

Erhöhung des Einsatzes von erneuerbarem Methan im Wärmebereich

Modul 1: **Analyse des zukünftigen Potentials** zur Bereitstellung von **Biomethan** sowie **synthetischem Methan** aus Power-to-Gas-Anlagen bis 2030 bzw. 2050

Modul 2: **Ermittlung der spezifischen Vollkosten** für Biomethan und synthetischem Methan aus Power-to-Gas-Anlagen zum Status heute sowie **Kostenentwicklung bis 2030 bzw. 2050**

Projektbericht

23. März 2017

Dipl.Ing.(FH) Johannes Lindorfer

Mag. Karin Fazeni

Dr. Robert Tichler

Dipl.Ing. Dr. Horst Steinmüller



Inhaltsverzeichnis

1	EINLEITUNG	2
2	MODUL 1: ANALYSE DES ZUKÜNFTIGEN POTENTIALS ZUR BEREITSTELLUNG VON BIOMETHAN SOWIE SYNTHETISCHEM METHAN AUS POWER-TO-GAS-ANLAGEN BIS 2030 BZW. 2050	3
2.1	UMFANG DER POTENTIALERHEBUNG.....	3
2.2	LITERATURANALYSE POTENTIALERHEBUNG.....	4
2.3	ENTWICKLUNG DES SUBSTRATPOTENTIALS	5
2.4	METHANERTRAGSPOTENTIAL AUS LANDWIRTSCHAFTLICHEN RESTSTOFFEN	8
2.4.1	<i>Methanertragungspotential aus Reststoffen der Lebensmittelindustrie</i>	<i>22</i>
2.4.2	<i>Methanertragungspotential aus biogenen Abfällen</i>	<i>25</i>
2.4.3	<i>Methanertragungspotential aus Klärschlamm</i>	<i>34</i>
2.4.4	<i>Zusammenfassung des Biomethanpotentials.....</i>	<i>36</i>
2.5	METHAN BZW. WASSERSTOFFPOTENTIAL AUS POWER-TO-GAS-ANLAGEN	54
2.6	POTENTIAL DER WASSERSTOFFEINSPEISUNG IN DAS ÖSTERREICHISCHE ERDGASNETZ	69
2.7	WEITERE POTENTIELLE CO ₂ -QUELLEN BZW. POWER-TO-GAS POTENTIAL IN ÖSTERREICH.....	73
2.8	ZUSAMMENFASSUNG DER THEORETISCHEN METHANPOTENTIALE UND LIMITIERUNG DER POTENTIALERHEBUNG	75
3	MODUL 2: ERMITTLUNG DER SPEZIFISCHEN VOLLKOSTEN FÜR BIOMETHAN UND SYNTHETISCHEM METHAN AUS POWER-TO-GAS-ANLAGEN ZUM STATUS HEUTE SOWIE KOSTENENTWICKLUNG BIS 2030 BZW. 2050.....	80
3.1	UMFANG DER KOSTENBEWERTUNG	80
3.2	ERMITTLUNG DER SPEZIFISCHEN VOLLKOSTEN FÜR BIOMETHAN AUS BIOGENEN RESTSTOFFEN..	85
3.3	UMFANG DER ÖKONOMISCHEN BEWERTUNG FÜR BIOMETHAN	85
3.4	ERGEBNISSE DER ÖKONOMISCHEN BEWERTUNG FÜR BIOMETHAN.....	87
3.5	ERMITTLUNG DER SPEZIFISCHEN VOLLKOSTEN FÜR SYNTHETISCHES METHAN AUS POWER-TO-GAS-ANLAGEN	88
3.6	UMFANG DER ÖKONOMISCHEN BEWERTUNG FÜR SYNTHETISCHES METHAN.....	88
3.7	KOSTENSTRUKTUREN DER POWER-TO-GAS REFERENZANLAGEN	89
3.8	ERGEBNISSE DER ÖKONOMISCHEN BEWERTUNG FÜR SYNTHETISCHES METHAN.....	91
3.9	INTERPRETATION DER ERGEBNISSE DER ÖKONOMISCHEN BEWERTUNG.....	93
4	ABBILDUNGSVERZEICHNIS.....	96
5	TABELLENVERZEICHNIS	100
6	LITERATURVERZEICHNIS	101
7	ANHANG	104

1 EINLEITUNG

Ausgangssituation

Konsultation Grünbuch für eine integrierte Energie- und Klimastrategie

Im Juni 2016 wurde von den vier Ministerien BMVIT, BMWFW, Ministerium für ein lebenswertes Österreich und Sozialministerium das Grünbuch veröffentlicht. Nach Abschluss eines internetbasierten Konsultationsprozess, bei dem jede Österreicherin/jeder Österreicher Kommentare abgeben konnte, wurden in sechs Stakeholdergruppen Maßnahmenvorschläge erarbeitet. Nun soll aus dem Konsultations- sowie dem Stakeholderprozess ein Weißbuch erarbeitet werden, das im kommenden Jahr die Basis für eine integrierte Energie- und Klimastrategie darstellen wird.

Zielsetzung

Der Fachverband Gas Wärme nahm an diesen Konsultationsvorgängen teil und sieht nun die Notwendigkeit im Wärmebereich tiefergehende Analysen einzubringen. Das Energieinstitut an der Johannes Kepler Universität Linz hat in den letzten Jahren einige Projekte und Studien zum Themenfeld „Greening the Gas Sector“ bearbeitet. Dabei wurden sowohl die Potentiale für Biomethan wie synthetisches Methan erhoben und Abschätzungen zu den Entwicklungen der für die Herstellung dieser Produkte verwendeten Technologien getroffen. Aufbauend auf den bisherigen Aktivitäten erstellt das Energieinstitut an der Johannes Kepler Universität Linz die gegenständliche Studie zu diesem Thema, die sich in drei Module gliedert.

Modul 1: Analyse des zukünftigen Potentials zur Bereitstellung von Biomethan sowie synthetischem Methan aus Power-to-Gas-Anlagen bis 2030 bzw. 2050

Modul 2: Ermittlung der spezifischen Vollkosten für Biomethan und synthetischem Methan aus Power-to-Gas-Anlagen zum Status heute sowie Kostenentwicklung bis 2030 bzw. 2050

Modul 3: Volkswirtschaftliche Analyse generierter Effekte bei der Realisierung der Potentiale bis 2030

2 Modul 1: Analyse des zukünftigen Potentials zur Bereitstellung von Biomethan sowie synthetischem Methan aus Power-to-Gas-Anlagen bis 2030 bzw. 2050

2.1 Umfang der Potentialerhebung

Theoretisches Biomethanpotential

Im Zentrum der Analyse steht das in Österreich theoretisch verfügbare Biomethanpotential. Um dazu eine Aussage zu treffen, bedarf es zunächst einer umfassenden Erhebung, der für eine Vergärung zur Verfügung stehenden Rohstoffe. Im Sinne einer nachhaltigen Biomethanproduktion wurden hier ausschließlich Rest- und Abfallstoffe in die Potentialerhebung miteinbezogen. Folgende Reststoffströme wurden auf Basis verfügbarer Statistiken und aktueller Literatur erhoben und quantifiziert:

Tabelle 2-1: Zusammenstellung der im Rahmen der Analyse berücksichtigten Reststoffströme:

landwirtschaftliche Reststoffe
Wirtschaftsdünger
Getreidestroh
Maisstroh
Rapsstroh
Rübenblatt
Reststoffe aus der Lebensmittelindustrie
Schlachtereien
Brauereien
Molkereien
Getreideverarbeitung
Weinkelterei
Zuckerindustrie
Stärkeindustrie
Saftproduktion
biogene Abfälle
Biotonnenmaterial
Lebensmittelabfälle im Restmüll
Grünschnitt
Biogene Abfälle aus der Hausgartenkompostierung
Klärschlamm
Kläranlagen > 50 EW ₆₀

Quelle: eigene Darstellung

Die quantifizierten Reststoffströme wurden mittels Faktoren zur demografischen Entwicklung (prognostiziertes Bevölkerungswachstum) und wirtschaftlichen Entwicklungen (z.B. prognostizierte Entwicklung des Viehbestandes, etc...) bis zum Jahr 2030 bzw. 2050 extrapoliert bzw. fortgeschrieben. Auf Basis der sich auf diese Weise ergebenden Zeitreihe

wurde das theoretische Biomethanpotential für Österreich quantifiziert. Als Referenzjahr dient das Jahr 2015. Auf älteres Datenmaterial als Bezugspunkt musste zurückgegriffen werden, wenn keine aktuellen Daten vorliegen – dies ist insbesondere für Reststoffe aus der Lebensmittelindustrie der Fall.

Theoretisches Potential an synthetischem Methan aus PtG-Anlagen

Weiters wird das zukünftige theoretische Potential an synthetischem Methan aus Power-to-Gas Anlagen in der vorliegenden Studie abgeschätzt. Als Ausgangsbasis dient die prognostizierte Windstromerzeugung in Österreich bis 2050. Es wird davon ausgegangen, dass nur Überschussstrom aus regenerativen Ressourcen für die Wasserstoffherzeugung in PtG-Anlagen herangezogen wird. Der theoretisch zur Verfügung stehende Überschussstrom wird mittels eines angenommenen Faktors ermittelt - Details dazu finden sich in Kapitel 2.5. Der erzeugte Wasserstoff wird zur Methanisierung eingesetzt. Das für die Methanisierung benötigte CO₂ wird in Zusammenhang mit der theoretischen Biomethanherzeugung aus dem den Biogasanlagen nachgeschalteten Aufbereitungsprozess entnommen. Daneben existieren in Österreich noch weitere potentielle CO₂-Quellen, sodass in dieser Hinsicht keine Limitierungen zu erwarten sind.

Zusammengefasst setzt sich die Potentialerhebung in Modul 1 aus folgenden Arbeitsschritten zusammen:

1. Erhebung der Mengenströme an relevanten Reststoffen auf Bundesländerebene.
2. Entwicklung einer Zeitreihe für diese Mengenströme bis 2030 bzw. 2050 mittels literaturbasierten Prognosen zur demografischen und wirtschaftlichen Entwicklung.
3. Quantifizierung des theoretischen Biomethanpotentials mittels literaturbasierten, substratspezifischen Methanertragspotentialen.
4. Quantifizierung des theoretischen Potentials für die Herstellung von Methan bzw. Wasserstoff aus Power-to-Gas-Anlagen.
5. Zusammenfassung und Darstellung der Limitierungen innerhalb der Potentialanalyse.

2.2 Literaturanalyse Potentialerhebung

Es existieren mehrere Potentialstudien, die sich mit dem Biogaspotential aus biogenen Reststoffen in Österreich befassen jedoch werden oftmals Abfallfraktionen ausgeklammert.

Mairitsch et al (2011) geben das theoretische Biomethanpotential aus Küchenabfällen für Österreich mit rund 68,4 Mio. Nm³/a an. Weitere rund 53,6 Mio. Nm³/a Biomethan können durch die Vergärung von Grünschnitt erzeugt werden [1]. Eine Studie des Umweltbundesamtes befasst sich mit dem Biogaspotential aus Wirtschaftsdünger in Österreich und kommt zu dem Schluss, dass, wenn nur jener Wirtschaftsdünger aus Betrieben mit mehr als 50 GVE¹ (rund 30,5 % des gesamten Wirtschaftsdüngeranfalls) vergoren wird, ein Biomethanpotential i.H.v. 261 Mio. Nm³/a verfügbar ist [2]. Im Gegensatz

¹ Eine Großvieheinheit (GVE) dient als Umrechnungsschlüssel zum Vergleich verschiedener Nutztiere auf Basis ihres Lebendgewichtes. Eine Großvieheinheit entspricht dabei 500 Kilogramm (etwa so viel wiegt ein ausgewachsenes Rind).

dazu beziffern Amon, T. et al (2001) das Biomethanpotential aus Wirtschaftsdünger in Österreich mit 990 Mio. Nm³/a unter der Annahme, dass rund 24 Mio. t FM² pro Jahr an Wirtschaftsdünger zur Verfügung stehen [3]. Hier wird deutlich, wie sehr die in Studien angegebenen Potentiale schwanken. Das Projekt FABbiogas quantifiziert das Biogaspotential basierend auf Reststoffen aus der Lebensmittelindustrie und gibt das erhobene Rohstoffpotential mit rund 1,1 Mio. t an [4]. Im Gegensatz dazu beziffert eine Erhebung des Umweltbundesamtes das Reststoffpotential aus der Lebens- und Genussmittelindustrie mit rund 1,3 Mio. t [5]. Diese Differenz führt schlussendlich auch zu einer Differenz in den Biomethanpotentialen. Insgesamt wird ein Biogaspotential i.H.v. 75,8 Mio. Nm³/a im Projekt FABbiogas für Österreich aus Reststoffen der Lebensmittelindustrie angegeben [4].

Grundsätzlich hängt die Vergleichbarkeit der Potentiale mit den in der vorliegenden Studie abgeschätzten Potentialen wesentlich von der herangezogenen Datenbasis bzw. Erhebungsmethode und den getroffenen Annahmen ab. Vor allem im Bereich der agrarischen Reststoffe Stroh und Wirtschaftsdünger kommt es darauf an, welche Anteile am Gesamtanfall als theoretisches Potential definiert werden.

In der vorliegenden Studie handelt es sich um eine Abschätzung des theoretischen Potentials. Das heißt, es werden keine wesentlichen Einschränkungen im Rohstoffpotential aufgrund von Konkurrenznutzungen und anderen wirtschaftlichen Rahmenbedingungen sowie technischen Restriktionen berücksichtigt. Eine Ausnahme bildet das Potential an Stroh, bei dem ein Anteil zum Erhalt der Bodenfruchtbarkeit und für die Tierhaltung sowie technische Einschränkungen bei der Ernte in der Abschätzung berücksichtigt werden. Ähnliches gilt für die Prognose der Potentiale bis zum Jahr 2050: Eine Veränderung in den wirtschaftlichen Rahmenbedingungen wird nicht angenommen, damit diesbezüglich keine zusätzlichen Unsicherheiten in die Datenbasis integriert werden. Zudem wird spezifisch das inländische Potential berücksichtigt, Importe und Exporte werden damit gegebenenfalls vernachlässigt. Dennoch stellt die vorliegende Potentialabschätzung eine umfangreiche Zusammenstellung der Biomethanpotentiale aus Reststoffe für Österreich dar, die als Grundlage für folgende Quantifizierungen des technischen Potentials und darauf aufbauend die Entwicklung von Planungsgrundlagen für eine verstärkte Nutzung von Reststoffen zur Biomethanbereitstellung dienen kann.

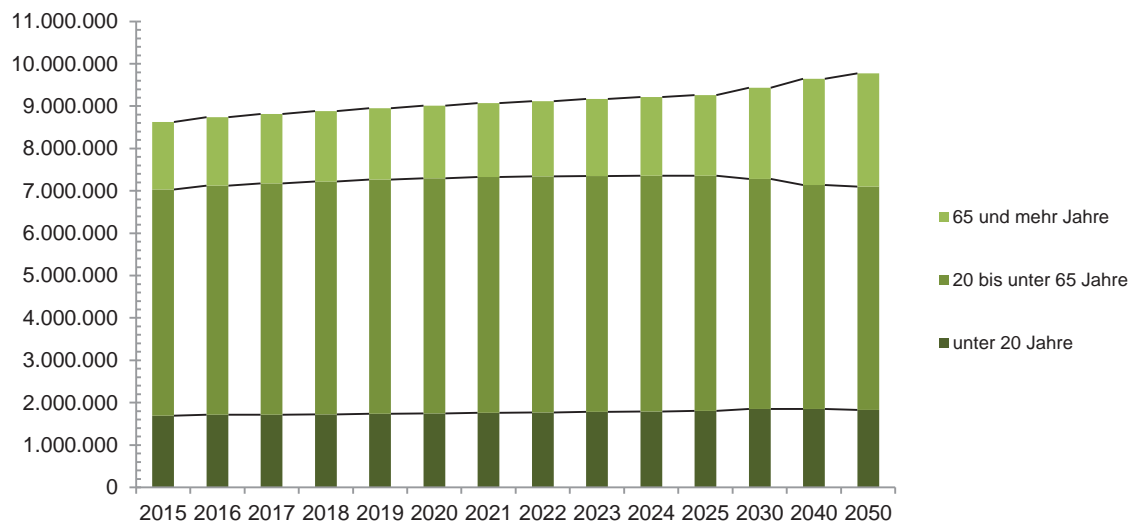
2.3 Entwicklung des Substratpotentials

Die quantifizierten Reststoffströme werden mittels Faktoren zur prognostizierten Bevölkerungsentwicklung bis 2050 extrapoliert. Die österreichische Bevölkerung wächst derzeit jährlich um rund 1 %, wie aktuelle Einwohnerzahlen und Prognosen von Statistik Austria zeigen. Grund dafür ist in erster Linie die verstärkte Zuwanderung nach Österreich, ein guter Teil davon sind derzeit auch asylwerbende Personen. Im Jahr 2015 wurden insgesamt 214.400 Zuwandernde und 101.300 Abwandernde registriert und somit ein Wanderungsgewinn von 113.100 Personen. Der Saldo aus Geburten und Sterbefällen ergab

² FM ... Frischmasse

einen geringen Geburtenüberschuss von 1.300 Personen. Im Jahresdurchschnitt 2015 betrug die Bevölkerungszahl Österreichs 8,63 Mio. Einwohner. Gegen Ende des Jahres 2020 wird Österreich gemäß Vorausschätzung die 9-Millionen-Marke überschreiten. In weiterer Folge sollte Österreich im Jahr 2030 bereits 9,43 Mio. Einwohner zählen, um 9% mehr als 2015.

Abbildung 2-1: Bevölkerungsprognose für Österreich 2015-2050 nach Altersklassen

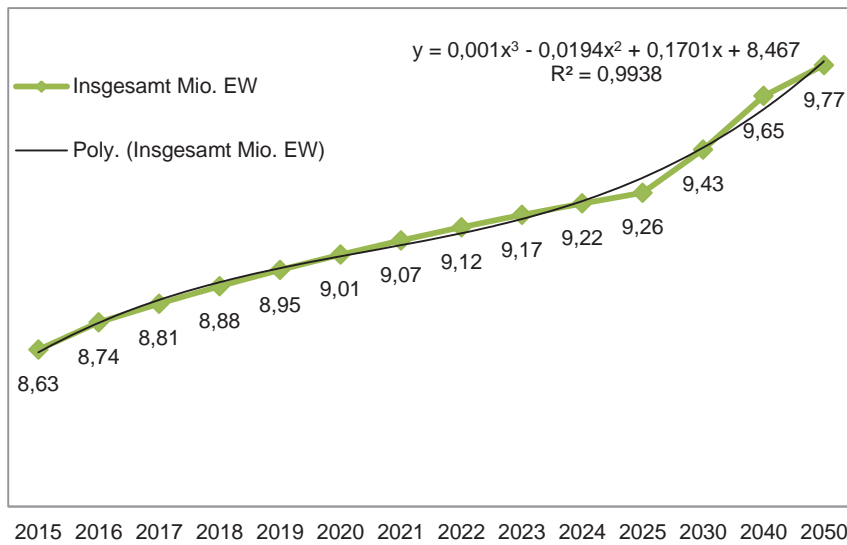


Quelle: eigene Darstellung auf Basis [6]

Während die Bevölkerung des gesamten Bundesgebiets in den nächsten Jahrzehnten wächst (Bundesschnitt von 13,23% bis zum Jahr 2050, basierend auf 2015), werden von der Statistik Austria regional unterschiedliche Entwicklungen prognostiziert. Überdurchschnittlich starkes Bevölkerungswachstum ist in Wien, Niederösterreich, Tirol und Vorarlberg zu erwarten. Kärnten wird hingegen langfristig mit weiteren Bevölkerungsverlusten zu rechnen haben. Die Bevölkerungszahl der Steiermark wächst vorerst noch leicht, bevor auch hier minimale Rückgänge eintreten. Das langfristige Bevölkerungswachstum vom Burgenland und von Oberösterreich liegt unter dem Bundesschnitt.

Die Bevölkerungsprognose für Österreich dient als Ausgangspunkt für die Hochrechnung des theoretischen Methanertragspotentials von 2015 bis 2050. Des Weiteren ist die Bevölkerungsanzahl ausschlaggebend für die Berechnung des Methanertragspotentials auf Ebene der österreichischen Bundesländer. Die Bevölkerungsentwicklung ist insbesondere für die Abschätzung des Methanpotentials aus biogenen Abfällen sowie Klärschlamm relevant.

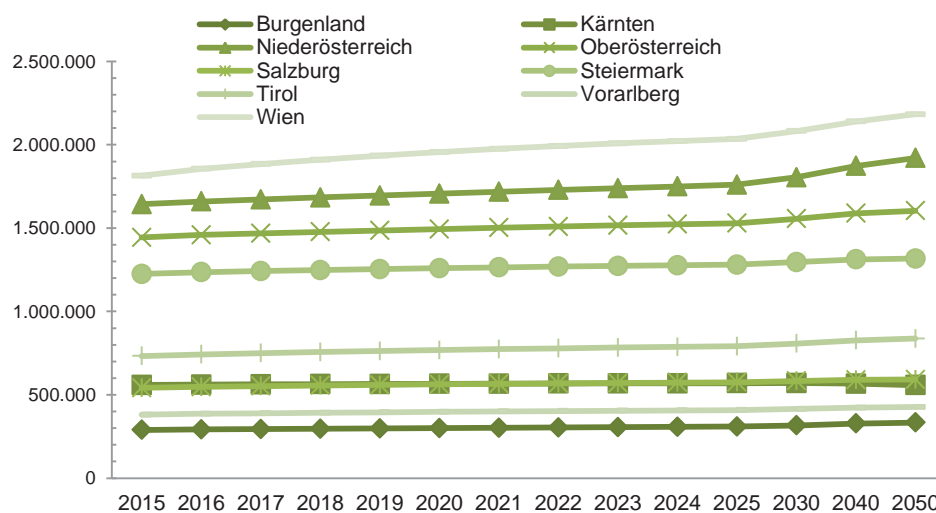
Abbildung 2-2: Bevölkerungsprognose für Österreich 2015-2050



Quelle: eigene Darstellung basierend auf [6]

Wie Abbildung 2-2 zeigt, wird gemäß der Bevölkerungsprognose der Statistik Austria die österreichische Bevölkerung von aktuell 8,63 Mio. Einwohnern auf 9,77 Mio. Einwohner im Jahr 2050 anwachsen. Von 2015 bis 2030 beträgt das Bevölkerungswachstum 9,7 %. Von 2030 bis 2050 wächst die österreichische Bevölkerung um 3,95 %. Insgesamt kann von 2015 bis 2050 ein Bevölkerungswachstum von 13,23 % abgeleitet werden.

Abbildung 2-3: Bevölkerungswachstum in den österreichischen Bundesländern 2015-2050



Quelle: eigene Darstellung basierend auf [6]

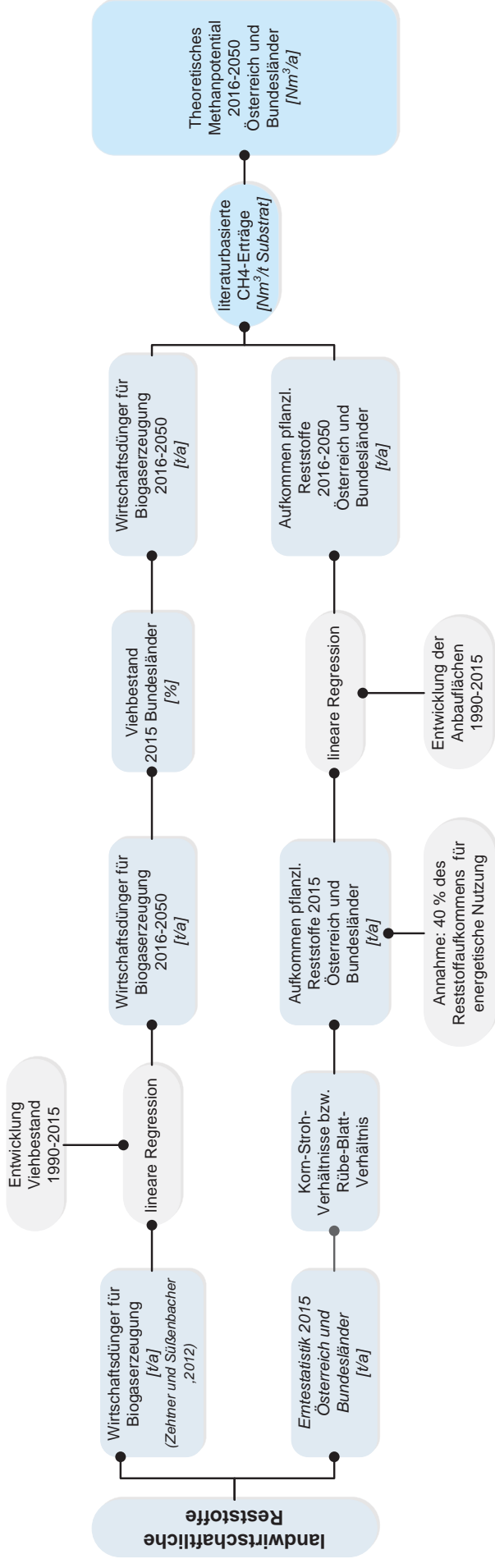
Abbildung 2-3 zeigt das prognostizierte Bevölkerungswachstum in den österreichischen Bundesländern. Bis auf Kärnten, kann für jedes Bundesland ein Bevölkerungswachstum bis 2050 festgestellt werden. Durch das Bevölkerungswachstum kommt es zu einer Erhöhung der Methanertragspotentials durch ein Ansteigen der theoretischen Reststoffverfügbarkeit insbesondere in den evaluierten Kategorien „biogene Abfälle“ und „Klärschlamm“. Das

Potential an landwirtschaftlichen Reststoffen wird mittels der Entwicklung von Ackerflächen und Viehbestand in der Vergangenheit von 2015 bis 2050 hochgerechnet. Dabei wird die Entwicklung der letzten 25 Jahre herangezogen und über lineare Regression in die Zukunft extrapoliert. Im nachfolgenden Abschnitt werden Basisdaten zur Erhebung des Methanpotentials spezifisch nach den erhobenen Reststoffströmen charakterisiert.

2.4 Methanertragspotential aus landwirtschaftlichen Reststoffen

Das Rohstoffpotential an landwirtschaftlichen Reststoffen kann in Reststoffe der Pflanzenproduktion und der Tierproduktion gegliedert werden. In der gegenständlichen Studie wird an pflanzlichen Reststoffen Stroh aus der Getreide-, Mais- und Ölsaatenproduktion sowie Rübenblätter betrachtet. Bei den für die Methanertragspotentialabschätzung betrachteten Reststoffen aus der Tierproduktion handelt es sich um die Wirtschaftsdünger Gülle und Festmist der Tierkategorien Rinder, Schweine, Hühner sowie Pferde. Abbildung 2-4 zeigt die Methode zur Erhebung des Methanertragspotentials aus landwirtschaftlichen Reststoffen.

Abbildung 2-4: Überblick über die Methode zu Erhebung des theoretischen Methantragspotentials aus landwirtschaftlichen Reststoffen



Quelle: eigene Darstellung

Ausgangsbasis für die Ermittlung des zur Verfügung stehenden Rohstoffpotentials für die Erzeugung von Biomethan aus Reststoffen der Pflanzenproduktion stellt die Getreideernte auf Bundesländerebene des Jahres 2015 gemäß dem Grünen Bericht aus dem Jahr 2016 dar [7]. Die Strohernte wird mittels des Korn-Stroh-Verhältnisses errechnet. Tabelle 2-2 zeigt die herangezogenen Korn-Stroh-Verhältnisse, welche dem Strohrechner 2016 der Landwirtschaftskammer OÖ entnommen wurden.

Tabelle 2-2: Korn-Stroh-Verhältnisse bei mittlerer Ertragslage (Weizen 1; Stroh 0,8)

Weizenstroh	0,8
Triticalestroh	0,9
Sommergerstenstroh	0,65
Roggenstroh	0,9
Haferstroh	1
Rübenblatt	0,4
Maisstroh	1
Rapsstroh	1,3

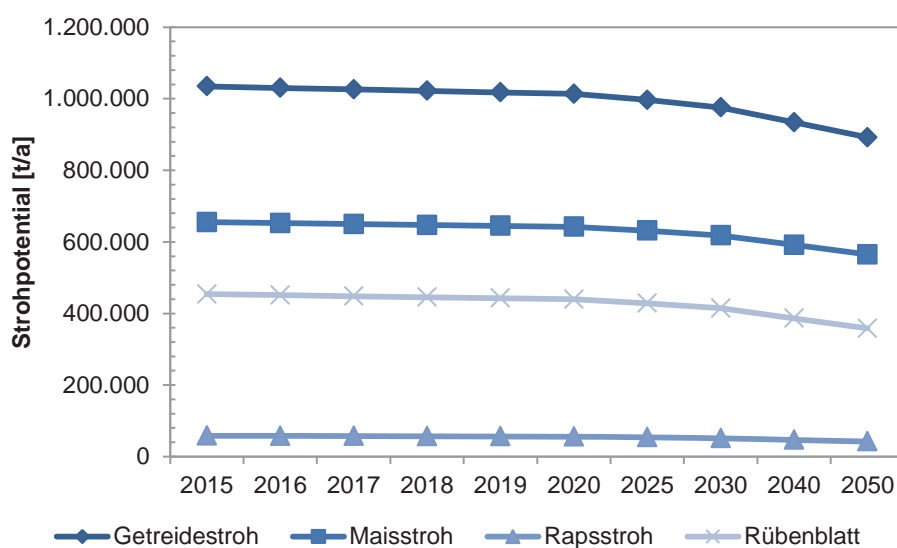
Quelle: eigene Darstellung basierend auf [8]

Für die Prognose zur Entwicklung der Strohernte bis zum Jahr 2050 wird die Entwicklung der Getreideanbaufläche, Rapsanbaufläche sowie Zuckerrübenanbaufläche von 1990 bis 2015 herangezogen [7]. Die festgestellte Entwicklung in diesen Jahren wird mittels linearer Regression in die Zukunft fortgeschrieben. Grundsätzlich ist die Entwicklung der Getreideanbaufläche (inkl. Körnermais) jährlichen Schwankungen unterworfen. Für die Prognose von 2016 bis 2050 ist jedoch von einer Abnahme der Getreideanbaufläche von 0,4 %/a auszugehen, ab dem Jahr 2042 in Höhe von 0,5 %/a. Im Vergleich zur Getreideanbaufläche unterliegt die Rapsanbaufläche teilweise starken jährlichen Schwankungen – beispielsweise kann von 2005 auf 2006 eine Steigerung der Anbaufläche in Höhe von rund 21 % festgestellt werden, im Gegensatz dazu geht die Anbaufläche von 2014 auf 2015 um rund 29 % zurück. Gemäß der linearen Regression kann in Zukunft eine jährliche Abnahme der Rapsanbauflächen in Höhe von 0,9 % bzw. ab 2035 i.H.v. 1 % und ab 2045 i.H.v. 1,1 % angenommen werden. Vergleichsweise stabil über die Jahre bleibt dahingegen die Anbaufläche für Zuckerrüben, wenngleich auch diese von 2014 auf 2015 um rund 11 % abgenommen hat. Insgesamt kann eine Abnahme von 0,6 % jährlich für die Prognose des Strohpotentials bis 2050 angenommen werden, ab 2025 0,7 % per anno und ab 2046 0,8 % pro Jahr. An dieser Stelle muss angemerkt werden, dass die Entwicklungen am Agrarsektor stark von den herrschenden agrarwirtschaftlichen Rahmenbedingungen, insbesondere den Förderungen am Agrarsektor bestimmt werden. Insofern ist eine Prognose der zukünftigen Entwicklungen hinsichtlich des verfügbaren Strohpotentials schwierig und mit Unsicherheiten behaftet – dies gilt es bei der Interpretation der Ergebnisse in der vorliegenden Studie jedenfalls zu beachten. Jedoch kann die prognostizierte Abnahme aufgrund gegebener Tendenzen zu Flächenversiegelung etc. als realistisch eingeschätzt werden.

Für die Einschränkung des Potentials muss davon ausgegangen werden, dass erstens nicht das gesamte anfallende Stroh von Feld abgefahren werden kann (Ernteverluste) und zweitens ein Teil der Strohs am Feld zurückbleiben muss, um die Bodenfruchtbarkeit zu

erhalten sowie ein weiterer Teil in der Tierhaltung als Einstreu benötigt wird. Daher wird für Getreidestroh sowie Rübenblätter angenommen, dass rund 40 % der gesamten Reststofferte als Potential für die Biomethanherzeugung zur Verfügung stehen, um so auch eventuelle zusätzliche künftige Konkurrenznutzungen zu berücksichtigen. Im Gegensatz dazu, können von Mais- und Rapsstroh theoretisch 100 % für die Biomethanherzeugung herangezogen werden, da hier die Konkurrenznutzung, z.B.: in der Tierhaltung, als eher gering eingeschätzt wird. Weiters muss berücksichtigt werden, dass die Reststoffe der Pflanzproduktion zu einem Teil am Feld verbleiben müssen, um dort in den Boden eingearbeitet zu werden. Damit wird die langfristige Bodenfruchtbarkeit durch einen Ausgleich der Humusbilanz sichergestellt [9]. Durch den in der vorliegenden Studie angenommenen Anteil von 40 % am gesamten Reststoffpotential für die Biomethanherzeugung, wird auch dieser Aspekt berücksichtigt. In diesem Zusammenhang muss jedoch angemerkt werden, dass eine detaillierte Aussage nur möglich ist, wenn Klima, Bodenbeschaffenheit, Fruchtfolge sowie regionale landwirtschaftliche Bewirtschaftungspraktiken in der jeweiligen Region bekannt sind [10]. Das in Österreich theoretisch zur Biomethanproduktion verfügbare Potential landwirtschaftlicher Reststoffe aus der Pflanzenproduktion wird in Abbildung 2-5 als Zeitreihe dargestellt.

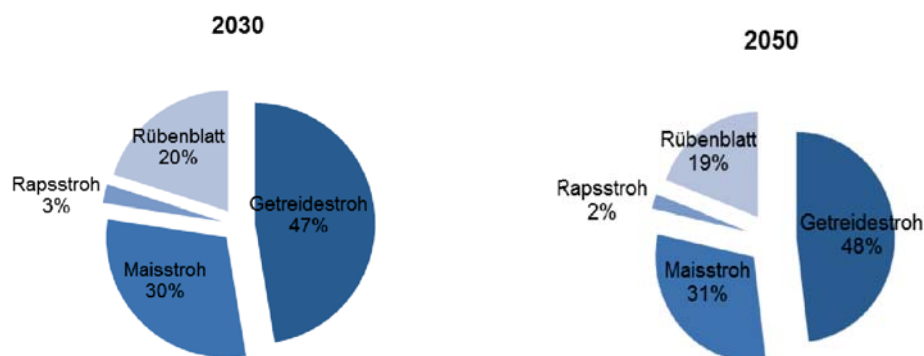
Abbildung 2-5: Entwicklung des Strohpotential in Österreich 2015 - 2050



Quelle: eigene Berechnungen

Abbildung 2-6 zeigt das Verhältnis des pflanzlichen Reststoffpotentials in den Jahren 2030 und 2050. Das Verhältnis bleibt über die Jahre konstant. Getreidestroh hat mit 47 % im Jahr 2030 und 48 % im Jahr 2050 den größten Anteil am gesamten pflanzlichen Reststoffpotential, gefolgt von Maisstroh mit 30 % im Jahr 2030 und 31 % im Jahr 2050. Der Anteil von Rapsstroh mit 3 % bzw. 2 % ist sehr gering. Rund 20 % bzw. 19 % am gesamten pflanzlichen Reststoffpotential machen Rübenblätter, vorwiegend aus dem Zuckerrübenanbau aus.

Abbildung 2-6: Pflanzliches Reststoffpotential 2030 und 2050



Quelle: eigene Darstellung

Insgesamt stehen in Österreich im Jahr 2015 rund 1 Mio. t Getreidestroh, 655.000 t Maisstroh, 58.000 t Rapsstroh und 454.000 t Rübenblätter für die Biomethanherzeugung theoretisch zur Verfügung. Mehr als die Hälfte des Getreidestrohs (rund 583.000 t) fallen dabei in Niederösterreich an, gefolgt von Oberösterreich mit rund 266.000 t. Rund 30 % des theoretisch verfügbaren Maisstrohs fallen in der Steiermark an, rund 26 % in Niederösterreich sowie rund 24 % in Oberösterreich. In Niederösterreich sind zudem rund 63 % des theoretisch verfügbaren Rapsstrohs lokalisiert, gefolgt von Oberösterreich mit rund 22 %. Mehr als drei Viertel des theoretischen Potentials an Rübenblättern zur Biomethanherzeugung (rund 78 %) sind in Niederösterreich auszumachen.

Es ist davon auszugehen, dass die derzeit 100 % anfallenden Rübenblätter in der Landwirtschaft in den Boden eingearbeitet werden und so zum Erhalt der Bodenfruchtbarkeit beitragen [11]. Daher bedarf es bei einer verstärkten Nutzung des Rübenblatts als Biogassubstrat einerseits logistischer Konzepte zur Bergung des Rohstoffs und Transports zur Anlage. Zusätzlich müssen Methoden der Haltbarmachung und Lagerung z.B.: Bereitung von Silage, entwickelt werden, da der Anfall der Rübenblätter saisonal ist. Eine besondere Herausforderung dabei ist der hohe Feuchtegehalt der Rübenblätter (16 % TS) [12]. Aufgrund der logistischen Herausforderung im Zusammenhang mit Ernte, Bergung und Lagerung ist derzeit die Wirtschaftlichkeit des Einsatzes von Zuckerrüben zur Biogaserzeugung nicht gegeben [13]. Die optimale Verwertung von Rübenblättern, wie auch Stroh, ist nach wie vor Gegenstand der Forschung [14].

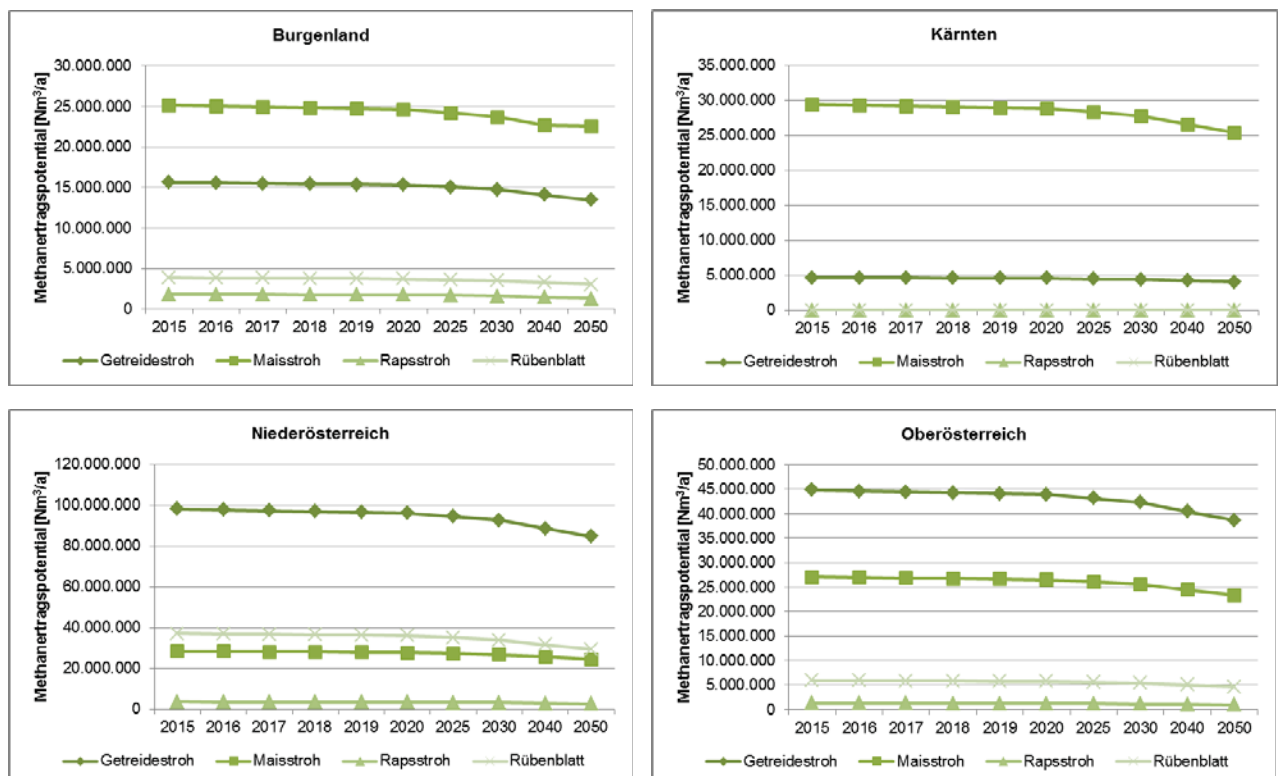
Es muss an dieser Stelle angemerkt werden, dass eine Vergärung von Stroh Restriktionen unterliegt, die durch die spezifischen Eigenschaften des Substrats bestimmt werden. Stroh weist beispielsweise ein weites C/N-Verhältnis auf und enthält keine Spurenelemente. Der Anteil an schwer vergärbarem Material beträgt 35 % der organischen Trockensubstanz. Aufgrund dieser Limitierung wird eine Kovergärung mit Wirtschaftsdünger empfohlen. Ebenso sollte eine Vorbehandlungsstufe eingeplant werden, um die Vergärbarkeit und damit die Biogasausbeuten zu optimieren [15].

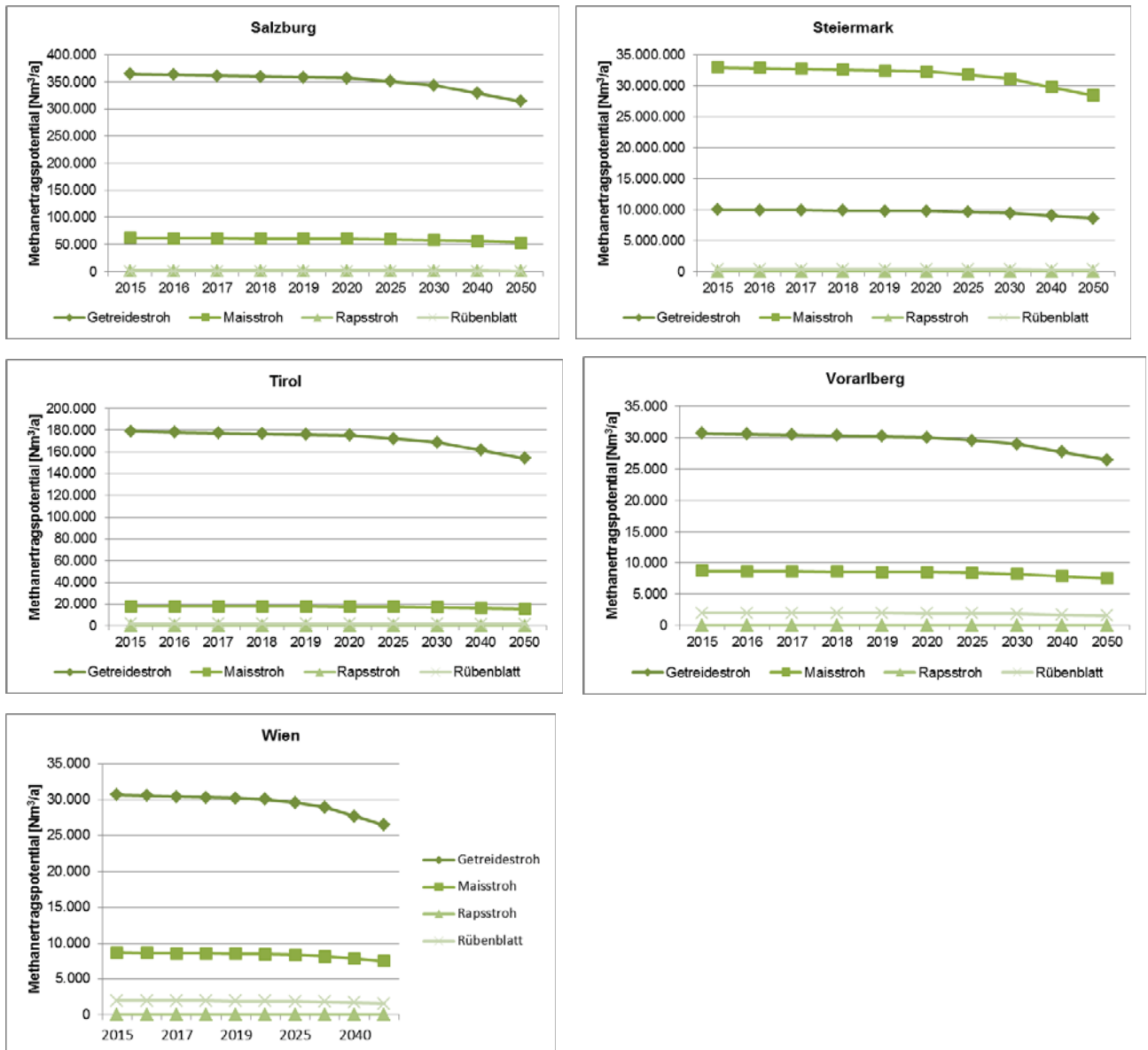
Zur Ermittlung des Methanerzeugungspotentials aus Stroh bzw. Rübenblättern wird von einem durchschnittlichen Biogasertrag bei der Vergärung von Getreidestroh i.H.v. 331 Nm³/t FM und einem Methangehalt i.H.v. 51 % ausgegangen. Für Rapsstroh wird ein Biogasertrag von 187 Nm³/t FM angenommen und ein Methangehalt des Biogases i.H.v. 52 % [16]. Für die

Vergärung von Rübenblättern wird ein Methanertrag von 105 Nm³/t FM angenommen – in Anlehnung an den Methanertrag bei der Vergärung von Grünschnitt [17]. Rübenblatt hat einen relativ geringen Trockensubstanzgehalt. Zusätzlich sind die Kosten für Ernte, Bergung, Transport und Lagerung/Silierung zu beachten

Das Methanertragspotential auf Ebene der Bundesländer wird in Abbildung 2-7 gezeigt. Rund 56 % des Methanertragspotentials aus Getreidestroh fallen in Niederösterreich an, weitere 25 % werden in Oberösterreich generiert. Insgesamt kann in diesen beiden Bundesländern ein Methanertragspotential aus Getreidestroh i.H.v. rund 174 Mio. Nm³/a im Jahr 2015 festgestellt werden. Im Jahr 2015 wird ein Methanertragspotential aus Maisstroh i.H.v. rund 143 Mio. Nm³/a für Österreich ermittelt. Davon entfallen rund 23 % auf die Steiermark, 21 % auf Kärnten, 19 % auf Oberösterreich sowie rund 20 % auf Niederösterreich. Das größte Potential an Methan aus Rapsstroh ist 2015 mit rund 3,6 Mio. Nm³/a in Niederösterreich auszumachen – rund 54 % des gesamten österreichischen Potentials. In Niederösterreich ist auch die Mehrheit des Methanertragspotentials aus Rübenblättern auszumachen – rund 79 % des gesamten österreichischen Potentials bzw. ~37 Mio. Nm³ im Jahr 2015. Da die Entwicklung des landwirtschaftlichen Anbaus der Kulturarten aus der Periode 1990 bis 2015 für die Zukunft bis 2050 abgeleitet wird, bleibt das Verhältnis des Methanertragspotentials zwischen den Bundesländern konstant.

Abbildung 2-7: Theoretisches Methanertragspotential aus pflanzlichen agrarischen Reststoffen auf Ebene der österreichischen Bundesländer





Quelle: eigene Darstellung und Berechnungen

Tabelle 2-3 fasst das Methanertragspotential aus pflanzlichen agrarischen Reststoffen für Österreich zusammen. Insgesamt besteht im Jahr 2015 ein theoretisches Methanpotential aus pflanzlichen agrarischen Reststoffen von rund 371 Mio. Nm³/a, welches bis 2020 auf rund 361 Mio. Nm³/a (2 % Abnahme), bis 2030 auf 348 Mio. Nm³/a – entspricht einer prozentuellen Abnahmen von rund 4 % zwischen 2020 und 2030 - und schließlich im Jahr 2050 auf rund 317 Mio. Nm³/a – entspricht einer prozentuellen Abnahmen zwischen 2030 und 2050 von rund 9 % - sinkt. Das Potential ist vor allem in den Bundesländern Niederösterreich, Oberösterreich, Steiermark sowie im Falle von Methan aus Maisstroh in Kärnten lokalisiert. Die kontinuierliche Abnahme des theoretischen Methanertragspotentials wird durch den prognostizierten Rückgang der Getreideanbauflächen hervorgerufen.

Tabelle 2-3: Entwicklung des theoretischen Methanertragspotentials aus pflanzlichen agrarischen Reststoffen in Österreich bis 2050

	...aus Getreidestroh	... aus Maisstroh	... aus Rapsstroh	... aus Rübenblatt
	Methanertragspotential [Nm³/a]			
2015	173.961.896	143.206.688	6.728.367	47.403.569
2016	173.257.035	142.626.442	6.673.680	47.109.964
2017	172.552.175	142.046.196	6.618.993	46.816.360
2018	171.847.315	141.465.950	6.564.306	46.522.756
2019	171.142.454	140.885.703	6.509.619	46.229.151
2020	170.437.594	140.305.457	6.454.933	45.935.547
2025	167.618.152	137.984.473	6.236.185	44.761.129
2030	164.093.850	135.083.242	5.962.751	43.293.107
2040	157.045.246	129.280.780	5.415.882	40.357.063
2050	149.999.924	124.395.539	4.869.615	37.423.287

Quelle: eigene Berechnungen

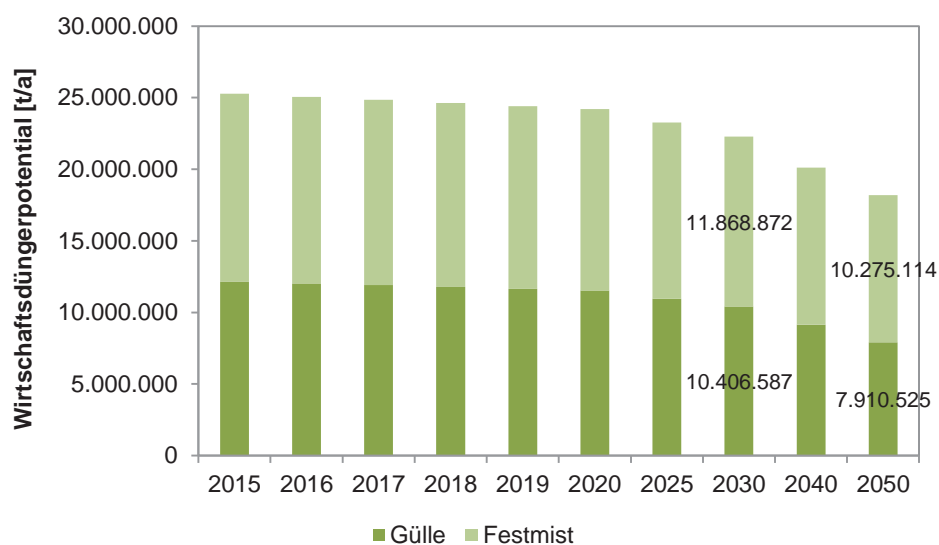
Zusätzlich zu dem Potential an pflanzlichen Reststoffen aus der Landwirtschaft, besteht weiteres Potential zur Biomethanerzeugung durch die Nutzung von Wirtschaftsdünger als Rohstoff. Ausgehend von der Studie „Vergärung von Wirtschaftsdüngern in Biogasanlagen. Evaluierung hinsichtlich Klimaschutzrelevanz“ des Umweltbundesamtes aus dem Jahr 2012, welche das für die Biogaserzeugung zur Verfügung stehende Potential an Wirtschaftsdünger quantifiziert, wird das zukünftige Potential der Biomethanproduktion aus Wirtschaftsdünger abgeschätzt. In der Studie wird das Wirtschaftsdüngerpotential für zwei Szenarien berechnet: 1. Nutzung sämtlicher geeigneter und unbehandelter Wirtschaftsdünger in Österreich, 2. Nutzung nur geeigneter Wirtschaftsdünger aus landwirtschaftlichen Betrieben mit > 50 GVE. Szenario 1 umfasst rund 45 % des Festmists und rund 29 % der Gülle aus der Rinderhaltung sowie rund 6 % des Festmists und rund 80 % der Gülle aus der Schweinehaltung sowie jeweils den anfallenden Pferde- und Geflügelmist zur Gänze – insgesamt rund 25 Mio. t. In Szenario 2 stehen rund 31 % des gesamten Wirtschaftsdüngers in Österreich für die Biogaserzeugung zur Verfügung – insgesamt rund 10 Mio. t/a als Basis [2].

Für die Prognose der Entwicklung des Wirtschaftsdüngerpotentials bis 2050 wird die Entwicklung des österreichischen Viehbestands von 1999 bis 2015 herangezogen und mittels linearer Regression in die zukünftigen Perioden fortgeschrieben. Die statistischen Daten dazu werden dem Grünen Bericht 2016 entnommen [7]. Sowohl der Rinder- als auch der Schweinebestand sind in der Vergangenheit kontinuierlich gesunken. Gemäß der linearen Regression werden die Bestände dieser Tierkategorien auch in Zukunft weiter sinken. Im Gegensatz dazu kann bereits in der Vergangenheit ein Anstieg des Hühnerbestandes festgestellt werden, welcher sich auch in Zukunft per Annahme fortsetzen wird. Da der Pferdebestand in Vergangenheit sehr sprunghaften Veränderungen unterlegen ist, wird der Pferdebestand für die Abschätzung des Biomethanpotentials ab 2015 für die zukünftigen Perioden konstant gehalten. In dieser Abschätzung wird keine Veränderung der agrarökonomischen Rahmenbedingungen angenommen. Eine Veränderung dieser, z.B.: durch geänderte Förderregime oder eine vermehrte Umstellung auf biologische

Landwirtschaft, kann zukünftig zu einer stärkeren Ab- bzw. Zunahme des Viehbestandes führen. Die Aufteilung des gesamtösterreichischen Viehbestandes nach Tierkategorien auf die Bundesländer erfolgt anhand der prozentuellen Verteilung der Anzahl der Tiere gemäß dem Grünen Bericht 2016 [7].

Abbildung 2-8 zeigt das gesamte Potential an Wirtschaftsdüngern in Österreich für Szenario 1. Im Jahr 2015 fallen rund 12,1 Mio. t Gülle und rund 13,1 Mio. t Festmist an. Im Jahr 2020 11,5 Mio. t Gülle und 12,7 Mio. t Festmist, 2030 10,4 Mio. t Gülle und 11,9 Mio. t Festmist. Bis zum Jahr 2050 sinken der Gülleanfall auf 7,9 Mio. t und der Festmistanfall auf 10,3 Mio. t.

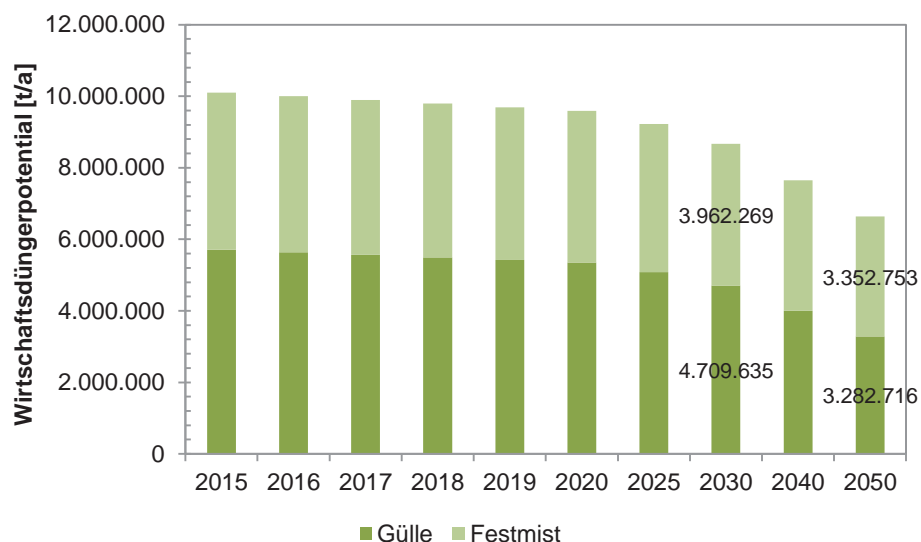
Abbildung 2-8: Entwicklung des Wirtschaftsdüngerpotential zur Biomethanerzeugung in Österreich (Szenario 1)



Quelle: eigene Darstellung

Das in Szenario 2 zur Verfügung stehende Potential an Wirtschaftsdünger zur Biomethanerzeugung ist deutlich geringer als jenes in Szenario 1, da hier nur der Wirtschaftsdünger aus Landwirtschaftsbetrieben mit einer Tierzahl > 50 GVE in das Potential miteinfließt. Im Jahr 2015 stehen in diesem Szenario insgesamt 5,7 Mio. t Gülle und 4,4 Mio. t Festmist für die Biomethanerzeugung zur Verfügung – weniger als die Hälfte als in Szenario 1. Auch in Szenario 2 kommt es durch einen zurückgehenden Viehbestand zu einer Verringerung des Wirtschaftsdüngerpotentials über die Jahre: 2020 stehen demnach 5,4 Mio. t Gülle und 4,2 Mio. t Festmist zur Verfügung, 2030 beläuft sich das Potential an Festmist auf rund 4 Mio. t und 4,7 Mio. t Gülle und 2050 beträgt das Güllepotential 3,3 Mio. t und das Festmistpotential 3,4 Mio. t.

Abbildung 2-9: Entwicklung des Wirtschaftsdüngerpotential zur Biomethanerzeugung in Österreich (Szenario 2)



Quelle: eigene Darstellung

Die zur Ermittlung des Methanertrags aus Wirtschaftsdünger substratbezogenen Biogaspotentiale sowie der Methangehalt werden ebenfalls aus Zethner und Süßenbacher (2012) entnommen und sind in Tabelle 2-4 dargestellt.

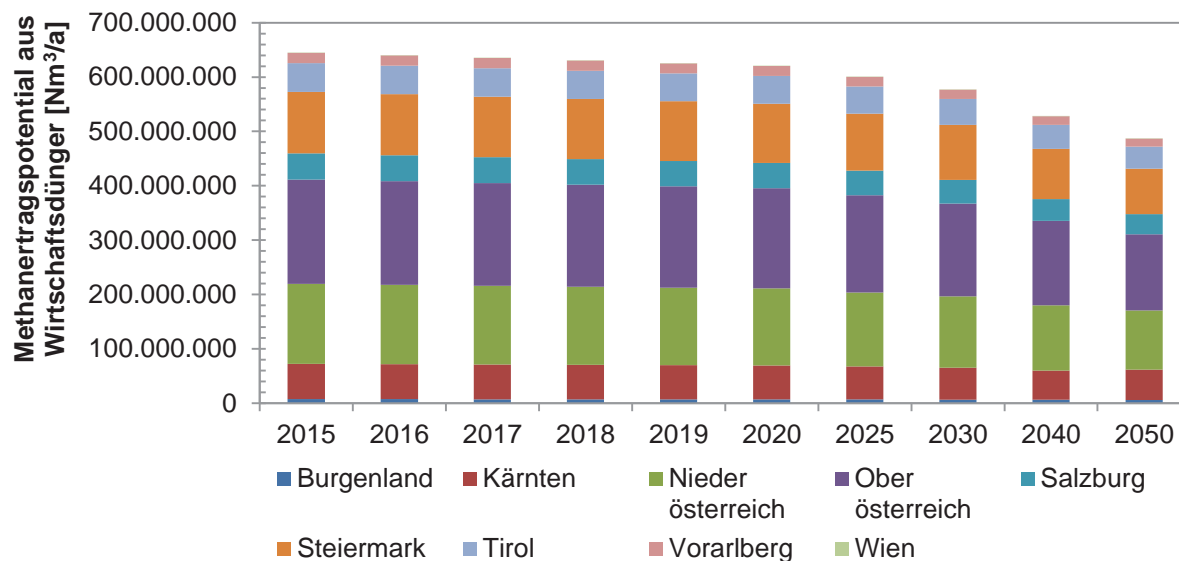
Tabelle 2-4: Substratbezogener Biogasertrag aus Wirtschaftsdüngern und Methangehalt

Wirtschaftsdünger	Biogasertrag [Nm ³ /t FM]
Rindermist	60
Schweinemist	60
Schweinegülle	20
Geflügelmist	80
Pferdekot ohne Stroh	60
Methangehalt	60 vol-%

Quelle: [2]

Das Ergebnis zum Methanertragspotential auf Bundesländerebene für Szenario 1 wird in Abbildung 2-10 dargestellt.

Abbildung 2-10: Entwicklung des Methanertragspotentials aus Wirtschaftsdünger auf Bundesländerebene (Szenario 1)



Quelle: eigene Darstellung

Rund 39 % des gesamten Methanertragspotentials – rund 192 Mio. Nm³/a – sind in Oberösterreich lokalisiert, gefolgt von Niederösterreich mit rund 30 % (~147 Mio. Nm³/a) des gesamtösterreichischen Potentials und der Steiermark mit rund 23 % (~113 Mio. Nm³/a) des gesamten Potentials. Insgesamt wird das Methanertragspotential aus Wirtschaftsdünger in Österreich in Szenario 1 mit rund 498 Mio. Nm³/a im Jahr 2015 abgeschätzt. Details zum Methanertragspotential auf Bundesländerebene bis 2050 für Szenario 1 können Tabelle 2-5 entnommen werden.

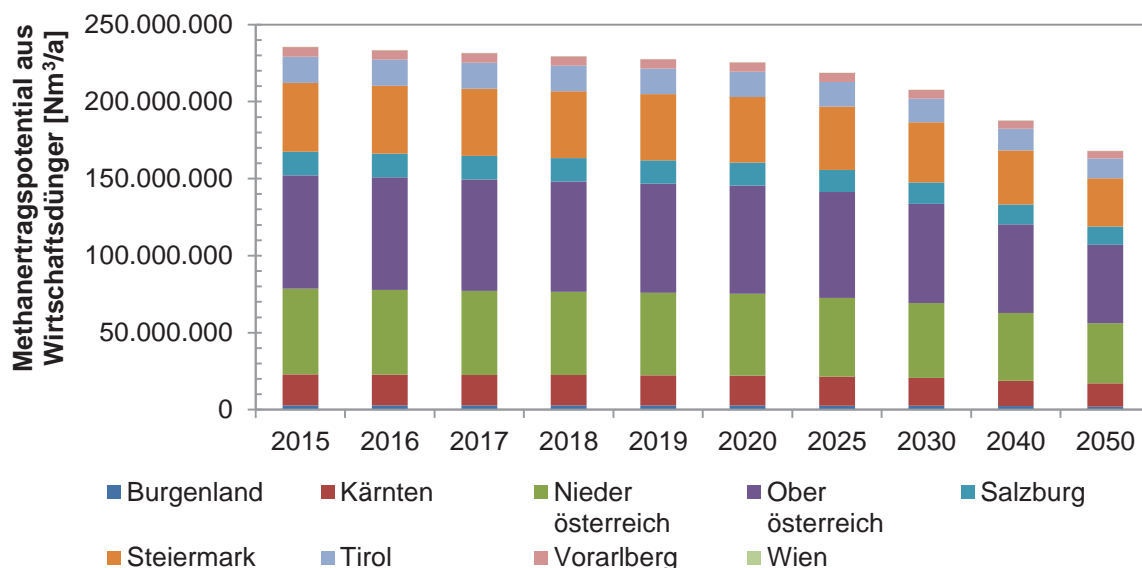
Tabelle 2-5: Entwicklung des Methanertragspotentials aus Wirtschaftsdünger auf Bundesländerebene (Szenario 1)

	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2025	2030	2040	2050
Burgenland	7.308.921	7.254.559	7.200.196	7.145.833	7.091.471	7.037.108	6.819.657	6.614.306	6.220.220	5.826.535
Kärnten	64.807.333	64.354.513	63.901.694	63.448.874	62.996.055	62.543.235	60.731.957	58.467.860	53.587.294	55.916.127
Nieder- österreich	147.083.872	145.953.843	144.823.814	143.693.785	142.563.757	141.433.728	136.248.071	131.263.469	119.963.182	108.680.992
Ober- österreich	192.254.454	190.731.664	189.208.874	187.686.083	186.163.293	184.640.503	178.549.342	170.935.391	155.707.490	140.504.578
Salzburg	48.220.259	47.888.877	47.557.496	47.226.114	46.894.732	46.563.350	45.237.824	43.580.915	40.267.098	36.956.391
Steiermark	113.061.572	112.198.837	111.336.101	110.473.366	109.610.631	108.747.895	105.296.954	100.983.277	92.355.924	83.744.120
Tirol	52.992.720	52.626.082	52.259.444	51.892.806	51.526.167	51.159.529	49.701.667	47.859.785	44.193.403	40.530.484
Vorarlberg	18.998.219	18.864.944	18.731.668	18.598.392	18.465.116	18.331.840	17.798.737	17.132.358	15.799.601	14.468.142
Wien	45.260	44.970	44.680	44.390	44.100	43.810	42.649	41.198	38.297	35.402
Österreich	497.688.739	493.964.446	490.240.152	486.515.858	482.791.565	479.067.271	464.178.787	445.615.091	408.169.326	377.981.779

Quelle: eigene Darstellung

Aufgrund des deutlich niedrigeren Wirtschaftsdüngerpotentials in Szenario 2, weist dieses auch ein deutlich geringeres Methanertragspotential im Vergleich zu Szenario 1 auf. Abbildung 2-11 zeigt das Methanertragspotential aus Wirtschaftsdünger auf Bundesländerebene für Szenario 2.

Abbildung 2-11: Entwicklung des Methanertragspotentials (in Nm³/a) aus Wirtschaftsdünger auf Bundesländerebene (Szenario 2)



Quelle: eigene Darstellung

Wird nur der Wirtschaftsdünger von Betrieben mit einer Viehzahl >50 GVE zur Biomethanherstellung herangezogen, so ergibt sich für Österreich ein gesamtes Methanertragspotential i.H.v. rund 235 Mio. Nm³/a im Jahr 2015. Rund 31 % (~74 Mio. Nm³/a) dieses Potentials fallen in Oberösterreich an, weitere 24 % (~56 Mio. Nm³/a) in Niederösterreich und rund 19 % (~45 Mio. Nm³/a) in der Steiermark. Details zum Methanertragspotential auf Bundesländerebene bis 2050 für Szenario 2 können Tabelle 2-6 entnommen werden.

Tabelle 2-6: Entwicklung des Methanertragspotentials (in Nm³/a) aus Wirtschaftsdünger auf Bundesländerebene (Szenario 2)

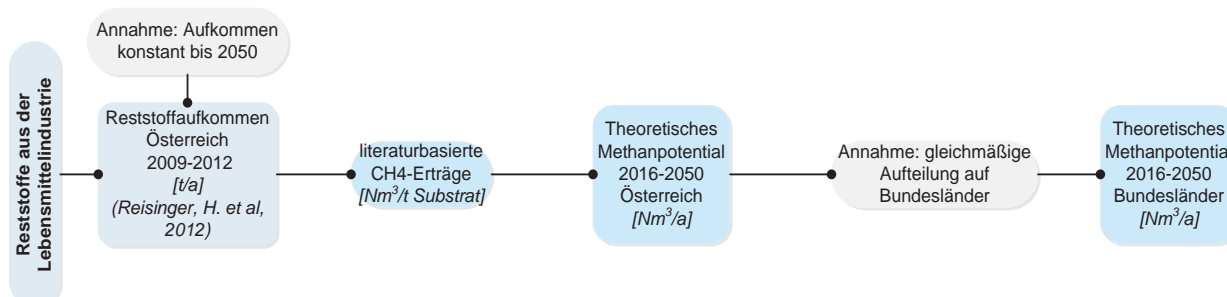
	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2025	2030	2040	2050
Burgenland	2.851.547	2.827.128	2.802.710	2.778.291	2.753.873	2.729.454	2.631.779	2.509.686	2.265.500	2.021.913
Kärnten	20.111.431	19.963.460	19.815.489	19.667.518	19.519.546	19.371.575	18.753.683	18.039.834	16.560.122	15.082.869
Nieder- österreich	55.551.929	55.067.748	54.583.567	54.099.386	53.615.205	53.131.024	51.194.300	48.773.395	43.931.586	39.100.246
Ober- österreich	73.610.665	72.939.161	72.267.656	71.596.151	70.924.647	70.253.142	68.675.445	64.209.600	57.494.553	50.794.314
Salzburg	15.454.477	15.347.076	15.239.675	15.132.275	15.024.874	14.917.473	14.487.870	13.950.866	12.876.859	11.803.898
Steiermark	44.538.131	44.150.127	43.762.122	43.374.118	42.986.113	42.598.109	41.046.091	39.106.069	35.226.024	31.355.434
Tirol	17.033.480	16.913.974	16.794.468	16.674.961	16.555.455	16.435.948	15.967.634	15.360.391	14.165.326	12.971.447
Vorarlberg	6.227.137	6.183.289	6.139.441	6.095.593	6.051.745	6.007.896	5.801.891	5.582.650	5.144.168	4.706.151
Wien	16.493	16.329	16.166	16.002	15.839	15.675	15.021	14.203	12.568	10.937
Österreich	235.395.291	233.408.292	231.421.294	229.434.295	227.447.296	225.460.297	218.573.715	207.546.695	187.676.706	167.847.209

Quelle: eigene Darstellung

2.4.1 Methanertragspotential aus Reststoffen der Lebensmittelindustrie

Das Potential an Abfällen aus der Lebensmittelindustrie zur Biomethanerzeugung wird der Publikation „Rückstände aus der Nahrungs- und Genussmittelproduktion“ des Umweltbundesamtes aus dem Jahr 2012 entnommen. Diese Datenbasis bezieht sich auf die Jahre 2009 bis 2012 [5]. Da keine haltbare Aussage zur zukünftigen Entwicklung der Nahrungs- und Genussmittelproduktion in Österreich getroffen werden kann, wird auf eine Prognose des Potentials an Abfällen der Lebensmittelindustrie zur Biomethanerzeugung verzichtet. Auch eine Aufteilung des Potentials auf die österreichischen Bundesländer findet nicht statt, da der Reststoffanfall mittels der vorliegenden Information nicht bzw. nur mit erheblichen Unsicherheiten verortet werden kann. Abbildung 2-12 zeigt die Methode zur Erhebung des theoretischen Methanertragspotentials im Überblick.

Abbildung 2-12: Überblick über die Methode zu Erhebung des theoretischen Methanertragspotentials aus Reststoffen der Lebensmittelindustrie



Quelle: eigene Darstellung

Tabelle 2-7 zeigt die Methan- bzw. Biogaserträge und den Methangehalt, die bei der Vergärung von Reststoffen aus der Lebensmittelindustrie erzielt werden. Da innerhalb des Datenmaterials die detaillierte Zusammensetzung der Substrate nicht bekannt ist, muss insbesondere für die Ermittlung des Biomethanpotentials aus Schlachtabfällen, Molkereiabfällen sowie Schlempen und Bierhefe auf einen Mittelwert betreffend der Biogas- bzw. Methanerträge zurückgegriffen werden.

Tabelle 2-7: Spezifische Methan- bzw. Biogaserträge und Methangehalt von Reststoffen aus der Lebensmittelindustrie

	Methanertrag [Nm ³ /t FM]	Biogasertrag [Nm ³ /t FM]	Methangehalt [vol.-%]
Biertreber	70		
Getreideschlempe	22		
Kartoffelschlempe	18		
Obstschlempe	9		
Mittelwert Schlempen	16		
Rohglycerin	147		
Rapspresskuchen	317		
Kartoffelpülpe	47		
Zuckerrüben-Pressschnitzel	49		
Melasse	229		
Apfeltrester	100		
Rebentrester	176		
Bierhefe Mittelwert		239	62
Molkereiabfälle		241	57
Kakaoschalen, natürlich getrocknet		343	55
Spreu und Spelze*Mittelwert		249	51
Futtermittel Mittelwert		583	54
Maisschlempe flüssig		45	59
Schlachtabfälle Mittelwert		40	64

* beim Dreschen und der Verarbeitung von Getreide abfallende Spelzen und Hülsen, Grannen, Samenhüllen und Stängelteile

Quelle: eigene Darstellung basierend auf [17] bzw. [18]

Tabelle 2-8 weist das Mengen- und Biogaspotential von Reststoffen aus der Lebensmittelindustrie in Österreich zusammen.

Tabelle 2-8: Mengenpotential und Biomethanpotential aus Reststoffen der Lebensmittelindustrie in Österreich

	Mengenpotential (2009-2012)	Methanertragspotential
	[t/a]	[Nm ³ /a]
Abfälle aus der Nahrungsmittelproduktion		
Überlagerte Lebensmittel	65.200	13.507.566
Spelze sowie Spelzen- und Getreidestaub	196.000	24.816.295
Melasse	125.000	28.625.000
(Zucker-)rübenschnitzel und -schwänze	156.000	7.644.000
Überlagerte Lebensmittelkonserven	37	
Rückstände aus der Konserven- und Tiefkühfabrikation (Obst, Gemüse)	2.100	388.500
Abfälle aus der Genussmittelproduktion		
Malztreber und -keime und -staub	151.400	10.598.000
Hopfentreber	21	1.470
Ausputz- und Schwimmgerste	600	42.000
Obst- und Getreide- und Kartoffelschlempe	8.400	134.400
Trub und Schlamm aus Brauereien	900	63.000
Schlamm aus der Weinbereitung	10.100	1.777.600
Trester	102.500	18.040.000
Fabrikationsrückstände von Kaffee	800	151.920
Fabrikationsrückstände von Tee	33	6.267
Fabrikationsrückstände von Kakao	1.300	246.870
Hefe oder hefeähnliche Rückstände	18.300	2.704.926
Rückstände und Abfälle aus der Fruchtsaftproduktion	34.300	3.430.000
Abfälle aus der Futtermittelproduktion		
Futtermittel	29.800	9.455.483
Überlagerte Futtermittel	1.250	396.623
Abfälle aus der Produktion pflanzlicher Öle		
Ölsaatenrückstände	161.200	51.100.400
Andere Abfälle aus der Verarbeitung und Veredelung pflanzlicher Produkte		
Rückstände aus der Kartoffelstärkeproduktion	50.500	2.373.500
Rückstände aus der Maisstärkeproduktion	97.600	2.567.993
Summe	1.254.610	178.071.813

Quelle: eigene Darstellung basierend auf [5]

Insgesamt lässt sich für Österreich ein Biomethanpotential in Höhe von 178 Mio. Nm³/a aus Lebensmittelabfällen feststellen. Rund 29 % davon resultieren aus Ölsaatenrückständen, weitere 16 % aus Melasse, rund 14 % aus der Verwertung von Spelzen und Getreidestaub und rund 10 % können durch die Vergärung von Trester bereitgestellt werden. Die übrigen Kategorien haben einen Anteil von unter 10 % am abgeschätzten Biomethanpotential aus Reststoffen der Lebensmittelindustrie.

Weiteres Biomethanpotential aus Reststoffen der Lebensmittelindustrie kann durch die Vergärung von Nebenprodukten aus der Fleisch- und Milchverarbeitung festgestellt werden. Die Basisdaten bezüglich des Aufkommens an derartigen Abfällen in Österreich werden dem im Rahmen des Intelligent Energy Europe Programmes geförderten Projekt „FABbiogas“ (<http://www.fabbiogas.eu/en/home/>) entnommen [19]. Der Reststoffanfall sowie das daraus resultierende Methanertragspotential wird in Tabelle 2-9 dargestellt.

Tabelle 2-9: Methanertragspotential aus Abfällen aus der Fleisch- und Milchverarbeitung

	Mengenpotential 2012	Methanertrags-potential
	[t/a]	[Nm ³ /a]
Molke aus der Käse- und Topfenherstellung	574.700	79.324.335
Abfälle aus der Butterproduktion	34.500	4.761.945
Schlachtabfälle aus der Schlachtung	276.600	7.080.960
Schlachtabfälle aus der Fleischverarbeitung	112.300	nicht berücksichtigt*
Falltiere-Tierkörper	38.800	993.280
ehem. Lebensmittel tierischen Ursprungs	42.100	1.077.760
Summe	1.079.000	93.238.280

*da es sich dabei vorwiegend um Knochen handelt und diese ein nur geringes Methanpotential aufweisen, wird diese Abfallkategorie nicht herangezogen.

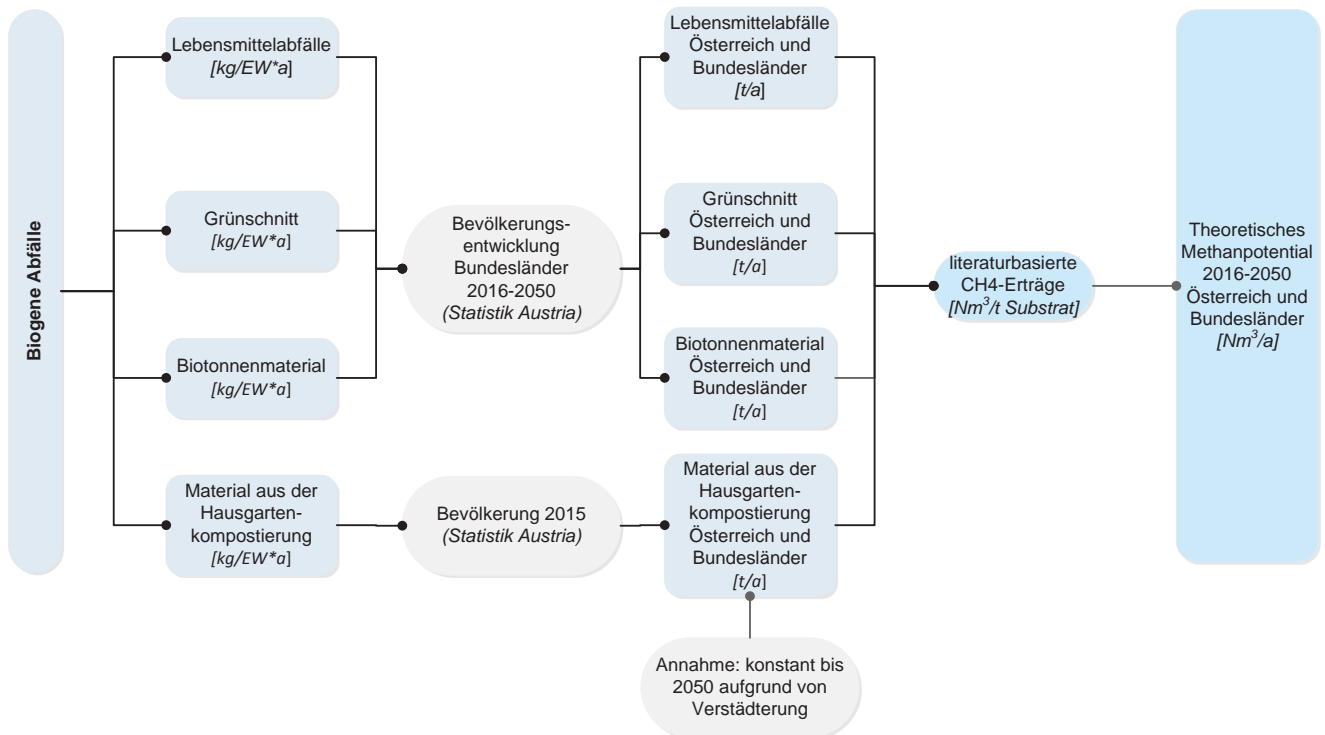
Quelle: eigene Darstellung basierend auf [19]

Insgesamt beträgt das Biomethanpotential durch die Verwertung von Reststoffen aus der Fleisch- und Milchverarbeitung rund 93 Mio. Nm³/a in Österreich. Der Großteil davon rund 85 % stammen dabei aus der Verarbeitung von Molke aus der Käse- und Topfenherstellung.

2.4.2 Methanertragspotential aus biogenen Abfällen

Die Kategorie der biogenen Abfälle wird für die vorliegende Potentialerhebung in vier Unterkategorien gegliedert: Lebensmittelabfälle im Restmüll und überlagerte Lebensmittel, Grünschnitt, Biotonnenmaterial sowie Hausgartenkompostierung. Als Datenbasis für die Erhebung des Reststoffpotentials wird der Statusbericht 2015 der Bestandsaufnahme Abfallwirtschaft in Österreich.,[20] der Lagebericht zu Lebensmittelabfällen und –verlusten in Österreich [21] sowie die Publikation von Scherhauser, S. et al (2016) zu Lebensmittelabfällen im Restmüll herangezogen [22]. Die in dieser Literatur angegebenen Abfallmengen, stellen das Rohstoffpotential im Jahr 2015 dar. Eine Prognose zur Entwicklung des Potentials wird anhand des prognostizierten Bevölkerungswachstums der Statistik Austria vorgenommen [6]. Dazu wird das Abfallaufkommen pro Einwohner herangezogen und so einerseits auf die österreichischen Bundesländer umgelegt sowie bis zum Jahr 2050 prognostiziert. In Abbildung 2-13 wird die Methode zur Erhebung des theoretischen Methanertragspotentials aus biogenen Reststoffen gezeigt.

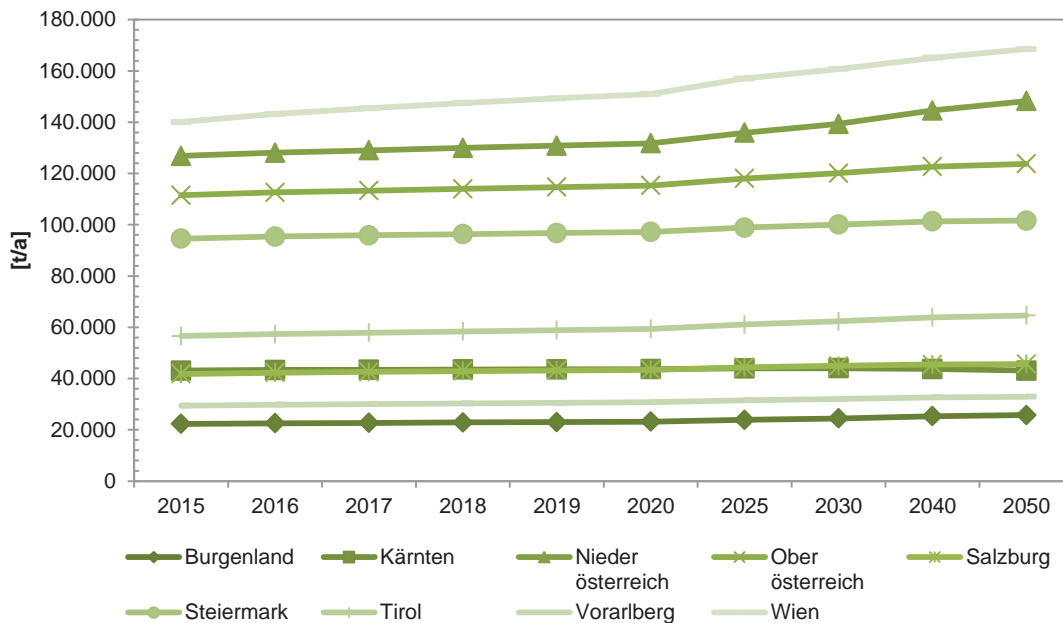
Abbildung 2-13: Überblick über die Methode zu Erhebung des theoretischen Methanertragspotentials aus biogenen Reststoffen



Quelle: eigene Darstellung

Es muss an dieser Stelle betont werden, dass es sich bei den nachfolgenden Darstellungen um das theoretische Potential handelt. Konkurrenznutzungen (z.B.: derzeitige Kompostierung), Problemstellungen bei Sammlung und Mobilisierung oder Trennung (insbesondere bei Lebensmittelabfällen im Restmüll) werden nicht berücksichtigt.

Abbildung 2-14: Entwicklung des theoretischen Mengenpotential an Lebensmittelabfällen im Restmüll sowie überlagerte Lebensmittel nach österreichischen Bundesländern

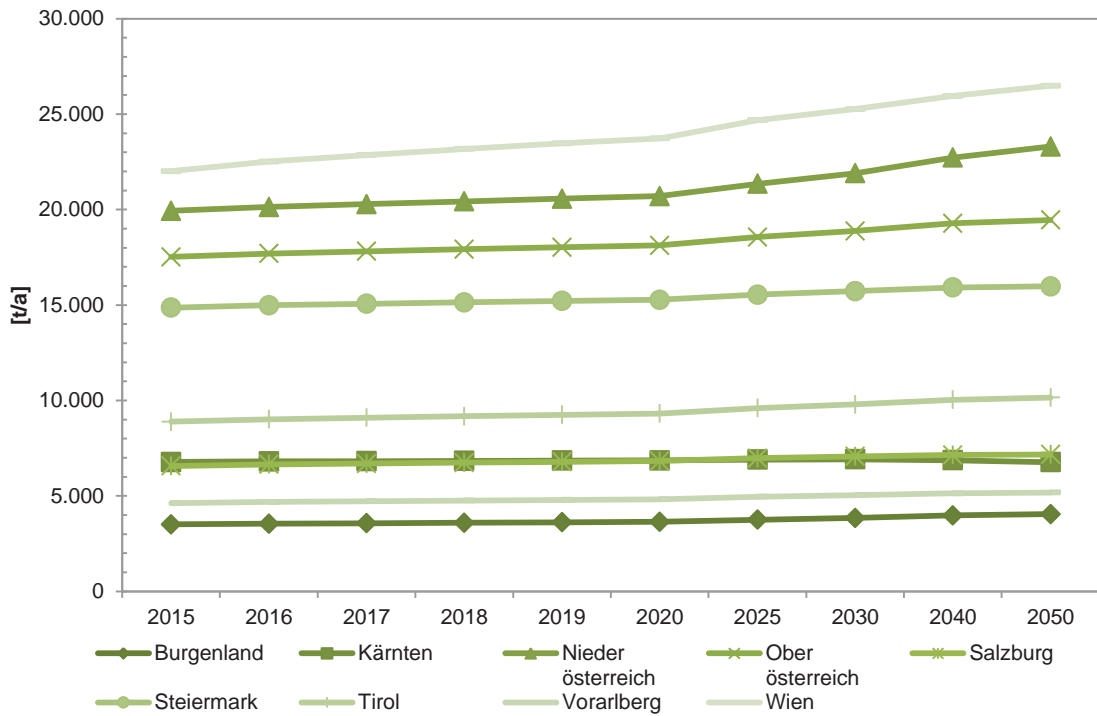


Quelle: eigene Darstellung

Abbildung 2-14 zeigt das Potential an Lebensmittelabfällen im Restmüll und überlagerten Lebensmittel für die österreichischen Bundesländer im Zeitverlauf. Aufgrund des Bevölkerungswachstums kommt es auch zu einer Steigerung dieser Abfallkategorie. Insgesamt fallen 2015 666.117 t an derartigen Abfällen in Österreich an. Im Jahr 2020 wird mit einem Aufkommen von insgesamt 695.560 t gerechnet, im Jahr 2030 mit 728.078 t und im Jahr 2050 754.252 t.

Zusätzlich zum Potential an Lebensmittelabfällen im Restmüll besteht auch Potential an Küchen- und Speiseresten aus der Außer-Haus-Verpflegung zum Einsatz in der Biomethanherzeugung. Insgesamt beläuft sich Anfall an derartigen Abfällen auf 12 kg/EW*a bzw. 104.700 t im Jahr 2014 [20].

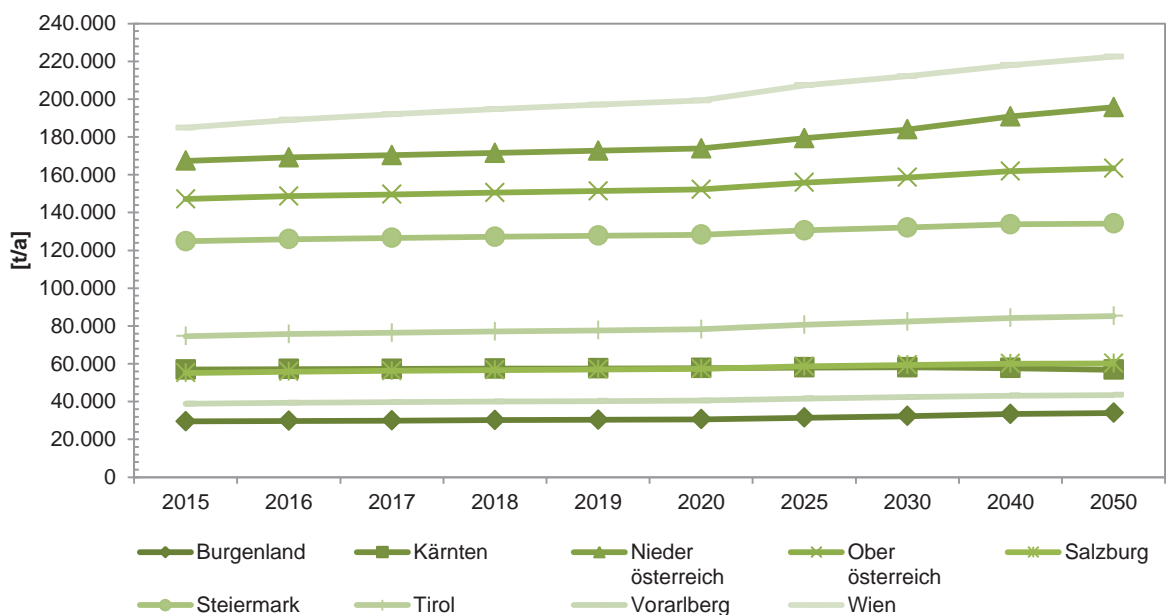
Abbildung 2-15: Entwicklung des theoretischen Mengenpotentials an Küchen- und Speiseresten nach österreichischen Bundesländern



Quelle: eigene Darstellung

Insgesamt beläuft sich das Potential an Küchen- und Speiseresten im Jahr 2015 auf 104.700 t, im Jahr 2020 auf 109.326 t, im Jahr 2030 auf 114.437 t und im Jahr 2050 auf 118.551 t in Österreich.

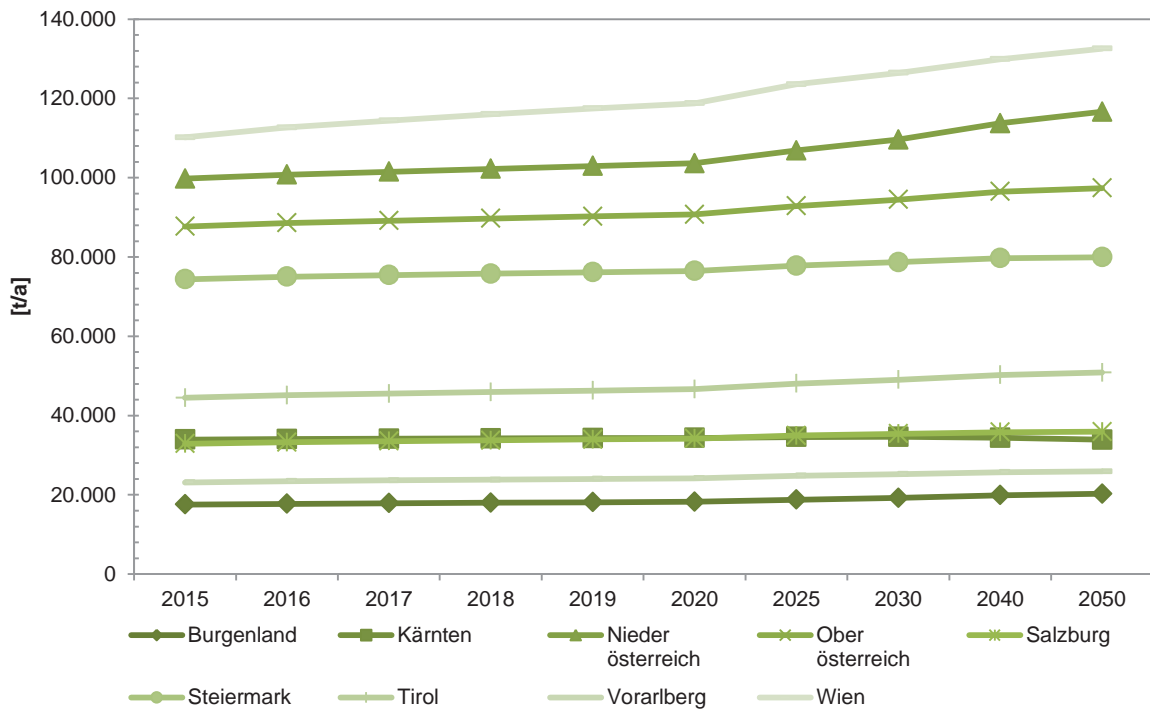
Abbildung 2-16: Entwicklung des theoretisches Mengenpotentials an Grünschnitt nach österreichischen Bundesländern



Quelle: eigene Darstellung

Abbildung 2-16 zeigt das theoretische Potential an Grünschnitt, das für die Erzeugung von Biomethan zur Verfügung steht. Die Kategorie Grünschnitt umfasst im vorliegenden Bericht sowohl jene Menge, die in privaten Haushalten anfällt (47 kg/EW*a) als auch den Grünschnitt aus öffentlichen Flächen (54 kg/EW*a), der Park- und Friedhofsabfälle sowie Straßenbegleitgrün umfasst [20]. Insgesamt beläuft sich dieses Potential in Österreich auf 879.300 t im Jahr 2015. Für Grünschnitt wurde ebenfalls eine konstante Zunahme des Potentials bis 2050 auf 995.627 t/a angesetzt.

Abbildung 2-17: Entwicklung des theoretischen Mengenpotential an Biotonnenmaterial nach österreichischen Bundesländern

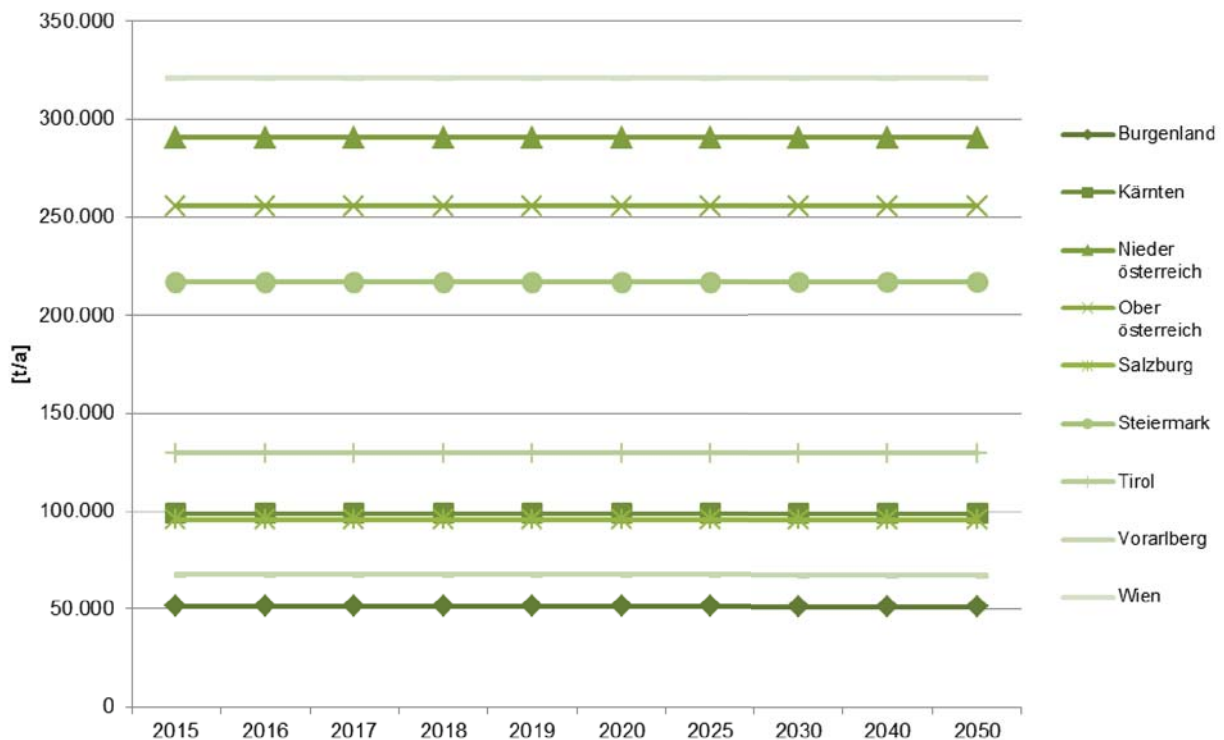


Quelle: eigene Darstellung

Das aktuelle Aufkommen an Biotonnenmaterial liegt bei 61 kg/EW*a. Insgesamt fallen in Österreich im Jahr 2015 524.000 t Biotonnenmaterial an, das theoretisch für die Biomethanherzeugung zur Verfügung steht. Bis 2020 steigt das theoretische Potential für Österreich auf 547.153 t, bis 2030 auf 572.733 t und 2050 wird ein theoretisches Potential von 593.323 t ermittelt.

Abbildung 2-18 zeigt das theoretische Potential an biogenem Material in der Hausgartenkompostierung. Laut dem Bundes-Abfallwirtschaftsplan werden 177 kg/EW*a im Hausgarten kompostiert [20]. **Vor allem bei der Hebung dieses Potentials können sich Problemstellungen im Bereich der Mobilisierung und getrennten Sammlung dieser Abfälle ergeben. Daher sind die angegebenen Mengen als theoretisches Potential zu sehen, für dessen Hebung Strategien zur flächendeckenden Sammlung entwickelt werden müssen.**

Abbildung 2-18: Entwicklung des theoretischen Mengenpotentials an biogenen Abfällen aus der Hausgartenkompostierung nach österreichischen Bundesländern



Quelle: eigene Darstellung

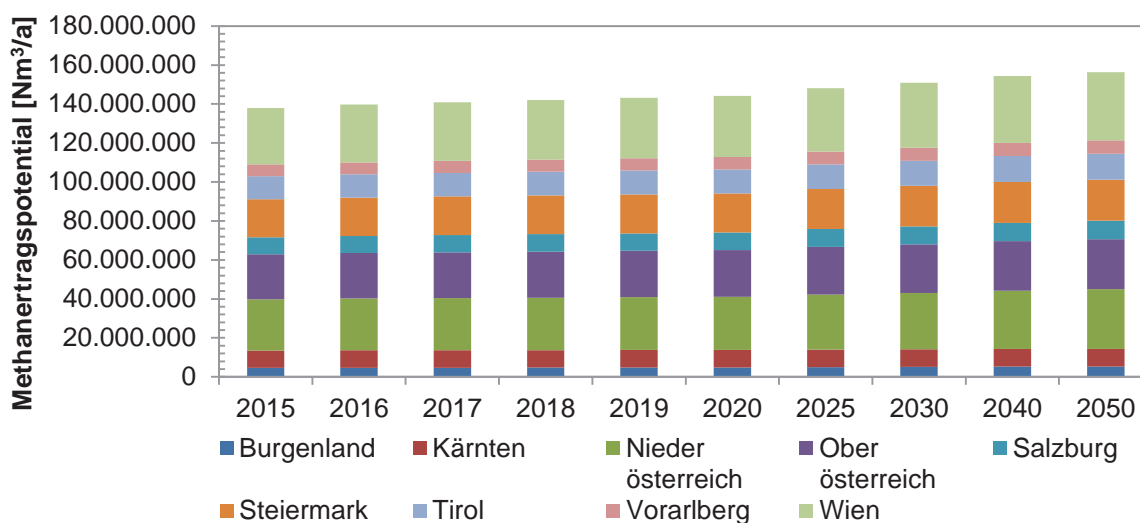
Insgesamt fallen in Österreich im Jahr 2015 rund 1,53 Mio. t biogenes Material in der Hausgartenkompostierung an. Es kann angenommen werden, dass die Hausgartenkompostierung vorwiegend in ländlichen Regionen praktiziert wird. Bis 2030 werden in Österreich insgesamt 40 Prognoseregionen, vorwiegend in den ländlichen Regionen Kärntens, Teile der Steiermark und im Waldviertel einen Bevölkerungsrückgang verzeichnen. Für die übrigen insgesamt 82 Prognoseregionen im städtischen sowie ländlichen Bereich wird ein Bevölkerungswachstum angegeben [23]. Auf Basis dieser Angaben wird für die Ermittlung des Methanertragspotentials aus Material aus der Hausgartenkompostierung bis 2050 konstant gehalten.

Für die Abschätzung des Methanertragspotentials werden die spezifischen Biogaserträge und korrespondierenden Methangehalte der Literatur entnommen. Für Lebensmittelabfälle im Restmüll wird mit einem durchschnittlichen Biogasertrag i.H.v. 350 Nm³/t und einem durchschnittlichen Methangehalt von 59 vol.-% gerechnet. Diese Angaben stellen einen Mittelwert über Altbrot, Backabfälle, Käseabfall und Speisereste dar. Der Biogasertrag für Küchen- und Speisereste wird mit 98 Nm³/t FM und einem Methangehalt von rund 61 vol.-% angenommen [24]. Für Grünschnitt wird ein Methanertrag i.H.v. 105 Nm³/t [17] angenommen

und für Biotonnenmaterial wird ein Biogasertrag i.H.v. 185 Nm³/t TS angesetzt mit einem Methangehalt von 40 vol.-% [25]. Für die Abschätzung des Methanertragspotentials aus der Hausgartenkompostierung wird der spezifische Biogasertrag für Biotonnenmaterial herangezogen.

Auf Basis der angegebenen Mengenpotentiale in Abbildung 2-14 bis Abbildung 2-18 unter Anwendung der angeführten Biogas- bzw. Methanerträge wird das Methanertragspotential abgeschätzt. Aufgrund des prognostizierten Bevölkerungswachstums kommt es von 2015 bis 2050 zu einer Steigerung des Methanertragspotentials.

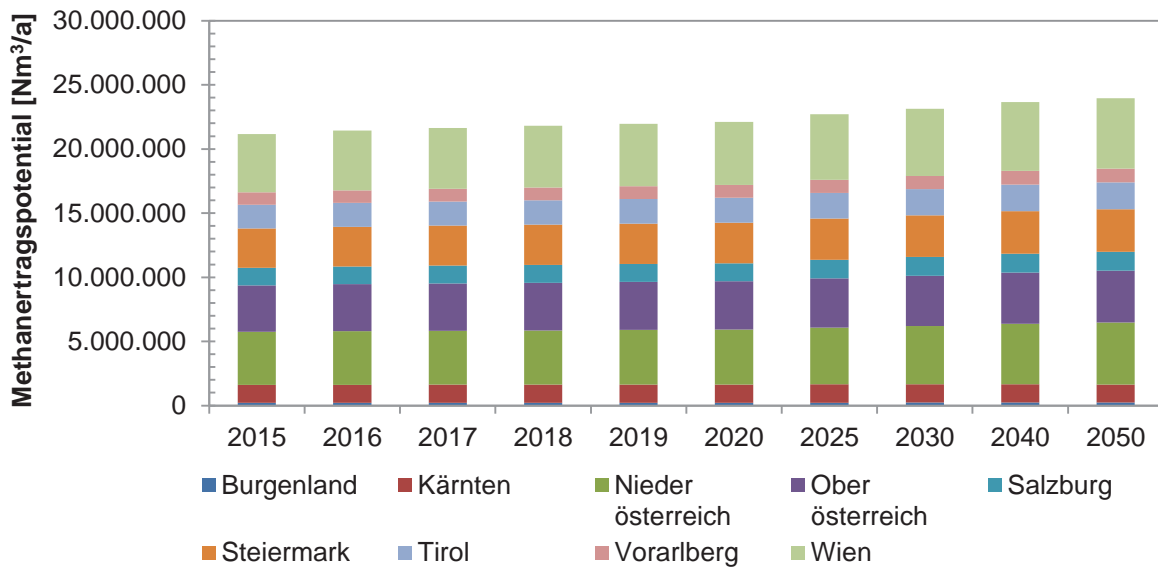
Abbildung 2-19: Entwicklung des Methanertragspotentials durch die Verwertung von Lebensmittelabfällen im Restmüll nach österreichischen Bundesländern



Quelle: eigene Darstellung

Abbildung 2-19 zeigt das durch die Vergärung von Lebensmittelabfällen im Restmüll vorhandene Methanertragspotential. Im Jahr 2015 wird das gesamte Methanertragspotential in Österreich mit rund 138 Mio. Nm³/a abgeschätzt. Der Großteil davon fällt in Wien, Niederösterreich und Oberösterreich an. Bis zum Jahr 2020 kann mit einem Methanertragspotential i.H.v. rund 144 Mio. Nm³/a gerechnet werden, im Jahr 2030 mit rund 148 Mio. Nm³/a. Bis zum Jahr 2050 kann das Methanertragspotential auf rund 156 Mio. Nm³/a in Österreich ansteigen.

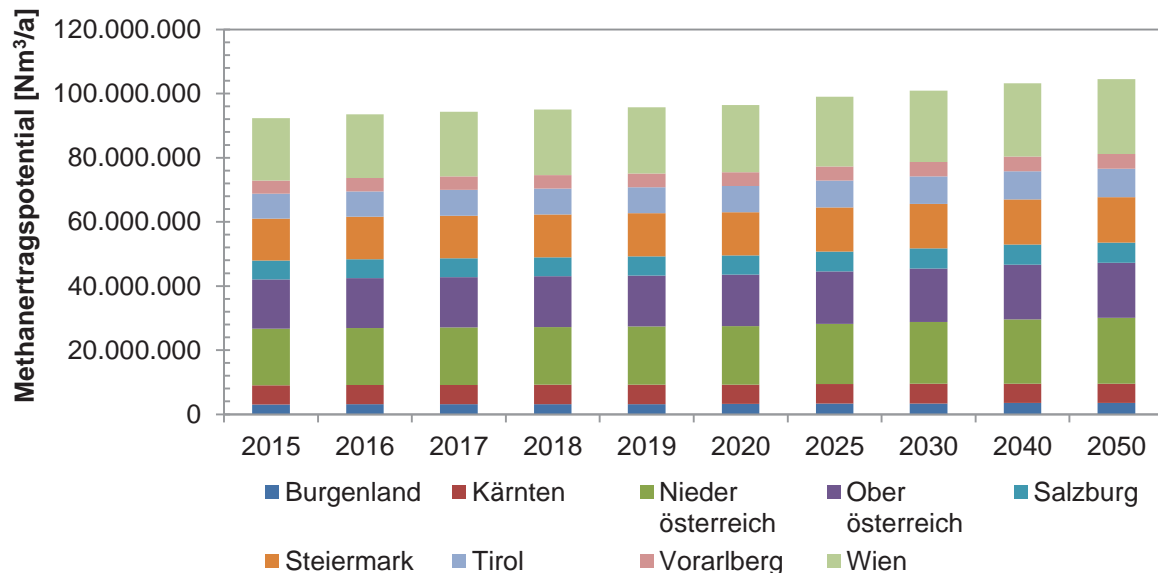
Abbildung 2-20: Entwicklung des Methanertragspotentials durch die Verwertung von Küchen- und Speiseresten nach österreichischen Bundesländern



Quelle: eigene Darstellung

Abbildung 2-19 zeigt das Methanertragspotential aus Küchen- und Speiseresten der Außer-Haus-Verpflegung. Insgesamt ergibt sich für das Jahr 2015 ein Methanertragspotential i.H.v. ~ 21 Mio. Nm³/a in Österreich. Für das Jahr 2020 wird dieses Potential mit rund 22 Mio. Nm³/a abgeschätzt, im Jahr 2030 mit ~ 23 Mio. Nm³/a und im Jahr 2050 mit ~ 24 Mio. Nm³/a.

Abbildung 2-21: Entwicklung des Methanertragspotentials durch die Verwertung von Grünschnitt³ nach österreichischen Bundesländern

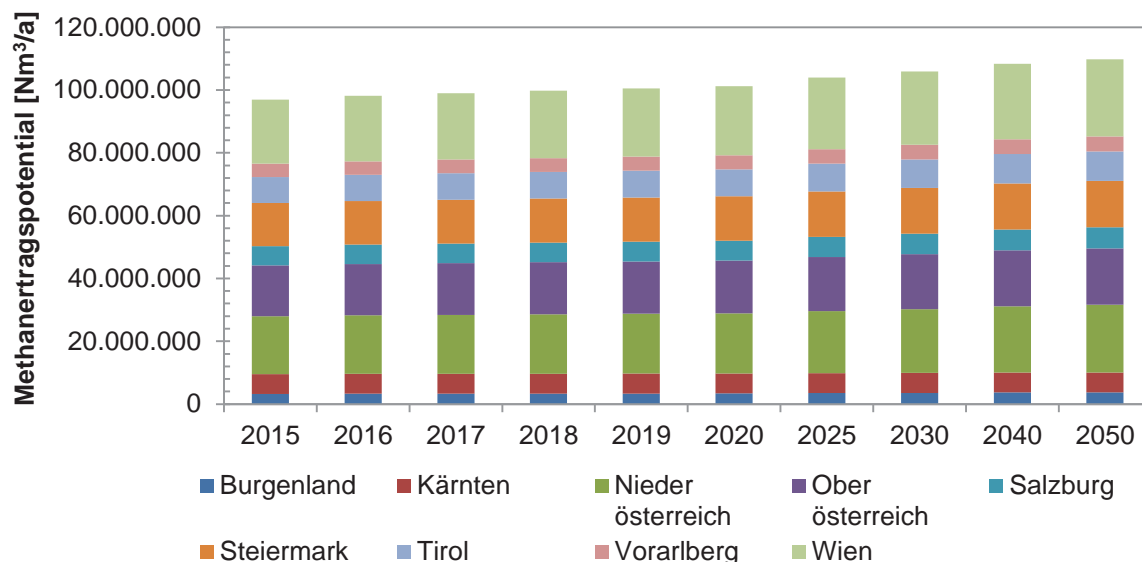


Quelle: eigene Darstellung

³ Umfasst Grünschnitt aus privaten Haushalten sowie Friedhofsabfälle, Straßenbegleitgrün und Grünschnitt aus Parkanlagen.

Insgesamt wird für Österreich ein Methanertragspotential aus Grünschnitt von rund 92 Mio. Nm³/a im Jahr 2015 abgeschätzt (siehe Abbildung 2-21). Rund 57 % dieses Potentials fallen in Wien, Niederösterreich und Oberösterreich an. Weitere 14 % in der Steiermark. Knapp Dreiviertel des gesamten Potentials sind damit in vier Bundesländern konzentriert. Bis 2050 steigt das Methanertragspotential auf rund 105 Mio. Nm³/a in Österreich.

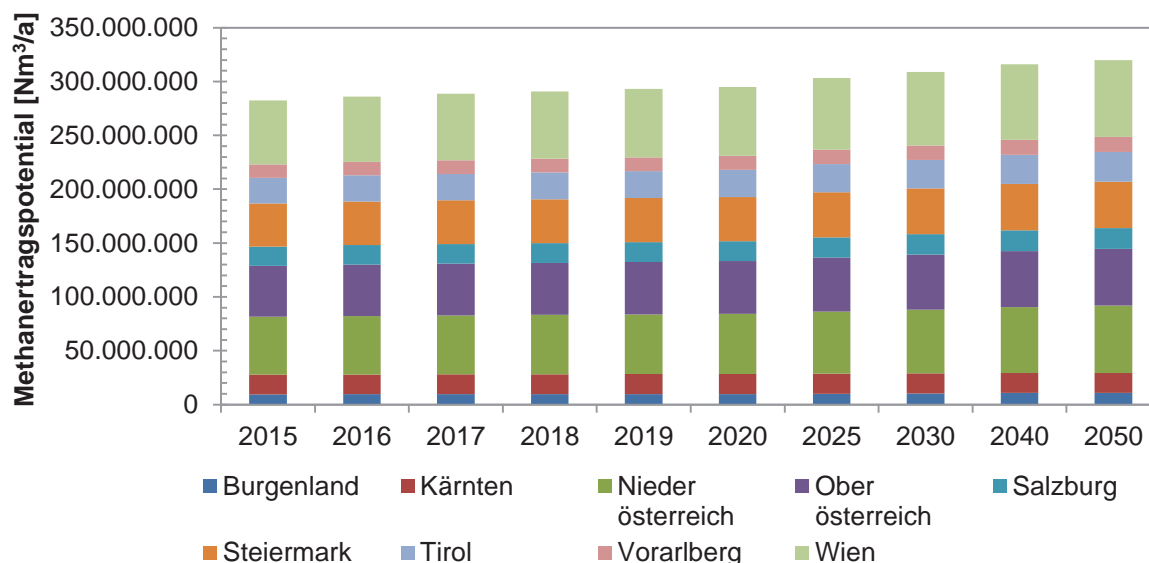
Abbildung 2-22: Entwicklung des Methanertragspotentials durch die Verwertung von Biotonnenmaterial nach österreichischen Bundesländern



Quelle: eigene Darstellung

Das Biomethanpotential durch die Vergärung von Biotonnenmaterial beträgt im Jahr 2015 insgesamt rund 97 Mio. Nm³/a (siehe Abbildung 2-22). Rund 71 % (~69 Mio. Nm³/a) dieses Potentials entfallen auf die Bundesländer Wien, Niederösterreich, Oberösterreich und Steiermark. Bis zum Jahr 2020 wird eine Steigerung auf rund 101 Mio. Nm³/a abgeschätzt, bis 2030 auf rund 106 Mio. Nm³/a und bis 2050 auf rund 110 Mio. Nm³/a.

Abbildung 2-23: Entwicklung des Methanertragspotentials durch die Verwertung von Material aus der Hausgartenkompostierung nach österreichischen Bundesländern



Quelle: eigene Darstellung

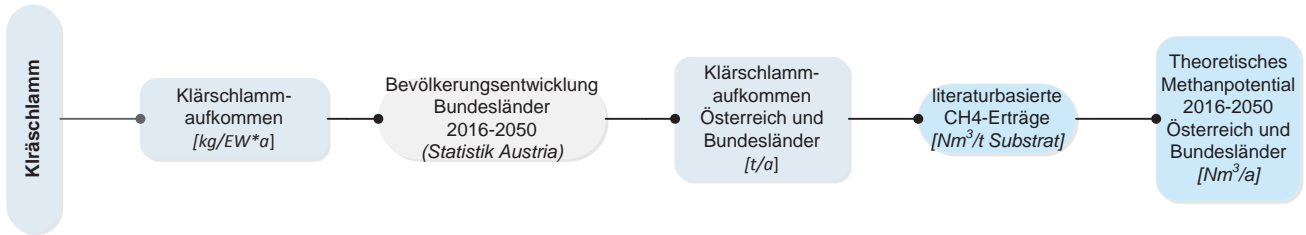
Aufgrund des hohen theoretischen Potentials an biogenem Material, das derzeit der Hausgartenkompostierung zugeführt wird (177 kg/EW*a) [20], ergibt sich auch ein hohes theoretisches Biomethanpotential in diesem Bereich. Insgesamt beträgt das Biomethanpotential von rund 283 Mio. Nm³/a in Österreich. Es wird angenommen, dass dieses Potential auf Grund der Struktur des Bevölkerungswachstums in Hinblick auf ländliche und städtische Regionen konstant bleibt. Eine wesentliche Herausforderung bei der Hebung dieses Potentials wird die Mobilisierung, Sammlung und logistische Abwicklung sein, um dieses biogene Material zukünftig einer Vergärung zuzuführen.

Im Anhang werden die detaillierten Biomethanpotentiale auf Bundesländerebene im Zeitverlauf dargestellt.

2.4.3 Methanertragspotential aus Klärschlamm

Das theoretische Mengenpotential an Klärschlamm wurde aus dem Bericht „Kommunales Abwasser. Österreichischer Bericht 2014“ des BMLFUW entnommen. Gemäß diesem Bericht wird derzeit der anfallenden Klärschlamm zur Gänze einer Verwertung zugeführt (landwirtschaftliche Anwendung, Deponierung, Verbrennung, Kompostierung, etc...) [26]. Daher handelt es sich bei den nachfolgenden Ausführungen um die Darstellung des theoretischen Potentials. Abbildung 2-24 zeigt die Methode zur Ermittlung des theoretischen Methanertragspotentials aus Klärschlamm.

Abbildung 2-24: Überblick über die Methode zu Erhebung des theoretischen Methanertragspotentials aus Klärschlamm

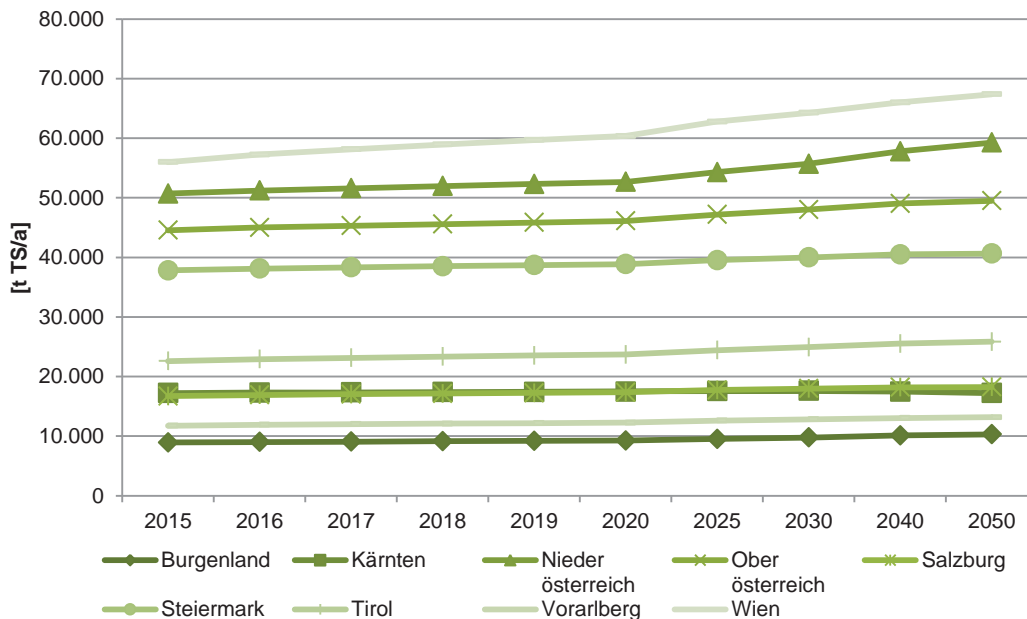


Quelle: eigene Darstellung

Eine Mobilisierung des Potentials bedarf unter Umständen eine Neugestaltung der Stoffflüsse und Verwertungswege.

Das Klärschlamm-aufkommen wird mit Hilfe der prognostizierten Bevölkerungsentwicklung bis zum Jahr 2050 hochgerechnet [6]. Abbildung 2-25 zeigt das Klärschlamm-potential auf Bundesländerebene. Aufgrund des prognostizierten Bevölkerungswachstums kommt es zu einem kontinuierlichen Anstieg der verfügbaren Mengen.

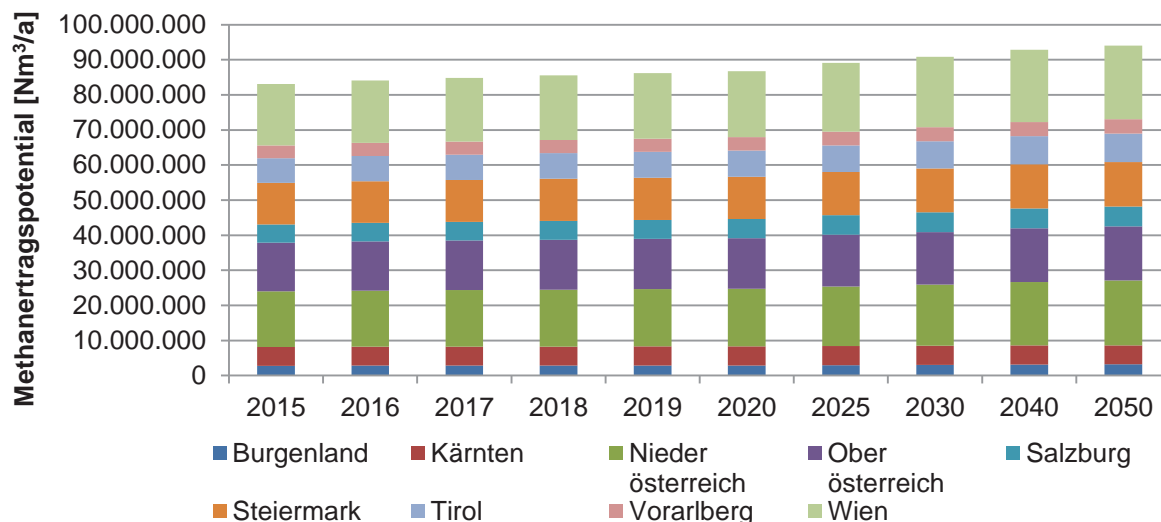
Abbildung 2-25: Entwicklung des theoretischen Potentials an Klärschlamm zur Biomethan-erzeugung nach österreichischen Bundesländern



Quelle: eigene Darstellung

Insgesamt fallen in Österreich im Jahr 2015 266.306 t TS Klärschlamm an – es handelt sich dabei um den Klärschlamm-anfall in Kläranlagen >50 EW₆₀. Im Jahr 2020 wird das Potential mit 278.073 t TS, im Jahr 2030 mit 291.073 t TS und im Jahr 2050 mit 501.537 t TS abgeschätzt. Auf Basis der gezeigten Mengen wird das theoretische Biomethan-potential errechnet. Dazu wird ein durchschnittlicher Biogasertrag i.H.v. 520 Nm³/t TS angesetzt. Der Methangehalt wird mit 60 vol.-% angenommen [27]. Das theoretische Methanertrags-potential aus Klärschlamm wird in Abbildung 2-26 dargestellt.

Abbildung 2-26: Entwicklung des theoretischen Methanertragspotentials aus Klärschlamm nach österreichischen Bundesländern



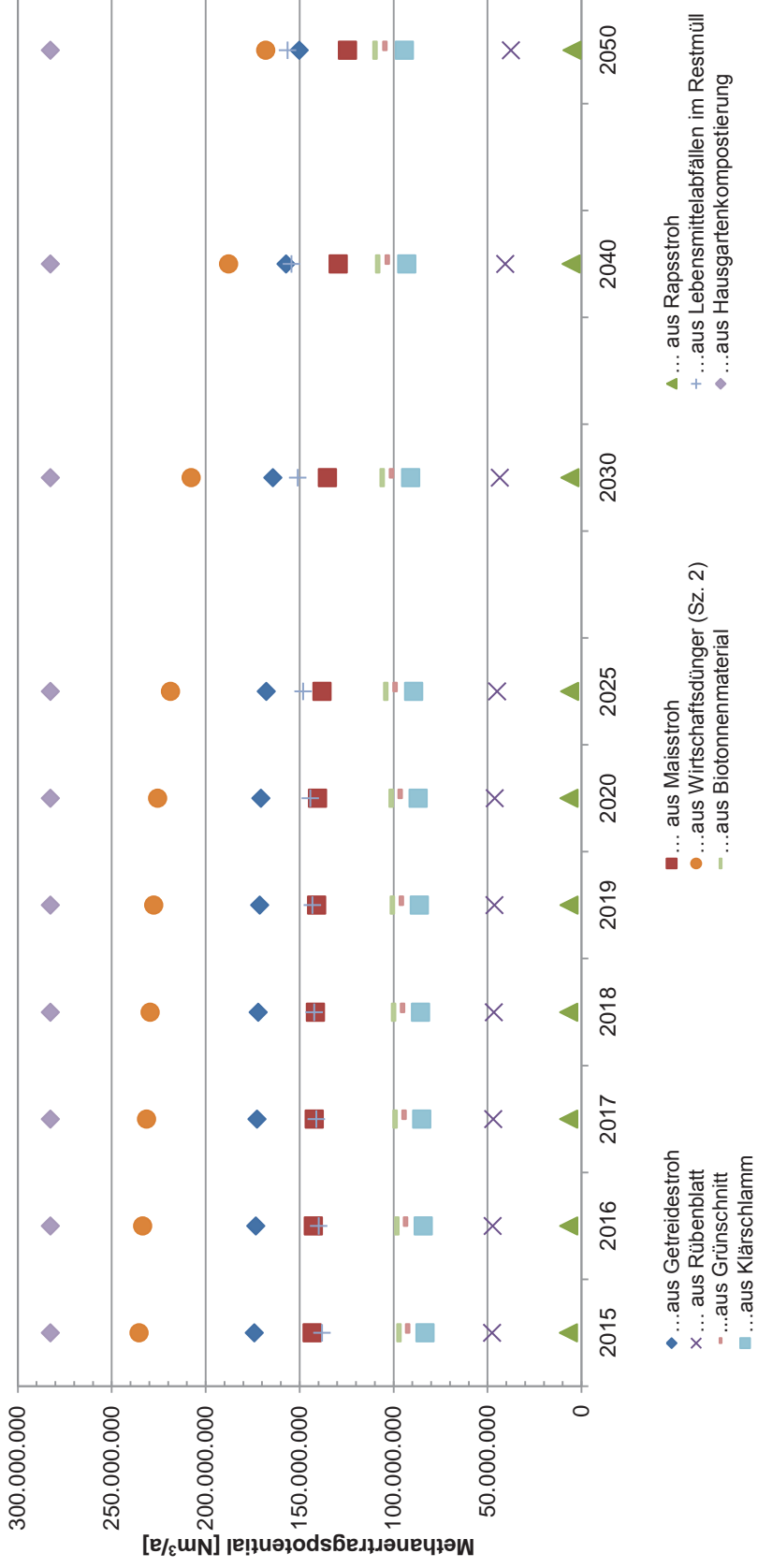
Quelle: eigene Darstellung

Insgesamt fallen in Österreich im Jahr 2015 rund 83 Mio. Nm³/a Biomethan aus Klärschlamm an. Dieses theoretische Potential ist auf die Bundesländer Wien, Niederösterreich, Oberösterreich und die Steiermark konzentriert, da dies auch jene Bundesländer mit den meisten Einwohnern sind. Für das Jahr 2020 wird insgesamt ein theoretisches Biomethanpotential i.H.v. rund 87 Mio. Nm³/a abgeschätzt, für 2030 ein Potential von rund 91 Mio. Nm³/a und im Jahr 2050 ein Potential von rund 94 Mio. Nm³/a.

2.4.4 Zusammenfassung des Biomethanpotentials

Abbildung 2-27 sowie Tabelle 2-10 fassen die für Österreich abgeschätzten Biomethanpotentiale zusammen. Im Jahr 2015 besteht ein theoretisches Biomethanpotential von rund 1,5 Mrd. Nm³/a, wenn angenommen wird, dass der Wirtschaftsdünger gemäß Szenario 1 herangezogen wird. Unter Heranziehung von Szenario 2 (nur Wirtschaftsdünger aus Betrieben >50 GVE) beträgt das theoretische Biomethanpotential rund 1,3 Mrd. Nm³/a im Jahr 2015.

Abbildung 2-27: Entwicklung des kumulativen Biomethanpotentials basierend auf Reststoffen für Österreich 2015-2050



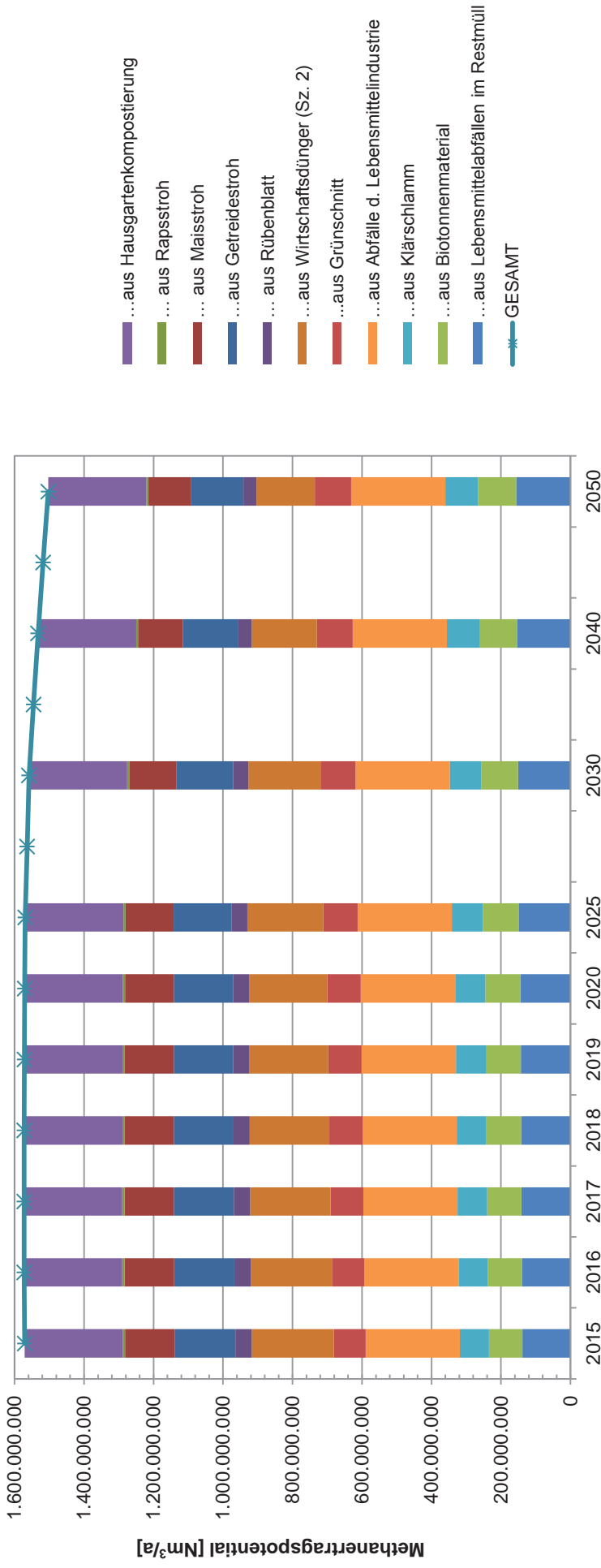
Quelle: eigene Darstellung

Tabelle 2-10: Zusammenfassung des Biomethanpotentials basierend auf Reststoffen für Österreich

	...aus Getreide- stroh	... aus Maisstroh	... aus Rapsstroh	... aus Rübenblatt	... aus Wirtschafts- dünger (Sz. 2)	... aus Abfälle d. Lebensmittel- industrie	... aus Lebensmittel- abfällen im Restmüll	... aus Küchen- und Speiseresten	... aus Grünschnitt	... aus Biotonnen- material	... aus Hausgarten- kompostier- ung	... aus Klär- schlamm	Potential gesamt
2015	173.961.896	143.206.688	6.728.367	47.403.569	235.395.291	271.310.093	138.002.369	21.172.336	92.326.500	96.940.000	282.573.600	83.087.472	1.570.935.844
2016	173.257.035	142.626.442	6.673.680	47.109.964	233.408.292	271.310.093	139.755.256	21.442.848	93.499.219	98.171.319	282.573.600	84.142.838	1.572.527.739
2017	172.552.175	142.046.196	6.618.993	46.816.360	231.421.294	271.310.093	140.950.299	21.626.960	94.298.727	99.010.779	282.573.600	84.862.341	1.572.460.856
2018	171.847.315	141.465.950	6.564.306	46.522.756	229.434.295	271.310.093	142.069.236	21.799.180	95.047.320	99.796.778	282.573.600	85.536.022	1.572.167.669
2019	171.142.454	140.885.703	6.509.619	46.229.151	227.447.296	271.310.093	143.119.520	21.960.724	95.749.982	100.534.551	282.573.600	86.168.369	1.571.670.339
2020	170.437.594	140.305.457	6.454.933	45.935.547	225.460.297	271.310.093	144.100.015	22.111.344	96.405.954	101.223.302	282.573.600	86.758.699	1.570.965.489
2025	167.618.152	137.984.473	6.236.185	44.761.129	218.573.715	271.310.093	148.067.412	22.718.852	99.060.227	104.010.207	282.573.600	89.147.361	1.569.342.553
2030	164.093.850	135.083.242	5.962.751	43.293.107	207.546.695	271.310.093	150.836.937	23.140.472	100.913.097	105.955.664	282.573.600	90.814.816	1.558.383.852
2040	157.045.246	129.280.780	5.415.882	40.357.063	187.676.706	271.310.093	154.270.812	23.660.520	103.210.432	108.367.796	282.573.600	92.882.259	1.532.390.671
2050	149.999.924	124.395.539	4.869.615	37.423.287	167.847.209	271.310.093	156.259.373	23.962.293	104.540.821	109.764.664	282.573.600	94.079.517	1.503.063.641

Quelle: eigene Darstellung

Abbildung 2-28: Zusammenfassung des Biomethanpotentials basierend auf Reststoffen für Österreich



Quelle: eigene Darstellung

Wird das in Szenario 1 ermittelte Wirtschaftsdüngerpotential für die Abschätzung des theoretisch verfügbaren Methanertragspotentials herangezogen, macht der Biomethananteil aus Wirtschaftsdünger 27,1 % aus, weitere 15,4 % entfallen auf Material aus der Hausgartenkompostierung. Der Anteil von Stroh am gesamten theoretischen Methanpotential beträgt 17,7 %, 14,8 % entfallen auf Abfälle aus der Lebensmittelindustrie. Weitere 7,5 % entfallen auf die Lebensmittelabfälle im Restmüll. Grünschnitt, Biotonnenmaterial und Klärschlamm tragen jeweils zu rund 5 % zum theoretischen Biomethanpotential bei. Insgesamt beträgt das Biomethanpotential aus Reststoffen im Jahr 2015 rund 1,833 Mrd. Nm³/a in Österreich.

Im Gegensatz dazu trägt Wirtschaftsdünger – unter Heranziehung des theoretischen Potentials aus Szenario 2 – zum Gesamtpotential 15 % bei. Das Material aus der Hausgartenkompostierung trägt 18 % zum theoretischen Biomethanpotential bei, Stroh zu 20,6 % und Abfälle aus der Lebensmittelindustrie 17,3 %. Der Anteil des Biomethans aus Grünschnitt, Biotonnenmaterial und Klärschlamm macht jeweils rund 5 % bis 6 % des gesamten theoretischen Biomethanpotentials aus.

Die nachfolgenden Abbildungen fassen die für Österreich abgeschätzten Biomethanpotentiale zusammen. Im Jahr 2015 besteht damit ein signifikantes theoretisches Biomethanpotential von rund **1,57 Mrd. Nm³/a**, wenn angenommen wird dass der Wirtschaftsdünger gemäß Szenario 2 (nur Wirtschaftsdünger aus Betrieben >50 GVE) herangezogen wird. Wirtschaftsdünger trägt dabei 15 % zum Gesamtpotential bei. Das Material aus der Hausgartenkompostierung trägt 18 % zum theoretischen Biomethanpotential bei, Stroh zu 20,6 % und Abfälle aus der Lebensmittelindustrie 17,3 %. Der Anteil des Biomethans aus Grünschnitt, Biotonnenmaterial und Klärschlamm macht jeweils rund 5 % bis 6 % des ermittelten theoretischen Biomethanpotentials aus. Dieses Potential reduziert sich bis 2050 nur geringfügig auf ca. 1,54 Mrd. Nm³/a aufgrund gegenläufiger Entwicklungen betreffend Bevölkerung und Landwirtschaft.

Die quantifizierten Reststoffströme wurden mittels Faktoren zur demografischen Entwicklung (prognostiziertes Bevölkerungswachstum) und wirtschaftlichen Entwicklungen (z.B. prognostizierte Entwicklung des Viehbestandes, etc...) bis zum Jahr 2030 bzw. 2050 extrapoliert bzw. fortgeschrieben. Die Entwicklung bis 2030 bzw. 2050 zeigen gegenläufige Tendenzen:

- Gemäß der **Bevölkerungsprognose** der Statistik Austria die österreichische Bevölkerung von aktuell 8,63 Mio. Einwohnern auf 9,77 Mio. Einwohner im Jahr 2050 anwachsen. Insgesamt kann von 2015 bis 2050 ein Bevölkerungswachstum von 13,23 % abgeleitet werden. Daraus kann auch die tendenzielle **Zunahme der Reststoffverfügbarkeit bei biogenen Abfällen und Klärschlamm** angenommen werden.
- Für die Prognose von 2016 bis 2050 ist von einer **Abnahme der Getreideanbaufläche** von 0,4 %/a auszugehen; Sowohl der Rinder- als auch der Schweinebestand sind in der Vergangenheit kontinuierlich gesunken – daraus kann auch die proportionale Abnahme des **Wirtschaftsdüngeranfalls und des Strohanfalls** abgeleitet werden.

Im Sinne einer nachhaltigen Biomethanproduktion wurden hier ausschließlich Rest- und Abfallstoffe in die Potentialerhebung miteinbezogen. Gemäß einer „Realisierungshierarchie“ wurden die Potentialbalken in der Abbildung zur Entwicklung des kumulativen Biomethanpotentials basierend auf Reststoffen für Österreich gereiht.

- In einer **ersten Ausbaustufe (heute – 2030)** können **Anlagen zur Verwertung von biogenen Abfällen der Lebensmittelindustrie, Klärschlamm, Biotonnenmaterial, Lebensmittelabfällen im Restmüll**,... einen Beitrag zur Erhöhung der Ressourceneffizienz leisten. Leichtvergärbare, flüssiger biogener Reststoff würde damit stufenweise aus der bestehenden Entsorgungsstruktur übernommen und über anaeroben Abbau energetisch verwertet. Dieses Potential sollte bis 2030 prioritär realisiert werden und würde bereits ca. die Hälfte des ausgewiesenen Gesamtpotentials von ~ 1,5 Mrd. Nm³/a adressieren.
- Die **zweite Ausbaustufe (2030 – 2050)** geht damit stärker in das Segment der technisch etwas schwieriger zu realisierenden Potentiale von **Reststoffen aus der Tier- und Pflanzenproduktion**. Vor allem Co-Vergärungsanlagen können hier einen Beitrag zur erhöhten Wertschöpfung aus der landwirtschaftlichen Nutzfläche liefern und einen korrigierenden Beitrag zur bisher forcierten Verwertung von nachwachsenden Rohstoffen zu Biogas bieten. Weitere Potentiale wie die Nutzung des biogenen Materials aus der Hausgartenkompostierung bedürfen einer tiefergehenden Systemumstellung und Erweiterung bestehender Reststofflogistik und sind daher ebenfalls im Zeitraum 2030 bis 2050 zu realisieren.

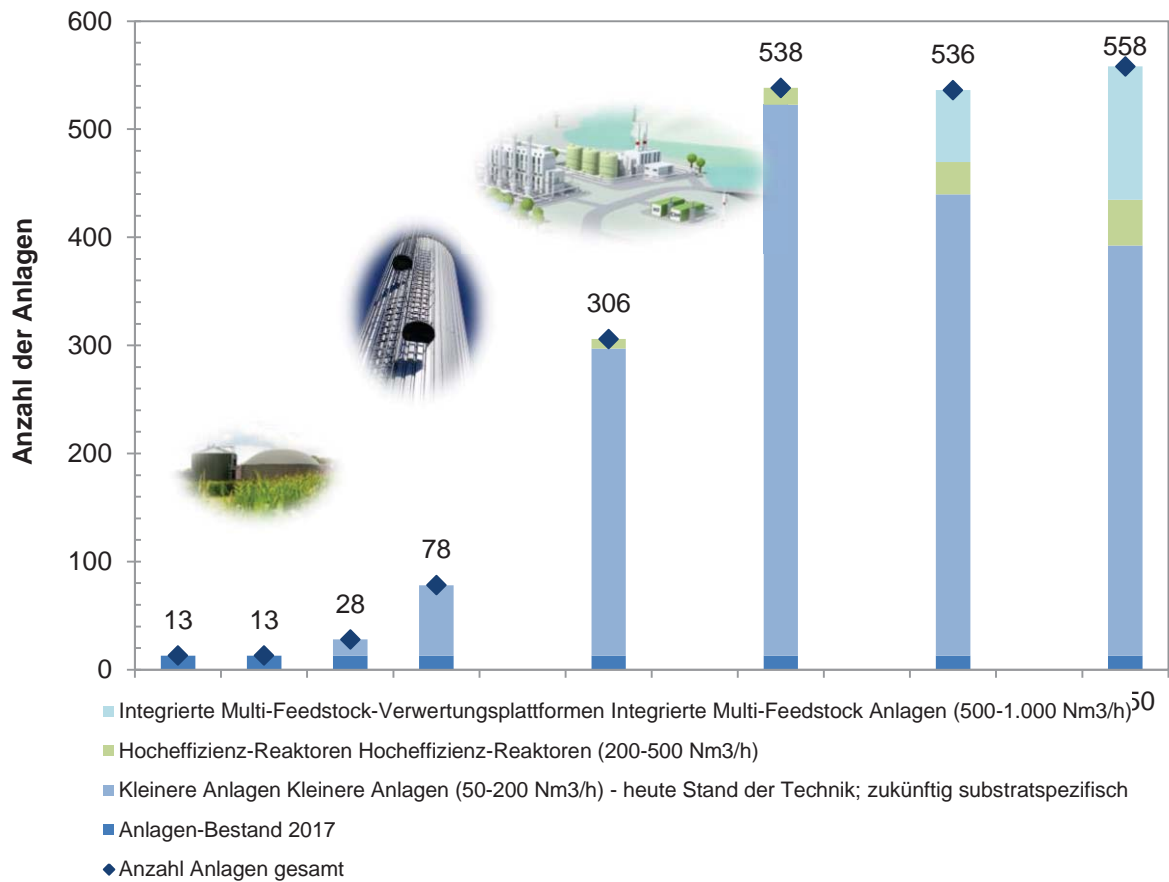
Betreffend der Anlagenkapazitäten ist davon auszugehen, dass diese kontinuierlich steigen, bis zu einer Größe die logistische Einschränkungen bedingen. Von der Anlagentechnik ist eine Steigerung der Effizienz über reduzierte Verweilzeiten und hohe Raumbelastungen zu erwarten bzw. auch erforderlich. Die Anlagen der Zukunft sind als integrierte Multi-Feedstock-Anlagen zu realisieren, welche als Reststofflogistik-Hub in die bestehende Infrastruktur leitungsgebundener Energieträger integriert sind.

Folgende Annahmen werden für die Abschätzung eines potentiellen Ausbaus der Biomethananlagen getroffen:

- Der Kompost & Biogas Verband geht von einer bestehenden Biomethan Produktionskapazität von 3.000 Nm³/h zur Netzeinspeisung aus.⁴ Unter Annahme von 8.000 Volllaststunden pro Jahr ergeben sich 24 Mio. Nm³ eingespeistes Biomethan.
- Substrate für die bestehende Biomethanerzeugung sind NAWAROs, Wirtschaftsdünger, biogene Abfälle und Klärschlamm.
- Der Ausbau des theoretischen Biomethanpotentials beginnt im Jahr 2019 mit 1 % des gesamten Potentials. Für die Jahre 2020 bis 2050 wird mit einer jährlichen Ausbaurate von rund 3 % gerechnet.
 - Das theoretische Potential wird zusätzlich zu den bestehenden Anlagen realisiert.

⁴ Vgl. <http://www.kompost-biogas.info/biogas/biomethan/biomethan-in-oesterreich/> (dl: 16.03.2017)

Abbildung 2-29: Abschätzung eines möglichen Ausbaus von Biomethananlagen - Anzahl der Anlagen - basierend auf Reststoffen für Österreich

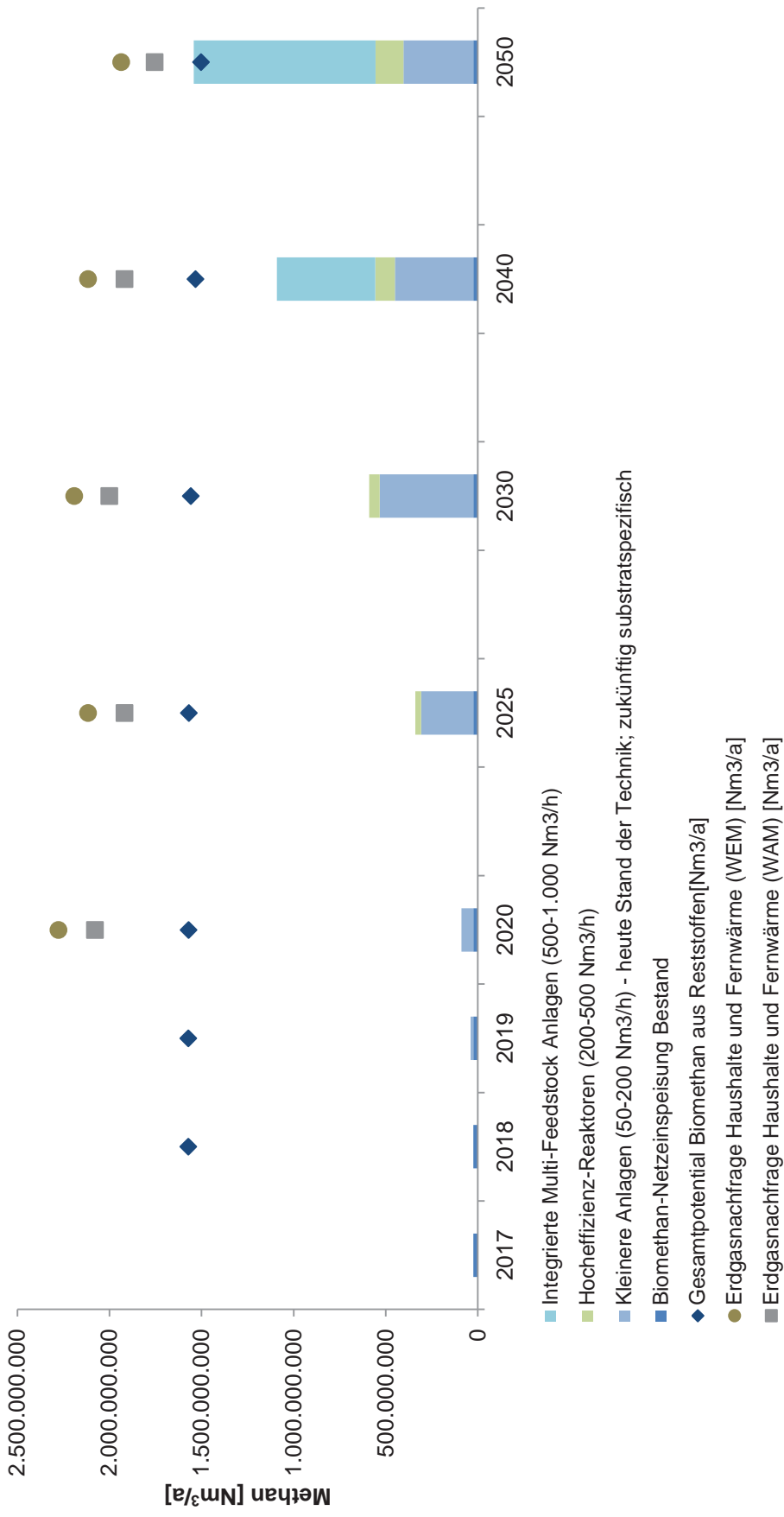


Quelle: eigene Darstellung

Die Struktur der installierten Leistung soll nicht darüber hinwegtäuschen, dass der Großteil der Biomethananlagen in moderaten Skalierungen zu realisieren sind, um die Anlagentechnik auf substrat- und regionalspezifische Gegebenheiten abstimmen zu können und Transportaufwendungen zu minimieren und damit den ökologischen Charakter es Biomethan voll zu nutzen.

Nachfolgend die Struktur der installierten Biomethananlagen nach deren Kapazität dargestellt sowie die gesamte erzeugte Biomethanmenge aus Reststoffen. Die in der jeweiligen Periode potentiell erzeugbare Methanmenge wird einerseits dem gesamten theoretischen Biomethanpotentials gegenübergestellt und andererseits dem Endenergieverbrauch an Erdgas der Haushalte, welcher sich am WEM („with existing measures) und WAM („with additional measures“) Szenario des österreichischen Umweltbundesamtes orientiert. Gemäß dieser Annahmen, ist es möglich den Endenergieverbrauch der Haushalte an Erdgas bis 2050 durch Biomethan zu decken, sofern es gelingt derzeit bestehende wirtschaftliche Hemmnisse zukünftig abzubauen.

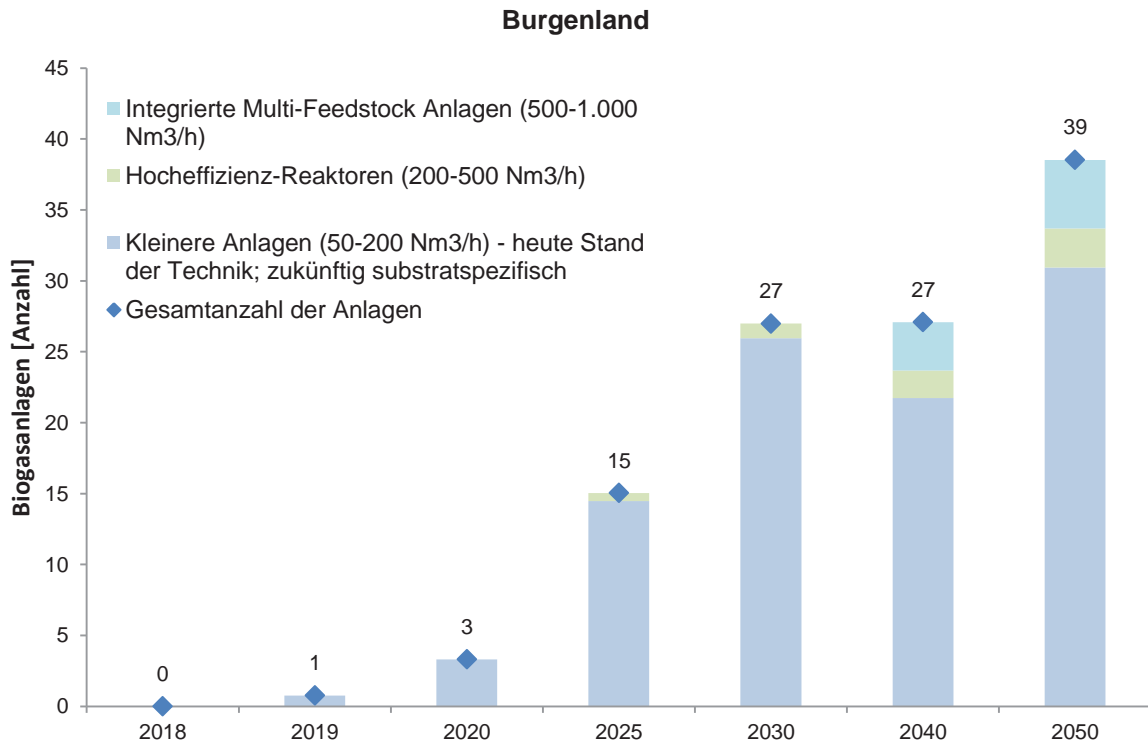
Abbildung 2-30: Abschätzung eines möglichen Ausbaus von Biomethananlagen basierend auf Reststoffen für Österreich im Vergleich zum gesamten Biomethanpotential und der Erdgasnachfrage in den Sektoren Haushalte & Fernwärme



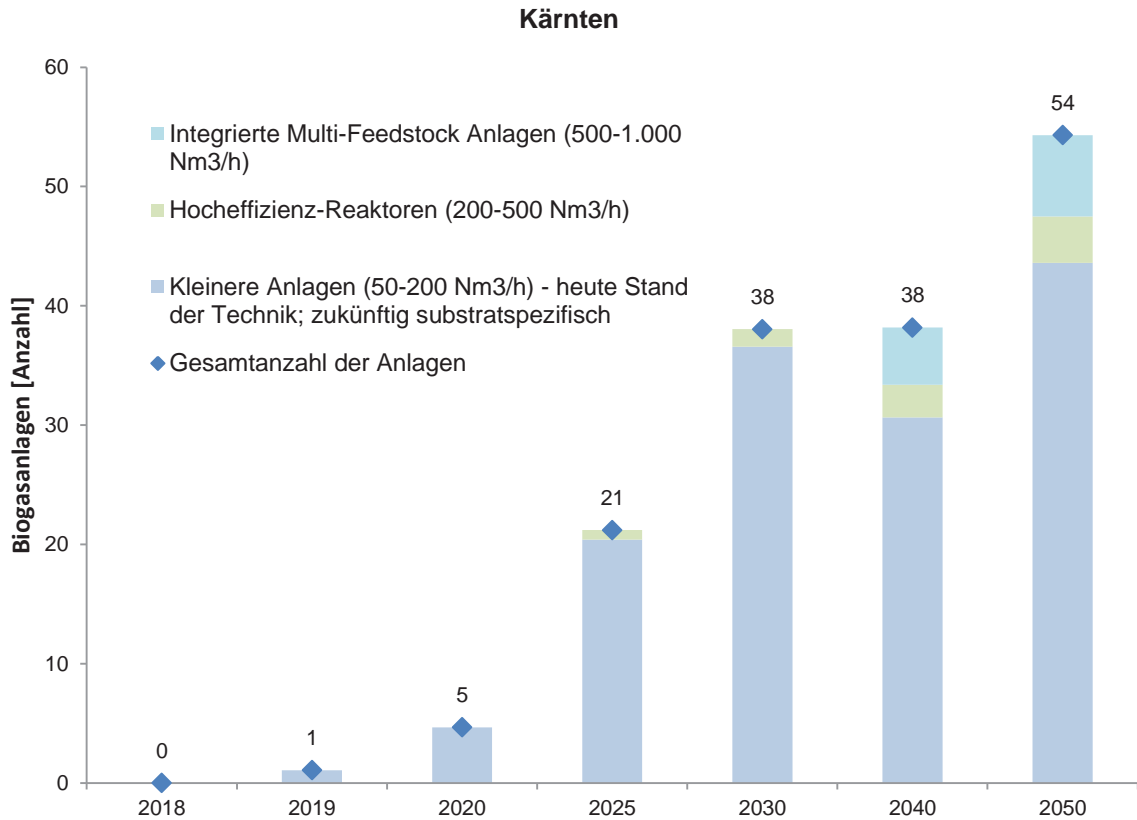
Quelle: eigene Darstellung

Abbildung 2-31 zeigt die Abschätzung eines möglichen Ausbaus von Biomethananlagen auf Ebene der österreichischen Bundesländer. Gemäß dem potentiellen Biomethanaufkommen kann ein Schwerpunkt des Anlagenausbaus in den Bundesländern Oberösterreich, Niederösterreich und der Steiermark festgestellt werden. Die Annahmen bezüglich der eingesetzten Technologien wurden aus den vorangegangenen Darstellungen auf Bundesebene übernommen.

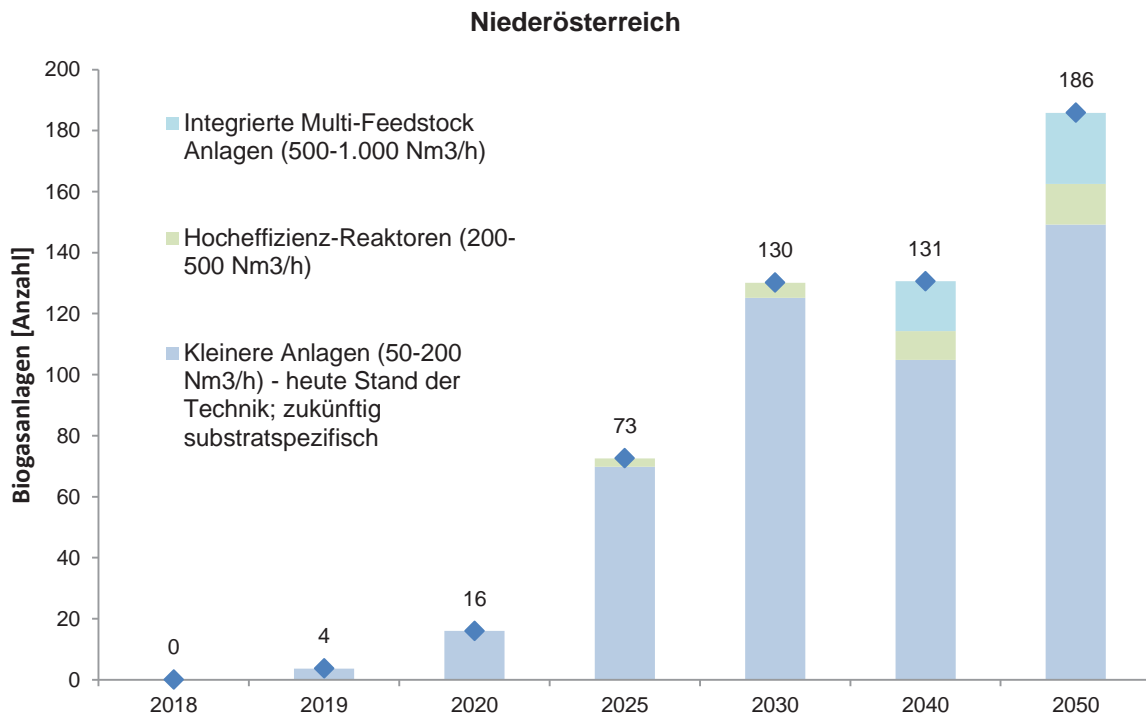
Abbildung 2-31: Abschätzung eines möglichen Ausbaus von Biomethananlagen – Anzahl der Anlagen – auf Ebene der österreichischen Bundesländer



Quelle: eigene Darstellung

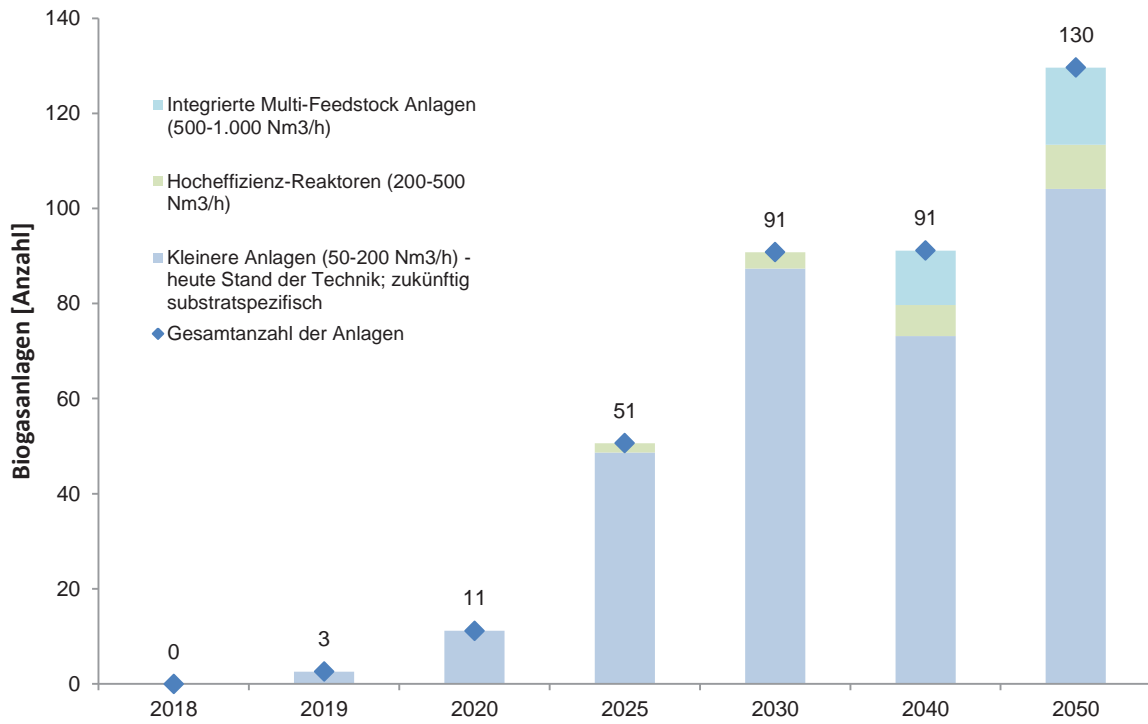


Quelle: eigene Darstellung



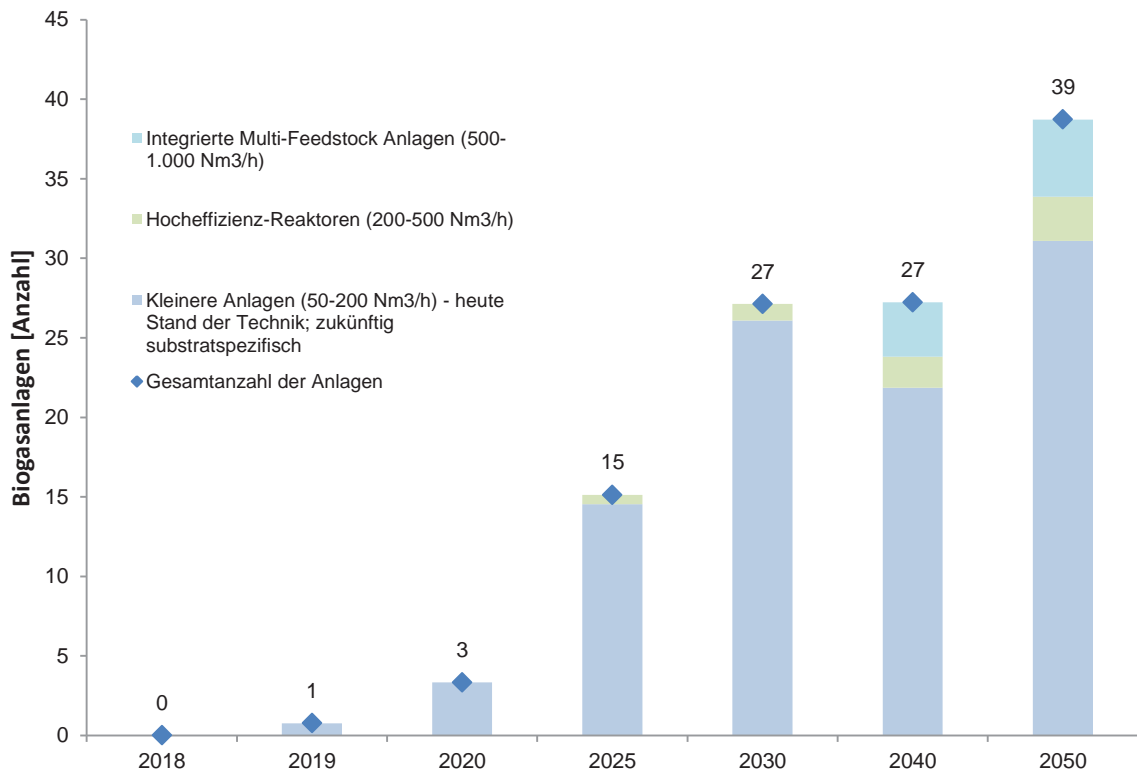
Quelle: eigene Darstellung

Oberösterreich



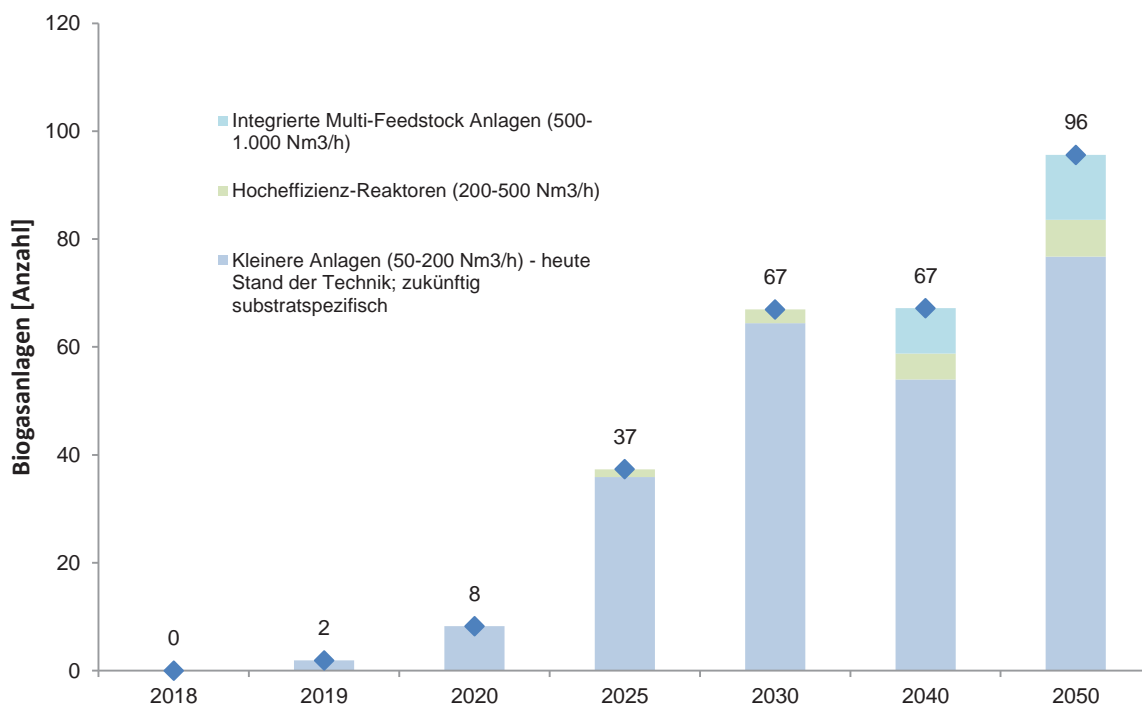
Quelle: eigene Darstellung

Salzburg



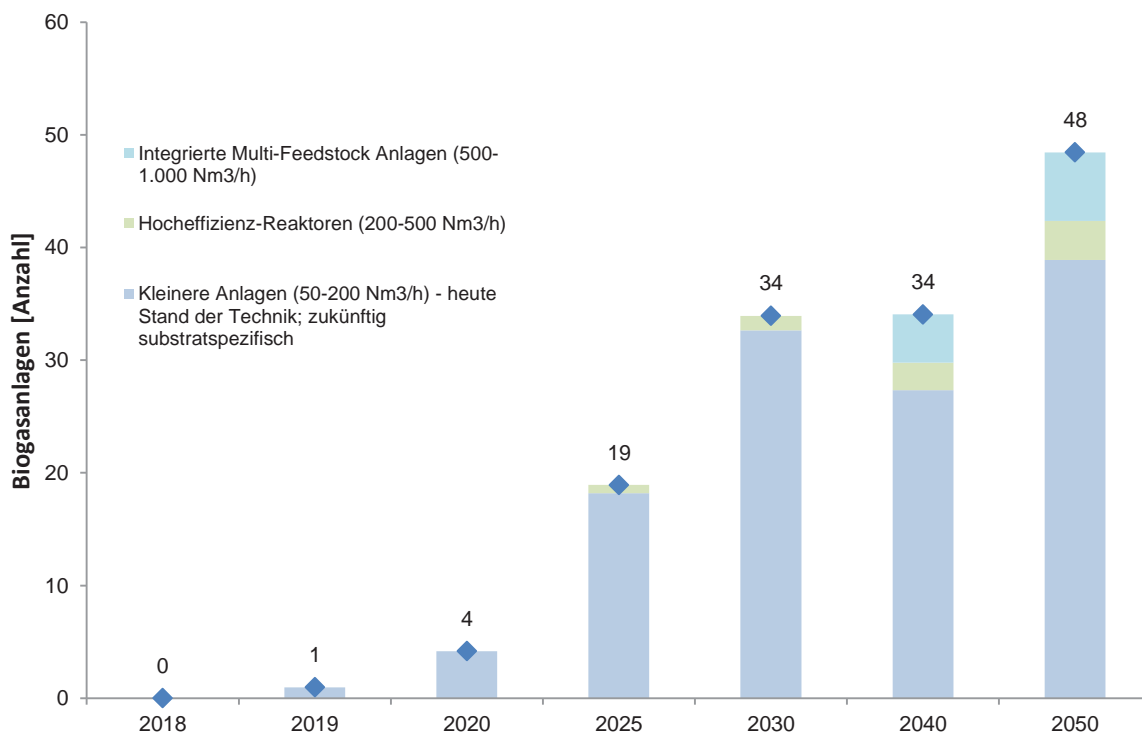
Quelle: eigene Darstellung

Steiermark



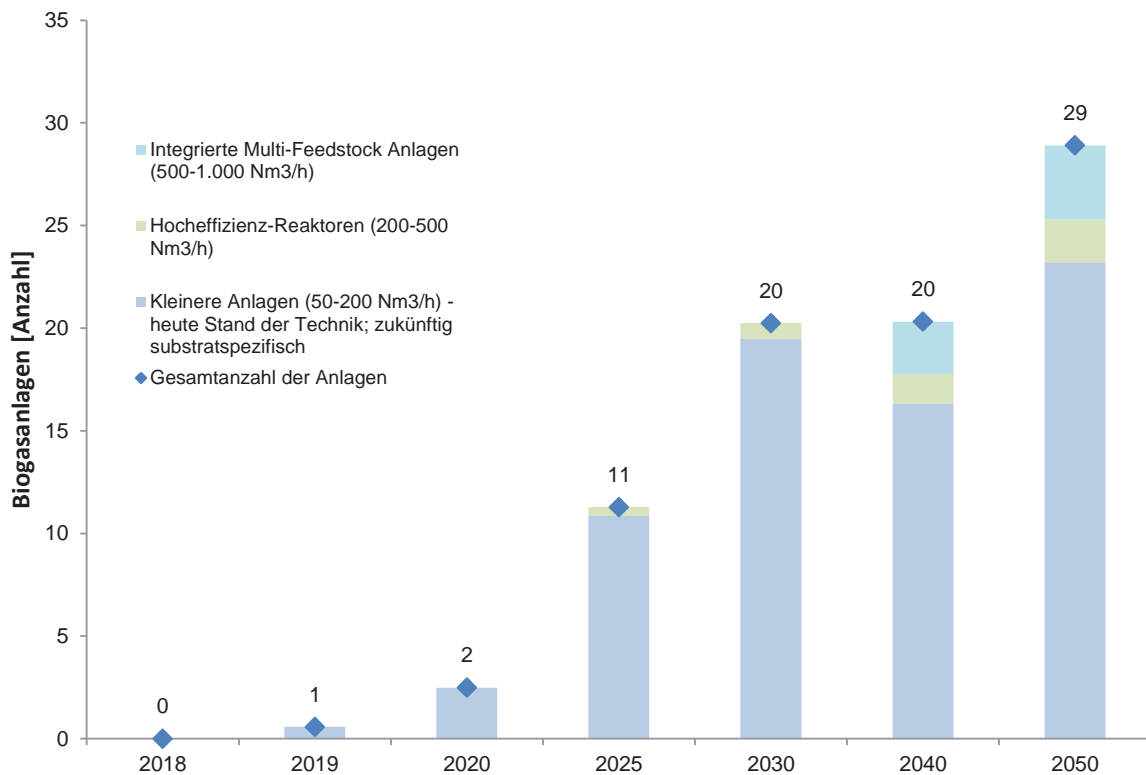
Quelle: eigene Darstellung

Tirol



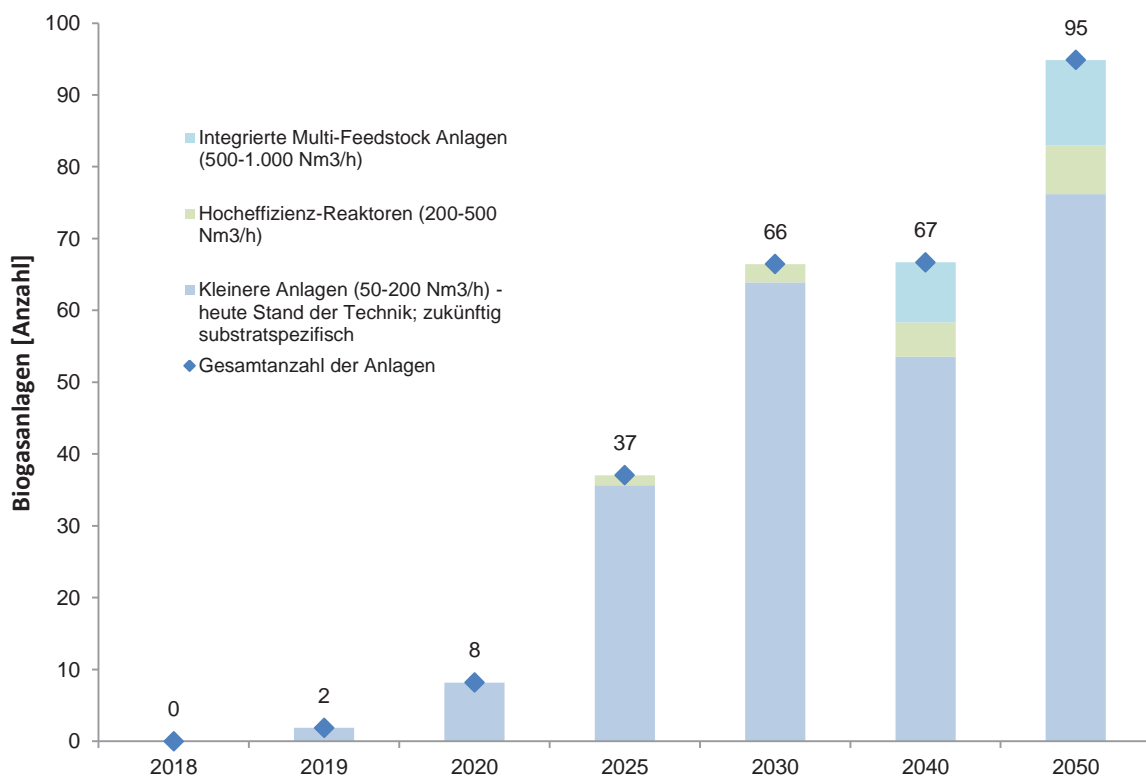
Quelle: eigene Darstellung

Vorarlberg



Quelle: eigene Darstellung

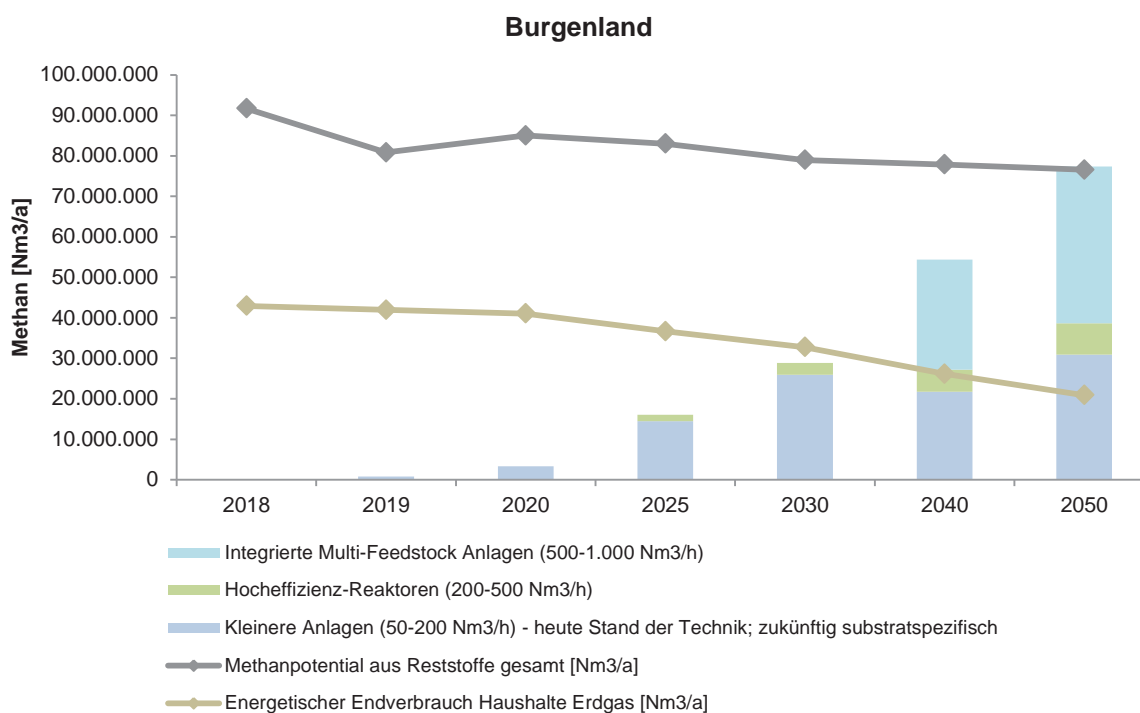
Wien



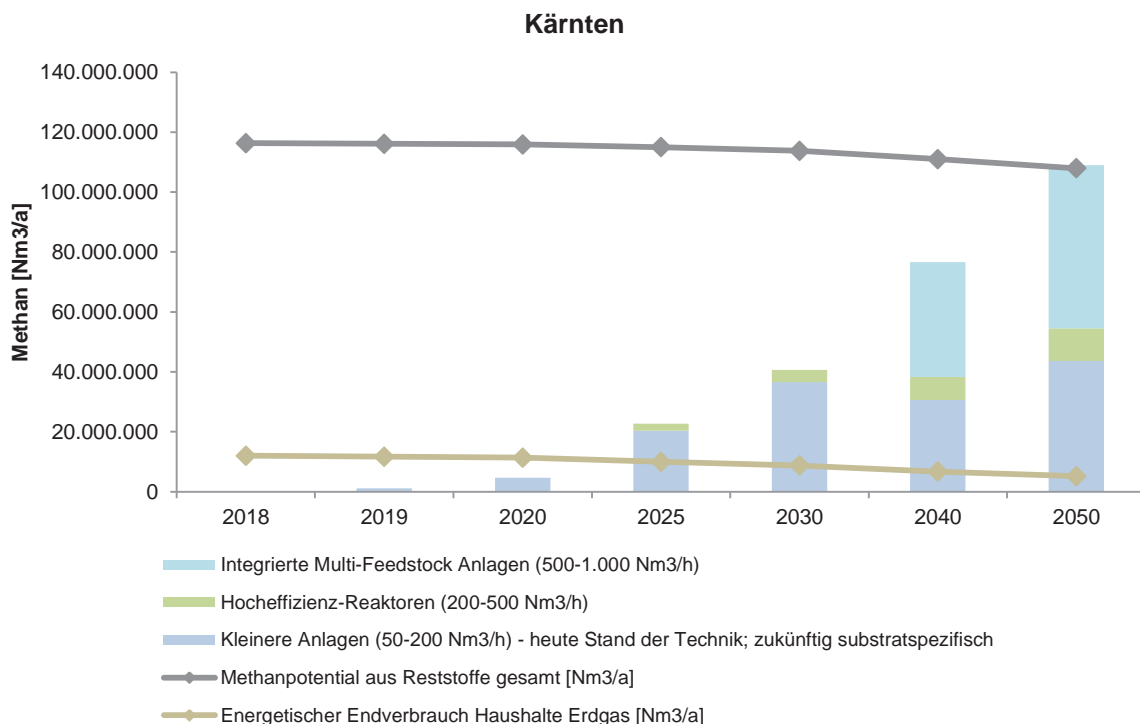
Quelle: eigene Darstellung

Abbildung 2-32 zeigt den möglichen Ausbaus von Biomethananlagen basierend auf Reststoffen für die österreichischen Bundesländer im Vergleich zum gesamten Methanpotential und dem Endenergieverbrauch der Haushalte an Erdgas. Der energetische Endverbrauch der Haushalte wird den Energiebilanzen der Statistik Austria entnommen [28]. Die Entwicklung im Erdgasverbrauch von 2000 bis 2015 wird in Zukunft fortgeschrieben. Insgesamt kann für fünf Bundesländer ein rückläufiger energetischer Endverbrauch an Erdgas festgestellt werden. Für 4 Bundesländer, darunter Tirol, Steiermark, Oberösterreich und Salzburg, ein leicht steigender Trend, der in die Zukunft fortgeschrieben wird. Der Ausbau der Biomethananlagen orientiert sich am Ausbau auf gesamtösterreichischer Ebene.

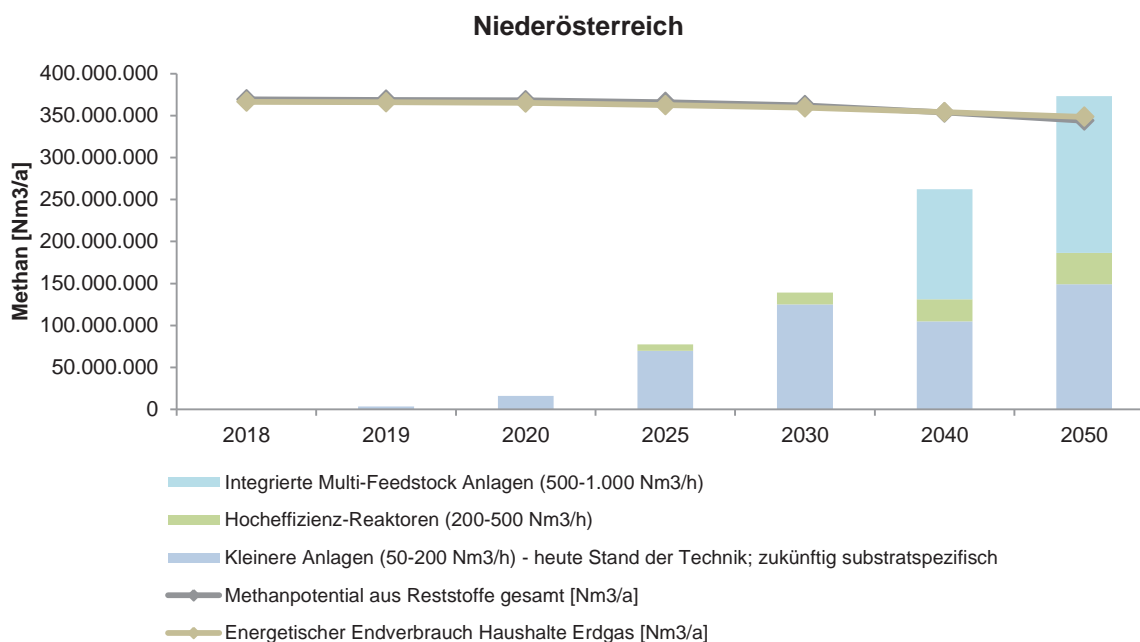
Abbildung 2-32: Abschätzung eines möglichen Ausbaus von Biomethananlagen basierend auf Reststoffen für die österreichischen Bundesländer im Vergleich zum gesamten Biomethanpotential und dem Endenergieverbrauch der Haushalte an Erdgas



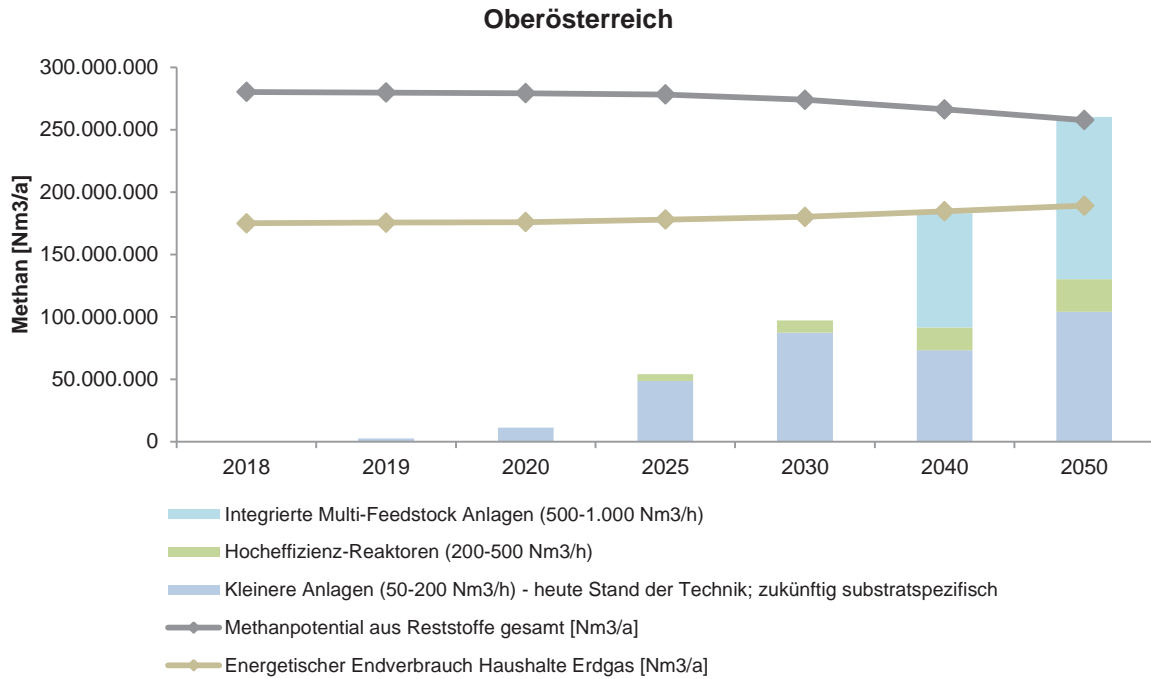
Quelle: eigene Darstellung



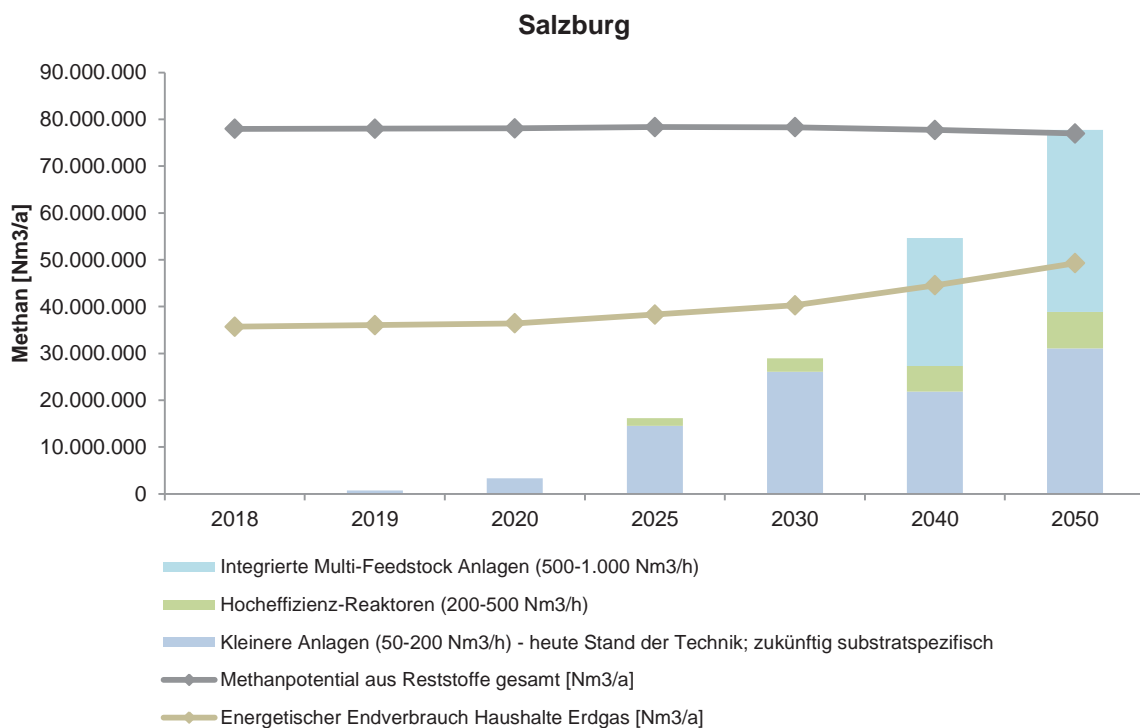
Quelle: eigene Darstellung



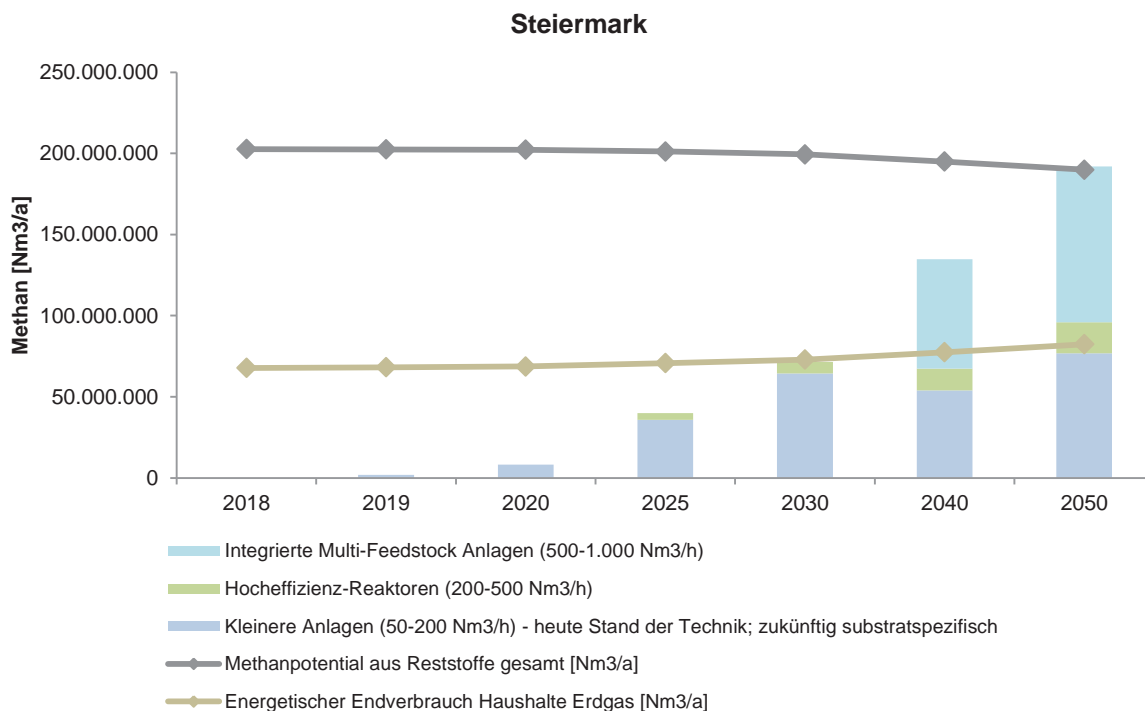
Quelle: eigene Darstellung



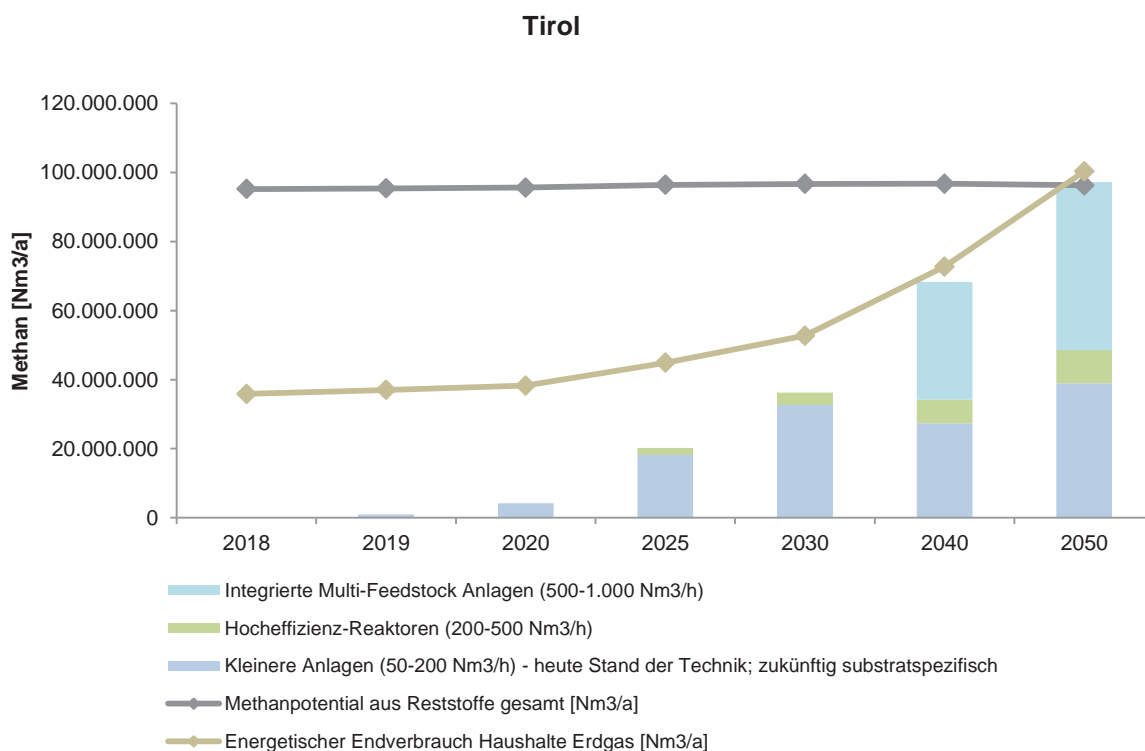
Quelle: eigene Darstellung



Quelle: eigene Darstellung

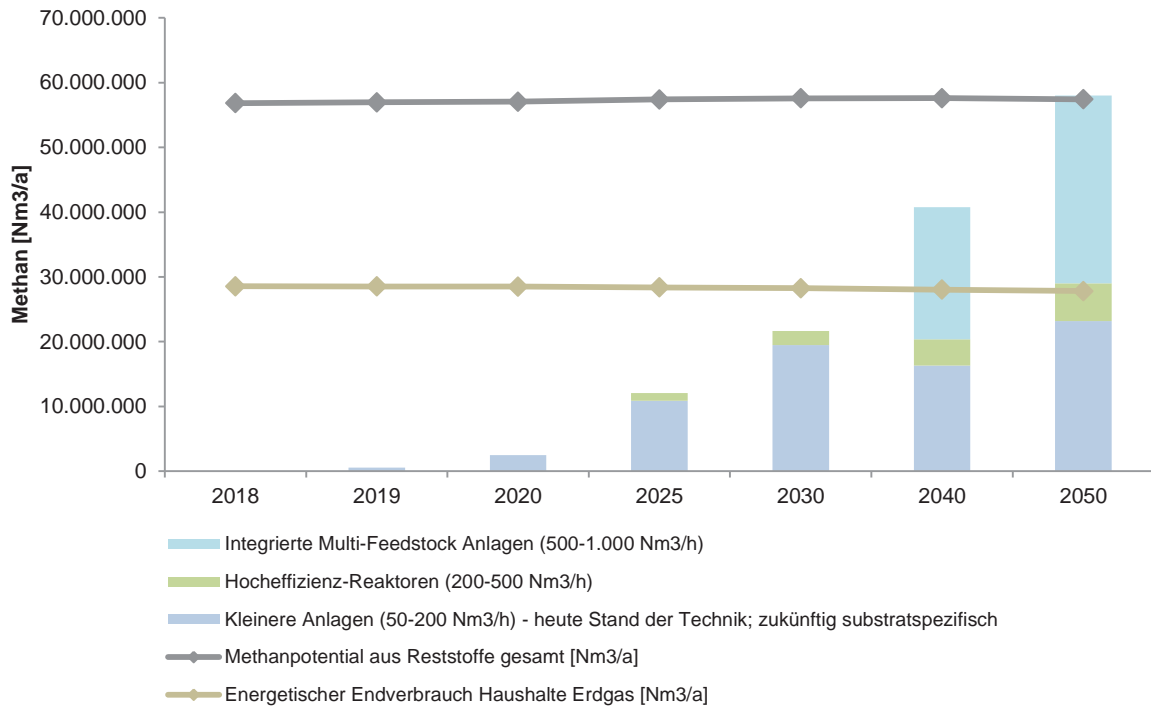


Quelle: eigene Darstellung



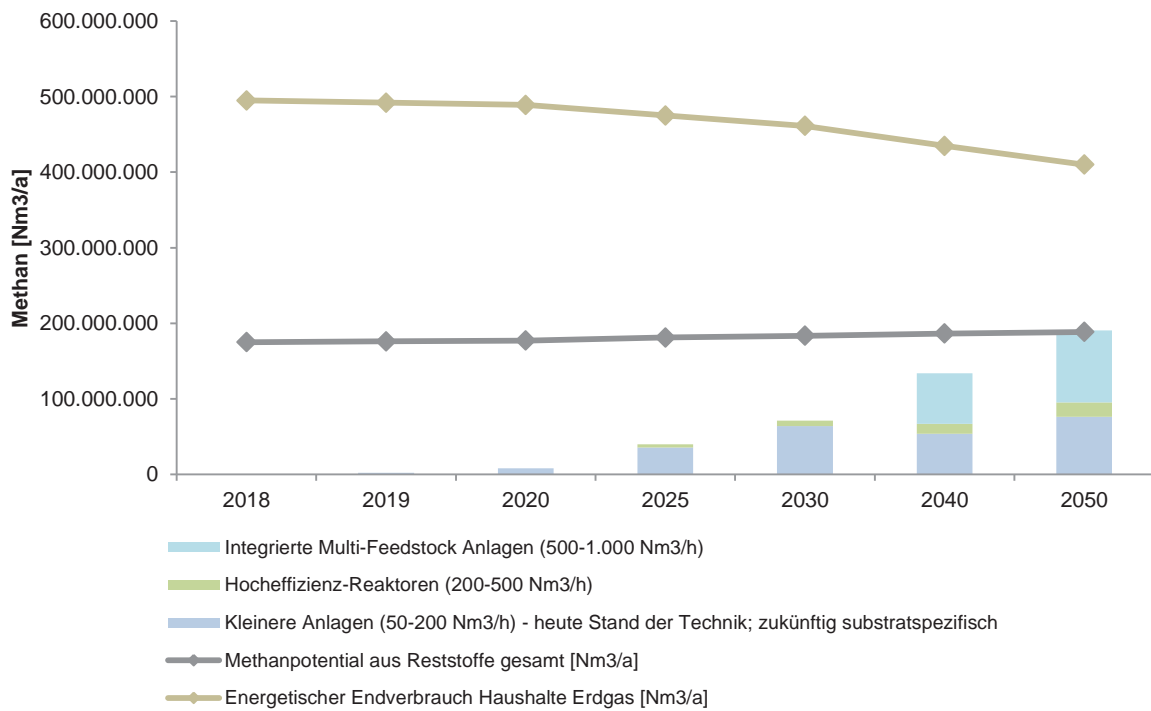
Quelle: eigene Darstellung

Vorarlberg



Quelle: eigene Darstellung

Wien



Quelle: eigene Darstellung

2.5 Methan bzw. Wasserstoffpotential aus Power-to-Gas-Anlagen

Neben dem Biomethanpotential wird auch jenes von synthetischem Methan bzw. Wasserstoff, welche über den Power-to-Gas-Anlagen produziert werden erhoben. Basis hierfür ist eine Abschätzung der Stromproduktion aus fluktuierender Erzeugung und der sich daraus ergebenden Möglichkeit zur Nutzung dieses Stroms in Power-to-Gas-Anlagen.

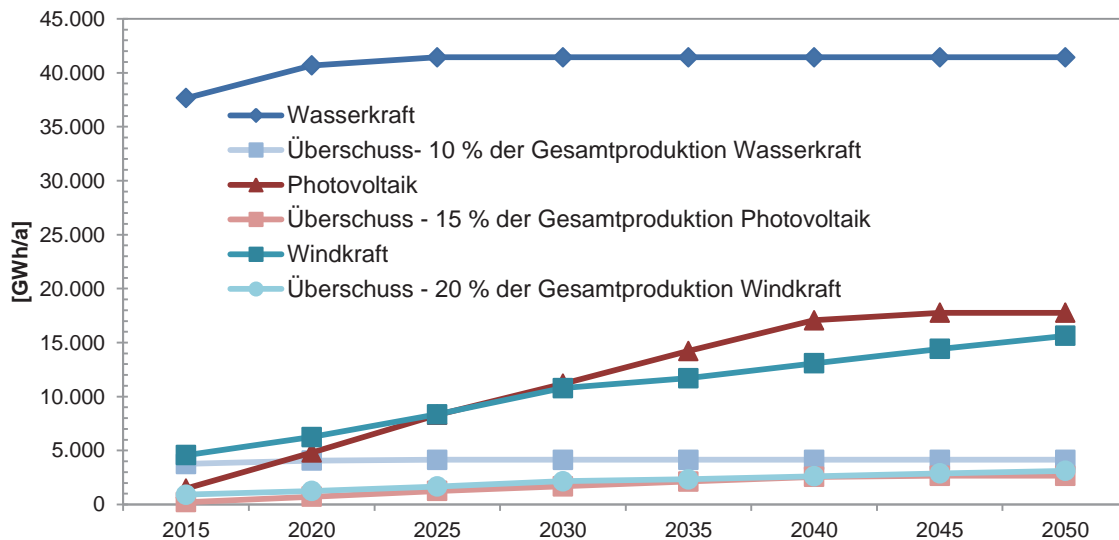
Ausgangspunkt für die Abschätzung des theoretischen Potentials an synthetischem Methan aus Power-to-Gas-Anlagen ist die prognostizierte Entwicklung des Windkraftausbaus in Österreich. Es wird angenommen, dass zukünftig durch den Ausbau Überschussstrom generiert wird, der für die Erzeugung von Wasserstoff mittels Elektrolyse genutzt werden kann. Strom aus nicht-regenerativen Ressourcen wird per Annahme nicht für die Erzeugung von synthetischem Methan herangezogen, denn dies verschlechtert die Umweltbilanz, insbesondere die Treibhausgasbilanz von synthetischem Methan deutlich [29]. Das für die Methanisierung notwendige CO₂ stammt einerseits aus Biomethanganlagen und andererseits stehen dafür in Österreich auch weitere Quellen zur Verfügung.

Ziel ist es, den in der vorliegenden Studie Ausbau des Biomethanerzeugungssystems mit jenem zur Erzeugung von synthetischem Methan in Power-to-Gas-Anlagen zu verknüpfen, um dadurch die Verfügbarkeit von „erneuerbarem“ Methan im Wärmemarkt langfristig zu erhöhen.

Um den basierend auf diesen Prognosen zu Verfügung stehenden Überschussstrom abzuschätzen, wird davon ausgegangen, dass rund 20 % der installierten Windkraftleistung, 15 % der Photovoltaikleistung und 10 % der Wasserkraft als Überschussstrom zur Verfügung stehen werden [30]. *Es muss in diesem Zusammenhang erwähnt werden, dass der tatsächlich Ausbau der erneuerbaren Strombereitstellung und dessen zukünftiger Verlauf bzw. der Anteil an Überschüssen von den wirtschaftlichen und politischen Rahmenbedingungen abhängen wird.*

Abbildung 2-33 zeigt die Entwicklung der Stromerzeugung aus Photovoltaik, Wasserkraft und Windkraft sowie den angenommenen Anteil an Überschüssen, die als Energiequelle für Power-to-Gas Anlagen in Frage kommen.

Abbildung 2-33: Prognose der Stromerzeugung und Annahme Überschussenergie aus Wind, PV und Wasserkraft



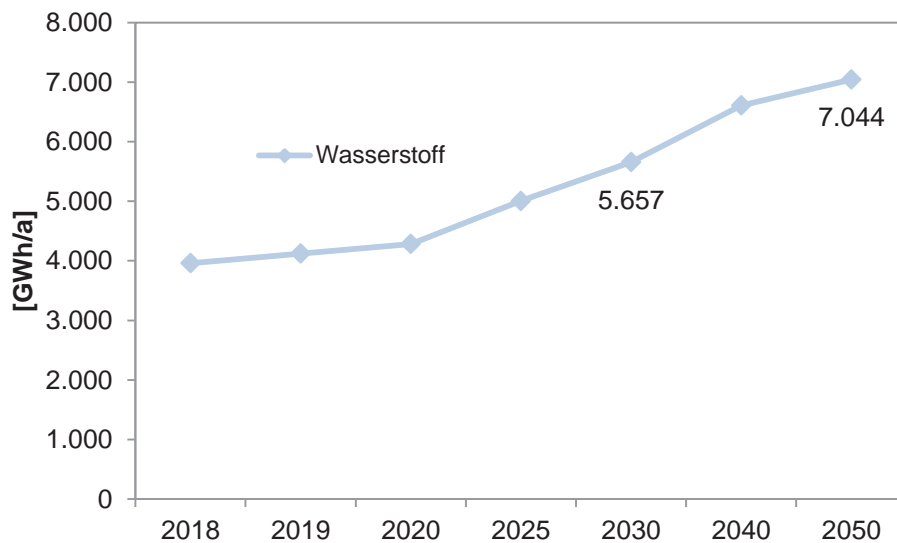
Quelle: eigene Darstellung und Berechnung basierend auf [30]

Um aus der Verfügbarkeit von elektrischer Energie das theoretische H₂-Potential bzw. in weiterer Folge das theoretische synthetische CH₄-Potential abzuleiten bedarf es der Festlegung von Koeffizienten für die Umwandlungseffizienz in den Prozessschritten sowie von Volllaststunden pro Jahr [29]:

- Strom-Input Elektrolyse: 5 kWh/m³ H₂
- H₂-Input Methanisierung: 0,5 kg H₂/kg CH₄
- CO₂-Input Methanisierung: 2,75 kg CO₂/kg CH₄
- Volllaststunden Elektrolyse: 2.500 h/a
- Volllaststunden Methanisierung: 2.500/h/a

Auf Basis der dargestellten Annahmen kann für Österreich im Jahr 2030 ein theoretisches H₂-Erzeugungspotential i.H.v. 5.657 GWh und im Jahr 2050 i.H.v. 7.044 GWh ausgemacht werden (siehe Abbildung 2-34).

Abbildung 2-34: Theoretisches Potential der H₂-Erzeugung mittels Elektrolyse unter Einsatz von Überschussstrom in Österreich

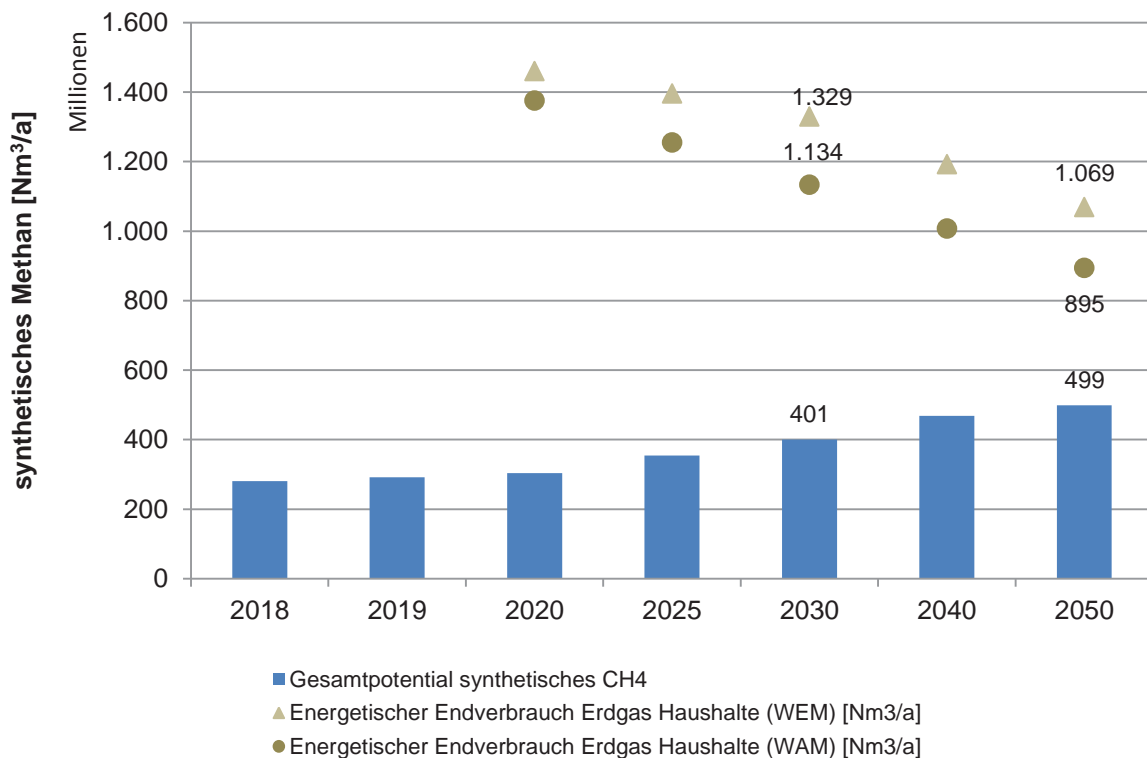


Quelle: eigene Berechnung

Im Rahmen der vorliegenden Studie wird angenommen, dass das gesamte theoretische H₂-Potential in der Methanisierung eingesetzt wird. Wie bereits erwähnt ist der Inputfaktor CO₂ nicht als limitierend anzusehen, da dieses aus den Biomethananlagen (siehe auch Kapitel 2.4.4) vorliegt und in Österreich weitere CO₂-Quellen verfügbar sind (siehe Kapitel 2.7).

Abbildung 2-35 zeigt das theoretische Erzeugungspotential an synthetischem Methan in Österreich im Vergleich mit dem energetischen Endverbrauch der Haushalte. Der zukünftige energetische Endverbrauch der Haushalte wird aus den vom Umweltbundesamt entwickelten energiewirtschaftlichen Szenarien „WEM – with existing measures“ und „WAM – with additional measures“ übernommen [31].

Abbildung 2-35: Theoretisches Erzeugungspotential an synthetischem Methan in Power-to-Gas Anlagen in Österreich im Vergleich mit Energetischen Endverbrauch an Erdgas der Haushalte



Quelle: eigne Darstellung

Insgesamt liegt das theoretische Potential an synthetischem Methan unter den gegebenen Annahmen im Jahr 2020 bei 303 Mio. Nm³/a im Jahr 2030 bei 401 Mio. Nm³/a und im Jahr 2050 bei rund 499 Mio. Nm³/a. Das entspricht im Jahr 2030 in etwa 30 % bzw. 35 % des energetischen Endverbrauches der Haushalte je nach betrachtetem energiewirtschaftlichem Szenario (WEM bzw. WAM) [31].

In einem nächsten Schritt werden die Ausbaupotentiale für Power-to-Gas Anlagen in Österreich abgeschätzt. In Analogie zum Ausbau an Biomethananlagen (siehe dazu Kapitel 2.4.4) wird auch für den Ausbau der Power-to-Gas Anlagen ein stufenweiser Ausbau angenommen.

Bis 2020 werden vorwiegend kleinere Anlagen in einem Leistungsbereich zwischen 0,5 und 1 MW installiert sein. Anschließend wird auch der Ausbau mittlerer Anlagengrößen zwischen 1-5 MW forciert werden, wobei diese per Annahme 10 % der gesamten installierten Leistung an Power-to-Gas Anlagen abdecken werden. Ab 2025 ist zudem anzunehmen, dass vermehrt Anlagen in einem Leistungsbereich zwischen 5-10 MW installiert werden. Insgesamt stellen diese rund 50 % der installierten Leistung bereit und ab 2040 65 % der gesamten installierten Leistung.

Es wird davon ausgegangen, dass mit zunehmender technologischer Reife die installierten Leistungsgrößen in Zukunft ansteigen werden, um auch aus wirtschaftlicher Sicht die economy-of-scale optimal nutzen zu können.

Abbildung 2-36 zeigt die Abschätzung eines möglichen Ausbaus von Power-to-Gas Anlagen inklusiver Methanisierung in Österreich bis 2050. Limitierender Faktor ist die Verfügbarkeit

von „Überschussenergie“ aus dem prognostizierten Ausbau der auf PV, Wasserkraft und Windkraft basierenden Stromerzeugung. Es wird angenommen, dass der Ausbau der Power-to-Gas Anlagen zur Methanisierung im Jahr 2020 startet, da aufgrund von Planungs- und Genehmigungsverfahren mit einer Vorlaufzeit von in etwa 2 Jahren zu rechnen ist.

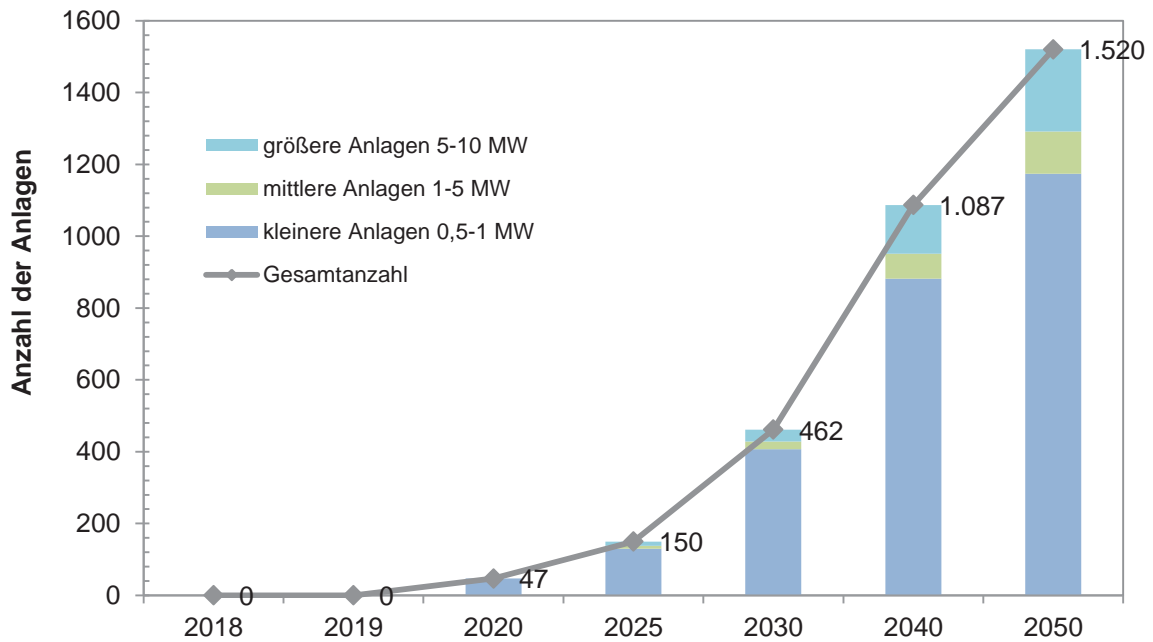
Folgenden Annahmen bestimmen den gezeigten Ausbau (siehe Abbildung 2-36) von Power-to-Gas Anlagen:

- Annahmen zum Ausbau des theoretischen Potentials an synthetischem Methan aus PtG-Anlagen:
 - Ziel: Realisierung des gesamten abgeschätzten Potentials bis 2050 (~ 499 Mio. Nm³)
 - Beginn des Ausbaus im Jahr 2020.
 - Jährliche Ausbaurrate 2020 bis 2025: 1%
 - Jährliche Ausbaurrate 2025 bis 2030: 2 %
 - Jährliche Ausbaurrate 2030 bis 2050: ~ 5 %

Von den insgesamt 1.520 Power-to-Gas Anlagen werden bis zum Jahr 2050 1.174 Anlagen im kleineren Leistungsbereich zwischen 0,5-1 MW realisiert werden können. Weitere 117 Anlagen werden im mittleren Leistungsbereich zwischen 1-5 MW angesiedelt sein und 229 Anlagen im Leistungsbereich von 5-10 MW.

Diese Abschätzung bezieht keine Überlegungen hinsichtlich der Kapazität des Erdgasleitungsnetzes mit ein. Ebenso fließen hier wirtschaftliche Überlegungen hinsichtlich Investition und Geschäftsmodellen nicht mit ein. Es handelt sich um eine rein erzeugungsseitige Betrachtung.

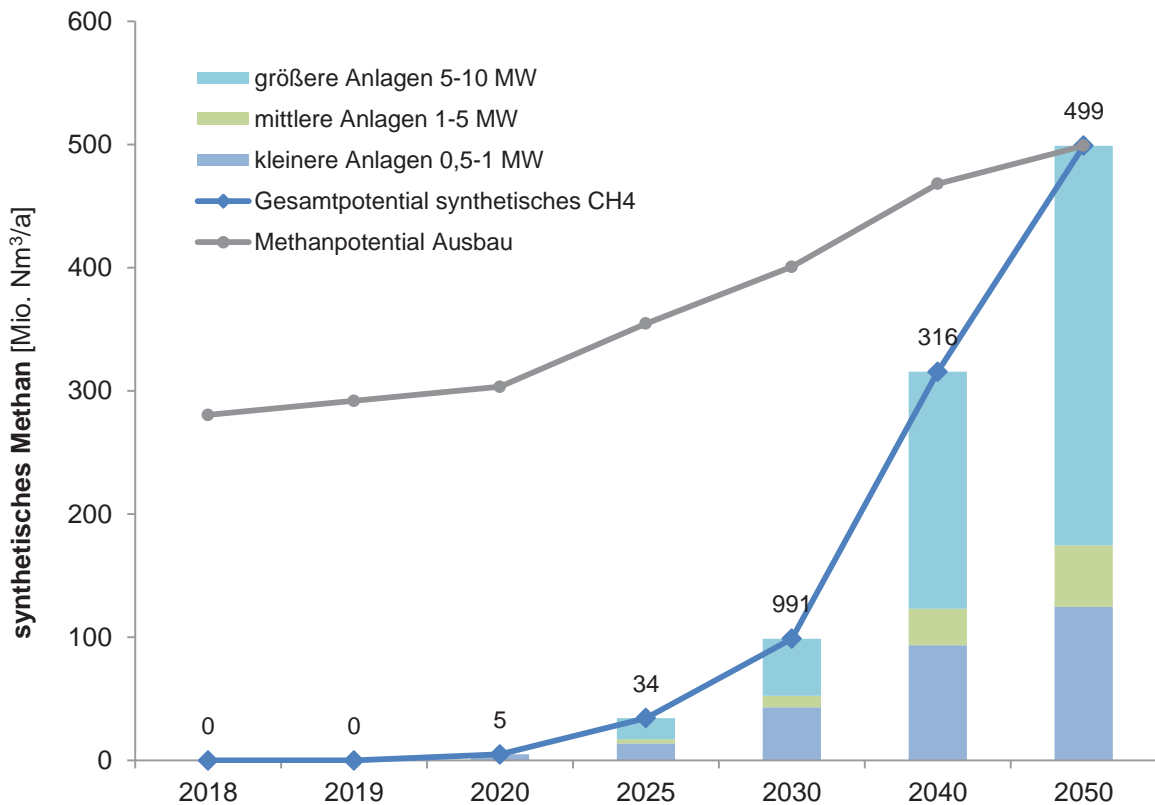
Abbildung 2-36: Abschätzung eines möglichen Ausbaus von Power-to-Gas Methanisierungsanlagen – Anzahl der Anlagen



Quelle: eigene Darstellung

In Abbildung 2-37 wird der mögliche Ausbau von Power-to-Gas Anlagen anhand des theoretischen Potentials an synthetischem Methan in Nm^3/a dargestellt. Ziel ist es, bis 2050, das gesamte Potential an synthetischem Methan auszuschöpfen. Auf Basis der abgeschätzten Anzahl an Anlage in den betrachteten Leistungsgrößen, ergibt sich ein sukzessiver Ausbau der Hebung des Potentials. Ab dem Jahr 2040 wird ein Großteil des synthetischen Methans in Anlagen der Leistungsklasse 5-10 MW produziert.

Abbildung 2-37: Abschätzung eines möglichen Ausbaus von Power-to-Gas Anlagen für Österreich im Vergleich zum gesamten Potential an synthetischem Methan

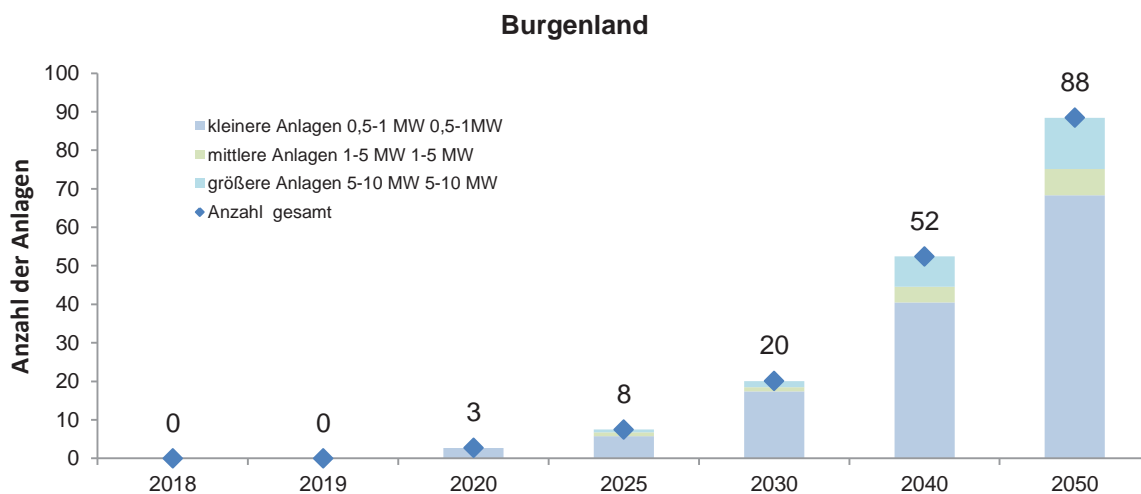


Quelle: eigene Darstellung

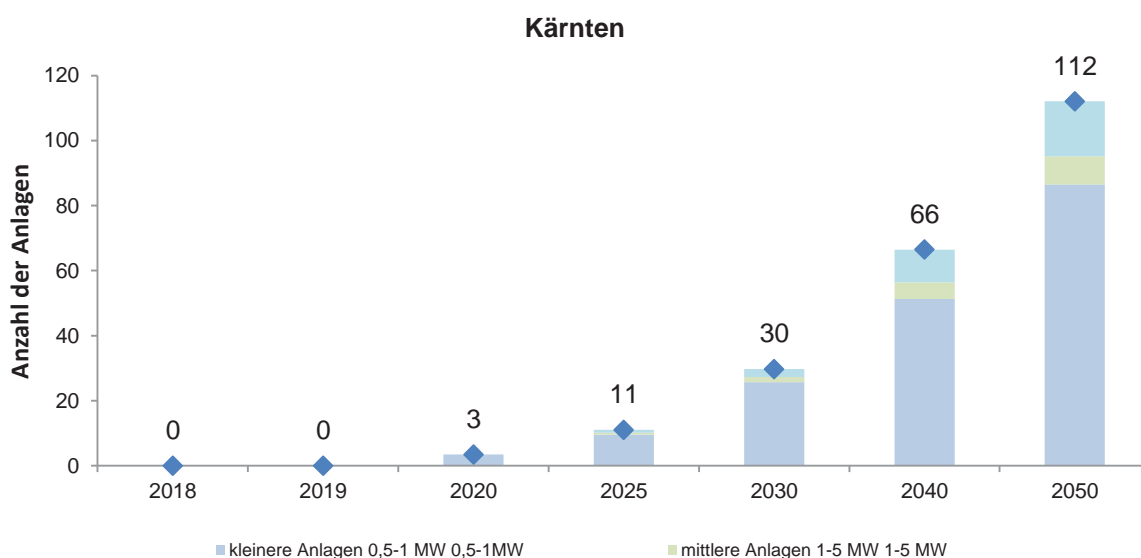
Nachfolgend wird das ermittelte theoretische Potential auf Bundesländerebene dargestellt. Dazu wird das auf Bundesebene abgeschätzte Potential anteilig mittels des abgeschätzten theoretischen Biomethanpotentials (siehe Kapitel 2.4.4) auf die österreichischen Bundesländer aufgeteilt – je mehr Biomethanpotential in einem Bundesland abgeschätzt werden kann, desto mehr Potential an synthetischem Methan kann dort realisiert werden. Dies folgt der Annahme, dass zukünftig eine verstärkte Kopplung der Systeme stattfinden wird, um auch eine Bündelung der Infrastruktur zu erreichen. Die Biomethanerzeugung dient als CO₂-Quelle für die Methanisierung und somit scheint der Ansatz gerechtfertigt, die Lokalisierung der Potentiale an synthetischem Methan an jene des Biomethanpotentials zu knüpfen. Zudem ermöglicht diese Annahme eine Verschränkung der beiden Systeme, um „erneuerbares“ Methan am Wärmemarkt optimal zu nutzen.

Es handelt sich um eine erzeugungsseitiger Betrachtungen ohne der Berücksichtigung von den regionalen infrastrukturellen Gegebenheiten.

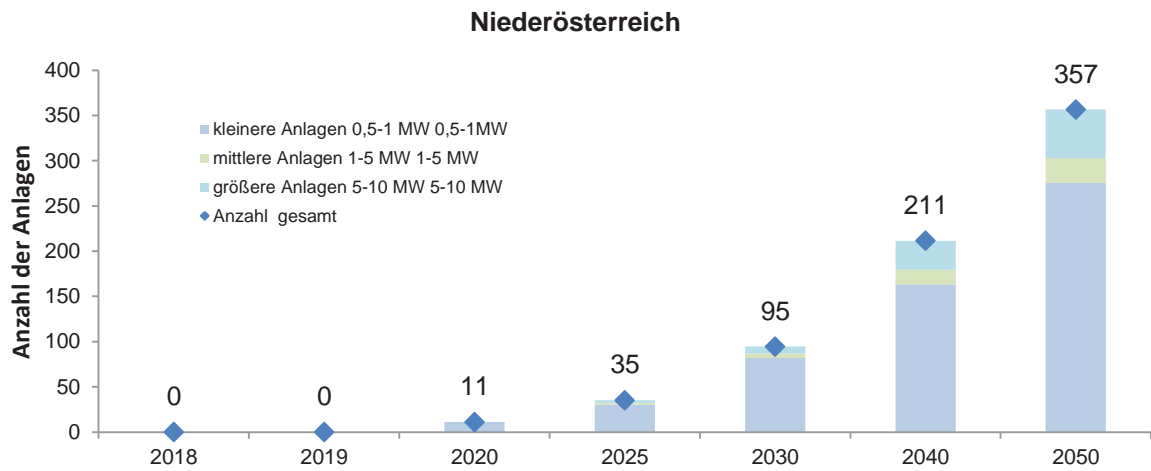
Abbildung 2-38: Abschätzung eines möglichen Ausbaus von Power-to-Gas-Anlagen – Anzahl der Anlagen – auf Ebene der österreichischen Bundesländer



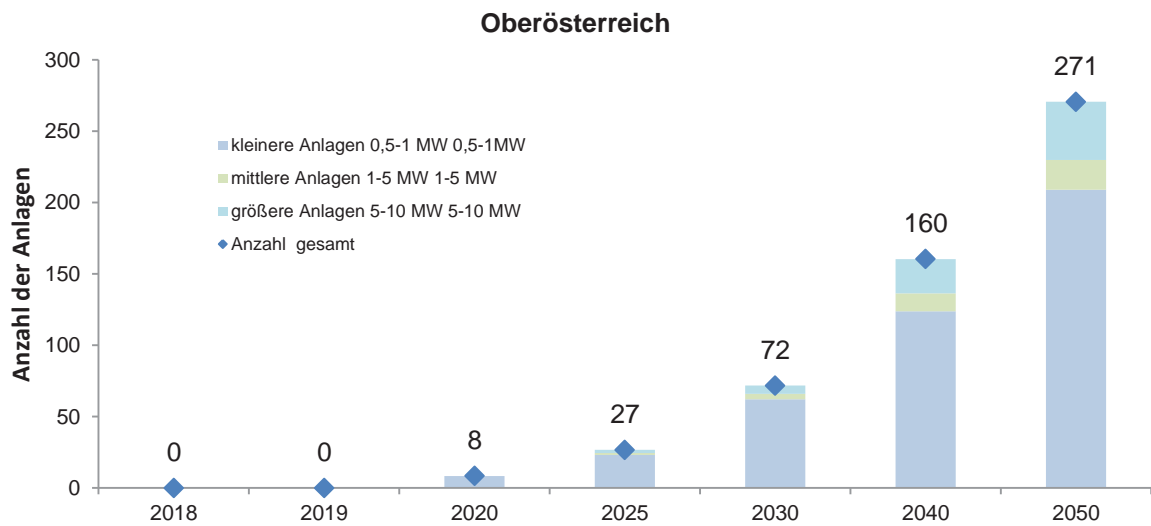
Quelle: eigene Darstellung



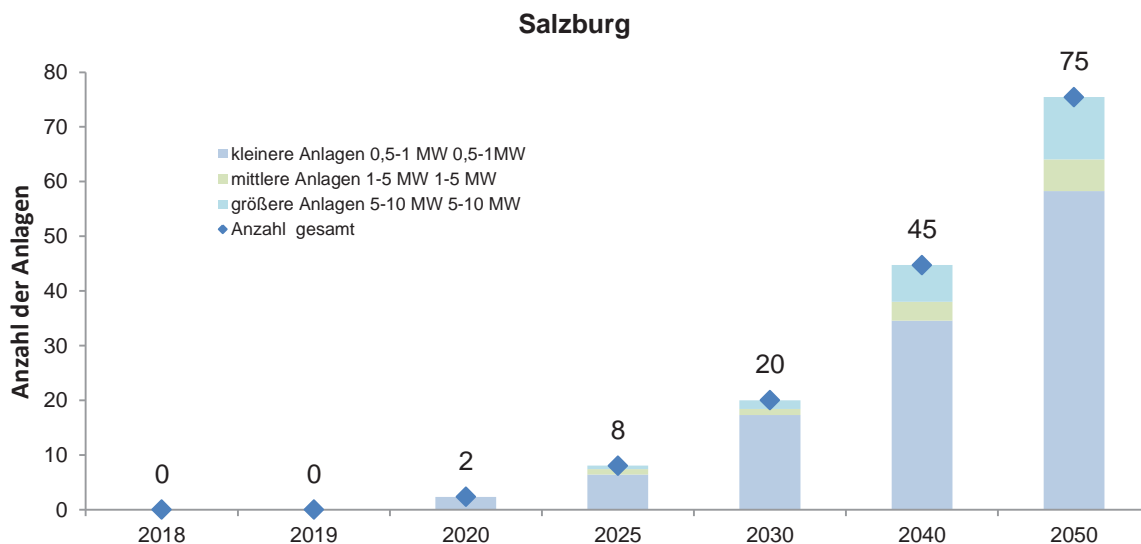
Quelle: eigene Darstellung



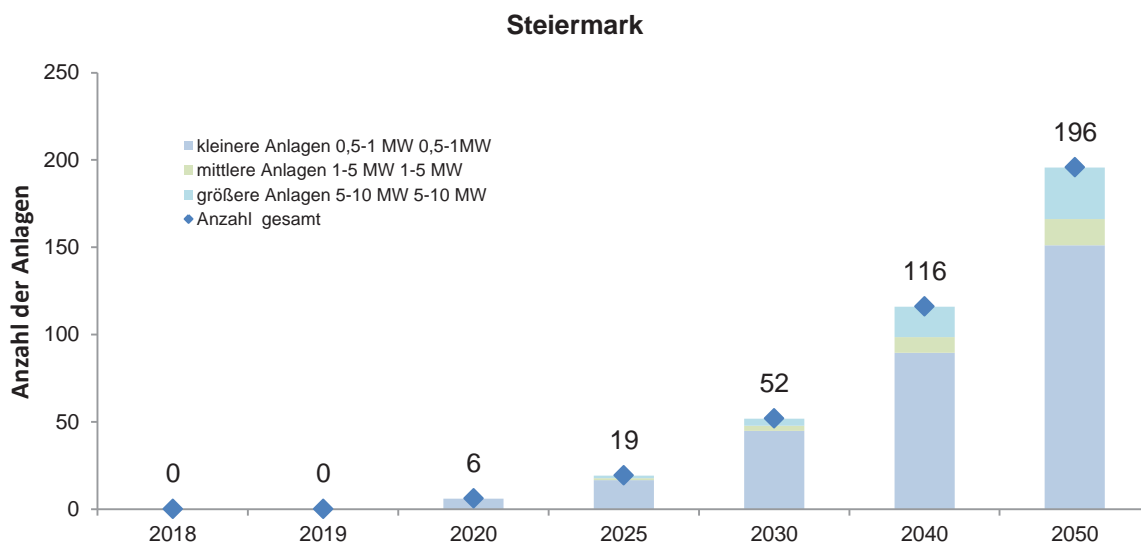
Quelle: eigene Darstellung



Quelle: eigene Darstellung

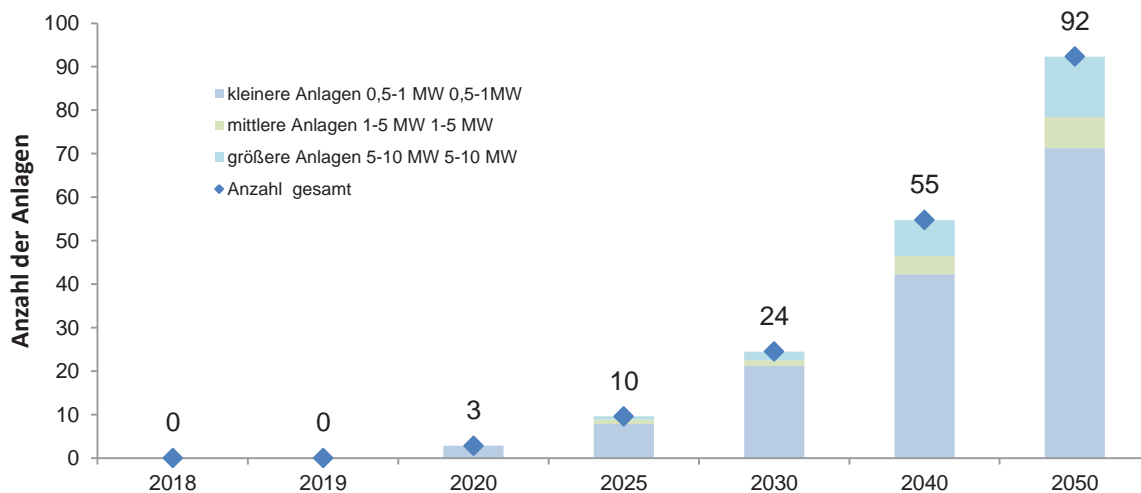


Quelle: eigene Darstellung



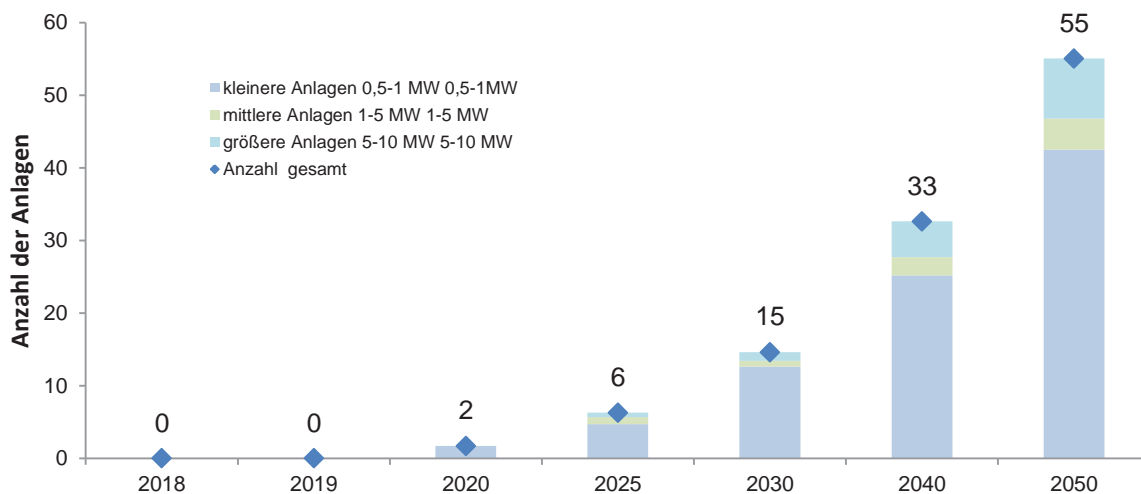
Quelle: eigene Darstellung

Tirol

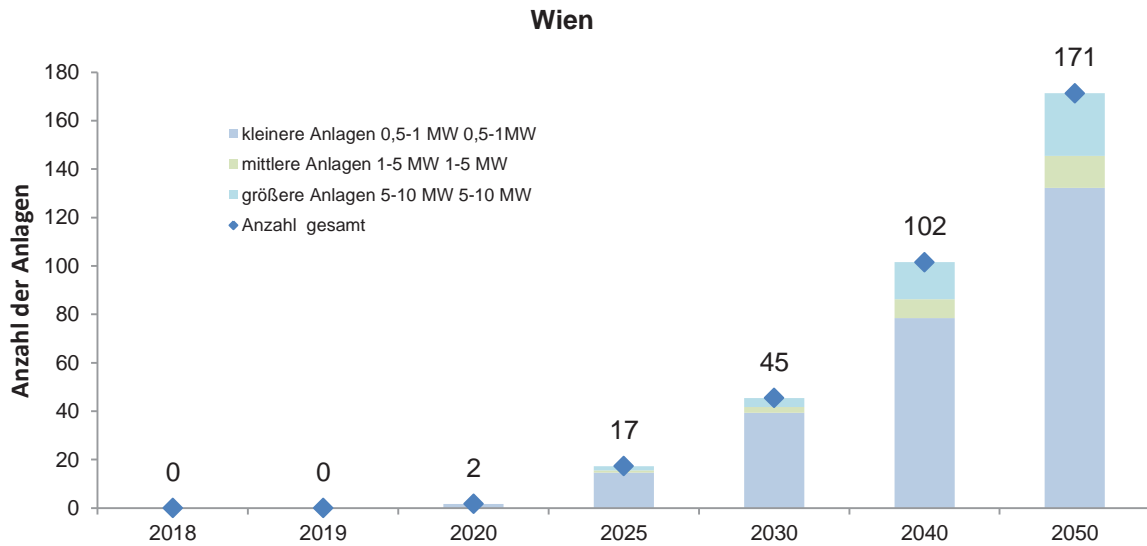


Quelle: eigene Darstellung

Vorarlberg

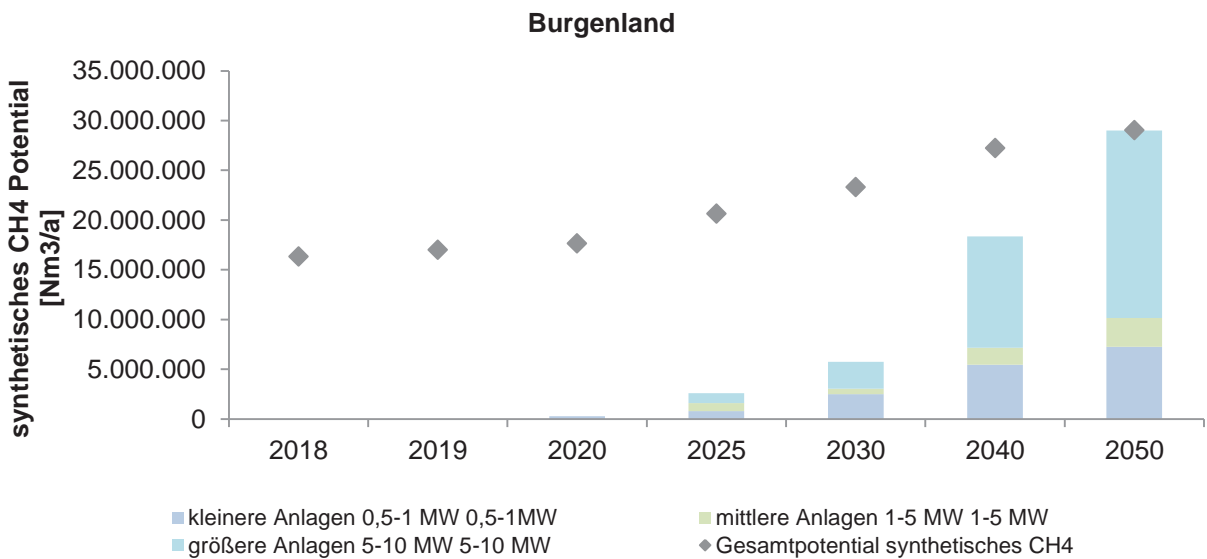


Quelle: eigene Darstellung

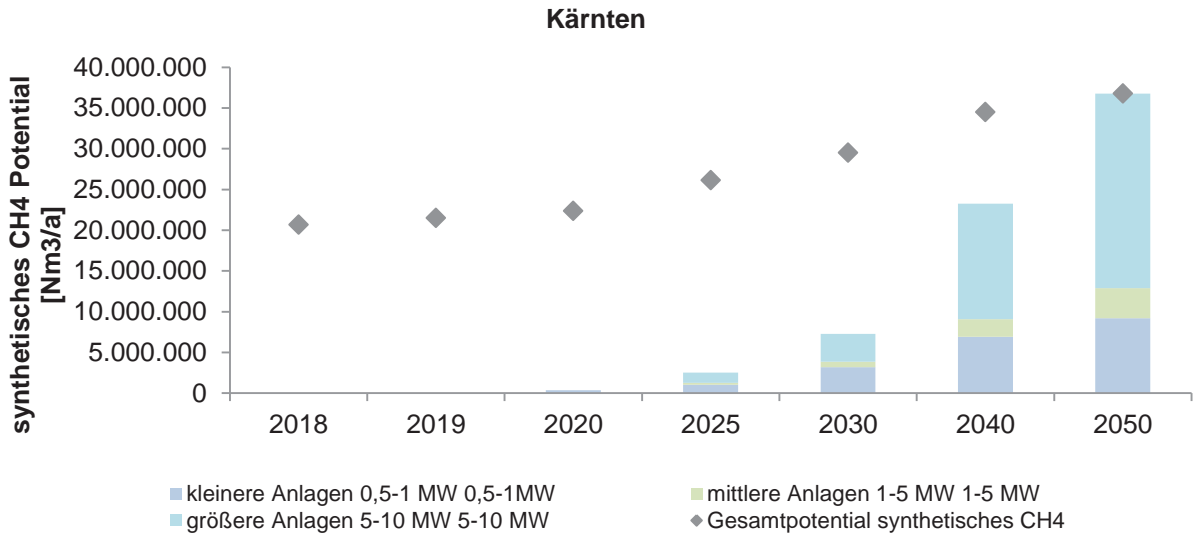


Quelle: eigene Darstellung

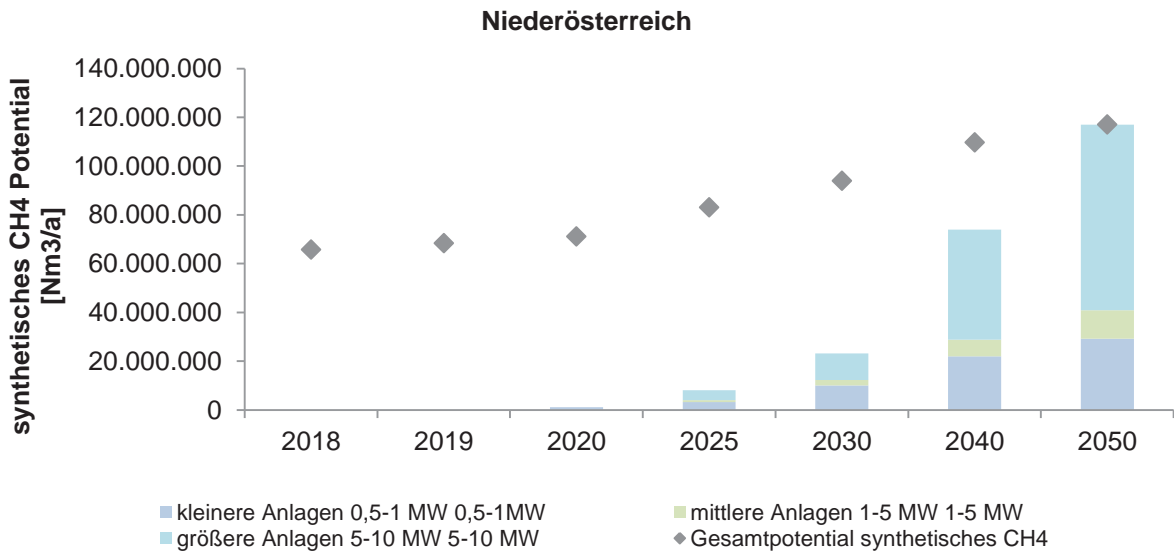
Abbildung 2-39: Abschätzung eines möglichen Ausbaus von Power-to-Gas Anlagen für die österreichischen Bundesländer im Vergleich zum gesamten Potential an synthetischem Methan



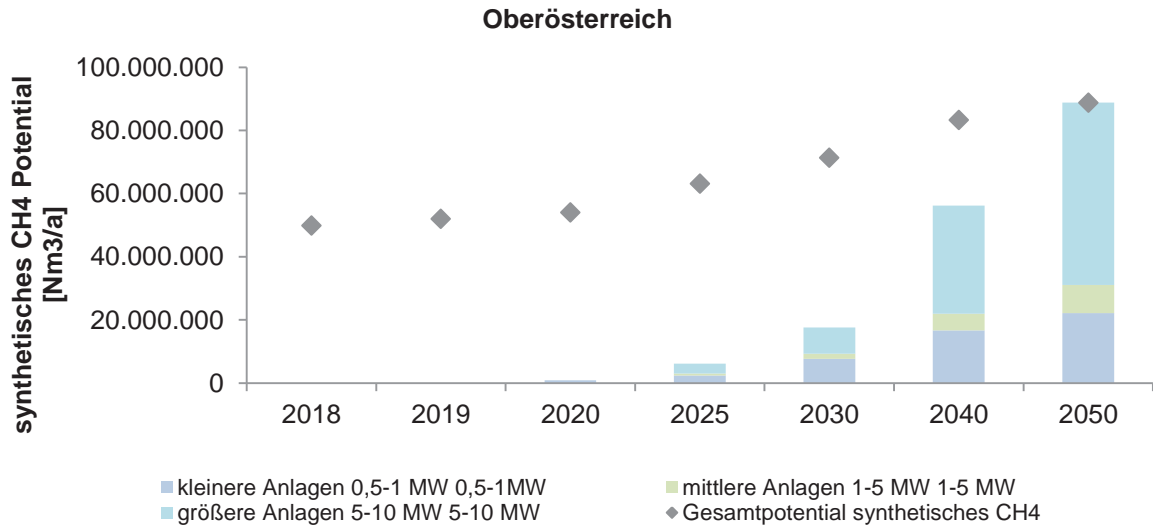
Quelle: eigene Darstellung



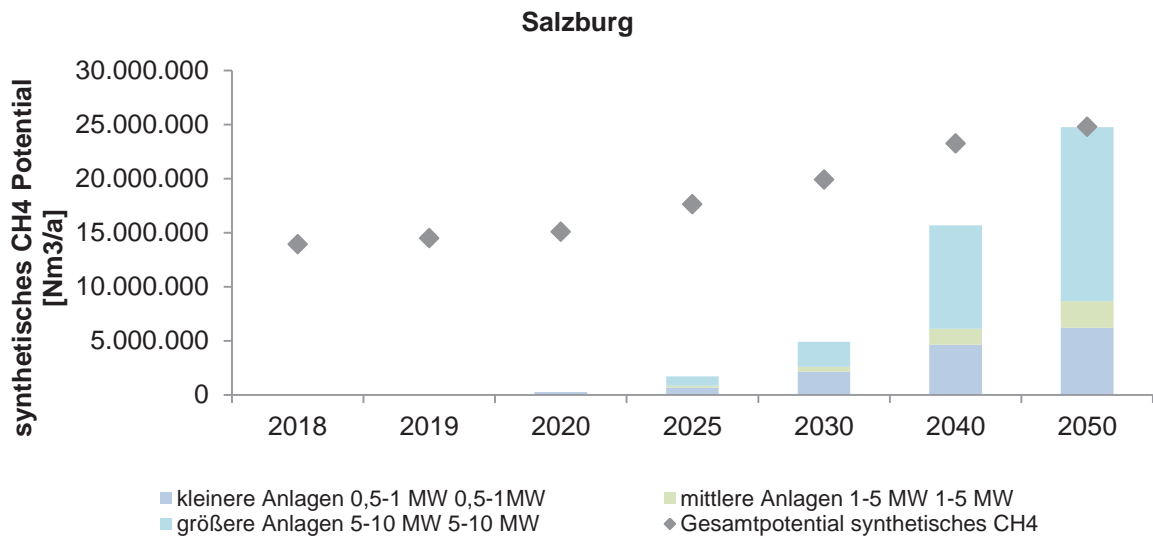
Quelle: eigene Darstellung



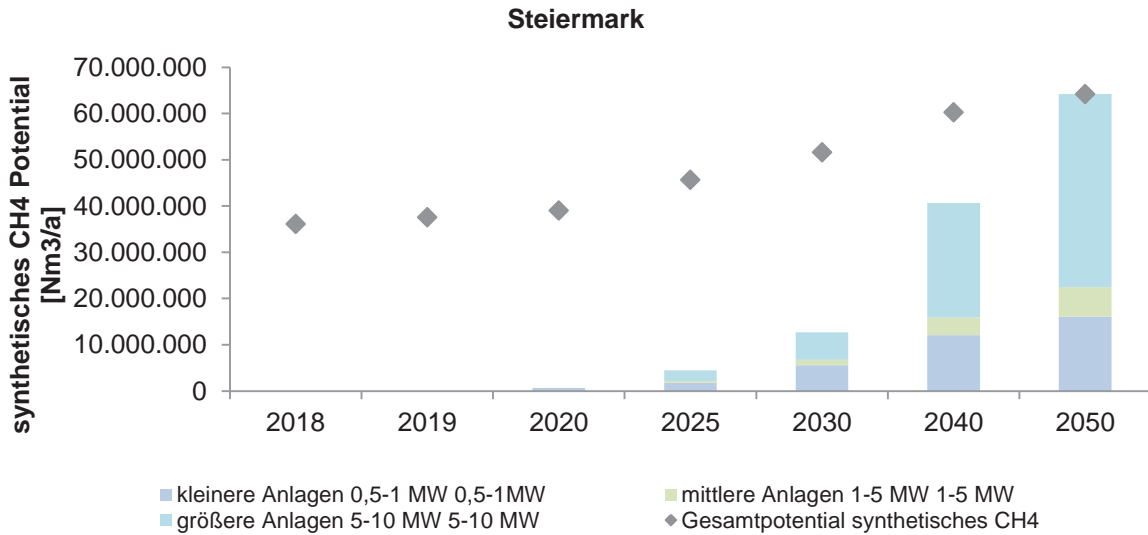
Quelle: eigene Darstellung



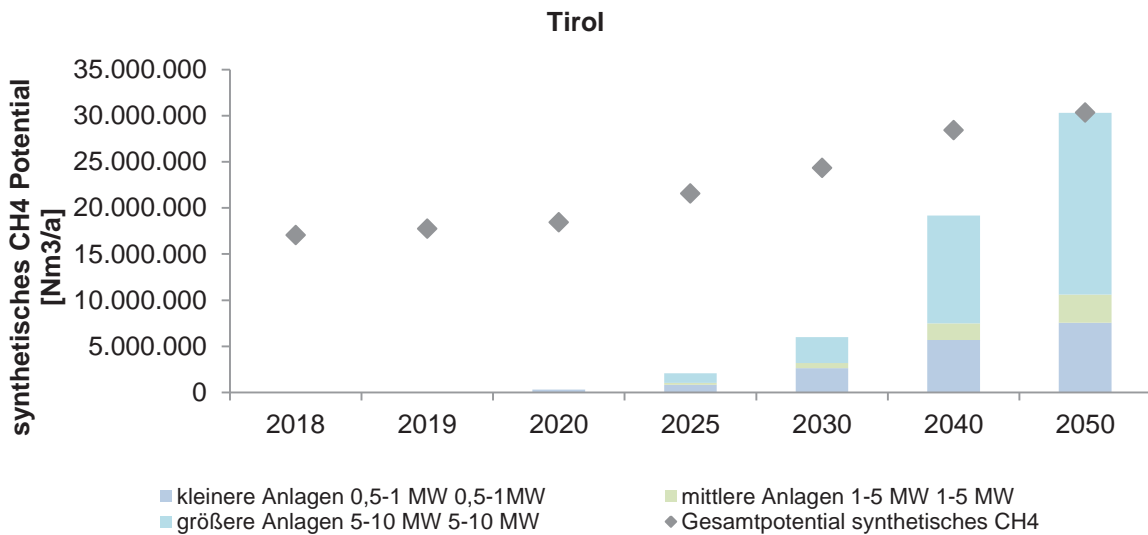
Quelle: eigene Darstellung



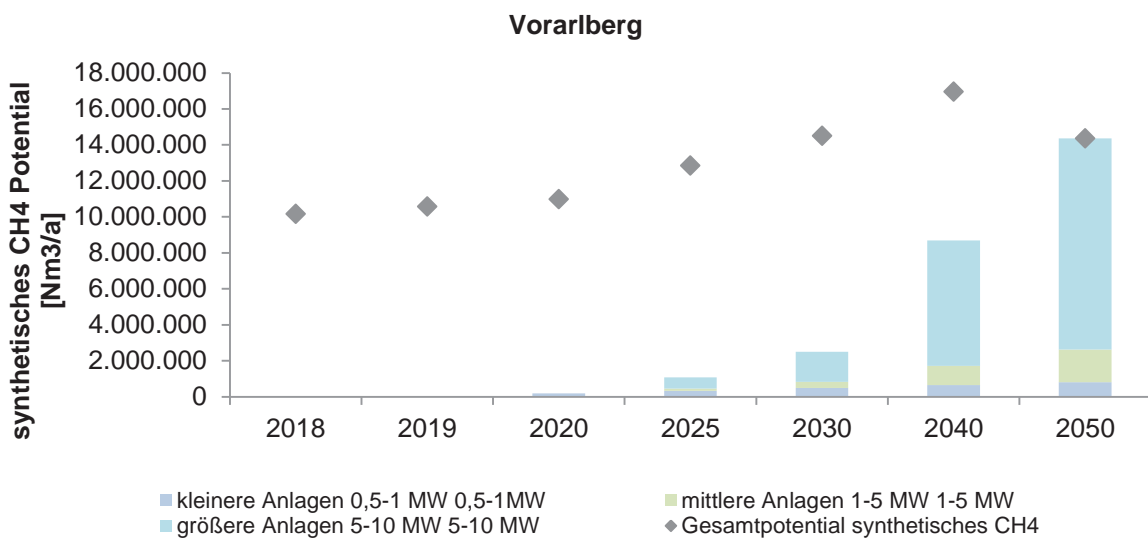
Quelle: eigene Darstellung



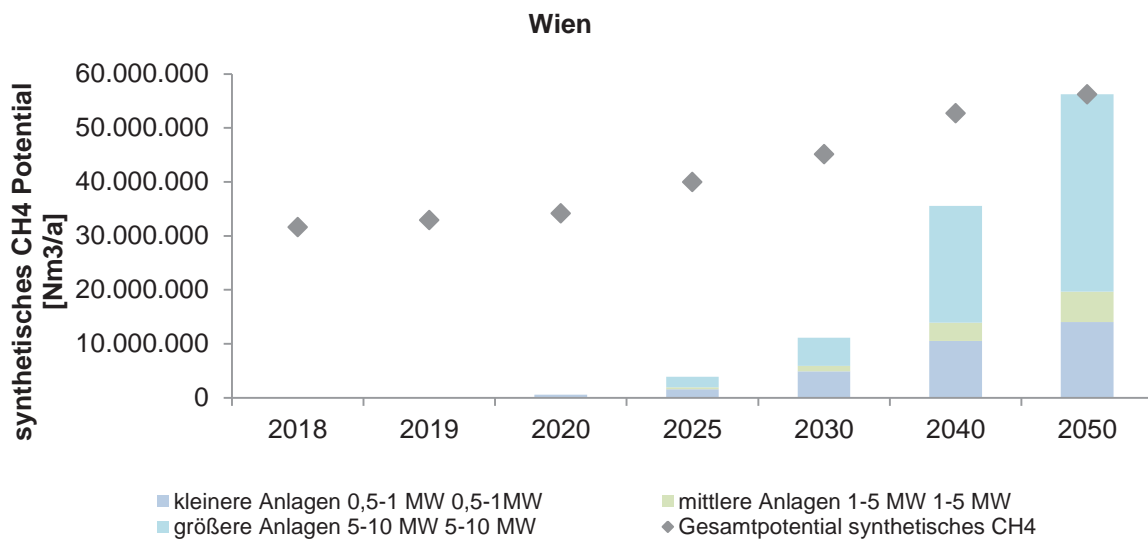
Quelle: eigene Darstellung



Quelle: eigene Darstellung



Quelle: eigene Darstellung



Quelle: eigene Darstellung

2.6 Potential der Wasserstoffeinspeisung in das österreichische Erdgasnetz

Das Potential der Wasserstoffeinspeisung in das österreichische Erdgasnetz von mehreren Einflussfaktoren ab. Wesentliche Bedeutung kommt hierbei Normen und Richtlinien wie der ÖVGW-RL 31 zu, welche den maximalen Volumenanteil von H₂ im Erdgas sowie die Einhaltung brenntechnischer Kennwerte (Wobbe-Index, Brennwert, relative Dichte) regeln. Weitere begrenzende Faktoren der H₂-Einspeisung sind die Verträglichkeit der Komponenten und Materialien in der Erdgasinfrastruktur sowie die tages- und jahreszeitlichen Schwankungen des Erdgasdurchflusses. Bei Transportleitungen bestimmen zudem in vielen Fällen weniger die physikalischen Eigenschaften als Gaslieferverträge, ob über die Leitung Erdgas fließt, was sich erheblich auf das H₂-Potential im jeweiligen Netzabschnitt auswirken kann.

Die Einspeisung von Wasserstoff ist je nach Netzebene, örtlichen Gegebenheiten und Abnehmerstruktur gesondert zu betrachten. Bei Transitleitungen ist zu beachten, dass die Gasqualität je nach Herkunft des Erdgases unterschiedlich und bereits Wasserstoff enthalten sein kann. Hierbei ist zu klären ob eine zusätzliche H₂-Einspeisung und eine Weiterleitung in das jeweilige Nachbarland möglich sind. Durch Verträge und häufiger wechselnder Ein- und Ausspeichervorgänge sind die Durchflüsse und deren Richtung in den Transportleitung nur schwer vorherzusehen. Im Verteilnetz hingegen folgt der Durchfluss und die Richtung des Erdgases physikalischen Bedingungen, wobei der Absatz, abhängig von der jeweiligen Verbraucherstruktur, teilweise starken Schwankungen unterliegt.

Der maximale H₂-Anteil in Österreich liegt gemäß ÖVGW-RL 31 aktuell bei 4 vol.-% (und 2 vol.-% bei Erdgastankstellen). Hierbei liegt die Problematik jedoch darin, dass die Gasqualität im bestehenden Erdgasnetz vor allem an Übergabepunkten zu anderen Netzgebieten, Ländern sowie zu Erdgasspeichern gemessen wird. Brenntechnische Größe hängen im Wesentlichen von der Herkunft des Erdgases (Russland, Nordsee) ab. Anders wie die relative Dichte bereitet dabei der Wobbe-Index die geringsten Schwierigkeiten. So wird der Grenzwert für die relative Dichte für Erdgas aus Russland bereits bei einem

Volumenanteil von 4-5 vol.-% H₂ unterschritten. Der Wobbe-Index kann auch bei einem Volumenanteil von 15 vol.-% noch eingehalten werden, jedoch ist die Einhaltung der Grenzwerte für den Brennwert ab 10 vol.-% H₂ als kritisch zu sehen.

Hinsichtlich der H₂-Verträglichkeit einzelner Komponenten besteht vor allem bei Gasturbinen sowie Transport- und Speicherverdichtern Anpassungsbedarf. Weiterer Anpassungsbedarf besteht zudem auch bei CNG-Fahrzeugen (aktuell max. 2 vol.-% H₂) und Prozessgaschromatographen (aktuell kein H₂ messbar). Bezüglich der Verträglichkeit von H₂ in Porenspeicher ist hingegen von erheblichem Forschungsbedarf auszugehen.

Die Abschätzung des Potentials von Wasserstoff im österreichischen Erdgasnetz erfolgt anhand eines theoretischen Potentials (Jahresgasverbrauch), durch Berücksichtigung des unterschiedlichen Jahresgasverbrauchs der Industrie und der Haushalte, sowie in Anlehnung an die Berechnung der Gasaufnahmekapazität im Sommerlastfall durch Hofmann et al. (2005). Die Ergebnisse für aktuelle sowie zukünftig mögliche Rahmenbedingungen und Grenzwerte sind in Abbildung zusammengefasst. Zusätzlich sind in der Abbildung jene Komponenten im Erdgasnetz aufgeführt, bei denen noch Forschungs- oder zumindest Anpassungsbedarf besteht. Die Größe der Quadrate gibt Auskunft über die Höhe des Potentials in Relation zu den jeweils anderen Berechnungsmethoden.

Abbildung 2-40: Potential der jährlichen H₂-Einspeisung in das österreichische Erdgasnetz.

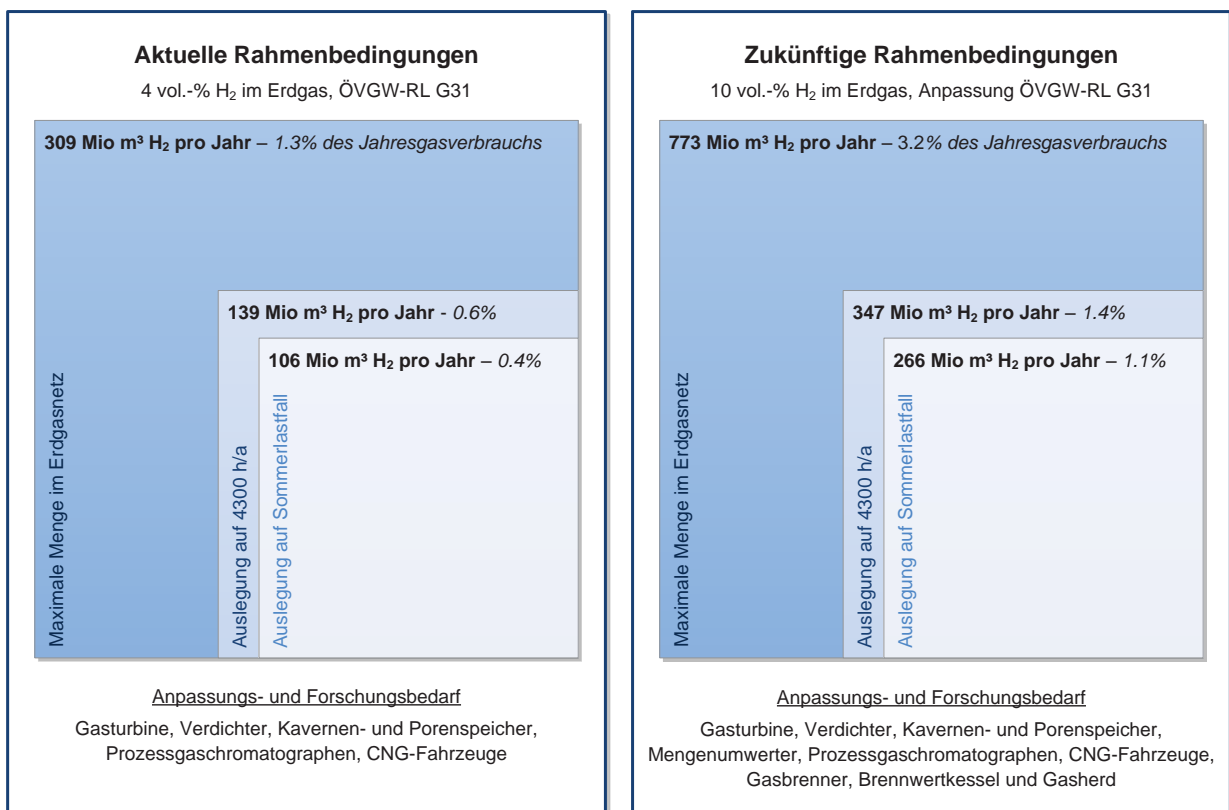


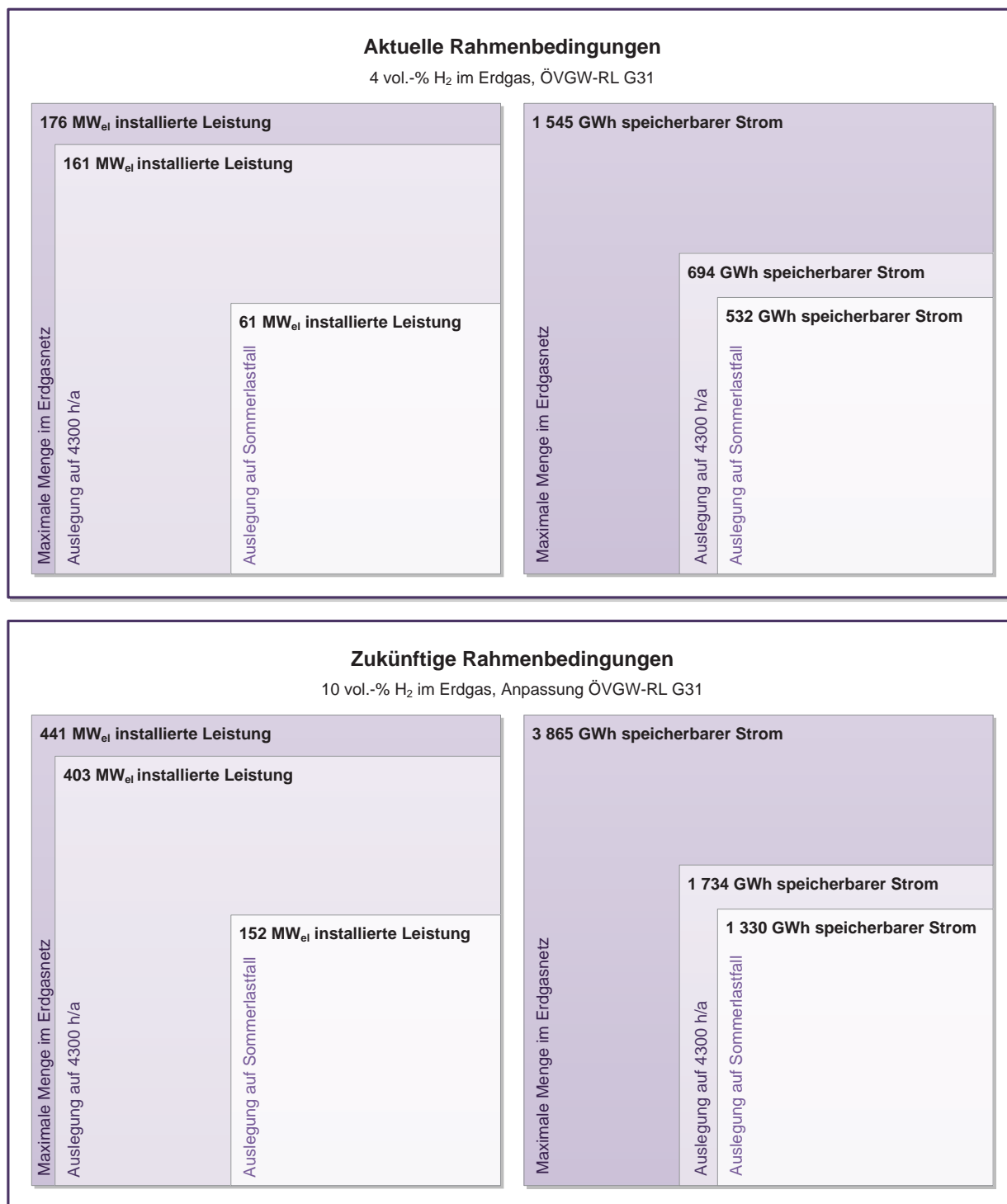
Abbildung 2-40 zeigt das Potential der H₂-Einspeisung in das österreichische Erdgasnetz für verschiedene Berechnungsmethoden. Die Berechnung der maximalen Menge an H₂ im Erdgasnetz berücksichtigt dabei nicht die großen Unterschiede des Erdgasdurchflusses im Jahresverlauf und stellt das theoretische Potential dar. Wird davon ausgegangen, dass nicht

das ganze Jahr durchgehend Wasserstoff produziert wird (4.300 Volllaststunden pro Jahr), so reduziert sich das Potential deutlich. Eine Auslegung der Einspeisung auf den Sommerlastfall (8h-Mittelwert) reduziert das Gesamtpotential nochmals, jedoch kann in diesem Fall unabhängig vom tatsächlichen Gasdurchfluss ganzjährig eingespeist werden. Über ein ganzes Jahr gesehen liegt das Potential bei Auslegung auf den Sommerlastfall also nur geringfügig unter jenem bei 4300 Volllaststunden pro Jahr. In Abbildung 2-40 wird die einspeisbare Menge auch in % des Jahresgasverbrauchs angegeben. Hier ist anzumerken, dass die volumetrische Energiedichte von Wasserstoff geringer ist als jene von Methan (ca. 1/3 des Brennwertes von Methan). Bei einem Volumenanteil von 4 vol.-% Wasserstoff werden somit in Hinblick auf den Energieinhalt nur 1,3% des Jahresgasverbrauchs ersetzt.

In der Analyse unterschiedlicher Beispielnetze konnte gezeigt werden, dass es allerdings besonders in Netzabschnitten mit vorwiegend Industriekunden keine typischen Verbrauchsprofile gibt. Auch die Verläufe der Regionen und Stadtgebiete weisen Unterschiede auf und so wurde für den Durchsatz im Sommerlastfall (8h-Mittelwert) eine Bandbreite zwischen 0 und 56% des mittleren Durchflusses ermittelt. Ein detailliertes Potential zur Wasserstoffeinspeisung kann aufgrund der unterschiedlichen Beschaffenheit nur für jeden Netzbereich gesondert erhoben werden. Die auf Österreich hochskalierten Ergebnisse können allerdings als Richtwerte dienen.

Auf Basis der möglichen H₂-Aufnahmekapazität des österreichischen Erdgasnetzes (siehe Abbildung 2-41) erfolgt die Abschätzung der möglichen installierten Gesamtleistung von Power-to-Gas Anlagen und des speicherbaren Stroms in Form von H₂.

Abbildung 2-41: Mögliche installierte Gesamtleistung von Power-to-Gas Anlagen und speicherbarer Strom für die unterschiedlichen H₂-Einspeisekapazitäten in das österreichische Erdgasnetz für aktuelle und zukünftige Rahmenbedingungen.



Wird die Power-to-Gas Anlage auf Basis der mittleren Aufnahmekapazität des Erdgasnetzes ausgelegt so ergibt sich eine mögliche Gesamtleistung von 176 MW_{el} unter aktuellen Rahmenbedingungen. Bei Auslegung auf den Sommerlastfall ist die mögliche

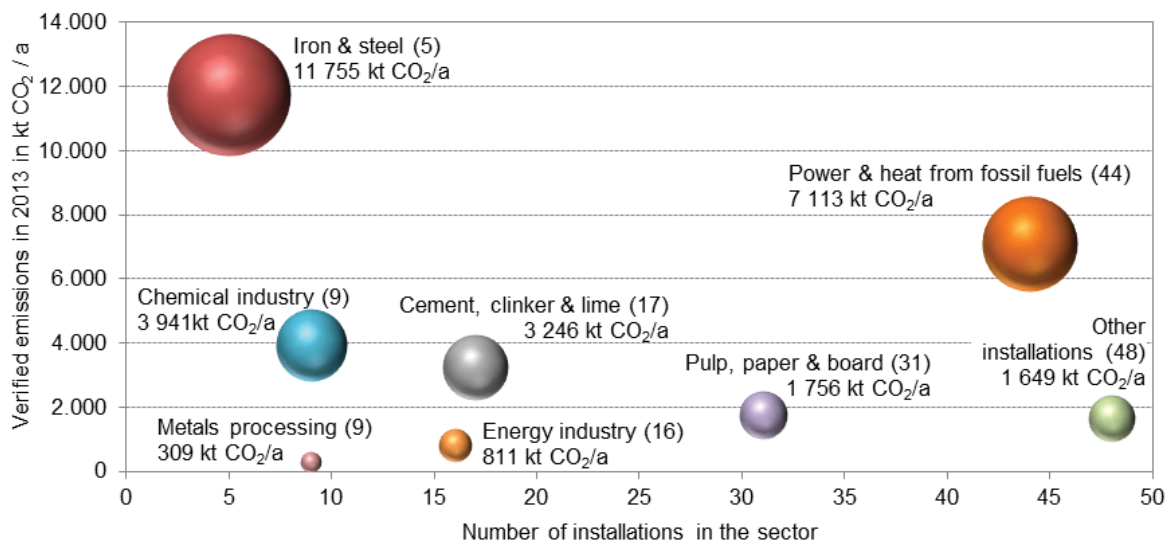
Gesamtleistung bereits deutlich reduziert. Dennoch ist unter aktuellen Rahmenbedingungen (4 vol.-% H₂ im Erdgas) noch immer mindestens 1 % des aus Wind und PV erzeugten Stroms in Form von H₂ speicherbar. Nach welchen Kriterien die Power-to-Gas Anlage dann tatsächlich ausgelegt wird, hängt vor allem stark vom jeweiligen Anwendungsfeld und dem betrachteten Netzgebiet ab. Im Falle einer Auslegung auf 4300 Volllaststunden pro Jahr ergeben sich hinsichtlich des Gesamtpotentials große Unterschiede in Leistung und speicherbarer Strommenge, da die Anlage nur in 4.300 h/a H₂ produziert. Je nach Anwendungsfall kann aber neben der Gesamtmenge an speicherbarem Strom die mögliche Gesamtleistung wesentlich sein. Dies gilt vor allem für die Nutzung von Überschüssen aus Wind und PV, bei denen Lastspitzen eher kurzfristig und nicht ganzjährig anfallen.

Bei Speicherung von Überschüssen aus volatiler Stromerzeugung durch Windkraftanlagen oder Photovoltaik ist zudem die Charakteristik der Stromerzeugung und des Gasverbrauchs in den unterschiedlichen Regionen zu beachten. Während beispielsweise im Burgenland und in Niederösterreich eine hohe Stromerzeugung aus Windkraft, jedoch nur eine geringe Einspeisekapazität in das Erdgasnetz möglich ist, weisen andere Bundesländer hohe Einspeisekapazitäten (z.B. OÖ und Wien) aber nur geringe Stromproduktion aus Wind und PV auf.

2.7 Weitere Potentielle CO₂-Quellen bzw. Power-to-Gas Potential in Österreich

Im nachfolgenden Unterkapitel werden bestehende potentielle CO₂-Quellen in Österreich dargestellt. An dieser Stelle muss angemerkt werden, dass im Zuge der Realisierung des in der vorliegenden Studie abgeschätzten theoretischen Potentials an Biomethan ausreichend CO₂ aus der Biogasaufreinigung zur Verfügung steht, um die in Kapitel 4.1.7 angegebenen Power-to-Gas Potentiale zu realisieren. Die nachfolgenden Ausführungen zeigen einerseits, dass noch weitere CO₂-Quellen in Österreich verfügbar sind und die CO₂-Verfügbarkeit daher kein limitierender Faktor für die Realisierung des Power-to-Gas Potentials ist. Andererseits zeigt sich auch, dass die Anlagenplanung nicht zwingend auf die Standorte der Biomethananlagen beschränkt ist, wenn dies auch aus systemischer Sicht zu empfehlen ist.

Abbildung 2-42: Emissionen aus CO₂-Punktquellen in Österreich zusammengefasst nach Sektoren



Quelle: basierend auf [32]

Neben dem Mengenpotential sind hier insbesondere auch die möglichen CO₂-Abscheidetechnologien und –abtrennkosten relevant. Die Methanisierung mit CO₂ erfordert Qualitätsstandards für die Eigenschaften, das eingesetzte CO₂ soll keine Katalysatorgifte und nur geringe Mengen an Inertgasen, Wasserdampf und Sauerstoff enthalten. Weiters muss ein kontinuierlicher Mindestvolumenstrom an CO₂ zur Verfügung stehen, um die maximale Umsatzrate des Methanisierungsprozesses zu erreichen [33]. Die kritischsten Komponenten für die Methanisierung sind H₂S, N₂, Partikel, Teer und NH₃ [34]. Neben den CO₂-Emittenten können auch weitere Umsetzungsfaktoren wie der Strominput (z.B. Entfernung von CO₂-Punktquellen und schwankenden erneuerbaren Energiequellen) oder der Methanoutput qualitativ diskutiert bzw. quantitativ abgeschätzt werden. Die Ergebnisse einer bereits durchgeführten Abschätzung dazu sind in der nachfolgenden Tabelle zusammengefasst.

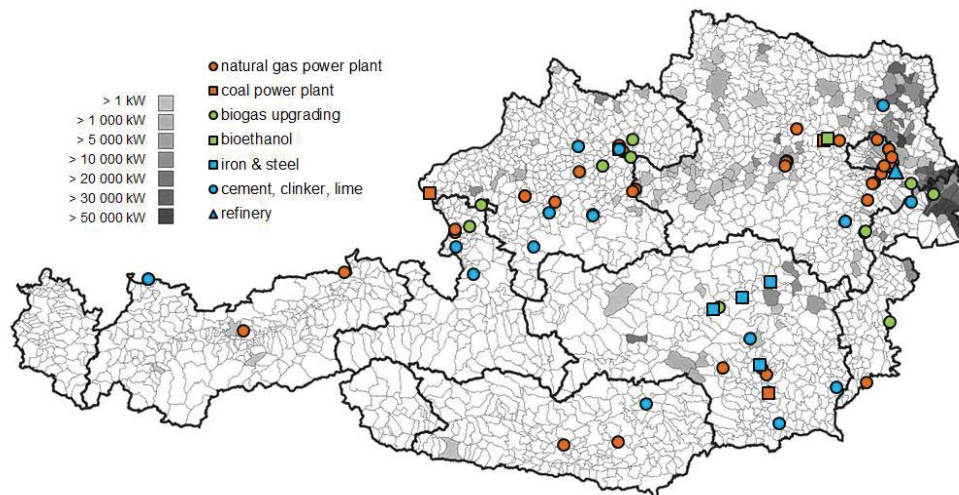
Tabelle 2-11: CO₂-Quellen in Österreich für potenzielle Nutzung in Power-to-Gas (Bezugsjahr 2013) und potenzielle über Power-to-Gas produzierte Methanmengen

CO ₂ -Punktquelle	Anzahl der evaluierten Quellen	Gesamtmenge	Effizienz der CO ₂ -Abscheidung	CO ₂ für PtG	Strom für PtG	Methanproduktion
		kt CO ₂ /a		kt CO ₂ /a	GWh/a	Mio. m ³ /a
Kohlekraftwerk	3	2 319	90%	2 087	20 872	1 044
Erdgaskraftwerk	39	2 977	90%	2 679	26 794	1 340
Biogasaufbereitung	11	13	100%	13	127	6
Bioethanolproduktion	1	100	100%	100	1 000	50
Raffinerie	1	2 827	75%	2 120	21 200	1 060
Eisen- & Stahlindustrie	5	11 755	75%	8 816	88 160	4 408
Zement-, Kalk- u. Klinkererzeugung	17	3 246	85%	2 759	27 587	1 379

Quelle: basierend auf [32]

Die Berechnungen in der Tabelle basieren auf einem spezifischen Strombedarf von 5 kWh pro m³ H₂, einem Umwandlungswirkungsgrad der Methanisierung von 80 % und einem stöchiometrischen CO₂ Input von 2,75 kg pro kg CH₄. Werden die Ergebnisse in der Tabelle mit der jährlichen Erzeugung von Strom aus fluktuierenden erneuerbaren Energien in Österreich verglichen, so wurden im Jahr 2013 7.531 GWh aus Windenergie und 1.800 GWh über Photovoltaik produziert. Diese jährliche Stromerzeugung aus fluktuierenden erneuerbaren Quellen könnte theoretisch mehrfach in der bestehenden Erdgasinfrastruktur gespeichert werden. Es wäre nur ein kleiner Teil der Gesamtemissionen aus CO₂-Punktquellen betroffen.

Abbildung 2-43: Dichte der installierten Windkraft und Standorte der potentiellen CO₂-Quellen für Power-to-Gas in Österreich



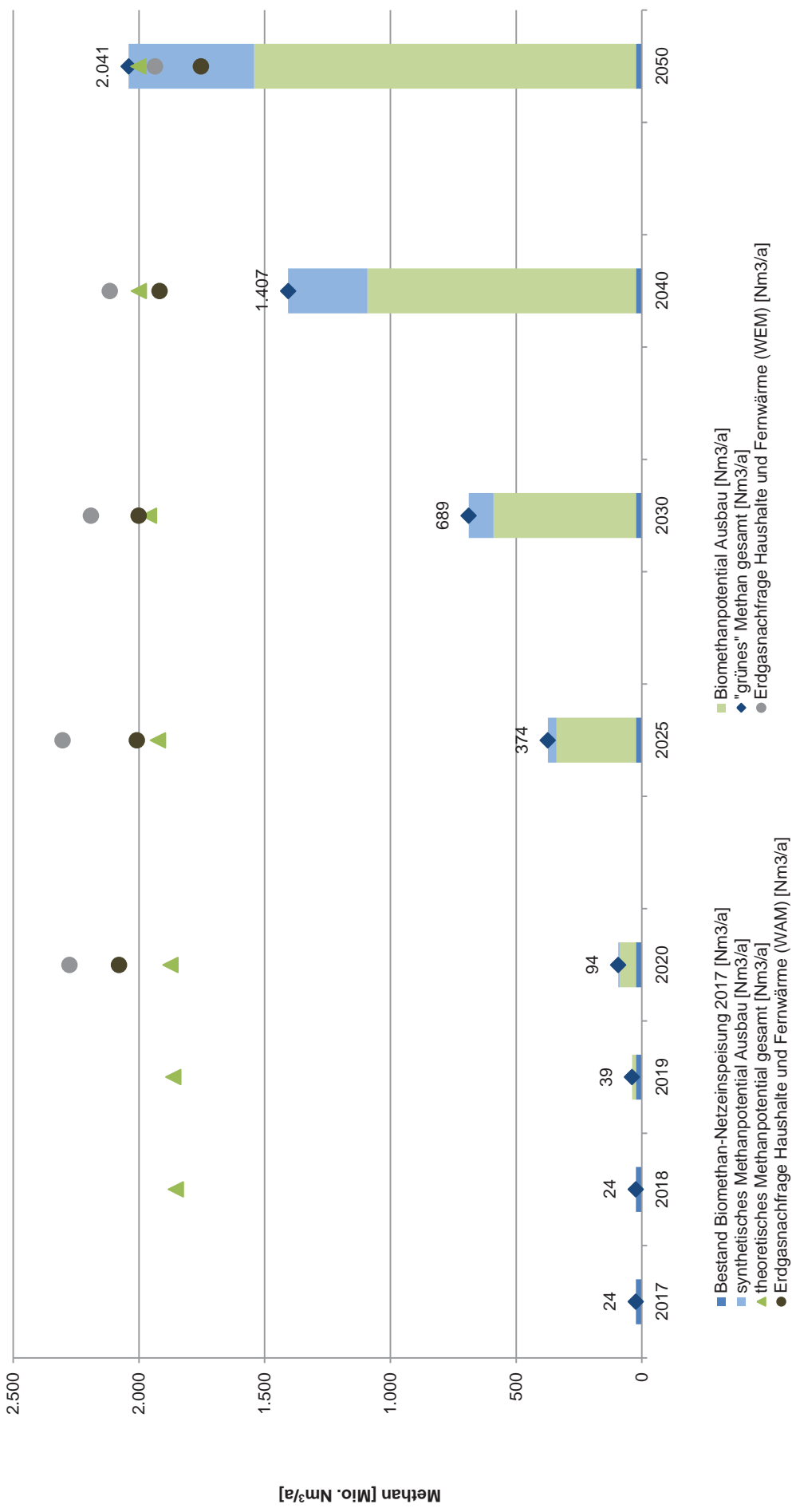
Quelle: [32]

Mittels einer darauf aufbauenden Analyse können Sektoren und Standorte mit interessanten Voraussetzungen für die großtechnische Umsetzung des Technologie-Konzepts Power-to-Gas in Österreich identifiziert und bewertet werden. Die Bewertungskriterien hinsichtlich CO₂ betreffen vorhandene Infrastruktur, zeitliche Verfügbarkeit, Aufbereitungsaufwand und –kosten, Art der Quelle (biogen/fossil) etc. Weitere Umsetzungsfaktoren wie der Strominput (z.B. Entfernung von CO₂-Punktquellen und schwankenden erneuerbaren Energiequellen) oder der Methanoutput übersteigen den Umfang der gegenständlichen Evaluierung.

2.8 Zusammenfassung der theoretischen Methanpotentiale und Limitierung der Potentialerhebung

Beim nachfolgenden Kapitel handelt es sich um die Zusammenfassung der Potentialabschätzung. Zusätzlich werden die Limitierungen der Studie erläutert. Abbildung 2-44 zeigt die eine Zusammenfassung der theoretischen Methanpotentiale im Vergleich zur Erdgasnachfrage für Fernwärme und der Haushalte in Österreich.

Abbildung 2-44: Zusammenfassung der theoretischen Methanpotentiale im Vergleich zur Erdgasnachfrage für Fernwärme und der Haushalte in Österreich



Quelle eigene Darstellung

- In der Abbildung spiegelt sich die angenommene stufenweise Realisierung der Methanpotentiale wieder, mit dem Ziel bis 2050, das **gesamte theoretische Potential** von **rd. 2 Mrd. Nm³/a** zu realisieren.
- Das theoretische Potential wird zusätzlich zur bestehenden Biomethanetzinspeisung von ~ 24 Mio. Nm³/a realisiert.
- Mit der Realisierung des Potentials wird im Jahr 2020 gestartet. Aufgrund einer Planungs- und Genehmigungsphase ist mit einer Vorlaufzeit für den Ausbau von mind. 2 Jahren zu rechnen.
- Im **Jahr 2030** wird per Annahme rund **rd. 1 Mrd. Nm³/a** des theoretischen Methanpotentials realisiert sein – das entspricht rd. 50 % des Gesamtpotentials. (Bio-Methan & synthetisches Methan). Im **Jahr 2020** beträgt der Anteil des per Annahme realisierten Potentials **rd. 22 %**.
- Das **Biomethanpotential** macht rund **74 %** dieses Gesamtpotentials aus, wohingegen das Potential an **synthetischem Methan** aus Power-to-Gas Anlagen rd. **26 %** Anteil hat.
- Demgegenüber steht eine prognostizierte **Erdgasnachfrage am Wärmemarkt** im Jahr 2050 von **~1,9 Mrd. Nm³/a im WEM-Szenario** („with existing measures“) und **~1,8 Mrd. Nm³/a im WAM-Szenario** („with additional measures“).
- Das heißt im **Jahr 2050** kann das theoretische Methanpotential (Bio-Methan und synthetisches Methan) **die Erdgasnachfrage im Wärmemarkt (Haushalte und Fernwärmeproduktion) vollständig decken**.
- Im **Jahr 2020** kann das bis dahin ausgebaute theoretische Methanpotential (Bio-Methan und synthetisches Methan) **4 % bzw. 5 % zur Deckung des Erdgasnachfrage im Wärmemarkt (Haushalte und Fernwärmeproduktion)** beitragen und im **Jahr 2030 31 % bzw. 34 %**.
- Bei vollständiger Realisierung der abgeschätzten theoretischen Potentiale an Biomethan aus Reststoffen und synthetischem Methan aus Stromüberschüssen in Österreich, kann im Jahr 2050 die Erdgasnachfrage im Wärmemarkt durch Methan aus alternativen Quellen gedeckt werden.
- Wirtschaftliche, politische sowie technische Herausforderungen und Hemmnisse für die Realisierung der gezeigten Potentiale fließen nicht in die Betrachtung mit ein, können jedoch in Realität zu einer Verringerung der tatsächlich realisierbaren Potentiale sowohl im Biomethanesektor als auch Power-to-Gas Sektor führen.

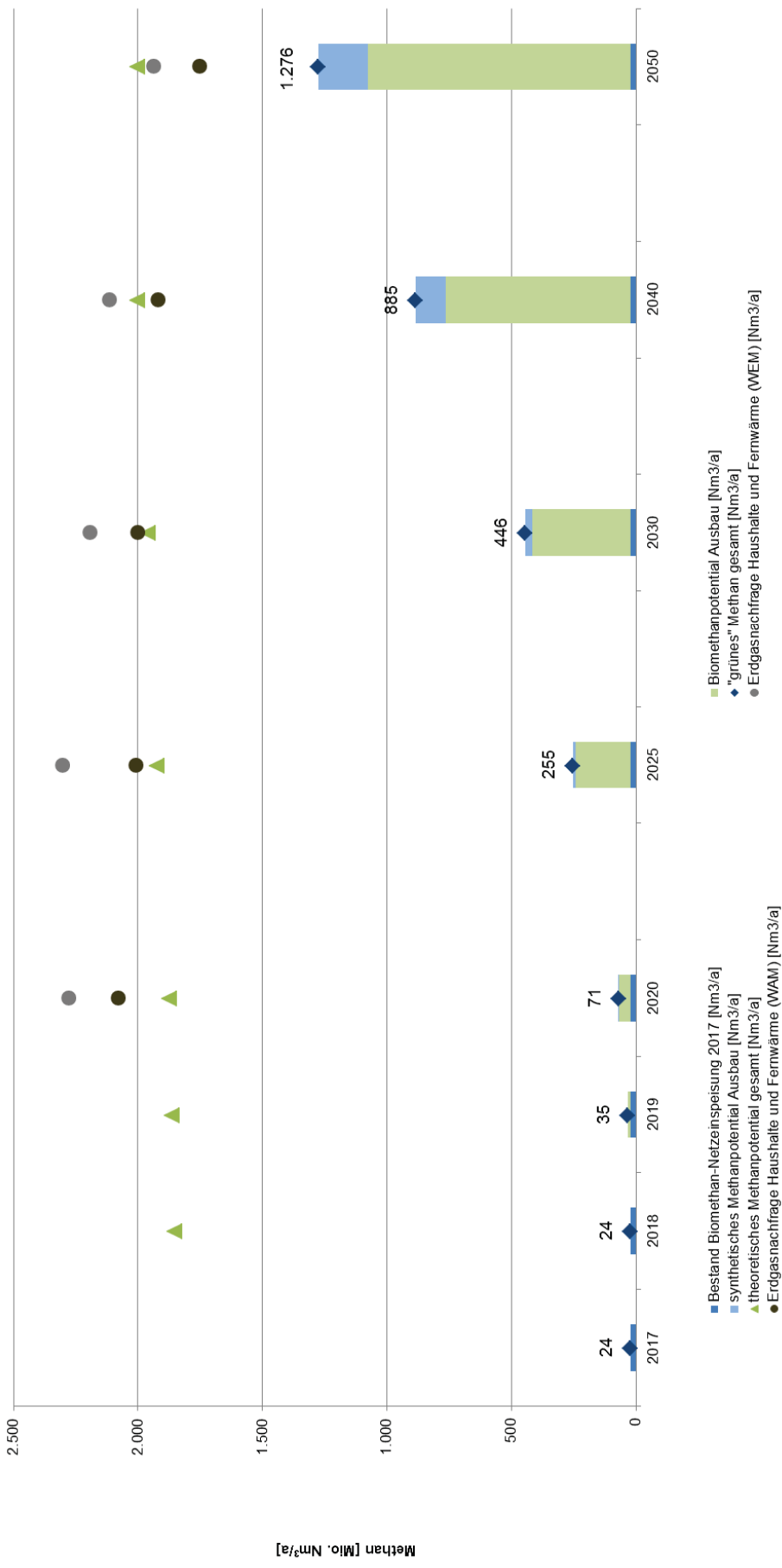
Im Sinne der Abbildung eines realitätsnahen Ausbauszenarios ist es auch denkbar, bis 2050 nicht das gesamte Potential an „grünem“ Methan auszubauen (siehe nachfolgende Grafik).

Die Annahmen hierfür lauten wie folgt:

- Ausbau des Biomethanpotentials im Jahr 2050: 70 % des gesamten theoretischen Potentials (~ 1.050 Mio. Nm³)
- Ausbau des synthetischen Methanpotentials im Jahr 2050: 40 % des gesamten theoretischen Potentials (~ 200 Mio. Nm³)
- Insgesamt ergibt sich damit im Jahr 2050 ein Gesamtausbau von ~ 1.270 Mio. Nm³)
 - Dies entspricht ~ 64 % des gesamten abgeschätzten theoretischen Potentials an „grünem“ Methan im Jahr 2050
- Der Ausbau des theoretischen Biomethanpotentials beginnt im Jahr 2019 mit 1 % des gesamten Potentials. Für die Jahre 2020 bis 2050 wird mit einer jährlichen Ausbaurrate von rund 3 % gerechnet.
 - Das theoretische Potential wird zusätzlich zu den bestehenden Anlagen realisiert.
- Annahmen zum Ausbau des theoretischen Potentials an synthetischem Methan aus PtG-Anlagen:
 - Beginn des Ausbaus im Jahr 2020.
 - Jährliche Ausbaurrate 2020 bis 2025: 1%
 - Jährliche Ausbaurrate 2025 bis 2030: 2 %
 - Jährliche Ausbaurrate 2030 bis 2050: ~ 5 %

In Abbildung 2-45 werden die Ergebnisse im Sinne eines teilweisen Potentialsausbaus bis 2050 zusammengefasst.

Abbildung 2-45: Zusammenfassung der „grünen“ Methanpotentiale im Vergleich zur Erdgasnachfrage für Fernwärme und der Haushalte in Österreich – teilweiser Potentialausbau



Quelle: Energieinstitut an der JKU

3 Modul 2: Ermittlung der spezifischen Vollkosten für Biomethan und synthetischem Methan aus Power-to-Gas-Anlagen zum Status heute sowie Kostenentwicklung bis 2030 bzw. 2050

3.1 Umfang der Kostenbewertung

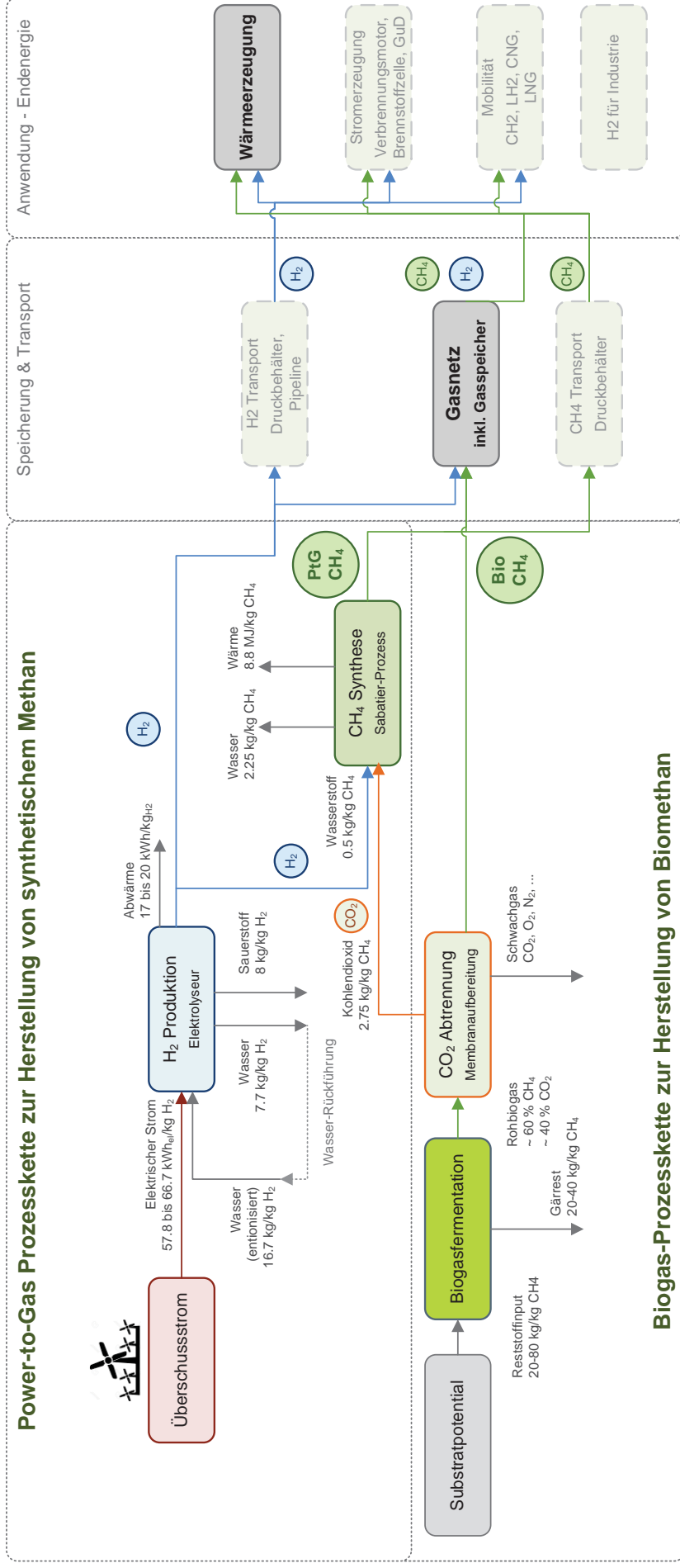
Basierend auf der Erhebung der Potentiale werden sowohl Vollkosten zu aktuellen Kostenstrukturen wie auch Vollkosten in den Jahren bis 2050 quantifiziert. Dabei werden für alle Technologien basierend auf dem unterschiedlichen TRL (Technology Readiness Level) Lernkurven und bereits absehbare Technologieänderungen mitberücksichtigt. Die quantitative ökonomische Bewertung erfolgt anhand der spezifischen Gasgestehungskosten, welche aus den jährlichen Gesamtkosten bezogen auf die jährlich erzeugten Gasmengen aus den in Modul 1 ermittelten Substratpotentialen und repräsentativen Anlagenskalierungen berechnet werden. Die ermittelten Kosten werden der prognostizierten Preisentwicklung von Erdgas und weiterer wesentlicher Benchmarks gegenübergestellt.

Für die Ermittlung der spezifischen Vollkosten für Biomethan und synthetischem Methan aus Power-to-Gas-Anlagen wird davon ausgegangen, dass die Prozessketten zur Herstellung von Biomethan und synthetischem Methan verschränkt werden, und damit biogenes CO₂ aus der Biomethanaufbereitung für die Methanisierung in den Power-to-Gas-Anlagen zur Verfügung steht. Weitere Synergieeffekte ergeben sich dabei durch gemeinsame Infrastrukturnutzungen insbesondere betreffend Gasaufbereitung und Netzeinspeisung.

In der nachfolgenden Abbildung 3-1 sind die spezifischen Massenbilanzen der Prozessketten als Basis für die Anlagengrobauslegung zusammengestellt. Abbildung 3-3 fasst die Eckdaten zur Kostenermittlung der Power-to-Gas und Biomethanprozessketten zusammen.

Erhöhung des Einsatzes von erneuerbarem Methan im Wärmebereich

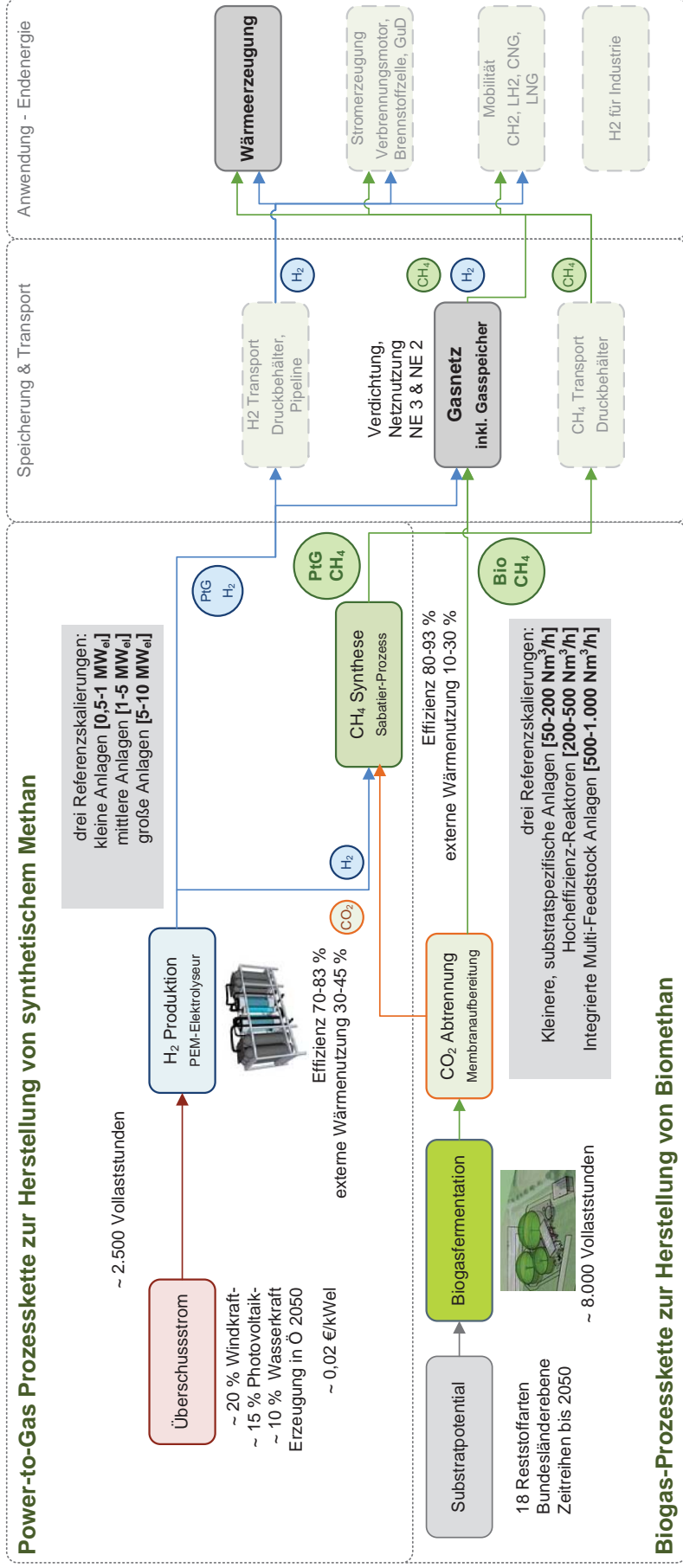
Abbildung 3-1: Spezifische Massenbilanz der Power-to-Gas und Biomethanprozessketten



Quelle: eigene Darstellung

Erhöhung des Einsatzes von erneuerbarem Methan im Wärmebereich

Abbildung 3-2: Eckdaten zur Kostenermittlung der Power-to-Gas und Biomethanprozessketten



Entwicklung Substratpotential Biomethan

- demografischen Entwicklung (prognostiziertes Bevölkerungswachstum)
- wirtschaftlichen Entwicklungen (z.B. prognostizierte Entwicklung des Viehbestandes, etc...)
- auf Basis von 18 verschiedenen Reststoffarten
- regionalisiert auf Bundesländerebene



Quelle: eigene Darstellung

Erhöhung des Einsatzes von erneuerbarem Methan im Wärmebereich

Die quantitative ökonomische Bewertung erfolgt anhand der spezifischen Gestehungskosten von Wasserstoff bzw. Methan, welche aus den jährlichen Gesamtkosten bezogen auf die jährlich erzeugte Energiemenge berechnet werden. Die jährlichen Gesamtkosten der Biomethan und Power-to-Gas Anlagen werden anhand der sogenannten Annuitätsmethode berechnet. Diese ist in der VDI 2067 beschrieben und wird in diesem Kapitel kurz erläutert.

Die jährlichen Gesamtkosten setzen sich aus den kapitalgebundenen A_K , bedarfsgebundenen A_V , betriebsgebundenen A_B und sonstigen Kosten A_S zusammen. Werden diese von den spezifischen Erlösen A_E abgezogen, ergibt dies die Annuität der Jahresgesamtzahlungen A (siehe Formel 1) [35].

$$A = A_E - (A_K + A_V + A_B + A_S) \quad (1)$$

Die kapitalgebundenen Kosten beinhalten vor allem die Investitionskosten und etwaige Ersatzinvestitionen und werden anhand Formel 2 berechnet.

$$A_K = (A_0 + A_1 + \dots + A_n - R_W) \cdot a \quad (2)$$

Dabei stellt A_0 den anfänglichen Investitionsbetrag und A_n den Barwert der n -ten Ersatzbeschaffung dar. Dieser ist abhängig von der Nutzungsdauer T_N der jeweiligen Komponente, von der Anzahl der Ersatzbeschaffungen n im gewählten Betrachtungszeitraum T und vom Zinsfaktor q und wird mit Formel 3 berechnet.

$$A_n = \frac{A_0}{q^n \cdot T_N} \quad (3)$$

Der Restwert R_W der eingesetzten Komponenten berechnet sich anhand von Formel 4.

$$R_W = A_0 \frac{(n+1) \cdot T_N - T}{T_N} \frac{1}{q^T} \quad (4)$$

Die Summe der anfänglichen Investitionen und der Ersatzbeschaffungen abzgl. des Restwertes wird in Formel 2 noch mit dem sogenannten Annuitätsfaktor a multipliziert, welcher die Verzinsung und den jeweiligen Betrachtungszeitraum berücksichtigt und anhand folgender Formel 5 berechnet wird.

$$a = \frac{q^T (q-1)}{q^T - 1} \quad (5)$$

In diesen Berechnungen werden ein von 6% und ein Betrachtungszeitraum von 20 Jahren gewählt. Ein Preisänderungsfaktor wird nicht mitberücksichtigt.

Erhöhung des Einsatzes von erneuerbarem Methan im Wärmebereich

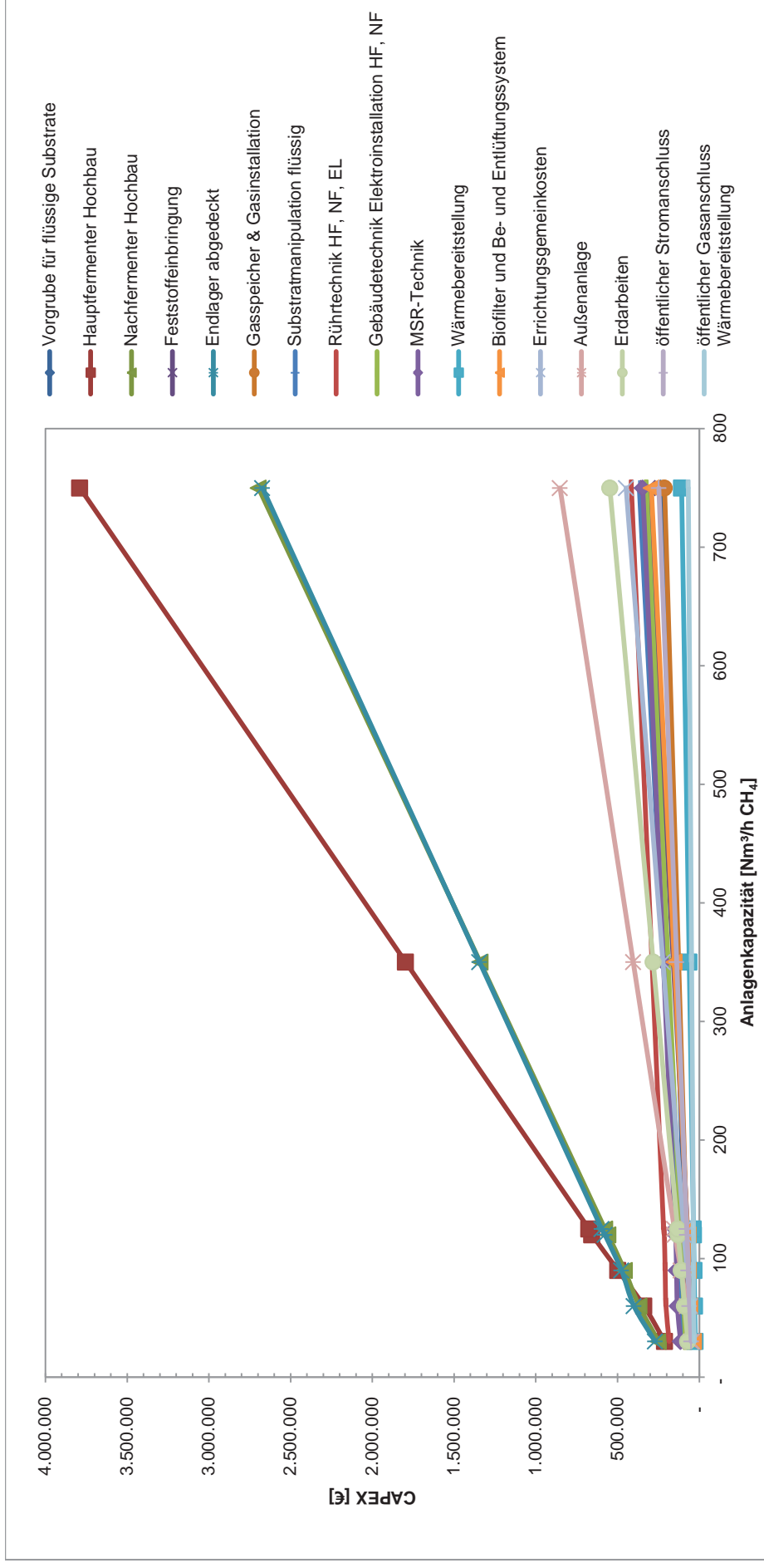
Die jährlichen bedarfsgebundenen Kosten beinhalten die Brennstoff- und Energiekosten sowie Betriebsstoffe und Hilfsenergie. Die betriebsgebundenen Kosten enthalten jährliche Kosten für Instandhaltung, Bedienen und Reinigen der Anlage. Für die Kosten von Betrieb und Wartung wird meist ein Faktor der anfänglichen Investitionskosten herangezogen, welcher typischerweise zwischen 2 % und 3 % der Investitionskosten liegt. Alle anderen Kostenpositionen, wie Planungskosten, Versicherung, Abgaben, Verwaltung etc. gehören zu den Sonstigen Kosten.

3.2 Ermittlung der spezifischen Vollkosten für Biomethan aus biogenen Reststoffen

3.3 Umfang der ökonomischen Bewertung für Biomethan

Die jährlichen Kosten für die Biogasanlage wurden dabei aus der in Abbildung 3-3 gelisteten Kostendarstellung bestimmt, wobei die Einzelkosten von der Größe der Anlage abhängig sind und keine lineare Skalierung aufweisen. Die Primärdaten der hierzu verwendeten Investitionskosten stammen aus Anfragen an Biogasanlagenbauer und Vorprojekten des Energieinstituts an der JKU. Die jährlichen Kosten für die Aufbereitung und Einspeisung inklusive Entschwefelung, Verdichtung und Odorierung wurden anhand des „Biomethane calculator“ entwickelt von der TU Wien, Thermische Verfahrenstechnik und Simulation bestimmt [36]. Vorgegeben wurde dabei der Rohbiogasstrom aus den definierten Referenzskalierungen. Als Aufreinigungstechnologie wurde „Gaspermeation (low recovery)“ und die Aufreinigung auf Einspeisequalität gemäß dem definierten Qualitätsstandard der ÖVGW-Richtlinie G31 ($\text{CH}_4 > 96\%$) gewählt.

Abbildung 3-3: Kostenstrukturen der Biomethan-Referenzanlagen



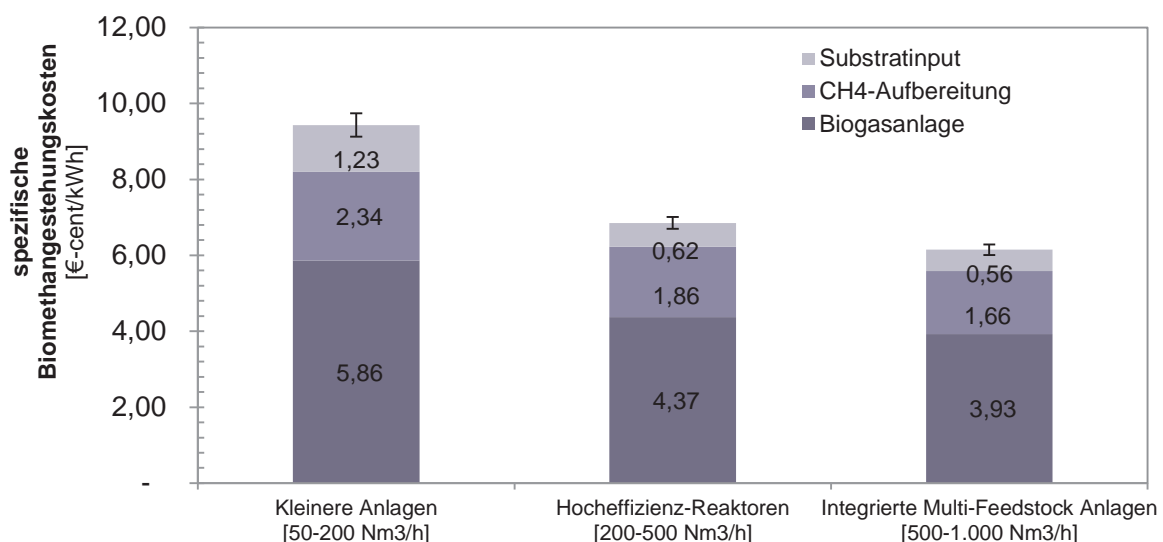
Quelle: eigene Darstellung

Im Bereich der Substratbereitstellung wurden als Substratkosten die Transportkosten angesetzt und bei landwirtschaftlichen Reststoffen zu erwartende Marktpreise herangezogen. Biogene Abfälle werden mit jenen Erlösen belegt, die aus den spezifischen Entsorgungskosten resultieren. Über alle Substrate aus der Potentialanalyse gewichtet zeigen die Substratbereitstellungskosten einen geringen Einfluss auf die Gesteigungskosten. Werden jedoch spezifische Zusammensetzungen gerechnet ergeben sich hohe Schwankungsbreiten (z.B. Bereitstellungskosten von ~ 60 €/t Strohinput vs. Entsorgungserlöse für Biotonnenmaterial von ~ 50 €/t)

3.4 Ergebnisse der ökonomischen Bewertung für Biomethan

Auf Basis des durchschnittlichen Ressourcenpotentials für landwirtschaftliche Reststoffe, Wirtschaftsdünger und biogene Abfälle, ermittelt im Modul 1, und des daraus resultierenden Methanertrags wurden mithilfe der zusammengestellten Vollkosten wirtschaftliche Kennwerte in der Form von spezifischen Gesteigungskosten ermittelt. Nachstehende Abbildung zeigt die mittleren Gesteigungskosten von **9,4 - 6,2 [€-cent/kWh] CH₄** für die Referenzanlagenkapazitäten.

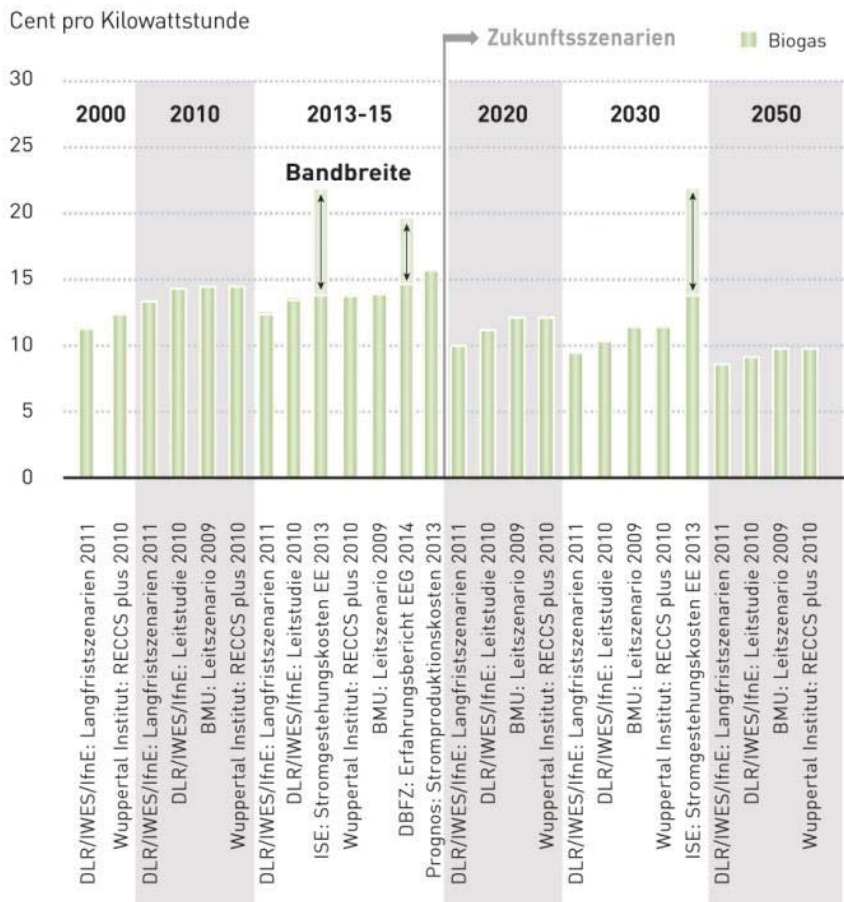
Abbildung 3-4: Spezifische Gesteigungskosten CH₄ aus den Biomethanreferenzanlagen



Quelle: eigene Berechnung und Darstellung

Die ex-post Analyse in Abbildung 3-5 zeigt geringe Lernraten bei Biogasanlagen in den letzten 10 Jahren. Die Kosten für die Stromerzeugung aus fester und gasförmiger Biomasse sind seit dem Jahr 2000 bis heute angestiegen. Insbesondere bei Biogas kommen die jüngsten Studien zu den höchsten Kostenschätzungen. Auffällig ist die hohe Bandbreite der ausgewiesenen Stromgestehungskosten, was darauf zurückzuführen ist, dass den Kalkulationen unterschiedliche Substrate zugrunde liegen. So ist der Einsatz von speziell angebaute Energiepflanzen wesentlich kostenintensiver als die Nutzung von Abfällen und Reststoffen wie in der gegenständlichen Studie vorgeschlagen.

Abbildung 3-5: Vergleich der Stromgestehungskosten aus Biogas in verschiedenen Studien



Quelle: [37]

Langfristig rechnen die meisten Autoren damit, dass die Stromerzeugung aus Biogas und Biomasse etwas kostengünstiger wird. Die meisten Veröffentlichungen weisen für das Jahr 2050 Stromgestehungskosten von unter 10 €-cent/kWh aus.

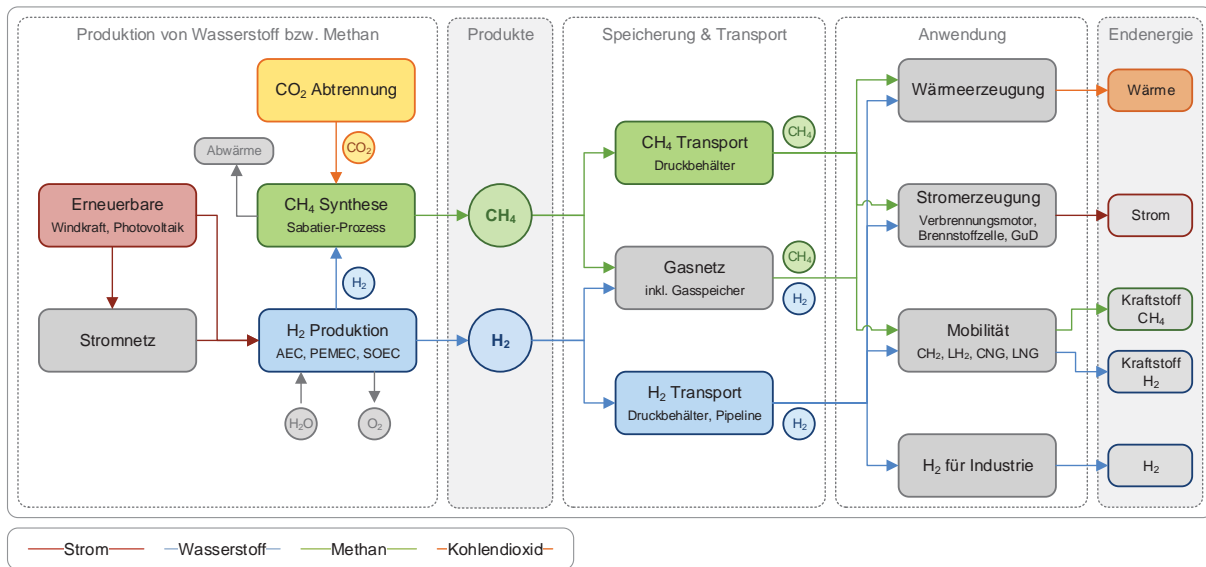
Auf Basis dieser ex-post Analyse und zur Vereinfachung werden auch bis 2050 keine Lernraten bei Biogasanlagen angesetzt.

3.5 Ermittlung der spezifischen Vollkosten für synthetisches Methan aus Power-to-Gas-Anlagen

3.6 Umfang der ökonomischen Bewertung für synthetisches Methan

Die quantitative ökonomische Bewertung von Power-to-Gas Konzepten erfolgt anhand der spezifischen Gestehungskosten von Wasserstoff bzw. Methan aus einer Power-to-Gas Anlage. Dabei werden Gestehungskosten für die Herstellung und Einspeisung in das im Wesentlichen bestehende Erdgasnetz sowie den Einsatz von H₂ bzw. CH₄ zur Wärmeerzeugung berechnet, der Einsatz im Mobilitätsbereich oder in der Industrie wird nicht untersucht. Abbildung 3-6 stellt die möglichen Anwendungspfade von Power-to-Gas inklusive der Zwischenprodukte und Produkte in Form von Endenergie dar und steckt den Rahmen der Berechnungen ab.

Abbildung 3-6: Power-to-Gas System inkl. Anwendungsmöglichkeiten in den unterschiedlichen Sektoren.



Quelle: eigene Darstellung

Die Quantifizierung erfolgt sowohl für aktuelle (2017) als auch zukünftige (2030, 2040, 2050) Kosten und Rahmenbedingungen wobei wie bei den Biomethananlagen eine konkrete Standortwahl bzw. Verortung berücksichtigt wird. Es wird von einem Standort in Österreich ausgegangen, weshalb die hier geltenden Gesetze Anwendung finden. Dies betrifft vor allem die zu entrichtenden Strom- und Gasnetzentgelte sowie möglichen Strombezugskosten.

3.7 Kostenstrukturen der Power-to-Gas Referenzanlagen

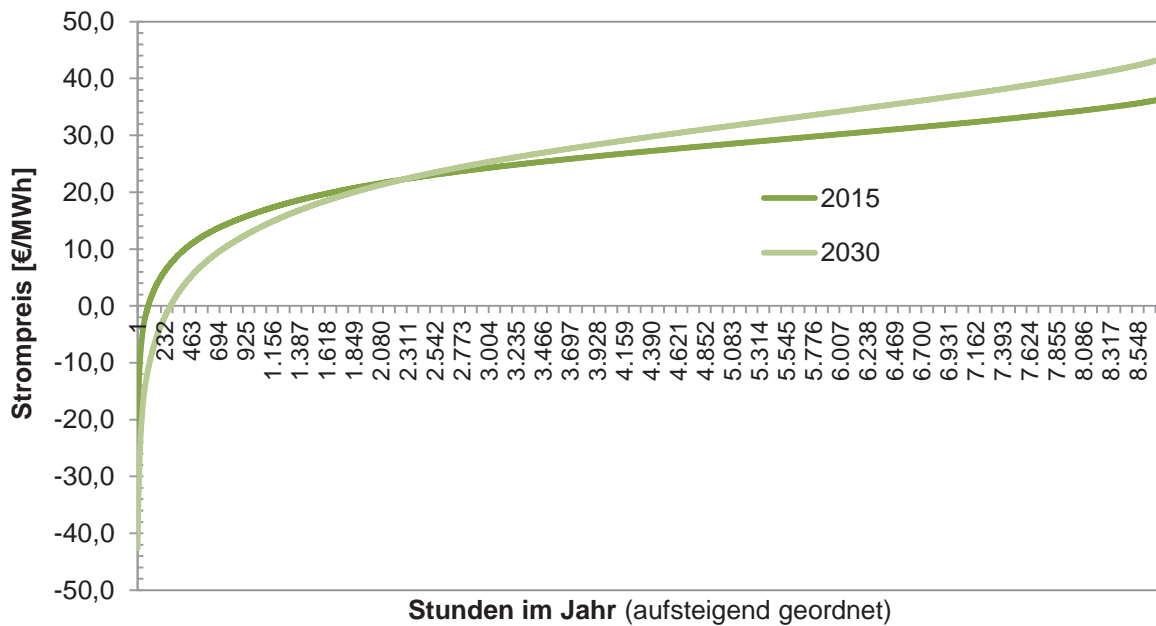
Die Daten zu den Kosten für Produktion und Einspeisung von Wasserstoff und Methan stammen aus zahlreichen Projekten des Energieinstituts an der JKU Linz, aus umfangreichen Literaturrecherchen und Angaben von unterschiedlichen Herstellern. Der größte Anteil der Investitionskosten einer Power-to-Gas Anlage entfällt auf den Elektrolyseur bzw. auf die Methanisierungsanlage, weshalb von diesen Komponenten in den Berechnungen zur ökonomischen Bewertung auch Lern- und Skaleneffekte berücksichtigt werden. Auf die zukünftige Reduktion der Investitionskosten von Elektrolyse und Methanisierung hat vor allem das technologische Lernen großen Einfluss. Dabei wird zwischen der Kostenreduktion durch eine Verbesserung der Technologie und der Reduktion durch Erhöhung der kumulierten Leistung (größere Zahl bzw. Größe installierter Anlagen) unterschieden. Gemäß Grond et al. (2013) ist für PEM-Elektrolyseure von einer jährlichen Senkung der Kosten durch verbesserte Technologie von 2,2 % auszugehen [38]. Das jährliche Kostensenkungspotential durch technologische Verbesserung der Methanisierung wird für die Berechnungen mit 2 % festgelegt.

Für den Betrieb einer Power-to-Gas Anlage werden elektrischer Strom, Wasser für die Elektrolyse, und Kohlendioxid für die Methanisierung benötigt. Die Kosten für das benötigte Wasser in der Elektrolyse werden mit 1,15 € je m³ festgesetzt [39]. Es besteht zudem auch Möglichkeit einer Abwärmenutzung sowie einer Verwertung des Nebenproduktes Sauerstoff aus der Elektrolyse. Dafür werden Erlöse von 50 € je Tonne Sauerstoff bzw. 3 Cent je kWh

Wärme festgelegt, wobei unterschiedliche Nutzungsintensitäten der anfallenden Abwärme (30-45 %) je nach Anlagenskalierung konservativ angesetzt wurden.

Für die ökonomischen Betrachtungen werden in erster Linie Strombezugskosten aus PV-Anlagen, Windparks und Wasserkraft herangezogen, da hier großes Ausbaupotenzial für den Betrachtungszeitraum bis 2050 besteht und zusätzlich saisonale Schwankungen im Energieangebot gegeben sind. In der nachfolgenden Abbildung 3-7 sind durchschnittliche Strom(energie)preise als Input in die Elektrolyse abgeschätzt und nach Anfallsstunden im Jahr geordnet.

Abbildung 3-7: Durchschnittliche Strompreise nach Stunden im Jahr geordnet

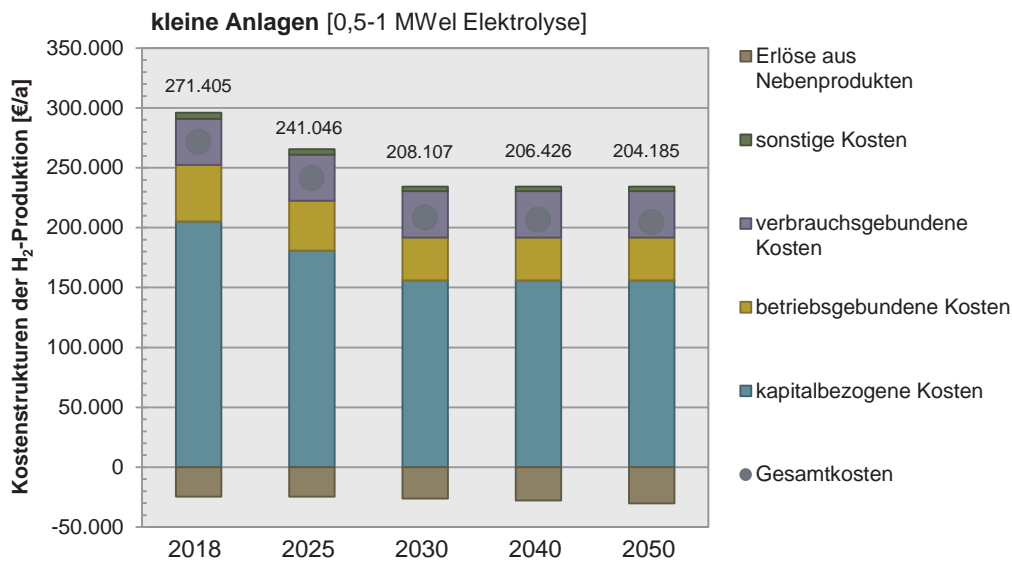


Quelle: eigene Darstellung

Für die ökonomischen Bewertung werden die Strombezugskosten mit 20 €/MWh festgelegt. Damit können jedenfalls die Betriebskosten der fluktuierenden Erneuerbaren gedeckt werden, und beispielsweise die Abweichung von der day-ahead Prognose von Windkraftanlagen in ein speicherbares Produkt umgewandelt werden. Für die Strom(arbeits)preise wird in den kommenden Jahrzehnten eine moderate Zunahme prognostiziert, bezogen auf die erreichbaren bzw. angesetzten Volllaststunden von 2.500 h für den Bezug dieses Überschussstroms in den Power-to-Gas-Anlagen werden diese nach derzeitigen Kenntnisstand jedoch relativ konstant bleiben.

In Abbildung 3-8 sind die ermittelten Kostenstrukturen der H₂-Produktion aus Elektrolyse für kleinere Anlagen als Beispiel im Zeitraum 2018-2050 illustriert. Die jährlichen Kosten sind durch hohe kapitalbezogene Kosten aufgrund der Investition und relativ geringen Volllaststunden durch die Nutzung von Stromüberschüssen dominiert. Die Kostenreduktion im Zeitverlauf ergibt sich auf Basis der antizipierten Lernrate.

Abbildung 3-8: Kostenstrukturen der H₂-Produktion aus Elektrolyse

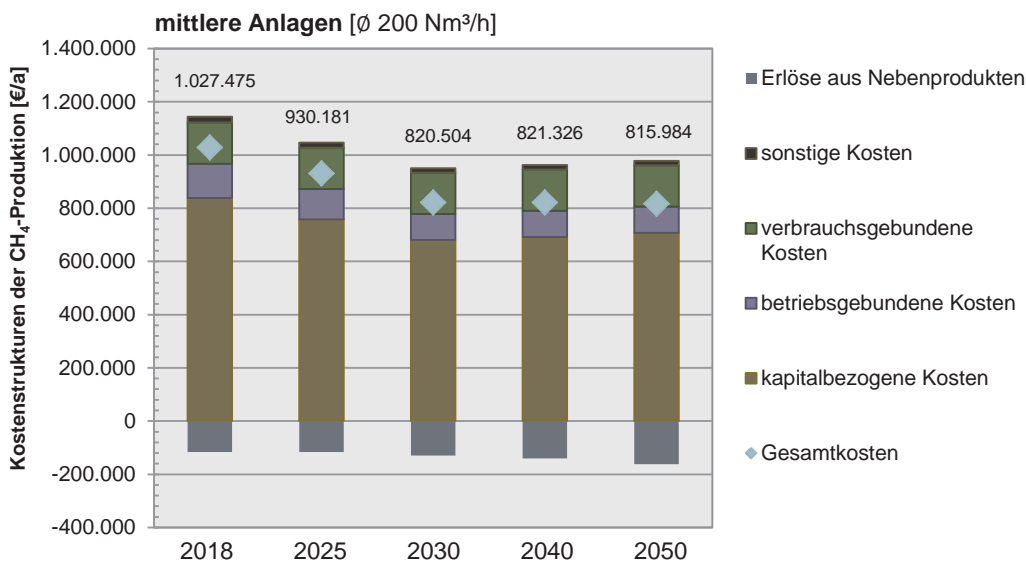


Quelle: eigene Berechnung und Darstellung

Wir gehen, wie bereits erwähnt, von einer Kopplung der Power-to-Gas-Anlagen mit dem Ausbau der Biomethananlagen aus, daher sind die spezifischen Abtrennungskosten für Kohlendioxid bereits in den Biomethanaufbereitungskosten enthalten.

In Abbildung 3-9 sind die ermittelten Kostenstrukturen der CH₄-Synthese über Methanisierung für mittlere Anlagen als Beispiel im Zeitraum 2018-2050 illustriert. Die jährlichen Kosten sind auch hier durch hohe kapitalbezogene Kosten bestimmt.

Abbildung 3-9: Kostenstrukturen der CH₄-Synthese über Methanisierung



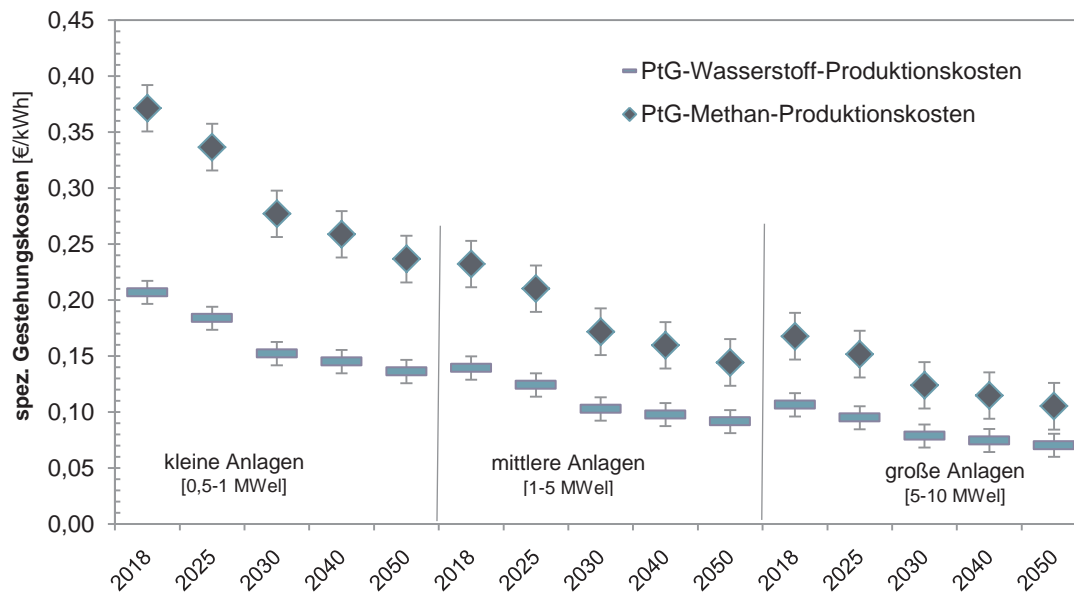
Quelle: eigene Berechnung und Darstellung

3.8 Ergebnisse der ökonomischen Bewertung für synthetisches Methan

Auf Basis des Wasserstoff- und Methanoutputs für die definierten Referenzanlagenkapazitäten (0,5-1; 1-5 und 5-10 MWel) wurden mithilfe der zusammengestellten Vollkosten wirtschaftliche Kennwerte in der Form von spezifischen

Gestehungskosten für Power-to-Gas- Anlagen ermittelt. Nachstehende Abbildung zeigt die mittleren Gestehungskosten von **7,0 - 20,7 [€-cent/kWh]** für **H₂** bzw. **37,1 - 10,5 [€-cent/kWh]** für **CH₄** für die Referenzanlagenkapazitäten in der Zeitreihe bis 2050.

Abbildung 3-10: Spezifische Gestehungskosten H₂ und CH₄ aus den Power-to-Gas Referenzanlagen

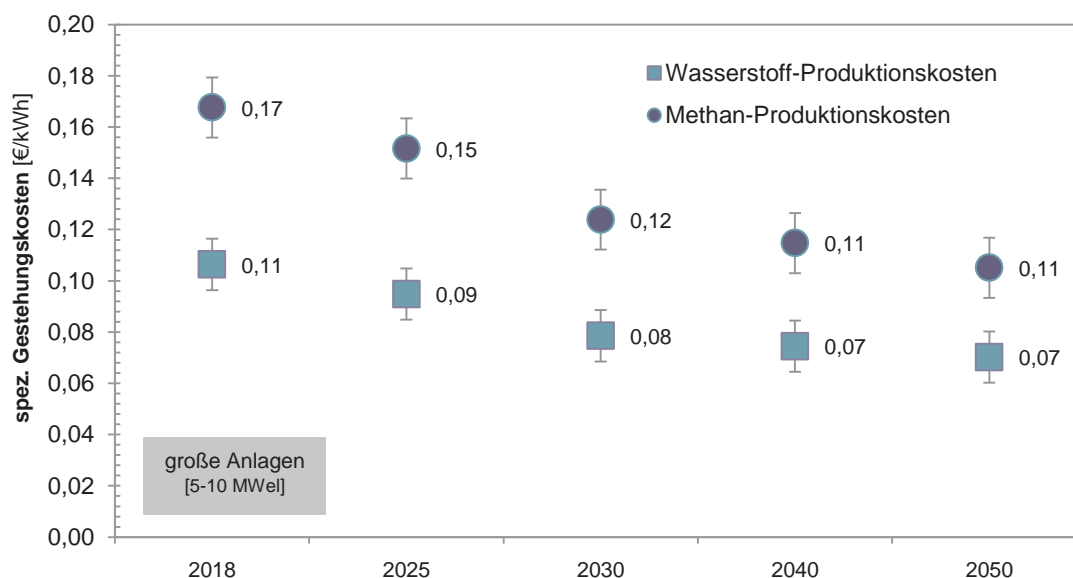


Quelle: eigene Berechnung und Darstellung

Die Kostenreduktion im Zeitverlauf ergibt sich auf Basis der antizipierten technologischen und ökonomischen Lernrate für die wesentlichen Anlagenteile Elektrolyse und Methanisierung. Konkret ist von einer Reduktion der Investitionskosten durch Massenfertigung und steigenden Umwandlungseffizienzen bei Elektrolyse und Methanisierung auszugehen.

Auf eine starke „economy of scale“ ist zu beobachten, in der Abbildung 3-11 sind die Spezifische Gestehungskosten von H₂ und CH₄ aus den größeren Power-to-Gas Referenzanlagen [5-10 MWe] herausgegriffen.

Abbildung 3-11: Spezifische Gesteungskosten H₂ und CH₄ aus den größeren Power-to-Gas Referenzanlagen [5-10 MWe]



Quelle: eigene Berechnung und Darstellung

3.9 Interpretation der Ergebnisse der ökonomischen Bewertung

In Tabelle 3-1 sind die Preisstrukturen wesentlicher Benchmarks als Momentaufnahme und Prognose für 2025 und 2030 zusammengefasst. Aufgrund der steigenden Volatilität der Energiepreise, ist eine Festlegung für 2050 problematisch.

Tabelle 3-1: Vergleich der Preisstrukturen wesentlicher Benchmarks 2015 / 2030

Bezeichnung	Einheit	2015		2030	
		Preis ohne Steuern	Preis inkl. Steuern ¹	Preis ohne Steuern	Preis inkl. Steuern
Wasserstoff aus Dampfreformierung von Erdgas	Cent/kWh _{LHV}	4,8	6,1	6,3	7,6
Wasserstoff aus Biomassevergasung	Cent/kWh _{LHV}	10,3	10,3		
Erdgas	Cent/kWh _{LHV}	3,3	5,8	4,2	6,7
Biomethan (auf Erdgasqualität aufbereitetes Biogas)	Cent/kWh _{LHV}	7,7	10,2	10,2	12,6

Quelle: eigene Abschätzung mittels PResTiGE: Power To Gas assessment tool, Energieinstitut an der JKU

¹ Erdgasabgabe (0,59 Cent/kWh) und Netznutzungsentgelt Gasnetz (1,61 Cent/kWh für Gewerbe)

Die ermittelten Produktgestehungskosten für die Verfahrenskette Power-to-Gas liegen noch deutlich über den aktuellen Benchmarks, sodass eine Annäherung durch Lernkurveneffekte im Bereich der Kostentreiber (Elektrolyse und Methanisierung) und Preissteigerungen bei den Benchmarks erst mittel- bis langfristig zu erwarten ist. Eine weitere Reduktion der spezifischen Kosten durch höhere Anlagenauslastung würden in erster Linie den Bezug von Grundlaststrom in der Elektrolyse bedingen, dies ist jedoch aus Sicht der

Primärenergieeffizienz in diesem Anwendungssegment der Wärmebereitstellung als nicht sinnvoll und kaum wirtschaftlicher einzustufen. Eine weitere Reduktion der spezifischen Gestehungskosten von H₂ und CH₄ aus PtG ist vor allem durch eine höhere Anlagenauslastung zu erreichen. Dies hängt jedoch stark von den jeweiligen Anwendungsfeldern (oder Kombination von Geschäftsmodellen) ab und Bedarf jedenfalls günstiger erneuerbarer Strombereitstellung. Die antizipierte Kombination von Biomethan- und PtG-Anlage bringt signifikante Synergieeffekte (CO₂, Gasaufbereitung- und Einspeisung, Netzzugang) wobei die Kostentreiber (kapitalgebundene Kosten aufgrund der Investitionskosten für Elektrolyseur bzw. Methanisierungsanlagen) bestehen bleiben. Lernkurven und Skaleneffekte zeigen bis 2030 eine signifikante Kostenreduktion bei den kapitalgebundenen Kosten. Sind aktuelle Entwicklungen zur biologischen in-situ Methanisierung erfolgreich, könnten die berücksichtigten Kosten für chemisch-katalytische Methanisierung und Gaspermeation zur Aufbereitung zum Großteil wegfallen, was eine Reduktion der Produktgestehungskosten um ca. 20-25 % in Folge weiterer Optimierung in den Verfahrensketten bewirken würde. Jedoch lässt der gegenständliche technologische Entwicklungsstatus noch keine verlässliche Aussage diesbezüglich zu.

Bei einer Vermarktungsmöglichkeit ist rein ökonomisch die direkte Nutzung des erzeugten Wasserstoffs sinnvoll. Langfristig bietet die Methanisierung die Skalierungsmöglichkeit für Power-to-Gas.

Aufgrund der vielseitigen Einsatzmöglichkeiten von Power-to-Gas im Energiesystem ergeben sich unterschiedliche Funktionen und Nutzen für die Technologie. Obwohl der Fokus der gegenständlichen Evaluierung im Bereich der Erhöhung des Einsatzes von erneuerbarem Methan im Wärmebereich liegt, werden dennoch die grundsätzlichen Nutzungsmöglichkeiten kurz beschrieben (siehe dazu auch Reiter et al. [40], Steinmüller et al. [41], Tichler et al. [42] oder Lehner et al. [34]):

Ganz allgemein kann das System Power-to-Gas für die Speicherung elektrischer Energie verwendet werden, wodurch sich unter anderem folgende Nutzungsmöglichkeiten ergeben.

- Bereitstellung von negativer sowie positiver Regelenergie
- Optimierung des Strombezugs durch Nutzung von Preisunterschieden zwischen Peak und Off-Peak Zeiten oder Vermeidung von Lastspitzen eines Unternehmens
- Optimierung des Betriebs von erneuerbaren Stromerzeugern: Vermeidung von Abschaltungen aufgrund von Netzengpässen oder Erfüllung der Day-Ahead Prognosen
- Saisonale Speicherung von erneuerbarer Energie in der Erdgasinfrastruktur

Durch die Umwandlung von Strom in Wasserstoff oder Methan ergibt sich durch die Einspeisung in die Erdgasinfrastruktur die Möglichkeit, diese für den Transport von Energie zu nutzen.

- Substitution von erforderlichen neuen Stromleitungen und Netzausbau besonders für Gebiete mit schwacher Stromnetzinfrastuktur bzw. in der Nähe erneuerbarer Stromerzeuger mit hoher installierter Leistungsdichte
- Erschließung entlegener Gebiete mit hohem Potential Erneuerbarer durch Bereitstellung der erneuerbaren Energie über das Erdgasnetz

Power-to-Gas Systeme können neben der Speicherung elektrischer Energie auch zur Wärmeerzeugung und zur Herstellung von Kraftstoffen für Mobilitätszwecke dienen und

eignen sich daher auch für die Eigenversorgung autarker Systeme. Dabei können zwei verschiedene Ausgangssituationen unterschieden werden:

- entlegene Gebiete: Speicherung von elektrischer Energie in Zeiten von Angebotsüberschuss aus erneuerbaren Stromerzeugungsanlagen vor Ort und zusätzliche Möglichkeit der Bereitstellung von Wärme und Kraftstoff
- freiwillige Eigenversorgung für Unternehmen oder private Haushalte: Speicherung des eigens erzeugten Stroms und evt. auch Bereitstellung von Wärme und Kraftstoff; Eigenversorgung wird hier zum „Statussymbol“ mit hoher Zahlungsbereitschaft.

Neben der Speicherung elektrischer Energie kann Power-to-Gas auch zur Herstellung eines erneuerbaren Produkts zum Einsatz in einem der Sektoren Wärme, Mobilität oder Industrie genutzt werden.

- Wärme: Erhöhung der erneuerbaren Energieträger an der Wärmebereitstellung durch Nutzung von Wasserstoff oder Methan bzw. auch durch die Nutzung der Abwärme aus dem Power-to-Gas Prozess
- Mobilität: Substitution fossiler Kraftstoffe durch die Bereitstellung eines erneuerbaren Kraftstoffes für Mobilitätszwecke
- Industrie: Bereitstellung von grünem Wasserstoff für den Einsatz in der chemischen Industrie und Substitution von bisher größtenteils fossil erzeugtem Wasserstoff

Für den Prozessschritt der Methansynthese wird neben Wasserstoff auch Kohlendioxid benötigt. Power-to-Gas kann also auch zur Verwertung von Kohlendioxid eingesetzt werden, das in Industrie- oder Fermentationsprozessen als Nebenprodukt anfällt. Das CO₂ wird in der späteren Anwendung zwar wieder freigesetzt, es kann allerdings ein Zusatznutzen je Tonne Treibhausgas durch Einbindung in einen erneuerbaren Produktlebenszyklus generiert werden.

4 Abbildungsverzeichnis

Abbildung 2-1:	Bevölkerungsprognose für Österreich 2015-2050 nach Altersklassen	6
Abbildung 2-2:	Bevölkerungsprognose für Österreich 2015-2050.....	7
Abbildung 2-3:	Bevölkerungswachstum in den österreichischen Bundesländern 2015-2050	7
Abbildung 2-4:	Überblick über die Methode zu Erhebung des theoretischen Methanertragspotentials aus landwirtschaftlichen Reststoffen	9
Abbildung 2-5:	Entwicklung des Strohpotential in Österreich 2015 - 2050	11
Abbildung 2-6:	Pflanzliches Reststoffpotential 2030 und 2050	12
Abbildung 2-7:	Theoretisches Methanertragspotential aus pflanzlichen agrarischen Reststoffen auf Ebene der österreichischen Bundesländer	13
Abbildung 2-8:	Entwicklung des Wirtschaftsdüngerpotential zur Biomethanerzeugung in Österreich (Szenario 1)	16
Abbildung 2-9:	Entwicklung des Wirtschaftsdüngerpotential zur Biomethanerzeugung in Österreich (Szenario 2)	17
Abbildung 2-10:	Entwicklung des Methanertragspotentials aus Wirtschaftsdünger auf Bundesländerebene (Szenario 1)	18
Abbildung 2-11:	Entwicklung des Methanertragspotentials (in Nm ³ /a) aus Wirtschaftsdünger auf Bundesländerebene (Szenario 2)	20
Abbildung 2-12:	Überblick über die Methode zu Erhebung des theoretischen Methanertragspotentials aus Reststoffen der Lebensmittelindustrie	22
Abbildung 2-13:	Überblick über die Methode zu Erhebung des theoretischen Methanertragspotentials aus biogenen Reststoffen	26
Abbildung 2-14:	Entwicklung des theoretischen Mengenpotential an Lebensmittelabfällen im Restmüll sowie überlagerte Lebensmittel nach österreichischen Bundesländern	27
Abbildung 2-15:	Entwicklung des theoretischen Mengenpotentials an Küchen- und Speiseresten nach österreichischen Bundesländern	28
Abbildung 2-16:	Entwicklung des theoretisches Mengenpotentials an Grünschnitt nach österreichischen Bundesländern	28
Abbildung 2-17:	Entwicklung des theoretischen Mengenpotential an Biotonnenmaterial nach österreichischen Bundesländern.....	29
Abbildung 2-18:	Entwicklung des theoretischen Mengenpotentials an biogenen Abfällen aus der Hausgartenkompostierung nach österreichischen Bundesländern	30

Abbildung 2-19:	Entwicklung des Methanertragspotentials durch die Verwertung von Lebensmittelabfällen im Restmüll nach österreichischen Bundesländern	31
Abbildung 2-20:	Entwicklung des Methanertragspotentials durch die Verwertung von Küchen- und Speiseresten nach österreichischen Bundesländern	32
Abbildung 2-21:	Entwicklung des Methanertragspotentials durch die Verwertung von Grünschnitt nach österreichischen Bundesländern	32
Abbildung 2-22:	Entwicklung des Methanertragspotentials durch die Verwertung von Biotonnenmaterial nach österreichischen Bundesländern	33
Abbildung 2-23:	Entwicklung des Methanertragspotentials durch die Verwertung von Material aus der Hausgartenkompostierung nach österreichischen Bundesländern.....	34
Abbildung 2-24:	Überblick über die Methode zu Erhebung des theoretischen Methanertragspotentials aus Klärschlamm	35
Abbildung 2-25:	Entwicklung des theoretischen Potentials an Klärschlamm zur Biomethanerzeugung nach österreichischen Bundesländern.....	35
Abbildung 2-26:	Entwicklung des theoretischen Methanertragspotentials aus Klärschlamm nach österreichischen Bundesländern.....	36
Abbildung 2-27:	Entwicklung des kumulativen Biomethanpotentials basierend auf Reststoffen für Österreich 2015-2050	37
Abbildung 2-28:	Zusammenfassung des Biomethanpotentials basierend auf Reststoffen für Österreich	39
Abbildung 2-29:	Abschätzung eines möglichen Ausbaus von Biomethananlagen - Anzahl der Anlagen - basierend auf Reststoffen für Österreich.....	42
Abbildung 2-30:	Abschätzung eines möglichen Ausbaus von Biomethananlagen basierend auf Reststoffen für Österreich im Vergleich zum gesamten Biomethanpotential und dem Endenergieverbrauch der Haushalte an Erdgas	43
Abbildung 2-31:	Abschätzung eines möglichen Ausbaus von Biomethananlagen – Anzahl der Anlagen – auf Ebene der österreichischen Bundesländer	44
Abbildung 2-32:	Abschätzung eines möglichen Ausbaus von Biomethananlagen basierend auf Reststoffen für die österreichischen Bundesländer im Vergleich zum gesamten Biomethanpotential und dem Endenergieverbrauch der Haushalte an Erdgas	49
Abbildung 2-33:	Prognose der Stromerzeugung und Annahme Überschussenergie aus Wind, PV und Wasserkraft	55
Abbildung 2-34:	Theoretisches Potential der H ₂ -Erzeugung mittels Elektrolyse unter Einsatz von Überschussstrom in Österreich	56

Abbildung 2-35:	Theoretisches Erzeugungspotential an synthetischem Methan in Power-to-Gas Anlagen in Österreich im Vergleich mit Energetischen Endverbrauch an Erdgas der Haushalte.....	57
Abbildung 2-36:	Abschätzung eines möglichen Ausbaus von Power-to-Gas Methanisierungsanlagen – Anzahl der Anlagen.....	59
Abbildung 2-37:	Abschätzung eines möglichen Ausbaus von Power-to-Gas Anlagen für Österreich im Vergleich zum gesamten Potential an synthetischem Methan.....	60
Abbildung 2-38:	Abschätzung eines möglichen Ausbaus von Power-to-Gas-Anlagen – Anzahl der Anlagen – auf Ebene der österreichischen Bundesländer	61
Abbildung 2-39:	Abschätzung eines möglichen Ausbaus von Power-to-Gas Anlagen für die österreichischen Bundesländer im Vergleich zum gesamten Potential an synthetischem Methan.....	65
Abbildung 2-40:	Potential der jährlichen H ₂ -Einspeisung in das österreichische Erdgasnetz.	70
Abbildung 2-41:	Mögliche installierte Gesamtleistung von Power-to-Gas Anlagen und speicherbarer Strom für die unterschiedlichen H ₂ -Einspeiskapazitäten in das österreichische Erdgasnetz für aktuelle und zukünftige Rahmenbedingungen.	72
Abbildung 2-42:	Emissionen aus CO ₂ -Punktquellen in Österreich zusammengefasst nach Sektoren.....	73
Abbildung 2-43:	Dichte der installierten Windkraft und Standorte der potentiellen CO ₂ -Quellen für Power-to-Gas in Österreich	75
Abbildung 2-44:	Zusammenfassung der theoretischen Methanpotentiale im Vergleich zur Erdgasnachfrage für Fernwärme und der Haushalte in Österreich	76
Abbildung 3-1:	Spezifische Massenbilanz der Power-to-Gas und Biomethanprozessketten	81
Abbildung 3-2:	Eckdaten zur Kostenermittlung der Power-to-Gas und Biomethanprozessketten	82
Abbildung 3-3:	Kostenstrukturen der Biomethan-Referenzanlagen	86
Abbildung 3-4:	Spezifische Gestehungskosten CH ₄ aus den Biomethanreferenzanlagen.....	87
Abbildung 3-5:	Vergleich der Stromgestehungskosten aus Biogas in verschiedenen Studien	88
Abbildung 3-6:	Power-to-Gas System inkl. Anwendungsmöglichkeiten in den unterschiedlichen Sektoren.....	89
Abbildung 3-7:	Durchschnittliche Strompreise nach Stunden im Jahr geordnet	90

Abbildung 3-8:	Kostenstrukturen der H ₂ -Produktion aus Elektrolyse.....	91
Abbildung 3-9:	Kostenstrukturen der CH ₄ -Synthese über Methanisierung.....	91
Abbildung 3-10:	Spezifische Gestehungskosten H ₂ und CH ₄ aus den Power-to-Gas Referenzanlagen	92
Abbildung 3-11:	Spezifische Gestehungskosten H ₂ und CH ₄ aus den größeren Power-to-Gas Referenzanlagen [5-10 MWe]	93

5 Tabellenverzeichnis

Tabelle 2-1:	Zusammenstellung der im Rahmen der Analyse berücksichtigten Reststoffströme:	3
Tabelle 2-2:	Korn-Stroh-Verhältnisse bei mittlerer Ertragslage (Weizen 1; Stroh 0,8)	10
Tabelle 2-3:	Entwicklung des theoretischen Methanertragspotentials aus pflanzlichen agrarischen Reststoffen in Österreich bis 2050	15
Tabelle 2-4:	Substratbezogener Biogasertrag aus Wirtschaftsdüngern und Methangehalt	17
Tabelle 2-5:	Entwicklung des Methanertragspotentials aus Wirtschaftsdünger auf Bundesländerebene (Szenario 1)	19
Tabelle 2-6:	Entwicklung des Methanertragspotentials (in Nm ³ /a) aus Wirtschaftsdünger auf Bundesländerebene (Szenario 2)	21
Tabelle 2-7:	spezifische Methan- bzw. Biogaserträge und Methangehalt von Reststoffen aus der Lebensmittelindustrie	23
Tabelle 2-8:	Mengenpotential und Biomethanpotential aus Reststoffen der Lebensmittelindustrie in Österreich	24
Tabelle 2-9:	Methanertragspotential aus Abfällen aus der Fleisch- und Milchverarbeitung	25
Tabelle 2-10:	Zusammenfassung des Biomethanpotentials basierend auf Reststoffen für Österreich	38
Tabelle 2-11:	CO ₂ -Quellen in Österreich für potenzielle Nutzung in Power-to-Gas (Bezugsjahr 2013) und potenzielle über Power-to-Gas produzierte Methanmengen	74
Tabelle 3-1:	Vergleich der Preisstrukturen wesentlicher Benchmarks 2015 / 2030	93
Tabelle 7-1:	Biomethanpotential aus Lebensmittelabfällen im Restmüll	104
Tabelle 7-2:	Biomethanpotential aus Küchen- und Speiseresten	105
Tabelle 7-3:	Biomethanpotential aus Grünschnitt	106
Tabelle 7-4:	Biomethanpotential aus Biotonnenmaterial	107
Tabelle 7-5:	Biomethanpotential aus biogenem Material aus der Hausgartenkompostierung	108

6 Literaturverzeichnis

- [1] Mairitsch, K. et al (2011). Über die Erschließung des Potenzials biogener Haushaltsabfälle und Grünschnitt zum Zwecke der Verwertung in einer Biogasanlage zur optimierten energetischen und stofflichen Verwertung. Arge Ecoin
- [2] Zethner und Süßenbacher (2012). Vergärung von Wirtschaftsdüngern in Biogasanlagen. Evaluierung hinsichtlich Klimaschutzrelevanz. Umweltbundesamt, Wien, 2012.
- [3] Amon, T. et al (2001). Neue Entwicklung in der landwirtschaftlichen Biogaserzeugung und wirtschaftliche Rahmenbedingungen. Gumpensteiner Bautagung 2001.
- [4] Gabauer, W. (2015). FABbiogas. Situation in Austria. Universität für Bodenkultur Wien. IEE-Projekt FABbiogas: BIOGAS Produktion aus organischen Reststoffe der europäischen Lebensmittel- und Getränkeindustrie.
- [5] Reisinger, H. et al (2012). Rückstände aus der Nahrungs- und Genussmittelproduktion. Materialien zur Abfallwirtschaft. Umweltbundesamt, Wien 2012.
- [6] Statistik Austria (2016). Bevölkerungsprognosen. URL: http://www.statistik.at/web_de/statistiken/menschen_und_gesellschaft/bevoelkerung/demographische_prognosen/bevoelkerungsprognosen/index.html (dl: 20.12.2016)
- [7] Bundesanstalt für Agrarwirtschaft (2016). Grüner Bericht 2016. URL: <http://www.awi.bmlfuw.gv.at/index.php?id=gruenerbericht> (dl: 19.12.2016)
- [8] Strohrechner 2016 der Landwirtschaftskammer OÖ, URL: <https://ooe.lko.at/?+LK-Strohrechner-Kostenloses-Excel-Programm-der-Landwirtschaftskammern+&id=2500,1613596> (dl: 19.12.2016)
- [9] FAO (2012). Soil organic carbon accumulation and greenhouse gas emission reductions from conservation agriculture: A literature review. Integrated Crop Management, Vol. 16-2012, Rome. bzw. Blanco-Canqui (2013). Crop residue removal for bioenergy reduces soil carbon pools: How can we offset carbon losses. Bioenergy Resources, Vol. 6, pp. 358-371. bzw. Karlen et al (2014). Multilocation corn stover harvest effects on crop yields and nutrient removal. BioEnergy Research, Vol. 7, pp. 528-539.
- [10] Powlson et al (2012). The potential to increase soil carbon stocks through reduced tillage or organic material additions in England and Wales: A case study. Agriculture, Ecosystems and Environment, Vol. 146, pp.23-33. bzw. Beuke (2006). Überprüfung der Humusbilanzierung anhand von Dauerversuchen in verschiedenen Klimaregionen Euroras. Diplomarbeit, Universität Trier.
- [11] Vetter, A. et al (2012). Welchen Beitrag kann Biomasse zur nachhaltigen Bioenergienutzung leisten? Technologische Herausforderungen. Thüringer Landesanstalt für Landwirtschaft. URL: https://www.energetische-biomassennutzung.de/fileadmin/user_upload/Intern/4_statuskonferenz/11_051112_TLL_Statuskonf_Berlin.pdf (dl: 13.02.2017)
- [12] Pfundtner, E. et al (2007). Der sachgerechte Einsatz von Biogasgülle und Gärrückständen im Acker- und Grünland. Fachbeirat für Bodenfruchtbarkeit und Bodenschutz. 2. Auflage. BMLFUW, Wien, 2007.
- [13] FNR. (o.J.). Rüben. URL: <http://energiepflanzen.fnr.de/energiepflanzen/rueben/>. (dl: 13.02.2017)
- [14] <http://www.derwesten.de/region/sauer-und-siegerland/biogas-aus-stroh-und-ruebenblaettern-id12058312.html> (dl: 13.02.2017)

- [15] Reinhold, G. (2014). Standpunkt zur Vergärung von Stroh in landwirtschaftlichen Biogasanlagen. Thüringer Landesanstalt für Landwirtschaft. URL: http://www.til.de/ainfo/pdf/st_bstroh.pdf (dl: 13.02.2017) bzw. Bauer, A. und Gronauer, A. (2014). Landwirtschaftliches Reststoff-Potenzial für Biogas Technische Umsetzungs- und Handlungserfordernisse. Universität für Bodenkultur. Department of Sustainable Agricultural Systems.
- [16] http://www.lfl.bayern.de/iba/energie/049711/?sel_list=20%2Cb&anker0=substratanker#substratanker (dl: 02.01.2017)
- [17] Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. [Hrsg.] (2013) Leitfaden Biogas – Von der Gewinnung zur Nutzung, 6. überarbeitete Auflage, ISBN 3-00-014333-5
- [18] Institut für Energetisch und Umwelt (2007). Biogaserzeugung durch Trockenvergärung von organischen Rückständen, Nebenprodukten und Abfällen aus der Landwirtschaft Abschnitt 2 Erhebung der mit Trockenfermentationsverfahren erschließbaren energetischen Potenziale in Deutschland Vergleichende ökonomische und ökologische Analyse landwirtschaftlicher Trockenfermentationsanlagen. Schlussbericht.
- [19] FABbiogas(o.J.). Biogas Production and Biogas Potentials from Residues of the European Food and Beverage Industry. Austria-National Situation. URL: http://www.fabbiogas.eu/fileadmin/user_upload/Download/National_Report_AUSTIRA_german.pdf (dl: 20.12.2016)
- [20] BMLFUW (2015). Die Bestandsaufnahme der Abfallwirtschaft in Österreich. Statusbericht 2015, Wien 2015.
- [21] Pladerer, Ch. et al (2016). Lagebericht zu Lebensmittelabfällen und -verlusten in Österreich, Wien März 2016
- [22] Scherhauer, S. et al (2016). Ökologische Auswirkungen von Lebensmittelabfällen.
- [23] ÖROK (2014). Kleinräumige Bevölkerungsprognose 2014. ÖROK-Regionalprognosen 2014 – Bevölkerung. Kurzfassung. URL: https://www.statistik.at/web_de/statistiken/menschen_und_gesellschaft/bevoelkerung/demographische_prognosen/index.html (dl: 13.02.2017)
- [24] http://www.lfl.bayern.de/iba/energie/049711/?sel_list=49%2Cb&anker0=substratanker#substratanker (dl: 03.01.2017)
- [25] KTBL: Kuratorium für Technik u. Bauwesen in der Landwirtschaft (2008) ‚Betriebsplanung Landwirtschaft 2008/09‘, Daten zu Schlachtabfällen und Schweinemist aus Genesys-Merkblatt M101 - Biogasausbeute von Hofdüngern und Co-Substraten
- [26] BMLFUW (2014). Kommunales Abwasser. Österreichischer Bericht 2014. Wien 2014
- [27] Reinhofer-Gubisch, M. J. (2014). Lastverschiebung bei kommunalen Kläranlagen und Wasserversorgungssystemen, Projektbericht 7/9. Wien: Joanneum Research, Resources - Institut für Wasser, Energie und Nachhaltigkeit/ TU Wien. bzw. Albus, B. (2004). Biogaserzeugung - Verfahren, Gasbestandteile und Potenziale. Wien: 14. DVV Kolloquium.
- [28] Statistik Austria (2016). Energiebilanzen. URL: http://www.statistik.at/web_de/statistiken/energie_umwelt_innovation_mobilitaet/energie_und_umwelt/energie/energiebilanzen/index.html (dl: 03.02.2017)
- [29] Reiter, G. und Lindorfer, J. (2015). Global warming potential of hydrogen and methane production from renewable electricity via power-to-gas technology. International Journal of LCA, Vol.20, pp. 477-489.
- [30] Österreichische Energieagentur (2015) Szenarien für die Strom- und Fernwärmeaufbringung 2030-2050 im Hinblick auf Klimaziele 2030 und 2050,

- https://www.energyagency.at/fileadmin/dam/pdf/publikationen/berichteBroschueren/Szenarien_fuer_Strom-_und_Fernwaermeaufbringung_und_Stromnachfrage_im_Hinblick_auf_Klimaziele_2030_und_2050.pdf
- [31] Krutzler, Th. et al (2015). Energiewirtschaftliche Szenarien in Hinblick auf die Klimaziele 2030 und 2050. Synthesebericht 2015. Umweltbundesamt, Wien 2015.
- [32] Reiter G., Lindorfer J. (2015) / Journal of CO2 Utilization / 10:40-49
- [33] Müller, K., Fleige, M., Rachow, F., Schmeißer, D. Energ. Procedia 40 (2013) 240-248.
- [34] M. Lehner, R. Tichler, H. Steinmüller, M. Koppe, (2014) Power-to-Gas: Technology and Business Models. Springer Briefs in Energy.
- [35] Richtlinie VDI 2067 - Blatt 1 "Wirtschaftlichkeit gebäudetechnischer Anlagen – Grundlagen und Kostenberechnung". Verein Deutscher Ingenieure, 2012.
- [36] http://bio.methan.at/de/download_biomethane-calculator
- [37] Agentur für erneuerbare Energie (2014) Studienvergleich Stromgestehungskosten verschiedener Erzeugungstechnologien, http://www.forschungsradar.de/fileadmin/content/bilder/Vergleichsgrafiken/Stromgestehungskosten_okt2014/AEE_Dossier_Studienvergleich_Stromgestehungskosten_sep14.pdf
- [38] Grond L, Schulze P, Holstein J. Systems analyses Power to Gas: A technology review. Groningen, 2013. [http://www.dnv.com/binaries/dnv%20kema%20\(2013\)%20-%20systems%20analyses%20power%20to%20gas%20-%20technology%20review_tcm4-567461.pdf](http://www.dnv.com/binaries/dnv%20kema%20(2013)%20-%20systems%20analyses%20power%20to%20gas%20-%20technology%20review_tcm4-567461.pdf), Zugriff am 30.01.2014.
- [39] Shaw S, Peteves E. Exploiting Synergies in European wind and hydrogen sectors: A cost-benefit assessment. International Journal of Hydrogen Energy, 2008 (33), 3249-3263.
- [40] Reiter G, Lindorfer J. Möglichkeiten der Integration von Power-to-Gas in das bestehende Energiesystem. In: Steinmüller H., Schneider F., Hauer A. Jahrbuch Energiewirtschaft 2013, NWV-Verlag.
- [41] Steinmüller H, Tichler R et al. (2014) Power to Gas – Eine Systemanalyse. Markt- und Technologiescouting und -analyse. Im Auftrag des BMWFJ.
- [42] Tichler R, Lindorfer J, Friedl C, Reiter G, Steinmüller H (2014) FTI-Roadmap Power-to-Gas für Österreich. Berichte aus Energie- und Umweltforschung 50/2014, Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie. http://www.energiesystemederzukunft.at/nw_pdf/1450_fti_roadmap_power_to_gas.pdf, Zugriff am 03.08.2015

7 Anhang

Tabelle 7-1: Biomethanpotential aus Lebensmittelabfällen im Restmüll

Lebensmittelabfälle im Restmüll bzw. überlagerte Ware [Nm ³ /a]											
	Burgenland	Kärnten	Nieder österreich	Ober österreich	Salzburg	Steiermark	Tirol	Vorarlberg	Wien	Österreich	
2015	4.625.848	8.933.265	26.274.701	23.094.249	8.658.636	19.593.063	11.716.798	6.092.912	29.012.897	138.002.369	
2016	4.670.481	8.974.028	26.542.533	23.327.762	8.763.015	19.756.436	11.878.668	6.170.569	29.671.763	139.755.256	
2017	4.703.680	8.994.642	26.734.516	23.477.606	8.828.790	19.861.615	11.991.315	6.223.566	30.134.569	140.950.299	
2018	4.736.256	9.014.056	26.924.436	23.621.437	8.889.975	19.959.661	12.096.462	6.272.869	30.554.084	142.069.236	
2019	4.767.808	9.032.111	27.111.893	23.759.815	8.946.522	20.051.854	12.194.684	6.319.454	30.935.379	143.119.520	
2020	4.798.960	9.048.119	27.295.767	23.892.212	8.999.168	20.137.827	12.286.270	6.362.424	31.279.269	144.100.015	
2025	4.942.391	9.103.579	28.146.424	24.459.845	9.199.466	20.486.994	12.657.106	6.532.849	32.538.758	148.067.412	
2030	5.064.489	9.118.083	28.866.012	24.884.317	9.321.100	20.726.728	12.915.055	6.643.849	33.297.302	150.836.937	
2040	5.240.065	9.055.459	29.951.909	25.408.308	9.423.704	20.989.379	13.227.377	6.765.388	34.209.224	154.270.812	
2050	5.336.272	8.924.757	30.715.490	25.647.771	9.454.185	21.057.217	13.388.687	6.823.006	34.911.988	156.259.373	

Quelle: eigene Darstellung

Tabelle 7-2: Biomethanpotential aus Küchen- und Speiseresten

	Küchen- und Speisereste [Nm ³ /a]									
	Burgenland	Kärnten	Nieder österreich	Ober österreich	Salzburg	Steiermark	Tirol	Vorarlberg	Wien	Österreich
2015	208.583	1.404.106	4.129.785	3.629.890	1.360.940	3.079.583	1.841.614	957.667	4.560.167	21.172.336
2016	210.596	1.410.513	4.171.882	3.666.593	1.377.346	3.105.262	1.867.056	969.873	4.663.726	21.442.848
2017	212.093	1.413.753	4.202.057	3.690.145	1.387.685	3.121.794	1.884.762	978.203	4.736.468	21.626.960
2018	213.562	1.416.804	4.231.908	3.712.752	1.397.302	3.137.204	1.901.288	985.952	4.802.406	21.799.180
2019	214.985	1.419.642	4.261.372	3.734.502	1.406.190	3.151.695	1.916.727	993.274	4.862.337	21.960.724
2020	216.389	1.422.158	4.290.273	3.755.312	1.414.464	3.165.208	1.931.122	1.000.028	4.916.389	22.111.344
2025	222.857	1.430.875	4.423.977	3.844.531	1.445.947	3.220.089	1.989.409	1.026.815	5.114.352	22.718.852
2030	228.362	1.433.155	4.537.080	3.911.248	1.465.065	3.257.770	2.029.953	1.044.262	5.233.578	23.140.472
2040	236.279	1.423.312	4.707.758	3.993.608	1.481.192	3.299.053	2.079.043	1.063.365	5.376.911	23.660.520
2050	240.617	1.402.769	4.827.776	4.031.246	1.485.983	3.309.715	2.104.397	1.072.421	5.487.370	23.962.293

Quelle: eigene Darstellung

Tabelle 7-3: Biomethanpotential aus Grünschnitt

	Grünschnitt [Nm ³ /a]									
	Burgenland	Kärnten	Nieder österreich	Ober österreich	Salzburg	Steiermark	Tirol	Vorarlberg	Wien	Österreich
2015	3.094.790	5.976.543	17.578.330	15.450.540	5.792.810	13.108.173	7.838.786	4.076.287	19.410.241	92.326.500
2016	3.124.651	6.003.814	17.757.515	15.606.766	5.862.642	13.217.473	7.947.080	4.128.241	19.851.036	93.499.219
2017	3.146.862	6.017.605	17.885.956	15.707.015	5.906.647	13.287.840	8.022.443	4.163.697	20.160.663	94.298.727
2018	3.168.655	6.030.594	18.013.016	15.803.241	5.947.581	13.353.435	8.092.789	4.196.682	20.441.328	95.047.320
2019	3.189.764	6.042.673	18.138.429	15.895.818	5.985.412	13.415.114	8.158.501	4.227.848	20.696.422	95.749.982
2020	3.210.606	6.053.383	18.261.445	15.984.395	6.020.633	13.472.632	8.219.774	4.256.596	20.926.492	96.405.954
2025	3.306.564	6.090.486	18.830.552	16.364.153	6.154.637	13.706.232	8.467.871	4.370.614	21.769.117	99.060.227
2030	3.388.250	6.100.190	19.311.972	16.648.134	6.236.013	13.866.619	8.640.445	4.444.875	22.276.598	100.913.097
2040	3.505.714	6.058.293	20.038.460	16.998.695	6.304.657	14.042.338	8.849.394	4.526.187	22.886.693	103.210.432
2050	3.570.079	5.970.851	20.549.312	17.158.900	6.325.049	14.087.723	8.957.314	4.564.735	23.356.857	104.540.821

Quelle: eigene Darstellung

Tabelle 7-4: Biomethanpotential aus Biotonnenmaterial

		Biotonnenmaterial [Nm ³ /a]									
		Burgenland	Kärnten	Nieder österreich	Ober österreich	Salzburg	Steiermark	Tirol	Vorarlberg	Wien	Österreich
2015		3.249.435	6.275.187	18.456.709	16.222.594	6.082.274	13.763.181	8.230.485	4.279.977	20.380.159	96.940.000
2016		3.280.787	6.303.821	18.644.848	16.386.626	6.155.595	13.877.942	8.344.191	4.334.527	20.842.981	98.171.319
2017		3.304.108	6.318.302	18.779.706	16.491.885	6.201.799	13.951.825	8.423.320	4.371.755	21.168.079	99.010.779
2018		3.326.991	6.331.939	18.913.116	16.592.919	6.244.778	14.020.698	8.497.180	4.406.388	21.462.769	99.796.778
2019		3.349.155	6.344.622	19.044.795	16.690.123	6.284.500	14.085.459	8.566.177	4.439.111	21.730.610	100.534.551
2020		3.371.038	6.355.866	19.173.958	16.783.125	6.321.481	14.145.851	8.630.511	4.469.295	21.972.176	101.223.302
2025		3.471.791	6.394.824	19.771.504	17.181.860	6.462.181	14.391.124	8.891.006	4.589.011	22.856.906	104.010.207
2030		3.557.559	6.405.013	20.276.979	17.480.031	6.547.623	14.559.526	9.072.203	4.666.983	23.389.747	105.955.664
2040		3.680.892	6.361.023	21.039.770	17.848.109	6.619.697	14.744.025	9.291.593	4.752.358	24.030.328	108.367.796
2050		3.748.473	6.269.211	21.576.149	18.016.320	6.641.108	14.791.678	9.404.906	4.792.832	24.523.985	109.764.664

Quelle: eigene Darstellung

Tabelle 7-5: Biomethanpotential aus biogenem Material aus der Hausgartenkompostierung

		Hausgartenkompostierung [Nm ³ /a]									
		Burgenland	Kärnten	Nieder österreich	Ober österreich	Salzburg	Steiermark	Tirol	Vorarlberg	Wien	Österreich
2015		9.471.884	18.291.750	53.800.068	47.287.775	17.729.420	40.118.748	23.991.312	12.475.845	59.406.798	282.573.600
2016		9.563.275	18.375.217	54.348.481	47.765.917	17.943.147	40.453.271	24.322.757	12.634.855	60.755.892	286.162.812
2017		9.631.254	18.417.425	54.741.585	48.072.738	18.077.827	40.668.635	24.553.413	12.743.372	61.703.532	288.609.780
2018		9.697.956	18.457.178	55.130.464	48.367.247	18.203.109	40.869.395	24.768.711	12.844.324	62.562.532	290.900.915
2019		9.762.562	18.494.147	55.514.301	48.650.589	18.318.896	41.058.170	24.969.831	12.939.711	63.343.271	293.051.476
2020		9.826.349	18.526.925	55.890.803	48.921.685	18.426.692	41.234.207	25.157.361	13.027.696	64.047.419	295.059.137
2025		10.120.039	18.640.484	57.632.608	50.083.969	18.836.823	41.949.161	25.916.685	13.376.660	66.626.350	303.182.779
2030		10.370.047	18.670.184	59.106.035	50.953.119	19.085.882	42.440.041	26.444.862	13.603.943	68.179.543	308.853.656
2040		10.729.554	18.541.954	61.329.519	52.026.042	19.295.974	42.977.845	27.084.372	13.852.805	70.046.794	315.884.859
2050		10.926.548	18.274.330	62.893.027	52.516.366	19.358.386	43.116.750	27.414.671	13.970.785	71.485.773	319.956.634

Quelle: eigene Darstellung