleistung von 11 kW in den Modellregionen modelliert. Nach

Tabelle 74 beträgt für diese Anlagen der  $\cos\phi$  0,95 (kap./ind.). Daher wurde eben dieser Wert als Ausgangspunkt für die Betrachtung der Regelung gewählt. In der Gegenüberstellung in Abbildung 72 und Abbildung 73 sind die Veränderung der Knotenspannungen und Leitungsauslastungen dargestellt. Durch die aktivierte Regelung sinken an allen Knoten die Spannungen bei Rückspeisesituationen ins übergeordnete Netz. Insbesondere verringern sich die Maximalwerte, die Mittelwerte und die 75%-Quantils, da die Regelung bereits bei 105% einsetzt. Am Ende eines Stranges ist der Effekt größer, am Anfang geringer. Die Knotenspannungen sinken zu keinem Zeitpunkt unter 102% der Nennspannung, sodass in diesem Bereich die Regelung nicht zum Einsatz kommt. Folglich verändern sich dadurch auch die Minimalwerter der einzelnen Knotenspannungen nicht.

Abbildung 72 zeigt auch, dass die Q(U)-Regelung in der ländlichen Region bei maximalem regenerativem Erzeugungsausbau alleine nicht zur Spannungsbandeinhaltung ausreicht. Zusätzliche Maßnahmen wie z.B. Netzverstärkungen oder Speicher und Umwandlungstechnologien wären unter Berücksichtigung der momentan gültigen Netzgrenzen notwendig, jedoch in geringerem Ausmaß also ohne Blindleistungsregelung.

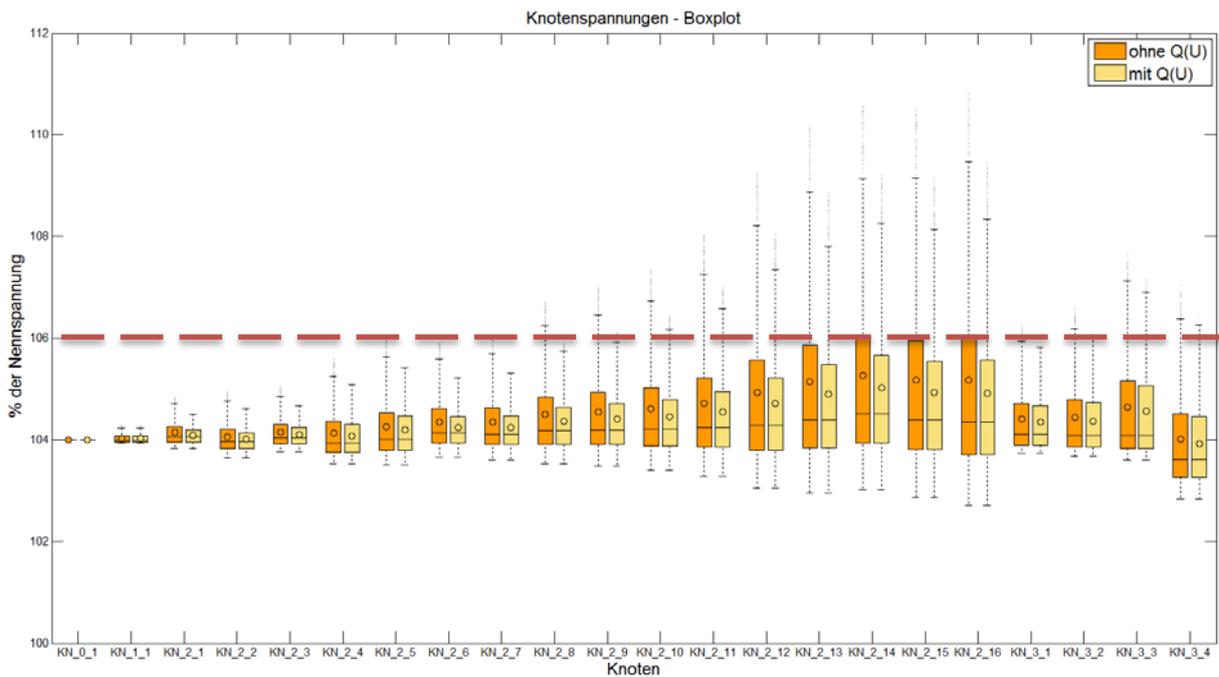


Abbildung 72: Gegenüberstellung der Knotenspannungen mit/ohne Q(U)-Regelung

Die Leitungsauslastungen verändern sich im Gegensatz zu den Knotenspannungen nur geringfügig. Erwähnenswert ist der leichte Anstieg der maximalen Leitungsauslasten. Diese werden durch den

steigenden Blindleistungsanteil der Leitungsbelastung durch die Regelung verursacht. Es ist jedoch davon auszugehen, dass dadurch keine nennenswerten zusätzlichen Speicherkapazitäten in der ruralen Region installiert werden.

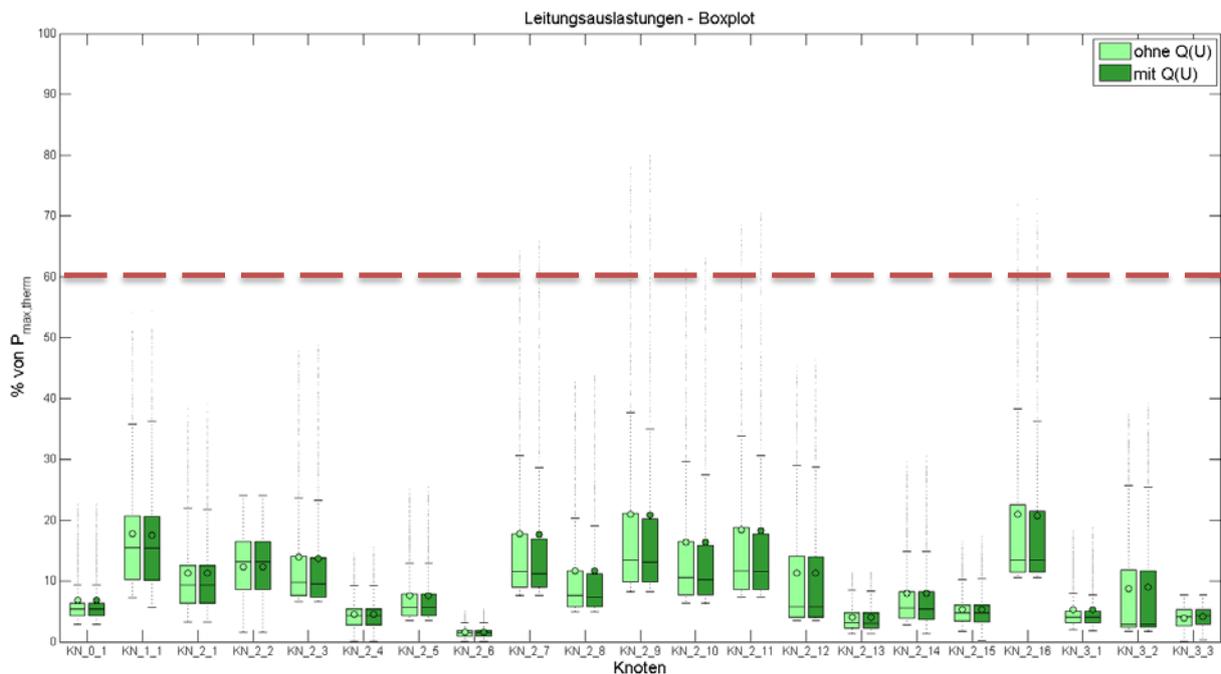


Abbildung 73: Leitungsauslastungen mit/ohne Q(U)-Regelung

## Q(U)-Regelung bei $\cos\phi = 0,9$

Zusätzlich wurde auch eine Blindleistungsregelung mit  $\cos\phi$  gleich 0,9 untersucht, um den Effekt zusätzlich erhöhter Blindleistungsbereitstellung zu zeigen. Abbildung 74 zeigt die Gegenüberstellung der drei betrachteten Szenarien. Durch die Erhöhung der bereitgestellten Blindleistung wird die Knotenspannung weiter gesenkt. Jedoch zeigt sich auch hier, dass die Q(U)-Regelung alleine bei maximale regenerativer Erzeugung.

# Neue Energien 2020 - 5. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

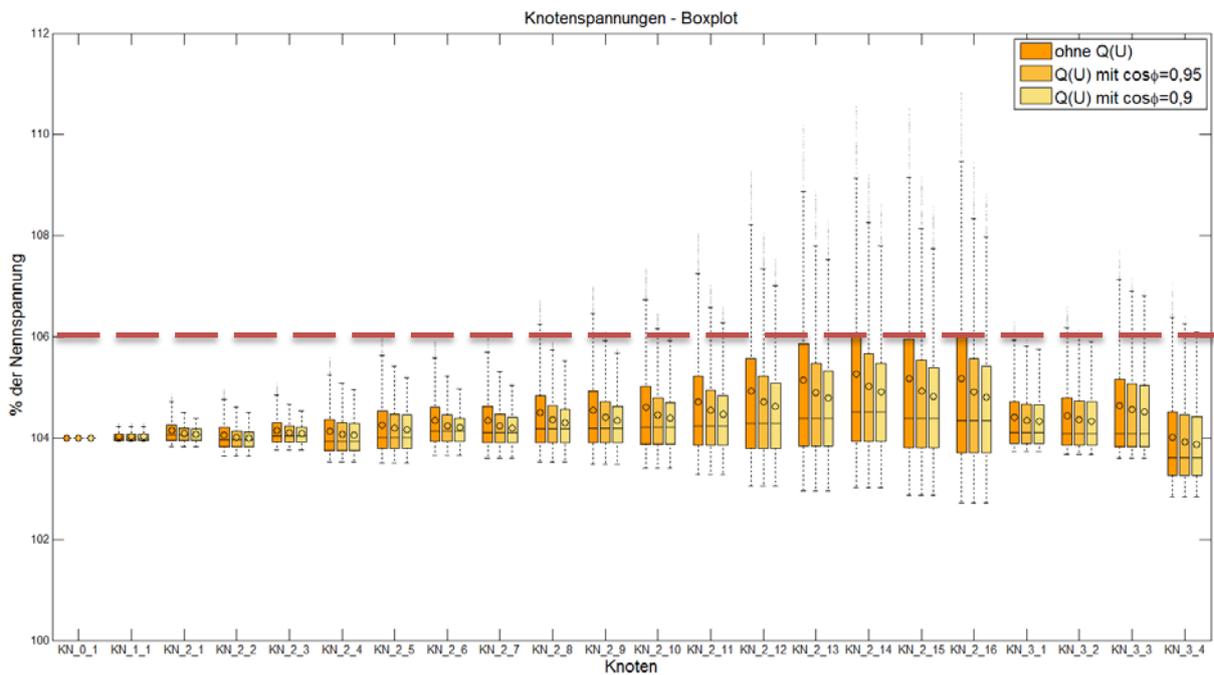


Abbildung 74: Gegenüberstellung der Knotenspannungen ohne/mit Q(U)-Regelungen mit  $\cos\phi = 0,95$  bzw.  $0,9$

Zusätzlich steigen auch die Leistungsauslastungen weiter an, wie in Abbildung 75 ersichtlich. Somit werden hierfür wieder zusätzliche Speicher oder Leistungsverstärkungen notwendig, um die Netzgrenzen einzuhalten, wodurch der Effekt der Q(U)-Regelung teilweise kompensiert wird.

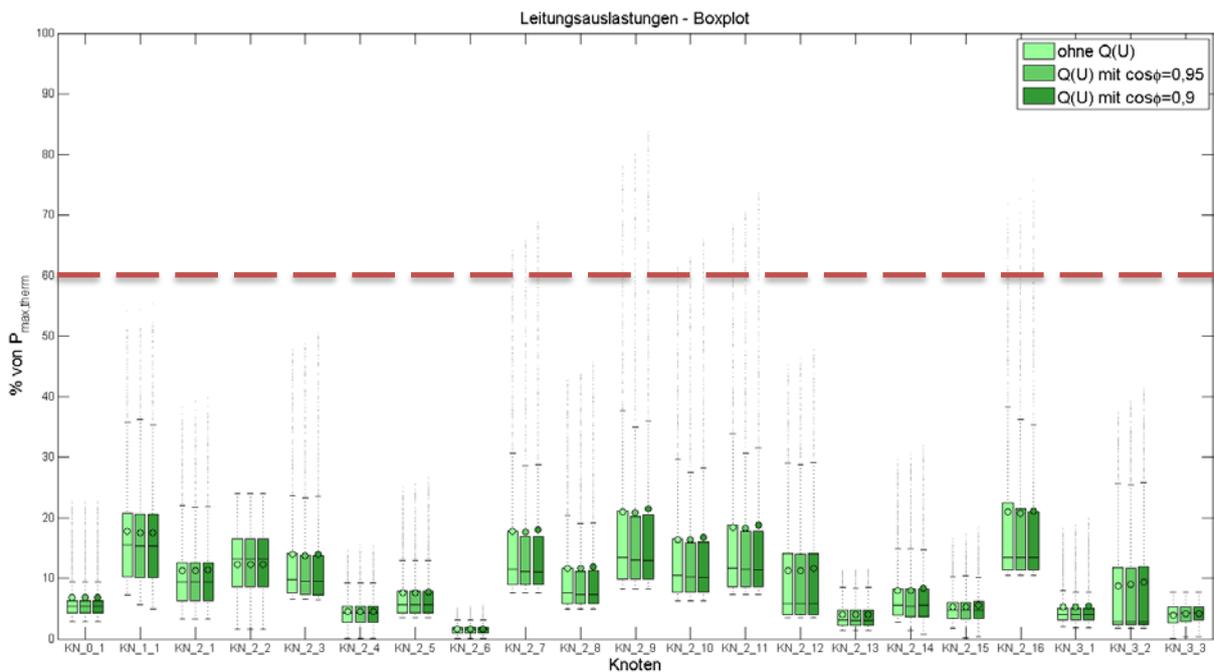


Abbildung 75: Gegenüberstellung der Leitungsauslastungen ohne/mit Q(U)-Regelungen mit  $\cos\phi = 0,95$  bzw.  $0,9$

## Optimierungsergebnisse mit Q(U)-Regelung

Die Zusammenhänge zwischen der Q(U)-Regelung und dem Speichereinsatz sind in Tabelle 75 zusammengefasst. Bei  $\cos(\phi)=0,9$  kann die Speicherleistung und -energie um etwa 26% reduziert werden. Die Speicher werden weniger oft eingesetzt, was in einer Reduktion der Zyklenzahlen resultiert. Dadurch sinken die Speicherverluste um 39%. Der geringere Einsatz der Speicher hat zur Folge, dass das Netz stärker belastet wird und die Netzverluste steigen. Werden jedoch die Gesamtverluste betrachtet, Speicher und Netz gemeinsam, dann sind die beiden Szenarien mit Q(U)-Regelung die bessere Lösung.

Tabelle 75: Optimierungsergebnisse des technischen Szenarios in Abhängigkeit der unterschiedlichen Q(U)-Regelungen

Szenario	P_dezS [MW]	E_dezS [MWh]	Zyklen dezS [1/a]	Verluste dezS [MWh]	Verluste el. Netz [MWh]
R-T1	15,40	29,81	214	1.151	1.894
R-T1 $\cos(\phi)=0,95$	12,34	23,84	199	853,31	1.974
R-T1 $\cos(\phi)=0,9$	11,37	21,67	182	707,14	2.018

### 2.5.3 Kontrolle der Netzzustände

Die Optimierung bildet das elektrische Netz in vereinfachter Form ab, da die elektrische Lastflussrechnung zur Bestimmung der Netzzustände (Leitungsbelastungen, Knotenspannungen) i.A. nichtlinear ist. Die Lastflussrechnung wurde mit der linear genäherten Wirkflussberechnung („DC-Loadflow“) umgesetzt. Mit dieser lassen sich jedoch nur Wirkleistungsflüsse bestimmen und ein Rückschluss auf Knotenspannungen ist nicht ohne weiteres möglich. Der „Workaround“ zur Berücksichtigung der Grenzen des elektrischen Spannungsbandes in der Optimierung ist in Abschnitt XX beschrieben.

Zur Kontrolle der Einhaltung der Netzzustände und der getroffenen Vereinfachungen wurden die Ergebnisse der linearen Optimierung mit einem AC-Lastfluss verifiziert. Zum Einsatz hierfür kam PSS@SINCAL. Dabei wurden die berechneten Knotenleistungen der Optimierung jedem Knoten als Last im elektrischen Netz zugewiesen. Die Überprüfung der Netzzustände wird nachfolgend exemplarisch für die technischen Szenarien T1 für beide Modellregionen beschrieben.

#### 2.5.3.1 Rurale Modellregion

Im ruralen Gebiet sind vor allem die Knotenspannungen die entscheidenden Parameter, die es zu überprüfen gilt. Als maximal zulässiges Spannungsband für die Mittelspannung wurde ausgehend von 104% Nennspannung mit +2%/-6% veranschlagt. Ohne Speichereinsatz oder zusätzliche andere Maßnahmen kam es im Speziellen in der repräsentativen Sommerwoche zu hohen Knotenspannungen, die die festgesetzten Grenzen verletzen. Um die Grenzen des elektrischen Netzes einzuhalten wurden

von der Optimierung Speicher platziert, deren Auswirkungen auf die Knotenspannungen in Abbildung 76 dargestellt sind.

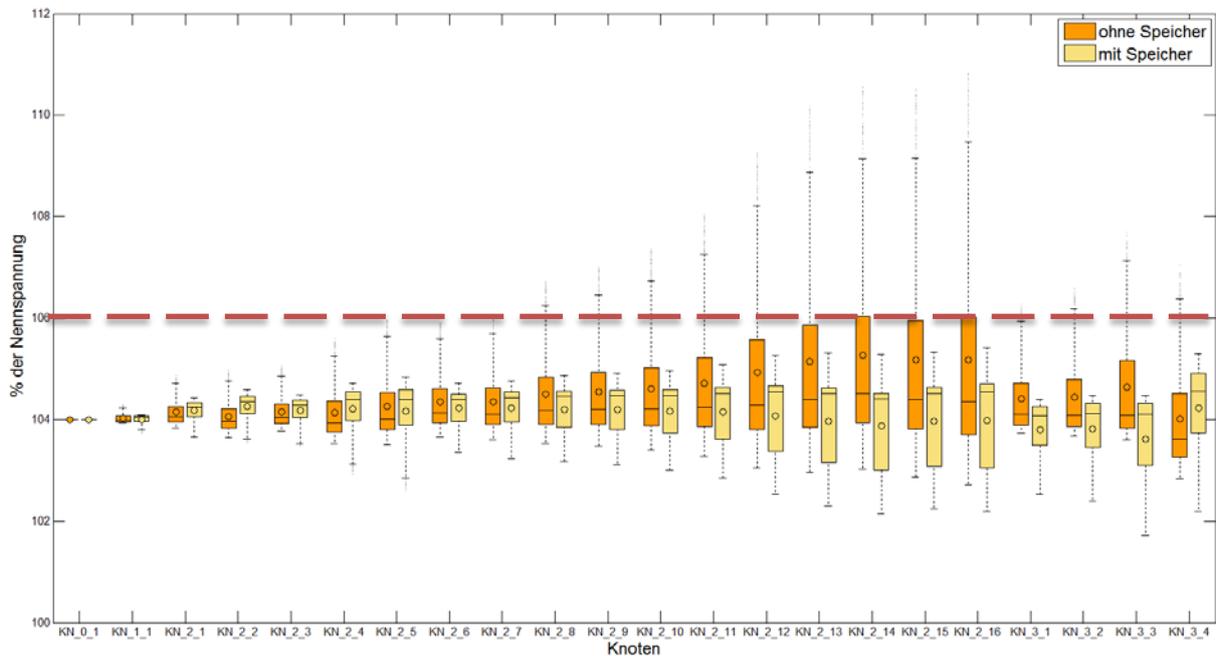


Abbildung 76: Boxplot der Knotenspannungen in der ruralen Modellregion in einer Sommerwoche; Box: 25%, 50%, 75% Quantil; Querbalken: ca. 99% der Fälle

Die ursprünglichen Knotenspannungen von bis zu 111% der Nennspannungen wurden deutlich reduziert und alle Knotenspannungen blieben unter den veranschlagten 106%.

Das Ergebnis für die Leitungsauslastungen ist in Abbildung 77 dargestellt. Auch hier traten die der Ausgangssituation ohne Speicher Grenzverletzungen (maximale Auslastung 60%) auf. Durch den Speichereinsatz wurden hier ebenfalls die Auslastungen auf allen Leitungen reduziert und befanden sich unter der veranschlagten Grenze.

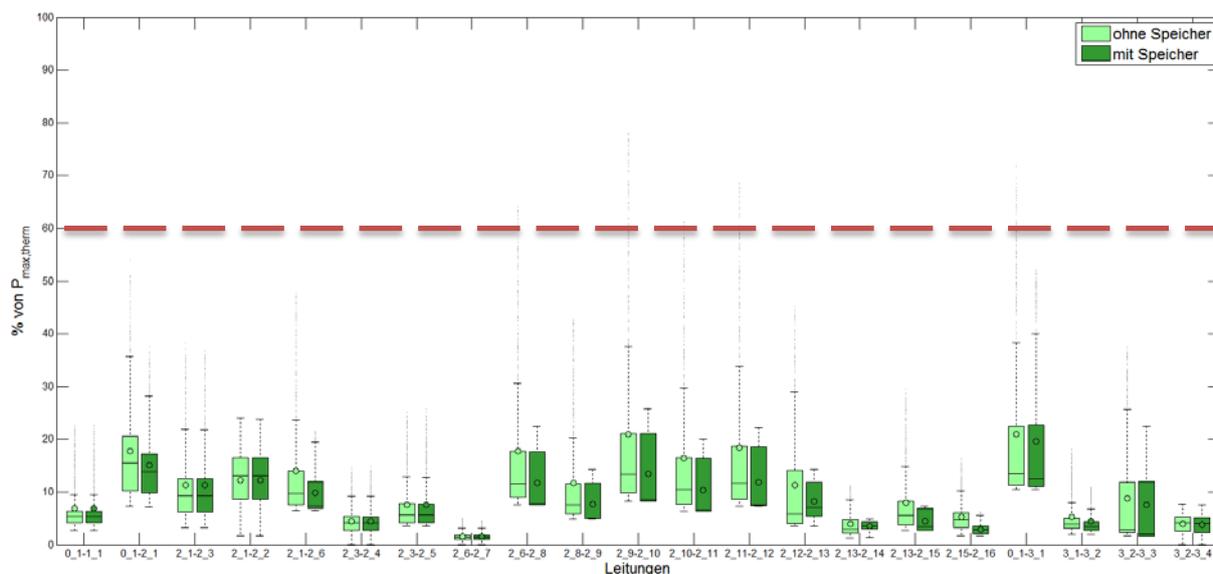


Abbildung 77: Boxplot der Leitungsauslastungen in der ruralen Modellregion in einer Sommerwoche; Box: 25%, 50%, 75% Quantil; Querbalken: ca. 99% der Fälle

### 2.5.3.2 Urbane Modellregion

In der urbanen Modellregion von Symbiose ist die Einhaltung der Knotenspannung (siehe Abbildung 78) nicht der treibende Faktor für die Platzierung und Dimensionierung von Speichern. Grund hierfür ist zum einem die größere elektrische Last des Gebiets und das geringere PV-Potenzial.

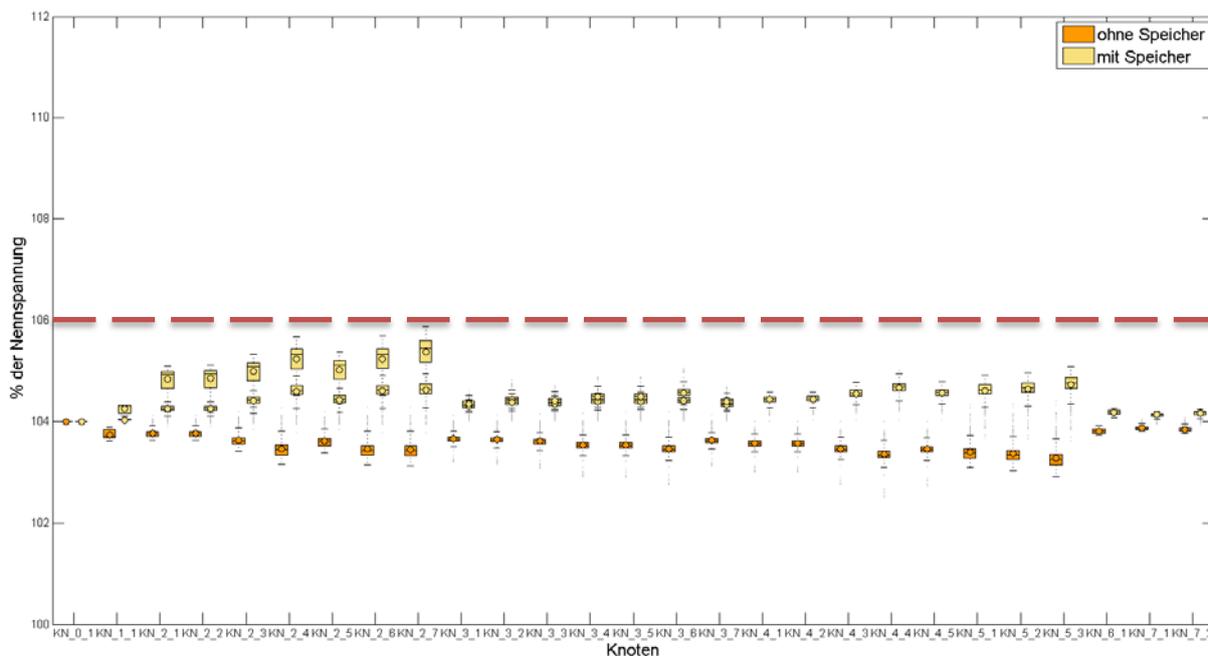


Abbildung 78: Boxplot der Knotenspannungen in der urbanen Modellregion in einer Winterwoche; Box: 25%, 50%, 75% Quantil; Querbalken: ca. 99% der Fälle

Problematischer, vor allem in der Winterwoche ist die Leitungsauslastung. Durch Starklastzeiten kommt es hier zur Verletzung der 60%-Leitungsauslastungsgrenze in der Leitung zwischen Knoten 0\_1 und 1\_1 sowie in der Leitung 0\_1-4\_1. Der Speichereinsatz im technischen Szenario in der urbanen Modellregion wurde somit aufgrund der DC-Loadflow Nebenbedingung getrieben. Die AC-Lastflussberechnung in PSS®SINCAL zeigt, dass diese annähernd genau ist und es zu keinen Leitungsauslastungen über der veranschlagten Grenze von 60% der Nennleistung kommt (siehe Abbildung 79).

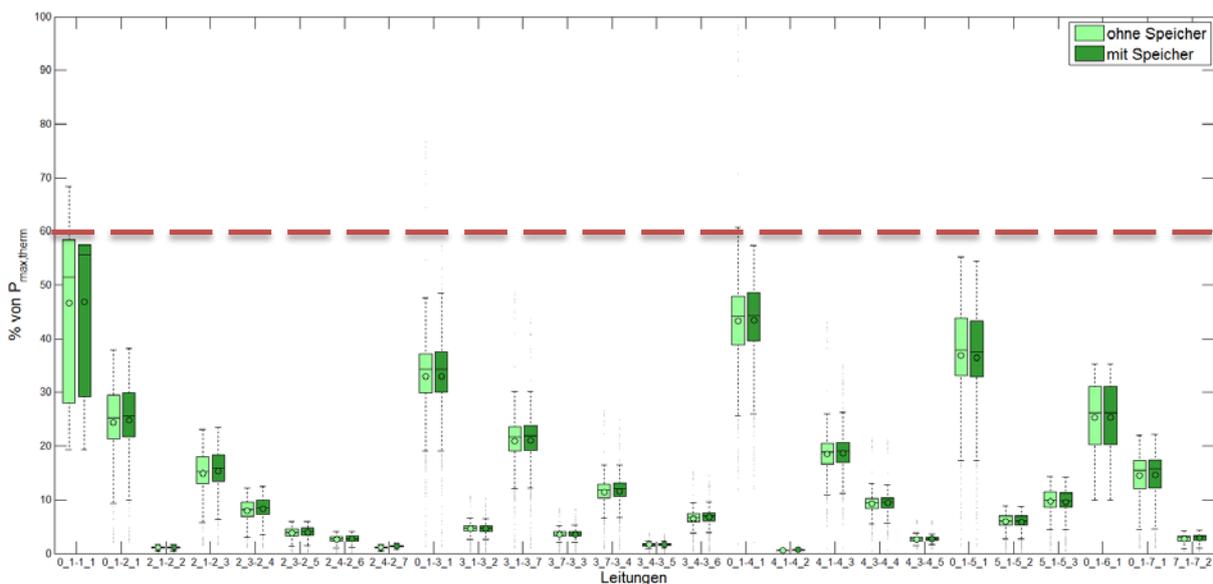


Abbildung 79: Boxplot der Leitungsbelastungen in der urbanen Modellregion in einer Winterwoche; Box: 25%, 50%, 75% Quantil; Querbalken: ca. 99% der Fälle

## 2.6 Verifizierung der Speicherbewirtschaftung

Während des Optimierungsprozesses sind die verschiedenen Speichermodelle in Form eines konstanten Nutzungsgrades (Zykluswirkungsgrad) hinterlegt. Daraus resultiert ein lineares Be- und Entladeverhalten, das die reale Speichercharakteristik nur bedingt wiedergeben kann. Im folgenden Kapitel werden nichtlineare Modelle von in der Optimierung eingesetzten Speichern vorgestellt. Anhand eines sprunghaften Eingangsleistungsprofil werden die Modelle getestet und diskutiert, und danach mit einem Profil aus dem Optimierungsprozess mit den linearen Speichermodellen verglichen. Der Vergleich soll eine quantitative Abschätzung des Fehlers ermöglichen, der bei der Optimierung mit den linearen Speichermodellen zustande kommt.

Aus dem zuvor erarbeiteten Katalog der Speicher werden folgende Speichertypen abgehandelt:

- Blei-Säure-Batterie
- Lithium-Ionen-Batterie
- Redox-Flow-Batterie
- Power-to-Gas-Prozesse
- Latentwärmespeicher und der
- sensible Warmwasserspeicher

## 2.6.1 Elektrische Speicher

### 2.6.1.1 Blei-Säure-Batterie

Die Blei-Säure-Batterie ist der im Optimierungsmodell betrachtete Stellvertreter für dezentrale Speicher mit E/P-Verhältnis größer 1. Somit sind der Energieinhalt und die Speicherleistung miteinander durch ein fixes Verhältnis gekoppelt. Bei der modellierten Blei-Säure-Batterie beträgt dieses 2, wobei zu beachten ist, dass sich der Energieinhalt auf den nutzbaren Speicherinhalt der Batterie bezieht, und dieser mitunter 20% kleiner sein kann, um schädliche Tiefenentladungen zu verhindern.

#### **Modellierung**

Wie bereits in 2.3.2.1 beschrieben besteht das IU-Ladeverfahren einer realen Blei-Säure-Batterie aus einem zweistufigen Prozess. Die Ladung der Batterie erfolgt mit konstantem Strom bis zur Ladeschlussspannung, danach mit konstanter Spannung bis zum Ladeschlussstrom.

Die Entladung erfolgt mit einem annähernd konstanten Wirkungsgrad bis die minimale Entladungsspannung erreicht ist.

Als Vorlage für die Modellierung dient die Batterie Hoppecke SB12V 140Ah, welche im Labor der TU Wien am Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe vermessen wurde.

Die Nennspannung der Batterie beträgt  $U_{nenn} = 2 \text{ V}$  pro Zelle, wobei 12 Zellen (somit  $U_{Stran} = 24 \text{ V}$ ) in Serie geschaltet sind. Die Nennkapazität beträgt 140 Ah pro Strang und besteht aus zwei parallelen Strängen. Damit entspricht der Energieinhalt des Batterieblocks 6,720 kWh. Dies ist für die weiteren Überlegungen auch der kleinste Quantisierungsschritt bei der Hochskalierung der Optimierungsergebnisse.

Abbildung 80 zeigt die gemessene Ladekurve der Hoppecke SB12V. Zu erkennen ist, dass der Umschaltzeitpunkt zwischen Konstantstrom- und Konstantspannungsladung bei zirka 71% auftritt. Weiter ist zu erkennen, dass der Laderegler um Tiefenentladungen zu verhindern, den SOC nicht unter 20% sinken lässt. Der effektiv nutzbare Energieinhalt der Batterie beträgt somit 80% des Nennwertes oder 5376 kWh.

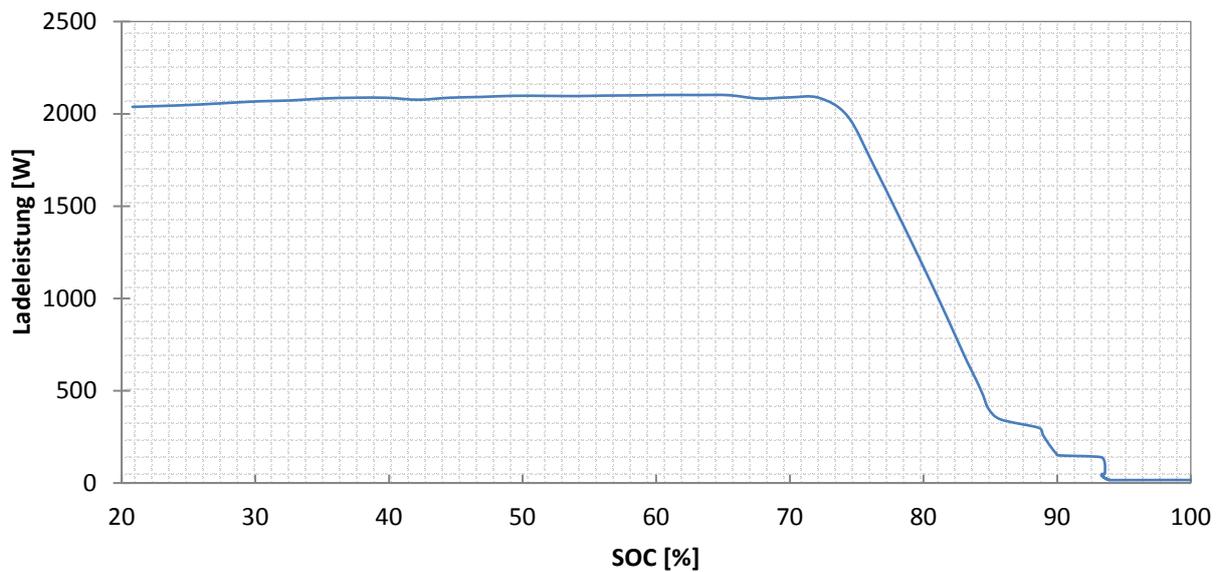


Abbildung 80: Ladekurve der gemesseneren Hoppecke SB12V Batterie

Das Batteriemodell wird mit MATLAB modelliert. Berücksichtigt werden neben der nichtlinearen Ladekurve ein konstanter Lade- und Entladewirkungsgrad, der dem der Optimierung entspricht. Alterseffekte wurde in diesem Modell nicht implementiert.

In einem ersten Schritt wird das Modell anhand charakteristischer Sprungfunktionen getestet. Abbildung 81 zeigt die Entwicklung des Energieinhalts der Modellbatterie bei einer konstanten Eingangsleistung von 2 kW. Dieser Wert entspricht annähernd der maximalen Ladeleistung der Batterie Hoppecke SB12V. Der Umschaltzeitpunkt zwischen beiden Ladeprozessen tritt nach rund 3 h auf. Ab diesem Zeitpunkt fällt die von der Batterie aufgenommene Ladeleistung exponentiell ab. Der maximale Energieinhalt wird nach rund 56 h annähernd erreicht. Die lange Ladedauer bis zur Vollladung begründet sich in der niedrigen Ladestromstrom ( $1/450 C$ ).

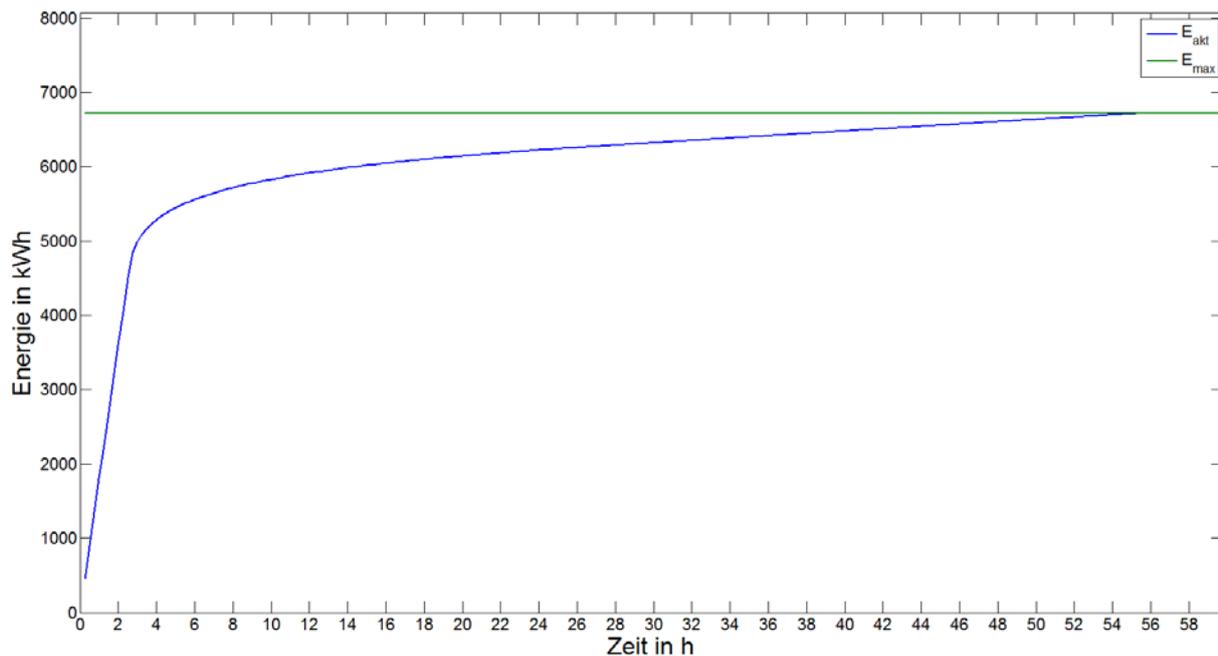


Abbildung 81: Verlauf des Speicherstands bei einem Leistungssprung am Eingang

Abbildung 82 zeigt die Ladekurve der Blei-Säure-Modellbatterie. Die maximale Ladeleistung von anfänglichen 2.000 W fällt nach dem Umschaltpunkt bei 71% des SOC-Wertes exponentiell ab. Hier ist zu erkennen, dass ein Quantisierungsfehler auftritt, der durch die zeitliche Auflösung von 15 min. verrührt. Dieser wird bei langsamer Ladung der Modellbatterie immer geringer.

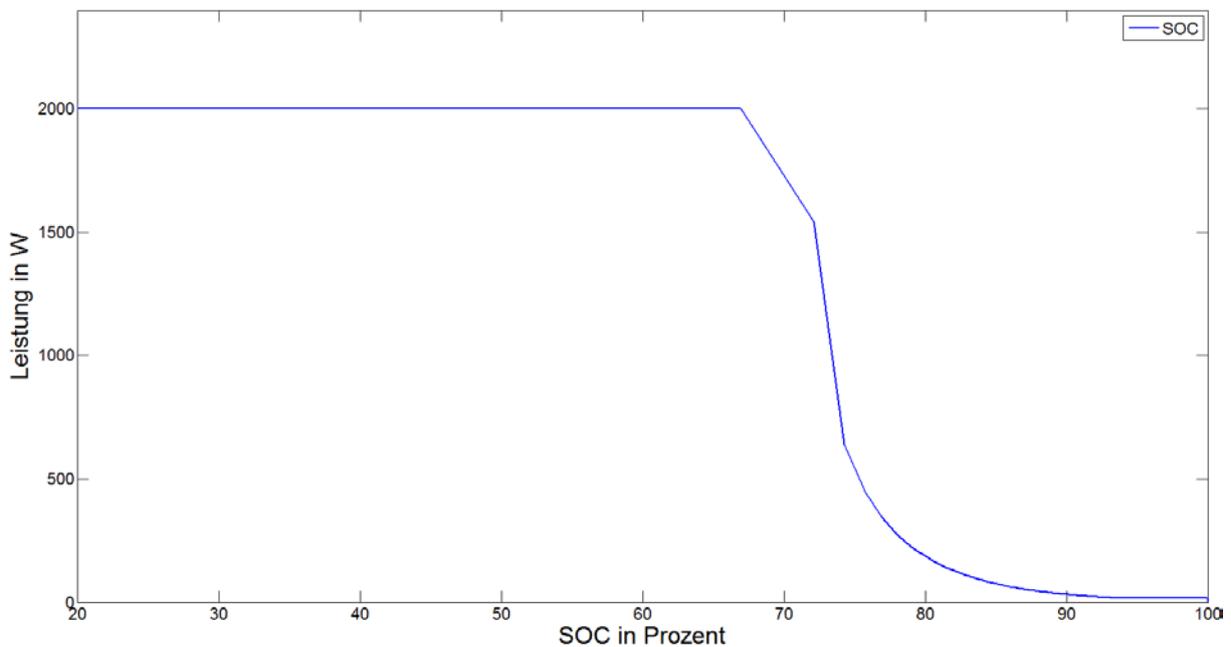


Abbildung 82: Ladekurve des Batteriemodells

Die Laborbatterie Hoppecke SB12V weist ein  $E_{\text{nutz}}/P$  -Verhältnis (nutzbarer Energieinhalt zur installierten Leistung) von 2,4. Für die Optimierung wurde jedoch ein  $E_{\text{nutz}}/P$  -Verhältnis von 2 angesetzt (siehe

Tabelle 39). Damit die Ergebnisse des Batteriemodells mit denen der Optimierung vergleichbar sind, wird die Ladekurve auf das  $E_{\text{nutz}}/P$ -Verhältnis von 2 transformiert. Abbildung 83 zeigt die adaptierte Ladekurve, wobei der Umschaltzeitpunkt wieder bei rund 71% liegt und durch einen Quantisierungsfehler etwas früher auftritt.

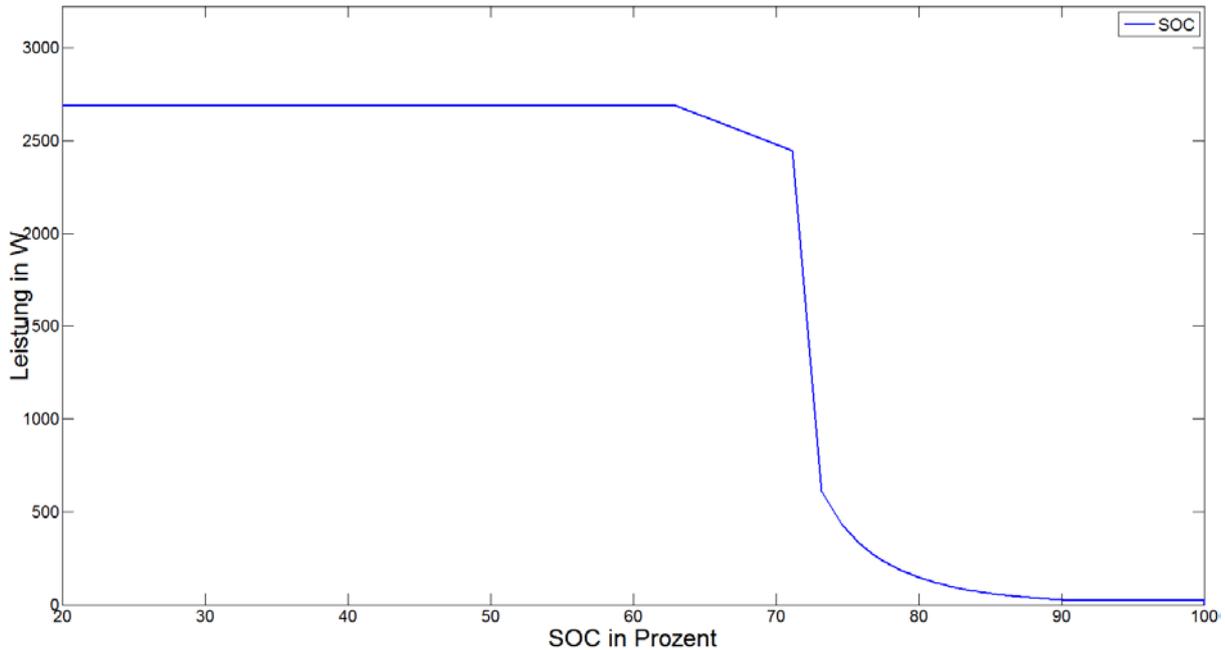


Abbildung 83: Ladekurve der Modellbatterie bei einem  $E_{\text{nutz}}/P$ -Verhältnis von 2

In Abbildung 84 ist die zeitliche Entwicklung des Speicherstands der adaptierten Modellbatterie angeführt. Durch das gesunkene  $E_{\text{nutz}}/P$ -Verhältnis wird der maximale Füllstand bereits nach rund 52h erreicht.

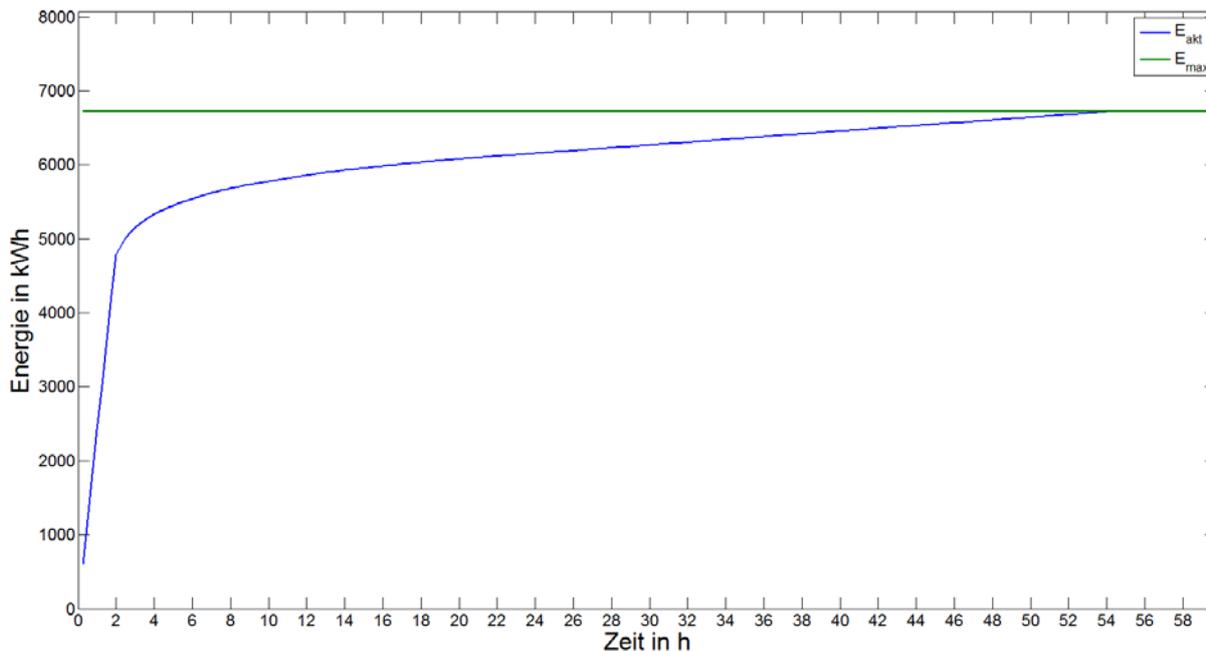


Abbildung 84: Entwicklung des Energieinhalts bei einer Ladung mit maximal 3,3kW

## Vergleich zwischen linearem und nichtlinearem Speichermodell

Um die Genauigkeit der Optimierungsergebnisse für die Speicherbewirtschaftung der Blei-Säure-Batterien zu überprüfen, wird exemplarisch ein Knoten ausgewählt, an dem die Optimierung eine Batterie dieses Typs installiert.

Gewählt wird der Knoten 2\_16 in der ruralen Modellregion. An ihm wird im technischen Szenario RT-1 die größte Blei-Säure-Batterie installiert. Das Ergebnis gibt jedoch nur den effektiv nutzbaren Energieinhalt an. Diese Überdimensionierung wird in der Optimierung jedoch in den Speicherkosten berücksichtigt. Um einen Vergleich mit dem entwickelten Batteriemodell zu ermöglichen, ist daher das Ergebnis hoch zu skalieren. Tabelle 76 zeigt die Größe Batterie nach der Rücktransformation.

Tabelle 76: Installierte Batteriegröße an Knoten 2\_16 in der ruralen Modellregion

KN_2_16 (rurale Region)	$P_{inst}$	$E_{inst}$
Optimierung	2,37 MW	4,74 MWh
Optimierung (hochskaliert)	2,37 MW	5,92 MWh

Durch die Hochskalierung ist nun garantiert, dass die untere SOC-Grenze von 20% nicht unterschritten wird.

Abbildung 85 zeigt den Vergleich der Energiestände des linearen und des nichtlinearen Batteriemodells. In der beispielhaften Winterwoche ist zu erkennen, dass es keine Abweichungen zwischen den Modellen gibt. Grund hierfür ist, dass die benötigte Speicherleistung so gering ausfällt, dass sie im linearen Bereich der Ladekurve bleibt. In den Übergangszeiten 1 und 2 und in der Sommerwoche sind

Abweichungen zwischen der Entwicklung der Speicherstände zu erkennen. Das nichtlineare Modell kann hier nicht zu jedem Zeitpunkt die benötigte Speicherleistung des Optimierungsmodells aufnehmen, wodurch die Residuallast nicht zu jedem Zeitpunkt zu Null wird, da bei hohem SOC nur mehr ein Bruchteil der Speicherleistung aufgenommen werden kann. Dadurch kommt es am Ende dieser Wochen zu einer Abweichung der Speicherstände.

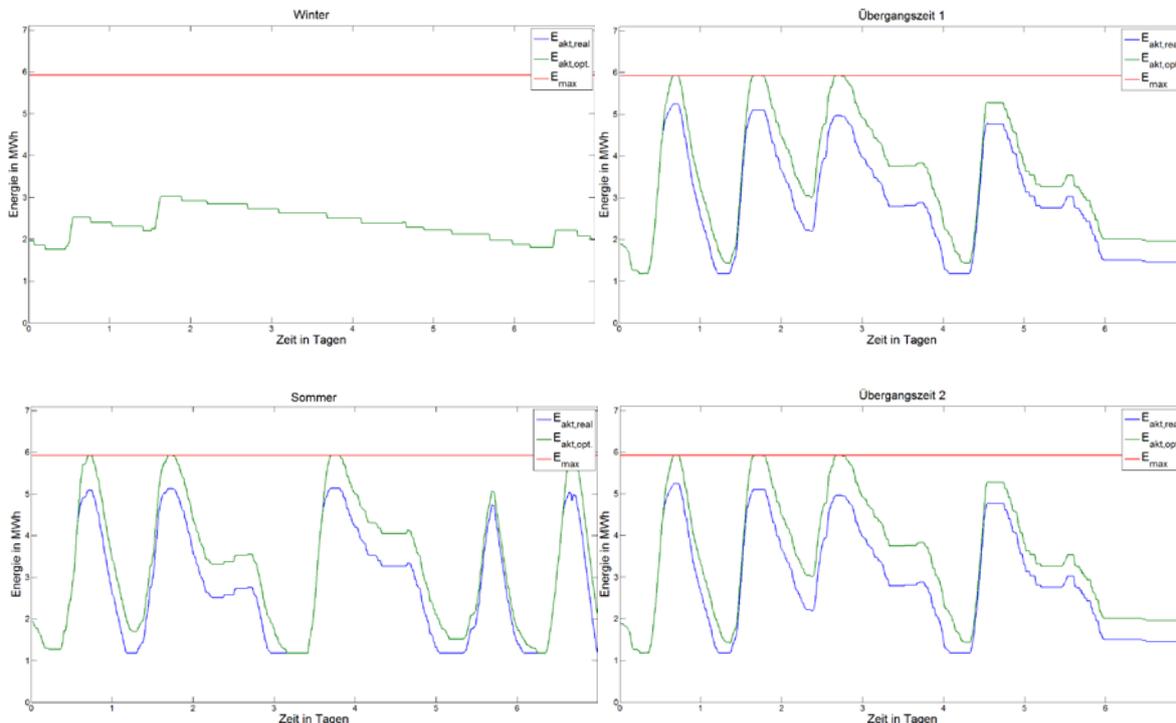


Abbildung 85: Vergleich der Energiestände des linearen und des nichtlinearen Modells für unterschiedliche Jahreszeiten

Die Differenz der Speicherstände beträgt in den Übergangszeiten 1 und 2 rund 0,5MWh oder rund 8,5%, in der Sommerwoche 15%. Tabelle 77 gibt das Ergebnis des Vergleichs zwischen den Modellen wider. Es ist zu erkennen, dass des in der Sommerwoche zu den größten Abweichungen kommt, da hier die Batterie öfters bis an ihre Kapazitätsgrenze geladen und entladen wird.

Tabelle 77: Ergebnisse des Vergleichs des nichtlinearen und linearen Modells für Knoten 2\_16

KN_2_16 (rurale Region)	Zeitschritte P <sub>in</sub> verletzt	Zeitschritte P <sub>out</sub> verletzt	Nicht aufgen. Energie	Nicht gelieferte Energie	$\Delta E_{inst}$
Winter	0 (0%)	0x (0%)	0 MWh	0 MWh	0 MWh (0%)
Übergangszeit 1	20 (3,0%)	22 (3,3%)	1,64 MWh	1,14 MWh	0,5 MWh (8,5%)
Sommer	33 (5,0%)	45 (6,7%)	2,84 MWh	1,91 MWh	0,9 MWh (15%)
Übergangszeit 2	20 (3,0%)	22 (3,3%)	1,64 MWh	1,14 MWh	0,5 MWh (8,5%)

Eine mögliche Lösung, um die Abweichungen geringer zu halten, wäre eine weitere Überdimensionierung der Batteriegrößen, welche sich auf höhere Batteriekosten überschlagen würde.

Dadurch würde die Batterie vermehrt im linearen Bereich der Ladekurve operieren. Die Batteriekosten wurden jedoch bereits als Durchschnitt unterschiedlicher Kostenszenarien gewählt und beinhalten ebenfalls eine Unsicherheit in der gleichen Größenordnung.

## 2.6.1.2 Lithium-Ionen Batterie

Die Lithium-Ionen-Batterie ist der im Optimierungsmodell betrachtete Stellvertreter für dezentrale Speicher mit  $E_{\text{nutz}}/P$ -Verhältnis kleiner 1. Der Energieinhalt und die Speicherleistung sind wie bei der Blei-Säure-Batterie durch ein fixes Verhältnis miteinander gekoppelt. Bei der modellierten Lithium-Ionen-Batterie beträgt dieses 0,4.

### Modellierung

Ausgangspunkt der Modellierung ist die Lithium-Ion Batterie Evolion® (48 V/77 Ah) der Firma Saft, die bereits in Kapitel 2.3 angeführt ist. Der Energieinhalt der Batterie wurde mit 3,7 kWh errechnet, wobei von einer Entladungstiefe bis zu 20% SOC ausgegangen wird. Der empfohlene Ladestrom wird von Hersteller mit 32 A angenommen. Das  $E_{\text{nutz}}/P$ -Verhältnis zwischen nutzbarem Energieinhalt zur Speicherung und der Speicherleistung beträgt 1,9. Da bei der Optimierung die Lithium-Ionen-Batterie als Speicher mit einem  $E_{\text{nutz}}/P$ -Verhältnis von 0,4 modelliert wird, ist auch hier wieder ein Transformationsschritt notwendig. Abbildung 86 zeigt den Speicherinhalt des Modells auf Basis der Batterie von Evolion® und des transformierten Modells.

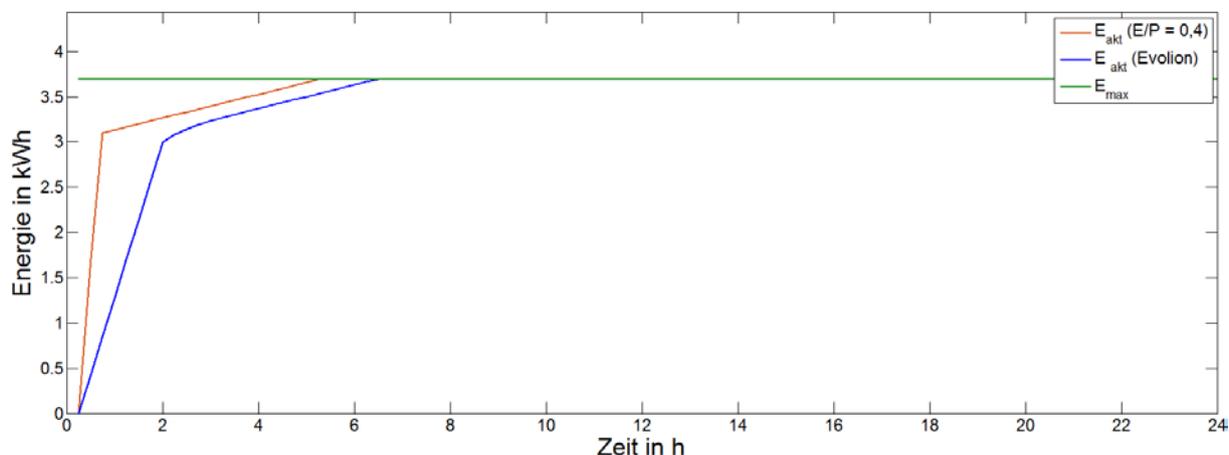


Abbildung 86: Entwicklung des Energieinhalts des Batteriemodells Evolion und des Modell mit dem  $E_{\text{nutz}}/P$ -Verhältnis 0,4

Die Ladung in den Batteriemodellen erfolgt wieder als zweistufiger Prozess mit einer Konstantstrom- und einer Konstantspannungsladungsphase. Der Umschaltzeitpunkt dieser Phasen beträgt bei Lithium-Ionenbatterie im Bereich von 80% SOC. In beiden Modellen wird eine Vollladung bereits nach rund 5 bzw. 7 Stunden erreicht. Das ist im Vergleich zur Blei-Säure-Batterie deutlich schneller. Grund hierfür ist zum einem der spätere Umschaltzeitpunkt der Lithium-Ionen-Batterie, aber auch der deutlich höhere Ladeschlussstrom (1/30 C bei Li-Ionen, 1/450 C bei Blei-Säure-Batterien).

Abbildung 87 zeigt, die Ladekurven der beiden Modelle. Durch das geringe E/P-Verhältnisses des transformierten Modells ( $E_{\text{nutz}}/P = 0,4$ ) wird die Batterie in nur wenigen Zeitschritten geladen, da die zeitlichen Auflösung 15min beträgt. Somit ist der bekannte exponentiellen Verlauf der Ladeleistung ab dem Umschaltzeitpunkt nicht mehr zu erkennen. Diese Problematik tritt bei der Ladung mit deutlich geringerer Leistung nicht in diesem Umfang auf.

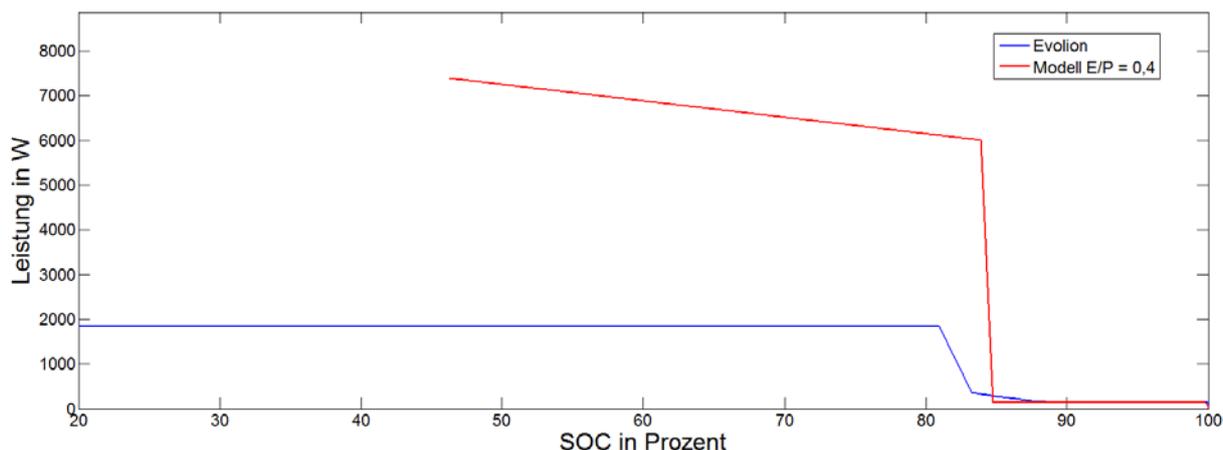


Abbildung 87: Ladekurven des Batteriemodells Evolion und des Modell mit dem  $E_{\text{nutz}}/P$  -Verhältnis 0,4

### Vergleich zwischen linearem und nichtlinearem Speichermodell

Für die Überprüfung der Optimierungsergebnisse wird exemplarisch ein Knoten ausgewählt, an dem die Optimierung im technischen Szenario RT-1 eine Batterie dieses Typs installiert. Gewählt wird der Knoten 2\_5 in der ruralen Modellregion, da hier die größte Kapazität installiert wird. Das Ergebnis der Optimierung gibt lediglich den effektiv nutzbaren Energieinhalt an. Somit muss in der Realität eine Batterie mit größerer Kapazität installiert werden, welche durch erhöhte Speicherkosten berücksichtigt wird. Um einen Vergleich mit dem entwickelten Batteriemodell zu ermöglichen, ist daher das Ergebnis hoch zu skalieren. Tabelle 78 zeigt die Größe Batterie nach der Rücktransformation. Durch die Hochskalierung ist nun garantiert, dass die untere SOC-Grenze von 20% nicht unterschritten wird.

Tabelle 78: Installierte Batteriegröße an Knoten 2\_16 in der ruralen Modellregion

KN_2_5 (rurale Region)	$P_{\text{inst}}$	$E_{\text{inst}}$
Optimierung	0,35 MW	0,14 MWh
Optimierung (hochskaliert)	0,35 MW	0,18 MWh

Abbildung 88 zeigt das Leistungsprofil für die repräsentative Sommerwoche, mit dem die Lithium-Ionen-Batterie beansprucht wird. Positive Werte bedeuten eine Ausspeichersituation, bei negativen Werten wird Energie eingespeichert.

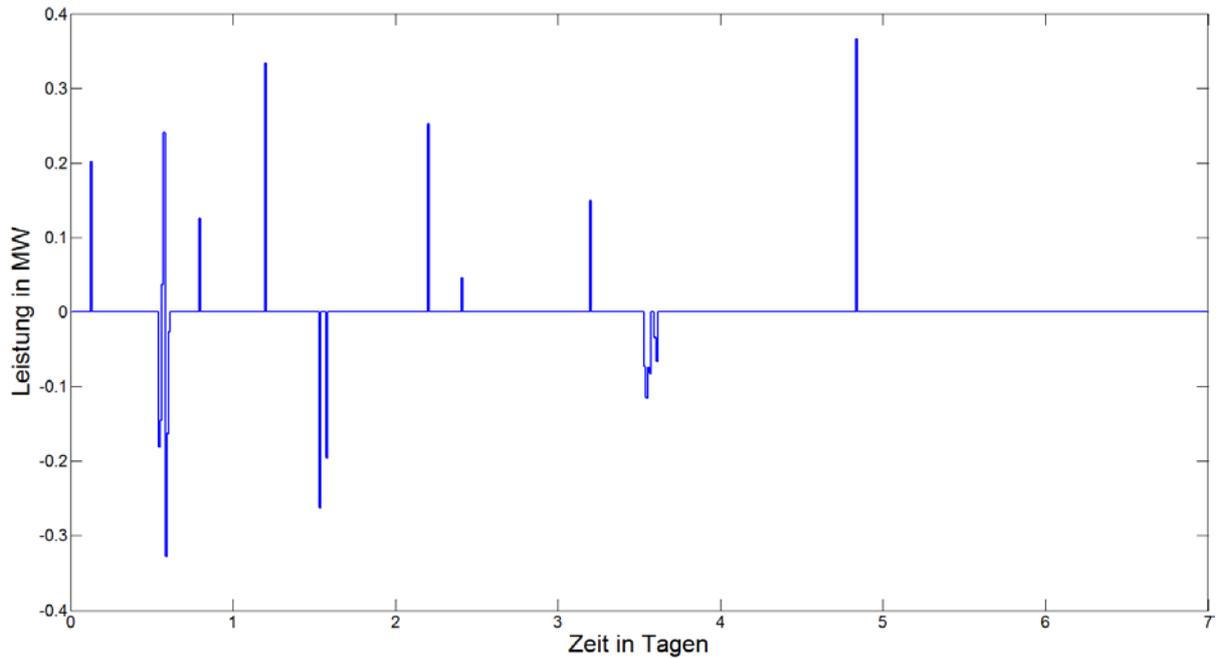


Abbildung 88: Eingangsleistungsprofil der Sommerwoche für die Lithium-Ionen-Batterie am Knoten 2\_5 in der ruralen Modellregion

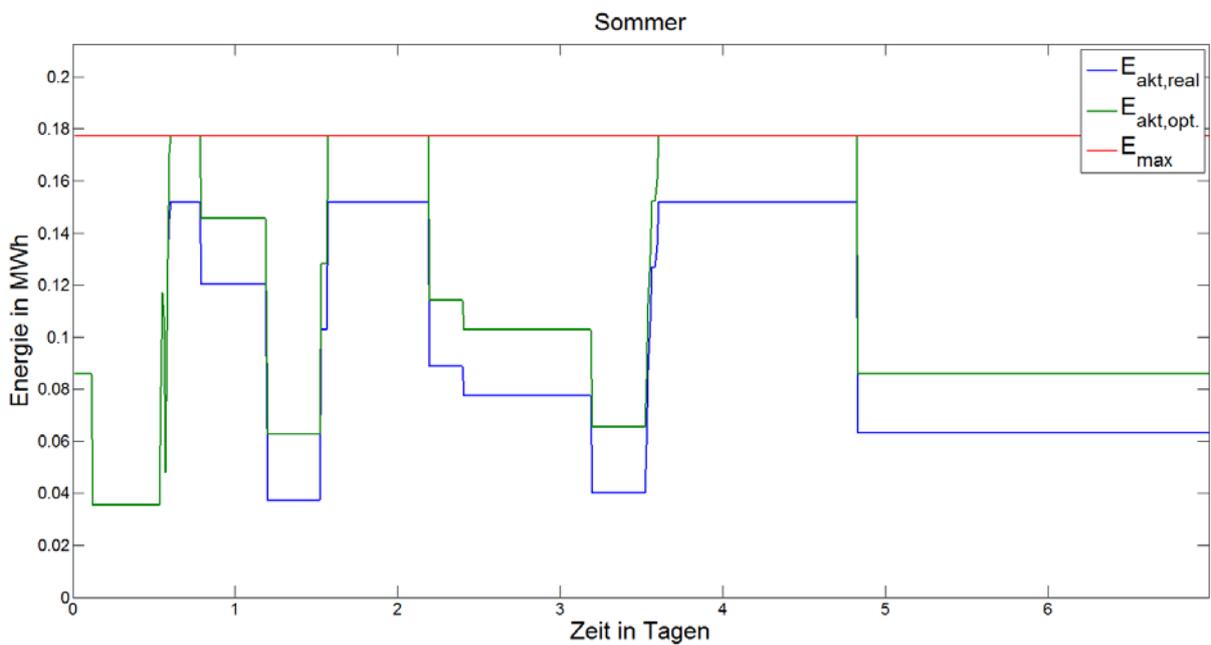


Abbildung 89: Vergleich der Energiestände des linearen und des nichtlinearen Modells in der Sommerwoche für Knoten 2\_15 in der ruralen Modellregion

Abbildung 89 zeigt den Vergleich der Energiestände des linearen und des nichtlinearen Batteriemodells. Die Batterie kommt im Winter und in der Übergangszeit nicht zum Einsatz. Daher beschränkt sich diese Analyse das Ladeverhalten in der repräsentativen Sommerwoche. Das nichtlineare Modell kann hier nicht zu jedem Zeitpunkt die benötigte Speicherleistung des Optimierungsmodells aufnehmen, da bei

hohem SOC (ab 80%) nur mehr ein Bruchteil der Speicherleistung aufgenommen werden kann. Am Ende der untersuchten Woche kommt es daher zu einer Abweichung der Energiestände von 12,8%.

Tabelle 79: Ergebnisse des Vergleichs des nichtlinearen und linearen Modells für Knoten 2\_5

KN_2_16 (rurale Region)	Zeitschritte	Zeitschritte	Nicht aufgen.	Nicht gelieferte	$\Delta E_{inst}$
	P <sub>in</sub> verletzt	P <sub>out</sub> verletzt	Energie	Energie	
Sommer	1 (0,1%)	0 (0%)	0,03 MWh	0 MWh	0,02 MWh (13%)

Eine mögliche Lösung, um die Abweichungen geringer zu halten, wäre wie bei der Blei-Säure-Batterie eine weitere Überdimensionierung der Batteriegrößen, welche sich auf höhere Batteriekosten überschlagen würde. Dadurch würde die Batterie vermehrt im linearen Bereich der Ladekurve operieren. Die Batteriekosten wurden jedoch bereits als Durchschnitt unterschiedlicher Kostenszenarien gewählt und beinhalten ebenfalls eine Unsicherheit in der gleichen Größenordnung.

### 2.6.1.3 Redox-Fow-Batterie

#### Modellierung

Die Aufgabe besteht darin ein reales und somit nichtlineares Modell der Redox-Flow-Batterie zu erstellen. Mit diesem Modell sollen die Ergebnisse der linearen Optimierung hinsichtlich der Speicherbewirtschaftung überprüft werden.

Auf die Funktionsweise soll hier nicht näher eingegangen werden, diese wurde bereits in Abschnitt 2.3.2.3 erläutert. Laut [35] hat dieser Batterietyp die in Abbildung 90 ersichtliche Lade- und Entladecharakteristik. Es zeigt sich, dass die Batterie bis zu einem State of Charge (SOC) von 45% mit voller Leistung geladen werden kann, ab diesem Punkt nimmt die zulässige Ladeleistung kontinuierlich ab. Eine ideale Batterie hätte eine maximale und konstante Ladeleistung bis zu 100% SOC. Um Simulationen bis zu einem Ladezustand von 100% SOC durchführen zu können, wurde jenseits von 88% SOC eine lineare Interpolation zum Punkt 100% SOC und 0 kW Leistung durchgeführt. Dies ist in der Abbildung 91 rechts ersichtlich.

Das Entladeverhalten ist durch einen Leistungseinbruch bei keinen SOC -Ständen geprägt, ab 25% steht die volle Ladeleistung zur Verfügung. In diesem Fall, wurden die Interpolationen auf beiden Seiten durchgeführt, einerseits für den Fall SOC < 10% wurde die Gerade bis auf SOC = 0% verlängert und auf der rechten Seite, wurde die Entladekennlinie waagrecht bis auf SOC 100% verlängert, beides ist in im unteren Bild in Abbildung 92 zu sehen.

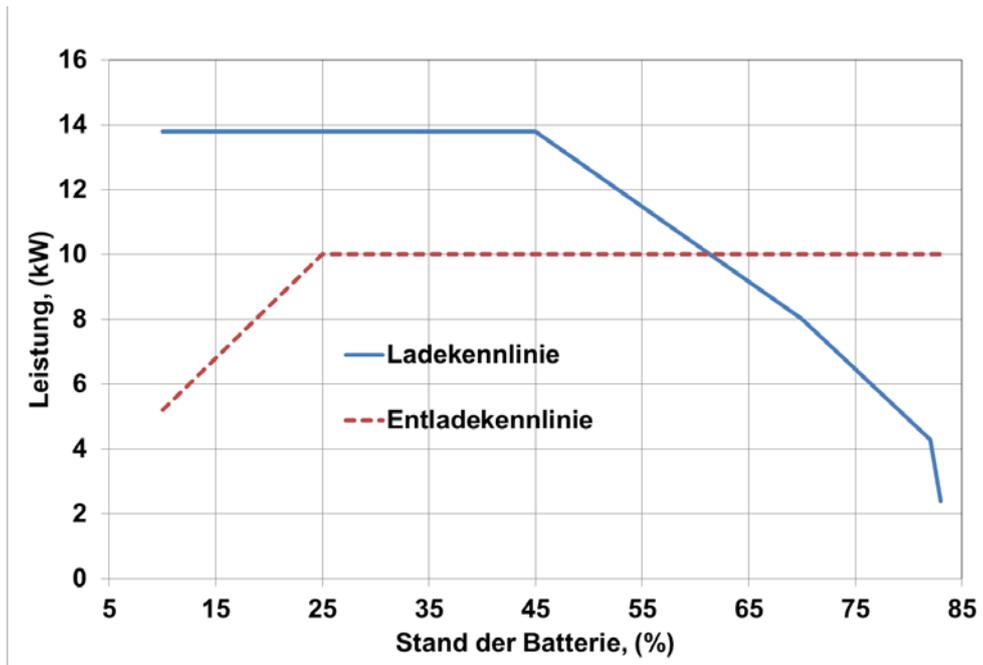


Abbildung 90: Lade- und Entladeverhalten der Redox-Flow-Batterie in Abhängigkeit des State of Charge (SOC)  
(Quelle: [35])

Diese Charakteristik wurde im Modell nachgebildet und ist in Abbildung 91 und Abbildung 92 ersichtlich. Es zeigt sich, dass diese Batterie ein sehr starkes nichtlineares Verhalten, sowohl beim Laden als auch Entladen hat. Ein idealer Speicher würde eine tangentielle Gerade zu den ersten Stunden des Lade- oder Entladevorgangs haben, bis der Speicher entweder voll oder Leer ist.

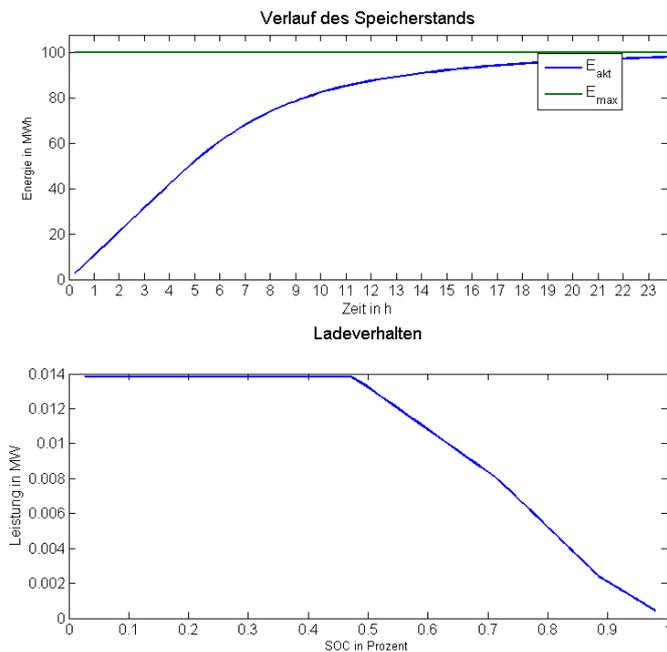


Abbildung 91: Modelliertes Ladeverhalten der Redox-Flow Batterie. Oben: Energieinhalt über der Zeit: Unten: Die Ladeleistung in Abhängigkeit des Speicherfüllstandes

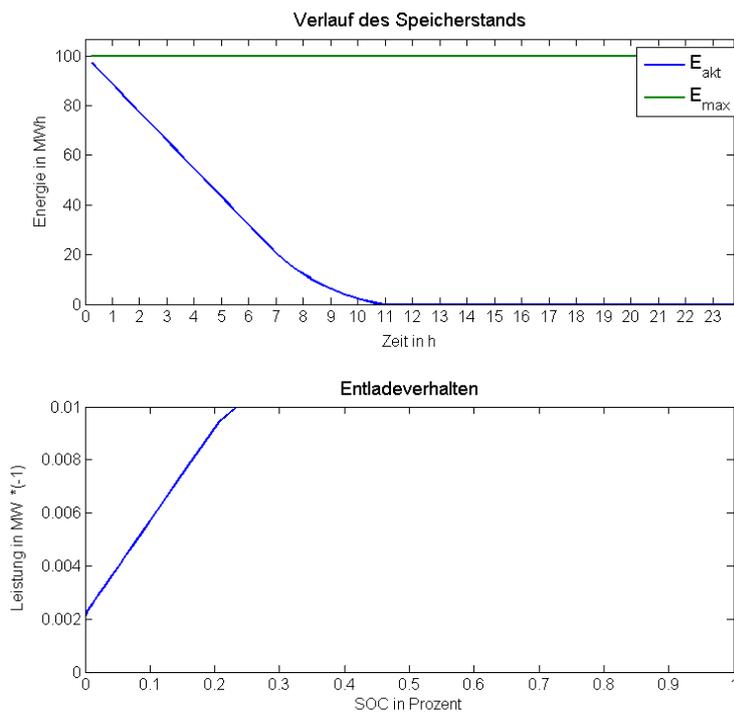


Abbildung 92: Modelliertes Entladeverhalten der Redox-Flow Batterie. Oben: Energieinhalt über der Zeit: Unten: Die Entladeleistung in Abhängigkeit des Speicherfüllstandes, die Y-Werte wurden mit -1 multipliziert um einen ähnlichen Linienverlauf wie in Abbildung 90 zu erhalten

## Modellvergleich

In diesem Abschnitt wird das lineare Modell mit dem im vorherigen Abschnitt beschriebenen nichtlinearen Vergleichen und entsprechende Aussagen bezüglich möglicher Abweichungen gemacht.

Aus der Szenarienvielfalt wurde der Fall R-B1 (rurale Region für die bezugsminimale Bedingung) herangezogen, eine genaue Szenarienbeschreibung erfolgte Eingangs. Abbildung 93 zeigt, dass es nur in den Sommerwochen zu einer Speichernutzung kommt, es sind 17 Winterwochen, 9 Übergangswochen, 17 Sommerwochen und weitere 9 Übergangswochen dargestellt. Der von der Optimierung verwendete Speicher hat folgende Eigenschaften:  $P_{inst}=0,111$  MW und  $E_{inst}=2,091$  MWh.

Wie aus dem Profil ersichtlich ist, wird der Speicher mit Leistungen von max. 0,111 MW Be- und Entladen. Wobei ein Wirkungsgrad von 0,76 fürs Laden und 0,88 für das Entladen zugrunde liegt.

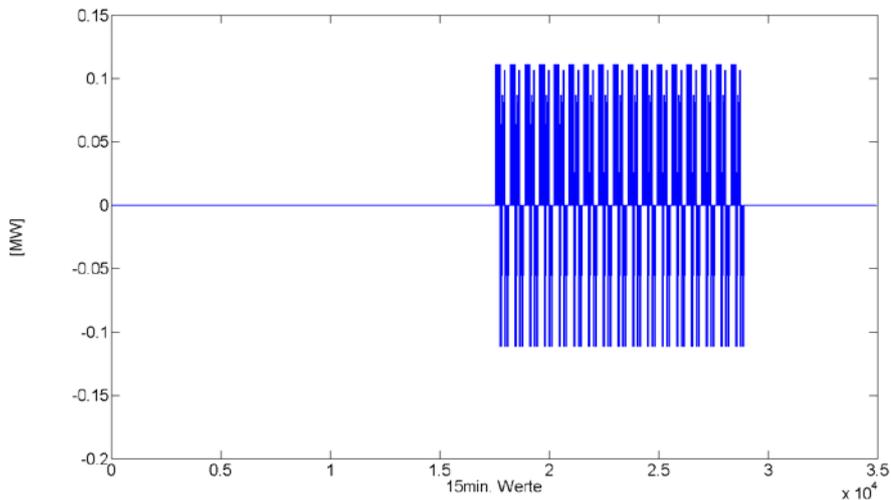


Abbildung 93: Eingangsleistungsprofil, positive Werte bedeuten Ausspeichern, negative Einspeichern

Abbildung 94 zeigt die Gegenüberstellung des Speicherinhaltes des idealen und realen Speichers, es ist ersichtlich, dass der reale Speicher nicht in der Lage ist, die gesamte von der Optimierung geforderte Energiemenge aufzunehmen. Am Ende ergibt sich ein Unterschied im Speicherfüllstand von ca. 12%.

Laut Eingangsprofil sollen in Summe ca. 74 MWh eingespeichert und 49 MWh ausgespeichert werden. Aufgrund der nichtlinearen Lade- Entladekurven kann im realen Model beim Ladevorgang 8.5 MWh nicht aufgenommen und beim Entladevorgang 5.4 MWh nicht abgegeben werden.

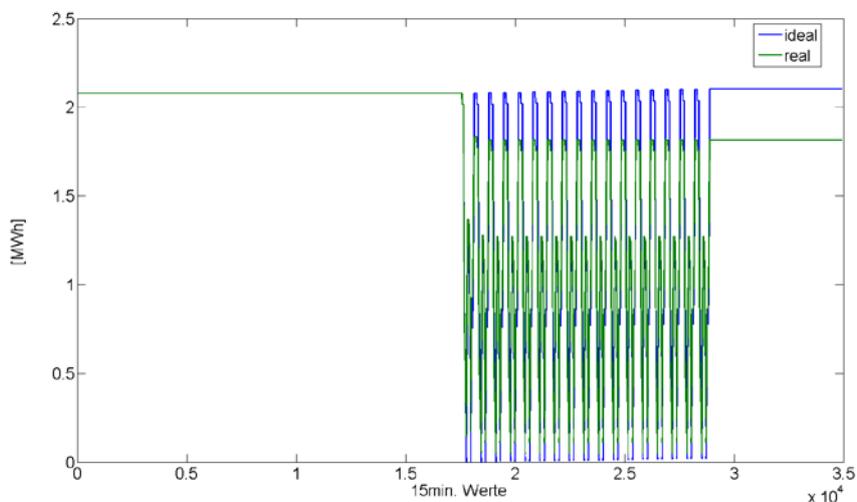


Abbildung 94: Gegenüberstellung des Speicherinhaltes für den idealen und den realen Fall

Abbildung 95 zeigt das residuale Leistungsprofil (Differenz aus dem Eingangsprofil und der vom Speicher verarbeitbaren Leistung). Es zeigt sich, dass diese Werte von bis zu  $\pm 80$  kW erreichen können, das entspricht ca. 70% der Eingangsleistung. Das resultiert aus der reduzierten Fähigkeit Leistung aufzunehmen, wenn der Speicher fast vollständig Ge- oder Entladen ist.

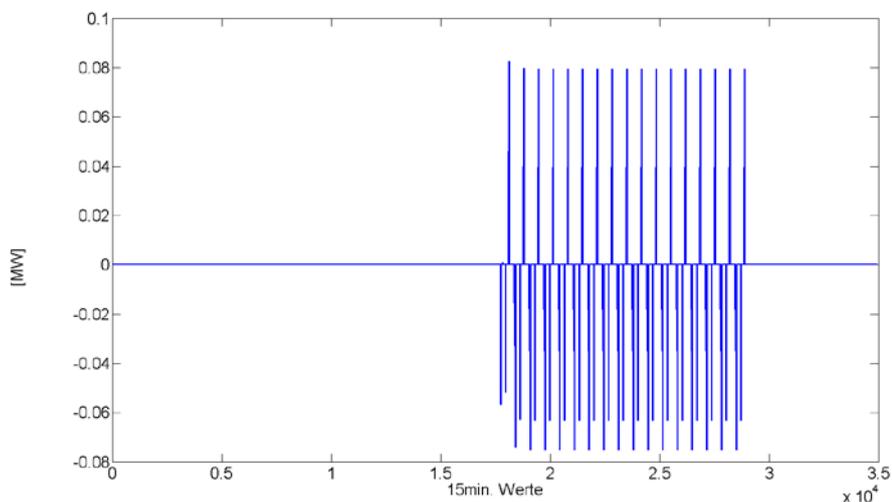


Abbildung 95: Residuale Leistung, Leistungsdifferenz zwischen Eingangsprofil und der vom Speicher verarbeitbaren Leistung

## 2.6.2 Power-to-Gas Prozesse

### 2.6.2.1 Modellbeschreibung

Es galt ein Modell zu erstellen, das den Prozess der Umwandlung von elektrischer Energie in chemisch gebundene Energie zur Speicherung entweder in der Form von Wasserstoff oder Methan möglichst realitätsgetreu abbildet. Das Modell dient einerseits zur Verifizierung der Ergebnisse des in der

Optimierung verwendeten linearen Modells, indem von mehreren verschiedenen Parametern abhängige dynamische Effekte des Umwandlungsprozesses nicht inkludiert sind. Andererseits lassen sich damit alle beim P2G Prozess auftretenden Stoff- bzw. Energieströme und dabei auftretende Prozesswirkungsgrade ermitteln. Aus dem Ergebnisvergleich können so Rückschlüsse über die Gültigkeit und mögliche erforderliche Anpassungen des linearen Modells gezogen werden. Als Simulationstool für die P2G-Modelle wurde MATLAB ausgewählt.

Für die Durchführung einer weiterführenden Simulation ist lediglich die Vorgabe eines Lastprofils erforderlich. Dieses kann entweder ein rein fiktives Testprofil sein, oder eben das aus der allgemeinen Lösung des Gesamtsystems der linearen Optimierung auf einen bestimmten P2G-Speicher anfallende Lastprofil. Die zeitliche Schrittweite beträgt wie im linearen Modell ebenfalls 15 Minuten. Weiters kann man zwischen 3 verschiedenen Arten der Umwandlung auswählen:

- Elektrische Energie -> Umwandlung in Wasserstoff -> direkte Einspeisung ins Gasnetz
- Elektrische Energie -> Umwandlung in Wasserstoff -> H2 Speicherung -> Rückverstromung
- Elektrische Energie -> Umwandlung in Wasserstoff -> H2 Speicherung -> Methanisierung -> Einspeisung ins Gasnetz

Folgende Abbildungen zeigen das allgemeine Prozessschaltbild des P2G – Modells inklusive aller Stoff- und Energieströme am Ort ihres Auftretens.

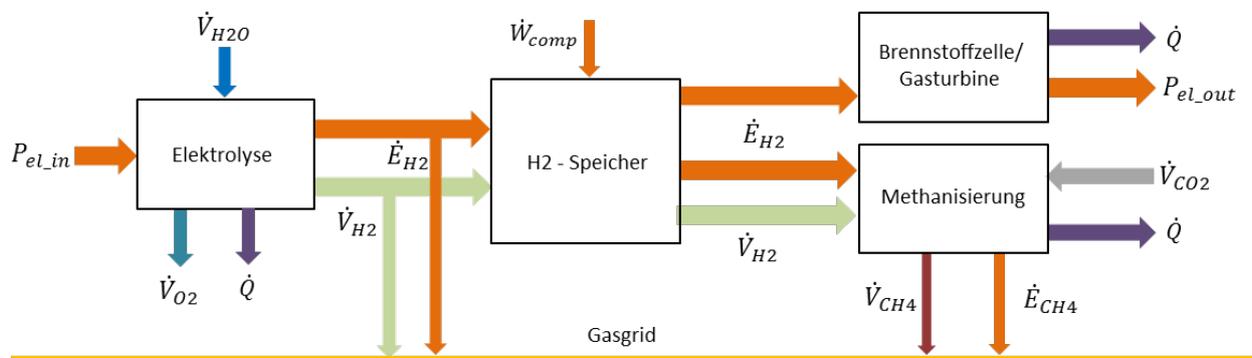
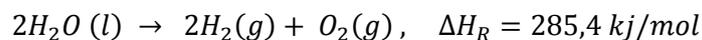


Abbildung 96: Schema des Power-to-Gas-Prozesses

## 2.6.2.2 Elektrolyseprozess

Für die Herstellung von Wasserstoff kommt hier die alkalische Elektrolyse zum Einsatz, wo unter Zufuhr von elektrischer Energie flüssiges Wasser in H<sub>2</sub> und O<sub>2</sub> aufgespalten wird, es handelt sich dabei um die Umkehrung der Knallgasreaktion.



Es wird dabei angenommen, dass dieser Prozess bei einem Druck von 30 bar und einer Temperatur von weniger als 100 °C stattfindet. Der dabei produzierte Sauerstoff wird im weiteren Prozess nicht mehr

benötigt und kann anderweitig verwertet werden. Die dadurch entstehenden möglichen zusätzlichen Erlöse gehen im Weiteren nicht mit ein ins Modell.

Die dabei entstehende Wärme fällt also bei einem relativ niedrigen Temperaturniveau an. Es wird ebenfalls angenommen, dass das im Rückverstormungsprozess produzierte Wasser gasförmig vorliegt und die im Falle einer Kondensation anfallende Wärme nicht mehr genutzt werden kann. Somit wird die im Wasserstoff gebunden Energie nun auf den Heizwert statt auf den Brennwert bezogen, was einen Energieverlust so zusagen per Definition zur Folge hat.

Muss der produzierte Wasserstoff für eine Speicherung oder mögliche andere Verarbeitungen weiter verdichtet werden, ist eine zusätzlich Kompressionsarbeit nötig. Im Modell wird für diesen Verdichtungsprozess ein konstantes, aber frei wählbares Druckverhältnis angenommen. Die auf diese Art in das Gas eingebrachte Energiemenge wird jedoch als nicht weiter nutzbar betrachtet. Folgende Abbildung zeigt das Energieflussdiagramm des Elektrolyseprozesses.

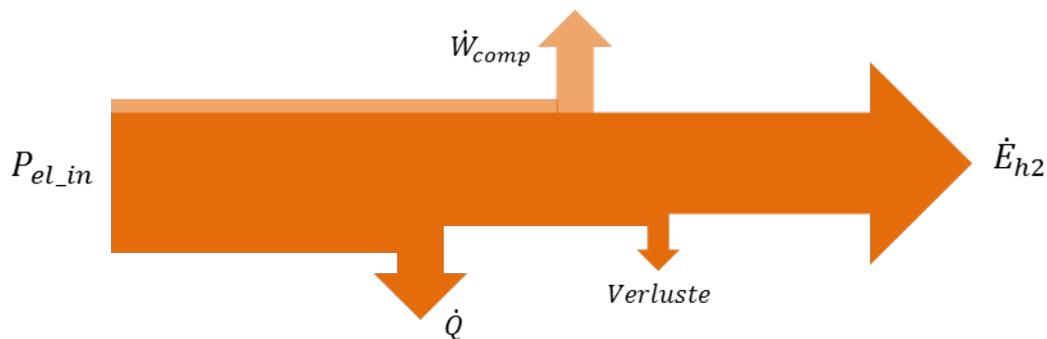


Abbildung 97: Energieflüsse bei der Elektrolyse

Eine weitere Modellannahme ist die Leistungsabhängigkeit des Wirkungsgrades des reinen Elektrolyseprozesses. Bezieht man die elektrische Eingangsleistung auf die Nennleistung so herrscht zwischen 20% und 100% relativer Eingangsleistung Normalbetrieb und der Wirkungsgrad folgt einer entsprechenden Leistungskennlinie (Abbildung 98). Beträgt die Eingangslast weniger als 20% so wird angenommen, dass die Elektrolyse auf eine Art Standbybetrieb schaltet und dabei bei wesentlich schlechterem Wirkungsgrad arbeitet (Annahme: 40%). Folgende Abbildung 98 zeigt die Wirkungsgradkurve wie Sie im Modell zum Einsatz kommt.

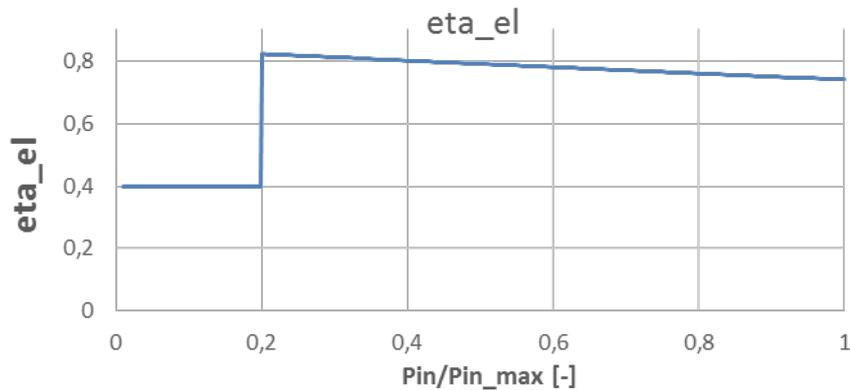


Abbildung 98: Wirkungsgradverlauf in Abhängigkeit der rel. Eingangsleistung [96]

Ebenso wird in dem Modell mitberücksichtigt, wenn die Elektrolyse vom Stillstand aus auf ein gewisses Leistungsniveau hochgefahren werden muss. Dabei gilt die Annahme, dass der Wirkungsgrad linear mit der Zeit ansteigt, sodass der entsprechende Wirkungsgrad aus der Kennlinie am Ende eines 15 Minuten Zeitintervalls erreicht ist. Wie man folgender Abbildung entnimmt entspricht dies einer weiteren Halbierung des Wirkungsgrades in jedem ersten Zeitschritt nach Stillstand.

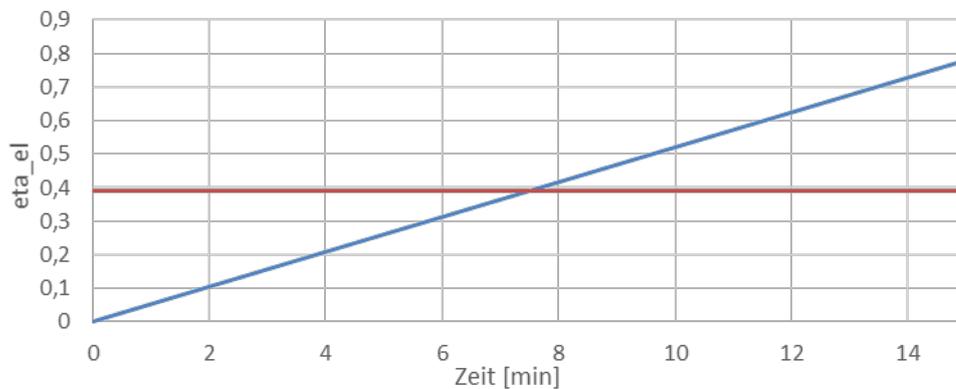


Abbildung 99: zeitabhängiges Wirkungsgradmodell beim Anfahrvorgang

Beispiel: Wird aus dem Stillstand auf  $Pin/Pin_{max}=0,6$  gestartet so muss am Ende dieses Intervalls entsprechend der Kennlinie ein Wirkungsgrad von ca. 78% erreicht sein. Betrachtet man diesen Vorgang über ein ganzes Intervall so entspricht dies einer Halbierung des Wirkungsgrades auf 39%.

Nach der Elektrolyse kann der Wasserstoff entweder direkt ins Gasnetz eingespeist werden, oder gespeichert werden.

### 2.6.2.3 Speicherung von Wasserstoff

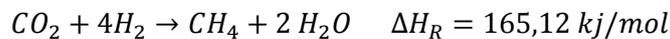
Im Falle der Speicherung kann dann der Wasserstoff bei Stromdefizit wieder Rückverstromt werden. Im Modell wird hierfür eine Brennstoffzelle mit einem Wirkungsgrad von 45% verwendet. Als gespeicherte

Energie wird hier nur die im Wasserstoff gebundene chemische Energie betrachtet. Potentielle Energie aufgrund eines Druckunterschieds zur Umgebung und Ebenso ein höheres Temperaturniveau werden bei der Ausspeicherung nicht berücksichtigt.

Die bei der Rückverstromung in der Brennstoffzelle anfallende Wärme lässt sich als Hochtemperaturwärme einstufen.

### 2.6.2.4 Methanisierung

Die Herstellung von Methan mithilfe von elektrischer Energie erfolgt in einfachster Weise über den Zwischenschritt der Wasserstoffproduktion der dann weiter in Methan umgewandelt werden kann. Hierfür wird zusätzlich Kohlenstoffdioxid benötigt, der Aufwand zur Gewinnung dieses CO<sub>2</sub> wird hier nicht mitberücksichtigt. Folgende exotherme Reaktion liegt diesem Prozess zu Grunde:



Dies bedeutet, dass dabei Energie in Form von Wärme abgegeben wird und die chemisch gebundene Energie im so produzierten Methan nur mehr etwas ca. 82% jener des Ausgangsproduktes Wasserstoffs beträgt.

Die Methanisierung ist im Modell so implementiert, dass bei Erreichen eines gewissen, vom Bediener frei wählbaren Wasserstoffspeicherfüllstandes der Methanisierungsprozess gestartet wird und erst beim Unterschreiten eines bestimmten minimalen Füllzustandes wieder gestoppt wird, sodass sich der Speicher erneut füllen kann. Das so produzierte Methan wird als synthetic natural Gas (SNG) bezeichnet und kann direkt ins Gasnetz eingespeist werden. Die Betriebstemperatur des für den Methanisierungsprozess angenommenen Verfahrens beträgt ca. 300°C weshalb die dabei anfallende Wärme ebenfalls als Hochtemperaturwärme eingestuft werden kann.

### 2.6.2.5 Ergebnisse und Schlussfolgerungen

Im Folgendem werden die Ergebnisse von zwei der 3 behandelten Umwandlungsszenarien gezeigt und analysiert; Da diese im Grunde genommen in beiden anderen Modellen ebenfalls enthalten ist, wird hier auf die reine H<sub>2</sub>-Umwandlung mit direkter Einspeisung ins Gasnetz verzichtet. Das hier angenommene Eingangsleistungsprofil aus Abbildung 100 entstammt der allgemeinen Lösung des Gesamtsystems der linearen Optimierung.

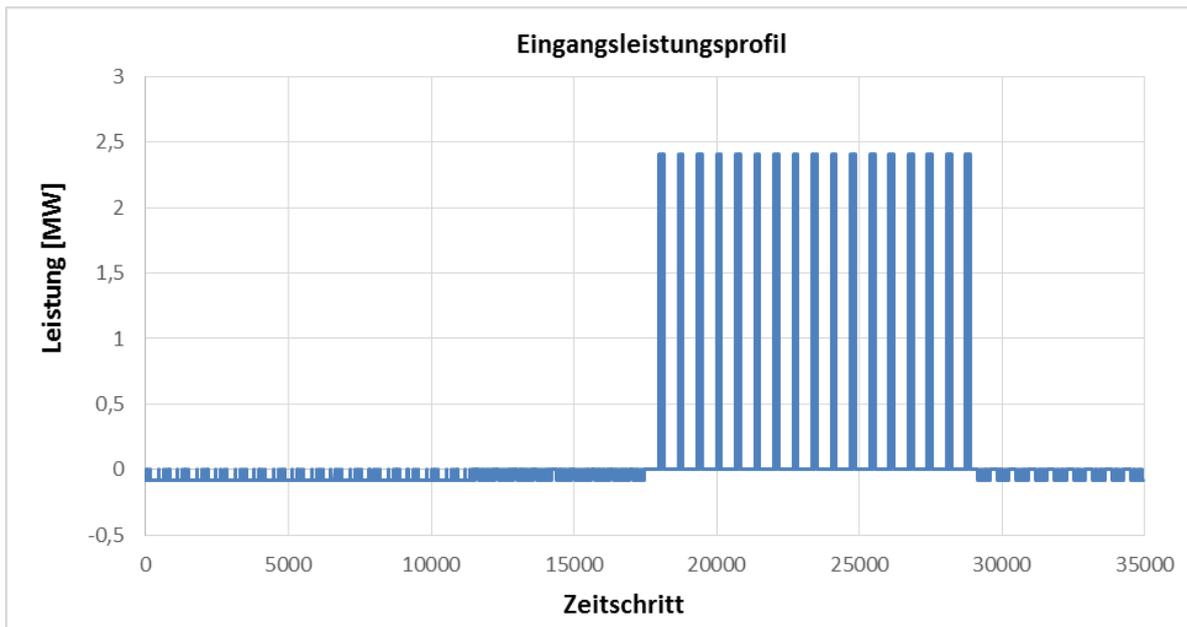


Abbildung 100: Eingangsleistungsprofil für P2G Prozess

## Wasserstoffspeicherung mit Rückverstromung

Um beide Modelle vergleichen zu können wurden Kapazität und Speichervolumen (~2,5MW/800MWh) entsprechend der Ergebnisse aus der Optimierung (lineares Modell) gewählt.

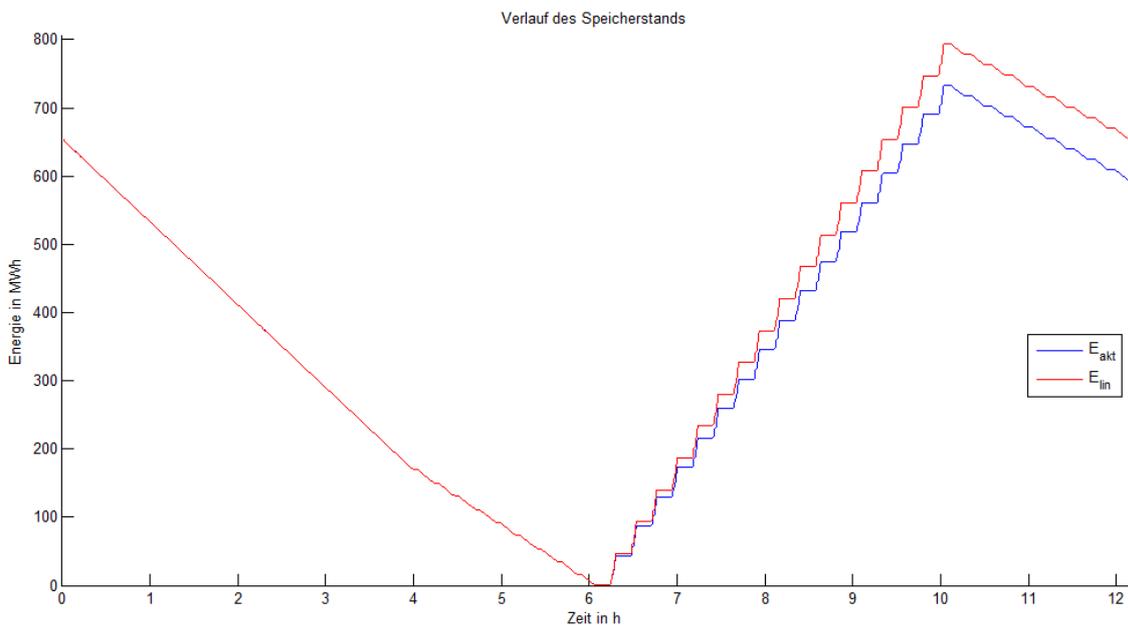


Abbildung 101: Vergleich der Speicherfüllung beider Modelle

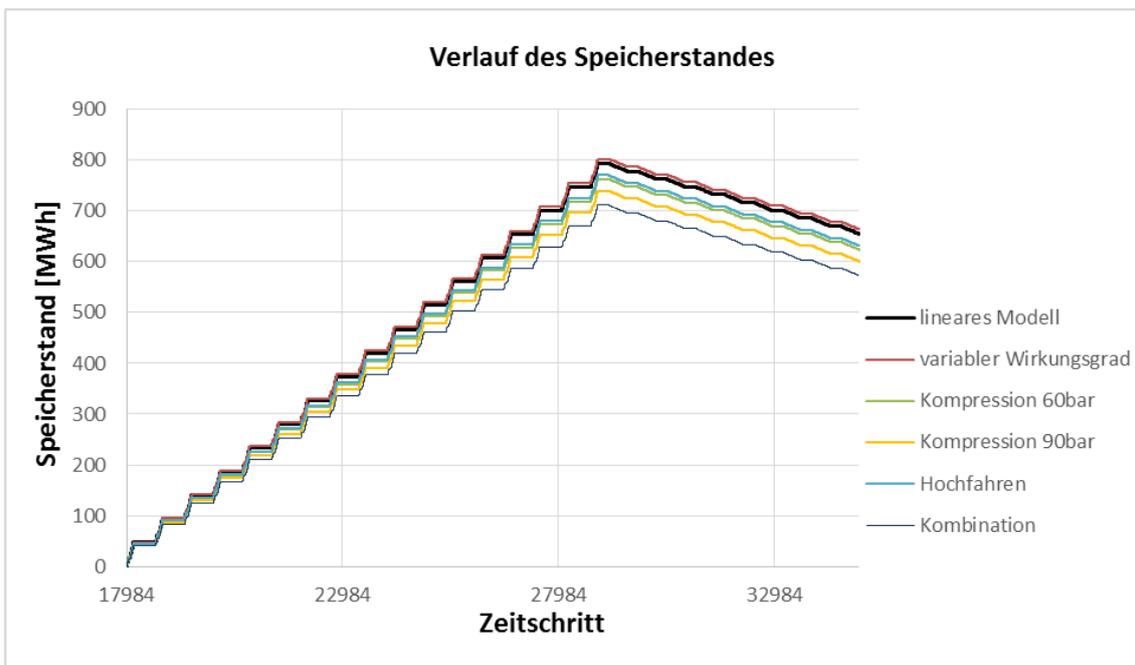


Abbildung 102: Speicherverlauf verschiedener Szenarien des P2G Modells

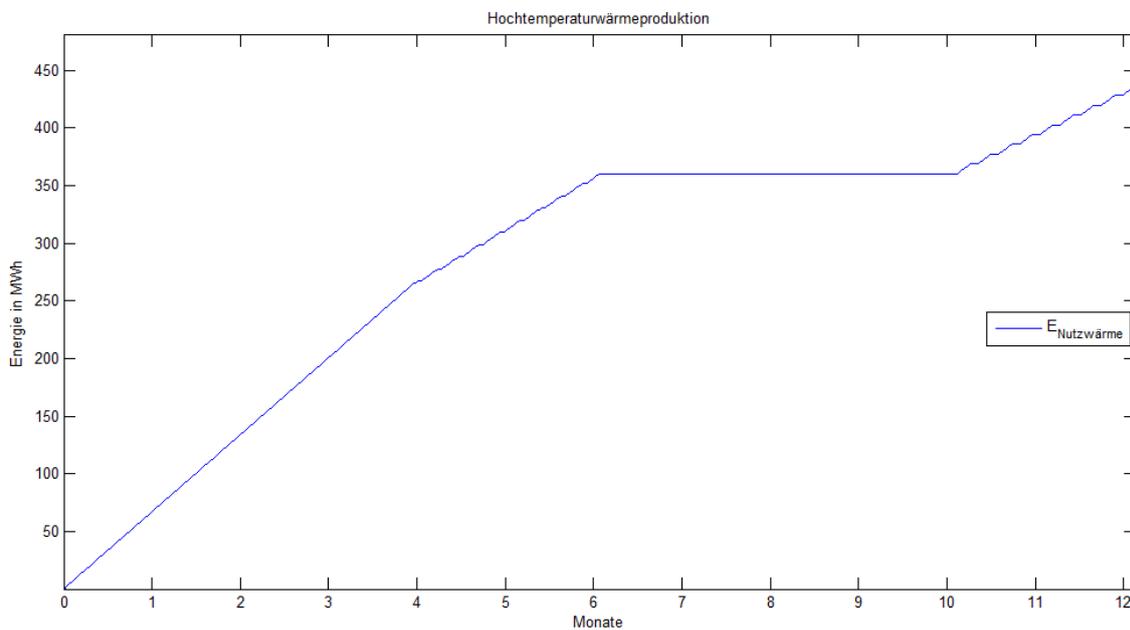


Abbildung 103: Produktion von Hochtemperaturabwärme kumuliert

# Neue Energien 2020 - 5. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

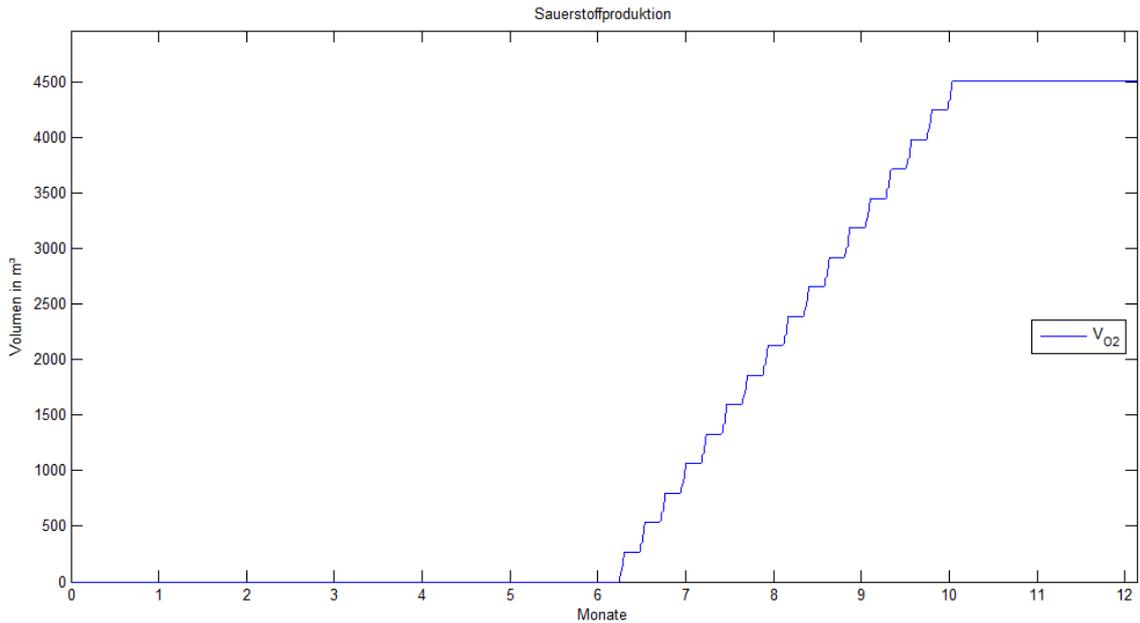


Abbildung 104: Produktion des Nebenproduktes Sauerstoff kumuliert in m<sup>3</sup> (60bar)

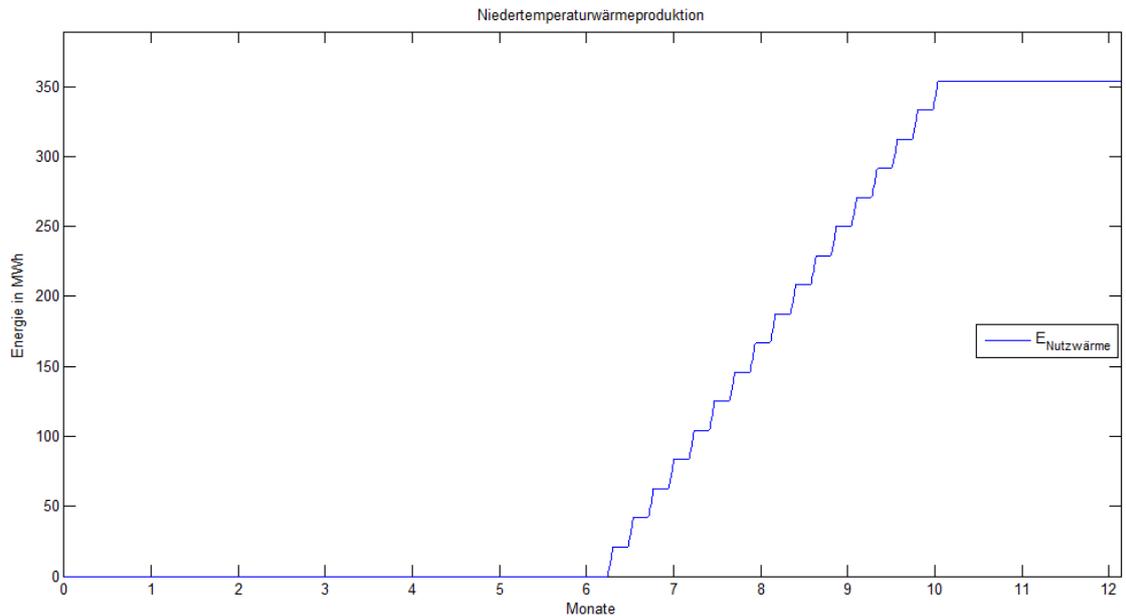


Abbildung 105: Niedertemperaturwärme

Bei Betrachtung der Speicherstandsverläufe erkennt man sofort, dass grundsätzlich keine qualitativen Unterschiede zwischen dem linearen Modell und dem P2G Modell bestehen. Jedoch wurden im Extremfall Abweichungen von über 12% bezogen auf das maximale Speichervolumen ermittelt. Demnach sind Anpassungen des linearen in jedem Fall erforderlich, um diverse Effekte so indirekt mit zu berücksichtigen. Abbildung 101 vergleicht beide Modelle über ein ganzes Jahr gesehen während Abbildung 102 die verschiedenen Szenarien nur in der Zeit der 2. Jahreshälfte zeigt, da dann eingespeichert wird und die Modell nur dann von einander abweichen. Entsprechend Abbildung 102

führen die verschiedenen beschriebenen Effekte unabhängig voneinander zu folgenden Abweichungen (Tabelle 80):

Tabelle 80: Vergleich der Abweichungen aufgrund verschiedener betrachteter Effekte

Leistungsabhängiger Wirkungsgrad	+ 9 MWh/Jahr
Wirkungsgradverlust beim Anfahren	- 23,4 MWh/Jahr
Kompression von 30 auf 60 bar:	- 30,7 MWh/Jahr
Kompression von 30 auf 90 bar:	- 54,1 MWh/Jahr
Kombination aller Einflüsse bei 90 bar:	- 82,2 MWh/Jahr

In Abbildung 104 ist die kumulierte Produktion des Nebenproduktes O<sub>2</sub>, welches im Modell nicht weiter verwertet wird, zu sehen. Hochtemperaturwärme (Abbildung 103) fällt nur beim Ausspeicherprozess (Rückverstromung) an. Die produzierte Niedertemperaturwärme folgt dem Verlauf der Einspeicherkurven (Abbildung 105).

## Methanisierung

In diesem Modell ist dem H<sub>2</sub> – Speicher eine Methanisierung nachgeschaltet, welche, wie bereits oben erklärt, bei einem gewissen Füllstand zu produzieren beginnt und erst dann wieder stoppt, wenn eine gewisse Grenze unterschritten wird. Dies ist in Abbildung 106 zu erkennen, wo neben der SNG-Produktion auch der Verlauf des vorgeschalteten H<sub>2</sub> – Speichers gezeigt wird.

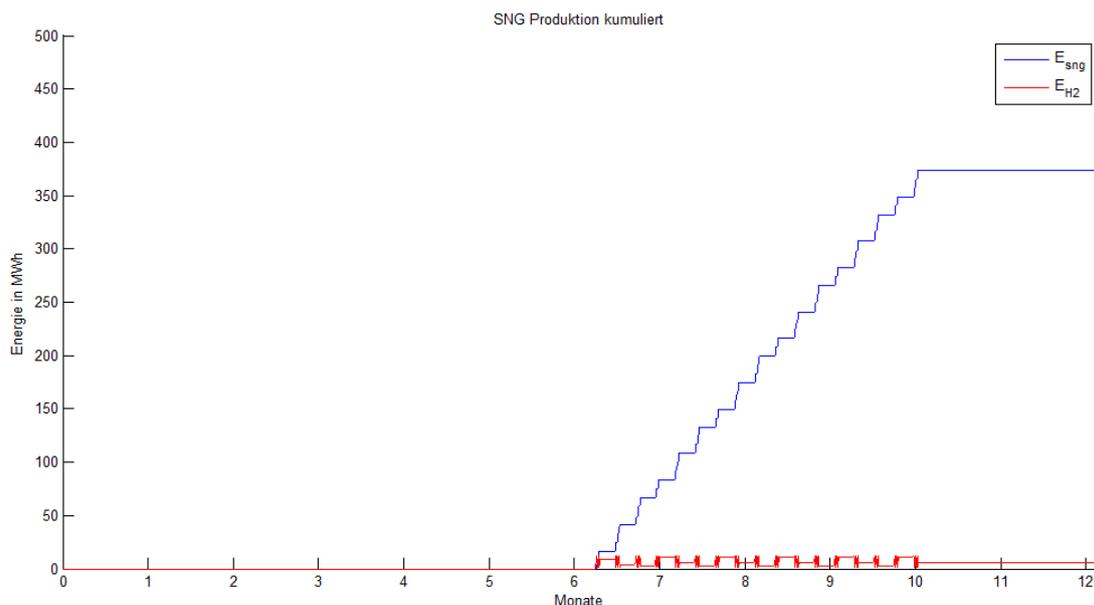


Abbildung 106: kumulierte Produktion von SNG zusammen mit H<sub>2</sub> als Zwischenprodukt

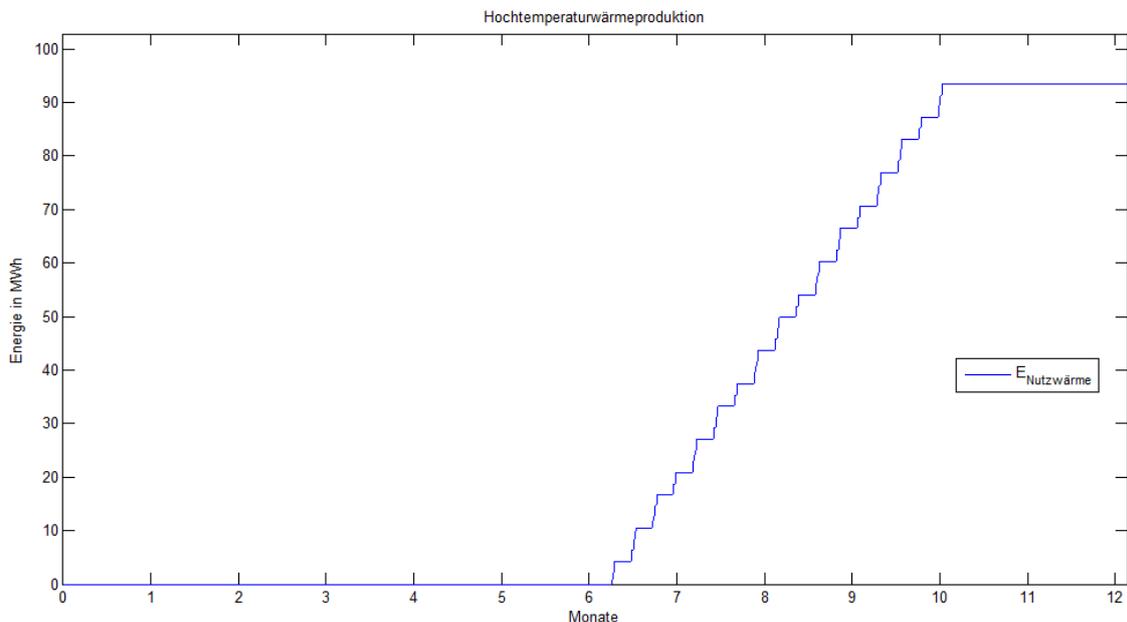


Abbildung 107: Hochtemperaturwärmeproduktion bei der SNG Herstellung

Hochtemperaturwärme fällt hier bei der Umwandlung von  $H_2$  zu  $CH_4$  an wie man in Abbildung 107 sieht, an der Sauerstoff- und Niedertemperaurwärmeproduktion ist im Vergleich zum  $H_2$  – Speichermodell keine Veränderung vorzufinden.

### 2.6.3 Thermische Speicher

Der Latentwärmespeicher deckt einerseits den Bereich bei erhöhtem Temperaturniveau (250-350 °C) für Speicherzyklen von Stunden bis maximal Tagen ab. Im Gegensatz dazu soll der Warmwasserspeicher Speicherzyklen von Wochen bis Monaten bei niedrigem Temperaturniveau (30-90 °C) repräsentieren. Der Warmwasserspeicher stellt dabei eine langjährig eingesetzte und etablierte Technologie dar. Der Latentwärmespeicher hingegen befindet sich noch im Experimentierstatus (bei diesem erhöhtem Temperaturniveau).

#### 2.6.3.1 Latentwärmespeicher

Im Gegensatz zur Speicherung von sensibler oder fühlbarer Wärme versteht man unter Latentwärmespeicherung die Speicherung von Wärme in einem Material, das einen Phasenübergang, wie z.B. fest – flüssig durchläuft. Abbildung 108 zeigt den Vergleich der Wärmespeicherung durch sensible und latente Wärme. Die Temperatur des Phasenübergangs gibt z.B. beim Einspeichern den Bereich an, bei dem das Material zu schmelzen beginnt ohne dabei seine Temperatur zu erhöhen. Erst wenn das Material komplett aufgeschmolzen ist, steigt die Temperatur weiter.

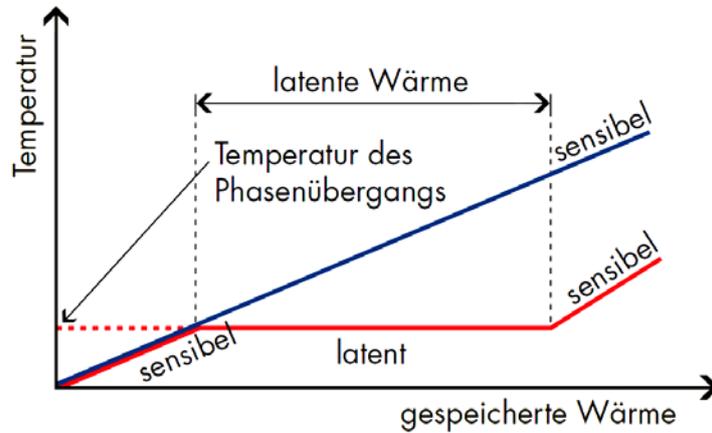


Abbildung 108: Vergleich der Wärmespeicherung durch sensible und latente Wärme [97].

Die Temperatur des *Phasenübergangs* wird durch das Speichermaterial bestimmt. Abbildung 109 zeigt verschiedene Materialklassen und den dazugehörigen Temperaturbereich. Dieser Bereich erstreckt sich von unter 0 °C bei Salz-Wasser-Eutektika bis zu 200 °C und mehr bei Salzen und deren eutektischen Mischungen.

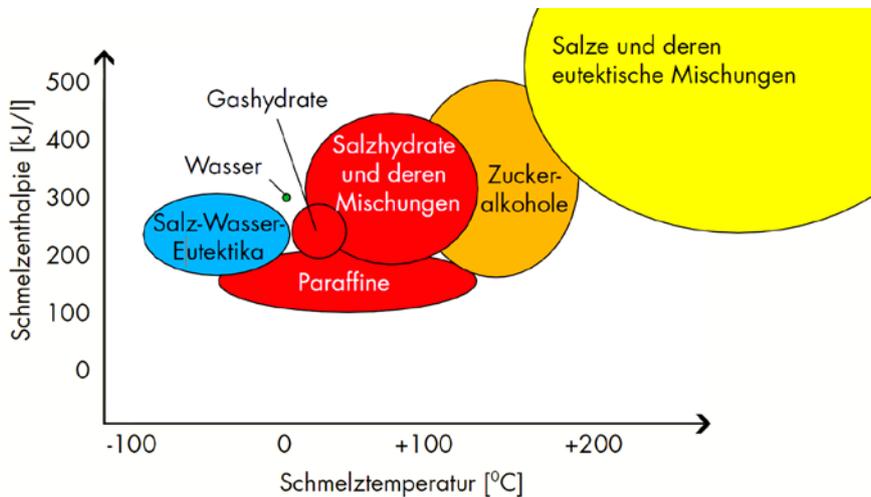


Abbildung 109: Volumenspezifische Schmelzenthalpien und zugehörige Temperaturbereiche von Materialklassen zur Latentwärmespeicherung [97].

## Latentwärmespeicherversuchsanlage

Am Institut für Energietechnik und Thermodynamik der TU Wien wurde im Rahmen einer Diplomarbeit eine Latentwärmespeicherversuchsanlage errichtet.

Als Speichermedium dient  $\text{NaNO}_3$ , eine eutektische Salzmischung, vgl. dazu Abbildung 109. Als Wärmequelle bzw. -senke wird Thermoöl innerhalb vertikal stehender Rippenrohre durch den Speicher

geführt. Die Rippenrohre sind in Serie geschaltet. Abbildung 110 zeigt die fertig aufgebaute Versuchsanlage. Als zentrales Element ist der gedämmte zylindrische Behälter mit dem darin befindlichen Speichermedium  $\text{NaNO}_3$  zu erkennen. Ebenfalls ersichtlich sind die Vor- und Rücklaufleitungen des Thermoöls.



Abbildung 110: Latentwärmespeicherversuchsanlage an der TU Wien [98].

## **Parameter der Latentwärmespeicherversuchsanlage**

Die Gesamtkapazität der Versuchsanlage berechnet sich aus der sensiblen und latenten Wärme von Raumtemperatur bis zur maximalen Speichertemperatur. Nutzbar ist jedoch nur die Kapazität zwischen der niedrigsten und höchsten Speichertemperatur, zwischen ca. 270 – 340 °C. Eine Zusammenfassung der wichtigsten Parameter ist in Tabelle 81 angegeben.

Tabelle 81: Zusammenfassung der Parameter.

Nutzbare Kapazität	60 kWh
Temperaturbereich	270-340 °C
Zugriffszeit	1 min
Nutzungsgrad	77%
Wärmequelle	Thermoöl

## Ein- bzw. Ausspeichervorgang

Der Einspeichervorgang kann in vier Schritte unterteilt werden [98]:

- Erwärmen des Materials bis zur Schmelztemperatur
- Schmelzen im Randbereich des Rippenrohrs
- Ausbildung einer natürlichen Konvektionsströmung
- Erhöhung der Temperatur in der Schmelze

Der maßgebende Wärmeübertragungsmechanismus ist die Konvektionsströmung in der flüssigen Phase.

Der Ausspeichervorgang kann in drei Schritte unterteilt werden:

- Ausbildung einer Strömung in der Schmelze
- Beginn des Erstarrens
- Fortschreiten der Erstarrung

Der maßgebende Wärmeübertragungsmechanismus ist die Wärmeleitung in der festen Phase.

Abbildung 111 zeigt den Schmelz- bzw. Erstarrungsvorgang im Detail. Die gezeigten Abbildungen sind das Resultat einer transienten CFD Simulation. Zu sehen ist jeweils ein Teilquerschnitt des Rippenrohrs mit dem thermoölführenden Stahlrohr am spitzen Ende des „Tortenstücks“ (linkes Ende) und die äußere Begrenzung durch die Behälterinnenwand (rechtes Ende). Dazwischen befindet sich die Aluminiumrippe mit dem umgebenen Salz.

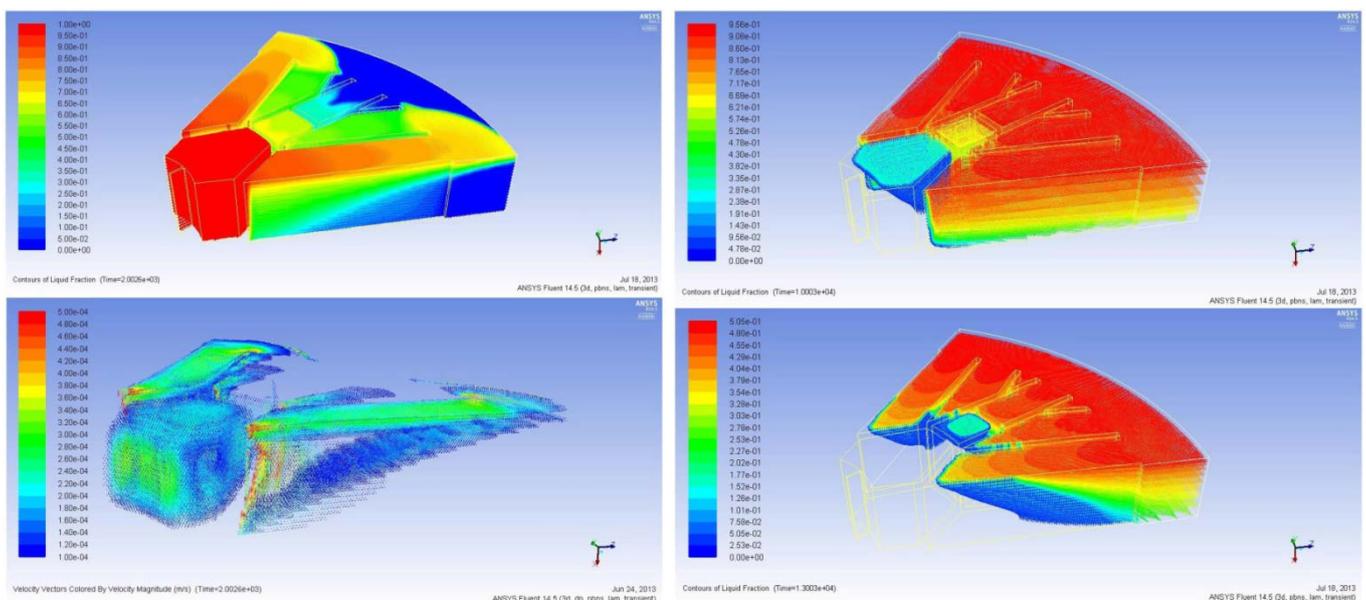


Abbildung 111: Simulation des Schmelzvorgangs (links) bzw. Erstarrungsvorgangs (rechts) mittels CFD [98].

Beim Schmelzvorgang (linke Seite in Abbildung 111) wird ein einzelner Zeitschritt gezeigt. Oben ist die Schmelzfront zu sehen. Rot bedeutet flüssig, blau bedeutet fest. Unten sind die dazugehörigen Geschwindigkeitsvektoren zum selben Zeitpunkt dargestellt. Durch die Rippengeometrie stellt sich ein radial unsymmetrisches Aufschmelzen von innen nach außen ein. Ebenfalls findet ein ungleichmäßiges Aufschmelzen des Materials in axialer Richtung statt. Die resultierende Schmelzfront bewegt sich entlang der Schwerkraft von oben nach unten. Folglich dominiert die Konvektionsströmung der flüssigen Phase den Wärmeübertragungsmechanismus.

Beim Erstarrungsvorgang (rechte Seite Abbildung 111) sind zwei Zeitschritte dargestellt. Im Bild unten wird die Schmelzfront nach ca. doppelter Zeitdauer wie oben dargestellt. Es findet ebenfalls ein ungleichmäßiger Erstarrungsprozess in radialer Richtung statt. Die resultierende Schmelzfront bewegt sich aber hier in vertikaler Richtung von innen nach außen. Das bedeutet beim Erstarren ist die Wärmeleitung in der festen Phase der maßgebende Faktor der Wärmeübertragung.

## Energie- bzw. Leistungskurve

Die Energie- bzw. Leistungskurve lässt sich aus Langzeitversuchen im stationären oder eingeschwungenen Zustand ableiten. Die eingebrachte Leistung errechnet sich aus dem Massenstrom und der Temperaturdifferenz zwischen Vorlauf und Rücklauf des Thermoöls. Dabei wird beim Einspeichern die Vorlauftemperatur und beim Auspeichern die Rücklauftemperatur konstant gehalten. Abbildung 112 zeigt die Messdaten von 4 aufeinanderfolgenden Speicherzyklen.

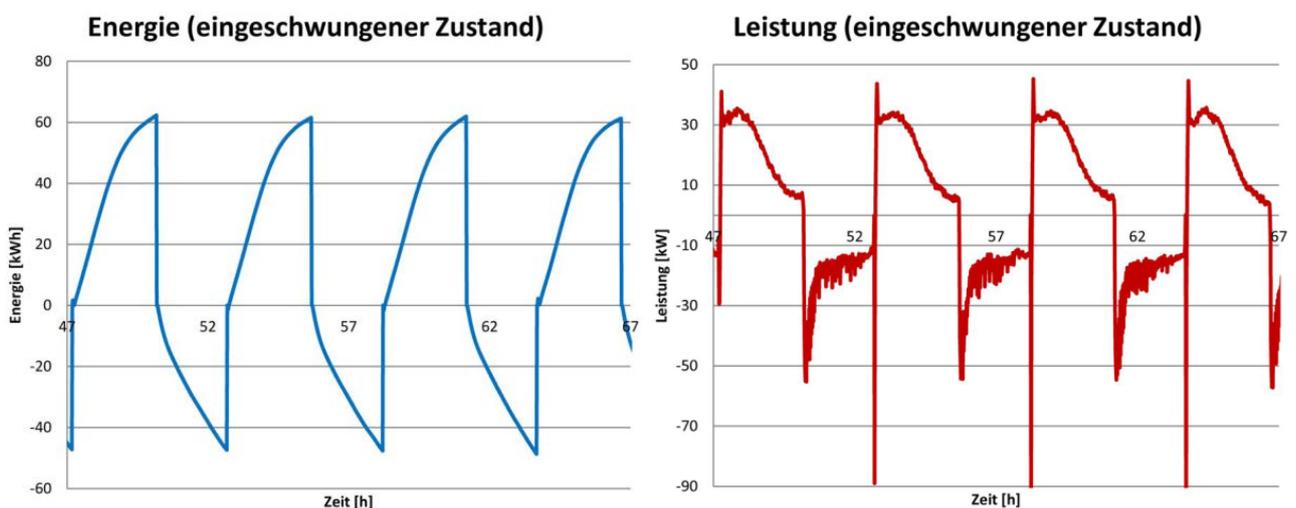


Abbildung 112: Energie- (links) und Leistungskurve (rechts) des Speichers im eingeschwungenen, stationären Betrieb [98].

Aus diesen gemessenen Verläufen wurde ein nichtlineares Speichermodell abgeleitet.

## Nichtlinearer Speicher (Experimentelles Modell)

Auf Basis der gemessenen Leistungs- bzw. Energiekurven wurden Kennfelder für den Einspeicher- und Ausspeichervorgang erstellt, siehe Abbildung 113. Die oberen zwei Diagramme zeigen die Messwerte für einen Speicherzyklus.

Beim Einspeichern (links) kann bis 1h eine konstante Leistung eingebracht werden, erst danach tritt Sättigung auf und die Energiekurve flacht ab. Der gesamte Einspeicherzyklus dauert 3 h.

Beim Ausspeichern (rechts) kann zuerst mehr Leistung als beim Einspeichern entzogen werden. Bis 0,5 h fällt die Leistung stark ab und verläuft dann flacher bis zum Ende des Zyklus, während der Energieinhalt annähernd linear abfällt. Der Ausspeicherzyklus ist kürzer als der Einspeicherzyklus und dauert 2,5 h.

In Abbildung 113 unten sind die Kennfelder für das Ein- und Ausspeichern angeführt. Darin ist zu erkennen, wie viel maximale Leistung in Abhängigkeit des Speicherstandes eingebracht bzw. entzogen werden kann. Abbildung 114 zeigt die auf den Energiewert normierten Speicher kennfelder.

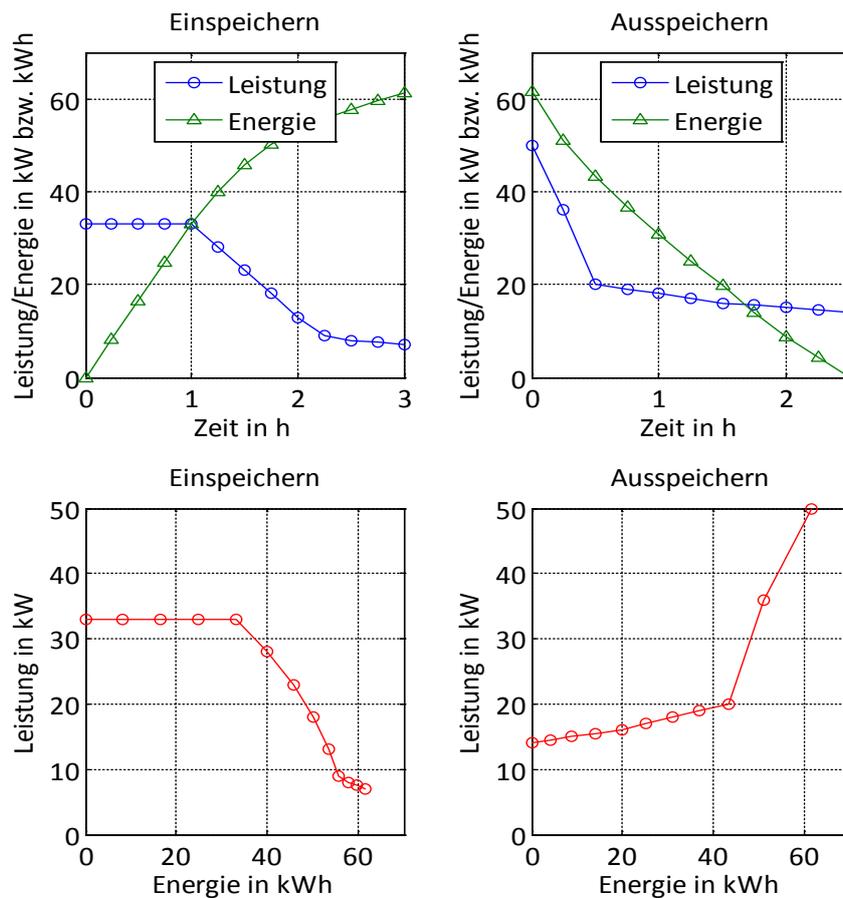


Abbildung 113: Speicherkennfelder auf Basis der gemessenen Leistungs- und Energiekurven.

Diese Kennfelder beschreiben die Betriebsgrenze des Speichers bei konstanter Vorlauf- bzw. Rücklaufterperatur der Wärmequelle. Die Vorgänge innerhalb dieser Grenzen (bei z.B. sehr geringer

Leistung im Vergleich zur maximalen Kapazität) konnten experimentell nicht erfasst werden. Dafür wären weitere Messkampagnen notwendig. Um trotzdem eine Aussage über das Verhalten innerhalb der Betriebsgrenzen treffen zu können wurde ein vom Speicherstand abhängiger Wirkungsgrad bestimmt. Er wurde aus dem Nutzungsgrad (Zykluswirkungsgrad) unter Berücksichtigung der unterschiedlichen Be- bzw. Entladedauer und der vom Speicherstand abhängigen mittleren Speichertemperatur berechnet.

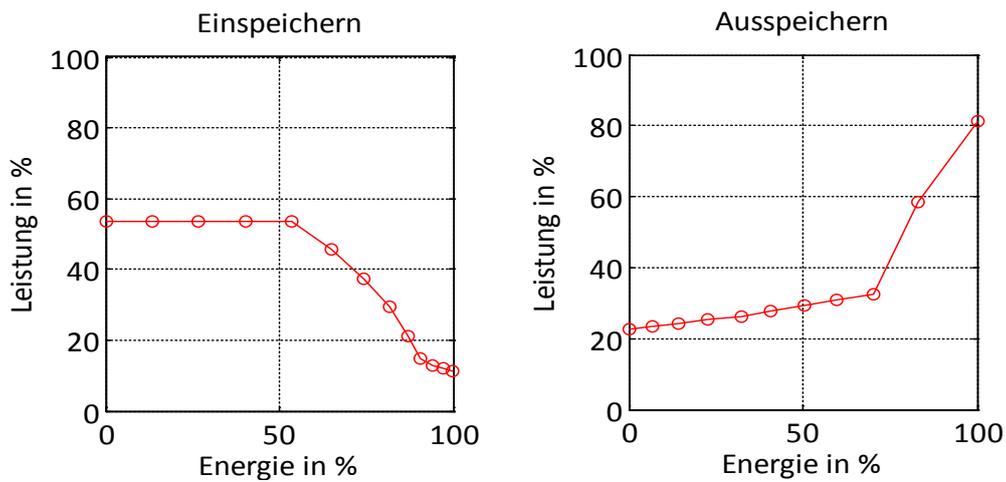


Abbildung 114: Auf den Energiewert normierte Speicherkennfelder.

In Tabelle 82 sind die Parameter des nichtlinearen Modells zusammengefasst.

Tabelle 82: Zusammenfassung des nichtlinearen Speichermodells

Bezeichnung	Wert/Umsetzung	Ursprung	Kommentar	Lineares Modell
<b>Be- bzw. Entladevorgang</b>	Wirkungsgrad 0,5 – 0,8 (Sättigungsverlauf)	Annahme	Auf Basis des gemessenen Nutzungsgrades (0,77) bestimmt. Vom Speicherstand abhängig.	Konstanter Wirkungsgrad 0,75
<b>Thermische Verluste</b>	Wirkungsgrad 0,99		Vernachlässigbar, je höher das Verhältnis von Volumen zu Oberfläche	
<b>Leistungsbegrenzung</b>	Kennfeld	Messwerte	Bei konstanter Vorlauf- bzw. Rücklauf-temperatur	

### Nichtlineares Speichermodell bei sprunghaftem Eingangsleistungsprofil

Das Eingangsleistungsprofil besteht aus einem positiven (Entladung) Sprung von 11 h und einem anschließenden negativen (Beladung) Sprung von 11 h bei einem Zeitschritt von 15 Minuten. Die Amplitude beträgt bei beiden Sprüngen 1 MW. Abbildung 115 zeigt das Eingangsleistungsprofil (links) und den resultierenden Verlauf des Speicherstandes (rechts).

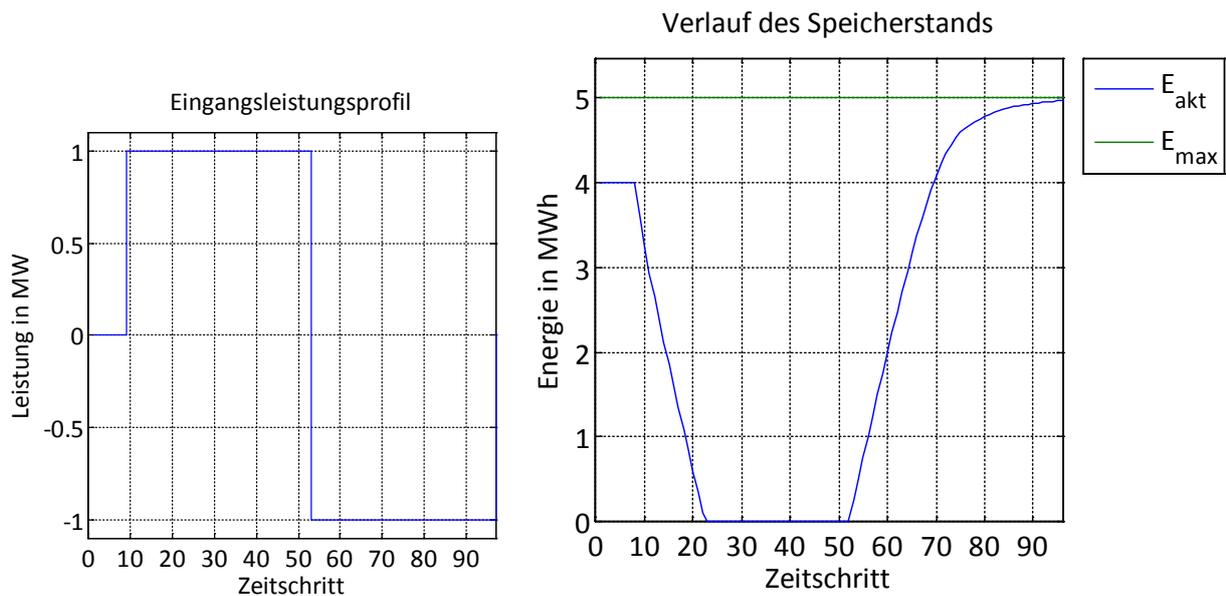


Abbildung 115: Verlauf des Speicherstandes (rechts) bei sprunghafter Änderung des Leistungsprofils (links).

Der „Test“-Speicher hat eine maximale Kapazität von 5 MWh mit einem Speicherstand am Beginn des Zyklus von 4 MWh, also annähernd voll beladen.

Während des Entladezyklus wird ausschließlich der speicherstandabhängige Wirkungsgrad berücksichtigt. Der Verlauf ist annähernd linear, vgl. dazu Abbildung 113 rechts oben. Beim Beladen ist ebenfalls zuerst nur der Wirkungsgrad für den Speicherverlauf verantwortlich. Ab 4MWh Energieinhalt kommen die Grenzen des Speicherkennfelds zu tragen. Die Beladungskurve flacht ab, vgl. dazu Abbildung 113 links oben. Die thermischen Verluste im Stillstand (bis Zeitschritt 10) sind kaum zu erkennen.

### Vergleich zwischen linearem und nichtlinearem Speichermode

Der Latentwärmespeicher soll die Funktion eines Kurzzeitspeichers mit Speicherzyklen von Stunden bis maximal Tagen übernehmen. Er kann entweder als Pufferspeicher bei Solarkraftwerken (um längere Wolkenperioden oder Nachtstunden auszugleichen) oder auch bei der Kraft-Wärme-Kopplung eingesetzt werden. Abbildung 116 zeigt das Eingangsleistungsprofil der ruralen Region für eine Übergangswoche an einem Knoten, an dem sich eine KWK Anlage befindetet. Ein Zeitschritt beträgt 15 Minuten.

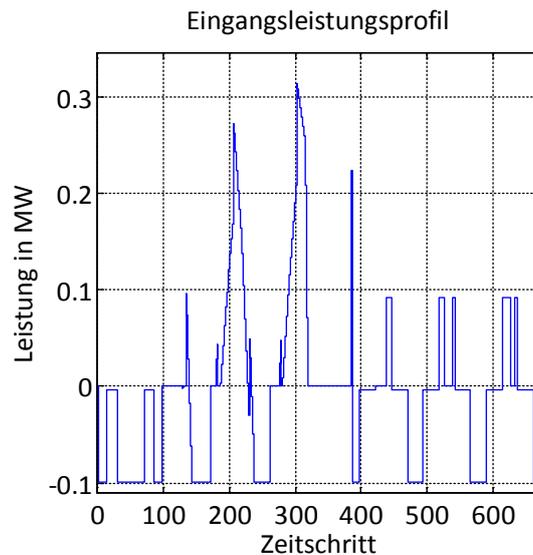


Abbildung 116: Rurales Eingangsleistungsprofil an einem KWK Knoten für eine Übergangswoche.

Dieses Wochenprofil stellt durch seinen zyklischen Verlauf ein geeignetes Betriebsprofil für einen Latentwärmespeicher dar.

Der Vergleich zwischen dem linearen und dem nichtlinearen Speichermodell zeigt, dass ausschließlich der speicherinhaltabhängige Wirkungsgrad für den Unterschied verantwortlich ist, siehe Abbildung 117. Bei fast voll beladenen Speicher am Anfang des Profils liegt der nichtlineare Verlauf unterhalb des linearen Verlaufs. Am Ende des Profils ist es genau umgekehrt, der nichtlineare Verlauf liegt über dem linearen Verlauf. Durch die große Speicherkapazität im Vergleich zur anliegenden Leistung tritt keine Begrenzung infolge des Betriebskennfelds auf. Damit entsteht am Knoten auch kein Leistungsüberschuss, der nicht verarbeitet werden kann. Linearer und nichtlinearer Speicher haben dieselbe maximale Kapazität von 3,616 MWh. Die Differenz des Speicherstands am Ende der Woche beträgt ca. 17%.

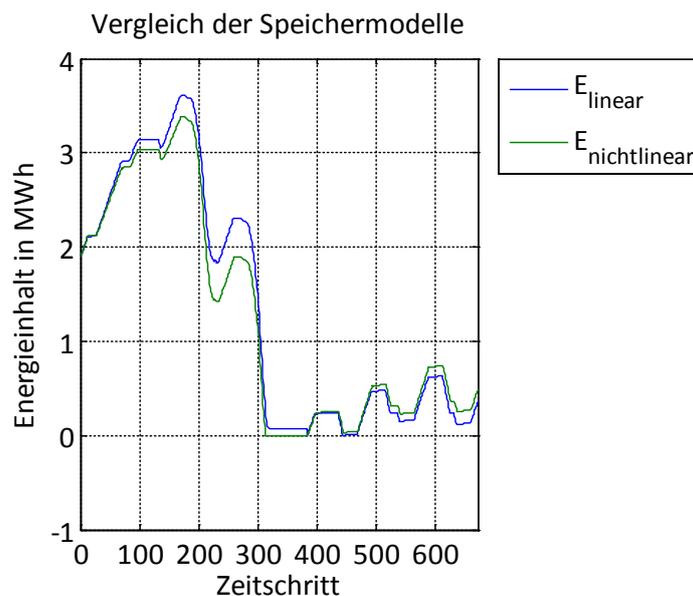


Abbildung 117: Vergleich der Speichermodelle als Kurzzeitspeicher.

### 2.6.3.2 Warmwasserspeicher

Warmwasserspeicher sind heute neben Feststoffspeichern (Nachtstrom-Speicherheizungen) die am weitest verbreiteten Wärmespeicher. Wasser ist überall verfügbar, billig, ökologisch unbedenklich und hat eine große spezifische Wärmekapazität. Warmwasserspeicher lassen sich in Heizungsanlagen, die Wasser als Wärmeträger verwenden, leicht integrieren. Sie werden auch als Fernwärmespeicher (sowohl druckbeaufschlagt also auch drucklos) eingesetzt. Das Wasser kann gleichzeitig als Speichermedium und Wärmeträger verwendet werden, sodass hohe Entladeleistungen möglich sind. Unabhängig von ihrem Verwendungszweck und Kapazität, können Warmwasserspeicher in erster Linie aufgrund ihres Be- und Entladeverhaltens unterschieden werden.

#### **Direktes Be- oder Entladen (geschichtet)**

Der Speicher wird von oben mit heißem Wasser beladen und gleichzeitig wird unten kaltes Wasser abgezogen, siehe Abbildung 118. Durch die Dichteunterschiede zwischen heißem und kaltem Wasser entsteht eine Temperaturschichtung.

# Neue Energien 2020 - 5. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

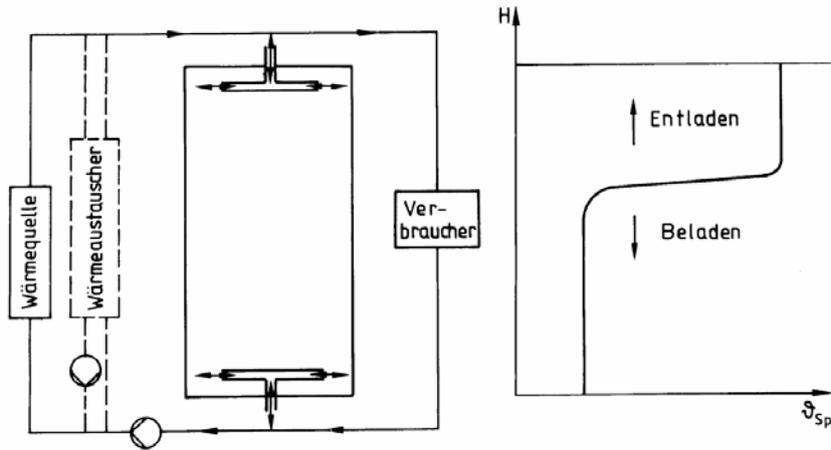


Abbildung 118: Be- und Entladen eines direkten Speichers [99].

Die Entladung erfolgt genau umgekehrt. Prallplatten bzw. Umlenkeinrichtungen verhindern, dass das einströmende Wasser durch seinen Impuls die Temperaturschichtung zerstört.

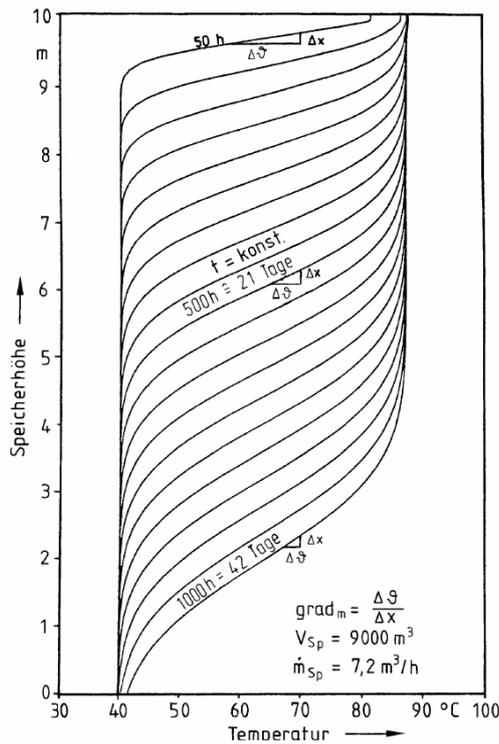


Abbildung 119: Änderung der Temperaturschichtung über der Zeit [99].

Abbildung 119 zeigt die Änderung der Schichtung über der Zeit bis 1.000 h (42 Tage). Durch die Wärmeleitung im Wasser nimmt die Schichtdicke des Übergangsbereiches zu. Nichts desto trotz ist die Schichtung auch nach sehr langer Dauer sehr gut.

Diese Konfiguration mit direkter Beaufschlagung wird in der Regel als Pufferspeicher in der Kraft/Wärme-Kopplung und in Heizungsanlagen (Wärmepumpen, Feststoffkessel) verwendet. Sie ist

aber nur dann einsetzbar, wenn keine Trennung der Medien zwischen Be- und Entladekreis notwendig ist. Alle Großspeicher arbeiten auch nach diesem Prinzip (z.B. Fernwärmespeicher Simmering (Wien Energie) ca. 11.000 m<sup>3</sup> Volumen und 850 MWh Speicherkapazität [100]).

### Indirektes Be- und Entladen (durchmischt)

Herrscht eine große Druckdifferenz zwischen Heizkreis und Speicherkreis oder ist eine Trennung zwischen Wärmeträger und Speichermedium notwendig, dann ist der Einsatz von Wärmetauschern notwendig. Abbildung 120 zeigt eine Variante mit indirekter Be- und direkter Entladung. Der Beladungsvorgang erfolgt mittels eines Wärmetauschers im unteren Teil des Speichers. Die Wärme wird durch freie Konvektion nach oben transportiert und der gesamte Speicher erwärmt sich. Das Entladen erfolgt analog zum geschichteten Speicher.

Bei einem Warmwasserspeicher mit indirekter Entladung (Beladung direkt oder indirekt) treten prinzipiell dieselben Vorgänge auf wie bei der indirekten Beladung. Der Wärmetauscher liegt in diesem Fall im oberen Bereich des Speichers.

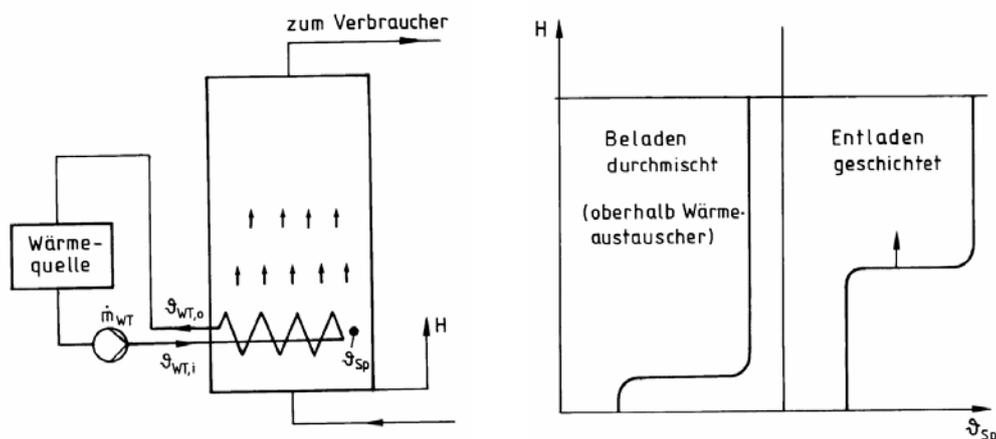


Abbildung 120: Warmwasserspeicher mit indirekter Be- und direkter Entladung [99].

Der Vollständigkeit halber soll hier noch erwähnt werden, dass bei einer Konfiguration mit 3 Wärmetauschern (oben, mitte und unten) ein gleichzeitiges Be- und Entladen möglich wäre, sowie Speicher mit Mantelwärmetauschern für den Betrieb ohne Pumpe (Naturumlauf) eingesetzt werden können.

### Wärmeverluste im Stillstand (standby)

Die Wärmeverluste eines Warmwasserspeichers entstehen in erster Linie an der Oberfläche des Behälters durch die Temperaturdifferenz zwischen Speicherinhalt und Umgebung. Die Speichertemperatur nimmt dabei exponentiell ab. Diese Beziehung gilt in erster Näherung sowohl für den durchmischten als auch für den geschichteten Speicher, hingegen bei Letzterem als Speichertemperatur der volumetrisch gewichtete Mittelwert einzusetzen ist. Diese Wärmeverluste an die

Umgebung führen zu Konvektionsströmungen, die jedoch bei sehr gut gedämmten Speichern sehr gering sind.

Zusätzlich entstehen an den Anschlüssen, Flanschen, Standfüßen und aus dem Speicher kommenden Rohrleitungen Wärmebrücken, die bei kleinen Speichervolumina ein ähnliches Ausmaß wie die Oberflächenverluste annehmen können.

Ist das Verhältnis von Speicherinhalt (Volumen) zu Oberfläche sehr groß und außerdem eine hinreichende Wärmedämmung vorhanden, umso weniger Einfluss haben die Wärmeverluste auf den Zykluswirkungsgrad eines Warmwasserspeichers.

### Zusammenfassung der Speichercharakteristiken

Bei direkten Speichern (geschichtet) kann man von einer linearen Speichercharakteristik ausgehen. Die Be- bzw. Entladeleistung ist demnach direkt proportional dem Lade- bzw. Entlademassenstrom und unabhängig vom Speicherinhalt. Die Verluste während eines Speicherzyklus setzen sich aus den Wärmeverlusten an die Umgebung, der langsamen Degradation der Temperaturschichtung und der benötigten Pumpleistung zum Be- oder Entladen zusammen.

Indirekte Speicher (durchmischt) besitzen eine ausgeprägte nichtlineare Charakteristik. Die Be- und Entladeleistung ist durch die vorherrschende Temperaturdifferenz zwischen Wärmetauscher und Speichermedium vorgegeben, also vom Speicherinhalt abhängig. Beim Ladevorgang nimmt die Speichertemperatur zu, die Temperaturdifferenz am Wärmetauscher wird geringer und somit auch die übertragbare Ladeleistung. Um trotzdem hohe Be- oder Entladeleistungen zu erreichen sind groß dimensionierte Wärmetauscher notwendig.

### Nichtlinearer Speicher (Mathematisches Modell)

Aufgrund ihrer ausgeprägten nichtlinearen Charakteristik wird ein Warmwasserspeicher mit indirekter Be- und Entladung herangezogen. Abbildung 121 zeigt das Schema eines ideal durchmischten Speichers.

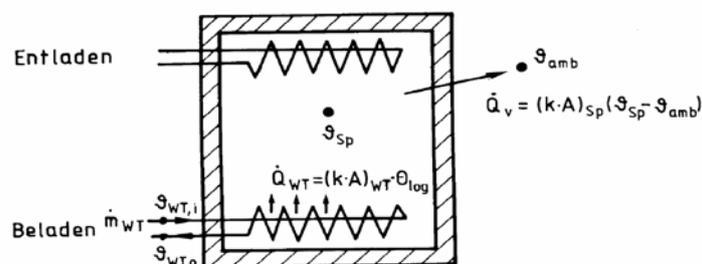


Abbildung 121: Indirekter Speicher (ideal durchmischt) beim Beladen [99].

Die Wärmebilanz am Speicher ergibt sich wie folgt:

$$C_{Sp} \cdot \frac{d\vartheta_{Sp}}{dt} = \dot{m}_{WT} \cdot c_p \cdot \varepsilon \cdot (\vartheta_{WT,i} - \vartheta_{Sp}) - (k \cdot A)_{Sp} \cdot (\vartheta_{Sp} - \vartheta_{amb})$$

Änderung der Speichertemperatur =  $\begin{matrix} \text{zugeführte oder} \\ \text{abgeführte} \\ \text{Leistung am} \\ \text{Wärmetauscher} \end{matrix}$  - thermische Verluste an die Umgebung

Darin sind  $C_{Sp}$  die Speicherkapazität  $(m \cdot cp)_{Sp}$  des Speichers. Die Bauteile des Speichers (Behälter, Wärmetauscher, Wärmedämmung) werden vernachlässigt und sämtliche Stoffparameter temperaturunabhängig angenommen.

Der Wärmetauscherwirkungsgrad  $\varepsilon$  gibt das Verhältnis zwischen übertragener Wärmeleistung zu maximal übertragbarer Wärmeleistung an. Zur Bestimmung dieses Wertes ist eine Annahme der Wärmetauscherspezifikationen (Oberfläche, Rippenrohr oder Glattrohr, etc.) notwendig. Um aber die Allgemeingültigkeit des Modells zu bewahren wird der Wert auf 1 gesetzt, unter der Annahme, dass er z.B. bei einer Jahressimulation nur einen geringen Einfluss auf das Resultat hat. Die maximale Temperaturspreizung am Wärmetauscher beträgt  $(\theta_{WT,i} - \theta_{Sp}) = (90 - 30 \text{ °C})$ .

Das Wärmeübertragungsvermögen des Speichers  $(k \cdot A)_{Sp}$  an die Umgebung ist durch die maximale Speicherkapazität und Speichergeometrie definiert. Die Umgebungstemperatur  $\theta_{amb}$  beträgt 15 °C und ist konstant. Tabelle 83 zeigt eine Zusammenfassung des nichtlinearen Speichermodells.

Tabelle 83: Zusammenfassung des nichtlinearen Speichermodells

Bezeichnung	Wert	Ursprung	Kommentar	Lineares Modell
Be- bzw. Entladevorgang	Mathematische Beschreibung durch Diff.gleichung	Berechnet	Mathematisches Modell eines ideal durchmischten Speichers	Konstanter Wirkungsgrad 0,88
Thermische Verluste			Abhängig von Temperaturdifferenz zwischen Speicher und Umgebung	
Leistungsbegrenzung			Abhängig von Temperaturdifferenz am Wärmetauscher	

## Nichtlineares Speichermodell bei sprunghaftem Eingangsleistungsprofil

Das Eingangsleistungsprofil besteht aus einem positiven (Entladung) Sprung von 11 h und einem anschließenden negativen (Beladung) Sprung von 11 h bei einem Zeitschritt von 15 Minuten. Die Amplitude beträgt bei beiden Sprüngen 1 MW. Abbildung 122 zeigt das Eingangsleistungsprofil (links) und den resultierenden Verlauf des Speicherstandes (rechts).

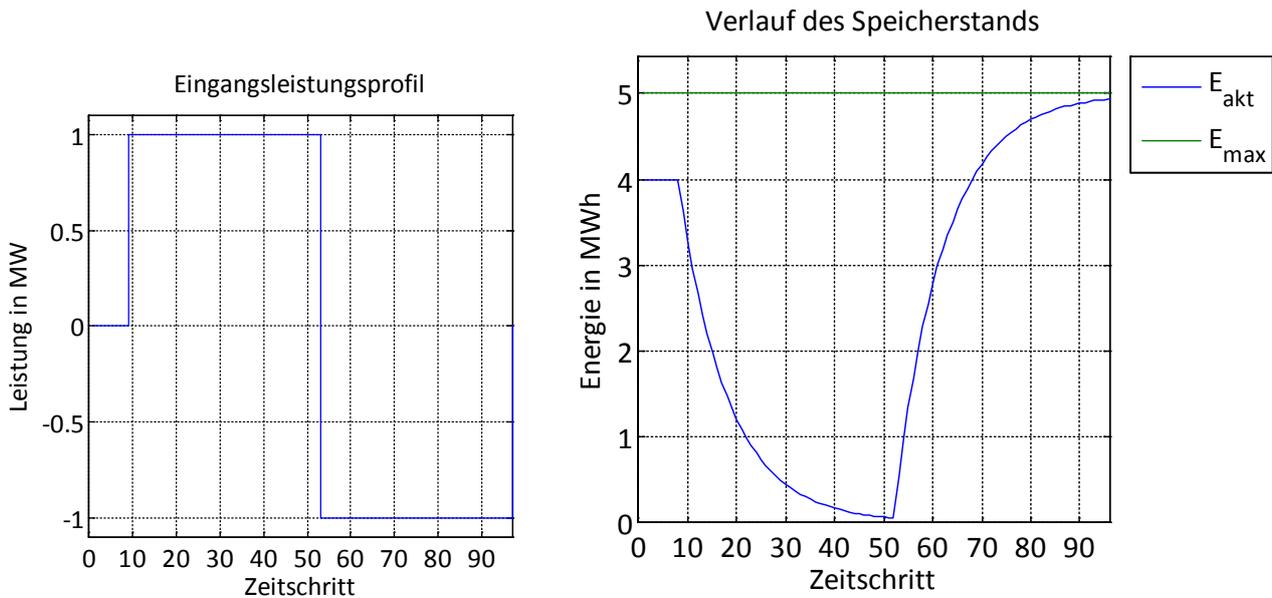


Abbildung 122: Verlauf des Speicherstandes (rechts) bei sprunghafter Änderung des Leistungsprofils (links).

Der „Test“-Speicher hat eine maximale Kapazität von 5 MWh mit einem Speicherstand am Beginn des Zyklus von 4 MWh, also annähernd voll beladen.

Für die Differenzialgleichung der Wärmebilanz existiert eine analytische Lösung in Form einer Exponentialfunktion. Daher auch der Verlauf des Speicherstandes in Abbildung 122 (rechts), sowohl beim Aus- als auch beim Einspeichern. Die Temperaturdifferenz am Wärmetauscher gibt die übertragbare Leistung vor. D.h. je nach Speicherstand kann nicht die gesamte aktuelle Eingangsleistung übertragen werden. Es entsteht ein Überschuss, der nicht verarbeitet werden kann. Um diesen Überschuss zu vermeiden, muss der Speicher dementsprechend größer dimensioniert werden.

## Vergleich zwischen linearem und nichtlinearem Speichermodell

Anhand eines Jahresprofils werden das lineare und nichtlineare Speichermodell verglichen. Abbildung 123 zeigt das Jahresprofil für eine urbane Region bei einem Zeitschritt von 15 Minuten.

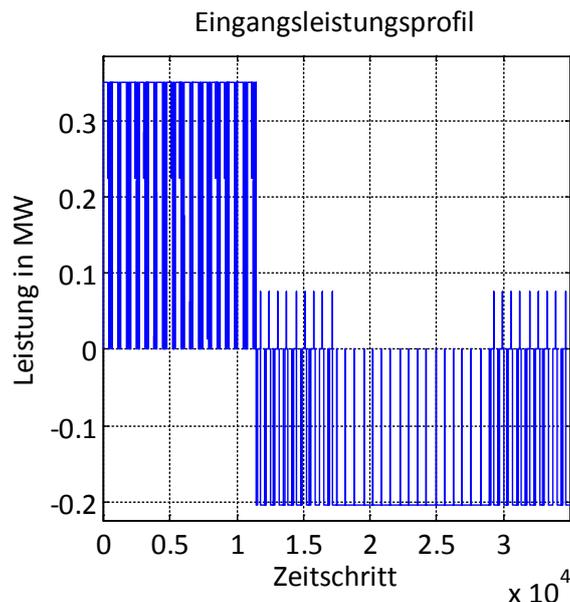


Abbildung 123: Urbanes Eingangsleistungsprofil für ein ganzes Jahr.

Der Warmwasserspeicher an diesem Knoten soll die Funktion eines saisonalen Fernwärmespeichers übernehmen. Im Jahresprofil ist zu erkennen, dass im Winter die angeforderte Leistung ausschließlich positiv ist (Entladen). Danach folgt eine Übergangszeit mit abwechselnder positiver und negativer Leistung. Im Sommer wird wiederum ausschließlich Beladen (Leistung ist negativ) und am Ende des Profils befindet sich wieder eine Übergangszeit.

Das Leistungsprofil angewendet auf das lineare Speichermodell ergibt eine notwendige maximale Speicherkapazität von 831,5 MWh, damit am Ende des Winters kein negativer Füllstand entsteht, siehe Abbildung 124 (blaue Kurve). Die grüne Kurve gibt den Verlauf des nichtlinearen Speichers wieder. Der Unterschied entsteht maßgeblich durch das Sättigungsverhalten beim Be- und Entladevorgang im Gegensatz zum linearen Speicher. Um einen Überschuss am Knotenpunkt zu vermeiden muss der nichtlineare Speicher auf 900 MWh ausgelegt werden. Diese „Überdimensionierung“ erlaubt eine vollkommene Verwertung des Eingangsleistungsprofils. Der Speicherstand am Jahresende des nichtlinearen Speichers liegt bei ca. 10% unter dem des linearen Speichers.

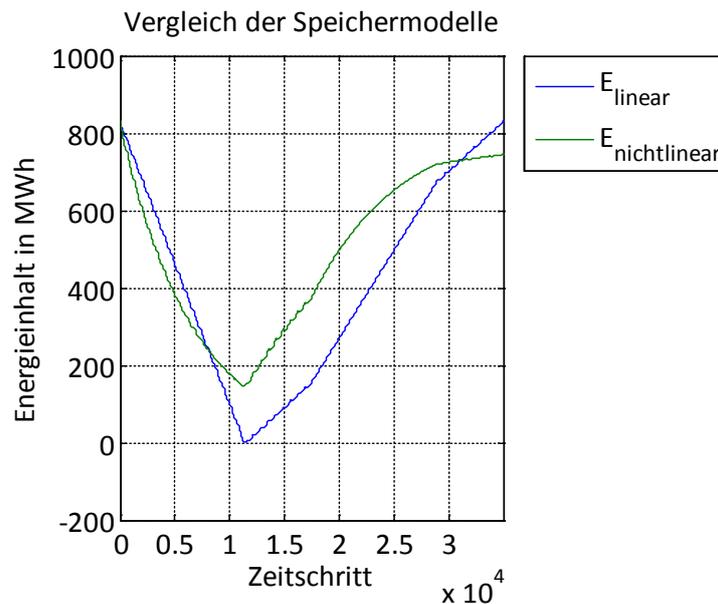


Abbildung 124: Vergleich der Speichermodelle als saisonaler Warmwasserspeicher.

## 2.7 Nachhaltiges Österreich

Im Zuge dieses Abschnitts werden die Ergebnisse aus den beiden Modellregionen (rural, urban) für ausgewählte Szenarien auf Österreich hochgerechnet. Ziel ist es aufzuzeigen, welchen Einfluss eine großflächige Umsetzung der Ansätze aus den Modellregionen auf Österreich haben würde.

**Es ist zu berücksichtigen, dass die Ergebnisse der Hochrechnung sich ausschließlich auf die Strukturen und Ressourcen der Modellregionen beziehen. Das heißt, dass die hier hochgerechneten Aussagen von zum Beispiel CO<sub>2</sub>-Emissionen, bloß auf der Hochrechnung der Siedlungen beruhen und großindustrielle Anlagen welche nicht in den Siedlungen vorhanden waren, auch nicht berücksichtigt werden (Papier-, Stahlindustrie, usw.). Ebenso kommen große zentrale Energieerzeugungsanlagen nicht zum Tragen.**

### 2.7.1 Stromnetzstruktur in Österreich

Um die Anforderungen an das Stromnetz für einen Netzanschluss zu analysieren, wird zunächst ein Überblick über den Aufbau des Stromnetzes gegeben.

Das Stromnetz ist in folgende Netz- und Spannungsebenen gegliedert:

- Transportnetzebene
  - Höchstspannungsebene 380 kV - 220 kV
- Übertragungsnetzebene
  - Hochspannungsebene 110 kV
- Verteilnetzebene
  - Mittelspannungsebene 30 - 10 kV

# Neue Energien 2020 - 5. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

- Niederspannungsebene 0,4 kV

Die Transportnetze dienen vorwiegend für die bidirektionale Übertragung großer Mengen elektrischer Energie innerhalb einer und zwischen mehreren Regelzonen. Sie dienen zum Energietransport von z.B. standortgebundenen Wasserkraftwerken zu den Ballungsgebieten. Große Kraftwerke speisen auch über kürzere Strecken direkt auf die Höchstspannungsebene ein. Die Transportnetze sind vorwiegend vermascht, abgesehen von Zweipunktverbindungen. Ein vermaschtes Netz bedeutet, dass jeder Netzknoten von mindestens zwei Seiten versorgt wird. Das Netz der einzigen Regelzone in Österreich, der Regelzone APG, besteht aus den Leitungen der 380 kV, 220 kV und 110 kV Spannungsebene. Das APG Höchst- und Hochspannungsnetz ist historisch gewachsen. Die ersten Leitungen waren die der 220 kV Spannungsebene. Die leistungsstärkeren 380 kV Leitungen wurden erst ab 1975 in Betrieb genommen. Das APG Höchstspannungsnetz besteht aus einem derzeit noch offenen 380 kV Ring, der mit den Leitungen der 220 kV-Ebene verbunden und durchmascht ist. Zudem gehören seit 2012 die Leitungen der 380 kV-Ebene von Vorarlberg und Tirol auch zu der Regelzone der APG. In der Abbildung 125 ist das österreichische Höchst- und Hochspannungsnetz der Regelzone von APG dargestellt. [101] [102] [103]

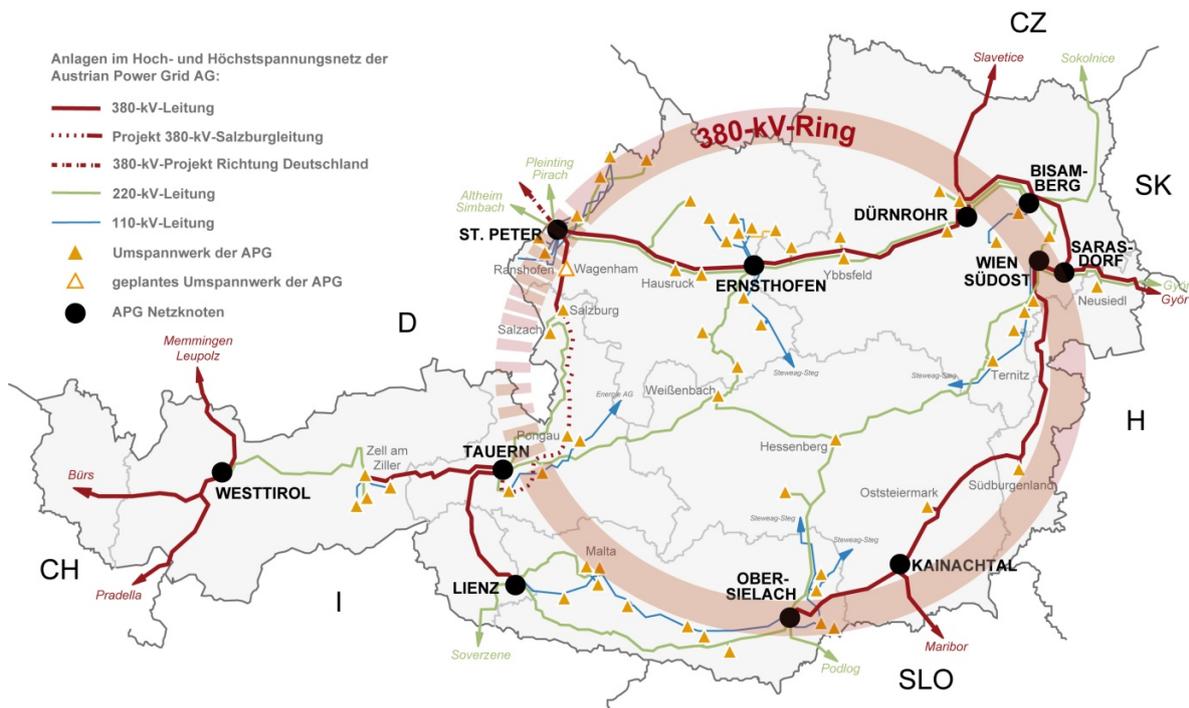


Abbildung 125: Höchst- und Hochspannungsnetz der Regelzone APG [101]

Übertragungsnetze dienen zur Übertragung elektrischer Energie von den Entnahmeknoten der Transportnetze zu den kleineren Verteilerunternehmen und großen Sondervertragskunden innerhalb einer Region. Im Fall eines vermaschten Übertragungsnetzes ist wie bei den Transportnetzen die Energieflussrichtung unbestimmt, das bedeutet die Leitungen übernehmen die Aufgabe des Transportes der elektrischen Energie, also gleich wie die Transportnetze. Diese Aufgabe übernehmen die 110 kV Leitungen. Ist das Übertragungsnetz strahlenförmig ausgerichtet, ist die Richtung des Energieflusses vorwiegend zum Verbraucher hin orientiert, außer bei einem Übertragungsnetz mit größeren dezentralen

Erzeugungseinheiten. Denn dann kann es zu einer starken Beeinflussung der Energieflussrichtung durch die Erzeuger kommen. Man unterscheidet zwischen 110 kV-Überlandnetzen, 110 kV-Stadtnetzen und 110 kV-Industrienetzen. Die Leitungen der 110 kV-Netzgruppen versorgen die in ihrer Region liegenden Umspannwerke, aus denen die lokalen Mittelspannungsnetze gespeist werden. 110 kV-Hochspannungsnetze werden als offene oder geschlossene Ringe und als Strahlennetze betrieben. [103] [102]

Wie schon erwähnt kann die 110 kV-Netzebene im Falle einer strahlenförmigen Netzausrichtung zum Verteilnetz gehören. Die weitere Verteilung zur Großabnehmern und den Haushaltskunden übernehmen dann die Verteilnetze der Mittel- und Niederspannungsebene. Je nach Größe der zu versorgenden Verbraucherstruktur kann eine Entnahme der elektrischen Energie aus dem öffentlichen Nieder-, Mittel-, oder auch sogar Hochspannungsnetzes (110 kV) erfolgen. Im Falle der Entnahme der elektrischen Energie aus einer höheren Netzebene erfolgt die weitere Verteilung der elektrischen Energie mittels eines eigenen ausgedehnten Mittel- oder Niederspannungsnetzes mit internen Netzstationen. Die Netzstrukturen des Verteilnetzes können strahlen-, ring- oder auch maschenförmig sein. Diese hängen von der Struktur des Versorgungsgebietes, der Lastdichte, den Ausbaueiterraum u.a. ab. [102] [103]

Die unterschiedlichen Netzstrukturen sind in Abbildung 126 und Abbildung 127 dargestellt.

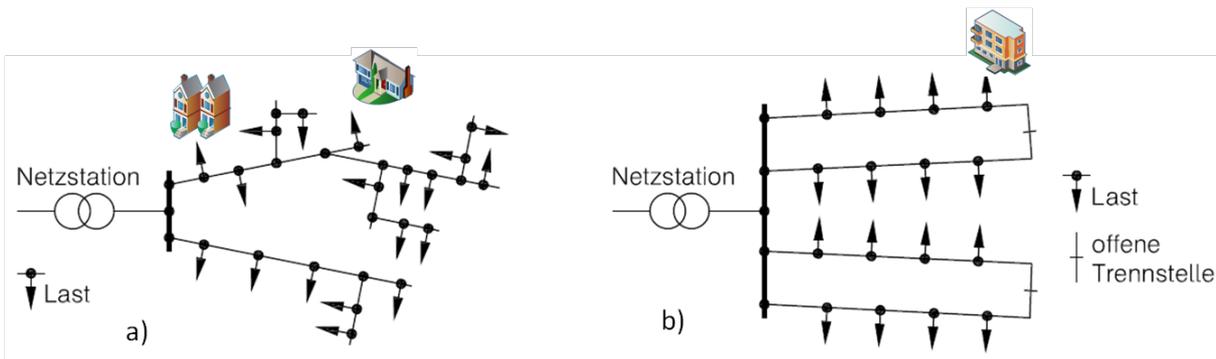


Abbildung 126: a) Strahlennetz b) Ringnetz (erstellt nach [104])

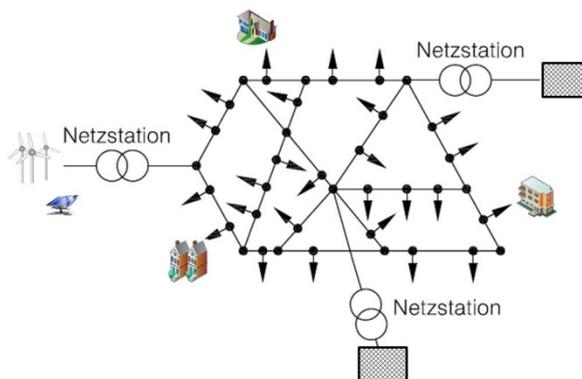


Abbildung 127: Maschennetz (erstellt nach [104])

Die Regulierungskommission verordnet den Netznutzungsentgelt, mit dem den Netzbetreibern die Kosten für die Errichtung, den Ausbau, die Instandhaltung und den Betrieb des Netzsystems abgegolten werden. Das Netznutzungsentgelt ist in der Systemnutzungsentgelte-Verordnung (SNE-VO) gegeben. Für die Verrechnung des Netznutzungsentgelts ist das österreichische Elektroenergiesystem in sieben unterschiedliche Netzebenen unterteilt. Diese stellen, beginnend bei der Netzebene 1 (Höchstspannungsebene) auf verschiedenen Spannungsebenen eine Übertragung und Verteilung der elektrischen Energie bis hin zu den einzelnen Kunden sicher. Das Energiesystem unterteilt sich in folgende Netzebenen:

- Netzebene 1: Höchstspannungsnetz mit 380/220 kV
- Netzebene 2: Umspannung zwischen Höchst- und Hochspannungsebene
- Netzebene 3: Hochspannungsnetz mit 110 kV Betriebsspannung
- Netzebene 4: Umspannung zwischen Hoch- und Mittelspannungsebene
- Netzebene 5: Mittelspannungsnetz wird üblicherweise mit 10 – 30 kV betrieben
- Netzebene 6: Umspannung zwischen Mittel- und Niederspannungsebene
- Netzebene 7: Niederspannungsnetz mit üblichen Nennspannungsniveau von 230/400 V [103]

Die Trassenlänge der einzelnen Spannungsebenen des öffentlichen Netzes sind in der Tabelle 84 dargestellt.

*Tabelle 84: Trassenlänge des öffentlichen Netzes in Österreich (erstellt nach [105])*

Spannungsebene	Trassenlängen				
	Freileitungen		Kabelleitungen		Summe
	km	Anteil	km	Anteil	km
380kV	1.374	0,6%	55	0,0%	1.429
220kV	1.854	0,8%	3	0,0%	1.857
110kV	6.004	2,5%	507	0,2%	6.511
1kV bis 110kV	29.253	12,4%	36.272	15,4%	65.525
<1kV	37.614	16,0%	122.719	52,1%	160.332
insgesamt	76.099	32,3%	159.555	67,7%	235.654

## **Netzanschluss & Netzzugang**

Beim Ansuchen eines Anschlusses an das Verteilnetz wird der technisch adäquate Anschlusspunkt vom Netzbetreiber überprüft. Dabei spielt die Eigentumsgrenze zwischen dem Netzbetreiber und dem Betreiber der Anlage (Netzbenutzer) eine wichtige Rolle, um die Zuständigkeit für die einzelnen Netzsegmente zu definieren. Jeder Verteilnetzbetreiber ist für sein eigenes Netz verantwortlich. Aus diesem Grund spezifiziert auch jeder Netzbetreiber die Anschlussbedingungen und die Angebote für einen Netzanschluss selbst. Diese Anschlussbedingungen werden von der Energie-Control Kommission überprüft und genehmigt. Netzanschluss und Netzzugang zu den einzelnen Netzbetreibern sind in den „Allgemeinen Bedingungen für die Verteilernetzbetreiber“, die auf der Homepage der e-Control zu finden sind, geregelt. In den Technisch Organisatorischen Regeln (TOR) sind Netzanschlussbedingungen,

nach denen sich die Verteilnetzbetreiber und Netzbenutzer richten sollen, festgelegt. [106] Für einen Netzanschluss sind die Regeln der:

- TOR, Teil C: „Technische Regeln für Netze mit Nennspannung < 110 kV“ [106]
- im Fall von Anschluss der Erzeugungsanlagen
  - die TOR, Teil D4: „Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen mit Verteilnetzen“
  - TOR, Teil D2, Kap. 9: „Empfehlungen für die Beurteilung von Netzzrückwirkungen von Erzeugungsanlagen in Verteilnetzen“ [107] [108]

zu befolgen.

Nach der Festlegung des Verknüpfungspunktes an das Verteilnetz wird anhand technischer Daten der Anlagen, des Konzeptes der Betriebsführung der Anlage, der anzuschließenden Netzstruktur und der bestehenden Netzverhältnisse überprüft, ob die anzuschließende Anlage entsprechend dem gewünschten Umfang der Netznutzung ohne kritische Rückwirkungen auf das Netz betrieben werden kann. Die Zielsetzung der Überprüfung ist ein zuverlässiger und sicherer Netzbetrieb nach Anschluss der neuen Last. Die Beurteilung der Netzzrückwirkungen ist aus der TOR, Teil D zu entnehmen. Bei der Beurteilung des Netzanschlusses werden auch die wirtschaftlichen Gegebenheiten für den Netzbenutzer berücksichtigt. Ist der Netzzugang an dem geplanten Netzanschlusspunkt nicht möglich, so bietet der Verteilnetzbetreiber dem Anlagenbetreiber ein neues Anschlusskonzept an. [106]

Es sind folgende Punkte für einen Netzanschluss zu untersuchen:

- Die Art und Weise der Netzanbindung
- Maximaler Umfang der Netznutzung
- Eingeschränkter Umfang der Netznutzung bei Ersatzversorgung
- Sternpunktbehandlung,
- Minimale und maximale Netzkurzschlussleistung
- Minimale und minimale Betriebsspannung
- Schutzkonzept
- Spannungsqualität an der Übergabestellen
- Zulässige Netzzrückwirkungen
- Mess- und- Zähleinrichtungen [106]

### **2.7.2 Die Gasnetzstruktur in Österreich**

#### **2.7.2.1 Der rechtliche Rahmen und die daraus entstehenden Institutionen und Akteure**

Das Gaswirtschaftsgesetz 2011 (GWG2011) schafft die Rahmenbedingungen, die Struktur, Abläufe und den Zugang zur österreichischen Erdgasversorgung definieren. Daraus leitet sich auch der Handlungsraum der Regulierungsbehörde e-Control ab, die durch gesonderte Verordnungen, wie dem „Gas Markt Modell“ (GMMO) und den „Sonstigen Marktregeln“ (SOMA) den rechtlichen Rahmen weiter ausdifferenziert.

## Netzebenen

Das GWG 2011 etabliert unter § 84 verschiedene Leitungsebenen. Die Fernleitungsebene besteht aus den Leitungsanlagen der Fernleitungsbetreiber, wobei eine Fernleitung als Leitung angesehen wird, die die Kundenversorgung ermöglicht, aber nicht selbst die Kunden versorgt. Davon abgegrenzt ist der Bereich der Verteilerleitungsanlagen, der in die Netzebenen 1, 2 und 3 gegliedert wird. Die Unterscheidung zwischen Ebene 2 und 3 wird lediglich anhand des Betriebsdruckes vorgenommen. Leitungen der Netzebene 3 weisen einen Druck  $\leq 6$  bar auf, Leitungen der Netzebene 2 dagegen einen Druck  $> 6$  bar. Die Netzebene 1 wird nicht über Druckwerte vom Rest abgegrenzt, sondern die Leitungen, die diese Ebene aufspannen werden für das Marktgebiet Ost explizit unter § 84 Anlage 1 GWG2011 benannt und aufgelistet. In den Marktgebieten Vorarlberg und Tirol gelten die grenz- und marktgebietsüberschreitenden Leitungen als Leitungen der Netzebene 1. Die Struktur der Leitungsebenen ist in der Abbildung 128 dargestellt.

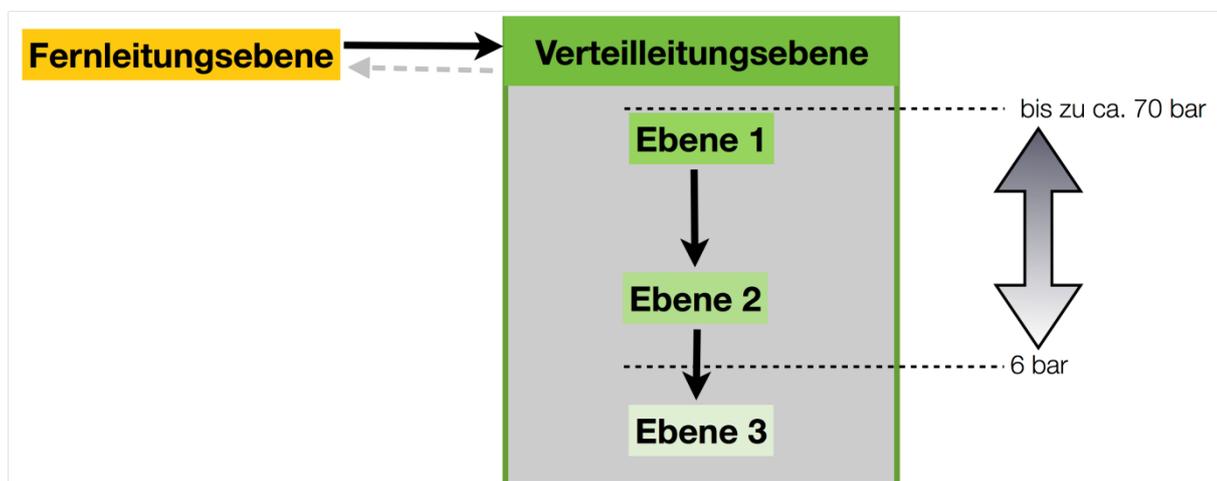


Abbildung 128: Die Struktur der Leitungsebenen im Österreichischen Gasnetz

## Marktgebiete und Marktgebietsmanager

Österreich gliedert sich in drei Marktgebiete. Das Marktgebiet Ost, das die Bundesländer Burgenland, Kärnten, Niederösterreich, Oberösterreich Salzburg, Steiermark und Wien umfasst, das Marktgebiet Tirol und das Marktgebiet Vorarlberg. Die Trennung folgt aus dem Umstand, dass die Leitungsnetze Vorarlbergs und Tirols nicht mit den restlichen Leitungen in Österreich und auch nicht untereinander verbunden sind. Das GWG2011 wurde mit 01.01.2013 für das Marktgebiet Ost wirksam und trat mit 01.10.2013 für die Marktgebiete Tirol und Vorarlberg in Kraft.

Jedes Marktgebiet, in dem sich Fernleitungen finden, hat auch einen Marktgebietsmanager. Dies trifft nur auf das Marktgebiet Ost zu. Die Fernleitungsbetreiber bestimmen einen Marktgebietsmanager, der allerdings von der Regulierungsbehörde, der e-Control, genehmigt werden muss. Zu diesem Zeitpunkt ist die Gas Connect Austria GmbH der Marktgebietsmanager des Marktgebietes Ost.

### ***Verteilergbiet und Verteilergbietsmanager***

Marktgebiete haben Verteilergbiete und einen Verteilergbietsmanager (VGM). Im Marktgebiet Ost wird dieser von den Betreibern der Leitungen der Netzebene 1 benannt, im Marktgebiet Tirol von der Tiroler Tigas GmbH und in Vorarlberg von der VEG Vorarlberger Erdgas GmbH. Die Austrian Gas Grid Management AG (AGGM) nimmt diese Aufgabe sowohl im Marktgebiet Ost als auch in den Marktgebieten Tirol und Vorarlberg wahr.

Die Aufgaben des Verteilergbietsmanagers umfassen unter anderem, die notwendigen Kapazitäten von den Fernleitungen zum Verteilleitungsnetz gemäß dem prognostizierten Verbrauch zu buchen und die Kapazitäten vom Verteilnetz in die Einspeisepunkte des Fernleitungsnetzes zu verwalten. Der Verteilergbietsmanager übernimmt die Regelung der Netzebene 1 im Marktgebiet Ost, indem er die Netzbetreiber zu entsprechenden Handlungen anweist.

### ***Bilanzgruppen***

Der österreichische Erdgasmarkt ist in Bilanzgruppen organisiert. Eine Bilanzgruppe ist eine gedankliche Zusammenfassung von Netzbenutzern, also Verbrauchern, Ein- und Ausspeisern von Erdgas. Innerhalb einer Bilanzgruppe erfolgt ein Ausgleich zwischen der Aufbringung und der Abgabe von Erdgas, im einfachsten Fall also zwischen dem Versorger auf der einen Seite und der Gruppe der Endverbraucher auf der anderen. Aufbringung und Abgabe in der Bilanzgruppe müssen sich die Waage halten. Dies geschieht in erster Linie durch die Handlungen der Bilanzgruppenmitglieder. Kommt es dennoch zu einer Abweichung zwischen Aufbringung und Abgabe in der Bilanzgruppe, muss Ausgleichsenergie den entstehenden Überschuss bzw. Mangel in der Aufbringung im Verhältnis zur Abgabe decken.

### ***Virtueller Handlungspunkt***

Der Virtuelle Handlungspunkt (VHP) ist der gedachte zentrale Ort eines Marktgebietes, der von jeder Gaseinspeisung in das Marktgebiet erreicht werden kann. Er ist keinem geografischen Ort oder einem realen Ein- oder Ausspeisepunkt eines Marktgebietes zugeordnet. Der Virtuelle Handlungspunkt bildet den zentralen Handlungplatz, an dem das Erdgas des jeweiligen Marktgebietes gehandelt werden kann und dabei von einer Bilanzgruppe auf eine andere übergeht. Marktteilnehmer können an diesem Handel teilnehmen, auch wenn sie über keine Kapazitäten zur Ein- oder Ausspeisung in das Marktgebiet verfügen.

## **2.7.2.2 Das Gasleitungsnetz in Österreich**

### ***Die Fernleitungsebene***

Die Fernleitungen und ihre Hilfseinrichtungen, wie Verdichter- und Messstationen, dienen einerseits dem Transit von Erdgas durch Österreich, andererseits sind sie über ihre Strecke verteilt an Netzkopplungspunkten mit Verteilnetzen der Netzebene 1 verbunden und bestreiten somit zum Teil die Inlandsversorgung.

Tabelle 2-85: Leitungen der österreichischen Fernleitungsebene (erstellt nach [109] und [110])

Leitung	Stränge	Leitungsendpunkte		Länge km	Nennweite mm	MOP bar
TAG	TAG I				900-950	70
	TAG II	Baumgarten (NÖ)	Arnoldstein (Ktn)	380	1050	70
	TAG III				1000	70
WAG	WAG	Baumgarten (NÖ)	Oberkappel (OÖ)	245	800	70
	WAG Exp 3	parallel Abschnittsweise		180	1200	70
SOL		TAG-Weitendorf (Stmk)	Murfeld (Stmk)	26	500	70
HAG		Baumgarten (NÖ)	Deutsch Jahndorf (Bgld)	46	700	70
Penta West		Oberkappel (OÖ)	Burghausen (Deut.)	95	700	70
KIP		Kittsee	Petrzalka (Slvk.)	4	500	70
MAB		Grenze Slvk.-Ö.	Baumgarten (NÖ)	2,5	500	70

Zusätzlich gehört noch das Primärverteilsystem 1 (PVS 1) zur Fernleitungsebene. Das Primärverteilsystem ist jener aus ca. 40 Einzelleitungen bestehende, historisch gewachsene Teil an Leitungen, der sich zwischen den Fördergebieten im nördlichen Teil des Wiener Beckens und Wien gebildet hat und ursprünglich die Erdgasversorgung Wiens als auch in weiterer Folge die Anbindung von Niederösterreichs darstellte. PVS 1 umfasst einen kleineren Teil dieser Leitungsanlagen, der dem Fernleitungssystem zugerechnet wird.

Die TAG- und WAG-Leitungen bilden die großräumigen Hauptachsen im Österreichischen Gasnetz. Die fünf Verdichterstationen entlang der TAG-Leitung (Baumgarten, Eggendorf, Weitendorf, Grafendorf und Ruden) sowie die vier Stationen (Baumgarten, Kirchberg, Rainbach und Oberkappel) der WAG stellen gemeinsam mit den Speicheranlagen und der Inlandsförderung die Quellen des notwendigen Druckniveaus im Gasnetz dar. In den Verdichterstationen kommen nach Auskunft der Gas Connect Austria radiale Turboverdichter zum Einsatz, die je nach Anwendungsbereich ein- oder mehrstufig ausgeführt sind und von Gasturbinen im Bereich 6 bis 22 MW mechanischer Leistung angetrieben werden. Die Verdichter der TAG-, WAG- und Penta West-Leitungen arbeiten in beide Richtungen.

## Die Verteilnetzebene

Durch das Gaswirtschaftsgesetz 2011 werden die Leitungsanlagen der Verteilnetzbetreiber in eine Hierarchie gegliedert. Leitungen der Netzebene 1 werden mit hohem Druck von bis zu 70 bar betrieben und dienen einerseits der großräumigen Kundenversorgung und andererseits der Anbindung der Erdgasspeicher- und Förderanlagen [111]. Ihre Bedeutung kommt auch darin zum Ausdruck, dass diese Leitungen den regelnden Eingriffen des Verteilergbietsmanagers unterliegen, da der Betriebszustand

dieser Leitungen die Stabilität im gesamten Verteilnetz bestimmt. Einige Leitungen wie z.B. die Pyhrn-Leitung, die Oberösterreich mit der Steiermark verbindet, oder die EVN-Süd Leitungen (Süd 1, 2, 3) oder West Leitungen, bzw. deren durch andere Netzbetreiber betriebene Fortsetzungen, überspannen dabei auch mehrere Bundesländer. Im Marktgebiet Ost bestehen neben den größeren Übergabestellen der Fernleitungen zusätzliche Möglichkeiten, Erdgas mit Netzen außerhalb Österreichs auszutauschen. Es sind dies die Punkte Freilassing und Laufen in Salzburg, Ach, Schärding und Simbach in Oberösterreich, sowie Laa an der Thaya in Niederösterreich.

Leitungen der Netzebene 2 entziehen sich der Übersicht und dem Eingriff durch den Verteilergbietsmanager. Sie sind technisch nicht unbedingt von Leitungen der Netzebene 1 zu unterscheiden, da sie auch auf gleichen oder ähnlichen Druckniveaus betrieben werden und sich auch in ihren Nenndurchmessern nicht wesentlich unterscheiden. Sie dienen wie die Leitungen der Netzebene 1 dem Transport von Erdgas zur Endkundenversorgung über längere Strecken, besitzen im Gegensatz zur Ebene 1 aber keine überregionale Bedeutung. Im Marktgebiet Ost sind in den Bundesländern Burgenland, Kärnten und Salzburg lediglich Leitungen der Netzebene 2 und 3 vorhanden, das Fehlen von Leitungen der Netzebene 1 darf aber nicht zum falschen Schluss führen, dass die Gasnetze in diesen Bundesländern weniger leistungsfähig wären als Leitungen der Netzebene 1.

Die Hauptlast der Endkundenversorgung tragen Leitungen der Netzebene 3. Sie werden aus den Leitungen der Netzebene 1 oder 2 gespeist, überwinden den letzten Streckenabschnitt zur Endkundenversorgung und bilden dadurch die höchste Bestandslänge an Gasrohrleitungen in Österreich. Neben der Einteilung nach Netzebenen aus dem GWG 2011, die hinsichtlich des Betriebsdrucks nur eine Grenze bei 6 bar zieht, die die Ebenen 2 und 3 trennt, existiert noch eine zweite, ältere Hierarchie, die sich aus den Regeln der Technik ergibt. Die ÖVGW Richtlinie TR-Gas G1 [112] gilt bis zu einem Überdruck von 100 mbar und findet für den allergrößten Anteil an Endkundenanlagen Anwendung. Diesen Druckbereich bis zu 100 mbar Überdruck nennt man Niederdruck (ND). Die darauf folgenden Druckbandbreite von mehr als 100 mbar bis 5 bar nennt man Mitteldruck (MD). Sie folgt aus dem Anwendungsbereich der ÖVGW Richtlinie G6. [113] Bei einem Überdruck von mehr als 5 bar spricht man von Hochdruck (HD).

Die überwiegende Anzahl der Endverbraucher sind über Niederdruckleitungssysteme an die Erdgasversorgung angeschlossen. Das Erdgas wird dabei unter Hoch- oder Mitteldruck in die relative Nähe der Endverbraucher gebracht und in Druckregelstationen auf Niederdruckniveau reduziert. Kleinere Orte versorgen ihre Ortsnetze aus einer Ortsregelanlage, größere Orte und Städte erfordern mehrere verteilte Gebietsregelanlagen, die je nach Anforderungen und Gegebenheiten an die übergeordneten Netze angebunden werden. Größere Verbraucher werden über Mitteldruck oder Hochdruck angebunden, wobei Hausanschlussgasregler den Druck vor Ort weiter reduzieren.

# Neue Energien 2020 - 5. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

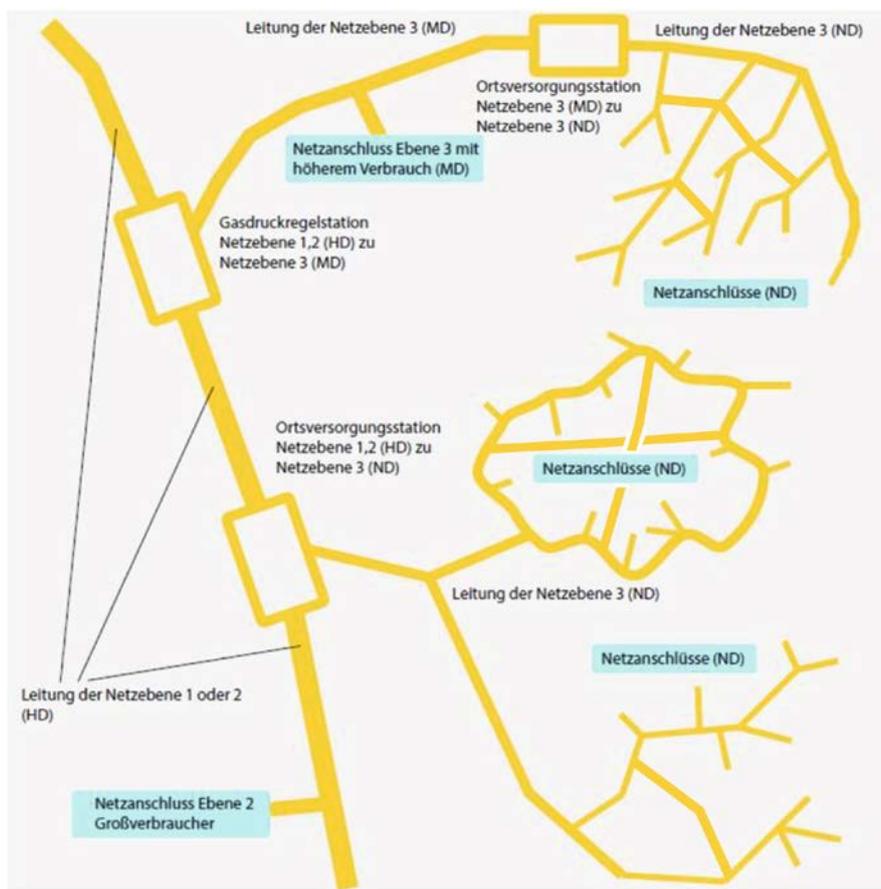


Abbildung 129: Typische Verteilnetzstrukturen im Gasnetz (modifiziert nach [114])

Tabelle 86: Längen der Leitungen im österreichischen Verteilnetz Stand 2011 (erstellt nach [115])

		Nenndurchmesser			
		bis 300 mm	300 mm bis 600 mm	über 600 mm	Summe
Ebene 1		502	682	188	1372
Ebene 2	km	3276	407	3	3685
		Ortsnetze		Ebene 3	Summe
				ohne Ortsnetze	
Ebene 3	km	19090		14714	33804

Tabelle 87: Anzahl der Netzanschlüsse im Österreichischen Gasnetz 2011 (erstellt nach [115])

		Anzahl Netzanschlüsse		
		bis 100 mbar	über 100 mbar	Insgesamt
Netzebene 3		1.232.853	67.660	1.300.513
Netzebene 2				441
Netzebene 1				0

# Neue Energien 2020 - 5. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

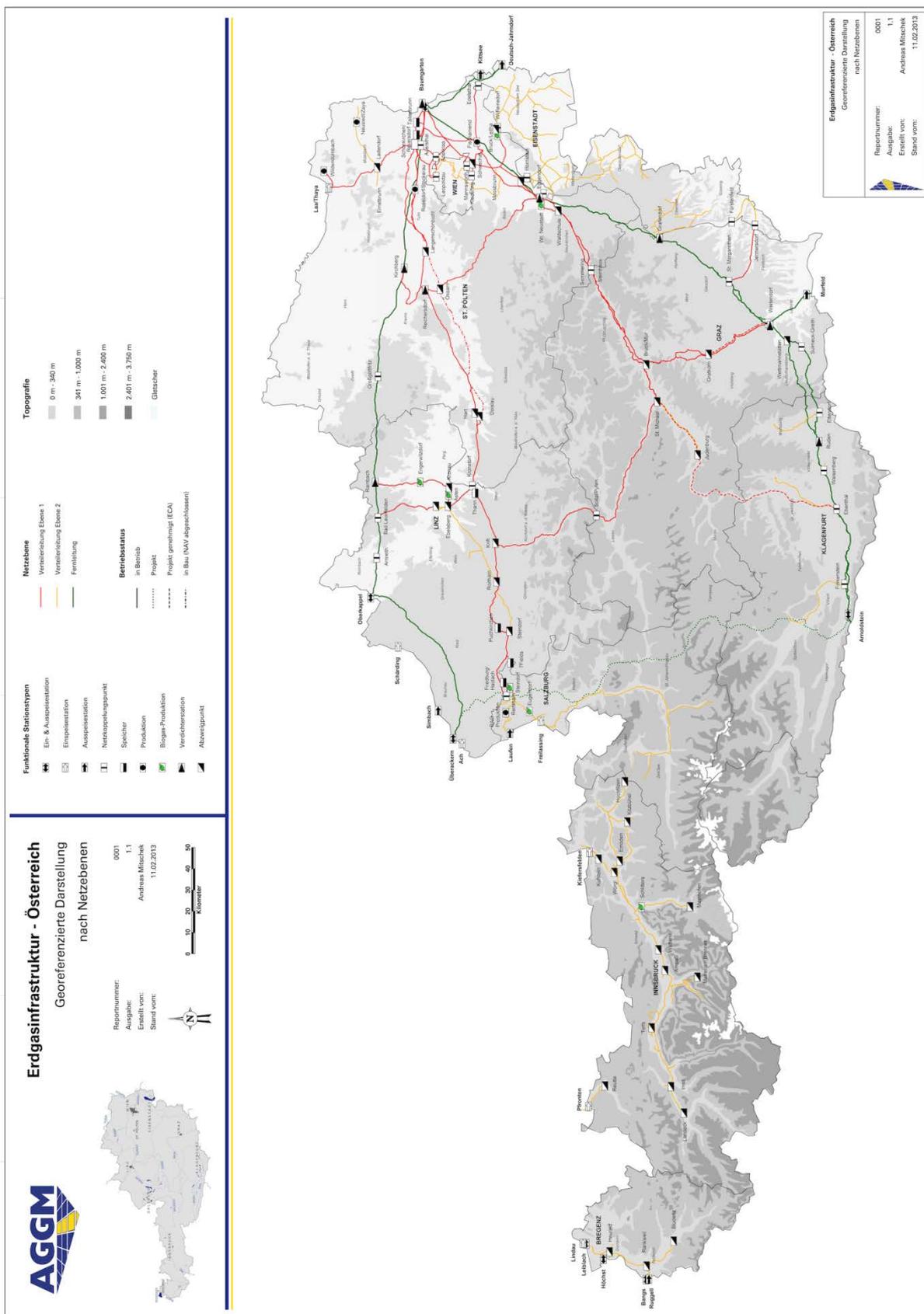


Abbildung 130: Österreichische Erdgasinfrastruktur in georeferenzierter Darstellung [116]

## 2.7.2.3 Netzanschluss und Einspeisebedingungen

Der Netzzugang auch zum Zweck der Einspeisung wird im Gaswirtschaftsgesetz 2011 §§ 27 ff. und der Gas-Markt Modell Verordnung 2012 geregelt. Dabei wird generell keine Einschränkung bezüglich der Druck und Netzebene im Verteilnetz vorgenommen.

Für einen Netzzugang zum Zweck der Einspeisung von Erdgas oder biogenem Gas sind bestimmte Rahmenbedingungen einzuhalten. Die Netzbetreiber verpflichten in ihren Allgemeinen Vertragsbedingungen den Einspeiser, die vereinbarte Bandbreite des Einspeisedrucks nicht zu verlassen und die zugesicherte Kapazität nicht zu überschreiten. Der Einspeisedruck hängt immer von den hydraulischen Gegebenheiten am jeweiligen Punkt im Netz ab. Es ist also eine Frage des verwendeten Betriebsdrucks auf der jeweiligen Netzebene und des Durchflusses, da sich mit dem Volumenstrom auch der Druckverlust verändert. Die verfügbare Einspeisekapazität hängt stark von dem Verbrauchsverhalten der durch die jeweilige Leitung versorgten Endabnehmer ab. Besonders einschränkend äußert sich diese Tatsache im Falle einer Wasserstoffeinspeisung in das Gasnetz.

Die Qualität von Erdgas wird in Österreich durch die ÖVGW Richtlinien G31 und G B220 geregelt. Die Regel G31 bildet dabei die Grundlage, die Regelung G B220 steht dabei ergänzend zur Seite um die in jüngerer Vergangenheit aufgekommene Praxis der Einspeisung von biogenen Gasen in das Gasnetz zu regulieren.

*Tabelle 88: Teilauszug der Kenndaten zur Gasbeschaffenheit aus ÖVGW G31 (Quelle: [8])*

Bezeichnung	Einheit	
Wobbe-Index	kWh/m <sup>3</sup>	13,3 - 15,7
Brennwert	kWh/m <sup>3</sup>	10,7 - 12,8
Relative Dichte	1	0,55 - 0,65
Kondensationspunkt Kohlenwasserstoffe	°C	„maximal 0 beim Betriebsdruck“
Kondensationspunkt Wasser (Taupunkt)	°C	„maximal -8 bei einem Druck von 40 bar“
Anteil Wasserstoff	mol %	≤ 4

Die Kernkriterien bezüglich der Einspeisung von Wasserstoff und Synthetic Natural Gas (SNG) betreffen den Brennwert des Gasmisches sowie die relative Dichte bzw. die Kombination beider im oberen Wobbe-Index. Die Angabe des Kondensationspunktes für Kohlenwasserstoffe beschränkt den Anteil schwererer Kohlenwasserstoffe wie Butan, Propan und Ethan im Gasmisch. Der Wasserstoffbestandteil wird durch die Richtlinie G31 auf maximal 4 mol-% begrenzt (siehe Tabelle 88).

Wasserstoff ist im in Österreich verwendeten Erdgas-H, das vorrangig aus Russland stammt und mit Inlandsgas sowie Importen aus Norwegen und Deutschland ergänzt wird, nur in verschwindend geringen Mengen von rund 8 ppm vorhanden. Die Richtlinie G31 lässt somit eine Erhöhung des

Wasserstoffgehaltes um bis zu 4 mol-% zu. Der Brennwert wurde für das Jahr 2012 von der Regulierungsbehörde e-Control mit  $11,19 \frac{kWh}{Nm^3}$  angegeben. [105]

Bei einer vereinfachten Betrachtung als ideale Gase verringert sich der Brennwert des ursprünglich wasserstofffreien Gases von  $11,19 \frac{kWh}{Nm^3}$  auf  $10,88 \frac{kWh}{Nm^3}$  für das durch die Wasserstoffeinspeisung veränderte Gas.

$$H_{s,n,Erdgas+Wasserstoff} = 0,96H_{s,n,Erdgas} + 0,04H_{s,n,Wasserstoff}$$

$$H_{s,n,Wasserstoff} = 3,54 \frac{kWh}{Nm^3} \quad [10]$$

$$H_{s,n,Erdgas} = 11,19 \frac{kWh}{Nm^3}$$

Aus Sicht der Richtlinie G 31 ist somit eine Einspeisung von bis zu 4% Wasserstoff in das Erdgasnetz möglich. Der Einfluss von Wasserstoff auf die Gasqualität verschiedener Gassorten ist in der Abbildung 131 dargestellt.

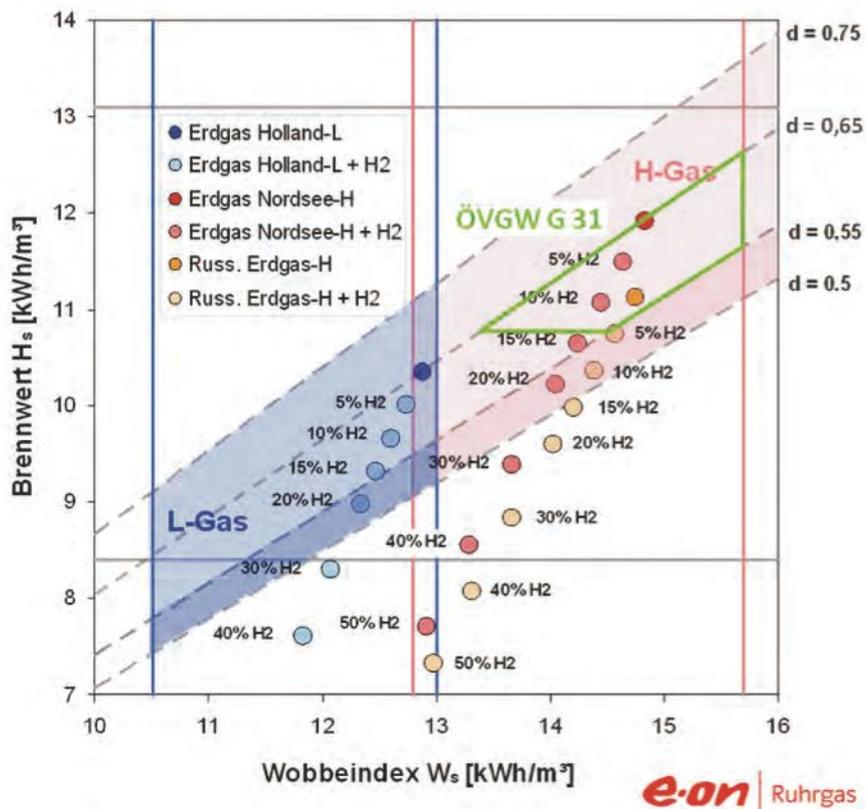


Abbildung 131: Einfluss von Wasserstoff auf die Gasqualität verschiedener Gassorten [117]

Prinzipiell kann auf jeder Druck- (Niederdruck, Mitteldruck, Hochdruck) und Netzebene des Verteilnetzes die Einspeisung mit Wasserstoff erfolgen. Die Begrenzung auf einen generellen Höchstanteil von 4 mol-

## Neue Energien 2020 - 5. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

% Wasserstoff setzt in Abhängigkeit des Leistungsbereichs der Power-to-Gas - Anlage einen entsprechenden Gas-Fluss im jeweiligen Netzabschnitt zur Einspeisung voraus.

Kleinere Gasnetze der Netzebene 3 verfügen nur eingeschränkt über den erforderlichen Erdgasfluss. Vorrangig bilden dabei die Phasen mit niedrigem Gasverbrauch während der Sommermonate eine Einschränkung, da sie die potentielle Einspeisemenge zumindest zu diesen Zeiten stark limitieren, siehe diesbezüglich Abbildung 132 und Abbildung 133. Diese Kurven verdeutlichen, dass gerade in den Zeiten (Übergangszeit und Sommer) in denen eine Einspeisung von synthetisch erzeugtem Wasserstoff anzustreben wäre, die Netzebene 3 dafür nicht in Frage kommt.

Leitungen mit höherem und auch über der Zeit konstanterem Volumenstrom werden bei höheren Gasdrücken betrieben. Der geeignete Einspeisedruck bzw. die Einspeiseebene hängt damit von der gewünschten Gas-Einspeisemenge und den hydraulischen Gegebenheiten am Anlagenstandort ab.

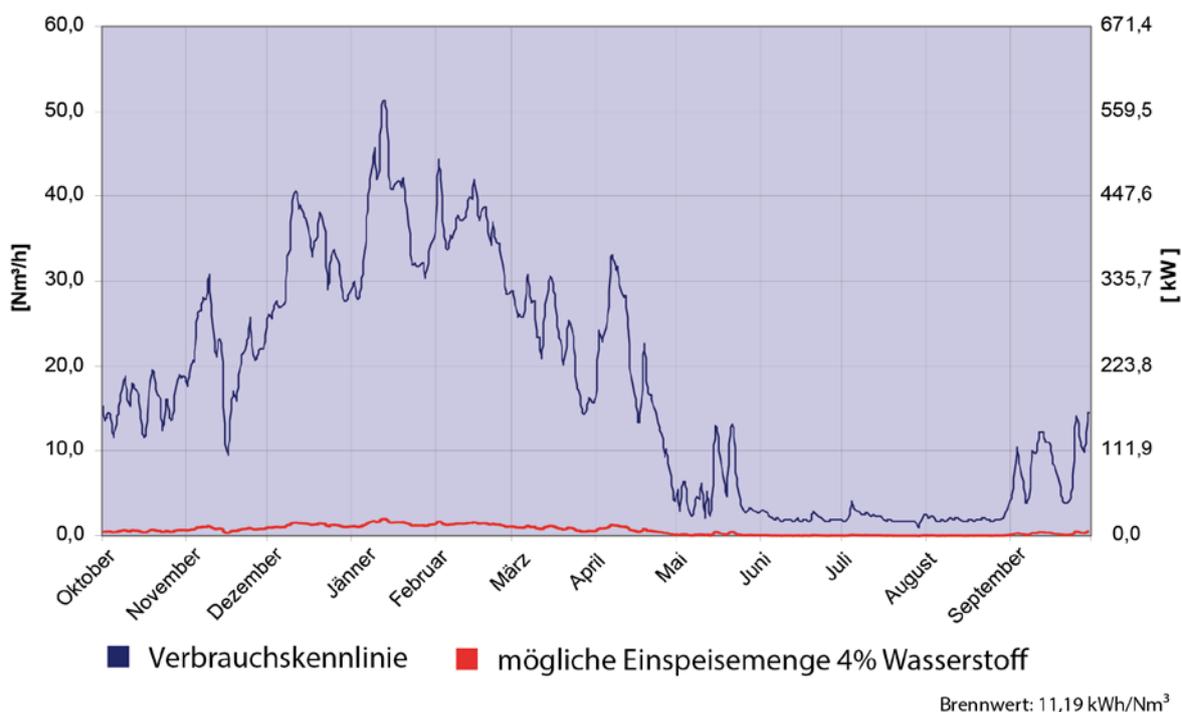


Abbildung 132: Jahresganglinie des mittleren stündlichen Gasverbrauches eines kleinen Gasnetzes im ländlichem Raum und mögliche Wasserstoffeinspeisemenge nach ÖVGW G31 (adaptiert nach [118])

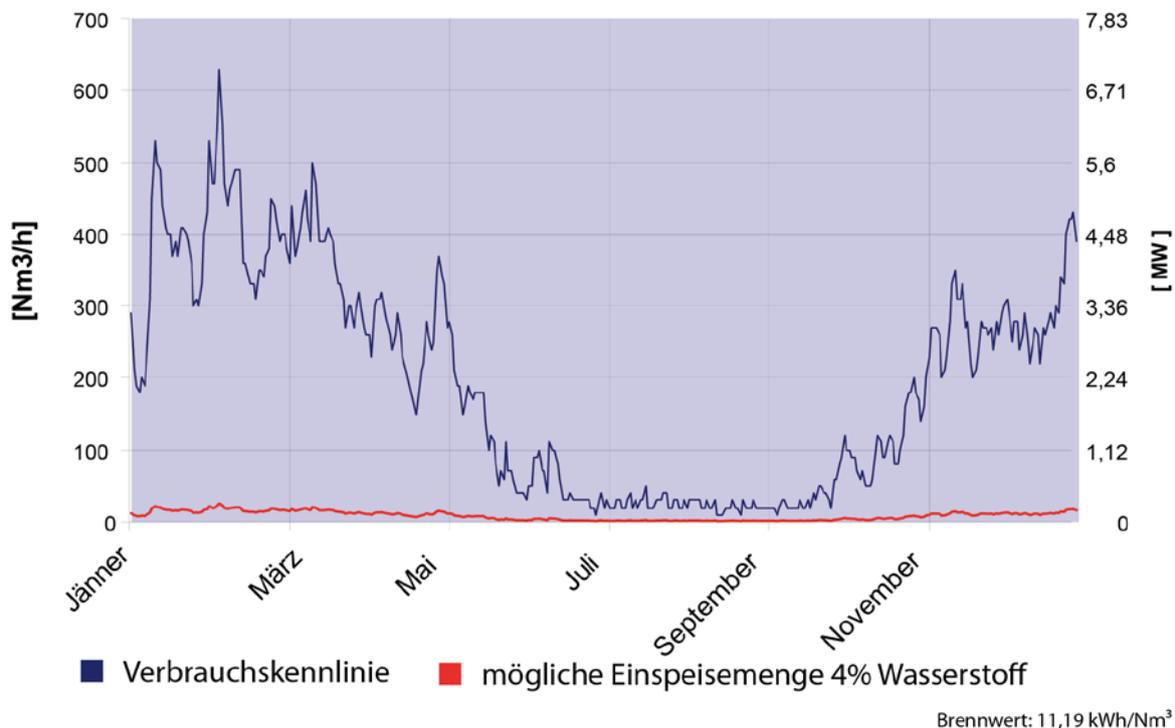


Abbildung 133: Jahressganglinie des stündlichen Gasverbrauches eines Gasnetzes einer obersteirischen Bezirkshauptstadt und mögliche Wasserstoffeinspeisemenge nach ÖVGW G31 (adaptiert nach [119])

Da die Richtlinie G31 allerdings nicht mit der Intention verfasst wurde, Wasserstoff in das Gasnetz einzuspeisen, kann aus den 4 mol-% Grenzwert alleine nicht auf eine universelle Verträglichkeit des Gasnetzes für Wasserstoff in diesem Ausmaß geschlossen werden.

Die ECE Regel R110 (Economic Commission for Europe) beispielweise limitiert den Wasserstoffanteil für Erdgas, das in Fahrzeugtanks getankt werden soll, auf 2%, um Schäden durch den Wasserstoff an den Stahltanks vorzubeugen. Somit ist bei einer Einspeisung im Nahbereich von Erdgastankstellen das Einspeisepotential im Moment auf 2% reduziert.

Inwieweit die verschiedenen vorhandenen Komponenten des Gasnetzes mit höheren Wasserstoffanteilen betrieben werden können, ist zurzeit noch Gegenstand der Forschung. Für einige Systemkomponenten liegen allerdings bereits gesicherte Erkenntnisse vor, die in Zukunft höhere Wasserstoffmengen im Gasnetz erwarten lassen, siehe diesbezüglich Abbildung 134.

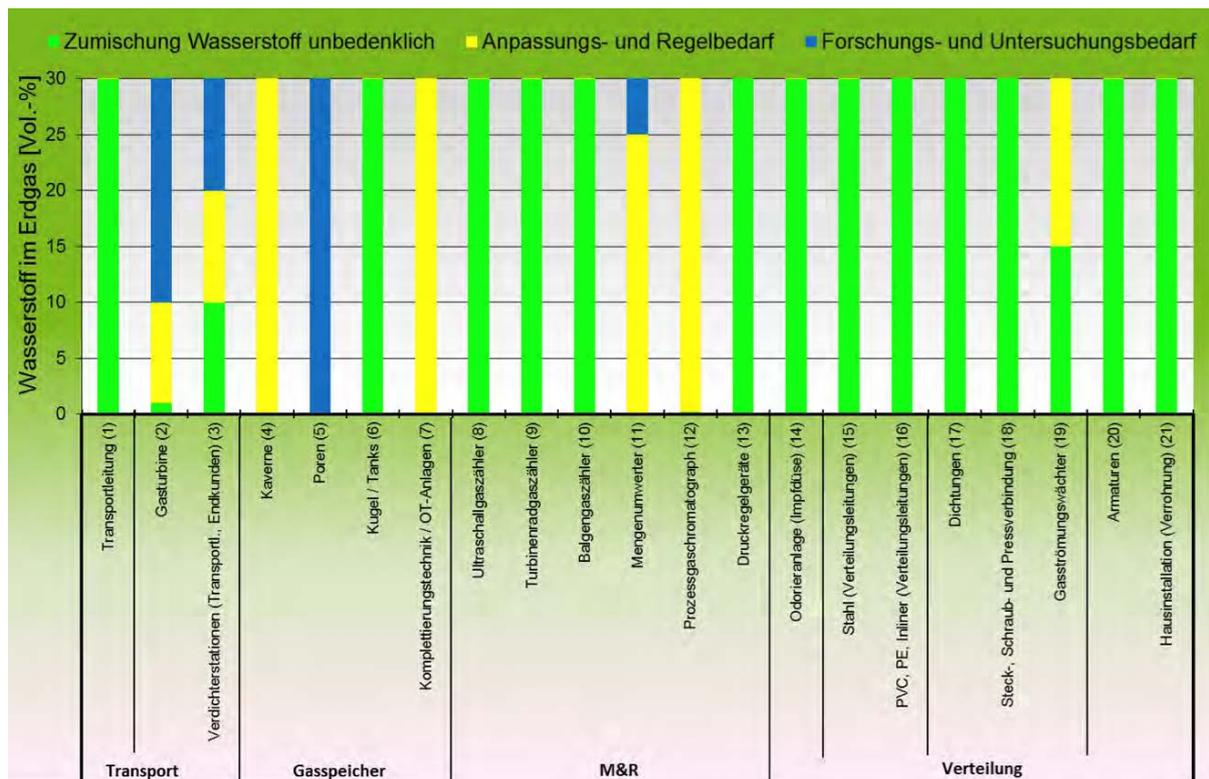


Abbildung 134: Grenzen der Wasserstoffverträglichkeit [117]

Die Richtlinie ÖVGW G31 wird im Moment auch diesbezüglich überarbeitet, um dem geänderten zukünftigen Anforderungsprofil gerecht zu werden. Somit ist von einer Erhöhung der zulässigen Einspeisekapazität an Wasserstoff zumindest in Teilen des Gasnetzes auszugehen.

## 2.7.2.4 Gasspeicheranlagen in Österreich

### 2.7.2.5 Übersicht über die aktuell vorhandene Gasspeicherinfrastruktur in Österreich

#### Unterirdische Gasspeicheranlagen (UGS)

Österreich besitzt im Verhältnis zu seinem Inlandsgasverbrauch eine sehr hohe Kapazität an unterirdischen Erdgasspeichern. Die bestehenden Anlagen sind in der Lage, knapp 90% des Inlandsgasverbrauches eines Jahres einzuspeichern. Alle in Österreich verwendeten unterirdischen Speicher sind Porenspeicher, können zwei Unternehmen oder deren Nahbereich zugeordnet werden, der OMV Gas Storage GmbH und der Rohöl Aufsuchungs AG und befinden sich in Niederösterreich, Oberösterreich und Salzburg. Nach dem Mineralrohstoffgesetz gelten Kohlenwasserstoffe sowie die sie beherbergenden Hohlräume als bundeseigen. Die Nutzung wird in Form von Gewinnungsberechtigungen an verschiedene Unternehmen vergeben. Die Speicher Haidach und 7 Fields sind Teil von Joint Ventures der RAG mit Wingas und Gazprom Export bzw. der E.On Gas Storage, der technische Betrieb wird aber von der RAG abgewickelt.

Die Kapazitäten des Speichers 7 Fields werden vom Unternehmen E.On vermarktet, jene des Speichers Haidach anteilmäßig durch die Firmen Gazprom und Astora. Diese Joint-Venture-Speicher richten ihr

Angebot dabei auch, aber nicht nur, in Richtung deutschem Erdgasmarkt aus und sind deshalb über die Austria Bavaria Gaspipeline (ABG) mit dem deutsch-österreichischen Gasknoten in Burghausen/Überackern verbunden, eine direkte Anbindung an das Verteilnetz im Marktgebiet Ost sollte im Jahr 2013 realisiert werden. Der Speicher 7 Fields ist aber bereits jetzt über die Penta West Fernleitung auf Fernleitungsebene mit dem Marktgebiet Ost verbunden. Die Kapazitäten der Speicher, deren Gewinnungsberechtigung vollständig bei den Unternehmen RAG und OMV liegen, werden jeweils von der RAG Energy Storage GmbH bzw. der OMV Gas GmbH kommerziell verwertet. Die Auflistung der Unterirdischen Speicheranlagen in Österreich mit deren Kennwerten in  $\frac{Nm^3}{h}$  ist in der Tabelle 89 und in MW ist in der Tabelle 90 dargestellt.

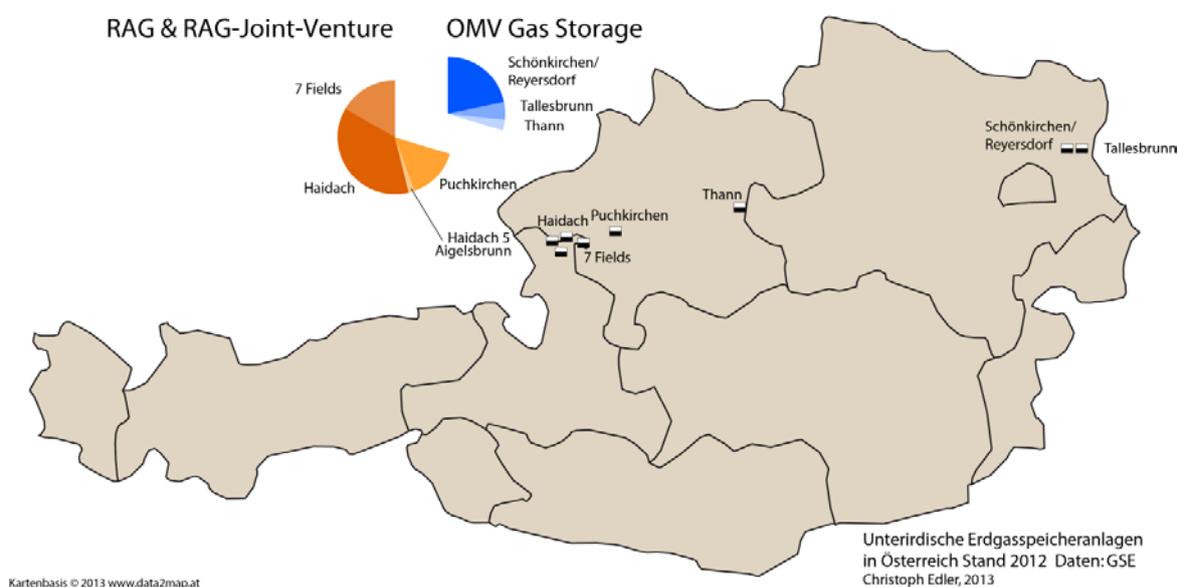


Abbildung 135: Unterirdische Gasspeicheranlagen in Österreich (erstellt nach [14])

Tabelle 89: Unterirdische Speicheranlagen in Österreich, Normvolumenangaben (erstellt nach [14])

Bezeichnung Anlage	Speicherbetreiber	Arbeitsgasvolumen		Ausspeicherrate		Einspeicherrate	
		10 <sup>6</sup> Nm <sup>3</sup>		10 <sup>3</sup> Nm <sup>3</sup> /h		10 <sup>3</sup> Nm <sup>3</sup> /h	
		TPA	nTPA	TPA	nTPA	TPA	nTPA
Schönkirchen / Reyersdorf	OMV Gas Storage	1544	236	825	138	563	88
Tallesbrunn	OMV Gas Storage	347	53	138	21	108	17
Thann	OMV Gas Storage	217	33	113	17	100	13
Puchkirchen	RAG	1050	50	492	29	492	29
Aigelsbrunn	RAG	100		50		50	
Haidach 5	RAG	16		20		20	
Haidach	RAG/Wingas/ Gazprom Export	2640		1100		1000	

## Neue Energien 2020 - 5. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

7Fields	RAG / E.ON. Gas Storage	1165		607		405	
Gesamt		7079	372	3344	204	2738	146

Die Unterirdischen Erdgasspeicher können nicht ihre gesamte physikalische Speicherkapazität sowie Ein- und Ausspeicherrate ihren Kunden zur Verfügung stellen. Das tatsächlich für den Markt verfügbare Potential wird mit „Third Party Access“ (TPA) bezeichnet, der nicht verfügbare Teil non Third Party Access, (nTPA).

Tabelle 90: Unterirdische Speicheranlagen in Österreich, Energie und Leistungsangaben (erstellt nach [14])

Bezeichnung Anlage	Speicherbetreiber	Arbeitsgas- volumen		Ausspeicherrate		Einspeicherrate	
		GWh		MW		MW	
		TPA	nTPA	TPA	nTPA	TPA	nTPA
Schönkirchen / Reyersdorf	OMV Gas Storage	17277	2641	9232	1539	6294	979
Tallesbrunn	OMV Gas Storage	3883	593	1539	233	1212	187
Thann	OMV Gas Storage	2428	369	1259	187	1119	140
Puchkirchen	RAG	11750	560	5502	326	5502	326
Aigelsbrunn	RAG	1119		560		560	
Haidach 5	RAG	179		224		224	
Haidach	RAG/Wingas/ Gazprom Export	29542		12309		11190	
7Fields	RAG / E.ON. Gas Storage	13036		6793		4532	
Gesamt		79214	4163	37417	2285	30633	1632

### Oberirdische Speicheranlagen

Neben den unterirdischen Speichern tritt noch die Wien Energie Speicher GmbH als Speicherunternehmen in Österreich auf. Am Standort Wien-Leopoldau wird ein Röhrenspeicher betrieben, der im Verhältnis zu den Porenspeichern ein geringes Arbeitsvolumen aufweist und dessen Anwendungsgebiet in den Bereich Spitzenlastausgleich fällt. Auch diese Kapazitäten werden vermarktet und stehen somit grundsätzlich Marktteilnehmern zur Verfügung. Der Betriebsdruck des Speichers bewegt sich dabei zwischen 4 bis 45 bar. [120]

Tabelle 91: Daten des oberirdischen Gasspeichers Wien erstellt nach [120], maßgeblicher Brennwert  
11,19 kWh/Nm<sup>3</sup>

Bezeichnung Anlage	Speicherbetreiber	Arbeitsgas- volumen		Ausspeicherrate		Einspeicherrate	
		[GWh]	[10 <sup>6</sup> Nm <sup>3</sup> ]	[MW]	[10 <sup>3</sup> Nm <sup>3</sup> /h]	MW	[10 <sup>3</sup> Nm <sup>3</sup> /h]

Wien-Leopoldau	Wien Energie Speicher GmbH	6,15	0.55	951	85	951	85
----------------	----------------------------	------	------	-----	----	-----	----

Analog zu den unterirdischen Speichern werden die Auswirkungen einer Wasserstoffbeimischung auf den Speicher Wien anhand zweier Szenarien betrachtet. Wiederum besteht das Szenario 1 aus einer 4% Wasserstoff Beimischung. Szenario 2 sieht einen Wasserstoffanteil von 10% vor. Die Gase werden als ideal angenommen. Die Ergebnisse der Untersuchung sind in Tabelle 90: Unterirdische Speicheranlagen in Österreich, Energie und Leistungsangaben (erstellt nach [14]) Tabelle 90 und Tabelle 91 dargestellt.

Tabelle 92: Speicher und Leistungsbilanz des Energieträgers Wasserstoff als Bestandteil von Erdgas im den Röhrenspeicher Wien – Leopoldau

Wasserstoffanteil [Vol-%]	Speicherkapazität		Auspeicherrate		Einspeicherrate	
	[10 <sup>3</sup> Nm <sup>3</sup> ]	[MWh]	[10 <sup>3</sup> Nm <sup>3</sup> /h]	[MW]	[10 <sup>3</sup> Nm <sup>3</sup> /h]	[MW]
4%	22	77,88	3,4	12,0	3,4	12,0
10%	55	194,7	8,5	30,1	8,5	30,1

Die Größen in Tabelle 92 stellen allerdings wiederum nur eine Bilanzgröße in einem Power-to-Gas Energiesystem dar. Tatsächlich zugänglich ist nur das vollständige Erdgasgemisch. Der Brennwert des gesamten Brenngases sinkt dabei in den jeweiligen Szenarien und verändert damit die auf den Brennwert bezogenen Leistungs- und Energiekennwerte der Speicheranlage. Die Speicherkapazitäten bezogen auf das geänderte Gasgemisch sind in der Tabelle 93 präsentiert.

Tabelle 93: Auswirkungen der Wasserstoffbeimischung auf die Speicherdaten durch die Veränderung des Brennwertes

Wasserstoffanteil [Vol-%]	Brennwert [kWh/Nm <sup>3</sup> ]	Speicherkapazität		Auspeicherrate		Einspeicherrate	
		[10 <sup>6</sup> Nm <sup>3</sup> ]	[GWh]	[10 <sup>3</sup> Nm <sup>3</sup> /h]	[MW]	[10 <sup>3</sup> Nm <sup>3</sup> /h]	[MW]
4%	10,88	0,55	5,99	85	925,1	85	925,1
10%	10,43	0,55	5,73	85	886,1	85	886,1

### 2.7.3 Wärmenetzstruktur in Österreich

Bei Fernwärmeleitungen werden zwei Typen unterschieden, einerseits Transportleitungen, die die Energie an den Ort des hohen Wärmebedarfes bringen und andererseits Verteilleitungen die die Verteilung im Gebiet und die Übergabe an die Verbraucher sicherstellen [121].

Beim Aufbau der Netze wird zwischen den drei folgenden Typen unterschieden (Abbildung 136) [121]:

1. Strahlennetz: diese Bauform stellt die einfachste und damit auch kostengünstigste Variante dar. Aus heutigem Technikstand, ist eine solche Anlage mit keinem großen Risiko behaftet.

2. Ringnetz: Im Ringnetz kann ein Verbraucher aus unterschiedlichen Richtungen versorgt werden. In diesem Fall können Wärmeerzeugungsanlagen in verschiedenen Richtungen liegen.
3. Maschennetz: Dies stellt eine Erweiterung des Ringnetzes dar. Diese Netzform wird vor allem in Gebieten mit hoher Wärmedichte verwendet.

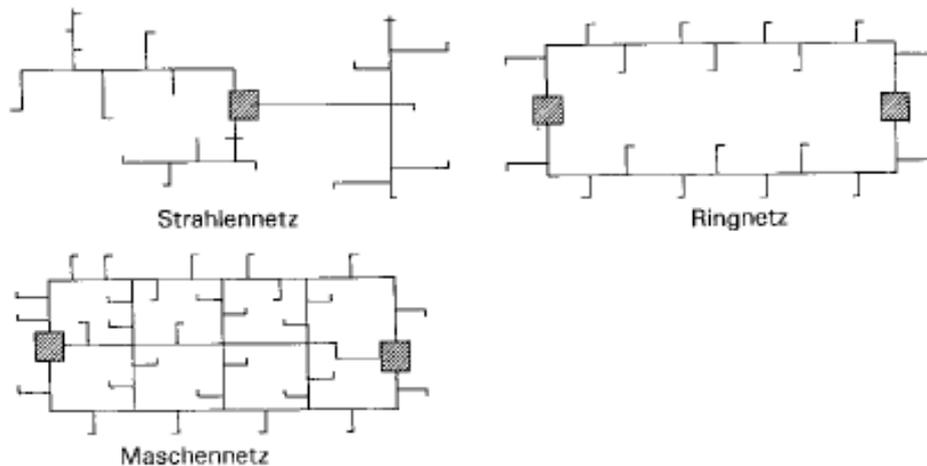


Abbildung 136: Verschiedene Fernwärmenetztopologien (Quelle: [121])

Österreich hatte 2012 eine gesamte Netzlänge von ca. 4.600 km, wobei eine Dichte von ca. 0,5 km/1000 Einwohner zugrunde liegt [122]. Reine Einfamilienhausgebiete mit vorwiegendem Neubau (100% Fernwärme-Ausbaugrad) sind für die Fernwärme wirtschaftlich nur schwer darstellbar. Auch Regionen mit älterem Gebäudebestand machen eine positive wirtschaftliche Darstellung nur schwer möglich [3]. Dieser Punkt und die in Abbildung 137 ersichtliche gleichmäßige Verteilung der Fernwärme über Österreich wurden in der Modellierung berücksichtigt, indem das städtische Gebiet ein Fernwärmenetz hat und in der ländlichen Region kein Austausch zwischen den Knoten (verschiedene Orte) möglich ist, jedoch ein Ort für sich ein Fernwärmenetz haben kann.

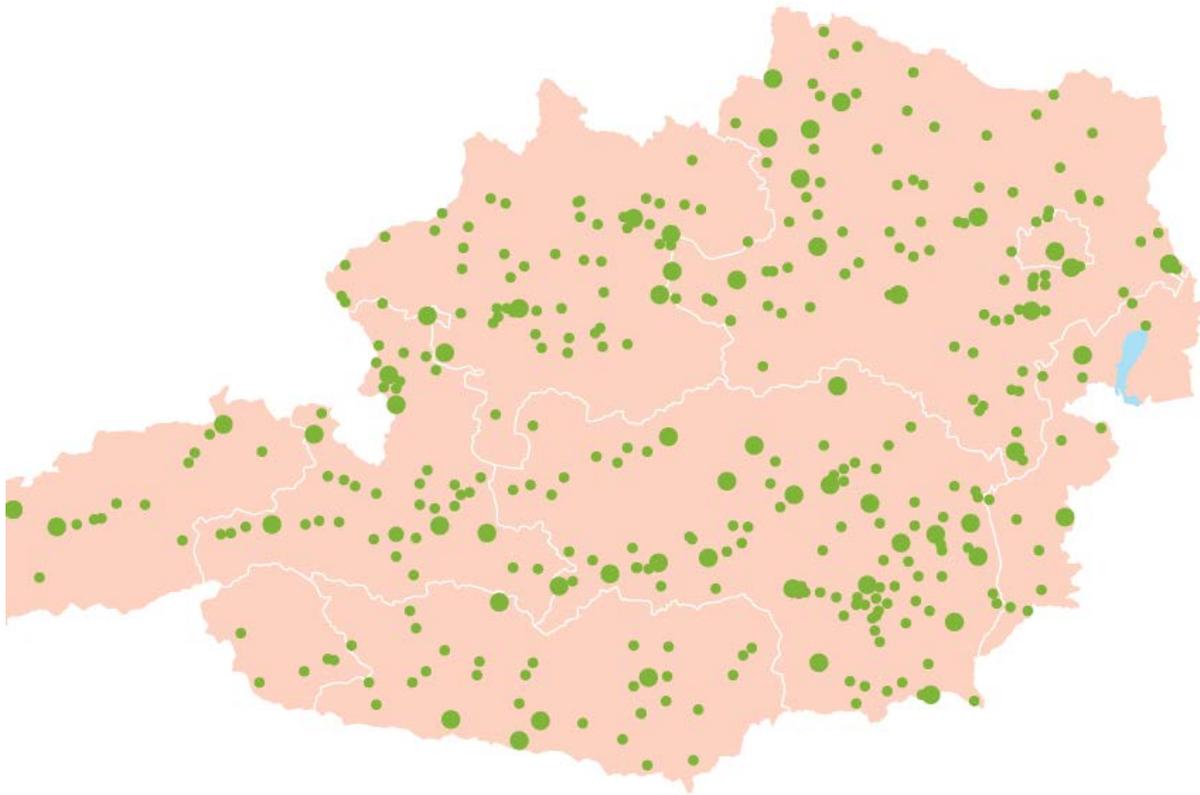


Abbildung 137: Orte mit Fernwärmeversorgungsunternehmen (Quelle: [122])

## 2.7.4 Hochrechnungsfaktoren

Um die Erkenntnisse der Modellregionen auf Österreich hochrechnen zu können, ist ein Hochrechnungsschlüssel notwendig. Dieser wird wie folgt aus einer Kombination von Personenzahlen und Energieverbräuchen erhoben.

Gemäß dem Bericht „Österreichs Städte in Zahlen“ [123] lebten 2011 ca. 8,4 Mio. Personen in Österreich. Davon entfallen 3,8 Mio. auf Städte und 4,6 Mio. auf ländliche Regionen. Wobei die Grenze mit Gemeinden >10.000 Einwohner als Grenze zwischen Stadt und Land gewählt wurde. Die Berechnung der Einwohnerzahl für die Modellregion ergibt 22.410 Personen mit einer Aufteilung von 11.134 auf städtische und 11.275 auf ländliche Regionen. Mit diesen beiden zugrunde gelegten Personen-Datensätzen ergibt sich der in Tabelle 94 gezeigte Hochrechnungsschlüssel.

Tabelle 94: Hochrechnung mit Personenzahl

Personen	Gesamt	Stadt	Land
Österreich	8,4 Mio.	3,8 Mio.	4,6 Mio.
Prozent	100%	45%	55%
Modell	22.410	11.134	11.275
Prozent	100%	49,7%	50,3%
Skalierungsfaktor	375	341	408

Dies bedeutet, dass die Stadt-Region 341 Mal und die Land-Region 375 Mal hochgerechnet werden müssten, um auf Aussagen für Österreich zu kommen. Das Problem besteht jedoch in einer energetischen Falschaussage, weil die Personenzahl in den Siedlungen nicht bekannt war und nur auf Basis von statistischen Werten (durchschnittlicher Energieverbrauch/Haushalt und durchschnittliche Personenzahlen/Haushalt) ermittelt wurde. Darum wurde ergänzend eine Hochskalierung aufbauend auf energetischen Gesichtspunkten durchgeführt. Der österreichische Energieverbrauch für die Bereiche Landwirtschaft, Sachgüterproduktion, Dienstleistung und Haushalt betrug im Jahr 2012 ca. 213.000 TJ (59.178.611 MWh) [124], Industrie wurde nicht berücksichtigt, weil in den Modellregionen keine „Schwer“-Industriezweige vorhanden sind. Tabelle 95 zeigt die Hochrechnung mit den Energiewerten. Auf Basis von Österreich konnte keine gesonderte energetische Aufteilung nach Stadt und Land erhoben werden, darum sind diese Felder leer.

Tabelle 95: Hochrechnung mit Energiewerten

el. Energie [MWh]	Gesamt	Stadt	Land
Österreich	59.178.611	-	-
Prozent	100%	-	-
Modell	151.430	84.025	67.405
Prozent	100%	55%	45%
Skalierung	392	-	-

Der essentielle Unterschied zwischen Tabelle 94 und Tabelle 95 ist, dass bei einer personenmässigen Hochrechnung die gesamte Modellsiedlung (Stadt und Land gemeinsam) 375 hochskaliert werden müsste, die energetische Hochskalierung jedoch 392 ergibt. Um energetisch richtige Aussagen zu treffen wurde der Wert 392 herangezogen. Damit ist aber prinzipiell keine Aufteilung zwischen den Skalierungsfaktoren für Stadt und Land möglich, weil keine getrennten Energiewerte für Stadt und Land vorhanden sind. Um dies zu umgehen, wurden die Werte 341 und 408 aus Tabelle 94 mit dem Faktor

$$\frac{392}{375} = 1,045$$

multipliziert. Somit ist eine energetisch richtige und für Stadt und Land getrennte Hochrechnung möglich. Letztendlich ergeben sich die finalen Hochrechnungswerte zu 355 für die Stadt (urban) und 426 für Land (rural).

## 2.7.5 Szenarien

Insgesamt wurden an die 50 Optimierungsläufe durchgeführt, davon werden hier einige ausgewählte Fälle herausgegriffen, und einander in folgende sechs Szenarien gegenübergestellt:

1. **T1**  
Dies stellt den technischen Basisfall dar. D.h. es wurden alle technischen Restriktionen wie Transformator, Leitung, usw. berücksichtigt. Jedoch keine Kostenaspekte für den Import oder Export von Energie.
2. **H1**  
Hier kommen zusätzlich zu den Parametern aus T1 die Kosten für die bezogene oder verkaufte Energie am Ortsnetztransformator (ONT) hinzu.
3. **G1**  
Hier werden zusätzlich zu den Parametern aus T1 die Kosten für die bezogene oder verkaufte Energie am SLACK und Kosten für Gas Import/Export berücksichtigt.
4. **B1**  
Dieses Szenario ist von den betrachteten Parametern äquivalent mit dem Fall G1, jedoch wurden die Kosten für den Bezug um einen Faktor 100 erhöht um einen bezugsminimalen Fall zu generieren und möglichst viel der in der Siedlung regenerativ erzeugten Energie auch innerhalb der Siedlung zu verbrauchen.
5. **T7**  
Dieser Fall stellt das Äquivalent zu T1 dar, jedoch können dezentrale Erzeugungseinheiten abgeregelt werden.
6. **I**  
In diesem Fall wurde das dezentrale Erzeugungsdargebot, welches bei allen anderen Fällen 100% der Potentiale beträgt Energetisch auf ca. ein Viertel reduziert, um eine gegenwärtige Situation abzubilden.

## 2.7.6 Speicherleistung

In Abbildung 138 sind die Speicherleistungen für die sechs verschiedenen Szenarien einander gegenübergestellt. Die Speicher sind dabei in die beiden Gruppen dezentral (Bei-Säure-, Li-Ion-Batterie) und zentral (Redox-Flow-Batterie) aufgeteilt zusätzlich ist die derzeitige österreichische Pumpspeicherleistung eingezeichnet [1]. Generell ist ersichtlich, dass die dezentralen Speicher in allen Szenarien dominieren. Bedingt durch den 100-prozentigen Ausbau der erneuerbaren Energieträger ist aufgrund der technischen Limitierungen (T1) bereits ein erheblicher Ausbau an Speichern notwendig. Dies natürlich unter Berücksichtigung der Tatsache, dass der heutige Netzausbau und Einsatz von derzeitigen „konventionellen“ Technologien (ONT anstelle von Regelbarer-ONT, kein DSM, usw.) zugrunde gelegt ist. Ein zukünftiger Mix aus „Smarten“-Technologien und -Ansätzen kann dazu beitragen, den Speicherbedarf zu reduzieren.

Vor allem der Vergleich zwischen T1 und T7 (T1 mit Abregelung) zeigt, dass in der ruralen Region beim leistungsmäßigen Speicherbedarf enorm eingespart werden kann. Aufgrund der Option der Abregelung bei der Erzeugung, was zu einer leistungsmäßigen Speichereinsparung von 93% führt. Wie groß die energetische Speichereinsparung ist und wie sich die Abregelung auf die nicht produzierte Energiemengen auswirkt, wird in den nächsten Kapiteln an entsprechender Stelle erläutert.

Vor allem das bezugsminimale Szenario (B1) sticht aufgrund der hohen Speicherleistungsanforderungen stark hervor. Stellt man nicht nur diesen Fall, sondern generell alle, dem reversiblen Pumpspeicherpotential von 4.800 MW und 140.000 MWh (0,14 TWh) in Österreich [1] gegenüber, sieht man, dass die Leistung nur für die Fälle mit Abregelung (T7) und dem derzeitigen Ausbau (I) gerecht wird.

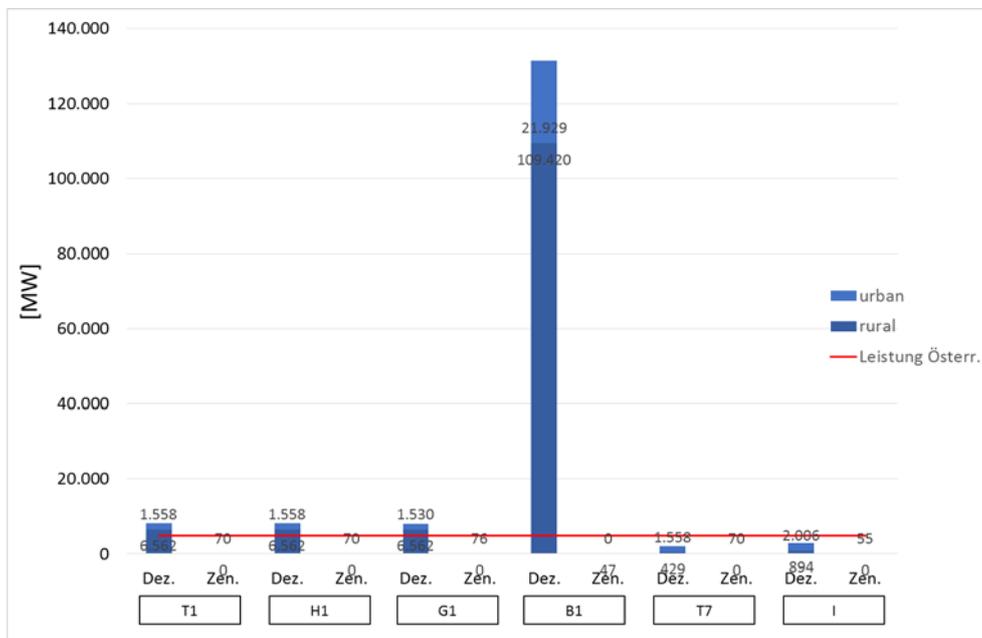


Abbildung 138: Speicherleistung der sechs verschiedenen Szenarien gegliedert nach dezentralen (Dez.) und zentralen (Zen.) Speichern und der gegenwärtig in Österreich vorhandenen Pumpspeicherleistung [1]

## 2.7.7 Speicherenergie

In Abbildung 139 sind die Speicherenergien einander gegenübergestellt, wobei ebenso wie in Abbildung 138 eine Aufteilung nach dezentralen und zentralen Speichern erfolgt. Die beiden Abbildungen korrelieren sehr stark, mit der Installation von höherer Speicherleistung geht auch eine größere energetische Installation einher. De facto lassen sich alle Aussagen die aufgrund der Leistung getroffen wurden auf diesen Abschnitt übertragen, mit der Ausnahme, dass das derzeitige energetische Pumpspeicherpotential mit 140.000 MWh, für alle Szenarien ausreichen würde. Ob der Energietransport zu den Pumpspeichern aufgrund der Kapazitäten im Übertragungsnetz möglich ist, soll nicht Gegenstand der hier angestellten Überlegungen sein.

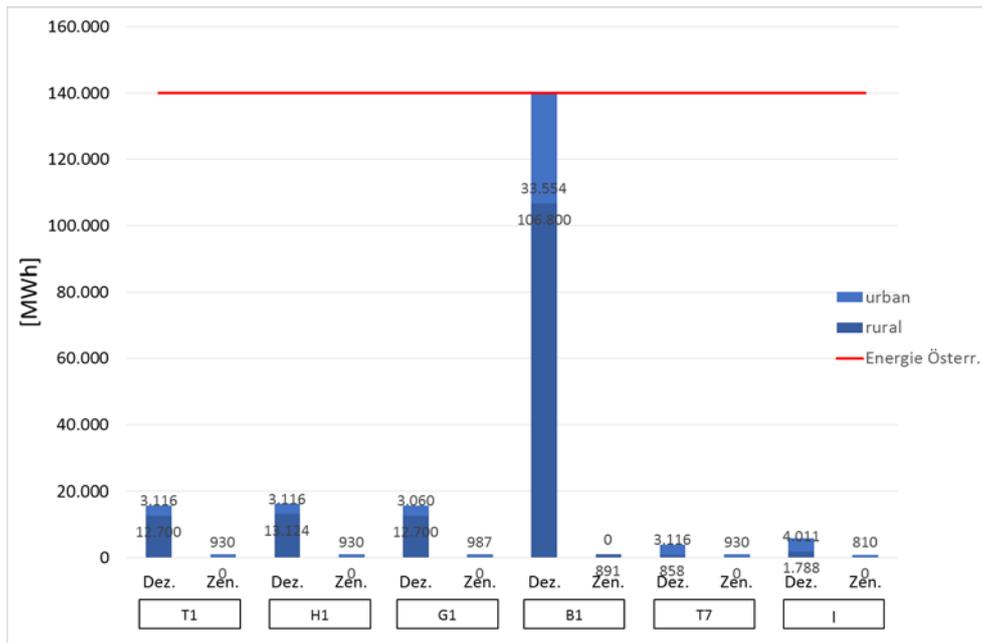


Abbildung 139: Speicherenergie der sechs verschiedenen Szenarien gegliedert nach dezentralen (Dez.) und zentralen (Zen.) Speichern

## 2.7.8 CO<sub>2</sub>-Emissionen

Die Modellregionen haben jeweils zwei technologische Schnittstellen zu den übergeordneten Netzen. Dies sind die übergeordneten Strom- und Gassysteme. Um Aussagen bezüglich der CO<sub>2</sub>-Emissionen treffen zu können, wird der Energieaustausch mit den folgenden CO<sub>2</sub>-Umrechnungsfaktoren an diesen Schnittstellen betrachtet.

Für die CO<sub>2</sub>-Emissionen von Strom wurde auf den österreichischen Strommix zurückgegriffen, dieser beträgt 129 gCO<sub>2</sub>/kWh [125]. Für die CO<sub>2</sub>-Emissionen hervorgerufen durch die Verbrennung von Erdgas wurde gemäß (1) auf dem Verhältnis der Molmassen, der Dichte von CH<sub>4</sub> 0,72 kg/Nm<sup>3</sup> [126] und dem Brennwert von 39.7 MJ/Nm<sup>3</sup> (11 kWh/Nm<sup>3</sup>) [127] aufgebaut, woraus ein Wert von 180 gCO<sub>2</sub>/kWh resultiert.

$$\frac{kMol\ CO_2}{kMol\ CH_4} = \frac{44\ kg}{16\ kg} = 2,75 \frac{kg\ CO_2}{kg\ CH_4} \rightarrow 1,98 \frac{kg\ CO_2}{Nm^3\ CH_4} \rightarrow 180 \frac{g\ CO_2}{kWh\ CH_4} \quad (1)$$

Um die Einsparungen der CO<sub>2</sub>-Emissionen bestimmen zu können muss vom Status Quo ausgegangen werden. In den Szenarien ist dies der Fall I, welcher einen Gesamtausstoß von ca. 17,8 Mio.t CO<sub>2</sub> beinhaltet. Laut Statistik Austria lagen die 2010 durch private Haushalte verursachten CO<sub>2</sub>-Emissionen bei 16,7 Mio.t [128]. Das Ausgangsszenario I kommt diesem Wert sehr nahe, der Fehler beträgt ca. 6%, darum werden alle Einsparungsberechnungen diesem Fall gegenübergestellt.

In Abbildung 140 und Abbildung 141 sind die CO<sub>2</sub>-Emissionen einander gegenübergestellt. Wobei Abbildung 141 aufgrund der Aufspaltung nach el. Import, Gas Import und el. Export eine genauere Aufschlüsselung darstellt. Es ist ersichtlich, dass zwischen den Szenarien T1, H1, G1 und T7 fast kein

Unterschied bei den Emissionen besteht. Auch bezüglich der einzelnen Energieströme über die Modelgrenzen hinweg (Import/Export), sind sich diese Fälle sehr ähnlich. Für den bezugsminimalen Fall ergibt sich mit einer Einsparung von über 62% eine sehr hohe Reduktion, wobei auch die anderen Fälle mit ca. 17% CO<sub>2</sub> Einsparung nicht zu unterschätzen sind (siehe Tabelle 96).

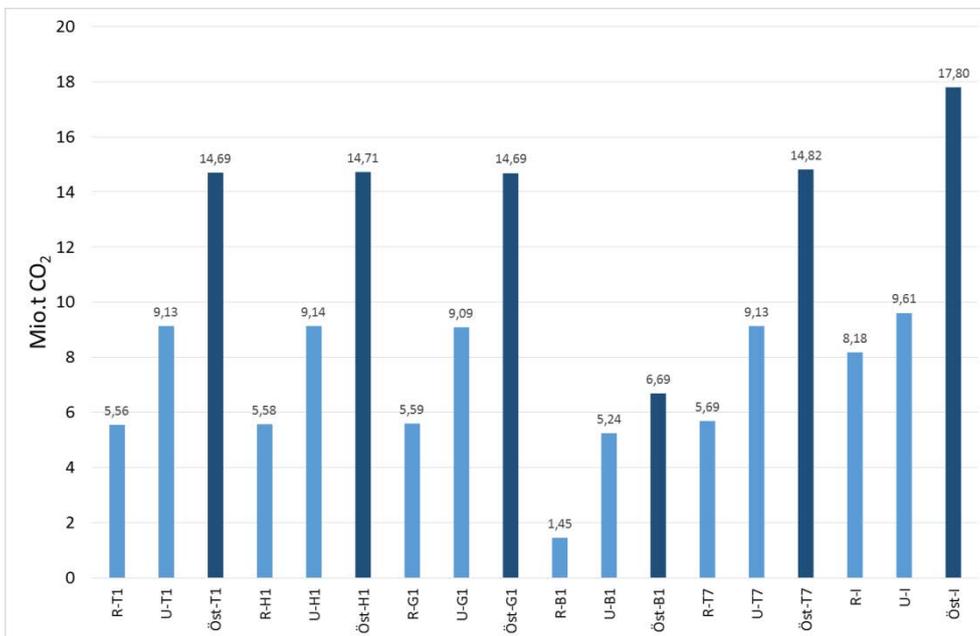


Abbildung 140: CO<sub>2</sub>-Emissionen für die verschiedenen Szenarien, aufgeteilt nach Rural, Urban und der Summe (Öst.)

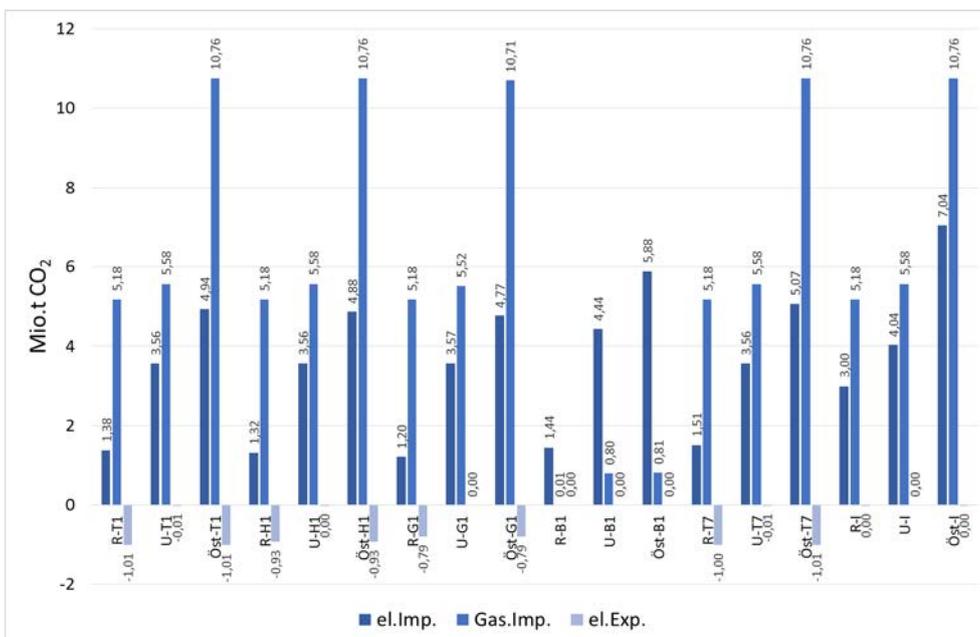


Abbildung 141: CO<sub>2</sub>-Emissionen für verschiedene Szenarien aufgeteilt nach Territorien (Rural, Urban, Summe aus beiden = Öst.) und verschiedenen Energieströmen (el. Import/Export und Gas Import)

Tabelle 96: Gegenüberstellung der CO<sub>2</sub> Einsparungen bezogen auf das Szenario I

Szenario	CO <sub>2</sub> -Einsparung gegenüber Basis I	
	[Mio.t]	[%]
T1	3,11	17,5
H1	3,08	17,3
G1	3,11	17,5
B1	11,11	62,4
T7	2,97	16,7

Hervorzuheben ist die Gegenüberstellung des Szenarios T7 mit T1, H1 und G1. T7 bringt etwa 0,7% weniger Emissionseinsparungen, hierfür muss jedoch nur ca. ein Viertel der Speicherleistung und etwa 29% der Speicherenergie gegenüber den drei Szenarien (T1, H1, G1) installiert werden. Dies zeigt, dass die Verwertung der Erneuerbaren Energieträger zu jedem Zeitpunkt die Anforderungen an Speicher enorm erhöhen kann, jedoch für die verwerteten erneuerbaren Energiemengen keine so großen Auswirkungen hat.

## 2.7.9 Importabhängigkeit von fossilen Energieträgern

Der in Österreich verbrauchte Strom, setzt sich laut [125] aus 74,53% erneuerbaren Energieträgern und 25,47% Großteils fossilen Energieträgern zusammen. Die wesentliche Frage hierbei ist, welche Erzeugungsanlagen werden bei einer Bezugsreduktion aus dem Markt gedrängt und welche Importabhängigkeit von fossilen Energieträgern resultiert daraus.

Laut [129] führt ein Ausbau an erneuerbaren Energieträgern (EE) aufgrund des Merit-Order-Effektes dazu, dass Kraftwerke mit hohen variablen Kosten aus dem Markt gedrängt werden. Darunter fallen Kern-, Gas- und Kohlekraftwerke. Für Österreich bedeutet dies, dass Kraftwerke aus dem 25,47% produzierenden Teil des Strommix substituiert werden. Die Einsparung von Gas, wirkt sich eins zu eins auf die Einsparung von fossilen Energieträgern und somit direkt auf die Importabhängigkeit aus.

Einen schwer zu definierenden Punkt stellen die elektrischen Exporte dar, die exportierte Energie ist aus 100% erneuerbaren Energieträgern gewonnen, weil sich in den Siedlungen nur erneuerbare Erzeugungseinheiten befinden. Diese Exporte reduzieren die Importe nicht direkt, können jedoch an einer anderen Stelle dazu führen, dass keine fossilen Energieträger verwendet werden müssen, somit kann man sie indirekt dem System zurechnen. Aus diesem Grund werden zwei Betrachtungen angestellt, eine ohne Berücksichtigung der Exporte und eine mit.

Tabelle 97 und Tabelle 98 zeigen die energetische Reduzierung – gegenüber dem Fall I – aus den übergeordneten Netzen, einmal ohne und einmal mit Berücksichtigung der elektrischen Exporte. Es zeigt sich, dass aufgrund des hohen Ausbaus an erneuerbaren Energieträgern ca. 30% an el. Bezugsenergie eingespart wird (T1, H1, G1, T7). Für den Fall sehr hoher Bezugspreise, was in einer bezugsminimalen

Siedlung resultiert, sinkt der Werte sogar auf 16,4%. Dies ist auch der einzige Fall in dem es zu einer Reduzierung des Gasbezuges kommt und dies mit signifikanten 92,5%.

Werden die elektrischen Exporte noch hinzu genommen (Tabelle 98), erhöhen sich die Werte für die elektrische Energie nochmals um einige Prozentpunkte.

*Tabelle 97: Reduktion des Energiebezuges aus dem übergeordneten Netz gegenüber dem Szenario I, ohne Berücksichtigung der el. Exporte*

Szenario	T1	H1	G1	B1	T7
el. Imp. [GWh]	16.230	16.722	17.564	8.955	15.254
Gas Imp. [GWh]	-0,07	0,7	287	55.301	-0,07
el. Imp.	29,8%	30,7%	32,2%	16,4%	28,0%
Gas Imp.	0,0%	0,0%	0,5%	92,5%	0,0%

*Tabelle 98: Reduktion des Energiebezuges aus dem übergeordneten Netz gegenüber dem Szenario I, mit Berücksichtigung der el. Exporte*

Szenario	T1	H1	G1	B1	T7
el. Imp. & el. Exp. [GWh]	24.073	23.891	23.704	8.941	23.060
Gas Imp. [GWh]	-0,07	0,7	287	55.301	-0,07
el. Imp. & el. Exp	44,1%	43,8%	43,5%	16,4%	42,3%
Gas Imp.	0,0%	0,0%	0,5%	92,5%	0,0%

Der Stromverbrauch in Österreich betrug im Jahr 2013 ca. 69.600 GWh, davon entfallen ca. 16.500 GWh auf Wärmekraftwerke [130]. Ohne auf Gesichtspunkte wie Netzstabilität, Lastflussverteilung, Fernwärmeauskopplung und ähnliches einzugehen, welche aufgrund dieses Projektes auch nicht möglich sind. Nur aufgrund der energetischen Zusammenhänge könnte die elektrische Energie die in Wärmekraftwerken 2013 produziert wurde, vollständig substituiert werden.

## 2.7.10 Auswirkungen auf das Übertragungsnetz

Teilweise wurden die Auswirkungen schon am Ende des vorherigen Abschnittes erläutert. Durch die Betrachtung der resultierenden Zeitreihen der Energieimporte von den überlagerten Netzen wird jedoch an dieser Stelle etwas näher ins Detail gegangen.

Abbildung 142 zeigt den Bereich der elektrischen Bezugsleistung aus dem übergeordneten Netz in dem sich alle Szenarien befinden, blaue Fläche. Zusätzlich sind die beiden Fälle für T1 und B1 gesondert dargestellt. Es ist ersichtlich, dass der Fall B1 im Winter die höchste Leistungsaufnahme von allen

Szenarien hat, obwohl es den minimalen Bezug widerspiegeln soll, (Grüne Linie befindet sich in den ersten sieben Tagen am oberen Limit des blauen Bereiches). Dies ist dadurch begründet, dass ein Großteil, des in der Region verbrauchten Gases durch Strom und Wärmepumpen ersetzt wird (darauf wird näher in Abbildung 143 eingegangen). Dies ist auch in Abbildung 141 durch die geringen CO<sub>2</sub>-Emissionen für den Gas-Import ersichtlich.

Gemäß der Wasserkraftpotentialstudie [131] gibt es in Österreich ein ausgebautes Potential von 33.200 GWh, unter Berücksichtigung von Kraftwerken mit  $\geq 10$  MW. Es wird ebenso von 5.000 Vollaststunden pro Jahr ausgegangen. Daraus ergibt sich eine installierte Kraftwerksleistung von 6.640 MW. Aufgrund der Niederschlagsverteilung steht diese Leistung nicht über alle Saisonen gleichmäßig zur Verfügung. Wird ein Verhältnis von Sommer zu Übergangszeit zu Winter von 4:2:1 zugrunde gelegt, was bedeutet, dass im Sommer das vierfache und zur Übergangszeit das zweifache Potential verglichen zum Winter zur Verfügung steht. Und zusätzlich die im Modell verwendete Wochenaufteilung von 17 Winter-, 17 Sommer- und 18 Übergangswochen zugrunde gelegt. Dann können folgende Erzeugungsleistungen der Wasserkraftwerke ermittelt werden:

- Winter: 1.661 MW
- Frühling: 3.137 MW
- Sommer: 6.643 MW

Diese Werte sind mit einer schwarzen Linie in die Grafik eingetragen. Es zeigt sich, dass im Sommer mit den zugrunde gelegten Annahmen eine Deckung durch Wasserkraft möglich ist. In der Übergangszeit und im Winter reichte die Energieerzeugung der Wasserkraft dafür nicht aus.

Mit Laufwasserkraft alleine kann keine zusätzliche regenerative Erzeugung generiert werden, die groß genug ist, um einen saisonalen Ausgleich zu ermöglichen. Selbst wenn dies energetisch aufgrund eines viel höheren Sommerüberschusses möglich wäre, so reichen die in Österreich vorhandenen Pumpspeicherpotentiale nicht aus, um dies zu ermöglichen. Das Potential von 4.800 MW und 0,14 TWh [1] ist mit der gelben Fläche dargestellt.

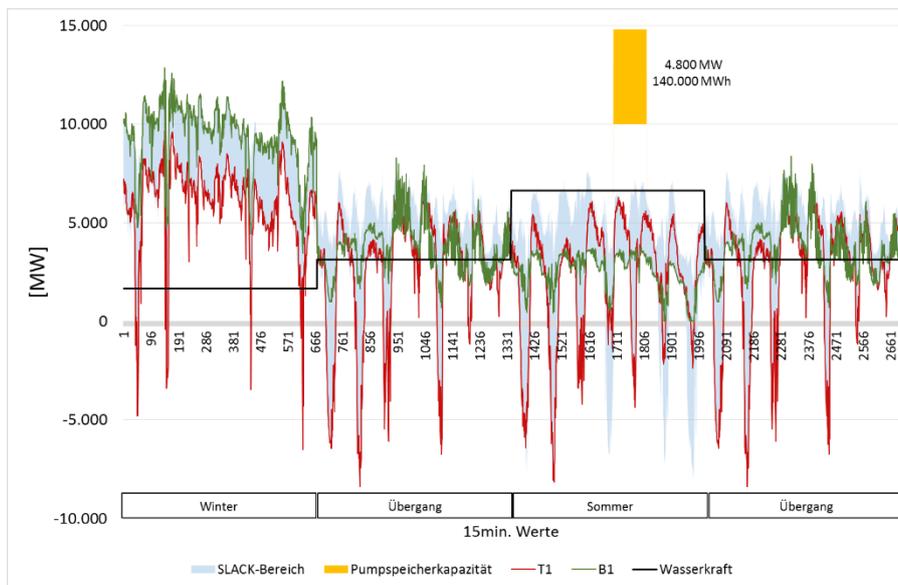


Abbildung 142: Elektrischer SLACK-Leistungsbereich von allen Basisszenarien und die beiden Fälle T1 und B1 im Detail

In der folgenden Abbildung (Abbildung 143) ist die Summe der elektrischen und Gas-Energiebezüge für die einzelnen Jahreszeiten dargestellt. Weil sich die Szenarien T1, H1 und G1 nicht sehr unterscheiden wurde von diesen dreien auf T1 zurückgegriffen. Zwischen T1 und I ist der Verlauf sehr ähnlich, sie unterscheiden sich hauptsächlich in stärker nach unten ausgeprägten Spitzen. Diese rühren von der PV-Erzeugung her, welche in T1 aufgrund des höheren Ausbaustands stärker ausgeprägt sind.

Bedingt durch die in den Regionen platzierten dezentralen Speicher, erfolgt in Abhängigkeit des Szenarios (B1 verstärkt gegenüber z.B. T1) ein Großteil der Zwischenspeicherung der Energie bereits vor Ort. Somit muss bei einem großflächigen Einsatz – wie er aufgrund der Hochrechnung zugrunde gelegt wird – die überschüssige Energie nicht über die überlagerten Netzebenen transportiert werden.

In der vorherigen Abbildung war ersichtlich, dass im Winter die elektrischen Bezüge von B1 über jenen von T1 liegen. Wenn die gesamten Energiebezüge von Strom und Gas betrachtet werden, ist deutlich sichtbar, dass es sich bei B1 um ein bezugsminimales Szenario handelt. Abgesehen in der Winter-Saison, wird der gesamte Wärmebedarf durch elektrische Energie mittels Wärmepumpen bereitgestellt und der Energiebezug oder die Leistungsaufnahme ist zu jedem Zeitpunkt geringer als in allen anderen Szenarien. Negative Werte sind davon ausgeklammert, weil im B1 Fall aufgrund der hohen Bezugspreise kein Export von Energie erfolgt, sondern diese direkt in der Region verwertet wird.

# Neue Energien 2020 - 5. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

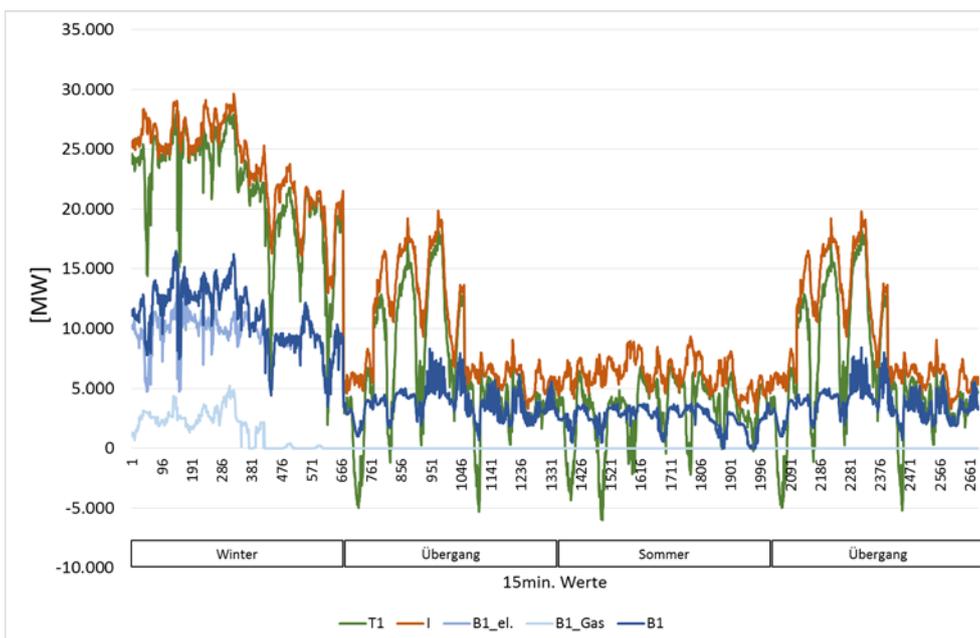


Abbildung 143: Gesamter Energiebezug sowohl der elektrischen- als auch Gas-Energie für die Fälle T1, B1 und I, der Fall B1 ist zusätzlich in el. und Gas-Energie aufgespalten

### 3 Ergebnisse und Schlussfolgerungen

Für das Forschungsprojekt Symbiose wurde gemeinsam mit dem Projektpartner, der Vorarlberger Energienetze GmbH (VKW) eine ländliche und eine städtische Region ausgewählt. In beiden Modellregionen wurden Strukturen des elektrischen Systems, thermischen Systems und des Gassystems berücksichtigt.

Die ermittelten regenerativen Potentiale wiesen mit realistisch angenommenen Vollaststunden eine Deckung von 15% des energetischen Bedarfs in der ruralen Modellregion und eine ca. 99%ige Deckung des energetischen Bedarfs. In der ländlichen Modellregion konnte 13,3% des jährlichen thermischen Verbrauchs durch eingesetzte KWKs zur Verfügung gestellt werden.

Im Rahmen des Konsortiums wurde ein Portfolio an Speichertechnologien (mechanische, elektrochemische und thermische Speicher) für das Projekt Symbiose und für die weiteren Untersuchungen der Speichereigenschaften vereinbart. Es wurde ein einheitlicher Parameterkatalog für die untersuchten Speichertechnologien erstellt. Zudem wurden neben den extrahierten Parametern Beschreibungen zum Aufbau und Funktionsweise der Speichertechnologien durchgeführt. Nach den durchgeführten Recherchen wurde beschlossen, dass aus dem vereinbarten Speicherportfolio gewisse Speichertechnologien (chemischer Wärmespeicher, Druckluftspeicher, dezentrale Pumpspeicher und Thermopotenzialspeicher) für die weiteren Betrachtungen nicht mehr berücksichtigt werden.

Darüber hinaus wurden die Anforderungen an die Kopplung paralleler Infrastrukturen (Strom-, Gas-, Wärmenetz) untersucht. Im Gassystem konnten aufgrund der Anforderungen wie z.B. Gewährleistung eines Mindestmaß an Gasdurchsatz und somit einer guten Durchmischung, ein Koppelknoten mit dem elektrischem Netz in der ländlichen Modellregion und in der städtischen Modellregion drei Koppelknoten festgelegt werden. Die Kopplung des elektrischen Netzes mit dem Wärmenetz erfolgte durch Wärmepumpen. Die Verknüpfung vom Gas- und Wärmenetz wurde durch ein zentrales Heizkraftwerk bzw. dezentrale Heizthermen realisiert. Damit die Kopplung paralleler Infrastrukturen geschaffen werden kann, ist das Vorhandensein der Energieinfrastrukturen ausschlaggebend. Zusätzlich müssen die Anschlussbedingungen der Einspeiseanlagen aller Energienetzbetreiber berücksichtigt werden.

Im Gegensatz zum elektrischen Netz weist das Gasnetz durch die Anpassbarkeit der Transportdrücke eine eigene Speicherfähigkeit auf. Besonders in höheren Druckebenen fungieren Leitungen als Kurzzeitspeicher. Die Speicherfähigkeit des gekoppelten elektrischen und Gassystem ergibt, dass allein mit den österreichischen Erdgasspeichern ein großer Anteil des österreichischen Energiebedarfs gedeckt werden kann.

Im Projekt Symbiose wurde aufbauend auf der Potenzialerhebung und dem Speicherparameterkatalog ein lineares Modell in GAMS für die technologische und topologische Optimierung des Einsatzes von Speicher- und Umwandlungstechnologien erstellt. Die Optimierungsergebnisse zeigten dass sich in beiden Modellregionen unabhängig von verschiedenen Interessensgruppen (Netzbetreiber, Haushalt und Gemeinde) eine ähnliche Dimensionierung der Speicher ergab. In beiden Regionen wurden vorwiegend dezentrale elektrische Speicher (Blei-Säure-, Lithium-Ionen-Batterien) eingesetzt. Das

bedeutet die Interessen der Netzbetreiber, der Haushalte und der Gemeinde waren nicht konkurrierend sondern hatten positive Effekte für alle Stakeholder. Auch bei der Installation der Wärmepumpen konnte ein ähnlicher Trend erkannt werden. Einzig die Realisierung einer bezugsminimalen Gemeinde bewirkte hier eine stark veränderte Speicherdimensionierung, Speicherverortung und Speicherbetrieb.

In der urbanen Modellregion stellte die elektrische Leitungsbelastung und in der ruralen Modellregion die Einhaltung des elektrischen Spannungsbandes die entscheidende technische Grenze im Netz dar. Diesbezüglich wurden auf der Mittelspannungs- und Niederspannungsseite elektrische Speicher installiert. Je nach Zielgruppe, erfolgte in der urbanen Modellregion eine Konzentrierung oder Verteilung der installierten Speichergröße, um die gesamten Kosten des Systems gering zu halten. Aufgrund des limitierenden Netzgrenzwerts in der ruralen Modellregion änderte sich die Platzierung der elektrischen Speicher in Abhängigkeit der unterschiedlichen Zielgruppen nicht. Die P2G-Technologie wurde nur im Szenario bezugsminimale Gemeinde in der ruralen Modellregion auf der einzig möglichen Kuppelstelle zum Gasnetz installiert

Eine Reduktion der CO<sub>2</sub>-Emissionen von 32% in der ruralen Modellregion und 5% in der urbanen Modellregion im Vergleich zu einem Ist-Szenario wurde bei allen drei Stakeholdern ermittelt. Für den bezugsminimalen Fall ergab sich mit einer Einsparung von über 82% in der ruralen Modellregion und 45% in der urbanen Modellregion eine sehr hohe Reduktion im Vergleich zum Ist-Szenario. Die ermittelten Einsparungen ergaben sich aufgrund des hohen Ausbaues an erneuerbaren Energieträgern, welche in Verbindung mit den installierten Speichern besonders in der ruralen Modellregion ideal genutzt wurden. Zudem wurde in der bezugsminimalen Gemeinde eine energieträgerübergreifende Versorgung ermöglicht, die zusätzlich zu einer großen Reduktion der CO<sub>2</sub>-Emissionen beitrug.

Im Bereich der Energieimporte konnte in der urbane Modellregion beim Stakeholder Netzbetreiber, Haushalt und Gemeinde eine Reduktion von Strombezügen von 12% und im Gasbereich eine Bezugsreduktion von 1% festgehalten werden. Das Szenario bezugsminimale Gemeinde zeigte, dass die gesamten Energiebezüge deutlich reduziert wurden, auch wenn dadurch der Strombezug um 10% erhöht wurde. In der ruralen Modellregion wurde gezeigt, dass aufgrund des hohen Ausbaus an erneuerbaren Energieträgern und Installation von dezentralen Speichern ca. 52%-60% an elektrischer Bezugsenergie eingespart werden konnte. Im Szenario bezugsminimale Gemeinde wurde der Gasimport komplett durch den Einsatz von Wärmepumpen ersetzt.

Zusätzlich wurden die Betriebsführung und Dimensionierung von dezentralen Speichern in Kombination mit innovativen Regelungsstrategien (spannungsabhängige Blindleistungsregelung der PV-Wechselrichter) der elektrischen Netze analysiert. Dabei zeigt sich, dass die Blindleistungsregelung in der ländlichen Region bei maximalem regenerativem Erzeugungsausbau alleine nicht zur Spannungsbandeinhaltung ausreicht. Zusätzliche Maßnahmen wie z.B. Netzverstärkungen oder Speicher- und Umwandlungstechnologien wären unter Berücksichtigung der momentan gültigen Netzgrenzen notwendig, jedoch in geringerem Ausmaß also ohne Blindleistungsregelung. Auf der anderen Seite konnte gezeigt werden, dass das Zulassen der Abregelung eines geringen regenerativen Dargebots (ca. 4-5%) den Bedarf an dezentralen Speichern sehr deutlich (85-97%) reduziert.

Die hochskalierten Ergebnisse auf ganz Österreich ließen erkennen, dass mit den notwendigen dezentralen Speichern für die Einhaltung der technischen Netzgrenzen schon 30% an elektrischer Bezugsenergie bzw. 17% CO<sub>2</sub>-Emissionen eingespart werden könnten. Dadurch könnte die elektrische Energie, die in Wärmekraftwerken 2013 produziert wurde, aufgrund rein energetischer Zusammenhänge vollständig substituiert werden. Für den bezugsminimalen Fall ergaben sich Einsparungen sowohl für den elektrischen (16,4%) als auch für den Gasbezug (92,5%), bei CO<sub>2</sub>-Minderung von 62% im Vergleich zum ist-Szenario.

Die hochskalierten Ergebnisse der technologisch, topologischen Optimierung für die drei Stakeholder zeigten, dass dezentrale Speicherleistung im Ausmaß des doppelten Pumpspeicherpotentials Österreichs (4,8 MW) installiert werden müssten. Energetisch würde damit etwa ein Siebtel des reversiblen Pumpspeicherpotentials Österreichs (140.000 MWh [1]) benötigt werden. Dabei hat sich herausgestellt, dass Verbundnetze und zentrale Erzeugungseinheiten für den saisonalen Ausgleich immer noch notwendig sind.

## Dezentrale Hybridspeicher:

### **Ein sinnvoller Speichereinsatz ermöglicht eine deutliche Erhöhung der Nachhaltigkeit durch Einbindung regenerativer Energieerzeugung in Verteilnetzen.**

- Die massive Integration von erneuerbaren Erzeugern in Mittel- und Niederspannungsnetze ist nur bei zusätzlichen Maßnahmen möglich. Der Einsatz von dezentral verteilten Speichern erlaubt die Nutzung des regenerativen Erzeugungspotenzials in den bestehenden Netzen.
- Die notwendige Speichergröße und -position ist dabei von regionalen Netzstrukturen, dem regenerativen Dargebot, Verbraucher und Interessensgruppen (Netzbetreiber, Kunden, politischen Vorgaben) abhängig.

## Kopplung bestehender Infrastrukturen:

### **Die Kopplung bestehender Energieinfrastrukturen auf Verbraucherseite ermöglicht die deutliche Reduktion des Gesamtenergiebezugs aus übergeordneten Netzebenen.**

- Die Kopplung dezentraler paralleler Energiesysteme erhöht die Energieautonomie und den Eigenverbrauchsgrad einer Region stark.
- Die CO<sub>2</sub> Emissionen können durch die Kopplung von Strom und Wärme auf Verbraucherseite deutlich reduziert werden.
- Auch hohe dezentrale Energieautonomie benötigt in der Regel den zeitabhängigen Energieaustausch mit anderen Erzeugungseinheiten über überlagerte Netzebenen.

## Auswirkungen auf den Netzbetrieb:

### **Dezentrale elektrische Speicher begünstigen einen sicheren Betrieb der bestehenden Netze mit hoher dezentraler Erzeugung**

- Ein sicherer Netzbetrieb kann durch dezentrale elektrische Speicher in bestehenden Netzstrukturen gewährleistet werden.
- Durch koordinierte Regelstrategien (Blindleistungsregelung) von Netzen mit massiven dezentralen Erzeugern kann der dezentrale Speicherbedarf reduziert, aber nicht vollkommen ersetzt werden.

- Die Abregelung einer relativ geringen Energiemenge des regenerativen Dargebots (ca. 4-5%) in der betrachteten ruralen Modellregion reduziert den Bedarf an dezentralen Speichern sehr deutlich (85-97%).
- Aus Sicht des Netzbetriebes werden dezentrale Speicher überwiegend für Kurzzeitspeicherung eingesetzt.

## Interaktion und Betriebsführung von Speichern:

**Ein sinnvoller dezentraler Speichereinsatz ist sowohl für Netzbetreiber als auch für dezentrale Prosumer vorteilhaft.**

- Der optimale dezentrale Speichermix ist für Netzbetreiber, Haushalte oder Gemeinden, trotz unterschiedlicher Interessen sehr ähnlich.
- Durch eine abgestimmte Betriebsweise können alle Teilnehmer gleichzeitig von den dezentralen Speichern profitieren.

## Skalierung der Problemstellung

**Ein rein dezentrales Energiesystem ist sowohl wirtschaftlich als auch technisch nicht sinnvoll**

- Ein nur auf verteilten Speichern aufgebautes dezentrales Energiesystem benötigt leistungsmäßig viel größere Speichersysteme (Faktor 27), verglichen mit einem zentraleren Ansatz.
- Verbundnetze und zentrale Erzeugungseinheiten sind u.a. für den saisonalen Ausgleich jedenfalls notwendig.

### 4 Ausblick und Empfehlungen

Folgende Empfehlungen können aus den Ergebnissen des Projekts festgehalten werden:

**Integration von dezentralen Speichertechnologien:** Alle Stakeholder (Haushaltskunden, Netzbetreiber und die Gemeinde) profitieren von einer definierten dezentralen Speichergröße. Aus diesem Grund empfiehlt es sich Anreize zwischen den Stakeholdern zu finden, um die definierte Speichergröße zu installieren. Es soll die Betriebsweise und die Verteilung der dezentralen Speicher zwischen den Stakeholdern abgestimmt werden.

**Austausch Stadt-Land:** Die erhobenen regenerativen Potenziale ergaben eine 15%-ige energetische Verbrauchsdeckung für die städtische Modellregion. In der ländlichen Modellregion ist eine annähernd vollständige energetische Verbrauchsdeckung auf dezentraler Ebene möglich, jedoch kann diese dort nicht zeitgleich ohne Speicher verwertet werden. Aus diesem Grund empfiehlt sich zu untersuchen, wie die Integration dezentraler Speicher- und Umwandlungstechnologien unter der Berücksichtigung zusätzlicher Synergieeffekte durch einen Stadt-Umland-Energieaustausch erfolgen sollte.

**Übergeordnetes Energiesystem:** Im Projekt Symbiose wurde die Lastflusssituation durch den Bedarf der Haushaltskunden und der Landwirtschaft bestimmt. Aus diesem Grund ist die Skalierung der dezentralen Ergebnisse auf ganz Österreich ohne Berücksichtigung der übergeordneten Netzebene nicht zielführend. Großindustriekunden und Gewerbe sind in beiden Modellregionen des Projekts nicht enthalten. Die Kopplung zwischen dem Strom- und Wärmenetz kam in beiden Modellregionen im Bezugsminimalen Szenario durch den zusätzlichen Strombezug von Wärmepumpen zustande. Interessant wäre es, diese Kopplung bei Verbrauchergruppen zu untersuchen, die kein saisonabhängiges Verbrauchsverhalten (z.B. Industriekunden) aufweisen. Auf diese Weise könnte der regenerativ erzeugte Überschussstrom zeitgleich in die thermische Energie und auch in chemische Energie (P2G) umgewandelt bzw. gepuffert werden. Weitere Flexibilitätspotentiale zwischen unterschiedlichen Energieformen (Strom, Gas und Wärme) von Industriegruppen könnten dadurch erschlossen werden. Diesbezüglich empfiehlt es sich eine Erweiterung der betrachteten Netze um übergeordnete Netzebenen, um den Einfluss bestehender Speicherkraftwerke und übergeordneter Lastsituationen auf die Akteure der Verteilnetzebene einzubinden.

## 5 Literaturverzeichnis

- [1] M. Boxleitner, C. Groiß, M. Chochole, J. Hiebl, Springer Claudia, G. Blöschl, C. Maier und H. Schmöllner, „Super-4-Micro-Grid, Nachhaltige Energieversorgung im Klimawandel.“, Wien, 2011.
- [2] A. Einfalt, A. Schuster, C. Leitunger, D. Tiefgraber, M. Litzlbauer, S. Ghaemi, D. Wertz, A. Frohner und C. Karner, „Autonome Dezentrale Regenerative EnergieSysteme-ADRES,“ Wien, 2010.
- [3] C. Amann, G. Benke, K. Leutgöb, S. Zech, H. Bork und H. Hemis, „Energieraumplanung im ÖREK 2011,“ Wien, 2011.
- [4] D. Wolff und K. Jagnow, „Untersuchung von Nah- und Fernwärmenetzen,“ Wolfenbüttel/Braunschweig, 2011.
- [5] Statistik Austria, „Energetischer Endverbrauch 1993 bis 2010 nach Energieträgern und Nutzenergiekategorien für Vorarlberg,“ [Online]. Available: [http://www.statistik.at/web\\_de/statistiken/energie\\_und\\_umwelt/energie/nutzenergieanalyse/index.html](http://www.statistik.at/web_de/statistiken/energie_und_umwelt/energie/nutzenergieanalyse/index.html). [Zugriff am 28 09 2012].
- [6] Statistik Austria, „Privathaushalte nach Geburtsland der Haushaltsreferenzperson, Haushaltsgröße und Bundesländern - Jahresdurchschnitt 2011,“ [Online]. Available: [http://www.statistik.at/web\\_de/statistiken/bevoelkerung/haushalte\\_familien\\_lebensformen/haushalte/023302.html](http://www.statistik.at/web_de/statistiken/bevoelkerung/haushalte_familien_lebensformen/haushalte/023302.html). [Zugriff am 01 10 2012].
- [7] Statistik Austria, „Agrarstrukturerhebung 2010,“ Wien, 2010.
- [8] ÜZ Lültsfeld, „Warmwasserversorgung,“ [Online]. Available: <https://www.uez.de/download/warmwasser.pdf>. [Zugriff am 10 09 2013].
- [9] Statistik Austria, „Österreichs Städte in Zahlen 2011,“ Statistik Austria, 2011.
- [10] Statistik Austria, „Agrarstrukturerhebung 2010,“ 2010.
- [11] M. Boxleitner und et al., „Super-4-Micro-Grid,“ KLIEN, Publizierbarer Endbericht, Wien, 2011.
- [12] Statistik Austria, „Wohnen 2011, Ergebnisse der Wohnungserhebung im Mikrozensus,“ 2011.
- [13] Haas, „Photovoltaik in Gebäuden, IEA TAsk 1,“ Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie, Wien, 2002.

- [14] L. Martin, K. Georg und W. Rolf, „Abschätzung des Photovoltaik-Potentials auf Dachflächen in Deutschland,“ in *11. Symposium Energieinnovation, Graz, Graz, 2010*.
- [15] Stadtvermessung Wien, „Wiener Solarpotenzial,“ [Online]. Available: <http://www.wien.gv.at/stadtentwicklung/stadtvermessung/geodaten/solar/wiener-solarpotenzial.html>. [Zugriff am 8 10 2012].
- [16] E-Control, „Ökostromgesetz 2012,“ [Online]. Available: [http://www.e-control.at/portal/page/portal/medienbibliothek/oeko-energie/dokumente/pdfs/%C3%96SG%202012\\_Kundmachung\\_BGBLA\\_2011\\_I\\_75\\_29.07.2011.pdf](http://www.e-control.at/portal/page/portal/medienbibliothek/oeko-energie/dokumente/pdfs/%C3%96SG%202012_Kundmachung_BGBLA_2011_I_75_29.07.2011.pdf). [Zugriff am 03 12 2012].
- [17] G. Stanzer und al et., „REGIO Energy, REgionale Szenarien erneuerbarer Energiepotentiale in den Jahren 2012/2020,“ *Klima + Energie Fonds, Wien/St. Pölten, 2010*.
- [18] *Wien Energie Jahrbuch 2011/12, Wien: Wien Energie GmbH, 2012*.
- [19] Statistik Austria, „Statistik Austria-Bevölkerung im Jahresdurchschnitt,“ [Online]. Available: [http://www.statistik.at/web\\_de/statistiken/bevoelkerung/bevoelkerungsstand\\_und\\_veraenderung/bevoelkerung\\_im\\_jahresdurchschnitt/index.html](http://www.statistik.at/web_de/statistiken/bevoelkerung/bevoelkerungsstand_und_veraenderung/bevoelkerung_im_jahresdurchschnitt/index.html). [Zugriff am 27 01 2014].
- [20] TU Wien-ESEA, „Super-4-Micro-Grid – Nachhaltige Energieversorgung im Klimawandel, approbierter Endbericht zum Forschungsprojekt im Rahmen der 1. AS Neue Energien 2020,“ Projektnummer: 818954, Wien, 2011.
- [21] E. Rummich, *Energiespeicher - Grundlagen, Komponenten, Systeme und Anwendungen, Renningen: expert verlag, 2009*.
- [22] W. Weydanz und A. Jossen, *Moderne Akkumulatoren richtig einsetzen, Neusäß: Ubooks Verlag, 2006*.
- [23] VDE Studie, „Energiespeicher in Stromversorgungssystemen mit hohem Anteil erneuerbarer Energieträger-Bedeutung, Stand, Handlungsbedarf,“ *ETG Task Force Energiespeicher, 2009*.
- [24] „Electricity Storage Association,“ [Online]. Available: [http://www.electricitystorage.org/technology/storage\\_technologies/batteries](http://www.electricitystorage.org/technology/storage_technologies/batteries). [Zugriff am 2012 09 01].
- [25] E. Mahnke und J. Mülenhoff, „Strom Speichern,“ *Renews Spezial, Agentur für erneuerbare Energie, Berlin, 2011*.

- [26] U. Sauer und et al., „Dezentrale Energiespeicherung zur Steigerung des Eigenverbrauchs bei netzgekoppelten PV-Anlagen,“ iSEA RWTH Aachen, 2011.
- [27] Siemens, „SIESSTORAGE,“ [Online]. Available: <http://www.automation.siemens.com/mcms/totally-integrated-power/en/siestorage/Pages/default.aspx>. [Zugriff am 12 08 2012].
- [28] SAFT, „Presentation,“ in *AEG Belgium customer day Telecom products & systems*, Belgium, 2012.
- [29] SAFT, „Evolion Li-ion battery,“ Saft, France, 2012.
- [30] Martha Schreibe und et al., „The Vanadium Redox Battery-an energy reservoir for stand alone applications along motor expressways,“ *IEE Conference on Intelligent Transportation Systems*, pp. 936-940, Vienna 09 2005.
- [31] C. Blanc, *Modelling of a Vanadium Redox Flow Batterc Electricity Storage System*, Schweiz: Ecole Polytechnique Federale De Lausanne, 2009.
- [32] Bodach Mirko, *Energiespeicher im Niederspannungsnetz zur Integration dezentraler, fluktuierender Energiequellen*, Dissertation: Fakultät Elektrotechnik und Informationstechnik an der Technischen Universität Chemnitz, 2006.
- [33] Petra de Boer und Jills Raadschelders, „Flow Batteries,“ Leonardo-Energy, 2007.
- [34] Martin Dennenmoser und et al., „Design, characterisation and operation strategies of 1 KW all-vanadium redox flow battery,“ Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems ISE, The Second International Flow Battery Forum, Edinburgh - Scotland, 2011.
- [35] R. Rezanian und W. Prügler, „Wirtschaftliche Bewertung der Teilnahme eines stationären Speichersystems an den Regelenergiemärkten Österreichs,“ Springer-Verlag Berlin Heidelberg, Heidelberg, 2012.
- [36] D. Oertel, „Energiespeicher- Stand und Perspektiven,“ TAB Büro für Technikfolgen-Abschätzung beim Deutschen Bundestag, Berlin, 2008.
- [37] Österreichische Vereinigung für das Gas- und Wasserfach, *Richtlinie G 31-Erdgas in Österreich-Gasbeschaffenheit. Österreichische Vereinigung für das Gas- und Wasserfach*, 2011.
- [38] S. Begluk, *Zukunftsperspektive der Brennstoffzellenfahrzeuge*, Wien: Diplomarbeit bei Energy Economics Group, TU Wien, 2009.

- [39] T. Smolinka, M. Günther und J. Garcke, „NOW Studie, Stand und Entwicklungspotential der Wasserelektrolyse zur Herstellung von Wasserstoff aus regenerativen Energien,“ Fraunhofer ISE, 2011.
- [40] „ELT Elektrolyse Technik,“ [Online]. Available: <http://www.elektrolyse.de/vkp/index.php>. [Zugriff am 04 09 2012].
- [41] Jungmeier Gerfried und et al., „Wasserstoff aus erneuerbarer Energie in Österreich- Ein Energieträger der Zukunft?,“ Im Auftrag vom BMVIT: Energiesysteme der Zukunft, Graz, 2006.
- [42] M. Wenske, Autor, *Stand Elektrolyse und zukünftige Entwicklungen*. [Performance]. Enertrag.
- [43] K. A. Friedrich, „Wasserstoff als Chemischer Speicher: Erzeugung, Verteilung und Speicherung,“ in *Energiespeichersymposium DLR*, Stuttgart, 2012.
- [44] E-Control, „Erdgasspeicher in Österreich,“ [Online]. Available: <http://www.e-control.at/de/marktteilnehmer/gas/gasmarkt/speicher>. [Zugriff am 15 01 2012].
- [45] D. Oertl und T. Fleicher, „Brennstoffzellen-Technologie: Hoffnungsträger für den Klimaschutz E,“ rich Schmidt Verlag GmbH & Co., Berlin, 2001.
- [46] ASUE, *Stationäre Brennstoffzellen- Grundlagen, Einsatzmöglichkeiten, Stand der Technik, Perspektiven*, Kaiserslautern: Rationeller Erdgaseinsatz, 2000.
- [47] P. Boulanger, M. Perrin und Cea-Genec, „Investigation on Storage Technologies for Intermittent Renewable Energies: Evaluation and recommended R&D strategy-Electrolyser, hydrogen storage and fuel cell,“ INVESTIRE-NETWORK, 2003.
- [48] „H2ydrogeit Der Wasserstoff-Guide,“ [Online]. Available: <http://www.hydrogeit.de/bz-typen.htm>. [Zugriff am 04 09 2012].
- [49] K.-P. Felberbauer und et al., „Energiespeicher der Zukunft. Energiespeicher für erneuerbare Energie als Schlüssel-Technologie für zukünftige Energiesysteme, approbierter Endbericht zum Forschungsprojekt im Rahmen der 2. AS Neue Energien 2020,“ Projektnummer:821935, Graz, 2012.
- [50] P. Martin, *Stationäre Brennstoffzellen*, BMU Fachworkshop Perspektiven der Brennstoffzelle: IFEU Heidelberg, 2007.
- [51] M. Pehnt und U. Höpfner, „Kurzgutachten: Wasserstoff- und Stromspeicher in einem Energiesystem mit hohem Anteil erneuerbarer Energien: Analyse der kurz- und mittelfristigen

Perspektive,“ IFEU Heidelberg, Heidelberg, 2009.

- [52] T. Jordan, Wasserstofftechnologie, Karlsruhe: Institut für Kern- und Energietechnik Forschungszentrum Karlsruhe GmbH, 2008.
- [53] M. Sterner, M. Jentsch und U. Holzhammer, „Energiewirtschaftliche und ökologische Bewertung eines Windgas-Angebotes,“ Fraunhofer IWES, Kassel, 2011.
- [54] Umweltbundesamt, „Umweltbundesamt,“ 2012. [Online]. Available: <http://www.umweltbundesamt.at>. [Zugriff am 2012].
- [55] J. Schmid, „Erneuerbare Energien und Energieeffizienz Band 14,“ Fraunhofer IWES, Kassel, 2009.
- [56] H. Krause und J. Nitzsche, „Potenzialanalyse zur Erweiterung der Initiative Teil: Elektrolyse, Wasserstoff und Methanisierung,“ in *Interner Workshop zur Zukunft der BZI*, Dresden, 2012.
- [57] G. Müller-Syring und M. Henel, „Power-to-Gas Ein Beitrag zur Energiewende,“ in *Technik-Dialog der Bundesnetzagentur, Schwerpunkt "Speichertechnologien"*, Bonn, 2012.
- [58] N. Crettenand, „The Facilitation of Mini and Small Hydropower in Switzerland: Shaping the Institutional Framework (with a Particular Focus on Storage and Pumped-Storage Schemes),“ 2012.
- [59] P. Unterberger, E. Doujak und C. Bauer, „Small Hydro approach for Pump-Turbines - Is a modular concept a possible solution,“ 2012.
- [60] M. Bieber, R. Maquardt und P. Moser, „Storage technologies compensating for fluctuating power generation,“ *VGB Powertech, vol 91*, pp. 59-63, 2011.
- [61] Nielsen und Leithner, „Dynamic Simulation of an Innovative Compressed Air Energy Storage Plant - Detailed Modelling of the Storage Cavern,“ *WSEAS TRANSACTIONS on POWER SYSTEMS, issue 8, vol 4*, 2009.
- [62] M. Medrano, A. Gil, I. Martorell, X. Potau und L. Cabeza, „State of the art on high-temperature thermal energy storage for power generation. Part-2 Case studies.,“ *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, pp. 56-72, vol 14 2010.
- [63] S. Relloso und E. Delgado, „Experience with molten salt thermal storage in a commercial parabolic trough plant. ANDASOL-1 commissioning and operation,“ in *SolarPACES*, 2009.

- [64] A. Gil, M. Medrano, I. Martorell, A. Lazaro, P. Dolado, B. Zalba und L. F. Cabeza, „State of the art on high temperature thermal energy storage for power generation. Part 1 - Concepts, materials and modellization,“ *Renewable and Stustainable Energy Reviews*, pp. 31-55, vol 14 2010.
- [65] D. Oertel, „Energiespeicher - Stand und Perspektiven,“ TAB Büro für Technikfolgen-Abschätzung beim Deutschen Bundestag, 2008.
- [66] M. Kloess, „Electric storage technologies for the future power system - An economic assessment,“ in *9th International Conference on European Energy Market*, Florence, 2012.
- [67] E. Fertig und J. Apt, „Economics of compressed air energy storage to integrate wind power: A case study in ERCOT,“ *Energy Policy*, Bd. 39, pp. 2330-2342, 2011.
- [68] E. Drury, P. Denholm und R. Sioshansi, „The value of compressed air energy storage in energy and reserve markets,“ *Energy*, Bd. 36, pp. 4959-4973, 2011.
- [69] R. Madlener und J. Latz, „Economics of centralized and decentralized compressed air energy storage for enhanced grid integration of wind power,“ *Applied Energy*, 2011.
- [70] C. Schulz, F. Jahns und S. Spieker, „Thermopotentialspeicher - Energiespeicher der Zukunft?,“ 2011.
- [71] J. Howes, „Concept and Development of Pumped Heat Electricity Storage Device,“ 2012.
- [72] T. Masaud, K. Lee und P. Sen, „An overview of energy storage technologies in electric power systems: What is the future?,“ 2010.
- [73] J. Macnaghten, *Utility Scale Pumped Heat Electricity Storage*, 2009.
- [74] I. Dincer und M. A. Rosen, *Thermal energy storage: systems and applications*, Chichester: Wiley, 2011, pp. XVIII, 599 S.--.
- [75] J.-C. Hadorn, D. Chuard, P. Jaboyedoff und P. Chuard, „Guide to Seasonal Heat Storage,“ 1987.
- [76] N. Tanaka, Hrsg., *Technology Roadmap - Concentrating Solar Power*, IEA - International Energy Agency, 2010.
- [77] A. Hauer, *IEA-ESTAP and IRENA© Technology Policy Brief E17*, 2012.

- [78] A. H. Abedin und M. A. Rosen, „A Critical Review of Thermochemical Energy Storage Systems,“ *The Open Renewable Energy Journal*, Bd. 4, pp. 42-46, 2011.
- [79] W. Schlader, „Wann ist die Wärmepumpe sinnvoll?,“ Energieinstitut Vorarlberg, [Online]. Available: [https://www.energieinstitut.at/HP/Upload/Dateien/max50\\_Ausgabe\\_45\\_Wann\\_ist\\_eine\\_Waerme\\_pumpe\\_sinnvoll.pdf](https://www.energieinstitut.at/HP/Upload/Dateien/max50_Ausgabe_45_Wann_ist_eine_Waerme_pumpe_sinnvoll.pdf). [Zugriff am 02 03 2014].
- [80] Verbraucherzentrale Bundesverband, „Checkliste Wärmepumpen 2012/13,“ Verbraucherzentrale Bundesverband, Berlin, 2012.
- [81] Wohnbauförderung Vorarlberg, „Energieförderungsrichtlinie 2014,“ Land Vorarlberg, Bregenz, 2013.
- [82] Energie AG, „Heizsysteme im Kostenvergleich,“ Energie AG Oberösterreich, Linz.
- [83] E-Control, „Umrechnung m<sup>3</sup> auf kwh 2013,“ [Online]. Available: <http://www.e-control.at/portal/page/portal/medienbibliothek/gas/dokumente/pdfs/umrechnung-m3-auf-kwh-2013.pdf>. [Zugriff am 2013].
- [84] E-Control, „Statistikbroschüre 2012,“ [Online]. Available: [http://www.e-control.at/portal/page/portal/medienbibliothek/statistik/dokumente/pdfs/Statistikb12\\_D\\_Einseite\\_en\\_FINAL.pdf](http://www.e-control.at/portal/page/portal/medienbibliothek/statistik/dokumente/pdfs/Statistikb12_D_Einseite_en_FINAL.pdf). [Zugriff am 2013].
- [85] TU Wien-ESEA, „Super-4-Micro-Grid – Nachhaltige Energieversorgung im Klimawandel, approbierter Endbericht zum Forschungsprojekt im Rahmen der 1. AS Neue Energien 2020,“ KLIEN; Projektnummer: 818954, Wien, 2011.
- [86] H. Tamerl und et. al., *Die Wasserkraftwerke in AHP in Salzburg*, VERBUND-Austrian Hydro Power AG, 2007.
- [87] C. Groß, Maximierung des regenerativen Erzeugungsanteils an der österreichischen Elektrizitätsversorgung, Wien: Dissertation an der TU Wien, 2013.
- [88] B. R. Oswald, Verlust- und Verlustenergieabschätzung, Hannover: Universität Hannover, 2007.
- [89] M. Boxleitner, Auswirkungen einer nachhaltigen Stromerzeugung auf den österreichischen Kraftwerkspark, Wien: Dissertation an der TU Wien, 2012.
- [90] E-Control, „Technische und organisatorische Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen; Hauptabschnitt D2,“ 2009.

- [91] E-Control, „Strompreise in Österreich,“ [Online]. Available: <http://www.e-control.at/de/konsumenten/strom/strompreis/strompreis-monitor>. [Zugriff am 2014].
- [92] E-Control, „Zusammensetzung des Strompreises,“ [Online]. Available: <http://www.e-control.at/de/industrie/strom/strompreis/preiszusammensetzung>. [Zugriff am 2014].
- [93] E-Control, „Der Strompreis,“ [Online]. Available: <http://www.e-control.at/de/industrie/strom/strompreis>. [Zugriff am 2014].
- [94] E-Control, „Gaspreise in Österreich,“ [Online]. Available: <http://www.e-control.at/de/konsumenten/gas/der-gaspreis/gaspreis-monitor>. [Zugriff am 2014].
- [95] D. Stolten, „Power-to-Gas,“ Institut für Elektrochemische Verfahrenstechnik, Workshop Erdgasnetz ind Bregenz, 2013.
- [96] Fleischhacker, Modelling and Combined Simulation of a Power-to-Gas Process, TU Wien, 2013.
- [97] H. Mehling, „Latentwärmespeicher,“ Karlsruhe, 2002.
- [98] G. Urschitz, „Latentwärmespeicher-Einrohr-System (LESY) - Auslegung, Konstruktion, Montage sowie Messungen,“ 2013.
- [99] H. Drück, *Solarthermie 1*, Universität Stuttgart, 2012.
- [100] Wien Energie GmbH, „Archiv 2013,“ 27 11 2013. [Online]. Available: <http://www.wienenergie.at/eportal/ep/bvContentView.do?contentType=1001&contentId=32323&programId=59635&channelId=-44429>.
- [101] APG, „APG-Netz,“ [Online]. Available: <http://www.apg.at/de/netz/apg-netz>. [Zugriff am Januar 2014].
- [102] A. J. Schwab, *Elektroenergiesysteme. Erzeugung, Transport, Übertragung und Verteilung elektrischer Energie*, Springer, 2012.
- [103] W. Gawlik, *Energieübertragung und Hochspannungstechnik*, TU Wien, 2013.
- [104] K. Heuck und et al., *Elektrische Energieversorgung*, Vieweg +Teubner, 2008.
- [105] E-Control, „Betriebsstatistik,“ 2012. [Online]. Available: <http://www.e-control.at/de/statistik/gas/betriebsstatistik/betriebsstatistik2012>. [Zugriff am 12 03 2013].

- [106] E-Control, „Technische und organisatorische Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen; Teil C,“ 2009.
- [107] E-Control, „Technische und organisatorische Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen; Hauptabschnitt D4,“ 2009.
- [108] E-Control, „Technische und organisatorische Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen; Hauptabschnitt D2,“ 2009.
- [109] Gas-Connect Austria, „Erdgas auf Überholspur,“ 06 03 2012. [Online]. Available: <http://www.gasconnect.at/de/Das-Netz/Leitungssystem>.
- [110] W. Ernst, 2007. [Online]. Available: [http://www.eeg.tuwien.ac.at/eeg.tuwien.ac.at\\_pages/events/egs/pdf/egs070919\\_ernst.pdf](http://www.eeg.tuwien.ac.at/eeg.tuwien.ac.at_pages/events/egs/pdf/egs070919_ernst.pdf). [Zugriff am 28 04 2012].
- [111] G. Christian, 2003. [Online]. Available: [http://www.lev.at/Download/Int\\_Biogas\\_Ex\\_StT1/Biogaseinspeisung\\_Gikopoulos.pdf](http://www.lev.at/Download/Int_Biogas_Ex_StT1/Biogaseinspeisung_Gikopoulos.pdf) . [Zugriff am 12 05 2013].
- [112] Österreichische Vereinigung für das Gas- und Wasserfach, *ÖVGW Technische Richtlinie GAS G1*, 2009.
- [113] Österreichische Vereinigung für das Gas- und Wasserfach, *ÖVGW Technische Richtlinie Gas G6*, 2009.
- [114] C. Edler, „Das österreichische Gasnetz - Bachelorarbeit,“ TU Wien, 2013.
- [115] E-Control, „Bestandsstatistik,“ 2011. [Online]. Available: <http://www.e-control.at/de/statistik/gas/bestandsstatistik>. [Zugriff am 12 03 2013].
- [116] Austrian Gas Grid Management AG, 2013. [Online]. Available: [http://www.aggm.at/files/get/d77eaeabab5061746fd86f96082117b6/Erdgasinfrastruktur\\_fuer\\_Oesterreich\\_georeferenzierte\\_Darstellung.pdf](http://www.aggm.at/files/get/d77eaeabab5061746fd86f96082117b6/Erdgasinfrastruktur_fuer_Oesterreich_georeferenzierte_Darstellung.pdf). [Zugriff am 01 05 2013].
- [117] G. Müller-Syring und J. Hüttenrauch, „Erarbeitung von Basisinformationen zur Positionierung des Energieträgers Erdgas im zukünftigen Energiemix in Österreich AP 2: Evaluierung der existierenden Infrastrukturen auf Grundlage der ermittelten Potenziale,“ Leipzig, 2012.
- [118] B. Haslinger, „Biogaseinspeisung - Anforderungen an das Gasnetz,“ Kapfenberg, 2004.
- [119] M. Theißing, „Biogas Einspeisung und Systemintegration in bestehende Gasnetze,“ 2006.

- [120] Wien Energie GmbH, „Wiener Erdgasspeicher,“ [Online]. Available: <http://www.wienenergie-speicher.at/eportal/ep/programView.do/pageTypeld/55715/programId/55357/channelId/-40119>. [Zugriff am 04 03 2013].
- [121] E. R. Schramek, Taschenbuch für Heizung und Klimatechnik, München: Oldenbourg Industrieverlag München, 2009.
- [122] Fachverband der Gas- und Wärmeversorgungsunternehmen, „Fernwärme in Österreich Zahlenspiegel 2013,“ [Online]. Available: [http://www.gaswaerme.at/ufile/9/2619/zahlenspiegel\\_fw2013.pdf](http://www.gaswaerme.at/ufile/9/2619/zahlenspiegel_fw2013.pdf). [Zugriff am 12 05 2014].
- [123] Österreichischer Städtebund und Statistik Austria, „Österreichs Städte in Zahlen,“ Wien, 2012.
- [124] Statistik Austria, „Bilanz der Elektrischen Energie,“ [Online]. Available: [www.statistik.at/web\\_de/statistiken/energie\\_und\\_umwelt/energie/energiebilanzen/index.html](http://www.statistik.at/web_de/statistiken/energie_und_umwelt/energie/energiebilanzen/index.html). [Zugriff am 23 07 2014].
- [125] E-Control, „Stromkennzeichnungsbericht 2013,“ Wien, 2013.
- [126] Messer, „Messer- Gases for Life,“ [Online]. Available: [http://www.messer.ch/produkte\\_loesungen/gasedaten/physdatenbl/Methan\\_phys\\_d.pdf](http://www.messer.ch/produkte_loesungen/gasedaten/physdatenbl/Methan_phys_d.pdf). [Zugriff am 25 07 2014].
- [127] Fachhochschule Mannheim, „<http://www.che.hs-mannheim.de>,“ [Online]. Available: <http://www.che.hs-mannheim.de/ieut/pdf/ETW/ETW-Kap3-1.pdf>. [Zugriff am 25 07 2014].
- [128] Statistik Austria, „Statistik Austria-Treibhausgasemissionen,“ [Online]. Available: [http://www.statistik.at/web\\_de/dynamic/presse/066950](http://www.statistik.at/web_de/dynamic/presse/066950). [Zugriff am 28 07 2014].
- [129] M. Fürsch, R. Malischek und D. Lindenberger, „Der Merit-Order-Effekt der erneuerbaren Energien - Analyse der kurzen und langen Frist,“ Köln.
- [130] E-Control, „Stromverbrauch 2013,“ [Online]. Available: [http://www.e-control.at/portal/page/portal/medienbibliothek/presse/dokumente/pdfs/2014\\_02\\_26\\_PA%20Strom-%20und%20Gasverbrauch%202013\\_final.pdf](http://www.e-control.at/portal/page/portal/medienbibliothek/presse/dokumente/pdfs/2014_02_26_PA%20Strom-%20und%20Gasverbrauch%202013_final.pdf). [Zugriff am 28 07 2014].
- [131] Pöyry Energy GmbH, „Wasserkraftpotentialstudie,“ Wien, 2008.
- [132] A. Sharma, V. Tyagi, C. Chen und D. Buddhi, „Review on thermal energy storage with phase change materials and applications,“ *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Bd. 13, pp. 318-345, 2009.

- [133] T. Smolinka, M. Günther und J. Garche, „NOW Studie, Stand und Entwicklungspotential der Wasserelektrolyse zur Herstellung von Wasserstoff aus regenerativen Energien,“ Fraunhofer ISE, 2011.
- [134] U. Albrecht, H. Landinger und W. Weindorf, „Erzeugungspfadanalyse Power to Gas; Kosten und Wirkungsgrade verschiedener Nutzungspfade im Vergleich,“ in *Ergebnispräsentation · Strategieplattform Power to Gas*, Berlin, 2012.
- [135] N. Hartmann, L. Eltrop, N. Bauer, J. Salzer, S. Schwarz und M. Schmidt, „Stromspeicherpotentiale für Deutschland,“ Zentrum für Energieforschung Stuttgart, Stuttgart, 2012.
- [136] G. Cerbe, Grundlagen der Gastechnik, München: Carl Hanser Verlag, 2008.
- [137] G. Müller-Syring, M. Henel, W. Köppel, H. Mlaker, M. Sterner und T. Höcher, „Studie Entwicklung von modularen Konzepten zur Erzeugung, Speicherung und Einspeisung von Wasserstoff und Methan ins Erdgasnetz,“ Bonn.
- [138] S. T. Hatscher, „Hydrogen in Underground Gas Storages for Natural Gas,“ 2011. [Online]. Available: [http://www.gerg.eu/activities/workshops/UGS\\_workshop\\_Hatscher.pdf](http://www.gerg.eu/activities/workshops/UGS_workshop_Hatscher.pdf). [Zugriff am 12 03 2013].
- [139] F. Brix und O. Schulz, Erdöl und Erdgas in Österreich, Horn: Naturhistorisches Museum Wien und F. Berger, 1993.
- [140] M. Sterner, M. Jentsch und U. Holzhammer, „Energiewirtschaftliche und ökologische Bewertung eines Windgas-Angebotes,“ Fraunhofer IWES Kassel, 2011.
- [141] T. Masaud, K. Lee und P. Sen, „An overview of energy storage technologies in electric power systems: What is the future?,“ *North American Power Symposium (NAPS)*, pp. 1-6, sept 2010.
- [142] İ. Dinçer und M. A. Rosen, „Thermal Energy Storage: Systems and Applications,“ *Second Edition, John Wiley & Sons, Ltd, Chichester, UK.*, 2010.
- [143] P. Unterberger, E. Doujak und C. Bauer, „Small Hydro approach for Pump-Turbines - Is a modular concept a possible solution“, in *17th International Seminar on Hydropower Plants*, Laxenburg, 21.11.2012 - 23.11.2012;.
- [144] WKO, „Die Strom-Netztarife 2014 im Detail,“ 2013. [Online]. Available: [https://www.wko.at/Content.Node/Interessenvertretung/Umwelt-und-Energie/ooe/Die\\_Strom-Netztarife\\_2014\\_im\\_Detail.pdf](https://www.wko.at/Content.Node/Interessenvertretung/Umwelt-und-Energie/ooe/Die_Strom-Netztarife_2014_im_Detail.pdf). [Zugriff am 2014].

- [145] Wirtschaftskammer-Oberösterreich, „Standardisierte Lastprofile,“ 2006.
- [146] C. Kost, H. Mayer, J. Thomsen, N. Hartmann, C. Senkpiel, S. Philipps, S. Nold, S. Lude und T. Schlegl, „Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien,“ Freiburg, 2013.
- [147] Österreichische Vereinigung für das Gas- und Wasserfach, *ÖVGW Technische Richtlinie Gas G31*, 2001.

## 6 Anhang

### Zusammengefasste Version des Parameterkatalogs

Akkumulatoren				
Eigenschaft	Einheit	Blei-Säure Batterie	Lithium-Ionen Batterie	Redox-Flow Batterie
Energiedichte	[Wh/l]	75 - 120	360	10
Energiedichte	[Wh/kg]	25 - 40	150 - 200 /120	20
Max. installierte Leistung	[kW]	50000	2000*n	10000
Typische Energiebandbreite	[kWh]	1 - 40000	100/0,5*n	0,5 - 5
Wirkungsgrad (Systemwirkungsgrad)	%	80	90 - 95	> 75%
Ladewirkungsgrad	[%]	88 - 92	94 - 96	70 - 82
Entladewirkungsgrad	[%]	90 - 92	96 - 98	85 - 90
Speicherwirkungsgrad	[%]	100	100	100
Selbstentladung per Tag	[%]	0,1 - 0,2	0,01	0,1 - 0,2
Nennspannung einer Zelle	[V]	2	3,6	-
Ladeschlussspannung einer Zelle	[V]	2,4	4,2	-
Leerlaufende Spannung einer Zelle	[V]	1,93 / 2,15 (SOC 0%/100%)	3,6	1,3 (SOC 50%)
Zyklenzahl		2000	3000	>10000
Lebensdauer	[a]	6 - 12	6 - 15	> 20a
Min. Entladedauer	[h]	0,006	0,1	1
Max. Entladedauer	[h]	10	12	10
Investitionskosten	[€/kWh]	100 - 300	500 - 2000	150 (optimistisch) - 500
Periphere Kosten	[€/kW]	20	20	550 - 1400

Elektrolyse-Anlagen			
Eigenschaft	Einheit	Alkalischer Elektrolyseur	PEM-Elektrolyseur
Wirkungsgrad (bezogen auf den Brennwert)	[%]	73-78 (Druckelektrolyseur ) 85 (Elektrolyseur mit atmosphärischem Druck)	47 - 78
Zelltemperatur	°C	60 - 80	50 - 80
Stromdichte	[mA/cm <sup>2</sup> ]	200 - 400	600 - 2000
Leistungsbereich pro Modul (Produktionsrate)	[Nm <sup>3</sup> /h]	1 - 760 Nm <sup>3</sup> /h	0,06 - 30
Leistungsaufnahme P <sub>el</sub> pro Modul	[MW]	0,005 - 3,4	0,15
Zelldruck	bar	< 30	< 30 bar
Zellspannung	[V]	1,8 - 2,4 V	1,8 - 2,2
Leistungsdichte	[W/cm <sup>2</sup> ]	1	4,4
Spez. Energieverbrauch (System)	[kWh/Nm <sup>3</sup> ]	4,2 - 5,9 (Elektrolyseur mit atmosphärischem Druck) 4,5 - 7 (Druckelektrolyseur )	4,5 - 7,5 6-8 (1 Nm <sup>3</sup> /h - 10 Nm <sup>3</sup> /h)
Zellfläche	[m <sup>2</sup> ]	< 4	< 0,03
unterer Teillastbereich	[%]	20 - 40	0 - 10
Lebensdauer	[a]	20-30	10-20
Investitionskosten > 500 kW	[€/kW]	800 - 1500	Investitionskosten (1 - 10 Nm <sup>3</sup> /h) Laborelektrolyseur 7000; 2000 - 6000

# Neue Energien 2020 - 5. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

<b>H2-Speichertechnologien</b>					
<b>Eigenschaft</b>	<b>Einheit</b>	<b>Salzkavernen</b>	<b>Druckbehälter</b>	<b>Flüssigbehälter</b>	<b>Gasnetz</b>
<b>Betriebsdruck</b>	bar	bis 200	800/30	1 bar	Hochdruck (notwendiger Durchfluss)
<b>Speichergröße</b>	m <sup>3</sup>	700000-580000	110	75000 (l)	7.451Mrd. + Netz
<b>Energiedichte (200 bar)</b>	kWh/Nm <sup>3</sup>	530	1400	2400	3 (1 bar)
<b>Investitionskosten</b>	€/kWh <sub>2</sub>	-	10	-	-
<b>Lebensdauer</b>	a	-	30	-	-
<b>Betrieb/Wartungskosten</b>	%/a	-	3,4	-	-

<b>Brennstoffzellensysteme</b>				
<b>Technologie/Eigenschaft</b>	<b>Einheit</b>	<b>PAFC</b>	<b>PEMFC</b>	<b>SOFC</b>
<b>Betriebstemperatur</b>	°C	200	80 - 100	800 - 1000
<b>Wirkungsgrad (el.)</b>	%	40 - 45	35 - 60	47 - 55
<b>Wirkungsgrad Gesamtsystem (el. + th.)</b>	%	50 - 55	70	70 - 80
<b>Betriebsspannung</b>	V	0,5	0,5	0,7
<b>Leistung max</b>	kW	11000	250	100000
<b>Flächenleistung</b>	W/cm <sup>2</sup>	0,2	0,6	0,4
<b>Betriebsdruck</b>	bar	1 - 8	1 - 5	1 - 15
<b>Lebensdauer</b>	h	20000 - 40000	3000	50000
<b>Kosten</b>	€/kW <sub>el</sub>	5000	6000 - 10000	100000

# Neue Energien 2020 - 5. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

Eigenschaft	Einheit	Pumpspeicher	Thermopotential- speicher	Sensible Wärmespeicher			Saisonale Wärme- speicher	Latentwärme- speicher	Thermochemische Speicher
				Hochtemperatur- speicher für Solarkraftwerke (Salzschmelze)	Hochtemperatur- speicher (Öl)	Niedertemperatur- speicher (Fels/Gestein)			
<b>Energiedichte</b>	kWh/t	-	25	-	-	-	-	-	250
	kJ/m <sup>3</sup>	-	-	-	100000	30000	-	300000	-
	kJ/kg	-	-	-	100	10	-	100	-
<b>Leistungsdichte</b>	kW/m <sup>3</sup>	-	-	-	max. 10	max. 3	-	max. 30	-
<b>Speicherleistung</b>	MW	5-15 <sup>8</sup>	0,1-500 je Modul	0,1-200	-	-	-	-	-
	kW/kg	-	-	-	max. 0,01	max. 0,001	-	max. 0,01	-
<b>Speicherkapazität</b>	MWh	40-120	keine Limitierung; typischerweise 16	<2000	-	-	-	-	-
	kWh/m <sup>3</sup> K	-	-	-	-	-	0,63-1,16	-	-
	kWh/m <sup>3</sup>	-	-	-	-	-	8-57	-	-
<b>Systemwirkungsgrad</b>	-	0,7-0,75	0,65-0,75	<0,6	0,7 (0,85-0,95)	-	0,6-0,9	0,75-0,9	0,75-1
<b>Größe</b>	m <sup>3</sup>	-	-	-	-	-	<500000	-	-
<b>Temperaturbereich</b>	°C	-	-	290-390(500)	-	-	5-90	-	20-200 (300)
<b>Anfahrzeit</b>	min	-	5-10	-	-	-	-	-	-
<b>Lade-/Entladezyklus</b>	h	8	-	8	-	-	-	-	-
	s	-	-	-	10 <sup>4</sup> -10 <sup>5</sup>	10 <sup>4</sup> -10 <sup>5</sup>	-	10 <sup>4</sup> -10 <sup>5</sup>	-
<b>Speicherfähigkeit im geladenen Zustand</b>	-	-	-	-	Tage	Tage	Monate	Wochen	-
<b>Lebensdauer</b>	a	-	-	25	20	20	-	-	-
	Zyklen	-	-	-	-	-	-	10 <sup>2</sup> -10 <sup>3</sup>	-
<b>Investitionskosten</b>	€/kW	300-800	680	-	-	-	-	-	-
	€/kWh	-	115	-	-	-	-	-	-
	\$/m <sup>3</sup>	-	-	-	-	-	4-210	-	-
<b>Betriebskosten</b>	€/MWh	2,5	2	-	-	-	-	-	-
<b>Kosten allg.</b>	\$/kWh	-	-	3500-7000	-	-	0,04-0,35	10-50	8-100
	\$/kW	-	-	-	400 (200)	200 (150)	-	-	-

<sup>8</sup> Im Pumpbetrieb.

## 7 Kontaktdaten

### Antragsteller:

Univ.-Prof. Dr.-Ing. Wolfgang GAWLIK

Technische Universität Wien

Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe

Gußhausstraße 25 / E370 - 1

+43 (0)1 58801 370 111

+43 (0)1 58801 370 199

wolfgang.gawlik@tuwien.ac.at

<http://www.ea.tuwien.ac.at/projekte/symbiose/>

### Projektpartner:

P1: Technische Universität Wien – Institut für Energietechnik und Thermodynamik:

P2: ENRAG GmbH

P3: Vorarlberger Kraftwerke AG