

Power to Gas im österreichischen Übertragungsnetz

DIPLOMARBEIT

Ausgeführt zum Zwecke der Erlangung des akademischen Grades eines
Diplom-Ingenieurs (Dipl.-Ing.)

unter der Leitung von

Univ.-Prof. Dr.-Ing. Wolfgang Gawlik
und
Dipl.-Ing. Markus Heimberger

eingereicht an der

Technischen Universität Wien
Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik
Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe

von
Robert Paeck, BSc.
Mat. Nr. 0726502
Neubaugasse 14
7035 Steinbrunn

Wien, im November 2013

Kurzzusammenfassung

In Zeiten des Aufschwunges erneuerbarer Energiequellen kommt es in den Übertragungsnetzen zu einer Verschiebung der Flexibilität zwischen Erzeuger und Verbraucher. Gegenüber den Vorteilen der erneuerbaren Energieträger, wie die Reduzierung der Treibhausgasemissionen, steht der große Nachteil des fluktuierenden Energieangebots entgegen. Die fehlende Flexibilität der Erzeugerseite muss und wird mittels Energiespeicher auf die Verbraucherseite übertragen. Vor allem in Westösterreich dient eine Großzahl von Pumpspeicherkraftwerken zur Energiespeicherung. Die Energieerzeugung aus erneuerbaren Quellen hingegen findet größtenteils im Osten Österreichs statt. Somit kommt es zu regem Energietransport zwischen Ost- und Westösterreich, der mit dem Ausbau erneuerbarer Energiequellen eine immer größer werdende Belastung für das österreichische Übertragungsnetz darstellt.

Der neue Technologieansatz, Power to Gas, stellt eine Methode dar, Strom chemisch in Gas umzuwandeln. Je nach Anwendung könnte der neugewonnene Energieträger Gas, in Gasspeichern oder direkt im Gasübertragungsnetz, gespeichert werden. Diese Technologie könnte somit eine Antwort auf die Frage nach neuen potentiellen Energiespeichern sein.

In der folgenden Diplomarbeit werden verschiedene Speichertechnologien vorgestellt und verglichen, das Power to Gas Prinzip wird dabei detailliert vorgestellt. Weiters wird eine mögliche Integration der Power to Gas Methode in den österreichischen Übertragungsnetzen untersucht. Hierbei wird, unter Beachtung der technologischen Umstände, nach optimalen Lokalisationen für die Integration von Power-to-Gas-Anlagen in Österreich gesucht. Einfluss bei der Findung geeigneter Standorte haben beispielsweise Parameter wie die Auslastung des elektrischen Übertragungsnetzes und die Anbindung an das Gas- und Stromübertragungsnetz. Mittels geeigneter Ansätze und Simulationen wird nach optimalen Lokalisationen für Power-to-Gas-Anlagen gesucht. Im Vordergrund steht dabei wie sich die Auslastung bzw. die Zuverlässigkeit des österreichischen Stromnetzes verhält.

Abstract

In times of recovery of renewable energy sources, a shift of flexibility between generators and loads in the electrical grid takes place. The advantages of renewable energy sources like the reduction of greenhouse emissions are offset by the fluctuating supply. The lack of flexibility on the part of generators must and will be balanced by energy storage systems. Especially in western Austria many pumped hydro storages are used. However, the generation of renewable energy mostly takes place in eastern Austria. Thus it comes to a brisk energy transport between east and west, which rises by installing more volatile plants. This fact will cause high network loads which makes the operation of the power grid difficult.

The new technological approach, power to gas, represents a method to form electrical energy into chemical energy. Depending on the application, the newfound energy carrier gas could be stored in gas storage systems or directly in the gas grid. This technology could therefore be an answer to the question for new potential energy storage systems.

In the following thesis different energy storage systems are described and compared, the power to gas principle is presented here in detail. Furthermore, a possible integration of the power to gas method in the Austrian power grid is investigated. Taking account of technological circumstances, optimal location for power to gas plants are sought. The search of optimal locations depends on parameters like the workload of the power grid or a suitable connection to gas and electricity grid. Appropriate approaches and simulations are used to search for optimal locations for power-to-gas plants. The focus is mainly on how the workload and reliability of the Austrian power grid reacts.

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung	1
2	Energiespeicher	3
2.1	Einsatzbereich	3
2.2	Eigenschaften von Speichern	4
2.3	Mechanische Speicher	5
2.3.1	Pumpspeicher (PHES)	5
2.3.2	Druckluftspeicher (CAES)	5
2.3.3	Schwungmassenspeicher	6
2.4	Elektrochemische Speicher	6
2.4.1	Akkumulatoren	7
	Blei-Säure-Akkumulatoren (PbS)	7
	Lithium-Ionen-Akkumulatoren (Li-Ion)	7
	Nickel-Cadmium-Batterie (Ni-Cd)	8
	Nickel-Metall-Hydrid-Akkumulator (NiMH)	8
2.4.2	Hochtemperatur-Batterien	8
	Natrium-Nickelchlorid-Akkumulator (ZEBRA)	9
	Natrium-Schwefel-Akkumulator (NaS)	9
2.4.3	Redox-flow-Akkumulatoren	9
2.4.4	Metall-Luft-Akkumulator	10
2.4.5	Power to Gas	10
2.4.6	Power to Heat	10
2.5	Elektrische Speicher	11
2.5.1	Supraleitende magnetische Speicher (SMES)	11
2.5.2	Doppelschichtkondensatoren (Super Caps)	11
2.6	Vergleich der Speichertechnologien	11

3	Power to Gas	15
3.1	Elektrolyse	16
3.1.1	Alkalische Elektrolyse	17
3.1.2	Saure Elektrolyse	17
3.1.3	Hochtemperaturelektrolyse	18
3.2	Methanisierung	18
3.2.1	Katalytische Methanisierung	19
3.2.2	Biologische Methanisierung	21
3.3	Konzepte	22
3.4	Idealisierte Betrachtung	26
3.5	Simulation	27
3.6	Kennwerte	30
4	Energienetze	33
4.1	Stromnetz	33
4.2	Gasnetz	34
4.2.1	Erdgasspeicher	36
4.2.2	Einspeiserichtlinien	36
4.2.3	Einspeisepunkte	37
5	Optimierung	42
5.1	Algorithmus	44
5.2	Ansatz 1	46
5.3	Ansatz 2	46
6	Simulation	52
6.1	Ost-West-Lastfall	55
6.1.1	Ansatz 1	56
	Zielfunktion: $\min R_{all}$	56
	Zielfunktion: $\min R_{60\%}$	57
6.1.2	Ansatz 2	60
	Zielfunktion: $\min R_{all}$	60
	Zielfunktion: $\min R_{60\%}$	60
6.1.3	Gegenüberstellung	63
6.2	Nord-Süd-Lastfall	65
6.2.1	Ansatz 1	66
	Zielfunktion: $\min R_{all}$	66

	Zielfunktion: $\min R_{60\%}$	67
6.2.2	Ansatz 2	70
	Zielfunktion: $\min R_{all}$	70
	Minimierung: $\min R_{60\%}$	71
6.2.3	Gegenüberstellung	73
7	Zusammenfassung und Ausblick	76
7.1	Zusammenfassung	76
7.2	Ausblick	77

1 Einleitung

Das heutige Stromnetz ist zusehends immer größeren Belastungen ausgesetzt. Der steigende Energieverbrauch sowie der immer größer werdende Stromanteil aus erneuerbaren Energiequellen treiben den Betrieb des österreichischen Stromnetzes an seine Grenzen. Teilweise ist der Stromtransport nur über massives Engpassmanagement zu beherrschen. Ein Grund für diese Engpässe ist die örtliche Verteilung der Erzeuger und Verbraucher bzw. Speicher im Netz. Westösterreichs Pumpspeicherkraftwerke dienen u.a. als Energiespeicher für die schwankende Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien, dessen Erzeugung hauptsächlich im Osten Österreichs stattfindet. Zu Zeiten hoher Energiegewinnung durch Erneuerbare kann es zu hohen Auslastungen durch den Energietransport zu den Pumpspeichern im Netz kommen.

Im Hinblick auf die Energiestrategie Österreichs, welche für die erneuerbaren Energien einen Anteil von 34% am Bruttoendenergieverbrauch bis zum Jahr 2020 vorsieht, kommt es zu einer Steigerung erneuerbarer Energiequellen im Netz. Durch diesen steigenden Anteil erneuerbarer und somit volatiler Energieträger im Netz, ist eine größere Belastung im Netz zu erwarten. Österreichs Übertragungsnetzbetreiber, die Austrian Power Grid AG (APG), hat den nötigen Handlungsbedarf erkannt und hat in Kooperation mit der TU Graz und TU Wien einen APG-Masterplan entwickelt, der die strategische Weiterentwicklung des Höchstspannungsnetzes bis 2020 beinhaltet. [7], [12].

Eine weitere Herausforderung stellt die erfolgreiche Integration der erneuerbaren Energiequellen ins Stromnetz dar. Durch ihre Volatilität sind die Quellen nicht bedarfsgerecht steuerbar, was die Frage nach Speicher aufwirft, welche überschüssig erzeugte, erneuerbare Energie speichern. Die Nachfrage nach neuen potentiellen Energiespeichern, die die schwankende Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien ausgleichen, ist hoch. Die Speicherung in Pumpspeicherkraftwerken ist eine sehr gute und ökonomische Lösung, jedoch ist der Ausbau begrenzt. Einen möglichen langfristigen Lösungsansatz bietet die Power to Gas (P2G) Technologie, welche die gewonnene überschüssige Energie in chemische Energieträger umwandelt und speichert. Diese Technologie soll eine Brücke

zwischen Strom- und Gasnetz bilden, um so die Vorteile beider Energienetze zu nutzen. Vor allem der Nutzen der möglichen Speicherkapazitäten direkt im Gasnetz und den unterirdischen Gasspeichern wäre enorm.

Grundlage der Technologie ist die Umwandlung von Strom zu Wasserstoff und weiters über Methanisierung zu synthetischem Erdgas (SNG¹). Je nach Anwendung bzw. Nachfrage kann das aus Strom gewonnene Produkt gespeichert werden und bei Bedarf rückverstromt werden. Weiters kann das SNG im Bereich Mobilität und Wärmeversorgung genutzt werden. Wasserstoff kann beispielsweise direkt für industrielle Prozesse oder auch im Mobilitätssektor Verwendung finden.

Die Integration von P2G-Anlagen in Österreich ist durchaus denkbar. Um dies zu realisieren sind umfangreiche Analysen erforderlich. Diese Diplomarbeit befasst sich mit der fiktiven Installation von P2G-Lasten im heutigen österreichischen Übertragungsnetz. Die Arbeit gliedert sich abgesehen von dieser Einleitung in sechs Kapitel.

- *Kapitel 2 „Energiespeicher“* beschreibt mehrere Speichertechnologien und definiert den Hintergrund dieser Arbeit in Bezug auf Power to Gas als mögliche zukünftige Speichertechnologie.
- *Kapitel 3 „Power to Gas“* beschreibt die Grundlagen des P2G-Prinzips und deren Konzepte.
- *Kapitel 4 „Energienetze“* gibt einen Überblick über das bestehende Gas- und Stromnetz und deren Einrichtungen.
- *Kapitel 5 „Optimierung“* befasst sich mit der Methodik der Lokalitätsoptimierung von P2G-Anlagen.
- *Kapitel 6 „Simulation“* stellt die Ergebnisse der Simulation und deren Folgerung vor.
- *Kapitel 7 „Zusammenfassung und Ausblick“* enthält die Zusammenfassung und Interpretation der erarbeiteten Ergebnisse sowie einen Ausblick dieses Themas.

Auf Grund der verwendeten vertraulichen Daten handelt es sich bei dieser Fassung der Diplomarbeit um eine anonymisierte Version. Die Bezeichnungen von Netzknoten und Leitungen sind in dieser Version durch anonyme Bezeichnungen ersetzt.

¹SNG - synthetic natural gas

2 Energiespeicher

Die Nachfrage nach Energiespeichern bzw. nach neuen Speichertechnologien ist in Zeiten der Energiewende sehr hoch. Der steigende Anteil an erneuerbaren Energien am Strommix erschwert zusehends die Erhaltung der Balance zwischen Stromangebot und -nachfrage im Stromnetz. Die Fähigkeit von Speichern, das Stromangebot zeitlich zu verlagern, wirkt auf das Stromnetz stabilisierend. Die vielen Anwendungsgebiete von Speichern lassen sich grundsätzlich in zwei Einsatzbereiche gliedern. Es wird zwischen dem netzgeführten und dem verbrauchsgesteuerten Einsatz unterschieden.

2.1 Einsatzbereich

Der netzgeführte Einsatz von Speichern soll den Betrieb des Stromnetzes, durch Bereitstellen von Leistung, stützen. Durch diese Leistung soll das Ungleichgewicht zwischen Stromangebot und -nachfrage, welches durch Prognosefehler der volatilen Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen entsteht, zeitnah ausgeglichen werden. Die Erzeugerprofile von Wind- bzw. Photovoltaikanlagen können auf Grund klimatischer Faktoren vom realen Leistungsangebot abweichen. Dadurch entsteht ein Leck an Leistung, welches mit geeigneten Energiespeichern behoben werden kann [17].

Der Lastausgleich durch Speicher erfolgt entweder durch den Betrieb im Netz als Erzeuger, um fehlende Leistung bereit zu stellen, oder als Verbraucher um überschüssige Leistung zu speichern um ein nicht ökonomisches Abregeln von Kraftwerken zu verhindern. Neben diesem kurzfristigen Einsatz gibt es auch einen langfristigen Leistungsausgleich, z.B. saisonale Unterschiede zwischen Sommer und Winter. Ziel der Primärregelung ist es die Netzfrequenz stabil zu halten. Die benötigte Regelleistung wird auch von Speichern bereitgestellt, deren Einsatzhäufigkeit mehrere Lade- und Entladezyklen pro Tag bzw. pro Stunde beträgt [17].

Der verbrauchsgesteuerte Einsatz von Speichern kommt in drei Anwendungsgebieten

zum Tragen. Eines beschränkt sich auf kritische Systeme, wie z.B. Krankenhäuser und Verkehrsleitstellen. Dabei werden Netzausfälle bzw. -störungen durch den Einsatz von Akkumulatoren oder Kondensatoren geschützt. Mit ihnen soll eine unterbrechungsfreie Stromversorgung gewährleistet werden. Der Speichereinsatz ist hier sehr unregelmäßig, jedoch sollte der Speicher, je nach Anwendungsfall, Energie für mehrere Stunden bereitstellen [17].

Ein weiterer Anwendungsfall ist das sogenannte Load Levelling. Dieses wird von Unternehmen genutzt, welche teure Leistungsspitzen durch den Einsatz von Speichern reduzieren und somit Kosten sparen. Bei Zeittarifen bzw. bei direktem Strombezug über die Strombörse lassen sich Bezüge zu Spitzenzeiten verringern. Solche Speicher werden im Minuten- bzw. Stundenbereich eingesetzt und absolvieren dabei mehrere Zyklen am Tag. Ein solcher Einsatzbereich findet in dezentralen Energiesystemen im privaten Sektor statt. Die Energieerzeugung aus Photovoltaik- und Kleinwindkraftanlagen werden je nach Verbraucherprofil gespeichert um zu einem anderen Zeitpunkt verbraucht werden zu können. Dadurch kann eine effiziente Nutzung der eigenen Energieerzeugung erreicht werden [17].

Der dritte Anwendungsfall beschreibt die Nutzung der zeitabhängigen Energiekosten. Mittels Speicher kann durch die Differenz der zeitabhängigen Energiekosten Gewinn erzielt werden. Eine Wirtschaftlichkeit wird allein durch den Kauf und Verkauf von Energie erreicht. Dazu wird zu Zeiten niedriger Strompreise gespeichert und zu Zeiten hoher Strompreise, sogenannten Peak-Zeiten, Strom verkauft [17].

2.2 Eigenschaften von Speichern

Die Bandbreite an vorhandenen Speichertechnologien ist sehr groß. Ihr Einsatz ist je nach Technologie, Anwendungsgebiet und Grad der Marktreife unterschiedlich. Folgende Eigenschaften gilt es zwischen Speichern zu unterscheiden [17]:

- Speicherkapazität
- Lebensdauer
- Energie und Leistung
- Wirkungsgrad
- Zeitspanne für Lade- und Entladevorgang

- Ladeelektronik
- Betriebstemperatur
- Investitions- und Betriebskosten
- Verwendete Materialien und Recycling
- Mobile versus stationäre Anwendung
- Wartung
- Sicherheit

2.3 Mechanische Speicher

Mechanische Speicher, besonders Pumpspeicher, sind aus dem Netzbetrieb nicht wegzudenken. Sie bieten eine effiziente Möglichkeit Energie großtechnisch zu speichern. In Österreich ist eine Pumpspeicherleistung von 4,3 GW installiert [37].

2.3.1 Pumpspeicher (PHES)

Pumpspeicher konservieren über eine Zeit erbrachte Leistung in Form von potentieller Energie. Dazu wird in Zeiten geringerer Stromnachfrage Wasser, mittels elektrisch betriebener Pumpen, vom Unterbecken in ein höher gelegenes Oberbecken gepumpt. Um Leistung bereitzustellen wird das Wasser über einen Druckschacht ins Unterbecken befördert. Dabei wird eine Turbine betrieben die mit einem Generator verbunden ist und ins Netz einspeist. Eine besondere Fähigkeit von Pumpspeicherkraftwerken ist ihre Schwarzstartfähigkeit, d.h. sie brauchen keine externe Stromquelle für den Anlauf. Damit eignen sie sich hervorragend für den Aufbau des Stromnetzes in Ausfallsituationen. Die Einsetzbarkeit ist durch eine geeignete geografische Lage bedingt. Die Technologie ist weit entwickelt und einsatzerprobt, sie ist von hohen Kapitalkosten und niedrigen Betriebskosten geprägt [17], [23].

2.3.2 Druckluftspeicher (CAES)

Als Druckluftspeicher dienen unterirdische Hohlräume in denen komprimierte und gekühlte Luft gelagert wird. Über eine Gasturbine wird, durch Entspannen der komprimierten

Luft, Elektrizität bereitgestellt. Dieses System ist wie das Pumpspeichersystem schwarzstartfähig, entscheidender Nachteil sind jedoch die thermodynamischen Erscheinungen beim Laden und Entladen. Während bei der Expansionsphase der Luft Wärme zugeführt werden muss um ein Vereisen der Turbine zu verhindern, ist beim Komprimieren eine Kühlung erforderlich. Diese Tatsache wirkt sich negativ auf den Wirkungsgrad des Systems aus. Mittels adiabatischem System kann, durch das Zwischenspeicher der auftretenden Kompressionswärme, die Effizienz jedoch erhöht werden [23].

2.3.3 Schwungmassenspeicher

Schwungmassenspeicher wandeln zur Speicherung elektrische in kinetische Energie um. Durch ihre extrem kurzen Reaktionszeiten eignen sie sich hervorragend für die Sicherstellung einer unterbrechungsfreien Stromversorgung und zum Glätten von Nachfragespitzen. Die Schwungmasse ist dabei mit einem Motor bzw. Generator verbunden um die Masse in Bewegung zu bringen bzw. um Strom zu erzeugen. Die Entladezeiten reichen von wenigen Sekunden bis hin zu 15 Minuten, ihre Lebensdauer ist hoch und die Betriebskosten sind gering. Bezüglich Energiedichte gibt es kaum Entwicklungspotential [38].

2.4 Elektrochemische Speicher

Den häufigsten Einsatz finden elektrochemische Speicher im Bereich der Konsumentenelektronik wie z.B in Laptops oder Smartphones. Die Technologie ist in diesem Bereich weit fortgeschritten und vielfach praxiserprobt. Speichersysteme größerer Art sind beispielsweise in Elektrofahrzeugen im Einsatz und sind relativ neu am Markt.

Elektrochemische Speicher umfassen eine hohe Vielfalt an Technologien und verwendeten Materialien. Maßgeblich unterscheiden sie sich hinsichtlich ihrer Lebensdauer, Energiedichte und Kosten. Unterschieden wird zwischen Systemen mit internen Speichern und solchen, bei denen die Energiewandlung und das Speichergut räumlich getrennt sind. Letztere haben den Vorteil, die Größe des Energiespeichers unabhängig von der eingesetzten Energiewandlungseinheit zu dimensionieren, wie es bei Redox-Flow-Batterien der Fall ist, siehe Punkt 2.4.3 [17].

2.4.1 Akkumulatoren

Blei-Säure-Akkumulatoren (PbS)

Die Energiespeicherung erfolgt hier über Elektroden aus Blei und einem Elektrolyt aus Schwefelsäure. Für diese Säure ist ein säurefestes Gehäuse erforderlich. Die Konzentration der Säure gibt Auskunft über den Ladezustand der Batterie. Auf Grund der chemischen Prozesse ist die Leistungskapazität abhängig von der Entnahmegeschwindigkeit. Nach jedem Lade- und Entladezyklus kommt es zu einem Kapazitätsverlust durch Sulfatierung. Je stärker dabei die Entladetiefe, desto größer der Kapazitätsverlust. Daraus folgt, dass vor allem die Entladetiefe und die Nutzungsart die Lebensdauer des Speichers beeinflussen [17].

Bleiakkumulatoren gibt es in geschlossener und offener Systemausführung, auch das Batteriedesign hängt vom Anwendungsfall ab. Offene Systeme zeichnen sich durch ihre Fähigkeit, über einen kurzen Zeitraum hohe Stromstärken zu entladen, aus. Dies ist auf Grund ihres geringen Innenwiderstandes, gegenüber geschlossenen Systemen, möglich. Sie werden häufig als Starterbatterien in Fahrzeugen verwendet. Zu den geschlossenen Systemen gehören Vlies- und Gel-Batterien. Die Schwefelsäure ist dabei in einem Vlies, vergleichbar mit einem Schwamm, oder in Kieselsäure zu einem Gel gebunden. Dadurch ist die Batterie kippbar und wartungsfrei. Da bei Bleiakkumulatoren Wasserstoff und Sauerstoff entstehen, sind die zugeschweißten Zellen mit einem Überdruckventil ausgestattet. Bei offenen Systemen ist auf Grund möglicher Knallgasreaktionen auf einen belüfteten Standort zu achten [17].

Die relativ geringe Energiedichte und das hohe Gewicht der Batterie eignet sich eher für stationäre als für mobile Anwendungen. Der häufigste Verwendungszweck im mobilen Bereich ist die Starterbatterie. Technologische Weiterentwicklungen wären beispielsweise bipolare Bleibatterien, komprimierte Bleibatterien und Hybridbatterien, welche mit einem Doppelschichtkondensator kombiniert sind [38].

Lithium-Ionen-Akkumulatoren (Li-Ion)

Die Lithium-Ionen-Akkumulatoren sind als portable Energiespeicher, beispielsweise im Bereich der Unterhaltungselektronik, weit verbreitet. Sie können auch als stationäre Speicher in Energieinfrastrukturen eingesetzt werden. Diese Akkus sind gekennzeichnet durch eine hohe Energiedichte und es tritt kein Memory-Effekt, wie beispielsweise bei

Nickel-Cadmium-Batterien, auf, der ein Abfallen der Zellspannung nach mehreren Teilentladungen zur Folge hat. Die Wirkungsgrade reichen über 90% und auch die Zyklenzahl ist besser als bei Blei-Säure-Batterien [17].

Hinsichtlich der verwendeten Materialien für Elektroden, Seperator und Elektrolyt können Lithium-Ionen-Akkumulatoren gegliedert werden. Die Materialkombinationen nehmen dabei starken Einfluss auf Lebensdauer, Zellspannung und Nutzungsrisiken des Speichers. Am häufigsten in Verwendung sind Graphit als Anodenmaterial, und Lithium-Metalloxiden wie Lithium-Cobaltoxid als Kathodenmaterial. Bedingt durch die hohe Energiedichte und der starken Reaktion von Lithium mit Feuchtigkeit, kann es, bei unsachgemäßen Überladen der Batterie, zu ungewollten Wärmeentwicklungen kommen, die einen Brand auslösen können. Als Gegenmaßnahme wird eine Steuerelektronik eingesetzt, die Systemfehler erkennt und wenn nötig den Lade- bzw. Entladevorgang unterbricht. Auch der Einsatz geeigneter Separatoren, wie beispielsweise Keramik und feste Elektrolyte, wirken thermischen Überlastungen und Kurzschlüssen entgegen. Weitere Arten von Lithium-Ionen-Akkumulatoren sind [17]:

- Lithium-Polymer
- Lithium-Titanat
- Lithium-Phosphat

Nickel-Cadmium-Batterie (Ni-Cd)

Die Technologie dieser Batterie verfügt als einzige auch bei negativen Temperaturen, bis zu -40 °C , über eine hohe Leistungsfähigkeit. In der EU ist die Batterie, auf Grund der Risiken des Schwermetalls Cadmium, verboten [17].

Nickel-Metall-Hydrid-Akkumulator (NiMH)

Diese Akkumulatoren wurden in portablen System eingesetzt, sind jedoch von Lithium-Ionen-Batterien verdrängt worden. Ursprünglich galten sie als Ersatz der Nickel-Cadmium-Batterien, da ihre Eigenschaften ähnlich sind [17].

2.4.2 Hochtemperatur-Batterien

Hochtemperatur-Batterien arbeiten bei Betriebstemperaturen von ca. 300 °C um eine ausreichende Ionenleitfähigkeit zu gewährleisten. Beim Anfahren muss diese Wärme

extern bereitgestellt werden, im laufenden Betrieb kann die Verlustwärme zur Temperaturregelung verwendet werden.

Natrium-Nickelchlorid-Akkumulator (ZEBRA)

Bei dieser Technologie wird ein zylinderförmiger Becher aus Beta-Aluminat gleichzeitig als Separator und Festelektrolyt verwendet. Die negative Natrium-Elektrode entsteht erst beim Ladevorgang. Diese Art der Hochtemperatur-Batterien ist gekennzeichnet durch geringe Größe und Gewicht, sowie durch sehr hohe Energiedichte. Nachteile sind die hohen Kosten und der Effekt der Selbstentladung [17], [23].

Natrium-Schwefel-Akkumulator (NaS)

Der Natrium-Schwefel-Akkumulator verwendet einen mit Natrium gefüllten Becher als Separator. Der Bereich zwischen dem Becher und der Zellwand ist mit Schwefel gefüllt. Natrium-Ionen verlassen beim Entladen den Becher und gehen mit Schwefel eine Verbindung ein. Ein besonderer Vorteil ist die schnelle Umschaltung zwischen Laden und Entladen. In größeren Anlagen wird dieser Speicher vereinzelt kommerziell genutzt [17], [23].

2.4.3 Redox-flow-Akkumulatoren

Flow-Batterien sind elektrochemische Speicher, die Energie in Form von Elektrolyten speichern. Sie bestehen aus je einer elektrochemischen Zelle und zwei externen Tanks welche die Elektrolyte enthalten. Beim Lade- und Entladevorgang werden die Elektrolyte durch die Zelle befördert, wo mittels Membran der Ionenaustausch erfolgt. Die zur Zeit auf dem Markt verfügbaren Redox-Materialien sind Vanadium (VRB) und Zink-Bromid-Lösungen (ZnBr). Durch kostengünstigerer Materialien, die noch in der Entwicklungsphase stecken, könnte die Attraktivität der Redox-flow-Akkumulatoren deutlich gesteigert werden. Ein Vorteil ist, dass die Kapazität der Batterie durch die Größe ihrer Tanks bestimmt wird, da dort die energiespeichernden Elektrolyte gesammelt werden. Die Größe der Zelle bzw. die Größe der aktiven Elektrodenfläche bestimmt die Leistung. Unabhängig von einander kann somit die Skalierung von Energiemenge und Leistung erfolgen. Weiters sind die Redox-flow-Akkumulatoren sehr effizient, haben kurze Ansprechzeiten, keinen Selbstentladungseffekt und können schnell zwischen Lade- und Entladevorgang wechseln. Sie können auch für die Aufnahme und Abgabe von Wirk- oder Blindleistung optimiert werden. Nachteilig ist die Toxizität mancher verwendeter Materialien, die geringe Energiedichte und ihr kaum erprobter Einsatz zur kommerziellen Nutzung [17], [23].

2.4.4 Metall-Luft-Akkumulator

Diese Technologie verwendet Metall als Material für die negative Elektrode und einen luftdurchlässigen porösen Kohlenstoffkörper als positive Elektrode. Die Entladung erfolgt über Luft aus der Atmosphäre, die auf den Elektrodenflächen reagiert. Die Batterie wird durch materielle Ersetzung der verbrauchten Metallelektroden aufgeladen. Diese Elektroden können in entsprechenden Anlagen wieder aufbereitet werden. Am weitest entwickelt ist dabei der Einsatz von Zink, jedoch werden auch Lithium-Luft-Batterien erforscht. Der große Vorteil ist die Umweltverträglichkeit und die Recyclebarkeit der Materialien. Dem gegenüber stehen allerdings noch geringe Wirkungsgrade und geringe Leistung. Der Technologie wird hohes Potential für die Zukunft zugesprochen, sie befindet sich jedoch noch im Entwicklungsstadium [17], [23].

2.4.5 Power to Gas

Beim P2G-Prinzip wird elektrische Energie mittels Elektrolyse in Wasserstoff umgewandelt. Je nach Anwendung erfolgt noch eine Umwandlung des Wasserstoffes, durch Beigabe von Kohlendioxid, in SNG. Die Wirkungsgrade dieser Technologie sind im Vergleich der Batterien klein, jedoch kann das Speichermedium über das hiesige Gasnetz transportiert, und in vorhandenen unterirdischen Speicher sogar saisonal gespeichert werden. Der Grundgedanke ist, überschüssige Energie, gewonnen durch erneuerbare Energiequellen, zu speichern, um sie in Zeiten von Energiearmut wieder frei zu geben. Diese Technologie wird in Kapitel 3 genauer beschrieben.

2.4.6 Power to Heat

Bei diesem Prinzip handelt es sich um eine Energieumformung von Elektrizität in Wärme. Die umgewandelte Wärme kann in Fernwärmespeicher gespeichert werden und übers Fernwärmenetz an den Endkunden transportiert werden. Die Umwandlung erfolgt über normale Heizstäbe, die ein Medium, beispielsweise Wasser, aufheizen. Dieses Prinzip gilt, neben Power to Gas, als mögliche Alternative zur Speicherung überschüssigen Energieangebots durch erneuerbare Energiequellen. Es ist gegenüber Power to Gas technisch einfacher zu realisieren und kostengünstiger. Während Elektrizität reine Exergie ist, spricht die enthaltene Energie kann vollständig genutzt werden, so ist Wärme eine Mischung aus Exergie und Anergie, wobei Anergie die nicht nutzbare Energie beschreibt. Auf Grund dessen stößt das Konzept mitunter auch auf heftige Kritik [28]

2.5 Elektrische Speicher

2.5.1 Supraleitende magnetische Speicher (SMES)

Die Energie wird hier über einen Stromfluss durch eine Spule in einem elektromagnetischen Feld gespeichert. Die supraleitende Spule wird dabei kurzgeschlossen, wodurch der Strom im Kreis zirkuliert und kaum Verluste entstehen. Solche Speicher eignen sich für kurze Lade- und Entladezeiten und können elektrochemische Speicher sinnvoll ergänzen. Für die Tiefe der Entladung, als auch für die Anzahl der Lade- und Entladezyklen gibt es keine Begrenzung. Der notwendige supraleitende Zustand wird durch aufwendige Kühlung mit flüssigem Stickstoff oder Helium erreicht. Die Kosten dafür erlauben keinen wirtschaftlichen Einsatz der Technologie, da für das Aufgabenfeld auch billigere Schwungmassenspeicher eingesetzt werden können [17].

2.5.2 Doppelschichtkondensatoren (Super Caps)

Doppelschichtkondensatoren, auch Super Caps genannt, speichern Energie in einem elektrischen Feld zwischen zwei Elektroden. Eingesetzt werden sie in Anwendungen die eine hohe Anzahl an kurzen Lade- und Entladezyklen von bis zu einer Minute benötigen. Beispielsweise können temporäre Lastspitzen abgefangen werden und im Bereich Elektromobilität kann Bremsenergie für die nachfolgende Beschleunigung gespeichert werden. Die Energieverluste an sich sind sehr gering, jedoch treten starke Selbstentladungen auf. Doppelschichtkondensatoren müssen praktisch nicht gewartet werden und arbeiten auch bei niedrigen Temperaturen effizient. Sie sind sehr reaktionsschnell und unempfindlich gegen Tiefenentladungen. Die spezifischen Kosten der Speicherkapazität sind sehr hoch und die Energiedichte ist gering. Der Entwicklungsgrad ist noch sehr gering, eine mögliche Weiterentwicklung wären Festkörperkondensatoren [17], [23].

2.6 Vergleich der Speichertechnologien

Die beschriebenen Speichertechnologien sind in einer Vielzahl von Anwendungen im Einsatz. Der Vergleich der Speichertechnologien ist besonders aussagekräftig, wenn die Technologien für dasselbe Anwendungsgebiet einsetzbar sind. Eine Klassifizierung der Speicherarten ist möglich über die Speicherzeit, die Speicherkapazität, die Einteilung in stationäre und nicht-stationäre Speicher sowie in zentrale und dezentrale Speicher. In Abbildung 2.1 ist die Speicherzeit bzw. Ausspeicherzeit über die Speicherkapazität abgebildet. Der Bereich der Pumpspeicherwerke ist auf Deutschland bezogen, in Österreich geht die Kapazität über 3 TWh hinaus [27]. Tabelle 2.1 gibt einen Überblick der

Eigenschaften der Technologien. Das Konzept Power to Heat steckt noch in der frühen Entwicklungsphase, ökonomische und technische Daten sind kaum vorhanden, und wird daher in Tabelle 2.1 nicht angeführt.

In die Kategorie Kurzzeitspeicher fallen Kondensatoren, Spulen und Schwungmassenspeicher. Sie besitzen ein niedriges Energie-Leistung-Verhältnis und stellen ihre Energie unter Vollast für weniger als 15 Minuten zur Verfügung. Dabei stellt sich die Anforderung hoher Zyklenzahl in kurzen Zeiträumen. Die Schwungmassenspeicher unterscheiden sich von Spulen und Kondensatoren vor allem in der Entladezeit und der Energiedichte [17].

Akkumulatoren sind hauptsächlich in Anwendungen mittlerer Speicherzeiten verbreitet. Dazu gehören die stationäre Anwendung, beispielsweise als Energieausgleich von Stromangebot und -nachfrage über einen Tag, und die nicht-stationären Anwendungen wie Unterhaltungselektronik und Elektromobilität. Das Verhältnis zwischen Energie und Leistung liegt im Bereich zwischen eins und zehn. Vor allem bei mobilen Anwendungen sind Lithium-Ionen-Akkumulatoren weit verbreitet, da sie über einen hohen Wirkungsgrad und hohe Energiedichte verfügen, womit Gewicht reduziert wird [17].

Langzeitspeicher dienen zur verlustarmen Speicherung von Energie über Tage, Wochen und sogar Monate. Typische Speicher wären Druckluftspeicher und das P2G-Prinzip, letzteres weist dabei die höchste Kapazität und Speicherzeit auf. Aufgrund des enormen Potentials des P2G-Prinzips wird derzeit sehr viel Forschungsarbeit auf diesem Gebiet verrichtet. Power to Gas ermöglicht eine saisonale Speicherung von Energie und könnte einen Netzbetrieb mit vielen volatilen Einspeisern erleichtern. Diese Konzept ist äußerst zukunftsreich und wird in Kapitel 3 genauer beschrieben.

Tabelle 2.1: Zusammenfassung der Eigenschaften der Speichertechnologien [23];

1) niedrig - 1 bis hoch - 5

Technologie	Leistung in MW	Entladezeit in h	Energiedichte in Wh/kg	Wirkungsgrad in %	Lebensdauer in Jahren	Forschungsgrad ¹⁾
PHES	100-5.000	10-100	0,5-1,5	70-87	40-100	5
CAES	1-400	2-100	30-60	40-80	20-100	5
FW	0,002-20	s-15min	5-130	80-99	15-20	4
PbS	0,001-50	h	30-50	70-92	5-10	5
Li-ion	0,1-50	0,1-50	75-250	85-90	5-20	4
Ni-Cd	0-46	s-h	50-75	60-70	5-20	4
NiMH	0,01-3	s-h	30-110	60-66	3-15	4
ZEBRA	0,001-1	min-8h	100-140	90	8-14	4
NaS	0,05-34	5-8	150-240	75-90	15	4
VRB	0,005-1,5	s-8h	10-75	65-85	10-20	3
ZnBr	0,025-1	s-4h	60-85	75-80	5-20	2
Metall-Luft	0,02-10	3-4	110-3.000	40-60	-	1
P2G	0,25-20	-	13.900-33.300	26-46	-	3
SMES	0,01-10	s	0,5-5	85-99	20+	3
Supercaps	0,001-10	s	0,05-30	97+	20+	3
TES	0,1-300	1-24+	80-250	30-60	10-40	3-4

PHES - Pumped hydroelectric energy storage

CAES - Compressed air energy storage

FW - Fly wheels

PbS - Blei-Säure-Akkumulator

Li-Ion - Lithium-Ionen-Akkumulator

Ni-Cd - Nickel-Cadmium-Akkumulator

NiMH - Nickel-Metallhydrid-Akkumulator

ZEBRA - Natrium-Nickelchlorid-Akkumulator

NaS - Natrium-Schwefel-Redox-flow-Akkumulator

VRB - Vanadium-Redox-flow-Akkumulator

ZnBr - Zink-Bromid-Redox-flow-Akkumulator

SMES - Superconducting magnetic energy storage

Super Caps - Doppelschichtkondensatoren

TES - Thermal energy storage

3 Power to Gas

Wie bereits der Name Power to Gas schließen lässt, handelt es sich um eine Umwandlung elektrischer in chemische Energie, in Gas. Diese Technologie, in der Literatur auch bekannt als Windgas, Solargas, E-Gas, etc., schließt alle Technologien und Prozesse zur Herstellung von Wasserstoff bzw. Methan ein. Power to Gas ist eine Speichertechnologie die unterschiedliche Konzepte beinhaltet und einen Beitrag zu einem stabilen Energieversorgungssystem leisten kann. Auf Grund der Notwendigkeit eines Energiespeichers mit hohen Speicherkapazitäten geht aus Abbildung 2.1 das P2G-Prinzip als bestes Speicherkonzept hervor. Außerdem ist ein Energietransport über die bestehende Gasinfrastruktur möglich. Die Aufgabe als Speicher übernehmen in Österreich hauptsächlich Pumpspeicherkraftwerke. Sie sind ökonomisch und speichern Energie verlustarm. Jedoch ist deren Ausbaupotential beschränkt, wodurch, bei weiterem Ausbau erneuerbarer Energiequellen, weitere Speichertechnologien, wie Power to Gas, hilfreich sind.

Das Herzstück eines jeden P2G-Konzepts ist die Elektrolyse. Durch sie kann unter Aufwand elektrischer Energie Wasser in seine Bestandteile gespalten werden. Mittels verschiedener Arten der Elektrolyse lässt sich reiner Wasserstoff gewinnen, der an sich ein sehr brauchbarer chemischer Energieträger ist. Dieser kann in speziellen Wasserstoffspeichern gespeichert werden, um ihn zu einem späteren Zeitpunkt wieder in elektrische Energie umzuwandeln. Der Wasserstoff kann auch zu bestimmten Mengen als Beigemisch zu Erdgas ins Gasnetz eingespeist werden.

Das Gasnetz ist in seiner Speicherfähigkeit von Wasserstoff technisch und rechtlich begrenzt. Um die Kapazitäten des Gasnetzes vollständig nutzen zu können ist eine Methanisierung des Wasserstoffes notwendig. Durch Beigabe von Kohlenmonoxid (CO) oder Kohlendioxid (CO₂) kann der Wasserstoff mittels Sabertier-Prozess in Methan umgewandelt werden. Das daraus entstehende Endprodukt wird auch als synthetisches Erdgas bezeichnet. Abgesehen vom energetischen Aufwand ist für diesen Prozess CO bzw. CO₂ notwendig.

Kohlenmonoxid spielt auf Grund geringer Vorkommen keine Rolle im Methanisierungsprozess. Kohlendioxid hingegen wäre überall auf der Erde in der Atmosphäre ausreichend vorhanden. Diese CO₂-Quelle stellt jedoch kein CO₂ in konzentrierter Form bereit, welches für den Methanisierungsprozess notwendig wäre. Für eine Konzentration müsste erneut energetischer Aufwand betrieben werden. Weitere CO₂-Quellen sind Biogasanlagen, Kraftwerke und industrielle Prozesse, welche CO₂ in konzentrierterer Form bereitstellen. Können solche Quellen genutzt werden, wird weniger zusätzliche Energie zur CO₂-Gewinnung benötigt, was sich wiederum positiv auf den Wirkungsgrad einer P2G-Anlage auswirkt.

3.1 Elektrolyse

Grundsätzlich gibt es drei Arten der Wasserstoffherzeugung [26]:

- Vergasen von festen Brennstoffen
- Reforming von Erdgas, Naphta und Methanol
- Elektrolyse von Wasser

Da für das P2G-Prinzip elektrische Energie zur Umwandlung zur Verfügung steht, kommt nur die Wasserelektrolyse zur Wasserstoffgewinnung in Frage. Dies ist ein elektrochemischer Prozess, der mit Hilfe von Gleichspannung eine Spaltung der Sauerstoff- und Wasserstoffatome hervorruft. Dabei handelt es sich um eine Redoxreaktion, beschrieben in (3.1).



Zur Zeit sind drei Elektrolyseverfahren relevant, es gibt die alkalische, die saure und die Hochtemperatur-Elektrolyse. Während die alkalische Elektrolyse (AEL) mit einem flüssigen basischen Elektrolyt arbeitet, benutzt die saure Elektrolyse (PEMEL¹) polymere Festelektrolyten und die Hochtemperaturolektrolyse (HTEL) ein Festoxid als Elektrolyt. Je nach Art der Elektrolyse kommt es an der Anode bzw. Kathode zu unterschiedlichen Reaktionen. Ein Überblick der Reaktionen ist in Tabelle 3.1 zu sehen.

¹PEM - proton exchange membran oder polymer elctrolyte membran

Tabelle 3.1: Chemische Reaktionen der Elektrolyseverfahren [41]

Technologie	Kathodenreaktion	Ladungsträger	Anodenreaktion
AEL	$2\text{H}_2\text{O} + 2\text{e}^- \rightarrow \text{H}_2 + 2\text{OH}^-$	OH^-	$2\text{OH}^- \rightarrow 1/2\text{O}_2 + \text{H}_2\text{O} + 2\text{e}^-$
PEMEL	$2\text{H}^+ + 2\text{e}^- \rightarrow \text{H}_2$	H^+	$\text{H}_2\text{O} \rightarrow 1/2\text{O}_2 + 2\text{H}^+ + 2\text{e}^-$
HTEL	$\text{H}_2\text{O} + 2\text{e}^- \rightarrow \text{H}_2 + \text{O}^{2-}$	O^{2-}	$\text{O}^{2-} \rightarrow 1/2\text{O}_2 + 2\text{e}^-$

3.1.1 Alkalische Elektrolyse

Die alkalische Elektrolyse ist das am weitest entwickelte Elektrolyseverfahren und wird seit Mitte des 20. Jahrhunderts in kommerziellen Großanlagen genutzt. In der Regel wird Wasser der Kathodenseite zugefügt, welches in Wasserstoff und OH^- -Ionen aufgespalten wird. Nach Durchquerung der Ionen durch eine Membran entsteht an der Anodenseite Sauerstoff und Wasser. Der spezifische Energieverbrauch liegt bei atmosphärischen Anlagen zwischen $4,1 \text{ kWh/Nm}^3$ und $4,5 \text{ kWh/Nm}^3$, bezogen auf den unteren Heizwert von Wasserstoff ergibt sich ein Systemwirkungsgrad von 66,7% bis 73,2%. Je größer die Anlage desto höher wird auch der Wirkungsgrad. Ab einer gewissen Größe, ca. $100 \text{ Nm}^3/\text{h}$, lassen sich nur mehr geringe Effizienzsteigerungen erzielen. Derzeit sind Module im Leistungsbereich von 1 bis $760 \text{ Nm}^3/\text{h}$, dies entspricht einer elektrischen Leistungsaufnahme von 5 kW bis 3.400 kW, erhältlich. Das größte alkalische Elektrolysekraftwerk ist in Ägypten in Betrieb und hat eine Anlagenleistung von 156 MW. Die Lebensdauer solcher Anlagen, inklusiver Wartungen, liegt zwischen 20 und 30 Jahren [41].

3.1.2 Saure Elektrolyse

Die Elektrolyse mittels polymerer Festelektrolyten wird zur Zeit nur in kleineren Leistungsbereichen verwendet und befindet sich für einen großtechnischen Betrieb noch in der Entwicklungsphase. Hier wird Wasser der Anodenseite zugeführt, wo es in seine Bestandteile zerlegt wird. Der Sauerstoff des gespaltenen Wassers wird von der Kathodenseite abgeführt. Die entstehenden H^+ -Ionen wandern durch eine Membran zur Kathodenseite und werden dort mittels zweier Elektronen zu Wasserstoff reduziert. Im Vergleich zu alkalischen Elektrolyseuren ist die Modulgröße sehr klein. Module mit Wasserstoffströmen von $0,06 \text{ Nm}^3/\text{h}$ bis $30 \text{ Nm}^3/\text{h}$, bzw. einer maximalen elektrischen Leistungsaufnahme von 150 kW, sind erhältlich. Der Energieverbrauch größerer Systeme, ab $10 \text{ Nm}^3/\text{h}$, für die Erzeugung eines Normkubikmeters H_2 liegt unter 6 kWh, bezogen auf den unteren Heizwert von Wasserstoff ergibt das einen Wirkungsgrad von über 50%. Die Lebensdauer

liegt nach dem Stand der Technik zwischen 10 und 20 Jahren. Langfristig gesehen ist eine Lebensdauer von 30 Jahren zu erwarten. Ein Vorteil der PEMEL gegenüber der AEL ist der niedrigere Teillastbereich und die Toleranz hinsichtlich kurzer Überlastungen. Weiters ist das schnelle dynamische Verhalten der PEMEL ein Vorteil. Die Dynamik wird von Elementen der Systemperipherie wie Zirkulationspumpe, Flüssig-Gasseparatoren, etc. beschränkt [41].

3.1.3 Hochtemperaturelektrolyse

Am wenigsten erforscht ist die Hochtemperaturelektrolyse. Sie arbeitet in einem Temperaturbereich von 700 - 1.000 °C. Wasserdampf wird kathodenseitig zugeführt und Wasserstoff und O^{2-} -Ionen getrennt. Eine O^{2-} -leitfähige Membran lässt die Ionen durch, welche an der Anode zu Sauerstoff oxidieren. Der Bedarf an elektrischer Energie sinkt auf Grund hoher Temperaturen deutlich, um bis zu 25%. Durch Nutzen von Abwärme kann eine Anlage sehr effizient betrieben werden. Von Nachteil sind die langen Anfahrtszeiten und die mechanischen bzw. chemischen Materialproblem, welche die Lebensdauer stark begrenzen. Kommerzielle Anlagen sind zur Zeit nicht verfügbar. Die größte im Labor errichtete Anlage produziert $5,7 \text{ Nm}^3$ in der Stunde bei einer Leistung von 18 kW. Die Eckpunkte der drei vorgestellten Technologien sind in Tabelle 3.2 zusammengefasst [41].

Tabelle 3.2: Überblick der Elektrolyseverfahren [24], [41];
¹⁾ Spannungswirkungsgrad

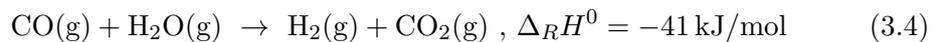
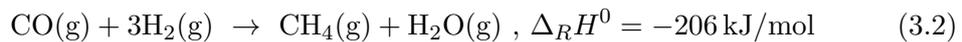
	Leistungsbereich auf Modulebene in kW	Wirkungsgrad ¹⁾ in %	Lebensdauer in Jahren
AEL	5 - 3.400	62 - 82	20 - 30
PEMEL	<150	67 - 82	10 - 20
HTEL	<18	bis zu 94	<0,5

3.2 Methanisierung

Eine Methanisierung ist je nach Anwendungsfall einer P2G-Anlage ein notwendiger Prozessschritt. Für eine volle Ausschöpfung der Gasnetzkapazitäten ist sie besonders wichtig. Grundsätzlich stehen zwei Methoden für die Weiterverarbeitung von Wasserstoff zu Methan zur Verfügung: die katalytische Methanisierung über den Sabatier Prozess und die biologische Methanisierung mit Hilfe von Archaeobakterien.

3.2.1 Katalytische Methanisierung

Die katalytische Methanisierung nutzt den Sabatier-Prozess zur Gewinnung von SNG. Es gibt zwei Arten der Methanisierung, die CO-Methanisierung (3.2) und die CO₂-Methanisierung (3.3). Die CO₂-Methanisierung kann als Kombination der CO-Methanisierung und der Wassergas-Shift-Reaktion (3.4) betrachtet werden [11].



Die CO₂-Methanisierung (3.3) ist für eine Methanisierungsanlage im P2G-Konzept entscheidend, da deutlich mehr CO₂- als CO-Quellen existieren. Diese Reaktion ist exotherm und wird mit Hilfe von Katalysatoren, wie beispielsweise Nickel, hervorgerufen. Die seit den 1970er Jahren entwickelten Technologien lassen sich folgendermaßen einteilen [11]:

- 2-Phasen-Systeme (Edukte gasförmig, Katalysator fest)
 - Festbett
 - Wirbelschicht
 - Beschichtete Waben
- 3-Phasen-Systeme (Edukte gasförmig, Wärmeträgermedium flüssig, Katalysator fest)
 - Blasensäule (Slurry)

Ein wichtiges Kriterium aller Reaktoren ist die Wärmeabfuhr, da die Methanisierungsreaktion stark exotherm ist. Einzelne Festbettreaktoren sind auf Grund ihrer begrenzten radialen und axialen Wärmeabfuhr nur unter hohem Aufwand isotherm zu betreiben. Abhilfe schaffen mehrere Parallel- und Serienschaltungen kleinerer Festbettreaktoren, welche die Wärmeabfuhr erleichtern. In der Serienschaltung wird zwischen zwei Reaktoren eine Zwischenkühlung mittels Wärmeübertrager vollzogen. Dies reduziert die Eintrittstemperatur des nachfolgenden Reaktors und begrenzt auch seine Gasaustrittstemperatur. Weiters wird die Wärmeabgabe durch eine Gasrückführung kontrolliert, bei der inertes Kreislaufgas als Verdünnungsmittel beigesetzt wird. Dadurch kann mehr Wärme

aus dem Reaktor abgeführt werden und die Aufheizung des Reaktors begrenzt werden [39].

Bei Wirbelschichtreaktoren wird durch intensive Bewegung eine gleichmäßige Verteilung des Katalysators erreicht. Dadurch kommt es zu hohen Wärmeübertragungsraten und zu homogenen Reaktionsbedingungen im gesamten Reaktor. Ein Wärmeüberträger im Wirbelbett sorgt für die nötige Wärmeabfuhr, so werden nahezu isotherme Bedingungen, auch bei großen Gasdurchsätzen, im Reaktor geschaffen. Ein Nachteil gegenüber dem Festbettreaktor ist der hohe Katalysatorverschleiß durch Abrasionserscheinungen im Wirbelbett [39].

Mittels Einsatz metallischer Wabenstrukturen ist ein nahezu isothermer Zustand im Reaktor möglich. Der Katalysator ist dabei in der Wabenstruktur eingebettet, die in einem Zylinder entlang verläuft. Dieser Aufbau erlaubt einen höheren radialen Wärmetransport und somit einen erleichterten Betrieb. Die Technologie ist großtechnisch noch nicht erprobt [11].

Das einzig fertig entwickelte Konzept einer 3-Phasen-Methanisierung wurde 1976 patentiert. Die Idee dahinter ist, den Methanisierungsreaktor mit mineralischen Ölen zu befüllen, welches durch die Gasblasen fluidisiert wird. Dadurch erhoffte man sich eine Verbesserung des Wärmetransportes. Auftretende Probleme mit der Temperaturstabilität der verwendeten Öle verhinderte jedoch ein Durchsetzen dieses Verfahrens [11].

Alle Verfahren erfordern eine hohe Reinheit der Eduktgase. Der Grund dafür ist, dass die Methanisierungskatalysatoren sehr anfällig auf Schwefel reagieren und somit technisch aufwändige vorgeschaltene Gasreinigungsstrecken notwendig machen [11], [39].

Industriell betriebene CO-Methanisierungsanlagen, welche mittels Kohlevergasung arbeiten, erreichen Wirkungsgrade zwischen 75% und 85%. Laboranlagen die CO₂ zur Umformung verwenden erzielen diese Wirkungsgrade bereits. Für den Betrieb von Großanlagen sind jedoch noch einige technische Herausforderungen, wie Wärmeableitung, Bereitstellung der optimalen Reaktionstemperatur und geeignete Wasserstoffspeicher für einen konstanten Wasserstoffstrom, zu bewältigen [25].

Am Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW) wurde der experimentelle Betrieb eines Festbettreaktors getestet. An der 30 kW-Anlage wird die Methanisierung von drei verschiedenen Eingangsgasen untersucht. Als Eingangs-

gas wird in einem Fall ein Gasgemisch bestehend aus CO, CO₂, CH₄, H₂ verwendet. Diese Gaszusammensetzung stammt aus dem Absorption Enhanced Reforming (AER) - Verfahren welches am ZSW entwickelt wurde. Dabei handelt es sich um eine Biomassevergasung deren H₂-Anteil über 60% liegt. Weiters wird ein Versuch mit einem H₂/CO₂-Gasgemisch und mit H₂/Biogas-Gasgemisch durchgeführt. Der Festbettreaktor arbeitet mit einem Nickel-basierten Katalysator, dessen Betriebstemperatur zwischen 250 °C und 550 °C liegt. Die Ergebnisse sind aus Abbildung 3.3 zu entnehmen [44].

Tabelle 3.3: Gaszusammensetzung der Methanisierung im Festbettreaktor [44]

		H ₂ in Vol. %	CH ₄ in Vol. %	CO in Vol. %	CO ₂ in Vol. %
AER-Syngas	Eduktgas	67,5	12,0	8,5	12,0
	Produktgas	3,8	91,7	0,0	4,5
H ₂ /CO ₂	Eduktgas	79,5	0,0	20,5	0,0
	Produktgas	6,7	86,7	0,0	6,6
H ₂ /Biogas	Eduktgas	58,7	23,5	0,0	17,8
	Produktgas	4,8	89,5	0,0	5,7

3.2.2 Biologische Methanisierung

Eine weitere Möglichkeit Wasserstoff und Kohlendioxid nach Reaktionsgleichung (3.3) zu erzeugen ist die biologische Methanisierung. Mittels Bakterien, die als Katalysator dienen, wird eine chemische Umformung erzielt, wobei die Betriebstemperaturen nicht größer als 80 °C sind. Dieses Verfahren befindet sich zur Zeit noch im Forschungsstadium, die Reaktorvolumina reichen bis maximal 1 m³. Für die weiteren Forschungen werden Wirkungsgrade von über 80% erwartet [32], [35].

Diese biologische Methanisierung kann auch in bereits bestehenden Biogasanlagen genutzt werden. Die Methanausbeute wird dabei durch Beisetzen von Wasserstoff erhöht. Als Katalysator werden dabei, die in der Gärkammer bereits vorhandenen Bakterien zur Umwandlung genutzt [32].

Ein wesentlicher Vorteil gegenüber der katalytischen Variante ist die Betriebstemperatur, die bei maximal 80 °C anstatt um 350 °C liegt. Weiters werden keine teuren Katalysatoren benötigt. Das System ist nicht empfindlich auf Verunreinigungen im Gas [32].

3.3 Konzepte

Grundsätzlich besteht Power to Gas aus zwei Konzepten, eines liefert als Endprodukt Wasserstoff und ein anderes SNG. In Abbildung 3.1 ist das Konzept von Power to Gas beschrieben. Die Herstellung von Wasserstoff aus Überschüssen der erneuerbaren Energiegewinnung ist dabei die Grundidee der Technologie. Wasserstoff kann in geeigneten Behältnissen gespeichert werden oder für den direkten Verbrauch verwendet werden. Direkte Abnehmer für reinen Wasserstoff ist z.B die Industrie und der Mobilitätssektor. In beschränkten Mengen kann Wasserstoff auch in das Erdgasnetz eingespeist werden, siehe Punkt 4.2.2.

Eine weitere Umwandlung von Wasserstoff zu Methan ermöglicht, bei entsprechender Gasqualität, die uneingeschränkte Nutzung des Erdgasnetzes. Der erdgasäquivalente Energieträger SNG findet dadurch auch deutlich mehr Anwendung. SNG ist als Rohstoff für gasbetriebene Kraftwerke, für den Mobilitätssektor und für den privaten Endverbrauch nutzbar. Wesentlich ist auch die bereits vorhandene Möglichkeit der Speicherung im Netz selbst oder in unterirdischen Gasspeichern. Sofern das Methan aus klimaneutralem Kohlenstoffdioxid hergestellt wird, stellt es einen erneuerbaren primären Energieträger dar, der saisonal gespeichert werden kann. Diese Tatsache ist aus umwelt- und energiepolitischer Ansicht äußerst attraktiv. Wesentlicher Nachteil der Umwandlung in Methan sind die damit einhergehenden Verluste und die mangelnde Verfügbarkeit von geeigneten CO₂-Quellen.

Die Methanisierung ist ein optionaler Prozess, der eine CO₂-Quelle benötigt. Als besonders aussichtsreiche Quellen gelten Biogasanlagen. Das P2G-Prinzip lässt sich unter Einbindung einer Biogasanlage und einer katalytischen Methanisierung in zwei Konzepte gliedern. Das erste Konzept formt Wasserstoff und Kohlendioxid mittels katalytischer Methanisierung zu Methan um. Das zweite Konzept verwendet statt reinem Kohlendioxid zur Umwandlung ein Biogasgemisch aus Methan und Kohlendioxid. Beide Konzepte mit katalytischer Methanisierung sind in Abbildung 3.2 dargestellt.

Weitere Konzepte für Power to Gas liefern Anlagen, die mit einer biologischen Methanisierung in Kombination mit Biogasanlagen arbeiten. In Abbildung 3.3 sind die Konzepte mit biologischer Methanisierung dargestellt.

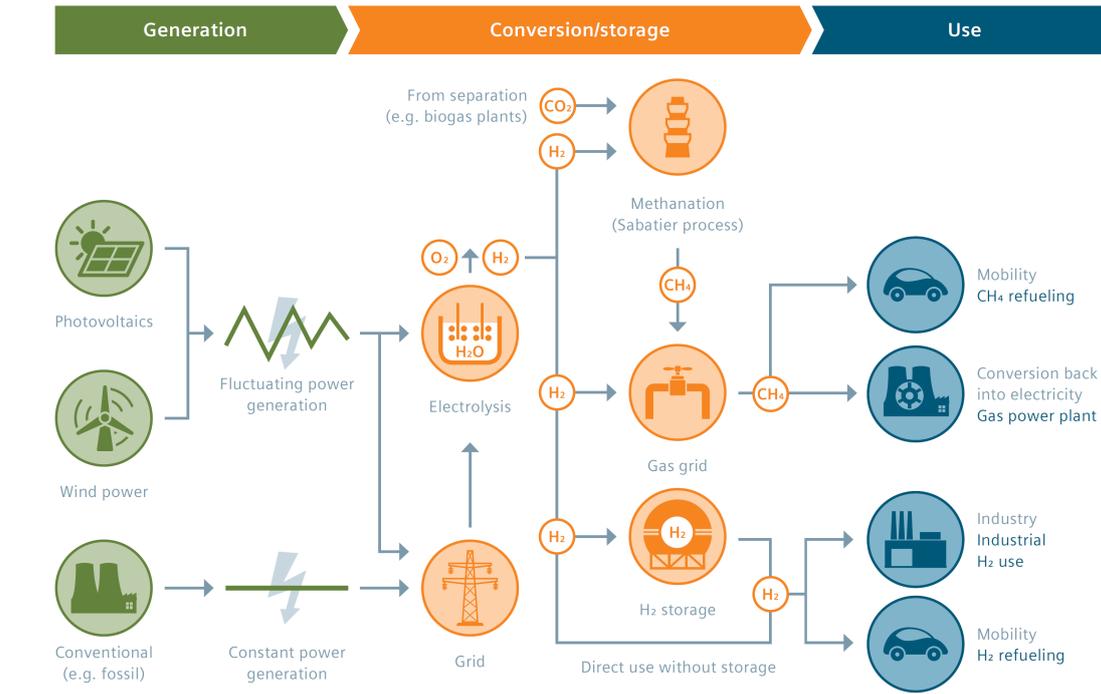


Abbildung 3.1: Konzept Power to Gas [40]

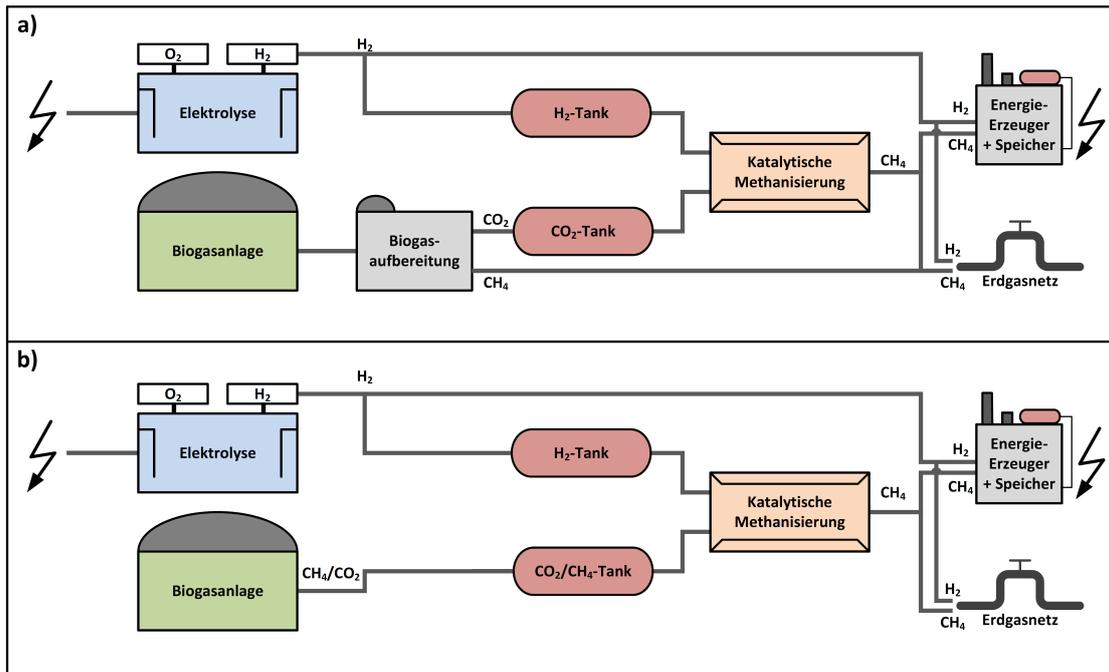


Abbildung 3.2: Konzepte von Power to Gas mit katalytischer Methanisierung [32];
a) Kopplung einer Biogaseinspeiseanlage mit einer Elektrolyse und einer katalytischen Methanisierung; b) Kopplung einer herkömmlichen Biogasanlage ohne Aufbereitungsanlage mit einer Elektrolyse und einer katalytischen Methanisierung

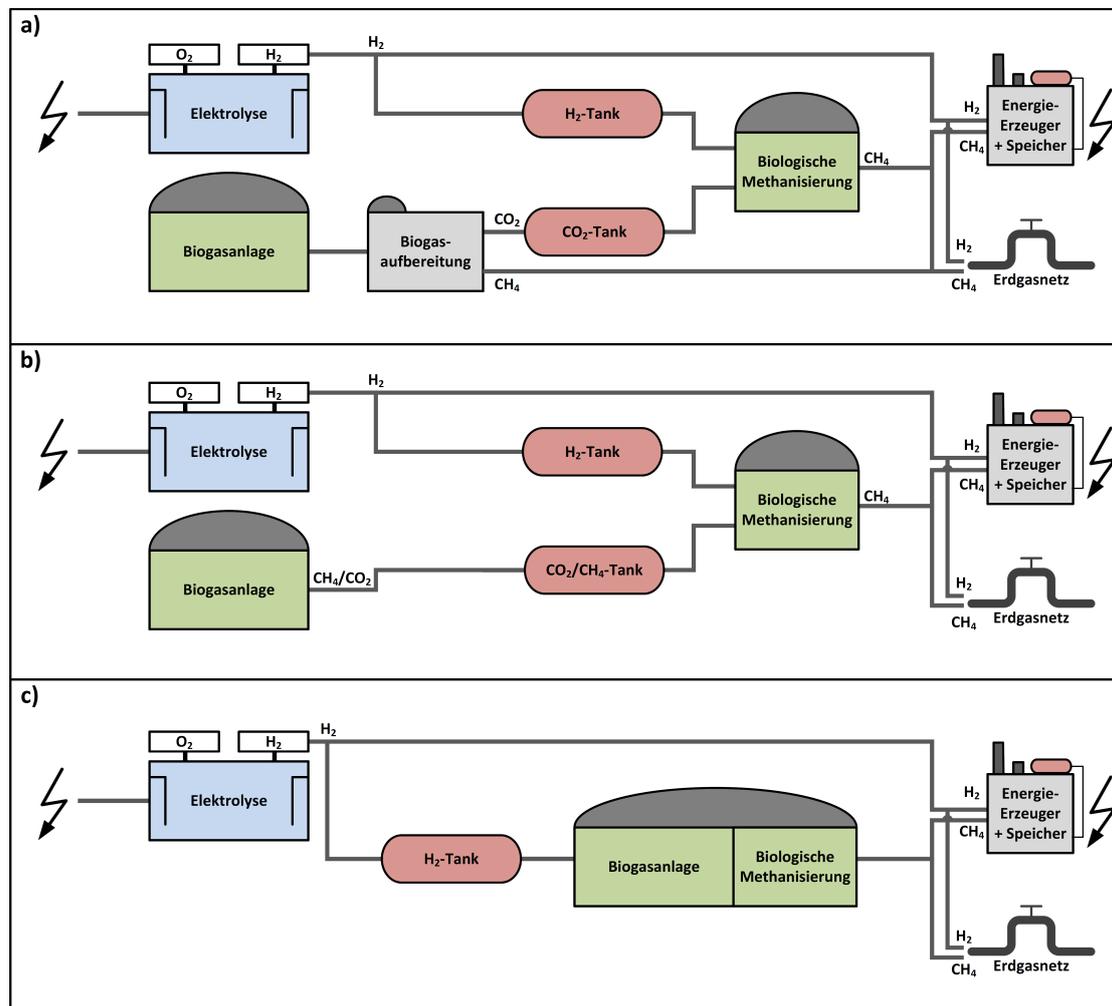


Abbildung 3.3: Konzepte von Power to Gas mit biologischer Methanisierung [32];

a) Kopplung einer Biogaseinspeiseanlage mit einer Elektrolyse und einer biologischen Methanisierung; b) Kopplung einer herkömmlichen Biogasanlage ohne Aufbereitungsanlage mit einer Elektrolyse und einer katalytischen Methanisierung; c) Kopplung einer Biogasanlage mit einer Elektrolyse. Wasserstoff wird innerhalb der Biogasanlage zur Methan-anreicherung des Biogases genutzt. Die Methanisierung findet innerhalb des Biogasprozesses statt

3.4 Idealierte Betrachtung

Die Speicherung von Energie erfolgt unter Zusammenspiel verschiedener chemischer Stoffe, deren Bilanz sich nach jedem Prozessschritt ändert. Dabei stellt sich die Frage, welcher stofflicher und energetischer Aufwand betrieben werden muss, um einen Methanvolumenstrom von $1 \text{ Nm}^3/\text{h}$ zu erhalten. Um diesen zu berechnen, muss die Prozesskette zurückgerechnet werden.

Betrachtet man die Reaktionsgleichung (3.3) und darin die Stoffmenge des Kohlenstoffes, so muss für die Stoffmengenströme (3.5) gelten.

$$\dot{n}_{CH_4} = \dot{n}_{CO_2} \quad (3.5)$$

Geht man von idealem Gas aus, so müssen auch die Volumenströme gleich sein. Es gilt (3.6).

$$\dot{V}_{CH_4} = \dot{V}_{CO_2} \quad (3.6)$$

Angenommen die P2G-Anlage bezieht ihr CO_2 aus einer Biogasanlage, welche Biogas in der Form 60 Vol.% CH_4 und 40 Vol.% CO_2 produziert, so ist für $1 \text{ Nm}^3/\text{h}$ CO_2 eine Biogasvolumenstrom von $2,5 \text{ Nm}^3/\text{h}$ erforderlich.

Aus der Reaktionsgleichung (3.3) ist weiters ersichtlich, dass die vierfache Stoffmenge CO_2 an H_2 benötigt wird, was auf Gleichung (3.7) führt.

$$\dot{V}_{H_2} = 4\dot{V}_{CO_2} \quad (3.7)$$

Der nötige Stromaufwand zur Produktion von $1 \text{ Nm}^3/\text{h}$ H_2 ergibt sich bei einem Elektrolýsewirkungsgrad von 75% und dem unteren Heizwert für Wasserstoff von $10.785 \text{ kJ}/\text{Nm}^3$ bzw. $2,996 \text{ kWh}/\text{Nm}^3$ zu etwa 16 kW.

Der idealisierte Prozess ist in Abbildung 3.4 dargestellt. Da der Sabatierprozess exotherm ist, geht bei der Umwandlung in Methan, Energie in Form von Wärme verloren. Der Wirkungsgrad der Methanisierung, bezogen auf die unteren Heizwerte von CH_4 und H_2 , ergibt sich zu etwa 83%.

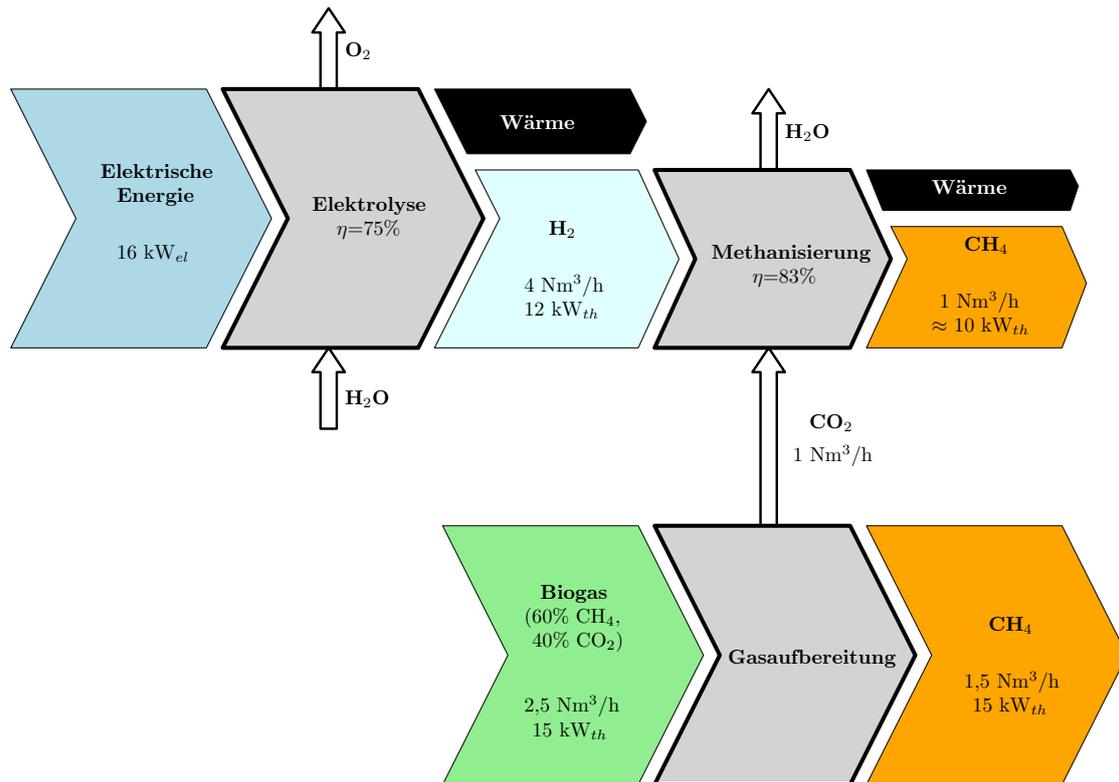


Abbildung 3.4: Idealisierte Stoff- und Energieströme einer P2G-Anlage mit einer Biogasanlage (erstellt nach [47])

3.5 Simulation

In [44] werden mehrere Arten der Herstellung synthetischen Erdgases in Simulationsmodellen untersucht. Simuliert wird eine katalytische Methanisierung einerseits von Kohlenstoffdioxid und Wasserstoff und andererseits mit einem Biogasgemisch aus Kohlenstoffdioxid und Methan, unter Zusatz von Wasserstoff. Insgesamt werden drei Fälle in einem modellierten Festbettreaktor simuliert. Fall 2 und 3 beschreiben die Grenzfälle der Biogasproduktion:

- Fall 1: CO_2 und H_2 zu SNG
- Fall 2: Biogas (50 Vol. % CH_4 50 Vol. % CO_2) und H_2 zu SNG
- Fall 3: Biogas (70 Vol. % CH_4 30 Vol. % CO_2) und H_2 zu SNG

Die Methanisierungstemperatur im Reaktor beträgt 280°C . Der herrschende Systemdruck liegt bei 7 bar_{abs} und der Gasnetzdruck liegt bei 16 bar_{abs} . Der elektrische

Energiebedarf für die Elektrolyse wird mit 4 kWh/m^3 angenommen, dies entspricht einem Wirkungsgrad von ca. 75%. Weiters wird noch ein elektrisch betriebener Verdichter benötigt, der das Eduktgas für die Methanisierung komprimiert. Die Parameter sind so gewählt, dass das entstehende Produktgas die geltenden Restriktionen¹ zur Einspeisung ins deutsche Gasnetz erfüllt. Die Stoffbilanzen der drei Simulationsfälle sind in Tabelle 3.4 beschrieben. Aus dieser ist ersichtlich, dass die Reinheit des Produktgases mit höher werdendem Anteil an CH_4 im Eduktgas steigt [44].

Tabelle 3.4: Stoffbilanzen der Methanisierungssimulation [44]

		CH_4 in Vol. %	H_2 in Vol. %	CO_2 in Vol. %
Fall 1	Eduktgas	0,0	79,2	20,8
	Produktgas	89,2	4,8	6,0
Fall 2	Eduktgas	17,7	64,7	17,7
	Produktgas	91,0	4,0	5,0
Fall 3	Eduktgas	34,0	51,5	14,6
	Produktgas	92,9	3,0	4,1

Die einzelnen Energiebilanzen der drei Simulationsfälle ist in Abbildung 3.5 dargestellt. Im ersten Fall wird ein Wirkungsgrad von 61,6% erzielt. Dieser ergibt sich aus der Formel (3.8). Da der Methanisierungsprozess stark exotherm ist, wäre auch eine mögliche Wärmeenergie, mit Temperaturen über $200 \text{ }^\circ\text{C}$, z.B. für Rückverstromung zu nutzen. Fall 2 und 3 weisen durch die Beigabe von Biogas vor der Methanisierung deutlich höhere Wirkungsgrade auf. Die entstehende Wärme kann hier als Fermenterbeheizung der Biogasanlage genutzt werden. Im Fall 3 erhöht sich der Wirkungsgrad auf 84,6%, und die Verluste werden auf 8,5% minimiert. Somit steigt auch der Wirkungsgrad mit erhöhtem CH_4 -Anteil im Eduktgas [44].

$$\eta_{SNG} = \frac{P_{SNG}}{P_{Elektrolyse} + P_{Verdichter} + P_{\text{CH}_4, \text{Edukt}}} \quad (3.8)$$

Angenommen, es steht eine Biogasanlage mit einem CH_4 -Volumenstrom von $500 \text{ Nm}^3/\text{h}$ zu Verfügung, so ergibt sich für die Fälle 2 und 3 ein mittlerer elektrischer Leistungsbedarf von 5 MW. Ein möglicher Betrieb dieser Anlage ist in der Nähe eines Windparks vorstellbar. Nimmt man an, dass 5% der Stromerzeugung für eine P2G-Anlage aufgebracht

¹ $\text{H}_2 < 5 \text{ Vol.}\%$, $\text{CO}_2 < 6 \text{ Vol.}\%$ [44]

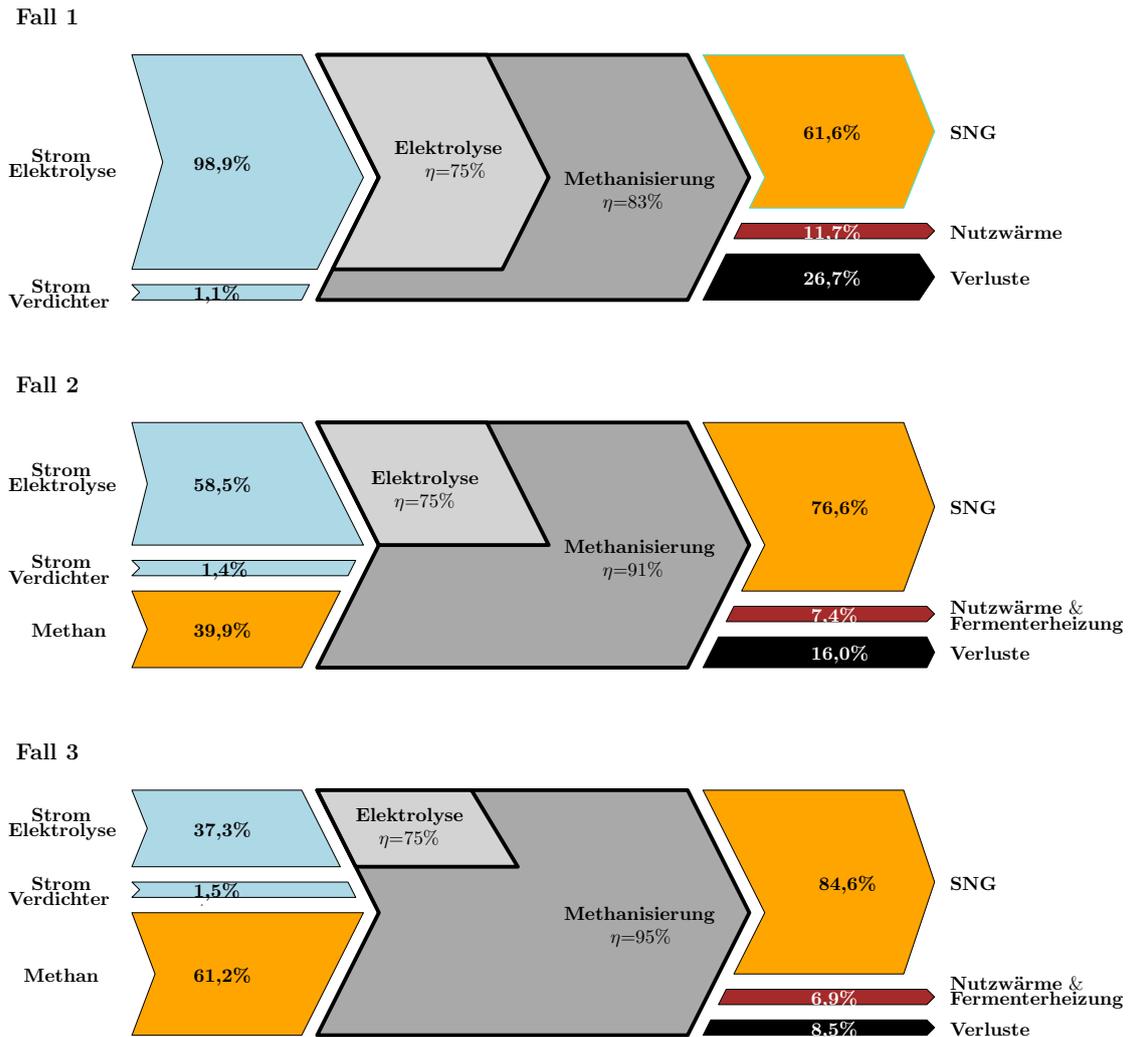


Abbildung 3.5: Energiebilanzen der drei Simulationsfälle (erstellt nach[44])

werden, ergibt sich eine Windparkleistung von 150-250 MW [44].

Im Anlagenbetrieb würde ein konstant kleines Band der Windenergie für SNG-Erzeugung benutzt werden. Dabei werden nur jene Energiemengen verbraucht, die außerhalb der Prognosesicherheit liegen. Somit kann die restliche, exakt vorhersehbare Energie in das Stromnetz eingespeist werden. Energieverluste durch Abregeln der Anlagen und auftretende Kosten für Ausgleichsenergie, im Falle eines Prognosefehlers, können mittels einer P2G-Anlage eingespart werden. Bei wirtschaftlichem Anlagenbetrieb sind Vollaststunden der P2G-Anlage von 3.000 h/a bis 6.000 h/a möglich [44].

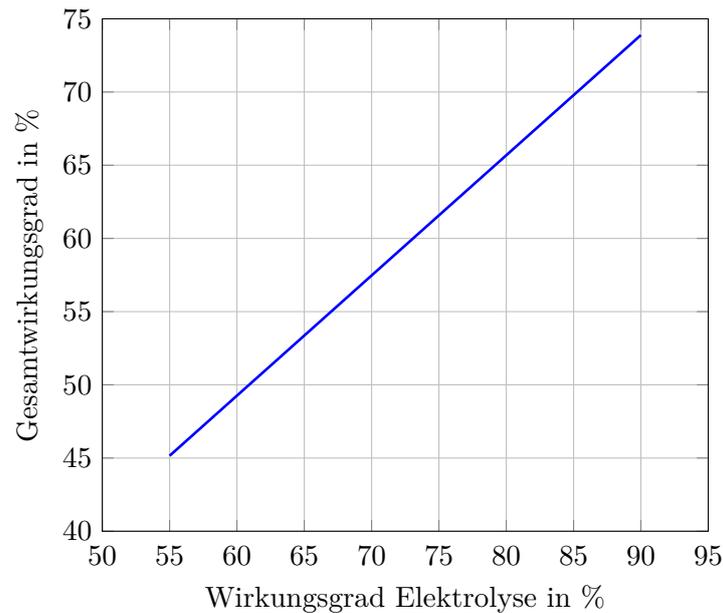


Abbildung 3.6: Verlauf Gesamtwirkungsgrad über Elektrolysewirkungsgrad (erstellt nach [44])

Wie stark der Gesamtwirkungsgrad im Fall 1 vom Elektrolysestrombedarf abhängt, ist in Abbildung 3.6 zu sehen.

3.6 Kennwerte

Der Wirkungsgrad einer P2G-Anlage setzt sich aus den Wirkungsgraden der einzelnen Komponenten zusammen. Außerdem ist auch zwischen den gewünschten Endprodukten zu unterscheiden. Ausgehend von einer alkalischen Elektrolyse mit Wirkungsgraden von 62% bis 82%, siehe Tabelle 3.2, einem Methanisierungswirkungsgrad von 83% bis 95%, siehe Abbildung 3.5 und einer Rückverstromung durch ein Gas und Dampfkraftwerk mit einem Wirkungsgrad von 52% bis 60% [26] ergibt sich ein Gesamtwirkungsgrad von 26,8% bis 46,7%.

Die Lebensdauer ein P2G-Anlage ist von der Lebensdauer der einzelnen Komponenten abhängig. Schätzungen in dieser Hinsicht belaufen sich auf eine Lebensdauer von 30 Jahren [46]. Die Energiedichte ergibt sich aus dem unteren Heizwert für Wasserstoff bzw. Methan zu 33,32 kWh/kg bzw. 13,89 kWh/kg [26]. Die größte Pilotanlage für Power to

Gas befindet sich derzeit in Deutschland im Bundesland Niedersachsen, die elektrische Eingangsleistung beträgt 6 MW [16]. Bis 2015 sollen Anlagen in der Größenordnung von 20 MW bereit zur Installation sein [43].

In Abbildung 3.7 sind die Wirkungsgradketten dreier Speichermöglichkeiten abgebildet. Beschrieben wird der Ablauf des P2G-Konzepts mit der Einspeicherung in Methan, in Wasserstoff und die Einspeicherung durch Pumpspeicherkraftwerke in mechanische Energie. Mit einbezogen in der Kette ist ein Transportweg von 500 km und die dadurch verursachten Verluste.

Die Umwandlung in Methan hat einen Wirkungsgrad von 51,3%. Die Umwandlung in Wasserstoff hat wegen der Einsparung des Methanisierungsprozesses einen höheren Wirkungsgrad von 64,1%. Dabei ist als Speichermedium Methan deutlich vorteilhafter einzustufen als Wasserstoff. Die Speicherung in Pumpspeichern ist mit einem Gesamtwirkungsgrad von 71,5% die energetisch günstigste Variante.

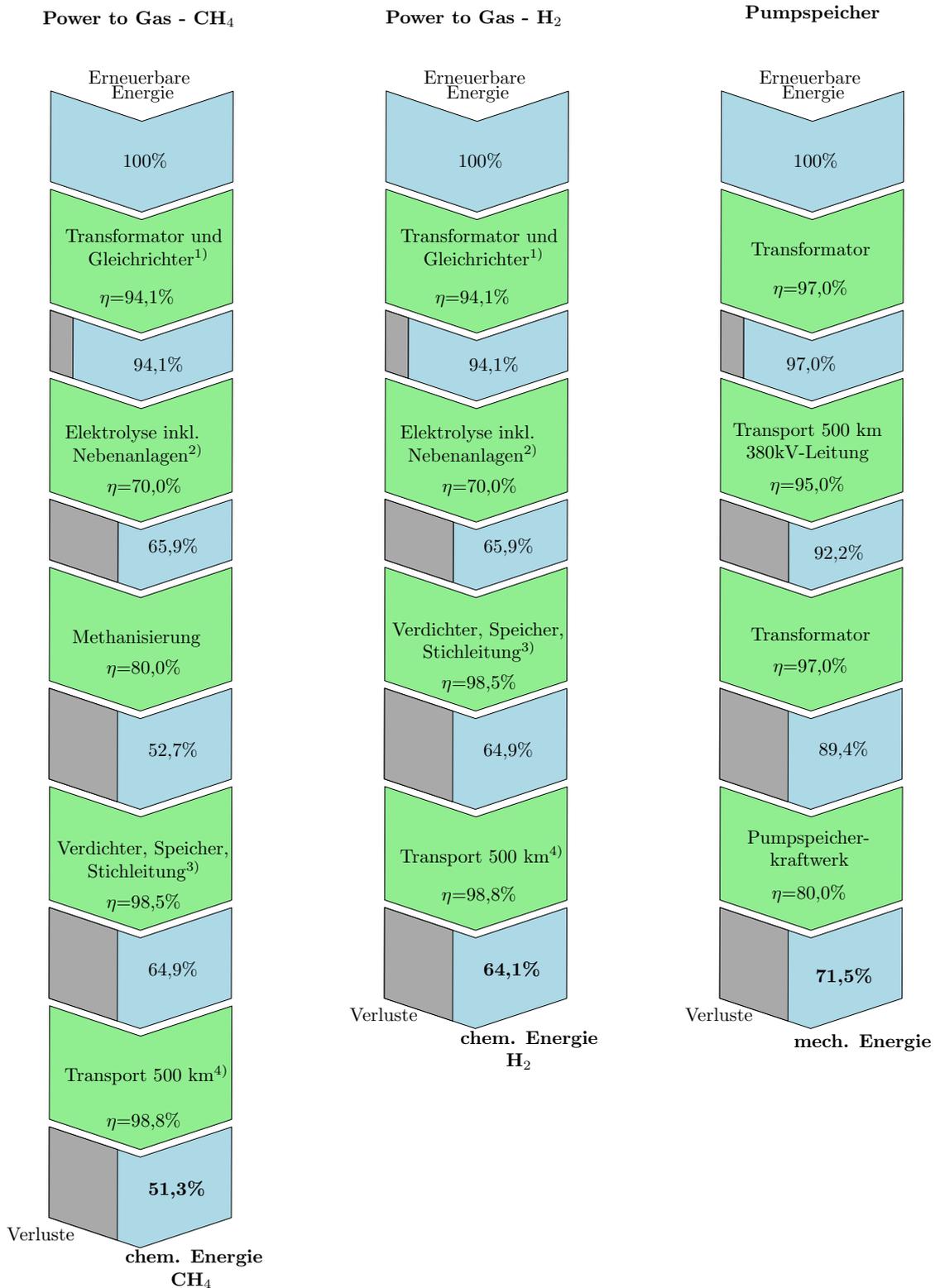


Abbildung 3.7: Wirkungsgradketten inklusive Transportwege (erstellt nach [46]);

¹⁾ Wirkungsgrad Transformator und Gleichrichter jeweils 97,0%; ²⁾ Wirkungsgrad Elektrolyse ohne Nebenanlagen 75,0%; ³⁾ Verdichtung von 30 bar auf 80 bar; ⁴⁾ Transport inklusiver Zwischenverdichtung, Leckage und Permeation (10 Vol.% H₂)

4 Energienetze

Ein wichtiges Entscheidungskriterium bei der Positionierung von P2G-Anlagen ist der technische Zustand des vorhandenen Energieübertragungsnetzes. Je nach Eigenschaft des Anschlusses an Gas- und Stromnetz ist die Anlagengröße beschränkt. Tabelle 4.1 gibt einen Vergleich der beiden Energienetze, Strom- und Gasnetz. Daraus ist ersichtlich, dass das Gasnetz eine äußerst hohe Speicherfähigkeit aufweist, welche sich das P2G-Prinzip zu Nutze machen kann.

Tabelle 4.1: Vergleich der Energienetze;

¹⁾ Ebene: 380 kV, Beseilung: Al/St 3 x 635/117 [27]; ¹⁾ Ebene: Fernleitungsebene, Rohrdurchmesser: 1250 mm [18]; ³⁾ Speicherkapazität der Pumpspeicherwerke in Österreich [27]; ⁴⁾ Speicherkapazität aller unterirdischen Erdgasspeicher in Österreich [19]; ⁵⁾ eigene Schätzung; ⁶⁾ laut [8]; ⁷⁾ laut [20]; ⁸⁾ laut [21]

	Strom	Gas
Übertragungskapazität in GW	4,6 ¹⁾	28,5 ²⁾
Kapazität Speicherstätten in TWh	3,2 ³⁾	83,2 ⁴⁾
Speicherkapazität Netz in TWh	0	1 ⁵⁾
Systemlänge in km	6.774 ⁶⁾	40.928 ⁷⁾
Inlandsverbrauch 2012 in TWh	69,0 ⁸⁾	91,2 ⁸⁾

4.1 Stromnetz

Das österreichische Stromnetz ist in sieben verschiedene Netzebenen unterteilt, zu sehen in Tabelle 4.2. Diese unterscheiden sich u.a. vom Spannungsniveau und von der Mindestanschlussleistung. Wobei die Netzebene 1 das höchste, und die Netzebene 7 das niedrigste Spannungsniveau hat. Ab 2012 ist die Austrian Power Grid AG der alleinige Regelzonenführer für ganz Österreich [9]. In Abbildung 4.1 ist das österreichische Hoch- und Höchstspannungsnetz dargestellt. Um die Versorgungssicherheit in Österreich zu gewährleisten, soll der 380-kV-Ring bis 2025 mit der schrittweisen Netzverstärkung im

Tabelle 4.2: Netzebenen Stromnetz[10]

	Nennspannung
Netzebene 1	380 kV und 220 kV
Netzebene 2	Umspannung von 380 kV und 220 kV auf 110 kV
Netzebene 3	110 kV
Netzebene 4	Umspannung von 110 kV auf 10 kV bis 30 kV
Netzebene 5	10 kV bis 30 kV
Netzebene 6	Umspannung von 10 kV bis 30 kV auf 400 V
Netzebene 7	400 V

Raum Kärnten geschlossen werden [7].

Das Strom-Übertragungsnetz hat eine gesamte Trassenlänge von 3.423 km, und eine gesamte Systemlänge von 6.774 km [8]. Einige Eckpunkte sind in Tabelle 4.3 zusammengefasst.

Tabelle 4.3: Netzdaten Stromnetz[8]

	Netzebene in kV	Trassenlänge in km	Systemlänge in km
Freileitung	380	1.150	2.373
Freileitung	220	1.614	3.220
Freileitung	110	655	1.175
Kabel	110	4	6
Länge gesamt:		3.423	6.774

Die Speicherung elektrischer Energie wird hauptsächlich in Pumpspeicherkraftwerken realisiert. In Österreich gibt es insgesamt 81 Wasserbecken die eine Speicherkapazität von 3,246 TWh besitzen. Diese Energie kann bei vollen Becken ins Stromnetz eingespeist werden [27].

4.2 Gasnetz

Das Gasnetz Österreichs unterteilt sich in drei Marktgebiete, das Marktgebiet Tirol, Vorarlberg und Marktgebiet Ost, dass alle anderen Bundesländer einschließt. Im österreichischen Gasnetz wird zwischen vier Netzebenen unterschieden, siehe Tabelle 4.4.

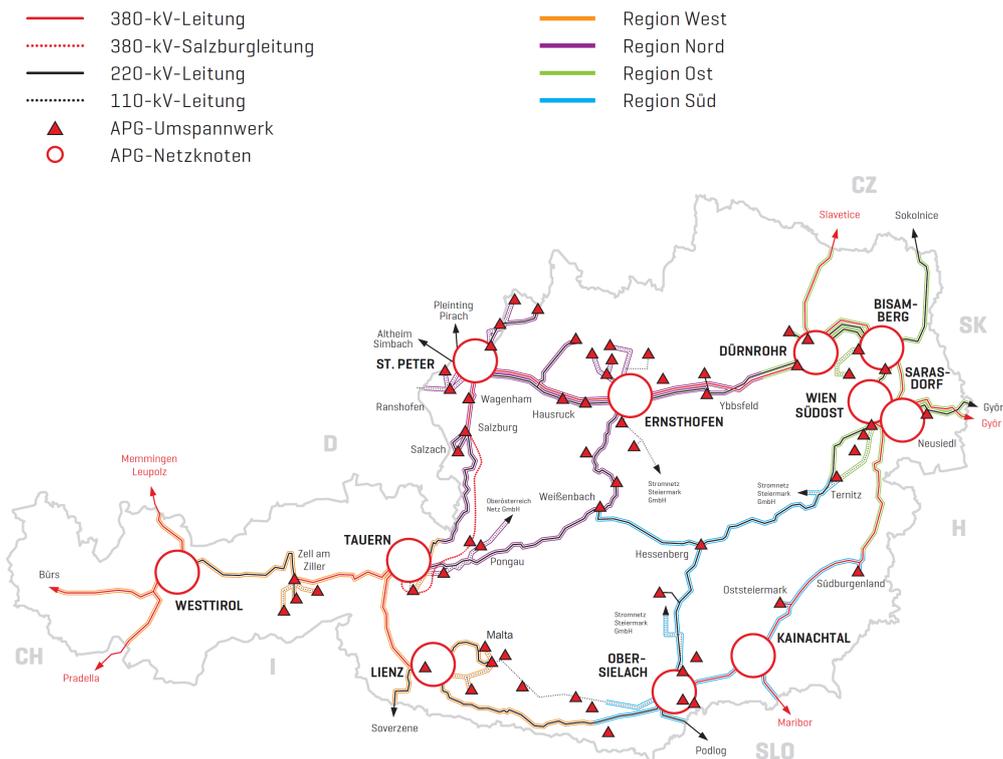


Abbildung 4.1: Stromnetz [8]

Tabelle 4.4: Netzebenen Gasnetz [18], [20], [22]

	Nenndruck in bar	Rohrdurchmesser in mm	Systemlänge in km
Fernleitungsebene	70	500 bis 1.200	3.210
Netzebene 1	6 bis 70	150 bis 800	3.674
Netzebene 2	6 bis 70	150 bis 800	3.674
Netzebene 3	0,1 bis 6	-	34.044

Leitungsanlagen der Netzebene 1 werden lt. Anlage 1 (zu §84) des Gaswirtschaftsgesetzes 2011 definiert. Sie dient außerdem als regulierende Netzebene, welche die Netzstabilität gewährleisten soll. Technisch unterscheiden sich Netzebene 1 und 2 nicht, beide arbeiten mit einem Betriebsdruck von 6 bar bis 70 bar und haben Leitungsdurchmesser von 150 mm bis 800 mm. Der Unterschied ist die regulatorische und überregionale Bedeutung der Ebene 1. Die unterste Ebene, Netzebene 3, dient als direkte Versorgungsleitung für Haushalte und arbeitet mit einem Druck unter 6 bar [18]. In Abbildung 4.2 ist das

österreichische Gasnetz dargestellt.

Das Erdgasnetz hat auf Grund seines Volumens eine Speicherfähigkeit. Nach eigener Schätzung liegt die Speicherkapazität des österreichischen Gasnetzes bei ca. 1 TWh.

4.2.1 Erdgasspeicher

Die Kapazität der inländischen Erdgasspeicher ist sehr hoch. Knapp 90% des Inlandsstromverbrauchs könnten in Österreichs Gasspeichern eingelagert werden. Es gibt verschiedene Arten von Erdgasspeichern:

- Porenspeicher
- Aquiferspeicher
- Kavernenspeicher
- Kugelgasbehälter
- Röhrenspeicher
- Leitungsspeicherung durch Druckerhöhung

Für die saisonale Speicherung werden in Österreich unterirdische Porenspeicher genutzt. Diese werden auch zur kurzfristigen Ein- und Ausspeisung verwendet. Eine genau Auflistung aller Porenspeicher ist in Tabelle 4.5 zu sehen. Insgesamt können in Österreichs Erdgaslagerstätten 82,3 TWh gespeichert werden [19]. Würde man fiktiv das gespeicherte Erdgas der vollen Speicher mittels mehrerer Gas- und Dampfkraftwerke mit einem Gesamtwirkungsgrad von 60% in Strom umwandeln, so erhielte man 49,4 TWh an elektrischer Energie. Diese Menge entspricht ca. 54% des gesamten Inlandsstromverbrauch Österreichs. Die Standorte der unterirdischen Gasspeicher befinden sich in Salzburg, Oberösterreich und Niederösterreich, eingezeichnet in Abbildung 4.3 [18].

4.2.2 Einspeiserichtlinien

Die Einspeisung ins österreichische Gasnetz kann unter Einhaltung der geforderten Gasbeschaffenheit, laut ÖVGW Richtlinie 31 und 33, erfolgen. In diesen Richtlinien wird u.a. auch eine Wasserstoffgrenze von 4 Mol-% definiert. Der Wasserstoffgehalt im österreichischen Gasnetz ist um den Faktor 5.000 kleiner als der erlaubte Grenzwert. Diese Schwelle hat seinen Ursprung in Sicherheitsüberlegungen, wie z.B. Explosionsgrenzen von

Tabelle 4.5: Unterirdische Erdgas-Speicheranlagen in Österreich [19]

Standort	Arbeitsgasvolumen in TWh	Arbeitsgasvolumen in 10^6 m^3	Max. Ausscherrate in MW	Max. Ausscherrate in $10^3 \text{ Nm}^3/\text{h}$	Max. Einscherrate in MW	Max. Einscherrate in $10^3 \text{ Nm}^3/\text{h}$
Puchkirchen/Haag	12,1	1.080	5.800,0	520	5.800,0	520
Aigelsbrunn	1,1	100	560,0	50	560,0	50
Haidach 5	0,2	16	224,0	20	224,0	20
Schönkirchen	19,9	1.780	10.752,0	960	7.280,0	650
Tallesbrunn	4,5	400	1.792,0	160	1.400,0	125
Thann	2,8	250	1.456,0	130	1.288,0	115
WINGAS Haidach	9,9	880	4.114,9	367,4	4.114,9	367,4
GAZPROM Haidach	19,7	1.760	8.205,1	732,6	8.205,1	732,6
Gas-Storage-7fields	13,0	1.165	6.798,4	607	4.536,3	405,0
Summe:	83,2	7.431	39.702,4	3.547	33.408,3	2.985

ausströmenden Gas. Eine Richtlinie für die direkte Einspeisung von Wasserstoff existiert nicht. [18].

Bezüglich der Einspeisung von Methan gibt es Grenzwerte die für die Einspeisung von SNG von großer Bedeutung sind. Der CO_2 -Gehalt darf den Grenzwert von 2 Mol-% nicht überschreiten und der CH_4 -Gehalt muss mindestens 96 Mol-% betragen. Bezüglich der Simulation aus Punkt 3.5 wäre die Gasbeschaffenheit nicht konform für eine Einspeisung und müsste dementsprechend kostenintensiv konditioniert werden [30], [31].

4.2.3 Einspeisepunkte

Die Einspeisung von Gas ins österreichische Gasnetz erfolgt über sogenannte Einspeisepunkte. Bei der Einspeisung in Netzebene 3 ist die Einspeiserate stark vom Verbrauch der Endkunden in dieser Region begrenzt. An Sommertagen an dem der Gasverbrauch auf

ein Minimum sinkt kann nur sehr begrenzt eingespeist werden. Einspeisepunkte in der Netzebene 1 und 2 befinden sich bei den Gasproduktionsstätten und den Erdgasspeichern. Die Einspeiserate ist hier auch durch den Gasverbrauch begrenzt, ist jedoch deutlich höher als bei einer Netzeinspeisung in Netzebene 3.

Eine Auflistung von Ein- und Ausspeisepunkten ist auf der Website der Austrian Gas Grid Management AG zu finden, siehe dazu [5]. Allerdings sind die Bezeichnungen der Punkte nicht eindeutig. Um die Einspeisepunkte zu finden wurde Abbildung 4.2 zur Hilfe herangezogen. Es werden Produktionsstätten, Biogasanlagen und unterirdische Erdgasspeicher als Einspeisepunkte deklariert. Die Tabelle 4.6 zeigt alle Einspeisepunkte laut Abbildung 4.2, exklusive jener die an der Staatsgrenze liegen, da diese nur fiktive Einspeisepunkte zwischen den Ländern darstellen. Nach [33] wird für Biogasanlagen die Netzebene 3 als Einspeiseebene empfohlen, da der Druck nach der Biogasaufbereitung zwischen 6 und 12 bar beträgt und somit nicht für die Einspeisung komprimiert werden muss. Da kaum Daten über die Art vorhandenen Einspeisepunkte der Biogasanlagen vorhanden sind, wird davon ausgegangen, dass Biogasanlagen in die Netzebene 3 einspeisen.

Tabelle 4.6: Erdgas-einspeisepunkte [4], [19];

¹⁾ Leitung in Bau; ²⁾ Annahme: keine Literaturquellen vorhanden

Einspeisepunkt	Typ	Netzebene
RAG Puchkirchen/Haag	Speicher	1
OMV Schönkirchen	Speicher	1
OMV Tallesbrunn	Speicher	1
OMV Thann	Speicher	1
WINGAS Haidach	Speicher	1 ¹⁾
GAZPROM Haidach	Speicher	1 ¹⁾
EON Gas-Storage-7fields	Speicher	1 ¹⁾
RAG Aigelsbrunn	Speicher	1 ²⁾
RAG Haidach 5	Speicher	1 ²⁾
Fischamend	Produktion/Förderung	1
Roseldorf/Stockerau	Produktion/Förderung	1
Wildendürnbach	Produktion/Förderung	1
Reitsham	Produktion/Förderung	1
Puchkirchen	Produktion/Förderung	1
Neusiedl/Zaya	Produktion/Förderung	2
RAG Produktion/Förderung	Produktion/Förderung	2
Bruck/Leitha	Biogasanlage	3 ²⁾
Engerwitzdorf	Biogasanlage	3 ²⁾
Schlitters	Biogasanlage	3 ²⁾
Eugendorf	Biogasanlage	3 ²⁾
Asten	Biogasanlage	3 ²⁾
Wiener Neustadt	Biogasanlage	3 ²⁾
Steindorf	Biogasanlage	3 ²⁾

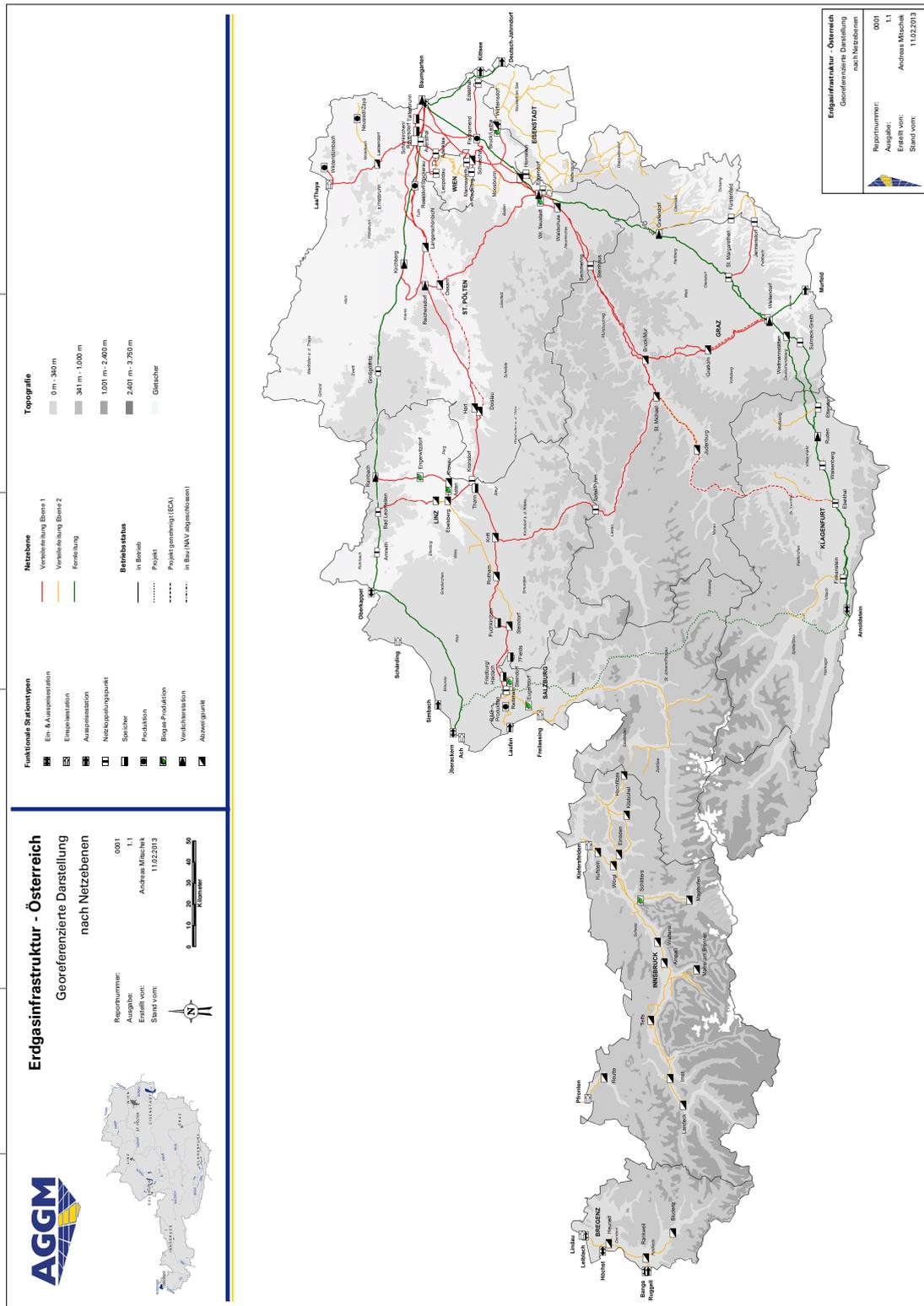


Abbildung 4.2: Gasnetz [4]

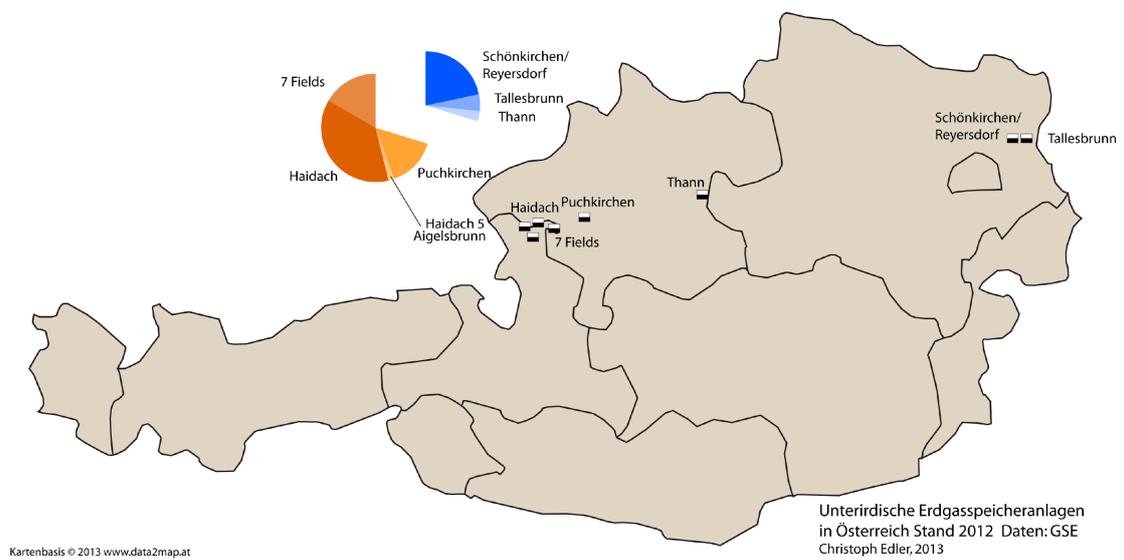


Abbildung 4.3: Geografische Lage der unterirdischen Gaspeicher [18]

5 Optimierung

Die Optimierung ist das Kernstück der Simulation. Die Simulation wird in Kapitel 6 beschrieben. In dieser Arbeit wird die Positionierung von P2G-Anlagen untersucht, die Strom in SNG umwandeln und ins Gasnetz einspeisen. Dabei werden verschiedene Lokalisationen für P2G-Anlagen unter bestimmten Optimierungskriterien ermittelt. Grundsätzlich wird bei der Optimierung eine gewisse Zielfunktion, unter der Abhängigkeit diverser Nebenbedingungen, minimiert bzw. maximiert.

Die Optimierung der geeigneten Standorte für P2G-Anlagen erfolgt über eine Zielfunktion:

- Minimierung der Auslastung des Höchstspannungsnetzes

und unter optionalen Nebenbedingungen:

- Zugang zum Höchstspannungsnetz
- Zugang zum Gasnetz
- Verfügbarkeit von CO₂-Quellen

In den folgenden Ansätzen gibt es zwei unterschiedliche Zielfunktionen, die minimiert werden sollen. Sie beschreiben jeweils eine Art der Auslastung des Höchstspannungsnetzes. Einerseits ist das der Mittelwert der Leitungsauslastung aller Leitungen, die in Betrieb sind, R_{all} (5.1), und andererseits der Mittelwert jener Leitungsauslastungen, deren Auslastung über 60% beträgt, $R_{60\%}$ (5.2). Mit diesen Auslastungsparametern, R_{all} bzw. $R_{60\%}$, kann das gesamte Netz sowie die kritischen Punkte im Netz beobachtet werden.

$$R_{all} = \frac{\sum_{i=1}^n \frac{I_i}{I_{th,i}}}{n}$$

R_{all}	Auslastung aller Leitungen in Betrieb	
I_i	Strom der i -ten Leitung	(5.1)
$I_{th,i}$	Thermischer Grenzstrom der i -ten Leitung	
n	Anzahl der Leitungen in Betrieb	

$$R_{60\%} = \frac{\sum_{j=1}^m \frac{I_j}{I_{th,j}}}{m}$$

$R_{60\%}$	Auslastung aller 60%-Leitungen	
I_j	Strom der j -ten Leitung	(5.2)
$I_{th,j}$	Thermischer Grenzstrom der j -ten Leitung	
m	Anzahl aller 60%-Leitungen	

Das Simulationsnetz gibt den Zustand eines definierten Zeitpunktes an. Das Setzen von neuen Lasten hat ein Lastenungleichgewicht zur Folge, welches jedoch vom Slack des Netzes ausgeglichen wird. Durch zusätzliche Lasten kann nur eine geringe bzw. gar keine Minderung der Auslastung erzielt werden, da die Gesamtlast erhöht wird.

Damit aussagekräftige Resultate erzielt werden können, muss die Summe aller Lasten im betrachteten Netz konstant bleiben. Wird eine P2G-Last gesetzt, muss eine andere Last bzw. mehrere Lasten um denselben Betrag verringert werden. Da P2G-Anlagen quasi als Speicher fungieren sollen, liegt es nahe, die Lasten der Pumpspeicherkraftwerke zu verringern. Im gegebenen Simulationsnetz sind die Lasten einzelner Kraftwerke nicht definiert, somit ist eine gezielte Minderung der Last der Pumpspeicherkraftwerke nicht möglich. Folglich werden pauschal die einzelnen westlichen Lasten des Simulationsnetzes, jene die in Salzburg, Tirol und Vorarlberg liegen, mit dem Reduzierungsfaktor k (5.3) auf den neuen Lastwert $P'_{W,i}$ (5.4) verringert. Bei der Positionierung einer P2G-Last wird die Summe der Westlasten um den Lastbetrag verringert, es kommt zu einem Verschieben der Lasten. Die Westlasten sind grafisch in Abbildung 5.1 dargestellt.

$$k = \frac{P_W - P_{P2G}}{P_W}$$

k	Reduzierungsfaktor der Westlasten	
P_W	Summe aller Westlasten	(5.3)
P_{P2G}	Summe aller P2G-Lasten	

$$P'_{W,i} = k \cdot P_{W,i}$$

$P_{W,i}$	Lastwert der i -ten Westlast	(5.4)
$P'_{W,i}$	neuer Lastwert der i -ten Westlast	

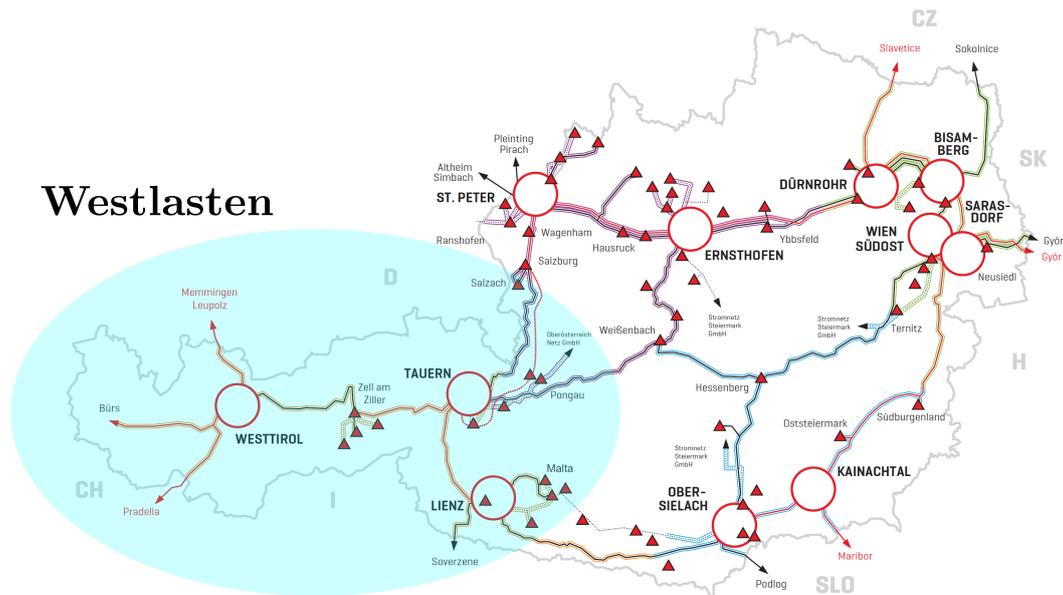


Abbildung 5.1: Geografischer Bereich der Westlasten

5.1 Algorithmus

Jeder Ansatz arbeitet nach dem gleichen Prinzip. Nacheinander wird an einzelnen Netzknoten eine P2G-Last von 20 MW platziert und anschließend eine Lastflussrechnung durchgeführt. Nach der Berechnung wird die Last entfernt und am nächsten Netzknoten platziert. Bis zu 80 Knoten sind verfügbar, für welchen je eine Lastflussrechnung nötig ist. Nach jeder Lastflussermittlung werden die Auslastungsparameter bestimmt. Der Knoten, an dem die jeweilige Zielfunktion am geringsten ist, wird fix platziert. Nach dem gleichen Verfahren erfolgt nun die Platzierung der nächsten Last von 20 MW. In Abbildung 5.2 ist das Flussdiagramm des Algorithmus dargestellt.

Die Anlagengröße von 20 MW wurde nach [43] gewählt, darin wird beschrieben, dass bis 2015 Anlagengrößen in diesem Leistungsbereich zu erwarten sind. Die Anzahl der zu verteilenden 20 MW-P2G-Anlagen wird in Kapitel 6 ermittelt.

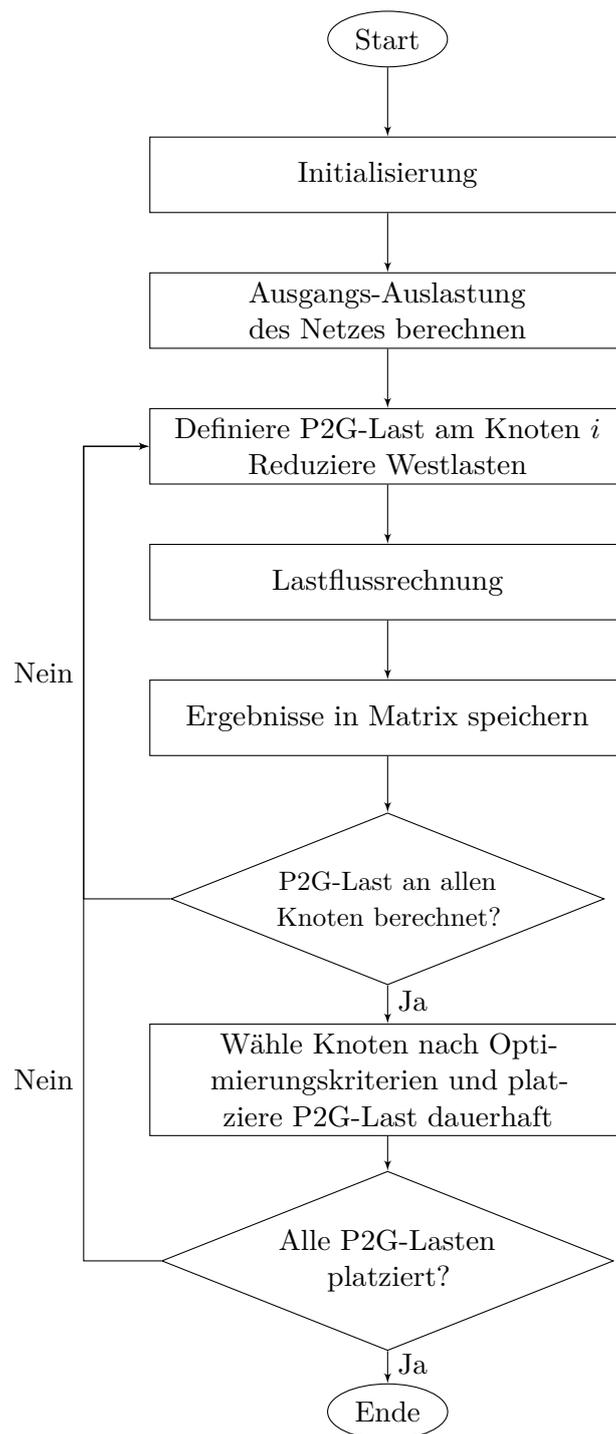


Abbildung 5.2: Flussdiagramm der Optimierung bzw. Simulation

5.2 Ansatz 1

Im Ansatz 1 wird ausschließlich nach der Minimierung der Netzauslastung ohne jeglichen Nebenbedingungen optimiert. Jeder Knoten ist dabei als Lastpunkt für eine oder mehrere P2G-Anlagen verfügbar. Die möglichen fiktiven Standorte für P2G-Anlagen liegen somit direkt an den Netzknoten. Dieser Ansatz dient zur Veranschaulichung der möglichen Auslastungsreduzierung durch Verschieben von Lasten und der Findung der optimalen P2G-Standorte ohne geografische Einschränkungen. Der Ansatz gliedert sich in zwei Optimierungen mit den Zielfunktionen (5.5) und (5.6).

$$\min R_{all} \quad (5.5)$$

$$\min R_{60\%} \quad (5.6)$$

5.3 Ansatz 2

Ansatz 2 ist eine Erweiterung des Ansatz 1, hier fließen die Parameter

- Zugang zum Höchstspannungsnetz
- Zugang zum Gasnetz
- Verfügbarkeit von CO₂-Quellen

als Nebenbedingung ein. Grundsätzlich könnte für die Findung geeigneter P2G-Standorte jeder beliebige geografische Punkt herangezogen werden und über die Entfernungen zu den Energienetzen und über seine Auswirkungen auf das Höchstspannungsnetz bewertet werden. Allerdings ist eine Optimierung in diesem Ausmaß äußerst aufwändig und bedarf exakter geografischer Daten der Energienetze sowie enormen programmiertechnischen Aufwand. Alternativ werden in diesem Ansatz nur Netzknoten gewählt, deren geografischen Standorte aus ökonomischer und ökologischer Sicht als sinnvoll betrachtet werden.

In dem Ansatz werden somit Örtlichkeiten für eine P2G-Anlage ausselektiert. Dabei würden sich Standorte anbieten, die bereits über einen Gaseinspeisepunkt verfügen. Diese wären Gasproduktionsstätten, Gasspeicher und Biogasanlagen mit Netzeinspeisung. Ebenfalls werden Standorte in der Nähe von thermischen Kraftwerken betrachtet. Diese verfügen zwar über keinen Gaseinspeisepunkt, sind jedoch direkt am Stromnetz, und sofern sie mit Gas betrieben werden auch direkt am Gasnetz. Zusätzlich kann aus den Abgasen Kohlendioxid gewonnen werden, welches zwar nicht klimaneutral ist, jedoch für

den Methanisierungsprozess benötigt wird.

Als weitere CO₂-Quelle könnten Stahlkraftwerke und Biogasanlagen dienen. Theoretisch wäre eine Biogasanlage ein idealer Standort für eine P2G-Anlage, da sie über einen Gaseinspeisepunkt verfügt und CO₂ in konzentrierter Form bereitstellen kann. Jedoch kommen Biogasanlagen in Österreich nur in verhältnismäßig kleinen Dimensionen vor. Für eine 5 MW-P2G-Anlage ist ein CO₂-Volumenstrom von 300 Nm³/h notwendig [47]. Die größte Biogasanlage in Österreich hat einen CH₄-Volumenstrom von 380 Nm³/h [2]. Biogas besteht zu 60% aus Methan und zu 40% aus Kohlendioxid, daraus ergibt sich ein CO₂-Volumenstrom dieser Biogasanlage von ca. 250 Nm³/h [47].

In [34] werden die Kosten für die Einspeisung von Biogasanlagen in Netzebene 2 und 3 untersucht. Es wird erwähnt, dass die Einspeisemenge in Netzebene 3 durch Endkundenverbrauch begrenzt ist. Eine P2G-Anlage mit 5 MW erzeugt laut [47] einen CH₄-Volumenstrom von 1.250 Nm³/h, der somit deutlich größer als bei inländischen Biogasanlagen ist. Aus diesem Zusammenhang wird davon ausgegangen, dass die Netzebene 3 nicht als Einspeiseebene geeignet ist. In diesem Ansatz wird eine Einspeisung in Netzebene 1 und 2 als sinnvoll betrachtet. Folglich werden auch die Örtlichkeiten der Biogasanlagen in diesem Ansatz nicht berücksichtigt.

In Frage kommen nun jene Standorte bei Gasproduktionsstätten und Gasspeichern sowie bei Stahlwerken, Gaskraftwerken und anderen thermischen Kraftwerken, zu sehen in Tabelle 5.1.

Um alle Standorte sinnvoll in die Optimierung einzubinden, müssen sie bewertet werden. Dafür wird für jeden Standort ein Ortsfaktor f (5.7) berechnet, welcher von den Kapitalkosten der P2G-Anlage, und den zusätzlichen Kosten für Netzerschließung abhängig ist.

Tabelle 5.1: Stahlwerks- und Kraftwerks-Standorte für P2G-Anlagen [6], [48], [49]

Standort	Typ
Linz	Stahlwerk
Donawitz	Stahlwerk
Leopoldau	Gaskraftwerk
Simmering	Gaskraftwerk
Donaustadt	Gaskraftwerk
Timelkam	Thermisches Kraftwerk
Dürnrohr Verbund	Thermisches Kraftwerk
Dürnrohr EVN	Thermisches Kraftwerk
FHKW Mellach	Thermisches Kraftwerk
Riedersbach	Thermisches Kraftwerk
Fernheizkraftwerk Linz Mitte	Thermisches Kraftwerk
Korneuburg EVN	Thermisches Kraftwerk
Fernheizkraftwerk Linz Süd	Thermisches Kraftwerk
Neudorf-Werndorf 2 FHKW	Thermisches Kraftwerk

$$f = \frac{K_{P2G,ref}}{K_{P2G} + d_{Gas}k_{Gas} + d_{Strom}k_{Strom}} \quad (5.7)$$

f Ortsfaktor
 $K_{P2G,ref}$ Referenzkosten einer P2G-Anlage (ohne Netzanschlüsse und CO₂ aus Abgasen)
 K_{P2G} Kosten der P2G-Anlage
 d_{Gas} Abstand zum Gasnetz
 d_{Strom} Abstand zum Stromnetz
 k_{Gas} Spezifische Kosten für Gasleitung
 k_{Strom} Spezifische Kosten für Stromleitung

Die Kapitalkosten einer P2G-Anlage sind in Tabelle 5.2 beschrieben. Die errechneten Kosten, laut [36], für eine P2G-Anlage, die Wasserstoff produziert, werden um die Kosten einer Methanisierungsanlage und einer Anlage zur CO₂-Gewinnung erweitert. Die Kosten einer Methanisierungsanlage belaufen sich nach [3] auf 1.000 EUR/kW. Anlagekosten spezieller Anlagen zur CO₂-Gewinnung für P2G-Anlagen stehen nicht zu Verfügung. Die benötigte Technologie zur Gewinnung von CO₂ aus Abgasen ist teilweise mit der Carbon Capture and Storage (CCS) Technologie vergleichbar. In [50] erhöhen sich die Kapitalkosten eines Kohlekraftwerks durch CCS um 610 EUR/kW und die eines Gaskraftwerkes um 390 EUR/kW. Als Kosten für die Gewinnung aus Abgasen wird der Mittelwert von 500 EUR/kW angenommen. Für die Gewinnung aus

Umgebungsluft werden aus eigener Schätzung die doppelten Kapitalkosten von 1.000 EUR/kW angenommen.

Tabelle 5.2: Kosten einer P2G-Anlage [3], [36], [50]

Komponenten	1MW-Anlage in Mio. EUR	20MW-Anlage in Mio. EUR
Elektrolyseanlage	1,00	20,00
Methanisierungsanlage	1,00	20,00
Verdichter	0,06	1,20
Gebäude	0,28	5,60
Speicher	0,16	3,20
Einspeiseanlage	0,04	0,80
CO ₂ aus Abgasen	0,50	10,00
CO ₂ aus Umgebungsluft	1,00	20,00
Summe CO₂ aus Abgasen +30% Zuschlag	3,95	79,04
Summe CO₂ aus Atmosphäre +30% Zuschlag	4,60	92,04

Zusätzlich ergeben sich noch Kosten für den Anschluss ans Gasnetz bzw. Höchstspannungsnetz. Diese sind abhängig von der Entfernung zum jeweiligen Netz wobei im Stromnetz zwischen einer 220 kV- und 380 kV-Trasse zu unterscheiden ist. Laut [13] belaufen sich die Kosten für eine 220 kV-Doppel-Freileitung für Binnentiefland auf 445 Tsd. EUR/km und für Mittelgebirge auf 535 Tsd. EUR/km. Die gleiche Ausführung für 380 kV kostet 700 Tsd. EUR/km bzw. 850 Tsd. EUR/km. Für die Bewertung der einzelnen Standorte werden jeweils die Mittelwerte zur Berechnung herangezogen.

Gasleitungen aus Stahlrohren mit Betriebsdrücken bis 70 bar für Netzebene 1 und 2 belaufen sich auf 200 EUR/m bis 1 km und 160 EUR/m ab 1 km [29]. Die angenommenen Kosten für die notwendigen Netzanschlüsse sind in Tabelle 5.3 zusammengefasst.

Tabelle 5.3: Kosten für Netzleitungen [13], [29]

Höchstspannungsnetz	Kosten in Tsd. EUR/km
220 kV-Ebene	490
380 kV-Ebene	775
Gasnetz	Kosten in Tsd. EUR/km
Ebene 1 und 2, bis 1 km	200
Ebene 1 und 2, ab 1 km	160

Die Ergebnisse der Standortfaktoren sind in Tabelle 5.4 gelistet. Für die gasbefeueren thermischen Kraftwerke werden eine vorhandene geeignete Strom- und Gasleitung angenommen. Das einzige nicht mit Gas befeuerte Kraftwerk befindet sich in Riedersbach, es nutzt ausschließlich Kohle zur Energiegewinnung. Die Abstände zu den jeweiligen Netzen wurde mittels [1] bzw. [4] geschätzt.

Der Ortsfaktor f beeinflusst nun die Optimierung, genauer gesagt die Auslastungsparameter. Die eigentlichen Auslastungsparameter resultierend aus der Lastflussrechnung werden mit dem Faktor $1/f$ multipliziert. Wird beispielsweise im Zuge des Algorithmus eine P2G-Last in Salzburg gesetzt und die Auslastungsparameter über eine Lastflussrechnung bestimmt, so wird dieser noch mit dem höchsten Ortsfaktor des Knoten Salzburg erweitert. Im konkreten Fall bedeutet das: beträgt das originale $R_{all} = 20\%$, so wird dieser Wert mit dem Faktor $1/0,972$ multipliziert und es kommt zu einem geänderten Wert $R_{all} = 20,576\%$. Die, auf diese Weise, abgeänderten Werte sind nur für die Wahl des Netzknoten relevant. In der folgenden Arbeit werden ausschließlich die originalen $R_{all}/R_{60\%}$ -Werte angegeben.

Tabelle 5.4: Bewertung der Standorte [1], [4]; ¹⁾Verfügbarkeit geeigneter Netzanschlüsse angenommen; ²⁾Abstand zu 220 kV-Leitung; ³⁾Abstand zu 380 kV-Leitung

Lastknoten	Standort	Typ	Netzabstand in km		f
			Strom	Gas	
Salzburg	Riedersbach	Therm. KW	0 ¹⁾	14	0,972
	Gas-Storage-7fields	Speicher	0,2 ³⁾	0 ¹⁾	0,857
	Berndorf	Produktion	1,9 ³⁾	0 ¹⁾	0,845
	Reitsham	Produktion	7 ³⁾	0 ¹⁾	0,811
	RAG Haidach 5	Speicher	14 ³⁾	0 ¹⁾	0,768
	WINGAS Haidach	Speicher	14 ³⁾	0 ¹⁾	0,768
	GAZPROM Haidach	Speicher	14 ³⁾	0 ¹⁾	0,768
	Aigelsbrunn	Speicher	15 ³⁾	0 ¹⁾	0,762
Hausruck	Puchkirchen	Produktion	17,5 ²⁾	0 ¹⁾	0,786
	Puchkirchen/Haag	Speicher	17,5 ²⁾	0 ¹⁾	0,748
Ernsthofen	Timelkam	Therm. KW	0 ¹⁾	0 ¹⁾	1,000
	Linz Mitte	Therm. KW	0 ¹⁾	0 ¹⁾	1,000
	Linz Süd	Therm. KW	0 ¹⁾	0 ¹⁾	1,000
	Thann	Speicher	4,7 ³⁾	0 ¹⁾	0,826
	Linz	Stahlwerk	22 ³⁾	0 ¹⁾	0,725
Hessenberg	Donawitz	Stahlwerk	1 ²⁾	0 ¹⁾	0,852
Mellach	Neudorf-Werndorf	Therm. KW	0 ¹⁾	0 ¹⁾	1,000
	Mellach	Therm. KW	0 ¹⁾	0 ¹⁾	1,000
Dürnrrohr	Dürnrrohr Verbund	Therm. KW	0 ¹⁾	0 ¹⁾	1,000
	Dürnrrohr EVN	Therm. KW	0 ¹⁾	0 ¹⁾	1,000
	Roseldorf/Stockerau	Produktion	3 ²⁾	0 ¹⁾	0,838
Wien Südost	Simmering	Gaskraftwerk	0 ¹⁾	0 ¹⁾	1,000
	Donaustadt	Gaskraftwerk	0 ¹⁾	0 ¹⁾	1,000
Sarasdorf	Fischamend	Produktion	2,5 ²⁾	0 ¹⁾	0,841
Bisamberg	Korneuburg	Therm. KW	0 ¹⁾	0 ¹⁾	1,000
	Leopoldau	Gaskraftwerk	0 ¹⁾	0 ¹⁾	1,000
	Tallesbrunn	Speicher	2,3 ²⁾	0 ¹⁾	0,842
	Schönkirchen	Speicher	3 ²⁾	0 ¹⁾	0,838
	Neusiedl/Zaya	Produktion	4,2 ²⁾	0 ¹⁾	0,829
	Wildendürnbach	Produktion	18 ²⁾	0 ¹⁾	0,746

6 Simulation

Um Aussagen über die möglichen Standorte einer P2G-Anlage im österreichischen Übertragungsnetz zu treffen, werden an einem Modell Lastflussrechnungen durchgeführt. Zur Verfügung stehen zwei Lastfälle der APG, in einem herrscht ein Ost-West-Lastfluss und in einem ein Nord-Süd-Lastfluss. Die Lastflussberechnungen werden im PSS[®]Sincal der Firma Siemens durchgeführt. Die von der APG bereitgestellten UCTE-Datensätze (Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity) werden ins PSS[®]Sincal importiert und grafisch nacherfasst.

Über die Automatisierungsschnittstelle kann PSS[®]Sincal Befehle entgegennehmen und Ergebnisse bereitstellen. Auf Grund der Abhängigkeit vieler Abänderungen im Netz, wird die Simulation in MATLAB[®] durchgeführt. PSS[®]Sincal kann über MATLAB[®] gesteuert werden und arbeitet mit einer Datenbank, in der MATLAB[®] schreiben und lesen kann. So ist es möglich, das Simulationsnetz zu verändern und Ergebnisse auszulesen. Eine schematische Darstellung der Simulationsumgebung ist in Abbildung 6.1 zu sehen.

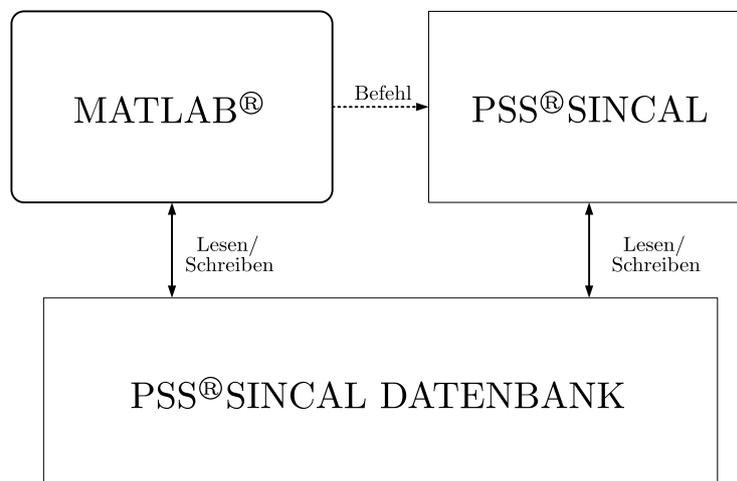


Abbildung 6.1: Simulationsumgebung

Bei dem für die Optimierung zur Verfügung stehenden Simulationsnetz handelt es sich

um das Höchstspannungsnetz Österreichs. Das bedeutet die Netzebene 1 und 2, sprich die 220 kV- und 380 kV-Ebene, sind in diesem Modell nachgebildet. Der Slack liegt bei beiden Lastfällen im Knoten G.

Für jeden Ansatz werden beide Auslastungsparameter R_{all} (5.1) und $R_{60\%}$ (5.2) ausgewertet. Die Nebenbedingungen fließen je nach Ansatz in die Optimierung ein. Die gesamte Simulation gliedert sich nun in zwei Lastfälle, siehe Punkt 6.1 und 6.2, welche sich wiederum in zwei Ansätze, siehe Punkt 5.2 und 5.3, gliedert. Für jeden Ansatz werden zwei Optimierungen durchgeführt mit der Zielfunktion $\min R_{all}$ bzw. $\min R_{60\%}$. Insgesamt gibt es acht verschiedene Szenarien, die Gliederung ist in Abbildung 6.2 dargestellt.

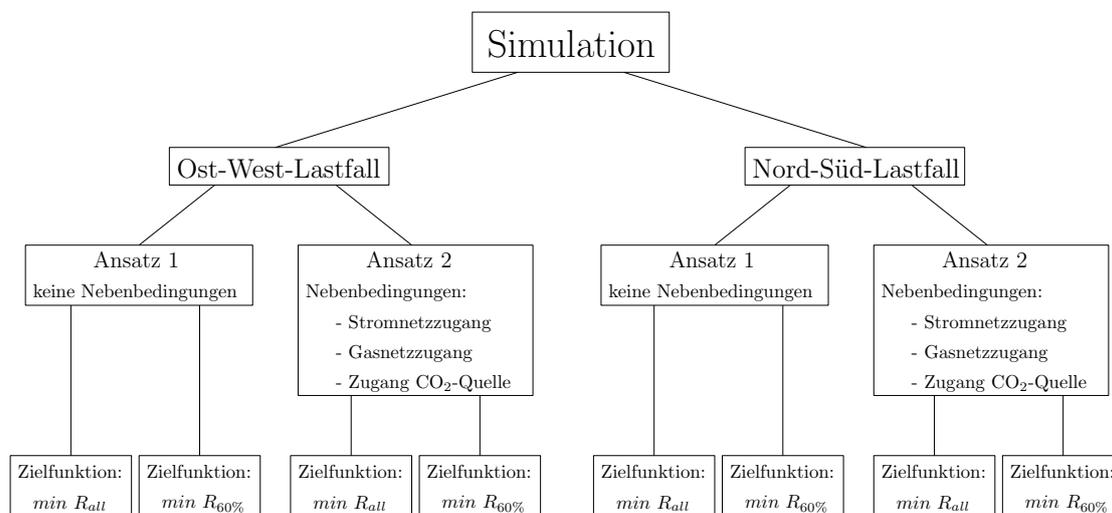


Abbildung 6.2: Überblick der Optimierungen

Um eine Skalierung für die zu installierende P2G-Leistung zu erhalten wird eine Probesimulation nach Ansatz 1 für beide Lastfälle durchgeführt. Die Probesimulation platziert jeweils insgesamt 500 MW an P2G-Leistung. Das Ergebnis, dargestellt in Abbildung 6.3, zeigt, dass die Gradienten der Auslastungsparameter ab 200 MW sehr gering sind bzw. positiv werden. Davon ausgenommen ist der Parameter $R_{60\%}$ im Ost-West-Lastfall, dessen Verlauf flacht erst bei ca. 300 MW ab.

Um aussagekräftige Ergebnisse zu erhalten, werden bei jeder Optimierung jeweils zehn installierte P2G-Lasten zu insgesamt 200 MW als ausreichend angesehen.

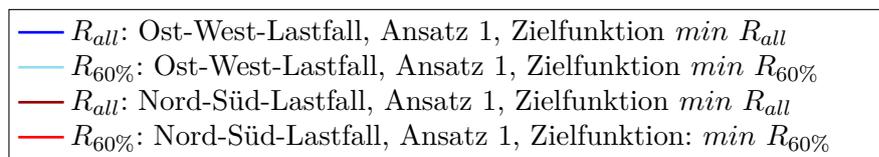
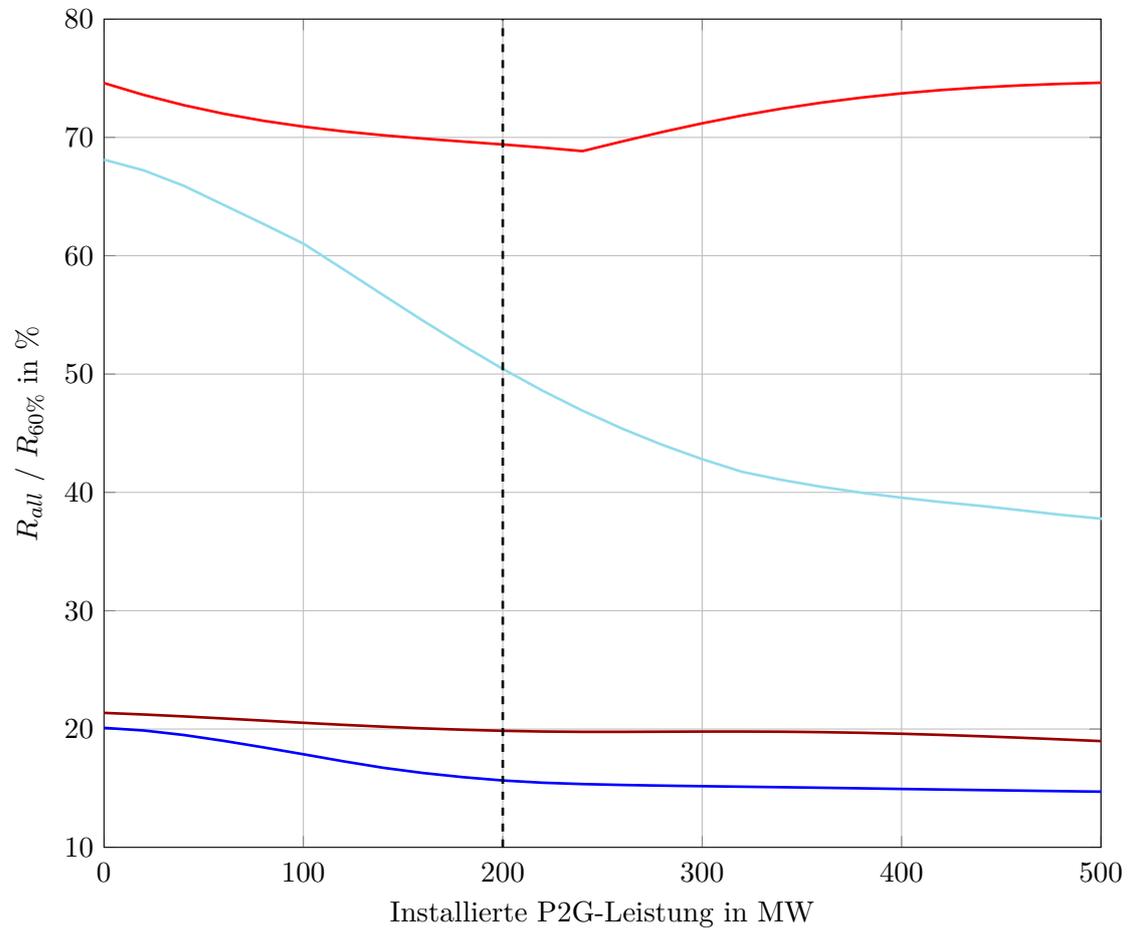


Abbildung 6.3: Verlauf der Leitungsauslastungen für Ansatz 1

6.1 Ost-West-Lastfall

In diesem Lastfall herrscht ein Lastfluss von Ost nach West. Österreich ist in diesem Fall ein Energieexporteur. Strom wird in alle Nachbarländer, bis auf Tschechien, exportiert. In Tabelle 6.1 ist der Lastfall charakterisiert. Die Lasten im Westen, dargestellt in Abbildung 5.1, haben einen Anteil von über 60% an der gesamten inländischen Last.

Tabelle 6.1: Wirkleistungsbilanz Ost-West-Lastfall

	Einspeisung in MW	Last in MW	Westlasten in MW
Inland	4.669	1.990	1.217
Ausland	1.835	4.346	-
Summe in MW	6.504	6.336	-
Verluste in MW	168		

Die Auslastung aller Leitungen R_{all} beträgt 20,10%. Jene Leitungen, deren Auslastung über 60% Prozent liegt, sind in Tabelle 6.2 gelistet. All diese Leitungen sind 220 kV-Leitungen. Vom Knoten D werden rund 1.150 MW Wirkleistung nach Deutschland übertragen, was zu Folge hat, dass die Leitungen rund um Knoten D stark ausgelastet sind. Die Leitungen zwischen den Knoten U und E werden, laut APG Masterplan 2020, bereits zeitweilig mit Engpassmanagement betrieben, dies gilt auch für die Leitungen von Knoten D nach Deutschland. Diese Verbindungen sollen bis zum Jahr 2020 verstärkt werden. [7].

Tabelle 6.2: Leitungen über 60% Auslastung im Ost-West-Lastfall

Leitung	Knoten 1	Knoten 2	Ebene in kV	Auslastung in %
11	D	P	220	63,41
4	D	T	220	67,76
1	I	F	220	71,78
7	D	L	220	73,05
6	D	L	220	74,33
20	D	C	220	71,36
5	U	E	220	61,68
17	U	E	220	61,68

6.1.1 Ansatz 1

Zielfunktion: $\min R_{all}$

Durch eine Verteilung der P2G-Anlagen zu den Netzknoten Ybbsfeld, Dürnrrohr und Jochenstein kann eine Reduzierung der Gesamtauslastung R_{all} um etwa 4,5% erreicht werden. Die stärkste Senkung der Auslastung tritt bei 80 MW bis 140 MW, zwischen vierter und siebter Anlage, ein. Die Auslastung aller Leitungen über 60% Auslastung $R_{60\%}$ wird um 8,8% reduziert. Auch hier erfahren die Leitungen die größte Entlastung zwischen der vierten und achten installierten P2G-Anlage. Das Ergebnis ist in Tabelle 6.3 dargestellt.

Tabelle 6.3: Ost-West-Lastfluss, Ansatz 1, Zielfunktion: $\min R_{all}$

Anlagen á 20 MW	P2G-Standort	R_{all} in %	ΔR_{all} in %	$R_{60\%}$ in %	$\Delta R_{60\%}$ in %
0		20,10		68,12	
1	Ybbsfeld	19,88	-0,22	67,49	-0,63
2	Ybbsfeld	19,50	-0,38	66,47	-1,02
3	Dürnrrohr	19,00	-0,49	65,33	-1,14
4	Dürnrrohr	18,45	-0,55	63,93	-1,40
5	Ybbsfeld	17,87	-0,58	62,16	-1,77
6	Ybbsfeld	17,28	-0,59	60,29	-1,88
7	Jochenstein	16,73	-0,55	58,91	-1,38
8	Jochenstein	16,29	-0,44	57,55	-1,36
9	Jochenstein	15,93	-0,35	56,27	-1,28
10	Jochenstein	15,65	-0,28	55,10	-1,17
Differenz:		-4,45		-13,02	

Eine besonders starke Entlastung wird in den Leitungen 5, 17 und 4 hervorgerufen. Die Doppelleitungen zwischen den Knoten U und E wird von 61,71% auf 33,18% Auslastung reduziert. Die Leitung 4 fällt um knappe 21% und die Auslastungen der Leitungen 11 und 1 werden um 10% bzw. um 17% reduziert. Die Auslandsleitungen von Knoten D nach Deutschland bleiben konstant hoch. Da diese Leitungen eine fixe Wirkleistung übertragen, kann die Leitungsauslastung kaum beeinflusst werden. Der Stromfluss könnte lediglich durch Mindern der Übertragungsverluste reduziert werden. In Abbildung 6.4 sind die einzelnen Leitungen über 60% Auslastung grafisch dargestellt.

Zielfunktion: $\min R_{60\%}$

Bei der Minimierung von $R_{60\%}$ verteilen sich die P2G-Anlagen zu 160 MW auf den Knoten Wallsee. Die restlichen 40 MW fallen auf Aschach und Hausruck, zu sehen in Tabelle 6.4. Insgesamt senkt sich die Auslastung $R_{60\%}$ um 17,68% und R_{all} um 4,11%. Die primäre Bedingung der Optimierung besteht darin, alle Leitungsauslastungen unter 60% zu verschieben. Ist eine Leitung unter 60% Auslastung, so nimmt sie keinen Einfluss mehr an der Optimierung, ausgenommen alle Leitungen sind bereits unter 60%. Nach der vierten Anlage werden nur mehr die Leitungen 11, 4 und 1 in die Optimierungssumme mit eingerechnet, da Leitung 5 und 17 bereits unter 60% Auslastung liegen. Ab der siebten Anlage werden wiederum alle fünf oben genannten Leitungsauslastungen einbezogen, da alle bereits unter 60% liegen. Verbindungen ins Ausland nehmen keinen Einfluss auf die Optimierung, da diese Verbindungen durch die Optimierung nicht entlastet werden können.

Tabelle 6.4: Ost-West-Lastfluss, Ansatz 1, Zielfunktion: $\min R_{60\%}$

Anlagen á 20 MW	P2G-Standort	R_{all} in %	ΔR_{all} in %	$R_{60\%}$ in %	$\Delta R_{60\%}$ in %
0		20,10		68,12	
1	Wallsee	19,91	-0,19	67,21	-0,91
2	Wallsee	19,56	-0,35	65,91	-1,29
3	Wallsee	19,07	-0,48	64,30	-1,62
4	Aschach	18,57	-0,50	62,68	-1,61
5	Hausruck	18,07	-0,50	61,02	-1,66
6	Wallsee	17,49	-0,59	58,87	-2,15
7	Wallsee	16,96	-0,53	56,68	-2,19
8	Wallsee	16,53	-0,42	54,51	-2,17
9	Wallsee	16,22	-0,32	52,42	-2,09
10	Wallsee	15,98	-0,23	50,44	-1,98
Differenz:		-4,11		-17,68	

Besonders die Leitung 1 von Knoten D nach Knoten F wird durch Anlegen einer P2G-Last am Knoten Wallsee entlastet. Die Entlastung der Verbindung zwischen Knoten U und Knoten E ist ident mit der vorherigen Optimierung. Trotz unterschiedlich gewählter Knoten für die P2G-Lasten reduziert sich die Auslastung ebenfalls auf 33,18%. Auch die Auslastungen der restlichen Leitungen, welche nicht nach Deutschland führen, sinken sogar unter 50%. Die Auslastungen der einzelnen Leitungen über 60% sind in Abbildung 6.4 strichliert dargestellt.

Auffällig ist, dass die Optimierungen keine gemeinsamen Knoten für eine P2G-Anlage haben. Grund dafür sind die unterschiedlichen Zielfunktionen und die örtliche Verteilung Leitungsauslastungen. Die Abbildung 6.4 veranschaulicht die Auswirkung der beiden Optimierungen mit unterschiedlichen Zielfunktionen. Vor allem die Leitung 1 wird durch die veränderte Zielfunktion, auf $\min R_{60\%}$, deutlich reduziert. Durch gezieltes Setzen der P2G-Lasten im Konten P und T werden die anliegenden Leitungen zusätzlich entlastet. Die Entlastungen der einzelnen Verbindungen durch Minimierung von $R_{60\%}$ ist zwar deutlich höher, jedoch stieg damit die gesamte Leitungsauslastung R_{all} . Die Ergebnisse der Optimierungen der beiden Zielfunktionen unterscheiden sich im Parameter R_{all} allerdings nur gering, um ca. 0,3%.

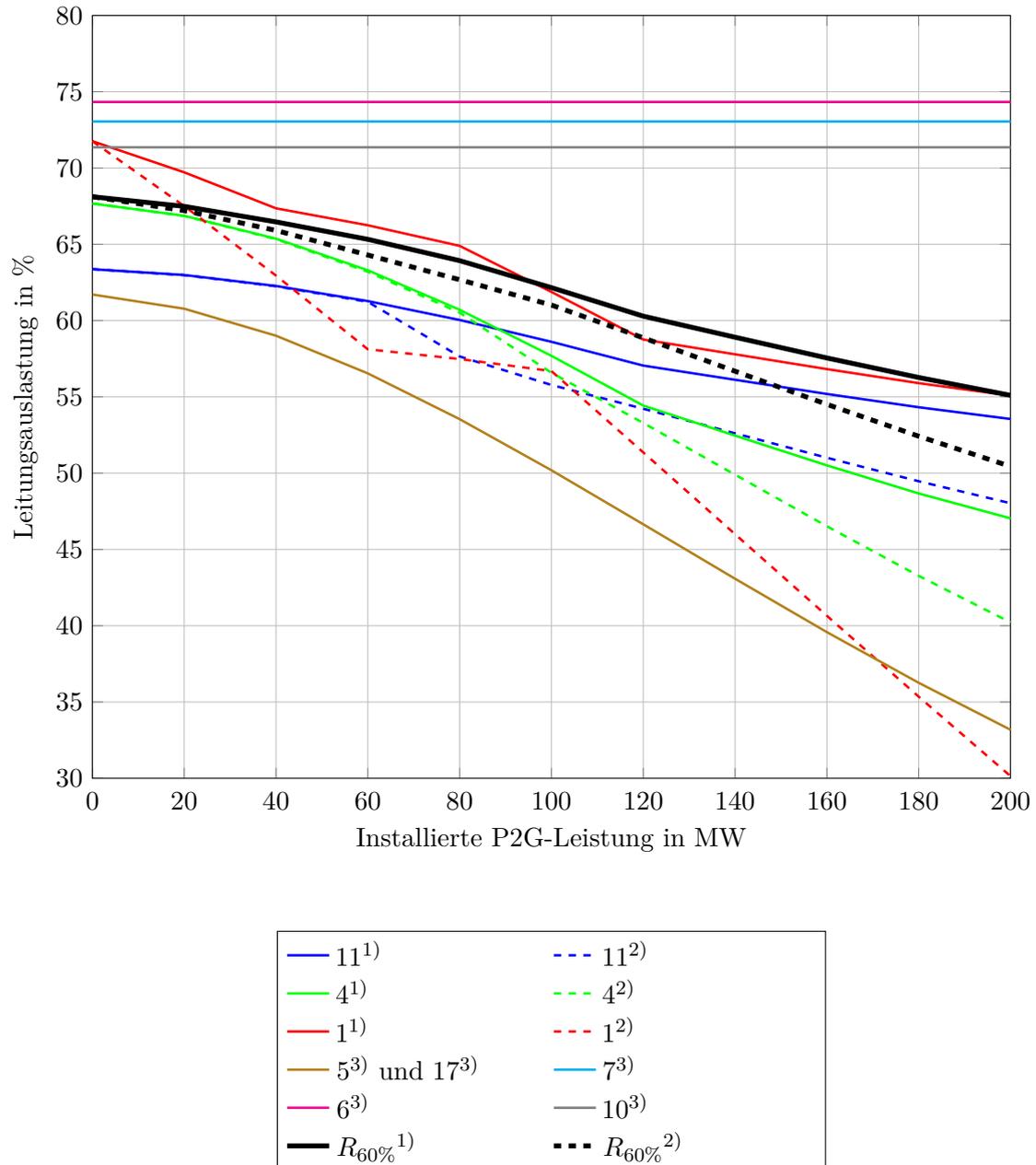


Abbildung 6.4: Verlauf der Leitungsauslastungen für Ansatz 1 im Ost-West-Lastfall;
¹⁾ Verlauf der Leitungsauslastung für die Zielfunktion $\min R_{all}$; ²⁾ Verlauf der Leitungsauslastung für die Zielfunktion $\min R_{60\%}$; ³⁾ Verlauf der Leitungsauslastungen ist für beide Zielfunktionen ($\min R_{all}$ und $\min R_{60\%}$) annähernd ident

6.1.2 Ansatz 2

Zielfunktion: $\min R_{all}$

Die Optimierung ergibt eine Verteilung der P2G-Anlagen an zwei Standorten. Die ersten 100 MW werden in Dürnrrohr und die zweiten 100 MW in Bisamberg installiert. Durch Einschränkung der verfügbaren Knoten kann die Gesamtleitungsauslastung nicht ganz so entlastet werden wie in Ansatz 1, siehe Punkt 6.1.1. Jedoch ist die Auslastung der 60%-Leitungen stärker gesunken. Die Auslastung R_{all} reduziert sich um etwa 4,09% und $R_{60\%}$ um etwa 13,65%.

Tabelle 6.5: Ost-West-Lastfluss, Ansatz 2, Zielfunktion: $\min R_{all}$

Anlagen á 20 MW	P2G-Standort	R_{all} in %	ΔR_{all} in %	$R_{60\%}$ in %	$\Delta R_{60\%}$ in %
0		20,10		68,12	
1	Dürnrrohr	19,90	-0,20	67,69	-0,43
2	Dürnrrohr	19,53	-0,36	66,87	-0,82
3	Dürnrrohr	19,05	-0,48	65,73	-1,14
4	Dürnrrohr	18,51	-0,54	64,33	-1,40
5	Dürnrrohr	17,96	-0,55	62,76	-1,57
6	Bisamberg	17,41	-0,55	61,06	-1,70
7	Bisamberg	16,91	-0,49	59,33	-1,73
8	Bisamberg	16,54	-0,37	57,62	-1,71
9	Bisamberg	16,24	-0,30	55,99	-1,64
10	Bisamberg	16,01	-0,23	54,46	-1,52
Differenz:		-4,09		-13,65	

Alle Leitungen, die ursprünglich über 60% ausgelastet sind, können unter 60% Auslastung reduziert werden. Die Leitungen 5 und 17 von Knoten U nach E sinken, wie schon in Punkt 6.1.1, auf 33,18%. Diese Reduzierung wird hauptsächlich durch das gleichmäßige Absenken der Westlasten und durch die Erhöhung der nicht im Westen liegenden Lasten hervorgerufen. Die Auslandsleitungen können aus bereits genannten Gründen nicht beeinflusst werden. Die Ergebnisse der Leitungsauslastungen sind grafisch in Abbildung 6.5 dargestellt.

Zielfunktion: $\min R_{60\%}$

Bei der Minimierung von $R_{60\%}$ wird die gesamte Last von 200 MW dem Standort Bisamberg zugeteilt. Die Ergebnisse sind in Tabelle 6.6 gelistet und unterscheiden sich,

bis auf die Standorte, kaum von den Ergebnissen der Minimierung auf R_{all} . Auch bei Betrachtung der einzelnen Leitungen gibt es kaum Unterschiede. Lediglich die Leitung 1 reduziert sich um ca. 1% im Vergleich zur Minimierung von R_{all} , grafisch dargestellt in Abbildung 6.5.

Tabelle 6.6: Ost-West-Lastfluss, Ansatz 2, Zielfunktion: $\min R_{60\%}$

Anlagen á 20 MW	P2G-Standort	R_{all} in %	ΔR_{all} in %	$R_{60\%}$ in %	$\Delta R_{60\%}$ in %
0		20,10		68,12	
1	Bisamberg	19,90	-0,20	67,66	-0,46
2	Bisamberg	19,55	-0,36	66,83	-0,84
3	Bisamberg	19,07	-0,47	65,66	-1,16
4	Bisamberg	18,55	-0,53	64,25	-1,42
5	Bisamberg	18,00	-0,55	62,65	-1,59
6	Bisamberg	17,45	-0,55	60,96	-1,70
7	Bisamberg	16,97	-0,49	59,22	-1,73
8	Bisamberg	16,59	-0,37	57,51	-1,71
9	Bisamberg	16,29	-0,30	55,88	-1,64
10	Bisamberg	16,06	-0,23	54,36	-1,52
Differenz:		-4,04		-13,76	

Durch die reduzierte Auswahl an Netzknoten ist der Unterschied der Ergebnisse der beiden Optimierungen marginal. Die Knoten Bisamberg und Dürnrohr, welche nordöstlich in Österreich liegen, werden hier als einzige Standorte ermittelt. Diese Standorte scheinen plausibel, da mit zusätzlichen Lasten der Ost-West-Lastfluss gedämpft wird. Außerdem ist auch der Großteil Österreichs Windkraftanlagen in dieser Region angesiedelt. Die Gasspeicher in Tallesbrunn und Schönkirchen bieten eine ideale Speicherung der in Methan umgesetzten Energie. Laut Tabelle 5.4 sind die Kraftwerke Korneuburg und Leopoldau hinsichtlich der Investitionskosten die besten Optionen für eine Positionierung einer P2G-Anlage.

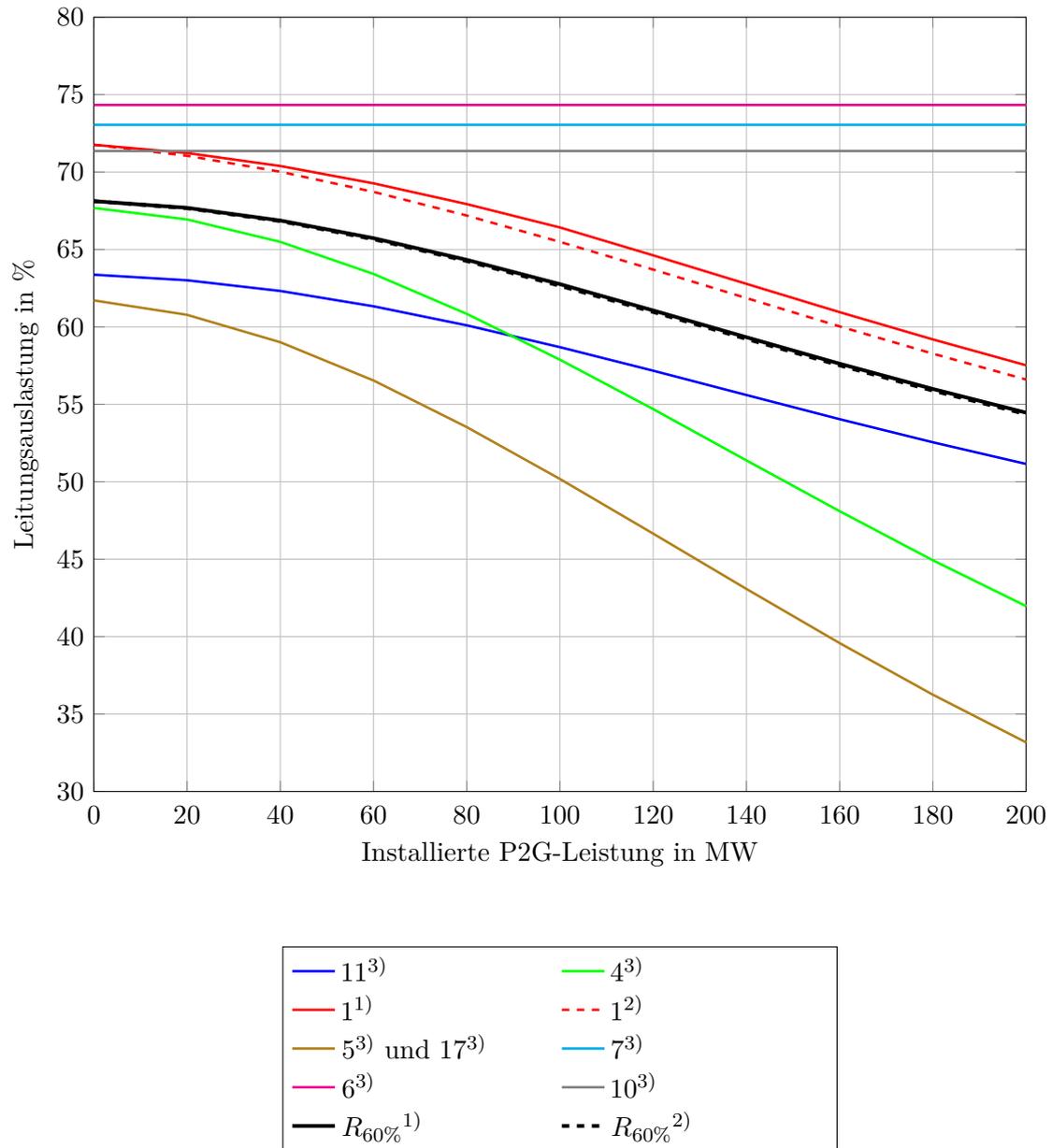


Abbildung 6.5: Verlauf der Leitungsauslastungen für Ansatz 2 im Ost-West-Lastfall;
¹⁾ Verlauf der Leitungsauslastung für die Zielfunktion $\min R_{all}$; ²⁾ Verlauf der Leitungsauslastung für die Zielfunktion $\min R_{60\%}$; ³⁾ Verlauf der Leitungsauslastungen ist für beide Zielfunktionen ($\min R_{all}$ und $\min R_{60\%}$) annähernd ident

6.1.3 Gegenüberstellung

Die im Ost-West-Lastfall ermittelten Ergebnisse der beiden Auslastungsparameter R_{all} und $R_{60\%}$ werden in den Abbildungen 6.6 und 6.7 gegenübergestellt.

Aus Abbildung 6.6 geht hervor, dass die Auslastung aller Leitungen R_{all} mit dem Ansatz 1 und der Zielfunktion $\min R_{all}$ am tiefsten sinkt. Dies ist auch zu erwarten, da im Ansatz 1 alle Netzknoten zur Verfügung stehen und R_{all} minimiert wird. Der Unterschied zur Zielfunktion $\min R_{all}$ beträgt knapp 0,4%. Die ermittelten R_{all} -Werte des Ansatz 2 unterscheiden sich kaum voneinander. Der Auslastungsfaktor R_{all} bei der Optimierung mit der Zielfunktion $\min R_{all}$ liegt nur knapp unter jenem mit der Zielfunktion $\min R_{60\%}$.

Der Auslastungsfaktor jener Leitungen über 60% Auslastung $R_{60\%}$ ist erwartungsgemäß im Ansatz 1 mit der Zielfunktion $\min R_{60\%}$ am geringsten. Der Unterschied zur Zielfunktion $\min R_{all}$ ist deutlich und beträgt knapp 5%. Dabei ist ersichtlich, dass ab 120 MW der $R_{60\%}$ -Wert, in Abbildung 6.7 durchgehend grün eingezeichnet, knickt und danach flacher weiterläuft. Die ermittelten $R_{60\%}$ -Werte des Ansatz 2 unterscheiden sich wiederum kaum. Die begrenzten Netzknoten des Ansatz 2 lassen zwischen den Ergebnissen beider Zielfunktionen wenig Spielraum. Der Auslastungsfaktor $R_{60\%}$ bei der Optimierung mit der Zielfunktion $\min R_{60\%}$ liegt nur knapp unter jenem mit der Zielfunktion $\min R_{all}$.

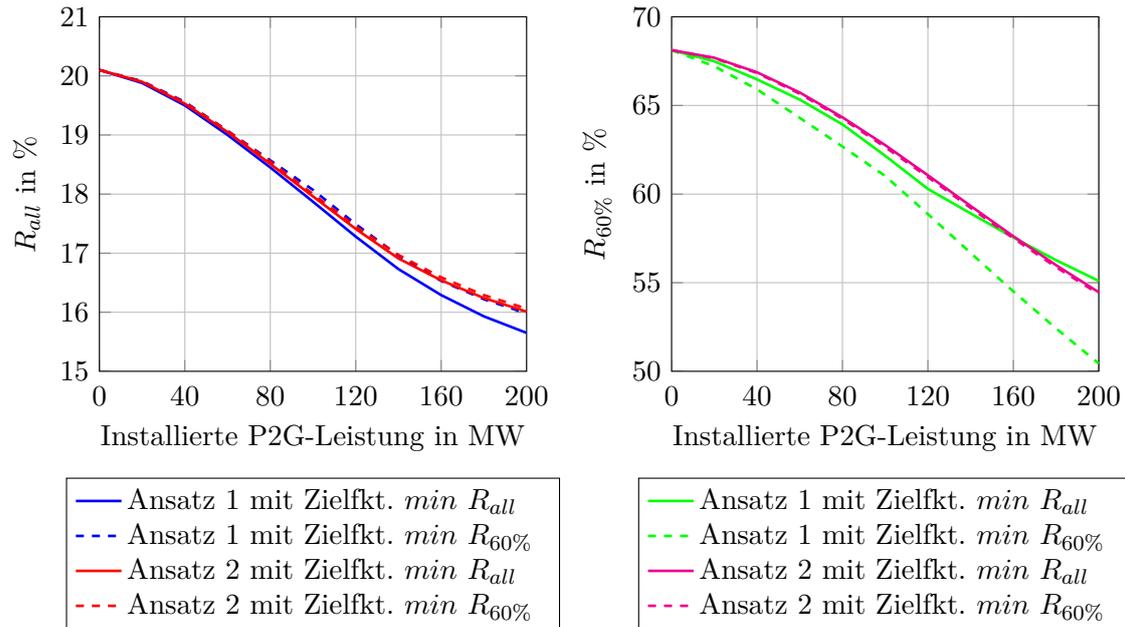


Abbildung 6.6: Ost-West-Lastfall: Gegenüberstellung der ermittelten R_{all} -Werte

Abbildung 6.7: Ost-West-Lastfall: Gegenüberstellung der ermittelten $R_{60\%}$ -Werte

Die Simulationsergebnisse des Ost-West-Lastfalls sind geografisch in Abbildung 6.8 gegenübergestellt. Alle Standorte befinden sich im Norden Österreichs, wobei sich die Standorte aus Ansatz 1 eher im Norden befinden und jene des Ansatz 2 im Nordosten. Die Standorte von Ansatz 2 beschränken sich auf Bisamberg und Dürnröhr. Den einzige Standort der in beiden Ansätzen vorkommt ist Dürnröhr.

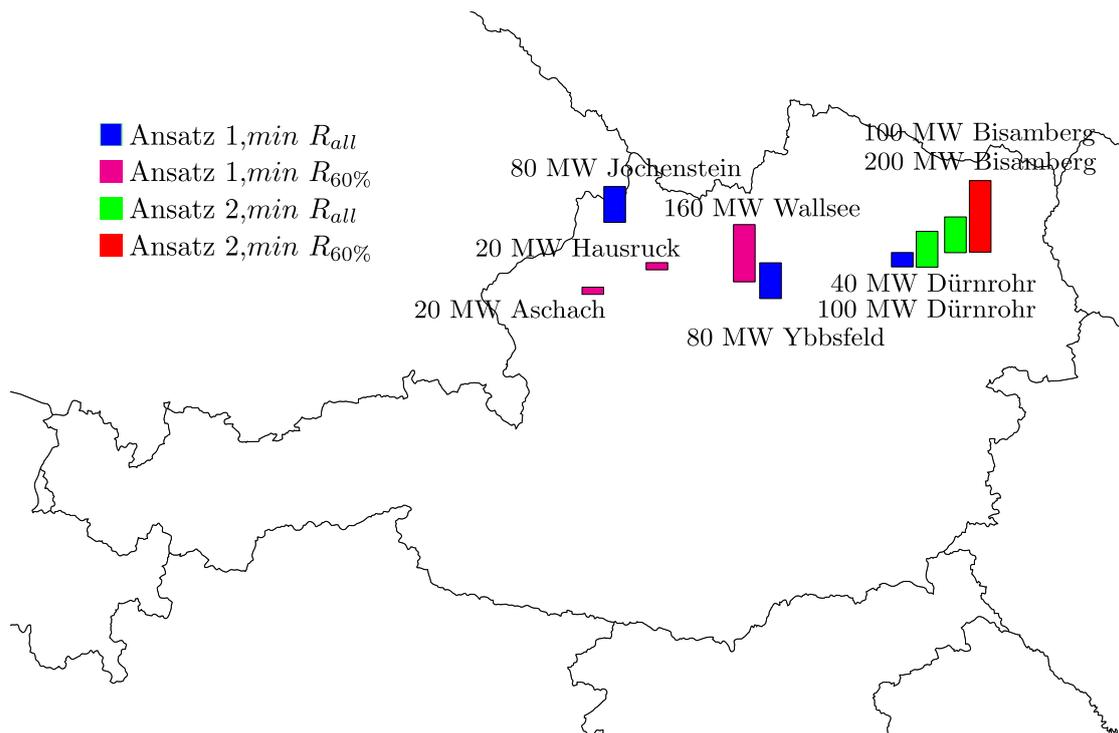


Abbildung 6.8: Standorte Ost-West-Lastfall

6.2 Nord-Süd-Lastfall

Der Nord-Süd-Lastfall bezieht, im Gegensatz zum Ost-West-Lastfall, viel elektrische Energie aus dem Ausland. Der Großteil der insgesamt importierten Energie wird von den nördlich gelegenen Nachbarländer bezogen. Nach Italien, Slowenien und vor allem in die Schweiz wird exportiert. Die Importe werden hauptsächlich für die Deckung inländischer Lasten benötigt. Der Inlandsverbrauch ist im Gegensatz zum Ost-West-Lastfluss um das 2,5-fache höher. Die Westlasten sind auch erhöht, machen jedoch nur 30% der Inlandslasten aus. Die Eckpunkte dieses Lastfalls sind in Tabelle 6.7 zusammengefasst.

Die Auslastung aller Leitungen beträgt in diesem Fall 21,37%. Auch die kritischen Einzelbelastungen mancher Leitungen sind höher als im Ost-West-Lastfall. In Tabelle 6.8 sind alle Leitungen, die im Grundzustand über 60% Auslastung besitzen, und jene, die im Verlauf der Optimierung die 60%-Marke überschreiten, dargestellt. Wie bereits im Ost-West-Lastfall ist eine Leitung von Knoten D Richtung Deutschland stark ausgelastet. Auch die Verbindung von G nach Tschechien ist erhöht belastet. Die restlichen kritischen Verbindungen befinden sich zwischen Knoten U und Knoten E. Die Knoten von West

Tabelle 6.7: Wirkleistungsbilanz Nord-Süd-Lastfall

	Einspeisung in MW	Last in MW	Westlasten in MW
Inland	836	5.154	1.519
Ausland	5.572	1.144	-
Summe in MW	6.408	6.298	-
Verluste in MW	110		

nach Ost sind U, R, V, Q und E. Eine Verstärkung dieser Strecke scheint notwendiger als im Lastfall zuvor.

Tabelle 6.8: Leitungen über 60% Auslastung im Nord-Süd-Lastfall

Leitung	Knoten 1	Knoten 2	Ebene in kV	Auslastung in %
15	K	A	220	26,06
19	K	A	220	26,06
20	D	C	220	74,97
8	Q	E	220	51,59
16	Q	E	220	51,59
18	V	Q	220	64,76
21	V	Q	220	64,76
2	R	S	220	89,85
3	R	S	220	89,85
13	V	S	220	76,14
12	V	S	220	76,14
14	G	B	380	60,25
intern	E	E	220	49,43

6.2.1 Ansatz 1

Zielfunktion: $\min R_{all}$

Das Ergebnis unterscheidet sich deutlich vom Ost-West-Lastfall. Die Verteilung der P2G-Anlagen fällt zum Großteil auf Westösterreich. Die ersten 40 MW liegen am Knoten Prutz in Tirol, die zweiten 40 MW am Knoten Jochenstein an der deutsch-österreichischen Grenze in Oberösterreich und die restlichen 120 MW am Knoten Westtirol. Durch diese Verteilung kann der Auslastungsparameter R_{all} nur um 1,51% gesenkt werden. Auch der Parameter $R_{60\%}$ wird lediglich um 2,52% reduziert. Das Ergebnis des ersten Ansatzes ist in Tabelle 6.9 zusammengefasst.

Tabelle 6.9: Nord-Süd-Lastfluss, Ansatz 1, Zielfunktion: $\min R_{all}$

Anlagen á 20 MW	P2G-Standort	R_{all} in %	ΔR_{all} in %	$R_{60\%}$ in %	$\Delta R_{60\%}$ in %
0		21,37		74,59	
1	Prutz	21,23	-0,14	73,63	-0,96
2	Prutz	21,07	-0,16	72,82	-0,81
3	Jochenstein	20,89	-0,18	73,23	0,41
4	Jochenstein	20,71	-0,18	73,77	0,54
5	Westtirol	20,53	-0,18	73,33	-0,45
6	Westtirol	20,35	-0,17	72,97	-0,35
7	Westtirol	20,20	-0,16	72,69	-0,28
8	Westtirol	20,06	-0,14	72,46	-0,23
9	Westtirol	19,94	-0,12	72,27	-0,20
10	Westtirol	19,85	-0,09	72,07	-0,19
Differenz:		-1,51		-2,52	

Im Hinblick auf die stark ausgelasteten Leitungen, ist eine Entlastung der Verbindung von Knoten R bzw. V nach Knoten S zu erkennen. Es kommt jedoch auch zu einem leichten Anstieg der Leitungen zwischen Knoten V und Q sowie zwischen Knoten D und C, wobei letzterer marginal ist und auf eine Steigerung der Übertragungsverluste zurückzuführen ist. Deutlich stärker, und zwar um über 10%, steigen die Leitungen von Knoten Q nach Knoten E und eine interne Leitung innerhalb des Knotens E. Der Parameter $R_{60\%}$, der in den Tabellen 6.9-6.12 eingetragen ist, umfasst nur die Leitungen, die ursprünglich über 60% ausgelastet sind. Dies dient zur Vergleichbarkeit zwischen allen Optimierungen, die im Nord-Süd-Lastfall durchgeführt werden. Bei der Minimierung von $R_{60\%}$ nehmen jedoch auch die zusätzlichen kritischen Leitungen Einfluss auf die Optimierung, welche durch die Optimierung über 60% belastet werden. Die einzelnen Leitungsauslastungen sind in Abbildung 6.9 dargestellt.

Zielfunktion: $\min R_{60\%}$

Laut Optimierung wird die größte Entlastung der kritischen Leitungen durch ein Positionieren aller zehn P2G-Lasten am Knoten Silz erzielt. Die Auslastung aller Leitungen R_{all} fällt auf unter 20%, auf 19,99%, und $R_{60\%}$ sinkt unter 70%, auf 69,40%. In der Optimierung bleibt die Summe der Westlasten gleich, da der Knoten Silz auch im Westen liegt. Jedoch kommt es zu einer Umverteilung der Westlasten, die eine Entlastung mit

sich bringt. Das Ergebnis ist in Tabelle 6.10 eingetragen.

Tabelle 6.10: Nord-Süd-Lastfluss, Ansatz 1, Zielfunktion: $\min R_{60\%}$

Anlagen á 20 MW	P2G-Standort	R_{all} in %	ΔR_{all} in %	$R_{60\%}$ in %	$\Delta R_{60\%}$ in %
0		21,37		74,59	
1	Silz	21,26	-0,11	73,58	-1,01
2	Silz	21,12	-0,13	72,72	-0,86
3	Silz	20,97	-0,15	72,00	-0,72
4	Silz	20,80	-0,17	71,40	-0,60
5	Silz	20,63	-0,17	70,91	-0,49
6	Silz	20,47	-0,16	70,51	-0,40
7	Silz	20,32	-0,15	70,18	-0,33
8	Silz	20,18	-0,14	69,90	-0,28
9	Silz	20,07	-0,11	69,65	-0,25
10	Silz	19,99	-0,09	69,40	-0,25
Differenz:		-1,38		-5,19	

Besonders für die Leitungen im Westen bringt diese Verteilung Entlastung. Die Auslastung der Verbindung V-S sinkt um 6,66% und jene zwischen Knoten R und S um gar 13,22%. Die Leitungen 8 und 16 erfahren nur eine kleine Reduzierung des Stromes, um ca. 1%. Die Leitungen die bei der Minimierung von R_{all} über 60% Auslastung steigen, bleiben hier knapp unter 60%. Die Leitungen ins Ausland ändern sich kaum bzw. beinahe gar nicht. Die Resultate der einzelnen Leitungsauslastungen sind in Abbildung 6.9 zusammengefasst.

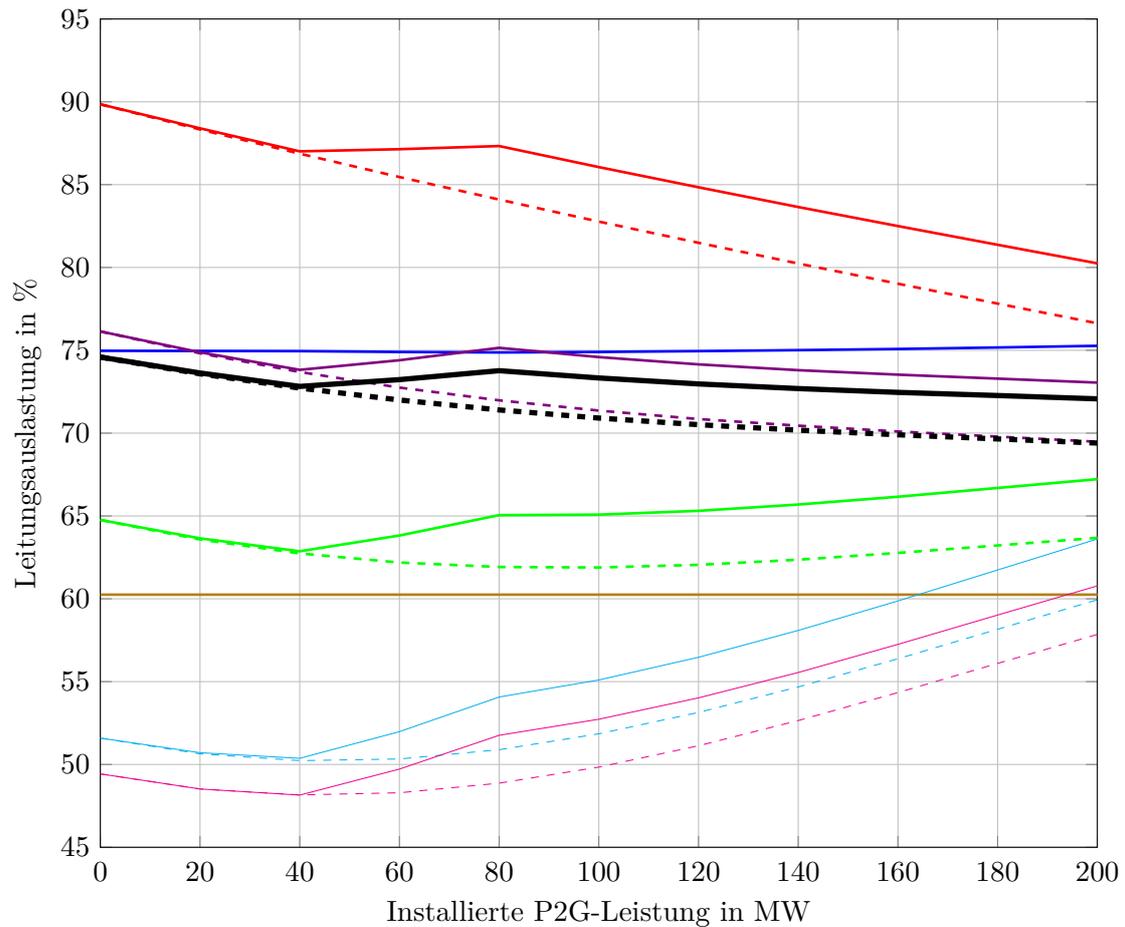


Abbildung 6.9: Verlauf der Leitungsauslastungen für Ansatz 1 im Nord-Süd-Lastfall;
¹⁾ Verlauf der Leitungsauslastung für die Zielfunktion $\min R_{all}$; ²⁾ Verlauf der Leitungsauslastung für die Zielfunktion $\min R_{60\%}$; ³⁾ Verlauf der Leitungsauslastungen ist für beide Zielfunktionen ($\min R_{all}$ und $\min R_{60\%}$) annähernd ident

6.2.2 Ansatz 2

Zielfunktion: $\min R_{all}$

Keiner der Knoten, die in Ansatz 1, siehe Abbildung 5.4, ermittelt worden sind, stehen in diesem Ansatz zu Verfügung. Nachdem zuvor nur wenig Entlastung erreicht wurde, ist hier mit noch weniger Entlastung zu rechnen. Alle 200 MW-P2G-Lasten werden am Knoten Dürnrohr platziert, der u.a. schon im Ost-West-Lastfall ermittelt wurde. Von einer Entlastung kann in diesem Fall nicht gesprochen werden, der Parameter R_{all} sinkt gerade einmal um 0,09%, während $R_{60\%}$ sogar um 7,18% steigt, zu sehen in Tabelle 6.11.

Tabelle 6.11: Nord-Süd-Lastfluss, Ansatz 2, Zielfunktion: $\min R_{all}$

Anlagen á 20 MW	P2G-Standort	R_{all} in %	ΔR_{all} in %	$R_{60\%}$ in %	$\Delta R_{60\%}$ in %
0		21,37		74,59	
1	Dürnrohr	21,33	-0,03	74,74	0,15
2	Dürnrohr	21,28	-0,05	75,04	0,30
3	Dürnrohr	21,21	-0,07	75,48	0,44
4	Dürnrohr	21,15	-0,07	76,05	0,58
5	Dürnrohr	21,08	-0,07	76,76	0,71
6	Dürnrohr	21,03	-0,05	77,59	0,82
7	Dürnrohr	21,01	-0,02	78,52	0,93
8	Dürnrohr	21,03	0,02	79,53	1,02
9	Dürnrohr	21,11	0,08	80,62	1,09
10	Dürnrohr	21,27	0,17	81,77	1,14
Differenz:		-0,09		+7,18	

Kein Zustand einer Leitung über 60% Auslastung wird verbessert bzw. teilweise stark verschlechtert. Zu den acht Verbindungen kommen in dieser Optimierung noch fünf weitere hinzu, die über 60% Auslastung betrieben werden. Ernsthaft betroffen sind die Leitungen von Knoten R bzw. V nach S, die auf eine Auslastung von 93,35% bzw. 85,80% steigen. Dies Zustände sind schon als äußerst kritisch zu bewerten. Die Verbindung zwischen Knoten V und Q kommt auch auf eine Auslastung von knapp 80%. Die ursprünglich normal ausgelasteten Leitungen 8, 16 und eine interne Leitung im Knoten E steigen um ca. 25% und sind in etwa zu 75% ausgelastet. Den größten Anstieg hat die Doppelleitung zwischen Konten K und A. Die Ströme werden in den Leitungen mehr als verdoppelt. Ihre Auslastung beträgt knapp über 60%. Die einzelnen Leitungsauslastungen sind in Abbildung 6.10 im Detail beschrieben.

Minimierung: $\min R_{60\%}$

Durch die Umverteilung von 200 MW können die kritischen Leitungen, in diesem Ansatz bzw. Optimierung nicht entlastet werden. Die Wahl des Standortes Mellach ist eher suboptimal einzuschätzen, da es zu keiner Entlastung kommt. Jedoch hätten andere Standorte eine noch höhere Belastung der Leitungen zur Folge. Der Parameter $R_{60\%}$ in Tabelle 6.12 ist sogar etwas größer als in Tabelle 6.11, dies rührt daher, dass nur jene Leitungen summiert werden, die schon im Grundzustand über 60% ausgelastet sind. Ein Blick auf die zusätzlich hinzukommenden Leitungen zeigt jedoch, dass diese Optimierung einen Vorteil für die kritischen Leitungen bringt. Die Auslastung aller Leitungen R_{all} steigt um 0,46%. In Tabelle 6.12 ist das Ergebnis der Minimierung von $R_{60\%}$ eingetragen.

Tabelle 6.12: Nord-Süd-Lastfluss, Ansatz 2, Zielfunktion: $\min R_{60\%}$

Anlagen á 20 MW	P2G-Standort	R_{all} in %	ΔR_{all} in %	$R_{60\%}$ in %	$\Delta R_{60\%}$ in %
0		21,37		74,59	
1	Mellach	21,40	0,03	74,74	0,15
2	Mellach	21,41	0,01	75,04	0,30
3	Mellach	21,41	0,00	75,49	0,44
4	Mellach	21,41	-0,01	76,07	0,58
5	Mellach	21,40	-0,01	76,78	0,71
6	Mellach	21,40	0,01	77,60	0,83
7	Mellach	21,44	0,04	78,53	0,93
8	Mellach	21,51	0,07	79,55	1,02
9	Mellach	21,63	0,13	80,64	1,09
10	Mellach	21,82	0,19	81,79	1,15
Differenz:		+0,46		+7,20	

Die Ergebnisse sind fast ident mit der Optimierung zuvor, lediglich die Verbindung K-A wird um 1% weniger belastet als in der Zielfunktion auf R_{all} . Die Ergebnisse aller Leitungen ist in Abbildung 6.10 zusammengefasst.

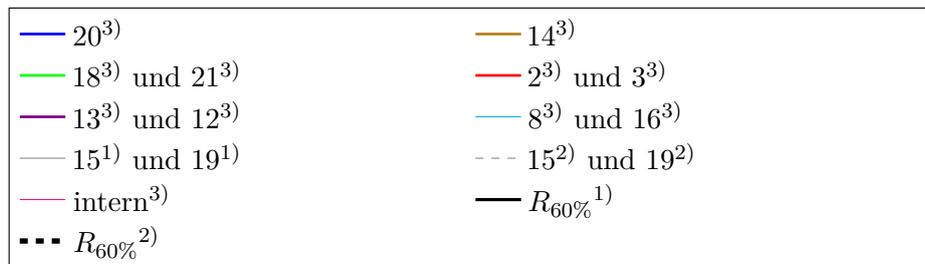
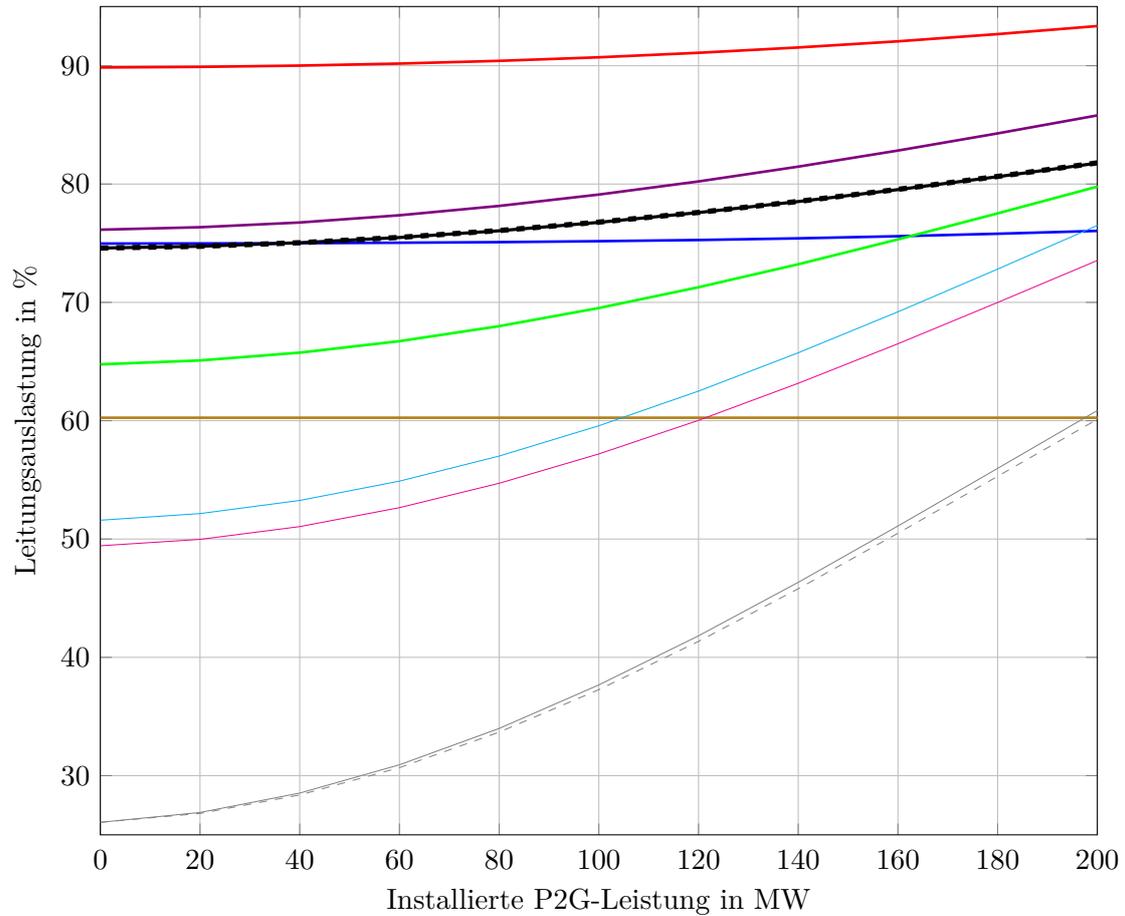


Abbildung 6.10: Verlauf der Leitungsauslastungen für Ansatz 2 im Nord-Süd-Lastfall;
¹⁾ Verlauf der Leitungsauslastung für die Zielfunktion $\min R_{all}$; ²⁾ Verlauf der Leitungsauslastung für die Zielfunktion $\min R_{60\%}$; ³⁾ Verlauf der Leitungsauslastungen ist für beide Zielfunktionen ($\min R_{all}$ und $\min R_{60\%}$) annähernd ident

6.2.3 Gegenüberstellung

Die im Nord-Süd-Lastfall ermittelten Ergebnisse der beiden Auslastungsparameter R_{all} und $R_{60\%}$ werden in den Abbildungen 6.11 und 6.12 gegenübergestellt.

In Abbildung 6.11 ist zu erkennen, dass R_{all} im Ansatz 1 für beide Zielfunktionen ähnlich ist. Die beiden Kurven unterscheiden sich nur marginal. Im Gegensatz zu Ansatz 2, hier klaffen die Kurven weiter auseinander. Interessant hierbei ist der Anstieg des R_{all} -Wertes trotz Optimierung. Während R_{all} im Ansatz 2 mit der Zielfunktion $\min R_{all}$ den Wert nach 200 MW installierter Last halten kann, steigt der Wert mit der Zielfunktion $\min R_{60\%}$ deutlich an.

Der Verlauf der Auslastungsfaktoren jener Leitungen über 60% Auslastung $R_{60\%}$ sind in Ansatz 1 für beide Zielfunktionen gleich. Lediglich zwischen 40 MW und 80 MW knickt die $R_{60\%}$ -Kurve bei der Zielfunktion $\min R_{all}$ nach oben. Grund dafür ist, dass in diesem Bereich 40 MW im Knoten Jochenstein platziert werden, welcher nicht zu den Westlasten gehört. Ansonsten werden alle P2G-Lasten im Ansatz 1 bei den Westlasten platziert. Ansatz 2 verursacht einen hohen Anstieg der Auslastung der Leitungen über 60% Auslastung. Ein Unterschied zwischen den beiden Zielfunktion ist nicht zu erkennen.

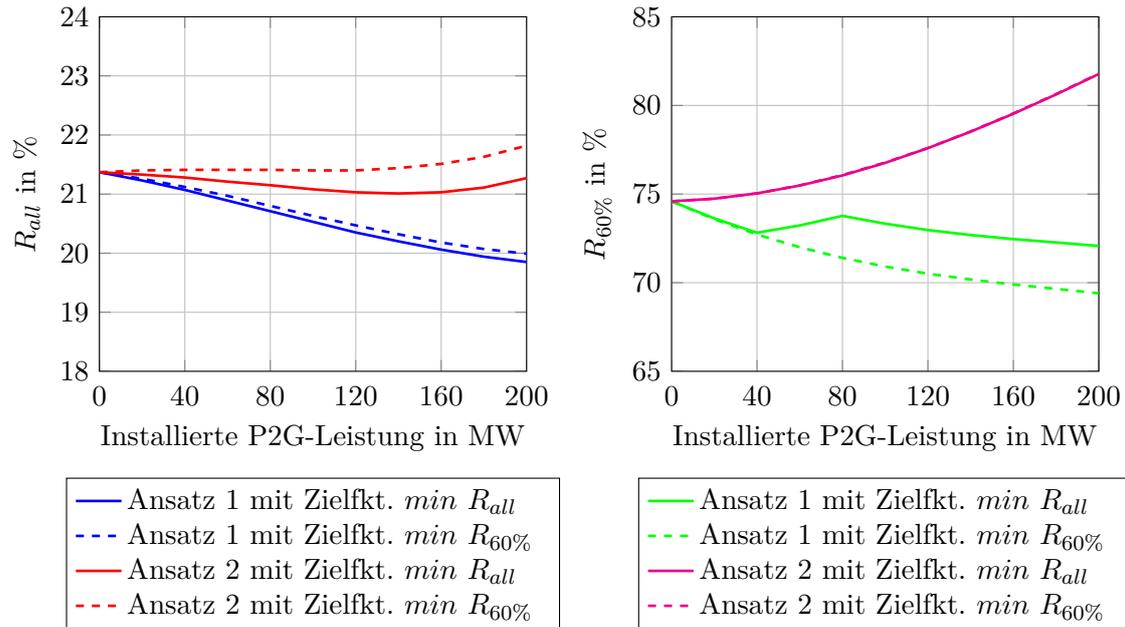


Abbildung 6.11: Nord-Süd-Lastfall: Gegenüberstellung der ermittelten R_{all} -Werte

Abbildung 6.12: Nord-Süd-Lastfall: Gegenüberstellung der ermittelten $R_{60\%}$ -Werte

Die Simulationsergebnisse des Nord-Süd-Lastfalls sind geografisch in Abbildung 6.13 gegenübergestellt. Die Standorte sind in diesem Lastfall verstreut. Die Lokalitätsoptimierung in Ansatz 1 befindet die westlich Netzknoten am günstigsten. Ansatz 2 liefert Mellach und Dürnrohr als günstigste Lokalitäten.

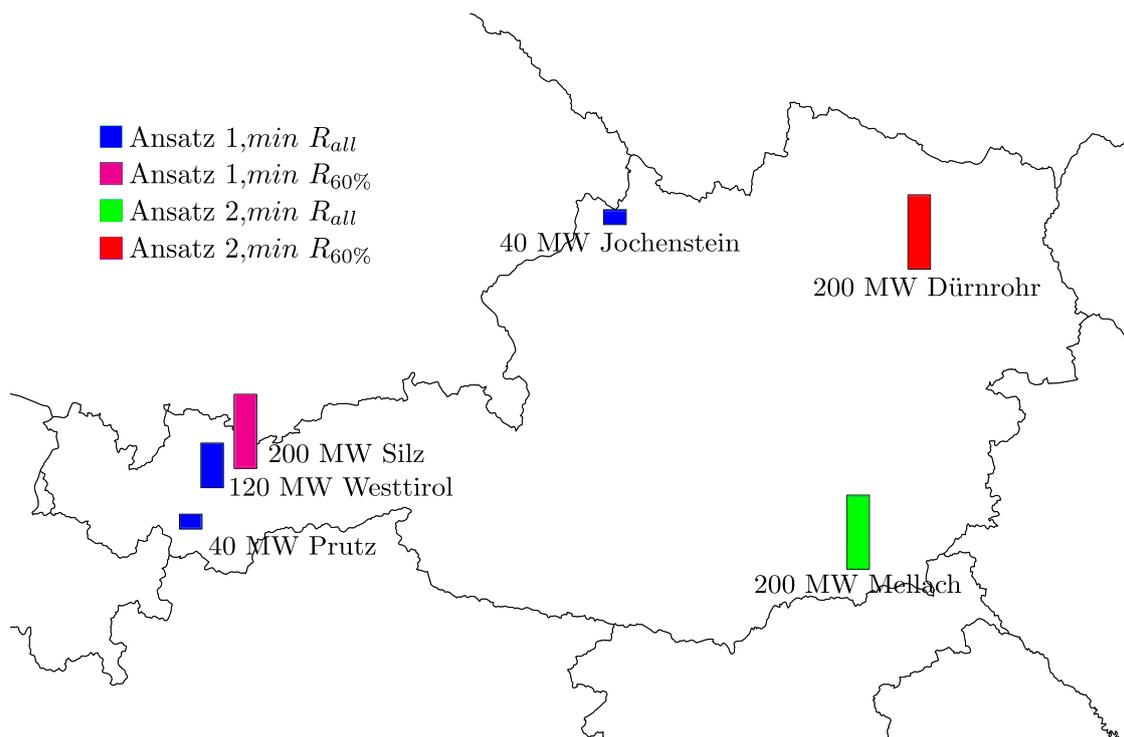


Abbildung 6.13: Standorte Nord-Süd-Lastfall

7 Zusammenfassung und Ausblick

In diesem Abschnitt werden die aus der Arbeit erhaltenen Ergebnisse zusammengefasst und ein Ausblick für weitere Arbeiten in diesem Bereich gegeben.

7.1 Zusammenfassung

Die Simulationen im Ost-West-Lastfall haben gezeigt, dass durch P2G-Anlagen eine Reduzierung der Netzauslastung gut möglich ist. Vor allem der Standort Bisamberg aus Punkt 6.1.2 wird als äußerst gute Lokalität identifiziert. In dieser Region sind zahlreiche Einspeisemöglichkeiten vorhanden. Außerdem liegt etwa ein Drittel der gesamten Gasspeicherkapazität von Österreich in diesem Gebiet. Diese Speicher sind aus energetischer Sicht sehr interessant.

Die Ergebnisse aller Optimierungen im Nord-Süd-Lastfall bringen nur teilweise eine Netzentlastung. Die gewählten Ansätze erlauben, auf Grund der geografischen Verteilung der Lasten und Erzeuger in Österreich, keine bemerkenswerte Entlastung der Leitungen. Die hohen Entlastungen im Ost-West-Lastfall werden durch eine örtliche Umverteilung der Lasten erzielt. Um dies auch im Nord-Süd-Lastfall zu erreichen müssten theoretisch zusätzliche P2G-Lasten im Norden gesetzt und gleichzeitig im Süden reduziert werden. Diese Umverteilung ist in diesem Ansatz jedoch nur zwischen Osten und Westen möglich. Darum ist im Nord-Süd-Lastfall keine große und effektive Entlastung eingetreten. Eine Änderung des Ansatzes, in dem die nördlich gelegenen Lasten verringert werden würden, wäre nicht zielführend, da Power to Gas den Betrieb der bereits vorhandenen Speicheranlagen im Westen unterstützen sollte.

Das Ergebnis des Nord-Süd-Lastfalls lässt nicht darauf schließen, dass ein Betrieb von P2G-Anlagen unnützlich ist. Der Import ist in diesem Nord-Süd-Lastfall hoch. Aus den vorhandenen Daten ist ersichtlich, dass die Pumpspeicherkraftwerke Limberg II und Malta in Pumpbetrieb sind und teils mit Importenergie gespeist werden. Würde man den Ergebnissen der Simulationen im Ost-West-Lastfall folgen und die P2G-Anlagen in

den Nordosten des Landes positionieren, so ist diese Lokalität für den Nord-Süd-Lastfall denkbar. Würden die nördlich benachbarten Staaten Leistung in Überschuss bereitstellen, könnte auch hier eine P2G-Anlage sinnvoll betrieben werden. Es kommt zwar zu keiner nennenswerten Verbesserung der Netzauslastung, jedoch wäre ein Betrieb, z.B. für eine saisonale Einspeicherung, sinnvoll.

Aus den Simulationsergebnissen dieser beiden Lastfälle kann keine eindeutige Position für eine P2G-Anlage identifiziert werden. Es wird jedoch gezeigt das durch lokale P2G-Lasten eine Entlastung möglich ist. Diese Entlastung ist abhängig vom jeweiligen Lastfall. Die Ergebnisse des Ost-West-Lastfalls deuten eine Positionierung im Norden bzw. Nordosten an. Diese Standorte sind nahe zu den großen Windparks Österreichs und wären aus allgemeinen Überlegungen plausibel.

7.2 Ausblick

Diese Arbeit befasst sich mit der Analyse zweier bestimmter Lastfälle. Die daraus entstandenen Ergebnisse geben nur Auskunft über die optimalen Standorte für speziell diese Lastfälle. Weitere und tiefergehende Aussagen über die Positionierung von P2G-Anlagen würden energetische Betrachtungen über gewisse Zeiträume liefern. Für die Planung einer P2G-Anlage sind energetische Simulationen unabdingbar, da die Technologie zukünftig auch zur Saisonspeicherung genutzt werden soll. Natürlich sind auch Lastflusssimulationen des Gasnetzes für die Integration von P2G-Anlagen erforderlich.

Für weitere anschließende Forschungen wäre eine Analyse weiterer Lastfälle interessant. Die Standorte Bisamberg und Dürnrohr stechen in beiden Lastfällen hervor. Eine energetische Analyse mittels Zeitreihen würden weitere Auskünfte über die Sinnhaftigkeit dieser P2G-Standorte bringen. Auch eine Optimierung mit variablen P2G-Lasten welche Netzbelastung mit der möglichen Speichermenge in Relation setzt würde Aufschluss für optimale Standorte geben.

Österreich besitzt mit seiner hohen Anzahl an Pumpspeicherkraftwerken eine hohe Speicherkapazität. Die Nachfrage nach Energiespeichern ist daher geringer als in anderen Ländern. Besonders deutsche Unternehmen investieren viel Forschungsarbeit in die P2G-Technologie. Im Zuge der Forschungen sind zahlreiche Projekte in Deutschland realisiert worden, die als Prototypen für verschiedenste Arten der P2G-Methode fungieren. Während es in Österreich keine Pilotanlagen gibt, sind in Deutschland bereits elf Anlagen

in Betrieb und fünf weitere in Planung bzw. in Bau. Laut Deutscher Energie-Agentur ist eine Anlagenleistung von 1000 MW in Deutschland bis 2022 angestrebt. Weitere Pilotanlagen befinden sich beispielsweise in den USA, Großbritannien und Spanien [14], [15], [25].

Aus technischer Sicht gibt es noch einige wichtige Punkte, auf die man sich in künftigen Forschungen konzentrieren sollte. Als womöglich wichtigste Herausforderung gestaltet sich die Suche nach ökonomischen CO₂-Quellen. Zur Zeit sind hauptsächlich Biogasanlagen im Fokus der Forschung, da sie aus wirtschaftlicher Sicht am attraktivsten sind. Die Nutzung von Abgasen aus industriellen Prozessen oder thermischen Kraftwerksanlagen wird in der Literatur nur beiläufig erwähnt. Die Technologie dafür müsste der CCS-Technologie ähnlich sein, welche den Wirkungsgrad von thermischen Kraftwerken jedoch deutlich mindert. Die Nutzung der größten CO₂-Quelle, der Atmosphäre, wird in der Literatur kaum bis gar nicht erwähnt. Die Technik dafür müsste womöglich auch der CCS-Technologie ähnlich sein. CCS-Systeme, welche CO₂ aus der Umgebungsluft binden gelten jedoch als ineffizient und nicht effektiv [42].

Neben den technischen Herausforderungen gibt es noch Hindernisse im rechtlichen Rahmen. In Deutschland ist auf Grund der derzeitigen Rechtslage ein wirtschaftlicher Betrieb von P2G-Systemen nicht möglich. Die Rechtsbestimmungen in Österreich unterscheiden sich zwar von den deutschen, erlauben jedoch auch keinen wirtschaftlichen Betrieb. Dieser Rechtsrahmen müsste für eine erfolgreiche Markteinführung geändert werden. [14].

Die P2G-Technologie ist aus technologischer Sicht heute einsatzfähig. Die Weiterentwicklung und Optimierung von Verfahren, Komponenten und Anlagenkonzepten wird von der Branche kontinuierlich vorangetrieben, sofern eine Markteinführung ermöglicht wird [14]. In Österreich ist ein Einsatz der P2G-Technologie kurzfristig nicht abzusehen. Mittel- und langfristig gesehen, könnte sie aus Mangel an Speichersystemen in Österreich zum Einsatz kommen.

Literaturverzeichnis

- [1] 123map GmbH und Co.KG, *Stromnetz*. <http://www.flosm.de/html/Stromnetz.html>, (abgerufen am 22.08.2013).
- [2] ARGE Kompost & Biogas Österreich, *Biomethan in Österreich*. unter: http://www.kompost-biogas.info/index.php?option=com_content&task=view&id=775&Itemid=461, (abgerufen am 20.08.2013).
- [3] J. Auer und J. Keil, *Moderne Stromspeicher - Unverzichtbare Bausteine der Energiewende*. http://www.dbresearch.de/MAIL/DBR_INTERNET_DE-PROD/PROD000000000284196.pdf, (abgerufen am 21.08.2013).
- [4] Austrian Gas Grid Management AG, *Georeferenzierte Darstellung nach Netzebenen*. www.aggm.at/files/get/d77eaeabab5061746fd86f96082117b6/Erdgasinfrastruktur_fuer_Oesterreich_georeferenzierte_Darstellung.pdf, (abgerufen am 12.07.2013).
- [5] Austrian Gas Grid Management AG, *Ein- / Ausspeisepunkte*. unter: <http://www.aggm.at/netzinformation/ein-ausspeisungspunkte>, (abgerufen am 26.07.2013).
- [6] Austrian Power Grid AG, *Kraftwerkliste*. unter: <http://www.apg.at/de/markt/erzeugung/kraftwerkliste>, (abgerufen am 21.08.2013).
- [7] Austrian Power Grid AG, *APG-Masterplan 2020*. unter: <http://www.apg.at/~media/7DA3C0BAF4704262A5F33D5E5BCFE1BA.pdf>, (abgerufen am 22.10.2013).
- [8] Austrian Power Grid AG, *Nachhaltigkeitsbericht 2011*. unter: <http://www.apg.at/~media/63B6198DDB4A46C3A07A79C01F6D8F6A.pdf>, abgerufen am 22.10.2013.
- [9] Austrian Power Grid AG, *Presseinformation: Austrian Power Grid AG ist ab 2012 Regelzonenführer für ganz Österreich*. unter: <http://www.apg.at/~media/F94A51D0B7F343B9B9EF72A708226790.pdf>, (abgerufen am 22.10.2013).

- [10] Austrian Power Grid AG, *Tarife - Tarifmodell in Österreich*. unter: <http://www.apg.at/de/markt/strommarkt/tarife>, (abgerufen am 30.07.2013).
- [11] S. Bajohr, M. Götz, F. Graf und F. Ortloff, "Speicherung von regenerativ erzeugter elektrischer energie in der erdgasinfrastruktur", *gwf Gas / Erdgas*, Vol. April, S. 200–210, 2011. [Online]. Verfügbar: <http://www.dvgw-innovation.de/fileadmin/dvgw/angebote/forschung/innovation/pdf/speicherung.pdf>
- [12] Bundesministerium für Wirtschaft, Familie und Jugend Bundesministerium für Land- und Forstwirtschaft, Umwelt und Wasserwirtschaft, *Energiestrategie Österreich*. http://www.bmwfj.gv.at/Ministerium/Staatspreise/Documents/energiestrategie_oesterreich.pdf, (abgerufen am 16.10.2013).
- [13] Deutsche Energie-Agentur (dena), *dena-Netzstudie - Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windenergie in Deutschland an Land und Offshore bis zum Jahr 2020*. unter: http://www.dena.de/fileadmin/user_upload/Publikationen/Energiesysteme/Dokumente/dena-Netzstudie.pdf, (abgerufen am 21.08.2013).
- [14] Deutsche Energie-Agentur (dena), *Eckpunktepapier. Der Beitrag von Power to Gas zur Erreichung der energiepolitischen Zielstellungen im Kontext der Energiewende*. unter: http://www.powertogas.info/fileadmin/user_upload/downloads/Positionen_Thesen/130618_Eckpunktepapier_PowertoGas.pdf, (abgerufen am 21.10.2013).
- [15] Deutsche Energie-Agentur (dena), *Pilot- und Demonstrationsprojekte im Power-to-Gas-Konzept*. unter: <http://www.powertogas.info/power-to-gas/interaktive-projektkarte.html>, (abgerufen am 21.10.2013).
- [16] Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), *Audi e-gas Projekt*. unter: <http://www.powertogas.info/power-to-gas/pilotprojekte/audi-e-gas-projekt.html>, (abgerufen am 26.09.2013).
- [17] Deutsches CleanTech Institut GmbH, *Speichertechnologien - Technologien / Anwendungsbereiche / Anbieter*. http://www.dcti.de/fileadmin/pdfs_dcti/DCTI_Speichertechnologie_web.pdf, (abgerufen am 22.10.2013).
- [18] C. Edler, *Das österreichische Gasnetz*. Wien: TU Wien, Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe, 2013.
- [19] Energie-Control Austria, *Erdgasspeicher in Österreich*. unter: <http://www.e-control.at/de/marktteilnehmer/gas/gasmarkt/speicher>, (abgerufen am 06.08.2013).

- [20] Energie-Control Austria, *Erdgas Bestandsstatistik*. unter: <http://www.e-control.at/de/statistik/gas/bestandsstatistik>, (abgerufen am 08.10.2013).
- [21] Energie-Control Austria, *Marktbericht 2013*. unter: http://www.e-control.at/portal/page/portal/medienbibliothek/presse/dokumente/pdfs/EC_Marktbrosch%C3%BCre_2013.pdf, (abgerufen am 08.10.2013).
- [22] Fachverband der Mineralölindustrie Österreichs (FMVI), *Jahresbericht 2006*. unter: http://portal.wko.at/wk/dok_detail_file.wk?angid=1&docid=721204&stid=342367, (abgerufen am 31.07.2013).
- [23] H. L. Ferreira, R. Garde, G. Fulli, W. Kling und J. P. Lopes, “Characterisation of electrical energy storage technologies”, *Energy*, Vol. 53, S. 288–298, 2013. [Online]. Verfügbar: http://ac.els-cdn.com/S0360544213001515/1-s2.0-S0360544213001515-main.pdf?_tid=d5f9dc8a-1b91-11e3-bae4-0000aacb35d&acdnat=1378980072_35c2750d3a7eb108b1860d2d5cf7e4a6
- [24] K. A. Friedrich, J. Kallo, G. Schiller und W. Hug, *Vergleich unterschiedlicher Elektrolyse-Technologien: Alkalische Elektrolyse - Polymerelektrolyse - Hochtemperatur elektrolyse*. http://www.solvay.de/DE/AktuellesDE/Events/Pro-H2/Publishing/Images/pdf/PRO_H2_Technologie_Forum_2011_Vortrag_Friedrich.pdf, (abgerufen am 05.09.2013).
- [25] G. Gahleitner, “Hydrogen from renewable electricity: An international review of power-to-gas pilot plants for stationary applications”, Vol. 38, S. 2039–2061, 2012. [Online]. Verfügbar: http://ac.els-cdn.com/S0360319912026481/1-s2.0-S0360319912026481-main.pdf?_tid=12e14098-16d3-11e3-aadb-0000aacb360&acdnat=1378458336_56fd4215e2d4b5fedfa93e34fa6bf666
- [26] W. Gawlik, *Energieübertragung und Kraftwerke*. TU Wien, Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe, 2011.
- [27] C. Groiss, *Maximierung des regenerativen Erzeugungsanteils an der österreichischen Elektrizitätsversorgung*. Wien: Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe, 2013.
- [28] H.-M. Groscurth und S. Bode, *Discussion Paper Nr. 9 Power to Gas oder Power to Heat*. http://www.arrhenius.de/uploads/media/arrhenius_DP_9_-_Power-to-heat.pdf, (abgerufen am 22.10.2013).

- [29] HEI | Hornbachner Energie Innovation, DI Dr. Dieter Hornbachner, *Anschlussleitung für Netzebene 2*. <http://www.biogas-netzeinspeisung.at/technische-planung/biogasnutzung-netzeinspeisung/netzebene2.html>, (abgerufen am 21.08.2013).
- [30] HEI | Hornbachner Energie Innovation, DI Dr. Dieter Hornbachner, *ÖVGW-Richtlinie G31*. <http://www.biogas-netzeinspeisung.at/rechtliche-planung/einspeisung-in-das-oeffentliche-gasnetz/oevgw-g31.html>, (abgerufen am 26.09.2013).
- [31] HEI | Hornbachner Energie Innovation, DI Dr. Dieter Hornbachner, *ÖVGW-Richtlinie G33*. <http://www.biogas-netzeinspeisung.at/rechtliche-planung/einspeisung-in-das-oeffentliche-gasnetz/oevgw-g33.html>, (abgerufen am 26.09.2013).
- [32] H. Hey, *Power-to-Gas als Möglichkeit zur Speicherung eines Energieüberangebotes und als Bestandteil eines flexiblen Demand Side Managements*. Hochschule für Angewandte Wissenschaften Hamburg, 2012.
- [33] F. Hofmann, A. Plättner und F. Scholwin, “Möglichkeiten der einspeisung von biogas in das österreichische gasnetz”, Techn. Ber., 2005. [Online]. Verfügbar: <http://www.e-control.at/portal/page/portal/medienbibliothek/gas/dokumente/pdfs/studie-biogaseinspeisung-ife-2005.pdf>
- [34] D. Hornbachner, G. Hutter und D. Moor, “Biogas-netzeinspeisung - rechtliche, wirtschaftliche und technische voraussetzungen in österreich”, Techn. Ber., 2005. [Online]. Verfügbar: http://w.energiesystemederzukunft.at/nw_pdf/0519a_biogasnetzeinspeisung_kurzfassung.pdf
- [35] J. Krassowski, *Power-to-Gas-Technologien als Baustein in einem regenerativen Energiesystem. Ansätze zur Systemintegration in der Altmark*. http://www.fes.de/Magdeburg/inhalt/pdf_2012/120530_krassowski.pdf, (abgerufen am 15.09.2013).
- [36] G. Müller-Syring und M. Henel, *Power-to-Gas - Konzepte, Kosten, Potenziale*. http://www.dbi-gti.de/fileadmin/downloads/5_Veroeffentlichungen/Tagungen_Workshops/2011/H2-FF/07_Mueller-Syring_DBI_GUT.pdf, (abgerufen am 21.08.2013).
- [37] Österreichs E-Wirtschaft, BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., VSE Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen, *Energie-Initiative der Alpenländer, D-A-CH Deutschland Österreich Schweiz*. unter:

- http://www.strom.ch/fileadmin/user_upload/Dokumente_und_Bilder/002_Medien/Medienmitteilungen/2013/Brosch%C3%BCre-Energie-Initiative_der_Alpenl%C3%A4nder.pdf, (abgerufen am 25.08.2013).
- [38] P. Rigby, B. Fillon, A. Gombert, J. H. Rueda, E. Kiel, E. Mellikov, J. Poortmans, R. Schropp, I. A. Schwirtlich und P. Warren, “Strategic energy technology plan. scientific assessment in support of the materials roadmap enabling low carbon energy technologies”, Techn. Ber., 2011. [Online]. Verfügbar: http://setis.ec.europa.eu/system/files/Scientific_Assessment_PV.pdf
- [39] S. Rönsch und A. Ortwein, “Methanisierung von synthese gasen - grundlagen und verfahrensentwicklung”, *Chemie Ingenieur Technik*, Vol. 83/8, S. 1200–1208, 2011.
- [40] Siemens AG Industry Sector Glass & Solar, *Solutions for power to gas plants - Consistent, end-to-end automation solutions for the large-scale storage of renewable energy sources in the form of hydrogen and methane*. <http://www.industry.siemens.com/verticals/global/en/solar-industry/power-to-gas/Documents/E20001-A180-T112-X-7600.pdf>, (abgerufen am 22.10.2013).
- [41] T. Smolinka, M. Günther und J. Garche, *Stand und Entwicklungspotential der Wasserelektrolyse zur Herstellung von Wasserstoff aus regenerativen Energien*. Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE und FUEL CELL and BATTERY CONSULTING - FCBAT Ulm, 2010. [Online]. Verfügbar: http://www.now-gmbh.de/fileadmin/user_upload/RE_Publikationen_NEU_2013/Publikationen_NIP/NOW-Studie-Wasserelektrolyse-2011.pdf
- [42] R. Socolow, M. Desmond, R. Aines, J. Blackstock, O. Bolland, T. Kaarsberg, N. Lewis, M. Mazzotti, A. Pfeffer, K. Sawyer, J. Siirola, B. Smit und J. Wilcox, “Direct air capture of co2 with chemicals”, Techn. Ber., 2011. [Online]. Verfügbar: <http://www.aps.org/policy/reports/popa-reports/loader.cfm?csModule=security/getfile&PageID=244407>
- [43] SolarFuel GmbH, *SolarFuel GmbH Überblick*. http://www.solar-fuel.net/fileadmin/user_upload/Publikationen/2010-07-16_Uebersicht_Solarfuel.pdf, (abgerufen am 06.09.2013).
- [44] M. Specht, J. Brellocks, V. Frick, B. Stürmer, U. Zuberbühler, M. Sterner und G. Waldstein, “Speicherung von bioenergie und erneuerbarem strom im erdgasnetz”, *ERDÖL ERDGAS KOHLE*, Vol. 126/10, S. 342–346, 2010. [Online]. Verfügbar:

- http://www.zsw-bw.de/fileadmin/ZSW_files/Themen/Brennstoffe_Wasserstoff/docs/Paper_101000_ZSW_IWES_SolarFuel_ErdoelErdgasKohle.pdf
- [45] M. Sterner, B. Eng und T. Raith, *Power-to-Gas - Eine Wegbereitung für vielfältige Zukunftstechnologie und Ausblick Power-to-Gas 2.0 (Segelenergie)*. http://www.dena.de/fileadmin/user_upload/Veranstaltungen/2013/Power_to_Gas/3_Sterner_Raith_TH_Regensburg_02.pdf, (abgerufen am 22.10.2013).
- [46] G. M. 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”, Techn. Ber., 2013. [Online]. Verfügbar: http://www.dvgw-innovation.de/fileadmin/dvgw/angebote/forschung/innovation/pdf/g1_07_10.pdf
- [47] T. Trost, M. Jentsch, U. Holzhammer und S. Horn, “Die biogasanlagen als zukünftige co2-produzenten für die herstellung von erneuerbarem methan”, *gwf Gas / Erdgas*, Vol. März, S. 172–179, 2012. [Online]. Verfügbar: http://www.iwes.fraunhofer.de/de/publikationen/uebersicht/2012/die-biogasanlagen-als-zukuenftige-co2-produzenten/_jcr_content/pressrelease/linklistPar/download/file.res/2012-002_Die_Biogasanlagen.pdf
- [48] voestalpine Stahl Donawitz GmbH, *voestalpine Stahl Donawitz GmbH - ein zu verllässiger Partner*. <http://www.voestalpine.com/stahldonawitz/de/unternehmen/>, (abgerufen am 21.08.2013).
- [49] voestalpine Stahl GmbH, *Die voestalpine Stahl GmbH*. <http://www.voestalpine.com/stahl/Die-Steel-Division/Gesellschaften/voestalpine-Stahl-GmbH>, (abgerufen am 21.08.2013).
- [50] S. Wissel, S. Rath-Nagel, M. Blesl, U. Fahl und A. Voss, “Stromerzeugungskosten im vergleich”, Techn. Ber., 2008. [Online]. Verfügbar: http://www.ier.uni-stuttgart.de/publikationen/arbeitsberichte/Arbeitsbericht_04.pdf

Abbildungsverzeichnis

2.1	Speichertechnologien im Überblick [45]	14
3.1	Konzept Power to Gas [40]	23
3.2	Konzepte von Power to Gas mit katalytischer Methanisierung [32]; a) Kopplung einer Biogaseinspeiseanlage mit einer Elektrolyse und einer katalytischen Methanisierung; b) Kopplung einer herkömmlichen Biogasanlage ohne Aufbereitungsanlage mit einer Elektrolyse und einer katalytischen Methanisierung	24
3.3	Konzepte von Power to Gas mit biologischer Methanisierung [32]; a) Kopplung einer Biogaseinspeiseanlage mit einer Elektrolyse und einer biologischen Methanisierung; b) Kopplung einer herkömmlichen Biogasanlage ohne Aufbereitungsanlage mit einer Elektrolyse und einer katalytischen Methanisierung; c) Kopplung einer Biogasanlage mit einer Elektrolyse. Wasserstoff wird innerhalb der Biogasanlage zur Methananreicherung des Biogases genutzt. Die Methanisierung findet innerhalb des Biogasprozesses statt	25
3.4	Idealisierte Stoff- und Energieströme einer P2G-Anlage mit einer Biogasanlage (erstellt nach [47])	27
3.5	Energiebilanzen der drei Simulationsfälle (erstellt nach[44])	29
3.6	Verlauf Gesamtwirkungsgrad über Elektrolysewirkungsgrad (erstellt nach [44])	30
3.7	Wirkungsgradketten inklusive Transportwege (erstellt nach [46]); ¹⁾ Wirkungsgrad Transformator und Gleichrichter jeweils 97,0%; ²⁾ Wirkungsgrad Elektrolyse ohne Nebenanlagen 75,0%; ³⁾ Verdichtung von 30 bar auf 80 bar; ⁴⁾ Transport inklusiver Zwischenverdichtung, Leckage und Permeation (10 Vol.% H ₂)	32
4.1	Stromnetz [8]	35
4.2	Gasnetz [4]	40

4.3	Geografische Lage der unterirdischen Gaspeicher [18]	41
5.1	Geografischer Bereich der Westlasten	44
5.2	Flussdiagramm der Optimierung bzw. Simulation	45
6.1	Simulationsumgebung	52
6.2	Überblick der Optimierungen	53
6.3	Verlauf der Leitungsauslastungen für Ansatz 1	54
6.4	Verlauf der Leitungsauslastungen für Ansatz 1 im Ost-West-Lastfall; ¹⁾ Verlauf der Leitungsauslastung für die Zielfunktion $\min R_{all}$; ²⁾ Verlauf der Leitungsauslastung für die Zielfunktion $\min R_{60\%}$; ³⁾ Verlauf der Lei- tungsauslastungen ist für beide Zielfunktionen ($\min R_{all}$ und $\min R_{60\%}$) annähernd ident	59
6.5	Verlauf der Leitungsauslastungen für Ansatz 2 im Ost-West-Lastfall; ¹⁾ Verlauf der Leitungsauslastung für die Zielfunktion $\min R_{all}$; ²⁾ Verlauf der Leitungsauslastung für die Zielfunktion $\min R_{60\%}$; ³⁾ Verlauf der Lei- tungsauslastungen ist für beide Zielfunktionen ($\min R_{all}$ und $\min R_{60\%}$) annähernd ident	62
6.6	Ost-West-Lastfall: Gegenüberstellung der ermittelten R_{all} -Werte	64
6.7	Ost-West-Lastfall: Gegenüberstellung der ermittelten $R_{60\%}$ -Werte	64
6.8	Standorte Ost-West-Lastfall	65
6.9	Verlauf der Leitungsauslastungen für Ansatz 1 im Nord-Süd-Lastfall; ¹⁾ Verlauf der Leitungsauslastung für die Zielfunktion $\min R_{all}$; ²⁾ Verlauf der Leitungsauslastung für die Zielfunktion $\min R_{60\%}$; ³⁾ Verlauf der Lei- tungsauslastungen ist für beide Zielfunktionen ($\min R_{all}$ und $\min R_{60\%}$) annähernd ident	69
6.10	Verlauf der Leitungsauslastungen für Ansatz 2 im Nord-Süd-Lastfall; ¹⁾ Verlauf der Leitungsauslastung für die Zielfunktion $\min R_{all}$; ²⁾ Verlauf der Leitungsauslastung für die Zielfunktion $\min R_{60\%}$; ³⁾ Verlauf der Lei- tungsauslastungen ist für beide Zielfunktionen ($\min R_{all}$ und $\min R_{60\%}$) annähernd ident	72
6.11	Nord-Süd-Lastfall: Gegenüberstellung der ermittelten R_{all} -Werte	74
6.12	Nord-Süd-Lastfall: Gegenüberstellung der ermittelten $R_{60\%}$ -Werte	74
6.13	Standorte Nord-Süd-Lastfall	75

Tabellenverzeichnis

2.1	Zusammenfassung der Eigenschaften der Speichertechnologien [23]; ¹⁾ niedrig - 1 bis hoch - 5	13
3.1	Chemische Reaktionen der Elektrolyseverfahren [41]	17
3.2	Überblick der Elektrolyseverfahren [24], [41]; ¹⁾ Spannungswirkungsgrad .	18
3.3	Gaszusammensetzung der Methanisierung im Festbettreaktor [44]	21
3.4	Stoffbilanzen der Methanisierungssimulation [44]	28
4.1	Vergleich der Energienetze; ¹⁾ Ebene: 380 kV, Beseilung: Al/St 3 x 635/117 [27]; ¹⁾ Ebene: Fernleitungsebene, Rohrdurchmesser: 1250 mm [18]; ³⁾ Speicherkapazität der Pumpspeicherkraftwerke in Österreich [27]; ⁴⁾ Speicherkapazität aller unterirdischen Erdgasspeicher in Österreich [19]; ⁵⁾ eigene Schätzung; ⁶⁾ laut [8]; ⁷⁾ laut [20]; ⁸⁾ laut [21]	33
4.2	Netzebenen Stromnetz[10]	34
4.3	Netzdaten Stromnetz[8]	34
4.4	Netzebenen Gasnetz [18], [20], [22]	35
4.5	Unterirdische Erdgas-Speicheranlagen in Österreich [19]	37
4.6	Erdgaseinpeisepunkte [4], [19]; ¹⁾ Leitung in Bau; ²⁾ Annahme: keine Litaruterquellen vorhanden	39
5.1	Stahlwerks- und Kraftwerks-Standorte für P2G-Anlagen [6], [48], [49] . . .	48
5.2	Kosten einer P2G-Anlage [3], [36], [50]	49
5.3	Kosten für Netzleitungen [13], [29]	50
5.4	Bewertung der Standorte [1], [4]; ¹⁾ Verfügbarkeit geeigneter Netzanschlüsse angenommen; ²⁾ Abstand zu 220 kV-Leitung; ³⁾ Abstand zu 380 kV-Leitung	51
6.1	Wirkleistungsbilanz Ost-West-Lastfall	55
6.2	Leitungen über 60% Auslastung im Ost-West-Lastfall	55
6.3	Ost-West-Lastfluss, Ansatz 1, Zielfunktion: $\min R_{all}$	56
6.4	Ost-West-Lastfluss, Ansatz 1, Zielfunktion: $\min R_{60\%}$	57

6.5	Ost-West-Lastfluss, Ansatz 2, Zielfunktion: $\min R_{all}$	60
6.6	Ost-West-Lastfluss, Ansatz 2, Zielfunktion: $\min R_{60\%}$	61
6.7	Wirkleistungsbilanz Nord-Süd-Lastfall	66
6.8	Leitungen über 60% Auslastung im Nord-Süd-Lastfall	66
6.9	Nord-Süd-Lastfluss, Ansatz 1, Zielfunktion: $\min R_{all}$	67
6.10	Nord-Süd-Lastfluss, Ansatz 1, Zielfunktion: $\min R_{60\%}$	68
6.11	Nord-Süd-Lastfluss, Ansatz 2, Zielfunktion: $\min R_{all}$	70
6.12	Nord-Süd-Lastfluss, Ansatz 2, Zielfunktion: $\min R_{60\%}$	71