
Auswirkungen vom Gasnetz auf eine Power-to-Gas-Anlage bzw. das Stromnetz

Diplomarbeit

Ausgeführt zum Zwecke der Erlangung des akademischen Grades eines
Diplom-Ingenieurs

unter der Leitung von

Univ.-Prof.Dr.-Ing. Wolfgang GAWLIK
Univ.Ass.Dipl.-Ing. Sabina BEGLUK

eingereicht an der

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

von

Marco Wiederin
Arzler Strasse 36
6020 Innsbruck

Wien, am 20.4.2014

Arbeitsgruppe für Elektrische Anlagen

A-1040 Wien, Gusshausstr. 25, Internet: <http://www.ea.tuwien.ac.at>

Danksagung

An dieser Stelle möchte ich mich besonders bei Univ.-Prof. Dr. Ing. Wolfgang Gawlik sowie Dipl.-Ing. Sabina Begluk bedanken, die mich während meiner Diplomarbeit betreut, umfangreich unterstützt und immer mit Rat und Tat zur Seite gestanden sind.

Außerdem möchte ich mich bei meinen Eltern bedanken, die mich in meinem Werdegang immer bestmöglich unterstützt haben und mir das Studium erst ermöglicht haben. Vielen Dank an dieser Stelle!

Ganz besonders möchte ich mich auch bei meinen Urgroßeltern bedanken, die an meinem Studium immer großes Interesse gezeigt, und mich immer unterstützt haben. Leider konnte mein Urgroßopa den Abschluss meiner Diplomarbeit nicht mehr erleben. Vielen Dank Oma und Opa!

Kurzfassung

Der Anteil an regenerativer Energieerzeugung in der gesamten Energieversorgung hat sich in den letzten Jahren stark erhöht. Dieser Trend wird sich auch in den nächsten Jahren fortsetzen. Durch diese volatile Stromerzeugung wird der Bedarf an Energiespeichern in Zukunft ansteigen. Mittels der Power-to-Gas-Technologie ist es möglich Strom in Wasserstoff oder Methan umzuwandeln und in das Erdgasnetz einzuspeisen. Damit kann die Stromerzeugung und der Verbrauch zeitlich entkoppelt werden.

In dieser Arbeit wird zuerst in einem allgemeinen Teil das Konzept Power-to-Gas näher betrachtet. Dabei wird vor allem auf die verschiedenen Arten der Wasserstoffelektrolyse näher eingegangen. Infolge werden die notwendigen Daten zur Erstellung des Gasnetzes erläutert. Bei den erhaltenen Daten eines kleinstädtischen Gasnetzes wird zwischen den *Verbraucher-* und *Netzdaten* unterschieden. In einem weiteren Abschnitt wird beschrieben, wie aus den *Netzdaten* das Modellnetz in Sincal erstellt wird.

Für die darauf folgenden Simulationen mit dem Modellnetz wird die Software *Sincal* verwendet. In den Simulationen wird prinzipiell zwischen dem Gasnetz als bestimmende Komponente für den Betrieb der Power-to-Gas-Anlage und dem Stromnetz als bestimmende Komponente für den Betrieb der Power-to-Gas-Anlage unterschieden. Anschließend wird das energetische Potential einer zusätzlichen Methanisierung des Wasserstoffs berechnet. Zum Abschluss der Arbeit erfolgt eine Zusammenfassung und Schlussfolgerung. Dabei werden die erhaltenen Ergebnisse aus den verschiedenen Szenarien miteinander verglichen und daraus Schlussfolgerungen gezogen.

Abstract

The share of regenerative energy in terms of total energy production has increased steeply over the past years. This trend is going to continue in the coming years. Due to this increasingly volatile production of electricity, the demand for energy storage grows simultaneously. Power-to-Gas-Technology offers a way of converting electricity into hydrogen or methane, which subsequently is fed into the gas pipeline system. As a result, the moments of generation and consumption of electricity can be decoupled.

This work first addresses the concept of Power-to-Gas Technology. Especially considering different ways of hydrogen electrolysis. Secondly, data requirements for the implementation of a gas distribution system are explained. Afterwards, allocated data of a small town that differentiates between *consumer* and *grid data* is introduced. This data is then used to implement a model grid in *Sincal*.

The following simulations are utilizing the software *Sincal*. In these simulations two scenarios are considered. First, the gas distribution systems defines the operating mode of the Power-to-Gas-Plant. While in the second scenario the electricity-grid is setting the Power-to-Gas-Plant's mode of operation. Furthermore, the energetic potential of an additional methanization of the produced hydrogen is considered. This work then concludes by summarizing and comparing the different results obtained from previous simulations.

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung	13
1.1	Motivation	13
1.2	Gliederung der Arbeit	14
2	Allgemeines	16
2.1	Erdgas	16
2.2	Erdgasnetz in Österreich	18
2.3	Power-to-Gas	19
2.3.1	Wasserstoffelektrolyse	20
2.3.2	Arten der Wasserstoffelektrolyse	21
2.3.3	Methanisierung	24
2.4	Erdgasbestandteile	25
2.4.1	Wasserstoffverträglichkeit wichtiger Gaskomponenten	27
2.4.2	Transportleitungen	28
2.4.3	Gasturbinen	29
2.4.4	Verdichter	29
2.4.5	Speicher	29
3	Datengrundlage	30
3.1	Netzdaten	30
3.1.1	Netz allgemein	30
3.1.2	Knotenpunkte	31
3.1.3	Druckknoten	32
3.1.4	Leitungen	33
3.2	Verbraucherdaten	34
4	Modellbildung und Netzerstellung	35
4.1	Das <i>PSS[®]SINCAL</i> - Programm	35
4.2	Datenbank	37
4.2.1	<i>Flow Element</i>	38
4.2.2	<i>Flow Node</i>	39
4.2.3	<i>Flow Line</i>	40
4.2.4	<i>Flow Terminal</i>	41
4.2.5	<i>Flow Consumer</i>	42
4.2.6	<i>Flow Pressure Reg</i>	44

5	Simulation und Ergebnisse	46
5.1	Allgemeines	46
5.1.1	Auswahl des richtigen Standorts für Power-to-Gas Anlagen . . .	46
5.1.2	Verwendete Kennwerte und Parameter	48
5.1.3	Netzstruktur	48
5.2	Gasnetz als bestimmende Komponente für den Betrieb der Power-to-Gas-Anlage	51
5.2.1	Szenario 1 - konstante Gaseinspeisung einer dezentralen Einspeisequelle	51
5.2.2	Szenario 2 - volatile Gaseinspeisung einer dezentralen Einspeisequelle	54
5.2.3	Szenario 3 - zwei dezentrale volatile Einspeisequellen	58
5.2.4	Szenario 4 - volatile Gaseinspeisung einer zentralen Einspeisequelle	63
5.2.5	Szenario 5 - volatile Gaseinspeisung einer zentralen Einspeisequelle unter Berücksichtigung der Kleinabnehmer	69
5.3	Stromnetz als bestimmende Komponente für den Betrieb der Power-to-Gas-Anlage	73
5.4	Einspeisung von Methan in das Erdgasnetz	79
5.4.1	Methanisierung an dezentraler Einspeisung	79
5.4.2	Methanisierung an zentraler Einspeisung	80
6	Schlussfolgerung und Zusammenfassung	81

Abkürzungsverzeichnis

u.a. unter anderem

bzw. beziehungsweise

ca. cirka

d.h. das heißt

Mrd. Milliarden

AEL Alkalische Elektrolyse

OER Anodenreaktion

HER Kathodenreaktion

HD Hochdruck

MD Mitteldruck

ND Niederdruck

(l) flüssig

(g) gasförmig

CO₂ Kohlendioxid

CO Kohlenmonoxid

H₂S Schwefelwasserstoff

H₂O Wasser

CH₄ synthetisches Methan

Δp_R Druckverlust

λ Rohrrauigkeit

l Leitungslänge

d Rohrdurchmesser

ρ Dichte

w Geschwindigkeit

1 Einleitung

1.1 Motivation

In den letzten Jahren wurde der Anteil an erneuerbarer Energie an der Gesamtstromerzeugung stark gesteigert [3]. Dieser Trend wird sich auch in den nächsten Jahren fortsetzen.

Speziell regenerative elektrische Stromerzeugung wie Photovoltaik oder Windkraft stellt aber eine große Herausforderung an die Energieversorgung dar. Dies insbesondere durch die volatile Erzeugung, welche mit hohen Gradienten verbunden ist, sowie der geringen Steuerbarkeit. Durch diese regenerative elektrische Stromerzeugung kann es zu einem Überangebot an Wind- oder Solarstrom kommen, welches durch das lokale Stromnetz aufgenommen und verteilt werden muss. Mit einem genügend großen Speicher könnte das Überangebot an elektrischer Energie gespeichert und damit die Erzeugung und der Verbrauch von Strom zeitlich entkoppelt werden [29]. Dazu kann die Power-to-Gas-Technologie in Zukunft eine entscheidende Rolle übernehmen: Durch die Power-to-Gas-Technologie kann das vorhandene Gasnetz und die Gasspeicher als Speicher für elektrische Energie ausgenutzt werden.

Nachdem die Power-to-Gas-Technologie in Zukunft eine immer wichtigere Rolle in der zukünftigen Energieversorgung spielen wird, und die unterschiedlichen Netze (Gas, Strom und Wärme (wird in dieser Arbeit nicht behandelt)) sich immer enger miteinander (u.a. mit der Power-to-Gas-Technologie) verzahnen, sollen in dieser Diplomarbeit vor allem die Auswirkungen der Power-to-Gas-Anlage auf das Stromnetz untersucht werden. Dabei sollen in diversen Szenarien verschiedene Fragen beantwortet werden:

- Welche Mengen an elektrischer Energie können aufgrund der 4% Volumsgrenze von Wasserstoff im Erdgas, mittels Power-to- H_2 im Gasnetz gespeichert werden?
- Welche Unterschiede ergeben sich aufgrund der Gasflusssituation in den Erdgasleitungen zwischen einer zentralen und dezentralen Gaseinspeisung?
- Wie wirken sich saisonale Komponenten auf den Gasverbrauch, und damit auf die Wasserstoffeinspeisung in das Erdgasnetz aus?
- Gibt es Auswirkungen auf das Stromnetz durch den gleichzeitigen Betrieb von Power-to-Gas-Anlagen im selben Erdgasnetz?

- Was bewirkt eine zusätzliche Methanisierung des Wasserstoffs und die damit wegfallende 4% Volumsgrenze von Wasserstoff?

1.2 Gliederung der Arbeit

Diese Diplomarbeit gliedert sich, abgesehen von der Einleitung, in fünf verschiedene Kapitel. Die verschiedenen Kapitel sind so angeordnet, dass der Leser Schritt für Schritt zu den Ergebnissen dieser Arbeit geführt wird.

Im zweiten Kapitel, dem allgemeinem Teil, sollen zunächst die verschiedenen Brenngase und somit auch Erdgas, näher beleuchtet werden. In einem nächsten Schritt werden die energetischen Potentiale der Power-to-Gas-Technologie mit der historischen Entwicklung des Erdgasnetzes in Österreich aufgezeigt. Dabei werden auch die verschiedenen Möglichkeiten zur Einteilung eines Gasnetzes vorgestellt. Der mittlere Teil des Kapitels, stellt die wichtigste Komponente dieser Technologie, die Power-to-Gas-Anlage, vor. Zunächst wird allgemein auf die Wasserstoffelektrolyse eingegangen, um danach die verschiedenen Elektrolyseure mit ihren Vor- und Nachteilen betrachten zu können. Im Zuge der Wasserstoffelektrolyse wird die Möglichkeit der zusätzlichen Methanisierung und deren Verfahren erläutert.

Auf die zur Gasnetzbildung erhaltenen Daten wird im dritten Kapitel eingegangen. Dabei wird zwischen den *Netzdaten* und den *Verbraucherdaten* unterschieden. Bei den *Netzdaten*, werden die einzelnen erhaltenen Datenpakete näher betrachtet und gezeigt, welche Daten für einen Netzaufbau mit der Software *Sincal* von Bedeutung sind. Im Zuge dessen werden auch Vergleiche mit den Größen aus dem Gas- und Stromnetz gezogen. Zum Abschluss wird noch auf die erhaltenen *Verbraucherdaten* und deren Weiterverwendung eingegangen.

Kapitel vier zeigt, wie aus den Daten des vorhergehenden Kapitels das Gasnetz in *Sincal* aufgebaut wird. In einem ersten Schritt wird auf die Verwendung von *Sincal* eingegangen. Im weiteren Verlauf wird die Schrittkette, von den Rohdaten über die Datenbank bis hin zum fertigen Netz in *Sincal*, aufgezeigt. Dabei wird speziell die Datenbank und deren Aufbau genau beleuchtet.

Im fünften Kapitel, folgen die Simulationen mit Hilfe der Software *Sincal* und deren Ergebnisse. Zunächst wird allgemein die Auswahl des richtigen Standorts für eine Power-to-Gas-Anlage besprochen. Auch die verwendeten Kennwerte und Parameter, sowie die eigentliche Netzstruktur werden am Anfang des Kapitels vorgestellt. Im nächsten Schritt werden Simulationen und verschiedene Szenarien vorgestellt. In den verschiedenen Szenarien werden die jeweiligen Ergebnisse dargestellt und es folgen weitere Untersuchungen. Zum Abschluss des Kapitels wird noch zusätzlich, zu den Szenarien davor mit Wasserstoffeinspeisung in das Erdgasnetz, das energetische Potential einer zusätzlichen Methanisierung des Wasserstoffs und somit die Einspeisung

Einleitung

von synthetischem Methan in das Erdgasnetz betrachtet.

Im letzten Kapitel dieser Diplomarbeit, folgt die Schlussfolgerung. Dabei werden verschiedene Vergleiche aus den Ergebnissen und Untersuchungen in unterschiedlichen Szenarien betrachtet und daraus Schlussfolgerungen gezogen.

2 Allgemeines

2.1 Erdgas

Erdgas gehört zur Gruppe der Brenngase. Brenngase sind Gase oder Gasgemische welche aus verschiedenen brennbaren und nicht brennbaren Bestandteilen bestehen (siehe Punkt 2.4). Erdgas weist laut den *ÖVGW-Qualitätskriterien* folgende brenntechnische Daten auf (wird unter Punkt 2.4 näher beschrieben): [16]

- **Wobbe-Index:** $13,3 - 15,7 \text{ kWh/m}^3$
- **Brennwert:** $10,7 - 12,8 \text{ kWh/m}^3$
- **Relative Dichte:** $0,55 - 0,65$

Brenngase können unterschiedlich klassifiziert werden (z.B. nach Herkunft oder Eigenschaften der Gase). In der öffentlichen Gasversorgung wird als Einteilungsverfahren die Verwendungsmöglichkeit (*Gasfamilien*) angewandt. Die Möglichkeiten, der Erzeugung und der Verwendung von Gasen müssen in der öffentlichen Gasversorgung aufeinander abgestimmt sein. [6]

Laut dem DVGW-Arbeitsblatt *G 260* werden folgende Erdgasarten unterschieden (siehe Tabelle 2.1).

Die in der Tabelle 2.1 aufgeführten Gasfamilien, werden im Vergleich zu anderen europäischen Ländern, nicht mehr alle in Österreich zur Verteilung gebracht: [4]

- **erste Gasfamilie:** In Österreich werden Gase dieser Gasfamilie nicht mehr verteilt. Teilweise werden Brenngase der Gruppe A noch in einigen europäischen Ländern verteilt. Regional werden auch noch Gase der Gruppe B in Umlauf gebracht.
- **zweite Gasfamilie:** In verschiedenen europäischen Ländern wird die Gruppe L noch verteilt. Allerdings in Österreich nur noch die Gruppe H.
- **dritte Gasfamilie:** Die Gruppen P und B sind noch in einigen Ländern in Europa im Einsatz. In Österreich wird nur mehr die Gruppe B/P (Propan/Butan-Gemisch) zur Verteilung gebracht.

Gasfamilien nach dem DVGW- Arbeitsblatt

1. Gasfamilie (Gruppe A und B) Wasserstoffreiche Gase: Stadtgase (A) und Ferngase(B)		2. Gasfamilie (L: low, H: high) Methanreiche Gase: Erdgase, synthetische Erdgase und deren Austauschgase		3. Gasfamilie (Gruppe A und B) Flüssiggase nach DIN 51622: Propan (P) / Butan (B)	
<i>Bezeichnung</i>	<i>Stadtgas</i>	<i>Ferngas</i>	<i>Bezeichnung</i>	<i>Gruppe L</i>	<i>Gruppe H</i>
Wobbe-Index (kWh/m^3)	6,4 – 7,8	7,8 – 9,3	Wobbe-Index (kWh/m^3)	10,5 – 13,0	12,8 – 15,7
Brennwert (kWh/m^3)	4,5 – 5,5	5,0 – 5,9	Brennwert (kWh/m^3)	8,4 – 13,1	8,4 – 13,1
Relative Dichte	0,40 – 0,60	0,32 – 0,55	Relative Dichte (kWh/m^3)	0,55 – 0,75	0,55 – 0,75
					DIN 51622: „Flüssiggase, Propan, Propen, Butan, Buten und deren Gemische - Anforderungen“

Tabelle 2.1: Gasfamilien nach dem DVGW- Arbeitsblatt [1]

2.2 Erdgasnetz in Österreich

Das österreichische Erdgasnetz ist historisch gewachsen. Aufgrund der geografischen Lage ist Österreich eine zentrale Drehscheibe der Erdgasverteilung nach Westeuropa. Österreich ist nicht nur ein Transitland für Erdgas. Es stellt auch eine wichtige Säule in der österreichischen Energieversorgung dar. Inzwischen hat das Gasnetz eine Länge von mehr als 40.000km . [5] Dabei dienen u.a. verschiedene Druckbereiche zur Gliederung bei der Verteilung und dem Transport von Gas.

Allgemein sind aus sicherheitstechnischen Bedingungen drei Druckbereiche üblich:

- **Niederdruck ND:** p_e bis 100mbar
- **Mitteldruck MD:** p_e ab 100mbar bis 1bar
- **Hochdruck HD:** p_e ab 1bar

Dabei stellt p_e den Fließdruck dar. Es ist der statische Überdruck des strömenden Gases. Im Hochdruckbereich wird beim Gastransport und bei der Gasverteilung weiters in 4bar und 16bar unterteilt (Bestimmungen für Gasleitungen). [6]

Eine weitere (gesetzliche) Unterscheidung des Gasnetzes ergibt sich durch die verschiedenen Netzebenen. Es sind in Österreich folgende Netzebenen festgeschrieben:[8][10]

- **Netzebene 1:** Überregionale Transport- und Transitleitungen (Hochdruckebene mit einem Druckniveau von 70 bis 120bar , können aber auch unter diesem Druckniveau betrieben werden)
- **Netzebene 2:** Verteilnetze, Versorgung von Großabnehmern (Druckniveau zwischen 6 und 70bar)
- **Netzebene 3:** Versorgungsnetze, Ortsnetze, Versorgung von Kleinverbrauchern (Druckniveau von bis zu 6bar)
- **Fernleitungsanlagen**

Im *GWG 2011* sind diese Netzebenen unter Paragraf §84 festgeschrieben. Netzebene 2 und 3 unterscheiden sich durch das unterschiedliche Druckniveau. Für die Netzebene 1 stellt Anlage 1 die Verteilerleitungsanlagen und Anlage 2 die Fernleitungsanlagen dar. [10]

Allgemeines

Tabelle 2.2 zeigt die historische Entwicklung des Erdgasnetzes in Österreich: [11]

Kalenderjahr	Fernleitungen [km]	Verteilerleitungen der Ebene 2 [km]	Ortsnetze und Verteilerleitungen der Ebene 3 [km]
bis 1975	710	1.054	
1980	1.397	1.613	
1985	1.439	1.989	
1990	1.887	2.582	
1995	2.060	3.032	
2000	2.377	3.266	
2003	2.724	3.388	27.544
2006	2.757	3.466	31.189
2009	2.876	3.656	32.889
2010	3.143	3.685	33.027
2011	3.108	3.685	33.804
2012	3.210	3.674	34.044

Tabelle 2.2: Entwicklung des Erdgasnetzes in Österreich

2.3 Power-to-Gas

Mit Hilfe der Systemlösung Power-to-Gas wird Strom mit Hilfe der Wasserstoffelektrolyse in Wasserstoff umgewandelt und kann in Folge bis zu einem Volumsanteil von 4% (siehe Punkt 2.4) in das Gasnetz eingespeist werden. Durch diese Lösung können große Mengen an elektrischer Energie im Gasnetz gespeichert werden. Das nutzbare Speichervolumen von Erdgas betrug im Jahr 2011 in Österreich 82.611GWh. Im Vergleich dazu, wurden in Österreich im Jahr 2011 63.296GWh an elektrischer Energie verbraucht. Es könnte also ein beachtlicher Teil des gesamten Jahresverbrauches an elektrischer Energie in Form von Wasserstoff im Erdgasnetz gespeichert werden. Diese Zahlen verdeutlichen die riesigen Speichermöglichkeiten des Gasnetzes, welche in Zukunft mittels Power-to-Gas genutzt werden können. [12]

Durch eine zusätzliche Methanisierung (siehe Punkt 2.3.3) des Wasserstoffs (siehe Abbildung 2.1) könnte das erzeugte synthetische Methangas unbegrenzt (unter Einhaltung der *ÖVGW-Richtlinie*) in das Erdgasnetz eingespeist werden.

Abbildung 2.1 zeigt das prinzipielle Anwendungsschema der Power-to-Gas-Anlage.

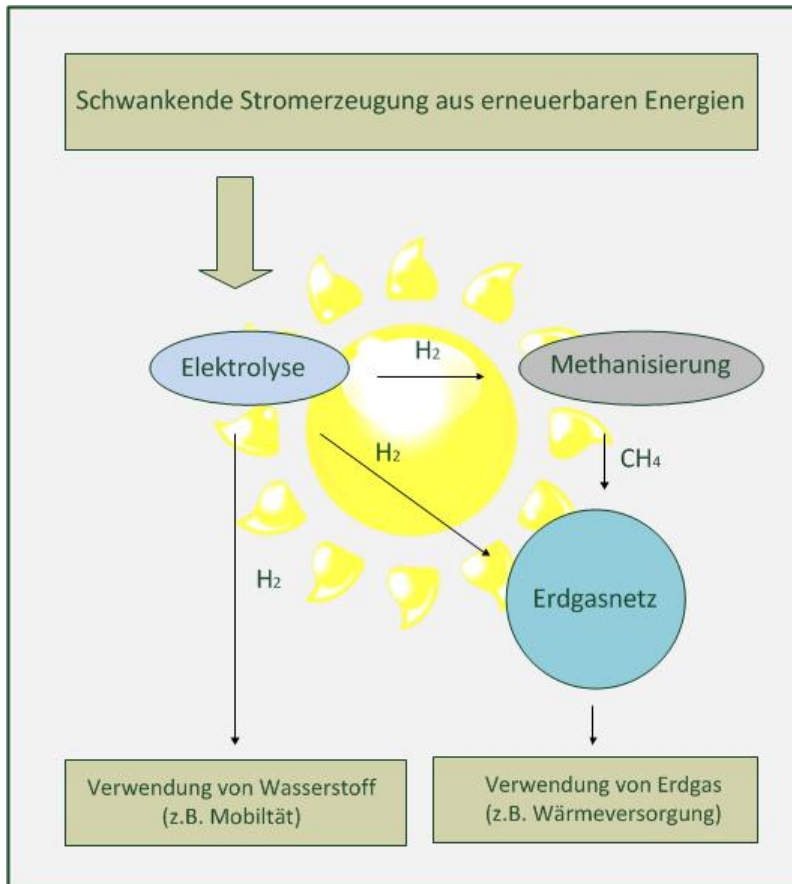


Abbildung 2.1: Schema für Power-to-Gas [eigene Darstellung]

2.3.1 Wasserstoffelektrolyse

Die Umwandlung von Strom in Wasserstoff erfolgt mittels Elektrolyse. Die unterschiedlichen Arten der Elektrolyse werden unter Punkt 2.3.2 näher betrachtet. Die Reaktionsgleichung für die Elektrolyse von Wasser ist in der nachfolgenden Gleichung dargestellt: [13]



Um nun den Strom mittels Wasserstoffelektrolyse in Wasserstoff umwandeln und in das Erdgasnetz einspeisen zu können, gibt es mehrere Möglichkeiten für die Power-to-Gas-Anlage: [14]

- direkte Kopplung an den Energieerzeuger (z. B. Photovoltaikpark)

- Einbindung in ein Inselnetz
- netzgekoppelte Einbindung an das Stromnetz

Bei der direkten Kopplung an einen volatilen Energieerzeuger, kommt es zu starken Schwankungen der Wasserstoffproduktion, was in Folge die Lebensdauer der Anlage, als auch die Leistung des Prozesses verschlechtert (siehe 2.3.2). [14]

Die Einbindung in ein Inselnetz kann in Einzelfällen sinnvoll sein, hat jedoch den Einsatz mehrerer Back-up-Systeme zur Folge. Diese zusätzlichen Systeme sind notwendig um eine unterbrechungsfreie Versorgung zu gewährleisten. Back-up-Systeme wirken sich auch stark auf die Ökonomie der gesamten Anlage aus.[14]

Für die Speicherung großer Strommengen sind nur netzgekoppelte Anlagen relevant. [14]

2.3.2 Arten der Wasserstoffelektrolyse

Die Herstellung von Wasserstoff kann durch verschiedene Verfahren der Elektrolyse erfolgen. Zurzeit gibt es 3 relevante Verfahren zur Wasserstoffelektrolyse:

- Alkalische Elektrolyse
- PEM-Elektrolyse
- Hochtemperaturelektrolyse

Tabelle 2.3 zeigt die unterschiedlichen Temperaturbereiche sowie die verschiedenen Ladungsträger der 3 Arten der Elektrolyse.

Technologie	Temperaturbereich [$^{\circ}C$]	Ladungsträger
AEL	40 – 90	OH^{-}
PEMEL	20 – 100	H^{+}
HTEL	700 – 1000	O^{2-}

Tabelle 2.3: Temperaturbereich und Ladungsträger der Elektrolysearten [26]

Die alkalische Elektrolysetechnik wird vor allem in kommerziellen Großanlagen genutzt. Währenddessen spielen die PEM- und die Hochtemperatur-Elektrolyse für Großanlagen noch keine Rolle, da sie im Gegensatz zur alkalischen Elektrolysetechnik wenig ausgereift sind. Die PEM-Elektrolyse wird nur in kleinen Leistungsbereichen wirtschaftlich eingesetzt. Die Hochtemperatur-Elektrolyse befindet sich überhaupt noch in der Grundlagenforschung [13]. Tabelle 2.4 zeigt die Halbzellenreaktionen der verschiedenen Elektrolyseverfahren.

Technologie	HER	OER
AEL	$2H_2O + 2e^- \Rightarrow H_2 + 2OH^-$	$2OH^- \Rightarrow 1/2O_2 + H_2O + 2e^-$
PEMEL	$2H^+ + 2e^- \Rightarrow H_2$	$H_2O \Rightarrow 1/2O_2 + 2H^+ + 2e^-$
HTEL	$H_2O + 2e^- \Rightarrow H_2 + O^{2-}$	$O^{2-} \Rightarrow 1/2O_2 + 2e^-$

Tabelle 2.4: Halbzellenreaktionen [26]

Alkalische Elektrolyse

Kommerziell erhältliche alkalische Wasserstoffelektrolyseure haben derzeit einen Leistungsbereich von ca. $1 - 760 Nm^3/h$. Diese Menge an Wasserstoff bedeutet ca. eine Leistungsaufnahme von ca. $5kW - 3,4MW$ pro Modul. Soll mehr Wasserstoff produziert werden, werden die Elektrolysemodule parallel geschaltet. Bei den Elektrolyseuren wird zwischen dem Druckelektrolyseur (stellt den Wasserstoff unter Druck zu Verfügung z.B. den gewünschten Gasleitungsdruck) und dem drucklosen Elektrolyseur unterschieden. Der Druckelektrolyseur hat gegenüber dem drucklosen Elektrolyseur einen höheren spezifischen Energieverbrauch. Die größten Anlagen befinden sich derzeit am Assuan-Staudamm (Ägypten) mit einer Anlagenleistung von $156MW$ (drucklos) und in Cuzco (Peru) mit $22MW$ (Druckelektrolyseur). Prinzipiell nimmt der spezifische Energieverbrauch für die Wasserstoffproduktion mit größerer Modulkapazität ab. Der spezifische Energieverbrauch des Druckelektrolyseurs nähert sich mit größerer Modulkapazität dem spezifischen Energieverbrauch des drucklosen Elektrolyseurs an. Ab einer Größe von ca. $100Nm^3/h$ lassen sich allerdings nur mehr sehr geringe Einsparungen erzielen. Dieser Effekt wird in dieser Diplomarbeit vernachlässigt, der spezifische Energieverbrauch bleibt unabhängig von der Menge der Wasserstoffproduktion. Derzeit liegt wie in Tabelle 2.5 zu sehen, der spezifische Energieverbrauch des Systems bei $4,5 - 7kWh$ zur Herstellung von $1m^3$ Wasserstoff. In der nachfolgenden Arbeit, wird der Wirkungsgrad mit $\eta = 62\%$ angenommen. [26]

Die Lebensdauer der Anlage hängt stark von der Betriebsweise und den Betriebsparametern des alkalischen Elektrolyseurs ab. Bei optimalen Bedingungen sind teilweise Druckelektrolyseure über 20 Jahre ohne zu öffnen im Einsatz. [26]

Ein weiteres Merkmal für Elektrolyseure ist der Teillastbetrieb. Die meisten alkalischen Elektrolyseure können bis zu einem Teillastbereich von $10 - 40\%$ ihrer Nennleistung arbeiten. Das Betreiben der Anlage im Teillastbereich wirkt sich jedoch negativ auf die Gasqualität aus. Es kommt zu einer Erhöhung des Fremdgasanteils im Vergleich zu den produzierten Gasen. Deshalb wird unter der Teillastgrenze der Elektrolyseur heruntergefahren. In dieser Arbeit wird der Teillastbereich mit 10% der Nennleistung der Anlage angenommen. [26]

In Tabelle 2.5 sind die wichtigsten Kennwerte für alkalische Elektrolyseure für den heutigen Stand der Technik dargestellt.

Spezifikationen	Richtwerte
Zelltemperatur	60 – 80°C
Zelldruck	< 30bar
Leistungsdichte	bis 1W/cm ²
Spez. Energieverbrauch System	4,5 – 7kWh/Nm ³
Unterer Teillastbereich	10 – 40%
Zellfläche	< 4m ²
Lebensdauer Stack	< 90000h
Standzeit System inkl. Überholung	20 – 30a

Tabelle 2.5: Kennwerte alkalischer Elektrolyseur [26]

PEM-Elektrolyse

Die PEM-Elektrolyse (engl.: proton exchange membrane) wird vor allem für spezielle Anwendungen (z.B. im Labor) und im niedrigeren Leistungsbereich eingesetzt.

Trotz starken Fortschritten bei der Erhöhung der Lebensdauer erreicht diese Art von Elektrolyse nicht die Anzahl an Betriebsstunden der alkalischen Wasserstoffherzeugung. Ein Vorteil gegenüber der alkalischen Elektrolyse liegt allerdings im wesentlich geringer möglichen Teillastbereich, der in energietechnischen Anwendungen bei 5% liegt. Dieser wird durch die schlechter werdende Gasqualität bestimmt. Ein weiterer Pluspunkt dieser Technologie ist das schnelle dynamische Verhalten. [26]

In Tabelle 2.6 sind die wichtigsten Kennwerte des Elektrolyseurs zusammengefasst [26].

Spezifikationen	Richtwerte
Zelltemperatur	50 – 80°C
Zelldruck	< 30bar
Leistungsdichte	bis 4,4W/cm ²
Spez. Energieverbrauch System	4,5 – 7,5kWh/Nm ³
Unterer Teillastbereich	0 – 10%
Zellfläche	< 300cm ²
Lebensdauer Stack	< 20000h
Standzeit System inkl. Überholung	10 – 20a

Tabelle 2.6: Kennwerte PEM-Elektrolyseur [26]

Dieser Arbeit wird kein PEM-Elektrolyseur zu Grunde gelegt.

Hochtemperaturelektrolyse

Derzeit gibt es noch keine kommerziellen Anlagen diesen Typs. Die größte Anlage ist zurzeit ein Laborsystem mit einer Leistung von 18kW und einer Wasserstoffproduktionsrate von $5,7\text{Nm}^3/\text{h}$. [26]

2.3.3 Methanisierung

Bei der Methanisierung wird aus Wasserstoff H_2 mit Hilfe von Kohlenstoffdioxid CO_2 und Kohlenstoffmonoxid CO , synthetisches Methan CH_4 erzeugt. Dieses synthetische Gas kann unbegrenzt (solange die *ÖVGW-Richtlinie G31* eingehalten wird) in das Erdgasnetz eingespeist werden.

Die Methanisierungsreaktionen stellen sich wie folgt dar:



Die CO_2 Methanisierung, wie in Gleichung (1) dargestellt, ist eine Kombination der inversen Wassergas-Shift-Reaktion (Gleichung (2)) sowie der exothermen CO Methanisierung (Gleichung (3)). Bei der zweiten Reaktion entsteht Abwärme, welche zur Erhöhung des Wirkungsgrads der Methanisierung verwendet werden könnte. [7]

Aufgrund der Verwendung von Kohlendioxid, welches sowohl aus regenerativen als auch fossilen Quellen stammen kann, ist es sinnvoll bei Prozessen frei werdendes CO_2 zu verwenden und dem entsprechend bei der Standortwahl dieses Faktum einfließen zu lassen. Als CO_2 -Quellen dienen beispielsweise Biogasanlagen oder Kläranlagen.

Ähnlich der Wasserstoffelektrolyse gibt es auch bei der Methanisierung von Wasserstoff verschiedene Möglichkeiten.

Katalytische Methanisierung

Die katalytische Methanisierung ist ein ein ausgereiftes Verfahren, welches erstmal 1902 entdeckt wurde. Voraussetzung für die katalytische Methanisierung ist eine hohe Reinheit der zugeführten Gase. Übliche Temperaturen der Methanisierung liegen bei ca. 400°C . Die Katalytische Methanisierung lässt sich in zwei Gruppen einteilen. Einerseits in 2-Phasen-Systeme, andererseits in 3-Phasen Systeme. Die 2-Phasen-Reaktoren bestehen aus dem festen Katalysator und dem gasförmigen Eduktgemisch (Kohlenstoffdioxid und Wasserstoff). Zu diesen Systemen gehören:

- Festbrettreaktoren
- Wirbelschichtreaktoren
- beschichtete Reaktoren

Der Festbrettreaktor ist der am häufigsten verwendete Reaktortyp. Allen gemeinsam ist der notwendige minimale Gasstrom, da ein Wiederaufahren energetisch sehr aufwendig ist.

Blausäulenreaktoren gehören zu den 3-Phasen-Systemen. Diese Systeme bestehen aus einem festen Katalysator, der in einer flüssigen Phase aufgeschwemmt wird und dem gasförmigen Eduktgemisch [9]. Die Effizienz der katalytischen Methanisierung liegt bei 75 – 85% [23].

Biologische Methanisierung

Der Unterschied zur katalytischen Methanisierung liegt in der Verwendung von biologischen Stoffwechselprozessen (Bakterien und Archaeen). Diese Prozesse können bei Temperaturen von unter 80°C stattfinden. Die biologische Methanisierung befindet sich allerdings noch im Forschungsstadium. Daher wird dieses Methanisierungsverfahren hier nicht weiter integriert [9].

2.4 Erdgasbestandteile

Wie unter Punkt 2.1 erläutert, gehört Erdgas zur Gruppe der Brenngase. Dieses Naturgas setzt sich aus verschiedenen Bestandteilen zusammen. Diese in Erdgas enthaltenen Gasbestandteile, sind überwiegend Kohlenwasserstoffe in gasförmigem Zustand. Es können jedoch auch Gasbegleitstoffe enthalten sein, die sowohl gasförmig, fest, als auch flüssig sind.

In Tabelle 2.7 sind die Qualitätskriterien der *ÖVGW-Richtlinie G31* dargestellt.

<i>Brenntechnische Daten</i>	
Wobbe-Index	13,3 – 15,7 kWh/m ³
Brennwert	10,7 – 12,8 kWh/m ³
Relative Dichte	0,55 – 0,65
<i>Gasbegleitstoffe</i>	
Kohlenwasserstoffe: Kondensationspunkt	maximal 0° beim Betriebsdruck
Wasser: Kondensationspunkt	maximal 8° bei Druck von 40bar
Sauerstoff O ₂	< 0,5 Vol.%
Kohlendioxid CO ₂	< 2 Vol.%
Stickstoff N ₂	< 5 Vol.%
Wasserstoff	< 4 Vol.%
Gesamtschwefel	10 mgS/m ³ (auf Dauer), 30 mgS/m ³ (im Schnitt)
Mercaptanschwefel	< 6 mgS/m ³
Schwefelwasserstoff H ₂ S	< 5 mg/m ³
Kohlenstoffoxidsulfid COS	5 mg/m ³
Halogenverbindungen	0 mg/m ³
Ammoniak NH ₃	technisch frei
Fest- und Flüssigbestandteile	technisch frei

Tabelle 2.7: Qualitätskriterien der ÖVGW-Richtlinie G31 [16]

Wie aus der *ÖVGW-Richtlinie G31* zu entnehmen ist, ist der Wasserstoffanteil am Gesamtvolumen des Erdgases mit 4% beschränkt. Es darf daher zu keinem Zeitpunkt der Volumsanteil von 4% an Wasserstoff im Erdgasnetz überschritten werden. Ein weiteres Kriterium ist der Wobbe-Index. Der Wobbe-Index zeigt die Austauschbarkeit und Qualität der verschiedenen Brenngase. Laut *Richtlinie G31* muss dieser Index einen Wert zwischen 13,3 – 15,7 kWh/m³ besitzen.

In Abbildung 2.2 ist die Veränderung des Wobbe-Indexes sowie des Brennwertes von verschiedenen Erdgasen bei Beimischung von Wasserstoff dargestellt. Die grün umrahmte Fläche zeigt den erlaubten Bereich der *ÖVGW-Richtlinie*. Dieser Bereich verdeutlicht die Unterschiede der Gasqualität und somit die Möglichkeit der Einspeisung von Wasserstoff, durch die Herkunft des Erdgases. Als Beispiel, könnten dem Erdgas *Nordsee-H* einige Volumsprozent mehr Wasserstoff beigemischt werden, als dem russischen *Erdgas-H* um im erlaubten (grünen) Bereich zu bleiben.

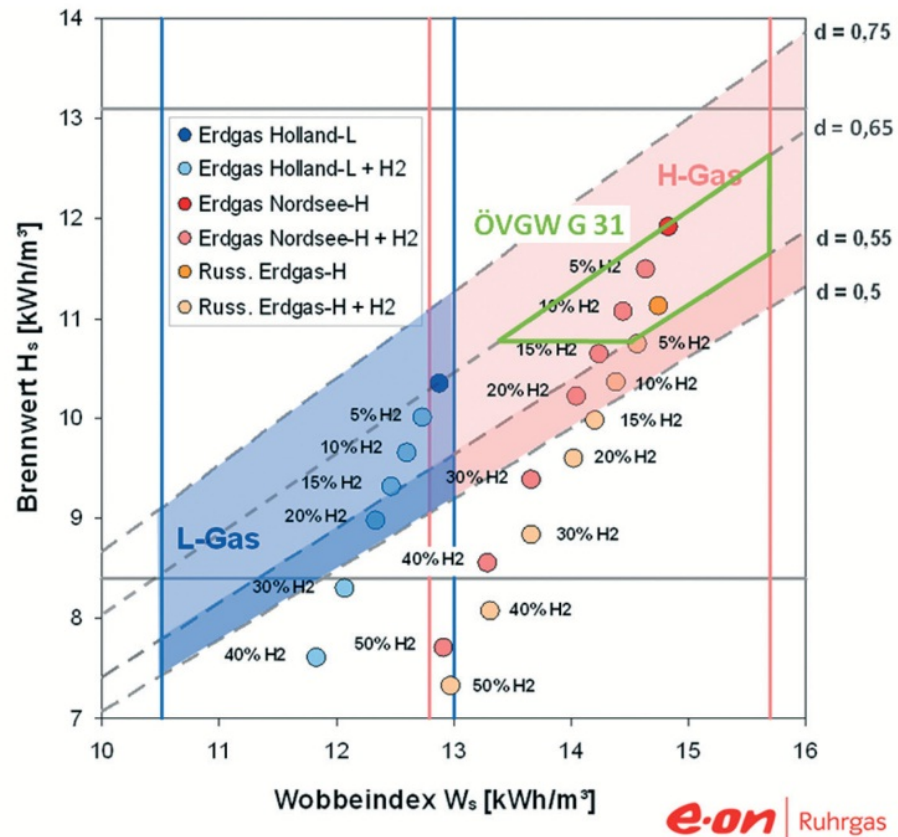


Abbildung 2.2: Veränderung der Gasbeschaffenheit verschiedener Erdgase [2]

2.4.1 Wasserstoffverträglichkeit wichtiger Gaskomponenten

In der Abbildung 2.3 sind die derzeit bekannten Toleranzen für die Wasserstoffverträglichkeit der Gasinfrastruktur zu sehen. Wie der Abbildung zu entnehmen ist, existieren es bei den meisten Komponenten keine technischen und qualitativen Probleme bei einer höheren Wasserstoffkonzentration im Erdgas. Nachfolgend wird auf einzelne Komponenten und deren Wasserstoffverträglichkeit näher eingegangen.

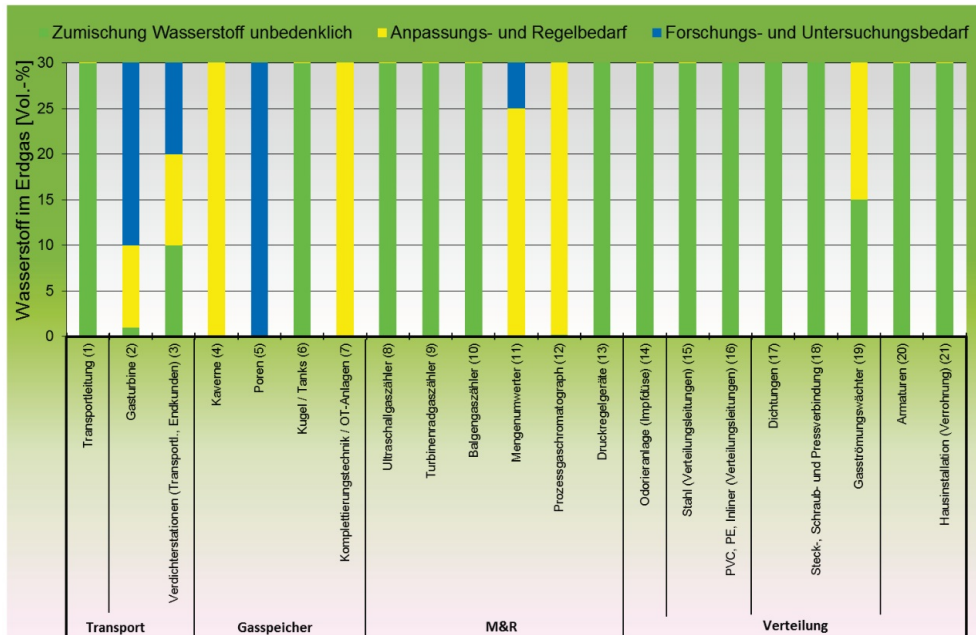


Abbildung 2.3: Wasserstoffverträglichkeit der Gasinfrastruktur [17]

2.4.2 Transportleitungen

Stahl

Bei hoher Wasserstoffkonzentrationen kann ein beschleunigtes Risswachstum, vor allem durch Elektrolyte und kritische Spannungszustände in den Rohrleitungen auftreten. Es wurden jedoch bei Forschungs- und Entwicklungsprojekten Konzentrationen von bis zu 50% Wasserstoff eingespeist und keine spürbaren Effekte auf das Risswachstum in diversen Röhren festgestellt. [17]

Duktiles Gusseisen

Hier gibt es Erfahrungen aus der früheren Versorgung mit Stadtgasen. Bei Stadtgasen traten Konzentration von bis zu 50% Wasserstoff auf. Hierbei wurden keine negativen Auswirkungen auf das Gusseisen festgestellt. [17]

Kunststoffe

Bei Kunststoffleitungen gibt es eine erhöhte Permeation von Wasserstoff, welche jedoch sicherheitstechnisch völlig unbedenklich ist. [17]

2.4.3 Gasturbinen

Bei Gasturbinen gibt es leider noch sehr wenig Erfahrung in Bezug auf die Beimischung von Wasserstoff zu Erdgas. Deshalb beschränken die Hersteller den Wasserstoffanteil auf 1 – 3*Vol. – %* vor allem aus juristischen Gründen. Laborversuche liefen jedoch mit diversen Gasturbinen bei einem Wasserstoffgehalt von bis zu 9*Vol. – %* problemlos ab. [17]

2.4.4 Verdichter

Durch einen höheren Anteil an Wasserstoff sinkt wie in Abbildung 2.2 dargestellt, der Energieinhalt. Um die gleiche Menge an Energie zu übertragen, müsste die Gasmenge erhöht werden. Diese Maßnahme führt aber zu höheren Druckverlusten. Um nun mittels Verdichter den Druck auf das Ursprungsniveau zu bringen, ist bei Wasserstoff angereichertem Gas mehr Energieaufbringung notwendig. Die Anreicherung durch H_2 kann allerdings den Austausch oder die Modifikation der Verdichtermaschine notwendig machen. [17]

2.4.5 Speicher

Bei **Kavernenspeicher** ist ein Wasserstoffanteil von bis zu 55% beherrschbar, wie die Erfahrung aus Stadtgaszeiten zeigte. Aus diesen Zeiten ist jedoch auch bekannt, dass sich bei **Porenspeicher**, Probleme mit H_2S Bildung und Korrosion in feuchter Umgebung ergeben. In Österreich existieren nur Porenspeicher. [17]

3 Datengrundlage

Um in weiterer Folge die Einspeisung von Wasserstoff mittels einer Power-to-Gas-Anlage in ein Gasnetz untersuchen zu können, muss auf die zur Verfügung gestellten Daten, eines realen Netzes eingegangen werden. Dabei wird zwischen den Netzdaten und Verbraucherdaten unterschieden.

3.1 Netzdaten

Damit realitätsnahe Aussagen bezüglich der zentralen Fragestellung getroffen werden können, erfolgt die Berechnung mit den Daten eines existierenden kleinstädtischen Gasnetzes in Österreich.

3.1.1 Netz allgemein

Um das Erdgas von der Quelle zum Kunden übertragen zu können, sind mehrere Netzkomponenten, ähnlich dem Stromnetz, nötig. Abbildung 3.1 zeigt ein prinzipielles Schema des jeweiligen Netzaufbaus.

Wie unter Punkt 2.2 erläutert, gibt es verschiedene Druckebenen um das Gas zu verteilen. Diese verschiedenen Druckebenen sind ähnlich den verschiedenen Spannungsebenen im Stromnetz vorstellbar. Je höher der Druck im Gasnetz bzw. die Spannung im Stromnetz desto über weitere Distanzen ($kV = km$) kann sinnvoll Energie transportiert werden [25]. Um verschiedene Spannungsebenen im Stromnetz erhalten zu können, werden zur Verbindung der einzelnen Spannungsebenen Transformatoren benötigt (wie in Abbildung 3.1 dargestellt). Diese Transformatoren wandeln ein Spannungsniveau in ein anderes Spannungsniveau um (z.B. von $10kV$ auf $400V$). Statt den Transformatoren im Stromnetz, benötigt man im Erdgasnetz Druckregler um die verschiedenen Gasdruckebenen zu verbinden. Die Energie wird jeweils über Leitungen, die für die verschiedenen Ebenen (Druck [bar], Spannung [V]) ausgelegt sind, übertragen. Der Durchfluss [m^3/h] von Erdgas in den Gasleitungen ist das Pendant zum Strom [A] in den elektrischen Leitungen.

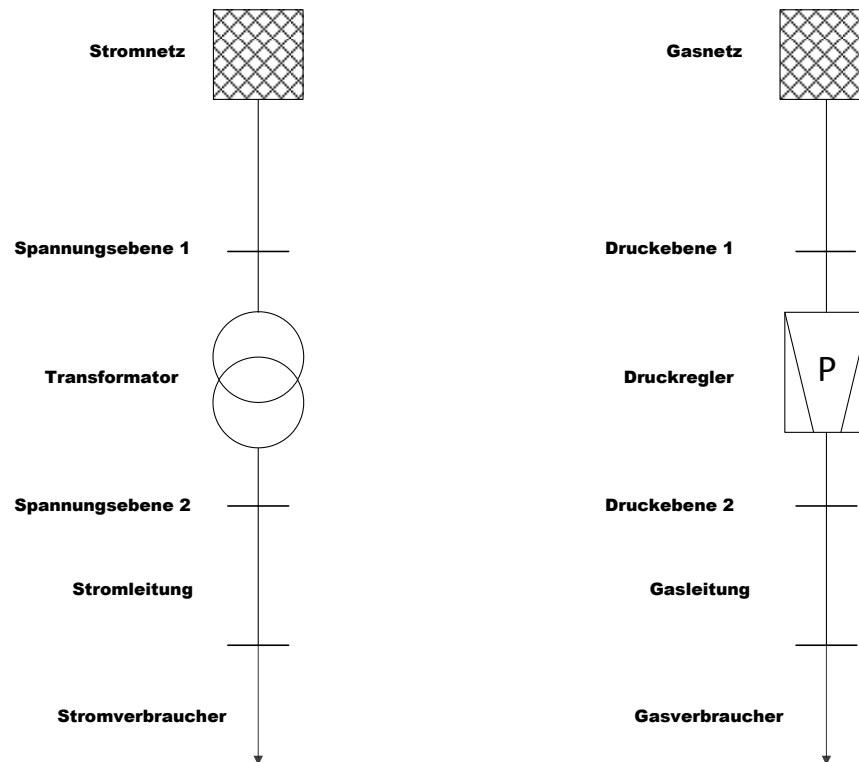


Abbildung 3.1: Schema des jeweiligen Netzaufbaus [eigene Darstellung]

Das Modellnetz weist folgende Eckdaten auf:

- 20 Großabnehmer
- 12 Druckregler
- ca. 20km Leitungen

Das Modellnetz, mit dem die Simulationen in *Sincal* durchgeführt werden, stellt einen Strang eines übergeordneten Gasnetzes dar. Diese Einschränkung hat keine Auswirkung auf die zu untersuchenden Fragestellungen.

3.1.2 Knotenpunkte

Jeder Anfang und jedes Ende einer Gasleitung stellt einen Knotenpunkt dar. Dies kann als Beispiel, das Ende einer Gaszuleitung beim Hausanschluss des Kleinverbrau-

chers, oder auch der Leitungsanfang am Ausgang eines Druckreglers sein. Im Gesamten zu Verfügung gestellten Gasnetz, gibt es derzeit ca. 32000 Knotenpunkte. Jeder Knotenpunkt hat jeweils seine eigene *ID* zur eindeutigen Identifikation. Aufgrund der ähnlichen Höhe der verschiedenen Knotenpunkte kann zur Berechnung bzw. Simulation für alle Knoten die identische Höhe angenommen werden. Zu jedem Knotenpunkt sind folgende Daten, welche aus dem *OptiPlan-System* stammen, vorhanden:

- Knoten *ID*
- Koordinaten des Knotenpunkts
- Temperaturabhängigkeit
- Höhe (für alle Knoten gleich)
- Ein- und Auspeisemengen
- Bezugsdruck
- Netzdruck
- Mindestdruck

Nicht alle Knotenpunktinformationen aus dem *OptiPlan-System* sind für die Simulation der verschiedenen Szenarien in *Sincal* relevant. Die nachfolgend aufgezählten Daten sind für die Simulation in *Sincal* erforderlich:

- Knoten *ID*
- Koordinaten des Knotenpunkts
- Höhe (für alle Knoten gleich) [*m*]
- Bezugsdruck [*bar*]

3.1.3 Druckknoten

Die Druckknoten stellen die unter 3.1.1 beschriebenen Druckregler im Gasnetz dar. Ähnlich den Transformatoren (z.B. Stern-Dreieck Schaltung) im Stromnetz, gibt es auch bei den Druckreglern im Gasnetz verschiedene Schaltungen. Zu den Druckreglern wurden folgende Informationen zu Verfügung gestellt:

- *Knoten ID* des Anfangs- und Endknoten

- maximale Menge
- Bezugsdruck
- Einspeisemenge
- Name
- Schaltung

Folgende Daten sind für die Simulation in *Sincal* wichtig:

- *Knoten ID* des Anfangs- und Endknoten
- Name

3.1.4 Leitungen

Zu den einzelnen Gasleitungen sind die nachfolgenden Informationen verfügbar. Die Rohrrauigkeit in den Gasleitungen ist mit dem Leitwert bei elektrischen Leitungen vergleichbar. Daraus kann mit dem Durchmesser der Leitung der Druckabfall an der Gasleitung abgeleitet werden [6]:

$$\Delta p_R = \lambda \frac{l}{d} \frac{\rho}{2} w^2 \quad (3.1)$$

Die Systemkennzeichnung wird zur Identifikation paralleler Leitungen mit dem selben Anfangs- und Endknotenpunkt verwendet.

- *Knoten ID* des Anfangs- und Endknoten
- Systemkennzeichnung
- Länge
- Durchmesser
- Rohrrauigkeit
- Flussmenge
- Geschwindigkeit

Folgende Daten sind für die Simulation erforderlich:

- *Knoten ID* des Anfangs- und Endknoten
- Länge [*m*]
- Durchmesser [*mm*]
- Rohrrauigkeit []

3.2 Verbraucherdaten

Neben den Netzdaten sind für die weiteren Untersuchungen die Verbraucherdaten von ebenso großer Bedeutung. Ohne Verbraucherdaten, wären im Modellnetz keine Gasflussberechnungen möglich. Ähnlich den Viertelstundenmittelwerten in elektrischen Stromnetzen (es existieren jedoch auch andere Zeitraster im Stromnetz) existieren im Gasnetz Stundenmittelwerte der Gasabnehmer in [*kWh/h*]. Im Kapitel 5 wird weiters zwischen Großabnehmern und Kleinabnehmern bei der Gasabnahme unterschieden. Ein durchschnittlicher privater Haushalt in Österreich verbraucht pro Jahr $1.000m^3$ Erdgas [24]. Die nachfolgenden Daten der Verbraucher sind bekannt:

- Stundenmittelwerte der Gasabnahme
- Ortsnummer
- Nummer des Abnehmers
- Tauwert
- Netzbelastung
- Koordinaten

Folgende Daten sind für die Simulation in *Sincal* sowie für diverse Berechnungen relevant:

- Stundenmittelwerte der Gasabnahme [*kWh/h*]
- Koordinaten

4 Modellbildung und Netzerstellung

4.1 Das *PSS*[®]*SINCAL* - Programm

Um für die in Kapitel 5 folgenden Simulationen und Untersuchungen möglichst realitätsnahe Ergebnisse ermitteln zu können, wird auf die Daten eines real existierenden Versorgungsnetzes zurückgegriffen.

Im vorangegangenen Kapitel 3 wurden die erhaltenen Ausgangsdaten für die Berechnungen kurz vorgestellt.

Um mit dieser Datenmenge nun Simulationen in den einzelnen Szenarien durchführen zu können, wird auf die Planungssoftware *PSS*[®]*SINCAL* (Siemens Network Calculation) zurückgegriffen. Mit *PSS*[®]*SINCAL* ist es möglich, die Strömungsverhältnisse in beliebig vermaschten Netzen und unterschiedlichen Druckebenen zu berechnen. Als Ergebnis der Berechnung, stehen Druck, Strömungsverhältnisse und Durchflussmenge zu Verfügung. Mithilfe der vorgestellten Netz und Verbraucherdaten ist es also möglich, die Einspeisung von Gas in das Erdgasnetz zu simulieren und dabei u.a. die Auslastung in den Leitungen sowie den Druck an den verschiedenen Knotenpunkten zu beobachten. Weiters besteht die Möglichkeit für dynamische Berechnungen mittels Zeitreihen, Druck- und Flussmengendiagramme zu erhalten.

Ein weiterer entscheidender Vorteil liegt in der offenen Datenstruktur der Software. Alle notwendigen Eingabedaten zur Netzerstellung, sowie die Ergebnisse der diversen Berechnungen werden in einer relationalen Datenbank hinterlegt. Auf diese Daten kann nicht nur zugegriffen werden, sie können auch bearbeitet und neu eingefügt werden. Damit ist es auch möglich, mit der von notwendigen Eingabedaten gespeisten Datenbank, das Netz zu erstellen und auch für den Benutzer grafisch darzustellen.

Um die vorhandenen Daten zum Befüllen der Datenbank vorzubereiten, wurden die Daten vorher mit *MS Excel* aufbereitet und bearbeitet. Darstellung 4.1 zeigt den Ablauf vom Erhalt der Rohdaten bis zum fertigen Netz in *PSS*[®]*SINCAL*.

Wie aus dem Ablaufdiagramm zu entnehmen ist, wurden die im vorangegangenen Kapitel 3 vorgestellten relevanten Verbraucher- und Netzdaten zuerst mit *MS Excel* zusammengetragen. Diese überarbeiteten Daten wurden manuell in die Datenbank eingetragen. Als Programmumgebung für die Datenbank wurde *MS Access* verwendet. Da *PSS*[®]*SINCAL* mit der Datenbank von *MS Access* arbeitet, erfolgt die Übertragung nach *PSS*[®]*SINCAL* automatisch. Um die in die Datenbank gespeisten Daten, in *Sincal* auch grafisch generieren zu können, bietet *Sincal* den sogenannten „*Netzbrowser*“. Mittels *Netzbrowser* und der Option *Grafik nacherfassen*, wird mit der vorhandenen

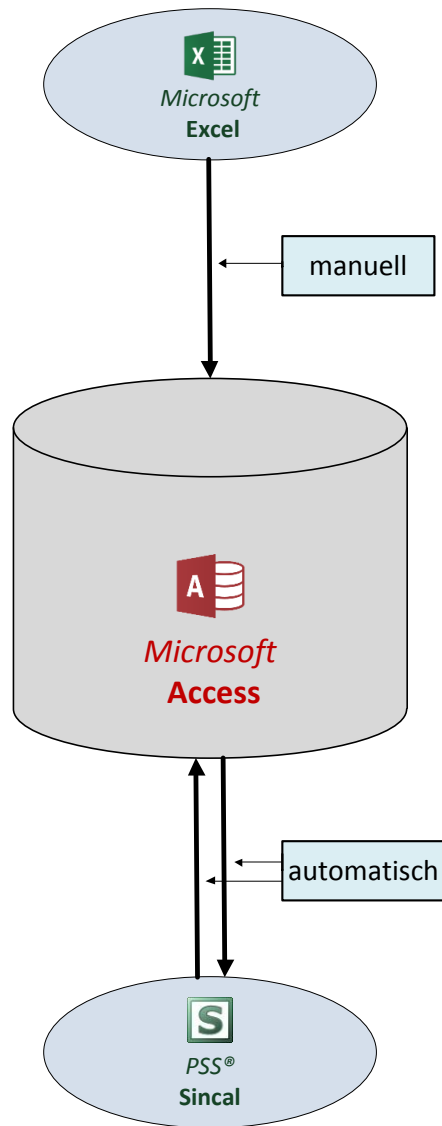


Abbildung 4.1: Ablaufdiagramm [eigene Darstellung]

gespeisten Datenbank, das Gasnetz auch grafisch generiert. Somit kann das Gasnetz auch grafisch bearbeitet werden.

4.2 Datenbank

Wie vorhin erläutert werden die Ergebnisse der Berechnungen sowie die verwendeten Netzelemente in *Sincal* in einer relationalen Datenbank hinterlegt. Das Netz in *Sincal* setzt sich prinzipiell aus einer Hilfsdatei und einem Ordner zusammen:

- (Name).*sin*
- (Name).*files*

Zum Öffnen des Netzes in *Sincal* wird die Datei (Name).*sin* ausgewählt. Im Ordner(Name).*files* befinden sich die Netzdatenbank (*database*), Ergebnisdateien sowie Diagrammdateien und Log-Files. Insgesamt besteht die wichtige Netzdatenbank aus etwas mehr als 100 Tabellen sowie einigen Abfragen. Diese Tabellen setzen sich aus drei verschiedenen "Tabellenkategorien" zusammen:

- Eingabedaten
- Grafikdaten (enthält „Graphic“ im Namen)
- Ergebnisdaten (enthält "Result" im Namen)

Zur grundlegenden Erstellung des Netzes in *Sincal* ist nur ein Teil der Tabellen-
gruppe der Eingabedaten von Bedeutung. Folgende Tabellen werden in *MS Access*
bearbeitet:

- *FlowElement*
- *FlowNode*
- *FlowLine*
- *FlowTerminal*
- *FlowConsumer*
- *FlowPressureReg*

Diese Tabellen werden in den nachkommenden Unterkapitel näher betrachtet. Die
fett gedruckten Werte in den folgenden Unterkapiteln, wurden in die jeweilige Spalte
im Tabellenblatt geschrieben.

4.2.1 Flow Element

In diesem Tabellenblatt werden alle im Netz befindlichen Komponenten beschrieben und deklariert. Im Netz befinden sich Verbraucher, Einspeisungen, Druckregler und Leitungen. Nachfolgend werden die einzelnen Spalten im Tabellenblatt näher erläutert:

- **Element_ID:** Hier erfolgt eine Aufzählung (Start bei 1) der einzelnen im Netz befindlichen Elemente. Jedes Element hat seine eigene eindeutige Nummer. Der Verbraucher *Abnehmer 1* bekommt z.B. die Nummer 1.
- **NetworkLevel:** Standardmäßig mit **1** aufgefüllt. Damit könnte, die dem Netzelement zugehörige Netzebene im Gasnetz angegeben werden. Im simulierten Gasnetz wird allerdings nur die Standardnetzebene (welche selbst definiert werden kann) verwendet.
- **Variant_ID:** Diese Spalte wurde ebenfalls mit **1** standardmäßig befüllt.
- **Group_ID:** In diese Zellen wird **1** geschrieben. Hier könnte dem Netzelement ein bestimmter Netzbereich zugeordnet werden. Es werden im zu simulierenden Gasnetz allerdings keine verschiedenen Netzbereiche verwendet.
- **Report_No:** Standardmäßig mit **1** zu befüllen.
- **Name:** In dieser Spalte werden die einzelnen Netzelemente (aus dem realen Netz) benannt. Druckregler bekommen als Beispiel die jeweilige Stationsnummer als Namen. Wichtig ist eine konsistente und eindeutige Namensgebung der jeweiligen Netzelemente.
- **ShortName:** Hier wird der Kurzname für das jeweilige Netzelement eingetragen (z.B. für Abnehmer 1 *V1*)
- **Type:** Mit diesen Feldern wird das eigentliche Netzelement bestimmt. Für Verbraucher ist *FlowConsumer*, für Druckregler *FlowPressureReg*, für Leitungen *FlowLine* und für Gaseinspeisungen *FlowInfeederG* einzutragen. Die Gaseinspeisungen wurden allerdings erst nach der vollständigen Netzerstellung in *SincaI* eingefügt.
- **Circuit:** Mit Circuit wird der Kreislauf bestimmt. Für den möglichen Vor- und Rücklauf des Gases ist hier **3** einzutragen.
- **Flag_Input:** Bestimmt den Zustand der Netzeingabedaten. Diese Felder sind standardmäßig mit **0** zu füllen.
- **Flag_Variant:** In diese Zellen wird **1** geschrieben.
- **Flag_State:** Durch *Flag_State* wird der Betriebszustand des jeweiligen Netzele-

mentes bestimmt (Ein: 1).

- **FlagDgrGeoStat:** Diese Spalte wird mit **0** aufgefüllt. Sie bestimmt ob das Element gekennzeichnet sein soll oder nicht. Die Kennzeichnung ist für gewisse „Extras“, wie z.B. die Erstellung eines Druckverlaufsdiagramm, notwendig.
- **Flag_Calc:** Diese Felder werden mit **0** beschrieben.
- **Ti:** Hier kann der Errichtungszeitpunkt eingetragen werden. Diese Felder bleiben leer.
- **Ts:** Hier kann der Stilllegungszeitpunkt eingetragen werden. Diese Felder bleiben leer.
- **Zone_ID:** Diese Spalte bleibt standardmäßig unbefüllt.

4.2.2 Flow Node

Mit diesem Tabellenblatt wird die topologische Grundstruktur des Netzes bestimmt. Hier werden alle im Netz befindlichen Knotenpunkte (Nodes) eingetragen. Die einzelnen Spalten im Tabellenblatt werden nachfolgend erklärt:

- **Node_ID:** In diese Spalte werden alle im Gasnetz vorhandenen Knotenpunkte aufgezählt und aufsteigend nummeriert. Jeder Knotenpunkt erhält seine eigene **Node_ID**, beginnend bei 1 und endend beim letzten zu deklarierenden Knoten.
- **Group_ID:** Hier könnten den Knotenpunkten Netzbereiche zugeordnet werden (wird standardmäßig mit **1** befüllt).
- **Variant_ID:** Diese Felder werden mit **1** befüllt.
- **NetworkLevel:** Zuteilung der Knotenpunkte zu den verschiedenen Netzebenen (wird mit **1** befüllt).
- **Name:** Jeder Knotenpunkt bekommt in diesen Feldern seinen eigenen Namen. In diesem Gasnetz ist der Name die Knotenpunktnummer (aus dem realen Netz).
- **ShortName:** Hier wird der Kurzname des jeweiligen Knotenpunktes eingetragen.
- **Flag_Type:** Diese Zellen sind standardmäßig mit **1** zu befüllen.
- **hr:** Mit *hr* und *hh* können die Koordinaten des jeweiligen Knotenpunktes angegeben werden. *hr* gibt den Rechtsabstand an (in *m*).

- **hh:** Durch *hh* wird der sogenannte Hochabstand des Knotenpunktes angegeben (in *m*).
- **sh:** In diese Felder wird die jeweilige Seehöhe (in *m*) des Knoten eingetragen.
- **m:** In dieser Spalte wird der Meridian eingetragen (standardmäßig mit **0** gefüllt, in *m*).
- **pRes:** In diesen Feldern wird die Druckvorbesetzung (in *bar*) angegeben (mit **0** beschrieben)
- **pDiffMin:** Gibt die minimale Druckdifferenz (in *bar*) an (mit **1** zu füllen).
- **Circuit:** Hier ist für den möglichen Vor- und Rücklauf des Gases **3** einzutragen.
- **Flag_Diagram:** Diese Spalte wird mit **0** befüllt.
- **Report_No:** In diese Felder ist **1** einzutragen.
- **InclName:** Diese Spalte bleibt leer.
- **Flag_Variant:** Diese Spalte wird standardmäßig mit **1** befüllt.
- **FlagDgrGeoStat:** Bestimmt wie unter 4.2.1 erklärt, die Kennzeichnung des Knotens.
- **Ti:** Errichtungszeitpunkt des Knotens. Diese Spalte bleibt leer.
- **Ts:** Gibt den Stilllegungszeitpunkt an, bleibt ebenfalls leer.
- **Zone_ID:** Diese Felder bleiben unbefüllt.

4.2.3 Flow Line

In diesem Tabellenblatt werden alle im Netz verwendeten Leitungen deklariert und näher spezifiziert. Nachfolgend werden die im Tabellenblatt befindlichen Spalten erklärt:

- **Element_ID:** Hier wird die unter *FlowElement*, für die jeweilige Leitung, vergebene *Element_ID* eingetragen.
- **LineTyp:** In diesen Feldern kann der Leitungstyp bestimmt werden. Bleibt in diesem Gasnetz aber leer.

- **Typ_ID:** Diese Zellen werden mit **0** befüllt.
- **Flag_Typ_ID:** Standardmäßig **0** einzutragen.
- **LineLength:** In dieser Spalte wird die jeweilige Leitungslänge angegeben (in *m*).
- **Diameter:** Durch diese Felder wird der jeweilige Leitungsdurchmesser bestimmt (in *mm*).
- **SandRoughness:** Gibt die Rauigkeit dieser Leitung (in *mm*) an.
- **fLength:** Berücksichtigt den Längenzuschlagsfaktor, welcher in diesem Netz vernachlässigt (**0** eintragen) wird.
- **fCurve:** Beschreibt den Profilmfaktor der Leitung, welcher nicht berücksichtigt wird (**1** eintragen).
- **fDiameterAn:** Gibt die jährliche Änderung des Durchmessers der Leitung an. Dieser Parameter wird vernachlässigt (**0** eintragen).
- **LeakageRate:** Die Leckrate wird mit **0** angenommen.
- **Zeta:** Der Zeta-Kennwert der Leitungen wird nicht berücksichtigt (**0** eintragen).
- **HeatingCond:** Die Wärmeleitfähigkeit der Leitung wird nicht berücksichtigt (Felder mit **0** füllen).
- **YearInstall:** Hier kann das Jahr der Inbetriebnahme der Leitung angegeben werden, wird standardmäßig mit **2000** (Vorschlag von *Sincal*) befüllt.
- **Variant_ID:** In diese Felder wird **1** eingetragen.
- **Flag_Variant:** Diese Spalte ist standardmäßig mit **1** zu befüllen.

4.2.4 Flow Terminal

Das Tabellenblatt *Flowterminal* verbindet die definierten Netzelemente mit den jeweiligen Knoten. Dadurch wird die vollständige Netztopologie erzeugt. Die jeweiligen Spalten in diesem Tabellenblatt werden untenstehend näher betrachtet:

- **Terminal_ID:** In der Spalte *Terminal_ID* wird eine aufsteigende Aufzählung beginnend bei 1, bis zur vollständigen Verknüpfung aller Elemente eingetragen.

- **Element_ID:** In diese Zellen werden die einzelnen Netzelemente mit der jeweiligen *Element_ID* geschrieben. Für Leitungen und Druckregler ist die jeweilige *Element_ID* zweimal hintereinander (in die nächste darunter liegende Zelle) einzutragen. Dies ist notwendig, um den bei Leitungen und Druckregler vorhandenen Eingang und Ausgang den richtigen Knoten zuzuordnen zu können.
- **Node_ID:** In diesen Feldern wird den Netzelementen der richtige Knotenpunkt zugeordnet. Dabei wird die dem Knotenpunkt vergebene (aus Tabellenblatt *Flow-Node*) *Node_ID* eingetragen. Somit werden die einzelnen Netzkomponenten miteinander verknüpft.
- **Variant_ID:** Diese Spalte wird standardmäßig mit **1** befüllt.
- **TerminalNo:** Sollte in die *Element_ID* nur einmal eingetragen sein (wie z.B. bei den Abnehmern), so wird in diese Zelle **1** geschrieben. Gibt es jedoch einen Eingang und Ausgang bei dem jeweiligen Netzelement (Druckregler, Leitung) und somit zweimal dieselbe *Element_ID*, so ist für den Startknoten (Eingang) eine **1** und beim Endknoten eine **2** (Ausgang) einzutragen.
- **Flag_State:** Bestimmt den Schaltzustand dieser Verbindung (**1**: Ein, **0**: Aus).
- **Report_NO:** Diese Spalte ist mit **1** zu befüllen.
- **Flag_Variant:** Hier wird standardmäßig **1** eingetragen.

4.2.5 Flow Consumer

In diesem Tabellenblatt werden die im Netz verwendeten Verbraucher im Detail konfiguriert. Die genauen Verbrauchseinstellungen und Verbraucherzeitreihen wurden erst im nachhinein (nach der Netzerstellung mittels Datenbank) in *Sincal* hinzugefügt. Nachfolgend werden die Spalten im Tabellenblatt näher beschrieben:

- **Element_ID:** In dieser Spalte wird die *Element_ID* der jeweiligen Verbraucher eingetragen.
- **Q:** Hier wird das konstante Abnahmevervolumen eingetragen, wird mit **0** gefüllt.
- **Flaq_Q:** In diesen Zellen wird der Abnahmetyp (*Normzustand*, *Betriebszustand* oder *Leistung*) bestimmt (standardmäßig **1** hineinschreiben).
- **Flag_ConTyp:** Mittels *Flag-ConTyp* kann der Abnahmetyp (*konstante Abnahmemenge*, *konstante Abnahmeleistung* oder *Summe aus Menge und Leistung*) näher definiert werden (**1** eintragen).

- **Q1:** In den Spalten **Q1-Q4** und **Power** kann das konstante Abnahmevervolumen, die konstante Abnahmeleistung oder die konstante Abnahmemenge bestimmt werden. Es wird in die Spalten **0** eingetragen. In dieser Spalte ist der Normzustand anzugeben (in m^3/h).
- **Q2:** Betriebszustand in m^3/h , siehe **Q1**
- **Q3:** konstante Abnahmeleistung in MW , siehe **Q1**
- **Q4:** konstante Abnahmemenge in t/h , siehe **Q1**
- **Power:** konstante Abnahmeleistung in MW , siehe **Q1**
- **Flag_ConControl:** Mit dieser Spalte wird die jeweilige druckabhängige Abnahmereduktion definiert. Diese ist nicht erwünscht, es wird **0** eingetragen.
- **pDiffMin:** Diese Spalte bestimmt die Mindestdruckdifferenz (nicht verwendet, Standard **1** eintragen)
- **Flag_Temp:** Hier wird der Temperaturtyp (*Rückspeisetemperatur (1)*, *Temperaturdifferenz (2)*) ausgewählt (**1** eintragen).
- **T:** In diese Felder wird **50** (Standardtemperatur) geschrieben (in $^{\circ}C$).
- **fQ:** Die Spalten **fQ-fPower** bestimmen den Multiplikationsfaktor für die verschiedenen Abnahmetypen (siehe **Q1-Q4** und **Power**) . In diese Zellen wird **1** (Standard) eingetragen.
- **fQ1:** siehe **fQ**
- **fQ2:** siehe **fQ**
- **fQ3:** siehe **fQ**
- **fQ4:** siehe **fQ**
- **fPower:** siehe **fQ**
- **fT:** Bestimmt den Multiplikationsfaktor (**1**) der Temperatur.
- **Mpl_ID:** Diese Spalte bleibt leer.
- **Mpl_ID2:** Auch diese Spalte bleibt leer.
- **TimeSer_ID:** Diese Zellen werden je Verbraucher, beginnend bei 1, aufsteigend

nummeriert.

- **OpSer_ID:** Diese Zellen bleiben leer.
- **IncrSer_ID:** Auch diese Spalte bleibt ungefüllt.
- **pRelMin:** Bestimmt den minimalen relativen Druck (Standard **1** eintragen).
- **Variant_ID:** Standardmäßig mit **1** zu befüllen.
- **Flag_Variant:** In diese Spalten wird **1** (Standard) eingetragen.

4.2.6 Flow Pressure Reg

Das Tabellenblatt *FlowPressureReg* definiert die genauen Einstellungen der Druckregler. Die einzelnen Spalten im Tabellenblatt, ergeben sich wie folgt:

- **Element_ID:** Hier wird die *Element_ID* des jeweiligen Druckreglers eingetragen.
- **Node_ID:** Diese Spalte bleibt leer.
- **pInlet:** Hier wird der Druck am Eingangsknoten (in *bar*) eingetragen (Standard: *0bar*).
- **pOutlet:** Bestimmt den Druck am Ausgangsknoten (in *bar*, Standard: *0bar*)
- **pDevation:** In dieser Spalte wird die maximale Druckabweichung (in *bar*) angegeben (Standard: *0bar*).
- **QReturn:** Gibt die maximale Rückflussmenge (in m^3/h) an, es wird **0** eingetragen.
- **Flag_PessInc:** Hier kann die Arbeitsweise des Druckreglers (*Druckerhöhung (1)*, *Druckreduktion (2)*, *Druckerhöhung und Reduktion (3)*) bestimmt werden. Es wird standardmäßig **2** für die Druckreduktion eingetragen.
- **Flag_PressDif:** Bestimmt die Differenzdruckregelung. **1** für JA eintragen.
- **pSupRet:** Standardmäßig **0** für den Differenzdruck (in *bar*) angeben.
- **TimeSer_ID:** Diese Spalte bleibt leer.
- **OpSer_ID:** siehe **TimeSer_ID**

Modellbildung und Netzerstellung

- **IncrSer_ID:** siehe **TimeSer_ID:**
- **PlossChar_ID:** siehe **TimeSer_ID:**
- **Variant_ID:** In diese Spalten wird **1** (Standard) eingetragen.
- **Flag_Variant:** Hier ist standardmäßig **1** einzutragen.

5 Simulation und Ergebnisse

In diesem Kapitel werden mit dem in den letzten Kapiteln 3 und 4 vorgestelltem Modellnetz, verschiedene Szenarien simuliert. In den diversen Szenarien soll u.a. die Frage nach der einspeisbaren elektrischen Energie aus dem Stromnetz untersucht werden. Mithilfe der Software *Sincal* werden die Einflüsse einer externen Einspeisung auf das Gasnetz analysiert. Dabei werden u.a. die Drücke an den Knoten, der Druckabfall entlang der Leitung und die Auslastung der Leitungen beobachtet. Die Flussverteilung im Erdgasnetz wird in verschiedenen Szenarien auch grafisch dargestellt.

Bei den im Kapitel folgenden Simulationen wird grundsätzlich zwischen dem

- **Gasnetz als bestimmende Komponente für den Betrieb der Power-to-Gas-Anlage (siehe 5.2)**

und dem

- **Stromnetz als bestimmende Komponente für den Betrieb der Power-to-Gas-Anlage (siehe 5.3)**

unterschieden.

Im Falle des Gasnetzes als bestimmende Komponente, wird vorausgesetzt, dass die Stromquelle der Power-to-Gas-Anlage mit der Wasserstoffproduktion dem Gasverbrauch der Abnehmer in den verschiedenen Szenarien ohne Einschränkung folgen kann.

Im Falle des Stromnetzes als bestimmende Komponente, gibt es keine uneingeschränkte elektrische Energiequelle für die Power-to-Gas-Anlage. Diese beschränkte Stromquelle, führt in Folge zu einer Korrelation zwischen der elektrischen (regenerativen) Energiequelle und somit der Wasserstoffproduktion, und dem Gasverbrauch.

Im Punkt 5.4 wird noch das Potential einer zusätzlichen Methanisierung des Wasserstoffs im Falle des Gasnetzes als bestimmende Komponente für den Betrieb der Power-to-Gas-Anlage abgeschätzt.

5.1 Allgemeines

5.1.1 Auswahl des richtigen Standorts für Power-to-Gas Anlagen

Um mittels Power-to- H_2 -Anlagen Wasserstoff oder durch Methanisierung synthetisches Erdgas in das Erdgasnetz einspeisen zu können, braucht es zudem die entspre-

chend notwendige Infrastruktur von Strom- und Erdgasnetz.

Zu den notwendigen infrastrukturellen Voraussetzungen sollten für den, oder die Betreiber auch ökonomische Aspekte für den Betrieb und Bau der Anlage an dem jeweiligen Standort berücksichtigt werden. Es ergeben sich folgende wesentliche Standortkriterien für Power-to-Gas Anlagen: [18]

- **infrastrukturelle Voraussetzungen:** Das Vorhandensein einer Stromquelle, um die Power-to-Gas-Anlage mit genügend Energie zur Umwandlung versorgen zu können, ist eine der Grundvoraussetzungen. Hier sollte unterschieden werden, ob die Power-to-Gas-Anlage direkt mit volatilen Erzeuger, wie z.B. einen Windpark, gekoppelt wird oder sie an das öffentliche Stromnetz angebunden wird.

Bei der direkten Kopplung an volatile Erzeuger, sollte aufgrund der starken Schwankungen der Stromerzeugung auf die Standby-Leistung des Elektrolyseurs geachtet werden, um ein häufiges Abschalten der Anlage zu vermeiden (siehe 2.3.2). Weiters führt der volatile Betrieb zu einer geringen Lebensdauer der Power-to-Gas-Anlage. Andererseits kann das vielleicht noch wenig ausgebaute Stromnetz durch Umwandlung der erzeugten elektrischen Energie in Wasserstoff oder Methan stark entlastet werden.

Die zweite Möglichkeit besteht mit einer Anbindung an das Stromnetz. Somit kann die Power-to-Gas-Anlage zumindest immer mit der Standbyleistung betrieben werden, was ein entscheidender Vorteil für die Lebensdauer der Anlage ist. Im Zuge dessen, sollte allerdings die Sinnhaftigkeit der Anlage, aufgrund des Strommixes untersucht werden. Es wäre zum Beispiel nicht sinnvoll, mit einem Kohlekraftwerk den notwendigen Strom für die Power-to-Gas-Anlage zu produzieren. Also aus Kohle Strom zu gewinnen, um damit Wasserstoff erzeugen zu können um es in das Erdgasnetz speisen zu können.

Das Vorhandensein und die Aufnahmefähigkeit des Erdgasnetzes ist eine weitere infrastrukturelle Grundvoraussetzung. Speziell der begrenzte Anteil von Wasserstoff kann zu Problemen bei der Einspeisung führen. Deshalb ist ein Standort mit einem hohen Gasverbrauch oder Gasdurchfluss zu favorisieren. Auch Standorte in der Nähe von Großabnehmern oder Gasspeichern sind hier sinnvoll.

Bei einer zusätzlichen Methanisierung ist es sinnvoll sich direkt mit CO_2 -Quellen, wie z.B. Kläranlagen oder Biogasanlagen, zu koppeln um hier vorhandene Synergien nutzen zu können. Um den Gesamtwirkungsgrad und auch die Ökonomie der Power-to-Gas-Anlage zu erhöhen, sind auch die Absatzmöglichkeiten für Nebenprodukte, wie reinen Sauerstoff der für Oxyfuell-Prozesse genutzt werden könnte, oder Abwärme in die Standortdiskussion miteinzubeziehen.

- **ökonomische Aspekte:** Auch die Wirtschaftlichkeit des Standorts einer Power-to-Gas-Anlage gehört zu den Grundvoraussetzungen für den Bau bzw. Betrieb

der Anlage. Insbesondere sind beim Betrieb der Anlage vor allem die Volllaststunden (Jahresertrag der Anlage dividiert durch Nennleistung der Anlage [28]) von Interesse, welche u.a. von der Nennleistung mit der die Power-to-Gas-Anlage ausgelegt ist, abhängen. Auch die Lebensdauer, die stark vom Betrieb der Anlage abhängig ist, ist ein entscheidender Aspekt. Weitere Möglichkeiten die Wirtschaftlichkeit zu erhöhen, liegen im Absatz von Nebenprodukten (wie oben beschrieben).

5.1.2 Verwendete Kennwerte und Parameter

Um die verschiedenen Szenarien (siehe 5.2, 5.3, 5.4) mittels *Sincal* simulieren und diverse Untersuchungen in den einzelnen Szenarien durchführen zu können, werden folgende Kennwerte und Parameter verwendet: [6] [19]

- Brennwert von Wasserstoff: $H_{s,n,Wasserstoff} = 3,54kWh/Nm^3$
- Brennwert von Erdgas: $H_{s,n,Erdgas} = 11,20kWh/Nm^3$
- Dichte von Erdgas: $\rho_{Erdgas} = 0,783kg/m^3$
- Dynamische Viskosität: $\eta = 10,8\mu Pas$
- Höhe des Gasnetzes: $h_{Gasnetz} = 538,6m$
- Luftdruck: $p_{Luft} = 1bar$
- Wirkungsgrad der Power-to-Gas-Anlage: $\eta = 62\%$
- untere Grenze des Teillastbereichs der Power-to-Gas-Anlage: 10% der *Nennleistung*
- Verbraucher- und Netzdaten aus dem Gasjahr 2011

5.1.3 Netzstruktur

In Abbildung 5.1 ist der Aufbau des Gasnetzbereichs (Teil des Modellnetzes), welches zur Simulation der verschiedenen Szenarien verwendet wird, schematisch dargestellt.

Die Haupteinspeisung (*E616*) wird durch eine Druckeinspeisung in *Sincal* simuliert. Diese Art von Einspeisung hält den Überdruck, unabhängig von der Lastverteilung im Gasnetz, konstant. Weiters wird durch die Druckeinspeisung der Unterschied zwischen der Gesamtsumme aller Einspeisungen sowie aller Verbraucher ausgeglichen.

Daher muss für die Simulation eines Gasnetzes zumindest immer eine Druckeinspeisung verwendet werden. Die drei restlichen Einspeisungen (*E617*, *E618*, *E619*) stellen Flusseinspeisungen dar. Bei Flusseinspeisungen ist die Einspeisemenge unabhängig von der Lastverteilung im Netz.

Von der Haupteinspeisung (*E616*) verteilt sich das Netz strahlenförmig über Druckregler (*DR1*, *DR2*, *DR3*), Sammelschienen und Gasleitungen zu den einzelnen Verbrauchern bzw. Abnehmern. Da es in *Sincal* nicht möglich ist, verschiedene Gasarten gleichzeitig zu simulieren, wird in dieser Diplomarbeit der Wasserstoffanteil anhand des Brennwertes in Erdgas umgerechnet (siehe Kennwerte 5.1.2) und als solches in das zu simulierende Netz eingespeist.

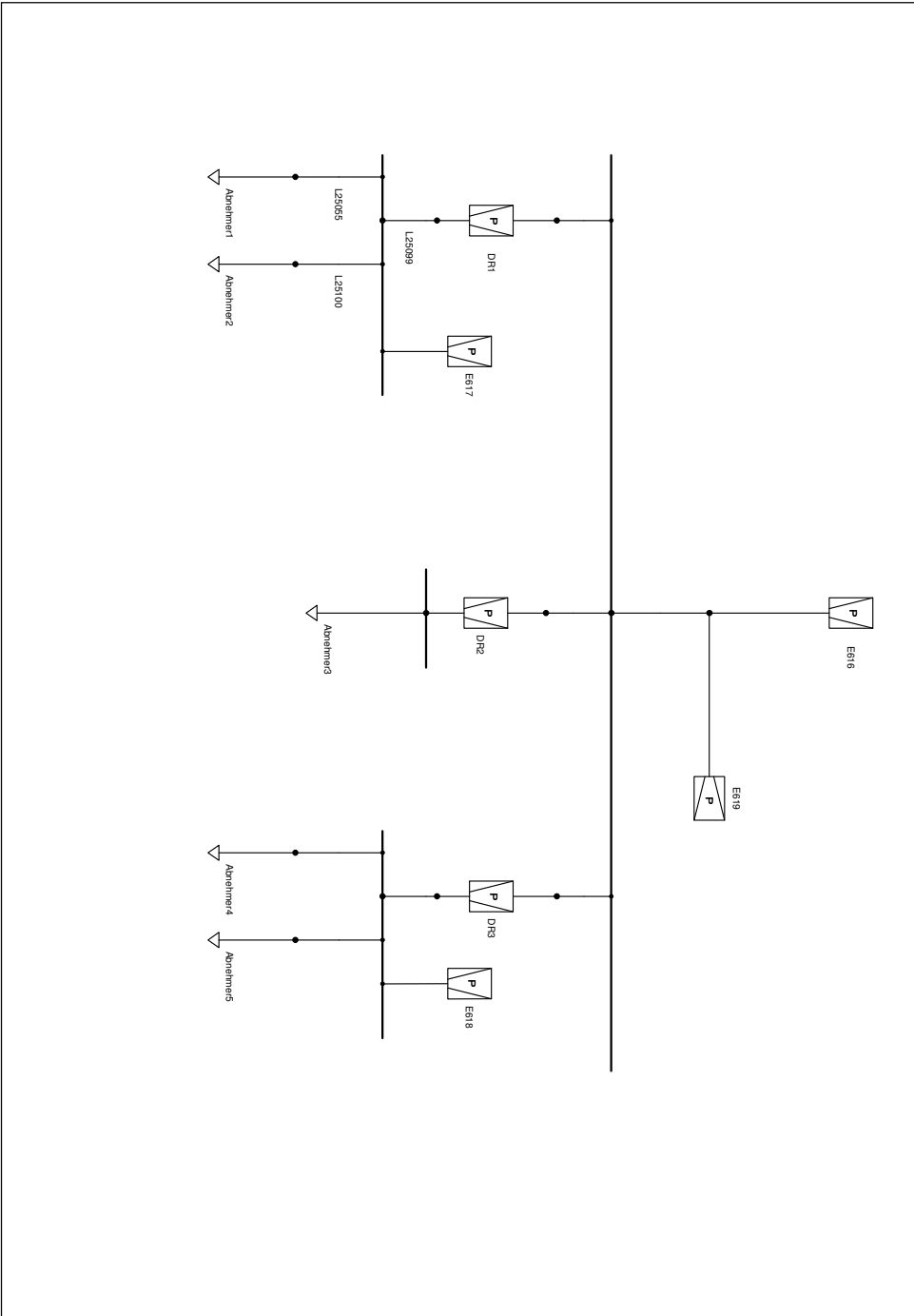


Abbildung 5.1: schematische Darstellung des Netzbereichs

5.2 Gasnetz als bestimmende Komponente für den Betrieb der Power-to-Gas-Anlage

5.2.1 Szenario 1 - konstante Gaseinspeisung einer dezentralen Einspeisequelle

In dieser ersten Simulation, mit dem Gasnetz als bestimmende Komponente für den Betrieb der Power-to-Gas-Anlage, wird über das Jahr mit konstanter Leistung, Strom in Wasserstoff umgewandelt.

Da in diesem Szenario nur Großabnehmer berücksichtigt werden, wird ein Standort für die Power-to-Gas-Anlage gewählt, welcher eine über das Jahr gesehen, hohe und möglichst konstante Gasabnahme hat, um dadurch die Wasserstoffeinspeisung über das Jahr gesehen hoch zu halten. Mit einer konstanten Umwandlung von elektrischer Energie in Wasserstoff wird ein häufiges Ein- und Ausschalten der Power-to-Gas-Anlage vermieden, was infolge zu einer längeren Lebensdauer der Power-to-Gas-Anlage (siehe 2.3.2), sowie zu einer maximalen Anzahl an Volllaststunden führt. Damit wird auch die Wirtschaftlichkeit der Anlage erhöht. In dieser Simulation wird am Standort (*E617*, in Abbildung 5.1 dargestellt) mittels Flusseinspeisung eingespeist. Die Gasabnahme des gespeisten Netzabschnittes bzw. der gespeisten Großabnehmer ist für das Gasjahr 2011 in Form von Stundenmittelwerten in $[kWh/h]$ gegeben. Damit wird die mögliche Wasserstoffeinspeisemenge ermittelt, um keine Grenzwertverletzungen zu erhalten. In Abbildung 5.2 ist der Erdgasverbrauch dieses Netzbereiches dargestellt. Der zeitliche Verlauf im Diagramm der Gasabnahme beginnt am 1.10.2011, da das Gasjahr jeweils mit dem ersten Oktober des Jahres startet.

Die Erdgasabnahme des Netzbereiches im dargestellten Diagramm 5.2, zeigt einen jahreszeitlich ausgeprägten Verlauf.

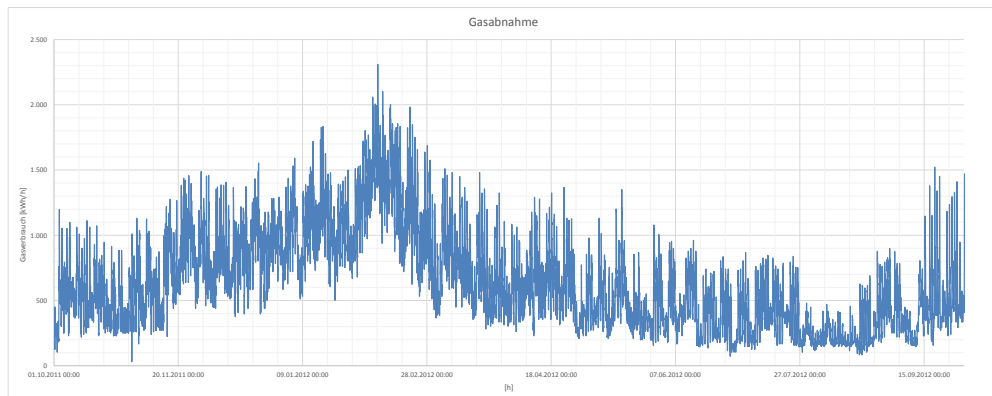


Abbildung 5.2: Gasverbrauch an der Einspeisestelle *E617*

Diese jahreszeitliche Charakteristik führt zu einer sehr geringen konstanten Flusseinspeisung. Aufgrund der über das Jahr konstanten Einspeisung ist in Anbetracht der Wasserstoffgrenze(4%-Wasserstoffanteil) vom Leistungsabnahmeminimum dieses Teilnetzbereiches auszugehen.

Tabelle 5.1 zeigt die Ergebnisse der Simulation zusammengefasst. Die *Energie aus dem Stromnetz* stellt den Energiemengenbedarf aus dem Stromnetz dar, um unter Berücksichtigung des Wirkungsgrads der Power-to-Gas-Anlage (siehe 2.3.2), den eingespeisten Wasserstoff produzieren zu können.

<i>Energie aus dem Stromnetz</i>	
Summe:	17,7MWh
Minimum:	2,02kW
Maximum:	2,02kW
Durchschnitt:	2,02kW
<i>Flusseinspeisung von Wasserstoff</i>	
Minimum:	0,35Nm ³ /h
Maximum:	0,35Nm ³ /h
Durchschnitt:	0,35Nm ³ /h

Tabelle 5.1: *Potential zur konstanten Wasserstoffeinspeisung*

Bei einem Wirkungsgrad von $\eta = 62\%$ für die Power-to-Gas-Anlage, ergibt sich für eine Wasserstoffeinspeisung von $0,35Nm^3/h$ ein elektrischer Leistungsbedarf von ca. $2kW$ welcher aus dem Stromnetz bezogen wird. Diese konstante Leistung würde bei unterbrechungsfreiem Betrieb über ein Jahr, eine Energieabnahme von $17,7MWh$ aus dem Stromnetz bedeuten (im Vergleich dazu, beträgt der Energieverbrauch eines durchschnittlichen österreichischen Haushalts $3,5MWh$ im Jahr[20]). Diese konstante Leistungsabnahme und in Folge dieser jährliche Energiebedarf, stellt für das Stromnetz somit keine wirkliche Entlastung (als alternative Energietransportmöglichkeit zum elektrischen Stromnetz) dar. Auch als Energiespeicher ist bei diesen Wasserstoffmengen die Power-to-Gas-Anlage keine wirkliche Alternative. Abgesehen von diesen Aspekten, haben kommerziell hergestellte alkalische Elektrolysemodule eine Leistungsaufnahme von zumindest ca. $5kW$, welches dieses Szenario mit der konstanten Leistung von $2,02kW$ für Energieversorger noch unökonomischer macht.

Im Diagramm 5.3 ist der Flussverlauf der drei (zur Druckeinspeisung ($L\ 25099$) bzw. zu den Großabnehmern (25055 , $L25100$)) führenden Leitungen, sowie die Wasserstoff-Flusseinspeisung ($E617$) dargestellt (siehe 5.1). Die konstante Einspeisung von Wasserstoff, welche an das Jahresabnahmeminimum des Gasverbrauchs im Sommer angepasst ist, führt zu der so kleinen Flusseinspeisung von Wasserstoff ($0,35Nm^3/h$). Dadurch geht speziell im Winter ein erhebliches Potential an Energie zur „Umwandlung“ in Wasserstoff verloren. Dieses „verlorene“ Potential wird in den nächsten Szenarien näher untersucht.

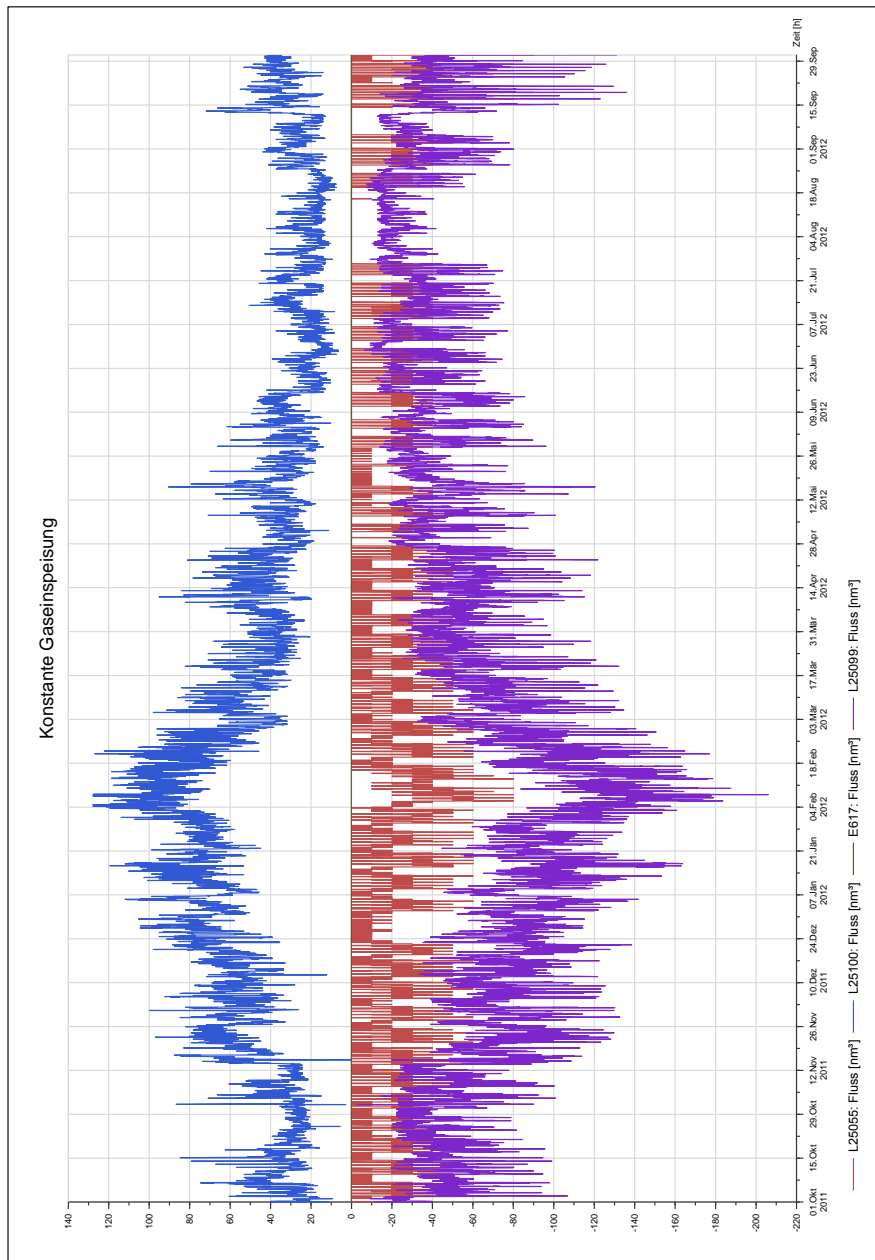


Abbildung 5.3: Flussverteilung

5.2.2 Szenario 2 - volatile Gaseinspeisung einer dezentralen Einspeisequelle

Im vorigen Szenario, unter Punkt 5.2.1, wird von einer konstanten Einspeisung über das Jahr ausgegangen, um die Lebensdauer und die Volllaststunden der Power-to-Gas-Anlage zu maximieren.

In diesem Szenario folgt die Power-to-Gas-Anlage mit der Wasserstoffproduktion, der Erdgasabnahme (wie in Abbildung 5.2 dargestellt) der Großverbraucher, um mehr Energie aus dem Stromnetz in das Erdgasnetz speisen zu können.

Die Flusseinspeisung des Wasserstoffs erfolgt wieder am dezentralen Standort (*E617*). Für die weitere Untersuchung in diesem Szenario werden die gleichen Verbraucherdaten der Großabnehmer wie unter Punkt 5.2.1 verwendet. Die in diesem Szenario zu untersuchende volatile Wasserstofferzeugung, erfordert eine hohe Dynamik der Power-to-Gas-Anlage um auf den jeweiligen Gasverbrauch ohne Verzögerung reagieren zu können. Aufgrund der „großen“ Zeitkonstante im Erdgasnetz im Vergleich zum Stromnetz, stellt diese erforderliche Dynamik für einen alkalischen Elektrolyseur kein Problem dar. Allerdings verkürzt sich durch diese volatile Erzeugung von Wasserstoff die Lebensdauer der Power-to-Gas-Anlage (siehe 2.3.2). Auch die Volllaststunden der Power-to-Gas-Anlage, sind in diesem Szenario, aufgrund der dauernd unterschiedlich gefahrenen Leistung der Anlage geringer, als bei einer konstanten Gaseinspeisung.

In Abbildung 5.4 ist der Verlauf der Flusseinspeisung von Wasserstoff dargestellt. Aufgrund der wie schon erwähnten, nicht vorhandenen Möglichkeit, mit dem Programm *Sincal* verschiedene Gasarten gleichzeitig zu simulieren, stellt die Abbildung eigentlich die Flusseinspeisung von Erdgas dar, was allerdings nur den Betrag des Kurvenverlaufs ändert. Das Maxima und Minima der Flusseinspeisung von Wasserstoff kann aus der Tabelle 5.2 entnommen werden, welche mit Hilfe der Verbraucherdaten der Großabnehmer ermittelt werden kann.

Wie in Abbildung 5.4 ersichtlich, ist die Flusseinspeisung von Wasserstoff stark volatil. Dieses Faktum führt infolge auch zu starken Lastschwankungen im Stromnetz, welche aber aufgrund der bereits erwähnten großen Zeitkonstante des Gasnetzes kein Problem für das Stromnetz darstellen.

In Tabelle 5.2 sind die Ergebnisse der volatilen dezentralen Gaseinspeisung im Gasjahr 2011 dargestellt. In den abgebildeten Ergebnissen in der Tabelle wird die Nennleistung der Power-to-Gas-Anlage vernachlässigt. Die Vernachlässigung der Nennleistung bedeutet, dass der Power-to-Gas-Anlage leistungsmäßig keine Grenzen gesetzt sind. D.h., dass die Anlage weder bei Unterschreitung der Standbyleistung abgeschaltet, noch bei einer erforderlichen Leistung höher der Nennleistung, mit der Nennleistung abgeregelt werden muss. Bei näherer Untersuchung der Flusseinspeisung zeigt sich der Unterschied zwischen der minimalen und der Spitzenleistung der Anlage. Während die minimale Leistung der Power-to-Gas-Anlage bei ca. $2kW$ liegt, beträgt das Maximum

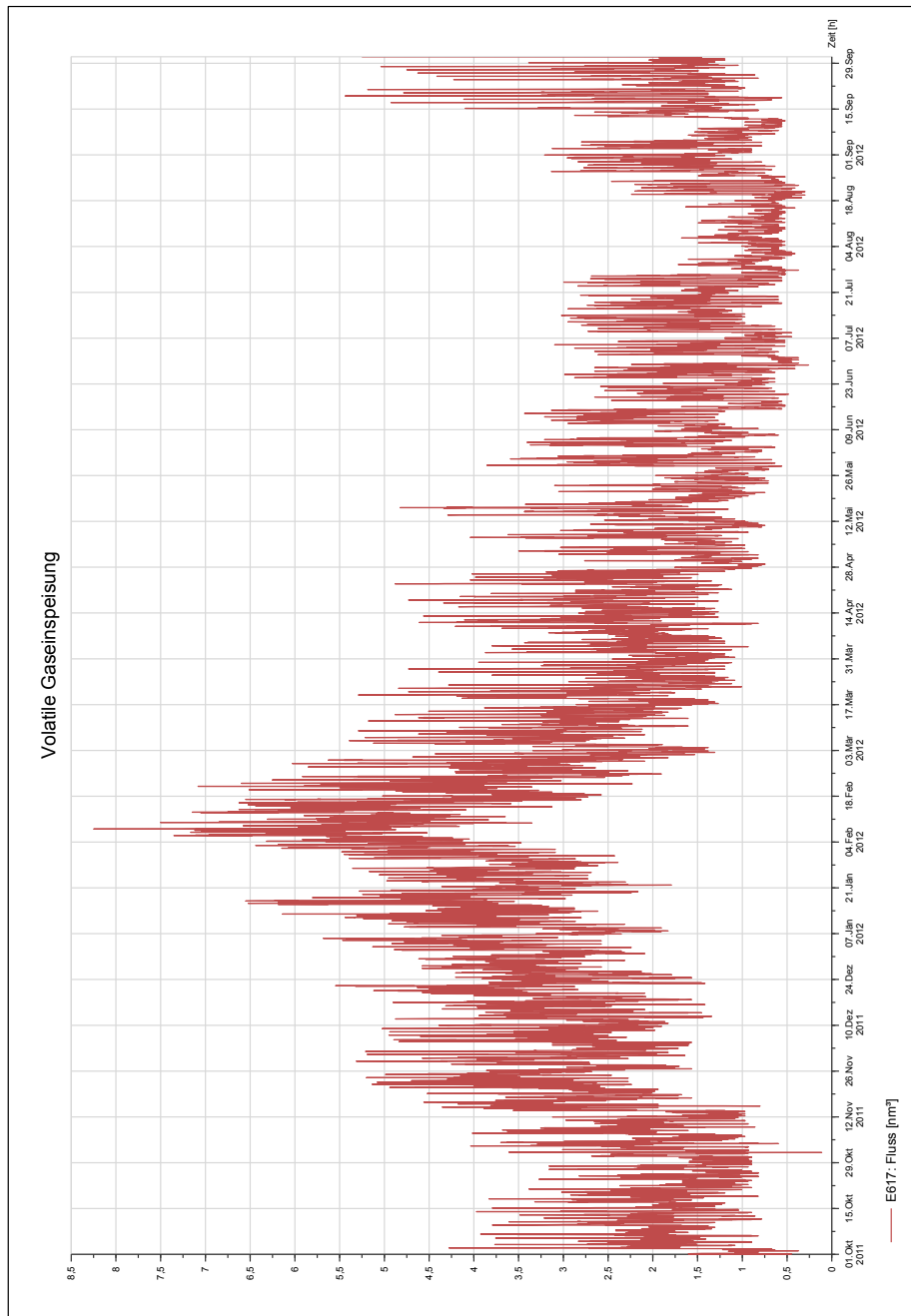


Abbildung 5.4: Wasserstoffeinspeisung

ca. 150kW . Die durchschnittliche Leistung der Anlage von ca. 42kW sowie das Potential eine Energiemenge von ca. 364MWh im Jahr in Wasserstoff umzuwandeln, zeigt die Möglichkeit, das Stromnetz, auch mittels dezentraler Wasserstoffeinspeisung, zu entlasten.

<i>Energie aus dem Stromnetz</i>	
Summe:	$364,4\text{MWh}$
Minimum:	$2,02\text{kW}$
Maximum:	$149,01\text{kW}$
Durchschnitt:	$41,48\text{kW}$
<i>Flusseinspeisung von Wasserstoff</i>	
Minimum:	$0,35\text{Nm}^3/\text{h}$
Maximum:	$26,10\text{Nm}^3/\text{h}$
Durchschnitt:	$7,27\text{Nm}^3/\text{h}$

Tabelle 5.2: Ergebnisse zur volatilen Wasserstoffeinspeisung

Der Unterschied, zwischen Maxima und Minima der Leistung der Power-to-Gas-Anlage, führt zur Frage der idealen Auslegung der Power-to-Gas-Anlage, sowohl in ökonomischer als auch energetischer Sichtweise. In Abbildung 5.5 sind die Anzahl der Stunden über ein Gasjahr zu erkennen, mit deren Leistung (ohne Berücksichtigung der Nennleistung der Power-to-Gas-Anlage) jeweils Wasserstoff produziert, und in das Gasnetz eingespeist werden kann. Aus diesem Kurvenverlauf zeigt sich deutlich, dass an nur wenigen Stunden im Jahr, mit einer Leistung von mehr als $P = 100\text{kW}$ Wasserstoff erzeugt werden kann.

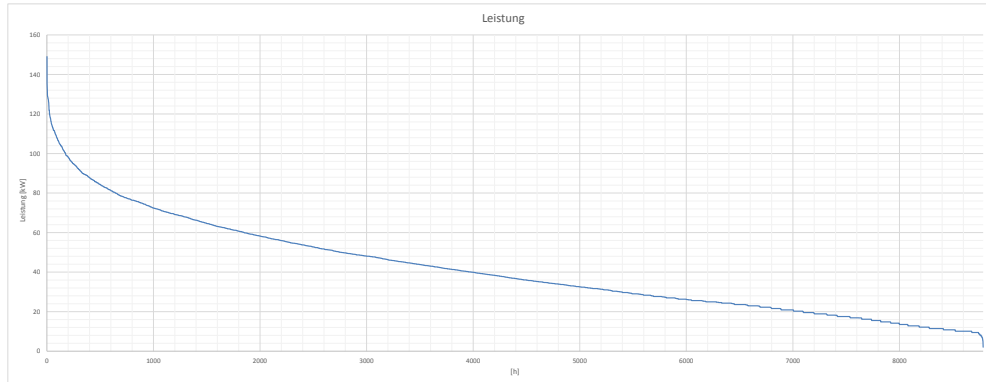


Abbildung 5.5: Leistung

Dieses Faktum lässt sich mit Abbildung 5.6 näher betrachten. Das Diagramm zeigt 2 Kennlinien, die jeweils über die Nennleistung der Power-to-Gas-Anlage aufgetragen sind. Dabei zeigt die rote Linie die Anzahl der Volllaststunden bei der jeweiligen Nenn-

leistung der Anlage. Der zweite Kurvenverlauf (in *blau*) stellt die Energie, welche aus dem Stromnetz für die jeweilige Nennleistung entnommen wird, dar.

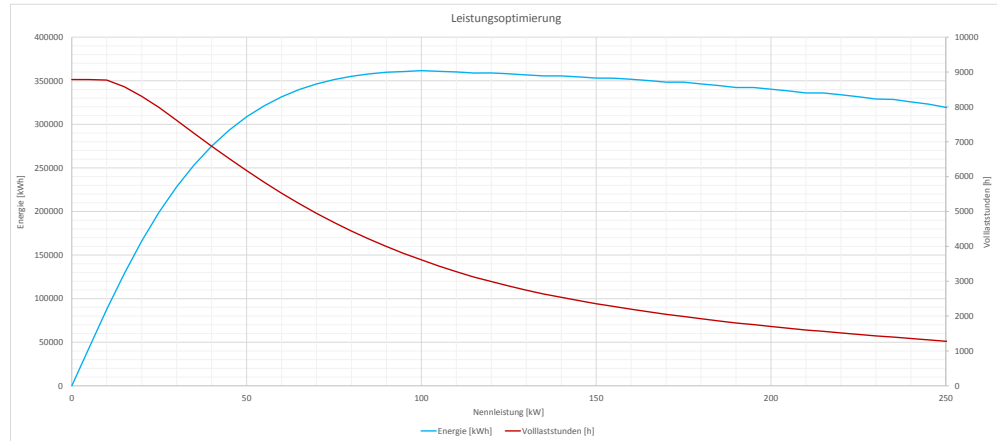


Abbildung 5.6: Optimierung

Aus diesen Kurvenverläufen zeigt sich, dass das Maxima an jährlicher Wasserstoffherzeugung bei einer Nennleistung von $P_N = 100\text{kW}$ der Power-to-Gas-Anlage liegt. Jedoch wird die Kurve ab einer Nennleistung von $P_N = 80\text{kW}$ recht flach, während die Anzahl der Volllaststunden weniger wird. Aus energetischer Sichtweise ist eine Nennleistung von $P_N = 100\text{kW}$ die beste Auslegung für die Power-to-Gas-Anlage an diesem Standort und unter diesem Konzept. Während sich aus wirtschaftlicher Sicht die Frage stellt, ob die zusätzliche Energie, den Einbußen an Volllaststunden gegenüber steht. Dieses Faktum wird mit Tabelle 5.3 unterstrichen. Die angegebenen Werte in der Tabelle berücksichtigen auch die Nennleistung der Anlage. Sollte die Leistung unter die 10% der Nennleistung fallen, wird die Anlage abgeschaltet. Liegt der Gasverbrauch über der Nennleistung der Power-to-Gas-Anlage, so wird mit der Nennleistung der Anlage weiter produziert. Ein weiterer interessanter Aspekt ist, dass auch unter Berücksichtigung der Nennleistung, die Energie aus dem Stromnetz über ein Jahr, nur marginal (ca. 1%) unter der maximal möglichen einspeisbaren Energie liegt (vgl. Tabelle 5.2).

<i>Nennleistung</i> [kW]	<i>Energie aus dem Stromnetz</i> [kWh]	<i>Volllaststunden</i> [h]
80	355.093	4.439
90	359.726	3.997
100	361.602	3.616
110	360.060	3.273

Tabelle 5.3: Ergebnisse zur volatilen Wasserstoffeinspeisung am ersten Standort

Die Power-to-Gas-Anlage muss, sollte die erforderliche Leistung für die Wasserstoffproduktion unter die Standbyleistung fallen, abgeschaltet werden. Dadurch kommt es speziell im Sommer zu einem häufigeren Abschalten der Anlage. Um dieses Abschalten zu vermeiden und die Power-to-Gas-Anlage zumindest mit der Standby-Leistung weiter Wasserstoff produzieren zu lassen, muss ein Teil des Wasserstoffs gespeichert werden, um den Grenzwert (4% Volummsanteil) für den Wasserstoffanteil im Erdgasnetz nicht zu verletzen. In diesem Szenario steht die Anlage aufgrund einer zu geringen Erdgasnachfrage der Abnehmer 108h im Jahr still. Würde die Anlage nun, statt dem Stillstand, zusätzlich, mit der Standby-Leistung weiterfahren, würden so, mit 1080kWh an elektrischer Energie im Jahr Wasserstoff produziert. Nachdem aber auch während der Stillstandszeit der Power-to-Gas-Anlage eine geringe Erdgasabnahme vorhanden ist, kann nur ein Teil des produzierten Wasserstoffs eingespeist werden. Der Rest müsste zwischengespeichert werden. In diesem Szenario beträgt der zu speichernde Anteil 143kWh an elektrischer Energie bzw. geringe 25Nm³ an Wasserstoff. Mit diesem geringen Speicherbedarf (ca. 0,04% der gesamten Energie aus dem Stromnetz) kann die Anlage ohne Abschalten betrieben werden. Im Vergleich dazu hat Dieser gespeicherte Wasserstoff könnte, wenn zu Spitzenzeiten im Erdgasverbrauch mit mehr als der Nennleistung der Power-to-Gas-Anlage Wasserstoff produziert werden könnte, in das Erdgasnetz gespeist werden.

5.2.3 Szenario 3 - zwei dezentrale volatile Einspeisequellen

Im vorigen Szenario 5.2.2 wird gezeigt, dass das Stromnetz, sowohl im Tagesverlauf als auch über das Jahr gesehen, aufgrund des volatilen Gasverbrauchs der Großabnehmer stark unterschiedlichen Belastungen ausgesetzt ist. In diesem Szenario, sollen die Auswirkungen auf das Stromnetz von zwei gleichzeitig in Betrieb stehenden Power-to-Gas-Anlagen untersucht werden.

Dabei wird an zwei verschiedenen Standorten mittels Power-to-Gas-Anlagen Wasserstoff, in das kleinstädtische Gasnetz eingespeist. Die erste Einspeisestelle (E617) bleibt wie in den vorigen Untersuchungen (siehe 5.2.2 und 5.2.1) unverändert. Die zweite Power-to-Gas-Anlage (E618) wird so positioniert, dass möglichst viele Großabnehmer versorgt werden können, um infolge ein Maximum an Wasserstoff dem Erdgasnetz hinzuführen zu können. Eine schematische Darstellung des Netzes und der Einspeisestellen ist der Abbildung 5.1 zu entnehmen. Mittels der Erdgasverbrauchswerte in [kWh/h] der mit der zweiten Einspeisestelle versorgten Großabnehmer können nähere Untersuchungen durchgeführt werden. Der zweite Standort zeigt, wie in Abbildung 5.7 zu sehen, eine sehr stark schwankende Charakteristik des Verbrauchs. Im Gegensatz zum ersten Standort (siehe Abbildung 5.2), zeigt die Gasabnahme an der zweiten Einspeisestelle, kleinere Unterschiede bei der Erdgasabnahme zwischen den unterschiedlichen Jahreszeiten. Deutlich ausgeprägter ist der Verbrauchsunterschied zwischen Werktagen und Wochenenden, welcher auf industrielle Abnehmer hindeutet.

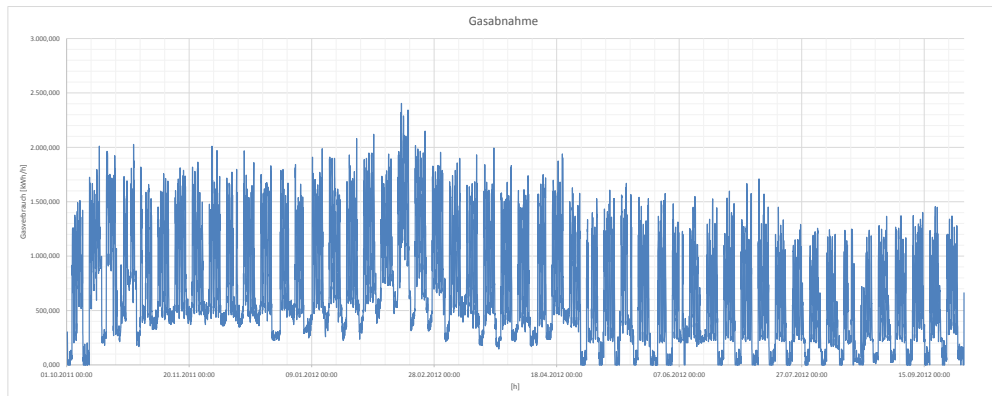


Abbildung 5.7: Gasverbrauch an der Einspeisestelle *E618*

Betrachtet man nur den zweiten Standort (*E618*) und seine versorgten Verbraucher, wie in Abbildung 5.7 dargestellt, unabhängig von der ersten Power-to-Gas-Anlage, ergibt sich das in Tabelle 5.4 dargestellte Potential (ohne Berücksichtigung der Nennleistung der Power-to-Gas Anlage) an Wasserstoffeinspeisung. Im Unterschied zur ersten Einspeisestelle (*E617*) sinkt der Gasverbrauch in den Sommermonaten teilweise auf das Minimum von $0kW$. Insgesamt besteht generell $466h$ und somit ca. 5,4% der Zeit im Jahr gar keine Gasabnahme durch die angeschlossenen Großabnehmer, was infolge keine Entlastung oder Speichermöglichkeit für das Stromnetz bedeutet. Allerdings ist es über das Jahr möglich mit ca. $374MWh$ aus dem Stromnetz, Wasserstoff zu erzeugen und in das Erdgasnetz einzuspeisen. Diese Energiemenge ist in etwa gleich groß wie an an der ersten Einspeisestelle (siehe Tabelle 5.2).

Energie aus dem Stromnetz	
Summe:	373,6MWh
Minimum:	0kW
Maximum:	155,09kW
Durchschnitt:	42,53kW
Flusseinspeisung von Wasserstoff	
Minimum:	0Nm ³ /h
Maximum:	27,16Nm ³ /h
Durchschnitt:	7,45Nm ³ /h

Tabelle 5.4: Ergebnisse zur zweiten volatilen Wasserstoffeinspeisung

Führt man für den zweiten Standort auch eine nähere Untersuchung durch und optimiert die Nennleistung, um ein Maximum an Wasserstoff einspeisen zu können, ergibt sich wie in Abbildung 5.8 zu sehen ist, eine Nennleistung von $120kW$ für die Power-to-Gas-Anlage. Diese Nennleistung von $120kW$ stellt das energetische Optimum dar.

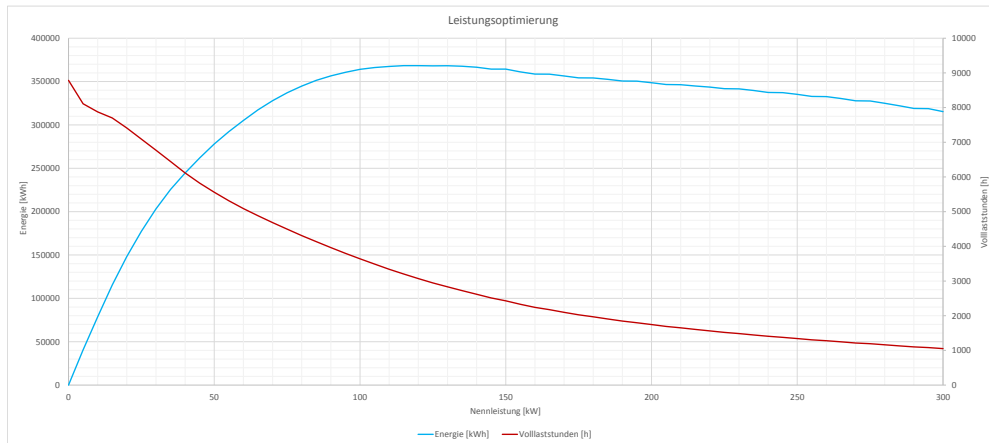


Abbildung 5.8: Leistungsoptimierung für den zweiten Standort

Bei Berücksichtigung der Nennleistung der Power-to-Gas-Anlage, ergeben sich mittels der Gasverbrauchswerte der angeschlossenen Großabnehmer die in Tabelle 5.5 und in Abbildung 5.8 aufgezeigten Werte. In Anbetracht der Volllaststunden stellt sich auch hier, wie am ersten Standort (*E617*, Nennleistung von $P_N = 100kW$) die Frage, ob eine Nennleistung von $P_N = 120kW$ am wirtschaftlich sinnvollsten ist.

<i>Nennleistung</i> [kW]	<i>Energie aus dem Stromnetz</i> [kWh]	<i>Volllaststunden</i> [h]
100	364.075	3.641
110	367.420	3.340
120	368.369	3.070
130	368.278	2.833

Tabelle 5.5: *Ergebnisse zur volatilen Wasserstoffeinspeisung am zweiten Standort*

In der nachfolgenden Tabelle 5.6 sind die Potentiale der volatilen, dezentralen Wasserstoffeinspeisungen zusammengefasst dargestellt. Es zeigt sich, dass in diesem Fall, aufgrund der Gleichzeitigkeit der beiden Power-to-Gas-Anlagen zumindest immer eine kleine Grundabnahme an Wasserstoff vorhanden ist. Das Potential zur Wasserstoffeinspeisung ist ungefähr doppelt so groß, wie an den jeweiligen einzelnen Standorten der Power-to-Gas-Anlagen. Durch den an beiden Einspeisestellen vorhandenen jahreszeitlichen Verlauf der Gasabnahme, bleibt im Gesamten, wie am Minimum und Maximum der Wasserstoffeinspeisung zu erkennen ist, der Unterschied zwischen Sommer und Winter erhalten.

Energie aus dem Stromnetz	
Summe:	738,0MWh
Minimum:	5,40kW
Maximum:	254,33kW
Durchschnitt:	84,01kW
Flusseinspeisung von Wasserstoff	
Minimum:	0,94Nm ³ /h
Maximum:	44,54Nm ³ /h
Durchschnitt:	14,71Nm ³ /h
Stillstand der jeweiligen Power-to-Gas-Anlage	
Standort 1 (E617):	108h
Standort 2 (E618):	1.353h

Tabelle 5.6: Potential zur gesamten volatilen Wasserstoffeinspeisung

In Abbildung 5.9 ist der Verlauf der Einspeisung unter Berücksichtigung der jeweiligen Nennleistung der beiden Power-to-Gas-Anlagen über ein Gasjahr zu sehen. Im Winter ist deutlich zu erkennen, dass der Gasverbrauch oft die Nennleistung der Anlage erreicht oder überschreiten würde. Speziell im Sommer muss allerdings am Standort 2 (E618) die Power-to-Gas-Anlage aufgrund des Nichterreichens der Standbyleistung öfters für Stunden abgeschaltet werden.

Stillstand der jeweiligen Power-to-Gas-Anlage	
Standort 1 (E617):	108h
Standort 2 (E618):	1.353h
Speicherbedarf der jeweiligen Power-to-Gas-Anlage	
Standort 1 (E617):	25Nm ³
Standort 2 (E618):	2.045Nm ³

Tabelle 5.7: Wasserstoffspeicherbedarf zur gesamten volatilen Wasserstoffeinspeisung

Würde man auch hier einen Speicher andenken (in 5.2.2 näher erläutert), um die Power-to-Gas-Anlage am zweiten Standort zumindest mit der Standbyleistung weiterfahren zu können, so müsste ein Speicher für ca. 11,6MWh aus dem Stromnetz entnommene Energie zur Wasserstofferzeugung, zu Verfügung stehen. Diese Energiemenge entspricht ca. 2046Nm³ Wasserstoff und ca. 3% des gesamten einspeisbaren Wasserstoffs an diesem Standort. Trotz der ziemlich gleich großen Wasserstoffmengen welche an beiden Standorten eingespeist wird, ist der Speicherbedarf am zweiten Standort (E618) um ein Vielfaches höher als am ersten Standort. Dies liegt vor allem daran, dass an diesem Standort, wie bereits erwähnt, ca. 466h im Jahr überhaupt keine Wasserstoffeinspeisung möglich ist.

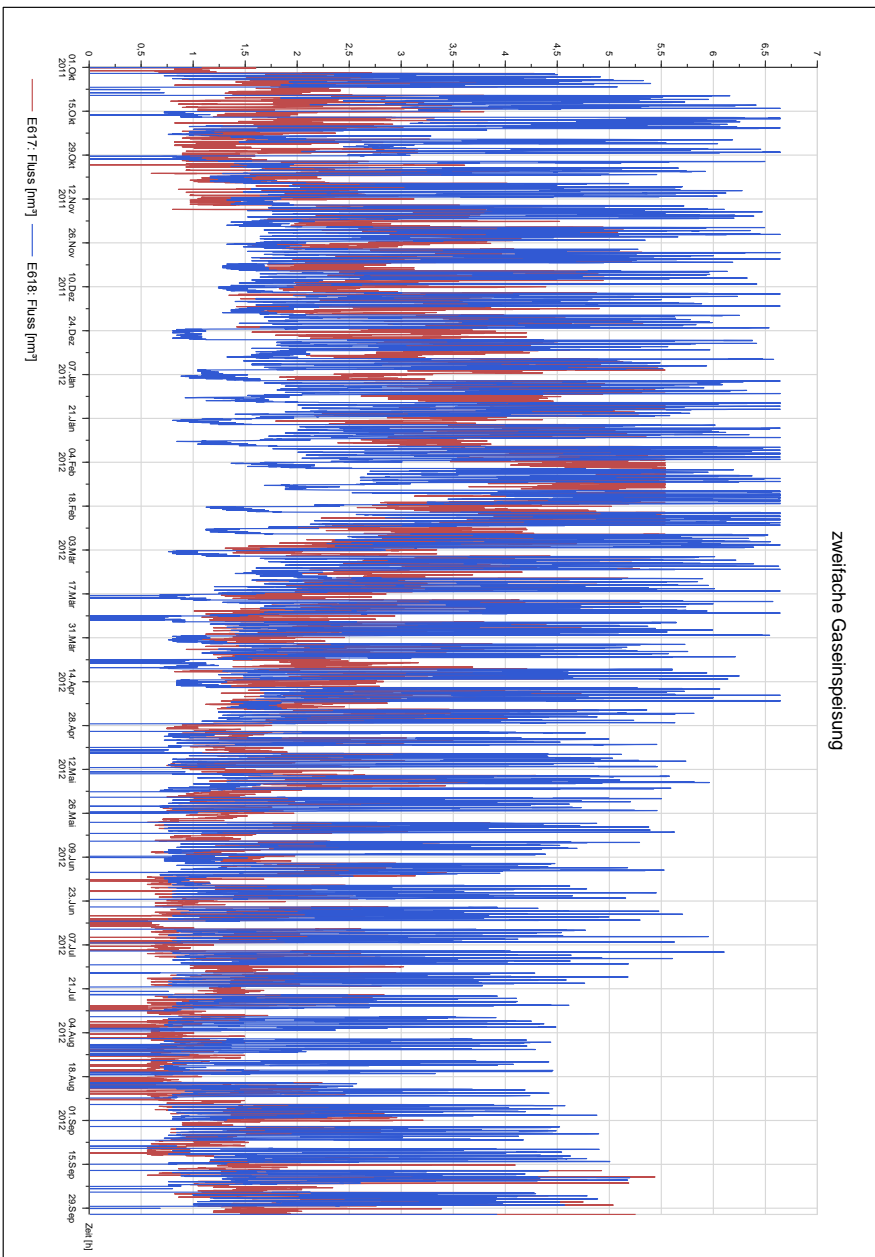


Abbildung 5.9: zweifache Wasserstoffeinspeisung

5.2.4 Szenario 4 - volatile Gaseinspeisung einer zentralen Einspeisequelle

In den vorherigen Betrachtungen wird in den verschiedenen Szenarien jeweils dezentral in das Gasnetz eingespeist. Im Gegensatz dazu wird in dieser Simulation eine zentrale Einspeisung, an der Versorgungsleitung für das kleinstädtische Netz, betrachtet. Der Standort der Flusseinspeisung (*E619*) ist auch in der schematischen Netzstruktur ersichtlich 5.1.

Abbildung 5.10 zeigt die Summe aller an die Haupteinspeisung (*E616*) angeschlossenen Großabnehmer des Netzes. Diese Darstellung geht aus den Gasverbrauchsdaten in [kWh/h], der einzelnen Großabnehmer hervor. Hier ist eindeutig der höhere Verbrauch im Winter und auch die viel geringere Abnahme von Erdgas an den Wochenenden ersichtlich. Dieser Verlauf des Gasverbrauchs zeichnete sich auch schon an den zwei vorigen Standorten (*E617*, *E618*) der Power-to-Gas-Anlagen ab.

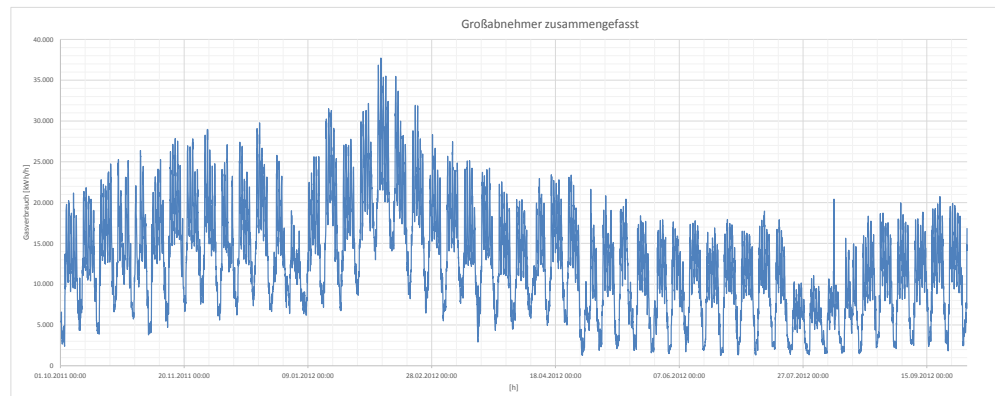


Abbildung 5.10: Großabnehmer zusammengefasst

Allerdings ist dieser jahreszeitliche Gasverbrauchsverlauf für die Kopplung von Strom- und Gasnetz mittels der Power-to-Gas-Technologie nicht ideal. Die Erzeugung von Strom aus regenerativen Energiequellen zeigt bei einer Zusammensetzung wie am Beispiel Österreichs (in Abbildung 5.11) genau einen gegenläufigen Trend zum Gasverbrauch. Dieser Effekt ist u.a. am Beispiel der Photovoltaikenergie leicht nachzuvollziehen. An Sommertagen wird am meisten elektrische Energie erzeugt, während genau an solchen Tagen der Gasverbrauch ein Minimum erreicht. Infolge wird die Möglichkeit mit „überschüssiger“ erneuerbarer Energie Wasserstoff zu produzieren, stark begrenzt. Die Photovoltaikenergie trägt zwar nur einen geringen Anteil (siehe Abbildung 5.11) an der gesamten Stromerzeugung in Österreich bei, jedoch sind Standorte für Power-to-Gas-Anlagen in der Nähe von Photovoltaikparks (über $1MW$) interessant. Mittels Power-to-Gas kann dann der im Sommer produzierte Überschussstrom über einen langen Zeitraum gespeichert werden [27]. Auch der größte Anteil an der Gewinnung von

elektrischer Energie, die Wasserkraft, zeigt genau einen gegenläufigen Trend zum Gasverbrauch, aufgrund des im Winter geringeren Wasserdurchflusses in den Flüssen.

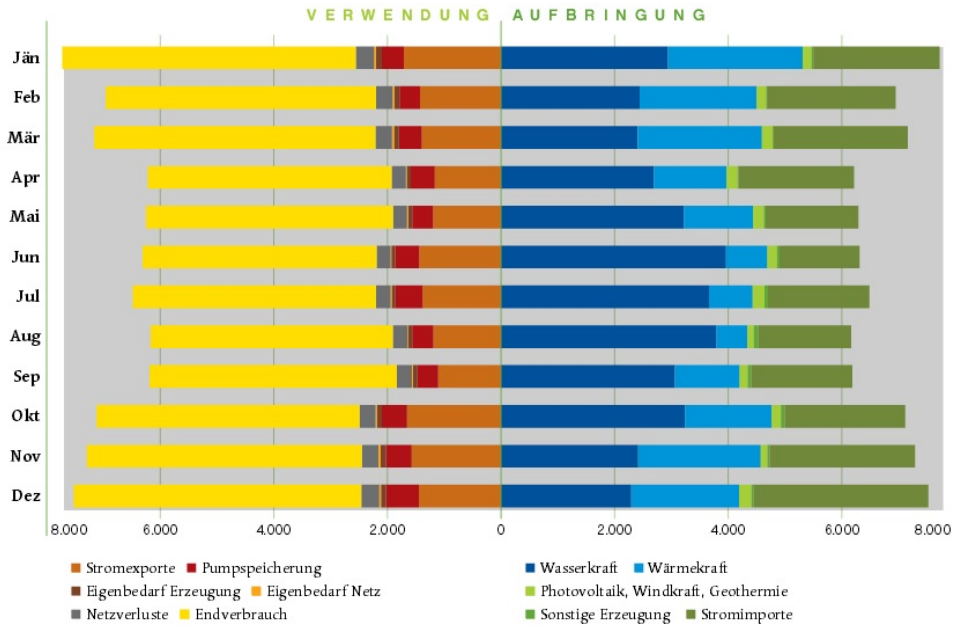


Abbildung 5.11: Jahresbilanz elektrischer Strom in Österreich 2011 auf Monatsbasis [21]

Bei kompletter Ausschöpfung, der möglichen Wasserstoffeinspeisung, ohne Berücksichtigung der Nennleistung der Power-to-Gas-Anlage, stellt sich die Anschlussleistung für das Stromnetz wie in Abbildung 5.12 dar. Dieser Verlauf verdeutlicht vor allem, dass die Spitzenleistung nur an sehr wenigen Stunden im Jahr erreicht wird, welches Faktum für die Dimensionierung und infolge für die Anzahl der Volllaststunden der Anlage entscheidend ist.

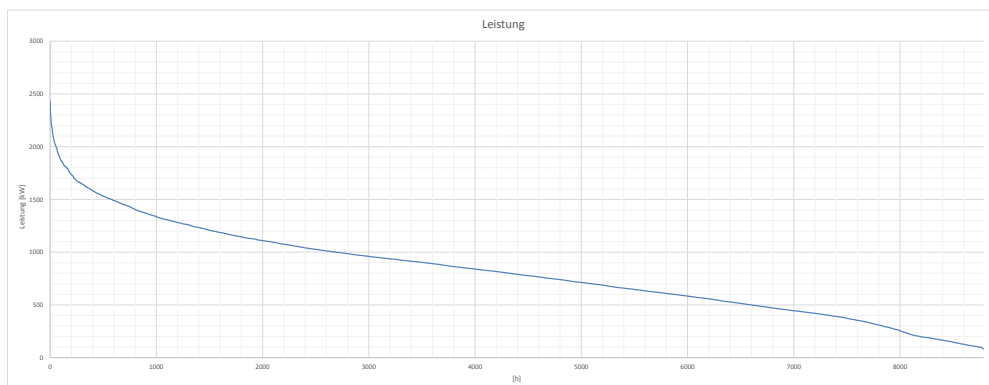


Abbildung 5.12: Optimierung für die zentrale Einspeisung

In Tabelle 5.8 ist das Potential zur Einspeisung von Wasserstoff für dieses Szenario zusammengefasst. Prinzipiell, ohne Berücksichtigung der Nennleistung der Power-to-Gas-Anlage, wäre es möglich eine Energie von $7,2GWh$ aus dem Stromnetz im Jahr, in das Gasnetz einzuspeisen. Im Gegensatz zum zweiten Standort (*E618*) der dezentralen Einspeisung, ergibt sich durch die zentrale Einspeisung eine durchgehende Wasserstofffabrikation. Auch wenn der Unterschied zwischen den Grenzwerten der Einspeisung beachtlich ist.

<i>Energie aus dem Stromnetz</i>	
Summe:	$7,2GWh$
Minimum:	$81,56kW$
Maximum:	$2.433,46kW$
Durchschnitt:	$815,99kW$
<i>Flusseinspeisung von Wasserstoff</i>	
Minimum:	$14,28Nm^3/h$
Maximum:	$426,20Nm^3/h$
Durchschnitt:	$142,91Nm^3/h$

Tabelle 5.8: *Potential zur zentralen Wasserstoffeinspeisung*

Um möglichst viel Wasserstoff unter Berücksichtigung der Nennleistung, mittels Power-to-Gas-Anlagen einspeisen zu können, ist die Auslegung der Anlage speziell bei solch unterschiedlichen Grenzwerten entscheidend. Abbildung 5.13 zeigt die Verteilung der Volllaststunden, sowie die aus dem Stromnetz entwendete Energie in einem Jahr, über die verschiedenen Nennleistungen der Power-to-Gas-Anlage.

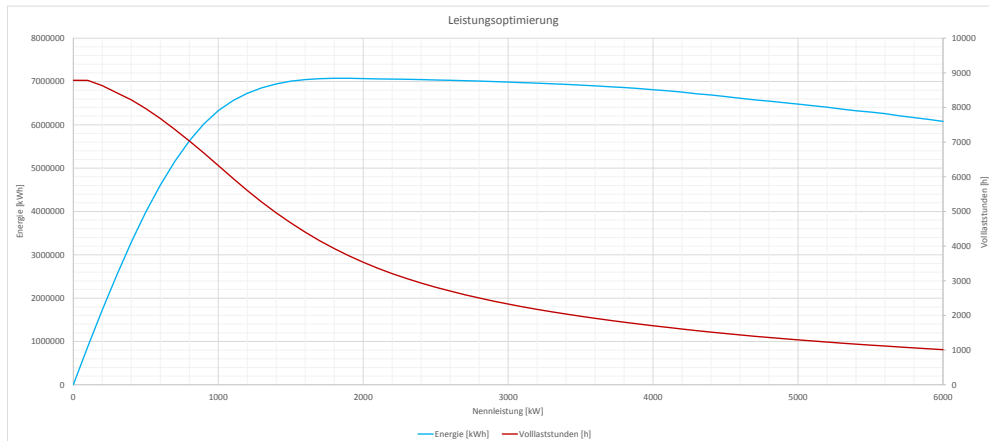


Abbildung 5.13: Optimierung für die zentrale Einspeisung

Wie aus Tabelle 5.9 zu entnehmen ist, kann bei einer Auslegung der Power-to-Gas-Anlage, mit einer Nennleistung von 1,9 MW fast das ganze Potential (ca. 98%) an einspeisbaren Wasserstoff ausgenutzt werden. Ein interessantes Faktum ist auch, dass sowohl bei zentraler als auch bei dezentraler volatiler Wasserstoffeinspeisung mit der jeweiligen Nennleistung, die Volllaststunden immer im Bereich zwischen 3.000h und 4.000h liegen. Die an Wasserstoff einspeisbare Menge liegt ca. beim 20-fachen gegenüber dem ersten und zweiten Standort.

Nennleistung [kW]	Energie aus dem Stromnetz [kWh]	Volllaststunden [h]
1.800	7.072.954	3.929
1.900	7.074.925	3.724
2.000	7.068.062	3.534

Tabelle 5.9: Ergebnisse zur volatilen zentralen Wasserstoffeinspeisung

In Abbildung 5.14 ist die zentrale Druckeinspeisung (blaue Kennlinie, E616) sowie die volatile Wasserstoffeinspeisung (rote Kennlinie, E619) dargestellt. Deutlich zu erkennen ist der Unterschied zwischen den Wochentagen und den arbeitsfreien Wochenenden. Speziell in den Sommermonaten an Wochenenden ist der Gasverbrauch oft geringer als die zum Betrieb der Anlage notwendigen 10% der Nennleistung. Insgesamt muss die Anlage dadurch ca. 500h im Gasjahr abgeschaltet werden. Würde man auch an diesem Standort mit der Standbyleistung weiterfahren um einer Abschaltung der Power-to-Gas-Anlage zu entgehen, müssten ca. 25 MWh an elektrischer Energie in Form von Wasserstoff (ca. 4.420 Nm³) zwischengespeichert werden. Dies entspricht ca. 0,3% des gesamten einspeisbaren Wasserstoffes, was im Vergleich zu den beiden dezentralen Einspeisungen einen mittleren Wert darstellt. Der größte Erdgasspeicher

Simulation und Ergebnisse

in Österreich (in der Gemeinde Haidach in Salzburg) hat ein Speichervolumen von $2,64\text{Mrd.m}^3$ [30].

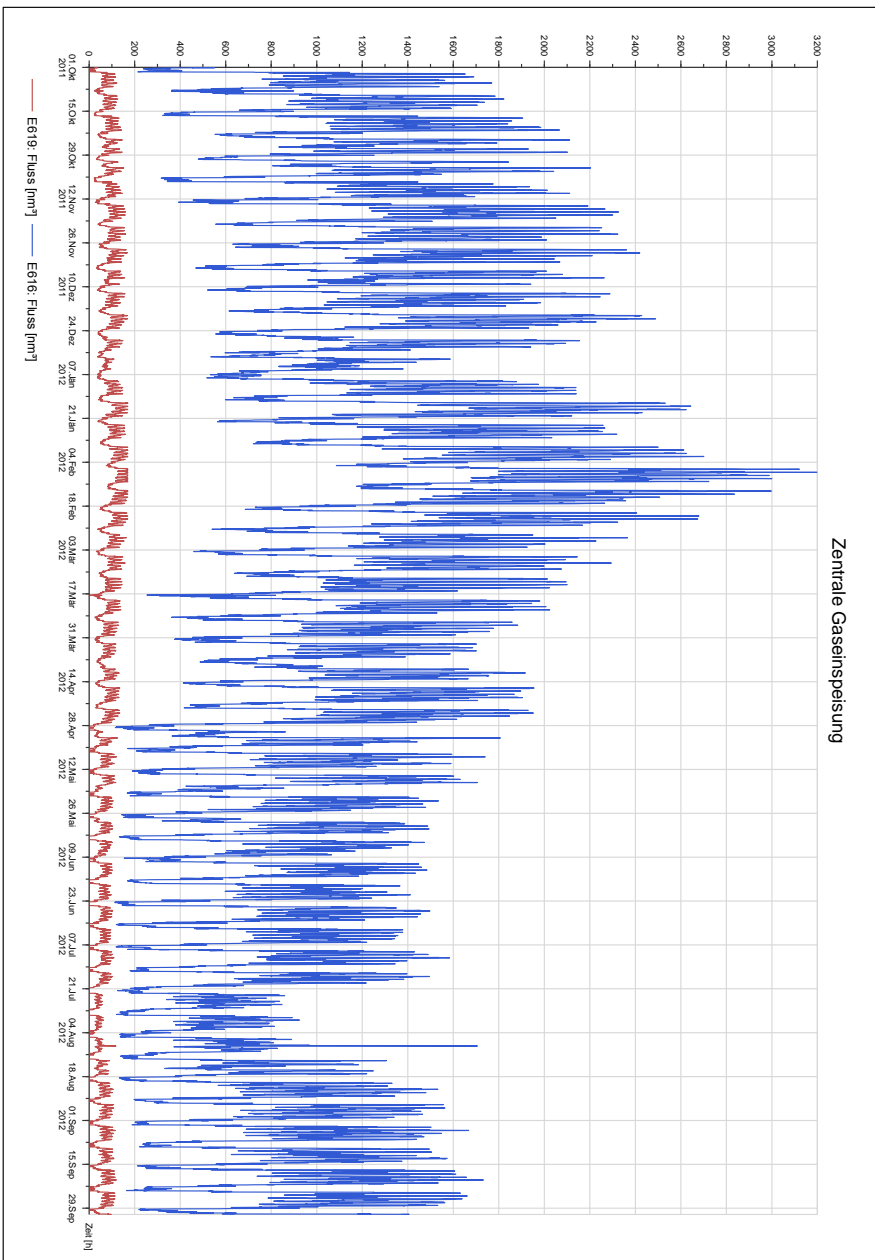


Abbildung 5.14: zentrale Einspeisung

5.2.5 Szenario 5 - volatile Gaseinspeisung einer zentralen Einspeisequelle unter Berücksichtigung der Kleinabnehmer

Im Gegensatz zu den bisherigen Szenarien, werden hier zusätzlich die Kleinabnehmer in diesem kleinstädtischen Netz berücksichtigt. Die Einspeisung erfolgt in Form einer Flusseinspeisung am zentralen Standort (*E619*)(siehe 5.1) Abbildung 5.15 zeigt den Verlauf des Gasverbrauchs der Kleinabnehmer über ein Gasjahr. Diese Darstellung ergibt sich aus der Summe der einzelnen Gasverbrauchsdaten in $[kWh/h]$ der Kleinabnehmer. Für die Simulation in *Sincal* werden die einzelnen Kleinabnehmer zusammengefasst(Stundenmittelwerte des Gasverbrauchs addiert) und als ein einziger Abnehmer dargestellt. Der jahreszeitlich gegenläufige Trend zur Stromerzeugung ist bei den Kleinabnehmern besonders ausgeprägt.

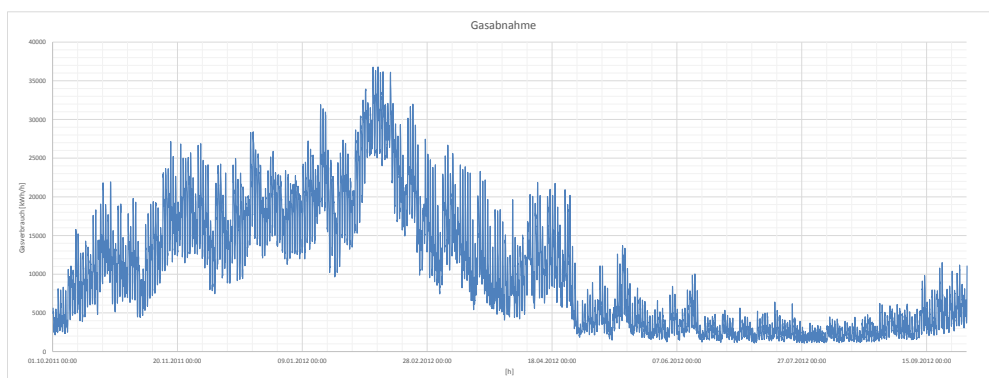


Abbildung 5.15: Gasverbrauch Kleinabnehmer

Tabelle 5.10 zeigt das Potential, mit dem Wasserstoff in das Erdgasnetz eingespeist werden kann. Die Nennleistung der Anlage wird in dieser Tabelle nicht berücksichtigt. Augenscheinlich ist, dass sich der gesamte Gasverbrauch durch die Miteinbeziehung der Kleinabnehmer fast verdoppelt. Das Minima und Maxima des Wasserstoffflusses verhält sich trotz dem ausgeprägten unterschiedlichen jahreszeitlichen Gasverbrauches der Kleinabnehmer in einem ähnlichen Verhältnis wie die zentrale Wasserstoffeinspeisung unter alleiniger Berücksichtigung der Großabnehmer (siehe Tabelle 5.8).

Energie aus dem Stromnetz	
Summe:	13,1GWh
Minimum:	176,02kW
Maximum:	4.689,63kW
Durchschnitt:	1487,25kW
Flusseinspeisung von Wasserstoff	
Minimum:	30,83Nm ³ /h
Maximum:	821,35Nm ³ /h
Durchschnitt:	260,48Nm ³ /h

Tabelle 5.10: Potential zur zentralen Wasserstoffeinspeisung mit Kleinabnehmern

Führt man für dieses Potential zur Wasserstoffeinspeisung, unter Berücksichtigung der Nennleistung des alkalischen Elektrolyseurs eine Optimierung durch, so zeigen sich die in Darstellung 5.16 abgebildeten Kennlinien. Auch hier ist der Verlauf der Kurve im Bereich des energetischen Optimums sehr flach, was die Werte in Tabelle 5.11 verdeutlichen.

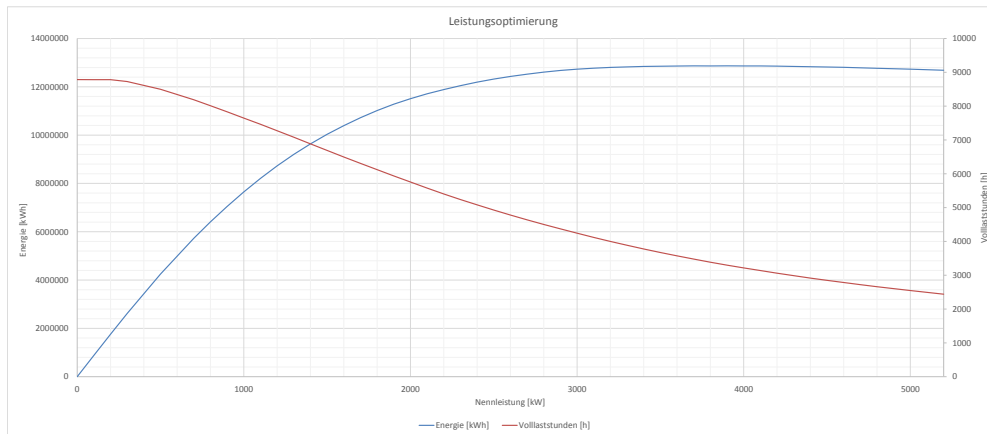


Abbildung 5.16: Optimierung für die zentrale Einspeisung mit Kleinabnehmern

Wird die Anlage für eine Nennleistung von $P_N = 3,7MW$ (energetisches Optimum) ausgelegt, ergeben sich die in Tabelle 5.11 dargestellten Werte. Auch die Nennleistung der Power-to-Gas-Anlage ist in diesem Szenario fast doppelt so groß, als bei alleiniger Berücksichtigung der Großabnehmer.

<i>Nennleistung</i> [kW]	<i>Energie aus dem Stromnetz</i> [kWh]	<i>Volllaststunden</i> [h]
3.600	12.860.206	3.572
3.700	12.866.803	3.478
3.800	12.865.096	3.386

Tabelle 5.11: *Ergebnisse zur volatilen zentralen Wasserstoffeinspeisung mit Kleinabnehmern*

Abbildung 5.17 zeigt den Gasverbrauch der zusammengefassten Kleinabnehmer sowie die Flusseinspeisung (*E619*) der Power-to-Gas-Anlage. Diese Darstellung verdeutlicht, dass der 4% Wasserstoffanteil, einen geringen Wert darstellt und durch zusätzliche Methanisierung ein vielfaches an Energie eingespeist werden könnte. Im Vergleich zur alleinigen Berücksichtigung der Großabnehmer, ergibt sich am Verlauf der Einspeisung kein wesentlicher Unterschied. Speziell im Sommer muss die Anlage aufgrund des Nichterreichens immer wieder abgeschaltet werden (im gesamten *541h*). Würde man auch hier eine Speicherung in Betracht ziehen, um eine Abschaltung zu vermeiden, so müssten ca. *48,6MWh* an elektrischer Energie bzw. *8527Nm³* an Wasserstoff gespeichert werden. Diese zu speichernde Energiemenge stellt ca. 0,4% am gesamten Einspeisepotential dar, was einen geringfügig höheren Prozentsatz, wie im Szenario ohne Kleinabnehmer beziffert.

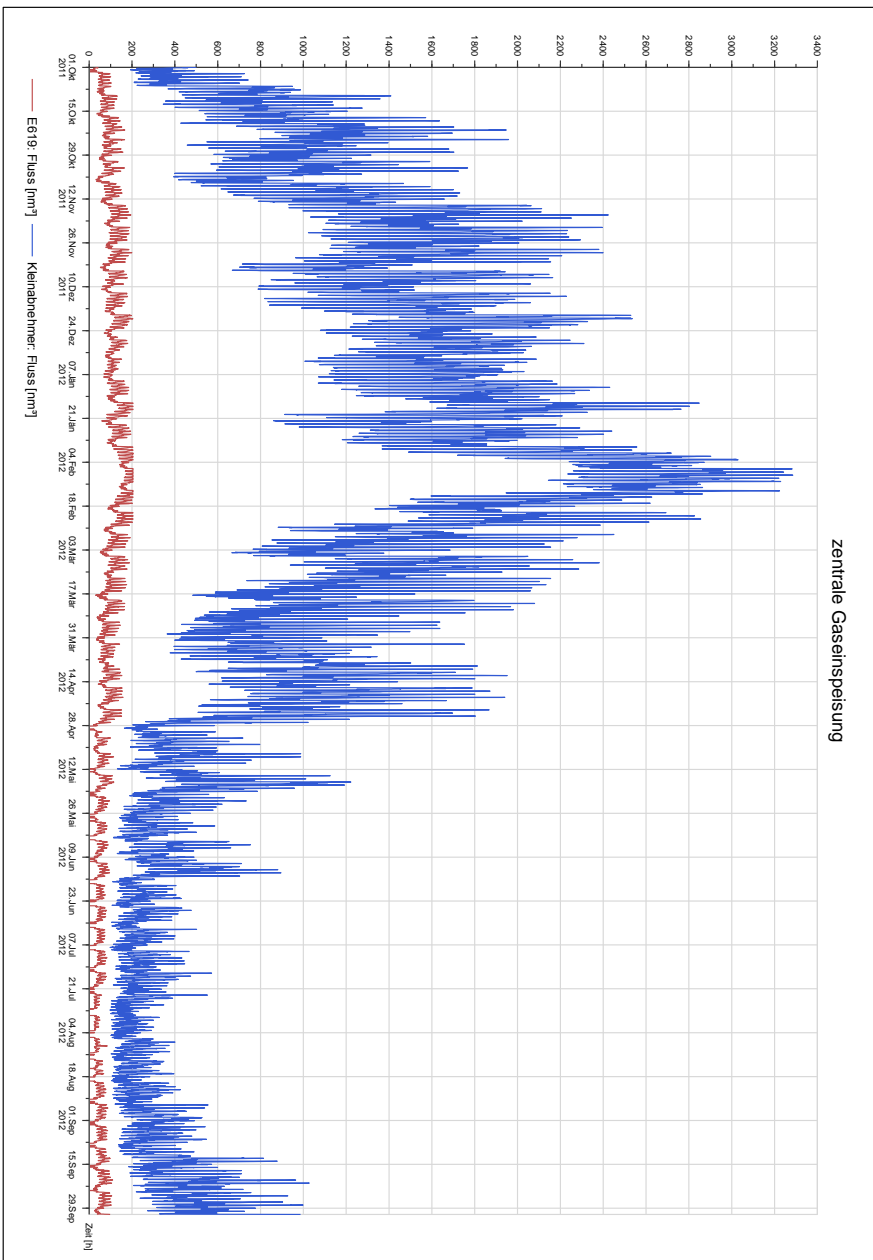


Abbildung 5.17: zentrale Einspeisung mit Kleinnehmern

5.3 Stromnetz als bestimmende Komponente für den Betrieb der Power-to-Gas-Anlage

In Kapitel 5.2 wird das Gasnetz als bestimmende Komponente für die Auslegung und für die Beurteilung des Betriebes der Power-to-Gas-Anlage betrachtet. Dabei wird auf die etwaige Erzeugung von regenerativer Energie nicht näher eingegangen, und die Energie aus dem Stromnetz als gegeben angesehen. Im Gegensatz dazu, soll in diesem Abschnitt das Angebot der volatilen Energie, zur Umwandlung in Wasserstoff, in Korrelation mit der Flusssituation im Erdgasnetz gebracht werden.

Um das Vorhandensein an volatiler elektrischer Energie zu simulieren, wird auf Leistungsprofile, welche den Überschuss der Erzeugung von elektrischen Strom darstellen, zurückgegriffen (Darstellung 5.18 zeigt beispielsweise solch einen normierten Tagesverlauf des Energieüberschusses) [22]. In Abbildung 5.19 ist das normierte Leistungsprofil mit einer Standbyleistung von 10% über ein Jahr dargestellt. Dieses volatile Profil setzt sich aus der Erzeugung von Energie mittels Photovoltaik (71% der installierten Leistung) und Windenergie (29% der installierten Leistung zusammen). Für die Standbyleistung wird, wie in den bisherigen Szenarien, von 10% der Nennleistung ausgegangen. Diese Standbyleistung wird als durch das Stromnetz gedeckt, angenommen.

Als Grundlage des normierten Leistungsprofil dient ein suburbanes Stromnetz. Zur genauen Erstellung dieses Leistungsprofils sei auf die Diplomarbeit [22] verwiesen.

Die Einspeisung erfolgt in Form einer Flusseinspeisung am zentralen Einspeisepunkt (*E619*). Wie im Diagramm 5.19 zu erkennen ist, wird im Winter viel weniger Strom erzeugt als im Sommer. Die gleiche Ausgangssituation wird in Abbildung 5.11 dargestellt.

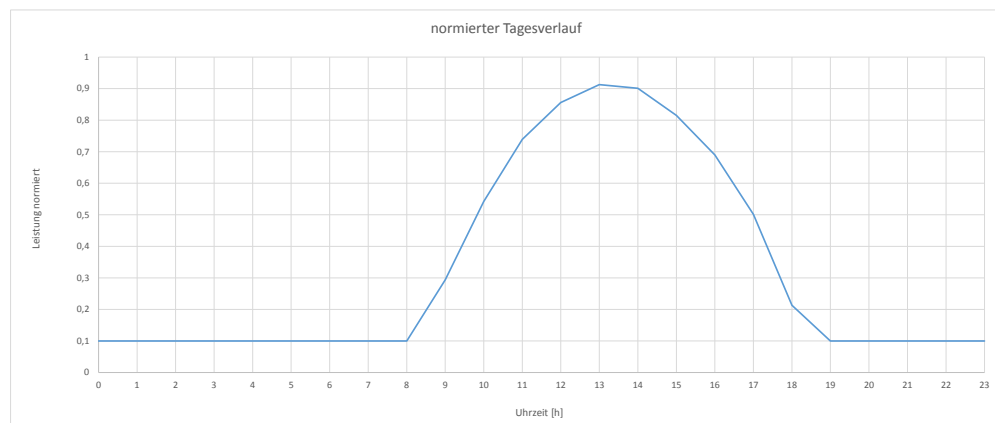


Abbildung 5.18: normierter Tagesverlauf im Mai

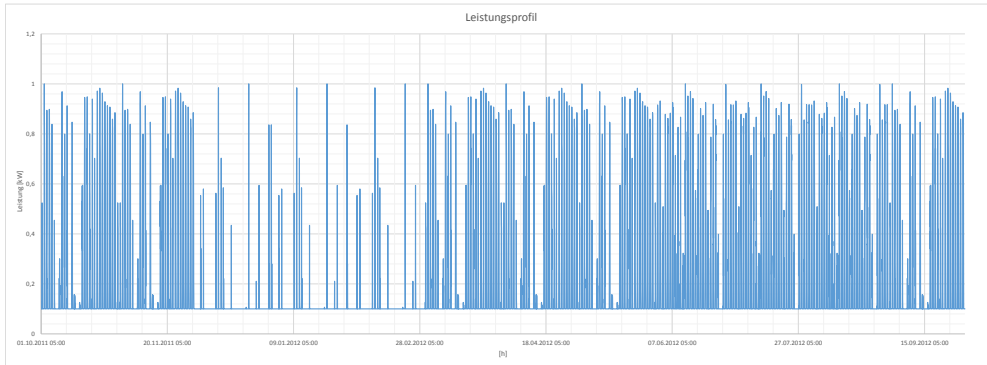


Abbildung 5.19: normiertes Leistungsprofil mit Standbyleistung

In diesem Szenario wird wie bereits erwähnt, von einer zentralen Gaseinspeisung, wie unter Punkt 5.2.4 ausgegangen. Dabei wird gezeigt, dass beim Gasnetz als bestimmende Komponente für den Betrieb der Power-to-Gas-Anlage, die maximal einspeisbare Energie bei einer Nennleistung von 1.900kW der Power-to-Gas-Anlage liegt. Bei dieser Leistungsauslegung von 1900kW der Power-to-Gas-Anlage, zeigt sich bei Korrelation des auf die Nennleistung der Power-to-Gas-Anlage angepassten Leistungsprofil und dem Erdgasnetz, die in Abbildung 5.20 gezeigte Leistungsentnahme aus dem Stromnetz. Hier ist abermals der typisch gegenläufige jahreszeitliche Trend zwischen Strom- und Gasnetz zu erkennen. Im Sommer wäre das Erdgasnetz oftmals nicht in der Lage zumindest den an Standbyleistung erzeugten Wasserstoff im Erdgasnetz aufzunehmen und zwänge die Power-to-Gas-Anlage somit zum Abschalten.

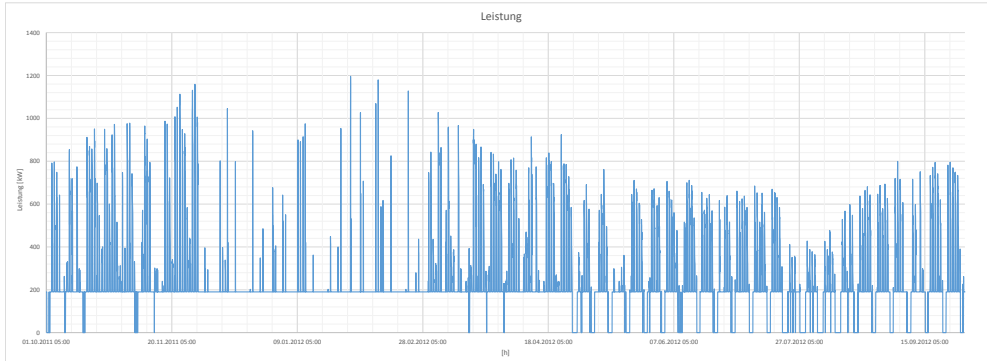


Abbildung 5.20: Nennleistung von 1.900kW

Tabelle 5.12 zeigt die Ergebnisse dieses Szenarios, unter Berücksichtigung der Nennleistung der Power-to-Gas-Anlage zusammengefasst. Augenscheinlich wäre der markante Abfall der Volllaststunden im Vergleich zu den vorangegangenen Szenarien (siehe 5.2), in denen das Gasnetz die bestimmende Komponente für den Betrieb der Power-

Simulation und Ergebnisse

to-Gas-Anlage ist. Dieser Effekt ist vor allem auf die Sommermonate zurückzuführen, da hier die Power-to-Gas-Anlage sehr häufig abgeschaltet werden müsste. Ein weiterer interessanter Aspekt liegt darin, dass in diesem Szenario die Nennleistung der Anlage bei weitem nie erreicht werden würde. Das Maximum der Wasserstoffproduktion mit $1.196,2kW$ liege deutlich unter der Nennleistung von $1.900kW$.

<i>Energie aus dem Stromnetz</i>	
Summe:	2,1GWh
Minimum:	0kW
Maximum:	1.196,2kW
Durchschnitt:	234,8kW
Volllaststunden:	1.087h
<i>Flusseinspeisung von Wasserstoff</i>	
Minimum:	0Nm ³ /h
Maximum:	210Nm ³ /h
Durchschnitt:	41Nm ³ /h

Tabelle 5.12: *Ergebnisse zur zentralen Wasserstoffeinspeisung bei einer Standbyleistung von 1.900kW*

Führt man für dieses Szenario auch eine Leistungsoptimierung für die Power-to-Gas-Anlage durch, wie in Darstellung 5.21 zu sehen, ergibt sich ein sehr interessanter Verlauf der Leistungskurve. Obwohl wie Abbildung 5.20 zeigt, die Nennleistung der Anlage bei weitem nie erreicht werden würde, ist das jährliche Energiemaximum bei einer Leistung von $3.750kW$ der Anlage anzufinden. Abbildung 5.22 zeigt hier die Belastung für das Stromnetz über das Gasjahr. Trotz der geringen Volllaststundenanzahl (Zusammenfassung in Tabelle 5.13) und das häufige Abschalten der Power-to-Gas-Anlage, ergäbe sich bei dieser Auslegung das Energiemaximum. Dieses Faktum folgt aufgrund der höheren Standbyleistung, welches mittels Stromnetz zu Verfügung gestellt werden würde.

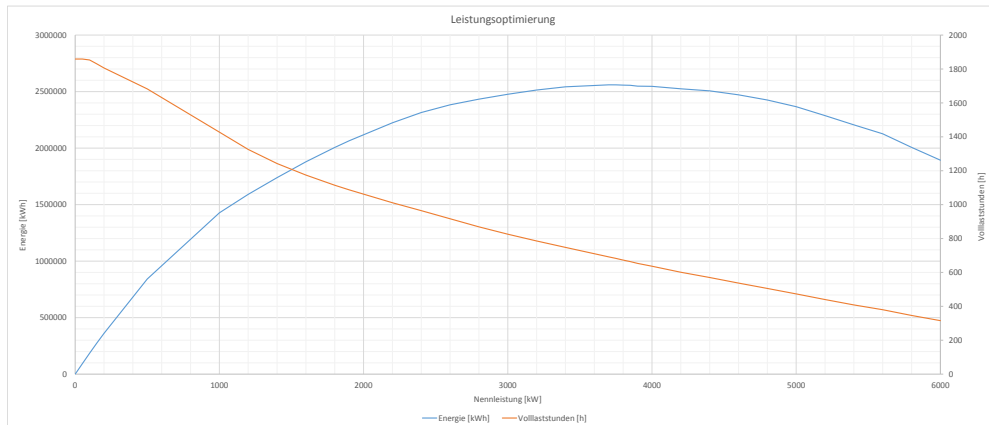


Abbildung 5.21: Optimierung für die zentrale Einspeisung

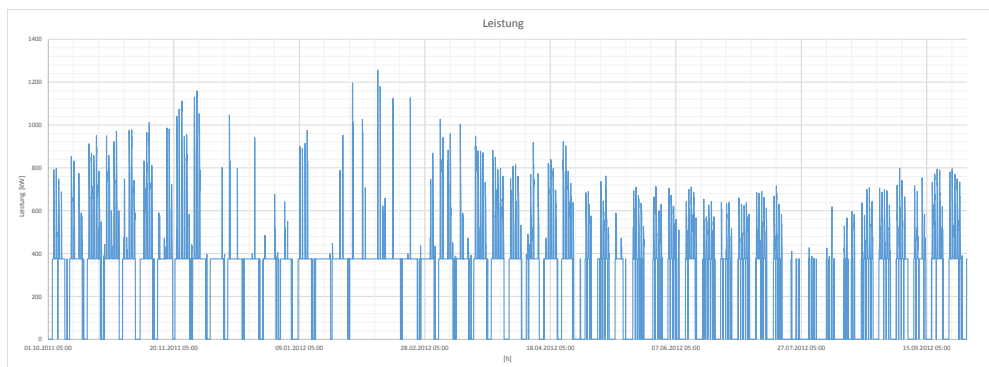


Abbildung 5.22: Nennleistung von 3.750KW

Allerdings, wie Tabelle 5.13 unterstreicht, ist bei solch geringen Volllaststunden in diesem Szenario, die Wirtschaftlichkeit Power-to-Gas-Anlage stark zu hinterfragen.

Abbildung 5.23 zeigt den Verlauf der zentralen Einspeisung bei einer Nennleistung von 1.900kW der Anlage. Im Vergleich zur Abbildung 5.2.4, zeigt sich deutlich die Problematik der Korrelation zwischen dem Gasverbrauch und der Erzeugung der regenerativen Energie.

<i>Nennleistung</i> [kW]	<i>Energie aus dem Stromnetz</i> [kWh]	<i>Volllaststunden</i> [h]
1.900	2.064.982	1.087
3.700	2.559.195	692
3.750	2.559.453	683
3.800	2.557.198	673

Tabelle 5.13: *Ergebnisse zur zentralen Wasserstoffeinspeisung*

Wie in Abbildung 5.23 zu sehen ist, müsste die Power-to-Gas-Anlage speziell im Sommer oft abgeschaltet werden. Insgesamt würde sich die Anlage $970h$ im Jahr im Stillstand befinden. Würde man auch hier einen Speicher andenken, so müssten $113MWh$ an elektrischer bzw. $20.000Nm^3$ Wasserstoff, in Form von Wasserstoff zwischengespeichert werden. Im Vergleich zur zentralen Gaseinspeisung mit dem Gasnetz als bestimmende Komponente für den Betrieb der Power-to-Gas-Anlage, wäre die zu speichernde Energie (4,4% des gesamten einspeisbaren Wasserstoffs) in diesem Szenario um ein Vielfaches höher.

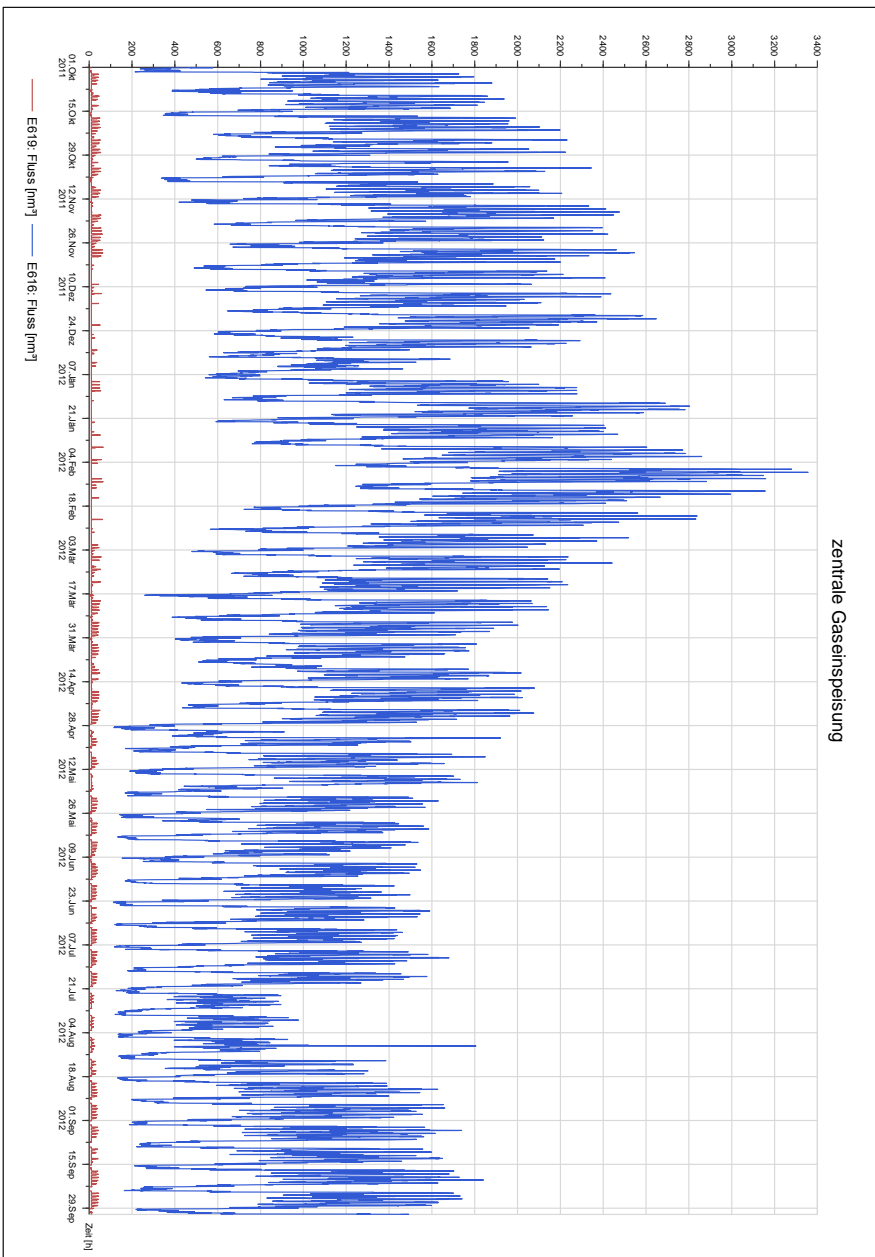


Abbildung 5.23: zentrale Einspeisung

5.4 Einspeisung von Methan in das Erdgasnetz

In den bisherigen Szenarien, wird jeweils die Einspeisung von Wasserstoff in das Erdgasnetz untersucht. In diesem Punkt wird der weitere Umwandelungsschritt Methanisierung hinzugefügt. Es wird mit dem Gasnetz als bestimmende Komponente für den Betrieb der Power-to-Gas-Anlage simuliert, um das energetische Potential der zusätzlichen Methanisierung zu untersuchen. Wie schon in Punkt 2.3.3 erläutert, wird nach der Elektrolyse der Wasserstoff mittels chemischer Reaktion in Methangas umgewandelt und kann so unbegrenzt in das Erdgasnetz eingespeist werden. Der Schritt, den Wasserstoff mittels chemischer Reaktion zu methanisieren, erfordert zusätzlich Energie, welche den Systemwirkungsgrad (von elektrischer Energie zu Methan) zusätzlich verringert. Bei angenommener katalytischer Methanisierung wird der Wirkungsgrad mit $\eta_{Methanisierung} = 77\%$ [23] angenommen. Berücksichtigt man zusätzlich den Wirkungsgrad der alkalischen Elektrolyse mit $\eta_{Elektrolyse} = 62\%$, so ergibt sich ein Systemwirkungsgrad von ca. $\eta_{System} = 51\%$. Durch diesen weiteren Energieverlust ist es daher zielführend, den erzeugten Wasserstoff möglichst direkt zu nutzen. Für die nachfolgenden Untersuchungen werden nur die im Erdgasnetz angeschlossenen Großabnehmer betrachtet. Es stehen die Stundenmittelwerte in $[kWh/h]$ der Verbraucher zu Verfügung.

5.4.1 Methanisierung an dezentraler Einspeisung

In diesem Szenario wird die Einspeisung von Methan im Vergleich zum Wasserstoff (siehe 5.2.2) am ersten dezentralen Standort betrachtet. Tabelle 5.14 zeigt die Ergebnisse der Untersuchung zusammengefasst. Für die *Energie aus dem Stromnetz* wird die Nennleistung der Power-to-Gas-Anlage berücksichtigt (siehe 5.2.2). Wie Tabelle 5.14 zeigt, kann durch die zusätzliche Methanisierung des Wasserstoffs, ein Vielfaches an Energie in das Erdgasnetz einspeist werden. Auch die Volllaststunden steigen durch die Methanisierung im Vergleich zur Wasserstoffeinspeisung.

<i>Erzeugung von Wasserstoff:</i>	
Potential Energie aus dem Stromnetz:	364,4MWh
Energie aus dem Stromnetz ($P_N = 100kW$):	361,6MWh
Volllaststunden ($P_N = 100kW$):	3.273h
<i>Erzeugung von Methan</i>	
Potential Energie aus dem Stromnetz:	11,1GWh
Energie aus dem Stromnetz (Nennleistung, $P_N = 3MW$):	10,9GWh
Volllaststunden ($P_N = 3MW$):	3.661h

Tabelle 5.14: dezentrale Einspeisung von Methan

5.4.2 Methanisierung an zentraler Einspeisung

In diesem Szenario wird am zentralen Einspeisepunkt synthetisches Erdgas eingespeist. Bei der zentralen Einspeisung zeigen sich die gleichen Trends (Volllaststunden, Energie) durch die zusätzliche Methanisierung von Wasserstoff wie bei der dezentralen Einspeisung (siehe 5.4.1). Prinzipiell kann bei der zentralen Einspeisung ein Vielfaches mehr an Energie im Vergleich zur dezentralen Einspeisung dem Erdgasnetz zugeführt werden. Tabelle 5.15 zeigt die Ergebnisse zusammengefasst:

<i>Erzeugung von Wasserstoff:</i>	
Potential Energie aus dem Stromnetz:	7,2GWh
Energie aus dem Stromnetz ($P_N = 1,9MW$):	7,1GWh
Volllaststunden ($P_N = 1,9MW$):	3.724h
<i>Erzeugung von Methan</i>	
Potential Energie aus dem Stromnetz:	217,7GWh
Energie aus dem Stromnetz ($P_N = 56MW$):	215GWh
Volllaststunden ($P_N = 56MW$):	3.840h

Tabelle 5.15: zentrale Einspeisung von Methan

6 Schlussfolgerung und Zusammenfassung

Wie viel elektrische Energie in Form von Wasserstoff kann in einem kleinstädtischen Gasnetz gespeichert werden? Um diese Frage beantworten zu können, wurde mit Hilfe der Software *Sincal* ein reales kleinstädtisches Modellnetz erstellt. Aufbauend auf den *Netz-* und *Verbraucherdaten* wurden verschiedene Szenarien der Wasserstoffeinspeisung mittels einer Power-to-Gas-Anlage untersucht. Um die Einspeisung von Wasserstoff oder Methan mittels der Power-to-Gas-Technologie in das Erdgasnetz verstehen zu können, wurden am Anfang der Diplomarbeit Grundlagen zu dieser Technologie dargestellt, um in weiterer Folge die erhaltenen *Netzdaten* sowie die Erstellung des Modellnetzes in *Sincal* abbilden zu können. Nachfolgend wurde, in verschiedenen Szenarien, das Einspeisepotential von Wasserstoff und synthetischem Methan in das Erdgasnetz untersucht.

Werden die Szenarien in denen das Gasnetz die bestimmende Komponente für den Betrieb der Power-to-Gas-Anlage ist, ohne Kleinabnehmer betrachtet, so ergeben sich interessante Fakten zu den Ergebnissen in den einzelnen Szenarien. Analysiert man die Volllaststunden in den Szenarien, so erreicht die konstante Wasserstoffeinspeisung die höchste Anzahl an Volllaststunden im Vergleich zu allen anderen Einspeisemöglichkeiten. Diese Nennleistungsauslegung der Power-to-Gas-Anlage, führt jedoch auch zur geringsten Wasserstoffproduktion in allen Szenarien (17,7MWh aus dem Stromnetz). Bei volatiler Wasserstoffeinspeisung erreichen die verschiedenen Simulationen (bei Nennleistungsauslegung zum energetischen Optimum) nicht annähernd die Anzahl der Volllaststunden gegenüber der konstanten Wasserstoffeinspeisung. Speziell die Sommermonate mit dem geringeren Erdgasverbrauch senken hier die Volllaststunden der Power-to-Gas-Anlage. Von diesen Simulationen erreicht die zentrale volatile Wasserstoffeinspeisung mit etwas mehr als 3.700h die höchste Auslastung (im Vergleich zur konstanten Einspeisung mit 8.784h im Gasjahr 11/12 (2012 war ein Schaltjahr, deshalb 8784h)).

Im *Szenario 3* (zweifach volatile Gaseinspeisung) zeigt sich eine deutliche Abhängigkeit der Volllaststunden der Power-to-Gas-Anlage vom Erdgasverbrauchsverlauf an der Einspeisestelle:

Trotz der über ein Jahr an beiden dezentralen Standorten ziemlich gleichen Menge an einspeisbarer Energie, ergibt sich ein beträchtlicher Unterschied (ca. 530h; 14%) der Volllaststunden beider Power-to-Gas-Anlagen. Während die Anlage am ersten Standort (*E617*) auf ca. 3.600h kommt, hat der zweite Standort (*E618*) mit ca. 3.070 Volllaststunden eine deutlich geringere Auslastung. Dies ist im speziellen auf das stark „in-

dustriell“ geprägte Erdgasverbrauchsprofil (große Unterschiede im Energieverbrauch zwischen Werktagen und arbeitsfreien Tagen) zurückzuführen. Dieser Unterschied ist auch an den Stillstandszeiten der beiden Power-to-Gas-Anlagen ersichtlich. Die Anlage am zweiten Standort (E618) steht insgesamt ca. 1.350h und somit mehr als das zehnfache als am Standort eins, still.

Um die Kosten-Nutzen-Relation einer Power-to-Gas-Anlage durch Erhöhung der Volllaststunden zu verbessern, wurde für die einzelnen Szenarien ein Wasserstoffspeicher angedacht. Mit diesem Speicher könnte die Power-to-Gas-Anlage ohne Verletzung der Wasserstoffgrenze (4%) zumindest mit der Standbyleistung (10% der Nennleistung) betrieben werden. Im Szenario der konstanten Wasserstoffeinspeisung, ist im Gegensatz zu den Szenarien mit volatiler Wasserstoffeinspeisung, kein Speicher notwendig. Bei den Szenarien mit volatiler Einspeisung zeigte sich, in der Untersuchung, dass es relativ betrachtet (bezogen auf die jeweilige jährliche Wasserstoffeinspeisung der Power-to-Gas-Anlage), keinen Unterschied aufgrund des Einspeisestandorts zwischen einer zentralen und dezentralen Wasserstoffeinspeisung gibt. Bei der Wasserstoffeinspeisung am dezentralen ersten Standort (E617) und am zentralen Einspeisepunkt (E619) liegt die Speichergröße bei ca. 0,3% der jährlichen Wasserstoffeinspeisemenge. Die relative Speichergröße ergibt also eine Abhängigkeit vom Erdgasverbrauchsverlauf. Aufgrund der in den Szenarien größten Nennleistung der Power-to-Gas-Anlage bei zentraler Wasserstoffeinspeisung, ergibt sich in diesem Szenario absolut, der größte ein Speicherbedarf von etwa $4.400Nm^3$, während die Anlage bei dezentraler Einspeisung am ersten Standort (E617) einen Wasserstoffspeicher von lediglich $25Nm^3$ bedarf.

Aus energetischer Sicht betrachtet, kann im Szenario der zentralen volatilen Wasserstoffeinspeisung, aufgrund des größten Erdgasverbrauchs an dieser Stelle, am meisten Wasserstoff - und somit auch das Meiste an elektrischer Energie - in das Erdgasnetz eingespeist werden. An „zweiter“ Stelle, befindet sich die zweifach volatile dezentrale Wasserstoffeinspeisung. Die über das Jahr einspeisbare Wasserstoffmenge ist zwar wie schon beschrieben, an beiden Standorten fast gleich groß, jedoch ergeben sich durch den gleichzeitigen Betrieb der beiden Power-to-Gas-Anlagen positive Gleichzeitigkeitseffekte. Es zeigt sich u.a., dass über das Jahr gesehen, zumindest immer eine kleine Grundabnahme an Wasserstoff vorhanden ist. Auch die hohen Gradienten des Wasserstoffverbrauchs werden aus Sicht des Stromnetzes verkleinert. Die geringste, aber dafür konstante Einspeisemenge liefert das erste Szenario mit konstanter Wasserstoffeinspeisung. Die konstante Produktion von Wasserstoff lässt im Gegensatz zur volatilen Erzeugung zudem eine deutliche Verlängerung der Lebensdauer der Power-to-Gas-Anlage erwarten.

In einem weiteren Szenario wurden zusätzlich die Kleinabnehmer im Gasnetz beim Gasverbrauch berücksichtigt. Dies führt, bei zentraler Wasserstoffeinspeisung, zu einer ca. 70%-igen Steigerung des Erdgasverbrauchs an der Einspeisestelle. Vergleicht man die beiden Szenarien der zentralen Wasserstoffeinspeisung (mit /ohne Kleinabnehmer), so lassen sich folgende Auswirkungen erkennen:
Durch den zusätzlichen Erdgasverbrauch der Kleinabnehmer erhöht sich in gleichem

Schlussfolgerung und Zusammenfassung

Verhältnis die Möglichkeit der Wasserstoffspeisung.

Bei der Anzahl der Volllaststunden ergibt sich ein Rückgang von ca. 7% bei energetisch optimaler Leistungsauslegung der Power-to-Gas-Anlagen. Dieser Effekt ist energetisch gesehen, vor allem auf den saisonal stark schwankenden (im Winter viel höherer Gasverbrauch als im Sommer) Erdgasverbrauch der Kleinabnehmer zurückzuführen. Diese geringere Anzahl an Volllaststunden würde auch die Größe des angedachten Wasserstoffspeichers - relativ gesehen -, leicht erhöhen (ca. 6%). Diese beiden Untersuchungen zeigen, dass der Gasverbrauchsverlauf der Kleinabnehmer, einen für die Power-to-Gas-Technologie ungünstigen Effekt auf die Auslegung (und damit den Betrieb) einer Power-to-Gas-Anlage mit sich bringt.

Zusammenfassend zeigt sich bei den Szenarien mit dem Gasnetz als bestimmende Komponente für den Betrieb einer Power-to-Gas-Anlage, dass vor allem der Gasverbrauchsverlauf, des mit der Power-to-Gas-Anlage zu versorgenden Erdgasnetzbereichs, für die Ökonomie (Auslegung) und den Betrieb der Anlage von Bedeutung ist.

Betrachtet man das Stromnetz als bestimmende Komponente für den Betrieb der Power-to-Gas-Anlage zeigen sich gegen über dem Erdgasnetz als bestimmende Komponente konträre Ergebnisse: Beim Vergleich der beiden zentralen Wasserstoffspeisungen ohne Kleinabnehmer ist vor allem der markante Rückgang an Volllaststunden augenscheinlich (ohne Kleinabnehmer: 3724h mit Kleinabnehmer: 1087h). Nicht einmal ein Drittel der Volllaststunden wären bei gleicher Auslegung der Power-to-Gas-Anlage und gleichem Gasverbrauch erreichbar.

Auch bei der eingespeisten Energie in Form von Wasserstoff, könnte, nur ein weit geringerer Teil (ca. 30%) eingespeist werden. Beim Erdgasnetz als bestimmende Komponente sind dies ca. 7,1GWh, beim Stromnetz als bestimmende Komponente sind dies 2,1GWh. Dieser Effekt ergibt sich, durch die Diskrepanz zwischen der regenerativen Erzeugung von elektrischer Energie und dem Erdgasverbrauch. Der gegenläufige Verlauf wirkt sich auch auf der etwaigen Wasserstoffspeicher, welche in diesem Szenario um ein Vielfaches größer ausgelegt werden müssten (ca. 20.000Nm³, +350%), negativ aus.

In einem weiteren Szenario wurde die zusätzliche Methanisierung des Wasserstoffs sowohl zentral als auch dezentral untersucht. Hier zeigte sich prinzipiell, dass durch den Wegfall der 4%-Grenze des Wasserstoffs ein Vielfaches an Energie in Form von Methan in das Erdgasnetz eingespeist werden könnte. Die zusätzliche Methanisierung bringt allerdings zusätzliche Verluste welche den Gesamtwirkungsgrad (von elektrischer Energie zu Methan) weiter senken. Aus dieser Sicht wäre es weit wirkungsvoller, den Wasserstoff nicht zu methanisieren, und ihn direkt in das Gasnetz einzuspeisen. Andererseits könnte das bei der Methanisierung benötigte Kohlendioxid, gerade im Zuge des derzeit weltweit hohen Kohlendioxidausstoßes, sinnvoll gebunden werden.

Durch die verschiedenen Untersuchungen der Wasserstoffspeisung mittels Power-to-Gas-Anlage in der Modellregion, wurde ersichtlich, welches Potential zukünftig

in dieser Technologie stecken könnte. Zusammenfassend kristallisierte sich heraus, dass Wasserstoffspeicher zum Zwischenspeichern des Wasserstoffs aufgrund der 4%-Volumsgrenze, in allen Szenarien (ausgenommen konstante Wasserstoffeinspeisung) sinnvoll wären. Diese Maßnahme könnte bei einem ausreichend großen Wasserstoffspeicher den durchgehenden Betrieb der Power-to-Gas-Anlage ermöglichen. Dies wäre sowohl energetisch, als auch ökonomisch sinnvoll.

Würde die Power-to-Gas-Anlage in Kombination mit der Überschusserzeugung von regenerativer elektrischer Energie betrieben werden, so zeigte sich in der Untersuchung, dass Wasserstoffspeicher für einen sinnvollen Betrieb der Anlage fast unausweichlich sind. Dieses Faktum entsteht durch die Diskrepanz zwischen erneuerbarer Erzeugung von elektrischer Energie (wie z.B. Photovoltaik) und dem Erdgasverbrauch der Endabnehmer.

Es darf aber nicht außer Acht gelassen werden, dass die Einspeisung von Wasserstoff in das Erdgasnetz eigentlich zur Speicherung von überschüssiger volatiler Energie gedacht ist. Damit kann die Erzeugung von elektrischer Energie und der Verbrauch zeitlich entkoppelt werden.

Allerdings sollte zuerst versucht werden, die regenerativ erzeugte elektrische Energie verbrauchsnahe direkt zu verwenden. Durch die Umwandlung in Wasserstoff wird zusätzliche Energie verbraucht und senkt damit den Gesamtwirkungsgrad. Intelligente Netzen („Smart Grids“) könnten hier in Zukunft großes Potential aufweisen, um den erzeugten Strom verbrauchsnahe direkt zu verwenden.

In Bezug auf Österreich, muss in die Überlegungen zusätzlich die Möglichkeit der Energiespeicherung durch Pumpspeicherkraftwerke miteinbezogen werden. Diese Technologie bietet im gesamten einen besseren Wirkungsgrad als die Speicherung mittels Power-to-Gas. Für flaches Terrain ist die Speicherung von Energie mittels Power-to-Gas im Erdgasnetz mengenmäßig wohl konkurrenzlos (energetisch gesehen). Zusätzlich bietet Österreich noch riesige Erdgasspeicher ($2,6 \text{ Mrd. m}^3$ Speicherplatz allein im größten Porenspeicher), welche die Möglichkeit der Speicherung von Wasserstoff noch mengenmäßig deutlich erhöhen.

Abbildungsverzeichnis

2.1	Anwendungsschema für Power-to-Gas	20
2.2	Veränderung der Gasbeschaffenheit verschiedener Erdgase	27
2.3	Wasserstoffverträglichkeit der Gasinfrastruktur	28
3.1	Schema des jeweiligen Netzaufbaus	31
4.1	Ablaufdiagramm [eigene Darstellung]	36
5.1	schematische Darstellung des Netzbereichs	50
5.2	Gasverbrauch an der Einspeisestelle <i>E617</i>	51
5.3	Flussverteilung	53
5.4	Wasserstoffeinspeisung	55
5.5	Leistung	56
5.6	Optimierung	57
5.7	Gasverbrauch an der Einspeisestelle <i>E618</i>	59
5.8	Leistungsoptimierung für den zweiten Standort	60
5.9	zweifache Wasserstoffeinspeisung	62
5.10	Großabnehmer zusammengefasst	63
5.11	Jahresbilanz elektrischer Strom in Österreich 2011 auf Monatsbasis [21]	64
5.12	Optimierung für die zentrale Einspeisung	65
5.13	Optimierung für die zentrale Einspeisung	66
5.14	zentrale Einspeisung	68
5.15	Gasverbrauch Kleinabnehmer	69
5.16	Optimierung für die zentrale Einspeisung mit Kleinabnehmern	70
5.17	zentrale Einspeisung mit Kleinabnehmern	72
5.18	normierter Tagesverlauf im Mai	73
5.19	normiertes Leistungsprofil mit Standbyleistung	74
5.20	Nennleistung von $1.900kW$	74
5.21	Optimierung für die zentrale Einspeisung	76
5.22	Nennleistung von $3.750KW$	76
5.23	zentrale Einspeisung	78

Tabellenverzeichnis

2.1 Gasfamilien nach dem DVGW- Arbeitsblatt [1]	17
2.2 Entwicklung des Erdgasnetzes in Österreich	19
2.3 Temperaturbereich und Ladungsträger der Elektrolysearten	21
2.4 Halbzellenreaktionen	22
2.5 Kennwerte alkalischer Elektrolyseur	23
2.6 Kennwerte PEM-Elektrolyseur	23
2.7 Qualitätskriterien der <i>ÖVGW-Richtlinie G31</i>	26
5.1 Potential zur konstanten Wasserstoffeinspeisung	52
5.2 Ergebnisse zur volatilen Wasserstoffeinspeisung	56
5.3 Ergebnisse zur volatilen Wasserstoffeinspeisung am ersten Standort	57
5.4 Ergebnisse zur zweiten volatilen Wasserstoffeinspeisung	59
5.5 Ergebnisse zur volatilen Wasserstoffeinspeisung am zweiten Standort	60
5.6 Potential zur gesamten volatilen Wasserstoffeinspeisung	61
5.7 Wasserstoffspeicherbedarf zur gesamten volatilen Wasserstoffeinspeisung	61
5.8 Potential zur zentralen Wasserstoffeinspeisung	65
5.9 Ergebnisse zur volatilen zentralen Wasserstoffeinspeisung	66
5.10 Potential zur zentralen Wasserstoffeinspeisung mit Kleinabnehmern	70
5.11 Ergebnisse zur volatilen zentralen Wasserstoffeinspeisung mit Kleinabnehmern	71
5.12 Ergebnisse zur zentralen Wasserstoffeinspeisung bei einer Standbyleistung von 1.900kW	75
5.13 Ergebnisse zur zentralen Wasserstoffeinspeisung	77
5.14 dezentrale Einspeisung von Methan	79
5.15 zentrale Einspeisung von Methan	80

Literaturverzeichnis

- [1] EON-Bayern. *Gasbeschaffenheit nach DVGW-Arbeitsblatt: G 260*. [ONLINE] http://www.eon-bayern.com/pages/eby_de/Partner/Installateure/Gasinstallateure/Formulare_und_Broschueren/Gasfamilien_Erdgase_Geraetekategorien.pdf [11.02.2013]
- [2] OVGW. Positionspapier *Smart Gas Grids in Österreich*. (2011) [ONLINE] http://www.ovgw.at/ufile/5/355/Positionspapier_Smart_Gas_Grids_2011-10.pdf [01.04.2014]
- [3] Blue Globe Report. *Wirtschaftskraft Erneuerbarer Energie in Österreich und Erneuerbare Energie in Zahlen*. (2013) [ONLINE] http://www.erneuerbare-energie.at/storage/presse/BGR-1_2013_Klimafonds-Nr_EE_EconRES.pdf [7.4.2014]
- [4] Wiener Netze. *Glossar*. [ONLINE] <http://www.wienenergie-gasnetz.at/eportal/ep/glossarView.do/pageTypeId/40373/programId/39409/contentTypeId/1003/channelId/-33545?glIndex=G> [15.07.2013]
- [5] E-Control. *Erdgasleitungen und Erdgaslagerstätten in Österreich*. [ONLINE] <http://www.e-control.at/de/industrie/gas/gasnetz> [20.3.2014]
- [6] Günther Cerbe. *Grundlagen der Gastchnik*. 7.Auflage, Carl Hanser Verlag München Wien (2008)
- [7] Jürgen Schmid. *Erneuerbare Energien und Energieeffizienz*. Band 14, Universität Kassel (2009) [ONLINE] <http://www.uni-kassel.de/upress/online/frei/978-3-89958-798-2.volltext.frei.pdf> [30.3.2014]
- [8] Biogas Netzeinspeisung, *Netzebenen*. [ONLINE] <http://www.biogas-netzeinspeisung.at/technische-planung/biogasnutzung-netzeinspeisung/netzebenen.html> [15.07.2013]
- [9] Bastian Hey. *Power-to-Gas als Möglichkeit zur Speicherung eines Energieüberangebots und als Bestandteile eines flexiblen Demand Side Managements*. Hamburg (2012) [ONLINE] http://www.haw-hamburg.de/fileadmin/user_upload/Forschung/CC4E/Projekte/weitere_Energiethemen/Intelligente_Netze/Masterthesis_Bastian_Hey_Power-to-Gas.pdf [18.03.2014]
- [10] Jusline. § 84 GWG 2011 Netzebenen und Netzbereiche. [ONLINE] http://www.jusline.at/84_Netzebenen_und_Netzbereiche_GWG_2011.html [16.07.2013]

- [11] E-Control. *Bestandsstatistik*. [ONLINE] <http://www.e-control.at/de/statistik/gas/bestandsstatistik> [18.03.2014]
- [12] Bundesministerium für Wirtschaft. *Energiestatus Österreich*. (2013) [ONLINE] <http://www.bmwfj.gv.at/EnergieUndBergbau/Energieeffizienz/PublishingImages/Energiestatus%202013.pdf> [16.07.2013]
- [13] Power-to-Gas Strategieplattform. *Umwandlungsprozesse bei Power to Gas*. [ONLINE] <http://www.powertogas.info/power-to-gas/strom-in-gas-umwandeln.html> [16.07.2013]
- [14] Power-to-Gas Strategieplattform. *Einbindung in das Energiesystem*. [ONLINE] <http://www.powertogas.info/power-to-gas/strom-in-gas-umwandeln/einbindung-ins-energiesystem.html> [10.4.2014]
- [15] Wikipedia. *Elektrolyseur*. [ONLINE] <http://de.wikipedia.org/wiki/Elektrolyseur> [16.07.2013]
- [16] Biogas Netzeinspeisung, *Netzebenen*. [ONLINE] <http://www.biogas-netzeinspeisung.at/rechtliche-planung/einspeisung-in-das-oeffentliche-gasnetz/gasbegleitstoffe-brenn\discretionary{-}{-}technische-daten.html> [17.07.2013]
- [17] Müller-Syring, Henel, Rasmusson, Mlaker, Köppel, Höcher und Sterner. *Power-to-Gas: Untersuchungen im Rahmen der DVGW-Informationsoffensive zur Energiespeicherung*. (2011) [ONLINE] http://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/consultation/Anlage3_ICEP_Heinz_S.pdf [1.4.2014]
- [18] Deutsche Energie Agentur GmbH (dena). *Integration erneuerbaren Stroms in das Erdgasnetz*. (2012) [ONLINE] http://www.dena.de/fileadmin/user_upload/Publikationen/Energiesysteme/Dokumente/Fachbroschuere_Power_to_Gas.pdf [30.3.2014]
- [19] E-Control. *Marktgebiete*. [ONLINE] http://www.e-control.at/portal/page/portal/medienbibliothek/gas/dokumente/pdfs/Umrechnung%20m3%20auf%20kWh_2014.pdf [31.3.2014]
- [20] E-Control. *Strompreise in Österreich*. [ONLINE] <http://www.e-control.at/de/konsumenten/strom/strompreis/strompreis-monitor> [1.4.2014]
- [21] Bundesministerium für Land- und Forstwirtschaft, Umwelt und Wasserwirtschaft, Abteilung Umweltökonomie und Energie (V/2). *Erneuerbare Energien in Zahlen*. (2013) [ONLINE] http://www.umwelttechnik.at/fileadmin/content/Downloads/BMLFUW_Erneuerbare_Energie_in_Zahlen_2011.pdf [1.4.2014]
- [22] Andreas Fleischhacker. *Modelling and Combined Simulation of a Power-to-Gas Process*. Technische Universität Wien (2013)

Literaturverzeichnis

- [23] Michael Sterner. *Bioenergy and renewable power methane in integrated 100% renewable energy systems*. Kassel, Univ., Diss. (2009)
- [24] E-Control. *Wie hoch ist mein durchschnittlicher Gasverbrauch?*. (2004) [ONLINE] <http://www.e-control.at/portal/page/portal/medienbibliothek/gas/dokumente/pdfs/durchsch-gasverbrauch.pdf> [1.4.2014]
- [25] Lothar Fickert. *Das elektrische Energiesystem im Spannungsfeld zwischen Technik und Markt*. Technische Universität Graz(2014) [ONLINE] http://portal.tugraz.at/portal/page/portal/Files/i4340/eninnov2014/files/pr/PR_Fickert.pdf [1.4.2014]
- [26] Smolinka, Günther, Garche. NOW Studie: "Stand und Entwicklungspotenzial der Wasserelektrolyse zur Herstellung von Wasserstoff aus regenerativen Energien". Fraunhofer ISE (2011) [ONLINE] http://www.now-gmbh.de/fileadmin/user_upload/RE_Publikationen_NEU_2013/Publikationen_NIP/NOW-Studie-Wasserelektrolyse-2011.pdf [1.4.2014]
- [27] Photovoltaik. *Power to Gas als Gigawattbatterie*.(2014) [ONLINE] <http://www.photovoltaik.eu/Power-to-Gas-als-Gigawattbatterie,QU1EPTU3MzQ30SZNSUQ9MzAwMjE.html> [1.4.2014]
- [28] Willy Fritz. *Kritische Analyse der Wirtschaftlichkeit von Windkraftanlagen anhand der Windhöufigkeit*.(2012) [ONLINE] <http://www.photovoltaik.eu/Power-to-Gas-als-Gigawattbatterie,QU1EPTU3MzQ30SZNSUQ9MzAwMjE.html> [3.4.2014]
- [29] Power-to-Gas Strategieplattform. *Strom speichern*. [ONLINE] <http://www.powertogas.info/power-to-gas/strom-speichern.html> [14.04.2014]
- [30] RAG Austria. *Erdgasspeicher Haidach*. [ONLINE] <http://www.rag-austria.at/geschaeftsbereiche/speichern/joint-venture-speicher/haidach.html> [3.4.2014]