

Potenzialstudie von Power-to-Gas- Anlagen in deutschen Verteilungsnetzen

Abschlussbericht

Univ.-Prof. Dr.-Ing. Markus Zdrallek

Lehrstuhl für Elektrische Energieversorgungstechnik
der Bergischen Universität Wuppertal

Prof. Dr.-Ing. Hartmut Krause

DBI - Gastecnologisches Institut gGmbH, Freiberg

Dr.-Ing. Rolf Albus

Gas- und Wärme-Institut Essen e.V., Essen

Univ.-Prof. Dr.-Ing. Albert Moser

Lehrstuhl für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft
an der RWTH Aachen

Herausgeber

DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e. V.

Technisch-wissenschaftlicher Verein

Josef-Wirmer-Straße 1–3

53123 Bonn

T +49 228 91885

F +49 228 9188990

info@dvwg.de

www.dvgw.de

Potenzialstudie von Power-to-Gas-Anlagen in deutschen Verteilungsnetzen

Abschlussbericht

Januar 2019

DVGW-Förderkennzeichen G 201617

Potenzialstudie von Power-to-Gas-Anlagen in deutschen Verteilungsnetzen

Wissenschaftliche Studie
gefördert durch den Deutschen Verein des Gas- und
Wasserfaches e.V.

Durchgeführt von:

Univ.-Prof. Dr.-Ing. Markus Zdrallek

Lehrstuhl für Elektrische Energieversorgungstechnik
der Bergischen Universität Wuppertal

Prof. Dr.-Ing. Hartmut Krause

DBI - Gastechnologisches Institut gGmbH, Freiberg

Dr.-Ing. Rolf Albus

Gas- und Wärme-Institut Essen e.V., Essen

Univ.-Prof. Dr.-Ing. Albert Moser

Lehrstuhl für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft
an der RWTH Aachen

Autoren:

Fabian Möhrke	BUW
Daniel Wolter	BUW
Jens Hüttenrauch	DBI
Michael Wupperfeld	DBI
Jan Kellermann	IAEW
Marius Siemonsmeier	IAEW
Mirko Wahl	IAEW
Dominik Coquette	GW
Markus Köppke	GW
Johannes Schaffert	GW
Christos Tsiklios	GW

Aachen, Essen, Freiberg und Wuppertal, Dezember 2018

Zusammenfassung

Ziel und Methode der Studie

Ziel dieser Studie ist es, das heutige und zukünftige Potenzial zur Installation und zum Betrieb von Power-to-Gas-Anlagen (PtGA) in deutschen Strom- und Gas-Verteilungsnetzen abzuschätzen. Die dafür untersuchten Potenzialbereiche sind erstens das technisch mögliche Aufnahmepotenzial der Gasnetze, zweitens das Einsparpotenzial hinsichtlich der Netzausbaukosten des Stromnetzes und drittens das monetäre Erlöspotenzial durch die Teilnahme von Power-to-Gas-Anlagen am Spotmarkt.

Dafür werden typische Versorgungsaufgaben der Strom- und Gasnetze bestimmt sowie deren typische Strukturen identifiziert. Mithilfe dieser Daten werden repräsentative exemplarische Netzgebiete ausgewählt und deren netzdienliche Power-to-Gas-Potenziale in einer gekoppelten Zielnetzplanung der Strom- und Gasnetze bestimmt. Ebenso wird zur Analyse der Wirtschaftlichkeit der Anlageneinsatz der PtGA am Spotmarkt untersucht. Dafür werden zeitlich aufgelöste europaweite Strommarktsimulationen durchgeführt und Gaspreise berücksichtigt, um einen realistischen marktbasierten Anlageneinsatz abbilden zu können. Basierend auf belastbaren Annahmen ist es anschließend möglich, die Potenziale der exemplarischen Netzgebiete auf das gesamte Bundesgebiet hochzurechnen. Dieses Vorgehen ermöglicht es, sich von den konkreten Einzelergebnissen zu lösen und auf grundsätzliche Ergebnisse zu schließen. Letztlich wird mit dieser gekoppelten Untersuchung von Strom- und Gasverteilungsnetzstrukturen ein netzübergreifendes und gesamtdeutsches Potenzial auf Verteilungsebene ermittelt sowie ein strukturiertes Bild der Power-to-Gas-Einspeisepotenziale dargestellt.

Herausforderungen im gesamten Strom- und Gasverteilungsnetz

Die vorliegende Studie wird vor dem Hintergrund heutiger und zukünftiger Entwicklungen in Strom- und Gasverteilungsnetzen durchgeführt, innerhalb derer sich der Einsatz von Power-to-Gas-Anlagen als sinnvoll erweisen kann. Der Fokus der Untersuchungen liegt in Netzen der Mittel- und Niederspannungs- bzw. Mittel- und Niederdruckebene. Es werden ausschließlich Power-to-Gas-Anlagen als Kopplungselemente in Verteilungsnetzen betrachtet.

Vor dem Hintergrund der Energiewende befindet sich die deutsche Energieversorgung in einem grundlegenden Wandel. Der Ausbau von Erzeugungsanlagen auf Basis Erneuerbarer Energien (EE) stellt einen Kernaspekt der Energiewende dar und wird deshalb seit der Verabschiedung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) im Jahr 2000 politisch gefördert. Dies hat zur Folge, dass die Integration von EE-Anlagen in die bestehenden Stromnetze in den letzten Jahren stark vorangeschritten ist. Schon 2017 betrug der Anteil der EE-Stromerzeugung am deutschen Bruttostromverbrauch über 35 % [1]. Da die energiepolitischen Ziele der Bundesregierung eine Steigerung dieses Anteils auf mindestens 80 % bis zum Jahr 2050 vorsehen, ist von einem weiteren Zubau von EE-Anlagen auszugehen.

Der Wandel des deutschen Stromversorgungssystems führt zu grundlegend veränderten Anforderungen an die Planung und den Betrieb der Stromnetze. Da der Großteil der EE-Anlagen in der Mittel- und Niederspannungsebene angeschlossen ist, sind die Verteilungsnetze von den Veränderungen besonders betroffen. Durch die hohe Volatilität und den hohen Gleichzeitigkeitsgrad der Erzeugungsleistung von EE-Anlagen – insbesondere von Windenergie- und Photovoltaikanlagen – wird die Einhaltung der technischen

Randbedingungen im Netzbetrieb zunehmend schwieriger. Um dem entgegenzuwirken und eine erfolgreiche Integration von EE-Anlagen zu ermöglichen, muss die Netzleistungsfähigkeit erhöht werden. Power-to-Gas-Anlagen stellen eine Option dar, diese Anforderung zu erfüllen.

Gleichzeitig werden der Gassektor und somit auch die Gasverteilungsnetze im Zuge der Energiewende und zur Einhaltung des internationalen Klimaziels der Pariser Klimakonferenz (COP 21) Teil des wesentlichen Transformationsprozesses sein, der eine weitgehende Dekarbonisierung des gesamten Energiesystems zum Ziel hat. Das bedeutet für die Gasverteilungsnetze aufgrund von Effizienzmaßnahmen und Verlagerung von Endanwendungen zu anderen Sektoren langfristig einen deutlichen Rückgang der Gasnachfrage.

Um die Dekarbonisierung des bis dato fast ausschließlich auf dem fossilen Energieträger Erdgas basierenden Gassektors zu gewährleisten, muss Erdgas schrittweise durch erneuerbare Gase substituiert werden. Die Power-to-Gas-Technologie ist auch in diesem Fall eine mögliche Option (Einspeisung von Wasserstoff und Methan).

Szenariorahmen

Zur Vermeidung der globalen Erderwärmung um mehr als 2°C bis 2050 und zur Einhaltung des internationalen Klimaziels (COP 21) sind für das zukünftige Energiesystem zwei wesentliche Veränderungen notwendig. Zum einen muss die Energieeffizienz in den Verbrauchssektoren Strom, Wärme und Mobilität gesteigert und zum anderen der Anteil der Erneuerbaren Energien in den Erzeugungssektoren Strom, Gas und Wärme signifikant erhöht werden – hin zu einem langfristig vollständig einem langfristig vollständig regenerativen Energiesystem [2].

Die Entwicklung zweier Szenariorahmen (Mittelwert- und Klimaschutzscenario) zur Untersuchung der Power-to-Gas-Potenziale in Deutschland basiert auf einem Parameterset¹, das der DVGW zur Vergleichbarkeit seiner Studien aufgesetzt hat. Kernziel der aufeinander abgestimmten Parameter ist es, die COP 21-Klimaziele zu erreichen (95%-Treibhausgas (THG)-Reduktion gegenüber 1990 bis 2050). Dieses Ziel ist maßgeblich für die Annahmen des verwendeten Klimaschutzscenario. Aufgrund der zur Zielerreichung notwendigen überproportional starken Zubauraten von EE-Anlagen im Vergleich zur historischen Entwicklung sowie zur Bewertung und Einordnung der Ergebnisse des Klimaschutzscenario wird darüber hinaus ein Mittelwertszenario untersucht. Dieses Mittelwertszenario bildet den mittleren Ausbaupfad von EE-Anlagen basierend auf einer Metastudie zur Entwicklung von EE-Anlagen ab. Alle Simulationen und Netzplanungen erfolgen für diese beiden Szenarien (siehe folgende Tabelle).

Tabelle 0.1: Betrachtete Szenariorahmen

Szenario	Ziel
Klimaschutzscenario	Einhaltung Klimaziele (95%-THG-Minderung) gegenüber 1990)
Mittelwertszenario	Mittelwert der Ausbaupfade EE (Metastudie)

¹ Stand des Parametersets: 21.09.2017

Analyse von Strom- und Gasverteilungsnetzen

Für die deutschlandweite Potenzialerhebung ist es wesentlich, repräsentative Versorgungsaufgaben und Netzstrukturen zu bestimmen, anhand derer sinnvoll Potenzialermittlungen und darauf aufbauende Hochrechnungen durchgeführt werden können.

Die Versorgungsaufgaben, d.h. die Zusammensetzungen strom- und gaseitiger Einspeisung und der Strom- und Gasnachfrage eines regionalen definierten Gebietes, werden dafür auf Gemeindeebene geclustert. Diese Ebene wurde ausgewählt, da hierfür hochaufgelöste strom- und gaseitige Erzeugungs- und Verbrauchswerte zur Verfügung stehen und die typischen geografischen Netzgrößen der untersuchten Verteilungsnetztypen gut abgebildet werden.

In der folgenden Abbildung 0.1 ist das Clusterergebnis, also die regionale Verteilung der Cluster auf Gemeindeebene, zu sehen. Bläulich eingezeichnete Gemeinden weisen insbesondere eine hohe installierte Leistung von Windenergieanlagen, rötlich eingezeichnete Gemeinden dagegen eine hohe installierte Leistung von PV-Anlagen auf. Gelblich eingezeichnete Gemeinden repräsentieren einen vergleichsweise ausgeglichenen Anteil von installierten PV- und Windenergieanlagen. Somit sind winddominierte Gemeinden vor allem in Norden und Osten Deutschlands zu finden, wohingegen PV-dominierte Gemeinden im Süden Deutschlands angesiedelt sind. Die lastdominierten Gemeinden (grau und schwarz eingezeichnet) sind vor allem in den Ballungszentren des Rhein-Ruhr- und des Rhein-Main-Gebiets sowie im Großraum München und Stuttgart und den Stadtstaaten Berlin und Hamburg zu finden.

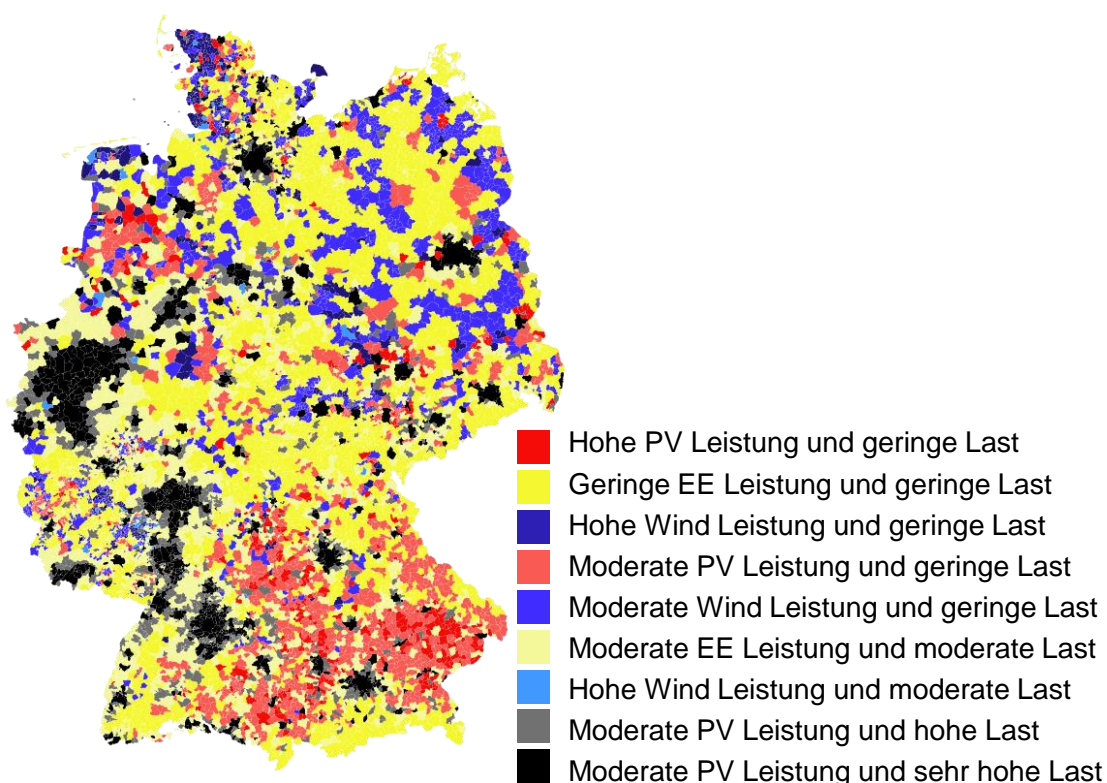


Abbildung 0.1: Regionale Verteilung der Versorgungsaufgabe

Um typische Strom- und Gasnetzstrukturen zu identifizieren, werden Netzstrukturparameter beteiligter Verteilungsnetzbetreiber verwendet. Analog zur Ermittlung repräsentativer Versorgungsaufgaben werden die Netzstrukturparameter einer Clusterung unterzogen, um

typische Netzstrukturen zu identifizieren. Um die Vielzahl der verschiedenen Netzstrukturparameter (bspw. Leitungslänge, Transformatorleistung etc.) in der Clusteranalyse korrekt zu berücksichtigen, werden die Parameter zunächst im Rahmen einer Korrelationsanalyse auf Abhängigkeiten zueinander untersucht. Dadurch ist sichergestellt, dass einerseits die Ergebnisse der Clusteranalyse nicht verfälscht und andererseits die Anzahl der Strukturparameter ohne wesentlichen Informationsverlust reduziert werden.

Tabelle 0.2 enthält das Ergebnis der Clusteranalyse der Netzstrukturparameter in vereinfachter Darstellung. Es ergeben sich vier voneinander verschiedene Netzstrukturklassen, die sich alle hinsichtlich der Ausprägung der verschiedenen Netzstrukturparameter (Netzeigenschaft) unterscheiden.

Tabelle 0.2: Eigenschaften der Netzstrukturtypen

		Netzeigenschaft						
		Leitungslänge Strom	Leitungslänge Gas	Verkabelung	Anschlussdichte	Stromverbrauch	MS/NS Trafoleistung	Vorkommen
Netzstrukturklasse	1	gering	gering	gering	gering (Schwerpunkt ND)	mittel	gering	hoch
	2	mittel (Schwerpunkt NS)	mittel (Schwerpunkt ND)	gering	hoch (Schwerpunkt NS)	mittel	gering	mittel
	3	mittel (Schwerpunkt NS)	mittel (Schwerpunkt ND)	mittel	mittel (Schwerpunkt MD)	hoch (Schwerpunkt NS)	mittel	mittel
	4	hoch	hoch (Schwerpunkt MD)	hoch	mittel (Schwerpunkt ND)	hoch (Schwerpunkt MS)	hoch	gering

Diese Gegenüberstellung lässt darauf schließen, dass Netzstruktur 1 aufgrund geringer Anschlussdichten und eines geringen Verkabelungsgrads eher ländliche Netze repräsentiert, wohingegen Netzstruktur 4 vornehmlich im städtischen Raum verortet werden kann, gekennzeichnet insbesondere durch den hohen Stromverbrauch und den hohen Verkabelungsgrad der Stromnetze.

Schließlich kann über den Gemeindegemeinschaftsschlüssel jede Netzstrukturklasse mit den entsprechenden Versorgungsaufgaben verschnitten werden. Damit wird jeder Gemeinde sowohl ein Cluster der Versorgungsaufgabe als auch eine (dominierende) Netzstrukturklasse zugeordnet. Es ergibt sich das in der folgenden Darstellung abgebildete Ergebnis.

Dargestellt in Abbildung 0.2 ist der Anteil der vier Netzstrukturen innerhalb einer jeden Versorgungsaufgabe. Beispielsweise weisen die Netze in 75 % aller Gemeinden der Versorgungsaufgabe 1 die Netzstruktur 1 auf. Diese Darstellung stellt heraus, dass eine eindeutige Zuordnung zwischen Netzstruktur und Versorgungsaufgabe nicht ohne weiteres möglich ist. Allerdings ist in den meisten Versorgungsaufgaben eine Netzstruktur dominant vertreten. Dieses Ergebnis wird im weiteren Verlauf der Auswahl repräsentativer realer Gas- und Stromnetzstrukturen zugrunde gelegt.

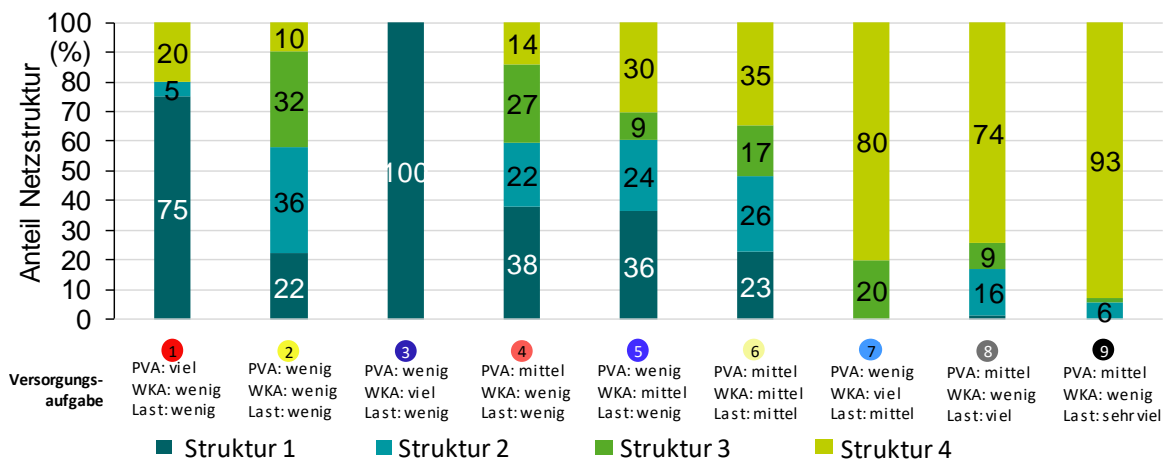


Abbildung 0.2: Relative Aufteilung der Versorgungsaufgabe nach enthaltenen Netzstrukturtypen

Auswahl geeigneter realer Strom- und Gasnetzstrukturen

Auf Basis der Ergebnisse der Clusterung der Versorgungsaufgabe und der Netzstrukturen werden repräsentative reale Strom- und Gasnetzstrukturen ausgewählt. Ziel ist es, jede Versorgungsaufgabe und jede Netzstrukturklasse bei den Netzplanungen und Analysen untersuchen zu können. Versorgungsaufgabe 7 wird allerdings nicht weiter berücksichtigt, da der Anteil aller Gemeinden dieser Versorgungsaufgabe kleiner 1 % ist.

Für jede Versorgungsaufgabe werden innerhalb der dominanten Netzstruktur alle Gemeinden hinsichtlich der Güte bewertet, d.h. dass für jede Gemeinde die Abweichung zum Clustermittelpunkt bestimmt wird. Anschließend werden die Gemeinden entsprechend ihrer Güte ausgewählt und die Strom- und Gasnetzstrukturen in den nachfolgenden Arbeitspaketen verwendet. So ist sichergestellt, dass die ausgewählten Strukturen die höchste Allgemeingültigkeit bezogen auf die Versorgungsaufgabe und die Netzstrukturklasse besitzen. Ausnahme zur beschriebenen Methode stellt die Auswahl der größten untersuchten städtischen Gemeinde dar. Diese wird allerdings als Metropolregion zusätzlich in die Analysen aufgenommen. Auf Basis der Analyse der einzelnen Gemeinden werden die ermittelten Potenziale für Deutschland hochgerechnet.

Ermittlung des bundesweiten gasnetzseitigen Potenzials für PtG-H₂

Die installierbaren Elektrolyseleistungen können durch ihre Fähigkeit, lastflexibel einsetzbar zu sein, dem Stromverteilungsnetz als Flexibilitätsoption angeboten werden und je nach lokalen Gegebenheiten im Fall koordinierter strom- und gasnetzseitiger Zielnetzplanung Stromnetzausbaubedarfe reduzieren. Begrenzt sind die Installationspotenziale im Wesentlichen durch die zulässige Wasserstoffbeimischgrenze in Gasverteilungsnetze, die in diesem Projekt mit 15 vol.-% angenommen wurde.

In Abbildung 0-3 ist die Anzahl möglicher PtG-H₂-Anlagen je Versorgungsaufgabe im Stützjahr 2015 dargestellt. Es wurde jeweils eine Anlage je Gemeinde angenommen, so dass Anlagen und Gemeinden hier synonym verstanden werden können. Dabei wurden verschiedene Mindestanlagengrößen berücksichtigt. Das Diagramm zeigt für jede Mindestanlagengröße die Anzahl der potentiellen Gemeinden bzw. dort an einem zentralen Einspeisepunkt wie der GDRA-Anlage installierbaren Elektrolyse-Anlagen. Das gestapelte Histogramm gibt darüber hinaus Aufschluss über die Anteile der Versorgungsaufgaben 1-9 innerhalb der

Gesamtergebnisse. Bereits ab 500 kW installierbare Leistung verbleibt einzig Versorgungsaufgabe 9 im Kreis der Gemeinden, in denen sich eine Wasserstoffeinspeisung anbietet. Hier wird der entscheidende Stellenwert eines ganzjährig hohen Gasvolumenstromes in den Verteilungsnetzen offenbar, der Grundvoraussetzung für eine Wasserstoffbeimischung ist. Am Beispiel der potentiellen Anlagenzahl ab 1 MW installierte Leistung lässt sich erkennen, dass das Ergebnis die potentiellen Anlagen um ca. 86 % von über 2.200 auf unter 300 Stück reduziert, dabei jedoch das Leistungspotenzial nur um ca. 26 % sinkt.

Im Verlauf der Stützjahre von 2015 bis 2050 fällt das maximale Leistungspotenzial von 1.545 auf 891 MW. Dies ist in dem geringeren angenommenen Gasbedarf in 2050 in beiden Szenariorahmen begründet.

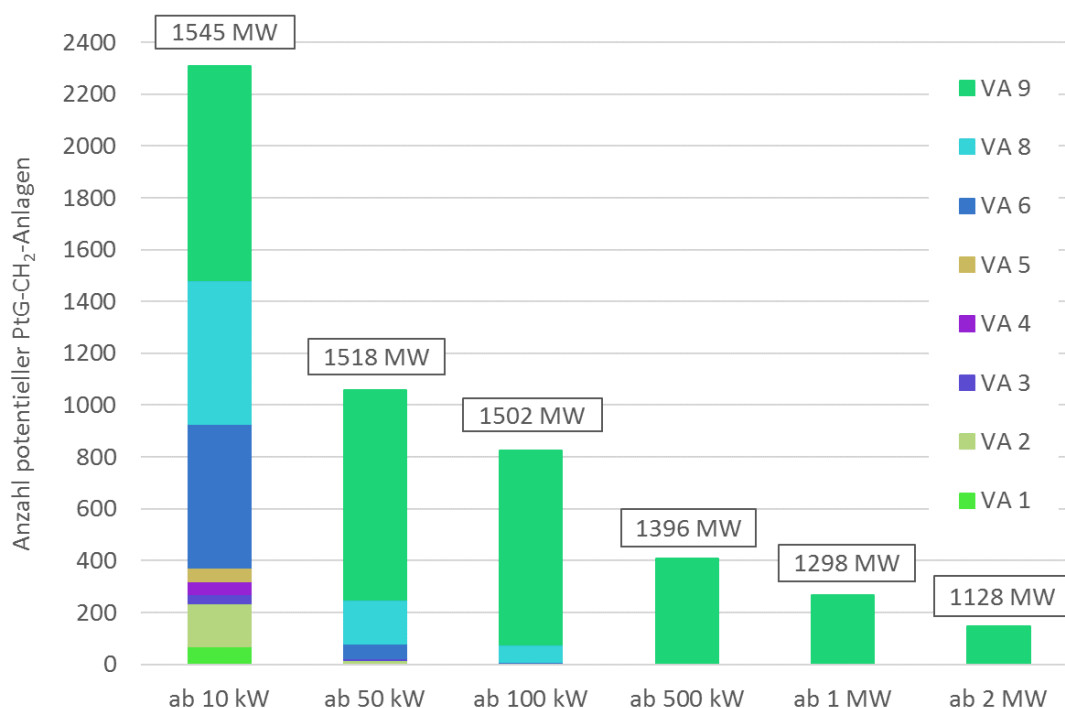


Abbildung 0.3: Anzahl möglicher PtG-H₂-Anlagen in den Gemeinden Deutschlands. Bezugsjahr 2015, aufgelöst nach Versorgungsaufgaben.

In der geografischen Verteilung weisen hauptsächlich Ballungsgebiete und Großstädte ein großes Potenzial für die Wasserstoffeinspeisung in Gasverteilungsnetze auf. Darüber hinaus sind im ostdeutschen Raum sowohl die Anzahl möglicher Anlagenstandorte als auch die insgesamt installierbare Leistung für PtG-H₂ Anlagen geringer als im westlichen Teil Deutschlands. Dies ist auf die geringere Besiedlung und den somit geringeren Gasbedarf der Verteilungsnetze in diesen Gemeinden zurückzuführen.

Ermittlung des bundesweiten gasnetzseitigen Potenzials für PtG-CH₄

In der Abbildung 0-4 ist die Anzahl und die Leistung der potentiell installierbaren PtG-CH₄-Anlagen in den Gemeinden Deutschlands für das Stützjahr 2015 dargestellt. Es wurden unterschiedliche Mindestanlagengrößen gesetzt, beginnend mit 500 kW elektrischer Nennleistung. Ein Ausschluss der geringsten Leistungspotenziale führt in der Summe über das Bundesgebiet nicht zu einer deutlichen Reduktion der PtG-Potenziale, wie am Vergleich der ersten drei Datenpunkte für 500 kW, 1 MW und 10 MW abgelesen werden kann. Vielmehr führt die Einführung einer Mindestanlagengröße zu einer deutlichen Abnahme der potentiell

zu installierenden Anlagen (von 1.562 über 1.118 auf 447 Stück) bei weitgehender Erhaltung des Potenzials für die installierbare Leistung in der Größenordnung von 33 GW. Es wird deutlich, dass die Potenziale für PtG-CH₄-Anlagen sowohl in Anzahl als auch in der gesamten Leistung deutlich über den jeweiligen Werten von PtG-H₂-Anlagen liegen.

Insgesamt verteilen sich die Installationspotenziale insbesondere auf die Nord-West-Region Deutschlands. Es schließen sich der Süden und weitere westliche Bundesländer an. Die östlichen Bundesländer verfügen über die geringsten Anzahlen geeigneter Gemeinden wie auch über die geringsten Installationspotenziale. Dennoch sind die Anlagenanzahl und die Gesamtleistungen deutlich höher als bei H₂-Einspeisung, da hier das erzeugte Methan zu 100 % in die Netze eingespeist werden kann. Dadurch können unter Berücksichtigung der Mindestanlagengrößen in mehr Gemeinden Anlagen installiert werden.

Im zeitlichen Verlauf sinkt aufgrund des abnehmenden Gasbedarfs das Leistungspotenzial von 35,9 GW in 2015 (bei einer Mindestanlagengröße von 500 kW) auf 20,7 GW in 2050. Dies wird besonders in den ohnehin bereits geringer besiedelten und daher niedrigen Gasbedarf aufweisenden Regionen Deutschlands deutlich.

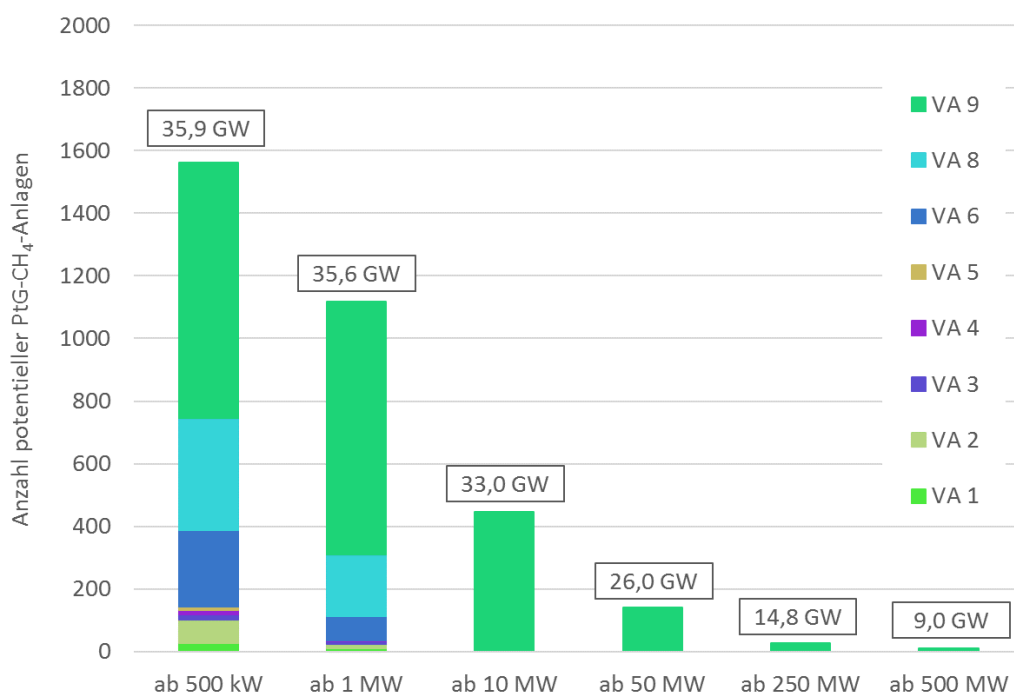


Abbildung 0.4: Anzahl und Leistung möglicher PtG-CH₄-Anlagen in den Gemeinden Deutschlands. Bezugsjahr 2015, aufgelöst nach Versorgungsaufgaben

Bundesweite Erlös- und Netzausbaueinspar-Potenziale durch Power-to-Gas-Anlagen

Erlöspotenziale der Power-to-Gas-Anlagen sind in allen Regionen gegeben (hier dargestellt durch die Versorgungsaufgaben, siehe Abbildung 0-5). Die Annahmen zur Bestimmung der Erlöse sind dem DVGW-Parameterset zu entnehmen. Proportional zu steigendem Gasabsatz bzw. steigender PtG-Anlagenleistung und -auslastung erhöhen sich auch Erlöse durch den Absatz der PtG-Erzeugnisse Wasserstoff bzw. Methan in den untersuchten Clustern. Durch die jeweils geringere mögliche Anlagenleistung fallen die Erlösmöglichkeiten bei PtG-H₂-Anlagen geringer aus. Durch höhere Vollaststunden der PtG-H₂-Anlagen können höhere Deckungsanteile der Erlöse an den Anlagenkosten erreicht werden. Die Erlöspotenziale könnten durch höhere erzielbare Marktpreise deutlich höher ausfallen. Zudem könnte fossiles

Erdgas zukünftig mit CO₂-Einpreisungen belastet werden, wodurch die durch PtGA erzeugten „Biogase“ im Vergleich wirtschaftlicher wären. Ebenso könnte bei den Endverbrauchern eine höhere „Willingness-to-Pay“ für klimaneutrale Brennstoffe vorliegen².

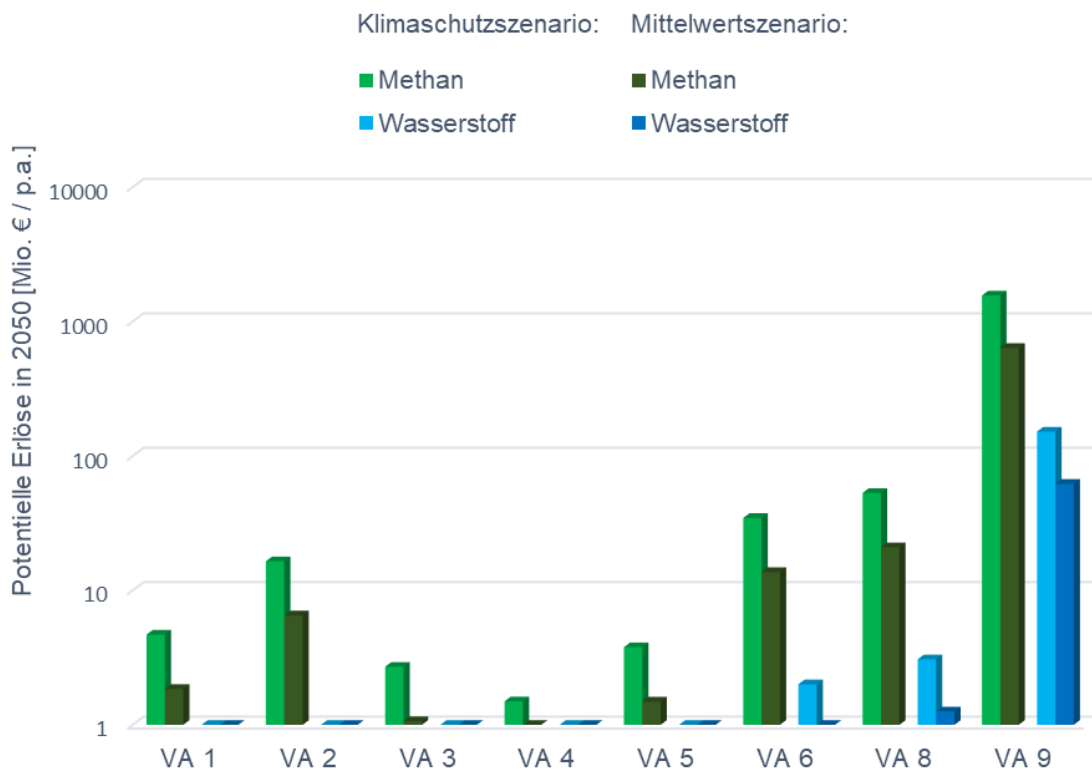


Abbildung 0.5: Potentielle jährliche Erlöse im Jahr 2050 für die PtG-Erzeugnisse Methan (Grüntöne) und Wasserstoff (Blautöne) jeweils im Klimaschutzzenario und im Mittelwertszenario in Mio. €.

Zur Hebung des Einsparungspotenzials von Netzausbaukosten einer Gemeinde bzw. eines Mittelspannungsnetzes ist die Erfüllung mehrerer Kriterien notwendig. Im betrachteten Netzgebiet muss ein stromnetzseitiger Netzausbaubedarf, hervorgerufen durch Stromerzeugungsanlagen, vorhanden sein, der durch die steuerbare Stromnachfrage von PtGA beeinflusst werden kann. PtGA müssen im Netz so positionierbar sein, dass die stromseitige Last der PtGA in der Nähe von Grenzwertverletzungen, beispielsweise einer Verletzung des zulässigen Spannungsbands, wirkt. Mit der Positionierung von PtGA am Standort von Gasdruckregelanlagen ist diese Voraussetzung allerdings oftmals nicht oder nur teilweise erfüllt. Daneben muss die elektrische PtG-Anlagenleistung ausreichen, damit der Anlageneinsatz Einfluss auf zu treffenden Netzausbaumaßnahmen hat. Dies ist bei PtG-Anlagen, die direkt Wasserstoff erzeugen und ins Gasnetz einspeisen aufgrund der vorhandenen Restriktionen (Toleranzgrenze der Wasserstoffbeimischung) häufig nicht der Fall.

Es gibt jedoch mehrere Versorgungsaufgaben-Netzstruktur-Kombinationen, in denen durch den Einsatz von PtG-Anlagen Netzausbaukosten gespart werden können (siehe Abbildung 0-6). Unter Berücksichtigung von PtG-Anlagenkosten und -Erlösen gibt es zudem einige Gemeinden, in denen der Einsatz von PtG-Anlagen gegenüber dem konventionellen

² Dies wird zum Beispiel im aktuell laufenden EU-Projekt „STORE&GO“ untersucht.

Netzausbau insgesamt kostengünstiger ist. Dieses Ergebnis zeigt sich jedoch nur unter den Randbedingungen des Mittelwertszenarios aufgrund der darin angenommenen höheren verbleibenden Gasbedarfen und geringeren installierten EE-Anlagenleistungen.

Die Ersparnispotenziale beim Stromnetzausbau summieren sich für alle Versorgungsaufgaben auf maximal 1,23 Mrd. € im Klimaschutzscenario (1,084 Mrd. € im Mittelwertszenario). Sie können bis zum Zieljahr 2050 insgesamt erzielt werden.

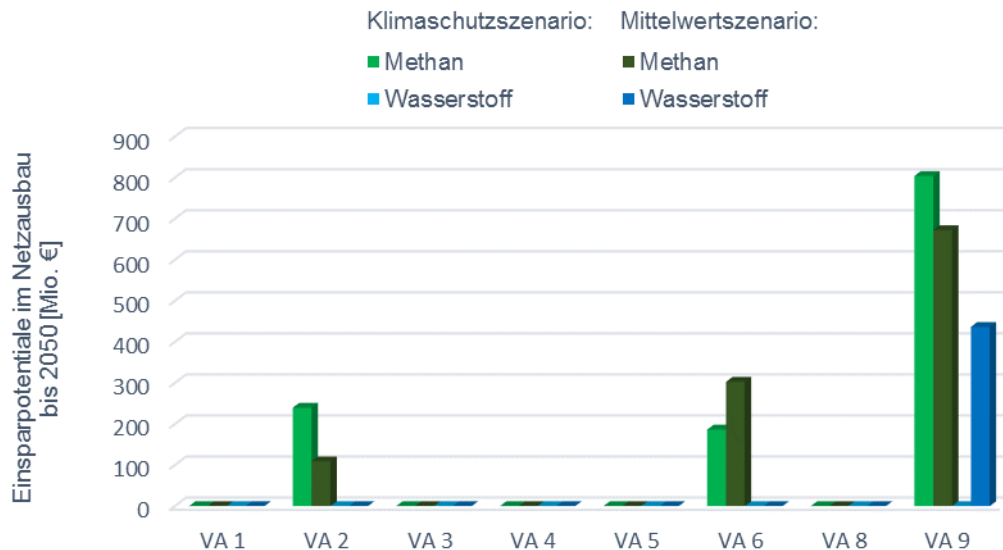


Abbildung 0.6: Hochgerechnete Einsparpotenziale beim Stromnetzausbau bis zum Jahr 2050 durch den Einsatz von Anlagen des Typs PtG-CH₄ (Grüntöne) und PtG-H₂ (Blautöne) jeweils im Klimaschutzscenario und Mittelwertszenario in Mio. €.

Handlungsempfehlungen

Die Ergebnisse der Studie zur Kopplung des Strom- und Gasnetzes auf Mittelspannungs- und Mittel-/Niederdruckebene zeigen zum Teil eine große Diskrepanz zwischen dem stromseitigen Flexibilitätsbedarf auf der einen Seite und den gasseitigen Einspeisekapazitäten für EE-Gase andererseits auf. Zwei wesentliche Gründe sind dabei zu nennen:

1. Mismatch der Versorgungsaufgaben auf der untersuchten Bilanzenebene der Gemeinden: Eine hohe Einspeisung aus Erneuerbaren Energien trifft in der Regel lokal auf einen geringen Gasabsatz. Ländliche Gebiete mit hohen EE-Potenzialen weisen typischerweise geringe Gasbedarfe auf, während die großen Städte auch zukünftig keine nennenswerten EE-Potenziale besitzen. Daraus resultiert in dieser Studie insbesondere für den Fall der Wasserstoffeinspeisung unter der Annahme einer 15 Vol.-% Beimischung eine geringe Aufnahmefähigkeit der Gasnetze und dementsprechend eine teilweise sehr geringe PtG-Anlagenleistung. Insbesondere bei PtG-H₂-Anlagen liegt die elektrische Leistung teilweise unter 50 kW. Durch die geringe installierte Leistung der PtG-H₂-Anlagen können diese die Netzbelastung nicht signifikant beeinflussen und bieten somit einen geringen planerischen Mehrwert.
2. Eingeschränkte Standortauswahl für Power-to-Gas-Anlagen: Die tatsächliche Kopplung der beiden Systeme erfolgt im Rahmen dieser Studie nur am Ort (oder in unmittelbarer Nähe) von Gasdruckregelanlagen. Auf diese Weise wird die Aufnahme des Gasnetzes für PtG-Gase maximiert, da an Gasdruckregelanlagen im Vergleich zu einzelnen Leitungen im Ortsnetz ein höherer Volumenstrom vorliegt. Diese Standorte

sind allerdings in einigen Beispielregionen für die Stromnetze geographisch ungünstig positioniert, sodass kein positiver Einfluss einer Sektorenkopplung durch Power-to-Gas auf den konkreten lokalen Problemort des Stromnetzes gegeben ist.

Um die genannten Hemmnisse abbauen oder verringern zu können, entsteht Handlungsbedarf:

Auf Seiten der **Netzbetreiber** sollte die Planung zur Umgestaltung der Strom- und Gasnetze zukünftig unter der Prämisse einer spartenübergreifenden Netzplanung so erfolgen, dass eine Kopplung der Netze über entsprechende Kopplungselemente und somit eine optimierte und mittel- bis langfristig flexible und zukunftssichere Lösung ermöglicht wird. Dazu muss eine abgestimmte Zielnetzplanung für die Energienetze mit dem Ziel erfolgen, dass die Potenziale zur Einspeisung von Wasserstoff und Methan sowie zur Lastverschiebung an den Stellen im Gasnetz bereitgestellt und ggf. erhöht werden, an welchen stromseitig der entsprechende Bedarf besteht. Nur so lässt sich das beschriebene Standortproblem lösen beziehungsweise abschwächen.

Die Ergebnisse zeigen außerdem, dass eine Kopplung auf der Nieder- und Mitteldruckebene oftmals signifikante Einschränkungen für PtG-Anlagenleistungen bedeutet. Daher sollte bei der Planung mit PtG-Anlagen eine gemeindeübergreifende Betrachtung angestrebt werden, sodass ein optimierter Verknüpfungspunkt gefunden und so das Einspeisepotenzial ins Gasnetz deutlich erhöht werden kann.

Nach wie vor sind die **technischen Rahmenbedingungen** derart anzupassen, dass höhere Wasserstoffkonzentrationen zugelassen werden können. PtG-Anlagen ohne nachgeschaltete Methanisierung benötigen keine lokale CO₂-Quelle und verfügen über hohe Umwandlungswirkungsgrade. Jedoch drohen sie zukünftig durch eine geringe zulässige Wasserstoffkonzentration auf geringe Einsatzzeiten zu kommen und demzufolge geringe Chancen auf wirtschaftlichen Betrieb zu entwickeln.

Zudem ist **politisches Engagement** erforderlich, um ein attraktives Marktumfeld zum Einsatz von PtG-Anlagen zu schaffen. Das ist insbesondere deswegen der Fall, da die Kopplung von Strom- und Gasnetzen eine Langzeitspeicherung für erneuerbare Energie ermöglicht, die derzeit monetär nicht zu bewerten ist. Die Ergebnisse dieser Studie haben gezeigt, dass in zwei Beispielregionen (repräsentativ für ca. 53 % aller Gemeinden) ein Einsatz zur Reduzierung des Stromnetzausbaus sinnvoll ist, allerdings nicht genügend Erlöse im derzeitigen Marktumfeld generiert werden können, um einen wirtschaftlichen Betrieb der Anlagen zu gewährleisten. Aktuelle Forschungsvorhaben wie das DVGW-Forschungsprojekt SMARAGD oder das EU-Projekt STORE&GO arbeiten auf dem Gebiet eines zu entwickelnden Rechtsrahmens für erneuerbare Gase aus Power-to-Gas-Prozessen konkrete Handlungsempfehlungen auf Bundes- [3] bzw. europäischer Ebene heraus [4].

Bei weiteren **Forschungsvorhaben** zur Analyse des Potenzials von PtG-Anlagen sollte darüber hinaus eine höhere Betrachtungsebene gewählt werden (Hochspannungs- und Hochdruckebene), um die flächendeckend optimale Verknüpfungsebene zwischen Strom- und Gasnetz zu identifizieren.

Inhaltsverzeichnis

Hintergrund und Ziel der Studie	1
Grundlagen	2
Herausforderungen im Stromverteilungsnetz	2
Herausforderungen im Gasverteilungsnetz	3
Power-to-Gas-Anlagen als Kopplungselement: Einsatzmöglichkeiten.....	4
Studienaufbau und Ablauf.....	5
1 Entwicklung des Szenariorahmens zur zukünftigen Versorgungsaufgabe im Gas- und Stromsektor (AP 1)	9
1.1 Clusterung der Versorgungsaufgabe	12
1.2 Stromseitige Szenarien	17
1.3 Gasseitige Szenarien	21
2 Analyse von Strom- und Gasverteilungsnetzen in Deutschland (AP 2).....	26
3 Auswahl geeigneter realer Strom und Gasnetzstrukturen (AP 3).....	30
4 Bestimmung des Power-to-Gas-Potenzials für die repräsentativen realen Versorgungsstrukturen (AP 4)	32
4.1 Ökonomische Bewertung der Zielnetzplanungen	33
4.2 Planung von Stromverteilungsnetzen ohne Power-to-Gas-Anlagen	35
4.3 Ermittlung von Grundsätzen zur Bestimmung des Einsatzortes von Power-to-Gas-Anlagen	37
4.4 Analyse der realen Referenznetze des Gassektors	37
4.4.1 Randbedingungen.....	38
4.4.2 Gasverteilungsnetze	41
4.4.3 Vergleich der gasnetzseitigen Gesamtpotenziale der Referenznetze	60
4.4.4 Möglichkeiten zur gasnetzseitigen Kapazitätserhöhung bezüglich der H ₂ - bzw. CH ₄ -Einspeisung	62
4.4.4.1 Erhöhung der PtG-Potenziale durch einen externen Gasspeicher.....	63
4.4.4.2 Erhöhung der Aufnahmekapazität von Gasnetzen durch Netzpuffernutzung	67
4.5 Zielnetzplanung der Stromverteilungsnetze mit Kopplung des Gasnetzes.....	70
4.5.1 Methodik und Randbedingungen.....	70
4.5.2 Marktseitiger Anlageneinsatz	71
4.5.3 Analyse der Stromverteilungsnetze	75
4.5.4 Planungsbeispiel	75
4.5.5 Vergleich der Zielnetzplanungsergebnisse	81
4.6 Unsicherheiten der Methodik.....	86
5 Ermittlung des überregionalen Potenzials (AP 5)	88
5.1 Entwicklung von Kennzahlen zur Einordnung von Verteilungsnetzen im Strom- und Gassektor	88
5.2 Ermittlung des Potenzials für PtG-H ₂ und Wasserstoffeinspeisung in die Gasverteilungsnetze in Deutschland.....	89
5.3 Ermittlung des Potenzials für PtG-CH ₄ und Einspeisung in die Gasverteilungsnetze in Deutschland.....	95

5.4	Ermittlung der Erlöspotenziale der PtG-Erzeugnisse und Netzausbaueinsparpotenziale	102
6	Fazit und Zusammenfassung der Erkenntnisse	105
7	Ableitung von Handlungsempfehlungen und Ausblick (AP 6)	110
	Abkürzungen	112
	Literaturverzeichnis	113
	Abbildungsverzeichnis.....	115
	Tabellenverzeichnis.....	118
	Anhang A - Detaillierte Ergebnisse der Hochrechnungen (Kapitel 5)	120
	Anhang B – Verteilungsfaktoren zur Regionalisierung der bundesweiten EE-Szenarien	126
	Anhang C – Entwicklung der Gaspreise bis 2050	128

Hintergrund und Ziel der Studie

Das hier vorgestellte Projekt „Potenzialstudie von Power-to-Gas-Anlagen (PtGA) in deutschen Verteilungsnetzen“ baut auf bestehenden Studienergebnissen auf und schließt die Wissenslücke zwischen den EWE-spezifischen Verteilungsnetz-Ergebnissen aus den beiden Vorgängerprojekten beim DVGW auf der einen Seite [5] [6] und den deutschlandweiten Ergebnissen aus KonStGas [7] auf der anderen Seite, welche bislang lediglich die Übertragungsnetzebene fokussieren. Insbesondere in den Verteilungsnetz-Studien konnte gezeigt werden, dass in den dort betrachteten Netzgebieten unter den verwendeten Annahmen ein Einsatz der Power-to-Gas-Technologie in unteren Spannungsebenen (Nieder- und Mittelspannung) den Stromnetzausbau und die daraus resultierenden Netzausbaukosten reduzieren konnte. Speziell bei einer Vermeidung von Netzausbau in den überlagerten Ebenen wurde auch die Wirtschaftlichkeit der Anlagen nachgewiesen. Ausgehend von diesen exemplarischen Einzelergebnissen stellt sich allerdings die Frage, ob sich diese Ergebnisse auch verallgemeinern lassen auf das gesamtdeutsche Bundesgebiet und wie dann die Zubau-Potenziale der Power-to-Gas-Technologie ausfallen. Folgende Potenziale lassen sich dabei unterscheiden und werden im weiteren Verlauf dieser Studie betrachtet.

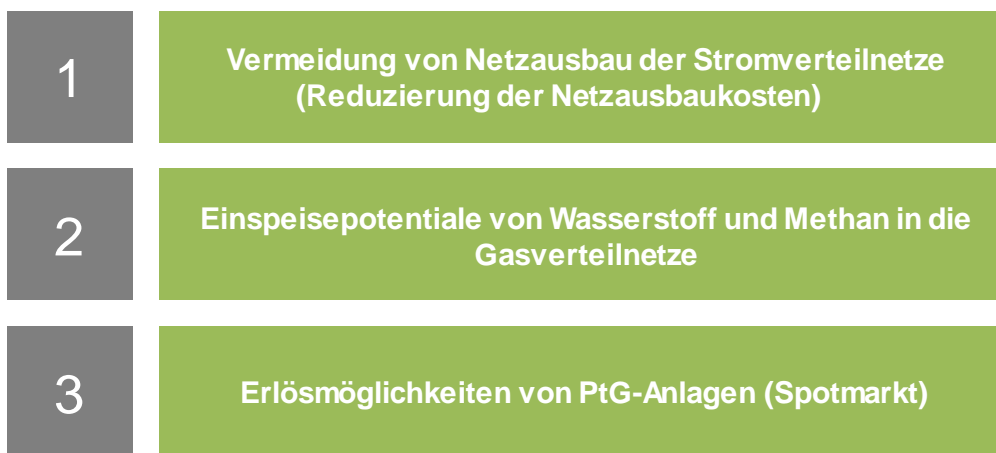


Abbildung 0-7: Differenzierung der betrachteten Potenziale eines PtG-Einsatzes

Ziel dieser Studie ist es daher, zunächst typische Versorgungsaufgaben der Strom- und Gasnetze zu bestimmen sowie deren typische Struktur zu identifizieren. Mithilfe dieser Daten werden repräsentative exemplarische Netzgebiete ausgewählt und auf ihr Sektorenkopplungspotenzial via PtG hin untersucht. Durch daraus resultierende belastbare Annahmen ist es möglich, das Ergebnis auf das gesamtdeutsche Bundesgebiet hochzurechnen. Dieses Vorgehen ermöglicht es, sich von den konkreten Einzelergebnissen zu lösen und auf allgemeine und grundsätzliche Ergebnisse zu schließen. Letztlich wird mithilfe einer gekoppelten Untersuchung von Strom- und Gasverteilungsnetzstrukturen erstmalig ein gesamtdeutsches Potenzial auf Verteilungsnetzebene und ein strukturiertes Bild der Power-to-Gas-Einspeisepotentiale ermittelt.

Grundlagen

Herausforderungen im Stromverteilungsnetz

Vor dem Hintergrund der Energiewende befindet sich die deutsche Energieversorgung in einem grundlegenden Wandel. Der Ausbau von Erzeugungsanlagen auf Basis Erneuerbarer Energien (EE-Anlagen) stellt einen Kernaspekt der Energiewende dar und wird deshalb seit der Verabschiedung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) im Jahr 2000 politisch gefördert. Dies hat zur Folge, dass die Integration von EE-Anlagen in die bestehenden Stromnetze in den letzten Jahren stark vorangeschritten ist. Schon heute beträgt der Anteil der Erneuerbaren Energien an der deutschen Bruttostromerzeugung über 35 %. Da die energiepolitischen Ziele der Bundesregierung eine Steigerung dieses Anteils auf mindestens 80 % bis zum Jahr 2050 vorsehen, ist von einem weiteren Zubau von EE-Anlagen auszugehen.

Der Wandel des deutschen Stromversorgungssystems führt zu grundlegend veränderten Anforderungen an die Planung und den Betrieb der Stromnetze. Da der Großteil der EE-Anlagen in der Mittel- und Niederspannungsebene angeschlossen ist, sind die Verteilungsnetze von den Veränderungen besonders betroffen. Neben der wachsenden Integration von EE-Anlagen ist zukünftig mit einer wachsenden Anzahl von neuartigen Letztverbrauchern wie Elektrofahrzeugen, Wärmepumpen sowie Batteriespeichern zu rechnen. Es ist zu erwarten, dass diese zunehmend in Abhängigkeit der Strompreise eingesetzt werden, was zu einer höheren Gleichzeitigkeit der Verbraucherlast führt. Zusammen mit der Zunahme der Fluktuation der Einspeisung stellt dies die Verteilungsnetzbetreiber vor neue Herausforderungen.

Schon heute beträgt die Auslastung einiger Netzbereiche durch regenerativ erzeugten Strom über 100 %. Durch die hohe Volatilität und den hohen Gleichzeitigkeitsgrad der Erzeugungsleistung von EE-Anlagen – insbesondere von Windenergie- und Photovoltaikanlagen – wird die Einhaltung der technischen Randbedingungen im Netzbetrieb zunehmend schwieriger. Um dem entgegenzuwirken und eine erfolgreiche Integration von EE-Anlagen im gewollten Maß zu ermöglichen, muss die Netzleistungsfähigkeit erhöht werden.

Die Infrastruktur der Verteilungsnetze ist über Jahrzehnte gewachsen und viele der Betriebsmittel sind seit den 60er- und 70er-Jahren im Einsatz. In der Vergangenheit war die Stromerzeugung in Deutschland von zentralen konventionellen Großkraftwerken in der Höchstspannungsebene geprägt, deren Strom über die Hochspannungsebene (HS-Ebene) zu den Letztverbrauchern in der Mittel- und Niederspannungsebene verteilt wurde. Aus dieser Versorgungsaufgabe resultierte ein unidirektionaler Lastfluss, auf den das Verteilungsnetz ausgelegt wurde. Wegen des politisch forcierten Ausbaus von EE-Anlagen, wie zum Beispiel Windenergieanlagen (WEA) und Photovoltaikanlagen (PVA), und den damit einhergehenden Einspeisungen in unterlagerte Spannungsebenen kann es, je nach Lastsituation, zu Rückspeisungen in überlagerte Spannungsebenen kommen, sogenannte bidirektionale Lastflüsse. Da die Verteilungsnetze jedoch historisch bedingt nicht auf bidirektionale Lastflüsse ausgelegt sind, wird die weitere Aufnahmefähigkeit von EE-Anlagen zusätzlich erschwert.

Die veränderte Versorgungsaufgabe hat einen erhöhten Netzausbaubedarf zur Folge. Vor dem Hintergrund dieses großen Netzausbaubedarfs und den dadurch induzierten Kosten kann

es gesamtwirtschaftlich sinnvoll sein, statt der maximalen eine ressourcenoptimale Netzleistungsfähigkeit zu gewährleisten und auf Flexibilitäten, wie z. B. Power-to-Gas-Anlagen, zur Entlastung der Verteilungsnetze in kritischen Situationen zurückzugreifen.

Herausforderungen im Gasverteilungsnetz

Im Zuge der Energiewende und der Einhaltung des internationalen Klimaziels der Pariser Klimakonferenz (COP 21) vom Dezember 2015 wird der Gassektor und somit auch die Gasverteilungsnetze Teil eines signifikanten Transformationsprozesses sein, der eine weitgehende Dekarbonisierung des Energiesystems zum Ziel hat. Das bedeutet für die Gasverteilungsnetze aufgrund von Effizienzmaßnahmen und Verlagerung von Endanwendungen zu anderen Sektoren langfristig einen deutlichen Rückgang der Gasnachfrage (vgl. Abschnitt 1.3).

Um die Dekarbonisierung des Gassektors, der bis dato fast ausschließlich auf dem fossilen Energieträger Erdgas basiert, zu gewährleisten, muss Erdgas schrittweise durch erneuerbare Gase aus Biogaseinspeiseanlagen oder Power-to-Gas-Anlagen (Einspeisung von Wasserstoff und Methan) substituiert werden.

Speziell Gase wie nichtaufbereitetes Biogas oder Wasserstoff weisen von Erdgas stark abweichende brenntechnische Eigenschaften auf, weshalb sich ab bestimmten Konzentrationen in Bezug auf die Einhaltung der Gasbeschaffenheit und die Gewährleistung der Gasabrechnung anspruchsvolle Herausforderungen für die Gasverteilungsnetze ergeben. Dies trifft je nach vorliegendem Grundgas, wenn auch in viel geringerem Maß, ebenfalls auf synthetisches Erdgas (SNG) zu, welches fast vollständig aus Methan besteht.

Nach derzeitigem Stand muss sich das im Netz verteilte Mischgas in Bezug auf die DVGW-Arbeitsblätter G 260 und G 262 innerhalb der in Tabelle 0-3 genannten Grenzen befinden. Im DVGW-Regelwerk wird mittlerweile zwar die Möglichkeit der Wasserstoffeinspeisung genannt, allerdings stammen viele der enthaltenen Festlegungen aus einer Zeit, in der die Berücksichtigung von größeren Wasserstoffkonzentrationen im Grundgas keine Rolle spielte. Dies führt gegenwärtig dazu, dass je nach Grundgas die festgelegten Gasbeschaffenheitsgrenzen ab Wasserstoffkonzentrationen von etwa 5 bis 15 Vol.-% überschritten werden (siehe Abbildung 0-8).

Tabelle 0-3: Gasbeschaffenheitsgrenzwerte und Empfehlungen für Wasserstoffanteil nach DVGW-Arbeitsblatt G 260 und G 262 [8] [9]

Parameter	DVGW-Arbeitsblatt	Grenzwerte / Empfehlung
Brennwert H_s	G 260	8,4 – 13,1 kWh/m ³ i.N.
Wobbe-Index W_s	G 260	11 – 13 kWh/m ³ i.N. (L-Gas) 13,6 – 15,7 kWh/m ³ i.N. (H-Gas)
Relative Dichte d	G 260	0,55 – 0,75
Methanzahl MZ	G 260 (DIN 51624)	≥ 70
Wasserstoffanteil x	G 262 (DIN 51624)	< 10 Vol.-%, (max. 1, 2, 5 Vol.-%) ³

³ Limitierung durch Endanwendungen (z.B. Tanks in Erdgasfahrzeugen, Gasturbinen)

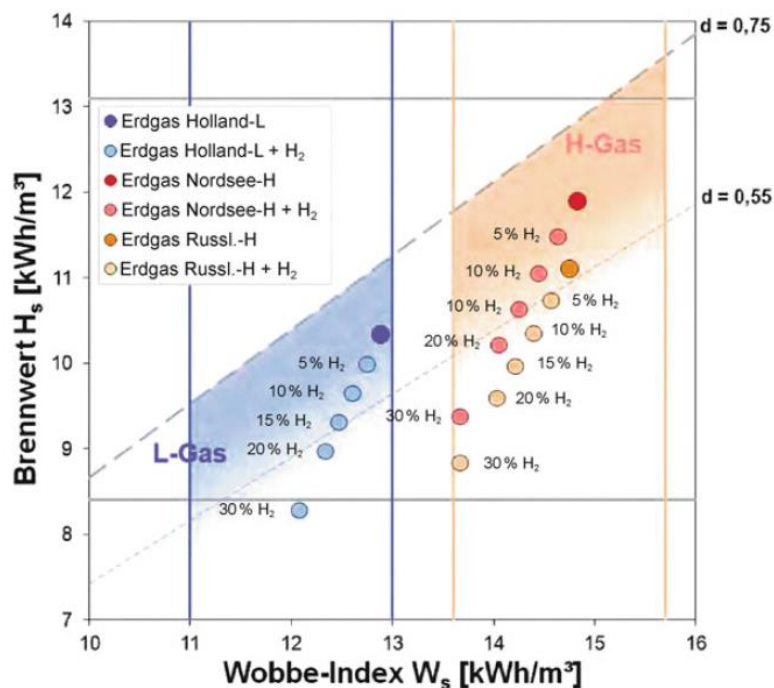


Abbildung 0-8: Veränderung der Gasbeschaffenheitskennwerte Brennwert H_s , relative Dichte d und Wobbe-Index W_s in Abhängigkeit der H_2 -Konzentration für verschiedene Erdgase [10]

Neben der Überschreitung der Gasbeschaffenheitsgrenzwerte ergibt sich speziell für mehrseitengespeiste Ortsverteilungsnetze, in die Wasserstoff eingespeist werden soll, die Problematik, dass nach heute üblichen Abrechnungsmethoden bei relativ geringen Wasserstoffkonzentrationen die Abweichungen zwischen Einspeise- und Abrechnungsbrennwerten unzulässig hoch werden können.

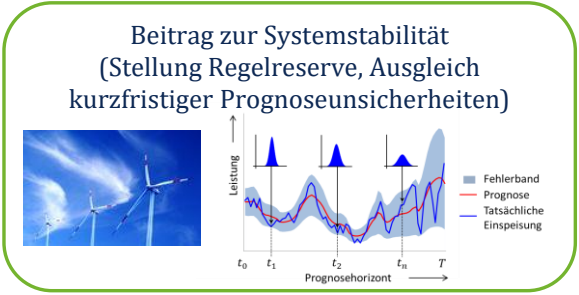
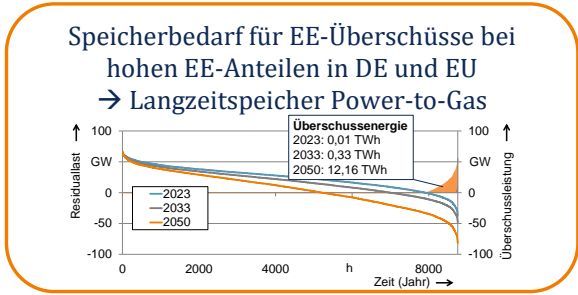
Detaillierte Informationen zu Herausforderungen bei der Einspeisung und Lösungsvorschläge zur optimalen Integration erneuerbarer Gase können dem DVGW-Forschungsprojekt GuStaV [11] entnommen werden.

Die genannten Hindernisse für die Einspeisung hoher Anteile erneuerbarer Gase müssen schnell und umfassend abgebaut werden, um unter Bereitstellung von dekarbonisiertem Gas die Verlagerung der maßgeblichen Gasnachfragemengen in andere Bedarfsbereiche und damit die Einhaltung der Klimaziele in allen Sektoren zu ermöglichen.

Power-to-Gas-Anlagen als Kopplungselement: Einsatzmöglichkeiten

Im Rahmen dieser Studie werden ausschließlich Power-to-Gas-Anlagen als Kopplungselemente betrachtet. Auf eine technische Beschreibung der Funktionsweise von Power-to-Gas-Anlagen wird an dieser Stelle verzichtet. Es wird auf entsprechende Literatur und durch den DVGW durchgeführte Studien verwiesen [11].

Grundsätzlich lassen sich die Einsatzmöglichkeiten von PtG-Anlagen als Kopplungselement in vier Bereiche unterteilen (vgl. Abbildung 0-9).



Langfristiges Potenzial

Kurz- und mittelfristiges Potenzial

Abbildung 0-9: Einsatzmöglichkeiten von PtG-Anlagen [5]

In dieser Studie liegt der Fokus auf dem bundesweiten Beitrag zur Reduzierung des Stromnetzausbaus der Verteilungsnetze auf Mittelspannungsebene. Neben dieser Einsatzmöglichkeit bietet die PtG-Technologie allerdings auch noch die Möglichkeit eines Beitrags zur Systemstabilität im Rahmen der Teilnahme am Regelenergiemarkt. Darüber hinaus ist mit dem Einsatz von PtG-Anlagen ein „Greening“ der Gasversorgung verbunden und zuletzt auch die Möglichkeit der Langzeitspeicherung. Insbesondere dieser letzte Beitrag lässt sich aus heutiger Sicht bei der volkswirtschaftlichen Bewertung der PtG-Technologie nicht quantifizieren. Vor diesem Hintergrund sind die Ergebnisse dieser Studie einzuordnen.

Studienaufbau und Ablauf

Das Projekt ist insgesamt in sechs Arbeitspakete untergliedert, die inhaltlich aufeinander aufbauen und nachfolgend dargestellt sind.

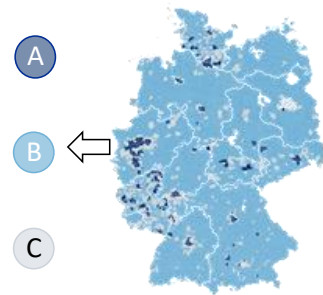


Abbildung 0-10: Arbeitspakete des Projekts

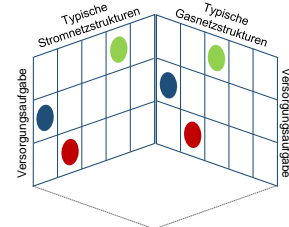
Aufbau und Ergebnisse dieser Arbeitspakete werden in den nachfolgenden Kapiteln beschrieben. Entsprechend des übergeordneten Ziels des Projekts, PTG-Potenziale zur Entlastung der Stromverteilungsnetze in der Fläche aufzuzeigen, lassen sich die Arbeitspakete inhaltlich grundsätzlich in folgenden Ablauf unterteilen (Abbildung 0-11).

Zunächst wird die Versorgungsaufgabe deutschlandweit auf Gemeindeebene hinsichtlich der EE-Einspeisung und der strom- sowie gaseitigen Last typisiert. Diese Typisierung ist notwendig, um alle Gemeinden in Gruppen mit gleicher Versorgungsaufgabe zu unterteilen, um anschließend mit Repräsentanten einer jeden Gruppe weiterzuarbeiten. Durchgeführt wird diese Typisierung mithilfe einer Clusteranalyse (vgl. Kapitel 1.1). Darüber hinaus werden im nächsten Schritt typische Versorgungsstrukturen sowohl auf der Gas- als auch auf der Stromseite identifiziert. Wiederum lassen sich darauf aufbauend möglichst repräsentative Versorgungsstrukturen auswählen, die einer verbesserten Allgemeingültigkeit der Ergebnisse zuträglich sind. Basierend auf den typischen Versorgungsaufgaben und –strukturen werden im letzten Schritt reale Versorgungsstrukturen ausgewählt und analysiert und die Einsatzmöglichkeiten sowie das Potenzial von PtG-Anlagen zur Entlastung der Stromverteilungsnetze bestimmt. Diese Einzelergebnisse können schließlich über die Zugehörigkeit aller Gemeinden zu den typischen Versorgungsaufgaben und –strukturen hochgerechnet werden.

Typisierung der Versorgungsaufgabe deutschlandweit für Strom- und Gassektor



Typisierung der kombinierten Versorgungsstrukturen



Analyse repräsentativer realer Strukturen

Verallgemeinerung / Hochrechnung der Potentiale in deutschen Verteilungsnetzen

Hochrechnung

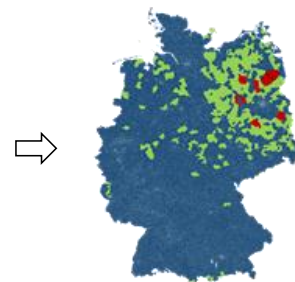


Abbildung 0-11: Inhaltlicher Ablauf der Studie

Auch wenn bereits in den Vorgängerstudien gezeigt werden konnte, dass der Einsatz von PtGA in einer Spannungsebene einen positiven Einfluss auf überlagerte Ebenen hat, so liegt der Fokus dieser Studie auf der Mittelspannungsebene. Ursächlich dafür ist neben der Menge an Daten und Netzen, die notwendig wären, den überlagerten Einfluss für alle Regionen in der vorgestellten Art und Weise hochzurechnen, dass bereits heute in der Mittelspannungsebene die höchste installierte Leistung aller EE-Anlagen installiert ist (vgl. Abbildung 0-12), dort also auch vermehrt stromnetzseitige Probleme auftreten und das Potenzial zur Vermeidung des Stromnetzausbaus dort vergleichsweise hoch erscheint. Darüber hinaus lassen sich Mittelspannungsnetze aufgrund ihrer typischen geografischen Ausdehnung einzelnen oder einigen wenigen Gemeinden zuordnen. Für diese Gemeinden und damit insgesamt für das Netz wird wie beschrieben die Ermittlung und Typisierung von Erzeugung und Verbrauch (Versorgungsaufgabe) vorgenommen.

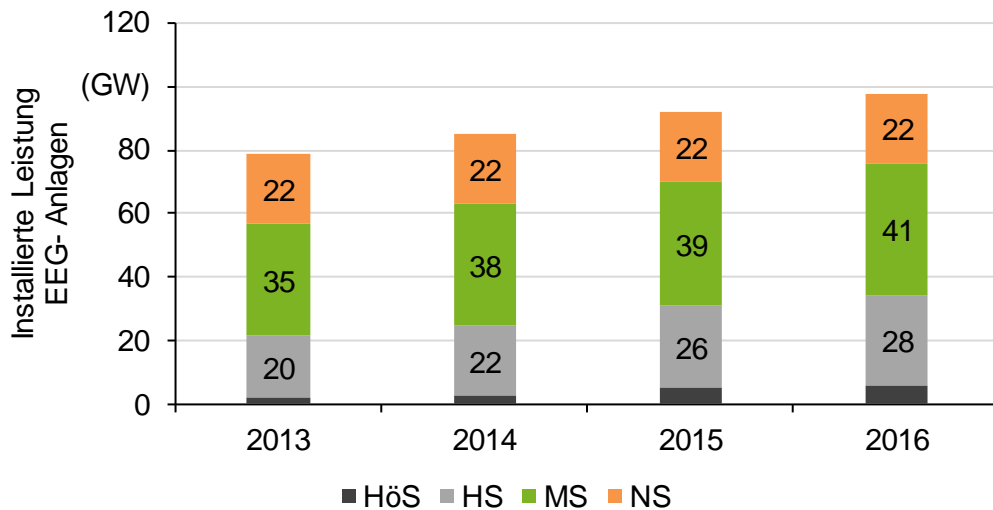


Abbildung 0-12: Installierte Leistung EE-Anlagen bis 2016 je Spannungsebene [12]

Die Auswahl der realen Netzstrukturen erfolgte in enger Abstimmung mit den beteiligten Netzbetreibern. Diese wiederum stellten auch die für die Analysen notwendigen Datensätze bereit. Beteiligte Netzbetreiber sind:

- Westnetz GmbH
- NetzeBW GmbH
- Netze-Gesellschaft Südwest mbH
- Main-Donau-Netzgesellschaft mbH (MDN)
- ENSO NETZ GmbH

1 Entwicklung des Szenariorahmens zur zukünftigen Versorgungsaufgabe im Gas- und Stromsektor (AP 1)

Zur Vermeidung der globalen Erderwärmung um mehr als 2°C bis 2050 und zur Einhaltung des internationalen Klimaziels der Pariser Klimakonferenz (COP 21) vom Dezember 2015 sind für das zukünftige Energiesystem zwei wesentliche Veränderungen notwendig. Zum einen muss die Energieeffizienz in den Verbrauchssektoren Strom, Wärme und Mobilität gesteigert, und zum anderen der Anteil der Erneuerbaren Energien in den Erzeugungssektoren Strom, Gas und Wärme signifikant erhöht werden – hin zu einem langfristig vollständig regenerativen Energiesystem. [2]

Die erforderliche Reduzierung der Treibhausgasemissionen zur Erreichung der Pariser Klimaziele ist im Szenario *SZEN-16 Klima 2050*⁴ in Abbildung 1.1 dargestellt. Die Kurzstudie „Die Energiewende nach COP 21 – Aktuelle Szenarien der deutschen Energieversorgung“ [2] als einheitliche Grundlage für die aktuell laufenden DVGW-Forschungsprojekte findet entsprechend auch in diesem Projekt Anwendung.

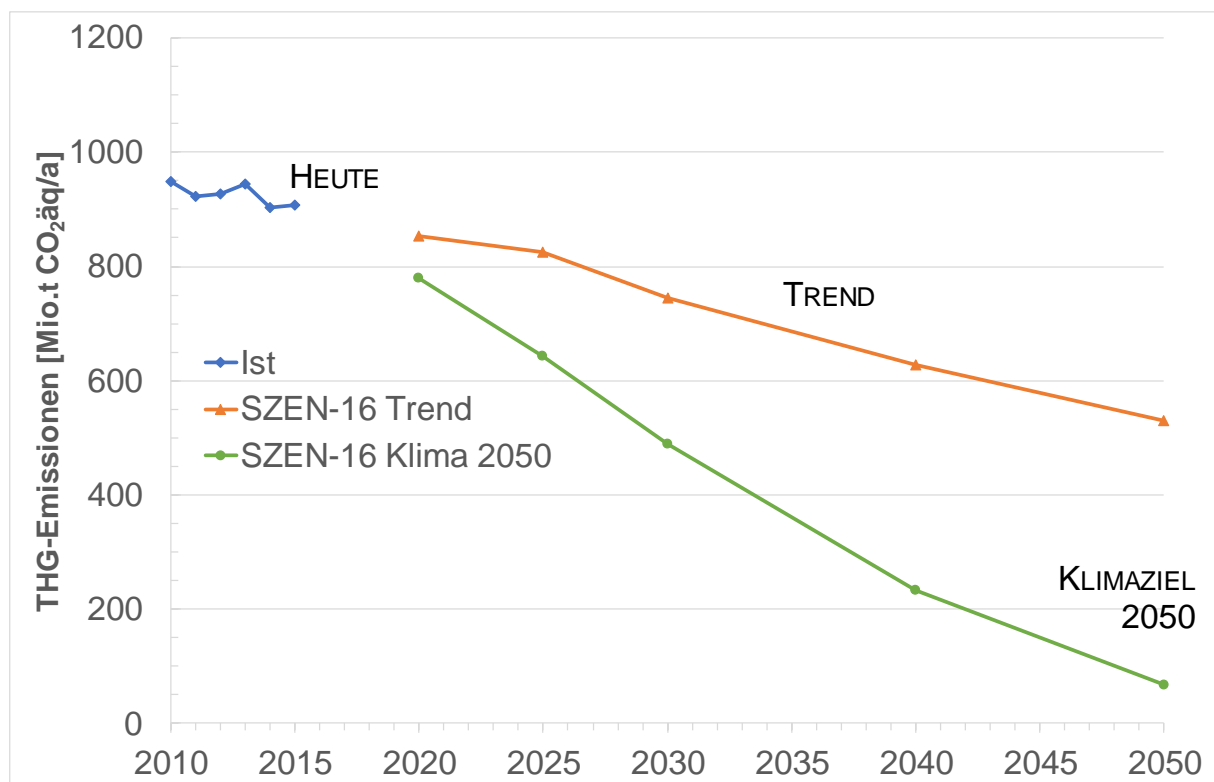


Abbildung 1.1: Entwicklung der THG-Emissionen bis 2050, nach [1, p. 22]

Bis 2050 ist zur Erreichung des Klimazieles eine Energieversorgung zu 100 % aus Erneuerbarer Energien [2, p. 3] (bilanziell mit Anteilen von EE aus umliegenden Ländern),

⁴ Das Szenario entspricht der Umsetzung des oberen Reduktionsziels der THG-Emissionen der Bundesregierung von -95 % in 2050.

sowie eine erhebliche Effizienzsteigerung in den Verbrauchssektoren (Abbildung 1.2 und Abbildung 1.3) umzusetzen.

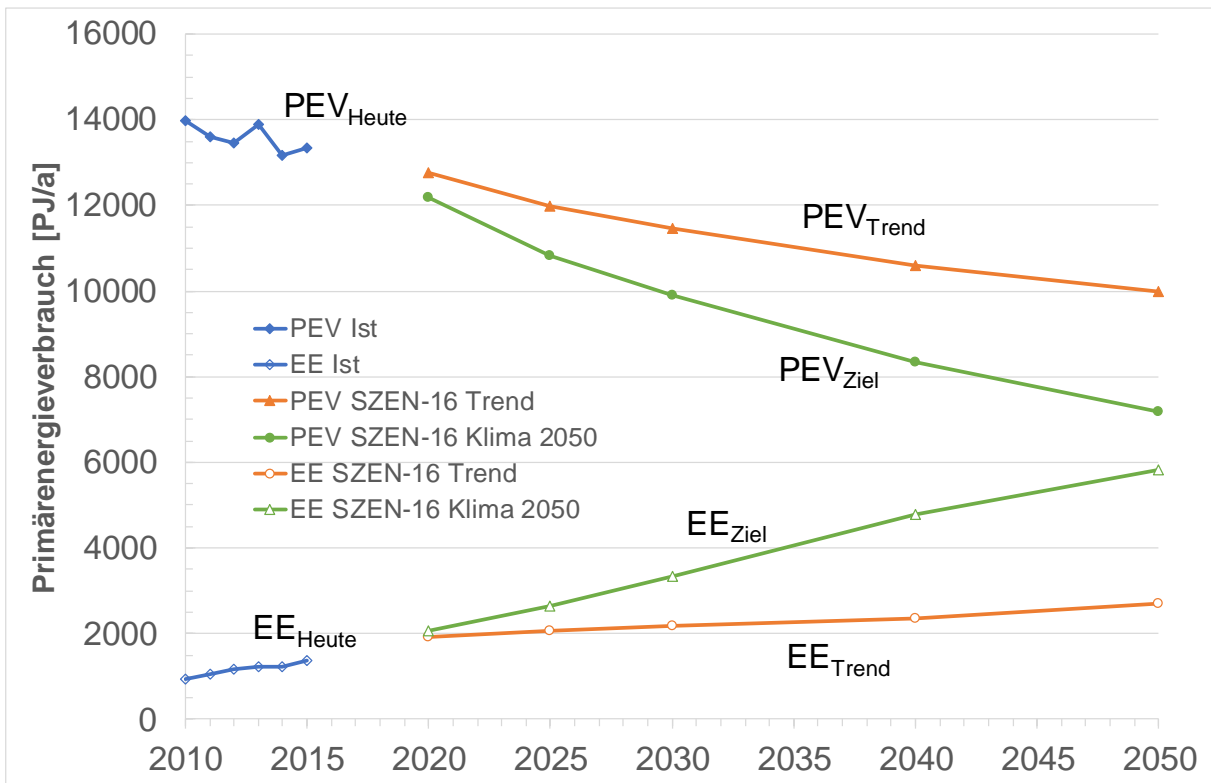


Abbildung 1.2: Effizienzsteigerung und EE-Ausbau Klimaziel 2050, nach [2, p. 23]

Der Endenergieverbrauch muss in allen Sektoren signifikant zurückgehen und/oder durch EE gedeckt werden.

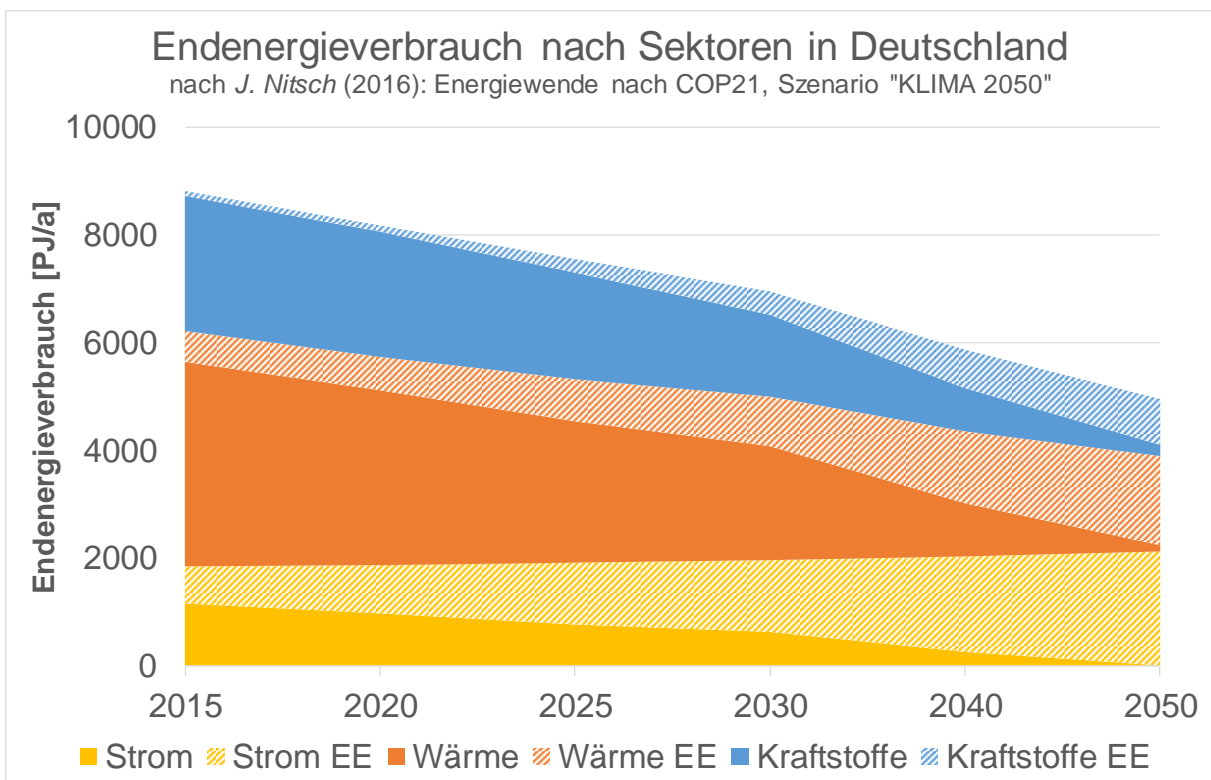


Abbildung 1.3: Entwicklung Endenergieverbrauch Strom, Wärme und Kraftstoffe, nach [2]

Von diesem Wandel sind auch die Energienetze, allen voran die Stromnetze, betroffen. Die zunehmend volatile und dezentrale Stromerzeugung aus EE (Wind, PV, Biomasse und PtG-Gase) und der Rückgang konventioneller Stromerzeugung (vgl. Abbildung 1.4) erfordert zukünftig die Anpassung der Stromnetze und weitere Anpassungen wie einen Ausbau der Flexibilitäts- und Speicheroptionen. Durch die zunehmende Nutzung von Strom im Wärme- und Mobilitätssektor und dem Einsatz von Strom zur Erzeugung von PtG-Gasen (E-Wasserstoff, E-Methan) verändern sich zusätzlich die Versorgungsstrukturen im gesamten Energiesystem. Auch auf der Gasseite gibt es aufgrund des erwarteten Rückgangs der Gasnachfrage und der Substitution von Erdgas durch Biogas sowie Wasserstoff und Methan aus PtG-Anlagen wesentliche Veränderungen bei den Anforderungen an Netzstrukturen und -betrieb (Abbildung 1.12).

Die konventionelle Stromerzeugung wird durch EE ersetzt, in den langfristig vorhandenen Gaskraftwerken kommt erneuerbares Gas aus PtGA zum Einsatz.

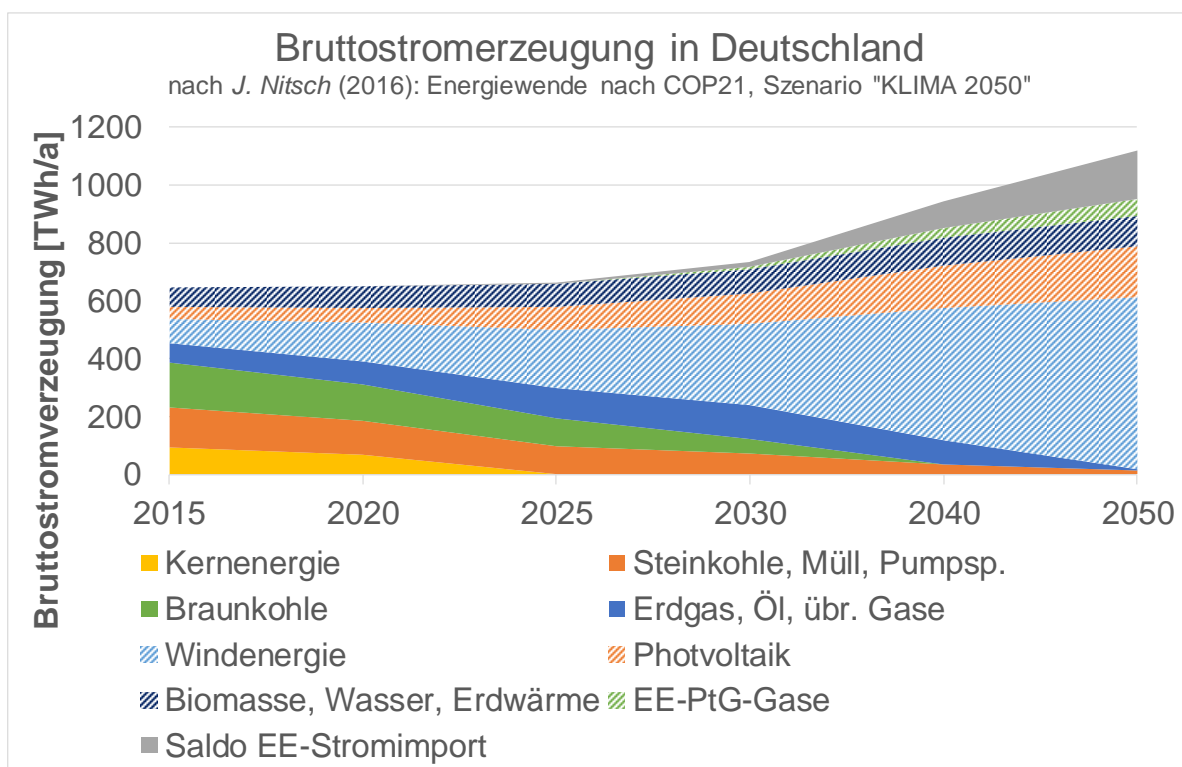


Abbildung 1.4: Entwicklung der Bruttostromerzeugung nach [2]

Die Entwicklung zweier Szenariorahmen (Mittelwert- und Klimaschutzszenario) zur Untersuchung der Power-to-Gas-Potenziale in Deutschland basiert auf dem Parameterset⁵, das der DVGW zur Vergleichbarkeit seiner Studien aufgesetzt hat. Kernziel der aufeinander abgestimmten Parameter ist es, die internationalen Klimaziele der Pariser Klimakonferenz (COP 21) zu erreichen (95%-THG-Reduktion bis 2050). Dieses Ziel ist maßgeblich für die Annahmen des verwendeten Szenarios. Um allerdings Ergebnisse bewerten und einordnen

⁵ Stand des Parametersets: 21.09.2017

zu können, wird unabhängig von diesem Szenario ein zweiter Szenariorahmen aufgespannt. Alle Simulationen und Netzplanungen erfolgen für diese beiden Szenarien.

Tabelle 1.1: Betrachtete Szenariorahmen

Szenario	Ziel
Klimaschutzszenario	Einhaltung Klimaziele (95%-Treibhausgas-Minderung gegenüber 1990)
Mittelwertszenario	Mittelwert der Ausbaupfade EE

1.1 Clusterung der Versorgungsaufgabe

Ziel dieses Arbeitspaketes ist die Identifikation von typischen Versorgungsaufgaben in Deutschland. Anhand dieser identifizierten Versorgungsaufgaben werden in den folgenden Arbeitspaketen die Netzstruktur stromseitig sowie gasseitig analysiert und schlussendlich so repräsentative Netzgebiete zur Bestimmung des Power-to-Gas-Potenzials in Deutschland identifiziert.

Zur Definition der Versorgungsaufgabe muss zunächst der Betrachtungsbereich abgegrenzt werden. Dabei muss berücksichtigt werden, welche Spannungsebenen analysiert und auf welcher geographischen Auslösung die Versorgungsaufgaben definiert werden soll. Das Verteilungsnetz umfasst in Deutschland die Hoch- Mittel- und Niederspannungsebene, sodass grundsätzlich eine Berücksichtigung dieser Spannungsebenen möglich ist. Geografisch ist eine Unterteilung von Bundesland bis Kreis- und Gemeindeebene denkbar. Während eine Betrachtung auf Gemeindeebene die differenzierteste Untersuchung ermöglicht, steigt gleichzeitig der Untersuchungsaufwand mit der Auflösung des geographischen Bereichs. Es ist zudem zu berücksichtigen, dass sich die geographischen und klimatischen Bedingungen in Deutschland sehr stark unterscheiden. In Norddeutschland ist es beispielsweise windreicher als im Süden, der hingegen eine höhere solare Globalstrahlung aufweist. Zudem ist ein Bau einer Windkraftanlage in einer Gebirgsregion, wie bspw. den Alpen aufgrund der Hangneigung wirtschaftlich nachteilig im Vergleich zu einem Bau in der Ebene in Norden oder im Osten Deutschlands. Diese Heterogenität fordert eine hohe Auflösung für eine belastbare Charakterisierung der Versorgungsaufgaben in Deutschland. Daher wird, um eine möglichst aussagekräftige Untersuchung zu gewährleisten, als geographischer Betrachtungsbereich der Versorgungsaufgabe die Gemeindeebene gewählt. Bezüglich der Spannungsebene werden alle drei Spannungsebenen, d.h. Hoch-, Mittel- und Niederspannung des Verteilungsnetzes berücksichtigt.

In Deutschland gibt es aktuell ca. 11.000 Gemeinden, sodass die zu definierende Versorgungsaufgabe als lokal bezeichnet werden kann. Gleichzeitig bedeutet eine Einzelbetrachtung in den folgenden Untersuchungen für alle 11.000 Gemeinden Deutschlands einen nicht zu leistenden Aufwand, sodass eine Clusterung der Gemeinden notwendig ist und die Untersuchungen mit repräsentativen Gemeinden fortgeführt werden.

Die Versorgungsaufgabe kann sich aus unterschiedlichen Parametern zusammensetzen, hierbei ist eine Unterscheidung stromseitiger und gasseitiger Parameter sinnvoll. Die Auslegung der Betriebsmittel im Gas- und Stromnetz richtet sich nach der vorhandenen Verbrauchs- und Erzeugungsleistung. In Gasverteilungsnetzen gibt es nahezu keine externe Einspeisung, daher ist der Gasbedarf der jeweiligen Verbraucher im Netz die

auslegungsrelevante Größe. Um die Versorgungsaufgabe des Gasnetzes zu berücksichtigen, geht daher der Gasverbrauch je Gemeinde in die Clusterung mit ein. In elektrischen Verteilungsnetzen war zur Dimensionierung des Netzes und damit zur Zielnetzplanung bisher die lokale Stromnachfrage der dominierende Parameter. Im Zuge der Energiewende kam und kommt es zu einem Zubau von Anlagen auf Basis Erneuerbarer Energien (EE-Anlagen), sodass neben der Stromnachfrage auch die lokale Erzeugungsstruktur zur Bestimmung der Versorgungsaufgabe relevant wird. Daher wird stromnetzseitig auf Basis der Last sowie der installierten Leistung von Windenergie-, Photovoltaik- und Biomasseanlagen geclustert. Um eine Vergleichbarkeit der Cluster zu gewährleisten, werden die Eingangsdaten auf die jeweilige Gemeindefläche normiert.

Die installierte Leistung der EE-Anlagen steht im Anlagenregister der Bundesnetzagentur sowie den Stammdaten der Übertragungsnetzbetreiber öffentlich zugänglich zur Verfügung. Da keine Daten zur Lastverteilung des Stromverbrauchs in Deutschland veröffentlicht werden, wird diese anhand der Einwohnerzahlen approximiert und anschließend Klassen bezüglich der Bevölkerungsdichte gebildet. Das Vorgehen ist in Abbildung 1.5 dargestellt. Auf der linken Seite ist dabei die Einwohnerdichte in Einwohner pro km² zu sehen und auf der rechten Seite die resultierenden Bevölkerungsdichteklassen. Klasse A repräsentiert dabei ländliche, dünn besiedelte Gebiete mit einer geringen Lastdichte, wohingegen Klasse D eine sehr hohe Bevölkerungsdichte und somit eine hohe Lastdichte repräsentiert.

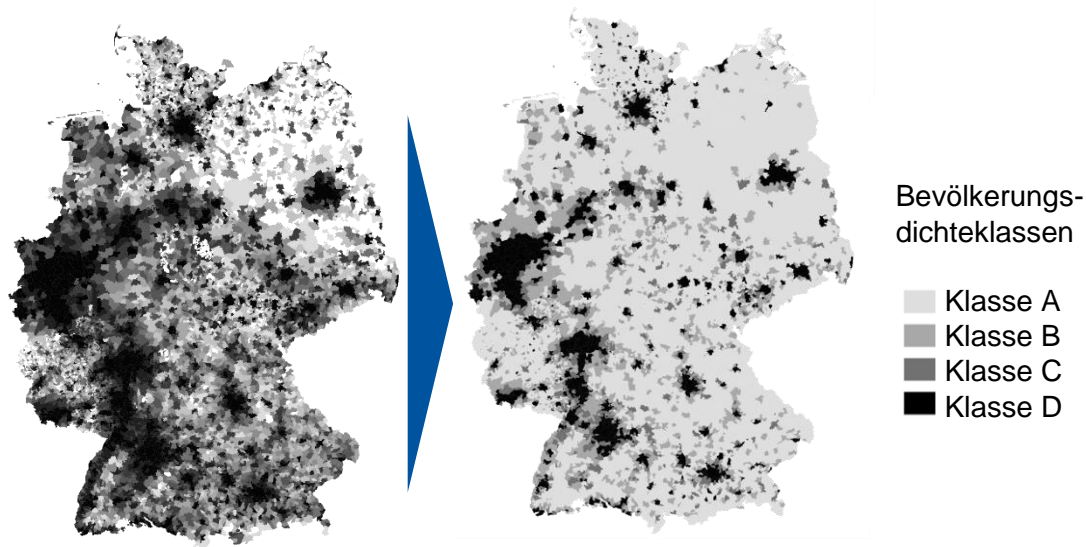


Abbildung 1.5: Bevölkerungsdichteklassen

In Abbildung 1.6 sind die weiteren Eingangsdaten dargestellt. Von links nach rechts ist die Leistungsdichte (installierte Leistung pro km²) von Photovoltaik-, Windenergie- und Biomasseanlagen je Gemeinde zu sehen.

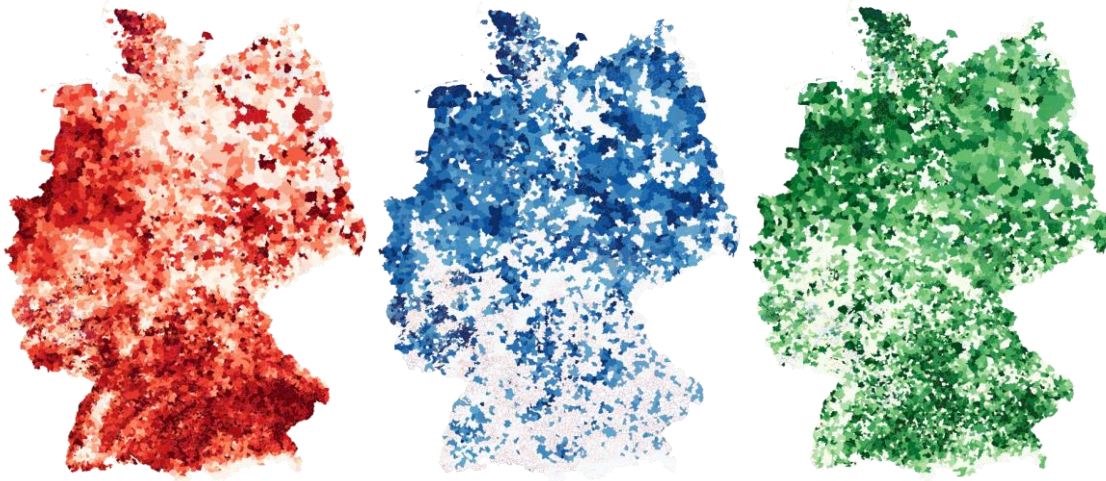


Abbildung 1.6: Leistungsdichte von EE-Anlagen in Deutschland

Dabei ist eine erhöhte Leistungsdichte von PV-Anlagen im Süden, von Windenergieanlagen im Norden und Osten Deutschlands und von Biomasseanlagen im Nordwesten Deutschlands festzustellen. Somit liegen plausible Eingangsdaten für das Clusterverfahren vor.

Um zu verdeutlichen, wie die Eingangsdaten für die einzelnen Gemeinden verwendet wurden, sind für eine beispielhafte Gemeinde in der folgenden Tabelle jeweils die Variablen beschrieben sowie mit beispielhaften Werten berechnet.

Tabelle 1.2: Übersicht über verwendete Daten zur Typisierung der Versorgungsaufgaben und beispielhafte Anwendung

Beschreibung	Einheit	Quelle	Beispiel
Einwohner je Gemeinde	Anzahl	Gemeindeverzeichnis des statistischen Bundesamts, Stand 2015 [13]	1.000
Fläche je Gemeinde	km ²		5
Installierte Leistung von EE-Anlagen (PVA, WEA und BMA) pro Gemeindefläche	kW/km ²	Anlagenstammdaten der Übertragungsnetzbetreiber, Stand: 31.12.2014 [14] sowie Anlagenregister der Bundesnetzagentur	100 kW PVA → 20 kW/km ² 1.000 MW WEA → 200 kW/km ² 50 kW BMA → 10 kW/km ²
Gasverbrauch je Gemeinde und Jahr	kWh/(a * km ²)	Vorgängerprojekte	100.000 kWh/a → 20.000 kWh/(a * km ²)

Das Clusterverfahren basiert auf dem k-means-Algorithmus, der die Varianz der Ausprägung zum Clusterzentrum minimiert und somit für eine mehrdimensionale Clusterung geeignet ist. Das Verfahren ordnet so die Gemeinden, die eine ähnliche Ausprägung bzgl. Leistungsdichte und Lastdichte haben zu einem Cluster zu.

Da die Last auf Basis der Einwohnerdichte bereits in Bevölkerungsdichteklassen eingeteilt wird, werden die Bevölkerungsdichteklassen auf Basis der installierten Leistung von PV-, Wind- und Biomasseanlagen sowie dem jährlichen Gasverbrauch bezogen auf die Gemeindefläche geclustert. Dabei wird mit entsprechenden Kriterien darauf geachtet, dass die Cluster für sich möglichst homogen sind und die Cluster untereinander heterogen sind, sodass die Cluster unterschiedliche Charakteristika abbilden.

Dieses Vorgehen resultiert in insgesamt neun Cluster, wobei fünf Cluster der Bevölkerungsdichteklasse A zugeordnet werden, die ländliche Gemeinden repräsentiert. Der Bevölkerungsdichteklasse B sind zwei Cluster zuzuordnen. Den Bevölkerungsdichteklassen C und D wird ein Cluster zugeordnet, da es sich hierbei um sehr städtische Gemeindestrukturen handelt und die Lastdichte somit im Vergleich zur Leistung von EE-Anlagen deutlich höher ist. Tabelle 1.3 gibt einen Überblick über die resultierenden Cluster und die Ausprägungen der Clusterzentren. Die zweite Spalte beinhaltet die Anzahl der Gemeinden, die dem jeweiligen Cluster zugeordnet werden, die dritte Spalte den prozentualen Anteil zur Gesamtanzahl aller deutschen Gemeinden. Die folgenden Spalten enthalten jeweils die Ausprägung des Clusterschwerpunkts bzw. des Clusterzentrums, auf deren Basis die Benennung der jeweiligen Cluster erfolgt.

Tabelle 1.3: Cluster der Versorgungsaufgabe

Cluster	Anzahl	Verteilung (%)	Photovoltaik (kW/km ²)	Windkraft (kW/km ²)	Biomasse - anlagen (kW/km ²)	Einwohner-Dichteklasse (EW/km ²)	Gasverbrauch (kWh/km ²)
1	441	3,95	309	57	47	A	150
2	3990	35,75	42	23	7	A	114
3	457	4,09	129	818	20	A	144
4	1481	13,27	136	32	22	A	146
5	1174	10,52	62	317	11	A	127
6	1918	17,19	120	56	10	B	506
7	66	0,59	137	1250	13	B	629
8	801	7,18	161	71	17	C	1067
9	832	7,46	173	54	18	D	2922

In Abbildung 1.7 sind die Clusterzentren graphisch dargestellt, hierbei ist auf der linken Achse die Leistungsdichte der EE-Anlagen und auf der rechten Achse der Jahresgasverbrauch pro Quadratkilometer aufgetragen. In Abbildung 1.8 ist die regionale Verteilung der Cluster auf Gemeindeebene zu sehen. Bläulich eingezeichnete Gemeinden weisen insbesondere eine hohe installierte Leistung von Windenergieanlagen auf, rötlich eingezeichnete Gemeinden weisen insbesondere eine hohe installierte Leistung von PV-Anlagen auf. Gelblich eingezeichnete Gemeinden repräsentieren einen vergleichsweise ausgeglichenen Anteil von installierten PV- und Windenergieanlagen. Somit sind winddominierte Gemeinden vor allem in Norden und Osten Deutschlands zu finden, wohingegen PV-dominante Gemeinden im Süden Deutschlands angesiedelt sind. Die lastdominierten Gemeinden (grau und schwarz eingezeichnet) sind vor allem in den Ballungszentren des Ruhr- und des Rhein-Main-Gebiets sowie im Großraum München und Stuttgart und den Stadtstaaten Berlin und Hamburg zu finden.

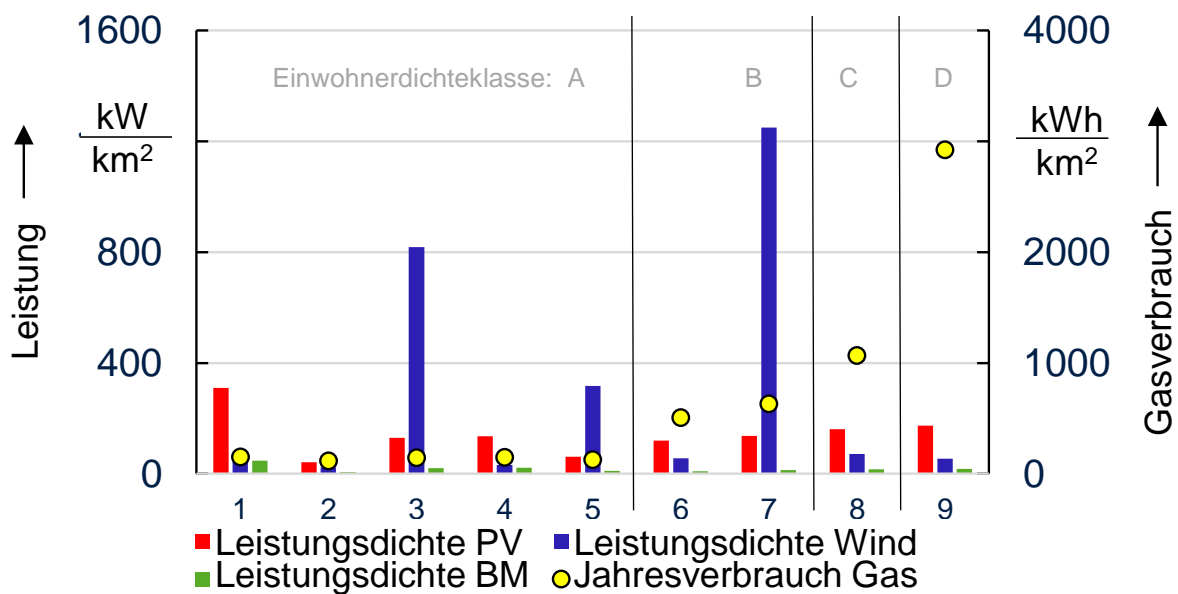


Abbildung 1.7: Clusterzentren der Versorgungsaufgabe

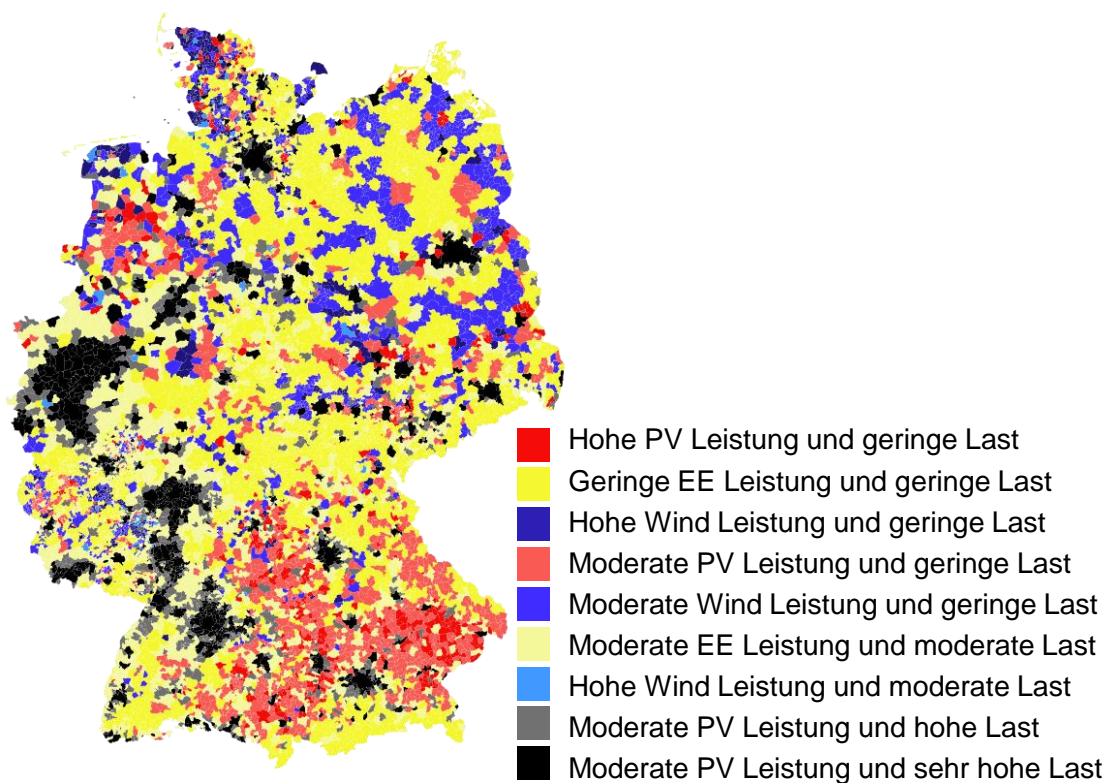


Abbildung 1.8: Regionale Verteilung der Versorgungsaufgabe

1.2 Stromseitige Szenarien

Als wesentliche Treiber des Netzausbaus in der Verteilungsnetzebene in Deutschland werden Einspeisung aus Photovoltaik und Windenergieanlagen identifiziert. Deswegen werden ausschließlich für diese beiden Technologieoptionen die Verläufe der installierten Leistungen in den beiden Szenarien dargestellt. Die Entwicklung der Last wird im Rahmen dieser Arbeit

als konstant angenommen. Zusätzliche Lasten (Elektromobilität) und Effizienzsteigerungen im Stromverbrauch werden sich kompensierend angenommen. Abbildung 1.9 und Abbildung 1.10 zeigen die verschiedenen Entwicklungen der installierten Leistung aller Photovoltaikanlagen, bzw. Windenergieanlagen in Deutschland bis zum Jahr 2050. Der Szenariorahmen „Klimaschutzszenario“ wird durch die obere grüne Linie, der Szenariorahmen „Mittelwertszenario“ durch die orangene Linie repräsentiert. Tabelle 1.4, bzw. Tabelle 1.5 enthalten die entsprechenden Leistungswerte. Ersichtlich wird der deutliche Unterschied der beiden Szenarien „Klimaschutzszenario“ und „Mittelwertszenario“. Im Szenariojahr 2030 beträgt die installierte PV-Leistung des Mittelwertszenarios 64% des Klimaschutzszenarios, bis zum Jahr 2050 sinkt dieser Wert weiter auf 61%. Ähnlich verhält es sich beim Ausbau der Windenergieanlagen (onshore). Dort beträgt das Verhältnis 72% für 2030 und 71% für 2050.

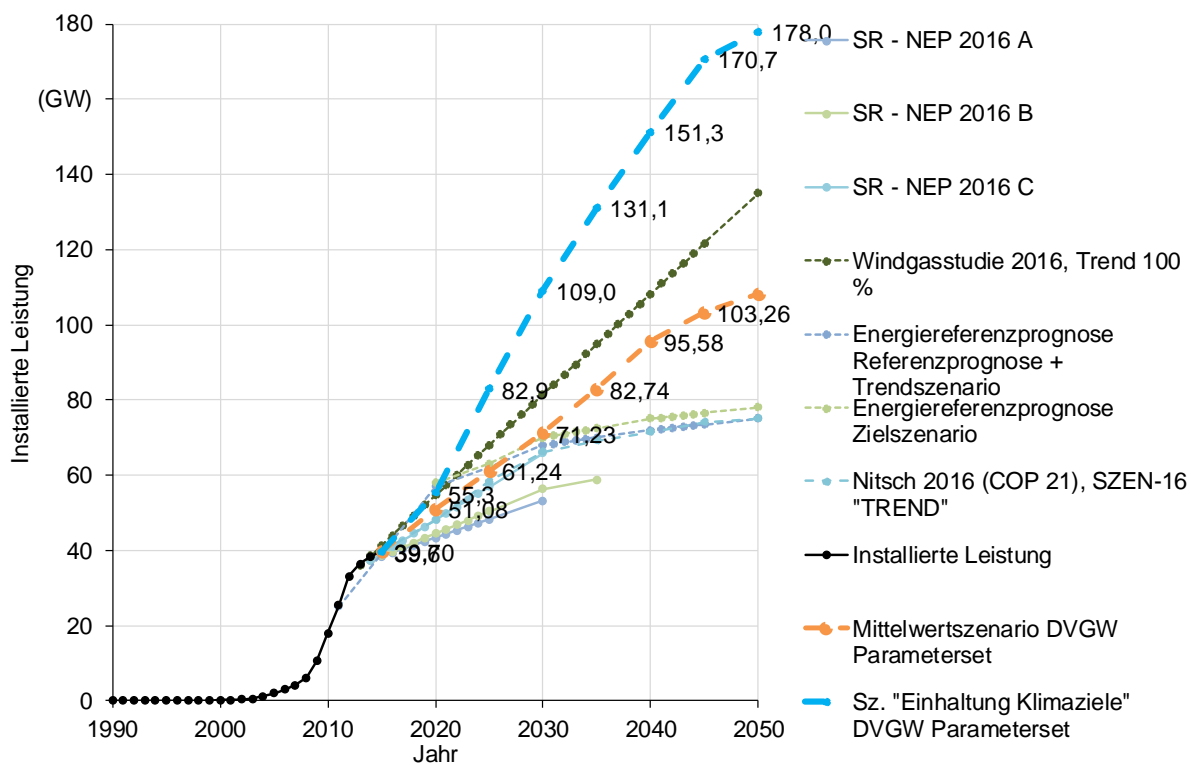


Abbildung 1.9: Szenarioverläufe Photovoltaikausbau in Deutschland

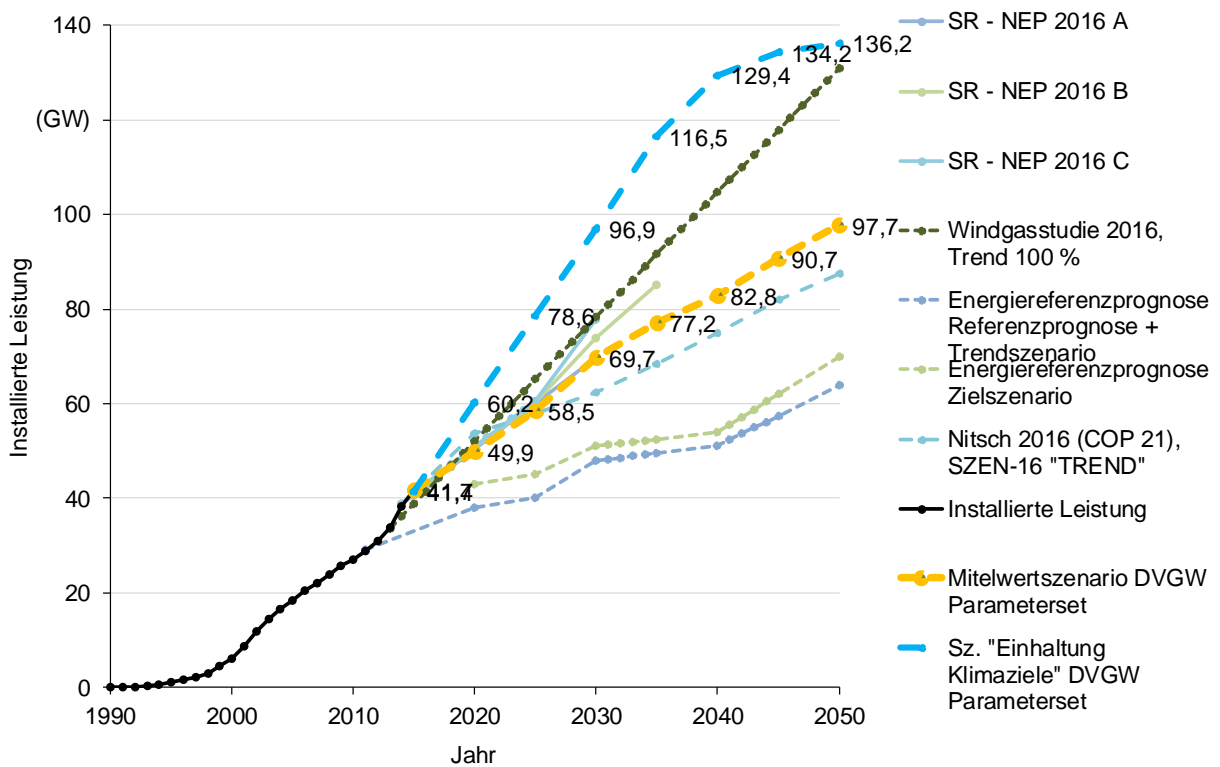


Abbildung 1.10: Szenarioverläufe Windenergieausbau onshore in Deutschland

Tabelle 1.4: Szenariowerte Photovoltaik

(GW)	Szenario	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Inst. Leistung PVA	Klimaschutz-szenario	55,3	82,9	109,0	131,1	151,3	170,7	178,0
	Mittelwert-szenario	51,1	61,2	71,2	82,7	95,6	103,3	108,2

Tabelle 1.5: Szenariowerte Windenergie

(GW)	Szenario	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
WKA onshore	Klimaschutz-szenario	60,2	78,6	96,9	116,5	129,4	134,2	136,2
	Mittelwert-szenario	7,0	13,5	22,1	33,7	46,9	59,6	70,1
WKA offshore	Klimaschutz-szenario	49,9	58,5	69,7	77,2	82,8	90,7	97,7
	Mittelwert-szenario	6,3	11,2	15,0	19,0	22,9	28,2	32,9

Um diese Szenarien auf die zu untersuchenden Netzgebiete anwenden zu können, ist eine Regionalisierung der Parameter der Szenariorahmen notwendig. Nachfolgend wird eine Regionalisierung umgesetzt, basierend einerseits auf den Anlagenstammdaten der Erneuerbaren Energien und andererseits auf Strukturdaten zu Gemeinden. Dieses Verfahren wurde am Lehrstuhl für Elektrische Energieversorgungstechnik entwickelt. Eine detaillierte Beschreibung der Methode ist in der Literatur zu finden [15]. Einen Überblick über die Methode gibt Abbildung 1.11.

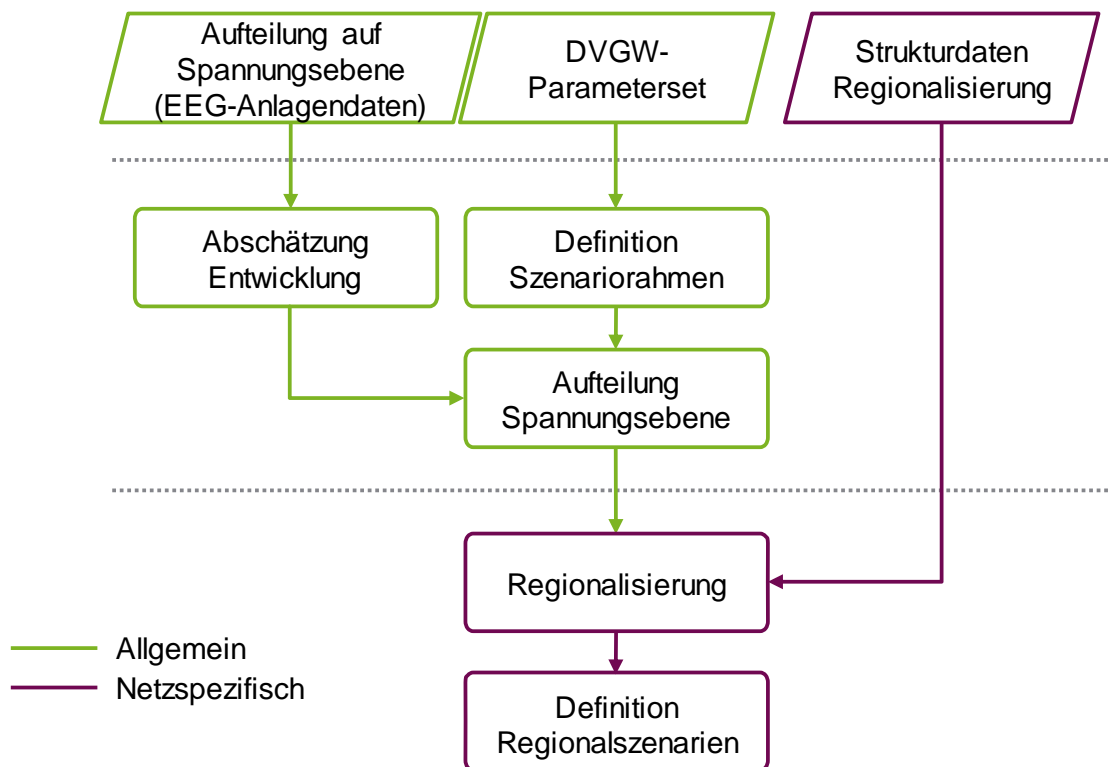


Abbildung 1.11: Schematische Darstellung der Regionalisierung der Szenariorahmen

Basierend auf den Eingangsdaten wird zunächst eine Aufteilung auf die betrachteten Spannungsebenen vorgenommen. Anschließend erfolgt die eigentliche Regionalisierung der Leistungswerte mithilfe von Strukturdaten zur Bodenflächennutzung für die Verteilung von Windenergieanlagen, bzw. der Einwohnerdichten und der Gebäudeflächen je Gemeinde für die Verteilung von Photovoltaikanlagen. Da die Last der Verbraucher als konstant angenommen wird über den Betrachtungszeitraum, sind nur die Leistungen der verschiedenen DEA-Technologien (Windenergie und Photovoltaik) mit diesem Verfahren zu regionalisieren. Die Regionalisierungsfaktoren, die die deutschlandweiten Leistungswerte zunächst auf die Bundesländer verteilen und anschließend die Leistungen der Bundesländer auf die Gemeinden sind in nachfolgender Tabelle notiert.

Tabelle 1.6: Regionalisierungsfaktoren der Szenarien

Technologie	Deutschland → Bundesland	Bundesland → Gemeinde
Windenergie	$P_{WEA,BL,t} = P_{WEA,DE,t} \cdot f_{NEP,WEA,BL}$	$P_{WEA,Gem,t} = P_{WEA,BL,t} \cdot \frac{A_{Gem}^{LW}}{A_{BL}^{LW}}$
Photovoltaik	$P_{PV,BL,t} = P_{PV,DE,t} \cdot f_{NEP,PV,BL}$	$P_{PV,Gem,t} = P_{PV,BL,t} \cdot \frac{v_{Gem}^{PV}}{v_{BL}^{PV}}$ $v_{Gem}^{PV} = \frac{A_{Gem}^{G\&F}}{\sqrt{EWD_{Gem}}}$ $v_{BL}^{PV} = \frac{A_{BL}^{G\&F}}{\sqrt{EWD_{BL}}}$

Symbol	Erläuterung
A_{Gem}^{LW}	Landwirtschaftliche Fläche einer Gemeinde

A_{Bl}^{LW}	Landwirtschaftliche Fläche des Bundeslands einer Gemeinde
$A_{Gem}^{G\&F}$	Gebäude- und Freifläche einer Gemeinde
$A_{Bl}^{G\&F}$	Gebäude- und Freifläche des Bundeslands einer Gemeinde
v_{Gem}^{PV}	Verteilungsschlüssel PV einer Gemeinde
v_{Bl}^{PV}	Verteilungsschlüssel PV des Bundeslands einer Gemeinde
EWD_{Gem}	Einwohnerdichte einer Gemeinde
EWD_{Bl}	Einwohnerdichte des Bundeslands einer Gemeinde

Um die deutschlandweiten Werte eines Betrachtungsjahres $P_{WEA,DE,t}$ innerhalb eines Szenarios auf die Bundesländer zu regionalisieren, wird die Verteilung des Netzentwicklungsplans Strom zugrunde gelegt ($f_{NEP,WEA,Bl}, f_{NEP,PV,Bl}$) [16]. Eine Übersicht der Faktoren ist im Anhang B enthalten. Diese Leistungswerte der Bundesländer werden anschließend über verschiedene Verteilungsschlüssel, die einerseits die Bodenflächennutzung und andererseits die Einwohnerdichte skaliert auf die Gemeindeebene. Die Verteilungsschlüssel v_{Gem}^{PV} und v_{Bl}^{PV} werden basierend auf den Untersuchungen der dena-Verteilernetzstudie verwendet [17].

Zuletzt erfolgt die Verteilung der Leistungswerte der Gemeinden in die Stromnetze. Auch wenn die Auswahl der Mittelspannungsnetze (vgl. Kapitel 3) auf Basis der Clusterung der Gemeinden erfolgt, ist nicht auszuschließen, dass das entsprechende Mittelspannungsnetz weitere Gemeinden (teilweise) umfasst. Es ist deswegen zunächst zu überprüfen, welche Gemeinden von einem Mittelspannungsnetz versorgt werden und in welchem Anteil. Die anteilige Aufteilung der Leistungswerte der DEA einer Gemeinde erfolgt über die Verschneidung der Flächen der Gemeinden mit der Fläche des Mittelspannungsnetzes. Bei Überschneidung der Hälfte einer Gemeindefläche mit der Fläche des Mittelspannungsnetzes wird entsprechend die Hälfte der DEA-Leistung der Gemeinde im Netz verteilt. Diese Verteilung erfolgt für die Mittelspannungsebene einerseits auf Basis der vorhandenen PVA und WEA und für die aus der Mittelspannungsebene versorgte unterlagerte Niederspannungsebene über die gewichtete Leistung der Transformatoren, die die Mittelspannung mit der Niederspannung verbinden.

1.3 Gasseitige Szenarien

Der Gasbedarf nimmt vor allem im Gebäude-Wärmebereich, u.a. durch zunehmende Elektrifizierung und energetische Sanierung der Gebäudehüllen, langfristig ab. Erdgas wird durch Biogas und erneuerbare Gase aus PtGA substituiert.

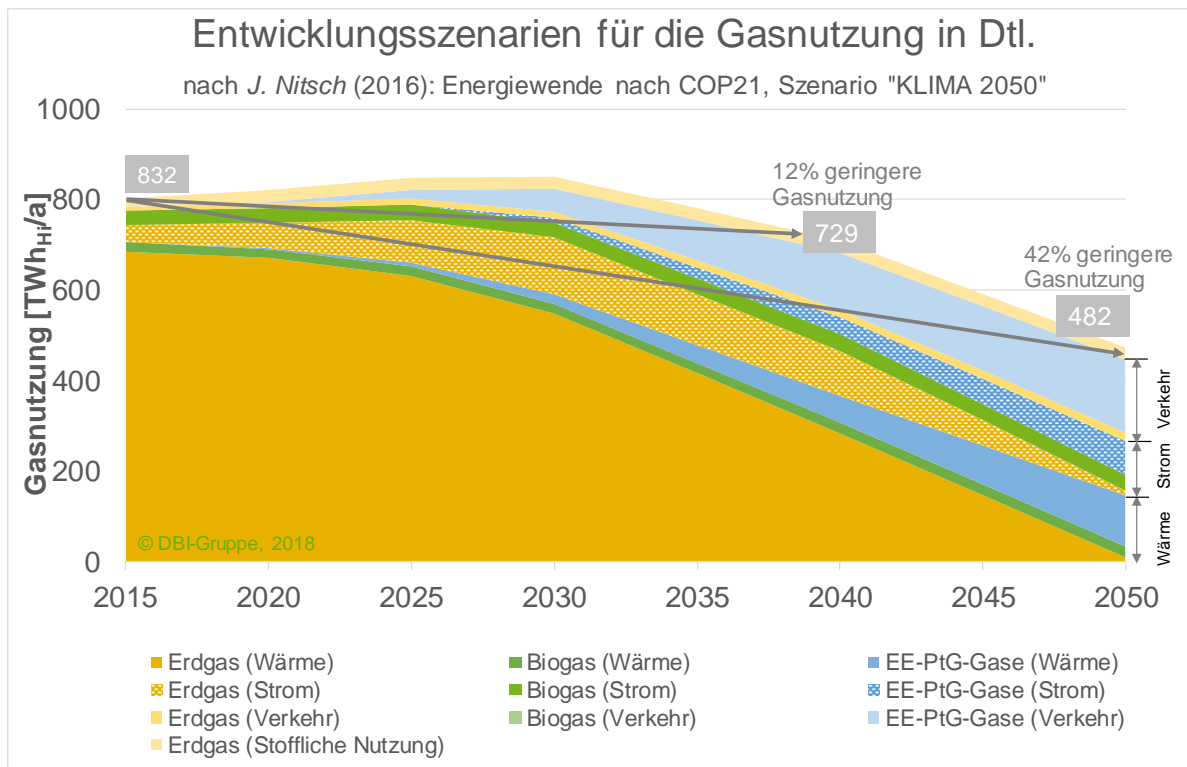


Abbildung 1.12: Entwicklung Gasnutzung (Erdgas, Biogas und PtG-Gase), [18]

Im Bereich der Wärmeversorgung wird der Anteil an fossil betriebenen Einzelversorgungen (Gas, Heizöl und Kohle) zunehmend durch die Nutzung von erneuerbar betriebenen Heizungen (Wärmepumpe, Biomasse, Solarkollektoren) und vor allem Wärmenetzen (Biomasse, Umweltwärme, Geothermie, E-Wasserstoff mittels KWK) abgelöst werden.

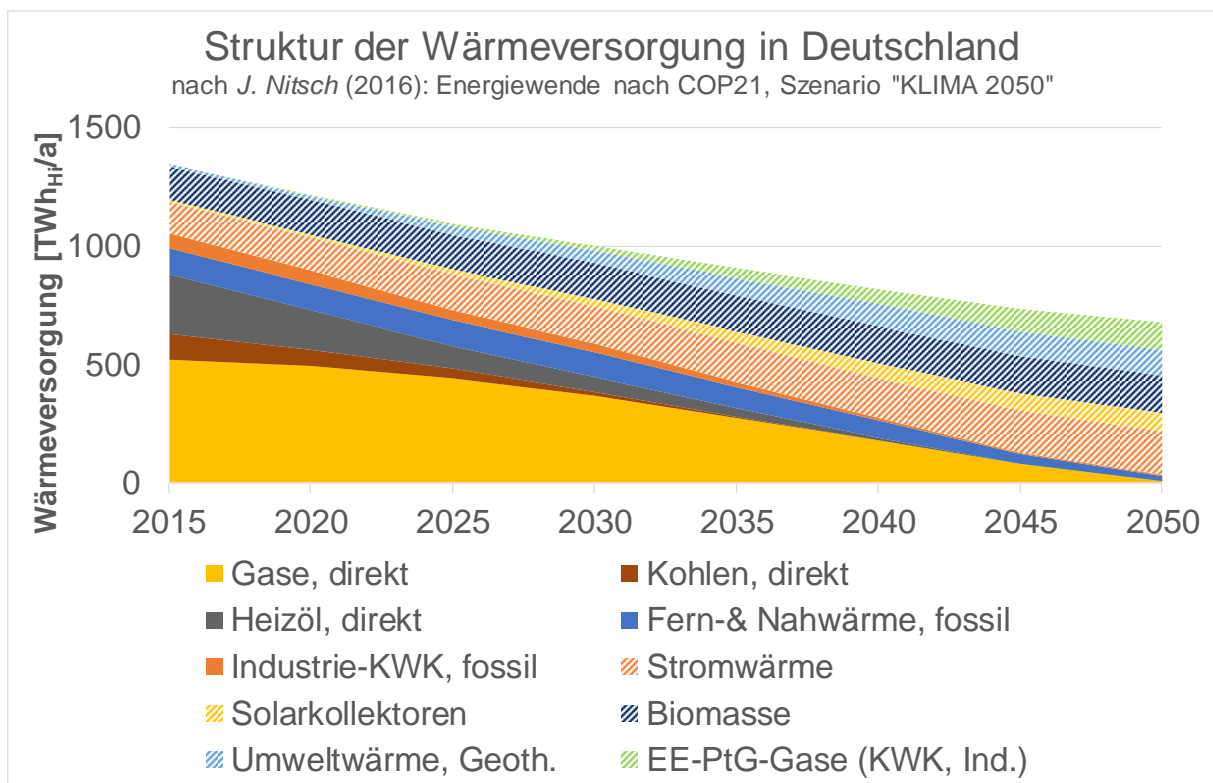


Abbildung 1.13: Entwicklung der Wärmeversorgung nach [2]

Die notwendige Reduzierung des Energiebedarfs im Wärmesektor um mehr als 50 % (vgl. Abbildung 1.13) erfordert vor allem die Ausschöpfung der Effizienzpotenziale im Gebäudebereich. [2, p. 38ff]

Auch im Verkehrssektor reichen die bisherigen Entwicklungen nicht aus, so dass die Ausschöpfung von Effizienzpotenzialen und die Einbindung von EE in Form von Biokraftstoffen (nur begrenzt möglich), E-Mobilität und EE-Kraftstoffen (E-Wasserstoff, E-Methan) nötig sein wird, vgl. Abbildung 1.14.

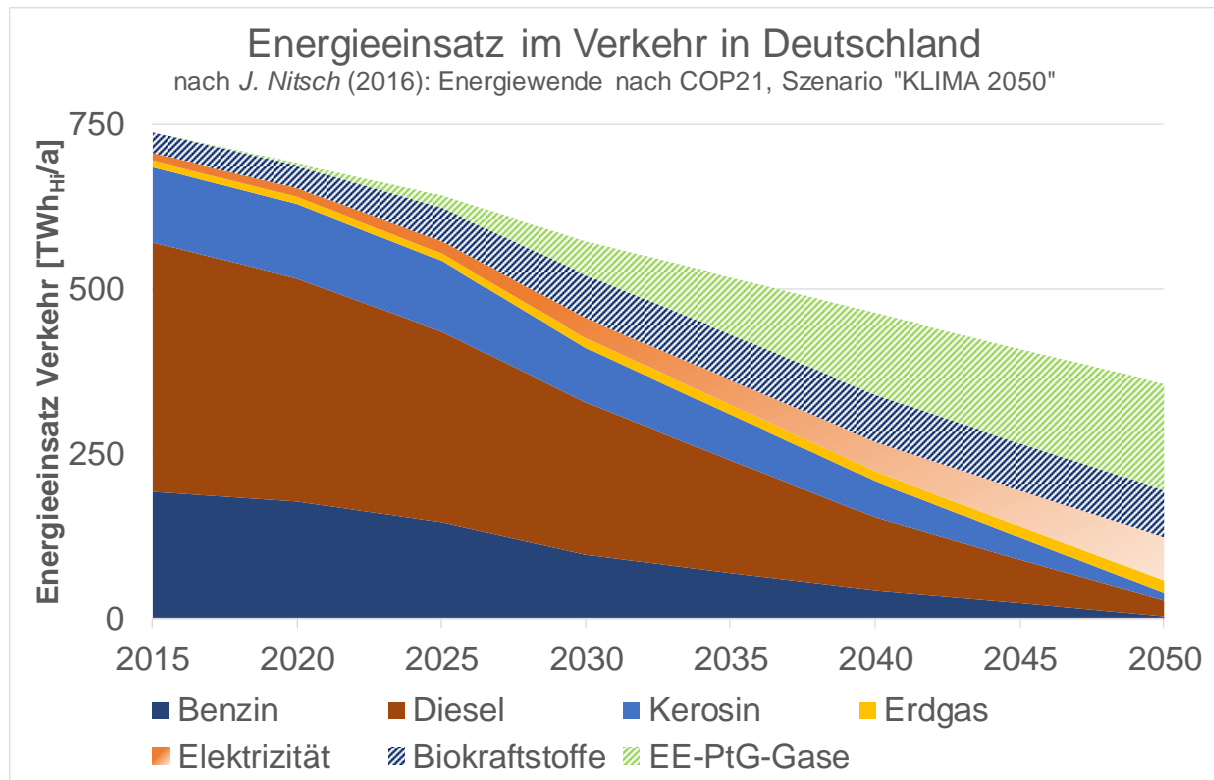


Abbildung 1.14: Entwicklung des Energieeinsatzes im Verkehr nach [2]

Die dena-Leitstudie von 2018 [19] betrachtet die Gestaltung eines Energiesystems bis 2050 und deren notwendige Impulse. In der Studie wird der Investitionsbedarf im Verteilungsnetz bis 2050 für verschiedene Szenarien⁶ untersucht (vgl. Abbildung 1.15). Aufgeschlüsselt sind ein Referenzszenario und zwei Zielszenarien nach den Spannungsebenen Nieder-, Mittel- und Hochspannung.

Das Referenzszenario wurde als Vergleich ohne Klimazielvorgabe modelliert. Es nimmt eine Fortschreibung der aktuellen Politik- und Technologieentwicklungen bis 2050 an, allerdings auf einem durchaus ambitionierten Niveau. Angenommen werden moderate CO₂-Zertifikatspreise. In der Modellierung wird kein Ziel zur Treibhausgasreduzierung vorgegeben.

Die Zielszenarien beschreiben mögliche Pfade für eine Transformation des Energiesystems, mit denen das deutsche THG-Minderungsziel von 95 % bis 2050 im Vergleich zu 1990⁷ sektorenübergreifend erreicht werden können. Das Elektrifizierungsszenario geht von einer weitgehenden Elektrifizierung der Endenergieverbrauchssektoren Gebäude, Industrie und

⁶ Nach der dena-Leitstudie Integrierte Energiewende (2018).

⁷ Reduktion der THG-Emissionen um 95 % bis 2050 im Vergleich zu 1990 entspricht weitestgehend dem Pariser Klimaziel für 2050 entsprechend Nitsch-Studie

Verkehr bis zum Jahr 2050 aus („Most electric world“). Das Technologiemiixszenario hingegen von einer breiten Variation der eingesetzten Technologien und Energieträger der besagten Endenergieverbrauchssektoren. [19, pp. 22-25]

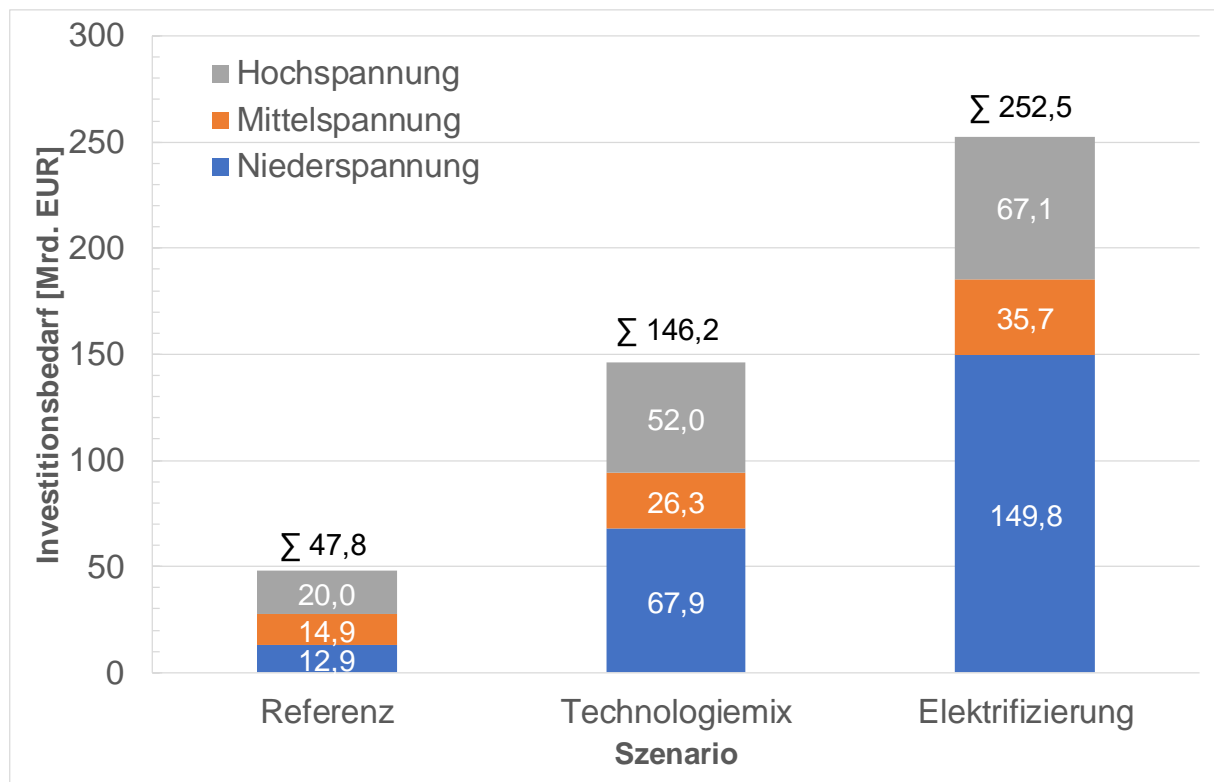


Abbildung 1.15: Investitionsbedarf 2050 – Verteilungsnetz verschiedene Szenarien [19, p. 215]

Der Vergleich der Szenarien zeigt, dass im Referenzszenario mit 47,8 Mrd. EUR der niedrigste Investitionsbedarf erwartet werden kann. Der höchste Investitionsbedarf wird mit 252,5 Mrd. EUR im Elektrifizierungsszenario ausgewiesen. Für das Technologiemiixszenario liegt der erwartete Bedarf bei 146,2 Mrd. EUR Sowohl in dem Technologiemiix- als auch in dem Elektrifizierungsszenario wird ein Großteil der Investitionen in der NS-Ebene verortet. Die höchsten Investitionsunterschiede zwischen diesen beiden Transformationspfaden finden sich ebenfalls in der NS-Ebene. Dies ist insbesondere auf den Zubau neuer Lasten und PV-Anlagen zurückzuführen. Die sich hierdurch ergebene Versorgungsaufgabe kann teilweise nicht durch eine klassische Ertüchtigung der bestehenden Netze beherrscht werden. In diesen Fällen wird der Neubau paralleler Netzinfrastruktur in dieser Netzebene nötig. Dies sorgt für eine deutliche Zunahme des zu erwartenden Investitionsbedarfes. [19, pp. 22-25]

Im Vergleich zur NS-Ebene ist der absolute Unterschied zwischen den Transformationspfaden bezüglich der erforderlichen Investitionen in der MS-Ebene geringer, wenngleich auch hier mehr als eine Verdopplung der Investitionen ausgewiesen wird. Die aus Sicht der MS-Ebene hohe Anzahl insbesondere von Elektrofahrzeugen und Wärmepumpen führt gegenüber der NS-Ebene zu einer Abnahme der anzunehmenden Gleichzeitigkeit in der Netzplanung. Die hierdurch zu erwartende Versorgungsaufgabe führt in Kombination mit der Betrachtung von Einspeisern der MS- und der unterlagerten NS-Ebene zu einem insgesamt geringeren Investitionsbedarf in dem Elektrifizierungs- und Technologiemiixszenario gegenüber der NS-Ebene. [19, pp. 215-216]

Hieraus folgt, dass eine sektorenübergreifende Energiewende aus meinem Technologiemarkt der vorzuziehende Transformationspfad ist. In der Studie wurden jedoch die Auswirkungen eines lokalen Energieausgleichs noch nicht belastbar untersucht.

2 Analyse von Strom- und Gasverteilungsnetzen in Deutschland (AP 2)

Wie in Kapitel 1 aufgezeigt, unterscheiden sich die Versorgungsaufgaben der Verteilungsnetze in Deutschland sehr stark voneinander und sind somit sehr heterogen. Diese Heterogenität lässt sich jedoch nicht nur in der Versorgungsaufgabe wiederfinden, sondern auch in den Netzstrukturen. Ziel dieses Arbeitspaketes ist es daher, typische Stromnetzstrukturen zu identifizieren, auf deren Basis zusammen mit den identifizierten Versorgungsaufgaben repräsentative, reale Netz(gebiete) für die Potenzialbestimmung ermittelt werden. Das methodische Vorgehen ist in Abbildung 2.1 dargestellt.

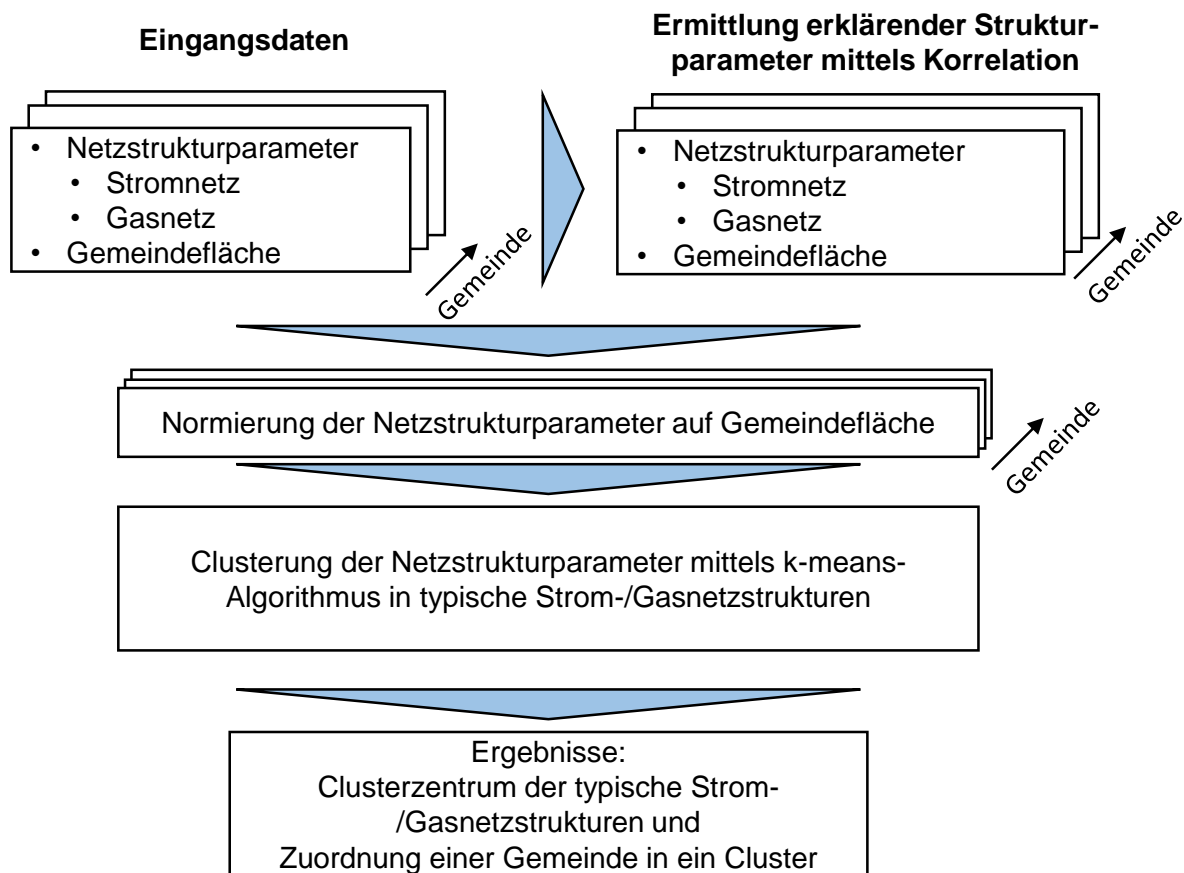


Abbildung 2.1: Methode zur Clusterung der Netzstruktur

Da die Versorgungsaufgabe bereits auf Gemeindeebene geclustert wird, wird für die Netzstruktur-Einordnung ebenfalls eine Auflösung auf Gemeindeebene genutzt. Eingangsdaten zur Identifikation von typischen Stromnetzstrukturen sind dabei die Netzstrukturparameter, die durch die Verteilungsnetzbetreiber erhoben werden. Da es sich hierbei jedoch um mehr als 20 verschiedene Parameter handelt, wird zunächst im Rahmen einer Korrelationsanalyse untersucht, ob sich Parameter nicht durch einen anderen Parameter erklären lassen und somit eine Reduzierung der Anzahl der Strukturparameter ohne großen Informationsverlust möglich ist. Das Ergebnis dieser Korrelationsanalyse ist in Abbildung 2.2 dargestellt.

		Implizit erklärte Variablen								
		Haushaltskunden Anzahl	Gewerbekunden Anzahl	Anzahl RLM-Kunden	Kunden NSP	kW NSP (Jahreshöchstlast)	kW MSP (Jahreshöchstlast)	kW HSP (Jahreshöchstlast)	Umspannstationen MS/NS	MS/NS Installierte Leistung (kVA)
Erklärende Variablen	Stromversorgte Fläche	0,23	0,3	0,34	0,54	0,49	0,2	0,5	0,54	0,45
	Leitungslänge HD	0,36	0,36	0,46	0,13	0,25	0,15	0,32	0,13	0,08
	Leitungslänge MD	0,38	0,42	0,47	0,12	0,14	-0,09	-0,08	0,12	0,13
	Leitungslänge ND	0,93	0,75	0,73	0,37	0,49	0,02	-0,11	0,37	0,37
	kWh NSP	0,46	0,51	0,57	0,87	0,95	0,1	-0,09	0,87	0,93
	kWh MSP	-0,04	0,01	0,04	0,01	0,06	0,99	0,12	0,01	0,01
	kWh HSP	-0,11	-0,1	-0,09	-0,1	-0,08	0,08	0,95	-0,1	-0,09
	MS Kabel (m)	0,11	0,24	0,27	0,39	0,45	0,25	0,12	0,39	0,37
	MS Freileitung (m)	0,07	0,14	0,2	0,41	0,26	0,03	0,08	0,41	0,27
	NS Kabel (m)	0,46	0,5	0,52	0,8	0,92	0,09	-0,11	0,8	0,86
	NS Freileitung (m)	0,27	0,3	0,31	0,7	0,51	-0,12	-0,1	0,7	0,61
	MS/NS Transformatoren	0,36	0,4	0,46	1	0,84	0,06	-0,12	1	0,94
	Trafoleistung MS/NS (kVA)	0,25	0,21	0,23	0,2	0,31	-0,4	-0,26	0,2	0,39

Abbildung 2.2: Ergebnis der Korrelationsanalyse zur Auswahl der Parameter für die Clusteranalyse

Mithilfe dieser Analyse können aus den insgesamt 22 Parametern 13 erklärende Variablen identifiziert werden, die die übrigen 9 Variablen implizit über einen Korrelationskoeffizienten größer 0,7 erklären. Der Korrelationsfaktor liegt zwischen -1 und 1. Es sei erwähnt, dass die Korrelation nicht zwingend auf kausalen Zusammenhängen beruht. So korrelieren beispielsweise die Jahreshöchstlast in der Niederspannung und die Jahresenergiemenge in der Niederspannung in den vorliegenden Daten mit einem Korrelationsfaktor von 0,95. Durch die Korrelationsanalyse können die „implizit erklärten Variablen“ bei der weiteren Analyse entfallen; so werden bspw. die Anzahl Haushalts-, Gewerbe- und RLM-Kunden des Gasnetzes durch die Leitungslänge ND erklärt und werden so weiter berücksichtigt.

Anschließend findet eine Normierung der Parameter auf die stromversorgte Fläche der Gemeinde statt, um einerseits auch diesen Strukturparameter zu berücksichtigen und andererseits, um eine Vergleichbarkeit zwischen den Gemeinden zu sichern. Als weitere Maßnahme zur Vermeidung von Verzerrungen der Strukturparameter und somit zur Gewährleistung der Gleichgewichtung der Strukturparameter erfolgt darauf eine Normierung auf den jeweiligen Maximalwert, sodass der Wertebereich der Ausprägung der Strukturparameter in der nachgelagerten Clusterung zwischen Null und Eins liegt. Die Clusterung erfolgt ebenfalls mit dem k-means-Algorithmus. Tabelle 2.1 fasst die reduzierten zusammengefassten Netzstrukturparameter, die in die Clusterung eingehen, zusammen. Der Verkabelungsgrad liegt per Definition bereits zwischen Null und Eins und muss somit nicht normiert werden. Aufgrund von einzelnen Unvollständigkeits in den vorliegenden Datensätzen gehen letztlich aus den 13 erklärenden Variablen 9 in die Clusteranalyse ein.

Tabelle 2.1: Berücksichtigte Netzstrukturparameter

Gasnetz	<ul style="list-style-type: none"> • Leitungslänge der Mitteldruckebene • Leitungslänge der Niederdruckebene • Anschlussdichte der Mittel- und Niederdruckebene
Stromnetz	<ul style="list-style-type: none"> • Jahresenergiemenge in der Niederspannung • Netzlänge der Mittelspannung • Netzlänge der Niederspannung • Verkabelungsgrad der Niederspannung • Verkabelungsgrad der Mittelspannung • Mittlere Leistung des MS/NS-Transformators

Bei der Wahl der Netzstrukturparameter ist darauf zu achten, dass sowohl stromnetz- als auch gasnetzseitig vergleichbare Netzstrukturparameter gewählt werden und somit eine adäquate Berücksichtigung beider Netzstrukturen erfolgt. Durch die Clusterung ergeben sich vier typische Netzstrukturen und die Clusterzentren sind Abbildung 2.3 zu entnehmen.

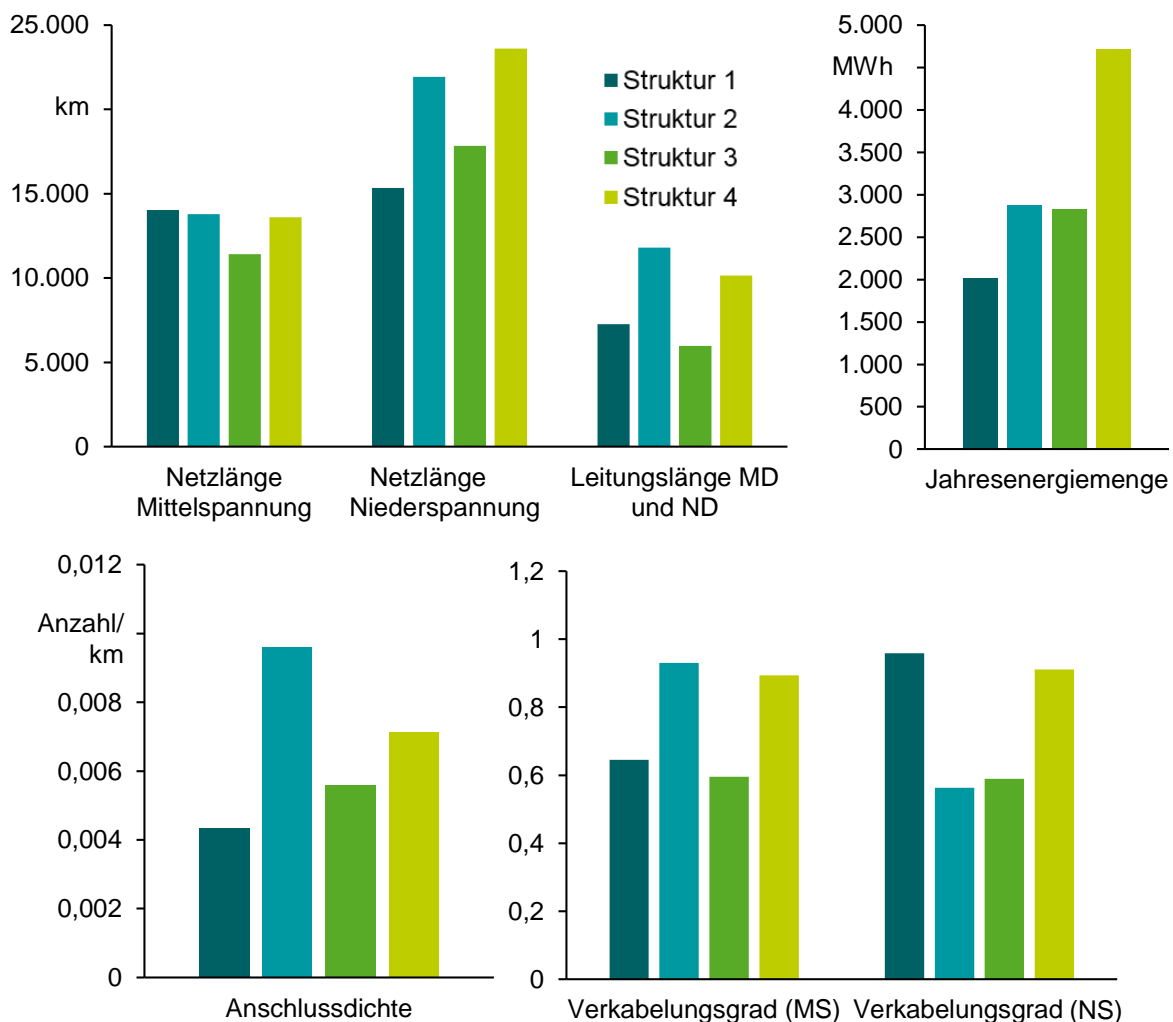


Abbildung 2.3: Clusterzentren der Netzstrukturparameter

Für die Interpretation dieser Netzstrukturklassen sind die wesentlichen Merkmale in nachfolgender Abbildung dargestellt. Unterschieden wird nach geringer, mittlerer und hoher Ausprägung des entsprechenden Merkmals.

3 Auswahl geeigneter realer Strom und Gasnetzstrukturen (AP 3)

Auf Basis der Ergebnisse der Clusterung der Versorgungsaufgabe und der Netzstrukturen werden repräsentative Strom- und Gasnetzstrukturen ausgewählt. Ziel ist es, jede Versorgungsaufgabe und jede Netzstrukturklasse bei den Netzplanungen und Analysen untersuchen zu können. Versorgungsaufgabe 7 wird allerdings nicht weiter berücksichtigt, da der Anteil aller Gemeinden dieser Versorgungsaufgabe kleiner 1% ist. Der Ablauf der Auswahl ist in Abbildung 3.1 abgebildet.

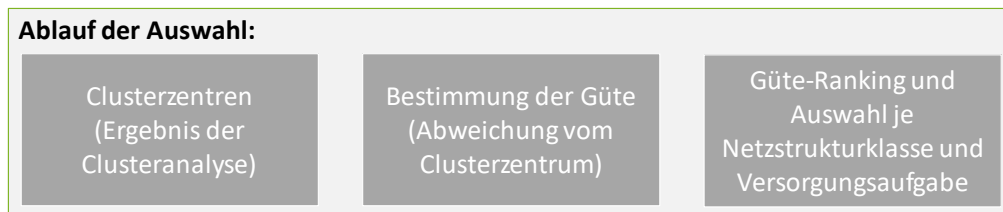


Abbildung 3.1: Ablauf zur Auswahl realer Strom- und Gasnetzstrukturen

Für jede Versorgungsaufgabe werden innerhalb der dominanten Netzstruktur aus Abbildung 2.5 alle Gemeinden hinsichtlich der Güte bewertet. Das heißt, dass für jede Gemeinde die Abweichung zum Clustermittelpunkt bestimmt wird. Anschließend werden die Gemeinden entsprechend ihrer Güte ausgewählt und die Strom- und Gasnetzstrukturen in den nachfolgenden Arbeitspaketen verwendet. So ist sichergestellt, dass die ausgewählten Strukturen die höchste Allgemeingültigkeit bezogen auf die Versorgungsaufgabe und die Netzstrukturklasse besitzen. Die Gemeindennamen werden dabei anonymisiert. Die nachfolgende Tabelle zeigt das Ergebnis dieses Auswahlprozesses. Ausnahme zur beschriebenen Methode stellt die Auswahl der Gemeinde G9 dar (hohe Abweichung vom Clustermittelpunkt). Diese wird allerdings als größte im Rahmen dieser Studie verfügbare Metropolregion zusätzlich in die nachfolgenden Analysen aufgenommen.

Tabelle 3.1: Ergebnis des Güte-Rankings zur Auswahl realer Strom- und Gasnetzstrukturen

Versorgungsaufgabe	Netzstrukturklasse	Gemeinde
1	1	G1
2	2	G2
3	1	G3
4	3	G4
5	1	G5
6	4	G6
8	4	G7
9	4	G8
9	4	G9

Die nachfolgende Karte gibt einen Überblick über die Verortung dieser Gemeinden.

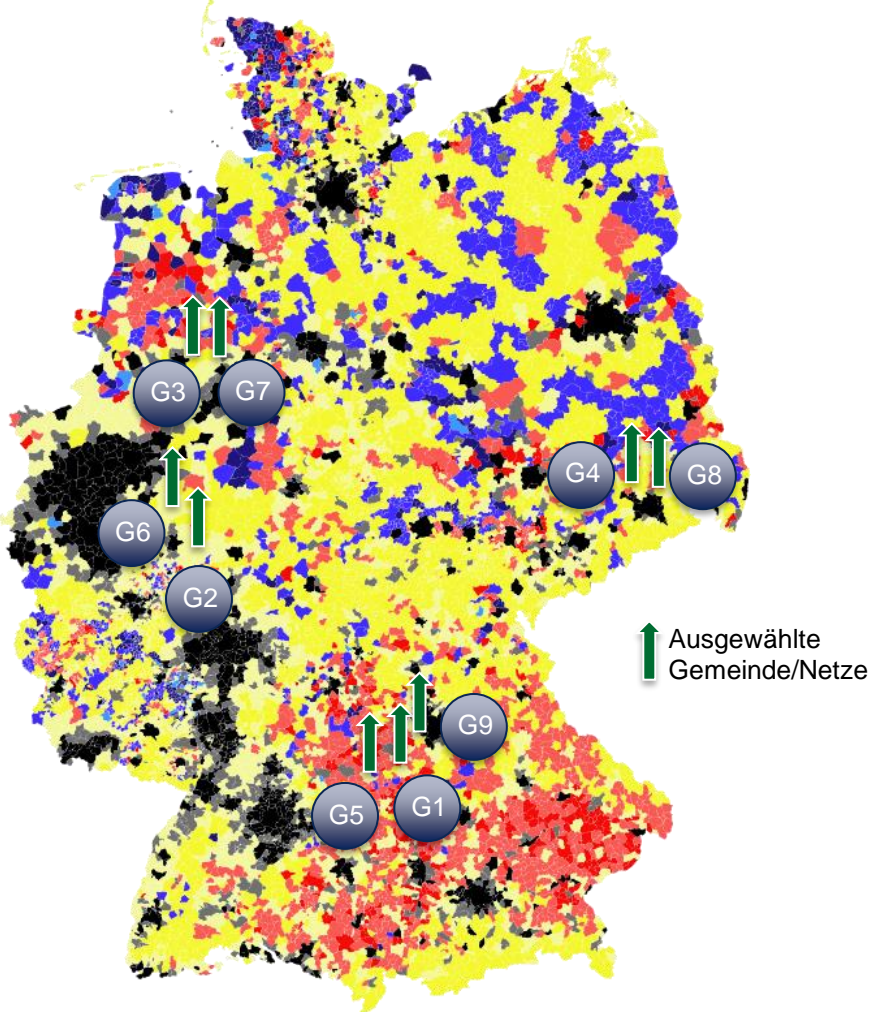


Abbildung 3.2: Verortung der ausgewählten Gemeinden für die Einzelbetrachtung

4 Bestimmung des Power-to-Gas-Potenzials für die repräsentativen realen Versorgungsstrukturen (AP 4)

Die Bestimmung des Power-to-Gas-Potenzials erfolgt in den im Kapitel Hintergrund und Ziele definierten drei Potenzialbereiche „Vermeidung von Netzausbau der Stromverteilnetze (Reduzierung der Netzausbaukosten)“, „Einspeisepotenziale von Wasserstoff und Methan in die Gasverteilnetze“ sowie „Erlösmöglichkeiten von PtG-Anlagen (Spotmarkt)“. Der erste Potenzialbereich (Reduzierung von Stromnetzausbau) wird in Kapitel 4.1 und Kapitel 4.5 behandelt, das Vorgehen zur Ermittlung der Einspeisepotenziale in Gasverteilnetze (Potenzialbereich 2) ist in Kapitel 4.4 beschrieben. Kapitel 4.5.2 legt die Methode zur Bestimmung der Erlösmöglichkeiten dar.

Zur Ermittlung der Einsatzbegrenzungen der Power-to-Gas-Anlagen sowie der möglichen Einsparungen bei Netzausbaukosten durch den Einsatz von Power-to-Gas-Anlagen (Potenzialbereich 1) werden für alle untersuchten Mittelspannungsnetze konventionelle Zielnetzplanungen sowie Zielnetzplanungen unter Berücksichtigung des Einsatzes von PtGA durchgeführt. Die Ergebnisse der Zielnetzplanungen bilden die Ergebnisgrundlage sowohl für die Einschränkungen des Markteinsatzes für jede Power-to-Gas-Anlage als auch zur Quantifizierung der Einsparungen der Netzausbaukosten.

Durch die Berücksichtigung von zwei Szenarien, unterschiedlichen PtGA-Technologien (H₂/CH₄) sowie unterschiedlichen Stützjahren ergeben sich eine Vielzahl von Zielnetzplanungen. Die folgende Darstellung gibt eine Übersicht über die durchgeführten Planungen.

Tabelle 4.1: Durchgeführte Zielnetzplanungsvarianten

Stromnetze	Szenario	Planungstyp	Stützjahr
9 Mittelspannungsnetze (inkl. Standortvarianten)	Mittelwert-szenario	Konventionell	2030
			2050
		Mit PtG (H ₂)	2030
			2050
		Mit PtG (CH ₄)	2030
			2050
	Klimaschutz-szenario	Konventionell	2030
			2050
		Mit PtG (H ₂)	2030
			2050
		Mit PtG (CH ₄)	2030
			2050

Je Mittelspannungsnetz ergeben sich 12 Zielnetzplanungsvarianten; insgesamt wurden mehr als 120 Zielnetzplanungen durchgeführt, da u.a. auch unterschiedliche Standortvarianten (z.B. in G1) untersucht wurden.

4.1 Ökonomische Bewertung der Zielnetzplanungen

Die ökonomische Bewertung dient dazu, die technischen Maßnahmen, die in den unterschiedlichen Netzausbauplanungen durchgeführt werden, zu vergleichen. Da diese Maßnahmen zu unterschiedlichen Investitionszeitpunkten anfallen können, wird die Kapitalwertmethode bei der Ermittlung der Gesamtkosten angewendet, bei der alle zukünftig anfallenden Zahlungen auf einen gemeinsamen Bezugszeitpunkt (Jahr 2018) transformiert, bzw. diskontiert werden. Der dafür notwendige Kalkulationszinssatz wird in Anlehnung an die Planungs- und Betriebsgrundsätze für ländliche Verteilungsnetze verwendet und beträgt 6 % p.a. [15].

Die ökonomische Bewertung umfasst die drei Bestandteile Investitionskosten (CAPEX), Betriebskosten und Restwerte (beide OPEX). Letztere entstehen nur für den Fall, dass zum Ende des Betrachtungszeitraums (Jahr 2050) die statistische Lebensdauer des entsprechenden Betriebsmittels noch nicht erreicht ist. Die Betriebskosten werden in Relation zu den Investitionskosten des entsprechenden Betriebsmittels pro Zeiteinheit berücksichtigt. Bei Betriebsmitteln, die die maximale Lebensdauer während des Betrachtungszeitraums erreichen, wird eine zyklische Erneuerung vorgenommen.

Im Rahmen dieser Studie werden folgenden Positionen im Rahmen der Zielnetzplanungen ökonomisch bewertet:

- Kabelverlegungskosten
- Inbetriebnahme und Materialkosten von Kabeln
- Transformatorkosten bei Neubau/Ersatz
- Stationsneubau
- PtG-Investitionskosten bei Neubau/Ersatz
- PtG-Betriebskosten

Die nachfolgenden Tabellen listen alle in dieser Studie verwendeten Kostensätze auf.

Tabelle 4.2: Kostenpositionen für die Zielnetzplanung

Beschreibung	Typ	Wert	Einheit
Kabelverlegung (Bodenmischwert von 70 % ungefestigtem Boden)	Investition	58.000	€
	Jährliche Betriebskosten	1	% der Investition
	Nutzungsdauer	45	a
Kabelinbetriebnahme	Investition	4.000	€
	Jährliche Betriebskosten	1	% der Investition
	Nutzungsdauer	45	a
Kabelmaterial (VPE, 300 mm ²)	Investition	35.000	€
	Jährliche Betriebskosten	1	% der Investition
	Nutzungsdauer	45	a

Tabelle 4.3: Annahmen zu PtG-Anlagenkosten

Beschreibung	Typ	Wert	Einheit
PtG-H ₂ -Anlage (Installation 2030)	Investition	390	€/kW
	Jährliche Betriebskosten	5	% der Investition
	Nutzungsdauer	15	a
PtG-CH ₄ -Anlage (Installation 2030)	Investition	730	€/kW
	Jährliche Betriebskosten	5	% der Investition
	Nutzungsdauer	15	a
PtG-H ₂ -Anlage (Installation 2050)	Investition	200	€/kW
	Jährliche Betriebskosten	5	% der Investition
	Nutzungsdauer	20	a
PtG-CH ₄ -Anlage (Installation 2050)	Investition	500	€/kW
	Jährliche Betriebskosten	5	% der Investition
	Nutzungsdauer	20	a

Der Betrieb der Power-to-Gas-Anlagen wird mit den Erlösen bewertet, die der Stromverkauf am Spotmarkt erzielen würde. Die Erlöse werden auf Basis einer Strompreiszeitreihe für ein Jahr und pro Jahr konstanten Gaspreisen ermittelt (siehe Abschnitt 4.5.2) und ebenfalls analog zu den anfallenden Netzausbaukosten auf das Jahr 2018 mit dem Kalkulationszinssatz abgezinst.

Die Wirtschaftlichkeitsentscheidung über eine PtG-Anlage fällt dann zugunsten der PtG-Anlage aus, wenn die Investitions- und Betriebskosten der Anlage abzüglich der zu generierenden Erlöse am Spotmarkt über die Lebensdauer der PtG-Anlage sowie eventuell verminderte Netzausbaukosten mit weniger Gesamtkosten verbunden ist als ein Netzausbau ohne den Einsatz von PtG-Anlagen.

4.2 Planung von Stromverteilungsnetzen ohne Power-to-Gas-Anlagen

Im Rahmen dieser Studie liegt bzgl. der Zielnetzplanung im Stromnetz der Schwerpunkt auf dem Vergleich von konventionellem Netzausbau zum Netzausbau unter Berücksichtigung mit PtG-Anlagen. Innovative Zielnetzvarianten, z.B. unter Berücksichtigung von regelbaren Ortsnetztransformatoren, werden nicht untersucht. Der konventionelle Netzausbau umfasst folgende Maßnahmen:

- Änderung der Netztopologie (Trennstellenverlagerung)
- Leitungstausch
- Leitungszubau
- Transformatortausch

Die Methode der konventionellen Zielnetzplanung, wie sie im Rahmen dieser Untersuchung durchgeführt wurde, wird im Folgenden anhand der Abbildung 4.1 erläutert.

Zielnetzplanung Strom

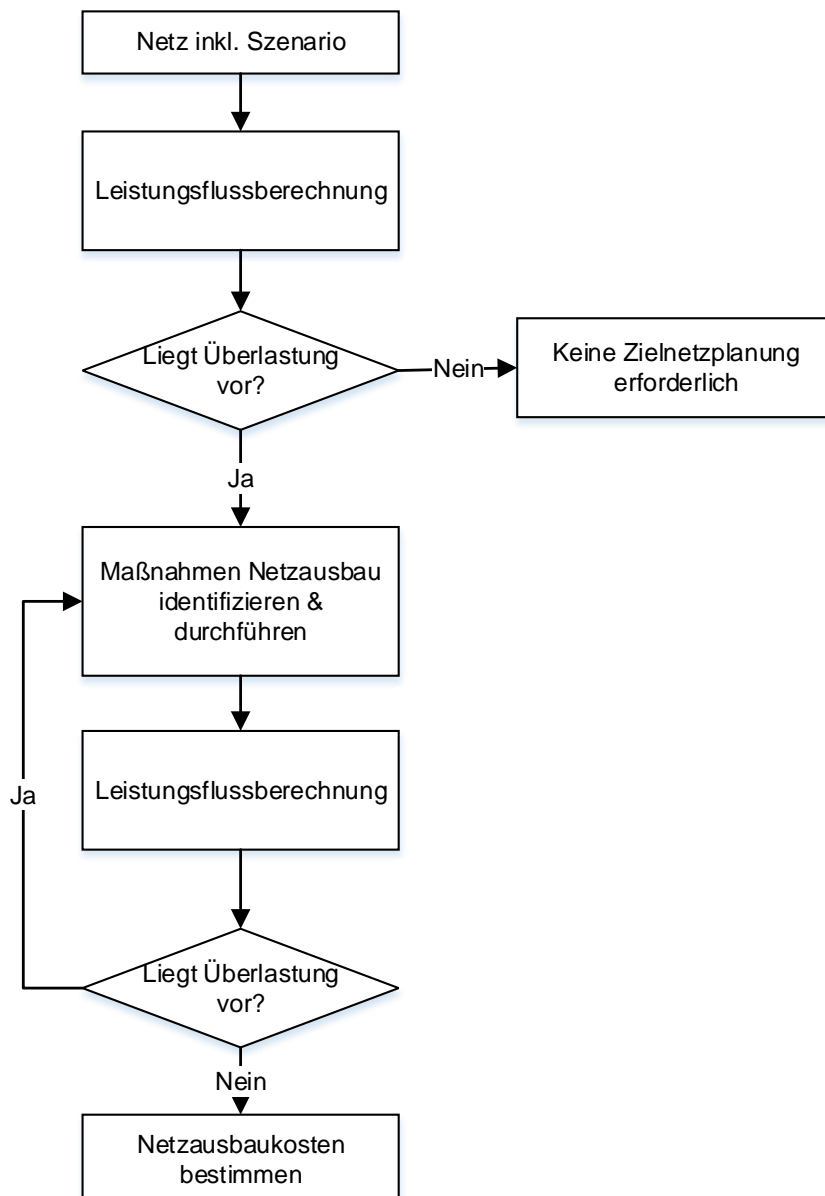


Abbildung 4.1: Flussdiagramm Zielnetzplanung Strom (konventionell)

Im ersten Schritt werden die Anforderungen an das Netz durch das vorliegende Szenario und das vorliegende Stützjahr analysiert. Als Betriebspunkte werden dabei auslegungsrelevante Netznutzungssituationen (NNS), also sowohl Situationen mit hohem Verbrauch (Starklast) als auch Situationen mit hoher Einspeisung (Starkeinspeisung) untersucht (detaillierte Erläuterungen der Netzbetriebssituationen enthält Kapitel 4.5.2). Dieses Vorgehen soll sicherstellen, dass das Netz für alle denkbaren Netznutzungssituationen betriebssicher ausgelegt ist. Die Einbindung von dezentralen Energiewandlungsanlagen (DEA) erfolgt dabei grundsätzlich nicht n-1-sicher. Die Bewertung von Betriebsmittelüberlastungen und Spannungsbandverletzungen anhand der jeweiligen Leistungsflussergebnisse erfolgt nach jeweils gültigen Normen und Richtlinien (z.B. DIN-EN 50160).

Im zweiten Schritt wird, sofern Betriebsmittelüberlastungen und Spannungsbandverletzungen auftreten, das Netz durch die geeignete Auswahl kostenoptimaler Maßnahmen für den

regulären Betrieb ertüchtigt. Im Bereich von Leitungen wird ausschließlich die Verlegung oder der Tausch von Erdkabeln angewendet.

Die Ertüchtigung wird wiederum durch Leistungsflussberechnungen validiert; ggf. werden die Schritte wiederholt, bis das Netz durch Ertüchtigung für das untersuchte Stützjahr betriebssicher ausgelegt ist. Zuletzt werden die Ausbaumaßnahmen ökonomisch bewertet (vgl. Kapitel 4.1). Weitergehende Informationen zur Zielnetzplanung sind in [15] [6] [5] zu finden.

Da der Fokus auf der Analyse von möglichen Netzausbaukosten-Reduktionen durch den Einsatz von PtG-Anlagen liegt, wurden die untersuchten Mittelspannungsnetze ggf. nicht vollständig überplant. Dies tritt dann ein, wenn es Netzgebiete innerhalb der Mittelspannungsnetze gibt, in denen keine Reduktionen der Netzausbaumaßnahmen durch den Einsatz von PtG-Anlagen zu erwarten sind.

4.3 Ermittlung von Grundsätzen zur Bestimmung des Einsatzortes von Power-to-Gas-Anlagen

Für ein möglichst großes stromnetzseitiges Potenzial zur Behebung von DEA-bedingten Grenzwertverletzungen ist potentiell eine möglichst hohe PtG-Anlagenleistung sinnvoll, da diese stromnetzseitig als Last wirkt und somit einspeisebedingte Probleme beheben kann. Gleichzeitig dürfen durch den Betrieb der PtGA keine eigenen stromnetzseitigen Probleme verursacht werden. Dies ist als Randbedingung in die Dimensionierung der PtGA eingeflossen (siehe Abschnitt 4.5.1).

Der geografische Betrachtungsfokus dieser Studie sind Gemeinden. Innerhalb der Gemeinden liegt die größte gasseitige Kapazität (Einspeisepotenzial) für die Einspeisung von erneuerbarem Gas an Gasdruckregelanlagen vor, da diese als zentrale Verteilerpunkte für den Gasbedarf der angeschlossenen Verbraucher fungieren. Zudem kann das Einspeisepotenzial an den GDRA im Vergleich zu einzelnen Gasleitungen verhältnismäßig gut bestimmt werden. In dieser Studie wurden daher alle GDRA, die innerhalb der untersuchten Gemeinden liegen, als potentielle Standorte für PtGA angenommen. Die gasseitige Dimensionierung der H₂- und CH₄-PtGA für alle potentiellen Standorte sind im folgenden Abschnitt beschrieben.

4.4 Analyse der realen Referenznetze des Gassektors

Zur Bestimmung des Power-to-Gas-Potenzials wurden insgesamt neun Gasverteilungsnetze untersucht, die von den Verteilungsnetzbetreibern Main-Donau Netzgesellschaft (MDN), Westnetz und ENSO Netz (ENSO) betrieben werden. Die Referenznetze umfassen dabei Ortschaften von Dörfern und Kleinstädten bis zu Großstädten, die sich jeweils bestimmten Kategorien (typische Netzstruktur und Versorgungsaufgabe) aus der Clusterung (siehe Kapitel 1.1) zuordnen lassen. Durch die hier betrachteten Ortschaften und die jeweils vorhandenen Gasverteilnetze werden alle geclusterten Netzstrukturen und Versorgungsaufgaben abgebildet und untersucht.

Für die Analyse der Referenznetze werden einheitliche Randbedingungen (vgl. Kapitel 4.4.1) zur Gewährleistung der Vergleichbarkeit gewählt, dennoch können sich aufgrund der Datenlage – nur ein Lastgang für mehrere Gemeinden oder fehlende Kenntnis der Verbraucherstruktur – Ungenauigkeiten für manche Netze ergeben.

Weiterhin werden in Kapitel 4.4.4 Möglichkeiten zur Erhöhung der gasnetzseitigen Aufnahmekapazität bzw. der PtG-Potenziale aufgezeigt.

4.4.1 Randbedingungen

Die folgende Aufzählung gibt einen stichpunktartigen Überblick über die Randbedingungen zur Ermittlung des gasseitigen Potenzials. Die einzelnen Methoden und Ergebnisse werden in den jeweiligen Abschnitten genauer erläutert, sofern das notwendig ist.

- Entwicklung der Gasnachfrage nach Nitsch (siehe Kapitel 1.3)
- Keine Unterscheidung der sektorspezifischen Gasnachfrageentwicklung
- Betrachtet werden die Stützjahre 2015 (Basisjahr mit 100 % Gasverbrauch), 2030 (106 %) und 2050 (58 %) gemäß Abbildung 1.12 in Kapitel 1.3
- Alle Abnahmezeitreihen beziehen sich wegen besserer Vergleichbarkeit auf das Wetterjahr 2012
- Ermittlung der Aufnahmekapazität von CH₄ und H₂ für den untertägigen Betrieb von 07:00 bis 19:00 Uhr (siehe anschließende Betrachtungen)
- Bestimmung der Gesamtkapazität der Gemeinden anhand der Summenlast der Gasnachfrage („Flächenpotenzial“) und der GDRA-spezifischen Kapazität anhand des Lastgangs je Anlage bzw. Gasleitung

Vergleichbarkeit der Zeitreihen

Von den Verteilungsnetzbetreibern wurden entweder Zeitreihen stündlicher Messwerte der Durchflüsse von Gas-Druckregelanlagen (GDRA) bzw. RLM-Kunden⁸, Standardlastprofile (SLP) inklusive normierter Verbräuche oder Jahresverbrauchswerte ganzer Leitungsstränge zur Verfügung gestellt.

Um eine einheitliche Bestimmung der PtG-Potenziale zu ermöglichen, wird sowohl für die Strom- als auch die Gasseite das Wetterjahr 2012 verwendet. Da sich die gelieferten Daten der Netzbetreiber teilweise auf unterschiedliche Jahre beziehen, werden alle Zeitreihen, die auf SLP-Werten basieren, unter Verwendung der jeweiligen Tagesmitteltemperaturen von 2012 generiert. Das ermöglicht einen Vergleich der Gaslastgänge unter ähnlichen Witterungsbedingungen.

Die auf Messwerten basierenden Zeitreihen werden unter Berücksichtigung der Wertepaare Tagesgasverbrauch und Tagesmitteltemperatur entsprechend der Tagesmitteltemperaturen des Jahres 2012 modifiziert. Dabei bleiben die jeweiligen Tagesverläufe jedoch erhalten.

Da keine Regression bei fehlenden Extremtemperaturen vorgenommen wird (im Jahr 2012 traten vergleichsweise niedrige Tagesmitteltemperaturen auf), wird der Gasverbrauch für sehr niedrige Temperaturen im Winter 2012 systematisch unterschätzt. Für die Kapazitätsermittlung ist das jedoch irrelevant, da diese vom sommerlichen Schwachlastfall abhängt. Die auslegungsrelevanten Sommertemperaturen (Schwachlastfall) waren in allen

⁸ RLM = Registrierende Leistungsmessung (stündlich)

berücksichtigten Jahren sehr ähnlich, so dass praktisch kein systematischer Fehler mehr auftritt.

Eine Berechnung der Zeitreihen basierend auf Jahresmengen, Temperaturzeitreihen und Standardlastprofilen führt zu einer gewissen Unsicherheit. Zur Gewährleistung der Plausibilität wird das Verhältnis des minimalen zu maximalen Gasflusses geprüft, dies liegt in allen Fällen in der gleichen Größenordnung wie bei vergleichbaren Netzgebieten, für die Zeitreihen verfügbar waren. Eine weitere Unsicherheit entsteht durch die Auswahl der Standardlastprofile. Hier werden nur Profile für Haushalts- und Gewerbekunden berücksichtigt, da Industriekunden i.d.R. an den überlagerten Netzebenen angeschlossen sind. Dies führt, aufgrund der starken Temperaturabhängigkeit, zu geringen Gasflüssen in den Sommermonaten. Falls Industriekunden mit einer temperaturunabhängigen Gasnachfrage in den betrachteten Verteilnetzebenen vorhanden wären, würde dies die Gasflüsse im Schwachlastfall eher anheben und zu größeren Kapazitäten für die Einspeisung erneuerbarer Gase führen. Ähnliches gilt für die Gastankstellen/Gasmobilität. Falls diese auch in den Sommernächten Gas beziehen, z.B. zur Befüllung ihrer Speicher, hätte das positive Auswirkungen auf den Gasfluss im Schwachlastfall.

Aus 2015 stammen die Ist-Daten der Gemeinden, 2012 wurde als konsistentes Wetterjahr für alle Zeitreihen verwendet (also Marktpreise, Anlageneinsatz, EE-Anlageneinsatz, Gasbedarf), sodass Zeitreihen aufeinander abgestimmt sind. Das Wetterjahr 2012 wurde auch für die Jahre 2030 und 2050 herangezogen. Für die Stützjahre 2030 und 2050 werden die Lastgänge gemäß der Gasnachfrageentwicklung nach Nitsch (Kapitel 1.3) mit den Faktoren 106 % bzw. 58 % skaliert.

Bestimmung von Kapazitäten und PtG-Anlagenleistungen

Die ganzjährig verfügbare Kapazität eines Gasnetzes zur Aufnahme von Wasserstoff oder Methan (SNG) aus Power-to-Gas-Anlagen wird prinzipiell durch die minimal auftretende Last in der Schwachlaststunde begrenzt. Der Schwachlastwert entspricht dem maximalen Einspeisevolumenstrom von Methan, da dieses das vorhandene Grundgas (in guter Näherung) substituiert und in Abhängigkeit in den einzelnen Betrachtungsjahren angenommenen maximal zulässigen Wasserstoffkonzentrationen im Gasnetz den maximalen H₂-Einspeisevolumenstrom bestimmt.

Kapazitätsbegrenzende Effekte, die durch wasserstoffempfindliche Kunden (z. B. Erdgastankstellen⁹, Gasturbinen, etc.) oder die Gewährleistung der Gasabrechnung auftreten können, bleiben unberücksichtigt, da diese netzindividuell auftreten und sich durch Technologiefortschritt oder Regelwerksänderungen verändern können.

Kapazitätserhöhende Effekte durch optimierten Netzbetrieb oder Zwischenspeicherung bleiben bei der Potenzialbestimmung ebenfalls unberücksichtigt, werden aber in Kapitel 4.4.4 diskutiert.

⁹ CNG-Tanks von Erdgasfahrzeugen sind lediglich für H₂-Konzentrationen von 2 Vol.-% ausgelegt

Aus den jeweiligen Einspeisevolumenströmen, den Brennwerten von H₂ und CH₄ sowie den Gesamtwirkungsgraden der PtG-Anlagen (siehe Tabelle 4.4) ergeben sich letztendlich die elektrischen Anlagenleistungen, welche jederzeit zur Entlastung des Stromnetzes zur Verfügung stehen. Für die Einspeisung von Wasserstoff wurden maximal zulässige H₂-Konzentrationen von 2, 10 und 15 Vol.-% betrachtet.

Tabelle 4.4: Produktgasbrennwerte und Wirkungsgrade der PtG-Anlagen

	Brennwert Produktgas [kWh/m ³ i.N.]	Wirkungsgrad (gesamt) [%]
PtGA-H ₂	3,54	75
PtGA-CH ₄	11,06	60

Um die typischerweise geringen PtG-Potenziale von Ortsverteilungsnetzen zu erhöhen, wird in dieser Studie nur der untertägige Betrieb zwischen 07:00 und 19:00 Uhr für die Ermittlung der relevanten gasnetzseitigen Kapazitäten bzw. der installierbaren Anlagenleistungen berücksichtigt. Diese werden anschließend für die stromnetzseitigen Betrachtungen verwendet, können sich aber ggf. durch dortige Netzrestriktionen verringern. Durch die zeitliche Begrenzung der Betrachtung auf die Tagesstunden werden sowohl dem zeitlichen Auftreten von PV-Peaks Rechnung getragen als auch die für die Anlagenauslegung relevante Minimallast erhöht, da die tatsächliche minimale Last bei Verteilungsnetzen üblicherweise nachts auftritt (geringster Wärmebedarf).

Abbildung 4.2 zeigt den Lastgang von G1 für drei Tage im Sommer sowie die prinzipielle Auswirkung einer Anlagenauslegung auf den untertägigen Betrieb anstelle des ganztägigen Betriebes. Im betrachteten Zeitraum erhöht sich die auslegungsrelevante minimale Last von 5,8 auf 11,2 m³/h i.N., wenn auf die ganztägige Einspeisung bei Nennleistung verzichtet wird. Das entspricht einer Erhöhung der Anlagenleistung um den Faktor 1,9. Für viele Netze ergibt sich sogar eine Verdopplung der Anlagenleistung. Liegt die Gasabnahme des Netzes von 19:00 bis 07:00 Uhr unter 11,2 m³/h i.N., kann die PtG-Anlage bei Bedarf je nach Marktsituation (z. B. niedrige Strompreise) im Teillastbetrieb weiterbetrieben werden.

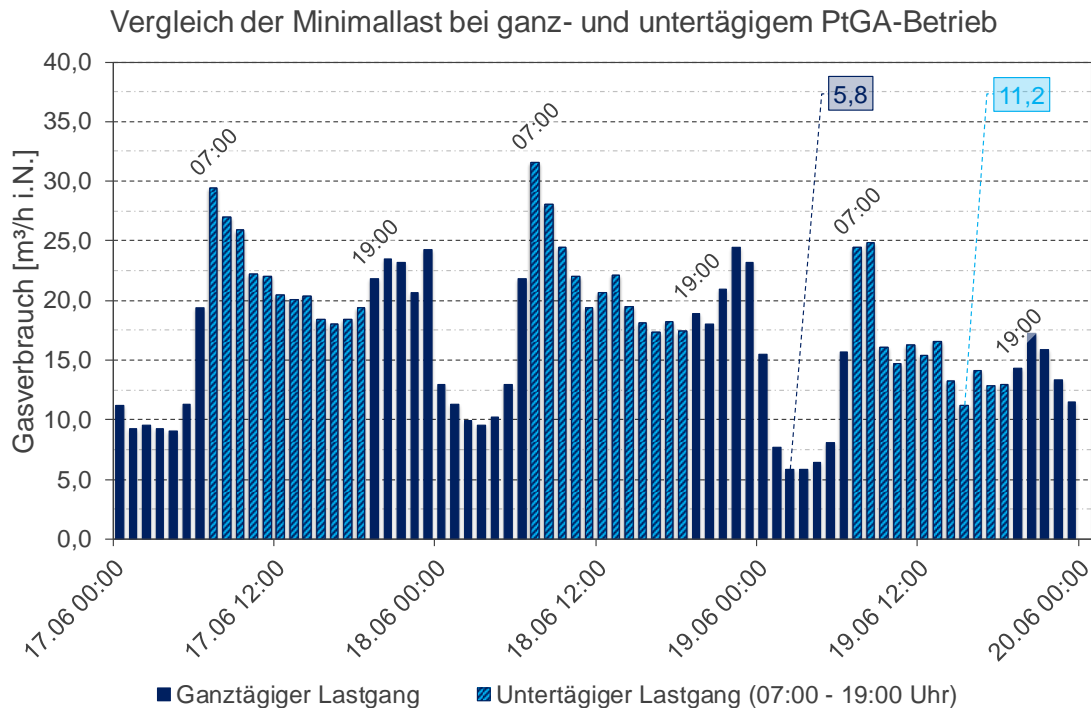


Abbildung 4.2: Erhöhung der auslegungsrelevanten Minimallast durch Beschränkung auf untertägigen Betrieb. Dreitagesausschnitt aus Lastgang G1

4.4.2 Gasverteilungsnetze

In diesem Kapitel werden die Gasreferenznetze kurz vorgestellt und die sich aus dem Gesamtlastgang bzw. aus den Einzellastgängen ergebenden gasnetzseitigen PtG-Potenziale (installierbare elektrische Anlagenleistungen) je Gemeinde bestimmt. Es handelt sich um folgende neun Gasverteilungsnetze mit ihrer jeweiligen Versorgungsaufgabe und Zuordnung zu einer Netzstrukturklasse (siehe Abschnitt 3):

Gemeinde	Versorgungsaufgabe	Netzstrukturklasse
G1	1	1
G2	2	2
G3	3	1
G4	4	3
G4'	4	3
G5	5	1
G6	6	4
G7	8	4
G8	9	4
G9	9	4

Gasverteilungsnetz der Stadt G1

Das Mitteldrucknetz von G1 wird von nur einer GDRA gespeist, die über eine DP 10 bzw. DP 4 Leitung versorgt wird, welche außerdem noch vier weitere Gemeinden mit Gas versorgt. Das Ortsnetz ist ein ländlich geprägtes Gasverteilungsnetz mit geringer Last und stark

temperaturabhängiger Gasnachfrage. Es lässt sich in die Netzstrukturklasse 1 mit der Versorgungsaufgabe 1 einordnen.

Es werden 329 Kunden versorgt, davon sind der überwiegende Anteil Haushalte (93 %), die restlichen 7 % entfallen auf den Bereich Gewerbe, Handel und Dienstleistungen (GHD). Die Anschlussdichte im 18 km langen MD-Netz beträgt 6,8 Anschlüsse je Kilometer Leitung. Diese und weitere Netzstrukturparameter sind Tabelle 4.5 und Tabelle 4.6 zu entnehmen.

Tabelle 4.5: Netzstruktur Gasnetz G1

Netzstrukturparameter	Wert
Leitungslänge MD [km]	18,2
Anzahl Versorgungsobjekte	895
Anzahl Gasnetzanschlüsse	335
Anschlussgrad [%]	37
Anschlüsse pro km Leitung	18,1

Tabelle 4.6: Kundenstruktur Gasnetz G1

Verbrauchergruppe	Anzahl	Anteil [%]
Haushaltskunden	306	93
Gewerbekunden	23	7
RLM-Kunden	0	0

Die zugrundeliegende Messwertzeitreihe aus dem Jahr 2016 bildet die Summenlast aller fünf Gemeinden ab, weshalb der anteilige Lastgang von G1 anhand des Anteils der Gasnetzanschlüsse dieses Ortsnetzes abgeschätzt wird. Abbildung 4.3 zeigt den auf das Jahr 2012 bezogenen stündlichen Gaslastgang. Durch die geringen Gasflüsse im Sommer wird die Menge einspeisebarer Gase stark begrenzt.

Lastgang Gasverteilnetz G1

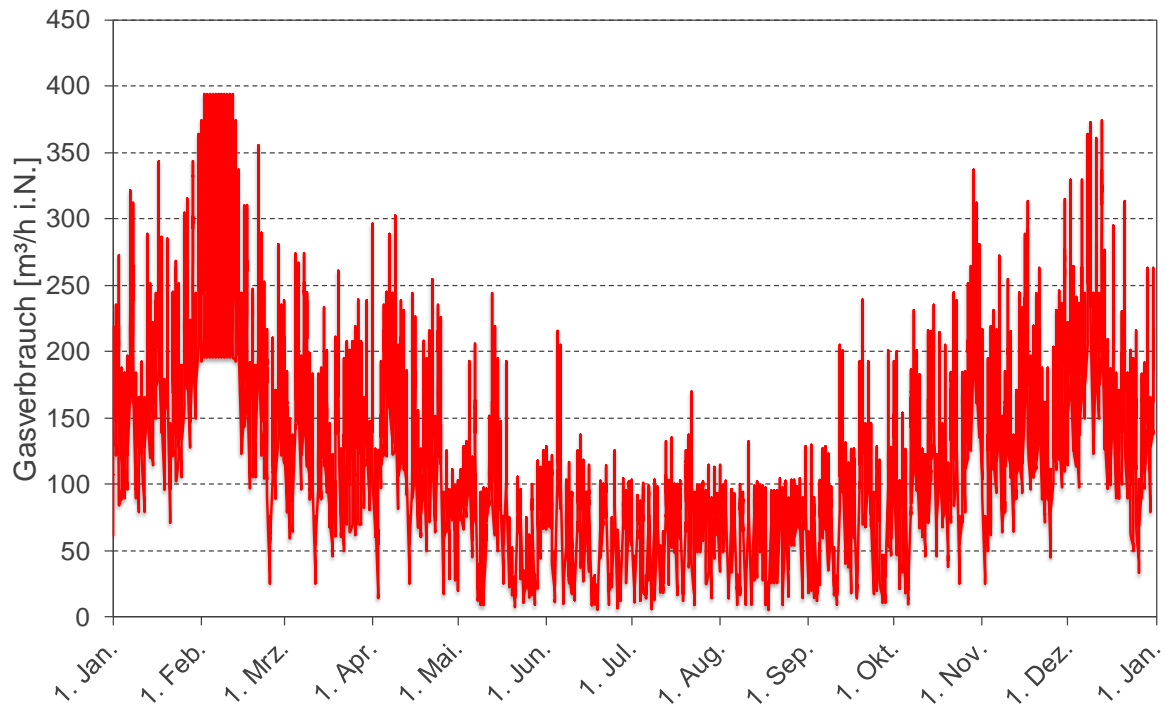


Abbildung 4.3: Abgeschätzter stündlicher Gaslastgang der Stadt G1 2012

Tabelle 4.7 enthält die aus dem Lastgang der jeweiligen Referenzjahre resultierenden gasnetzseitigen Potenziale sowohl für den ganztägigen, als auch den untertägigen Betrieb, durch den die PtGA-Leistung verdoppelt werden kann. Dennoch bleiben die installierbaren elektrischen Leistungen mit maximal 9 und 218 kW für Wasserstoff- bzw. Methaneinspeisung, wie für ländlich geprägte Ortsnetze wegen der geringen Gasnachfrage zu erwarten, gering.

Tabelle 4.7: Max. und min. Summenlast und resultierende elektr. Anlagenleistungen aus ganz- und untertägigem Lastgang der Jahre 2015, 2030, 2050

	Jahr	Gasflüsse [m³/h i.N.]		PtG-H ₂ Nennleistungen für max. zul. H ₂ -Konzentrationen [kW]			PtG-CH ₄ Nennleistung [kW]
		Max.	Min.	2 Vol.-%	10 Vol.-%	15 Vol.-%	
Lastgang ganztägig 0 ⁰⁰ - 24 ⁰⁰	2015	393,7	5,6	0,5	2,8	4,4	103,7
	2030	416,6	6,0	0,6	3,0	4,7	109,7
	2050	227,7	3,3	0,3	1,6	2,6	60,0
Lastgang untertägig 7 ⁰⁰ - 19 ⁰⁰	2015	393,7	11,2	1,1	5,7	8,8	206,0
	2030	416,6	11,8	1,1	6,0	9,3	218,0
	2050	227,7	6,5	0,6	3,3	5,1	119,2

Gasverteilungsnetz der Gemeinde G2

Das etwa 34 km lange Mitteldrucknetz von G2 setzt sich aus drei Teilnetzen zusammen, die von jeweils einer GDRA aus einer Hochdruckleitung gespeist werden. Es gehört der

Netzstrukturklasse 2 mit der Versorgungsaufgabe 2 an. Anzahl, Art und Lage der Gaskunden sind unbekannt.

Der stündliche Verlauf des Gesamtlastgangs der Gemeinde wurde basierend auf dem Jahresgasverbrauch und der Tagesmitteltemperaturen des Jahres 2012 anhand von Standardlastprofilen für Haushalts- und Gewerbekunden abgeschätzt, die Einzellastgänge der drei Teilnetze ergeben sich anteilig nach dem entsprechenden Verbrauch (siehe Abbildung 4.4).

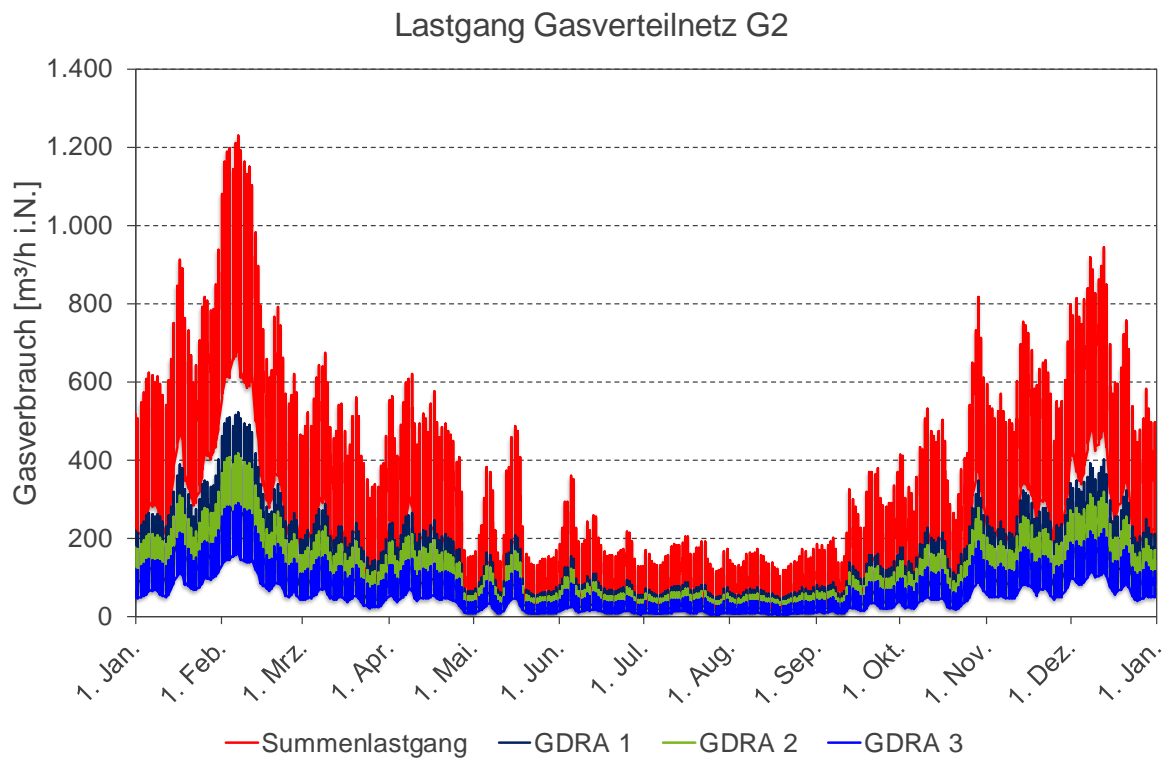


Abbildung 4.4: Abgeschätzter stündlicher Gaslastgang der Gemeinde G2 2012

Das gasnetzseitige Gesamtpotenzial bzw. die Einzelpotenziale für Wasserstoff- und Methaneinspeisung an den drei GDRA sind für den ganz- und untertägigen Betrieb als installierbare elektrische Anlagenleistungen in Tabelle 4.8 bis Tabelle 4.11 aufgeführt.

Entsprechend der deutlich temperaturabhängigen Gasabnahme erreicht die Gemeinde ein mittelhohes gasnetzseitiges Gesamtpotenzial unter den untersuchten Referenznetzen. Die Einführung des untertägigen Betriebes führt zu einer Erhöhung der installierbaren elektrischen Anlagenleistung um das 2,4-fache auf maximal 41 kW für Wasserstoff- und 952 kW für Methaneinspeisung.

Tabelle 4.8: Maximale und minimale Summenlast und resultierende Anlagenleistungen aus ganz- und untertägigem Lastgang der Jahre 2015, 2030, 2050

	Jahr	Gasflüsse [m³/h i.N.]		PtG-H ₂ Nennleistungen für max. zul. H ₂ -Konzentrationen [kW]			PtG-CH ₄ Nennleistung [kW]
		Max.	Min.	2 Vol.-%	10 Vol.-%	15 Vol.-%	
Lastgang ganztägig 0 ⁰⁰ - 24 ⁰⁰	2015	1.227,3	20,8	2,0	10,5	16,4	382,7
	2030	1.298,7	22,0	2,1	11,1	17,3	404,9
	2050	709,9	12,0	1,1	6,1	9,5	221,3
Lastgang untertägig 7 ⁰⁰ - 19 ⁰⁰	2015	1.166,8	48,8	4,7	24,7	38,5	899,5
	2030	1.234,7	51,6	4,9	26,2	40,7	951,9
	2050	674,9	28,2	2,7	14,3	22,3	520,3

Tabelle 4.9: Maximale und minimale Last an GDRA 1 und resultierende Anlagenleistungen aus ganz- und untertägigem Lastgang der Jahre 2015, 2030, 2050

	Jahr	Gasflüsse [m³/h i.N.]		PtG-H ₂ Nennleistungen für max. zul. H ₂ -Konzentrationen [kW]			PtG-CH ₄ Nennleistung [kW]
		Max.	Min.	2 Vol.-%	10 Vol.-%	15 Vol.-%	
Lastgang ganztägig 0 ⁰⁰ - 24 ⁰⁰	2015	522,3	8,8	0,8	4,5	7,0	162,9
	2030	552,7	9,3	0,9	4,7	7,4	172,3
	2050	302,1	5,1	0,5	2,6	4,0	94,2
Lastgang untertägig 7 ⁰⁰ - 19 ⁰⁰	2015	496,6	20,8	2,0	10,5	16,4	382,8
	2030	525,5	22,0	2,1	11,1	17,3	405,1
	2050	287,2	12,0	1,1	6,1	9,5	221,4

Tabelle 4.10: Maximale und minimale Last an GDRA 2 und resultierende Anlagenleistungen aus ganz- und untertägigem Lastgang der Jahre 2015, 2030 u. 2050

	Jahr	Gasflüsse [m³/h i.N.]		PtG-H ₂ Nennleistungen für max. zul. H ₂ -Konzentrationen [kW]			PtG-CH ₄ Nennleistung [kW]
		Max.	Min.	2 Vol.-%	10 Vol.-%	15 Vol.-%	
Lastgang ganztägig 0 ⁰⁰ - 24 ⁰⁰	2015	416,3	7,0	0,7	3,6	5,6	129,8
	2030	440,6	7,5	0,7	3,8	5,9	137,4
	2050	240,8	4,1	0,4	2,1	3,2	75,1
Lastgang untertägig 7 ⁰⁰ - 19 ⁰⁰	2015	395,8	16,6	1,6	8,4	13,1	305,2
	2030	418,9	17,5	1,7	8,9	13,8	322,9
	2050	228,9	9,6	0,9	4,8	7,5	176,5

Tabelle 4.11: Maximale und minimale Last an GDRA 3 und resultierende Anlagenleistungen aus ganz- und untertägigem Lastgang der Jahre 2015, 2030 u. 2050

	Jahr	Gasflüsse [m ³ /h i.N.]		PtG-H ₂ Nennleistungen für max. zul. H ₂ -Konzentrationen [kW]			PtG-CH ₄ Nennleistung [kW]
		Max.	Min.	2 Vol.-%	10 Vol.-%	15 Vol.-%	
Lastgang ganztäglich 0 ⁰⁰ - 24 ⁰⁰	2015	288,6	4,9	0,5	2,5	3,8	90,0
	2030	305,4	5,2	0,5	2,6	4,1	95,2
	2050	166,9	2,8	0,3	1,4	2,2	52,1
Lastgang untertägig 7 ⁰⁰ - 19 ⁰⁰	2015	274,4	11,5	1,1	5,8	9,0	211,5
	2030	290,3	12,1	1,2	6,1	9,6	223,8
	2050	158,7	6,6	0,6	3,4	5,2	122,4

Gasverteilungsnetz der Gemeinde G3

Das zusammenhängende Mitteldrucknetz der Gemeinde G3 hat eine Länge von etwa 49 km und wird über eine GDRA gespeist. Es lässt sich der Netzstrukturklasse 2 und der Versorgungsaufgabe 3 zuordnen. Da keine weiteren Daten zur Kundenstruktur vorliegen, wird der Lastgang anhand der Tagesmitteltemperaturen von 2012 und des Jahresgasverbrauchs über Standardlastprofile für Haushalte und Gewerbe bestimmt. Abbildung 4.5 zeigt den entsprechenden Verlauf.

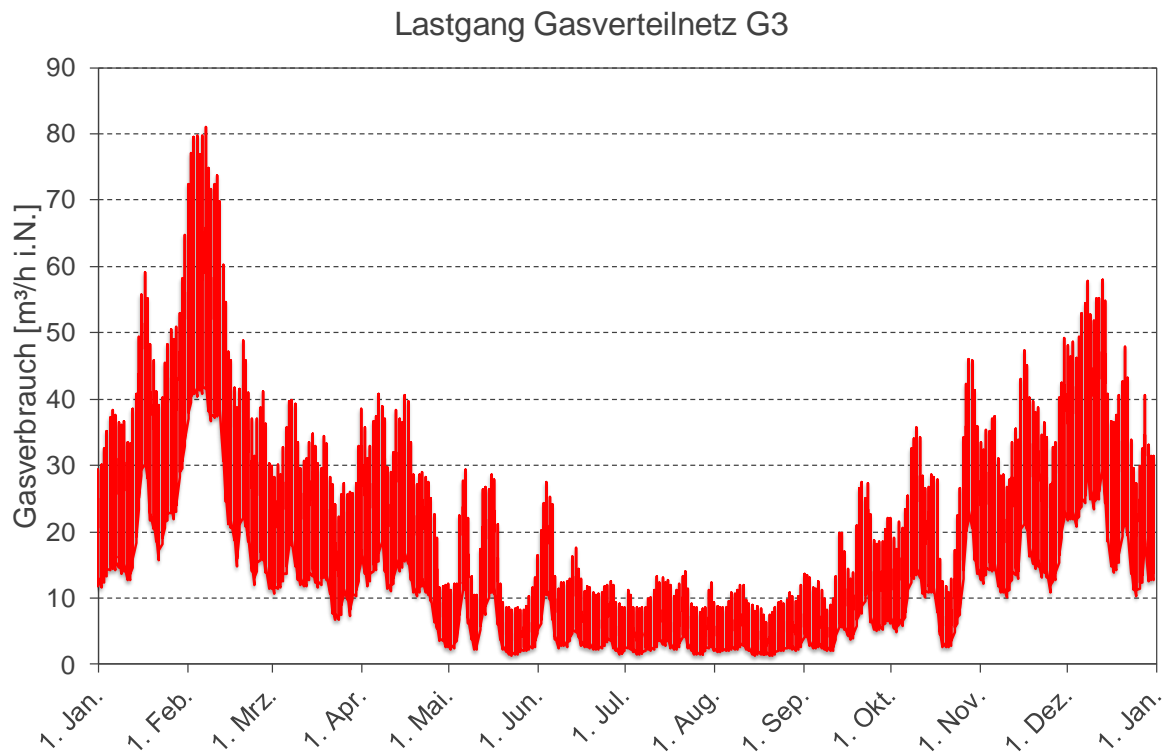


Abbildung 4.5: Abgeschätzter stündlicher Gaslastgang der Gemeinde G3 2012

G3 bietet bei der Berücksichtigung des untertägigen Betriebes von PtG-Anlagen ein 2,2-fach erhöhtes PtG-Potenzial gegenüber einer ganztägigen Verfügbarkeit (Tabelle 4.12). Daraus ergibt sich ein sehr geringes maximales gasnetzseitiges Potenzial von 2 kW für die Wasserstoffeinspeisung und 56 kW für die Einspeisung von Methan.

Tabelle 4.12: Maximale und minimale Summenlast und resultierende Anlagenleistungen aus ganz- und untertäglichem Lastgang der Jahre 2015, 2030 u. 2050

	Jahr	Gasflüsse [m³/h i.N.]		PtG-H ₂ Nennleistungen für max. zul. H ₂ -Konzentrationen [kW]			PtG-CH ₄ Nennleistung [kW]
		Max.	Min.	2 Vol.-%	10 Vol.-%	15 Vol.-%	
Lastgang ganztägig 0 ⁰⁰ - 24 ⁰⁰	2015	81,1	1,3	0,1	0,7	1,0	24,1
	2030	85,8	1,4	0,1	0,7	1,1	25,5
	2050	46,9	0,8	0,1	0,4	0,6	13,9
Lastgang untertäglich 7 ⁰⁰ - 19 ⁰⁰	2015	74,9	2,9	0,3	1,4	2,3	52,7
	2030	79,3	3,0	0,3	1,5	2,4	55,8
	2050	43,3	1,7	0,2	0,8	1,3	30,5

Gasverteilungsnetz der Gemeinde G4

Das Gasverteilungsnetz der Gemeinde G4 ist knapp 23 km lang, wird im Niederdruck betrieben und kann der Netzstrukturklasse 3 sowie der Versorgungsaufgabe 4 zugeordnet werden. Die 438 Gasnetzanschlüsse entfallen zu 97 % auf Haushaltskunden und zu 3 % auf Gewerbekunden. Das Netz weist 19,3 Anschlüsse pro km Leitung auf. Die Netzstruktur- und Kundenstrukturdaten sind Tabelle 4.13 und Tabelle 4.14 zu entnehmen.

Das Ortsnetz von G4 wird aus dem Ortsnetz der Gemeinde Weinböhlä heraus versorgt, welches von einer GDRA gespeist wird. Als möglicher Standort für eine PtG-Anlage dient daher die Leitung, die das Ortsnetz von Weinböhlä mit dem von G4 verbindet.

Tabelle 4.13: Netzstruktur Gasnetz G4

Netzstrukturparameter	Wert
Leitungslänge ND [km]	22,7
Anzahl Gasnetzanschlüsse	438
Anschlüsse pro km	19,3

Tabelle 4.14: Kundenstruktur Gasnetz G4

Verbrauchergruppe	Anzahl	Anteil [%]
Haushaltskunden	412	97
Gewerbekunden	13	3
RLM-Kunden	0	0

Der durch den hohen Anteil an SLP-Kunden stark temperaturabhängige Lastgang des Jahres 2012 ist in Abbildung 4.6 dargestellt.

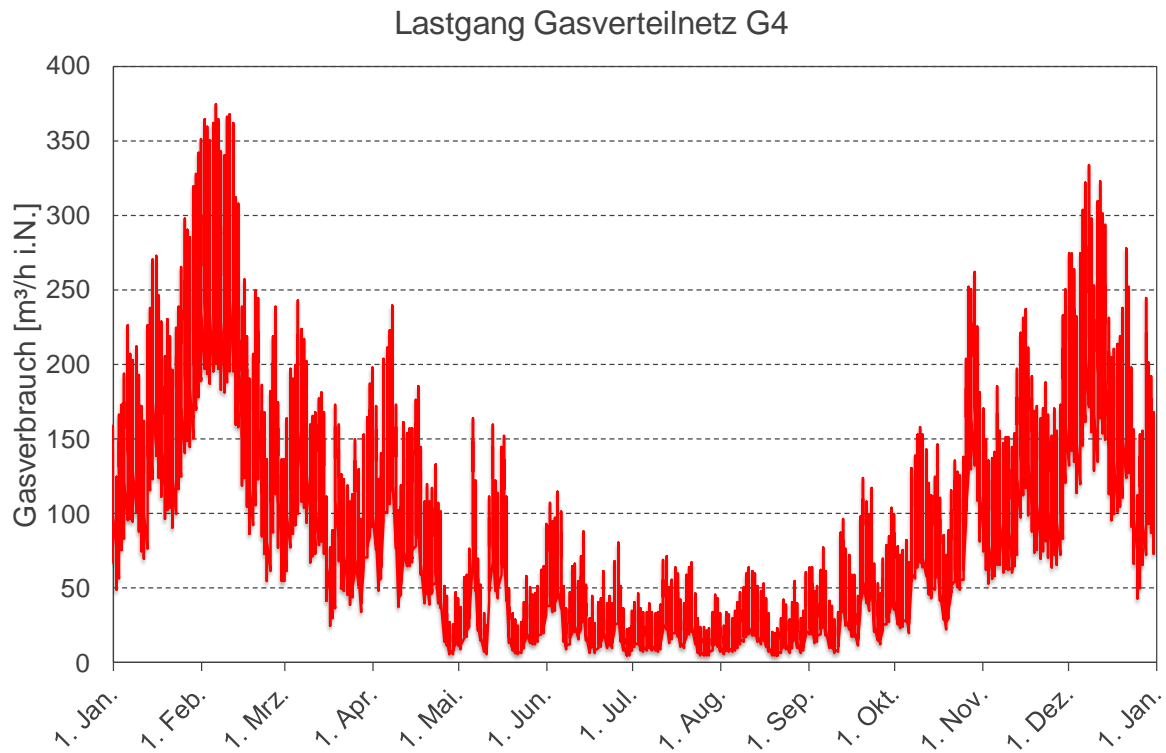


Abbildung 4.6: Stündlicher Gaslastgang der Gemeinde G4 2012

Basierend auf diesem Lastgang ergeben sich die in Tabelle 4.15 aufgeführten gasnetzseitigen Potenziale. Der untertägige Betrieb ermöglicht im Vergleich zum ganztägigen Betrieb 2,3-fach höhere installierbare elektrische Leistungen, die für die Einspeisung von Wasserstoff maximal 9 kW und für die Methaneinspeisung maximal 216 kW betragen. Das entspricht einem geringen gasnetzseitigen Gesamtpotenzial in Bezug auf die Referenznetze.

Tabelle 4.15: Maximale und minimale Summenlast und resultierende Anlagenleistungen aus ganz- und untertägigem Lastgang der Jahre 2015, 2030, 2050

	Jahr	Gasflüsse [m³/h i.N.]		PtG-H ₂ Nennleistungen für max. zul. H ₂ -Konzentrationen [kW]			PtG-CH ₄ Nennleistung [kW]
		Max.	Min.	2 Vol.-%	10 Vol.-%	15 Vol.-%	
Lastgang ganztägig 0 ⁰⁰ - 24 ⁰⁰	2015	374,3	4,8	0,5	2,4	3,8	88,1
	2030	396,1	5,1	0,5	2,6	4,0	93,2
	2050	216,5	2,8	0,3	1,4	2,2	51,0
Lastgang untertägig 7 ⁰⁰ - 19 ⁰⁰	2015	374,3	11,1	1,1	5,6	8,7	204,1
	2030	396,1	11,7	1,1	5,9	9,2	215,9
	2050	216,5	6,4	0,6	3,2	5,0	118,0

Gasverteilungsnetz der Gemeinde G5

Die Gemeinde G5 weist das kleinste Gasnetz aller Referenznetze auf, welches über insgesamt 7 km Mitteldruckleitungen verfügt und 78 Gasverbraucher versorgt, von denen 91 % Haushaltskunden und 9 % Gewerbekunden sind (siehe Tabelle 4.16 und Tabelle 4.17). Das Netz gehört der Netzstrukturklasse 1 mit der Versorgungsaufgabe 5 an.

Daraus ergibt sich eine Anschlussdichte von 11,1 Anschlüssen pro Kilometer. Der Anschlussgrad (Anteil der ans Gasnetz angeschlossenen Gebäude) ist mit 10 % sehr gering.

Tabelle 4.16: Netzstruktur Gasnetz G5

Netzstrukturparameter	Wert
Leitungslänge MD [km]	7,0
Anzahl Versorgungsobjekte	748
Anzahl Gasnetzanschlüsse	78
Anschlussgrad [%]	10
Anschlüsse pro km Leitung	11,1

Tabelle 4.17: Kundenstruktur Gasnetz G5

Verbrauchergruppe	Anzahl	Anteil [%]
Haushaltskunden	71	91
Gewerbekunden	7	9
RLM-Kunden	0	0

Durch die geringe Anzahl an Verbrauchern, die ausschließlich aus SLP-Kunden besteht, ergibt sich folglich eine geringe Gesamtlast.

Der Lastgang von G5 entspricht dem anteiligen Verlauf eines im Jahr 2016 gemessenen Gesamtlastgangs aus zwei Gemeinden und einem RLM-Kunden, für den keine separate Zeitreihe zur Verfügung steht. Die Anteile wurden anhand der einzelnen Jahresverbräuche ermittelt. Da der Anteil von G5 lediglich 2 % und der des RLM-Kunden 95 % beträgt, wird der Verlauf des Lastgangs stark vom Verbrauchsverhalten des RLM-Kunden dominiert. Der Lastgang weist trotzdem eine starke Temperaturabhängigkeit auf und verläuft vergleichbar zu anderen Gemeinden. Falls der RLM-Kunde auch im Sommer einen hohen Gasbedarf hat, wird die minimale Lastfluss und damit die gasnetzseitige Kapazität in dieser Betrachtung eher überschätzt.

Der an das Wetterjahr 2012 angepasste Lastgang ist in Abbildung 4.7 zu sehen.

Lastgang Gasverteilnetz G5

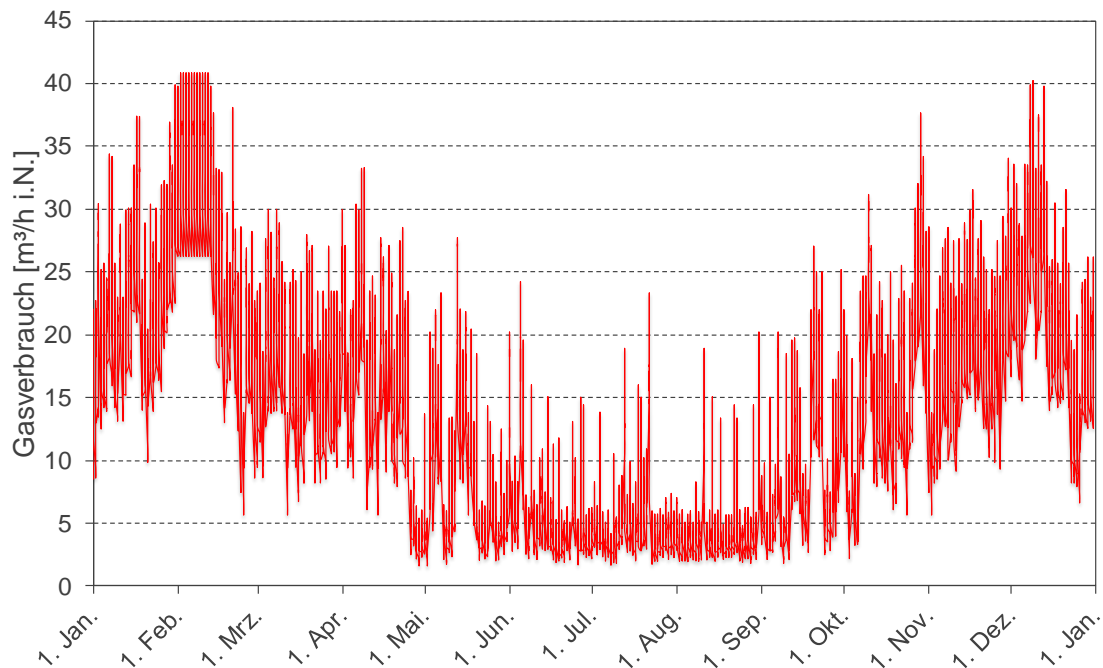


Abbildung 4.7: Abgeschätzter stündlicher Gaslastgang der Gemeinde G5 2012

Die gasnetzseitigen PtG-Potenziale für G5 sind für den untertägigen Betrieb um den Faktor 1,7 höher als bei Berücksichtigung des ganztägigen Lastgangs, bleiben aber mit maximal 2,3 kW (H₂) bzw. maximal 53 kW (CH₄) die geringsten aller Referenznetze. Die für den jeweiligen Fall installierbare elektrische Anlagenleistung ist Tabelle 4.18 zu entnehmen.

Tabelle 4.18: Maximale und minimale Summenlast und resultierende Anlagenleistungen aus ganz- und untertägigem Lastgang der Jahre 2015, 2030 u. 2050

	Jahr	Gasflüsse [m ³ /h i.N.]		PtG-H ₂ Nennleistungen für max. zul. H ₂ -Konzentrationen [kW]			PtG-CH ₄ Nennleistung [kW]
		Max.	Min.	2 Vol.-%	10 Vol.-%	15 Vol.-%	
Lastgang ganztägig 0 ⁰⁰ - 24 ⁰⁰	2015	40,8	1,6	0,2	0,8	1,3	30,2
	2030	43,2	1,7	0,2	0,9	1,4	32,0
	2050	23,6	0,9	0,1	0,5	0,7	17,5
Lastgang untertägig 7 ⁰⁰ - 19 ⁰⁰	2015	40,8	2,7	0,3	1,4	2,1	50,1
	2030	43,2	2,9	0,3	1,5	2,3	53,0
	2050	23,6	1,6	0,2	0,8	1,2	29,0

Gasverteilungsnetz der Stadt G6

Das 42 km lange Mitteldrucknetz der Stadt G6 unterteilt sich in zwei Teilnetze, deren Jahresverbrauch 8 bzw. 92 % des Gesamtverbrauchs ausmacht. Entsprechend stark unterscheidet sich auch die Höhe der Einzellastgänge der beiden GDRA, welche die Teilnetze aus einer HD-Leitung speisen (siehe Abbildung 4.8).

Daten zur Kundenstruktur und Verteilung stehen nicht zur Verfügung, weshalb die Lastgänge anhand des Jahresverbrauchs, der Tagesmitteltemperaturen des Jahres 2012 und Standardlastprofilen für Haushalte und Gewerbe ermittelt wurden. Die Verläufe der Lastgänge sind daher prinzipiell identisch und unterscheiden sich nur in ihrer Höhe.

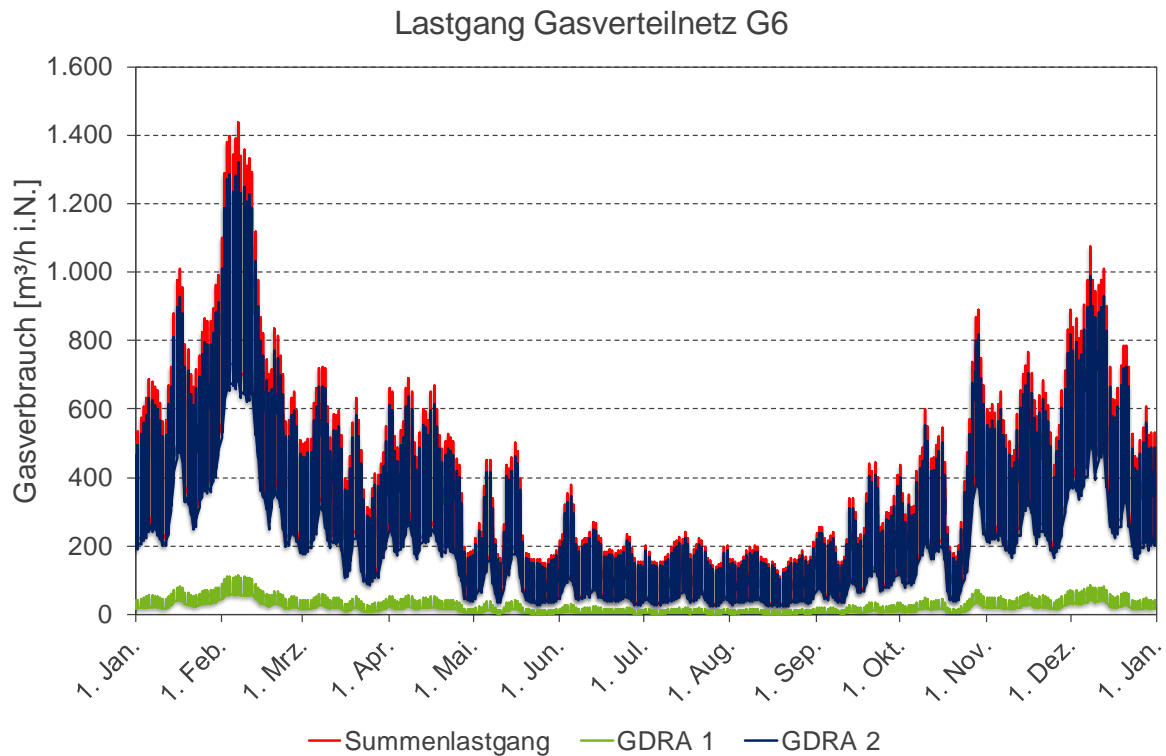


Abbildung 4.8: Abgeschätzter stündlicher Gaslastgang der Stadt G6 2012

Durch den untertägigen Anlagenbetrieb erhöht sich die aus Gasnetzseite elektrisch installierbare Anlagenleistung der Stadt G6 um das 2,1-fache und beträgt für die Wasserstoffeinspeisung maximal 42 kW und für Methaneinspeisung 993 kW. Damit ergibt sich ein mittelhohes gasnetzseitiges Gesamtpotenzial, welches zum Großteil an GDRA 2 anfällt. Gesamt- sowie Einzelpotenziale sind in Tabelle 4.19 bis Tabelle 4.21 aufgeführt.

Tabelle 4.19: Maximale und minimale Summenlast und resultierende Anlagenleistungen aus ganz- und untertägigem Lastgang der Jahre 2015, 2030 u. 2050

	Jahr	Gasflüsse [m³/h i.N.]		PtG-H ₂ Nennleistungen für max. zul. H ₂ -Konzentrationen [kW]			PtG-CH ₄ Nennleistung [kW]
		Max.	Min.	2 Vol.-%	10 Vol.-%	15 Vol.-%	
Lastgang ganztägig 0 ⁰⁰ - 24 ⁰⁰	2015	1436,8	24,4	2,3	12,3	19,2	449,2
	2030	1520,4	25,8	2,5	13,1	20,3	475,4
	2050	831,0	14,1	1,3	7,1	11,1	259,8
Lastgang untertägig	2015	1328,3	50,9	4,9	25,8	40,1	938,7
	2030	1405,6	53,9	5,2	27,3	42,5	993,3

7 ⁰⁰ - 19 ⁰⁰	2050	768,3	29,5	2,8	14,9	23,2	543,0
------------------------------------	------	-------	------	-----	------	------	-------

Tabelle 4.20: Maximale und minimale Last an GDRA 1 und resultierende Anlagenleistungen aus ganz- und untertägigem Lastgang der Jahre 2015, 2030 u. 2050

	Jahr	Gasflüsse [m³/h i.N.]		PtG-H ₂ Nennleistungen für max. zul. H ₂ -Konzentrationen [kW]			PtG-CH ₄ Nennleistung [kW]
		Max.	Min.	2 Vol.-%	10 Vol.-%	15 Vol.-%	
Lastgang ganztägig 0 ⁰⁰ - 24 ⁰⁰	2015	114,9	1,9	0,2	1,0	1,5	35,9
	2030	121,6	2,1	0,2	1,0	1,6	38,0
	2050	66,5	1,1	0,1	0,6	0,9	20,8
Lastgang untertägig 7 ⁰⁰ - 19 ⁰⁰	2015	106,3	4,1	0,4	2,1	3,2	75,1
	2030	112,4	4,3	0,4	2,2	3,4	79,5
	2050	61,5	2,4	0,2	1,2	1,9	43,4

Tabelle 4.21: Maximale und minimale Last an GDRA 2 und resultierende Anlagenleistungen aus ganz- und untertägigem Lastgang der Jahre 2015, 2030 u. 2050

	Jahr	Gasflüsse [m³/h i.N.]		PtG-H ₂ Nennleistungen für max. zul. H ₂ -Konzentrationen [kW]			PtG-CH ₄ Nennleistung [kW]
		Max.	Min.	2 Vol.-%	10 Vol.-%	15 Vol.-%	
Lastgang ganztägig 0 ⁰⁰ - 24 ⁰⁰	2015	1321,8	22,4	2,1	11,4	17,7	413,3
	2030	1398,8	23,7	2,3	12,0	18,7	437,3
	2050	764,6	13,0	1,2	6,6	10,2	239,0
Lastgang untertägig 7 ⁰⁰ - 19 ⁰⁰	2015	1222,0	46,9	4,5	23,7	36,9	863,6
	2030	1293,1	49,6	4,7	25,1	39,1	913,9
	2050	706,8	27,1	2,6	13,7	21,4	499,5

Gasverteilungsnetz der Gemeinde G7

Das 109 km lange Mitteldrucknetz der Gemeinde G7 wird von einer GDRA versorgt, deren temperaturabhängiger Lastgang in Abbildung 4.9 zu sehen ist. Für das Netz stehen keinerlei Daten zur Art, Anzahl und Lage der Gaskunden zur Verfügung. Der Lastgang wurde anhand der Zeitreihe der Tagesmitteltemperaturen des Jahres 2012 und des Jahresgasverbrauchs mit Hilfe von Haushalts- und Gewerbestandardlastprofilen abgeschätzt.

Lastgang Gasverteilnetz G7

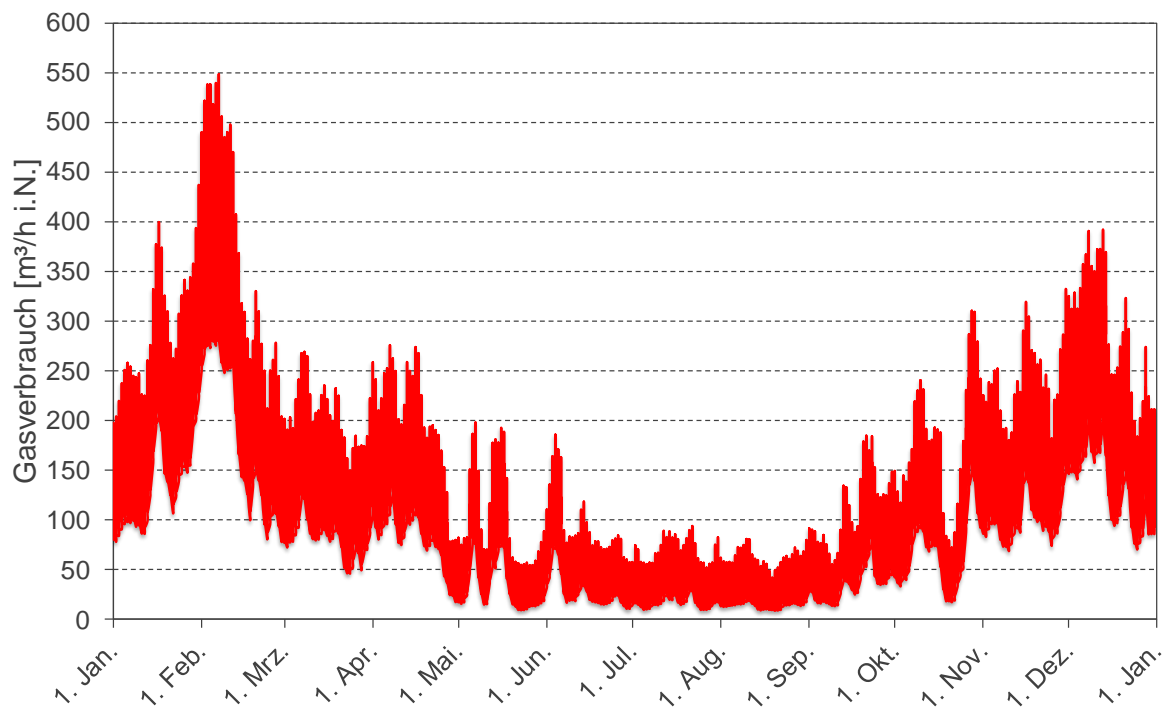


Abbildung 4.9: Abgeschätzter stündlicher Gaslastgang der Gemeinde G7 2012

Aus dem stündlichen Lastgang resultieren die in Tabelle 4.22 aufgeführten gasnetzseitig installierbaren elektrischen Anlagenleistungen. Die Einführung des untertägigen Betriebes führt zu einer Verdopplung der installierbaren Leistung, sodass sich ein maximales gasnetzseitiges Potenzial von etwas mehr als 16 kW für die Wasserstoff- und 383 kW für die Methaneinspeisung ergibt, welches einem mittleren Potenzial unter den Referenznetzen entspricht.

Tabelle 4.22: Maximale und minimale Summenlast und resultierende Anlagenleistungen aus ganz- und untertägigem Lastgang der Jahre 2015, 2030 und 2050

	Jahr	Gasflüsse [m³/h i.N.]		PtG-H ₂ Nennleistungen für max. zul. H ₂ -Konzentrationen [kW]			PtG-CH ₄ Nennleistung [kW]
		Max.	Min.	2 Vol.-%	10 Vol.-%	15 Vol.-%	
Lastgang ganztägig 0 ⁰⁰ - 24 ⁰⁰	2015	543,6	9,3	0,9	4,7	7,4	171,9
	2030	575,2	9,9	0,9	5,0	7,8	181,9
	2050	314,4	5,4	0,5	2,7	4,3	99,4
Lastgang untertägig 7 ⁰⁰ - 19 ⁰⁰	2015	502,6	19,6	1,9	9,9	15,5	361,6
	2030	531,8	20,8	2,0	10,5	16,4	382,7
	2050	290,7	11,3	1,1	5,7	8,9	209,2

Gasverteilungsnetz der Stadt G8

Das Gasverteilungsnetz der Stadt G8 lässt sich der Netzstrukturklasse 4 und der Versorgungsaufgabe 9 zuteilen. Es wird über sieben GDRA aus einer HD-Leitung gespeist, wobei weitere vier GDRA den Druck innerhalb des Netzes weiter reduzieren (vgl. Abbildung 4.10). Von den insgesamt 90 km Leitungen entfallen 50 km auf Nieder- und 28 km auf Mitteldruck, die restlichen 12 km sind Hochdruckleitungen. Entsprechend der Verteilung der insgesamt 1.630 Gasnetzanschlüsse ergeben sich daraus Anschlussdichten von 22,9 (ND), 16,9 (MD) und 0,7 (HD) Anschlüsse je km Leitung (siehe Tabelle 4.23).

Tabelle 4.23: Netzstruktur Gasnetz G8

Netzstrukturparameter	Wert
Leitungslänge ND [km]	50,0
Leitungslänge MD [km]	28,1
Leitungslänge HD (< 5 bar) [km]	5,6
Leitungslänge HD (5 - 16 bar) [km]	6,7
Anzahl Gasnetzanschlüsse	1.630
Anschlüsse pro km ND-Leitung	22,9
Anschlüsse pro km MD-Leitung	16,9
Anschlüsse pro km HD-Leitung (< 5 bar)	0,7
Anschlüsse pro km HD-Leitung (5 - 16 bar)	0,7

Die Gasabnehmer des Ortsverteilungsnetzes lassen sich zu 91 % Haushalten, 8,4 % Gewerbe und 1 % Kunden mit registrierender Leistungsmessung, die einen großen Anteil an der Gesamtlast ausmachen, zuordnen (Tabelle 4.24).

Tabelle 4.24: Kundenstruktur Gasnetz G8

Verbrauchergruppe	Anzahl	Anteil [%]
Haushaltskunden	1.885	90,7
Gewerbekunden	174	8,4
RLM Kunden	20	1,0

Abbildung 4.10 zeigt den schematischen Aufbau des Gasverteilungsnetzes in G8. Alle rot umrandeten GDRA weisen keinen ganzjährigen Gasfluss auf und sind deshalb als Einspeisestandorte ungeeignet. Das gesamte gasnetzseitige PtG-Potenzial lässt sich nur nutzen, wenn mindestens drei PtGA-Standorte genutzt werden:

- HD-Leitung: Summendurchfluss von GDRA 4, GDRA 5 und 5 Gasabnehmern
- GDRA 6: Versorgung eines einzelnen Gasabnehmers (kann wegen sehr geringem Durchfluss vernachlässigt werden)
- GDRA 7: Versorgung eines einzelnen großen Gasabnehmers

Durch die Steuerung bzw. die Solldruckeinstellung verschiedener GDRA lassen sich Teile des gasnetzseitigen Einspeisepotenzials hin zu anderen GDRA verschieben, was den Standort bezüglich der stromseitigen Netzentlastung begünstigen kann.

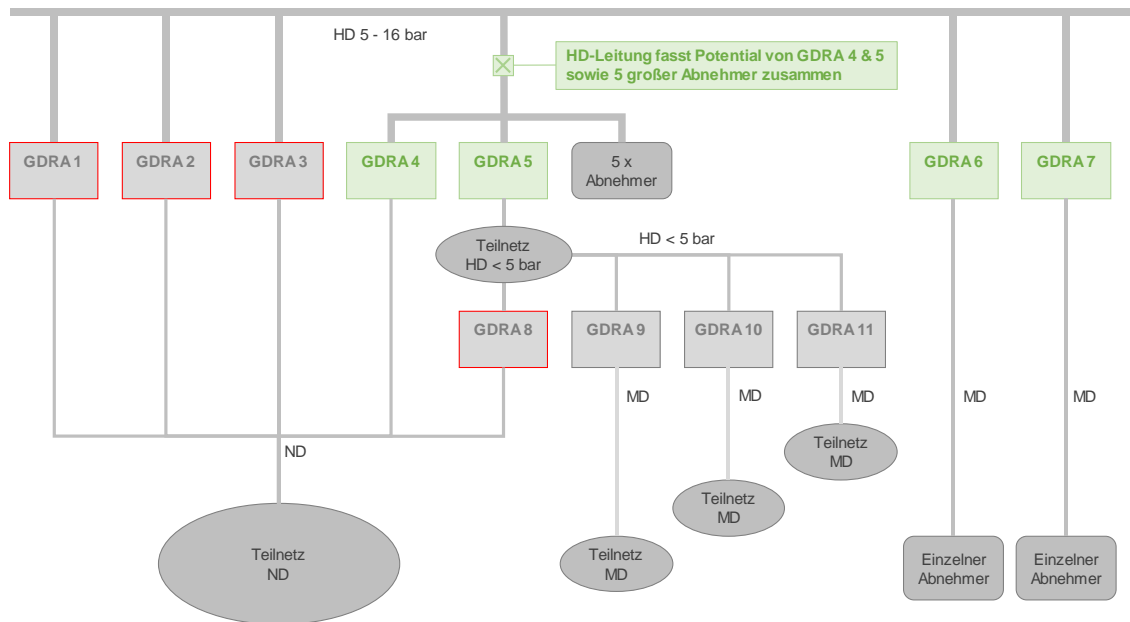


Abbildung 4.10: Schematische Darstellung des Gasverteilungsnetzes G8

In Abbildung 4.11 ist der Gesamtlastgang des Verteilungsnetzes sowie der Lastgang an den drei zuvor genannten Standorten zu sehen. Der saisonale temperaturabhängige Verlauf ist wegen des hohen SLP-Kundenanteils zwar vorhanden, allerdings ist dieser in G8, wegen des hohen prozessgasabhängigen Verbrauchs einiger RLM-Kunden, vergleichsweise schwach ausgeprägt.

Lastgang Gasverteilnetz G8

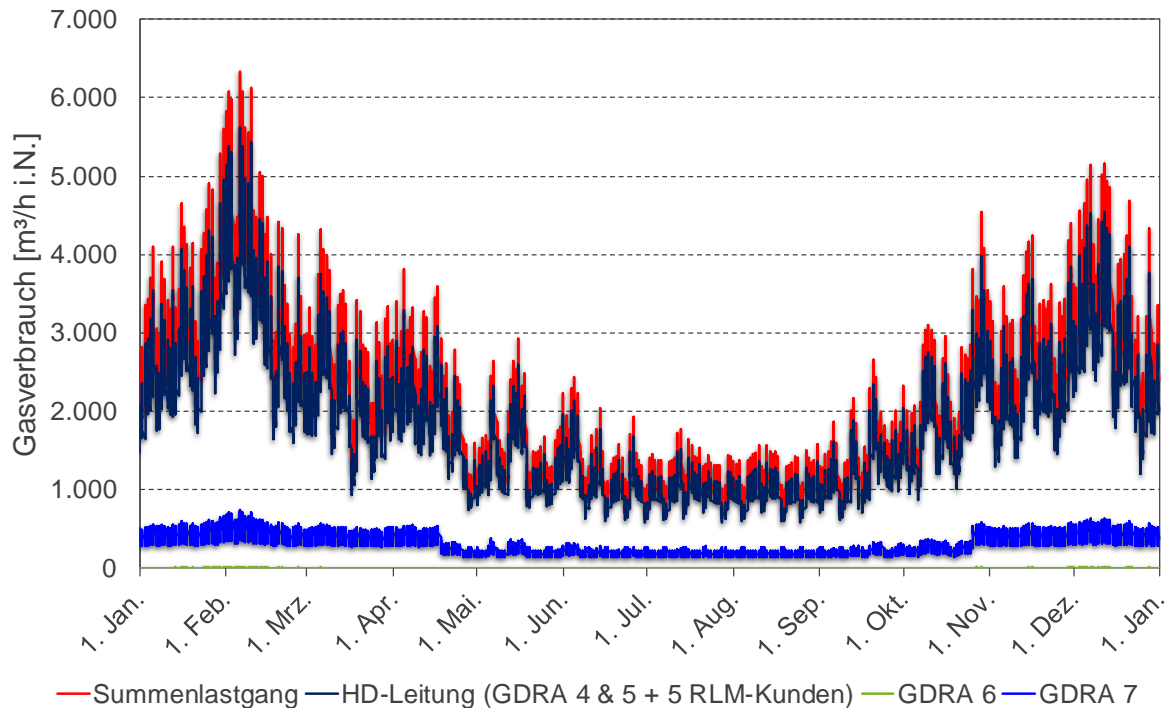


Abbildung 4.11: Stündlicher Gaslastgang der Stadt G8 für das Jahr 2012

Aus dem Lastgang resultiert das zweitgrößte gasnetzseitige Gesamtpotenzial aller Referenznetze. Die elektrisch installierbare Anlagenleistung beträgt bei untertägigem Betrieb maximal 696 kW für die Wasserstoffeinspeisung und maximal 16.273 kW für die Einspeisung von Methan. Alle Anlagenleistungen für ganz- und untertägigen Betrieb sind in Tabelle 4.25 aufgeführt. Die Einzelpotenziale an der HD-Leitung bzw. an den GDRA 4 bis 7 (auf die Darstellung für GDRA 6 wird wegen des sehr geringen Gasflusses verzichtet) sind in Tabelle 4.25 bis Tabelle 4.29 zu finden.

Tabelle 4.25: Maximale und minimale Summenlast und resultierende Anlagenleistungen aus ganz- und untertägigem Lastgang der Jahre 2015, 2030, 2050

	Jahr	Gasflüsse [m³/h i.N.]		PtG-H ₂ Nennleistungen für max. zul. H ₂ -Konzentrationen [kW]			PtG-CH ₄ Nennleistung [kW]
		Max.	Min.	2 Vol.-%	10 Vol.-%	15 Vol.-%	
Lastgang ganztägig 0 ⁰⁰ - 24 ⁰⁰	2015	6.339	728	70	369	574	13.421
	2030	6.708	770	74	390	607	14.202
	2050	3.667	421	40	213	332	7.763
Lastgang untertägig 7 ⁰⁰ - 19 ⁰⁰	2015	6.339	834	80	423	658	15.378
	2030	6.708	883	84	447	696	16.273
	2050	3.667	483	46	244	380	8.895

Tabelle 4.26: Max. und min. Last an HD-Leitung und resultierende Anlagenleistungen aus ganz- und untertägigem Lastgang der Jahre 2015, 2030 u. 2050

	Jahr	Gasflüsse [m³/h i.N.]		PtG-H ₂ Nennleistungen für max. zul. H ₂ -Konzentrationen [kW]			PtG-CH ₄ Nennleistung [kW]
		Max.	Min.	2 Vol.-%	10 Vol.-%	15 Vol.-%	
Lastgang ganztägig 0 ⁰⁰ - 24 ⁰⁰	2015	5.617	574	55	291	453	10.586
	2030	5.944	608	58	308	479	11.202
	2050	3.249	332	32	168	262	6.123
Lastgang untertägig 7 ⁰⁰ - 19 ⁰⁰	2015	5.617	616	59	312	486	11.363
	2030	5.944	652	62	330	514	12.024
	2050	3.249	357	34	181	281	6.572

Tabelle 4.27: Maximale und minimale Last an GDRA 4 und resultierende Anlagenleistungen aus ganz- und untertägigem Lastgang der Jahre 2015, 2030 u. 2050

	Jahr	Gasflüsse [m³/h i.N.]		PtG-H ₂ Nennleistungen für max. zul. H ₂ -Konzentrationen [kW]			PtG-CH ₄ Nennleistung [kW]
		Max.	Min.	2 Vol.-%	10 Vol.-%	15 Vol.-%	
Lastgang ganztägig 0 ⁰⁰ - 24 ⁰⁰	2015	2.103	70	7	35	55	1.283
	2030	2.225	74	7	37	58	1.357
	2050	1.216	40	4	20	32	742
Lastgang untertägig 7 ⁰⁰ - 19 ⁰⁰	2015	2.103	98	9	49	77	1.798
	2030	2.225	103	10	52	81	1.903
	2050	1.216	56	5	29	44	1.040

Tabelle 4.28: Maximale und minimale Last an GDRA 5 und resultierende Anlagenleistungen aus ganz- und untertägigem Lastgang der Jahre 2015, 2030 u. 2050

	Jahr	Gasflüsse [m³/h i.N.]		PtG-H ₂ Nennleistungen für max. zul. H ₂ -Konzentrationen [kW]			PtG-CH ₄ Nennleistung [kW]
		Max.	Min.	2 Vol.-%	10 Vol.-%	15 Vol.-%	
Lastgang ganztägig 0 ⁰⁰ - 24 ⁰⁰	2015	1.735	189	18	96	149	3.485
	2030	1.836	200	19	101	158	3.687
	2050	1.003	109	10	55	86	2.016
Lastgang untertägig 7 ⁰⁰ - 19 ⁰⁰	2015	1.735	206	20	104	162	3.794
	2030	1.836	218	21	110	172	4.015
	2050	1.003	119	11	60	94	2.195

Tabelle 4.29: Maximale und minimale Last an GDRA 7 und resultierende Anlagenleistungen aus ganz- und untertägigem Lastgang der Jahre 2015, 2030 u. 2050

	Jahr	Gasflüsse [m ³ /h i.N.]		PtG-H ₂ Nennleistungen für max. zul. H ₂ -Konzentrationen [kW]			PtG-CH ₄ Nennleistung [kW]
		Max.	Min.	2 Vol.-%	10 Vol.-%	15 Vol.-%	
Lastgang ganztäglich 0 ⁰⁰ - 24 ⁰⁰	2015	734	130	12	66	103	2.405
	2030	776	138	13	70	109	2.545
	2050	424	75	7	38	60	1.391
Lastgang untertäglich 7 ⁰⁰ - 19 ⁰⁰	2015	719	179	17	91	141	3.297
	2030	761	189	18	96	149	3.489
	2050	416	103	10	52	82	1.907

Gasverteilungsnetz der Stadt G9

Die Stadt G9 weist ihrer Größe entsprechend ein komplexes Gasverteilungsnetz mit hoher Last auf. Das Stadtgebiet G9 wird von etwa 60 ungemessenen GDRA über einen 16 bar Hochdruckring versorgt, welcher selbst von 6 GDRA gespeist wird.

Die insgesamt 37.936 Haushaltskunden, die einen Anteil von 98,5 % ausmachen, werden über Nieder- und Mitteldrucknetze mit Anschlussdichten von 27,2 bzw. 24,3 Anschlüssen je km Leitung versorgt (siehe Tabelle 4.30 und Tabelle 4.31). Diese Werte sind wegen der in Städten höheren Besiedlungsdichte und dichterem Bebauung deutlich höher als in ländlich geprägten Ortsnetzen.

Im Hochdrucknetz (< 5 bar) – hier sind 539 (1,4 %) Gewerbekunden angeschlossen – erreicht die Anschlussdichte einen Wert von 7,1 Anschlüssen pro km und in den beiden jeweils überlagerten HD-Ebenen an die 27 RLM-Kunden (0,1 %) angeschlossen sind (5 - 16 bzw. > 16 bar) nur noch Werte von 1,4 bzw. 0,1 Anschlüsse je km (Tabelle 4.30).

Tabelle 4.30: Netzstruktur Gasnetz G9

Netzstrukturparameter	Wert
Leitungslänge ND [km]	927
Leitungslänge MD [km]	524
Leitungslänge HD (< 5 bar) [km]	76
Leitungslänge HD (5 - 16 bar) [km]	91
Leitungslänge HD (> 16 bar) [km]	41
Anzahl Versorgungsobjekte	77.768
Anzahl Gasnetzanschlüsse	38.817
Anschlussgrad [%]	50
Anschlüsse pro km ND-Leitung	27,2
Anschlüsse pro km MD-Leitung	24,3
Anschlüsse pro km HD-Leitung (< 5 bar)	7,1
Anschlüsse pro km HD-Leitung (5 - 16 bar)	0,2
Anschlüsse pro km HD-Leitung (> 16 bar)	0,1

Tabelle 4.31: Kundenstruktur Gasnetz G9

Verbrauchergruppe	Anzahl	Anteil [%]
Haushaltskunden	37.936	98,5
Gewerbekunden	539	1,4
RLM-Kunden	27	0,1

Der zur Verfügung gestellte Lastgang von 2016 bezieht sich auf die Einspeisung der 6 GDRA in den Hochdruckring abzüglich der Auspeisungen aus dem Hochdruckring, die außerhalb des Stadtgebietes liegen. Der auf das Jahr 2012 bezogene Gesamtlastgang der Stadt G9 sowie der anteilige Lastgang einer der 6 als gleichwertig angenommenen GDRA ist in Abbildung 4.12 zu sehen.

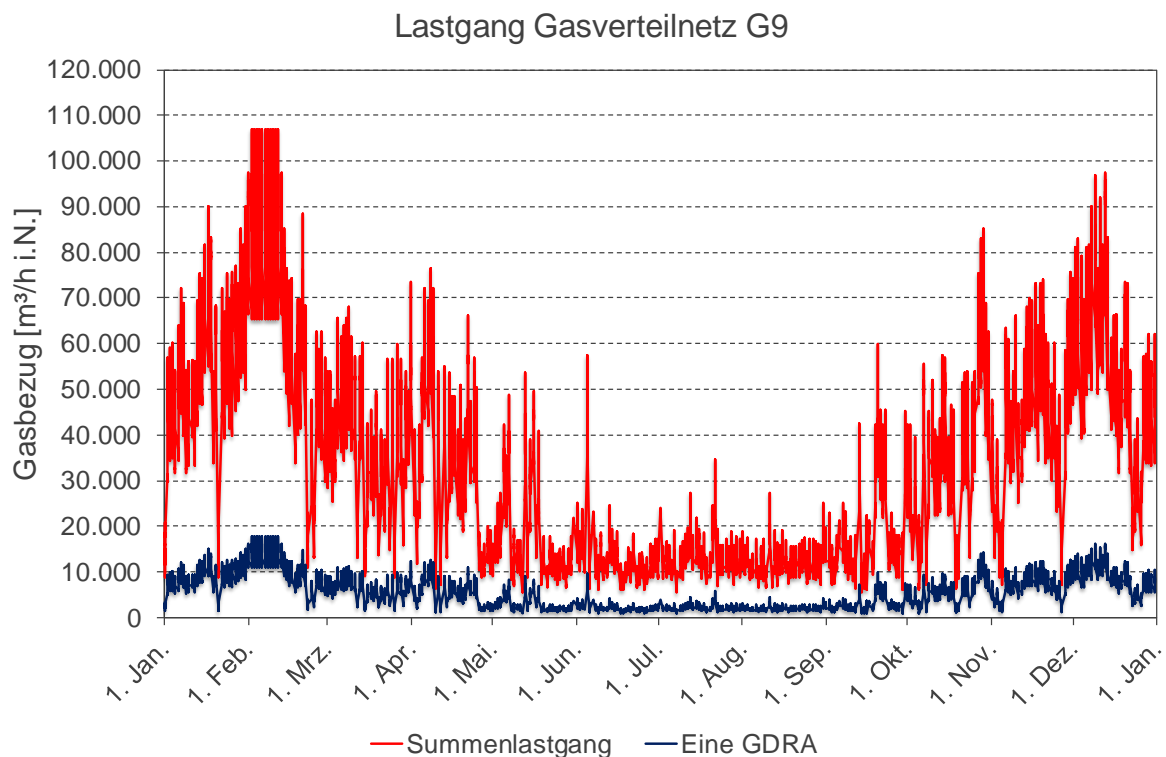


Abbildung 4.12: Stündlicher Gaslastgang der Stadt G9 2012

Der Lastgang zeigt einen saisonalen Verlauf, der auf das Verbrauchsverhalten von temperaturabhängigen Verbrauchern, wie Haushalten, die fast 99 % aller Verbraucher ausmachen, und anderen SLP-Kunden zurückzuführen ist.

Darüber hinaus ist der Unterschied zwischen Stark- und Schwachlast weniger ausgeprägt als in den ländlichen Referenznetzen, da der 16 bar Hochdruckring sowohl prozessgasabhängige RLM-Kunden versorgt, als auch selbst durch Netzatmung (Netzpuffer) für einen Ausgleich, also eine Abschwächung der Extremwerte sorgt. Durch einen untätigen Betrieb von PtG-Anlagen erhöhen sich für den dargestellten Lastgang die Potenziale lediglich um den

Faktor 1,04. Durch die hohen Gasflüsse führt dies jedoch dennoch zu einer zusätzlich installierbaren Anlagenleistung im 2 bis vierstelligen kW-Bereich, wie im Folgenden dargestellt.

Aus dem Gesamtlastgang lassen sich die Gesamtpotenziale nach Tabelle 4.32 ableiten, die das 6-fache Potenzial einer einzelnen GDRA (Tabelle 4.33) darstellen. Die Stadt G9 bietet mit maximal 4.529 kW für Wasserstoffeinspeisung und 105.890 kW für Methaneinspeisung das mit Abstand größte gasnetzseitige PtG-Potenzial aller Referenznetze.

Tabelle 4.32: Maximale und minimale Summenlast und resultierende Anlagenleistungen aus ganz- und untertägigem Lastgang der Jahre 2015, 2030 u. 2050

	Jahr	Gasflüsse [m³/h i.N.]		PtG-H ₂ Nennleistungen für max. zul. H ₂ -Konzentrationen [kW]			PtG-CH ₄ Nennleistung [kW]
		Max.	Min.	2 Vol.-%	10 Vol.-%	15 Vol.-%	
Lastgang ganztägig 0 ⁰⁰ - 24 ⁰⁰	2015	106.986	5.429	520	2.749	4.280	100.066
	2030	113.212	5.745	550	2.909	4.529	105.890
	2050	61.881	3.140	300	1.590	2.476	57.879
Lastgang untertägig 7 ⁰⁰ - 19 ⁰⁰	2015	106.986	5.659	542	2.866	4.462	104.316
	2030	113.212	5.988	573	3.033	4.721	110.387
	2050	61.881	3.273	313	1.658	2.581	60.337

Tabelle 4.33: Maximale und minimale Last einer GDRA und resultierende Anlagenleistungen aus ganz- und untertägigem Lastgang der Jahre 2015, 2030 u. 2050

	Jahr	Gasflüsse [m³/h i.N.]		PtG-H ₂ Nennleistungen für max. zul. H ₂ -Konzentrationen [kW]			PtG-CH ₄ Nennleistung [kW]
		Max.	Min.	2 Vol.-%	10 Vol.-%	15 Vol.-%	
Lastgang ganztägig 0 ⁰⁰ - 24 ⁰⁰	2015	17.831	905	87	458	713	16.678
	2030	18.869	957	92	485	755	17.648
	2050	10.313	523	50	265	413	9.646
Lastgang untertägig 7 ⁰⁰ - 19 ⁰⁰	2015	17.831	943	90	478	744	17.386
	2030	18.869	998	96	505	787	18.398
	2050	10.313	546	52	276	430	10.056

4.4.3 Vergleich der gasnetzseitigen Gesamtpotenziale der Referenznetze

Dieses Kapitel bietet eine Übersicht über die gasnetzseitigen Gesamtpotenziale für Wasserstoff- und Methaneinspeisung bei untertägigem Betrieb. Dargestellt wird die installierbare elektrische PtGA-Leistung je Gemeinde, bei der genau die Gasmenge erzeugt wird, die im Schwachlastfall des untertägigen Lastgangs (7:00 bis 19:00 Uhr) vom Gasnetz aufgenommen werden kann. Im Fall der Wasserstoffeinspeisung ist die Gasmenge entsprechend der angenommenen zulässigen H₂-Konzentration reduziert. Die PtG-Potenziale

sind der Größe nach absteigend sortiert. Wegen der großen Unterschiede zwischen den Potenzialen sind die Anlagenleistungen logarithmisch aufgetragen.

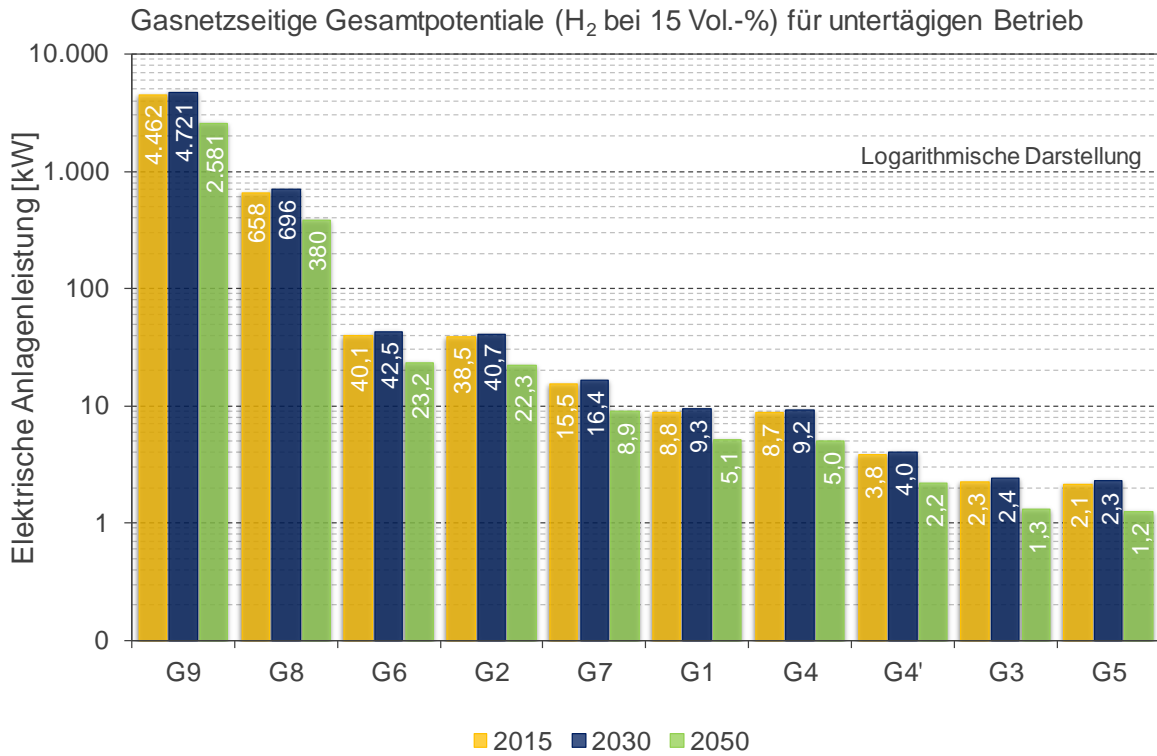


Abbildung 4.13: Gasnetzseitig mögliche PtG-Potentiale der H₂-Einspeisung (15 Vol.-%) in die Referenznetze in den Jahren 2015, 2030, 2050 für untertägigen Betrieb

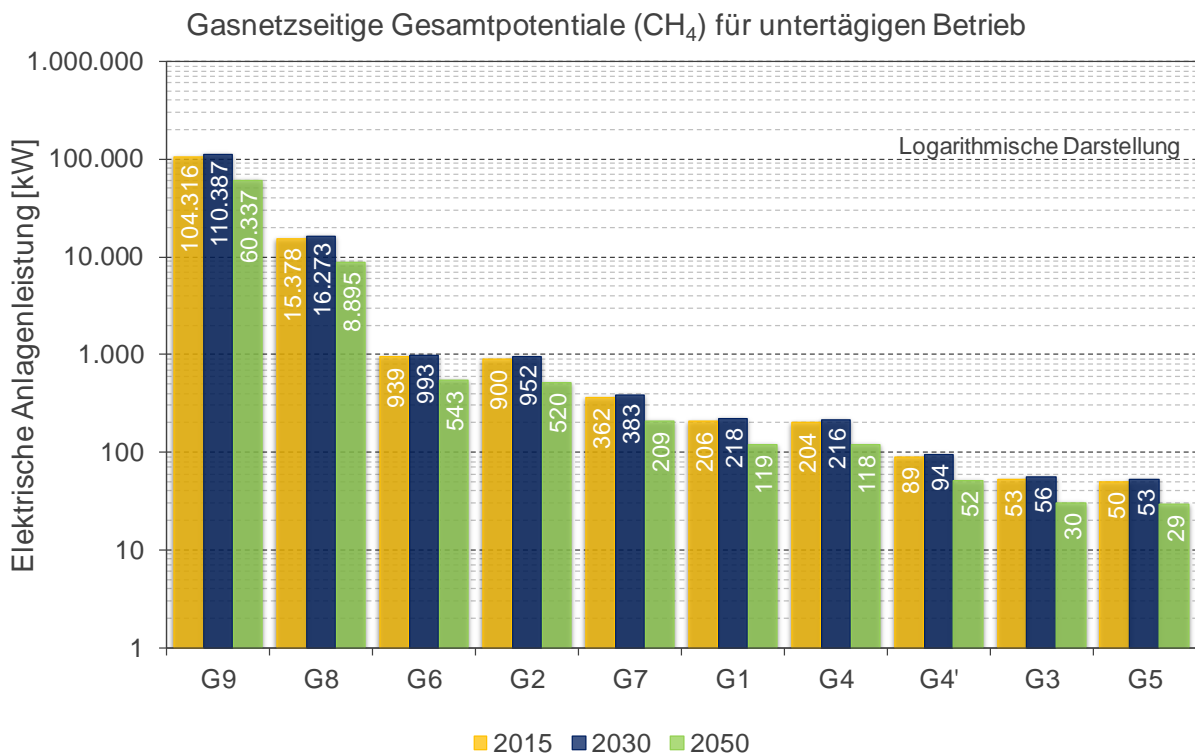


Abbildung 4.14: Gasnetzseitig mögliche PtG-Potentiale der CH₄-Einspeisung in die Referenznetze in den Jahren 2015, 2030, 2050 für untertägigen Betrieb

Die elektrischen Anlagenleistungen aller Konfigurationen sind für die neun Gasverteilungsnetze der Tabelle 4.34, ebenfalls der Größe nach in absteigender Reihenfolge sortiert, zu entnehmen.

Tabelle 4.34: Gasnetzseitige PtG-Gesamtpotenziale der CH₄- und H₂-Einspeisung in die Referenznetze in den Jahren 2015, 2030, 2050 für untertägigen Betrieb

Gemeinde	Anlagenkonfiguration	2015 [kW]	2030 [kW]	2050 [kW]
G9 (MDN)	PtG-H ₂ @ 2 Vol.-% H ₂	542	573	313
	PtG-H ₂ @ 10 Vol.-% H ₂	2.866	3.033	1.658
	PtG-H ₂ @ 15 Vol.-% H ₂	4.462	4.721	2.581
	PtG-CH ₄	104.316	110.387	60.337
G8 (ENSO)	PtG-H ₂ @ 2 Vol.-% H ₂	80	84	46
	PtG-H ₂ @ 10 Vol.-% H ₂	423	447	244
	PtG-H ₂ @ 15 Vol.-% H ₂	658	696	380
	PtG-CH ₄	15.378	16.273	8.895
G6 (Westnetz)	PtG-H ₂ @ 2 Vol.-% H ₂	5	5	3
	PtG-H ₂ @ 10 Vol.-% H ₂	26	27	15
	PtG-H ₂ @ 15 Vol.-% H ₂	40	42	23
	PtG-CH ₄	939	993	543
G2 (Westnetz)	PtG-H ₂ @ 2 Vol.-% H ₂	5	5	3
	PtG-H ₂ @ 10 Vol.-% H ₂	25	26	14
	PtG-H ₂ @ 15 Vol.-% H ₂	38	41	22
	PtG-CH ₄	900	952	520
G7 (Westnetz)	PtG-H ₂ @ 2 Vol.-% H ₂	2	2	1
	PtG-H ₂ @ 10 Vol.-% H ₂	10	11	6
	PtG-H ₂ @ 15 Vol.-% H ₂	15	16	9
	PtG-CH ₄	362	383	209
G1 (MDN)	PtG-H ₂ @ 2 Vol.-% H ₂	1	1	1
	PtG-H ₂ @ 10 Vol.-% H ₂	6	6	3
	PtG-H ₂ @ 15 Vol.-% H ₂	9	9	5
	PtG-CH ₄	206	218	119
G4 (ENSO)	PtG-H ₂ @ 2 Vol.-% H ₂	1	1	1
	PtG-H ₂ @ 10 Vol.-% H ₂	6	6	3
	PtG-H ₂ @ 15 Vol.-% H ₂	9	9	5
	PtG-CH ₄	204	216	118
G3 (Westnetz)	PtG-H ₂ @ 2 Vol.-% H ₂	0	0	0
	PtG-H ₂ @ 10 Vol.-% H ₂	1	2	1
	PtG-H ₂ @ 15 Vol.-% H ₂	2	2	1
	PtG-CH ₄	53	56	30
G5 (MDN)	PtG-H ₂ @ 2 Vol.-% H ₂	0	0	0
	PtG-H ₂ @ 10 Vol.-% H ₂	1	1	1
	PtG-H ₂ @ 15 Vol.-% H ₂	2	2	1
	PtG-CH ₄	50	53	29

4.4.4 Möglichkeiten zur gasnetzseitigen Kapazitätserhöhung bezüglich der H₂- bzw. CH₄-Einspeisung

Die Potenziale der meisten untersuchten Gasverteilungsnetze, insbesondere der Ortsnetze kleiner Ortschaften, sind wegen des geringen Gasbedarfs im Sommer relativ klein. Aus diesem Grund werden sowohl die Auswirkungen auf die PtG-Potenziale durch Installation eines externen Gasspeichers, als auch Möglichkeiten der Erhöhung der Aufnahmekapazität von

Gasverteilungsnetzen durch Nutzung des Netzpuffers aus dem DVGW-Forschungsprojekt GuStaV [11] aufgezeigt.

4.4.4.1 Erhöhung der PtG-Potenziale durch einen externen Gasspeicher

Ein externer Gasspeicher ermöglicht bei geringer Gasabnahme eine höhere Produktion von Wasserstoff oder Methan, da der Überschuss zwischengespeichert werden kann. Die Installation eines externen Gasspeichers ermöglicht somit je nach Speichergöße eine größere Auslegung der PtGA über die Begrenzung des Schwachlastfalles des Gasnetzes hinaus. Sinkt die Gasabnahme unter den Wert der Anlagennennleistung kann die PtGA trotzdem weiter auf Nennleistung betrieben werden.

Da in dieser Studie die PtG-Potenziale für den untertägigen Betrieb der Anlage von 7:00 bis 19:00 Uhr untersucht werden, wird als Randbedingung des Speichereinsatzes angenommen, dass nachts (19:00 bis 7:00 Uhr) der Speicherentleerung Vorrang gegenüber der direkten Einspeisung durch die PtGA eingeräumt wird. Dadurch kann der Gasspeicher das untertägige PtG-Potenzial bestmöglich erhöhen. Tagsüber kann sich der Speicher immer dann entleeren, wenn die momentane Aufnahmekapazität des Gasnetzes größer ist als der Einspeisevolumenstrom aus der Power-to-Gas-Anlage.

Am Beispiel des Ortsverteilungsnetzes G1 für Wasserstoffeinspeisung bis zu einer H₂-Konzentration von maximal 15 Vol.-% wird gezeigt, wie sich die Größe des Gasspeichers auf die maximal installierbare Anlagenleistung auswirkt (siehe Tabelle 4.35 und Abbildung 4.15).

Die Speichergöße und Anlagenleistung werden dabei durch eine Optimierung so gewählt, dass der maximale Speicherinhalt immer einem Vielfachen einer 12 h langen Befüllung bei PtGA-Nennleistung entspricht und der Speicher exakt einen Füllstand von 100 % erreicht. Dadurch kann die Power-to-Gas-Anlage bei untertägigem Betrieb immer auf Nennleistung betrieben werden und außerdem lässt sich dadurch diese Auslegungsvariante mit anderen Gasnetzen und somit anderen Lastgängen vergleichen. In dieser Studie wird allerdings ausschließlich die Erhöhung des PtG-Potenzials am Beispiel des Gasnetzes G1 durchgeführt.

Tabelle 4.35: Entwicklung der PtGA-Leistung (H₂) bei 15 Vol.-% H₂-Anteil in Abhängigkeit der Speichergöße und des Gaslastganges 2015 in G1

Speicher- auslegung	Speichergöße [m ³ i.N.]	H ₂ -Output [m ³ /h i.N.]	Elektr. Anlagen- leistung [kW]	Faktor der Leistungsvervielfachung durch Speichernutzung
ohne Speicher	-	1,9	9	-
12 h-Speicher	91	7,6	36	4,0
24 h-Speicher	363	15,1	71	8,1
36 h-Speicher	678	18,8	89	10,1
48 h-Speicher	1.038	21,6	102	11,6
60 h-Speicher	1.359	22,6	107	12,1
72 h-Speicher	1.669	23,2	109	12,4
84 h-Speicher	1.988	23,7	112	12,7
96 h-Speicher	2.315	24,1	114	12,9
108 h-Speicher	2.633	24,4	115	13,1
120 h-Speicher	2.953	24,6	116	13,2

Aus Tabelle 4.35 und Abbildung 4.15 geht hervor, dass sich die Anlagenleistung durch Nutzung eines Gasspeichers vervielfachen lässt. Allerdings ist auch ersichtlich, dass der Effekt der Leistungserhöhung der PtGA mit zunehmender SpeichergroÙe immer kleiner wird, also eine Sättigung eintritt. Das liegt daran, dass ein größerer Speicher auch immer mehr Zeit benötigt sich zu entleeren, was bei gewissen PtGA-Leistungen aufgrund der gasnetzseitigen Kapazität nur noch nachts möglich ist.

In diesem Beispiel wird eine Anlagenkonfiguration mit einer H₂-SpeichergroÙe von 1.359 m³ i.N. bzw. 4.811 kWh (60 h-Speicher) gewählt, da in diesem Bereich die Kurve der zugehörigen PtG-Anlagenleistung deutlich abflacht. Diese Größe entspricht einer Befüllungsdauer von 60 Stunden bei PtGA-Nennleistung und führt zu einer Verzwölfachung der Anlagenleistung von rund 9 auf 107 kW.

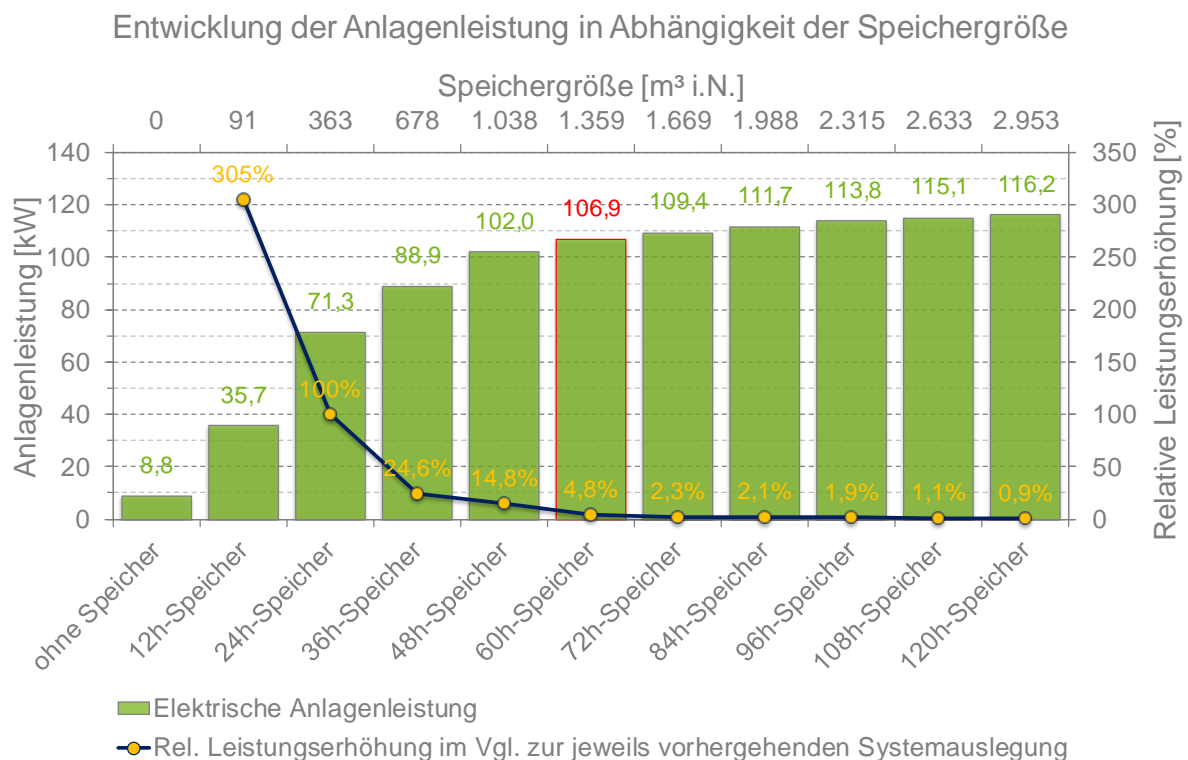


Abbildung 4.15: Entwicklung der PtGA-Leistung (H₂) bei 15 Vol.-% H₂-Anteil in Abhängigkeit der SpeichergroÙe und des Gaslastganges 2015 in G1

Abbildung 4.16 zeigt den Verlauf des Speicherfüllstandes für Wasserstoffeinspeisung im Jahr 2015. Es wird deutlich, dass der 60 h-Speicher das erzeugte Gas im Sommer für mehrere Monate zwischenspeichert.

H₂-Speicherfüllstand bei untertägigem Betrieb 2015

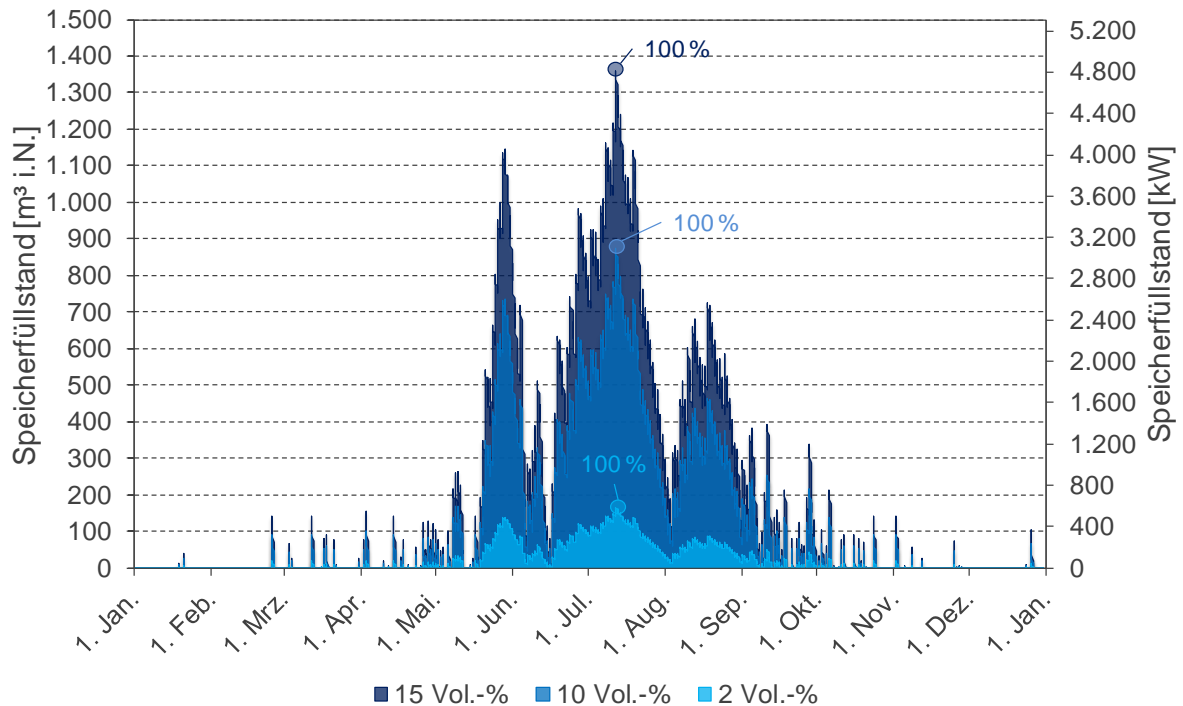


Abbildung 4.16: H₂-Speicherfüllstand bei untertägigem PtGA-Betrieb 2015 für 2, 10, 15 Vol.-%

Die Ergebnisse für eine Anlagenauslegung auf maximal 15 Vol.-% Wasserstoffkonzentration mit 60 h-Speicher im Jahr 2015 lassen sich für G1 auf alle anderen Anlagenkonfigurationen und Referenzjahre für Wasserstoff- und Methaneinspeisung umrechnen. Die elektrischen Anlagenleistungen ohne und mit 60 h-Speicher sind in Tabelle 4.36 aufgeführt.

Bei den jeweils größten Anlagenkonfigurationen (Jahr 2030) werden für Wasserstoff 1.438 m³ i.N. (5.091 kWh) und für Methan 8.609 m³ i.N. (95.220 kWh) Speichervolumen benötigt. Bei einer Verdichtung auf 30 bar entspricht das 51 bzw. 286 m³ oder einem zylinderförmigen Speichertank mit 2 m Radius und rund 4 bzw. 23 m Länge.

Tabelle 4.36: Vergleich der PtG-Anlagenleistungen in G1 ohne und mit 60 h-Speicher bei untertägigem Betrieb für die Jahre 2015, 2030 und 2050

Anlagenkonfiguration	ohne Speicher			mit 60 h-Speicher		
	2015	2030	2050	2015	2030	2050
PtG-H ₂ @ 2 Vol.-% H ₂ [kW]	1,1	1,1	0,6	13,0	13,7	7,5
PtG-H ₂ @ 10 Vol.-% H ₂ [kW]	5,7	6,0	3,3	68,7	72,7	39,7
PtG-H ₂ @ 15 Vol.-% H ₂ [kW]	8,8	9,3	5,1	106,9	113,1	61,8
PtG-CH ₄ [kW]	206,0	218,0	119,2	2.499,5	2.645,0	1.445,7

Somit lassen sich durch Nutzung eines 60 h-Speichers für untertägigen Betrieb in G1 gasnetzseitige PtG-Potenziale von maximal 113 kW für Wasserstoffeinspeisung und maximal 2.645 kW für die Methaneinspeisung realisieren. Damit würde sich das kleine Potenzial von G1 (sechstgrößtes Potenzial der neun Referenznetze) zum drittgrößten gasnetzseitigen

Potenzial werden. Die installierbaren elektrischen Anlagenleistungen wären mehr als doppelt so hoch wie im Gasverteilungsnetz G6, welches das drittgrößte PtG-Potenzial unter den Referenznetzen aufweist. Eine optimale Kombination aus PtG-Anlagenleistung und Speichergröße ist unter Berücksichtigung des stromseitigen Bedarfs und z.B. des geplanten marktseitigen Einsatzes im Einzelfall zu bestimmen.

Abbildung 4.17 und Abbildung 4.18 zeigen einen Vergleich der Anlagenleistungen zwischen G6 und G1.

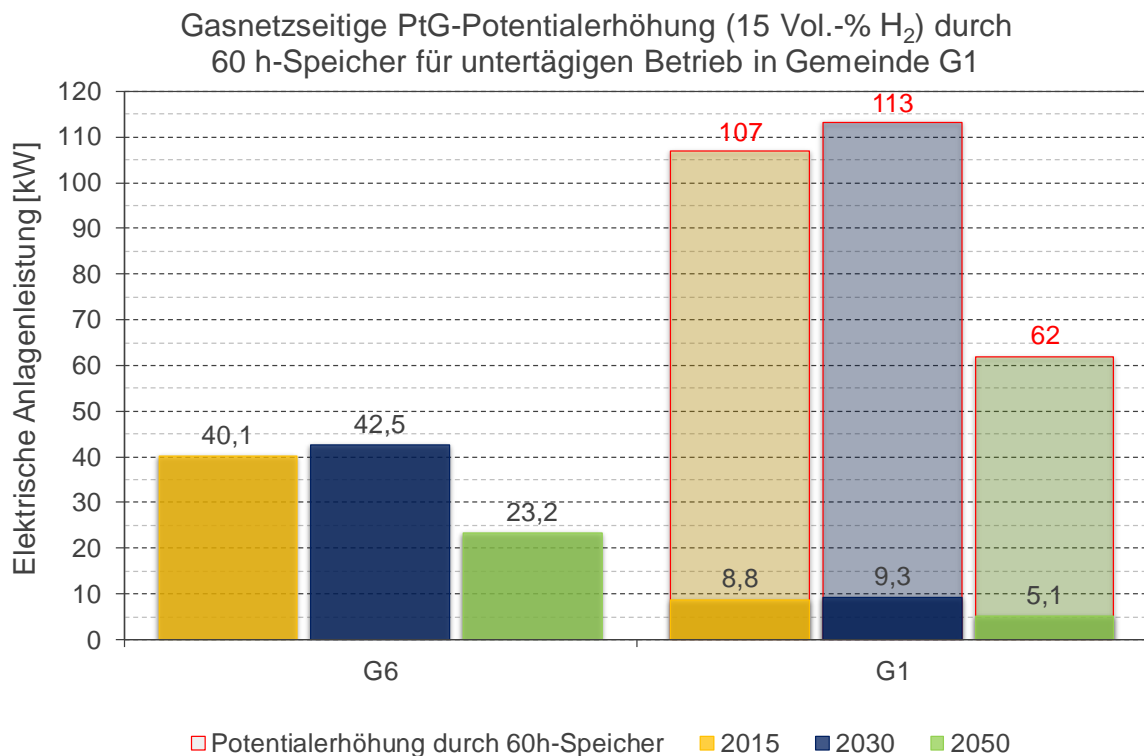


Abbildung 4.17: PtG-Potenzial der H₂-Einspeisung (15 Vol.-%) in G1 mit und ohne Nutzung eines 60 h-Speichers im Vergleich zum Referenznetz G6

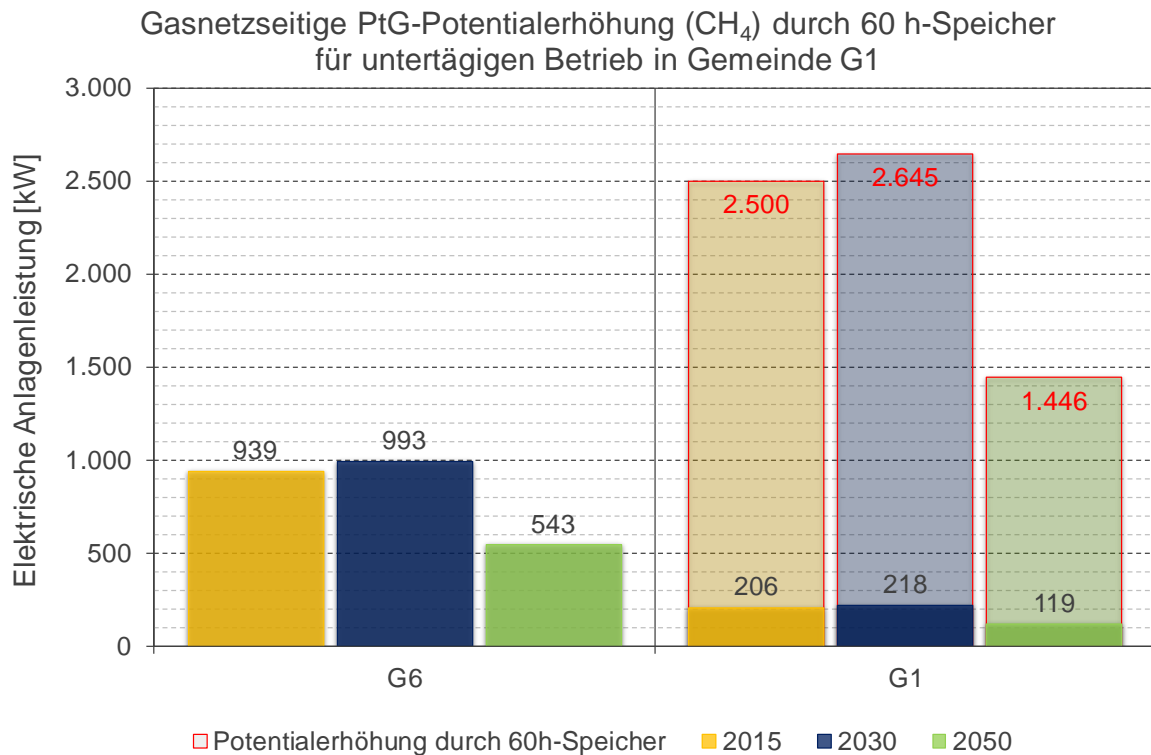


Abbildung 4.18: PtG-Potenzial der CH₄-Einspeisung in G1 mit und ohne Nutzung eines 60 h-Speichers im Vergleich zum Referenznetz G6

Da für das Stromnetz in G1 je nach Szenario elektrische PtGA-Leistungen von 2.600 bzw. 1.400 kW benötigt werden, müsste dementsprechend eine methan erzeugende PtG-Anlage mit einem auf den Lastgang optimierten Gasspeicher von 7.848 m³ i.N. (86.769 kWh) bzw. 3.932 m³ i.N. (43.485 kWh) installiert werden. Bei Verdichtung auf 30 bar entspricht das in etwa einem Speichertank mit 2 m Radius und 21 bzw. 10,5 m Länge.

Als weitere Option steht auch die Rückspeisung erneuerbarer Gase in die überlagerte Netzebene zur Verfügung. Auch hier wird zusätzliche Verdichterleistung benötigt.

4.4.4.2 Erhöhung der Aufnahmekapazität von Gasnetzen durch Netzpuffernutzung

Der freie verfügbare Netzpuffer ist ein systemimmanenter Gasspeicher des Gasnetzes und stellt die Gasmenge dar, die sich in der Druckdifferenz zwischen dem aktuellen Betriebsdruck und dem maximal zulässigen Betriebsdruck (MOP) des Netzes in dessen Rohrvolumen zwischenspeichern lässt.

Der Netzpuffer lässt sich noch erhöhen, wenn das Netz anstelle des üblichen Betriebsdrucks nahe am zulässigen Minimum betrieben wird, da dadurch die nutzbare Druckdifferenz erhöht wird. Für die vollständige Ausnutzung des Netzpuffers wird allerdings zusätzliche Mess-, Steuerungs- und Regelungstechnik (MSR-Technik) benötigt. Am Schlechtpunkt, dem Punkt minimalen Drucks, muss der Betriebsdruck gemessen und als Reaktion darauf der Drucksollwert an der GDRA permanent entsprechend des Messwertes angepasst werden.

Durch die Nutzung des Netzpuffers lässt sich eine Einspeiseanlage (Annahme permanenter und konstanter Einspeisung) größer auslegen, als es der Schwachlastfall zulässt. Bei geringer Gasabnahme kann die PtGA dann mit einem Einspeisevolumenstrom, der größer als die momentane Gasabnahme im Netz ist, weiterbetrieben werden. Daraus folgt eine positive

Bilanzdifferenz aus Einspeisung und Abgabe, der Druck im Netz steigt und der Netzpuffer füllt sich. Übersteigt die Gasabnahme die Einspeisung aus der PtG-Anlage, fällt der Druck wieder ab und der Netzpuffer entleert sich. Voraussetzungen dafür sind u.a. die Verfügbarkeit der vorgelagerten Einspeisung und das Vorhandensein der erforderlichen Mess- und Regelungstechnik.

Die Zusammenhänge zwischen Zufluss, Abgabe, Einspeisevolumenstrom und Druck einer PtGA mit Methaneinspeisung bzw. analog einer Biogaseinspeiseanlage (BGEA) für die Netzpuffertechnik mit zusätzlicher MSR-Technik sind in Abbildung 4.19 und Abbildung 4.20 dargestellt. Die Darstellungen sind das Ergebnis der Simulation eines ländlichen Mitteldruckortsnetz-Modells aus dem DVGW-Forschungsprojekt GuStaV [11]. Entsprechende Werte für die Netzpuffernutzung ohne Anwendung zusätzlicher MSR-Technik sind zum Vergleich ebenfalls enthalten (kurz gestrichelt). Die Darstellungen sind das Ergebnis der Simulation eines ländlichen Mitteldruckortsnetz-Modells aus dem DVGW-Forschungsprojekt GuStaV [11]. Ohne Ausnutzung des Netzpuffers würde der Zufluss der Abgabe folgen.

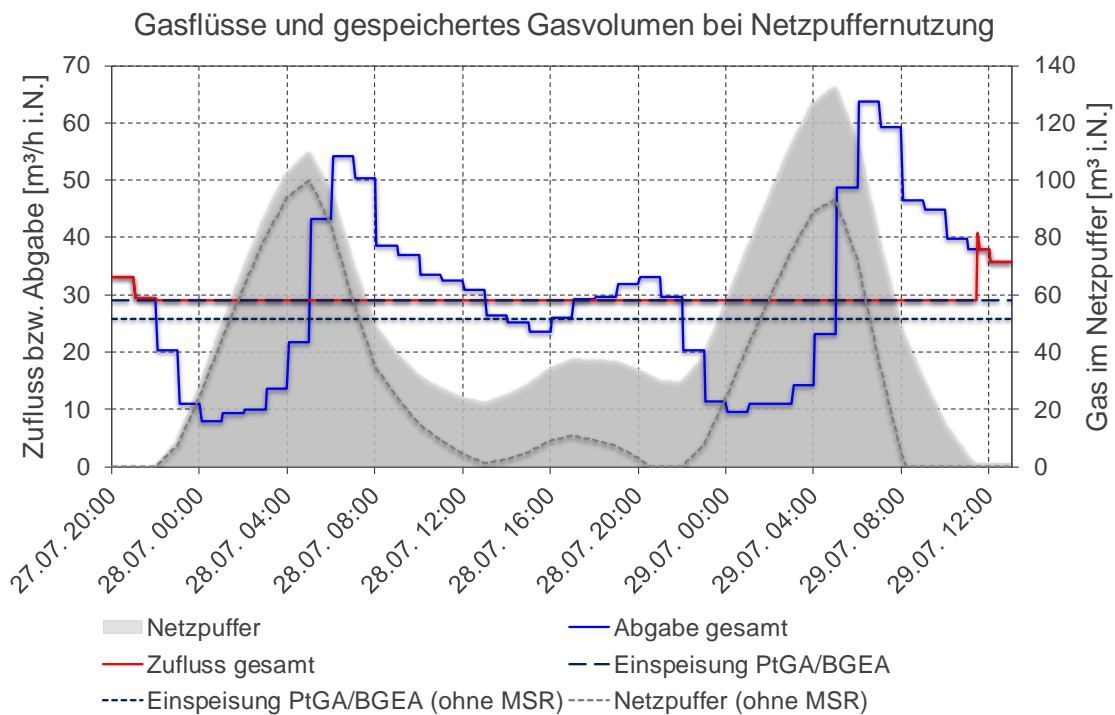


Abbildung 4.19: Ausnutzung des Netzpuffers im ländlichen MD-Netz bei Schwachlast mit und ohne MSR-Technik – Gasflüsse und Netzpuffervolumen

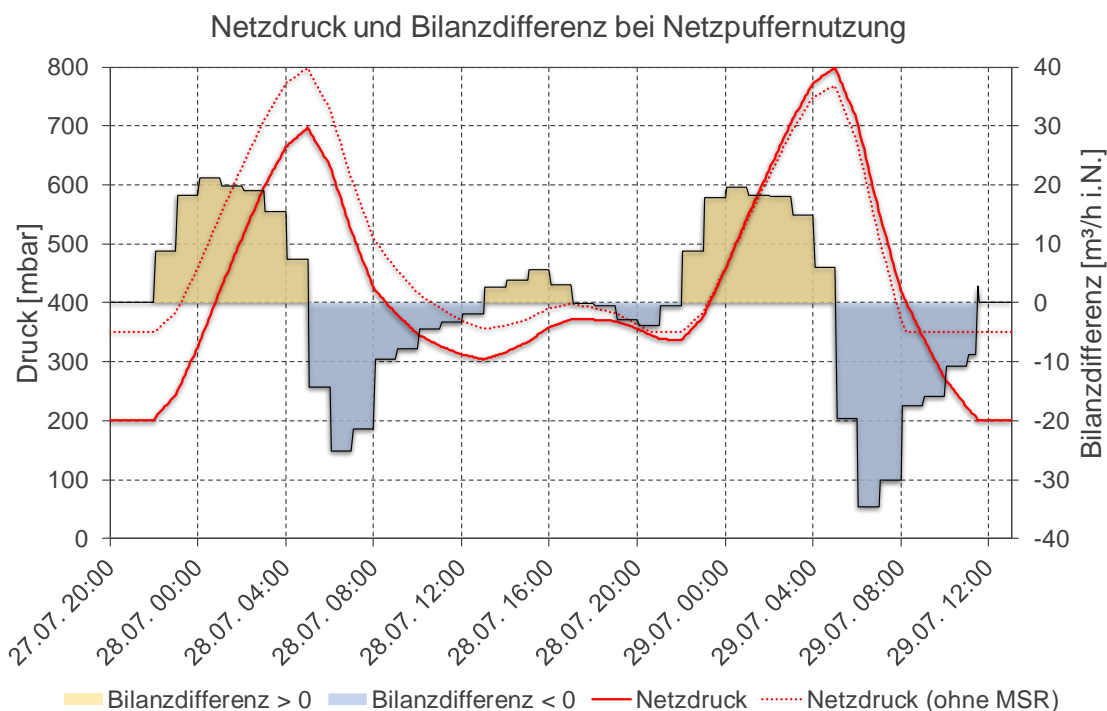


Abbildung 4.20: Ausnutzung des Netzpuffers im ländlichen MD-Netz bei Schwachlast mit und ohne MSR-Technik – Druckverlauf und Bilanzdifferenz aus Zufluss und Abgabe

Tabelle 4.37 zeigt die Ergebnisse der Netzpuffernutzung für verschiedene Verteilungsnetzmodelle für SNG bzw. Biomethaneinspeisung. Die Anwendung lässt sich aber auch für die Einspeisung von Wasserstoff nutzen. Für Niederdrucknetze steht diese Option aufgrund der sehr geringen verfügbaren Druckdifferenz nicht zur Verfügung.

Tabelle 4.37: Ausgangsleistungen von Einspeiseanlagen (SNG, Biogas) und relative Leistungserhöhungen durch Netzpuffernutzung

	ND-Netzabschnitt		MD-Netzabschnitt		Regionales HD-Verteilungsnetz
	städtisch	ländlich	städtisch	ländlich	
Leistung ohne NP-Nutzung (Status quo)	355 kW 32 m³/h i.N.	7 kW 0,7 m³/h i.N.	695 kW 62 m³/h i.N.	85 kW 8 m³/h i.N.	354 MW 31.589 m³/h i.N.
Leistung mit NP-Nutzung (ohne MSR)	-	-	908 kW 81 m³/h i.N. ↑31%	291 kW 26 m³/h i.N. ↑244%	726 MW 64.824 m³/h i.N. ↑105%
Leistung mit NP-Nutzung (mit MSR)	-	-	964 kW 86 m³/h i.N. ↑39%	325 kW 29 m³/h i.N. ↑284%	747 MW 66.713 m³/h i.N. ↑111%
Größe des nutzbaren NP (ohne MSR)	4 kWh 0,3 m³/h i.N.	1 kWh 0,1 m³/h i.N.	781 kWh 70 m³/h i.N.	1.074 kWh 96 m³/h i.N.	67 GWh 6 Mio. m³/h i.N.
Größe des nutzbaren NP (mit MSR)	8 kWh 0,7 m³/h i.N.	2 kWh 0,2 m³/h i.N.	1.042 kWh 93 m³/h i.N.	1.432 kWh 128 m³/h i.N.	80 GWh 7 Mio. m³/h i.N.

Mehr Details zur Netzpuffernutzung können im DVGW-Forschungsprojekt GuStaV [11] (Kapitel 6.2.1) nachgelesen werden.

4.5 Zielnetzplanung der Stromverteilungsnetze mit Kopplung des Gasnetzes

4.5.1 Methodik und Randbedingungen

Aus elektrischer Sicht stellen Power-to-Gas-Anlagen elektrische Verbraucher dar, da sie für die Gasherstellung dem Netz elektrische Leistung entnehmen. Durch den Einsatz von Power-to-Gas-Anlagen in Netzbereichen, in denen ohne den Einsatz der PtGA unzulässige Betriebsbedingungen (durch Spannungsbandverletzungen oder Betriebsmittelüberlastungen) entstehen, kann der Zwangseinsatz von Power-to-Gas-Anlagen dazu führen, dass das Netz in einen regulären Betriebspunkt überführt wird oder die dafür notwendigen Netzausbaumaßnahmen geringer ausfallen. Die Methode zum Einsatz der PtGA ist analog zu den Vorgängerstudien gewählt worden und in Abbildung 4.21 dargestellt [5] [6].

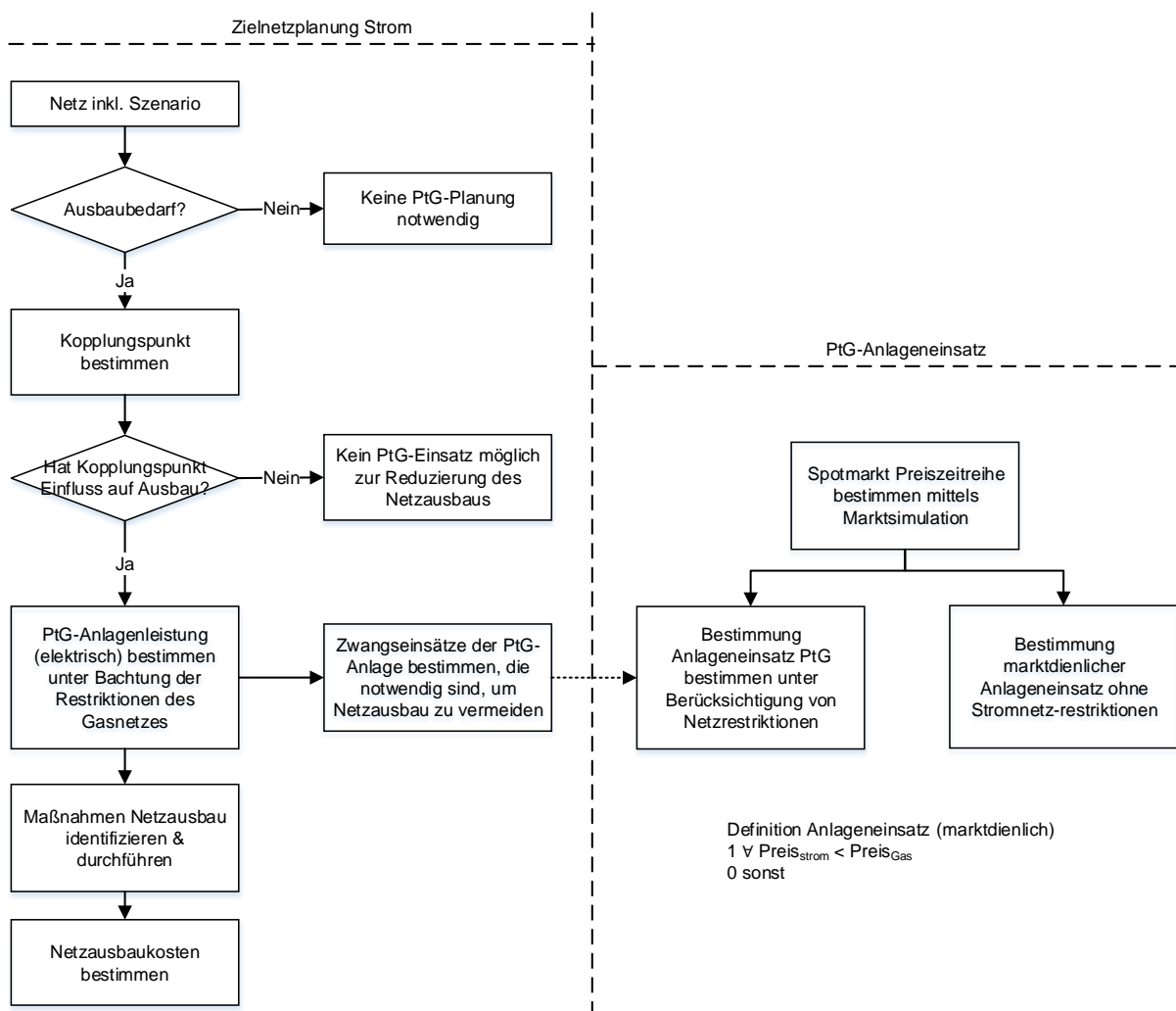


Abbildung 4.21: Flussdiagramm zur Methode der Zielnetzplanung der Stromverteilungsnetze unter Berücksichtigung von PtG-Anlagen und Verknüpfung zum Anlageneinsatz von PtG-Anlagen

Ebenso wie in der Zielnetzplanung ohne den Einsatz von PtG-Anlagen muss zunächst mittels Leistungsflussberechnungen ein Ausbaubedarf identifiziert werden. Für den Fall, dass ein Ausbaubedarf existiert, sind die Kopplungspunkte des Strom- mit dem Gasnetz zu analysieren hinsichtlich der Auswirkungen auf die Stromnetz-Situation. Für den Fall, dass der

Kopplungspunkt an ungeeigneter Stelle ist, d.h., dass der Einsatz einer PtG-Anlage keine Auswirkungen auf Stromnetzbereiche hätte, in denen ein Ausbaubedarf entsteht, ist eine Zielnetzplanung mit PtG-Anlagen nicht notwendig. Randbedingungen für den Einsatz einer PtG-Anlage sind folgende.

- Mögliche PtGA-Anschlusspunkte sind die jeweiligen Gasdruckregelanlagen innerhalb der untersuchten Gemeindegebiete
- Durch den Betrieb der PtGA darf es nicht zur Erzeugung von netzbetrieblichen Grenzwertverletzungen und damit zur Auslösung von zusätzlichem Netzausbaumaßnahmen Netzausbaumaßbedarf kommen (insbesondere im Starklastfall)
- Die maximale elektrische PtGA-Leistung ist neben den Beschränkungen aufgrund der elektrischen Netzsituation ebenso auch begrenzt durch die maximal mögliche Einspeisung ins Gasnetz begrenzt

Im Fall geeigneter Kopplungspunkte muss im nächsten Schritt elektrische Leistung der PtG-Anlagen auf Basis der Restriktionen des Gasnetzes (Wasserstoffkonzentration, Menge des Gasflusses) bestimmt werden (vgl. Kapitel 4.4). Anschließend ist der Einsatz der PtG-Anlage in der Stromnetzplanung zu definieren, sodass die PtG-Anlage auch tatsächlich den Stromnetzausbau verringert (Zwangseinsätze, Fahrweise der PtG-Anlage ist netzdienlich). Abschließend sind die über den Einsatz der PtG-Anlage(n) hinaus notwendigen konventionellen Netzausbaumaßnahmen mithilfe von Leistungsflussberechnungen zu ermitteln und die anfallenden Kosten zu errechnen.

Um die in Kapitel 4.1 beschriebenen Erlösmöglichkeiten am Spotmarkt bei einer Netzdienlichkeit der PtG-Anlagen korrekt zu ermitteln, werden die in der Stromnetzplanung ermittelten Zwangseinsätze in Form eines Leistungskorridors der PtG-Anlage in der Anlageneinsatzplanung und der Erlösermittlung übermittelt. Die Erlösermittlung im Rahmen der Anlageneinsatzplanung wird im folgenden Abschnitt genau erläutert.

4.5.2 Marktseitiger Anlageneinsatz

Zur Zielnetzplanung der Stromverteilungsnetze mit Kopplung des Gasnetzes muss der Einsatz von PtG-Anlagen als koppelndes Element simuliert werden. Die Anlageneinsatzsimulation ermittelt den Fahrplan aller relevanten Stromerzeuger und -verbraucher im jeweils betrachteten Netzgebiet. Dies sind in Verteilungsnetzen größtenteils Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen (KWKA) zur Objektversorgung, Windenergieanlagen (WEA) und Photovoltaikanlagen (PVA). Verbraucherseitig sind neben den Haushalten, Gewerben und Industrieanlagen auch steuerbare Verbraucher wie Wärmepumpen und Elektrofahrzeuge sowie PtG-Anlagen zu berücksichtigen.

Die grundsätzliche Methode zur Ermittlung des Anlageneinsatzes kann Abbildung 4.22 entnommen werden.



Abbildung 4.22: Methode zur Ermittlung des Anlageneinsatzes

Da für die netzgebietsweise Anlageneinsatzsimulation Fahrplanenergiepreise in viertelstündlicher Auflösung benötigt werden, wird in einem ersten Schritt eine europaweite Kraftwerkseinsatzsimulation durchgeführt. Hierbei gehen die verschiedenen stromseitigen Szenarien aus dem in Abschnitt 1.2 vorgestellten Szenariorahmen ein. Zur Wahrung der Konsistenz wird für alle Last- und Wetterdaten sowohl in der Kraftwerkseinsatzsimulation als auch in der anschließenden Anlageneinsatzsimulation das gleiche Wetterjahr angenommen. Auf Basis der Ergebnisse der europaweiten Kraftwerkseinsatzsimulation und der grenzüberschreitenden Stromaustausche wird eine deutschlandweite fundamentaldatenbasierten Preissimulation durchgeführt. Die sich daraus ergebenden Fahrplanenergiepreise gehen dann in die netzgebietsweise Anlageneinsatzsimulation ein.

Einer erhöhten Stromnachfrage durch die Installation von PtG-Anlagen in Deutschland werden durch verschiedene Parametrierungen der Kraftwerkseinsatzsimulation berücksichtigt. Dafür sind insgesamt 16 europaweite Kraftwerkseinsatzsimulationen durchgeführt worden. Hierbei werden die PtG-Leistungen mit jeweils 0 GW, 10 GW, 20 GW und 30 GW je Szenario in jedem Stützjahr abgetastet. Auf Basis von erwarteten Volllaststunden für PtG-Anlagen wurde anschließend die zugrundeliegende Kraftwerkseinsatzsimulation für die nachfolgende Anlageneinsatzsimulation ausgewählt. Dadurch erhöhte sich die Robustheit der Ergebnisse der Anlageneinsatzsimulation, da die zu erwartenden Rückwirkungen eines deutschlandweiten Einsatzes der PtG-Anlagen auf den resultierenden Strompreis berücksichtigt werden.

Aufgrund der Dargebotsabhängigkeit der Einspeisung der WEA und PVA werden hier Einspeisezeitreihen auf Basis gemessener Wetterdaten aus der Region verwendet. Weiterhin werden auch für die unflexiblen Strom- und Wärmelasten zeitreihenbasiert Standardlastprofile zugrunde gelegt. Alle anderen Anlagen – wie die PtG-Anlagen – orientieren sich hinsichtlich ihres Einsatzes – zumindest langfristig – am Geschehen am Markt und optimieren sich gegen die entsprechenden Preise. In der Realität sind zusätzlich regulatorische Kosten und Erlöse wie Netznutzungsentgelte und Einspeisevergütungen in der Optimierung zu berücksichtigen. Aufgrund des langfristigen Betrachtungshorizonts und der systemischen Fragestellung dieser Studie, werden diese regulatorischen Einflüsse jedoch vernachlässigt. Somit ergibt sich der Einsatz der PtG-Anlagen direkt aus den Preisen an den Großhandelsmärkten für Strom und Erdgas. Wenn die Beschaffung elektrischer Energie günstiger ist als der Verkauf des durch die Umwandlung erzeugten Gases, könnte ein positiver Deckungsbeitrag erwirtschaftet

werden und die PtG-Anlage würde eingesetzt. Darüber hinaus müssen allerdings spezifischer Einsatzrestriktionen berücksichtigt werden. Diese Restriktionen sind:

- Technische Einschränkungen wie Mindest- und Maximalleistung von Erzeugungsanlagen
- Netzseitige Restriktionen zur Einhaltung von Strom- und Spannungsgrenzwerten in Verteilungsnetzen
- Gasseitige Restriktionen bei der Einspeisung von Elektrolyseuren aufgrund einer maximalen Wasserstoffkonzentration im Erdgasnetz

Abbildung 4.23 zeigt das Verfahren der netzgebietsweisen Anlageneinsatzsimulation. Dieses Verfahren beinhaltet ein Rollierungsverfahren, sodass sequentielle Handels- und Einsatzentscheidungen bei jeweils veränderten Informationen abgebildet werden können. Dies ermöglicht die Berücksichtigung von Prognoseupdates bspw. der Einspeiseprognose aus EE-Anlagen. In denen im Projekt erfolgten Rechnungen wurde perfekte Voraussicht unterstellt und somit keine Rollierung zur Berücksichtigung von Prognoseupdates verwendet.

Die Zielfunktion der Anlageneinsatzsimulation ist die Maximierung des Deckungsbeitrages. Die Freiheitsgrade des Optimierungsproblems sind die Handels- und Einsatzentscheidungen. Als Nebenbedingungen müssen die betrieblichen Restriktionen der Anlagen, Produktdefinitionen auf Basis der betrachteten Märkte und ggf. Netzrestriktionen berücksichtigt werden.

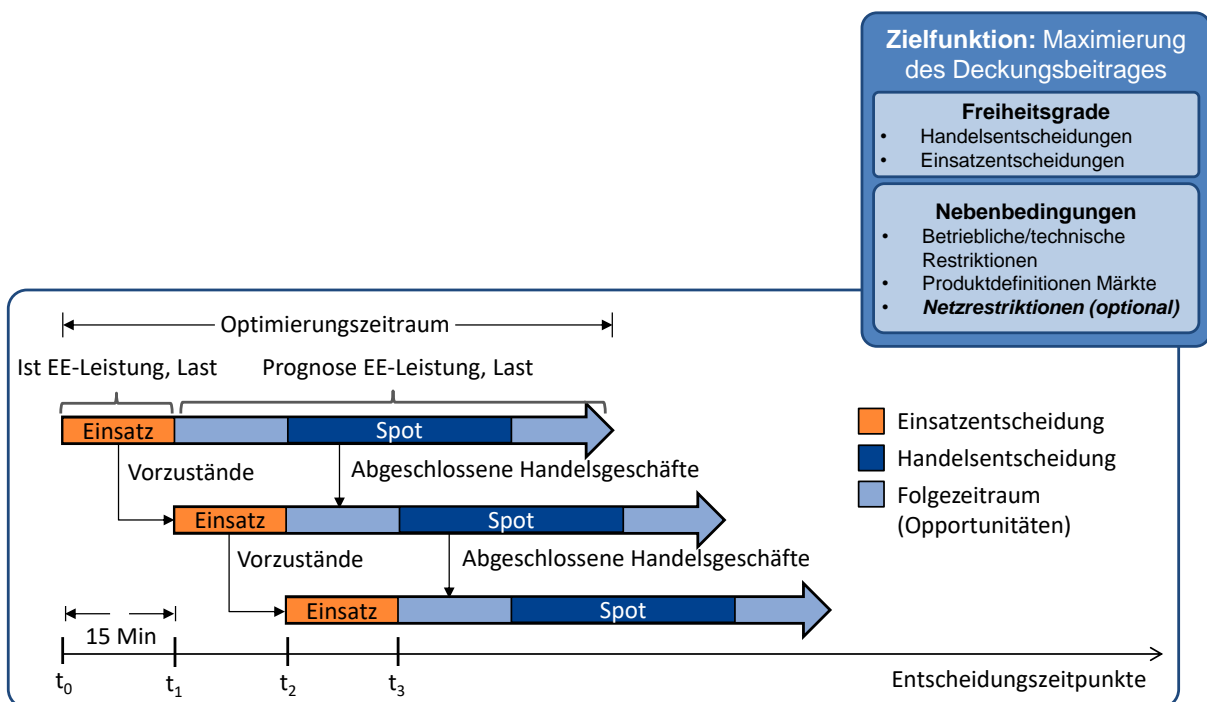


Abbildung 4.23: Rollierungsansatz der Anlageneinsatzsimulation

Die Anlageneinsatzsimulation setzt die PtG-Anlage also zunächst danach ein, ob ein positiver Deckungsbeitrag durch den Einsatz erzielt werden kann. Hierbei sind die Preise für Fahrplanenergie aus den vorausgegangenen Kraftwerkseinsatz- und Preissimulationen, also der Preis für die elektrische Energie, und der angenommene Gaspreis relevant. Für die

Gaspreise wird für 2030 konstant 3,11 ct/kWh und für 2050 konstant 4,60 ct/kWh angenommen (vgl. Abbildung 7.5 in Anhang C). Darüber hinaus muss der Wirkungsgrad der PtG-Anlage berücksichtigt werden, da dieser vorgibt, welche Gasmenge mit der Menge an elektrischer Energie erzeugt werden kann. Hier wird für Wasserstoffanlagen 75 % und für Anlagen mit Methanisierung 60 % Strom-zu-Gas-Wirkungsgrad angenommen. Spezifische Einsatzrestriktionen können den zunächst optimal erscheinenden Einsatz allerdings einschränken. Technische Restriktionen, wie die Minimal- und Maximalleistung der Anlagen, die konstant zu 20 % und 100 % der Anlagennennleistung angenommen werden, finden in der Anlageneinsatzsimulation Berücksichtigung. Zusätzlich werden gasseitige Restriktionen eingehalten, die als Zwangseinsatzzeitreihen modelliert und ins Verfahren eingehen. Diese Zeitreihen geben eine zusätzliche Minimal- und Maximalleistung im Zeitverlauf abhängig der gasseitigen Restriktionen vor. Zuletzt können auf die gleiche Weise stromnetzseitige Restriktionen abgebildet werden, je nach dem welches Konzept verfolgt wird.

Für die Ermittlung des Anlageneinsatzes der PtG-Anlagen im jeweiligen Netzgebiet werden zwei Konzepte unterschieden. In der Variante „Frei am Markt“ ergibt sich der Einsatz direkt aus den Marktpreisen und den anlagenspezifischen technischen und gasseitigen Restriktionen. Demgegenüber werden in der Variante „Netzdienlich“ zusätzlich Netzrestriktionen berücksichtigt, die sich aus der maximalen Transformatorleistung, der Stromtragfähigkeit der Leitungen sowie dem zulässigen Spannungsband ergeben. Dadurch können sich Einbußen der Deckungsbeiträge ergeben, da der maximal mögliche Einsatz der Variante „Frei am Markt“ ggf. nicht erreicht werden kann.

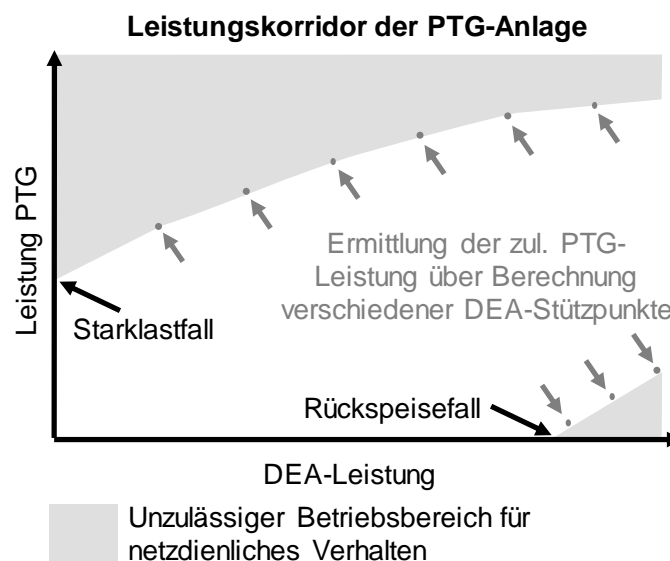


Abbildung 4.24: Netzrestriktionen als Leistungskorridore der PtG-Anlage

Die Netzrestriktionen werden in Form von Leistungskorridoren der PtG-Anlagen vorgegeben, die in Abbildung 4.24 schematisch dargestellt sind. Im Diagramm ist der Leistungskorridor in weiß dargestellt und von den unzulässigen Korridoren der PtG-Anlage umgeben. In der Regel ergeben sich Netzengpässe bei zu hoher Leistung aus der Einspeisung dezentraler Erzeugungseinheiten (DEA), denen mit dem Einsatz der PtG-Anlage entgegengewirkt werden kann. Dieser Fall ist im sog. Rückspeisefall gegeben. Bei sehr hoher DEA-Leistung wird bei Erreichen der maximalen lokalen Einspeisung ein PtG-Anlageneinsatz zur Entlastung des Netzes zwingend. Steigt die DEA-Leistung weiter, muss auch die PtG-Anlagenleistung erhöht werden. Umgekehrt kann es Situationen geben, bei denen die Leistung der PtG-Anlage nicht

voll ausgeschöpft werden kann, der sog. Starklastfall. Hier verursacht die PtG-Anlage den Netzengpass, weil ihr Verbrauch den maximal möglichen lokalen Stromverbrauch übersteigt. Hier führen steigende DEA-Leistungen zu einer Entlastung und damit zu einer größeren maximalen Leistung der PtG-Anlage.

Mithilfe dieser festgelegten Leistungskorridore kann auf Basis der Zeitreihen der Einspeisungen aus DEA sowohl eine Zeitreihe für die Maximalleistung als auch für die Minimalleistung der PtG-Anlage im Zeitverlauf ermittelt werden. Diese Zeitreihen gehen als Zwangseinsätze in Form von Nebenbedingungen ins Optimierungsproblem ein. Sie schränken das Optimierungsproblem zusätzlich ein und führen ggf. zu Deckungsbeitragseinbußen gegenüber dem Konzept „Frei am Markt“ ohne diese zusätzlichen Nebenbedingungen.

4.5.3 Analyse der Stromverteilungsnetze

Das Ziel dieser Studie ist es, das Potenzial für Power-to-Gas-Anlagen im Verteilungsnetz hinsichtlich der gasseitigen Einspeisung sowie zur Einsparung im Stromnetzausbau zu ermitteln und hochzurechnen. Um diesem Ziel im Rahmen der Projektlaufzeit gerecht zu werden, wird stromseitig die Mittelspannung als zu untersuchende Netzebene bestimmt.

Im Folgenden werden die untersuchten Gemeinden und Mittelspannungsnetze charakterisiert und den gasseitigen Einspeisepotenzialen gegenübergestellt.

Tabelle 4.38: Übersicht über untersuchte Gemeinden und Netzgebiete

Gemeinde	Versorgungsaufgabe	Netzstrukturklasse	Beschreibung	Anzahl möglicher PtGA-Standorte Gesamt (untersucht)
G1	1	1	Ländlich	2
G2	2	2	Suburban	3 (1)
G3	3	1	Ländlich	1
G4	4	3	Suburban	1
G5	5	1	Ländlich	1
G6	6	4	Suburban	2
G7	8	4	Ländlich	1
G8	9	4	Urban	4 (1)
G9	9	4	Urban	6 (3)

Im Folgenden wird anhand eines Planungsbeispiels das Vorgehen bei der Zielnetzplanung erläutert. Anschließend werden die Ergebnisse für alle untersuchten Gemeinden kumulativ dargestellt.

4.5.4 Planungsbeispiel

Am Beispiel einer Gemeinde wird der Ablauf der Zielnetzplanung mit Berücksichtigung von Power-to-Gas-Anlagen erläutert. Die gewählte Beispielgemeinde ist G6 (Versorgungsaufgabe 6, Netzstrukturklasse 4), da hier zwei unterschiedliche Standorte für Power-to-Gas-Anlagen vorhanden sind und gleichzeitig Reduktionen der Netzausbaukosten durch den Einsatz von Power-to-Gas-Anlagen möglich sind.

Ermittlung der elektrischen Anlagenleistung

Auf Basis des gasseitigen Potenzials kann die maximale elektrische Leistung der installierbaren PtG-Anlagen je Standort in der Gemeinde und Stützjahr bestimmt werden (siehe Abschnitt 4.4.2). In der nachfolgenden Tabelle sind die resultierenden Ergebniswerte für G6 aufgezeigt. Das Potenzial teilt sich in zwei Standorte innerhalb der Gemeinde G6 auf, da zwei GDRA vorhanden sind. Durch stromseitige Restriktionen kann ggf. nicht das komplette gasseitige Potenzial genutzt werden.

Tabelle 4.39: Maximale elektrische PtG-Anlagenleistungen durch gasseitiges Potenzial in G6

	Jahr	MinFlow, Erdgas [m³/h i.N.]	Elektr. Leistung PtGA-H ₂ [kW _{el}]			PtGA-CH ₄ [kW _{el}]
			@ 2 Vol.-% H ₂	@ 10 Vol.-% H ₂	@ 15 Vol.-% H ₂	
Ganztägiger Betrieb	2015	24	2	12	19	449
	2030	26	2	13	20	475
	2050	14	1	7	11	260
Untertägiger Betrieb (7- 19 Uhr)	2015	51	5	26	40	939
	2030	54	5	27	42	993
	2050	29	3	15	23	543

Für die Zielnetzplanungen werden die Werten für 15 Vol.-% H₂ sowie für CH₄ verwendet. Für die beiden möglichen PtG-Anlagenstandorte ergeben sich damit die folgenden Anlagenleistungen je Stützjahr und Technologie.

Tabelle 4.40: Maximale elektrische PtG-Anlagenleistungen je Stützjahr und Technologie in der Gemeinde G6

Name	Typ	Leistung (kW _{el})	
		2030	2050
PtG1	H ₂	79	43
PtG2	CH ₄	914	500

Szenariobildung

Die untersuchten Gemeinden werden ausgewählt, um die identifizierten typischen Strom- und Gasnetzstrukturen (siehe Kapitel 3) möglichst ideal zu repräsentieren. Als Kompromiss zwischen der idealen Identifikation und den vorliegenden Netzdaten der am Vorhaben beteiligten Netzbetreiber wird für Versorgungsaufgabe 6 und Netzstrukturklasse 4 die Gemeinde G6 (im Gebiet der Westnetz GmbH) ausgewählt. Die Analyse und Clusterung der Versorgungsaufgabe basiert dabei auf der Analyse der heutigen Gegebenheiten jeder Gemeinde.

Die Ermittlung des zukünftigen Power-to-Gas-Potenzials basiert auf der Analyse von zwei zukünftigen Stützjahren: 2030 und 2050. Für diese Stützjahre wurden die strom- und gaseitigen Szenariowerte (Abschnitt 1.2 und 1.3) regionalisiert. Wie zuvor beschrieben, werden für die Potenzialanalyse Mittelspannungsnetze verwendet. Diese können (gerade in ländlichen Regionen) eine Vielzahl von Gemeinden umfassen. Für jede der Gemeinden wird eine eigene Szenariobildung vorgenommen, um die Erzeugungs- und Lastverhältnisse des Mittelspannungsnetzes nachbilden zu können (vgl. Kapitel 1.2). Im Beispiel G6 umfasst das nachgebildete Mittelspannungsnetz nur die Gemeinde Balve. G6. Die aus der Regionalisierung resultierenden Szenariowerte für das Mittel- und Klimaschutzszenario sind in der folgenden Abbildung zu sehen. Die Einspeiser- und Verbrauchsleistungen werden je nach Szenario und Stützjahr bei der Zielnetzplanung berücksichtigt.

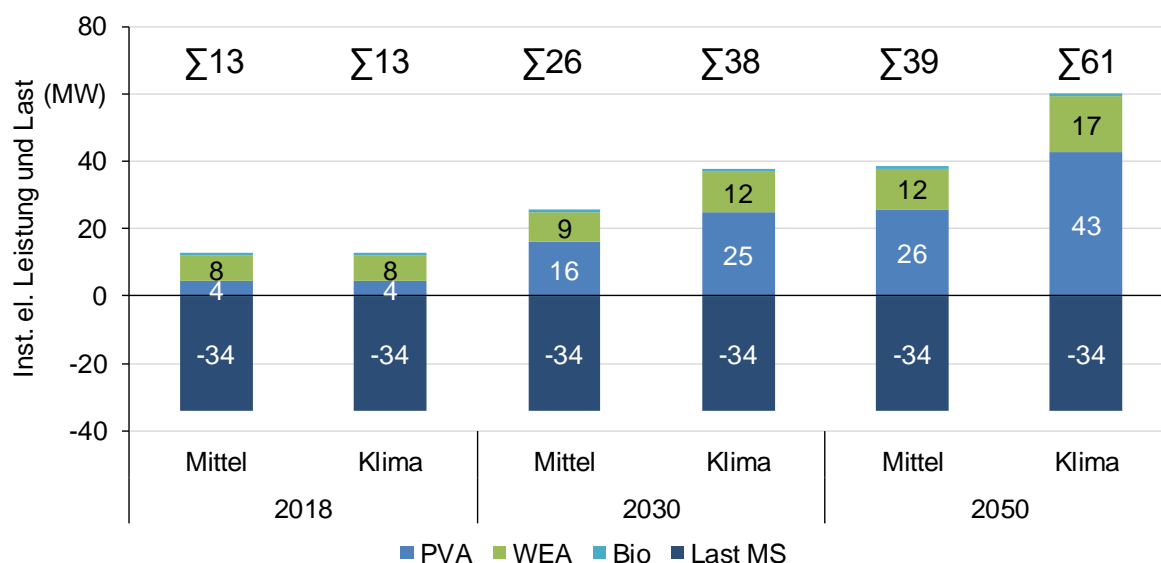


Abbildung 4.25: Resultierende Szenariowerte der Regionalisierung für das Mittelspannungsnetz bzw. die Gemeinde G6

Zielnetzplanung mit Power-to-Gas-Anlagen

Im Gebiet des Mittelspannungsnetzes kommt es sowohl im Mittelwert- als auch im Klimaschutzszenario zu Grenzwertverletzungen im Stromnetz, wodurch Netzausbaumaßnahmen notwendig sind. Die PtG-Anlagenstandorte sind in Bezug auf die stromnetzseitigen Probleme günstig, da durch die Berücksichtigung des Einsatzes der PtG-Anlagen bei hoher Einspeisung von DEA im Stromnetz Netzausbaumaßnahmen verhindert bzw. reduziert werden können. Die folgende Abbildung gibt einen Überblick über die PtG-Anlagenstandorte sowie die stromnetzseitigen Problemnetzbereiche (eingefärbt mit roten Ellipsen).

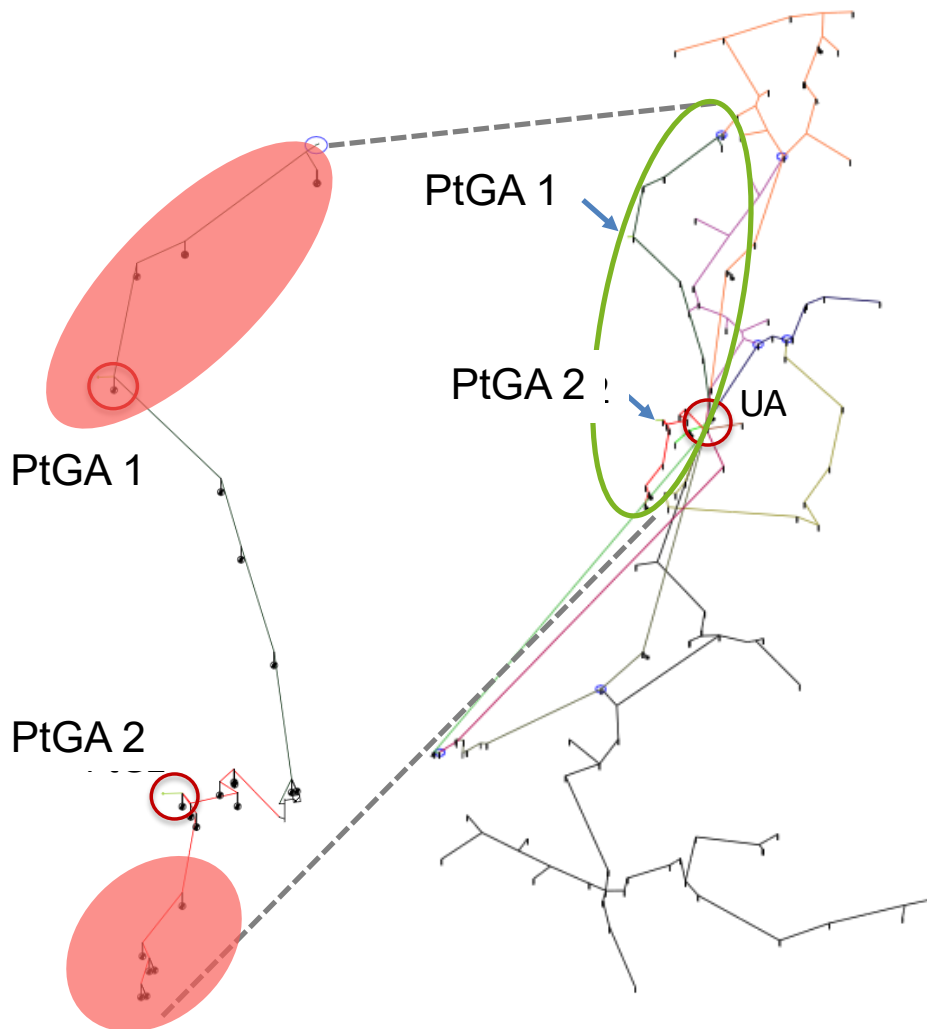


Abbildung 4.26: Mittelspannungsnetz, PtG-Anlagenstandorte sowie stromnetzseitige Problemgebiete (rote Ellipsen) der Gemeinde G6 (links vergrößert)

Durch die Erzeugung von Gas durch die Power-to-Gas-Anlagen in Zeiten, in denen die Einspeisung von DEA im Stromnetz hoch ist, kann der Stromnetzausbau begrenzt werden. Dies impliziert Zwangseinsätze der Power-to-Gas-Anlagen, die wiederum den marktseitigen Einsatz und damit mögliche Erlöse begrenzen können. Gleichzeitig kann der Einsatz der PtG-Anlagen in Zeiten hohen stromseitigen Verbrauchs dazu führen, dass unzulässige Betriebszustände im Stromnetz auftreten. Um dies zu vermeiden, müssen die PtG-Anlagen ggf. gedrosselt werden. Für die Ermittlung werden je Anlage die leistungsseitigen Einschränkungen (Netzrestriktionskorridore) der Anlage in Abhängigkeit der eingespeisten DEA-Leistung für die in Kapitel 4.5.2 definierten Netzbetriebssituationen „Starklastfall“ und „Rückspeisefall“ ermittelt. Die DEA werden dabei auf die Anlagen eingegrenzt, auf die die PtG-Anlagen sensitiv sind, also die DEA im Mittelspannungsstrang, in der auch die PtG-Anlage angeschlossen ist. Die Netzausbaumaßnahmen des in Abbildung 4.26 dargestellten Netzbereichs sind in folgender Tabelle dargestellt. Es wurden die Investitions- und Betriebskosten wie in Kapitel 4.1 erläutert verwendet

Tabelle 4.41: Netzausbaumaßnahmen im Planungsbeispiel der Gemeinde G6

Kabelausbau (km)	2030	2050	Kosten insgesamt (Barwert 2018) (€)
Konventionell	13,9	1,1	719.039
PtG (CH4)	2,8	7,3	308.059
Anzahl PtG-Anlagen*)	2		1.244.350

*) zyklische Erneuerung entsprechend der Lebensdauer nach 15 Jahren

Der Einfluss der PtG-Anlagen auf die Netzausbaumaßnahmen wird deutlich anhand der verringerten Kabellänge in den Varianten „konventionell“ und „PtG (CH4)“. Um alle Grenzwertverletzungen unter Berücksichtigung der PtG-Anlage zu beheben, reichen in den Planungsjahren 10,1km Leitung aus. Das entspricht einer Reduktion gegenüber der konventionellen Variante von einem Drittel. In der Planungsvariante PtG (CH4) werden entsprechend obiger Netzabbildung zwei PtG-Anlagen eingesetzt. Die entsprechenden Netzausbaukosten

Für die beiden PtG-Anlagen in G6 ergeben sich die folgenden Netzrestriktionskorridore (Beispiel Mittelwertszenario, 2030, CH₄-PtG-Anlagen):

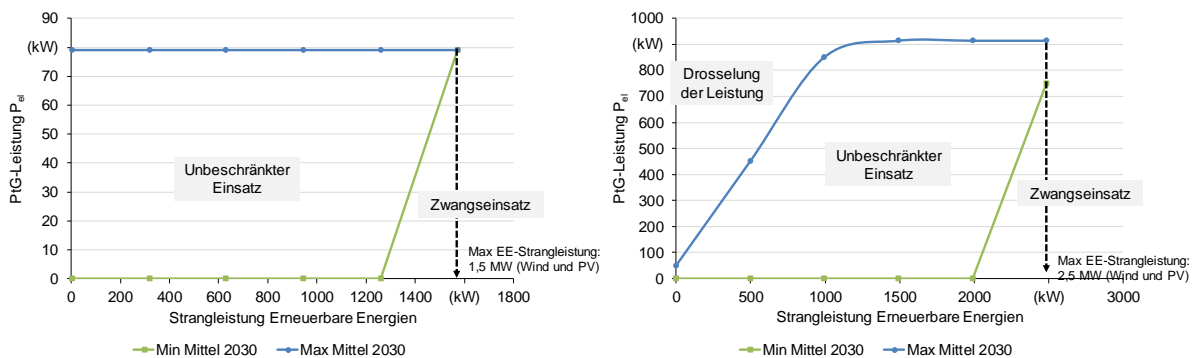


Abbildung 4.27: Netzrestriktionskorridore für PtGA 1 (links) und PtGA 2 (rechts)

Die grüne Linie markiert die minimalen Leistungen der PtG-Anlage, die aus Sicht des Stromnetzes „verlangt“ werden. Die blaue Linie stellt entsprechend die maximalen PtG-Leistungen dar, die die PtG-Anlage aufweisen darf. Entsprechend der Erläuterungen in Kapitel 4.5.2 wird die grüne Linie ausgehend vom Rückspeisefall ermittelt (minimale elektrische Last aller Verbraucher). Die blaue Linie wird ausgehend vom Starklastfall (höchste zeitgleiche elektrische Last aller Verbraucher) bestimmt. In Abhängigkeit der Momentanleistung der DEA des Strangs, in dem auch die PtG-Anlage angeschlossen ist, ergeben sich für die PtGA 1 ausschließlich Zwangseinsätze ausgehend vom Rückspeisefall ab einer momentanen Strangleistung von ca. 1,25 MW. Ab diesem Moment muss also die Leistung der PtGA 1 erhöht werden, um Grenzwertverletzungen zu vermeiden. PtGA 2 hat zusätzlich zu dieser minimalen Restriktion (in diesem Fall ab ca. 2 MW Momentanleistung der DEA) eine weitere Restriktion ausgehend vom Starklastfall (blaue Linien, rechte Abbildung). Für eine Momentanleistung der DEA von 0 MW darf die PtGA 2 nur ca. 50kW Last aufweisen, um keine Grenzwertverletzung zu verursachen.

Unter Berücksichtigung der Netzrestriktionen kann der marktorientierte, strompreisgetriebene Einsatz der PtGA und damit die Erlöse der PtGA durch die Gaserzeugung bestimmt werden,

die ggf. durch die Netzrestriktionen reduziert werden. Die folgende Abbildung zeigt die entstehenden Erlöse über alle Szenarien und Stützjahre, die am Spotmarkt entstehen für die PtGA 1. Die Erlöse PtGA 2 sind aufgrund der äußerst geringen elektrischen Leistung die Erlöse hier nicht dargestellt. Die Säule „netzdienl.“ stellt dabei die Deckungsbeiträge einer netzdienlichen Fahrweise der PtG-Anlage dar, d.h., unter Berücksichtigung von Netzrestriktionen. Entsprechend repräsentiert die Säule „marktdienl.“ die Deckungsbeträge unter freiem marktdienlichem Anlagenbetrieb. Die dritte Säule „Einbußen“ quantifiziert die Differenz zwischen den beiden Betriebsweisen.

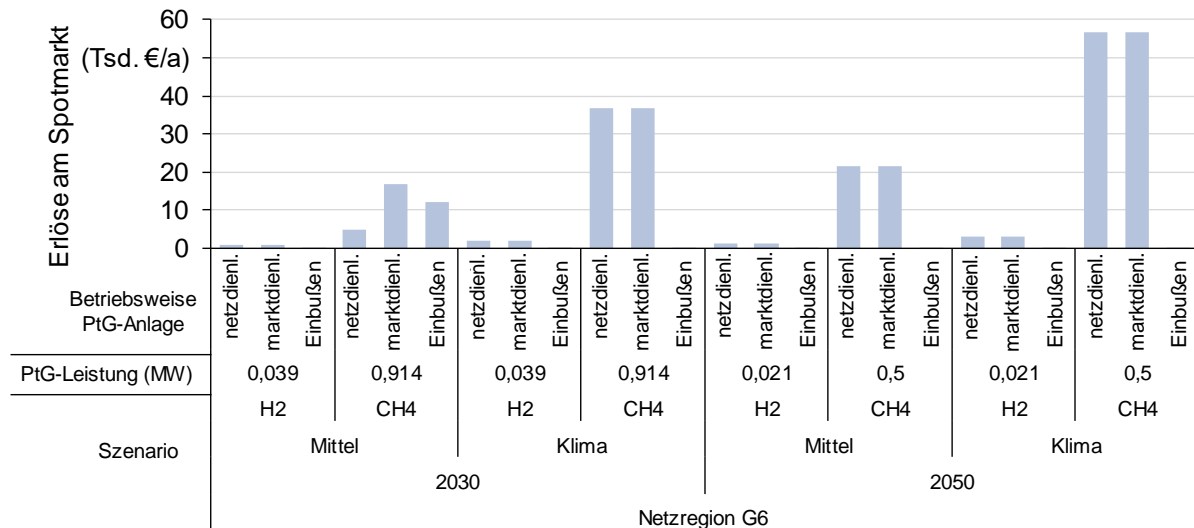


Abbildung 4.28: Erlöse (Deckungsbeiträge) am Spotmarkt je Szenario und PtG-Technologie pro Jahr für die PtGA 1 der Gemeindef G6(hier ohne Diskontierung dargestellt)

Die Barwerte 2018 dargestellten Erlöse pro Jahr am Spotmarkt werden über den gesamt Betrachtungszeitraum aufaddiert um die Gesamterlöse zu erhalten.

Für die abschließende ökonomische Bewertung werden die entstehenden Kosten (Kosten des Kabelausbau und Investitions- und Betriebskosten der PtG-Anlagen) und Erlöse am Spotmarkt miteinander verrechnet wie in Kapitel 4.1 vorgestellt. Für die Gemeindef G6 ergibt sich folgendes Ergebnis.

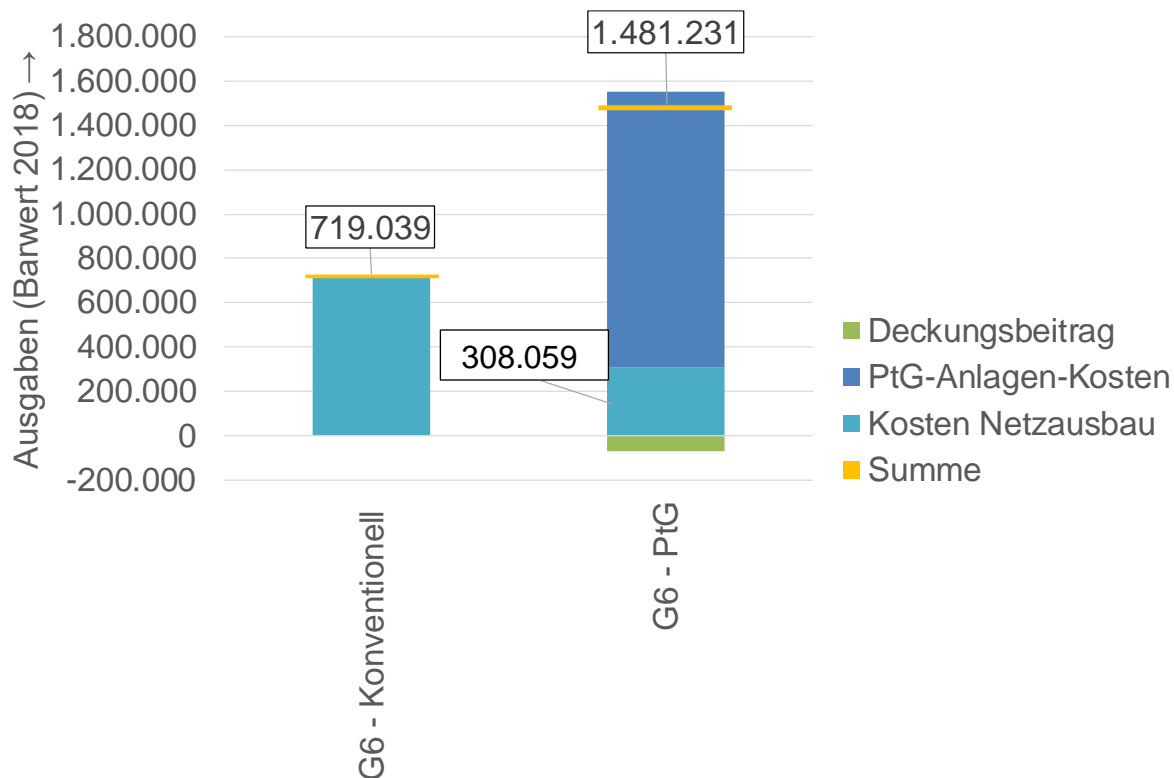


Abbildung 4.29: Kosten- und Erlösbetrachtung für Gemeinde G6 (2 PtGA, CH₄, Mittelwertszenario) für konventionelle Zielnetzplanung (links) und Zielnetzplanung mit Berücksichtigung von Power-to-Gas-Anlagen (rechts) über alle Stützjahre. Ausgaben und Erlöse sind auf das Jahr 2018 diskontiert.

Es zeigt sich im Beispielfall zunächst, dass die Netzausbaukosten durch den Einsatz von Power-to-Gas-Anlagen stark gesenkt werden können (ca. 57%). Bezieht man jedoch die Kosten der Power-to-Gas-Anlagen sowie die erzielten Erlöse mit ein, ergeben sich insgesamt höhere Ausgaben als bei der Zielnetzplanung mit konventionellen Betriebsmitteln notwendig sind. Die Einnahmen der PtG-Anlagen und die Verringerung der Ausgaben für konventionelle Betriebsmittel können die Erhöhung der Ausgaben durch die Berücksichtigung der PtG-Anlagenkosten also nicht kompensieren.

4.5.5 Vergleich der Zielnetzplanungsergebnisse

In diesem Abschnitt werden die Ergebnisse aus den Zielnetzplanungen der einzelnen Mittelspannungsnetze gesamthaft dargestellt.

Zunächst ist zur Hebung des Netzausbaukosten-Einsparungspotenzials einer Gemeinde bzw. eines Mittelspannungsnetzes die Erfüllung mehrerer Kriterien notwendig:

- Im betrachteten Netzgebiet muss ein Netzausbaubedarf durch Einspeiser induziert sein, der durch den stromseitigen Bedarf von Power-to-Gas-Bedarf beeinflusst werden kann
- Power-to-Gas-Anlagen müssen im Netz so positionierbar sein, dass sie stromseitig sensitiv auf die einspeiseinduzierten Netzengpässe eingesetzt werden können
- Die elektrische PtG-Anlagenleistung muss so hoch sein, dass der Anlageneinsatz Einfluss auf zu treffende Netzausbaumaßnahmen hat.

Die folgende Übersicht zeigt die Kriterien für die einzelnen untersuchten Gemeinden.

Tabelle 4.42: Übersicht über die Kriterienerfüllung zur Hebung des stromnetzseitigen Power-to-Gas-Potenzials der einzelnen Gemeinden. Legende zur PtG-Anlagenleistung: -: $0 \text{ kW} < P_{\text{PTG}} \leq 20 \text{ kW}$; o: $20 \text{ kW} < P_{\text{PTG}} \leq 60 \text{ kW}$; +: $60 \text{ kW} < P_{\text{PTG}} \leq 13.100 \text{ kW}$

NR	VA	NK	Gemeinde	Bedarf Stromnetzausbau durch Einspeisung	„Matching“ PtG-Anlagenstandort zu Netzengpässen	Elektr. PtG-Anlagenleistung signifikant zur Beeinflussung der Netzengpässe	
						H ₂	CH ₄
1	1	1	G1	Gering	o	-	+
2	2	2	G2	Hoch	+	-	+
3	3	1	G3	Mittel	-	-	o
4	4	3	G4	Mittel	-	-	+
5	5	1	G5	Mittel	-	-	o
6	6	4	G6	Hoch	+	o	+
7	8	4	G7	Mittel	-	-	+
8	9	4	G8	Mittel	+	+	+
9	9	4	G9	Gering	-	+	+

Es wird ersichtlich, dass die PtG-Anlagenleistung bei H₂-Einspeisung häufig nicht ausreicht, um die Engpässe im Stromnetz signifikant zu beheben. Dazu gibt es mehrere Fälle (z.B. G4, G7), in denen der Standort möglicher PtG-Anlagen geografisch nicht passend zum Stromnetzausbaubedarf ist.

Die Gemeinden, die aufgrund der Analyse passend zur Hebung des stromseitigen Potenzials von Power-to-Gas-Anlagen sind, sind v.A. G8, G2 und G6.

Neben den stromseitigen Kriterien ist die Deckungsrate der Anlagen über den marktseitigen Einsatz interessant. Diese beschreibt den Anteil an den gesamten Investitions- und Betriebskosten der PtG-Anlagen, der durch Erlöse am Spotmarkt erzielt werden kann. Berücksichtigt sind die installierten PtG-Anlagenleistungen je Gemeinde, die Investitions- und Betriebskosten und die Erlöse, die am Spotmarkt jährlich erzielt werden können (siehe Abschnitt 4.5.2). In der folgenden Abbildung sind die Deckungsraten jeweils für Mittelwert- und Klimaschutzszenario sowie für PtG-H₂- und -CH₄-Anlagen dargestellt.

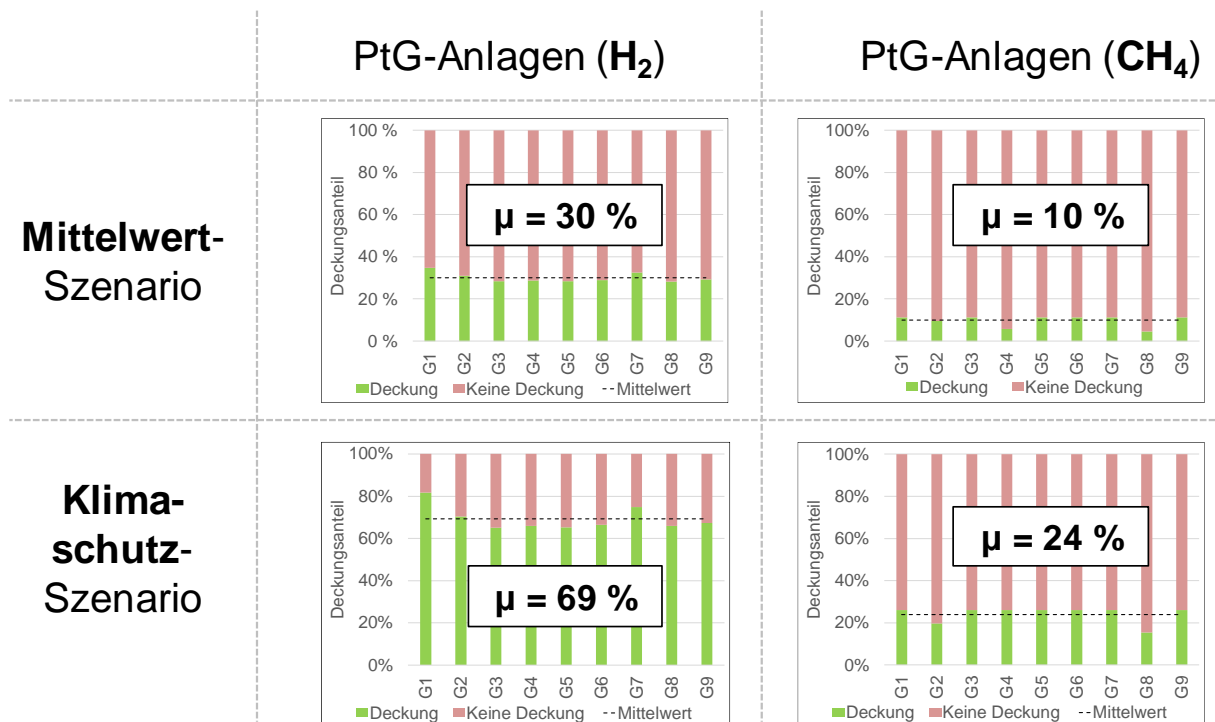


Abbildung 4.30: Übersicht über Deckungsanteile der marktseitigen Erlöse aller untersuchten Gemeinden für Klimaschutz- und MittelwertszENARIO. Durchschnittswerte sind in den jeweiligen Diagrammen eingetragen

Auffallend ist, dass die Deckungsraten in beiden Szenarien bei H₂-Einspeisung jeweils deutlich höher sind als bei CH₄-Einspeisung. Dies ist in mehreren Faktoren begründet:

- Geringere Anlagenkosten: Zur H₂-Einspeisung ist keine Methanisierungsanlage notwendig, dadurch entstehen geringere Anlagenkosten
- Höherer Anlagenwirkungsgrad: Durch den Wegfall der Methanisierungsanlage ist der Wirkungsgrad von PtG-H₂-Anlagen höher
- Geringerer notwendiger Spread zwischen Strom- und Gasmarktpreisen: Grundsätzlich werden die PtG-Anlagen marktgeführt eingesetzt, d.h. die PtG-Anlage wird dann am Markt eingesetzt, wenn der Spread, also der Unterschied zwischen Gaspreis (Einnahmen) und Strompreis (Ausgaben) mindestens so hoch ist, dass die Gaseinspeisung durch die PtG-Anlage wirtschaftlich ist. Die PtG-Anlagen fahren also nicht z.B. gasgeführt als Grundlast. Durch den höheren Wirkungsgrad von PtG-H₂-Anlagen ist der marktseitige Ansatz häufiger wirtschaftlich, da im Vergleich zu PtG-CH₄-Anlagen ein geringerer Spread zum wirtschaftlichen Einsatz notwendig ist. Unter Annahme gleicher Mengenpreise für den Absatz von H₂- und PtG-CH₄ weisen PtG-H₂-Anlagen somit höhere Vollaststunden und prozentuale Deckungsanteile an den PtG-Anlagenkosten auf.

Weiterhin fällt auf, dass im jeweiligen Vergleich zwischen Mittelwert- und Klimaschutzszenario die mittleren Deckungsraten steigen. Dies ist durch die höhere angenommene installierte Leistung von EE-Anlagen im Klimaschutzszenario zu begründen (vgl. Kapitel 1.2), die Auswirkungen auf die Spotmarktpreise hat und so einen häufigeren Einsatz verursacht.

Wie beschrieben, lassen sich in einigen Gemeinden Einsparungen bei den Netzausbaukosten durch den PtG-Anlageneinsatz erzielen. Eine Übersicht über die Fälle mit Einsparungen über

beide Szenarien und beide Technologien ist in der folgenden Abbildung zu sehen. Es sind ausschließlich die Einsparungen im Netzausbau ohne die Berücksichtigung von PtG-Anlagenkosten und Erlösen dargestellt. Gemeinden mit einem Mehraufwand im Netzausbau bei Berücksichtigung von PtGA werden nicht dargestellt, da in diesen Fällen die Anwendung einer PtGA wirtschaftlich nicht sinnvoll ist.

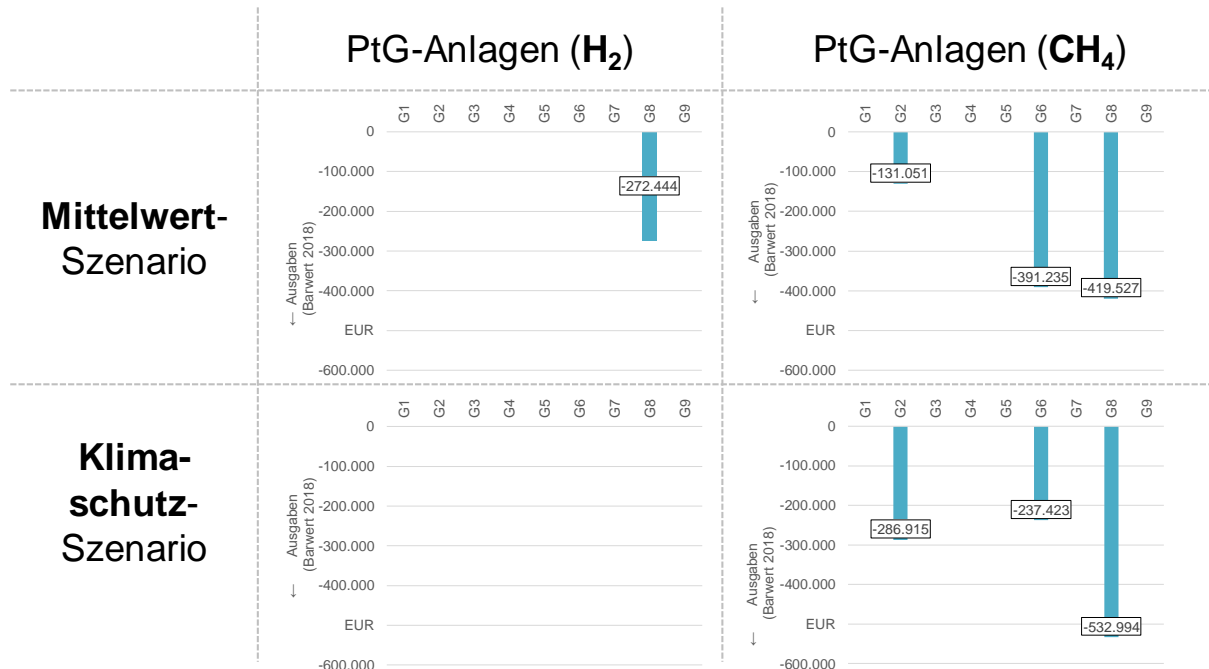


Abbildung 4.31: Übersicht über Einsparungen bei Netzausbaumaßnahmen

Für reine Elektrolyse-Anlagen zeigt nur die Gemeinde G8 im Mittelwertszenario ein Potenzial zur Reduktion des Netzausbaus. Das liegt daran, dass in allen anderen Gemeinden die Anlagenleistung zu gering ist bei H₂-Anlagen. Im Klimaschutzszenario ist der Zubau von Erneuerbaren Energien dann so hoch, dass auch die Anlagenleistung der H₂-Anlage in Gemeinde G8 nicht mehr ausreicht, um den Netzausbau zu vermeiden. Methanisierungsanlagen hingegen zeigen in beiden Szenarien in den drei Gemeinden G2, G6 und G8 ein Potenzial zur Reduzierung des Netzausbaus.

Bezieht man die erzielten Erlöse sowie die PtG-Anlagenkosten in die Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen mit ein, ergeben sich die in den folgenden Abbildungen dargestellten Gesamtwerte. Zunächst ist in Abbildung 4.32 der Fall H₂-Einspeisung/Mittelwertszenario für die Gemeinde G8 dargestellt.

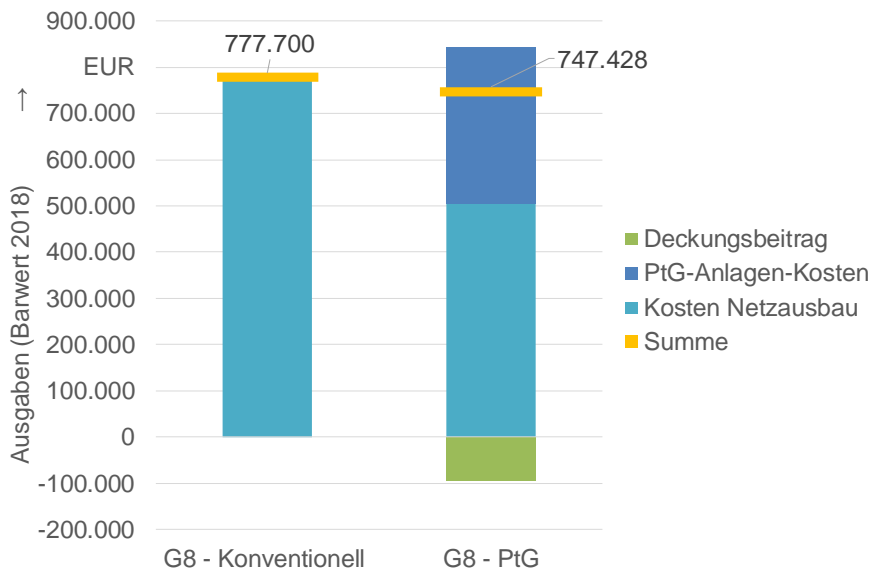


Abbildung 4.32: Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung für die Gemeinde G8 (H₂-Einspeisung/MW-Szenario)

Es ist abzulesen, dass unter Einbeziehung von PtG-Anlagenkosten und -Erlösen geringere Gesamtausgaben als im Falle des Netzausbaus mit konventionellen Betriebsmitteln zu erwarten sind. Als Besonderheit liegt hier eine hohe Anlagenleistung auch bei H₂-Einspeisung vor, wodurch ein erheblicher Einfluss auf Netzausbaumaßnahmen induziert wird und gleichzeitig eine höhere Wirtschaftlichkeit der PtG-Anlage im Vergleich zur CH₄-Einspeisung vorliegt. Die Simulationsergebnisse weiterer untersuchter Gemeinden sind der folgenden Abbildung zu entnehmen.

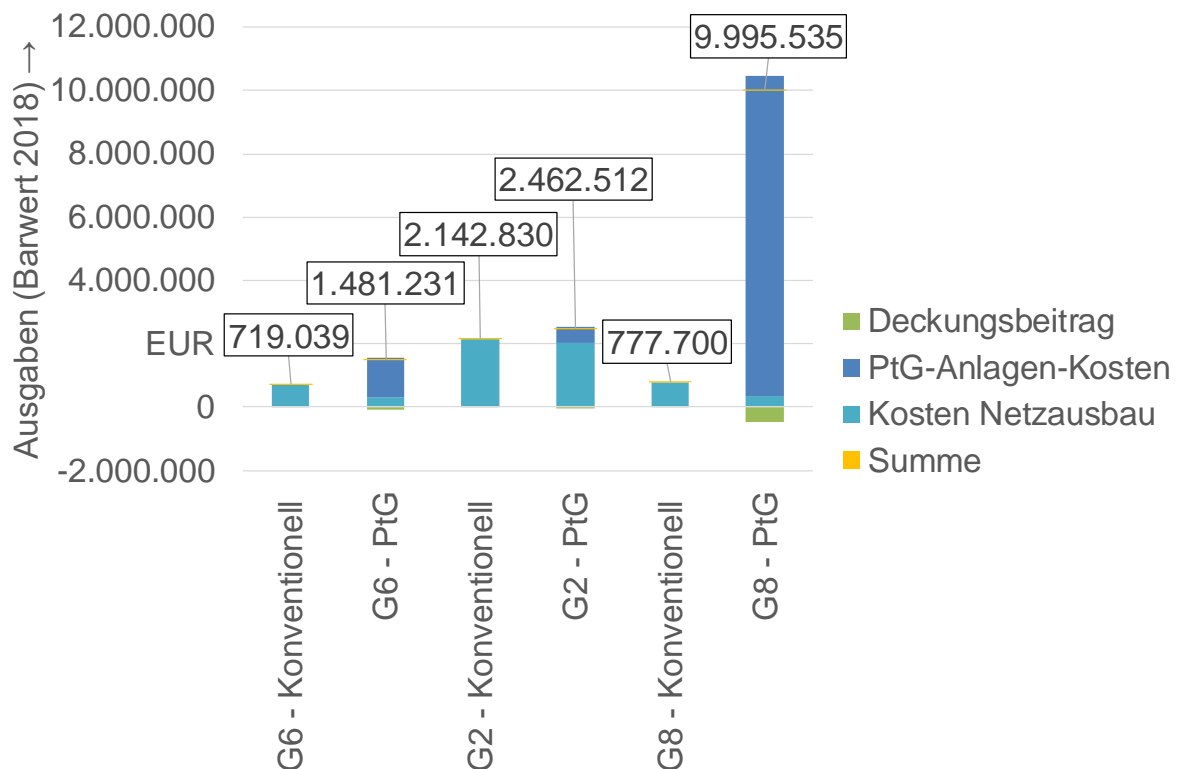


Abbildung 4.33: Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung für die Gemeinden G6, G2 und G8 (CH₄-Einspeisung/Mittelwert-Szenario)

Ein anderes Bild ergibt sich bei der Analyse der CH₄-Einspeisung im Mittelwertszenario (Abbildung 4.33). Hier ergibt sich bei der Netzplanung mit PtG-Anlagen kein Fall, in dem die Gesamtausgaben ggü. der Planung mit konventionellen Betriebsmitteln reduziert werden können. Dies trifft ebenso bei den betrachteten Fällen im Klimaschutzszenario zu (Abbildung 4.34).

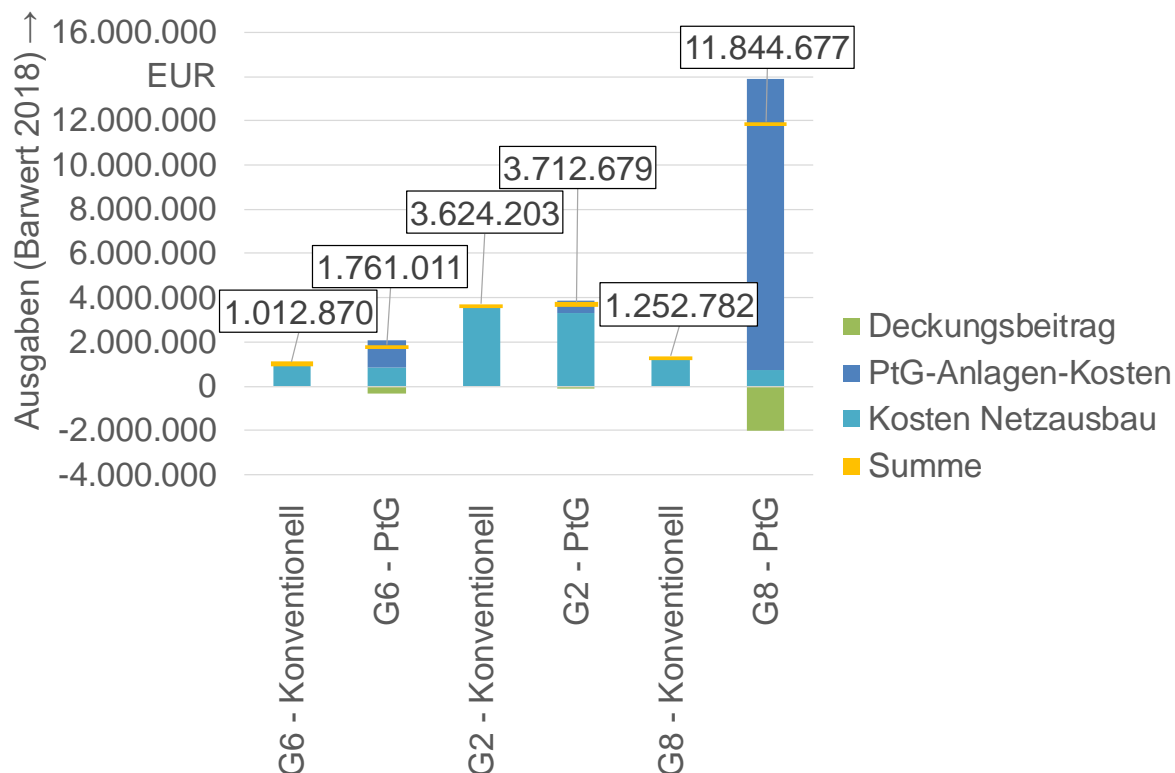


Abbildung 4.34: Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung für die Gemeinden G6, G2 und G8 (CH₄-Einspeisung/Klimaschutz-Szenario)

4.6 Unsicherheiten der Methodik

Zum Abschluss der Einzelbetrachtungen und der gemeindespezifischen Ergebnisse werden die Unsicherheiten der einzelnen methodischen Schritte qualitativ beleuchtet.

Mit der Berücksichtigung von zwei Szenariorahmen ist eine Sicherheit bzgl. der zukünftigen Entwicklung mit Blick auf die verwendeten Parameter gegeben. Insbesondere die installierte Leistung von EE-Anlagen divergiert zwischen den beiden Szenarien, sodass deutschlandweit eine Spanne von möglichen Entwicklungen abgebildet ist. Für die einzelnen untersuchten Gemeinden jedoch können Typ, Standort und Leistung in der Zukunft deutlich divergieren; notwendige Netzausbaumaßnahmen und der Einfluss von PtGA auf diese können damit abweichen.

Weiterhin unterliegen die weiteren Annahmen naturgemäß Unsicherheiten bezüglich ihrer zukünftigen Entwicklungen. Einige in Bezug auf die Ergebnisse wesentlichen Parameter sind in der folgenden Auflistung genannt:

- Entwicklung von Strom- und Gasbedarf
- Strom- und Gaspreis

- Konventionelle Netzausbaukosten
- PtG-Anlagenkosten

Die meisten zugrunde gelegten Parameter sind innerhalb der Institute und Projekte des DVGW im Rahmen des DVGW-Parametersets erarbeitet und abgeglichen worden, sodass eine abgestimmte Basis für die Untersuchungen vorliegt. Trotzdem sind aufgrund der Unsicherheiten die Ergebnisse für die untersuchten Gemeinden und Netze insbesondere im Verhältnis zueinander qualitativ zu sehen.

5 Ermittlung des überregionalen Potenzials (AP 5)

5.1 Entwicklung von Kennzahlen zur Einordnung von Verteilungsnetzen im Strom- und Gassektor

Aus den zuvor beschriebenen Arbeitspaketen geht für die detailliert untersuchten Gas-Referenznetze jeweils die Elektrolyseleistung hervor, die theoretisch unter Berücksichtigung des Gas-Min-Flows und 15 vol.-% Wasserstoffbeimischung ins Erdgasverteilungsnetz installierbar ist. Für eine deutschlandweite Abschätzung werden diese Ergebnisse auf alle anderen Gemeinden aus derselben Versorgungsaufgabe¹⁰ extrapoliert, die durch das entsprechende Referenznetz repräsentiert werden. Dieser Schritt wird anhand des Gasbedarfes der Gemeinden einer Versorgungsaufgabe in Relation zur Referenzgemeinde umgesetzt¹¹. Die zukünftige Entwicklung des Gasbedarfes orientiert sich dabei an [2] (vgl. Abschnitt 1.3). Die Umlage der jährlichen Ausspeisearbeit der Verteilungsnetze aus der BDEW-Gasstatistik 2013 erfolgt auf gasversorgte Gemeinden innerhalb eines Netzgebietes anhand ihrer Bevölkerungszahl.

Das Ergebnis entspricht einem theoretischen, den genannten gasseitigen Beschränkungen unterworfenen Installationspotenzial für Elektrolyseure zur Wasserstoffeinspeisung in deutsche Gasverteilungsnetzen.

Für die Gegenüberstellung der Potenziale einer 15 vol.-% Wasserstoffbeimischung in Erdgasverteilungsnetze mit den theoretischen Potenzialen erneuerbaren Methans auf Verteilungsnetzebene werden diejenigen Leistungen bestimmt, die zu einer Deckung der Gasbedarfe pro Gemeinde im Schwachlastfall installiert werden können (Details sTabelle A-7.1 bis Tabelle A-7.4). Die Berechnungen basieren auf einer Marktsimulation und Anlageneinsatzplanung für die detailliert untersuchten Referenznetzgebiete Strom und Gas. Durch die Annahme einer vollen Methanisierung des synthetischen Gases wird die Wasserstoffbeimischungs-Thematik für diese Teilbetrachtung vermieden und der Blick allein auf die unter den gegebenen Annahmen größtmöglichen regionalen Power-to-CH₄ Potenziale gelenkt. Die resultierenden Installationspotenziale unterstellen implizit, dass auf der Gemeindeebene stets genügend groß dimensionierte CO₂-Quellen zur Verfügung stehen¹².

Für die Einspeisepotenziale der beiden Power-to-Gas-Erzeugnisse Wasserstoff beziehungsweise synthetisches Methan werden die maßgeblichen Aufnahmekapazitäten der Erdgasverteilungsnetze zugrunde gelegt. Der Einfluss vieler PtG-Anlagen in Deutschland untereinander wurde in einer vorgeschalteten Marktsimulation berücksichtigt und eine Analyse des Einflusses der PtG-Leistungen auf die Strompreise durchgeführt.

Erlöspotenziale

Die potentiellen Erlöse, die sich aus dem Verkauf der Power-to-Gas-Erzeugnisse Wasserstoff bzw. synthetisches Methan in den Stützjahren 2030 und 2050 ergeben könnten, basieren auf

¹⁰ Für die Methode der Clusteranalyse zur Identifikation und Gruppierung der deutschen Gemeinden in repräsentative Versorgungsaufgaben siehe Kapitel 2

¹¹ Zum Beispiel verfügt eine Gemeinde A, die unter ansonsten identisch angenommenen Randbedingungen den halben Gasbedarf im Vergleich zur Referenzgemeinde aufweist, auch über ein halbiertes Wasserstoffeinspeisepotenzial.

¹² Die Prüfung der lokalen Verfügbarkeit dieser Ressource ist nicht Bestandteil dieses Projektes.

folgenden Eingangsdaten und Hochrechnungswegen. Es werden die gasnetzseitigen maximalen Einspeisepotenziale für Wasserstoff zugrunde gelegt, die in Kapitel 4 am Beispiel der realen Referenznetze erarbeitet und hier innerhalb der Versorgungsaufgaben auf die Gemeinden, die sie repräsentativ vertreten, hochgerechnet wurden. Die Volllaststunden dieser potentiellen Anlagenleistungen stammen aus der Anlageneinsatzsimulation des IAEW und sind in erster Linie geprägt durch die zukünftige Erzeugungslandschaft in den beiden untersuchten Szenarien. Sie enthalten aber auch z.B. aus dieser Simulation hervorgehende Zwangseinsätze der PtG-Anlagen im Fall von kritischen Netzzuständen oder Zwangsabschaltungen (Netzrestriktionen), siehe Kapitel 4. Insbesondere in den Städten (VA9) fallen die Einsatzzeiten sehr viel geringer aus, bedingt durch die auch zukünftig in den Städten vergleichsweise geringeren auf den untersten Netzebenen (Niederspannung bis maximal Mittelspannung) installierten EE-Leistungen. Für VA 9 liegen die Ergebnisse zweier sehr unterschiedlicher Gemeinden – G9 und G8 – vor. Entsprechend ihrer Entfernung vom Clusterzentrum, das als Maß für die Repräsentativität angesehen werden kann, werden stets die Ergebnisse für VA 9 gewichtet miteinander verrechnet, um die Aussagekraft der groben Hochrechnung zu verbessern. Die maximale potentielle umgewandelte Stromaufnahme ist das Produkt aus potentieller Gesamtleistung und Volllaststunden. Die Erlöse ergeben sich schließlich aus der Annahme der angenommenen Umwandlungswirkungsgrade (Tabelle 4.4) und Markterlöse (vgl. Abschnitt 4.5.2) für die erzeugten Gase.

Ersparnis Netzausbau durch Einsatz von PtG-Anlagen

Für die Abschätzung der durch PtG-Anlagen als netzdienliche Flexibilitätsoption eingesparten Netzausbauten wird folgender Ansatz entwickelt. Dazu wird zunächst folgende Feststellung gemacht: Der nötige, während der Zielnetzplanung ausgelegte Netzausbau auf der Stromseite ist in erster Linie durch die dezentralen fluktuierenden erneuerbaren Erzeugungsanlagen bedingt. Es wurden daher für jedes Szenario und beide Stützjahre für jede Gemeinde die Summe der potentiell gleichzeitig auftretenden Lasten aus Windkraft- und PV-Anlagen gebildet und für jede der Versorgungsaufgaben ausgewertet. Der bereits 2015 vorliegende EE-Ausbaugrad der Gemeinden wurde subtrahiert, um allein den Zubau über den Status Quo hinaus betrachten zu können. Für die detailliert untersuchten Referenzgemeinden wurde der Quotient „Kostensparnis Netzausbau durch PtG-Einsatz pro Megawatt EE-Zubau“ für jedes Szenario und Stützjahr gebildet und auf die durch die Referenzgemeinde repräsentierten Versorgungsaufgaben übertragen. Im Fall der VA 9 wurde wie oben ein gewichtetes Mittel der Teilergebnisse nach Repräsentativität der Gemeinden (Entfernung vom Clusterzentrum) gebildet, um die Aussagekraft der groben Hochrechnung zu verbessern. Es gehen daher nicht die vollen in G8 erzielbaren Ersparnispotenziale in die Hochrechnung ein, sondern ca. 81 %, während G9 im entsprechend des Ergebnisses der Detailuntersuchungen aus Kapitel 4 keine Ersparnispotenziale beiträgt.

5.2 Ermittlung des Potenzials für PtG-H₂ und Wasserstoffeinspeisung in die Gasverteilungsnetze in Deutschland

Der erste Teil der Hochrechnung der bundesdeutschen Installationspotenziale für Elektrolyse widmet sich der Wasserstofferzeugung und -einspeisung in die Gasverteilungsnetzebene.

Die installierbaren Elektrolyseleistungen können durch ihre Fähigkeit, lastflexibel einsetzbar zu sein, dem Stromverteilungsnetz als Flexibilitätsoption angeboten werden und je nach

lokalen Gegebenheiten im Fall koordinierter strom- und gasnetzseitiger Zielnetzplanung Stromnetzausbaubedarfe reduzieren. Begrenzt sind die hier vorgestellten Installationspotenziale im Wesentlichen durch die zulässige Wasserstoffbeimischgrenze in Erdgasverteilungsnetze, die in diesem Projekt mit 15 vol.-% angenommen wurde.

In Abbildung 5.1 ist die Anzahl möglicher PtG-H₂-Anlagen in jeder der in Kapitel 1 definierten Versorgungsaufgaben dargestellt. Es wurde jeweils eine Anlage je Gemeinde angenommen, so dass Anlagen und Gemeinden hier synonym verstanden werden können. Dabei wurden verschiedene Mindestanlagengrößen berücksichtigt. Das Diagramm zeigt für jede Mindestanlagengröße die Anzahl der potentiellen Gemeinden bzw. dort an einem zentralen Einspeisepunkt wie der GDRA-Anlage installierbaren Elektrolyse-Anlagen. Das gestapelte Histogramm gibt darüber hinaus Aufschluss über die Anteile der Versorgungsaufgaben 1-9 innerhalb der Gesamtergebnisse. Die Installation von Kleinanlagen unter 500 kW Anschlussleistung hat keinen nennenswerten Effekt auf die stromseitige Netzplanung oder -fahrweise und stellen auch volkswirtschaftlich keinen sinnvollen Anwendungsfall dar. Sie sollen im Weiteren nicht weiter betrachtet werden. Bereits ab 500 kW installierbare Leistung verbleibt einzig Versorgungsaufgabe 9 im Kreis der Gemeinden, in denen sich eine Wasserstoffeinspeisung anbietet. Hier wird der entscheidende Stellenwert eines ganzjährig hohen Gasvolumenstromes in den Verteilungsnetzen offenbar, der Grundvoraussetzung für eine Wasserstoffbeimischung ist. Die Clusterung der Versorgungsaufgaben hat die geeigneten Gemeinden mit hohem Gasbedarf in VA9 gruppiert und damit der hier vorgenommenen Bereinigung des Datensatzes zur Fokussierung auf für das Stromsystem relevante Leistungen vorgegriffen. Am Beispiel der potentiellen Anlagenzahl ab 1 MW installierte Leistung lässt sich erkennen, dass das Ergebnis die potentiellen Anlagen um ca. 86 % von über 2.200 auf unter 300 Stück reduziert, dabei jedoch das Leistungspotenzial nur um ca. 26 % sinkt.

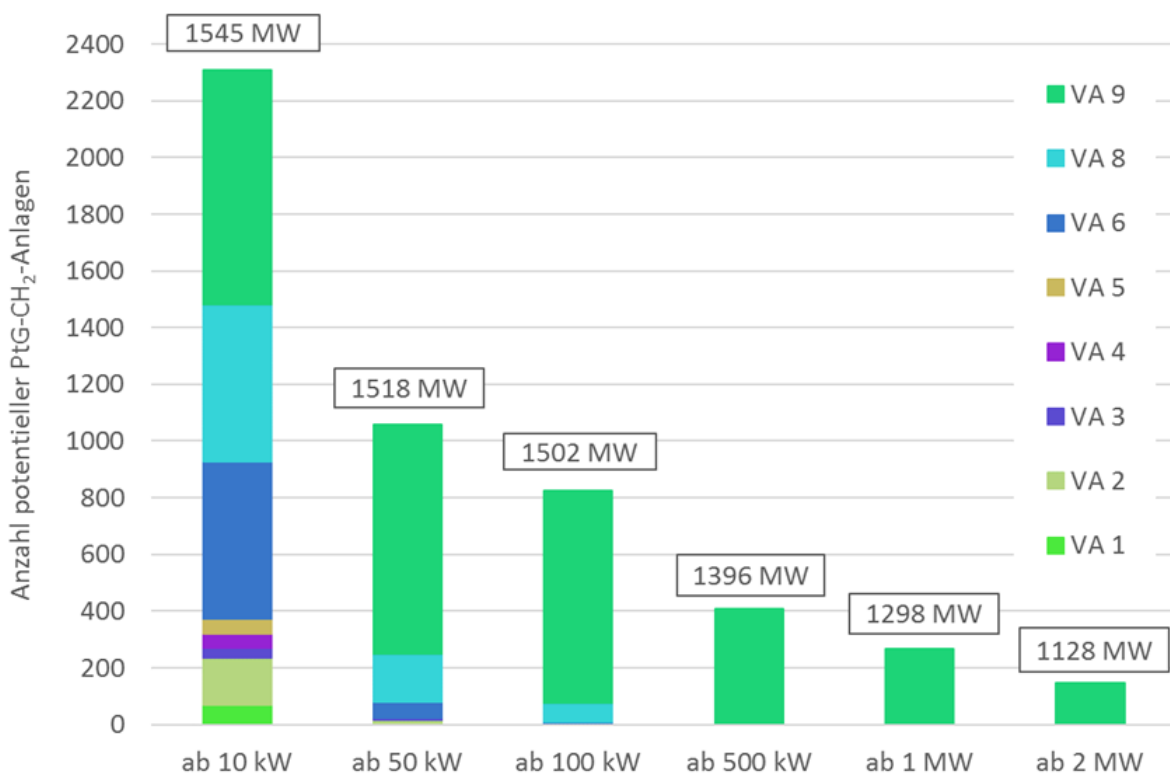


Abbildung 5.1: Anzahl möglicher PtG-H₂-Anlagen in den Gemeinden Deutschlands. Bezugsjahr 2015, aufgelöst nach Versorgungsaufgaben. Umrahmte Leistungsangaben beziehen sich auf das

Deutschlandweite Elektrolysepotenzial in Gasverteilungsnetzen unter Berücksichtigung der auf der X-Achse angegebenen Mindestanlagengröße.

Dabei ist zu sehen, dass die Installation einer Anlage ab 10 kW installierbarer Elektrolyseleistung deutschlandweit in über 2.300 der ca. 11.000 betrachteten Gemeinden möglich ist. Mit diesen Anlagen wäre eine theoretische Gesamtleistung von 1.545 MW in den Gemeinden Deutschlands installierbar. Potenzial für Power-to-H₂-Anlagen ist in jeder der untersuchten Versorgungsaufgaben vorhanden, wobei sich der Großteil auf die Versorgungsaufgaben 2, 6, 8 und 9 (VA 2, VA 6, VA 8, VA 9) konzentriert.

Werden größere Mindestanlagenleistungen (> 100 kW) vorausgesetzt, verbleiben ca. 820 Gemeinden, in denen die Installation einer PtG-H₂-Anlage möglich ist. Diese befinden sich zudem weit überwiegend in VA 8 und insbesondere in VA 9. Jedoch reduziert diese Einführung einer Mindestanlagenleistung den Betrag der potentiell installierbaren Gesamtleistung lediglich um ca. 3 % auf 1.500 MW. Daran ist zu erkennen, dass die in diesem Schritt aus dem Betrachtungsraum fallenden Gemeinden mit Potenzialen für Kleinstanlagen < 100 kW das Gesamtpotenzial kaum beeinflussen. Werden Mindestanlagengrößen von 500 kW, 1 MW oder 2 MW vorausgesetzt, verbleiben ausschließlich die Potenziale aus VA 9, während die installierbare Gesamtleistung (angegeben in den umrahmten Kästen in Abbildung 5.1) in derselben Größenordnung bleibt. So ergeben alle Gemeinden ab 500 kW installierbare Elektrolyseleistung in Summe ein Potenzial von 1.396 MW, während unter ansonsten identischen Rahmenbedingungen die Gemeinden ab 1 MW installierbare Leistung in Summe noch 1.298 MW und Gemeinden ab 2 MW installierbarer Leistung in Summe 1.128 MW Potenzial ergeben (Abbildung 5.1).

Zur Verdeutlichung sind in Abbildung 5.2 beispielhaft die Gemeinden mit potentiellen PtG-H₂ Leistungen > 100 kW abgebildet und nach den verschiedenen Versorgungsaufgaben unterschieden. Die Versorgungsaufgaben 3, 4 und 5 weisen keine Installationspotenziale > 100 kW in den Gemeinden auf und werden daher nicht abgebildet.

Gemeinden mit Installationspotentialen > 100 kW zur H₂-Einspeisung in Gasverteilnetze 2015

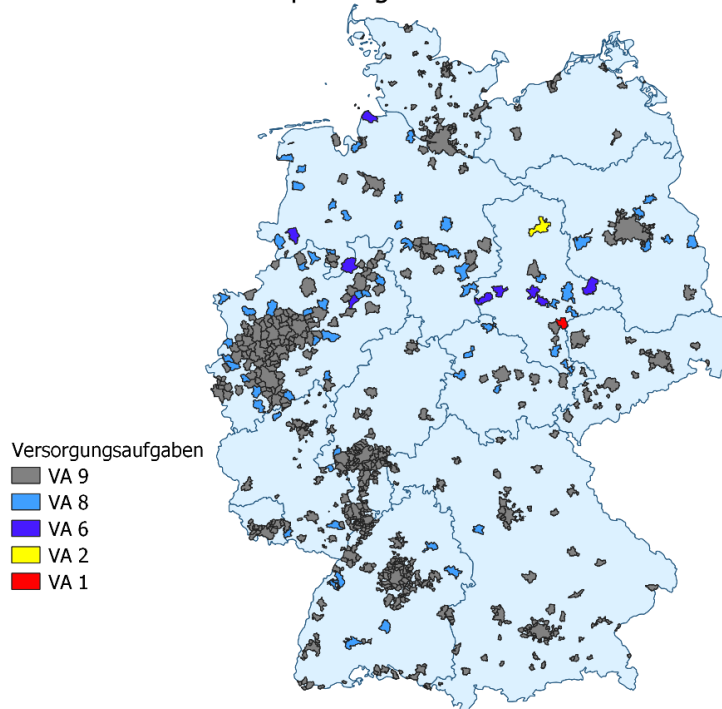


Abbildung 5.2: Gemeinden Deutschlands mit potentiellen PtG-H₂-Leistungen > 100 kW, Bezugsjahr 2015, aufgelöst nach Versorgungsaufgaben.

Es wird deutlich, dass hauptsächlich Ballungsgebiete und Großstädte ein großes Potenzial für die Wasserstoffeinspeisung in Gasverteilungsnetze aufweisen. Dies ist direkt auf die Berechnungsmethodik zurückzuführen, die die maximal einspeisbaren H₂-Mengen untersucht, welche über den jährlichen Gasbedarf einer Gemeinde berechnet werden. Gemeinden mit hohem Gasbedarf verfügen über große Volumenströme und dementsprechend ein hohe Wasserstoff-Beimischpotenziale. Großstädte finden sich in VA 9 wieder und weisen die Verteilungsnetze mit den größten Gasnachfragen auf.

In Abbildung 5.13 ist die Anzahl der Gemeinden mit Einspeisepotenzialen > 100 kW und die zugehörige Gesamtleistung auf Bundeslandebene zusammengefasst. Dabei fällt auf, dass es große Unterschiede bei den spezifischen Anlagenleistungen gibt. So sind in Baden-Württemberg in Summe mehr Anlagenstandorte möglich als in Bayern und Nordrhein-Westfalen, jedoch fällt die installierbare Leistung in Summe geringer aus.

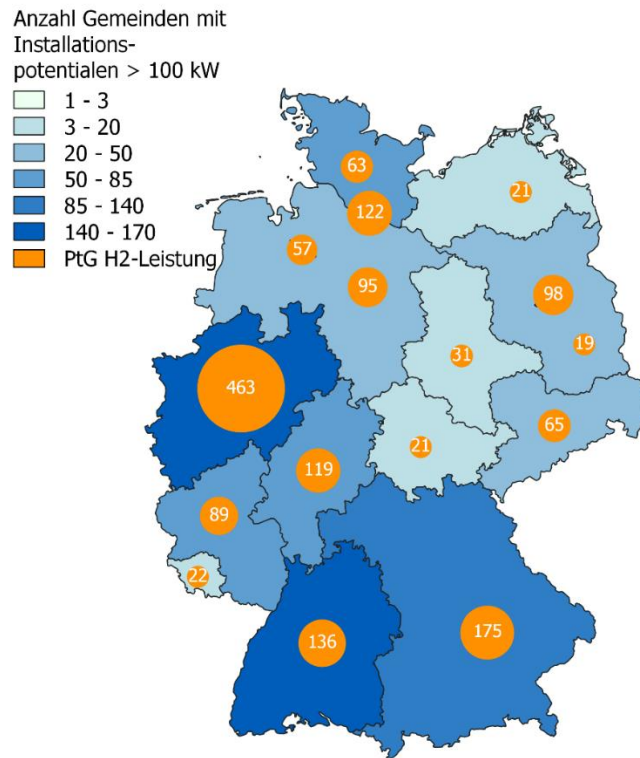


Abbildung 5.3: Anzahl der Gemeinden mit PtG-H₂-Installationspotentialen ab 100 kW pro Bundesland und zugehörige theoretische Gesamtleistung in Gasverteilnetzen in MW, Stützjahr 2015

Darüber hinaus wird deutlich, dass im ostdeutschen Raum sowohl die Anzahl möglicher Anlagenstandorte als auch die insgesamt installierbare Leistung für PtG-H₂ Anlagen geringer als im westlichen Teil Deutschlands ausfallen. Dies ist auf die geringere Besiedlung und den somit geringeren Gasbedarf der Verteilungsnetze in den Gemeinden zurückzuführen.

Die zeitliche Entwicklung der Anzahl und Leistung potentieller PtG-H₂-Anlagen in Deutschland über die Stützjahre 2015, 2030 und 2050 ist in Abbildung 5.4 dargestellt.

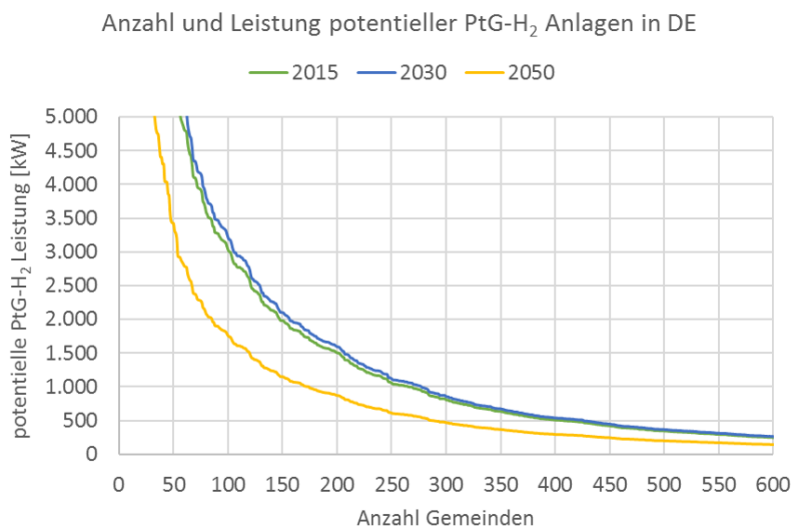


Abbildung 5.4: Sortierung der potentiellen PtG-H₂-Anlagen nach Leistung für drei Stützjahre, summiert über alle Versorgungsaufgaben.

Die Ergebnisse für die Jahre 2015 und 2030 liegen hinsichtlich der potentiellen Elektrolyseleistung noch recht nah beieinander, da im Szenario für 2030 noch kein Rückgang des Gasbedarfes eingetreten ist. Bedingt durch den Brennstoffwechsel („Fuel Switch“) von Heizöl oder Kohle zu Erdgas wird ein leichter Anstieg in Höhe von 6 % erwartet. Aufgrund von Effizienzmaßnahmen bei der Anlagentechnik (Brennwerttechnik), teilweise Elektrifizierung des Wärmesektors und insbesondere Fortschritten bei der Energieeffizienz der Gebäudehüllen bis zum Jahr 2050 wird von einer Reduzierung des Gasbedarfes um 42 % (zum Referenzjahr 2015) ausgegangen, die die Anzahl der potentiellen PtG-H₂-Anlagen verringert (gelbe Linie in Abbildung 5.4).

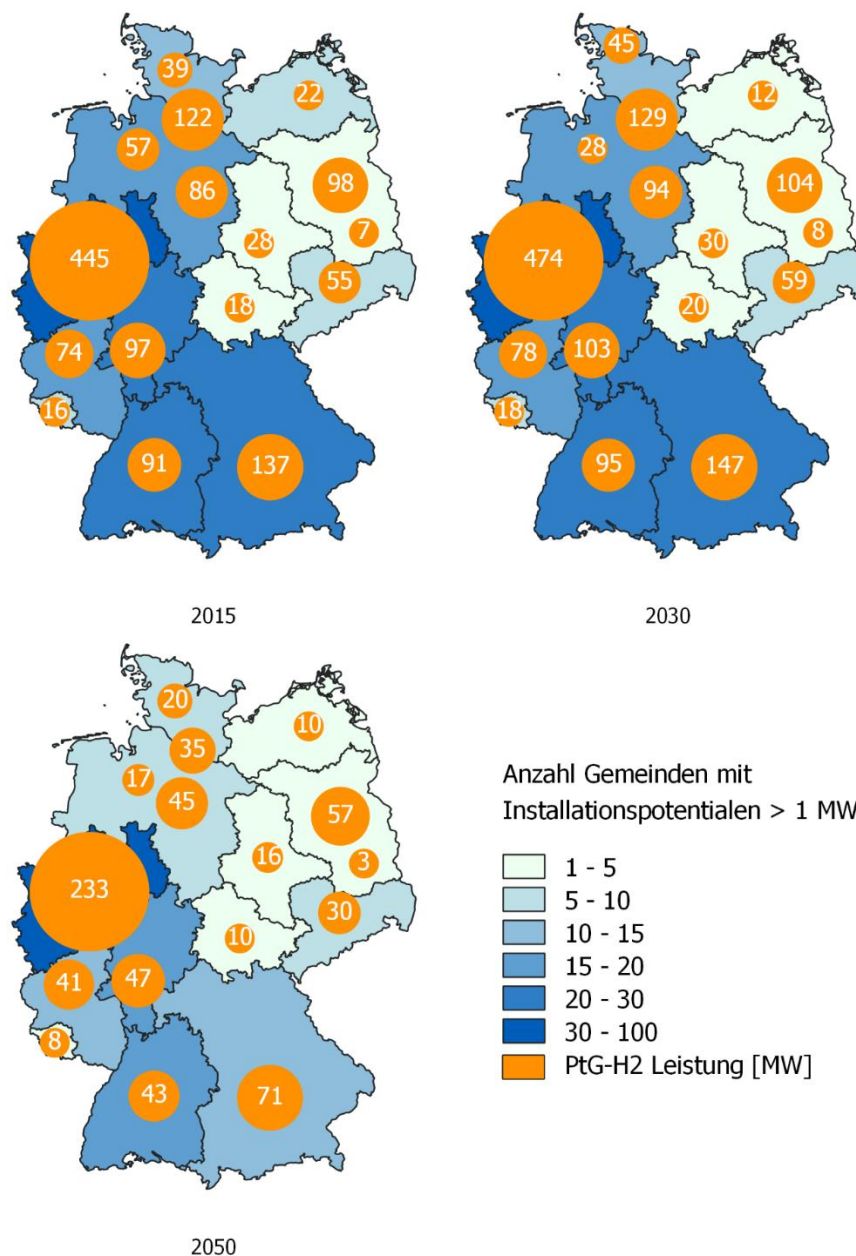


Abbildung 5.5: Anzahl potentieller Gemeinden mit Elektrolyseanlagen > 1 MW zur Wasserstoff-erzeugung und -Einspeisung in Erdgasverteilungsnetze (Farbverlauf) und installierbare Gesamtleistung auf Bundeslandebene (Weiße Zahlen) für die Stützjahre 2015, 2030 und 2050.

In der folgenden Abbildung 5.5 werden die Anzahlen potentieller Gemeinden mit Elektrolyseanlagen (ab 1 MW elektrische Anschlussleistung) pro Bundesland sowie die

potentiell installierbare Gesamtleistung für die Stützjahre 2015, 2030 und 2050 dargestellt. Die Verteilung der geeigneten Gemeinden zeigt schwerpunktmäßig die gasseitigen Lastzentren in NRW und Süddeutschland, gefolgt von weiteren westlichen Bundesländern und schließlich die fünf östlichen Bundesländer. Auch die installierbaren Leistungen skalieren im Wesentlichen mit den vorhandenen Gasbedarfen in den Städten, die typischerweise in Versorgungsaufgabe 9 verortet sind. Im Zeitverlauf reduziert sich der Erdgasbedarf und zusätzlich fallen durch diesen Bedarfsrückgang einige Gemeinden unter die hier vorgegebene Mindestinstallationsleistung von 1 MW. In Summe werden die potentiellen Elektrolyseleistungen bis 2050 in etwa halbiert.

Zur detaillierteren Ablesbarkeit insbesondere der weniger potenzialreichen Versorgungsaufgaben wird deshalb in Abbildung 5.6 die installierbare Leistung pro Gemeinde logarithmisch aufgetragen und nach Versorgungsaufgaben unterteilt.

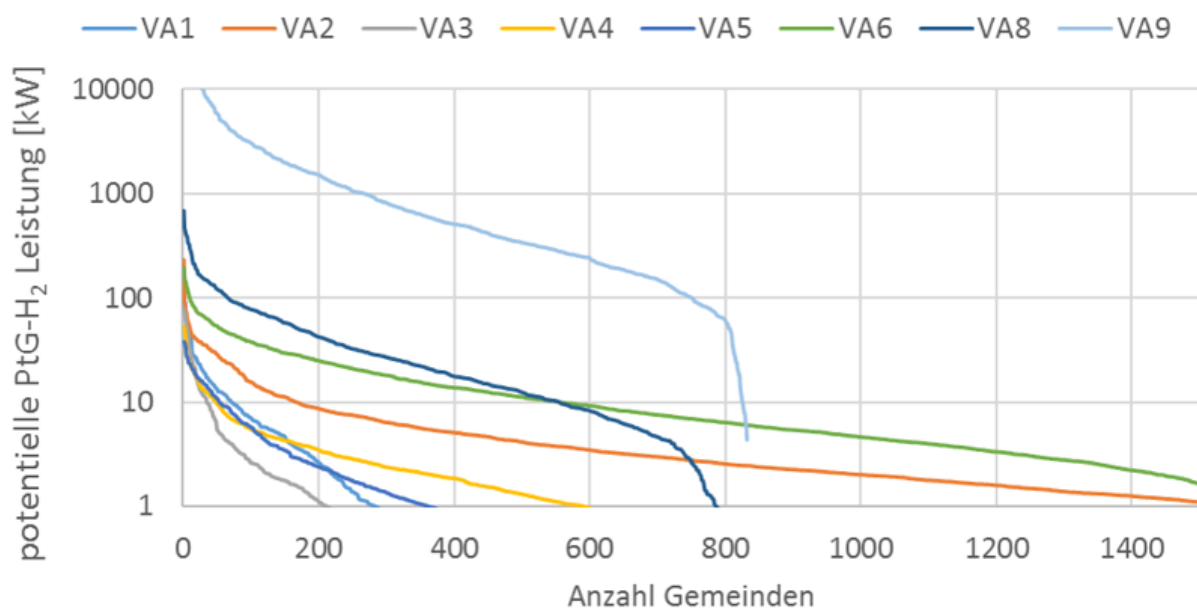


Abbildung 5.6: Logarithmische Auftragung der Anzahl und der Leistung potentieller PtG-H₂-Anlagen 2015, aufgelöst nach Versorgungsaufgaben.

5.3 Ermittlung des Potenzials für PtG-CH₄ und Einspeisung in die Gasverteilungsnetze in Deutschland

Dieses Kapitel widmet sich der Hochrechnung der bundesdeutschen Installationspotenziale für Power-to-Gas-Anlagen mit Methanisierungseinheit (PtG-CH₄) zur Einspeisung in Gasverteilungsnetze.

Abbildung 5.7 zeigt die Anzahl der potentiell installierbaren PtG-CH₄-Anlagen in den Gemeinden Deutschlands. Wie im vorigen Kapitel wurden unterschiedliche Mindestanlagengrößen gesetzt, beginnend mit 500 kW Nennleistung. Installationspotenziale geringer Leistung haben keinen signifikanten Einfluss auf das Stromverteilungsnetz und führen darüber hinaus zu hohen Installations- und Betriebskosten pro installierter Anlagenleistung. Ein Ausschluss der geringsten Leistungspotenziale führt in der Summe über das Bundesgebiet nicht zu einer deutlichen Reduktion der PtG-Potenziale, wie am Vergleich der ersten drei

Datenpunkte für 500 kW, 1 MW und 10 MW abgelesen werden kann. Vielmehr führt die Einführung einer Mindestanlagengröße zu einer deutlichen Abnahme der potentiell zu installierenden Anlagen (von 1.562 über 1.118 auf 447 Stück) bei weitgehender Erhaltung des Potenzials für die installierbare Leistung in der Größenordnung von 33 GW.

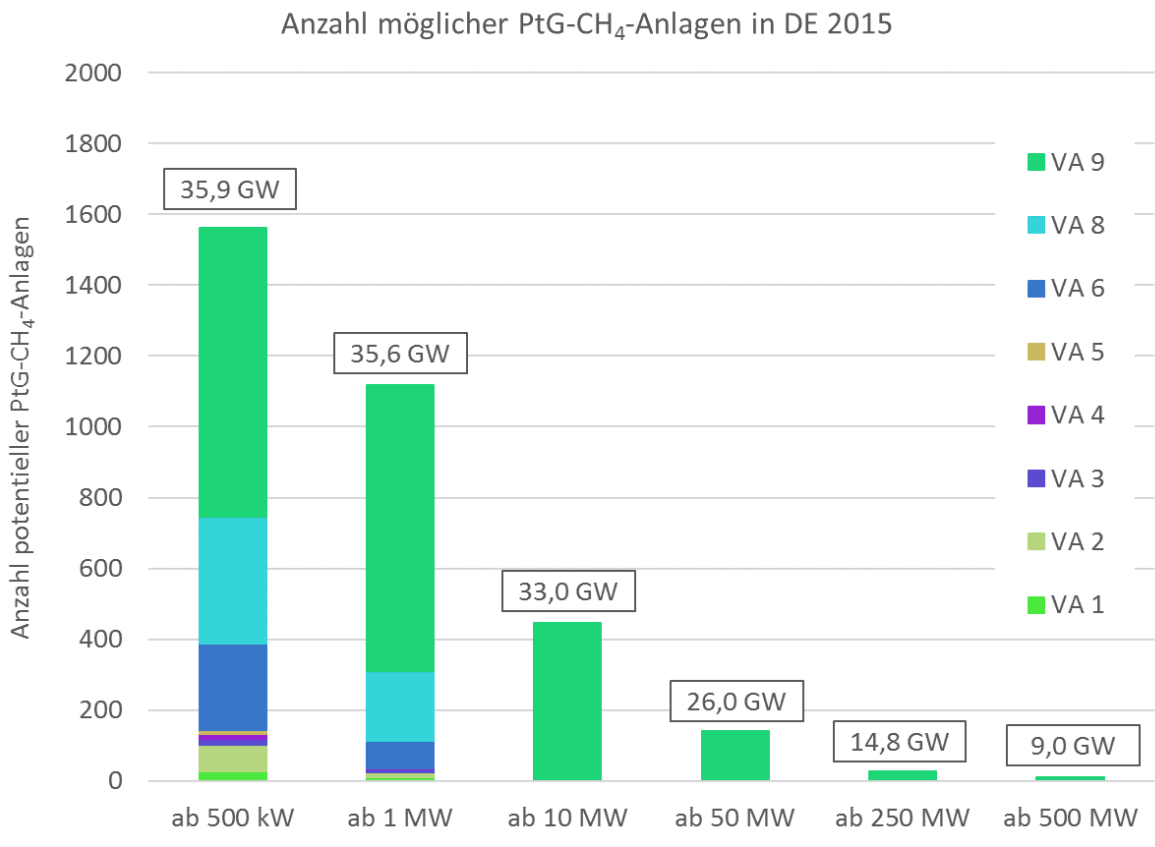


Abbildung 5.7: Anzahl möglicher PtG-CH₄-Anlagen in den Gemeinden Deutschlands. Bezugsjahr 2015, aufgelöst nach Versorgungsaufgaben. Umrahmte Leistungsangaben beziehen sich auf das Deutschlandweite Elektrolysepotenzial in Gasverteilungsnetzen unter Berücksichtigung der auf der X-Achse angegebenen Mindestanlagengröße.

In Bezug auf die Verteilung der festgestellten Potenziale über die Versorgungsaufgaben lässt sich beobachten, dass mit größeren Anlagenleistungen Versorgungsaufgabe 9 sehr schnell dominierend wird und schließlich das gesamte Potenzial trägt (siehe detaillierte Ergebnisse im Anhang: Tabelle A-7.2). Dies lässt sich darauf zurückführen, dass die technischen Gesamtinstallationspotenziale durch den Gasbedarf in den Gemeinden begrenzt sind. Die größten Gasabnahmen liegen in den Ballungsgebieten vor, die durch die Clusteranalyse in VA9 zusammengefasst sind. Große Leistungen lassen sich nur in diesen Gebieten realisieren (vgl. Kapitel 1 und 4).

Die Verteilung der potentiellen Anlagengrößen über die Gemeinden Deutschlands hingegen wird in Abbildung 5.8 beleuchtet. Ein Großteil der Gemeinden verfügt über ein sehr kleines PtG-CH₄-Potenzial unter 500 kW (rechter Teil der Kurve). Alle höheren Leistungspotenziale konzentrieren sich auf eine kleine Anzahl von etwa 1.000 Gemeinden. Im Zeitverlauf sinkt die potentiell installierbare PtG-Leistung aufgrund des abnehmenden Gasbedarfes (gelbe Kurve), während der Gasabsatz zunächst (bis 2030) noch nahezu konstant bleibt oder gar leicht zunimmt (vgl. Szenariobeschreibung in Abschnitt 1.3).

Anzahl und Leistung potentieller PtG-CH₄ Anlagen in DE

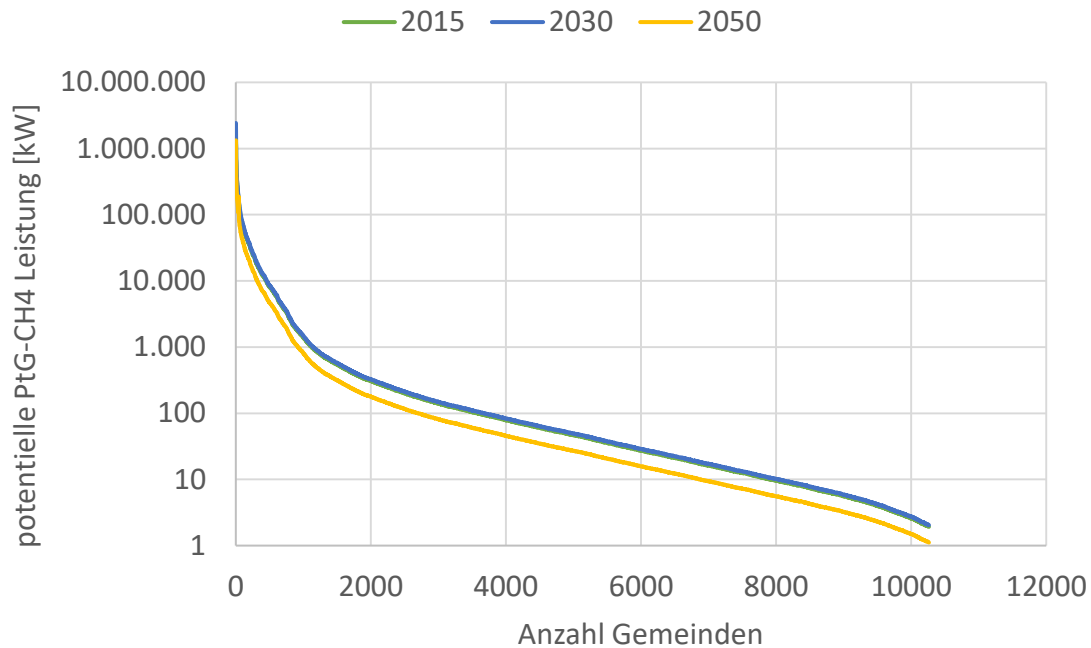


Abbildung 5.8: Sortierung der potentiellen PtG-CH₄-Anlagen nach Leistung für drei Stützjahre, summiert über alle Versorgungsaufgaben.

Die räumliche Verteilung der Power-to-Gas Potenziale für H₂ und CH₄ in Deutschland wird am Beispiel der Installationspotenziale mit Bezugsjahr 2015 für Anschlussleistungen ab 1 MW in Abbildung 5.9 dargestellt. Für die Einspeisung von Wasserstoff in die lokalen Verteilungsnetze finden sich in allen Regionen/Bundesländern einzelne geeignete Gemeinden. Häufungen treten insbesondere in den Ballungszentren NRWs auf, auch Hessen, Rheinland-Pfalz und Baden-Württemberg weisen überdurchschnittliche Potenziale auf. Im dünner besiedelten Norden Deutschlands – einem Schwerpunkt der Windstromproduktion – finden sich unterdurchschnittlich viele geeignete Gemeinden.

Gemeinden mit potentiellen Anlagenleistungen > 1 MW

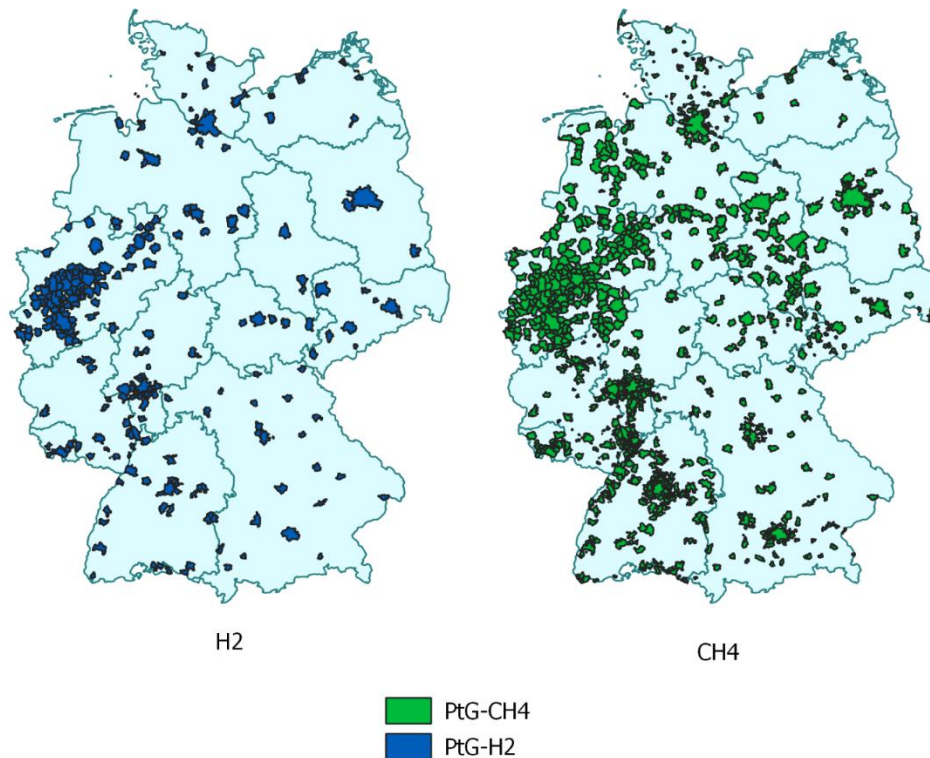


Abbildung 5.9: Gemeinden Deutschlands mit potentiellen PtG-H₂ (links) und PtG-CH₄ Leistungen (rechts) > 1 MW, Bezugsjahr 2015.

Für den Nutzungspfad der Wasserstoffherzeugung mit nachgeschalteter Methanisierung findet sich ein stark erhöhtes Potenzial. Hier verschieben sich nun die geeigneten Regionen in Richtung der EE-Erzeugungsschwerpunkte in Niedersachsen und Nord-NRW sowie Schleswig-Holstein, Sachsen-Anhalt und das Umland von Hamburg. Mecklenburg-Vorpommern weist weiterhin nur einzelne geeignete Gemeinden auf. Dies äußert sich auch in den summierten Anlagenleistungen, dargestellt in Abbildung 5.10.

Insgesamt verteilen sich die Installationspotenziale insbesondere auf die Nord-West-Region Deutschlands. Es schließen sich der Süden und weitere westliche Bundesländer an. Die östlichen Bundesländer verfügen über die geringsten Anzahlen geeigneter Gemeinden wie auch über die geringsten Installationspotenziale. Diese Verteilung kann ebenfalls in der Betrachtung der zeitlichen Entwicklung auf Gemeindeebene über die Stützjahre 2015, 2030 und 2050 in Abbildung 5.11 nachvollzogen werden.

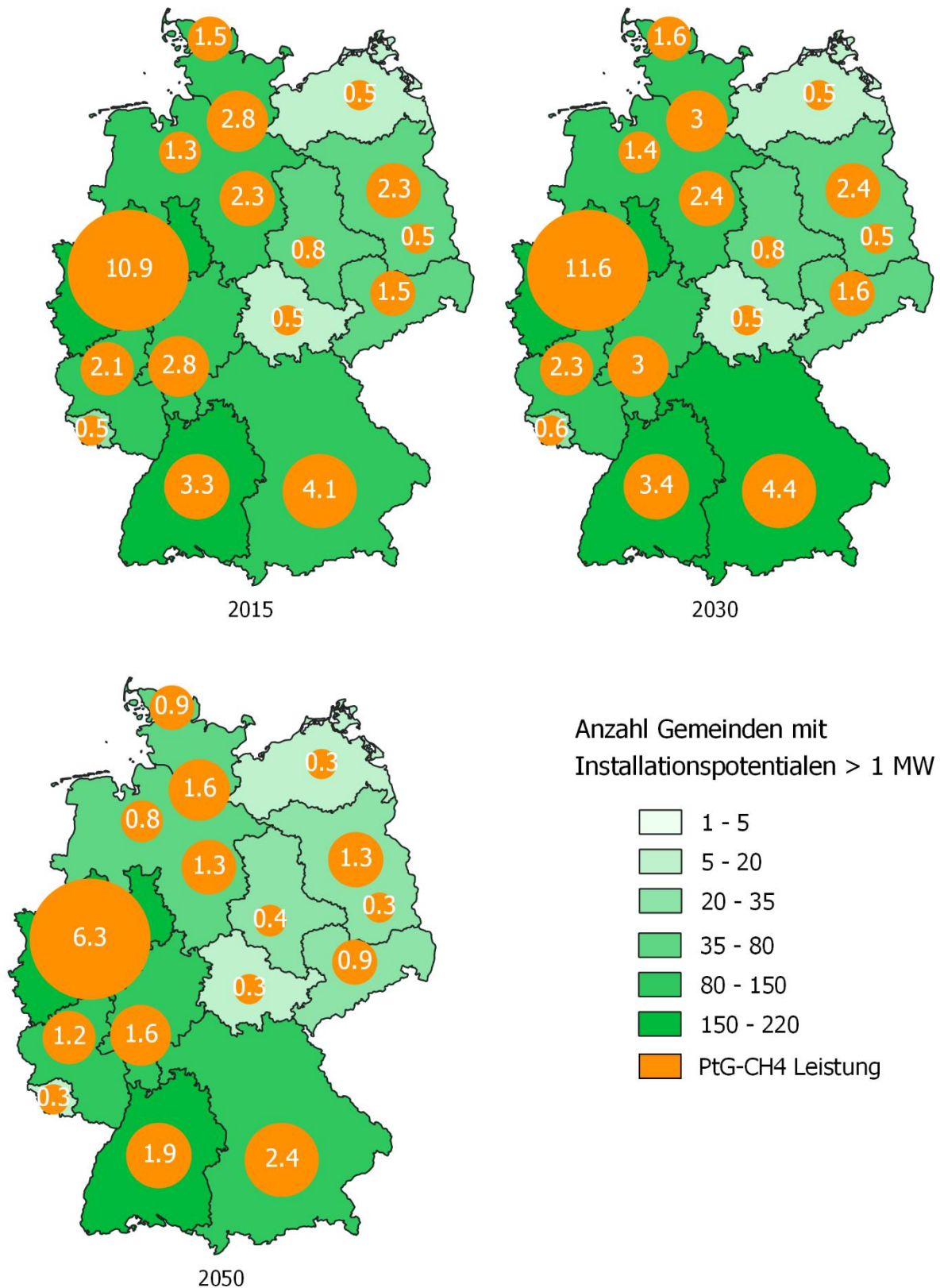


Abbildung 5.10: Anzahl der Gemeinden mit PtG-CH₄-Installationspotenzialen > 1 MW nach Bundesland (Farbcode) und zugehörige theoretische Gesamtleistung in Gasverteilungsnetzen in GW.

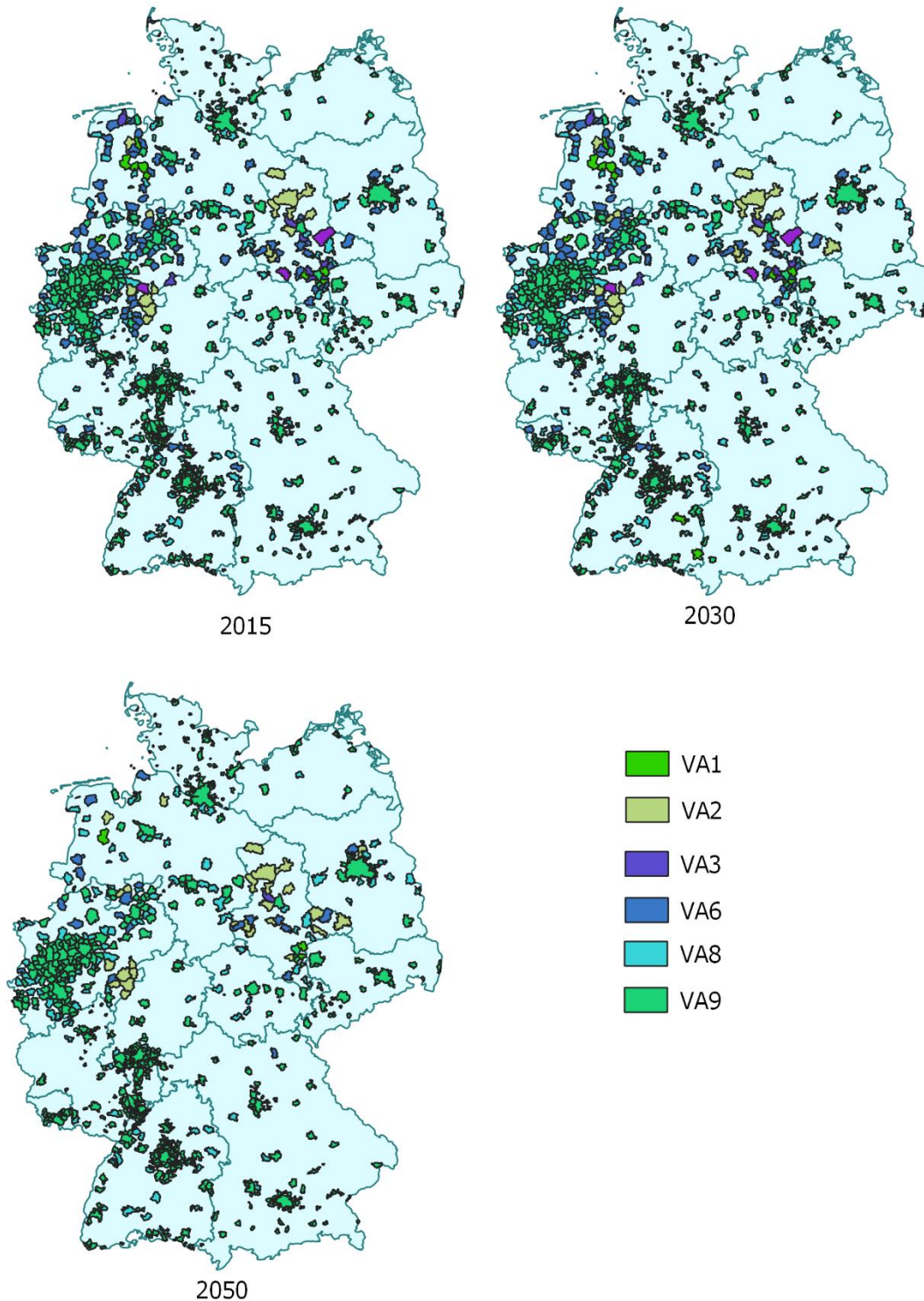


Abbildung 5.11: Gemeinden mit PtG-CH₄-Installationspotenzialen > 1 MW nach Versorgungsaufgaben in den drei Stützjahren. Übrige Versorgungsaufgaben sind in diesen Leistungsklassen nicht vertreten.

Im zeitlichen Verlauf wird deutlich, dass die Anzahl geeigneter Gemeinden bis 2030 nahezu konstant bleibt, jedoch bis 2050 signifikant abnimmt. Aufgrund des sinkenden Gasbedarfs (vgl. Kapitel 1.3) fallen viele Anlagen mit geringeren Leistungen unter die Betrachtungsgrenze von 1 MW. Dies wird besonders in den ohnehin bereits geringer besiedelten und dementsprechend niedrigen Gasbedarf aufweisenden Regionen Deutschlands deutlich, sodass sich die beobachtete inhomogene Verteilung im Verlauf der Stützjahre noch weiter verstärkt.

Während sich 2015 die für PtG-Installationen geeigneten Gemeinden noch über alle Versorgungsaufgaben verteilen, konzentrieren sie sich 2050 größtenteils auf VA 9 konzentrieren. In dieser VA befinden sich insbesondere Städte und Großstädte, weshalb Gemeinden dieser Versorgungsaufgabe die größten Gasbedarfe aufweisen. Dieser Umstand erzeugt so große Potenziale zur Einspeisung von Methan, dass die installierten Leistungen auch bei einem großen Rückgang des Gasbedarfs über der Betrachtungsgrenze von 1 MW bleiben und die Gemeinden aus Versorgungsaufgabe 9 fast vollumfänglich im Betrachtungsraum erhalten bleiben. Ihre Anzahl nimmt erst ab ca. 5 MW Anschlussleistung deutlich ab.

Dieser Sachverhalt kann mit Hilfe der logarithmischen Darstellung der potentiellen Anlagenleistung über die Anzahl möglicher Anlagen in Abbildung 5.12 nachvollzogen werden.

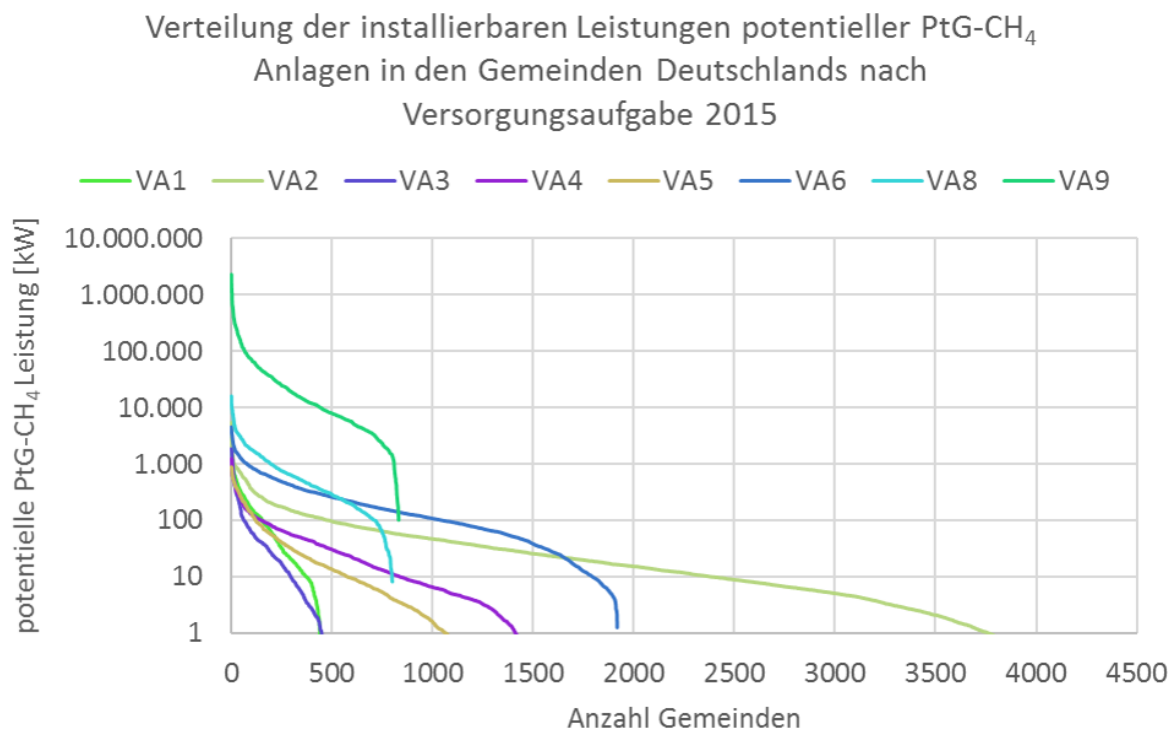


Abbildung 5.12: Logarithmische Auftragung der Anzahl und der Leistung potentieller PtG-CH₄ Anlagen 2015, aufgelöst nach Versorgungsaufgaben.

In den Versorgungsaufgaben 1 bis 6 besitzen ein Großteil der Gemeinden Kleinanlagen bis 500 kW und lediglich die Versorgungsaufgaben 8 und 9 nennenswerte Anzahlen von Anlagen über 500 kW (oberste zwei Datenreihen in Abbildung 5.12) und im Fall von VA9 bis hin zu dutzenden MW, in den sehr großen Städten auch bis über 100 MW.).

5.4 Ermittlung der Erlöspotenziale der PtG-Erzeugnisse und Netzausbaueinsparpotenziale

Erlöspotenziale der Power-to-Gas-Anlagen sind in allen Regionen gegeben (hier dargestellt durch die Versorgungsaufgaben, siehe Abbildung 5.13). Proportional zu steigendem Gasabsatz bzw. steigender PtG-Anlagenleistung und -auslastung erhöhen sich auch Erlöse durch den Absatz der PtG-Erzeugnisse Wasserstoff bzw. Methan in den untersuchten Clustern. Durch die jeweils geringere mögliche Anlagenleistung fallen die Erlösmöglichkeiten bei PtG-H₂-Anlagen geringer aus. In Abschnitt 4.5.5 wurde jedoch gezeigt, dass durch höhere Volllaststunden der PtG-H₂-Anlagen auch höhere Deckungsanteile der Erlöse an den Anlagenkosten erreicht werden.

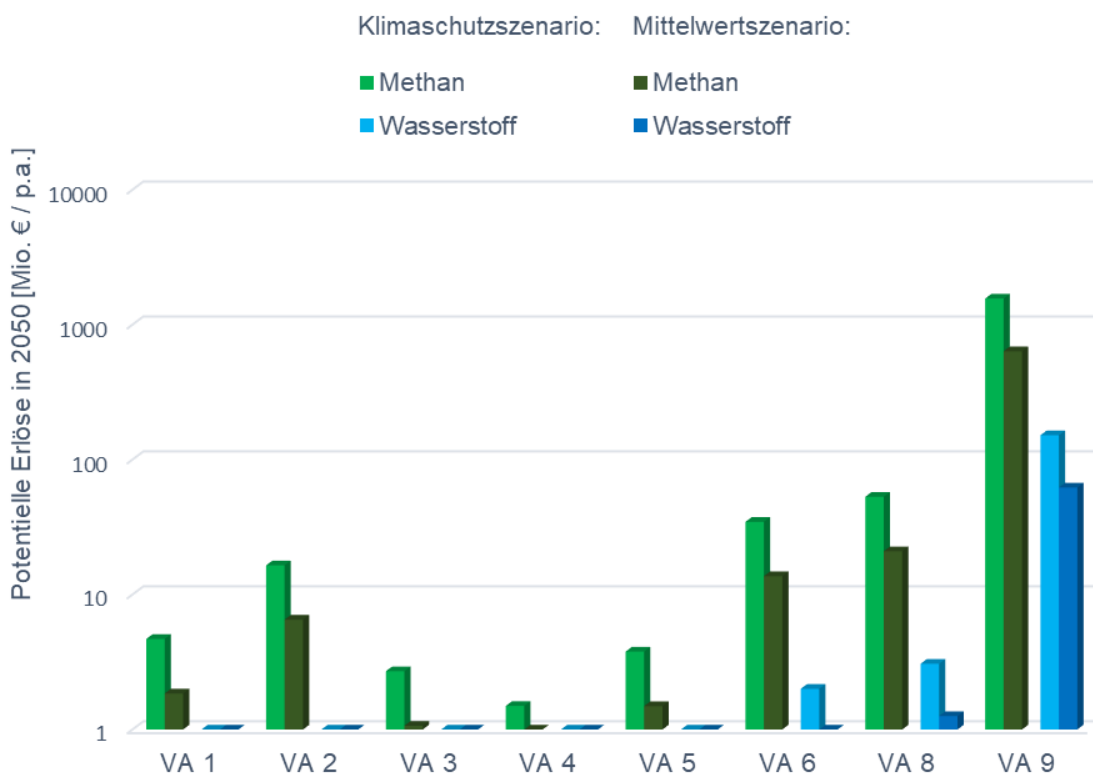


Abbildung 5.13: Potenzielle jährliche Erlöse am Spotmarkt (Deckungsbeiträge) im Jahr 2050 für die PtG-Erzeugnisse Methan (Grüntöne) und Wasserstoff (Blautöne) jeweils im Klimaschutzzenario und im Mittelwertszenario in Mio. €.

In Tabelle A-7.3 (siehe Anhang) sind die Detailergebnisse für die Erlöspotenziale für Wasserstoffeinspeisung in Gasverteilnetze in beiden Szenarien angegeben. Sie entwickeln sich in Summe über alle Versorgungsaufgaben von 2030 bis 2050 in der hier erfolgten Abschätzung von 55 auf 65 Mio. € p.a. im Mittelwertszenario. Im Klimaschutzzenario ergibt die überschlägige Berechnung eine Erlöspotenzialentwicklung zwischen 2030 und 2050 von 118 auf 159 Mio. € p.a.

Im Fall des synthetischen Methans ergeben sich im Mittelwertszenario potentielle Erlöse in Höhe von 765 Mio. € p.a. (2030) in Summe über alle Versorgungsaufgaben. Bis 2050 reduzieren sich diese auf 682 Mio. € p.a. Im Klimaschutzzenario besteht ein Erlöspotenzial von 1.282 Mio. € p.a. (2030), das sich bis 2050 auf 1.680 Mio. € p.a. entwickelt (siehe Tabelle A-7.4 im Anhang).

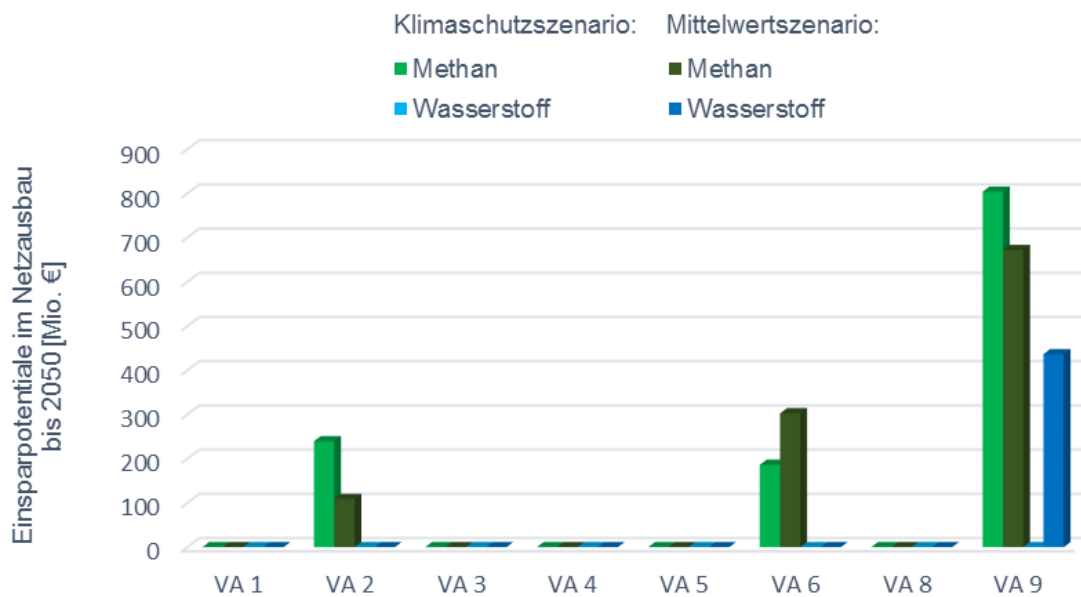


Abbildung 5.14: Einsparpotenziale beim Stromnetzausbau bis zum Jahr 2050 durch den Einsatz von Anlagen des Typs PtG-CH₄ und PtG-H₂ jeweils im Klimaschuttszenario und Mittelwertszenario in Mio. €.

Die Ersparnispotenziale beim Stromnetzausbau summieren sich für alle Versorgungsaufgaben auf maximal 1.230 Mrd. € im Klimaschuttszenario 2050 (1.084 Mrd. € im Mittelwertszenario). Diese können während der Entwicklung der Verteilnetze bis zum Zieljahr 2050 insgesamt erzielt werden. Im Gegensatz dazu fallen die o.g. Erlöspotenziale (Abbildung 5.13) jährlich an, und sind somit volkswirtschaftlich wesentlich stärker zu gewichten. In der Tat könnten die Erlöspotenziale durch höhere erzielbare Marktpreise deutlich höher ausfallen als hier berechnet, zum Beispiel, wenn die erzeugten PtG-Gase und Biogase im Vergleich zum fossilen Gas zukünftig am Markt bessergestellt würden. Dies könnte durch eine erwartbare CO₂-Einpreisungen für die fossilen Anteile in der Gasversorgung geschehen. Ebenso könnte bei den Endverbrauchern eine höhere „Willingness-to-Pay“ für klimaneutrale Brennstoffe aus Power-to-Gas-Prozessen vorliegen¹³. Die hier getroffenen Abschätzungen beruhen auf den detaillierten gas- und stromseitigen Netzanalysen für einige Gemeinden, die im Rahmen einer Clusteranalyse als mathematisch repräsentativ angesehen werden können. Aufgrund der sehr geringen Zahl detailliert studierter Referenznetze sind die Ergebnisse der abschließenden Hochrechnung mit großen Unsicherheiten versehen und daher mit großer Vorsicht zu interpretieren und stets an den getroffenen Annahmen und Einschränkungen zu spiegeln.

Im Fokus dieser Studie stand die Frage, in welchem Umfang Power-to-Gas auf der Verteilnetzebene einen zukünftigen Netzausbaubedarf reduzieren kann. Die Ergebnisse zeigen deutlich auf, dass je nach lokalen Gegebenheiten (heutiger Ausbaustand der Netze) und zu erreichendem Zielnetz bis 2050 Einsparungspotenziale vorhanden sein können, die in der vorliegenden Analyse in den Versorgungsaufgaben 2, 6 und 9 identifiziert werden konnten.

Im Vergleich fallen die jährlich erzielbaren Erlöspotenziale für die Power-to-Gas-Erzeugnisse Wasserstoff und Methan deutlich höher aus. Die dargestellten Ergebnisse sind als

¹³ Dies wird zum Beispiel im aktuell laufenden EU-Projekt „STORE&GO“ untersucht.

Größenordnungen zur Erlangung einer ersten Orientierung anzusehen, die stets vor den oben diskutierten Annahmen und Ungenauigkeiten zu spiegeln sind.

6 Fazit und Zusammenfassung der Erkenntnisse

Ziel dieser Studie ist es, eine Potenzialabschätzung von Power-to-Gas-Anlagen in deutschen Verteilungsnetzen zu liefern. Das Potenzial wurde zunächst in drei Bereiche unterteilt, die dann untersucht wurden. Analysiert wurde erstens das Potenzial eines Einsatzes von PtG-Anlagen zur Reduktion des Stromnetzausbaus, zweitens das Potenzial des Gasnetzes zur Aufnahme von Wasserstoff und Methan und drittens die Erlöspotenziale von PtG-Anlagen durch die Teilnahme am Spotmarkt. Nachfolgend werden die wesentlichen Arbeitsschritte und die Kernergebnisse der einzelnen Kapitel zusammengefasst.

Kapitel 1: Um möglichst allgemeingültige Aussagen hinsichtlich des PtG-Potenzials über das gesamte Bundesgebiet treffen zu können, wurden Versorgungsaufgaben, definiert als gas- und stromseitige Last einerseits sowie die Einspeisung aus Erneuerbaren Energien andererseits, auf Gemeindeebene bestimmt und einer Clusterung unterzogen, um repräsentative Versorgungsaufgaben zu identifizieren. Es ergaben sich neun typische Versorgungsaufgaben, die sich aufgrund der vorhandenen DEA (Windenergie und Photovoltaik) sowie der strom- und gasseitigen Last unterscheiden.

Darüber hinaus wurden zwei Szenarien zur zukünftigen Entwicklung der Erneuerbaren Energien sowie der strom- und gasseitigen Last entworfen, um die Potenzialabschätzung in die Zukunft zu projizieren. Alle Analysen und Untersuchungen wurden anschließend für die zwei definierten Szenarien „Mittelwertszenario“ und „Klimaschutzszenario“ durchgeführt. Das Klimaschutzszenario spiegelt die COP21 Ziele hinsichtlich der notwendigen Leistung der DEA wider. Das Mittelwertszenario repräsentiert den jeweiligen Mittelwert der zukünftigen Entwicklung der DEA basierend auf einer Metaanalyse verschiedener Studien. Die nachfolgende Tabelle fasst die für den Einsatz von PtG-Anlagen wesentlichen Ausbaumwerte der betrachteten DEA zusammen.

Tabelle 6.1: DEA-Ausbaumwerte der betrachteten Szenarien und Planungsjahre in (GW)

Technologie	Szenario	2030	2050
Windenergie onshore	Klimaschutzszenario	96,9	136,2
	Mittelwertszenario	22,1	70,1
Windenergie offshore	Klimaschutzszenario	69,7	97,7
	Mittelwertszenario	15,0	32,9
Photovoltaik	Klimaschutzszenario	109,0	178,0
	Mittelwertszenario	71,2	108,2

Kapitel 2: Um die Potenziale in Verteilungsnetzen bestimmen zu können, wurden reale Strom- und Gasnetzstrukturen zugrunde gelegt und analysiert. Um analog zur Versorgungsaufgabe möglichst repräsentative Gesamtaussagen treffen zu können, wurden Netzstrukturmerkmale von Strom- und Gasnetzen basierend auf Daten an dieser Studie teilnehmender Verteilnetzbetreiber ausgewertet und ebenfalls einer Clusterung unterzogen. Das Ergebnis sind vier voneinander in ihrer Struktur verschiedene Netzklassen. Diese vier Netzklassen repräsentieren im Wesentlichen ländlich geprägte, suburbane und städtische Netzregionen

Kapitel 3: Aufbauend auf den repräsentativen Versorgungsaufgaben und den typischen Netzstrukturklassen erfolgte die Auswahl der realen Netze in repräsentativen Gemeinden. Ziel war es, möglichst jede Kombination von Versorgungsaufgabe und Netzstrukturklasse auszuwählen und anschließend zu analysieren (Beispiel: Versorgungsaufgabe 1,

Netzstrukturklasse 1, Versorgungsaufgabe 1, Netzstrukturklasse 2, ..., Versorgungsaufgabe 9, Netzstrukturklasse 4.). Schließlich wurden neun repräsentative Kombinationen ausgewählt und die Strom- und Gasnetze der Verteilnetzbetreiber angefragt. Einzig die Versorgungsaufgabe 7 wurde aus der Untersuchung ausgeklammert, da weniger als ein Prozent aller Gemeinden bundesweit diese Versorgungsaufgabe aufweisen. Die Tabelle 6.2 und die Abbildung 6.1 fassen die Ergebnisse des Kapitels 3 zusammen.

Tabelle 6.2: Einordnung der ausgewählten Gemeinden

Versorgungsaufgabe	Netzstrukturklasse	Gemeinde
1	1	G1
2	2	G2
3	1	G3
4	3	G4
5	1	G5
6	4	G6
8	4	G7
9	4	G8
9	4	G9

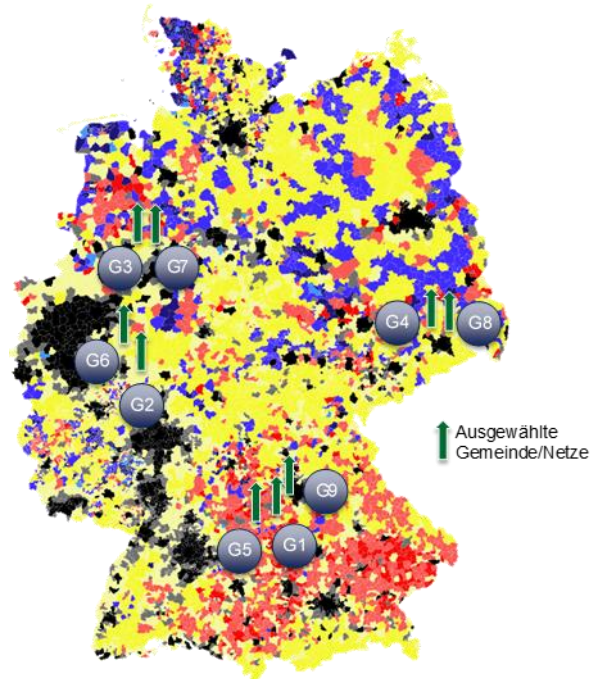


Abbildung 6.1: Verortung der ausgewählten Gemeinden für die Einzelbetrachtung

In dieser Auswahl sind alle Netzstrukturklassen und alle Versorgungsaufgaben (bis auf VA 7) enthalten.

Kapitel 4: Zur Bestimmung der PtG-Potenziale in Verteilnetzen der drei definierten Potenzialbereiche wurden verschiedene methodische Ansätze verfolgt:

Potenzialbereich	Methode
Einspeisepotenziale von Wasserstoff/ Methan der Gasverteilnetze	Bestimmung der Gasnachfrage bei Schwachlast
Reduzierung der Netzausbaukosten	Zielnetzplanungen Strom mit und ohne PtG-Anlagen; Vergleich der Ergebnisse
Erlöspotenzial Spotmarkt	1. Marksimulation zur Bestimmung der Spotpreiszeitreihe Strom 2. Anlageneinsatzsimulation der PtG-Anlage marktorientiert und (strom)-netzdienlich

Zusätzlich zu den definierten Potenzialbereichen wurde eine Wirtschaftlichkeitsanalyse der PtG-Anlagen durchgeführt, in der die Investitions- und Betriebskosten den Spotmarkterlösen und den vermiedenen Netzausbaukosten durch den Einsatz von PtG-Anlagen

gegenübergestellt wurden. Nachfolgend sind die wesentlichen Erkenntnisse für die Potenzialbereiche und die Wirtschaftlichkeitsanalysen getrennt dargestellt.

1

Vermeidung von Netzausbau der Stromverteilnetze
(Reduzierung der Netzausbaukosten)

Potenzialbereich 1: Die Untersuchungen haben gezeigt, dass die Reduzierung der Netzausbaukosten in einer Gemeinde/einem Netzgebiet von mehreren Faktoren abhängig ist. Zunächst muss aufgrund der installierten Leistung der Erneuerbaren Energien innerhalb der betrachteten Gemeinde dort ein Netzausbaubedarf vorhanden sein. Für den Fall, dass ein Ausbaubedarf besteht, ist der Kopplungspunkt (Gasdruckregelanlage) zwischen Strom- und Gasnetz ausschlaggebend dafür, ob der Einsatz einer PtG-Anlage als zusätzliche Netzlast des Stromnetzes einen Einfluss auf den Ausbaubedarf ausübt. Nicht zuletzt ist die elektrische Leistung der PtG-Anlage eine beeinflussende Größe, die die Höhe der Reduzierung des Stromnetzausbaus mitbestimmt.

Insgesamt ergeben sich in allen neun betrachteten Referenzgemeinden über alle Szenarien und die beiden untersuchten PtG-Technologien H₂ und CH₄ sieben Anwendungsfälle, in denen der Stromnetzausbau reduziert wird. Bei der Betrachtung von PtG-H₂-Anlagen zeigen sich ausschließlich in der Referenzgemeinde G8 (gekennzeichnet durch eine hohe Last bei gleichzeitig hoher Einspeisung aus Erneuerbaren Energien) ein Reduktionspotenzial der Netzausbaukosten. Das liegt im Wesentlichen daran, dass in allen anderen betrachteten Gemeinden entweder die PtG-H₂-Anlagenleistung zu gering waren oder kein Ausbaubedarf besteht. Die Untersuchung von CH₄-Anlagen ergibt ein Reduktionspotenzial in den Gemeinden G2, G6 sowie G8 sowohl im Klimaschutz- als auch im Mittelwertszenario. Die Einsparungen des Stromnetzausbaus sind teilweise beträchtlich. Im vorgestellten Planungsbeispiel (Gemeinde G6) betragen die Einsparungen im Vergleich zum konventionellen Netzausbau ca. 57 Prozent im Mittelwertszenario. In den Referenzgemeinden G1, G3, G5, G7, und G9 führt der Einsatz von PtG-Anlagen nicht zu einer Reduzierung des Stromnetzausbaus.

2

Einspeisepotentiale von Wasserstoff und Methan in die
Gasverteilnetze

Potenzialbereich 2: Die gasnetzseitigen Power-to-Gas-Potentiale der Referenznetze leiten sich aus der jeweiligen Gasnachfrage bei Schwachlast ab, die von Art und Anzahl der Gasabnehmer abhängt. Prinzipiell führt eine höhere Anzahl Gasabnehmer zu einer höheren Grundlast im Netz, der Gasverbrauch von Haushalten und Kleingewerbe ist stark temperaturabhängig, wohingegen einzelne Großabnehmer (RLM-Kunden) typischerweise einen prozessgasabhängigen Verbrauch aufweisen, der die Grundlast ggf. deutlich anheben kann. Werden die Power-to-Gas-Anlagen für einen untätigen Betrieb ausgelegt, lässt sich die installierbare Anlagenleistung in vielen Fällen mindestens verdoppeln.

In ländlich geprägten Gemeinden sind die Gesamtpotentiale entsprechend der geringen Gasnachfrage sehr klein und nehmen mit steigender Gemeindegröße in Städten deutlich zu. Die Bandbreite der elektrischen PtGA-Leistung, die sich unter Beachtung der gasnetzseitigen Aufnahmekapazität für den untätigen Betrieb installieren lässt, reicht im Referenzjahr 2030 für die Einspeisung von maximal 15 Vol.-% Wasserstoff von rund 2 bis 4.721 kW und für die Methaneinspeisung von 53 bis 110.387 kW.

Die Einspeisepotentiale von Wasserstoff sind im Vergleich zu Methan um ein Vielfaches geringer, was sowohl an dessen niedriger Energiedichte als auch an der zulässigen Konzentration liegt. Werden Gemeinden von mehreren Gas-Druckregelanlagen versorgt, lässt sich das Gesamtpotential i.d.R. nur durch die Installation mehrerer PtGA ausschöpfen, die

Einzelpotentiale an den einzelnen Einspeisestandorten sind in Konsequenz entsprechend kleiner.

3

Erlösmöglichkeiten von PtG-Anlagen (Spotmarkt)

Potenzialbereich 3: Der dritte untersuchte Potenzialbereich sind Erlösmöglichkeiten von

PtG-Anlagen, die sich aus der Teilnahme am Spotmarkt ergeben. Der Strom, den die PtG-Anlage bezieht, wird mit den Spotmarkt-Strompreisen belegt und andererseits mit den Spotmarkt-Gaspreisen, die bei Einspeisung ins Gasnetz angerechnet werden, vergütet. Die Erlösmöglichkeiten können sich unterscheiden für eine marktorientierte oder einer dem Stromnetz dienlichen Betriebsweise der PtG-Anlage. Im Fall einer marktorientierten Betriebsweise existieren keine Beschränkungen hinsichtlich des Einsatzes der Anlage durch das Stromnetz. Für den Fall einer netzdienlichen Betriebsweise wurden Netzbetriebssituation im Stromnetz bestimmt in Abhängigkeit der Einspeisung aus Erneuerbaren Energien, in denen die PtG-Anlage eine minimale Leistung aufbringen muss oder eine maximale Leistung nicht überschreiten darf. Diese Beschränkungen, zu gewissen Zeitpunkten nicht frei am Markt teilnehmen zu können, führt zur Differenz der Erlöse zwischen der marktorientierten und der netzdienlichen Fahrweise der PtG-Anlage. Diese Differenz ist allerdings in den meisten Fällen sehr gering, da die Netzbetriebssituationen, in denen die PtG-Anlage einen gewissen Leistungswert beziehen muss, im Stromnetz nur sehr selten auftreten.

Die mittleren Deckungsbeiträge über alle Referenzgemeinden, also der Anteil der Erlöse aufgrund der Teilnahme am Spotmarkt in Bezug zu den Investitionskosten der Anlage, ist in folgender Tabelle aufgelistet.

Tabelle 6.3: Mittlere Deckungsbeiträge durch die Teilnahme der PtGA am Spotmarkt je Szenario und Technologie (alle Werte in %)

Szenario	PtG-Technologie	
	PtG-H2	PtG-CH4
Mittelwertszenario	30	10
Klimaschutzszenario	69	24

Wirtschaftlichkeitsbetrachtung: In der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung wurden die erzielbaren Erlöse der PtG-Anlagen am Spotmarkt in Summe mit den vermeidbaren Netzausbaukosten des Stromnetzes den Investitions- und Betriebskosten der PtG-Anlagen gegenübergestellt. Es zeigte sich dabei, dass ausschließlich in der Referenzregion G8 ein wirtschaftlicher Betrieb unter heutigen Rahmenbedingungen möglich ist. Insgesamt konnten in diesem Fall über den gesamten Betrachtungszeitraum (bis 2050) ca. 30 Tsd. € eingespart werden (Barwert in 2018). Dieser wirtschaftliche Vorteil tritt im Mittelwertszenario auf. Im Klimaschutzszenario ist die Einspeisung aus Erneuerbaren Energien dann so groß, dass ein Stromnetzausbau trotz PtG-Anlage unvermeidbar wird.

Kapitel 5: Für eine deutschlandweite Abschätzung wurden die einzelnen Ergebnisse der Referenzgemeinden G1 bis G9 auf alle anderen Gemeinden aus derselben Versorgungsaufgabe extrapoliert, die durch das entsprechende Referenznetz repräsentiert werden. Dieser Schritt wurde anhand des Gasbedarfes der Gemeinden einer Versorgungsaufgabe in Relation zur Referenzgemeinde umgesetzt. Die Kernergebnisse werden im Folgenden wieder separat in den drei definierten Potenzialbereichen wiedergegeben.

1

Vermeidung von Netzausbau der Stromverteilnetze
(Reduzierung der Netzausbaukosten)

Potenzialbereich 1: Die Ersparnispotenziale beim Stromnetzausbau summieren sich für alle Versorgungsaufgaben auf maximal 1.230 Mrd. € im Klimaschutzscenario 2050 (1.084 Mrd. € im Mittelwertszenario). Diese können während der Entwicklung der Verteilnetze bis zum Zieljahr 2050 insgesamt erzielt werden. Die Vermeidung der Stromnetzausbaukosten entsteht in den Gemeinden der Versorgungsaufgabe VA3, VA6 und VA9.

2

Einspeisepotentiale von Wasserstoff und Methan in die
Gasverteilnetze

Potenzialbereich 2: Auf Basis der Hochrechnung lässt sich erkennen, dass die Anzahl und die gesamte installierbare PtG-Anlagenleistung abhängig ist von der Anlagengröße der einzelnen PtG-Anlagen. Die Anlagenleistung aller PtG-H₂-Anlagen ab 10kW elektrischer Leistung und unter Berücksichtigung aller Versorgungsaufgaben summiert sich auf 1545MW. Der größte Anteil davon entfällt auf die Versorgungsaufgaben 8 und 9 (mehr als 98 %), die sowohl im Stromnetz als auch im Gasnetz eine hohe Last aufweisen. Bei einer Erhöhung der Leistungsklasse der Anlage (bspw. nur Anlagen ab 100kW) reduziert sich die Anzahl aller PtG-Anlagen, die installiert werden können sehr stark, wenngleich die aggregierte Leistung aller Anlagen nur sehr gering variiert (im Vergleich der hier gewählten Leistungsklassen um weniger als 3% von 1545MW auf 1502MW). Die prinzipiell gleichen Ergebnisse liegen unter Anwendung von Methanisierungsanlagen vor. Auch im Fall dieses Technologietyps entfällt der größte Teil der maximal installierbaren Leistung in allen Versorgungsaufgaben und allen PtG-CH₄ Leistungsklassen (ab 500kW) auf die Versorgungsaufgaben 8 und 9. Wird die Anlagengröße der PtG-CH₄ Anlagen auf 10MW erhöht, können nur noch Anlagen in Regionen der Versorgungsaufgabe 9 eingesetzt werden. Das reduziert die insgesamt installierbare Leistung allerdings wiederum verhältnismäßig wenig (von 35,9GW auf 33GW).

3

Erlösmöglichkeiten von PtG-Anlagen (Spotmarkt)

Potenzialbereich 3: Die Erlöspotenziale von PtG-Anlagen entwickeln sich in Summe über alle Versorgungsaufgaben von 2030 bis 2050 von 55 auf 65 Mio. € p.a. im Mittelwertszenario. Im Klimaschutzscenario ergibt die überschlägige Berechnung eine Erlöspotenzialentwicklung zwischen 2030 und 2050 von 118 auf 159 Mio. € p.a. Im Fall des synthetischen Methans sind die Erlöspotenziale aufgrund der höheren Anlagenleistungen deutlich höher. Es ergeben sich im Mittelwertszenario potentielle Erlöse in Höhe von 765 Mio. € p.a. (2030) in Summe über alle Versorgungsaufgaben. Bis 2050 reduzieren sich diese auf 682 Mio. € p.a. aufgrund eines geringeren Gasverbrauchs und damit geringerer Einspeisepotentiale ins Gasnetz. Im Klimaschutzscenario besteht ein Erlöspotenzial von 1.282 Mio. € p.a. (2030), das sich bis 2050 auf 1.680 Mio. € p.a. erhöht.

7 Ableitung von Handlungsempfehlungen und Ausblick (AP 6)

Die Ergebnisse der vorliegenden Studie zeigen die teilweise große Diskrepanz bei einer Kopplung des Strom- und Gasnetzes auf Mittelspannungs- bzw. Mitteldruckebene zwischen dem stromseitigen Bedarf einer Kopplung und den gasseitigen Möglichkeiten, EE-Gase aufzunehmen. Zwei wesentlichen Gründe sind dabei zu nennen.

1. Mismatch der Versorgungsaufgaben: Eine hohe Einspeisung aus Erneuerbaren Energien trifft auf einen geringen Gasabsatz. Daraus resultiert eine geringe Aufnahmefähigkeit des Gasnetzes und dementsprechend eine teilweise sehr geringe PtG-Anlagenleistung (insbesondere bei PtG-H₂-Anlagen liegt die elektrische Leistung teilweise deutlich unter 50 kW). Auch der gegenteilige Fall eines hohen Gasabsatzes bei geringer Einspeisung aus Erneuerbaren Energien tritt in einer Beispielregion (G9) auf.
2. Standortproblem: Die tatsächliche Kopplung der beiden Systeme Strom und Gas auf Verteilnetzebene erfolgt im Rahmen dieses Projektes nur am Ort (oder in unmittelbarer Nähe) von Gasdruckregelanlagen. Diese sind allerdings in einigen untersuchten Beispielgemeinden geographisch ungünstig positioniert, sodass kein netzentlastender Einfluss einer Kopplung der Netze durch Power-to-Gas auf die lokal kritische Stelle im Stromnetz gegeben ist.

Diese wesentlichen Gründe führen dazu, dass das flächendeckende Potenzial einer Kopplung der Systeme auf Mittelspannungs-, bzw. Mitteldruckebene geringer ausfällt, als im Vorhinein erwartet. Allerdings gibt es eine Beispielgemeinde (G8), wo unter den getroffenen Annahmen aus heutiger Sicht der erforderliche Stromnetzausbau bei gleichzeitig wirtschaftlichem Betrieb der PtG-Anlagen zukünftig möglich werden kann. Darüber hinaus existieren zwei weitere Regionen (G2, G6), bei denen ein wirtschaftlicher Betrieb erreichbar erscheint. Es konnten also auch in dieser Studie die Einzelergebnisse der Vorgängerstudie des DVGW [5] verifiziert werden.

Die Hindernisse für die Einspeisung hoher Anteile erneuerbarer Gase müssen schnell und umfassend abgebaut werden, um unter Bereitstellung von dekarbonisiertem Gas die Verlagerung der maßgeblichen Gasnachfragemengen in andere Bedarfsbereiche und damit die Einhaltung der Klimaziele in allen Sektoren zu ermöglichen.

Um die genannten Hemmnisse abbauen oder verringern zu können, entsteht Handlungsbedarf:

Auf Seiten der **Netzbetreiber** sollte die Planung zur Umgestaltung der Strom- und Gasnetze zukünftig unter der Prämisse einer spartenübergreifenden Netzplanung so erfolgen. Dadurch wird eine Kopplung der Netze über entsprechende Kopplungselemente und somit eine optimierte und mittel- bis langfristig kostengünstige und zukunftssichere Lösung ermöglicht. Dazu muss eine abgestimmte Zielnetzplanung für die Energienetze erfolgen. Diese sollte stets das Ziel verfolgen, Potenziale zur Einspeisung von Wasserstoff und Methan sowie zur Lastverschiebung an den Stellen im Gasnetz bereitzustellen und ggf. zu erhöhen, an denen stromseitig der entsprechende Bedarf besteht. Nur so lässt sich das beschriebene Standortproblem lösen beziehungsweise abschwächen. Die Ergebnisse zeigen außerdem, dass eine Kopplung auf der Mitteldruckebene oftmals signifikante Einschränkungen bedeutet,

sodass bei der Planung mit PtG-Anlagen eine gemeindeübergreifende Betrachtung angestrebt werden sollte. Diese Planung identifiziert für ein Zielnetz einen optimalen Kopplungspunkt zwischen der Strom- und der Gasinfrastruktur und erhöht so das Erzeugungspotenzial von erneuerbaren Gasen signifikant.

Nach wie vor sind die **technischen Rahmenbedingungen** derart anzupassen, dass höhere Wasserstoffkonzentrationen zugelassen werden können. Die aufgrund geringerer Verluste wirtschaftlicheren Anlagen ohne nachgeschaltete Methanisierung scheitern häufig an der geringen zulässigen Wasserstoffkonzentration. Bei weiteren Forschungsvorhaben zur Analyse des Potenzials von PtG-Anlagen sollte darüber hinaus eine höhere Betrachtungsebene gewählt werden (Hochdruckebene), um die flächendeckend optimale Verknüpfungsebene zwischen Strom- und Gasnetz zu identifizieren.

Zuletzt ist **politisches Engagement** erforderlich, um ein attraktives Marktumfeld zum Einsatz von PtG-Anlagen zu schaffen. Das ist insbesondere deswegen der Fall, da die Kopplung von Strom- und Gasnetzen eine Langzeitspeicherung ermöglicht, die derzeit monetär nicht zu bewerten ist. Die Ergebnisse dieser Studie haben gezeigt, dass in zwei Beispielregionen (repräsentativ für ca. 53% aller Gemeinden) ein Einsatz von PtG zur Reduzierung des Stromnetzausbaus sinnvoll ist, allerdings nicht genügend Erlöse im derzeitigen Marktumfeld generiert werden können, um einen wirtschaftlichen Betrieb der Anlagen zu gewährleisten. Aktuelle Forschungsvorhaben wie das DVGW-Forschungsprojekt SMARAGD oder das EU-Projekt STORE&GO arbeiten auf dem Gebiet eines zu entwickelnden Rechtsrahmens für erneuerbare Gase aus Power-to-Gas-Prozessen konkrete Handlungsempfehlungen auf Bundes- [3] bzw. europäischer Ebene heraus [4].

Abkürzungen

BGEA	Biogaseinspeiseanlage
CH ₄	Methan
DEA	Dezentrale Energiewandlungsanlagen
ENSO	ENSO Netz GmbH
GDRA	Gas-Druckregelanlage
GHD	Gewerbe, Handel und Dienstleistungen
H ₂	Wasserstoff
HD	Hochdruck (> 1 bar)
MD	Mitteldruck (100 mbar – 1 bar)
MDN	Main-Donau-Netzgesellschaft mbH
MOP	Maximum operating pressure (maximal zulässiger Betriebsdruck)
MS	Mittelspannung
MSR-Technik	Mess-, Steuerungs-, und Regelungstechnik
ND	Niederdruck (< 100 mbar)
PtG(A) / PtGA	Power-to-Gas(-Anlage)
PVA	Photovoltaikanlage
RLM	Registrierende Leistungsmessung
SLP	Standardlastprofil
SNG	Synthetic Natural Gas (synthetisches Erdgas)
WKA	Windkraftanlagen

Literaturverzeichnis

[BMWI, „<https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Dossier/erneuerbare-energien.html>,“ Februar 1 2018. [Online]. [Zugriff am 18 Dezember 2018].

]

[J. Nitsch, „Die Energiewende nach COP 21 - Aktuelle Szenarien der deutschen Energieversorgung; Kurzstudie für den Bundesverband Erneuerbare Energien e.V.,“ 7 März 2016. [Online]. Available: https://www.bee-ev.de/fileadmin/Publikationen/Studien/Joachim_Nitsch_Energiewende_nach_COP21_Langversion.pdf. [Zugriff am 22 September 2017].

[DBI, GWI, FENES OTH, BBH, „Technisch-ökonomische Modellierung eines sektorengekoppelten Gesamtenergiesystems aus Gas und Strom unter Fortschreibung des regulatorischen Rahmens (SMARAGD) - Abschlussbericht,“ DVGW, Bonn, 2018.

[G. Kreeft, „European Legislative and Regulatory Framework on Power-to-Gas,“ 4 STORE&GO Project, Deliverable 7.2, www.storeandgo.info, 2017.

]

[A. Moser, M. Zdrallek, H. Krause und F. Graf, „Nutzen von Smart-Grid-Konzepten unter Berücksichtigung der Power-to-Gas-Technologie,“ DVGW, 2014.

]

[A. Moser, M. Zdrallek, H. Krause und F. Graf, „Nutzen der Power-to-Gas-Technologie zur Entlastung der 110-kV-Stromverteilungsnetze,“ DVGW, 2015.

]

[DBI et. al. , „Abschlussbericht KonStGas - Integration fluktuierender erneuerbarer Energien durch konvergente Nutzung von Strom- und Gasnetzen - Konvergenz Strom- und Gasnetze -,“ DBI, Freiberg, 2017.

[DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V., „Technische Regel - 8 Arbeitsblatt DVGW G 260 (A),“ DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V., Bonn, 2013.

[DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V., „Technische Regel - 9 Arbeitsblatt G 262 (A),“ DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V., Bonn, 2011.

[M. Zapf, Stromspeicher und Power-to-Gas im deutschen Energiesystem, 1 Rahmenbedingungen, Bedarf und Einsatzmöglichkeiten, Wiesbaden: Springer, 2017.

0

]

[M. Zdrallek, H. Krause, F. Graf und R. Albus, „Kombinierte Gas- und 1 Stromnetzautomatisierung auf Verteilnetzebene - Abschlussbericht,“ DVGW, Wuppertal, Freiberg, Karlsruhe, Essen, 2018.

1
]

[Bundesnetzagentur, „www.bundesnetzagentur.de,“ 27 11 2018. [Online]. Available:
1 https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/ZahlenDatenInformationen/EEGINZahlen_2016.xlsx;jsessionid=B9E978FA44F2EA6D75A1F1788B1DE159?__blob=publicationFile&v=3.
2
3
4
5
6
7
8
9
]

[Statistisches Bundesamt, „Gemeindeverzeichnis-Informationssystem GV-ISys,“ 2015.
1 [Online]. Available:
2 <https://www.destatis.de/DE/ZahlenFakten/LaenderRegionen/Regionales/Gemeindeverzeichnis/Gemeindeverzeichnis.html>. [Zugriff am 2016].
3
4
5
6
7
8
9
]

[50Hertz, Amprion, TenneT, TransnetBW, „EEG-Anlagenstammdaten,“ 2014. [Online].
1 Available: <https://www.netztransparenz.de/EEG/Anlagenstammdaten>. [Zugriff am 2016].
2
3
4
5
6
7
8
9
]

[S. Harnisch, P. Steffens, H. H. Thies, J. Monscheidt, L. Münch, C. Böse und B.
1 Gernsberger, Planungs- und Betriebsgrundsätze für ländliche Verteilungsnetze, Neue
2 Energie aus Wuppertal Hrsg., Bd. 8, M. Zdrallek, Hrsg., Wuppertal, Erlangen, 2016.
3
4
5
6
7
8
9
]

[50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH,
1 Szenariorahmen für die Netzentwicklungspläne Strom 2015 - Entwurf der
2 Übertragungsnetzbetreiber, 2014.
3
4
5
6
7
8
9
]

[C. Rehtanz und et al., „dena-Verteilnetzstudie. Ausbau- und Innovationsbedarf der
1 Stromverteilnetze in Deutschland bis 2030. Technisches Gutachten im Auftrag der
2 Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena),“ Berlin, 2012.
3
4
5
6
7
8
9
]

[G. Müller-Syring, M. Henel, M. Poltrum, A. Wehling, E. Dannenberg, J. Glandien, M.
1 Stötzel, F. Möhrke, F. Ortloff und F. Kratz, Transformationspfade zur
2 Treibhausgasneutralität der Gasnetze und Gasspeicher nach COP21, Bonn: DVGW,
3] 2018.
4
5
6
7
8
9
]

[Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), „dena-Leitstudie Integrierte Energiewende -
1 Impulse für die Gestaltung des Energiesystems bis 2050,“ Berlin, 2018.
2
3
4
5
6
7
8
9
]

[Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, „Energiedaten: Gesamtausgabe,“ [Online].
1 Available: <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/energiedaten-gesamtausgabe.html>. [Zugriff am 19 01 2019].
2
3
4
5
6
7
8
9
]

[Fraunhofer ISI, consentec GmbH, IFEU, „Langfristszenarien für die Transformation des
2 Energiesystems in Deutschland - Modul 3: Referenzszenario und Basisszenario,“ 2017.
1
]

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 0-1: Regionale Verteilung der Versorgungsaufgabe	iii
Abbildung 0-2: Relative Aufteilung der Versorgungsaufgabe nach enthaltenen Netzstrukturtypen	v
Abbildung 0-3: Anzahl möglicher PtG-H ₂ -Anlagen in den Gemeinden Deutschlands. Bezugsjahr 2015, aufgelöst nach Versorgungsaufgaben.	vi
Abbildung 0-4: Anzahl und Leistung möglicher PtG-CH ₄ -Anlagen in den Gemeinden Deutschlands. Bezugsjahr 2015, aufgelöst nach Versorgungsaufgaben	vii
Abbildung 0-5: Potentielle jährliche Erlöse im Jahr 2050 für die PtG-Erzeugnisse Methan (Grüntöne) und Wasserstoff (Blautöne) jeweils im Klimaschutzszenario und im Mittelwertszenario in Mio. €.	viii
Abbildung 0-6: Hochgerechnete Einsparpotenziale beim Stromnetzausbau bis zum Jahr 2050 durch den Einsatz von Anlagen des Typs PtG-CH ₄ (Grüntöne) und PtG-H ₂ (Blautöne) jeweils im Klimaschutzszenario und Mittelwertszenario in Mio. €.	ix
Abbildung 1-1: Entwicklung der THG-Emissionen bis 2050, nach [1, p. 22]	9
Abbildung 1-2: Effizienzsteigerung und EE-Ausbau Klimaziel 2050, nach [2, p. 23]	10
Abbildung 1-3: Entwicklung Endenergieverbrauch Strom, Wärme und Kraftstoffe, nach [2]	11
Abbildung 1-4: Entwicklung der Bruttostromerzeugung nach [2]	11
Abbildung 1-5: Bevölkerungsdichteklassen	13
Abbildung 1-6: Leistungsdichte von EE-Anlagen in Deutschland	14
Abbildung 1-7: Clusterzentren der Versorgungsaufgabe	17
Abbildung 1-8: Regionale Verteilung der Versorgungsaufgabe	17
Abbildung 1-9: Szenarioverläufe Photovoltaikausbau in Deutschland	18
Abbildung 1-10: Szenarioverläufe Windenergieausbau onshore in Deutschland	19
Abbildung 1-11: Schematische Darstellung der Regionalisierung der Szenariorahmen	20
Abbildung 1-12: Entwicklung Gasnutzung (Erdgas, Biogas und PtG-Gase), [16]	22
Abbildung 1-13: Entwicklung der Wärmeversorgung nach [2]	22
Abbildung 1-14: Entwicklung des Energieeinsatzes im Verkehr nach [2]	23
Abbildung 1-15: Investitionsbedarf 2050 – Verteilungsnetz verschiedene Szenarien [17, p. 215]	24
Abbildung 2-1: Methode zur Clusterung der Netzstruktur	26
Abbildung 2-2: Ergebnis der Korrelationsanalyse zur Auswahl der Parameter für die Clusteranalyse	27
Abbildung 2-3: Clusterzentren der Netzstrukturparameter	28
Abbildung 2-4: Eigenschaften der Netzstrukturtypen	29
Abbildung 2-5: Relative Aufteilung der Versorgungsaufgabe nach enthaltenen Netzstrukturtypen	29
Abbildung 3-1: Ablauf zur Auswahl realer Strom- und Gasnetzstrukturen	30
Abbildung 3-2: Verortung der ausgewählten Gemeinden für die Einzelbetrachtung	31
Abbildung 4-1: Erhöhung der auslegungsrelevanten Minimallast durch Beschränkung auf untertägigen Betrieb. Dreitagesausschnitt aus Lastgang G1	41
Abbildung 4-2: Abgeschätzter stündlicher Gaslastgang der Stadt G1 2012	43
Abbildung 4-3: Abgeschätzter stündlicher Gaslastgang der Gemeinde G2 2012	44
Abbildung 4-4: Abgeschätzter stündlicher Gaslastgang der Gemeinde G3 2012	46
Abbildung 4-5: Stündlicher Gaslastgang der Gemeinde G4 2012	48
Abbildung 4-6: Abgeschätzter stündlicher Gaslastgang der Gemeinde G5 2012	50
Abbildung 4-7: Abgeschätzter stündlicher Gaslastgang der Stadt G6 2012	51
Abbildung 4-8: Abgeschätzter stündlicher Gaslastgang der Gemeinde G7 2012	53
Abbildung 4-9: Schematische Darstellung des Gasverteilungsnetzes G8	55
Abbildung 4-10: Stündlicher Gaslastgang der Stadt G8 für das Jahr 2012	56
Abbildung 4-11: Stündlicher Gaslastgang der Stadt G9 2012	59
Abbildung 4-12: Gasnetzseitig mögliche PtG-Potenziale der H ₂ -Einspeisung (15 Vol.-%) in die Referenznetze in den Jahren 2015, 2030, 2050 für untertägigen Betrieb	61
Abbildung 4-13: Gasnetzseitig mögliche PtG-Potenziale der CH ₄ -Einspeisung in die Referenznetze in den Jahren 2015, 2030, 2050 für untertägigen Betrieb	61

Abbildung 4-14: Entwicklung der PtGA-Leistung (H ₂) bei 15 Vol.-% H ₂ -Anteil in Abhängigkeit der Speichergröße und des Gaslastganges 2015 in G1	64
Abbildung 4-15: H ₂ -Speicherfüllstand bei untertägigem PtGA-Betrieb 2015 für 2, 10, 15 Vol.-%	65
Abbildung 4-16: PtG-Potenzial der H ₂ -Einspeisung (15 Vol.-%) in G1 mit und ohne Nutzung eines 60 h-Speichers im Vergleich zum Referenznetz G6	66
Abbildung 4-17: PtG-Potenzial der CH ₄ -Einspeisung in G1 mit und ohne Nutzung eines 60 h-Speichers im Vergleich zum Referenznetz G6	67
Abbildung 4-18: Ausnutzung des Netzpuffers im ländlichen MD-Netz bei Schwachlast mit und ohne MSR-Technik – Gasflüsse und Netzpuffervolumen	68
Abbildung 4-19: Ausnutzung des Netzpuffers im ländlichen MD-Netz bei Schwachlast mit und ohne MSR-Technik – Druckverlauf und Bilanzdifferenz aus Zufluss und Abgabe	69
Abbildung 4-20: Methode zur Ermittlung des Anlageneinsatzes	72
Abbildung 4-21: Rollierungsansatz der Anlageneinsatzsimulation	73
Abbildung 4-22: Netzrestriktionen als Leistungskorridore der PtG-Anlage	74
Abbildung 4-23: Resultierende Szenarienwerte der Regionalisierung für das Mittelspannungsnetz bzw. die Gemeinde G6	77
Abbildung 4-24: Mittelspannungsnetz, PtG-Anlagenstandorte sowie stromnetzseitige Problemgebiete (rot) der Gemeinde G6 (links vergrößert)	78
Abbildung 4-25: Netzrestriktionskorridore für PtGA 1 (links) und PtGA 2 (rechts)	79
Abbildung 4-26: Erlöse (Deckungsbeiträge) am Spotmarkt je Szenario und PtG-Technologie pro Jahr für die Gemeinde G6 (hier ohne Diskontierung dargestellt)	80
Abbildung 4-27: Kosten- und Erlösbetrachtung für Gemeinde G6 (2 PtGA, CH ₄ , Mittelwertszenario) für konventionelle Zielnetzplanung (links) und Zielnetzplanung mit Berücksichtigung von Power-to-Gas-Anlagen (rechts) über alle Stützjahre. Ausgaben und Erlöse sind auf das Jahr 2018 bebarwertet/diskontiert.	81
Abbildung 4-28: Übersicht über Deckungsanteile der marktseitigen Erlöse aller untersuchten Gemeinden für Klimaschutz- und Mittelwertszenario. Durchschnittswerte sind in den jeweiligen Diagrammen eingetragen	83
Abbildung 4-29: Übersicht über Einsparungen bei Netzausbaumaßnahmen	84
Abbildung 4-30: Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung für die Gemeinde G8 (H ₂ -Einspeisung/MW-Szenario)	85
Abbildung 4-31: Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung für die Gemeinden G6, G2 und G8 (CH ₄ -Einspeisung/Mittelwert-Szenario)	85
Abbildung 4-32: Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung für die Gemeinden G6, G2 und G8 (CH ₄ -Einspeisung/Klimaschutz-Szenario)	86
Abbildung 5-1: Anzahl möglicher PtG-H ₂ -Anlagen in den Gemeinden Deutschlands. Bezugsjahr 2015, aufgelöst nach Versorgungsaufgaben. Umrahmte Leistungsangaben beziehen sich auf das Deutschlandweite Elektrolysepotenzial in Gasverteilungsnetzen unter Berücksichtigung der auf der X-Achse angegebenen Mindestanlagengröße.	90
Abbildung 5-2: Gemeinden Deutschlands mit potentiellen PtG-H ₂ -Leistungen > 100 kW, Bezugsjahr 2015, aufgelöst nach Versorgungsaufgaben.	92
Abbildung 5-3: Anzahl der Gemeinden mit PtG-H ₂ -Installationspotenzialen ab 100 kW pro Bundesland und zugehörige theoretische Gesamtleistung in Gasverteilungsnetzen in MW, Stützjahr 2015	93
Abbildung 5-4: Sortierung der potentiellen PtG-H ₂ -Anlagen nach Leistung für drei Stützjahre, summiert über alle Versorgungsaufgaben.	93
Abbildung 5-5: Anzahl potentieller Gemeinden mit Elektrolyseanlagen > 1 MW zur Wasserstoff-erzeugung und –Einspeisung in Erdgasverteilungsnetze (Farbverlauf) und installierbare Gesamtleistung auf Bundeslandebene (Weiße Zahlen) für die Stützjahre 2015, 2030 und 2050.	94
Abbildung 5-6: Logarithmische Auftragung der Anzahl und der Leistung potentieller PtG-H ₂ -Anlagen 2015, aufgelöst nach Versorgungsaufgaben.	95
Abbildung 5-7: Anzahl möglicher PtG-CH ₄ -Anlagen in den Gemeinden Deutschlands. Bezugsjahr 2015, aufgelöst nach Versorgungsaufgaben. Umrahmte Leistungsangaben beziehen sich auf das Deutschlandweite Elektrolysepotenzial in Gasverteilungsnetzen unter Berücksichtigung der auf der X-Achse angegebenen Mindestanlagengröße.	96

Abbildung 5-8: Sortierung der potentiellen PtG-CH ₄ -Anlagen nach Leistung für drei Stützjahre, summiert über alle Versorgungsaufgaben.	97
Abbildung 5-9: Gemeinden Deutschlands mit potentiellen PtG-H ₂ (links) und PtG-CH ₄ Leistungen (rechts) > 1 MW, Bezugsjahr 2015.	98
Abbildung 5-10: Anzahl der Gemeinden mit PtG-CH ₄ -Installationspotenzialen > 1 MW nach Bundesland (Farbcode) und zugehörige theoretische Gesamtleistung in Gasverteilungsnetzen in GW.	99
Abbildung 5-11: Gemeinden mit PtG-CH ₄ -Installationspotenzialen > 1 MW nach Versorgungsaufgaben in den drei Stützjahren. Übrige Versorgungsaufgaben sind in diesen Leistungsklassen nicht vertreten.	100
Abbildung 5-12: Logarithmische Auftragung der Anzahl und der Leistung potentieller PtG-CH ₄ Anlagen 2015, aufgelöst nach Versorgungsaufgaben.	101
Abbildung 5-13: Potentielle jährliche Erlöse im Jahr 2050 für die PtG-Erzeugnisse Methan (Grüntöne) und Wasserstoff (Blautöne) jeweils im Klimaschutzszenario und im Mittelwertszenario in Mio. €.	102
Abbildung 5-14: Einsparpotenziale beim Stromnetzausbau bis zum Jahr 2050 durch den Einsatz von Anlagen des Typs PtG-CH ₄ und PtG-H ₂ jeweils im Klimaschutzszenario und Mittelwertszenario in Mio. €.	103
Abbildung A-1: Anzahl möglicher PtG-H ₂ -Anlagen in den Gemeinden Deutschlands. Bezugsjahr 2030, aufgelöst nach Versorgungsaufgaben.	125
Abbildung A-2: Anzahl möglicher PtG-H ₂ -Anlagen in den Gemeinden Deutschlands. Bezugsjahr 2050, aufgelöst nach Versorgungsaufgaben.	125
Abbildung A-3: Anzahl möglicher PtG-CH ₄ -Anlagen in den Gemeinden Deutschlands. Bezugsjahr 2030, aufgelöst nach Versorgungsaufgaben.	126
Abbildung A-4: Anzahl möglicher PtG-CH ₄ -Anlagen in den Gemeinden Deutschlands. Bezugsjahr 2050, aufgelöst nach Versorgungsaufgaben.	126

Tabellenverzeichnis

Tabelle 0-1: Betrachtete Szenariorahmen	ii
Tabelle 0-2: Eigenschaften der Netzstrukturtypen	iv
Tabelle 1-1: Betrachtete Szenariorahmen	12
Tabelle 1-2: Übersicht über verwendete Daten zur Typisierung der Versorgungsaufgaben und beispielhafte Anwendung	14
Tabelle 1-3: Cluster der Versorgungsaufgabe	16
Tabelle 1-4: Szenariowerte Photovoltaik	19
Tabelle 1-5: Szenariowerte Windenergie	19
Tabelle 2-1: Berücksichtigte Netzstrukturparameter	28
Tabelle 3-1: Ergebnis des Güte-Rankings zur Auswahl realer Strom- und Gasnetzstrukturen	30
Tabelle 4-1: Durchgeführte Zielnetzplanungsvarianten	32
Tabelle 4-2: Kostenpositionen für die Zielnetzplanung	34
Tabelle 4-3: Produktgasbrennwerte und Wirkungsgrade der PtG-Anlagen	40
Tabelle 4-4: Netzstruktur Gasnetz G1	42
Tabelle 4-5: Kundenstruktur Gasnetz G1	42
Tabelle 4-6: Max. und min. Summenlast und resultierende elektr. Anlagenleistungen aus ganz- und untertäglichem Lastgang der Jahre 2015, 2030, 2050	43
Tabelle 4-7: Maximale und minimale Summenlast und resultierende Anlagenleistungen aus ganz- und untertäglichem Lastgang der Jahre 2015, 2030, 2050	45
Tabelle 4-8: Maximale und minimale Last an GDRA 1 und resultierende Anlagenleistungen aus ganz- und untertäglichem Lastgang der Jahre 2015, 2030, 2050	45
Tabelle 4-9: Maximale und minimale Last an GDRA 2 und resultierende Anlagenleistungen aus ganz- und untertäglichem Lastgang der Jahre 2015, 2030 u. 2050	45
Tabelle 4-10: Maximale und minimale Last an GDRA 3 und resultierende Anlagenleistungen aus ganz- und untertäglichem Lastgang der Jahre 2015, 2030 u. 2050	46
Tabelle 4-11: Maximale und minimale Summenlast und resultierende Anlagenleistungen aus ganz- und untertäglichem Lastgang der Jahre 2015, 2030 u. 2050	47
Tabelle 4-12: Netzstruktur Gasnetz G4	47
Tabelle 4-13: Kundenstruktur Gasnetz G4	47
Tabelle 4-14: Maximale und minimale Summenlast und resultierende Anlagenleistungen aus ganz- und untertäglichem Lastgang der Jahre 2015, 2030, 2050	48
Tabelle 4-15: Netzstruktur Gasnetz G5	49
Tabelle 4-16: Kundenstruktur Gasnetz G5	49
Tabelle 4-17: Maximale und minimale Summenlast und resultierende Anlagenleistungen aus ganz- und untertäglichem Lastgang der Jahre 2015, 2030 u. 2050	50
Tabelle 4-18: Maximale und minimale Summenlast und resultierende Anlagenleistungen aus ganz- und untertäglichem Lastgang der Jahre 2015, 2030 u. 2050	51
Tabelle 4-19: Maximale und minimale Last an GDRA 1 und resultierende Anlagenleistungen aus ganz- und untertäglichem Lastgang der Jahre 2015, 2030 u. 2050	52
Tabelle 4-20: Maximale und minimale Last an GDRA 2 und resultierende Anlagenleistungen aus ganz- und untertäglichem Lastgang der Jahre 2015, 2030 u. 2050	52
Tabelle 4-21: Maximale und minimale Summenlast und resultierende Anlagenleistungen aus ganz- und untertäglichem Lastgang der Jahre 2015, 2030 und 2050	53
Tabelle 4-22: Netzstruktur Gasnetz G8	54
Tabelle 4-23: Kundenstruktur Gasnetz G8	54
Tabelle 4-24: Maximale und minimale Summenlast und resultierende Anlagenleistungen aus ganz- und untertäglichem Lastgang der Jahre 2015, 2030, 2050	56
Tabelle 4-25: Max. und min. Last an HD-Leitung und resultierende Anlagenleistungen aus ganz- und untertäglichem Lastgang der Jahre 2015, 2030 u. 2050	57
Tabelle 4-26: Maximale und minimale Last an GDRA 4 und resultierende Anlagenleistungen aus ganz- und untertäglichem Lastgang der Jahre 2015, 2030 u. 2050	57

Tabelle 4-27: Maximale und minimale Last an GDRA 5 und resultierende Anlagenleistungen aus ganz- und untertäglichem Lastgang der Jahre 2015, 2030 u. 2050	57
Tabelle 4-28: Maximale und minimale Last an GDRA 7 und resultierende Anlagenleistungen aus ganz- und untertäglichem Lastgang der Jahre 2015, 2030 u. 2050	58
Tabelle 4-29: Netzstruktur Gasnetz G9	58
Tabelle 4-30: Kundenstruktur Gasnetz G9	59
Tabelle 4-31: Maximale und minimale Summenlast und resultierende Anlagenleistungen aus ganz- und untertäglichem Lastgang der Jahre 2015, 2030 u. 2050	60
Tabelle 4-32: Maximale und minimale Last einer GDRA und resultierende Anlagenleistungen aus ganz- und untertäglichem Lastgang der Jahre 2015, 2030 u. 2050	60
Tabelle 4-33: Gasnetzseitige PtG-Gesamtpotenziale der CH ₄ - und H ₂ -Einspeisung in die Referenznetze in den Jahren 2015, 2030, 2050 für untertächtigen Betrieb	62
Tabelle 4-34: Entwicklung der PtGA-Leistung (H ₂) bei 15 Vol.-% H ₂ -Anteil in Abhängigkeit der Speichergröße und des Gaslastganges 2015 in G1	63
Tabelle 4-35: Vergleich der PtG-Anlagenleistungen in G1 ohne und mit 60 h-Speicher bei untertächtigen Betrieb für die Jahre 2015, 2030 und 2050	65
Tabelle 4-36: Ausgangsleistungen von Einspeiseanlagen (SNG, Biogas) und relative Leistungserhöhungen durch Netzpuffernutzung	69
Tabelle 4-37: Annahmen zu PtG-Anlagenkosten	34
Tabelle 4-38: Übersicht über untersuchte Gemeinden und Netzgebiete	75
Tabelle 4-39: Maximale elektrische PtG-Anlagenleistungen durch gaseitiges Potenzial in G6	76
Tabelle 4-40: Maximale elektrische PtG-Anlagenleistungen je Stützjahr und Technologie in der Gemeinde G6	76
Tabelle 4-41: Übersicht über die Kriterienerfüllung zur Hebung des stromnetzseitigen Power-to-Gas-Potenzials der einzelnen Gemeinden. Legende zur PtG-Anlagenleistung: -: 0 kW < P _{PTG} ≤ 20 kW; o: 20 kW < P _{PTG} ≤ 60 kW; +: 60 kW < P _{PTG} ≤ 13.100 kW	82
Tabelle A-1 Hochrechnungsergebnisse der PtG-H ₂ -Installationspotenziale in deutschen Gasverteilungsnetzen nach Versorgungsaufgabe mit zugehöriger Anlagenanzahl 2015, 2030 und 2050.	121
Tabelle A-2 Hochrechnungsergebnisse der PtG-CH ₄ -Installationspotenziale in deutschen Gasverteilungsnetzen nach Versorgungsaufgabe mit zugehöriger Anlagenanzahl 2015, 2030 und 2050.	122
Tabelle A-3 Erlöspotenziale von PtG-Wasserstoff und Ersparnisse Stromnetzausbau durch PtG-Einsatz.	123
Tabelle A-4 Erlöspotenziale von PtG-Methan und Ersparnisse Stromnetzausbau durch PtG-Einsatz.	124

Tabelle A-7.2 Hochrechnungsergebnisse der PtG-CH₄-Installationspotenziale in deutschen Gasverteilungsnetzen nach Versorgungsaufgabe mit zugehöriger Anlagenanzahl 2015, 2030 und 2050.

2015										
Versorgungsaufgabe	potentielle Anlagenleistung [MW]					Anzahl der Anlagen				
	Gesamt	ab 500 kW	ab 1 MW	ab 10 MW	ab 50 MW	Gesamt	ab 500 kW	ab 1 MW	ab 10 MW	ab 50 MW
VA 1	62	26	15	0	0	441	26	9	0	0
VA 2	219	68	26	0	0	3 990	76	16	0	0
VA 3	36	17	10	0	0	457	17	7	0	0
VA 4	64	10	3	0	0	1 481	13	3	0	0
VA 5	50	8	0	0	0	1 174	12	0	0	0
VA 6	460	241	125	0	0	1 918	244	78	0	0
VA 8	706	607	493	37	0	801	357	196	3	0
VA 9	34 895	34 891	34 886	33 045	26 027	832	817	809	444	140
Summe	36 494	35 867	35 558	33 083	26 027	11 094	1 562	1 118	447	140

2030										
Versorgungsaufgabe	potentielle Anlagenleistung [MW]					Anzahl der Anlagen				
	Gesamt	ab 500 kW	ab 1 MW	ab 10 MW	ab 50 MW	Gesamt	ab 500 kW	ab 1 MW	ab 10 MW	ab 50 MW
VA 1	66	29	19	0	0	441	28	12	0	0
VA 2	232	75	30	0	0	3 990	81	18	0	0
VA 3	38	18	11	0	0	457	18	7	0	0
VA 4	68	5	2	0	0	1 481	13	3	0	0
VA 5	53	10	0	0	0	1 174	15	0	0	0
VA 6	488	264	142	0	0	1 918	261	87	0	0
VA 8	748	650	536	50	0	801	370	209	4	0
VA 9	36 989	36 985	36 979	35 111	27 900	832	818	809	452	146
Summe	38 683	38 036	37 718	35 161	27 900	11 094	1 604	1 145	456	146

2050										
VA 1	potentielle Anlagenleistung [MW]					Anzahl der Anlagen				
	Gesamt	ab 500 kW	ab 1 MW	ab 10 MW	ab 50 MW	Gesamt	ab 500 kW	ab 1 MW	ab 10 MW	ab 50 MW
VA 1	36	10	4	0	0	441	12	3	0	0
VA 2	127	21	7	0	0	3 990	27	4	0	0
VA 3	21	6	1	0	0	457	8	1	0	0
VA 4	12	1	0	0	0	1 481	4	0	0	0
VA 5	29	1	0	0	0	1 174	2	0	0	0
VA 6	267	86	29	0	0	1 918	103	20	0	0
VA 8	409	301	219	0	0	801	224	110	0	0
VA 9	20 239	20 234	20 212	12 740	12 728	832	810	783	79	78
Summe	21 141	20 661	20 472	12 740	12 728	11 094	1 190	921	79	78

Tabelle A-7.3 Erlöspotenziale von PtG-Wasserstoff und Ersparnisse Stromnetzausbau durch PtG-Einsatz.

PtG-H ₂ im Klimaschutzzenario 2030						
Versorgungs- aufgabe	Gesamtpotential PtG-CH4 MW	Volllaststunden in den Referenznetzen 2030 h	Gesamt- Stromaufnahme GWh	Erlöse Mio. € p.a.	Ersparnis Stromnetzausbau durch PtG-Einsatz Mio. €	
VA 1	3	3.045	9	0	0	
VA 2	10	3.045	30	1	0	
VA 3	2	3.045	5	0	0	
VA 4	3	3.045	9	0	0	
VA 5	2	3.045	7	0	0	
VA 6	21	3.045	64	1	0	
VA 8	32	3.045	97	2	0	
VA 9	1.582	3.045	4.817	112	433	
Summe:	1.655	3.045	5.038	118	433	

PtG-H ₂ im Klimaschutzzenario 2050						
Versorgungs- aufgabe	Gesamtpotential PtG-CH4 MW	Volllaststunden in den Referenznetzen 2050 h	Gesamt- Stromaufnahme GWh	Erlöse Mio. € p.a.	Ersparnis Stromnetzausbau durch PtG-Einsatz Mio. €	
VA 1	2	5.085	8	0	0	
VA 2	5	5.085	28	1	0	
VA 3	1	5.085	5	0	0	
VA 4	0	5.085	3	0	0	
VA 5	1	5.085	6	0	0	
VA 6	11	5.085	58	2	0	
VA 8	18	5.085	89	3	0	
VA 9	866	5.085	4.402	152	0	
Summe:	904	5.085	4.598	159	0	

PtG-H ₂ im Mittelwertszenario 2030						
Versorgungs- aufgabe	Gesamtpotential PtG-CH4 MW	Volllaststunden in den Referenznetzen h	Gesamt- Stromaufnahme GWh	Erlöse Mio. € p.a.	Ersparnis Stromnetzausbau durch PtG-Einsatz Mio. €	
VA 1	3	1.423	4	0	0	
VA 2	10	1.423	14	0	0	
VA 3	2	1.423	2	0	0	
VA 4	3	1.423	4	0	0	
VA 5	2	1.423	3	0	0	
VA 6	21	1.423	30	1	0	
VA 8	32	1.423	46	1	0	
VA 9	1.582	1.429	2.260	53	0	
Summe:	1.655	1.429	2.363	55	0	

PtG-H ₂ im Mittelwertszenario 2050						
Versorgungs- aufgabe	Gesamtpotential PtG-CH4 2050 MW	Volllaststunden in den Referenznetzen 2050 h	Gesamt- Stromaufnahme GWh	Erlöse Mio. € p.a.	Ersparnis Stromnetzausbau durch PtG-Einsatz Mio. €	
VA 1	2	2.081	3	0	0	
VA 2	5	2.081	11	0	0	
VA 3	1	2.081	2	0	0	
VA 4	0	2.081	1	0	0	
VA 5	1	2.081	3	0	0	
VA 6	11	2.081	24	1	0	
VA 8	18	2.081	36	1	0	
VA 9	866	2.081	1.802	62	436	
Summe:	904	2.081	1.882	65	436	

Tabelle A-7.4 Erlöspotenziale von PtG-Methan und Ersparnisse Stromnetzausbau durch PtG-Einsatz.

PtG-CH ₄ im Mittelwertszenario 2030						
Versorgungsaufgabe	Gesamtpotential PtG-CH ₄ MW	Volllaststunden in den Referenznetzen h	Gesamtstromaufnahme GWh	Erlöse Mio. € p.a.	Ersparnis Stromnetzausbau durch PtG-Einsatz Mio. €	
VA 1	66	1274	84	2	0	
VA 2	232	1278	297	6	51	
VA 3	38	1274	49	1	0	
VA 4	68	1274	87	2	0	
VA 5	53	1274	68	1	0	
VA 6	488	432	211	4	143	
VA 8	748	1274	953	18	0	
VA 9	36 989	1061	39 232	732	319	
Summe:	38 683		40 981	765	513	

PtG-CH ₄ im Mittelwertszenario 2050						
Versorgungsaufgabe	Gesamtpotential PtG-CH ₄ 2050 MW	Volllaststunden in den Referenznetzen 2050 h	Gesamtstromaufnahme GWh	Erlöse Mio. € p.a.	Ersparnis Stromnetzausbau durch PtG-Einsatz Mio. €	
VA 1	36	1 852	67	2	0	
VA 2	127	1 859	236	7	109	
VA 3	21	1 852	39	1	0	
VA 4	12	1 852	21	1	0	
VA 5	29	1 852	54	1	0	
VA 6	267	1 858	496	14	303	
VA 8	409	1 852	758	21	0	
VA 9	20 239	1 139	23 045	636	672	
Summe:	21 141		24 717	682	1 084	

PtG-CH ₄ im Klimaschutzzenario 2030						
Versorgungsaufgabe	Gesamtpotential PtG-CH ₄ MW	Volllaststunden in den Referenznetzen 2030 h	Gesamtstromaufnahme GWh	Erlöse Mio. € p.a.	Ersparnis Stromnetzausbau durch PtG-Einsatz Mio. €	
VA 1	66	2 771	183	3	0	
VA 2	232	2 773	644	12	126	
VA 3	38	2 772	106	2	0	
VA 4	68	2 772	188	4	0	
VA 5	53	2 772	148	3	0	
VA 6	488	2 773	1 353	25	96	
VA 8	748	2 772	2 074	39	0	
VA 9	36 989	1 731	64 028	1 195	415	
Summe:	38 683		68 725	1 282	637	

PtG-CH ₄ im Klimaschutzzenario 2050						
Versorgungsaufgabe	Gesamtpotential PtG-CH ₄ MW	Volllaststunden in den Referenznetzen 2050 h	Gesamtstromaufnahme GWh	Erlöse Mio. € p.a.	Ersparnis Stromnetzausbau durch PtG-Einsatz Mio. €	
VA 1	36	4 697	170	5	0	
VA 2	127	4 697	597	16	240	
VA 3	21	4 697	98	3	0	
VA 4	12	4 697	54	1	0	
VA 5	29	4 697	137	4	0	
VA 6	267	4 698	1 254	35	186	
VA 8	409	4 697	1 923	53	0	
VA 9	20 239	2 798	56 633	1 563	804	
Summe:	21 141		60 867	1 680	1 230	

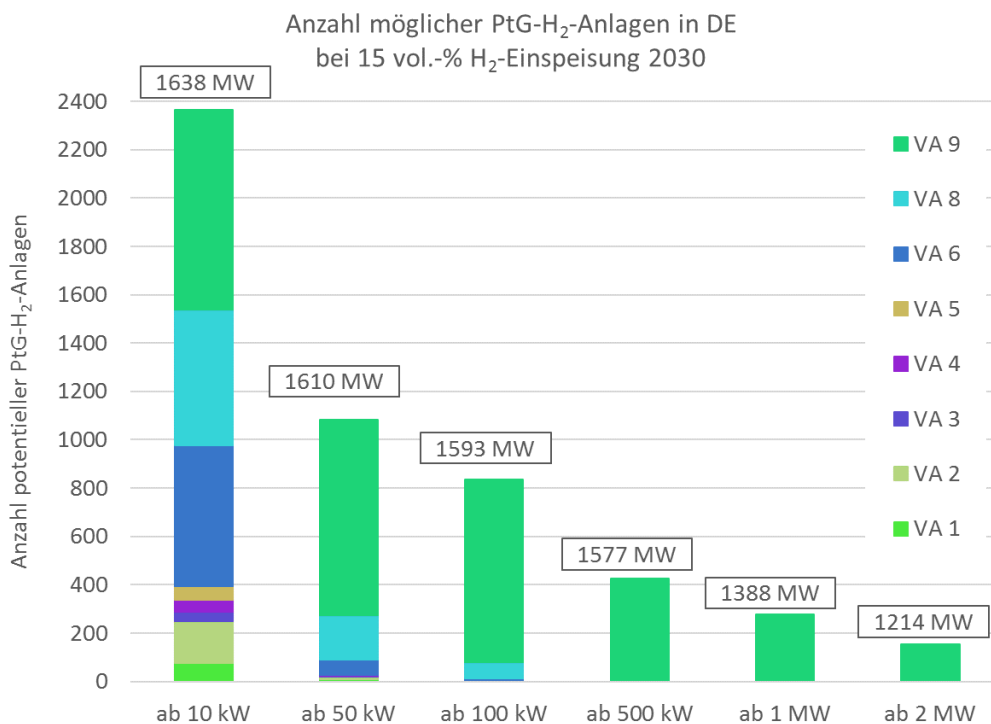


Abbildung A-7.1: Anzahl möglicher PtG-H₂-Anlagen in den Gemeinden Deutschlands. Bezugsjahr 2030, aufgelöst nach Versorgungsaufgaben.

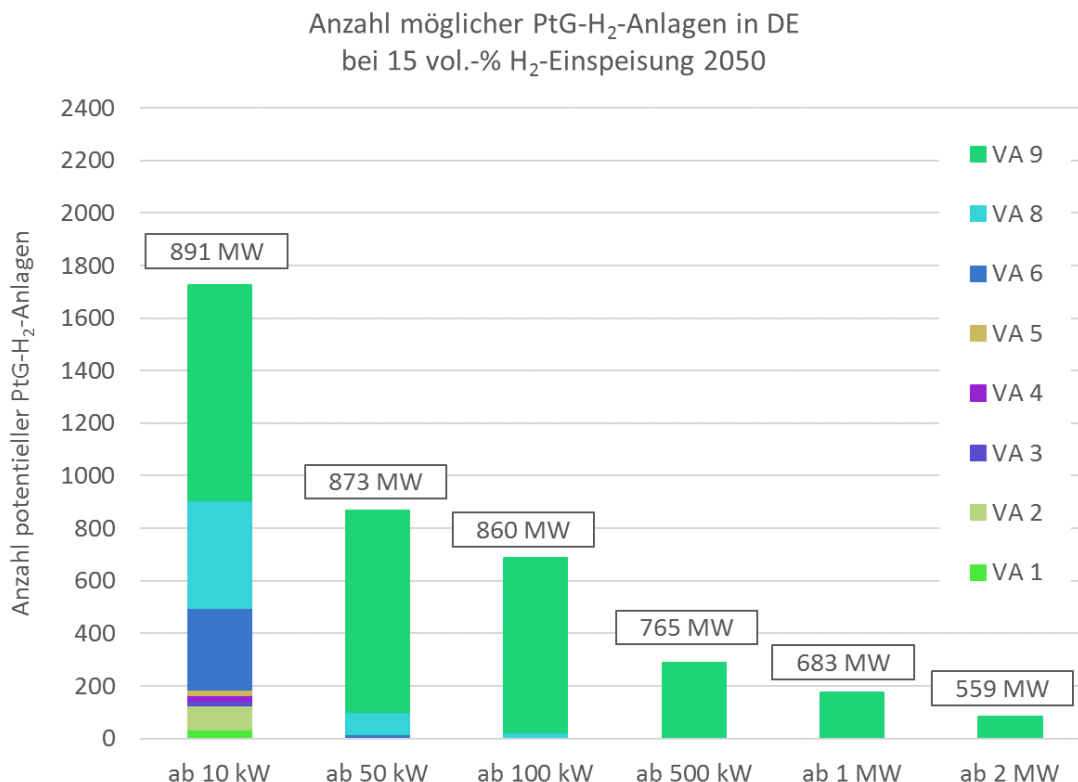


Abbildung A-7.2: Anzahl möglicher PtG-H₂-Anlagen in den Gemeinden Deutschlands. Bezugsjahr 2050, aufgelöst nach Versorgungsaufgaben.

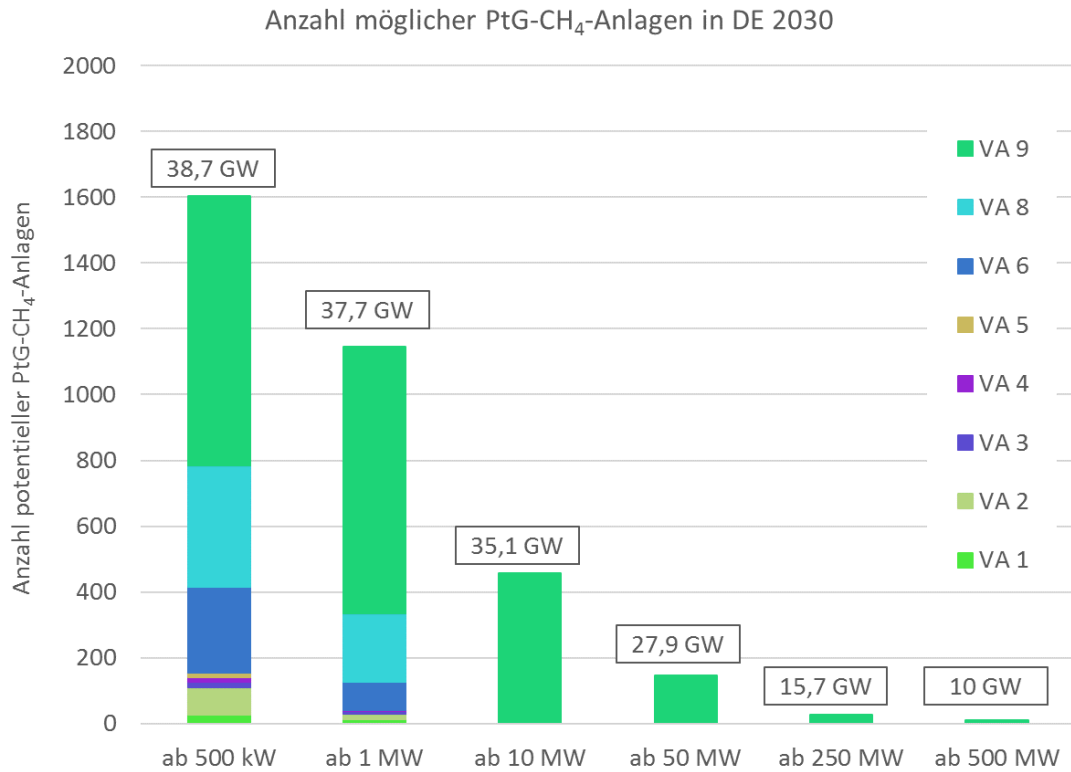


Abbildung A-7.3: Anzahl möglicher PtG-CH₄-Anlagen in den Gemeinden Deutschlands. Bezugsjahr 2030, aufgelöst nach Versorgungsaufgaben.

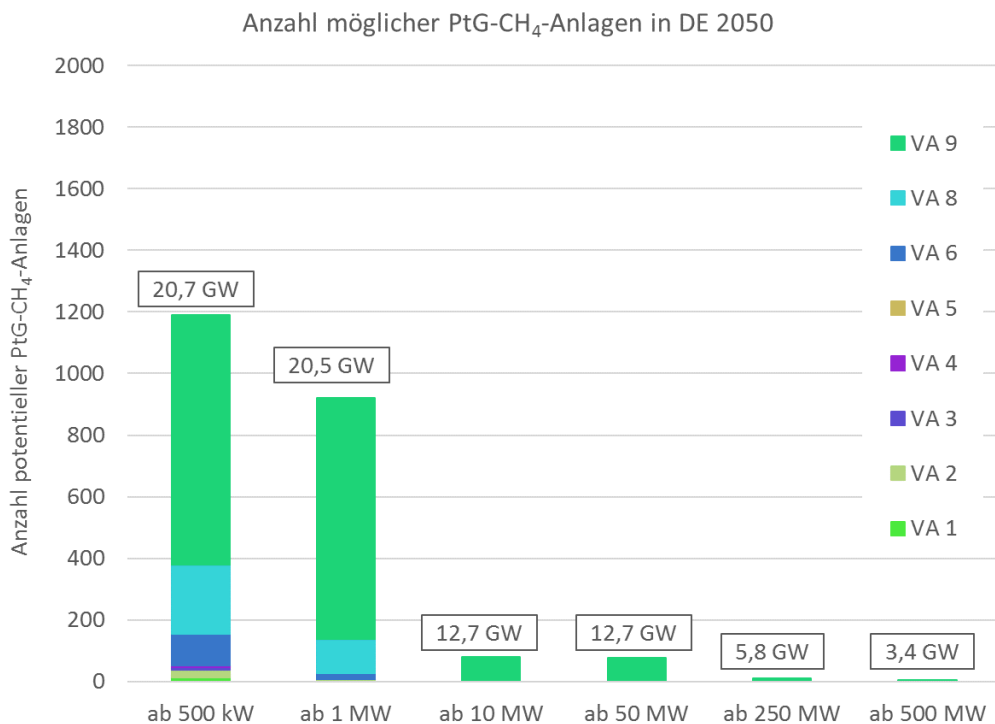


Abbildung A-7.4: Anzahl möglicher PtG-CH₄-Anlagen in den Gemeinden Deutschlands. Bezugsjahr 2050, aufgelöst nach Versorgungsaufgaben.

Anhang B – Verteilungsfaktoren zur Regionalisierung der bundesweiten EE-Szenarien

Tabelle 7.5: Windenergie onshore - Regionalisierungsfaktoren der Bundesländer basierend auf dem Netzentwicklungsplan Strom [16]

Windenergie (onshore) [rel.]			
Bundesland	Referenz 2016	2030	2050
Baden-Württemberg	0,02	0,04	0,06
Bayern	0,04	0,04	0,03
Berlin	0,00	0,00	0,00
Brandenburg	0,14	0,13	0,12
Bremen	0,00	0,00	0,00
Hamburg	0,00	0,00	0,00
Hessen	0,03	0,04	0,05
Mecklenburg- Vorpommern	0,07	0,09	0,12
Niedersachsen	0,20	0,19	0,19
Nordrhein-Westfalen	0,10	0,10	0,10
Rheinland-Pfalz	0,07	0,07	0,06
Saarland	0,01	0,01	0,00
Sachsen	0,03	0,02	0,02
Sachsen-Anhalt	0,11	0,09	0,07
Schleswig-Holstein	0,13	0,13	0,12
Thüringen	0,04	0,04	0,06
Deutschland	1,00	1,00	1,00

Tabelle 7.6: Photovoltaik - Regionalisierungsfaktoren der Bundesländer basierend auf dem Netzentwicklungsplan Strom [16]

Photovoltaik			
Bundesland	Referenz 2016	2030	2050
Baden-Württemberg	0,13	0,13	0,13
Bayern	0,29	0,27	0,26
Berlin	0,00	0,00	0,00
Brandenburg	0,07	0,06	0,06
Bremen	0,00	0,00	0,00
Hamburg	0,00	0,00	0,00
Hessen	0,05	0,05	0,06
Mecklenburg- Vorpommern	0,03	0,03	0,03
Niedersachsen	0,09	0,10	0,11
Nordrhein-Westfalen	0,11	0,13	0,13

Photovoltaik			
Bundesland	Referenz 2016	2030	2050
Rheinland-Pfalz	0,05	0,05	0,05
Saarland	0,01	0,01	0,01
Sachsen	0,04	0,04	0,04
Sachsen-Anhalt	0,04	0,04	0,04
Schleswig-Holstein	0,04	0,04	0,04
Thüringen	0,03	0,03	0,03
Deutschland	1,00	1,00	1,00

Anhang C – Entwicklung der Gaspreise bis 2050

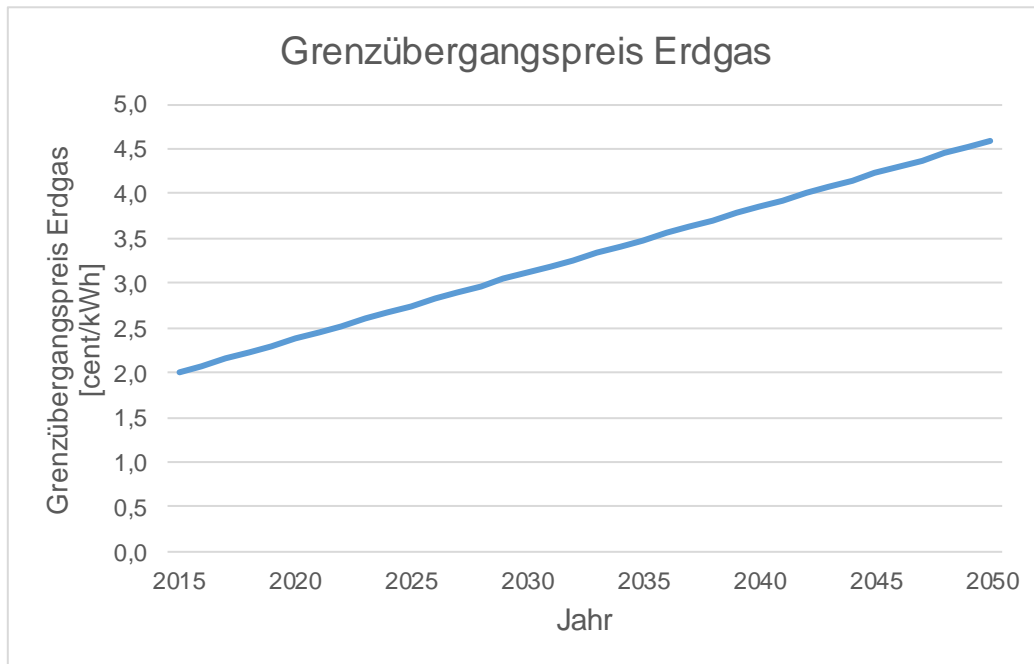


Abbildung 7.5: Grenzübergangspreise Erdgas bis 2050; eigene Berechnung auf Basis von [20, 21]