

Netzeinspeisung von erneuerbarem Gas

Volkswirtschaftliche Effekte des Ausbaus von Erzeugungskapazitäten für erneuerbare Gase und deren Einspeisung in das Gasnetz

ENDBERICHT

VerfasserInnen: Martin Höher (PL)
Angela Holzmann
Lorenz Strimitzer

Auftraggeber: **Fachverband der Gas- und
Wärmeversorgungsunternehmen**
Schubertring 14
1010 Wien

Datum: Wien, März 2019



IMPRESSUM

Herausgeberin: Österreichische Energieagentur – Austrian Energy Agency GmbH, FN 413091m
Mariahilfer Straße 136, A-1150 Wien, T. +43 (1) 586 15 24, Fax DW 340
office@energyagency.at | www.energyagency.at

Für den Inhalt verantwortlich: DI Peter Traupmann

Gesamtleitung: DI Martin Höher, MSc | Lektorat: Mag. Bao An Phan Quoc, BA

Herstellerin: Österreichische Energieagentur – Austrian Energy Agency GmbH | Verlagsort und Herstellungsort: Wien
Nachdruck nur auszugsweise und mit genauer Quellenangabe gestattet. Gedruckt auf chlorfrei gebleichtem Papier.

Die Österreichische Energieagentur GmbH hat die Inhalte der vorliegenden Publikation mit größter Sorgfalt recherchiert und dokumentiert. Für die Richtigkeit, Vollständigkeit und Aktualität der Inhalte können wir jedoch keine Gewähr übernehmen.

Kurzfassung

Ziel der vorliegenden Studie ist eine Analyse der volkswirtschaftlichen Effekte einer „Greening the Gas“ Strategie: Ersatz von fossilem Erdgas durch die Einspeisung von Biomethan, Wasserstoff und synthetischem Erdgas aus erneuerbaren Quellen in das bestehende Gasnetz. Das Ausbaupotenzial bis zum Jahr 2050 für erneuerbare Gase wurde entsprechend den Analysen von JKU und Montanuniversität mit mind. 2 Mrd. Nm³ Gas jährlich angesetzt. Diese Menge entspricht nach heutigen Projektionen in etwa der für 2050 erwarteten Gasnachfrage für die Raumwärmeerzeugung.

Betrachtet wurde einerseits der Aufbau von Produktionskapazitäten für erneuerbare Gase, deren Aufbau mit ersten Biomethanproduktionsanlagen im Jahr 2004 einsetzte, und andererseits der weitere mögliche Ausbau der Produktionskapazitäten auf 2 Mrd. Nm³ erneuerbare Gase bis zum Jahr 2050. Investitionen, welche nicht in der österreichischen Wirtschaft wirksam werden (Import technischer Anlagen oder Komponenten), wurden in die Analyse nicht einbezogen. Die Abschätzung der durch „Greening the Gas“ entstehenden Wertschöpfung und Beschäftigung erfolgt mittels Input-Output-Analyse auf Basis der in Österreich wirksamen Investitionen und des laufenden Aufwands für den Betrieb der Anlagen.

Der Ausbau der Produktionskapazitäten für erneuerbare Gase löst Gesamtinvestitionen von 14,7 Mrd. Euro aus, davon können **10,8 Mrd. Euro** als für die österreichische Wirtschaft wirksam angesetzt werden. Darüber hinaus entstehen im Betrachtungszeitraum **14,0 Mrd. Euro** Aufwände durch den Betrieb der Anlagen. Als Wertschöpfung ergibt sich daraus insgesamt ein Betrag von **20,9 Mrd. Euro**, wovon 8,2 Mrd. Euro Biomethan und 12,7 Mrd. Euro Wasserstoff und synthetischem Erdgas zugerechnet werden können.

Die Beschäftigungseffekte aus der Investitionstätigkeit für „Greening the Gas“ liegen bei jährlich **2.000 bis 4.000 Vollzeitbeschäftigten**, während der Betrieb der Anlagen langfristig bis zu **6.000 Vollzeitbeschäftigte** schafft und über den betrachteten Investitionszeitraum bis 2050 hinausreicht. Das bis 2050 insgesamt geschaffene Einkommen summiert sich auf rund **9 Mrd. Euro**.

Das zukünftige Energiesystem wird zunehmend von volatilen Energieträgern wie PV- oder Windstrom gekennzeichnet sein. Vor diesem Hintergrund ist die **saisonale Speicherbarkeit** von erneuerbaren Gasen hervorzuheben, welche witterungsunabhängig für die Erzeugung elektrische Energie, Wärme oder mechanischer Energie genutzt werden können. Die dadurch erzielbare **Flexibilität im Energiesystem** kann die voranschreitende Energiewende unter Nutzung volatiler Erneuerbarer erst möglich machen. Die damit verbunden **gesteigerte Wertigkeit** sollte bei zukünftigen volkswirtschaftlichen Betrachtungen von erneuerbaren Gasen entsprechend berücksichtigt werden.

Die Aufbereitung und Einspeisung von Biogas in das Erdgasnetz an Stelle des Einsatzes zur Ökostromerzeugung weist zudem **förderspezifische Vorteile** auf. Mit dem Unterstützungsvolumen für die Ökostromproduktion aus Biogas von 79 Mio. Euro im Jahr 2017 wäre die kostendeckende Einspeisung von 225 Mio. m³ Biomethan möglich gewesen, dessen Energiegehalt die Ökostromeinspeisung (aus Biogas) um 50% übertrifft. Eine Betrachtung der Ökostromförderung insgesamt zeigt, dass die Ökostromeinspeisung von 10,5 TWh im Jahr 2017 ein Unterstützungsvolumen von 860 Mio. Euro benötigte. Die der Ökostromeinspeisung energetisch äquivalente Biomethaneinspeisung hingegen würde lediglich ein Fördervolumen von 360 Mio. Euro erfordern.

Inhaltsverzeichnis

1	EINLEITUNG	5
2	METHODIK	7
2.1	Datenerhebung	7
2.2	Volkswirtschaftliche Analyse	7
2.2.1	Wertschöpfung	9
2.2.2	Beschäftigung	10
2.2.3	Best-Practice-Beispiel	10
3	DATENGRUNDLAGE	11
3.1	Anlagenbestand	11
3.2	Netzeinspeisung von erneuerbaren Gasen	12
3.3	Technische und Ökonomische Rahmenbedingungen	14
3.3.1	Etablierte Technologien	14
3.3.2	Ökonomische Kennzahlen	14
4	VOLKSWIRTSCHAFTLICHE ANALYSE	17
4.1	Investitionskosten	17
4.2	Betriebsaufwände	19
4.3	Wertschöpfung	19
4.4	Beschäftigung	21
5	BEST-PRACTICE-BEISPIEL STRAß IN DER STEIERMARK	24
6	ZUSAMMENFASSUNG	28
7	LITERATUR	31
8	ABKÜRZUNGEN	33
9	ABBILDUNGSVERZEICHNIS	35
10	TABELLENVERZEICHNIS	37

1 Einleitung

Ziel dieser Studie ist eine Abschätzung der volkswirtschaftlichen Effekte einer verstärkten Einspeisung erneuerbarer Gase (Biomethan, Wasserstoff und synthetisches Erdgas) in das bestehende Gasnetz abzuschätzen. Das Gasnetz ist neben dem Elektrizitätsnetz die zweite großflächig bedeutsame Energieversorgungsinfrastruktur Österreichs. Es besteht derzeit aus etwa 2.000 km Fernleitungsnetz der Ebene 1 mit den Haupttrassen Ost-West und Nord-Süd sowie einem Verteilnetz der Ebene 2 und 3 von etwa 44.000 km Länge. Aufgrund der geografischen Lage ist Österreich wichtiges Transitland für die Verteilung von Gas in Mitteleuropa.

Im Jahr 2017 wurde von den rund 48,9 Mrd. Nm³ Gasimporten rund 40,8 Mrd. Nm³ wieder exportiert. Bei Berücksichtigung inländischer Produktion sowie Lagerstandsänderungen liegt der Verbrauch in Österreich bei rund 8,9 Mrd. Nm³ Erdgas im Jahr, was rund 100 TWh entspricht [1]. Weiters zu beachten sind große Speicherkapazitäten von über 8,2 Mrd. Nm³ bzw. 92 TWh Erdgas [2]. Gas ist ein wichtiger Energieträger für die Wärmeversorgung von Haushalten, Gewerbe und Industrie. Rund 1.245.000 Haushalte sowie 103.000 Unternehmen in Österreich verfügten im Jahr 2017 über einen Gasanschluss [3]. Gas spielt aber auch zunehmend in der Versorgung mit elektrischer Energie eine Rolle. Da gasförmige Energieträger kurzfristig einsetzbar sind, gewinnen sie mit dem fortschreitenden Ausbau der erneuerbaren Energiequellen wie Wind und Photovoltaik zusätzlich an Bedeutung. Produktion und Nachfrage von Elektrizität können im Jahresverlauf stark divergieren, wodurch auch bei weiterem Ausbau der erneuerbaren Energien bis 2030 eine Versorgungslücke von insgesamt etwa 11 TWh entstehen kann.

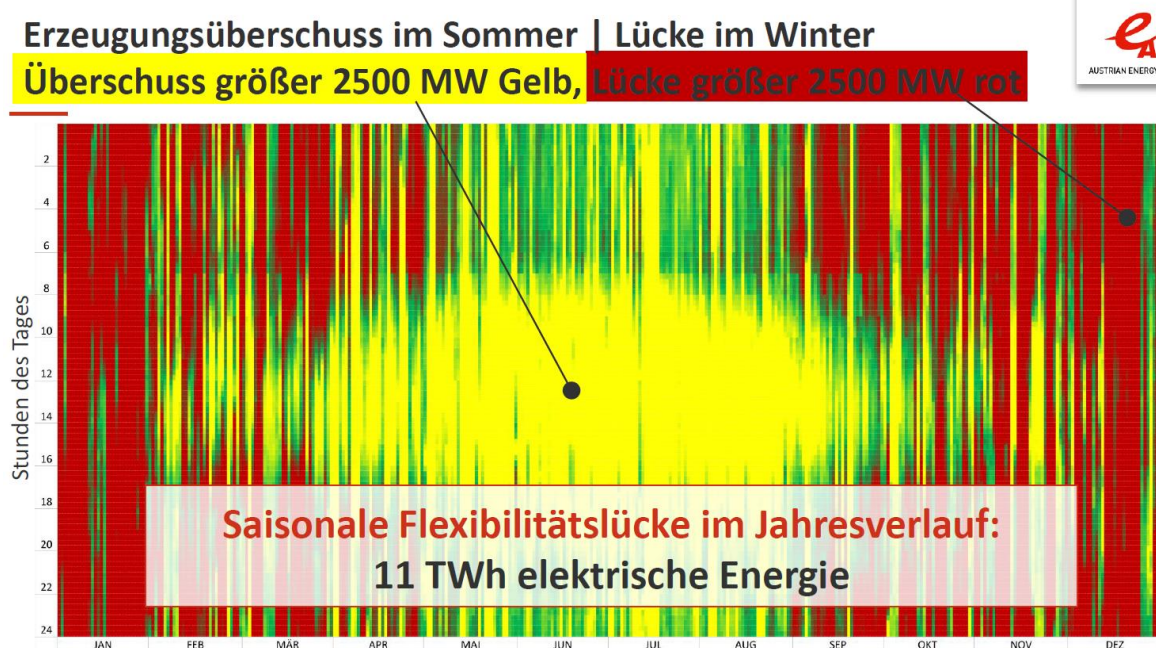


Abbildung 1: Szenario zum saisonalen Aufkommen bzw. Bedarf an elektrischer Energie im Jahr 2030

Ein Ausbau der Produktionskapazitäten für erneuerbare Gase kann hier ausgleichend wirken und temporäre Versorgungsengpässe überbrücken. Das Gasnetz ist somit Speicher eines kurzfristig verfügbaren Energieträgers und trägt maßgeblich zur Versorgungssicherheit bei. Diese Sichtweise steht auch im Einklang mit der

österreichischen Klima- und Energiestrategie #mission2030, welche auf die Systemrelevanz des Gasnetzes Bezug nimmt und mit dem *Leuchtturm 7: Erneuerbarer Wasserstoff und Biomethan* die Basis für eine verstärkte Einspeisung erneuerbarer Gase legt [4]. Langfristig sind erneuerbare Gase als (saisonaler) Energiespeicher und kurzfristig verfügbarer Energieträger somit von großer Bedeutung. Sie können witterungsunabhängig für die Erzeugung elektrische Energie, Wärme oder mechanischer Energie genutzt werden und sind damit eine wichtige Ergänzung für die Energieerzeugung aus volatilen erneuerbaren Energieträgern. Unabhängig von den Kosten wird das Energieaufkommen im zukünftigen nachhaltigen Energiesystem aus einem Mix aus erneuerbaren Energieträgern bereitgestellt. Erneuerbare Gase können somit als chemische Energiespeicher aufgrund der raschen und vielfältigen Nutzungsmöglichkeiten und der Speicher- und Transportmöglichkeiten durch das Gasnetz eine wichtige Rolle im zukünftigen Energiesystem einnehmen.

Österreich verfügt sowohl über die Ressourcen als auch das technische Know-how für die Erzeugung von Biogas, welches zu Biomethan in Erdgasqualität aufbereitet werden kann. Biomethan kann fossiles Erdgas im Gasnetz ersetzen und die Treibhausgasbilanz der Endverbraucher erheblich verbessern. Zudem besteht großes Potenzial für die Verwertung organischer Reststoffe aus z. B. Landwirtschaft, Lebensmittelindustrie oder Abwasserbehandlung. Eine verstärkte Netzeinspeisung von Biomethan ist somit sowohl aus technischer als auch aus Sicht einer integrierten Kreislaufwirtschaft durchaus sinnvoll. Eine weitere Möglichkeit, verstärkt erneuerbare Energieträger in die Gasversorgung zu integrieren und dabei bestehende Infrastruktur zu nutzen, besteht in der Produktion von Wasserstoff und synthetischem Erdgas auf Basis von Überschussstrom. Mit sogenannten Power-to-Gas-Technologien (PtG) kann elektrische Energie chemisch gespeichert und bedarfsgerecht eingesetzt werden. Die Grundlage bildet elektrische Energie aus erneuerbaren Energiequellen, die durch Elektrolyse in Wasserstoff umgewandelt wird. Dessen Einspeisung in das Gasnetz ist jedoch mit etwa 10 % Volumenanteil limitiert. Als Alternative kann Wasserstoff mit Kohlendioxid zu Methan synthetisiert und als synthetisches Erdgas (SNG) eingespeist werden.

Dem Bestreben, verstärkt erneuerbare Gase in das Gasnetz zu integrieren, liegen durchaus auch wirtschaftliche Überlegungen zugrunde. Im Gegensatz zu Erdgas, dessen Produktionskapazitäten in Österreich sehr gering sind, ist die Produktion erneuerbarer Gase noch stark ausbaufähig. Damit würden auch volkswirtschaftlich relevante Effekte wie Wertschöpfung und Beschäftigung verstärkt in Österreich entstehen. Darüber hinaus bewirken auch der Bau- und Betrieb der Anlagen positive Impulse auf Wirtschaftszweige wie Anlagenbau, Hochbau, technische Planung oder Wartung. Auf die volkswirtschaftlichen Effekte einer verstärkten Einspeisung von erneuerbaren Gasen wird in folgenden Kapiteln im Detail eingegangen.

2 Methodik

Die vorliegende Studie betrachtet volkswirtschaftliche Effekte wie Wertschöpfung und Beschäftigung, welche durch den möglichen Ausbau von Produktionskapazitäten und der Einspeisung in des Erdgasnetz von Biomethan, synthetischem Erdgas (SNG) und Wasserstoff aus erneuerbaren Quellen erwartet werden können. Grundlage dazu liefern Investitionen zu Errichtung sowie Erhalt der Anlagen und die Kosten für deren Betrieb. Auf dieser Basis werden mittels Input-Output-Analyse direkte, indirekte und sekundäre Wertschöpfung und Beschäftigung ermittelt. Die Analyse ist ausschließlich auf die österreichische Volkswirtschaft gerichtet, d. h. Effekte im Ausland z. B. durch importierte Maschinen werden nicht berücksichtigt.

2.1 Datenerhebung

Für die Analyse der Bestandsanlagen wurden technische und ökonomische Kennzahlen der bestehenden Anlagen in Österreich bei der Interessenvertretung Arge Kompost&Biogas, dem Biomethanregister oder direkt bei den Betreibern abgefragt. Ergänzt wurde der Wissensstand durch wissenschaftliche Literatur. Technologien für die Wasserstoffproduktion und Methanisierung stellen noch junge Technologien dar und befinden sich teilweise noch in der Demonstrationsphase. Bestandsanlagen liefern daher bedingt verwertbare Daten für eine ökonomisch technische Bewertung und die Abschätzung der zukünftigen Entwicklung der Branche. Für die Abschätzung der Entwicklung des Anlagenbestandes wurde daher auf einschlägige wissenschaftliche Studien der vergangenen Jahre zurückgegriffen und zusätzlich Experten in die Wissensgenerierung einbezogen.

2.2 Volkswirtschaftliche Analyse

Der Ersatz von fossilem Erdgas mit erneuerbaren Energieträgern hat nicht nur positive Effekte auf Klima und Umwelt, sondern leistet auch einen wesentlichen Beitrag zur Wertschöpfung in Österreich. Mit dem kontinuierlichen Aufbau von Produktionskapazitäten bis zum Jahr 2050 und den damit einhergehenden Ausgaben werden in den verbundenen Branchen und Betriebe Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekte ausgelöst, welche zu einer Stärkung des Wirtschaftsstandorts Österreich beitragen.

Zur Abschätzung dieser Effekte werden die jährlichen Investitions- und Betriebsaufwände mittels Input-Output-Analyse untersucht. Dieses Kapitel beschreibt in einem ersten Schritt die Methodik der Input-Output-Analyse und stellt die untersuchten Effekte dar. Ebenso werden die Datengrundlagen beschrieben und die Berechnungen der primären und sekundären Effekte erläutert. Für die Interpretation der Ergebnisse werden die Annahmen der Input-Output-Analyse dargestellt und der Untersuchungsgegenstand abgegrenzt.

Die Input-Output-Analyse wurde in den 1930er-Jahren von Wassily Leontief entwickelt und hat sich seither als eines der wichtigsten und ausbaufähigsten Werkzeuge der ökonomischen Theoriebildung erwiesen. Es handelt sich dabei um eine Modelltechnik, welche die Zusammenhänge einer arbeitsteiligen Wirtschaft und die Beiträge der einzelnen Wirtschaftsbereiche zur Wertschöpfung sichtbar macht. Jeder Wirtschaftsbereich produziert bestimmte Güter (das können Waren, aber auch Dienstleistungen sein) und benötigt dafür meist Inputs in Form von anderen Gütern. Die Produktion eines Gutes ist damit mit anderen Wirtschaftsbereichen verflochten, die ihrerseits wieder mehrere Vorprodukte benötigen usw. Input-Output-Tabellen zeigen nun für jeden Wirtschaftsbereich die in einem Jahr produzierten Güter, die für die Produktion dieser Güter notwendigen Vorprodukte und -leistungen sowie die Wertschöpfung (vereinfacht gesagt, die gesamte

Produktion des Wirtschaftsbereichs abzüglich der notwendigen Vorleistungen) und die Endnachfrage (das ist die Nachfrage, die nicht zur Produktion eines anderen Gutes dient).

Ziel einer input-output-statistischen Analyse ist das Aufzeigen von direkten und indirekten Produktionsverflechtungen. Es sollen jene Gesamteffekte ermittelt werden, die von einer gegebenen Endnachfrage bzw. Änderung der Endnachfrage ausgehen. Die Aufkommens- und Verwendungstabellen und die symmetrischen Input-Output-Tabellen vermitteln ein detailliertes Bild von der Zusammensetzung des Aufkommens und der Verwendung von Waren und Dienstleistungen sowie des Arbeitseinsatzes und der entstandenen Primäreinkommen. Aus den Vorleistungsverflechtungen und der Inputstruktur können Wertschöpfungs- und Beschäftigungsmultiplikatoren abgeleitet werden. Es können sowohl direkte als auch indirekte Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekte ermittelt und in weiterer Folge sekundäre Effekte abgeschätzt werden.

Als direkte Effekte werden im Folgenden die Veränderung des Outputs, der Wertschöpfung und der Beschäftigung bezeichnet, die aufgrund von Nachfrageimpulsen in den unmittelbar betroffenen Wirtschaftsbereichen entstehen. Die direkten Effekte umfassen nur einen Teil der gesamten wirtschaftlichen Auswirkungen von Investitionen. Neben den unmittelbar betroffenen Wirtschaftsbereichen wirken Investitionen auch auf jene Sektoren, die Vorleistungen für den unmittelbar betroffenen Wirtschaftszweig erbringen. Effekte, die nicht in dem unmittelbar von der Investition betroffenen Wirtschaftsbereich, sondern aufgrund der Produktionsverflechtungen der Wirtschaft entstehen, werden hier indirekte Effekte genannt.

Direkte und indirekte Effekte werden hier unter dem Begriff „primäre Effekte“ zusammengefasst. Diese primären Effekte können mittels „Leontief-Multiplikator“ errechnet werden. Die primären Effekte einer Nachfrageveränderung entstehen in den unmittelbar betroffenen Wirtschaftszweigen und in jenen Bereichen, die Vorleistungen für diese erbringen. Das aus den primären Effekten resultierende primäre Einkommen wird zum Teil für Konsum- und Investitionsausgaben verwendet, die ihrerseits wieder zu zusätzlicher Wertschöpfung, Beschäftigung und Einkommen führen. Solche Effekte, basierend auf primären Einkommen, werden in Folge sekundäre Effekte genannt. Grundlage für die hier durchgeführten Berechnungen sind die Input-Output-Tabellen 2000, 2005, 2010 und 2015 der Statistik Austria.

Für die Interpretation der Ergebnisse der Berechnung von Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekten ist die Abgrenzung der ermittelten Effekte von Bedeutung. Hier werden nur die Investitionseffekte errechnet. Die für den vorliegenden Fortschrittsbericht berechneten Investitionseffekte zeigen, welche Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekte durch investive Klimaschutzmaßnahmen ausgelöst werden. Nicht berechnet werden:

- Effekte durch verdrängte Investitionen: Wenn z. B. ein Biomasse-Kraftwerk anstelle eines auf fossilen Energieträgern basierenden Kraftwerks errichtet wird, wird Wertschöpfung und Beschäftigung durch das nicht zusätzlich nachgefragte fossile Kraftwerk verdrängt.
- Budgeteffekte: Sind erneuerbare Energieträger teurer als konventionelle, führt dies zu Mehrausgaben bei den Energienutzern und (da deren Budgets begrenzt sind) zur Verringerung anderer Ausgaben – es findet daher eine Verlagerung von den bisherigen Ausgaben für bestimmte Güter hin zu den (teureren) erneuerbaren Energieträgern statt und die Beschäftigungseffekte durch Investition in erneuerbare Energieträger werden um diesen Budgeteffekt reduziert. Sind andererseits erneuerbare Energieträger günstiger als die bisher genutzten konventionellen Energieträger, werden Mittel im Haushaltsbudget frei und können anderweitig genutzt werden.
- Dynamischer Effekt: Dieser berücksichtigt, dass durch die verstärkte Nachfrage nach erneuerbaren Energieträgern Veränderungen im gesamten volkswirtschaftlichen System stattfinden, z. B. kann durch die

verstärkte Nachfrage nach erneuerbaren Energieträgern der Innovationsdruck im Bereich der konventionellen Technologien verstärkt werden oder der Düngemitelesatz zur Produktion der Biomasse steigen etc.

- Außenhandelseffekt: Durch die verstärkte Nachfrage nach erneuerbaren Energieträgern und die damit verbundene Innovation in Erneuerbare-Energieanlagen könnten die Exporte solcher Anlagen steigen. Außerdem verringern sich die Deviseneinnahmen für die Energielieferanten von konventionellen Systemen (Öl, Gas, Kohle), was sich auf die Nachfrage dieser (als Käufer) nach inländischen Produkten auswirken kann.

Aufgrund des gewählten Ansatzes der Input-Output-Analyse und der getroffenen Annahmen sind die volkswirtschaftlichen Ergebnisse als Brutto- bzw. Maximalergebnisse zu interpretieren. Effekte von verdrängten Investitionen und Budgeteffekte werden nicht berücksichtigt. Dadurch kommt es zu einer tendenziellen Überschätzung der Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekte. Die berechneten Beschäftigungseffekte zeigen, wie viele Arbeitseinheiten erforderlich sind, um die ausgewiesene zusätzliche Nachfrage zu befriedigen. Diese zusätzlichen Arbeitseinheiten können aber nicht dahingehend interpretiert werden, dass auch im gleichen Ausmaß neue Arbeitsplätze geschaffen werden. Ob und in welchem Ausmaß tatsächlich neue Arbeitsplätze geschaffen werden, hängt unter anderem von der Auslastung der bereits bestehenden Arbeitskräfte und von der Beschäftigungselastizität¹ im jeweiligen Wirtschaftsbereich ab. Darüber hinaus geht aus der Analyse nicht hervor, wie lange die jährlich geschaffenen Arbeitsplätze auch erhalten bleiben.

2.2.1 Wertschöpfung

Die durch Investitionen und Betriebsaufwände ausgelöste Wertschöpfung in anderen Branchen ist ein wichtiger Indikator volkswirtschaftlicher Effekte. Die Wertschöpfung wird grundsätzlich durch die erwirtschafteten Nettoerlöse aus der Geschäftstätigkeit abzüglich eingebrachter Vorleistungen wie Rohstoffe, Energie, Service und Wartung ermittelt. Abbildung 2 veranschaulicht die Definition von Wertschöpfung. Sie bildet somit die Wertsteigerung durch den Einsatz von Produktionsfaktoren in einem Betrieb bzw. einer Branche ab und ist in weiterer Folge die Grundlage für Investitionen, Gewinnausschüttung und Gehälter.

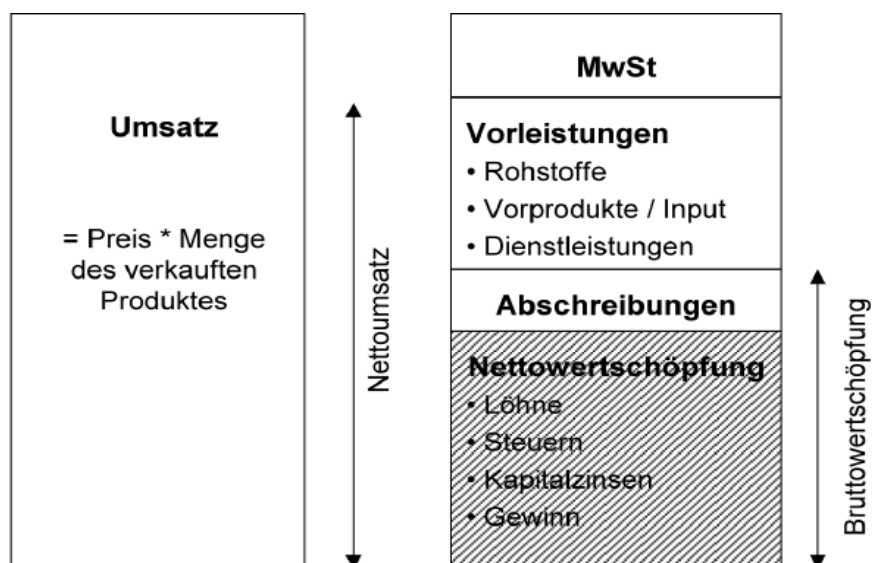


Abbildung 2: Schema der Berechnung von Wertschöpfung (Quelle: nova-Institut GmbH)

¹ d. h. der Reaktion des Arbeitsvolumens auf eine Veränderung des Wachstums

Der volkswirtschaftliche Effekt Wertschöpfung wird jedoch nicht ausschließlich auf Basis einer wertsteigernden Gasproduktion und Einspeisung in das Gasnetz beschrieben werden, sondern es wird auch die induzierte Wertschöpfung, generiert durch Erst- und Ersatzinvestitionen, mitbetrachtet. Dies umfasst ausschließlich den Anteil baulicher Maßnahmen sowie Maschinen- und Anlagenbau, welcher österreichischen Ursprungs ist. Importe sind somit für die volkswirtschaftliche Analyse ausgeschlossen.

2.2.2 Beschäftigung

Die Anzahl der Beschäftigten und damit die Bedeutung der Anlagen für den Arbeitsmarkt werden auf Basis von Branchenkenntzahlen ermittelt. Der Beschäftigungseffekt wird grundsätzlich in Vollzeitäquivalenten pro Jahr errechnet.

2.2.3 Best-Practice-Beispiel

Für die bessere Veranschaulichung werden die Ergebnisse mittels eines Best-Practice-Beispiels übersichtlich dargestellt. Zu diesem Zweck wurde die Biomethanproduktion in Straß in der Steiermark herangezogen. Diese Anlage basierend auf Reststoffen eignet sich gut, regionale Stoff- und Wertschöpfungskreisläufe sowie Wertschöpfung und Beschäftigung zu veranschaulichen.

3 Datengrundlage

3.1 Anlagenbestand

Mit Stand September 2018 umfasste der Anlagenbestand, welcher bereits Biomethan produziert und auch in das Erdgasnetz einspeist, insgesamt 15 Anlagen (siehe Tabelle 1). Die Anlage in Asten (OÖ) ist neu im Biomethanregister und war mit Stand September 2018 dort noch nicht angeführt. Die Anlage in Leoben wird zwar im Register geführt, speiste jedoch zu diesem Zeitpunkt nicht ein. Ingesamt beläuft Produktionskapazität aller Anlagen sich auf 3.470 Nm³ Biomethan in der Stunde bzw. knapp 26 Mio. Nm³ pro Jahr. Nur vier Anlagen verwenden hauptsächlich landwirtschaftliche Rohstoffe als Substrat. Mit sieben Anlagen verwendet ein Großteil organische Abfälle, z. B. Lustenau, Schlitters, Frastanz oder Bruck an der Leitha. Vier Anlagen, u. a. Asten, sind in Kläranlagen integriert und nutzen das Klärgas als Basis. Die Daten basieren auf einer Anfrage beim Branchenverband Kompost & Biogas Verband Österreich [8] und wurden mit dem österreichischen Biomethanregister [6] abgeglichen und differenzbereinigt. Das Biomethanregister wurde vom Bilanzgruppenkoordinator AGCS im Zuge des Ökostromgesetzes 2011 aufgebaut mit dem Hintergrund, der neu geschaffenen Anrechnungsmöglichkeit von Biogas aus dem Erdgasnetz für die Ökostromproduktion Rechnung zu tragen.

Tabelle 1: Anlagenbestand mit Biomethaneinspeisung in das Erdgasnetz (Stand: September 2018)

	install. Leistung [m ³ /h CH ₄]	Jahreskapazität [m ³ CH ₄]	Aufbereitung	
Margarethen am Moos	400	2.800.000	Membran	
Bruck a.d. Leitha	650	5.200.000	Membran	
Lustenau	550	4.400.000	PSA	
Engerwitzdorf	130	1.040.000	Aminwäsche	
Leoben	150	1.200.000	Aminwäsche	derzeit stillgelegt
Eugendorf	40	280.000	PSA	
Steindorf	150	1.200.000	PSA	
Zell am See	90	720.000	PSA	
Wien Simmering	150	1.050.000	Membran	
Strass im Zillertal	50	400.000	PSA	
Schlitters	150	600.000	PSA	
Wienern Neustadt	120	840.000	Membran	
Strass in der Steiermark	150	1.200.000	PSA	
Frastanz	240	1.680.000	Membran	
Asten	450	3.150.000	Druckwasserwäsche	neu im Register
Gesamt	3.470	25.760.000		

Die angewendeten Aufbereitungstechnologien sind nicht vom eingesetzten Substrat abhängig. Ein Großteil der Anlagen verwendet Membranen und Pressure Swing Adsorption (PSA) bzw. Druckwechseladsorption zur Biogasaufbereitung. Aminwäsche und Druckwasserwäsche kommen in nur wenigen Anlagen zum Einsatz. Die unterschiedlichen Technologien werden im Kapitel 3.3.1 kurz erläutert. Der Bereich Power-to-Gas und Elektrolyse laufen in Österreich vor allem in der Mobilitätssparte Forschungsprojekte, z. B. HyCentA, HyLog, OptFuel und einige Demonstrationsanlagen. Besonders hervorzuheben ist die Wind2Hydrogen-Anlage in Auerthal, mit welcher in Österreich erste Erfahrungen mit der Konzeption und dem Betrieb von Elektrolyseanlagen für die Wasserstoffproduktion auf Basis von Windenergie gesammelt werden konnten [10]. Die ökonomische Analyse von PtG stützt sich daher weitgehend auf deutsche Erfahrungswerte, wo Power-to-Gas-Technologien bereits vielfach erprobt und analysiert wurden.

3.2 Netzeinspeisung von erneuerbaren Gasen

Die Grundlage für die volkswirtschaftliche Analyse des Ausbaus der erneuerbaren Gase in Österreich bildet eine umfassende Potenzialstudie der JKU Linz (Johannes Kepler Universität) aus dem Jahr 2017, welche langfristig eine jährliche Produktion von rund 1,5 Mrd. Nm³ Biomethan auf Basis von Reststoffen und weitere 0,5 Mrd. Nm³ Gas auf Basis von Power-to-Gas theoretisch für möglich erachtet [11]. Darin wird das theoretische Potenzial in Österreich für die Erzeugung von Biomethan aus organischen Reststoffen sowie Wasserstoff (H₂) und synthetischem Erdgas (SNG) auf Basis des möglichen Ausbaus von Windenergie beschrieben. Diese Potenziale werden in einer Studie der Montanuniversität Leoben bestätigt. Des Weiteren kommt diese Studie zu dem Schluss, dass bei uneingeschränkter Rohstoffnutzung und der Miteinbeziehung von holzartiger Biomasse ein bedeutend höheres Biomassepotenzial vorhanden wäre [13]. Die Ausbaupotenziale bis zum Jahr 2050 könnten somit mit einem jährlichen Produktionsvolumen von insgesamt mindestens rund 2 Mrd. Nm³ quantifiziert werden. Der Ausbau von Biomethan setzt hierbei unmittelbar mit 2020 ein, während Power-to-Gas erst im Laufe der 2030er-Jahre an Bedeutung gewinnt. Die Methanisierung von H₂ zu SNG hat wie auch Biomethan den Vorteil, dass es ohne Mengenbegrenzung in das Erdgasnetz eingespeist werden kann, während die Einspeisung von Wasserstoff derzeit mit etwa 10 % beschränkt ist. Aufgrund der Entwicklung des Gebäudebestandes gehen unterschiedliche Szenarien von einem sinkenden Bedarf in Haushalten und Fernwärme aus, was bis 2050 in einer Nutzung von unter 2 Mrd. Nm³ resultiert. Bei Erschließung der vorhandenen Potenziale und dem Ausbau der Produktionskapazitäten kann beispielsweise bis 2050 der gesamte Erdgasverbrauch in Haushalten und Fernwärme auf erneuerbare Gase umgestellt werden (siehe Abbildung 3).

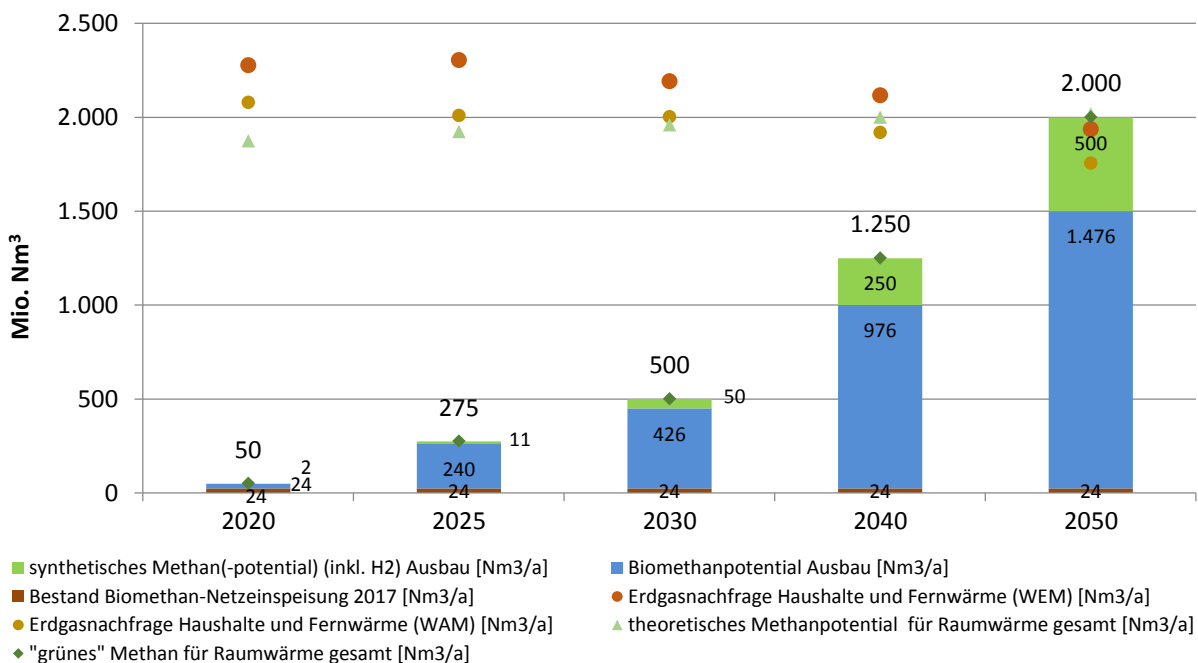


Abbildung 3: Entwicklungspotenziale von „Greening the Gas“ als Ersatz für fossiles Erdgas [12]

Im Ergebnis kann der Ausbau von Österreichs Potenzialen bei den erneuerbaren Gasen den Erdgasbedarf in diesen Bereichen kompensieren und somit einen wesentlichen Beitrag zur Senkung von Treibhausgasemissionen (THG) im Gebäudesektor liefern. Ein Normkubikmeter Erdgas entspricht heute THG von 2,75 kg CO_{2äq} inklusive Vorkette [17]. Die THG-Emissionen für die Methanproduktion aus Gülle und Bioabfall (organische Reststoffe) betragen im Mittel 25,5 g CO_{2äq}/MJ [19]. Demnach betragen die THG von

Biomethan $0,92 \text{ kg CO}_{2\text{äq}}/\text{Nm}^3$, was gegenüber Erdgas ein Einsparungspotenzial von rund $1,8 \text{ kg CO}_{2\text{äq}}/\text{Nm}^3$ entspricht. Berechnungsbasis: 1 Nm^3 Methan hat einen Energiegehalt von $9,97 \text{ kWh}$ bzw. $35,9 \text{ MJ}$.

Im Bereich Power-to-Gas hängen die THG-Emissionen stark von der Erzeugungstechnologie der elektrischen Energie ab. Die derzeitige Wasserstoffproduktion aus fossilen Quellen mittels Dampfreformierung weist $10,5 \text{ kg CO}_{2\text{äq}}$ pro Kilogramm Wasserstoff auf, was bei einer Dichte von $0,0899 \text{ kg}/\text{Nm}^3$ [22] THG von rund $0,94 \text{ kg CO}_{2\text{äq}}/\text{Nm}^3$ entspricht. Wird dieser Wasserstoff aus Windkraft erzeugt, sinkt das Treibhausgaspotenzial eines Nm^3 Wasserstoff um 95% auf rund $47 \text{ g CO}_{2\text{äq}}/\text{Nm}^3$. Die Nutzung von elektrischer Energie zur Produktion von Wasserstoff wäre aus Sicht des Klimaschutzes auf Basis des derzeitigen Strommix in Österreich bzw. der EU kontraproduktiv.

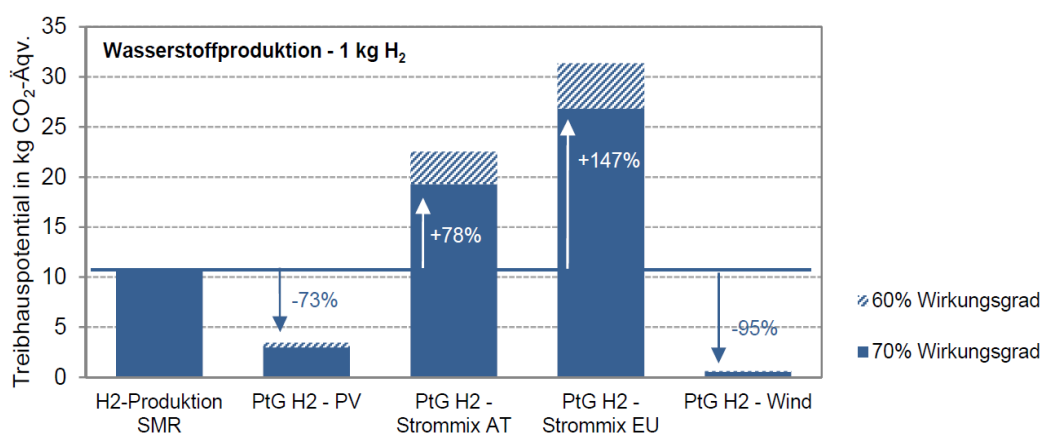


Abbildung 4: Treibhausgasemissionen von Wasserstoff-Produktionspfaden mit unterschiedlichem Strombezug [18].

Wird der Wasserstoff nun mit Kohlendioxid zu Methan synthetisiert, hängt das weitere Treibhausgaspotenzial stark von der Herkunft des CO_2 ab. Abbildung 5 zeigt das Treibhausgaspotenzial unterschiedlicher Methanproduktionspfade in Referenz zur Erdgasgewinnung ohne direkte CO_2 -Emissionen für Kohlendioxid aus Kraftwerksprozessen und biogenen Quellen. Im Vergleich mit einer SNG-Produktion auf Basis des konventionellen Strommix und der Photovoltaik zeigen insbesondere Windenergie und Biomethan Vorteile für den Klimaschutz. Die Emissionen bei Nutzung von CO_2 aus Kraftwerksprozessen ist durchgehend höher. Wird Windstrom mit CO_2 aus biogenen Quellen kombiniert, beispielsweise in einer integrierten Hydrolyse, kann das Treibhausgaspotenzial der Nutzung von Gas um 44% sinken.

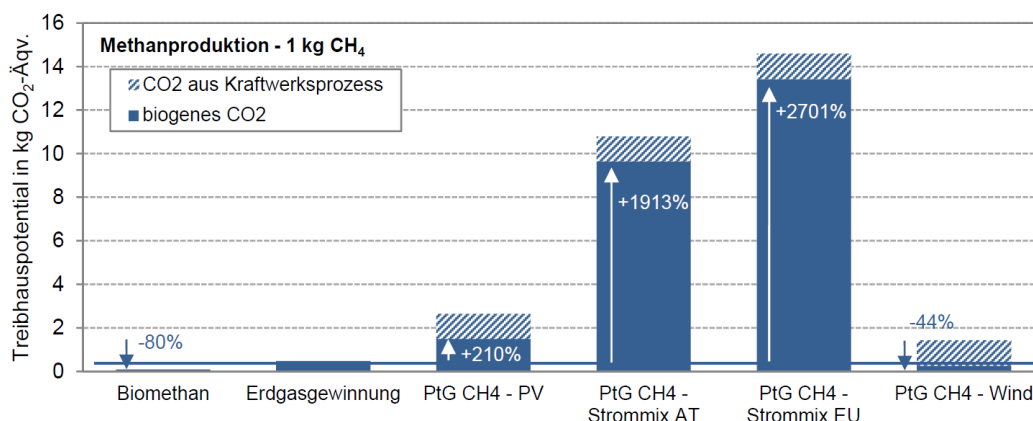


Abbildung 5: Treibhausgaspotenzial unterschiedlicher Methanproduktionswege ohne direkte CO_2 -Emissionen auf Basis von Kohlendioxid aus Kraftwerksprozessen bzw. biogenen Quellen [18]

3.3 Technische und Ökonomische Rahmenbedingungen

3.3.1 Etablierte Technologien

Moderne Biogasanlagen für die anaerobe Vergärung organischen Substrats wurden bereits in den 1990er-Jahren am Markt eingeführt. Die Technologie kann daher als ausgereift bezeichnet werden, dementsprechend ist hier künftig von einer relativ geringen technologischen Lernkurve auszugehen. Auch die Technologien zur Aufbereitung von Biogas zu Biomethan sind auf einem hohen Entwicklungsstand. Folgende vier Verfahren haben sich in den letzten 20 Jahren am Markt durchgesetzt und sind heute Stand der Technik. Beim **Membranverfahren** wird das Methan durch Membranen abgetrennt. Methan als relativ großes Molekül wird durch die Membran zurückgehalten, während CO_2 , H_2O und andere Gase abgeschieden werden. Österreich verfügt in diesem Bereich bereits über umfassendes Know-how und hat die Technologie zur Marktreife entwickelt. Bei der **Druckwasserwäsche** wird das CO_2 von einer Waschflüssigkeit aus Wasser und Natronlauge aufgenommen. Das Produktgas hat einen CH_4 -Anteil von etwa 96 % und wird mittels eines Gastrockners getrocknet. Dieses Verfahren wird in Europa am häufigsten angewandt. Dieses Verfahren ist relativ einfach, zeichnet sich aber durch einen hohen Stromverbrauch aus. **Pressure Swing Adsorption (PSA)** bzw. Druckwechseladsorption nutzt elektrostatische Aufladung eines Kohlenstoff-Molekularsiebs, um CO_2 und andere Gase physikalisch zu entfernen. Die Vorteile dieses Verfahrens sind, dass eine hohe Gasqualität ohne Chemikalien und Prozesswassereinsatz erreicht wird. Mit einer **Aminwäsche** wird das CO_2 durch ein Waschmittel, das CO_2 chemisch bindet, abgetrennt. Für die weiteren Berechnungen wird von einem durchschnittlich nutzbaren Methanteil von 55 % ausgegangen [14].

Das Konzept von **Power-to-Gas** umfasst die Produktion von Wasserstoff aus erneuerbaren Quellen und synthetischem Erdgas aus erneuerbarem Wasserstoff und Kohlendioxid. Beide Möglichkeiten können künftig einen wesentlichen Baustein für den Ersatz von fossilem Erdgas darstellen. Die Produktion von **Wasserstoff** basierte in der Vergangenheit hauptsächlich auf fossilen Rohstoffen. Mit der zunehmenden Einführung erneuerbarer (volatiler) Stromproduktion stieg auch der Wunsch diese Energie zu speichern. Diese Möglichkeit bietet die Produktion von „grünem“ Wasserstoff mittels Elektrolyse, welcher direkt in das Erdgasnetz eingespeist werden kann. Derzeit sind unterschiedliche Elektrolysetechnologien verfügbar. Die Protonen-Austausch-Membran-Elektrolyse (PEM) ist jedoch am weitesten entwickelt und verbreitet. Das System zeichnet sich sowohl durch eine kompakte Bauweise als auch flexible Anlagenführung aus. Darüber hinaus besteht die Möglichkeit, durch Synthese des Wasserstoffs mit Kohlendioxid „grünes“ Methan zu gewinnen. Technologien zur **Methanisierung** von H_2 und CO_2 zu CH_4 und damit synthetischem Erdgas werden bereits im fossilen Bereich industriell eingesetzt. Auf dieser Basis aufbauend geht die Forschung und Entwicklung nun dazu über, Wasserstoff aus erneuerbaren Energien und Kohlendioxid aus Industrieprozessen bzw. biogenes Kohlendioxid zu nutzen, um klimafreundliches Erdgas zu erzeugen. Pilotanlagen hierfür sind bereits vorhanden und die Technologie stellt eine langfristige Alternative dar [18].

3.3.2 Ökonomische Kennzahlen

Biogasanlagen haben sich bereits seit geraumer Zeit am Markt etabliert. Insbesondere zwischen 2002 und 2007 kam es durch günstige Einspeisetarife für elektrische Energie zu einem starken Bestandsaufbau auf etwa 300 Anlagen mit Stromproduktion – eine Entwicklung, die daraufhin stagnierte. Und bereits 2016 kam es aufgrund auslaufender Einspeisetarife für elektrische Energie erstmals zu einem Rückgang des Anlagenbestands. Als mögliche Alternative zur direkten Strom- bzw. Wärmenutzung hat sich in den letzten Jahren jedoch die Aufbereitung von Biogas zu Biomethan als Substitut von fossilem Erdgas im Erdgasnetz herauskristallisiert.

Sowohl die Technologien für die Biogasproduktion als auch die Aufbereitung von Biogas zu Erdgasqualität sind Stand der Technik und werden bereits erfolgreich kommerziell eingesetzt. Folgende Tabelle fasst Kennzahlen zu Investitions- und Betriebsaufwände von Biogas- bzw. Biogasaufbereitungsanlagen unterschiedlicher Anlagenkapazität zusammen. Die angenommenen Investitionskosten für Biogasanlagen reichen somit von 4.900 Euro pro m³ Gas pro Stunde für große Anlagen bis 7.600 Euro pro m³ Gas pro Stunde für kleine Anlagen mit einer Anlagenkapazität von 200 m³/h. Ebenso verhält es sich mit den Betriebsaufwänden der Anlagen, die je nach Anlagenkapazität zwischen 6 und 10 Cent je produziertem Kubikmeter Gas liegen können [7]. Die Investitionskosten der Biogasaufbereitung reichen je nach Anlagenkapazität von 3.560 Euro für große Anlagen bis zu 9.390 Euro pro Nm³/h für kleine Anlagen auf. Die Betriebsaufwände reichen wiederum von 9 bis 14 Cent je produziertem Kubikmeter Biomethan. Diese Werte sind als Durchschnittswerte für die vier angeführten Gasaufbereitungstechnologien zu verstehen [9] (siehe Tabelle 2). Betriebsaufwände setzen sich im Wesentlichen aus Rohstoffkosten, Personalkosten, Energiekosten und sonstige Kosten wie Instandhaltung, Versicherung etc. zusammen. Insbesondere die Rohstoffkosten, welche im Falle einer Biogasanlage organische Reststoffe, Energiepflanzen aber auch spezielle Kosubstrate umfassen können, sind oftmals bedeutenden Preisschwankungen ausgesetzt. Hinzu kommen noch Kosten für die Aufbereitung, Lagerung und Transport des Rohstoffs. Um einen reibungslose Gasproduktion zu gewährleisten muss dieser jedoch, unabhängig von der Jahreszeit, in ausreichender Menge und Form zur Verfügung stehen.

Tabelle 2: Aktuelle Kennzahlen zu Investitions- und Betriebsaufwänden von Biogas- bzw. Biogasaufbereitungsanlagen unterschiedlicher Anlagenkapazität [7][9]

Anlagenkapazität Biogasanlagen	Investitionen [EUR/(Nm ³ /h)]	Betriebsaufwände [ct/Nm ³]	Anlagenkapazität Biogasaufbereitung	Investitionen [EUR/(Nm ³ /h)]	Betriebsaufwände [ct/Nm ³]
Kleine Anlagen 200 Nm ³ /h	7.600	10	Kleine Anlagen 100 Nm ³ /h	9.390	14
Mittlere Anlagen 500 Nm ³ /h	5.100	8	Mittlere Anlagen 250 Nm ³ /h	5.140	10
Große Anlagen 1.000 Nm ³ /h	4.900	6	Große Anlagen 500 Nm ³ /h	3.560	9

Eine Analyse der bestehenden Biogas- bzw. Biomethananlagen (siehe Tabelle 1) hat ergeben, dass insgesamt rund 31 % der Anlagenleistung von ausländischen Lieferanten installiert wurden. Für die Darstellung der volkswirtschaftlichen Effekte durch Investitionen in Österreich wird daher ein Anteil von 69 % herangezogen.

Technologien für die Biogas- bzw. Biomethanproduktion sind zwar bereits auf einem hohen Entwicklungsstand, dennoch wurde auf Basis der technischen Entwicklung langfristig ein leichter Rückgang der Investitionskosten von 0,2% im Jahr angenommen. Anders als bei Biogas und Biomethan ist die technologische Basis bei Power-to-Gas und SNG noch relativ jung, mit deren Weiterentwicklung auch die Kosten sinken werden. Die Investitionskosten der vorliegenden Studie beziehen sich auf Durchschnittswerte einer Metastudie der Agentur für Erneuerbare Energien [16]. Hier werden die Investitionskosten für die Wasserstoffproduktion (Stand 2017) zwischen 870 und 3.100 Euro/kW_{el} beziffert.

Tabelle 3 zeigt, wie die Kostenentwicklung langfristig aussehen kann. Für das Jahr 2050 kann von Investitionskosten zwischen 145 und 800 Euro/kW_{el} ausgegangen werden. Ganz ähnlich verhält es sich mit der Lernkurve von Methanisierungsanlagen, welche Wasserstoff und Kohlendioxid zu Methan synthetisieren und in das Erdgasnetz einspeisen. In weiterer Folge erfolgte auf dieser Datengrundlage eine Abschätzung der

Kostenentwicklung für die einzelnen Jahre bis zum Jahr 2050 mittels polynomischer Trendkurve. Die Kostenkurven sowie Berechnungsgrundlagen sind in Abbildung 6 ersichtlich.

Tabelle 3: Entwicklung der Investitionskosten von Elektrolyse bzw. Methanisierung [10] [16] [18]

Ø Investitionskosten [EUR/kW _{el}]	2017	2030	2040	2050
Elektrolyse	1.985	919	600	472,5
Methanisierung	2.550	1.200	775	589,5

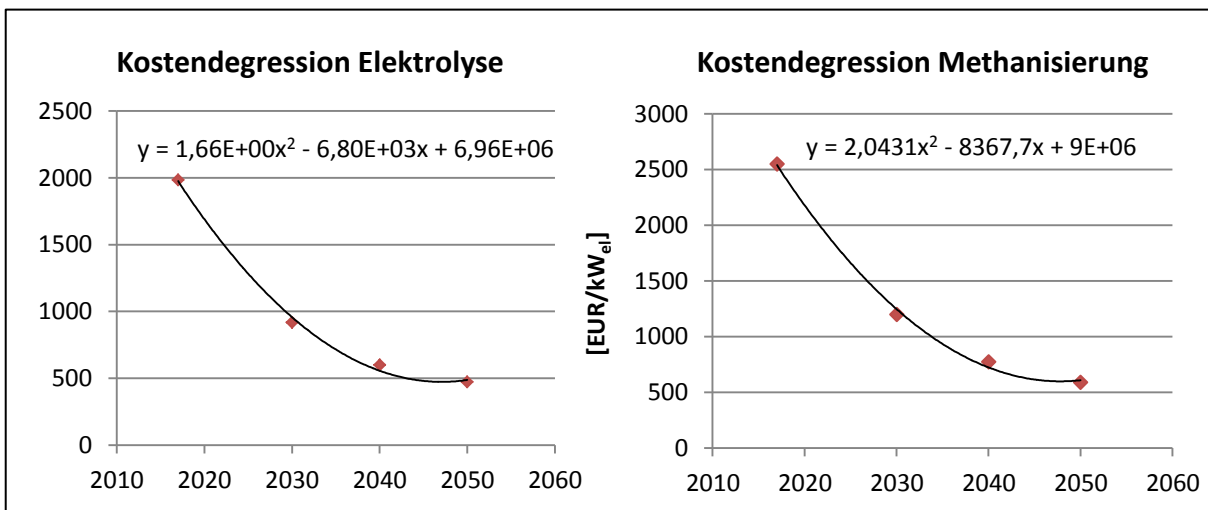


Abbildung 6: Kostendegression bei Elektrolyse und Methanisierung durch die technologische Entwicklung bis 2050

Betriebsaufwände wurden anhand von Literatur für Power-to-Gas-Anlagen mit 7 % [10] und für die Mechanisierung mit 10 % der Investitionskosten angenommen [18]. Darüber hinaus fußt die ökonomische Analyse ausschließlich auf den Investitionsanteilen, welche in Österreich wirksam werden. Eine Analyse der JKU [10] kam zum Schluss, dass nur rund 27 % der Investitionen in technische Anlagen und 80 % der baulichen und planerischen Maßnahmen Österreich zugeordnet werden können.

Zusätzliche Investitionskosten für alle Anlagen entstehen durch den Bau der Zuleitung zum Gasnetz und der Übergabestation. Hierfür wurden jeweils Investitionskosten von 70.000 Euro veranschlagt [7]. Des Weiteren wurde die Nutzungsdauer der technischen Anlagen generell mit 15 Jahren angenommen [7]. Bauliche Anlagen haben eine Nutzungsdauer von 20 Jahren, was auch der Laufzeit der Kapitalverzinsung (Annuität) entspricht. Die Berechnung der volkswirtschaftlichen Effekte enthält daher neben Erstinvestitionen für die Errichtung der Anlagen auch Ersatzinvestitionen mit Ende der Nutzungsdauer.

4 Volkswirtschaftliche Analyse

4.1 Investitionskosten

Die Investitionen und Betriebsaufwände bilden die Grundlage der volkswirtschaftlichen Bewertung mittels Input-Output-Analyse. Die betrachteten Investitionskosten umfassen im Wesentlichen die Erstinvestitionen in die bereits bestehenden sowie die zukünftigen Anlagenkapazitäten, welche der österreichischen Volkswirtschaft für den Betrachtungszeitraum 2004–2050 zugerechnet werden können. Darüber hinaus beinhalten die Investitionen auch, anteilig für Österreich, Ersatzinvestitionen nach Ende der kalkulatorischen Nutzungsdauer. Die Anteile der jeweiligen in Österreich wirksamen Investitionen sind im Kapitel 3.3.2 Ökonomische Kennzahlen im Detail erläutert. Für die weitere Analyse sind die Investitionskosten zusätzlich in bauliche Maßnahmen, technische Anlagen und Dienstleistungen unterteilt.

Tabelle 4 gibt Auskunft über die Summe der Investitionen mit und ohne Ersatzinvestitionen für verschiedene Zeiträume. Für den Bereich Biomethan betragen die Gesamtinvestitionen (Erst- und Ersatzinvestitionen) über den Betrachtungszeitraum rund **4.617 Mio. Euro**. Davon entfallen 81 Mio. Euro auf den Anlagenbestand, 1.203 Mio. Euro auf den Ausbau 2018 bis 2030 und 3.333 Mio. Euro auf den weiteren Ausbau bis 2050. Unter Betrachtung der importierten Leistungen verringert sich dieser Betrag auf **3.932 Mio. Euro**.

Tabelle 4: Erstinvestitionen und Ersatzinvestitionen in Mio. Euro in bestehende und neue Anlagen zur Biomethanproduktion inklusive Netzanschluss und Übergabestation

Erst- und Ersatzinvestitionen im Bereich Biomethan in Mio. Euro	Anlagenbestand	Ausbau 2018–2030	Ausbau 2030–2050	Ausbau 2018–2050	GESAMT 2004–2050
Bauliche Maßnahmen	37	541	1.519	2.060	2.097
Technische Anlagen	27	403	1.136	1.539	1.565
Dienstleistungen	6	90	173	263	270
Erst- und Ersatzinvestitionen Österreich wirksam	70	1.033	2.828	3.862	3.932
Erst- und Ersatzinvestitionen gesamt	81	1.203	3.333	4.536	4.617

Auch wenn im Bereich Power-to-Gas aufgrund einer weiteren technischen Entwicklung mit geringeren Investitionskosten pro Kilowatt zu rechnen ist, sind hier im Vergleich zu Biomethan wesentlich höhere Investitionen zu erwarten. Die Gesamtinvestitionen im Betrachtungszeitraum können auf Basis der vorliegenden Daten rund **10.041 Mio. Euro** betragen. Für die Markteinführung von Power-to-Gas in der ersten Ausbauperiode bis 2030 kann mit Investitionskosten von 1.351 Mio. Euro gerechnet werden. Ein Großteil der Investitionen wird jedoch zu einem späteren Zeitpunkt getätigt. Abzüglich der importierten Leistungen, insbesondere im Bereich technische Anlagen (siehe Kapitel 3.3.2 Ökonomische Kennzahlen), reduzieren sich die in Österreich wirksamen Investitionen auf **6.877 Mio. Euro**.

Tabelle 5: Erstinvestitionen und Ersatzinvestitionen in Mio. Euro in bestehende und neue Anlagen zur Produktion von Wasserstoff bzw. SNG inklusive Netzanschluss und Übergabestation

Erst- und Ersatzinvestitionen im Bereich PtG in Mio. Euro	Anlagenbestand	Ausbau 2018–2030	Ausbau 2030–2050	Ausbau 2018–2050	GESAMT 2004–2050
Bauliche Maßnahmen	0,4	476	3.155	3.632	3.632
Technische Anlagen	0,6	305	2.640	2.945	2.946
Dienstleistungen	0,2	67	231	299	299
Erst- und Ersatzinvestitionen Österreich wirksam	1,13	849	6.027	6.876	6.877
Erst- und Ersatzinvestitionen gesamt	1,13	1.351	8.689	10.040	10.041

Demnach können für die weitere Analyse rund 3,9 Mrd. Euro aus dem Bereich Biomethan und 6,9 Mrd. Euro aus dem Bereich Power to Gas, insgesamt rund **10,8 Mrd. Euro**, für weitere Berechnungen hinsichtlich Effekte (u.a. Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekt) auf die österreichische Volkswirtschaft herangezogen werden.

Der Ausbau von Produktionskapazitäten der erneuerbarer Gase steht klarerweise in einem direkten Zusammenhang mit der heute üblichen Produktion von elektrischer Energie aus erneuerbaren Quellen und damit der Ökostromproduktion. Betreiber bestehender und zukünftiger Biogasanlagen stehen heute vor der Wahl ob sie das Biogas Verstromen und in das elektrische Netz einspeisen oder mittels Methanaufbereitung auf Erdgasqualität bringen und in das Gasnetz einspeisen. Auch im Bereich Power to Gas würde überschüssige elektrische Energie aus erneuerbaren Quellen genutzt um SNG bzw. Wasserstoff herzustellen. Power to Gas würde so wesentlich zur Netzstabilität und dem Ausgleich von Angebot und Nachfrage beitragen, womit in weiterer Folge auch die Energiepreise einer geringeren Fluktuation ausgesetzt wären. Im derzeitigen Fördersystem wird die kostendeckende Vermarktung von Ökostrom hauptsächlich durch Einspeisetarife sichergestellt. Diese betragen für das Jahr 2017 insgesamt 860 Mio. Euro wovon beispielsweise Windkraft 403 Mio. Euro, PV 127 Mio. Euro und Biogas 79 Mio. Euro erhielten [29]. Darüber hinaus wird die Produktion von Ökostrom auch in Form von Investitionszuschüssen gefördert. Die Kosten der Ökostromförderung werden vor allem durch Abgaben wie der Ökostrompauschale und dem Ökostromförderbeitrag direkt an den Verbraucher weitergegeben.

Dem gegenüber ist die Produktion erneuerbarer Gase eine Alternative zur Einspeisung von Ökostrom und kann sich direkt auf die Einspeisevergütung auswirken. Mit einer teilweisen Umstellung der Ökostromproduktion auf erneuerbare Gase können somit Mittel frei werden, welche den Aufbau einer erneuerbaren Gaswirtschaft finanziell unterstützen. So wurde im Jahr 2017 beispielsweise 565 GWh/a als Ökostrom aus Biogasanlagen vermarktet, was etwa 1.500 GWh (rund 240 Mio. m³) Biogas entspricht. Das Unterstützungsvolumen für die Herstellung des Ökostroms betrug 79 Mio. Euro [29]. Wird Biogas zu Biomethan aufbereitet und mit Gestehungskosten von derzeit 7,3 cent/kWh in das Erdgasnetz eingespeist, würde die Vermarktung von 565 GWh/a Biomethan, bei einem Erdgaspreis von 3,9 cent/kWh als Referenz, nur ein Unterstützungsvolumen von rund 51 Mio. Euro benötigen. Mit einem Unterstützungsvolumen von 79 Mio. Euro könnten dem Markt bei Nutzung von Biomethan 56% mehr Energie pro Jahr (883 GWh/a) bereitgestellt werden.

4.2 Betriebsaufwände

Die Betriebsaufwände sind ein weiterer Baustein für die Darstellung der volkswirtschaftlichen Effekte. Diese umfassen sowohl fixe als auch variable Kosten des laufenden Betriebs der Anlagen. Ihre Berechnung erfolgt bei Biogas bzw. Biomethan auf Basis von Cent pro produziertem Kubikmeter Gas und bei der Produktion von erneuerbarem Wasserstoff und SNG in Relation zur Höhe der Investition. Die Berechnungsgrundlagen sind im Kapitel 3.3.2 Ökonomische Kennzahlen im Detail erläutert. Die Berechnung der volkswirtschaftlichen Effekte erfolgte unter der Annahme, dass Betriebsaufwände zur Gänze in Österreich wirksam sind.

Im Bereich **Biomethan** summieren sich die Betriebsaufwände über den Betrachtungszeitraum auf **5.886 Mio. Euro**. Hiervon sind rund 1.100 Mio. Euro dem Betrieb der Bestandanlagen und neuen Anlagen im Zeitraum 2004–2030 zuzuordnen. Je weiter der Kapazitätszubau fortschreitet, umso höher steigen die jährlichen Betriebsaufwände. Im Bereich **Power-to-Gas** summieren sich die Betriebsaufwände auf insgesamt **8.122 Mio. Euro**. Der geringe Zubau zu Beginn des Betrachtungszeitraums spiegelt sich in relativ geringen Betriebsaufwänden wieder. Demnach steigen die Betriebsaufwände erst in den Jahren 2030-2050 markant an.

Tabelle 6: Betriebsaufwände der Produktion von Biomethan sowie Wasserstoff und SNG für unterschiedliche Betrachtungszeiträume

Betriebsaufwände in Mio. Euro	Anlagenbestand	Ausbau 2018–2030	Ausbau 2030–2050	Ausbau 2018–2050	GESAMT 2004–2050
Biogas/Biomethan	42,0	1.083	4.762	5.844	5.886
Wasserstoff/SNG	0,1	647	7.475	8.122	8.122
Summe	42,1	1.729	12.237	13.966	14.008

Die hohen Betriebsaufwände verdeutlichen den kostenintensiven Betrieb der Anlagen. Die Rohstoffkosten inklusive Aufbereitung, Transport und Lagerung haben hierbei einen wesentlichen Anteil. Damit zum Beispiel Biogasanlagen mit Mechanisierung einen maximalen Beitrag im Energiesystem leisten können ist daher vor allem eine kosteneffiziente Rohstoffzulieferkette und möglichst gute Auslastung der Anlage nötig. Im Vergleich dazu wird die Verstromung von Biogas im Ökostromregime derzeit mit einem Betriebskostenzuschlag von bis zu 4 Cent/kWh bedacht.

4.3 Wertschöpfung

Die getätigten Investitionen sowie die Betriebsaufwände schufen in den betroffenen Zulieferbetrieben primäre Wertschöpfung auf Basis einer erhöhten Nachfrage. Während in den Zulieferbetrieben selbst direkte Wertschöpfung entsteht, entsteht in deren Zulieferbranchen wiederum indirekte Wertschöpfung. Das aus den primären Effekten resultierende Einkommen wird zum Teil für Konsum- und Investitionsausgaben verwendet und generiert damit zusätzliche Wertschöpfung, was als sekundäre Wertschöpfung bezeichnet wird.

Die Investitionen in den Aufbau einer biogasbasierten Methaneinspeisung in das Erdgasnetz lösen in den Zulieferbetrieben direkte Wertschöpfung in der Höhe von 1.489 Mio. Euro aus (siehe Tabelle 7). In den nachfolgenden Wirtschaftssektoren beträgt die Wertschöpfung immerhin noch 1.332 Mio. Euro und die sekundäre Wertschöpfung beträgt 806 Mio. Euro. Insgesamt bewirken Investitionen in den Aufbau einer Biogas und Biomethanproduktion zur Einspeisung in das Erdgasnetz rund **3.627 Mio. Euro** Wertschöpfung.

Tabelle 7: Wertschöpfung durch Erst- und Ersatzinvestitionen im Bereich Biomethan für unterschiedliche Betrachtungszeiträume

Wertschöpfung in Mio. Euro	Anlagenbestand	Ausbau 2018–2030	Ausbau 2030–2050	Ausbau 2018–2050	GESAMT 2004–2050
primär direkt	27	387	1.075	1.462	1.489
primär indirekt	23	352	957	1.309	1.332
sekundär	14	211	581	792	806
Summe	64	951	2.612	3.562	3.627

Für den Ausbau von Power-to-Gas, d. h. Wasserstoff und SNG, sind Investitionen in der Höhe von insgesamt rund 10 Mrd. Euro nötig, wovon rund 6,9 Mrd. Euro einen Effekt auf die österreichische Volkswirtschaft haben. Die Wertschöpfung dieser Investitionen in Österreich beträgt insgesamt **6.323 Mio. Euro**. Davon sind rund 2.628 Mio. Euro den direkten Zulieferern und 2.289 Mio. Euro der weiteren Wertschöpfungskette zuzurechnen. Des Weiteren beträgt die sekundäre Wertschöpfung durch Einkommen in den primären Sektoren rund 1.406 Mio. Euro (siehe Tabelle 8).

Tabelle 8: Wertschöpfung durch Erst- und Ersatzinvestitionen im Bereich Power-to-Gas zur Produktion von Wasserstoff und SNG für unterschiedliche Betrachtungszeiträume

Wertschöpfung in Mio. Euro	Anlagenbestand	Ausbau 2018–2030	Ausbau 2030–2050	Ausbau 2018–2050	GESAMT 2004–2050
primär direkt	0,4	322	2.306	2.628	2.628
primär indirekt	0,4	294	1.995	2.289	2.289
sekundär	0,2	176	1.230	1.406	1.406
Summe	1,0	792	5.531	6.322	6.323

Neben den Investitionen sorgen auch die Betriebsaufwände für primäre und sekundäre Wertschöpfung im Dienstleistungsbereich. Tabelle 9 stellt die Wertschöpfung von Anlagen für Biomethanproduktion sowie Wasserstoff und SNG summiert dar. Rund 2.499 Mio. Euro beträgt die direkte primäre Wertschöpfung der Betriebsaufwände. Die indirekte Wertschöpfung in verknüpften Wirtschaftssektoren beträgt 6.001 Mio. Euro, was an einem relativ hohen Multiplikator für Zulieferungen an Dienstleister liegt. Die sekundäre Wertschöpfung beträgt 2.430 Mio. Euro. Insgesamt können die Betriebsaufwände der Anlagen eine Wertschöpfung von **10,9 Mrd. Euro** schaffen.

Tabelle 9: Wertschöpfung durch Betriebsaufwände der Biomethan bzw. Wasserstoff und SNG für unterschiedliche Betrachtungszeiträume

Wertschöpfung in Mio. Euro	Anlagenbestand	Ausbau 2018–2030	Ausbau 2030–2050	Ausbau 2018–2050	GESAMT 2004–2050
primär direkt	8	308	2.182	2.491	2.499
primär indirekt	18	741	5.243	5.984	6.001
sekundär	7	300	2.123	2.423	2.430
Summe	33	1.349	9.548	10.897	10.930

4.4 Beschäftigung

Die induzierte Beschäftigung ist der zweite wesentliche volkswirtschaftliche Effekt von Investitionen. Je nach Intensität der Investitionen variiert auch der Beschäftigungseffekt von Jahr zu Jahr. Die Entwicklung, dargestellt in Abbildung 7, beruht auf Abschätzungen der Zuwachsraten von Anlagenkapazitäten, welche der Literatur entnommen sind [11]. Beschäftigungseffekte durch den Ausbau der Einspeisung von erneuerbaren Gasen werden in Vollzeitäquivalenten (VZÄ) für das jeweilige Jahr dargestellt. Biomethan hat gerade zu Beginn der Entwicklung wesentlichen Anteil am Beschäftigungseffekt, der jedoch ab 2030 zunehmend durch den verstärkten Ausbau von Wasserstoff und SNG abgelöst wird. Die Arbeitsplatzeffekte durch Investitionen sind grundsätzlich von deren Dauer abhängig und erlauben keine Aussage über den langfristigen Erhalt der Arbeitsplätze.

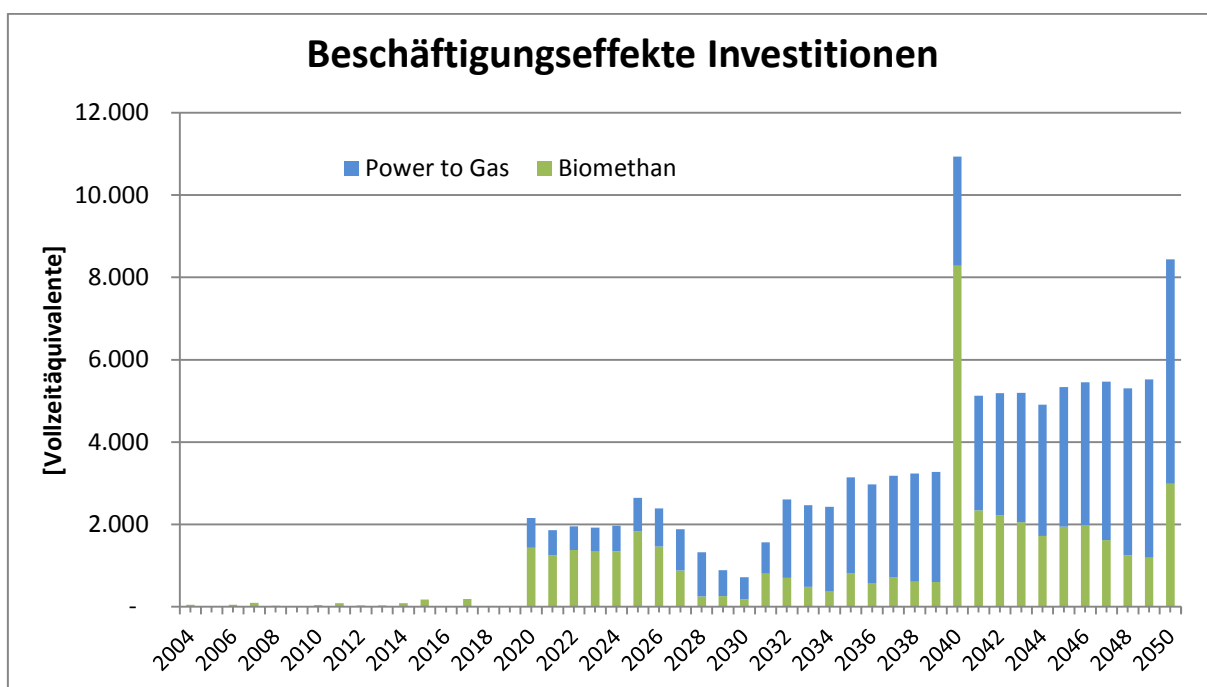


Abbildung 7: Beschäftigungseffekte durch Investitionen in Produktionsanlagen von erneuerbaren Gasen in Vollzeitäquivalenten für die jeweiligen Jahre zwischen 2004 und 2050

Werden die Beschäftigungseffekte der Investitionen über den gesamten Betrachtungszeitraum gemittelt, hat der Ausbau der erneuerbaren Gase einen Beschäftigungseffekt von 3.000 Vollzeitäquivalenten im Jahr. Ein Ausbau bis 2030 würde immerhin rund 1.845 VZÄ im Jahr bedeuten. Ein gemittelter Beschäftigungseffekt von rund 4.300 VZÄ für die Jahre nach 2030 zeigt deutlich den verstärkten Zubau von Produktionskapazitäten.

Tabelle 10: Gemittelte Beschäftigungseffekte der Investitionen pro Jahre über unterschiedliche Zeiträume

Ø Beschäftigung in VZÄ pro Jahr	Anlagenbestand	Ausbau 2018–2030	Ausbau 2030–2050	Ausbau 2018–2050	GESAMT 2004–2050
Biomethan	65	1.107	1.388	1.218	916
Power-to-Gas	10	738	2.926	2.150	2.083
Summe	74	1.845	4.314	3.368	2.999

Nicht nur Investitionen haben einen Effekt auf die Beschäftigung, sondern auch Betrieb und Wartung können große volkswirtschaftliche Bedeutung haben. Diese Effekte sind im Gegensatz zu den investitionsbedingten VZÄ jedoch nicht vom jährlichen Ausbau und Erneuerungen der Anlagen abhängig, sondern größtenteils von der Gasproduktion. Entsprechend der Jahresproduktion ist die Beschäftigung in Vollzeitäquivalenten somit stark steigend über den Betrachtungszeitraum (siehe Abbildung 8). Mit Ende des Ausbaus im Jahr 2050 wird durch Betrieb und Wartung der Anlagen ein dauerhafter Beschäftigungseffekt von etwa 5.600 VZÄ pro Jahr erreicht.

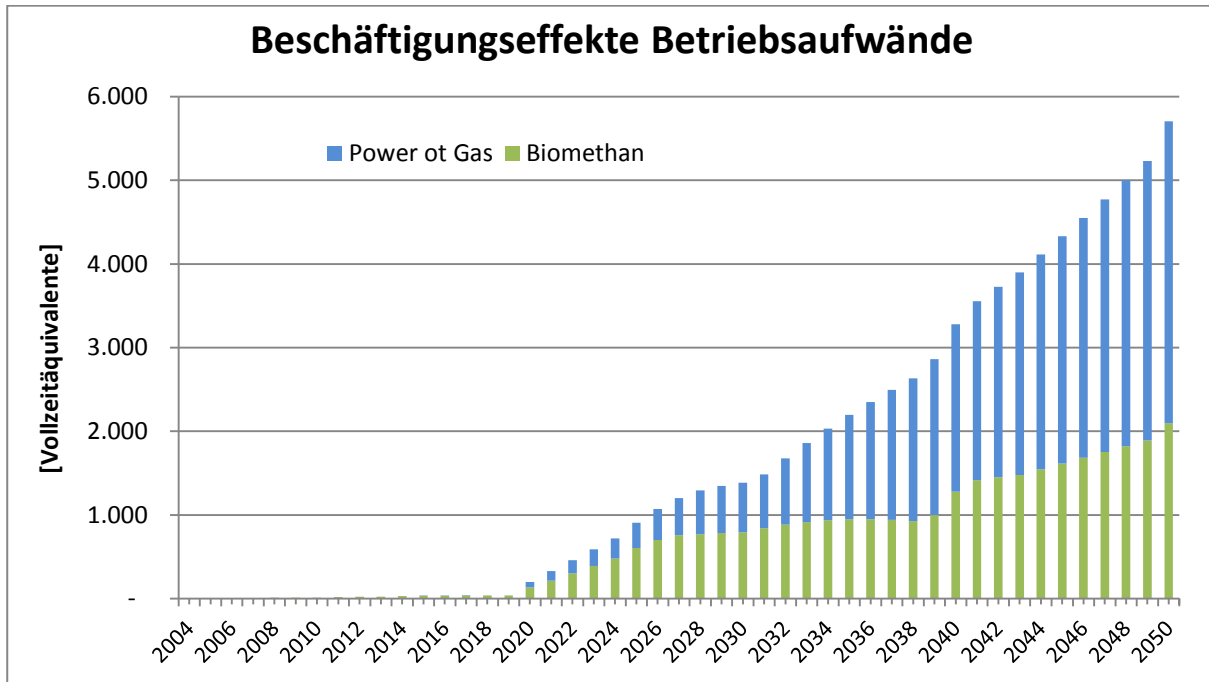


Abbildung 8: Beschäftigungseffekte durch Betriebsaufwände des Anlagenbestandes in Vollzeitäquivalenten für die jeweiligen Jahre zwischen 2004 und 2050

Wertschöpfung und die Schaffung von Arbeitsplätzen, egal ob temporär oder langfristig, ist immer auch mit Einkommen für die betroffenen ArbeitnehmerInnen verbunden. Im Zeitraum 2004 bis 2016 stieg das durchschnittliche jährliche Einkommen für einen Vollzeitarbeitsplatz in Österreich von 35.851 auf 48.976 Euro [21]. Davon ausgehend betrug das jährliche Einkommen auf Grundlage der Beschäftigung durch Investitionen und Betriebsaufwände im Jahr 2017 rund 11 Mio. Euro. Unter Annahme eines gleichbleibenden Lohnniveaus bis 2050 entwickeln sich die Einkommen bis 2050 auf über 500 Mio. Euro im Jahr mit investitionsbedingten Spitzen von knapp 700 Mio. Euro im Jahr (siehe Abbildung 9). Über den Betrachtungszeitraum summiert kann das geschaffene Einkommen insgesamt bis zu **9 Mrd. Euro** betragen.

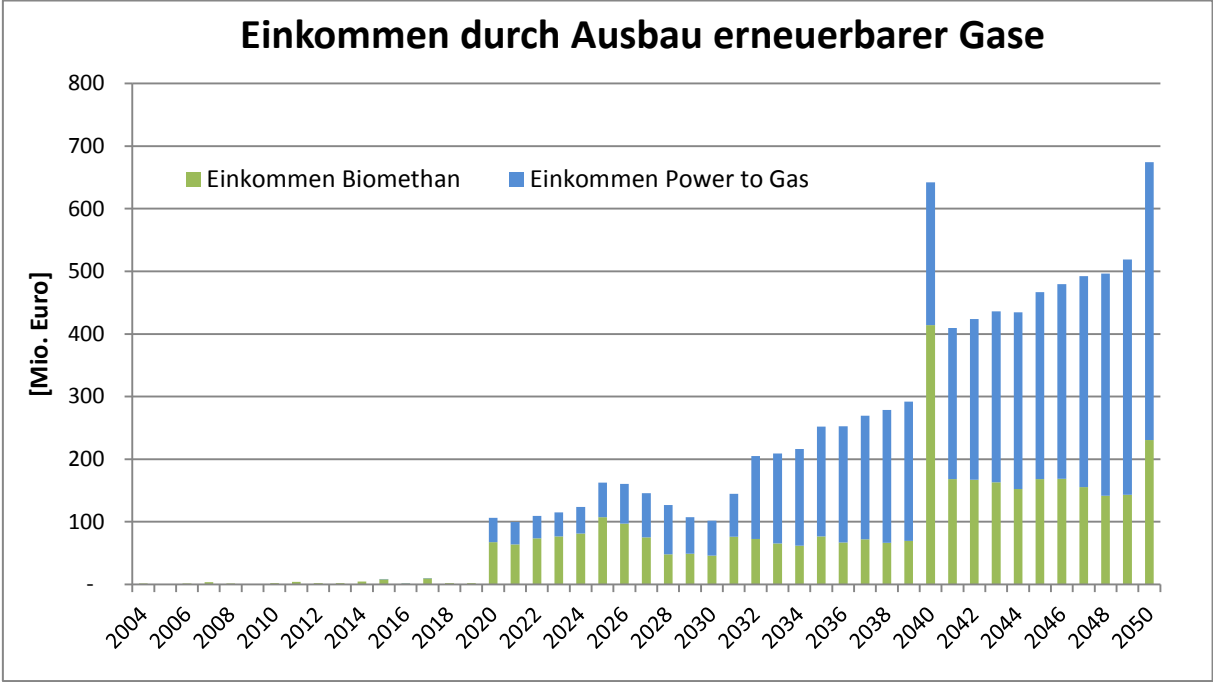


Abbildung 9: Einkommen auf der Grundlage von Investitionen und Betriebsaufwänden in Millionen Euro

5 Best-Practice-Beispiel Straß in der Steiermark

Ein gutes Beispiel für die regionalen Mehrwert einer Produktionsanlage für erneuerbares Gas ist befindet sich in Straß in der Steiermark. Diese innovative Anlage mit einem Investitionsvolumen von mehr als 12 Mio. Euro ging 2016 in Betrieb und ist die erste in der Steiermark, die Biomethan in die das Erdgasnetz einspeist. Maßgeblich vorangetrieben wurde das Projekt durch den Abwasserverband Leibnitzerfeld-Süd, der aus den Mitgliedsgemeinden Ehrenhausen, Gabersdorf, Gamlitz, St. Veit i. d. Süd-Stmk. und Straß i. d. Stmk. besteht (siehe Abbildung 10). Bereits 2007 entwickelte Edmund Kohl, Geschäftsführer des Abwasserverbands, erste Pläne, wie große Mengen Klärschlamm möglichst energieeffizient und wirtschaftlich genutzt werden könnten.

Von der Idee bis zur konkreten Umsetzung waren jedoch noch einige Jahre Vorbereitungszeit mit Überzeugungsarbeit und akribischer Planung notwendig. Insbesondere die hohen Investitionskosten von 12,5 Mio. Euro erwiesen sich als Hürde für eine rasche Umsetzung. Erst ein langfristiger Liefervertrag über 20 Jahre mit dem regionalen Energieversorger Energie Steiermark ermöglichte die wirtschaftliche Darstellung des Projektes. Die Verwertung durch die Energie Steiermark garantiert zudem, dass das Gas regional im Bundesland verwertet wird. In einem weiteren Schritt wurde vom Abwasserverband mit der NGS Naturgas GmbH eigens eine Betreibergesellschaft gegründet, die das finanzielle Risiko für den Abwasserverband und in weiterer Folge für die Gemeinden reduziert. Auf dieser Basis wurde im Frühjahr 2015 mit dem Bau begonnen und die erste Biogasanlage der Steiermark mit Gaseinspeisung konnte im Herbst 2016 den Betrieb aufnehmen.



Abbildung 10: Mitgliedsgemeinden des Abwasserverbands Leibnitzerfeld-Süd

Die Besonderheiten der Anlage umfassen nicht nur die lange Entwicklungszeit und das hohe Investitionsvolumen, sondern auch die innovative Technik. Als erste Anlage Europas nutzt sie Druckwechseladsorption bzw. PSA für die Gasaufbereitung in Kombination mit einem sogenannten „KlärschlammReformer“, der eine energetische Verwertung des Klärschlammes durch Trocknung und Reformierung gewährleistet. Hierbei wird Klärschlamm mit einem Bandtrockner getrocknet und thermisch verwertet. Der gesamte Prozess läuft energieautark und nutzt Abwärme im Rauchgas für die Trocknung. Eine Staubbelastung der Umgebung wird durch Unterdruck in der Anlage vermieden. Am Ende dieses Prozesses wird der Klärschlamm als granulierter Dünger in Umlauf gebracht, was einerseits eine zusätzliche Einnahmequelle darstellt und andererseits die Entsorgungskosten entfallen lässt. Auch setzt die Klär- und Biogasanlage mit der Möglichkeit, die Nährstoffe wieder in den natürlichen Kreislauf einzubringen, völlig neue Maßstäbe bezüglich des Umweltschutzes. Insbesondere in Anbetracht schwindender Phosphorvorkommen ist die Nutzung des phosphorreichen Klärschlammes von Bedeutung. Da direkte Rückgewinnungsverfahren äußerst aufwendig sind, kann die Verarbeitung von Klärschlamm zu einem lagerfähigen Düngemittel eine geeignete Alternative darstellen, den Böden wieder vermehrt Phosphor zuzuführen. Die Jahreskapazität der Anlage umfasst etwa 5.000–6.000 Tonnen eigenen Klärschlamm und etwa 14.000 Tonnen zugelieferten Klärschlamm [24].



Abbildung 11: Kläranlage (blau) sowie Gasaufbereitung und Klärschlamm-trocknung (grün) © Umweltkompetenzzentrum LeibnitzerfeldSüd

Als Substrat dient der Biogasproduktion hauptsächlich das Abwasser der fünf Gemeinden. Zusätzlich werden Ko-Substrate aus organischen Abfällen von Industrie- und Gewerbebetrieben eingebracht. Diese Zumischung von Substraten erhöht die Gasausbeute enorm. Mit einem dreistufigen Reinigungs- und Filtersystem, bestehend aus Säure-Basen-Luftwäsche und Biofilter, wird verhindert, dass es zu Geruchsbelästigungen der näheren Umgebung kommt. Die Ko-Substrate werden bereits vor Anlieferung aufbereitet und eine Geruchsbelastung weitgehend minimiert. Die Produktionskapazität von Biomethan beträgt 150 Nm³ in der Stunde, was einem energetischen Potenzial von rund 1.200 kW Leistung entspricht. Bei geplanten 8.000 Betriebsstunden im Jahr (ohne Wartungsintervalle) kann somit potentiell eine Produktionsmenge von 1,2 Mio. Nm³ Biomethan in das Erdgasnetz eingespeist werden. Diese Menge reicht, um den jährlichen Gasverbrauch von etwa 2.000 Haushalten zu decken. Darüber hinaus werden die Gasfahrzeuge der projektbeteiligten Gemeinden an der eigens geschaffenen Gastankstelle kostenlos betankt.

Die Investitionen in die Erweiterung der bestehenden Anlagen umfassen insgesamt 12,5 Mio. Euro aufgewendet in den Jahren 2015 und 2016. Sie verteilen sich auf 5,2 Mio. Euro für die Methanaufbereitung und Einspeisung sowie 7,3 Mio. Euro für die Klärschlamm-trocknung, -behandlung und Rauchgasreinigung [28]. Nach Abzug der Investitionen, die nicht der österreichischen Wirtschaft zugeordnet werden können, verbleiben 10,6 Mio. Euro als Grundlage für die Berechnung der volkswirtschaftlichen Effekte. Entsprechend den Branchenkennzahlen aufgeteilt sind diese rund 5,7 Mio. Euro für bauliche Maßnahmen, 4 Mio. Euro für technische Anlagen und etwa 1 Mio. Euro für Planung.

Insgesamt schuf der Ausbau der Kläranlage Leibnitzerfeld-Süd Wertschöpfung in der Höhe von **9,9 Mio. Euro**. Davon sind 4 Mio. Euro direkte, 3,7 Mio. indirekte Effekte sowie weitere 2,2 Mio. Euro werden als sekundäre Effekte durch zusätzliche Investitionen der Zulieferketten ausgelöst. Der Beschäftigungseffekt der Investitionen umfasst insgesamt **104 Vollzeitäquivalente** auf zwei Jahre verteilt. Im Detail betrachtet waren davon 36 direkt in der Zulieferbetrieben, 40 in den vorgelagerten Sektoren und 27 kamen durch zusätzliche Investitionen in der Zulieferkette zustande.

Tabelle 11: Volkswirtschaftliche Effekte der Investitionen in den Ausbau der Kläranlage Straß in der Steiermark

Volkswirtschaftliche Effekte	primär direkt	primär indirekt	sekundär	gesamt
Wertschöpfung Investition in Euro gesamt	4.000.060	3.676.606	2.194.502	9.871.168
Wertschöpfung Betriebsaufwände in Euro pro Jahr	74.520	179.016	42.477	326.013
Beschäftigung Investition in Vollzeitäquivalente gesamt	36	40	27	103
Beschäftigung Betriebsaufwände in Vollzeitäquivalente pro Jahr	0	1	1	2

Werden darüber hinaus auch die jährlichen Betriebsaufwände in die volkswirtschaftliche Betrachtung aufgenommen, erhöhen sich die Effekte zusätzlich. Der jährliche Betriebsaufwand der Gasaufbereitungsanlage und der Klärschlammverwertung belaufen sich auf etwa 420.000 Euro. Diese Betriebsaufwände bewirken eine Wertschöpfung von rund 326.000 Euro im Jahr und schaffen Beschäftigung im Ausmaß von zwei Vollzeitäquivalenten. Beachtet werden muss, dass sich Wertschöpfung und Beschäftigung durch Investitionen auf den Investitionszeitraum begrenzen, während sich die jährlichen Effekte durch Betriebsaufwände über die gesamte Betriebsdauer der Anlagen erstrecken.

Mit der Abschätzung des geschaffenen Einkommens (in Österreich) auf Basis der Beschäftigungseffekte zeigt sich ein weiterer wichtiger Aspekt für die regionale Volkswirtschaft. Seit Baubeginn im Jahr 2015 bis einschließlich dem Jahr 2018 konnten **Einkommen von insgesamt 5,3 Mio. Euro** geschaffen werden (siehe Abbildung 12). Ein Großteil hiervon ist derzeit natürlich bedingt durch die Investitionen. Während das Einkommen während der Installation der Anlage regional und überregional verteilt war, ist das Einkommen durch den Betrieb der Anlage mehrheitlich regional zu verorten. Einkommen durch den Betrieb der Anlagen ist auch nicht an einen bestimmten Zeitraum gebunden wie durch Investitionen, sondern wird auch nach 2018 weiterhin verfügbar sein. Zusätzlich wäre zu beachten, dass in Anbetracht einer begrenzten Nutzungsdauer

technischer Anlagen von etwa 15 Jahren und baulicher Anlagen von etwa 20 Jahren zukünftige Ersatzinvestitionen ebenfalls Wertschöpfung, Beschäftigung und damit Einkommen bewirken werden.

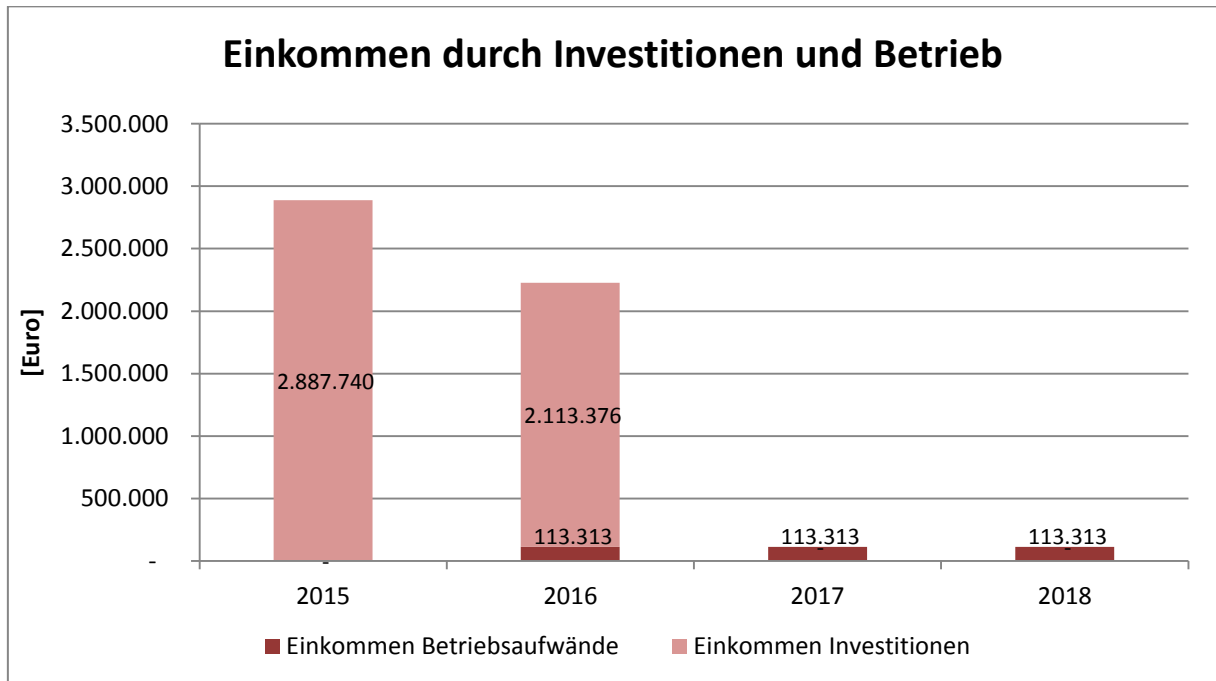


Abbildung 12: Bisherige Einkommen durch Investitionen und Betrieb der Anlage in Straß in der Steiermark

Das Best-Practice-Beispiel des Abwasserverbandes Leibnitzerfeld-Süd zeigt, dass auch im schwierigen Bereich der Klärschlammverwertung durchaus wirtschaftliches Potenzial steckt. Vor dem Hintergrund einer relativ geringen Gasausbeute in Kläranlagen sind neben großen Durchsatzmengen andere Substrate aus organischen Reststoffen und eine effektive Anlagenführung notwendig. Auch ein Verwertungskonzept des Klärschlammes trägt wesentlich zur langfristigen Wirtschaftlichkeit der Anlage bei. Darüber hinaus kann eine regionale Energieproduktion und eine Abfallverwertung mit geringen Emissionen die Akzeptanz der Bevölkerung für derartige Anlagen deutlich erhöhen. Der Ausbau von Biogas- und Kläranlagen mit einer Biomethaneinspeisung stellt somit eine überlegenswerte Option dar. Allein mit dem derzeitigen Anlagenbestand von Biogasanlagen könnten etwa 31 Mio. Nm³ Biomethan pro Jahr eingespeist werden. Werden auch die bestehenden Kläranlagen in Betracht gezogen, liegt das Biomethanpotenzial bei 39 Mio. Nm³ im Jahr, was etwa 68 % des Erdgasverbrauchs der steirischen Haushalte entspricht [27].

6 Zusammenfassung

Die verstärkte Einspeisung von erneuerbaren Gasen in das bestehende Gasnetz mit „Greening the Gas“ ist ein wichtiger Schritt zur langfristigen Nutzung bestehender Gasversorgungsinfrastruktur und der nachhaltigen Reduktion von Treibhausgasemissionen in Haushalten und Industrie. Erneuerbare Gase als Ersatz von fossilem Erdgas umfassen im Wesentlichen Biomethan auf Basis von Biogasanlagen sowie Wasserstoff und synthetisches Erdgas auf Basis von elektrischer Energie aus erneuerbaren Energiequellen. Volkswirtschaftliche Effekte wie Wertschöpfung und Beschäftigung werden vor allem durch Investitionen in den Aufbau von Produktionskapazitäten und die Aufwände für den Betrieb der Anlagen ausgelöst. Die Berechnung dieser Effekte wurde mittels Input-Output-Analyse auf Basis von Leontief-Multiplikatoren für die Wirtschaftssektoren Bau, technische Anlagen und Dienstleistungen durchgeführt. Investitionen und Betriebsaufwände bewirken in diesem Kontext primäre (direkte und indirekte) und sekundäre Wertschöpfung sowie Beschäftigung unmittelbar in den Zulieferbranchen und deren Zulieferer, aber auch mittelbar in der weiteren Wirtschaft durch das damit verbundene zusätzliche Einkommen. Die Wertschöpfung wird in weiterer Folge in Euro und der Beschäftigungseffekt in Vollzeitäquivalenten (VZÄ) pro Jahr angegeben. Beachtet werden sollte, dass volkswirtschaftliche Effekte durch Investitionen durch den Investitionszeitraum begrenzt sind, während die Effekt durch Betriebsaufwände über die Betriebsdauer der Anlagen bestehen bleiben.

Die Strategie „Greening the Gas“ mit einem Ausbau auf eine Jahresleistung von 2 Mrd. Nm³ benötigt über den gesamten Betrachtungszeitraum 2004–2050 (Bestandsanlagen und Ausbau) Investitionen in der Höhe von insgesamt **14,7 Mrd. Euro**. Davon sind **10,8 Mrd. Euro** der österreichischen Wirtschaft zurechenbar und damit relevant für die volkswirtschaftliche Analyse. Des Weiteren finden Betriebsaufwände von rund **14 Mrd. Euro** in der volkswirtschaftlichen Analyse Berücksichtigung. Eine detaillierte Aufgliederung der Investitionen und Betriebsaufwände in unterschiedliche Betrachtungszeiträume kann Tabelle 12 entnommen werden.

Tabelle 12: Erst- und Ersatzinvestitionen sowie Betriebsaufwände bei Ausbau der Produktionskapazitäten von erneuerbaren Gasen in Mrd. Euro in unterschiedlichen Betrachtungszeiträumen

Investitionen und Betriebsaufwände in Mrd. Euro	Anlagenbestand	Ausbau 2018–2030	Ausbau 2030–2050	Ausbau 2018–2050	GESAMT 2004–2050
Erst- und Ersatzinvestitionen gesamt	0,08	2,6	12,0	14,6	14,7
Erst- und Ersatzinvestitionen Österreich*	0,07	1,9	8,9	10,7	10,8
Betriebsaufwände	0,04	1,7	12,2	14,0	14,0

* Investitionen der österreichischen Wirtschaft zurechenbar

Angesichts des hohen Förderaufwandes für die Ökostromproduktion (z.B. Einspeisetarife) kann die Produktion erneuerbare Gase und Einspeisung in das Erdgasnetz eine Alternative darstellen. Darüber hinaus sollte ein zukünftiges Unterstützungsregime jedoch den hohen Anteil der Betriebsaufwände und damit verbundene Vorhaltekosten dieser Technologien berücksichtigen.

Auf Basis von bereits getätigten sowie zukünftigen Investitionen in den Ausbau und den Erhalt von Produktionsanlagen für erneuerbare Gase summiert sich eine Gesamtwertschöpfung auf knapp **10 Mrd. Euro** über den gesamten Betrachtungszeitraum (siehe Abbildung 13). Dem gegenüber ist die Wertschöpfung durch Betriebsaufwände maßgeblich abhängig von den produzierten Gasmengen. Insgesamt können über den Betrachtungszeitraum **10,9 Mrd. Euro** Wertschöpfung generiert werden. Hiervon entfallen 4,6 Mrd. Euro auf

Biomethananlagen und 6,3 Mrd. Euro auf Power-to-Gas-Anlagen. Für den Betrachtungszeitraum 2004–2050 kann der Aufbau einer Produktionskapazität von 2 Mrd. Nm³/a erneuerbarem Gas insgesamt rund **20,9 Mrd. Euro Wertschöpfung** schaffen.

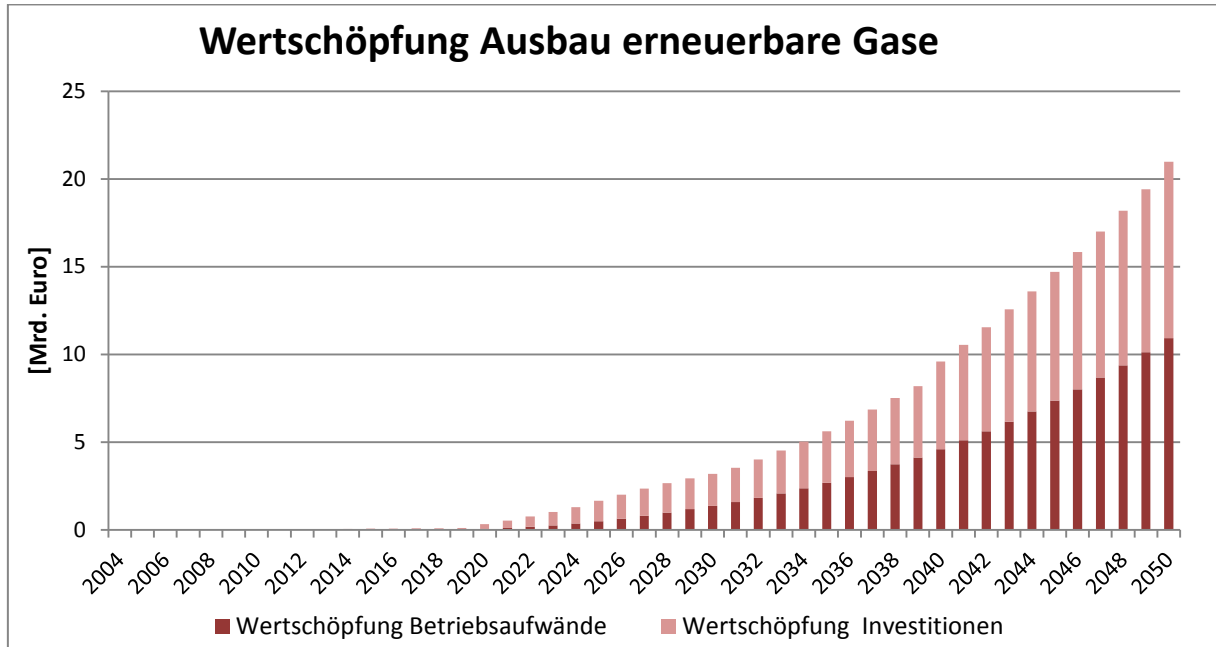


Abbildung 13: Entwicklung der Gesamtwertschöpfung in Österreich durch Investitionen und Betriebsaufwände in den Ausbau erneuerbarer Gasproduktion im Zeitraum 2004–2050

Der Beschäftigungseffekte werden in Abbildung 14 für die jeweiligen Jahre im Zeitraum 2004–2050 dargestellt. Zu Beginn des Ausbaus entsteht Beschäftigung vor allem durch Errichtung von Neuanlagen. Erst mit zunehmendem Ausbau verstärkt sich der Beschäftigungseffekt durch den Betrieb von Anlagen. Zu Beginn des Ausbaus liegt der Beschäftigungseffekt zwischen 2.000 und 3.000 Vollzeitäquivalente und steigt im weiteren Verlauf auf über **10.000 Vollzeitäquivalente** im Jahr. Die jährlichen Beschäftigungseffekte unterliegen jedoch aufgrund von Technologiesprüngen bedeutenden Schwankungen. Hier liegt die Annahme zugrunde, dass im Zuge der technischen Entwicklung die Anlagengröße steigt und neue Technologien eingeführt werden.

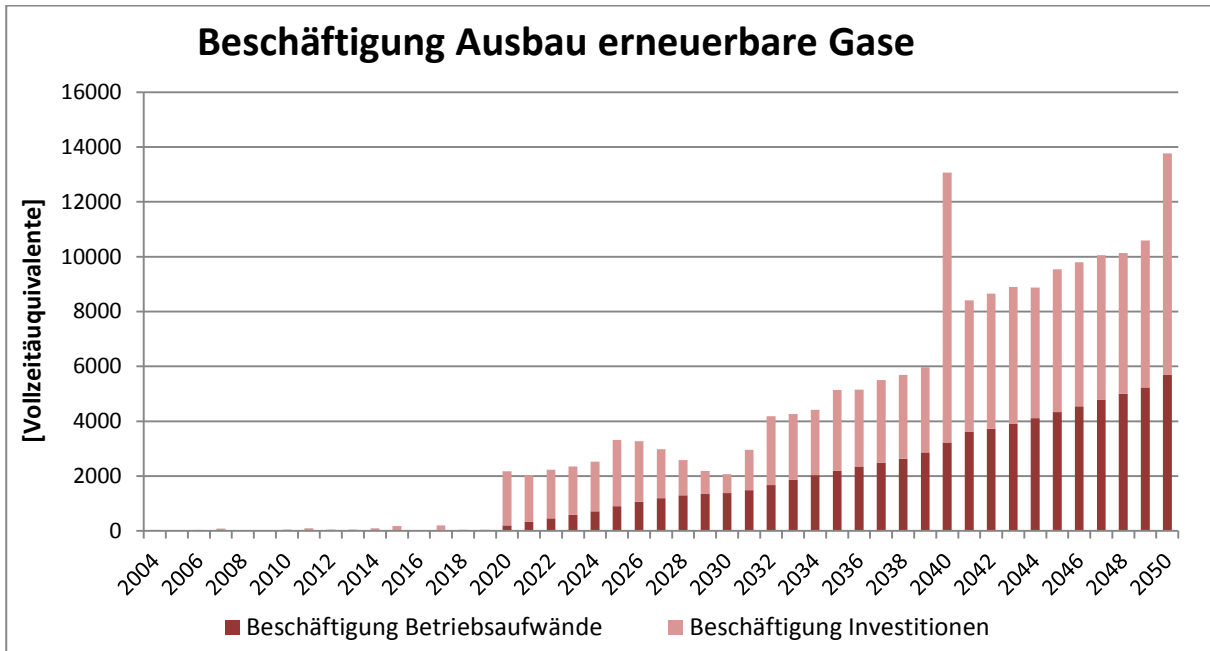


Abbildung 14: Beschäftigungseffekte durch Investitionen und Betriebsaufwände bei Ausbau erneuerbarer Gasproduktion für die jeweiligen Jahre im Zeitraum 2004–2050

Mit Wertschöpfung und Beschäftigung in Unternehmen stark verbunden ist unter derzeitigen Rahmenbedingungen das Einkommen in der Bevölkerung. Im Zuge eines intensivierten Ausbaus besteht die Möglichkeit das jährliche Einkommen um 500 Mio. Euro pro Jahr zu steigern, wobei investitionsbedingte Spitzen mit knapp 700 Mio. Euro pro Jahr möglich sind (siehe Abbildung 15). Im gesamten Zeitraum summiert sich das Einkommen durch „Greening the Gas“ auf rund **9 Mrd. Euro**. Hiervon sind 5,2 Mrd. Euro durch Investitionen bedingt und 3,8 Mrd. Euro durch Betriebsaufwände. Wie auch bei Wertschöpfung und Beschäftigung ist das Einkommen durch Investitionen durch den Zeitraum der Investitionen begrenzt, während das Einkommen durch Betriebsaufwände über die Betriebsdauer der Anlagen bestehen bleibt.

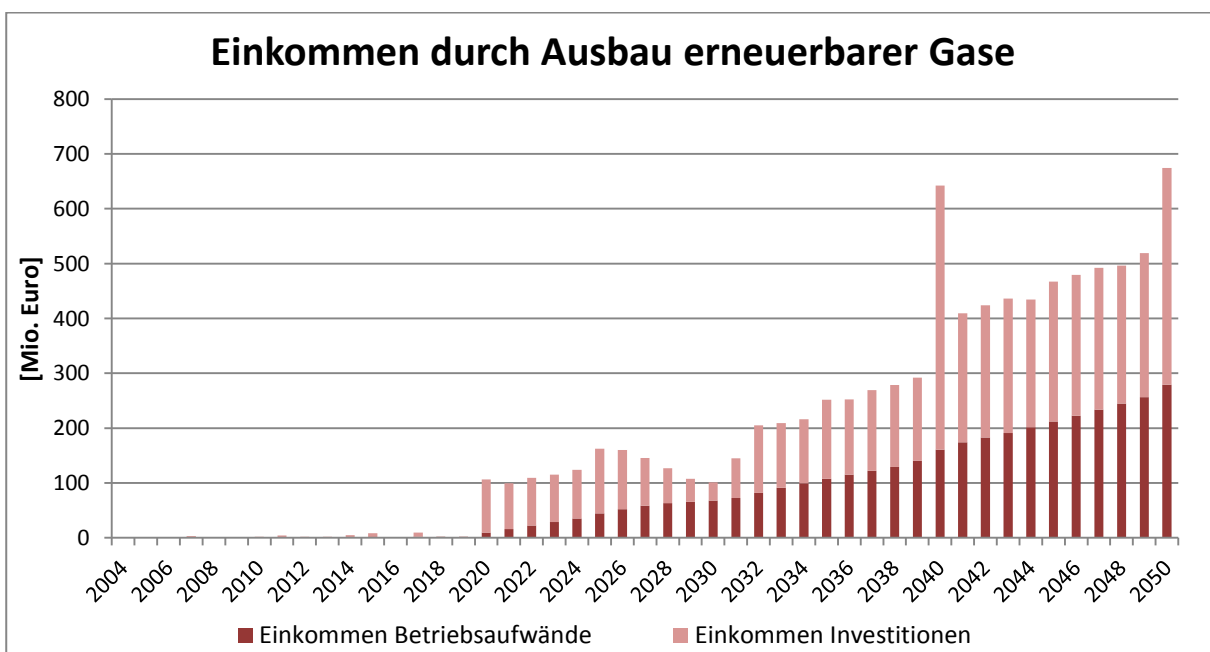


Abbildung 15: Einkommen pro Jahr auf Basis von Vollzeitäquivalenten in den Bereichen Betriebsaufwände und Investitionen

7 Literatur

- [1] E-Control (2018): Erdgasbilanz Österreich. Kalenderjahr 2017, Datenstand: September 2018. <https://www.e-control.at/statistik/gas/betriebsstatistik//betriebsstatistik2017> [23.10.2018]
- [2] E-Control (2015): Erdgasspeicher in Österreich. Speicherkapazitäten in Österreich, Stand März 2015. <https://www.e-control.at/marktteilnehmer/gas/gasmarkt/speicher> [23.10.2018]
- [3] E-Control (2018): Der österreichische Erdgasmarkt. Verbraucherstruktur, Datenstand: September 2018. <https://www.e-control.at/statistik/gas/marktstatistikhttps://www.e-control.at/statistik/gas/betriebsstatistik//betriebsstatistik2017> [23.10.2018]
- [4] BMNT; BMVIT (2018): Österreichische Klima- und Energiestrategie, #mission2030. BMNT, Wien
- [5] Nova Institut (2016): Regionale Wertschöpfungspartnerschaften – Tools, Methoden & Checklisten. <http://www.regionale-wertschoepfung.info/index.php?tpl=page&id=37&lng=de> [20.09.2018]
- [6] AGCS Gas Clearing and Settlement AG: Biomethanregister. Biomethanproduzenten und Einspeisung. <https://www.biomethanregister.at/de> [12.09.2018]
- [7] Biogas Netzeinspeisung: Wirtschaftliche Planung; Kosten und Fallstudie. <http://www.biogas-netzeinspeisung.at/wirtschaftliche-planung/index.html> [05.09.2018]
- [8] Krichmeyer Franz. Schriftliche Mitteilung vom [24.09.2018]
- [9] TU Wien, Institut für Verfahrenstechnik, Umwelttechnik und Technische Biowissenschaften (2012): Überblick über Biogasaufbereitungstechnologien zur Produktion von Biomethan. Erstellt im Zuge Bio-Methane Regions Projekt, Deliverable Task 3.1.1. http://bio.methan.at/sites/default/files/BiogasUpgradingTechnologyReview_GERMAN.pdf [04.10.2018]
- [10] Zauner A., Tichler R., Baresch M., Schwarz M. und Reiter G. (2017): wind2hydrogen – Ökonomische Bewertung der wind2hydrogen Anlage. Energieinstitut an der Johannes Kepler Universität Linz.
- [11] Lindorfer J., Fazeni K., Tichler R. und Steinmüller H. (2017): Erhöhung des Einsatzes von erneuerbarem Methan im Wärmebereich. Modul 1 und 2. Energieinstitut an der Johannes Kepler Universität Linz.
- [12] JKU (2018): Erhöhung des Einsatzes von erneuerbarem Methan im Wärmebereich. Modul 3. Energieinstitut an der Johannes Kepler Universität Linz.
- [13] Kienberger Th. (2018): Technisches Potenzial an synthetischem Methan aus biogenen Ressourcen. Montanuniversität Leoben, Lehrstuhl für Energieverbundtechnik.
- [14] Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e. V. (FNR) (2012): Biomethan. Bestell-Nr. 531. <https://www.nachwachsende-rohstoffe.de> [05.09.2018]
- [15] Energieinstitut an der Johannes Kepler Universität Linz.
- [16] Maier M. (2018): Die Rolle erneuerbarer Gase in der Energiewende; Metaanalyse der Agentur für Erneuerbare Energien. <http://www.forschungsradar.de/metaanalysen/einzelansicht/news/metaanalyse-zur-rolle-erneuerbarer-gase-in-der-energiewende.html> [05.09.2018]
- [17] Umweltbundesamt (2017): Berechnung von Treibhausgas (THG)-Emissionen verschiedener Energieträger, Stand Oktober 2017. <http://www5.umweltbundesamt.at/emas/co2mon/co2mon.html> [15.10.2018]
- [18] Steinmüller H., et al. (2014): Power to Gas – eine Systemanalyse. Markt- und Technologiescouting und -analyse. Endbericht. Energieinstitut an der Johannes Kepler Universität Linz.
- [19] Fehrenbach H., Köppen S., Markwardt St. und Vogt R. (2016): Aktualisierung der Eingangsdaten und Emissionsbilanzen wesentlicher biogener Energienutzungspfade (BioEm), IFEU Institut für Energie- und Umweltforschung GmbH im Auftrag des Umweltbundesamtes.

- [20] FNR (s.a.) Daten und Fakten, Faustzahlen Biogastechnologien.
<https://biogas.fnr.de/daten-und-fakten/faustzahlen/> [04.10.2018]
- [21] Statistik Austria (2018): Bruttojahreseinkommen der ganzjährig Vollzeitbeschäftigten 2004 bis 2016.
http://www.statistik.at/web_de/statistiken/menschen_und_gesellschaft/soziales/personen-einkommen/jaehrliche_personen_einkommen/index.html [04.10.2018]
- [22] Linde Gas GmbH (s.a.): Rechnen Sie mit Wasserstoff. Die Datentabelle.
<https://www.linde-gas.at> [04.10.2018]
- [23] Umweltkompetenzzentrum Leibnitzerfeld-Süd (2018): Abwasserverband und Mitgliedsgemeinden.
<http://www.lfsued.at/abwasserverband/> [03.09.2018]
- [24] Kommunal (2016): Südsteiermark: Europas erste Naturgas-Anlage.
<https://kommunal.at/index.php/artikel/suedsteiermark-europas-erste-naturgas-anlage> [03.09.2018]
- [25] ORF Steiermark (2016): Neue Biogasanlage versorgt steirisches Gas-Netz.
<https://steiermark.orf.at/news/stories/2803691/> [03.09.2018]
- [26] Kleine Zeitung (2018): So soll die steirische Gasversorgung grün werden.
https://www.kleinezeitung.at/steiermark/5498654/Biogas-fuers-Erdgasnetz_So-soll-die-steirische-Gasversorgung-gruen [18.10.2018]
- [27] Zweiler R., Novakovits Ph., Mahlberg B., Puchas K., Stürmer B., Harasek M., Miltner M. und Liobolt A. (2018): BFIT Beyond Feed-in-Tariff. Güssing Energy Technologies GmbH.
https://www.lea.at/18goodenergy!/wp-content/uploads/BFIT_Endbericht_publizierbar-compressed.pdf [18.10.2018]
- [28] Kohl E. (2018): Mündliche Mitteilung vom [24.10.2018]
- [29] E-Control (2018): Ökostrombericht 2018. <https://www.e-control.at/publikationen/oeko-energie-und-energie-effizienz/berichte/oekostrombericht> [18.10.2018]
- [30] Pauritsch G. (2018): 100% erneuerbarer Strom – Speicherbedarf für das Stromsystem, Österreichische Energieagentur - Austrian Energy Agency, Österr. Energiegespräche, 2. Oktober 2018.
<https://www.technischesmuseum.at/event/energiegespraeche-oktober-2018> [18.12.2018]

8 Abkürzungen

AEA	Austrian Energy Agency
AGCS	Austrian Gas Clearing and Settlement AG
CH₄	Methan
CO₂äq	Kohlendioxidäquivalente
ct	Cent
EUR	Euro
H₂	Wasserstoff
JKU	Johannes Kepler Universität Linz
kg	Kilogramm
kW	Kilowatt
kWh	Kilowattstunden
Mio.	Millionen
MJ	Megajoule
Mrd.	Milliarden
MWh	Megawattstunden
Nm³	Normkubikmeter
Nm³h	Normkubikmeterstunde
OÖ	Oberösterreich
PEM	Protonen-Austausch-Membran
PSA	Pressure Swing Adsorption
PtG	Power-to-Gas
SNG	Synthetisches Erdgas
THG	Treibhausgasemissionen
TWh	Terawattstunden
VZÄ	Vollzeitäquivalente
WEM	With Existing Measures
WAM	With Additional Measures

9 Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Szenario zum saisonalen Aufkommen bzw. Bedarf an elektrischer Energie im Jahr 2030	5
Abbildung 2: Schema der Berechnung von Wertschöpfung (Quelle: nova-Institut GmbH)	9
Abbildung 3: Entwicklungspotenziale von „Greening the Gas“ als Ersatz für fossiles Erdgas [12]	12
Abbildung 4: Treibhausgasemissionen von Wasserstoff-Produktionspfaden mit unterschiedlichem Strombezug [18]	13
Abbildung 5: Treibhausgaspotenzial unterschiedlicher Methanproduktionswege ohne direkte CO ₂ -Emissionen auf Basis von Kohlendioxid aus Kraftwerksprozessen bzw. biogenen Quellen [18]	13
Abbildung 6: Kostendegression bei Elektrolyse und Methanisierung durch die technologische Entwicklung bis 2050	16
Abbildung 7: Beschäftigungseffekte durch Investitionen in Produktionsanlagen von erneuerbaren Gasen in Vollzeit-äquivalenten für die jeweiligen Jahre zwischen 2004 und 2050	21
Abbildung 8: Beschäftigungseffekte durch Betriebsaufwände des Anlagenbestandes in Vollzeitäquivalenten für die jeweiligen Jahre zwischen 2004 und 2050	22
Abbildung 9: Einkommen auf der Grundlage von Investitionen und Betriebsaufwänden in Millionen Euro	23
Abbildung 10: Mitgliedsgemeinden des Abwasserverbands Leibnitzerfeld-Süd	24
Abbildung 11: Kläranlage (blau) sowie Gasaufbereitung und Klärschlamm-trocknung (grün) © Umweltkompetenzzentrum LeibnitzerfeldSüd	25
Abbildung 12: Bisherige Einkommen durch Investitionen und Betrieb der Anlage in Straß in der Steiermark	27
Abbildung 13: Entwicklung der Gesamtwertschöpfung in Österreich durch Investitionen und Betriebsaufwände in den Ausbau erneuerbarer Gasproduktion im Zeitraum 2004–2050	29
Abbildung 14: Beschäftigungseffekte durch Investitionen und Betriebsaufwände bei Ausbau erneuerbarer Gasproduktion für die jeweiligen Jahre im Zeitraum 2004–2050	30
Abbildung 15: Einkommen pro Jahr auf Basis von Vollzeitäquivalenten in den Bereichen Betriebsaufwände und Investitionen	30

10 Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Anlagenbestand mit Biomethaneinspeisung in das Erdgasnetz (Stand: September 2018) .	11
Tabelle 2: Aktuelle Kennzahlen zu Investitions- und Betriebsaufwänden von Biogas- bzw. Biogasaufbereitungsanlagen unterschiedlicher Anlagenkapazität [7][9]	15
Tabelle 3: Entwicklung der Investitionskosten von Elektrolyse bzw. Methanisierung [10] [16] [18] ...	16
Tabelle 4: Erstinvestitionen und Ersatzinvestitionen in Mio. Euro in bestehende und neue Anlagen zur Biomethanproduktion inklusive Netzanschluss und Übergabestation	17
Tabelle 5: Erstinvestitionen und Ersatzinvestitionen in Mio. Euro in bestehende und neue Anlagen zur Produktion von Wasserstoff bzw. SNG inklusive Netzanschluss und Übergabestation	18
Tabelle 6: Betriebsaufwände der Produktion von Biomethan sowie Wasserstoff und SNG für unterschiedliche Betrachtungszeiträume	19
Tabelle 7: Wertschöpfung durch Erst- und Ersatzinvestitionen im Bereich Biomethan für unterschiedliche Betrachtungszeiträume	20
Tabelle 8: Wertschöpfung durch Erst- und Ersatzinvestitionen im Bereich Power-to-Gas zur Produktion von Wasserstoff und SNG für unterschiedliche Betrachtungszeiträume	20
Tabelle 9: Wertschöpfung durch Betriebsaufwände der Biomethan bzw. Wasserstoff und SNG für unterschiedliche Betrachtungszeiträume	20
Tabelle 10: Gemittelte Beschäftigungseffekte der Investitionen pro Jahre über unterschiedliche Zeiträume	21
Tabelle 11: Volkswirtschaftliche Effekte der Investitionen in den Ausbau der Kläranlage Straß in der Steiermark	26
Tabelle 12: Erst- und Ersatzinvestitionen sowie Betriebsaufwände bei Ausbau der Produktionskapazitäten von erneuerbaren Gasen in Mrd. Euro in unterschiedlichen Betrachtungszeiträumen	28

Kurzporträt AutorInnen

DI MARTIN HÖHER, MSC

ist als wissenschaftlicher Mitarbeiter bei der Österreichischen Energieagentur im Bereich stoffliche und energetische Nutzung von nachwachsenden Rohstoffen tätig. Sein wissenschaftlicher Schwerpunkt liegt in der technisch-ökonomischen Bewertung innovativer Bioenergiekonzepten und der stofflichen Nutzung biogener Rohstoffe.

MAG ANGELA HOLZMANN

ist Senior Expertein und Projektleiterin in der Österreichischen Energieagentur. Ihre Kernkompetenzen liegen in der Energiesystemmodellierung, der strukturierten Analyse energiebezogener Daten sowie in der Analyse von Konsumentenverhalten mit Fokus auf die privaten Haushalte. Sie ist für die Leitung von internationalen und nationalen Projekten mit Bezug zum Bürgermeisterkonvent verantwortlich. Darüber hinaus betreut sie die Stadt Wien bei Projekten zum Klimaschutz.

DI LORENZ STRIMITZER

leitet das Center Nachwachsende Rohstoffe & Ressourcen in der Österreichischen Energieagentur. Seine bisherigen Tätigkeiten umfassen unter anderem die Themen Bioenergie, die Analyse von Holzströmen und Wertschöpfungsketten, nachwachsende Rohstoffe sowie die Bewertung von Umweltauswirkungen, Bioökonomie und Kreislaufwirtschaft.

ÜBER DIE ÖSTERREICHISCHE ENERGIEAGENTUR – AUSTRIAN ENERGY AGENCY (AEA)

Die Österreichische Energieagentur liefert Antworten für die Energiezukunft. Sie berät auf wissenschaftlicher Basis Entscheidungsträger aus Politik, Wirtschaft und Verwaltung – sowohl national als auch international. Die drei strategischen Schwerpunkte des Kompetenzzentrums für Energie lauten: **missionzero**, ein Strategieprozess für eine fossilfreie Zukunft. Die **Transformation** des Energiesystems mit den damit verbundenen Umbrüchen in den energierelevanten Branchen. Und die **Energieintelligenz**, die sich um das intelligente und effiziente Energiesystem der Zukunft dreht. Im Vordergrund steht die Forcierung von Energieeffizienz und erneuerbaren Energieträgern im Spannungsfeld zwischen Wettbewerbsfähigkeit, Klima- und Umweltschutz sowie Versorgungssicherheit. Die Österreichische Energieagentur entwickelt Strategien für eine nachhaltige und sichere Energieversorgung, führt Beratungen und Schulungen durch und ist die Vernetzungsplattform für die Energiebranche. Sie setzt klimaaktiv – die Klimaschutzinitiative des Bundesministeriums für Nachhaltigkeit und Tourismus (BMNT) – operativ um und koordiniert die verschiedenen Maßnahmen in den Themenbereichen Mobilität, Energiesparen, Bauen & Sanieren und Erneuerbare Energie. Zudem betreibt die Österreichische Energieagentur im Auftrag des BMNT die Nationale Energieeffizienz-Monitoringstelle. Weitere Informationen für Interessenten unter www.energyagency.at.

Die Österreichische Energieagentur – Austrian Energy Agency GmbH ist eine 100-prozentige Tochter des Vereins Österreichische Energieagentur – Austrian Energy Agency.

