

A decorative graphic element consisting of a grid of small circles in red, grey, and white, arranged in a pattern that tapers from left to right, creating a sense of depth and movement.

**Green Gas: Volkswirtschaftliche Analysen zum  
Quoten- oder Marktprämienmodell**

## Executive Summary

# Green Gas: Volkswirtschaftliche Analysen zum Quoten- oder Marktprämienmodell



Christian Helmenstein | Anna Kleissner | Eva Pichler | Andrea Pitzschke

Dezember 2019

# Green Gas: Volkswirtschaftliche Analysen zum Quoten- und Marktprämienmodell

## Executive Summary

Im Rahmen der Klima- und Energiepolitik verfolgt die Europäische Union das Ziel, die Treibhausgasemissionen bis 2030 um mindestens 40 Prozent gegenüber 1990 zu senken. Zugleich soll der Anteil der erneuerbaren Energiequellen auf mindestens 32 Prozent erhöht und die Energieeffizienz um mindestens 32,5 Prozent gesteigert werden. Dabei besteht die Erwartung, dass neue technologische Verfahren („induzierter technischer Fortschritt“) entwickelt werden, um die Herausforderungen der „Energiewende“ zu meistern. Eine Verknappung (und die davon ausgehende Preissteigerung) von CO<sub>2</sub>-Zertifikaten in Europa soll begleitende Anreize setzen.

Erneuerbares („grünes“) Gas (sowohl in Form von Biogas als auch in Form von synthetischem Gas beziehungsweise Wasserstoff) ist bei dieser Strategie ein erfolgversprechender Energieträger. Es kann (bis zu bestimmten Grenzen) in bestehende Erdgasnetzwerke eingespeist werden und ist gut lagerbar. Wind- und PV-Strom sowie grünes Gas sind Energieformen, bei deren Produktion Synergieeffekte auftreten, die gemeinsame Produktion also kostengünstiger als die getrennte Produktion ausfällt. Diese beiden erneuerbaren Energieträger ergänzen einander und ermöglichen eine Verstetigung bzw. nachfrageorientierte Bereitstellung von Energie.

Österreich weist aktuell einen Anteil an erneuerbaren Energiequellen von 33,5 Prozent auf und beabsichtigt, den Anteil an Erneuerbaren Strom bereits im Jahr 2030 bilanziell auf 100 Prozent zu steigern. Im Bereich von erneuerbarem Gas weisen verschiedene Studien auf das Potenzial hin, fossiles Erdgas bis zum Jahr 2050 weitgehend durch erneuerbares Gas zu ersetzen. Um dieses Ziel zu erreichen, werden diverse Modelle der politischen Steuerung diskutiert. Ein Modell ist dabei das Quotenmodell, das eine jährliche, stufenweise Erhöhung des Anteils von grünem Gas vorsieht. Ein alternatives Modell umfasst schwerpunktmäßige Förderungen, als Marktprämienmodell bezeichnet. Welchen Erkenntnis-Konsens gibt es bislang zu diesem Thema (Modul 1)? Welches Modell bietet optimale Anreize zum beschleunigten Umstieg auf erneuerbares Gas und somit für eine effiziente Zielerreichung (Modul 2)? Und: Welcher ökonomische Fußabdruck ist dabei für die heimische Volkswirtschaft zu erwarten (Modul 3)? Die Antworten auf diese Fragen stehen im Zentrum der Studie und dieser Zusammenfassung.

## **Modul 1: Erneuerbares Gas: Metastudie zum gegenwärtigen Erkenntnisstand**

Die Kernaussagen der zusammenfassenden Analyse von acht vorliegenden Studien zum Thema „erneuerbares Gas“ sowie aus der ergänzenden Einbeziehung umfangreicher internationaler Fachliteratur am aktuellen Stand der Forschung lauten:

**Österreich hat das Potenzial, Erdgas bis zum Jahr 2050 durch erneuerbare Gase (Biomethan, Wasserstoff, synthetisches Methan) zu ersetzen.** Maßgeblicher Treiber für die Energiewende sind eine wettbewerbsfähige Bepreisung von CO<sub>2</sub>, planbare Rahmenbedingungen sowie geeignete Förderinstrumente. Das Bestehen einer gut ausgebauten Gas(speicher)infrastruktur und die Ausrichtung der industriellen Großverbraucher hauptsächlich auf Erdgas als Energieträger sollten den Umstieg auf erneuerbares Gas wesentlich erleichtern.

Nach dem aktuellen technischen Stand sowie unter Berücksichtigung der Wirtschaftlichkeit besteht der erste Schritt in der Hebung der Biomethanpotenziale auf Reststoffbasis (ca. 2 Mrd. Nm<sup>3</sup>). Deren vollumfängliche Nutzung kann sogleich verfolgt werden, da insbesondere individuelle Lösungen bezüglich Anlagengröße und Art der Biomasse möglich sind. Für Gülle sollte die Vergärung als Standardbehandlung festgelegt werden, da hierbei neben Biomethangewinnung zusätzliche Treibhausgasemissionen vermieden und diverse weitere ökologische Vorteile erzielt werden können. Die Ausschöpfung der Biomasseproduktion und -verwertung unter der Berücksichtigung von Nachhaltigkeitsgrenzen sowie bioökonomischer Wertschöpfungsmöglichkeiten ist anzustreben; ebenso die smarte Verknüpfung von Biomasseproduktion/-verwertung mit Maßnahmen zur Biodiversitätssteigerung. **Erneuerbares Gas sollte zunächst primär im Raumwärmemarkt – als volkswirtschaftlich kostengünstigste Form einer Dekarbonisierung – eingesetzt werden.** Dies lässt sich mit Biomethan allein bewerkstelligen.

Der Ausbau von Windkraft und Photovoltaik ist für die Gewinnung von Wasserstoff beziehungsweise synthetischem Methan essenziell. **Bedeutende Mengen an Wasserstoff wären frühestens ab 2035 zu erwarten.** Bei einer Vermarktungsmöglichkeit ist die direkte Nutzung des erzeugten Wasserstoffs vorzuziehen. **Grünes Gas sollte primär dort eingesetzt werden, wo die Auswirkungen auf die Einsparung von Treibhausgasemissionen am stärksten sind, jedenfalls nicht (ineffizient) verstromt werden.** Da sich aus der Dekarbonisierung des Verkehrssektors zusätzliche Vorteile für Umwelt und Gesundheit (Feinstaub, Lärm) ergeben und Großverbraucher wie die Industrie oder Kraftwerke heute bereits im Wege des Emissionshandels ihren Beitrag zur CO<sub>2</sub>-Reduktion leisten, sollte erneuerbares Gas nach Deckung des Raumwärmemarkts zunächst für den Einsatz im Verkehrssektor und erst dann für Großverbraucher bereitgestellt werden.

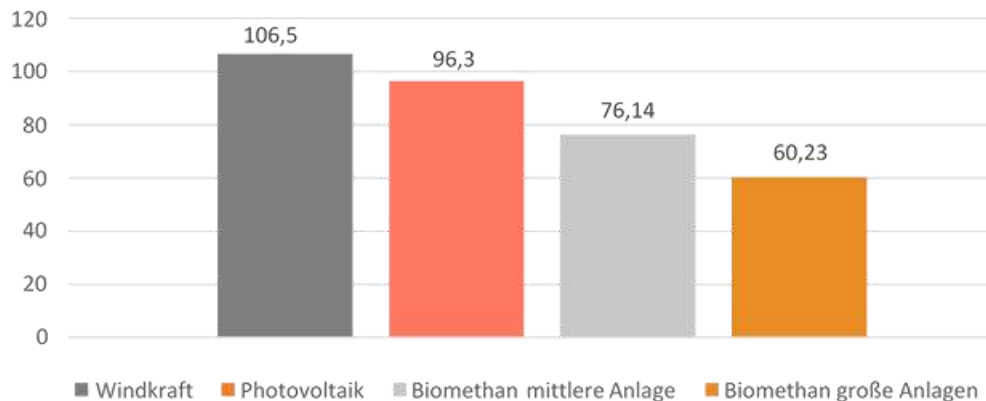
**Für die Wirtschaftlichkeit der jeweiligen Anlagen zur Erzeugung von grünem Gas ist ihr spezifischer Standort maßgeblich.** Energieeffizienz optimieren heißt: Synergien schaffen, Abwärme auffangen, Zwischenprodukte intern weiterverwerten und Transportstrecken minimieren.

## **Modul 2: Optimales Design von Marktmodellen zur Förderung erneuerbarer Energie**

Österreich hat sich mit der Verpflichtung, die Emissionen von Treibhausgasen außerhalb des EU-Zertifikatshandels bis 2030 gegenüber 2005 um 36% zu reduzieren, ein ehrgeiziges Ziel gesteckt. Die Zielerreichung erfordert eine Verdreifachung des bisherigen Tempos der Eindämmung von CO<sub>2</sub> Emissionen. Um die Erreichung nicht von vornherein zu gefährden, ist konsequent auf wirtschaftliche Effizienz zu setzen, da anderenfalls die Kosten der Zielerreichung in einer realistischen Perspektive auf circa 2% des BIP steigen können. **Das ökonomische Effizienzkriterium läuft darauf hinaus, dass die Grenzkosten der Vermeidung einer Tonne Treibhausgasemissionen über alle Sektoren und Technologien einheitlich sind.** Dann (und nur dann) werden die gesamten volkswirtschaftlichen Vermeidungskosten minimiert. Exakt dies muss auch das wirtschaftspolitische Ziel sein, da ansonsten die Vorgaben außer Reichweite bleiben.

In der derzeitigen Situation ist Österreich von der Bedingung einheitlicher Grenzkosten bei der Vermeidung von Treibhausgasemissionen weit entfernt. Die gegenwärtige Ausrichtung auf die Förderung von Ökostrom bewirkt, dass teurere Maßnahmen unterstützt und kostengünstigere vernachlässigt werden. Vom Ökostromgesetz geht ein Anreiz für die Betreiber von Biogasanlagen aus, 90% ihrer Produktion verstromen, anstatt den Ausstoß direkt in das Gasnetz einzuspeisen. Im Endeffekt führt das zu vier- bis fünffachen Vermeidungskosten (nach Abschaltung der Kohlekraftwerke ca. € 321/t gegenüber € 60-75/t). Die am wenigsten effizienten Biogasanlagen werden durch die starren Einspeisetarife am stärksten gefördert, was das Effizienzkalkül konterkariert.

Auch der Ausbau der Windkraft impliziert hohe Vermeidungskosten, sofern man Kostenwahrheit einfordert: Die Volatilität des Wind- (bzw. auch Photovoltaik-)Stroms löst **externe Effekte in Form von Netzstabilisierungserfordernissen und der Vorhaltung von gasturbinenbetriebenen Backup-Kapazitäten** aus, welche bei einem weiteren Ausbau der Ökostromerzeugung immer seltener angeworfen werden, für die Versorgungssicherheit aber unumgänglich sind. Eine konservative Schätzung dieser externen Kosten zeigt, dass die Vermeidungskosten von Treibhausgasen im Stromsektor bereits im Jahr 2019 jene im Gassektor übersteigen (siehe Abbildung 1).



**Abbildung 1:** Kosten (€/t) der Vermeidung von CO<sub>2</sub>-Emissionen aus fossilem Gas im Jahr 2019 - Ökostrom im Vergleich zu Biomethan.

*Quellen: FGW, E-Control, eigene Berechnungen.*

Das Modell, Biogasanlagen zur Einspeisung von erneuerbarem Gas in das bestehende Netz in Zukunft durch eine seitens des Staates vorgegebene Quote zu fördern, während der Preis des Biogases am Markt festgesetzt wird, erweckt auf den ersten Blick den Eindruck, ein marktnäheres und folglich ein den starren Einspeisetarifen gegenüber überlegenes Förderinstrument zu sein. Ein zweiter Blick offenbart allerdings, dass diese Aussage ungültig wird, wenn die Quoten im Gassektor mit einem Marktprämienmodell im Strommarkt kombiniert werden. **Durch die mangelnde Koordination entstehen zusätzliche Ineffizienzen, die Summe der kombinierten Förderinstrumente in den Sektoren Strom und Gas bringt ein schlechteres Resultat als die Summe der einzelnen Instrumente!**

Unsere Analyse zeigt auf der Grundlage eines mikroökonomischen Modelles, welches die Anreizeffekte der verschiedenen Maßnahmen untersucht, dass **bei simultanem Einsatz von Quoten und Marktprämien wirtschaftliche Effizienzkriterien verletzt bzw. zu viel Ökostrom und zu wenig grünes Gas produziert werden.** Dieser Effekt wird dadurch verstärkt, dass die Produktion des volatilen Ökostroms die bereits erwähnten externen Effekte (Netzstabilisierung sowie Backup) erzeugt. Im Gegensatz dazu tritt bei grünem Gas die wohl größte Herausforderung der Energiewende – die mangelnde Speicherbarkeit einer volatilen, nicht an der Nachfrage orientierten Energieproduktion – überhaupt nicht auf: Gerade in Österreich stehen kostengünstige Speicherkapazitäten zur Verfügung, welche den gesamten Jahresverbrauch an Gas zu glätten vermögen. Diese Ressource wird bisher bei weitem zu wenig genutzt.

**Wir empfehlen, grünes Gas mittels eines smarten Marktprämienmodells zu fördern.** Dieses bringt erhebliche Fortschritte gegenüber dem starren Einspeisetarifsystem. Der (Subventions-)Preis wird nicht mehr bürokratisch vorgegeben, sondern bei der Auktion in einem Wettbewerbsprozess bestimmt. Damit dieser Prozess funktioniert, ist es entscheidend, bei Auktionen das Billigstbieter- und

nicht das Bestbieterprinzip anzuwenden: Andernfalls wird das Ziel der Auktion, günstige Preise zu generieren, durch die Überfrachtung mit anderen Zielen untergraben. Eine Folge dieses Marktdesigns über Auktionen besteht darin, dass sich ineffiziente Biogasanlagebetreiber entscheiden müssen, entweder in eine rentable Betriebsgröße zu investieren oder die ineffiziente Anlage zu schließen, was die CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten in etwa halbiert. Auch die Mengen lassen sich bei diesem Modell gut steuern.

Darüber hinaus empfehlen wir der öffentlichen Hand das Anlegen einer Datenbank mit allgemeinem Zugang, welche die aktuellen CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten laufend ausweist und diese zur Grundlage einer effizienten Umweltpolitik macht. Im Moment belaufen sich die CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten durch grünes Gas unseren Modellrechnungen zufolge auf circa dem halben Niveau wie jene von Ökostrom aus Windkraftanlagen oder Photovoltaik.

Für die Finanzierung des Marktprämienmodells stehen zwei Alternativen zur Wahl: Erstens könnte sie (parallel zur Ökostromabgabe) aus einer Pauschale auf die Netzkosten erfolgen, alternativ könnten die Einnahmen der bestehenden Erdgasabgabe, somit aus einer Steuer auf fossile Energie, herangezogen werden.

### **Modul 3: Der ökonomische Fußabdruck von erneuerbarem Gas**

Die Errichtung und der Betrieb von Biogasanlagen in der Dekade bis 2030 kann, wie oben dargestellt, dank ausgereifter Technologie sofort in Angriff genommen werden. Power-to-Gas hingegen stellt eine Zukunftstechnologie dar, welche derzeit noch nicht wettbewerbsfähig ist. Von einer Quantifizierung der Investitionskosten für die PtG-Technologie wurde aufgrund der hohen (technologischen, ökonomischen) Unsicherheiten daher abgesehen. Der Fokus liegt somit auf der Quantifizierung der durch Biogasanlagen ausgelösten ökonomischen Effekte, zum einen auf den zu erwartenden Investitionsvolumina für den Neubau von Biogasanlagen, zum anderen auch durch deren laufenden Betrieb.

Methodisch kommt das Instrument der Input-Output-Analyse zur Anwendung, welche nicht nur die direkten Effekte berücksichtigt, sondern darüber hinaus auch die Effekte in der vor- wie auch der nachgelagerten Wertschöpfungskette erfasst.

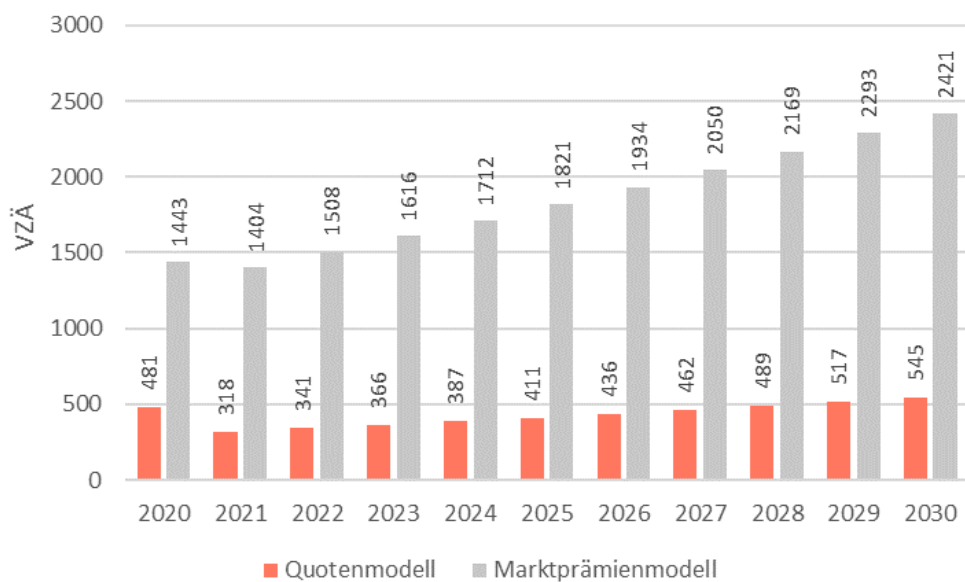
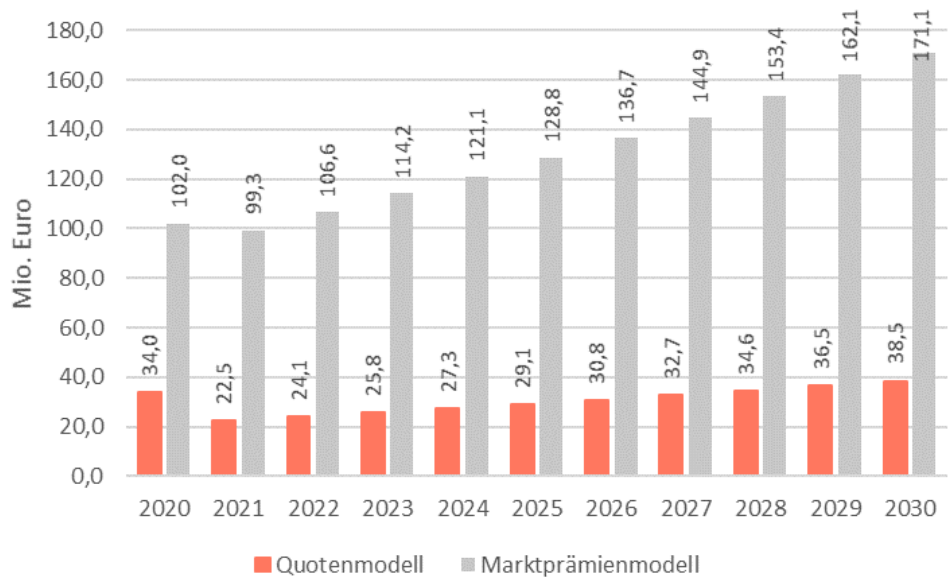
### Investitionen (Bauphase)

Die Kosten einer Biogasanlage hängen im Wesentlichen von der Beschaffenheit sowie dem Volumen des zu verwendenden Substrats (Biomasse) ab. Im Durchschnitt ist davon auszugehen, dass pro installierter Einheit kW rund 3.000 Euro anfallen. **Da im Marktprämienmodell nur Anlagen im Inland gefördert werden, im Quotenmodell Grünes Gas aber auch importiert werden kann, ist der Anreiz, in neue Anlagen zu investieren, beim Marktprämienmodell in etwa vier Mal höher.** Die Kosten für Gebäude, Technik, Installation und Anlagen der Gasverwertung liegen – in der zu betrachtenden Dekade von 2020 bis 2030 – bei 1.525,06 Mio. Euro im Marktprämienmodell, verglichen mit 355,85 Mio. Euro im Quotenmodell.

Aus diesen Werten von 355,85 bzw. 1.525,06 Mio. Euro wird ein direkter Bruttowertschöpfungseffekt von 151,2 Mio. bzw. 647,9 Mio. Euro generiert. Inklusiv indirekter und induzierter Effekte lösen die Investitionen in Biogasanlagen einen totalen Wertschöpfungseffekt im Ausmaß von 336,1 Mio. Euro im Quotenmodell und 1.440,2 Mio. Euro im Marktprämienmodell aus (Abbildung 2a). Der größte Teil der investierten Summe wird folglich wieder als Wertschöpfung in Österreich wirksam. Ein weit überdurchschnittlicher Wertschöpfungsmultiplikator von 2,22 und ein Ausgabenmultiplikator von 0,94 bestätigen den erheblichen volkswirtschaftlichen Hebel aus Investitionen in Biogasanlagen.

Ein ähnliches Bild zeigt sich auch für die Beschäftigungseffekte (Abbildung 2b): Die durch den Bau von Biogasanlagen zu erwartenden Beschäftigungseffekte im Zeitraum 2020 bis 2030 belaufen sich auf insgesamt 4.753 Vollzeitäquivalent (VZÄ)-Jahresbeschäftigungsplätze („Beschäftigtenjahre“) im Quotenmodell und auf 20.371 VZÄ-Jahresbeschäftigungsplätze im Marktprämienmodell. Im Jahresdurchschnitt entspricht dies VZÄ von 432 bzw. 1.852. Ein ebenfalls weit überdurchschnittlicher Beschäftigungsmultiplikator von 2,23 zeigt, dass mit jedem Arbeitsplatz, der durch den Bau von Biogasanlagen geschaffen wird, mehr als ein weiterer Arbeitsplatz in der übrigen Wirtschaft abgesichert wird.





**Abbildung 2a und 2b:** Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekte gemäß Förderdesign

Quelle: Eigene Berechnungen.

### Laufende Wertschöpfung (Betriebsphase)

Während sich für Investitionen errechnete Durchschnittswerte heranziehen lassen, sind die Betriebskosten einer Biogasanlage von Anlage zu Anlage verschieden. Personalkosten, Energiekosten und sonstige Kosten variieren – abhängig von der Größe der Anlage – stark. Hinzu kommt, dass auch Rohstoffkosten zu veranschlagen sind, die wiederum von einer Vielzahl von Parametern, darunter Art des Substrats, dessen Qualität und Gasertrag, abhängen. So schwanken die zu kalkulierenden Beträge von den für Agrargüter bezahlten Preisen für Ernteprodukte bis hin zu Entsorgungserlösen für organische Rohstoffe. Bei größeren Anlagen belaufen sich diese Rohstoffkosten auf rund 50% der Energiegestehungskosten.

Anhand von drei unterschiedlichen Anlagegrößen (250 kW, 500 kW und 1000 kW, vgl. Tabelle 1) werden zunächst die Kosten der Betriebsführung, daraus der Bruttoproduktionswert und schließlich die Wertschöpfung berechnet. Diese beläuft sich bei einer durchschnittlichen 250 kW-Anlage auf 57.000 Euro und erhöht sich auf 240.000 Euro bei einer 1.000 kW-Anlage, wobei die Wertschöpfungsintensität mit der Größe der Anlage zunimmt. **Konkrete Wertschöpfungsmultiplikatoren hängen fast 1:1 vom verwendeten Rohstoff ab, im Schnitt können aufgrund geringer Importe aber sehr hohe Multiplikatoren von 2 (bei größeren Anlagen) bis 2,7 (bei kleineren Anlagen) erwartet werden.**

	250 kW Anlage	500 kW Anlage	1000 kW Anlage
Bruttoproduktionswert	173.000	295.000	509.000
Bruttowertschöpfung (direkt)	57.500	123.000	240.000
Beschäftigung (direkt, in VZÄ)	0,7	1,35	2,6

**Tabelle 1:** Größenspezifischer ökonomischer Impact von Biogasanlagen.

*Quelle: Eigene Berechnungen.*

Ähnliches gilt für den Beschäftigungseffekt aus dem laufenden Betrieb. Der Betrieb einer Biogasanlage ist per se zwar nicht besonders beschäftigungsintensiv, hat aber mit einem Multiplikator von bis zu 3 einen hohen volkswirtschaftlichen Hebel. Anders ausgedrückt: **Mit jedem Arbeitsplatz in einer Biogasanlage werden bis zu zwei weitere Arbeitsplätze in Österreich abgesichert.**

# **Green Gas: Volkswirtschaftliche Analysen zum Quoten- oder Marktprämienmodell**

**Dezember 2019**

**Helmenstein Christian | Kleissner Anna | Pichler Eva | Pitzschke Andrea**

**Studie im Auftrag des Fachverbands für Gas- und Wärmeversorgungsunternehmen**

# Inhalt

## Modul 1: Erneuerbares Gas: Metastudie zur Erkenntnislage bis dato

Zusammenfassung.....	2
1 Einleitung.....	3
2 Fakten.....	6
2.1 <i>Energiepolitisches</i> .....	6
2.2 <i>Geographie</i> .....	6
2.3 <i>Windkraft und Photovoltaik</i> .....	7
2.4 <i>Technisches</i> .....	7
2.4.1 <i>Biogas</i> .....	8
2.4.2 <i>Power-to-Gas</i> .....	9
2.4.3 <i>Wirkungsgrade</i> .....	10
2.4.4 <i>Vergärung vs. Vergasung</i> .....	11
2.5 <i>Kosten</i> .....	11
2.6 <i>Grünes Gas im Einsatz – Pionierprojekte</i> .....	11
3 Acht Studien kompakt.....	13
3.1 <i>#1 Biogas-Gesamtbewertung</i> .....	13
3.2 <i>#2 Erhöhung des Einsatzes von erneuerbarem Methan im Wärmebereich</i> .....	13
3.3 <i>#3 Greening the Gas: Technisches Potenzial an synthetischem Methan aus biogenen Ressourcen in Österreich</i> .....	13
3.4 <i>#4 Die Rolle der Gasinfrastruktur im zukünftigen Energiesystem</i> .....	14
3.5 <i>#5 Welche Energieträger braucht die Energiewende?</i> .....	14

3.6	#6 „Greening the Gas“: Eingeschränkte Benchmarkinganalyse von Fördermodellen von Biogas und Biomethan in ausgewählten Ländern/Regionen .....	15
3.7	#7 Netzeinspeisung von Erneuerbarem Gas .....	15
3.8	#8 Machbarkeitsstudie Biomethan.....	16
	Übersichtstabelle .....	18
4	Wesentliche Schlussfolgerungen .....	20
5	Weitere Empfehlungen .....	25
5.1	Gas- oder Batteriebetrieb? .....	25
5.2	Ausblick: Mit Biokohle CO <sub>2</sub> „versenken“ .....	25
5.3	Kreislaufwirtschaft und Bioökonomie.....	26
5.4	Eine differenzierte Bewertung von Biomethan in Abhängigkeit von dessen Herkunft hätte signifikant positive Effekte auf die Umwelt. ....	26
5.4.1	Die Biomethanproduktion kann Ökosystem-Dienstleistungen erbringen.....	26
5.4.2	Biomethanproduktion aus Gülle/Wirtschaftsdünger hat einen mehrfach positiven (THG-emissionsreduzierenden) Effekt .....	27
5.5	Biomethanpotenzial steigern.....	27
5.5.1	Pflanzliche Biomasse .....	27
5.5.2	Aus Restmüll wird Biomüll.....	29
6	Abbildung .....	30
<b>Modul 2: Anreizeffekte des Quoten- und Marktprämienmodells aus der spezifischen Sicht der Förderung erneuerbarer Energie in Österreich</b>		
7	Zentrale Aussagen und Schlussfolgerungen.....	33
8	Marktprämienmodell vs. Quotenmodell: Die Anreizeffekte .....	43

8.1	<i>Strommarkt: Einfache Einspeisetarife bzw. smartes Marktprämienmodell</i> .....	43
8.2	<i>Exkurs: Windstromerzeugung in Österreich 2018</i> .....	45
8.3	<i>Gasmarkt: Quotenmodell</i> .....	46
8.4	<i>Quoten- vs. Marktprämienmodell für den Gasmarkt</i> .....	47
8.5	<i>Externe Effekte</i> .....	49
8.6	<i>Vermeidungskosten alternativer erneuerbarer Energien</i> .....	50
8.6.1	<i>Direkte Vermeidungskosten</i> .....	50
8.7	<i>Vermeidungskosten für Treibhausgase inkl. Externer Effekte</i> .....	54
8.8	<i>CO<sub>2</sub> Vermeidungskosten von Biogasanlagen zur Netzeinspeisung</i> .....	55
8.9	<i>Vergleich der CO<sub>2</sub> Vermeidungskosten von Ökostrom und Biogasanlagen</i> .....	56
9	<i>Schätzung des erforderlichen Bedarfs an Grünem Gas</i> .....	59
10	<i>Importsubstitution durch Produktion von Grünem Gas in Österreich</i> .....	61
11	<i>Investitionen in Grünes Gas</i> .....	63
11.1	<i>Biomethanlagen</i> .....	63
11.2	<i>Power-to-Gas</i> .....	64
11.3	<i>Exkurs: Aggregierte Kosten der Umweltpolitik</i> .....	66
12	<i>Ein wirtschaftspolitischer Vorschlag zur Förderung von Grünem Gas</i> .....	68
13	<i>Anhang A: Mikroökonomisches Entscheidungsmodell</i> .....	69
13.1	<i>Strommarkt – Grundmodell</i> .....	69
13.2	<i>„Naiver“ Einspeisetarif für Windkraftanlagen</i> .....	71
13.3	<i>Öffentliche Kosten der Subvention bei „naivem“ Einspeisetarif</i> .....	73
13.4	<i>Smartes Marktprämienmodell</i> .....	76

13.5	<i>Ausschreibungen im Markprämienmodell zur Bestimmung der Einspeisetarife</i>	78
13.6	<i>Gasmarkt: Quotenmodell</i>	79
13.7	<i>Quote für „Grünes“ Gas</i>	79
13.8	<i>Kosten der Zertifikate</i>	80
13.9	<i>Preisbildung am Gasmarkt mit Quotensystem</i>	81
13.10	<i>Anreizeffekte des Quotensystems</i>	83
13.11	<i>Spillover Effekte zwischen Gas- und Strommarkt</i>	83

### **Modul 3: Der ökonomische Fußabdruck von erneuerbarem Gas**

14	<b>Volkswirtschaftliche Effekte aus Investitionen in Biogasanlagen (2020-2030)</b>	89
14.1	<i>Methodik</i>	89
14.2	<i>Investitionen</i>	91
14.3	<i>Wertschöpfungseffekte</i>	92
14.4	<i>Beschäftigungseffekte</i>	95
15	<b>Volkswirtschaftliche Effekte aus dem laufenden Betrieb von Biogasanlagen</b>	98
15.1	<i>Betriebskosten</i>	98
15.2	<i>Wertschöpfungseffekte</i>	99
15.3	<i>Beschäftigungseffekte</i>	100
	<b>Referenzen</b>	102
	<b>Tools</b>	106

# Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Kosten der Vermeidung von CO <sub>2</sub> -Emissionen aus fossilem Gas im Jahr 2019 - Ökostrom im Vergleich zu Biomethan. ....	6
Abbildung 2a und 2b: Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekte gemäß Förderdesign .....	9
Abbildung 3: Mögliche Konstellationen für Anlagen.....	31
Abbildung 4: THG Emissionen in Österreich.....	33
Abbildung 5: Kosten der Vermeidung von CO <sub>2</sub> -Emissionen aus fossilem Gas im Jahr 2019 - Ökostrom im Vergleich zu Biomethan. ....	38
Abbildung 6: Stromerzeugung mittels Windenergie in Österreich 2018. ....	45
Abbildung 7: Minimierung der CO <sub>2</sub> -Vermeidungskosten auf verschiedenen Märkten.....	48
Abbildung 8: Vermeidungskosten von Biogas nach Verwendung.....	56
Abbildung 9: Vermeidungskosten von Biogasanlagen nach Anlagengröße (2019). ....	57
Abbildung 10: Kosten der CO <sub>2</sub> -Reduktion (in Euro) inkl. Externer Effekte, Österreich 2019. ....	58
Abbildung 11: Zahl der Biogasanlagen in Europa nach Ländern. ....	61
Abbildung 12: Investitionskosten für Biomethananlagen bis 2020.....	64
Abbildung 13: Spezifische Gestehungskosten für H <sub>2</sub> und CH <sub>4</sub> aus den PtG Referenzanlagen.....	65
Abbildung 14: Spezifische Gestehungskosten in den größeren Power-to-Gas Referenzanlagen. ....	65
Abbildung 15: Gleichgewicht am Strommarkt – Preisbildung .....	71
Abbildung 16: Strompreisbildung, „naiver“ Einspeisetarif. ....	73
Abbildung 17: Stromverschrottungskosten („naive“ Einspeiseregulierung). ....	76
Abbildung 18: Verteuerung der Inputs bei erhöhten Grenzkosten der Erdgasunternehmen. ....	82
Abbildung 19: Grafische Zusammenfassung der Resultate. ....	86
Abbildung 20: Direkte, indirekte und induzierte Effekte.....	90
Abbildung 21: Totaler Wertschöpfungseffekt Quoten- und Marktprämienmodell, 2020-2030, in Mio. Euro. ....	93
Abbildung 22: Direkte, indirekte und induzierte Bruttowertschöpfungseffekte im Quotenmodell, 2020-2030, in Mio. Euro.....	94
Abbildung 23: Direkte, indirekte und induzierte Bruttowertschöpfungseffekte im Marktprämienmodell, 2020-2030, in Mio. Euro.....	95



Abbildung 24: Totaler Beschäftigungseffekt im Quoten- und Marktprämienmodell, 2020-2030, in Vollzeitäquivalenten (VZÄ).....	96
Abbildung 25: Direkte, indirekte und induzierte Beschäftigungseffekte im Quotenmodell, 2020-2030, in VZÄ. ....	97
Abbildung 26: Direkte, indirekte und induzierte Beschäftigungseffekte im Marktprämienmodell, 2020-2030, in VZÄ. ....	97

# Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Größenspezifischer ökonomischer Impakt von Biogasanlagen. ....	10
Tabelle 2: Instrumente der Umweltpolitik. ....	34
Tabelle 3: Ökostromeinspeisemengen und -vergütungen (inkl. Marktwert in Österreich), 2016 und 2019. ....	51
Tabelle 4: Vermeidungskosten alternativer Energieträger zu Biostromerzeugung. ....	52
Tabelle 5: Durchschnittliche Opportunitätskosten bzw. Marktpreis. ....	53
Tabelle 6: Vermeidungskosten der Treibhausgasemissionen alternativer Energieträger inklusive externer Effekte. .....	55
Tabelle 7: Vermeidungskosten von Biogas 2018. ....	56
Tabelle 8: BIP Prognose. ....	59
Tabelle 9: Prognose Einspeisung Grünes Gas in Österreich in Mio.m <sup>3</sup> , 2020-2030. ....	60
Tabelle 10: CO <sub>2</sub> -Vermeidungskosten in Österreich bis 2030. ....	66
Tabelle 11: CO <sub>2</sub> -Vermeidungskosten in Österreich 2030 bis 2050. ....	67
Tabelle 12: Stochastische Windproduktion bei „naiven“ Einspeisetarifen. ....	74
Tabelle 13: Investitionskosten für Biomethananlagen, 2020-2030, in Mio. €.....	91

**Modul 1:**  
**Erneuerbares Gas: Metastudie zum  
gegenwärtigen Erkenntnisstand**

## Zusammenfassung

Modul1 beinhaltet eine zusammenfassende Analyse von acht komplexen Studien zum Thema „Erneuerbares Gas“. Mit Hinblick auf die von Österreich für 2050 angestrebte Dekarbonisierung wurden aus den Studieninhalten, unter Einbeziehung aktueller internationaler Fachliteratur, fünf wesentlichen Schlussfolgerungen abgeleitet und um weitere fünf Handlungsempfehlungen ergänzt. Zusammenfassend lässt sich sagen:

Die richtigen Rahmenbedingungen vorausgesetzt, hat Österreich das Potenzial, Erdgas bis 2050 durch erneuerbare Gase (Biomethan, Wasserstoff, synthetisches Methan) zu ersetzen. Erleichtert wird der Umstieg durch die Tatsache, dass umfangreiche Gas(speicher)infrastruktur bereits besteht und Industrien hauptsächlich auf (Erd-)gas als Energieträger ausgerichtet sind. In Hinblick auf den aktuellen technischen Stand sowie die Wirtschaftlichkeit ist der erste Schritt die Hebung der Biomethanpotenziale auf Reststoffbasis (ca. 2 Mrd Nm<sup>3</sup>). Damit kann jederzeit begonnen werden, insbesondere da sich individuelle Lösungen bezüglich Anlagengröße und Art der Biomasse bieten. Sinnvoll ist, erneuerbares Gas zunächst primär im Raumwärmemarkt einzusetzen, denn dies wäre die volkswirtschaftlich kostengünstigste Form seiner Dekarbonisierung. Sie kann allein mit Biomethan bewerkstelligt werden.

Konsequenter Ausbau von Windkraft und Photovoltaik ist für Gewinnung von Wasserstoff bzw. synthetischem Methan essentiell, da Elektrizität der limitierende Faktor ist (an Wasser bzw. CO<sub>2</sub> mangelt es nicht). Bedeutende Mengen an Wasserstoff wären frühestens ab 2030/2035 zu erwarten. Bei einer Vermarktungsmöglichkeit ist rein ökonomisch die direkte Nutzung des erzeugten Wasserstoffs, d.h. ohne Methanisierung, sinnvoll.

Da sich insbesondere aus der Dekarbonisierung des Verkehrssektors zusätzliche Vorteile für Umwelt und Gesundheit ergeben und da Großverbraucher wie die Industrie oder Kraftwerke heute bereits im Wege des Emissionshandels ihren Beitrag zur CO<sub>2</sub>-Reduktion leisten, sollte erneuerbares Gas nach Deckung des Raumwärmemarkts zunächst für Verkehr und erst dann für Großverbraucher bereitgestellt werden.

## 1 Einleitung

Zentrale Voraussetzung für einen Ausstieg aus fossilen Brennstoffen ist die Verfügbarkeit alternativer Energien in ausreichender Menge, geeigneter Verteilung und zu ökonomisch, ökologisch und sozial verträglichen Bedingungen. Doch selbst wenn diese als erfüllt gelten könnten, wäre zusätzlich die Interaktion der einzelnen Einflussgrößen in ihrem komplexen Gesamtzusammenhang zu berücksichtigen, um geeignete Lösungswege zu identifizieren und entsprechende (energiepolitische) Entscheidungen evidenzbasiert zu untermauern.

„Green Gas“ ist der Sammelbegriff für CO<sub>2</sub>-neutrale gasförmige Energieträger in Form von Biomethan und Wasserstoff. Ersteres entsteht durch die mikrobiologische Zersetzung (oder, seltener) thermochemische Vergasung von Biomasse, es ist äquivalent zu fossilem Erdgas in jeder Hinsicht – sei es Transport, Speicherung oder Nutzung. Die Gewinnung von Wasserstoff erfolgt im *Power-to-Gas*-Verfahren (PtG) durch Elektrolyse von Wasser, welche mit elektrischer Energie aus z.B. Windkraft- oder Photovoltaikanlagen betrieben wird. Wasserstoff lässt sich unter Nutzung von CO<sub>2</sub> zu Methan umwandeln. Dies geschieht in einem technischen Prozess (katalytische Methanisierung) oder mittels Mikroorganismen. Der in sonneneinstrahlungs- oder windintensiven Phasen generierte Energieüberschuss kann in Form von Wasserstoff oder Methan gespeichert werden und so die Energieversorgungssicherheit wetterunabhängig gewährleisten.

Die im vorliegenden Dokument zusammengefassten acht Studien<sup>1</sup> beleuchten verschiedene Aspekte zum Thema „Erneuerbares Gas“ und dessen wachsende Bedeutung bis 2030 bzw. 2050. Sie bauen teilweise aufeinander auf. So liefern beispielsweise die in Studien #2 und #3 ermittelten Biogaspotenziale eine Datenbasis für die volkswirtschaftliche Analyse zur Netzeinspeisung in Studie #7. Ebenso ist eine „Evolution“ zu erkennen: Während in der 2011er Studie #1 zur Biomethanpotenzial-Bewertung noch Energiepflanzen eine Rolle spielten, berücksichtigen spätere Studien als vergärbares Material vornehmlich biogene Rest- und Abfallstoffe. Auch ist eine Entwicklung hinsichtlich „gründlicherer“ Verwertung von Biomasse zu erkennen: Studien #1 und #2 betrachten nur die Vergärung; Studie#3 dagegen die Vergärung mit anschließender Vergasung; Studie #8 schließlich betrachtet die unmittelbare Vergasung.

Eine direkte Gegenüberstellung quantitativer Ergebnisse ist angesichts der Heterogenität von Studiendesign und angenommenen Szenarien nur bedingt möglich beziehungsweise vertretbar. Technologie-

---

<sup>1</sup> Die Quellenangaben zu den acht Studien werden untenstehend angeführt. Im gesamten vorliegenden Dokument wird auf diese Studien durchgängig gemäß der Nummerierung „#1 bis #8“ Bezug genommen werden.

spezifische Studien sind grundverschieden von jenen, die Zielszenarien behandeln (z.B. #3 vs. #4). Einzelne Studienerkenntnisse lassen sich jedoch kombiniert betrachten und, im Kontext mit weiterer Fachliteratur, zu wesentlichen Schlussfolgerungen und weiteren Handlungsempfehlungen zusammenführen. Bisher unberücksichtigte Faktoren werden beschrieben und fließen, auch unter Hinzunahme aktueller internationaler Publikationen, in diese Empfehlungen ein.

Bewusst sehen wir von Grafiken zum Vergleich quantitativer Daten der einzelnen Studien ab, da sie ähnlich der Metaanalyse zu Erneuerbarem Gas für Deutschland (2018) nur die immense Bandbreite betonen und eher zu Unübersichtlichkeit führen würden.

Konsens herrscht in den österreichischen Studien darüber, dass Biomethan aus inländischer Biomasse den Erdgasbedarf für Haushalte (direkten und Fernwärme) weitgehend decken könnte (ca. 2 Mrd Nm<sup>3</sup>/a) (#1,#2,#3). Es gäbe die Biomasse dafür, aber nicht die Anlagen. Alle Studien, die das Ökostromgesetz ansprechen, stehen diesem -was die bevorzugte Verstromung von Biomethan betrifft- kritisch gegenüber. Ebenso einstimmig (#2,#3) ist die Erkenntnis, dass der Agrarabfall Rübenblatt unrentabel für die Biogaserzeugung ist (zu feucht, Trocknung benötigt 50% des theoretischen Methanpotenzials). Die identifizierten Biomethanpotenziale (wieviel Methan in Österreich aus wieviel Biomasse gewonnen werden kann) schwanken stark zwischen den Studien (1,5 bis 4 Mrd Nm<sup>3</sup>/a). Der Grund sind einerseits unterschiedliche Annahmen zur Biomasse-Verfügbarkeit und andererseits zu deren Energiegehalt. Ob die Biotonne fettreiche Speisereste oder Salatblätter enthält, macht einen enormen Unterschied. Alle auf Biomethan-Potenzialbewertungen beruhenden weiterführenden Berechnungen (z.B. volkswirtschaftliche Effekte in Studien #1, #2, #7) sind entsprechend ebenfalls mit Unsicherheiten verbunden.

Nur Studie #5 erwähnt das Problem möglicher Limitationen durch den Fachkräftemangel. Unbegrenzt verfügbares, kompetentes Personal wird in den anderen Studien als gegeben angenommen. Wichtige Aspekte, die in den acht Studien noch weitgehend unbehandelt bleiben, betreffen i) die Akzeptanz weiterer Windkraftanlagen durch die Bevölkerung, ii) klimawandelbedingte Bedarfsänderungen von Gas auf Strom (weniger Heizen im Winter; mehr Kühlen im Sommer), iii) klimawandelbedingte Leistungsänderungen von Windkraft- und Photovoltaik-Anlagen (Trend Richtung windigerer und sonnigerer Bedingungen.), iv) etwaige Auswirkungen einer Umstellung der Energiestruktur in Österreich auf andere Länder und umgekehrt. Dass hier Effekte zu erwarten sind, lässt sich u.a. aus der Metaanalyse Deutschland (2018) herauslesen.

Die zum Thema „Erneuerbares Gas in Österreich“ betrachteten Studien (#1 bis #8) werden in der Reihenfolge ihres Erscheinens jeweils kurz beschrieben und ihre wesentlichen Erkenntnisse zusammengefasst. Den Einstieg zu Erneuerbarem Gas soll eine Auflistung thematisch sortierter Fakten erleichtern.

- #1** Klima Energie Fonds (2011): Biogas Gesamtbewertung – Agrarische, ökologische, ökonomische und sozialwissenschaftliche Gesamtbewertung von Biomethan aus dem Gasnetz als Kraftstoff und in stationären Anwendungen
- #2** Johannes-Kepler-Universität (2017): Erhöhung des Einsatzes von erneuerbarem Methan im Wärmebereich
- #3** Montanuniversität Leoben (2018): Technisches Potential an synthetischem Methan aus biogenen Ressourcen
- #4** Navigant (2019): Die Rolle der Gasinfrastruktur im zukünftigen Energiesystem
- #5** e7 Georg Benke (2019): Welche Energieträger braucht die Energiewende?
- #6** pwc (2019): Greening the Gas – Eingeschränkte Benchmarkinganalyse von Fördermodellen von Biogas und Biomethan in ausgewählten Ländern/Regionen
- #7** Österreichische Energieagentur (2019): Netzeinspeisung von erneuerbarem Gas – Volkswirtschaftliche Effekte des Ausbaus von Erzeugungskapazitäten für erneuerbare Gase und deren Einspeisung in das Gasnetz
- #8** Bioenergy 2020+ GmbH (2019): Machbarkeitsuntersuchung Methan aus Biomasse

## 2 Fakten

### 2.1 Energiepolitisches

- Die österreichischen Importe von Energie sind gut drei Mal so hoch wie die Exporte. Importiert wird hauptsächlich fossile Energie (Erdgas macht 36% aus). Die Ausgaben (2018) für die insgesamt importierten 1337 PJ (=371 TWh) lagen bei 12,8 Mrd €. Abzüglich der Exporte fließen jährlich rund 9,5 Mrd € für Öl, Kohle, Gas und Stromimporte aus Österreich ab. Der gesamte Energieverbrauch in Österreich betrug 2017 400 TWh oder 1.442 PJ <sup>2</sup>.
- Österreich hat sich zum *#mission2030*-Ziel gesetzt, seinen Bruttoendenergieverbrauch bis 2030 von derzeit 33,5 % auf 45-50 % zu erhöhen. Ebenfalls bis 2030 soll Strom (national-bilanziell) zu 100% aus erneuerbaren Energiequellen stammen.
- Der Zertifikatspreis für CO<sub>2</sub> liegt derzeit bei ca. 25€/t<sup>3</sup>
- Österreich könnten budgetäre Zusatzbelastungen wegen des Verfehlens der Pariser Klimaziele (36% CO<sub>2</sub>-Reduktion bis 2030 gegenüber 2005) und den Kauf von CO<sub>2</sub>-Zertifikaten von (kumuliert) bis über 8 Mrd € drohen<sup>4</sup>.
- Die Einspeisetarife ins Stromnetz variieren je nach Primärenergiequelle und Energiemenge und sind in der Ökostrom-Einspeisetarif-Verordnung festgelegt<sup>5</sup>.
- Aufgrund der Ökostromförderung wurde Grünes Gas bisher vor allem verstromt (mit hohen umwandlungsbedingten Energieverlusten). Effizienter wäre eine Einspeisung in das Erdgasnetz, d.h. die direkte Nutzung des Energieträgers Gas.

### 2.2 Geographie

- Österreichs Erdgaslagerstätten sind sehr ungleichmäßig verteilt und konzentrieren sich in Salzburg und Niederösterreich. Das Erdgasnetz ist besonders dicht um Wien, Nieder- und Oberösterreich.

---

<sup>2</sup> Energie in Österreich 2018 - Zahlen, Daten, Fakten – BMNT

<sup>3</sup> <https://www.finanzen.at/rohstoffe/CO2-emissionsrechte>

<sup>4</sup> <https://www.erneuerbare-energie.at/energiefakten/2019/6/5/emissionen-und-strafzahlungen-bis-2030>

<sup>5</sup> <https://www.ris.bka.gv.at/GeltendeFassung.wxe?Abfrage=Bundesnormen&Gesetzesnummer=20010106>



Die Speicherkapazität liegt mit über 8,2 Mrd Nm<sup>3</sup> bzw. 92 TWh Erdgas etwa in Höhe des jährlichen Gasverbrauchs von rund 8,9 Mrd Nm<sup>3</sup> bzw. 100 TWh (#7).

- Österreich ist ein wichtiges Transitland für die Verteilung von Gas in Mitteleuropa. Das Fernleitungsnetz hat eine Länge von 2.000 km, das Verteilnetz von 44.000 km (#7).
- Ostösterreich wird sowohl von Ost- als auch Westwind erfasst. Hinsichtlich (ausbaufähiger) Windkraft zur Stromerzeugung herrschen dort fast so gute Bedingungen wie an der norddeutschen Küste. Dagegen sind z.B. Vorarlberg und Oberösterreich „Flaute-Gebiete“.

### 2.3 Windkraft und Photovoltaik

- Im Jahr 2018 gab es 1.313 Windräder; die meisten davon in Niederösterreich (729) und dem Burgenland (446). Mit einer Gesamtleistung von 3.045 MW schafften sie 7 Mrd kWh Stromerzeugung, was 11% des nationalen Strombedarfs bzw. dem Bedarf von 1,9 Mio Haushalten entspricht<sup>6</sup>. 66 weitere Windräder sollen bis Ende 2019 entstehen. Der Nettozubau ist seit 2014 rückläufig.
- Kennzahlen für eine moderne Windkraftanlage: 3 MW Leistung, 6,9 Mio kWh Strom/Jahr (ausreichend für rund 2.000 Haushalte), 5 Mio. € Investitionsvolumen.
- Für Photovoltaik-/PV-Anlagen betrug die bis 2018 installierte Gesamtleistung 1,44 GW. 2018 konnten damit 1.437 GWh Strom erzeugt werden, was 2,4% des Gesamtstromverbrauchs entspricht<sup>7</sup>. Zum Erreichen einer 100% national-bilanziellen Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien bis 2030 ist laut Photovoltaik Austria eine Ausbauleistung von 15 GW erforderlich<sup>8</sup>, also mehr als eine Verzehnfachung des derzeitigen Bestands.
- Photovoltaikanlagen liefern pro Flächeneinheit ca. 300-mal mehr Energie im Vergleich zu Biomasse (Uusitalo et al., 2017).

### 2.4 Technisches

- „Grünes“ Methan -egal ob ursprünglich aus Biomasse oder PtG- stellt für sämtliche Anwendungen ein Äquivalent zu Erdgas (welches hauptsächlich aus Methan besteht) dar und kann in beliebiger Mischung eingesetzt werden.

---

<sup>6</sup>IG Windkraft, Jänner 2019 [www.igwindkraft.at](http://www.igwindkraft.at)

<sup>7</sup> [https://www.pvaustria.at/wp-content/uploads/2019\\_06\\_18\\_Fact\\_Sheet\\_PV\\_Branche.pdf](https://www.pvaustria.at/wp-content/uploads/2019_06_18_Fact_Sheet_PV_Branche.pdf)

<sup>8</sup> <https://www.pvaustria.at/konzept/>

### 2.4.1 Biogas

- In Biogas-Anlagen erfolgt die mikrobiologische Zersetzung (Vergärung) von Biomasse. Dabei entsteht neben einem Gärrest das „Roh-Biogas“, ein Gasgemisch aus ca. 40-75 % Methan, 25-55 % Kohlendioxid sowie geringen Mengen an Stickstoff, Schwefelwasserstoff und weiteren Gasen.
- Die Wirtschaftlichkeit der Biogasproduktion hängt stark vom Inputmaterial ab; hohe Feuchte und/oder Ligningehalt sind ungünstig; die Aufbereitungstechnologien sind materialabhängig.
- Die erfolgreiche Vergärung „schwieriger“ Biomasse hängt maßgeblich von der Mikroorganismen-Zusammensetzung ab und lässt sich durch die Fütterfrequenz und -menge steuern (Zealand *et al.*, 2019). Ein Kostensparpotenzial besteht hinsichtlich der Betriebstemperatur (Gaby *et al.*, 2017).
- Im Gärrest verbleibt durchschnittlich noch 50% der ursprünglichen Biomasse-Energie (nicht abgebaute Zellulose, Lignin).
- Aus belasteter Biomasse (z.B. Plastik in Biotonne, Zigarettenkippen) wird ein belasteter Gärrest. Folglich würde dessen Ausbringung negative Konsequenzen für die Umwelt haben (Mikroplastikverteilung).
- Unbelasteter Gärrest ist ein hochwertiger Dünger (u.a. Stickstoff, Mineralien), kann jedoch den Humusbedarf von Böden nicht vollständig decken.
- Die Biogas-Gewinnung verursacht organisch belastete Abluft, ausgehend von der Lagerung der flüssigen Gärreste sowie der Kompostierung der festen Gärrückstände (Gaggl, 2013).
- Vor der Einspeisung als Methan ins Gasnetz muss Biogas in Aufbereitungsanlagen gereinigt werden. Mehrere Biogas-Anlagen können für die Aufbereitung gekoppelt werden.
- Qualitätserfordernisse für die (Erd-)Gaseinspeisung in das österreichische Erdgasnetz sind durch die ÖVGW-Richtlinien G31 und G33 festgelegt (#8). Das betrifft u.a. die Zusammensetzung, den Brennwert und die Dichte.
- Bei der Verstromung (Biomethan zu elektrischer Energie) entsteht Wärme. Effiziente Biogas-Anlagen haben eine Kraft-Wärme-Kopplung; erzeugen also Strom und Nutzwärme.
- Je nach Region (und v.a. der dort betriebenen Landwirtschaft) fällt Biomasse in unterschiedlichen Mengen und Zusammensetzung an. Anlagen zur Biomasseverwertung müssen auf das regionale Angebot angepasst sein.
- Von über 400 existierenden Biogasanlagen gibt es (2018) 15 Anlagen, die mit einer Gesamtproduktionskapazität von 26 Mio. Nm<sup>3</sup>/a Biogas/Biomethan in das österreichische Gasnetz einspeisen (#6,#7). Das entspricht nicht einmal 0,3% des jährlichen Erdgasbedarfs; und nur gut 1% des Gasbedarfs von Haushalten.

### 2.4.2 Power-to-Gas

- Die Elektrolyse nutzt elektrische Energie (Strom), um Wasser in Sauerstoff und Wasserstoff zu spalten. Der Wasserstoff kann als Energieträger direkt genutzt oder unter Einsatz von CO<sub>2</sub> zu Methan umgewandelt werden. Der Einsatz des konventionellen Strommixes für die Elektrolyse macht ökonomisch und ökologisch keinen Sinn. Soll der Wasserstoff aus erneuerbaren Energien stammen, muss deren Gewinnung so intensiviert werden, dass sie entsprechende Mengen „Überschussstrom“ generieren.
- Methan aus PtG ist eine sinnvolle Möglichkeit, große Energiemengen langfristig verlustarm zu speichern.
- Wie umweltfreundlich (Treibhausgas-reduzierend) PtG-Methan ist, hängt wesentlich davon ab, woher Strom und CO<sub>2</sub> stammen.
- H<sub>2</sub> hat nur ca. 30% der Energiedichte im Vergleich zu CH<sub>4</sub> und benötigt entsprechend größere Speicher- und Transportkapazitäten. H<sub>2</sub> kann direkt oder nach der Methanisierung ins Erdgasnetz eingespeist werden. Der maximal erlaubte Anteil wurde von 4% auf derzeit 10% erhöht. H<sub>2</sub> stellt größere Ansprüche an die Pipelines, u.a. wegen Wasserstoffversprödung und Korrosion.
- Kritische Faktoren für die Methanisierung sind H<sub>2</sub>S, N<sub>2</sub>, Partikel, Teer und NH<sub>3</sub>.
- Die Direktnutzung der PtG-Energie als H<sub>2</sub> (anstelle CH<sub>4</sub>) ist günstiger, weil die Kosten und der Energieaufwand einer Methanisierung entfallen. Die Belieferung von Wasserstofftankstellen stellt eine Erdgasnetz-unabhängige Transport- und Speicheroption dar. Ansonsten ist die Methanisierung von H<sub>2</sub> nötig, um das Gasvolumen (bei erhöhter Energiedichte) zu reduzieren, der 10%-Begrenzung auszuweichen und Pipeline-Materialschäden vorzubeugen.
- CO<sub>2</sub> ist kein limitierender Faktor für die Methanisierung; es entsteht in vielen Industrien sowie in Biogas-Anlagen im Zuge der Biomasse-Vergärung. Nur CO<sub>2</sub> aus erneuerbaren Quellen ergibt „Grünes Gas“. Da relativ hohe CO<sub>2</sub>-Konzentrationen nötig sind, käme „normale Luft“ als CO<sub>2</sub>-Quelle erst nach Ausreifen der „Direct Air Capture“-Technologie in Frage.
- Methanisierungskosten/-aufwand lassen sich reduzieren, wenn die „biologische *in-situ*-Methanisierung“ genutzt wird (Die in Biogasanlagen vorhandenen methanogenen Mikroorganismen verarbeiten das bei der Vergärung als Nebenprodukt entstehende CO<sub>2</sub> mit einzuspeisendem H<sub>2</sub> zu Methan). Wichtig ist, das passende H<sub>2</sub>:CO<sub>2</sub>-Verhältnis von 4:1 zu gewährleisten (Wahid *et al.*, 2019).
- Als relativ neue Technologie ist für PtG mit sinkenden, optimierungsbedingten Kosten zu rechnen.

- Die weltweit erste industrielle PtG-Anlage (Werlthe, Deutschland; 6 MW) hat 2013 ihren Regelbetrieb aufgenommen. Sie wurde neben eine bestehende Biogas-Anlage gebaut, welche das zur Methanisierung benötigte CO<sub>2</sub> liefert<sup>9</sup>.
- Österreich verfügt derzeit weder über PtG-Anlagen im industriellen Maßstab noch über den Überflussstrom, um selbige zu betreiben.

### 2.4.3 Wirkungsgrade

- Jedwede Umwandlung von Energieformen oder stofflichen Substanzen sowie die anschließende Aufbereitung geht mit Verlusten einher. Bei mehrstufigen Prozessen multiplizieren sich die Verluste.
- Die Netto-Wirkungsgrade sind für die Wasserkraft (>80 %) am höchsten; Windkraftanlagen liegen mit ca. 40% weit über Photovoltaik-Anlagen (<15 %) <sup>10</sup>, wobei letztere dank einer Materialinnovation zukünftig 25 % erreichen könnten (Tong et al., 2019).
- Der Wirkungsgrad für die Elektrolyse liegt bei ca. 67 %, d.h. aus 10 kWh elektrischer Energie lassen sich 6,7 kWh Energie in Form von Wasserstoff gewinnen. Für diese relativ junge Technologie scheint bis zum Jahr 2050 eine Steigerung auf bis zu 90 % prinzipiell möglich<sup>11</sup>. Die korrespondierenden Kostenschätzungen sind mit hoher Unsicherheit verbunden.
- Der Wirkungsgrad von Biogasanlagen (Vergärung) variiert enorm, abhängig von Zusammensetzung, Trockenanteil und Vergärbarkeit.
- Der Wirkungsgrad der Methanisierung liegt bei ca. 80%. Für die Biomasse-Umwandlung über Vergasung und die anschließende Methanisierung lassen sich ein Gesamtwirkungsgrad von 64 % sowie 30 % nutzbare Abwärme erzielen (#7)
- Für die Verwendung von H<sub>2</sub> als Kraftstoff für Fahrzeuge gilt: Brennstoffzellen sind wesentlich teurer als einfache Verbrenner, ermöglichen aber eine effizientere Energienutzung von H<sub>2</sub>. Die darin ablaufende „kalte Verbrennung“ generiert aus 1 kg H<sub>2</sub> ca. 17 kWh elektrische Energie sowie Wasserdampf. Das entspricht einem Wirkungsgrad von ca. 50%.

---

<sup>9</sup>[https://forschung-energiespeicher.info/projektschau/gesamtliste/projekt-einzelansicht//Weltweit\\_erste\\_industrielle\\_Power\\_to\\_Gas\\_Anlage/](https://forschung-energiespeicher.info/projektschau/gesamtliste/projekt-einzelansicht//Weltweit_erste_industrielle_Power_to_Gas_Anlage/)

<sup>10</sup> <http://www.alpine-wasserkraft.com/index.php/wasserkraft/vorteile>

<sup>11</sup> Agora Verkehrswende, Agora Energiewende und Frontier Economics (2018): Die zukünftigen Kosten strombasierter synthetischer Brennstoffe.

#### 2.4.4 Vergärung vs. Vergasung

- Methan aus Biomasse lässt sich gewinnen durch Vergärung (biochemische Umsetzung mit Mikroorganismen), Vergasung (thermochemische) bzw. durch eine Kombination beider Verfahren, indem der energiereiche Gärrest vergast wird.
- Die bei ca. 900 °C stattfindende technische Biomassevergasung ist eine Teilverbrennung: Anders als bei der Verbrennung entsteht nicht vornehmlich CO<sub>2</sub>, sondern Kohlenmonoxid (CO) sowie H<sub>2</sub>, CH<sub>4</sub> und Wasserdampf. Als fester Rückstand bleiben Asche und Reste von Pflanzenkohle<sup>12</sup>.
- Durch Vergasung lässt sich mehr Energie aus Biomasse gewinnen. Vergärung dagegen generiert den als Dünger verwertbaren Gärrest.
- Störfaktoren der mikrobiellen Vergärung, z.B. Lignin oder Antibiotika, spielen bei der Vergasung keine Rolle.
- Biomasse mit einem hohen Feuchteanteil verursacht höhere Trocknungs- und Transportkosten.

#### 2.5 Kosten

- Generell steigt mit der Größe einer Anlage deren Kosteneffizienz. Mehrere kleine, dezentrale Anlagen haben dagegen den Vorteil eines geringeren Transportaufwandes.
- Synergieeffekte können die Kosten maßgeblich senken (s.u. Standortwahl).
- Methan aus Biomasse ist kostengünstiger zu gewinnen als über PtG, jedoch in seiner Verfügbarkeit stark beschränkt. Wind- und PV-Kraft für PtG sind ausbaufähig.
- Die Gestehungskosten für Biomethan werden laut mehrerer Studien bis 2050 bei ca. 10 ct/kWh liegen<sup>13</sup>

#### 2.6 Grünes Gas im Einsatz – Pionierprojekte

(Auf die stoffliche Verwertung von Wasserstoff und Methan als einem wichtigen Ausgangsstoff für die chemische Industrie wird hier nicht eingegangen).

- Voestalpine (Linz) hat 2019 mit dem Bau einer Elektrolyseanlage begonnen (6 MW Leistung, 1.200 m<sup>3</sup> H<sub>2</sub>/h), deren Wasserstoff als Industriegas für die Stahlproduktion genutzt werden soll. Dabei ist

---

<sup>12</sup><https://www.landwirtschaftskammer.de/landwirtschaft/technik/energie/biomasse/biomassevergasung.htm>

<sup>13</sup>[http://www.forschungsradar.de/fileadmin/content/bilder/Vergleichsgrafiken/Stromgestehungskosten\\_okt2014/AEE\\_Dossier\\_Studienvergleich\\_Stromgestehungskosten\\_sep14.pdf](http://www.forschungsradar.de/fileadmin/content/bilder/Vergleichsgrafiken/Stromgestehungskosten_okt2014/AEE_Dossier_Studienvergleich_Stromgestehungskosten_sep14.pdf)

zu berücksichtigen, dass für die aktuell in Österreich produzierte Stahlmenge fast die Hälfte des derzeit in Österreich verfügbaren Stroms erforderlich wäre (Ref-NEKP 2019).

- Die Zillertalbahn soll die weltweit erste H<sub>2</sub>-betriebene Schmalspurbahn werden. Mit dem bisherigen Diesel-Antrieb waren jährliche Emissionen von 2,2 Mio t CO<sub>2</sub> verbunden<sup>14</sup>.
- Flixbus plant für den Antrieb seiner Fernbusflotte die Umstellung von Diesel auf ein Hybridsystem aus Batterie- und Brennstoffzelle (500 km Reichweite)<sup>15</sup>.
- In einer schwedischen Gemeinde bei Göteborg richtet das schwedische Unternehmen Nilsson Energy mit seinem dänischen Partner Better Energy eine netzunabhängige Energieversorgung für einen Wohnkomplex ein. Sechs Blöcke mit 172 Wohnungen sollen über Solarpaneele mit Strom und Wärme versorgt werden. Dank Wasserstoff als Speichermedium kann Solarenergie das ganze Jahr über genutzt werden<sup>16</sup>.

---

<sup>14</sup><https://www.zillertalbahn.at/data.cfm?vpath=ma-wartbare-inhalte/ma-downloadfiles/quelle-etr-juni-2018-nr-6-www-eu-reilpressde-etr>

<sup>15</sup><https://www.elektroauto-news.net/2019/flixbus-freudenberg-fernbus-brennstoffzellenantrieb-entwicklung/>

<sup>16</sup><https://www.energate-messenger.de/news/188604/autonome-energieversorgung-fuer-wohnungen-dank-wasserstoff>

## 3 Acht Studien kompakt

### 3.1 #1 Biogas-Gesamtbewertung

#1 beleuchtet die Methangewinnung aus unterschiedlichen Biomassen und Aufbereitungsanlagen unter ökologischen, agrarischen, sozialen sowie betriebs- und volkswirtschaftlichen Aspekten. Die Kosteneffizienz wächst mit der Anlagengröße; die Koppelung mehrerer Biogasanlagen zur gemeinsamen Gasaufbereitung wird angeraten. Biomethan ist teurer als fossile Energieträger, käme aber bei Nutzung als Treibstoff am günstigsten. Szenarien und Empfehlungen möglicher energiepolitischer Eingriffe (Förderung) sind enthalten.

### 3.2 #2 Erhöhung des Einsatzes von erneuerbarem Methan im Wärmebereich

#2 analysiert das Potenzial erneuerbaren Methans aus Biogas (Rest- und abfallstoffe) sowie aus PtG-Anlagen. Ziel ist ein koordinierter Ausbau beider Anlagentypen, so dass das insgesamt erzeugte Methan und seine Verfügbarkeit über das Erdgasnetz Versorgungssicherheit schafft. Aufgegliedert nach Bundesländern werden das Biomasseaufkommen und der theoretisch generierbare Überschussstrom angegeben sowie Anzahl und Typ der dafür zusätzlich nötigen Biogas- und PtG-Anlagen im Zeitverlauf bis 2050 vorgeschlagen. Spezifische Vollkosten bis 2050 werden für Biomethan (<10 ct/ kWh; konform mit früheren Studien) und PtG-Methan auf 10,5-23ct/kWh (je nach Anlagengröße) geschätzt. Angemessene Rahmenbedingungen und einen entsprechenden Ausbau voraussetzend läge das theoretische H<sub>2</sub>-Erzeugungspotenzial (Überschussstrom) im Jahr 2030 bei 5.657 GWh und im Jahr 2050 bei 7.044 GWh. Daraus ergibt sich ein theoretisches Potential an synthetischem Methan von rund 401 Mio. Nm<sup>3</sup>/a in 2030 bzw. rund 499 Mio. Nm<sup>3</sup>/a in 2050. Das entspricht im Jahr 2030 etwa einem Drittel des energetischen Endverbrauches der Haushalte.

### 3.3 #3 Greening the Gas: Technisches Potenzial an synthetischem Methan aus biogenen Ressourcen in Österreich

#3 behandelt –ähnlich #2- das Methanpotenzial aus Biogas- und Überschussstrom-angetriebenen PtG-Anlagen, bezieht aber zusätzliche bzw. alternative Verwertungspfade ein. Strohartige Biomasse sowie Holz eignen sich besser zur direkten Vergasung als zur Vergärung. Gärreste enthalten generell noch hohe Energiemengen, welche sich durch die anschließende Vergasung gewinnen ließen. Für Überschussstrom wäre eine saisonale Speicherkapazität von 16 TWh nötig, PtG könnte daraus ca. 1 Mrd Nm<sup>3</sup>/a generieren.

### 3.4 #4 Die Rolle der Gasinfrastruktur im zukünftigen Energiesystem

**#4** Die volkswirtschaftliche Studie stellt die Frage nach der günstigeren Strategie in einer Deltabetrachtung, um Österreichs Energiesektor bis 2050 weitgehend CO<sub>2</sub>-neutral zu gestalten. In welcher Form – Strom oder Gas - soll Energie zukünftig gelagert, transportiert und genutzt werden? Energiegewinnung erfolgt jedenfalls über Biogas-, PV-, Wind- und Wasserkraftanlagen. Im „Stromszenario“ wird das Stromnetz ausgebaut, Industrie und Haushalte hauptsächlich mit elektrischer Energie versorgt, Spitzenlasten mit rückverstromtem Biogas gedeckt. Im „Gasszenario“ wird die vorhandene Gas(verteilungsnetz)infrastruktur genutzt und verdichtet.

Fazit: Das Stromszenario, welches eine aufwändige Elektrifizierung (der bisher vornehmlich auf den Energieträger Gas ausgerichteten Industrie) verlangen würde, brächte 56 Mrd € aggregierte (2017-2050) bzw. 2,9 Mrd € jährliche Mehrkosten mit sich. Günstiger ist das Gasszenario zudem hinsichtlich der Versorgungssicherheit, jedoch wird für die hier intensivere PtG-Produktion mehr Strom benötigt (16 TWh vs. 8 TWh). Beide Szenarien bedingen (angelehnt an Resch et al., 2017; Krutzler et al., 2017) den massiven Ausbau Erneuerbarer Energiegewinnung. Im Gasszenario umfasst die bis 2050 zu installierende Leistung ca. 21 GW PV-Anlagen, 12 GW Windkraft-Anlagen, 1 GW Biogas-Anlagen sowie 7 GW Laufkraftwerke.

### 3.5 #5 Welche Energieträger braucht die Energiewende?

**#5** Die Studie zeigt den zeitabhängigen Energiebedarf im Wärme- und Stromsektor und liefert Messdaten zum Energieverbrauch und zur -herkunft (erneuerbare oder fossile Erzeugung bzw. Import). Ziel ist es, einen Weg zum Heizöl-Ausstieg und CO<sub>2</sub>-Ersparnis (2 Mio t) bis 2030 zu finden, etwa durch den Umstieg auf Heizpellets oder Luftwärmepumpen. Herausforderungen sind dabei die Versorgungssicherheit (im Beobachtungszeitraum 2017 schwankte die Wärme-Nachfrage von Haushalten um bis zu Faktor 15) sowie ein Facharbeitermangel (Installateure). Im Hinblick auf erneuerbares Gas und PtG ist die Studie indirekt relevant, da sie die Versorgungssicherheit behandelt und nützliche Daten zur saisonalen Erzeugungsstruktur von Wind-, PV- und Wasserkraftanlagen liefert. Sie verweist u.a. darauf, dass für eine Dekarbonisierung im Wärmesektor die Stromherkunft entscheidend ist, die Bereitstellung erneuerbarer Energie im Interesse der Wertschöpfungsgenerierung vor Ort national erfolgen soll und externe Märkte (z.B. Kohleausstieg/Energiewende Deutschland) ein zu berücksichtigender Einflussfaktor sind.



### 3.6 #6 „Greening the Gas“: Eingeschränkte Benchmarkinganalyse von Fördermodellen von Biogas und Biomethan in ausgewählten Ländern/Regionen

#6 Die Studie stellt mögliche energiepolitische Maßnahmen für Österreich dar, um den Umstieg von Erdgas auf erneuerbares Methan (Bio- und Synthesegas) bis 2030 zu realisieren. Einer kurzen Erläuterung diverser Förderinstrumente (z.B. über Einspeisetarife, Investitionszuschuss, steuerliche Vergünstigung/Befreiung) folgt ein Vergleich Österreichs mit sieben europäischen Ländern.

Die Anzahl und die Leistung von Biogasanlagen sowie der Gasanteil am Primärenergiebedarf variieren stark. Die Erdgaspreise sind in Schweden am höchsten und in den Niederlanden am niedrigsten, aber unterliegen hohen Schwankungen (teilweise +/- 50 %) über den Beobachtungszeitraum 2013-2018.

Die Dekarbonisierungs-Ambitionen und Förderinstrumente für Biogas/Biomethan in den Kategorien Strom, Wärme und Transport variieren stark; von weitgefächert (Deutschland, Italien) bis einseitig (Irland). Österreich ist hier vergleichsweise fokussiert: für Biogas gibt es Investitionszuschüsse und Einspeisetarife bei Strom (4,75-20 ct/kWh für Klärschlamm/abfallbasierte Anlagen bzw. KWK-Anlagen). Das EAG lässt Anreize für erneuerbares Gas erwarten, welches „Elemente eines Marktprämien- und Ausschreibungsmodells sowie Herkunftsnachweise“ nicht nur (wie bisher) für Strom, sondern auch für Biogas beinhaltet.

### 3.7 #7 Netzeinspeisung von Erneuerbarem Gas

#7 Die Studie schätzt die volkswirtschaftlichen Effekte ab, die der Ausbau von Produktionsstätten und eine verstärkte Einspeisung erneuerbarer Gase (Biomethan, Wasserstoff und synthetisches Erdgas) in das bestehende Gasnetz hervorbrächten. Als Ausbaupotenzial bis zum Jahr 2050 für erneuerbare Gase wird dabei ein Wert von 2 Mrd Nm<sup>3</sup>/a angesetzt (basierend auf Studie #2): 1,5 Mrd Nm<sup>3</sup>/a Biomethan + 0.5 Mrd Nm<sup>3</sup>/a aus PtG), was dem erwarteten Gasbedarf für die Wärmeerzeugung entspricht.

Es werden die Wertschöpfung und die Beschäftigung mittels Input-Output-Analyse (die Methodik ist detailliert beschrieben) betrachtet und die jährlichen Investitions- und Betriebsaufwendungen, die direkten und indirekten Effekte sowie primäre und sekundäre Effekte ausgewiesen. Als Best-Practice-Beispiel wird die Biomethananlage in Straß (Steiermark) angeführt; für die in Österreich erst in der Anfangsphase steckende PtG werden Erfahrungswerte aus Deutschland herangezogen. Die Autoren verweisen darauf, dass für eine derart junge, in der Demonstrationsphase befindliche Technologie eine ökonomisch-technische Bewertung und die Abschätzung der zukünftigen Entwicklung der Branche mit hohen Unsicherheiten verbunden ist.

In Österreich (2018) existieren 15 Anlagen mit einer Gesamtproduktionskapazität von 26 Mio. Nm<sup>3</sup>/a. Details zu Standort und der jeweils genutzten Biomassequelle, Kapazität und Aufbereitungstechnologie werden angeführt. Bei den mittlerweile technisch ausgereiften Biogas- und Aufbereitungsanlagen sei kaum mehr eine Lernkurve zu erwarten.

Die Studie verweist auf die geografisch bedingte Rolle Österreichs als wichtiges Transitland für die Verteilung von Gas in Mitteleuropa, sowie auf die großen Speicherkapazitäten (deren 8,2 Mrd Nm<sup>3</sup> Erdgas Fassungsvermögen entspricht nahezu dem österreichischen Jahresverbrauch). Mit dem fortschreitenden Ausbau von Windkraft und Photovoltaik wird Gas als Energieträger und kurzfristiger Speicher an Bedeutung gewinnen. Da Produktion und Nachfrage von Elektrizität im Jahresverlauf stark divergieren, entstünde trotz Ausbau der erneuerbaren Energien bis 2030 eine Versorgungslücke von insgesamt etwa 11 TWh. Gasinfrastruktur und erneuerbare Gase ermöglichen, diese Versorgungslücke zu schließen.

Haupterkenntnisse der Autoren:

„Der Ausbau der Produktionskapazitäten für erneuerbare Gase löst Gesamtinvestitionen von 14,7 Mrd Euro aus, davon können 10,8 Mrd Euro (3,9 Mrd aus Biomethan + 6,9 Mrd aus PtG) als für die österreichische Wirtschaft wirksam angesetzt werden. Darüber hinaus entstehen im Betrachtungszeitraum 14,0 Mrd Euro Aufwendungen 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 Vollzeit Arbeitsplätze schafft und über den betrachteten Investitionszeitraum bis 2050 hinausreicht. Das bis 2050 insgesamt geschaffene Einkommen summiert sich auf rund 9 Mrd Euro.“

Retrospektiv wären die Unterstützungsvolumina für Biogas zur Ökostromerzeugung wesentlich effizienter eingesetzt worden, wenn sie stattdessen die kostendeckende Gas-Einspeisung von Biomethan gefördert hätten (bezogen auf den Energiegehalt). Die in 2017 mit der Ökostromförderung generierte Energiemenge von 10,5 TWh hätte in der Form von Biomethan statt 860 Mio € nur 360 Mio € gekostet.

### 3.8 #8 Machbarkeitsstudie Biomethan

**#8** Wieviel Biomasse könnte bis 2050 gewonnen und für die Biomethanproduktion „abgezweigt“ werden, ohne dass Konkurrenzen mit aktuellen stofflichen und energetischen Nutzungen (z.B. gegenüber

der Nahrungsmittelproduktion) entstehen? Mit einer effizienteren Landnutzung zur erhöhten Produktion von Biomasse und der thermochemischen Verarbeitung verfügbarer Reststoffe ließe sich ein Biomethanpotenzial bis 2050 auf 4,2 Mrd Nm<sup>3</sup>/a erreichen, deutlich mehr als in bisherigen Studien ermittelt (z.B. #2: 1,5 Mrd Nm<sup>3</sup>). Schadholz wird als zusätzliche signifikante Biomassequelle genannt, fließt jedoch in die Berechnungen nicht mit ein. Die gesamte Biomasseproduktion (für jedwede Nutzung) könnte durch eine intensivere Landnutzung, u.a. durch den Anbau von *Miscanthus* (Chinaschilf/Elefantengras), von derzeit 23 Mio t auf 35 Mio t gesteigert werden.

Das vergleichsweise hohe Methanpotenzial ist v.a. auf eine (bisher kaum im Großmaßstab praktizierte) Biomasse-Umsetzung zurückzuführen. Anders als bei der Biogas-Gewinnung über die Vergärung (die mikrobiologisch/biochemisch bedingte Ausbeuteschwankungen involviert) wird die Biomasse (im technologisch neuen, effizienten Wirbelschichtverfahren) vergast. Das so gewonnene Produktgas kann gereinigt und methanisiert als „Synthesegas“ in das Erdgasnetz eingespeist werden

Die Wirtschaftlichkeit wäre jedoch nur bei großen Anlagen gegeben. Die geschätzten Investitionskosten für eine Anlage mit 43,5 MW Brennstoffwärmeleistung belaufen sich auf ca. 80 Mio €, die jährlichen Betriebskosten inkl. Personal- und Wartungskosten auf ca. 9,7 Mio €.

Maßnahmen, die zum Erreichen des theoretischen Potenzials nötig sind, umfassen u.a. den Stopp der Flächenversiegelung, die Nutzung von Grünlandbrachflächen, eine verbesserte Logistik und Forschungen zur Verfügbarkeit verschiedener Reststoffe sowie bezüglich der Frage, für welche Anwendung(en) Biomethan den größten Vorteil birgt. Die Autoren geben Politik-Empfehlungen zur Schaffung geeigneter Rahmenbedingungen: Begünstigungen für Erneuerbares Gas im Rahmen einer Steuerreform, die Gleichbehandlung von Erneuerbarem Gas mit anderen erneuerbaren Energieträgern, die Verankerung eines marktbasiereten Fördermodells (Einspeisung fördern).

Einschränkend sei zu Studie #8 angemerkt, dass die Vergasung für vornehmlich trockene Feststoffe vorgesehen ist. Die Wirtschaftlichkeitsrechnungen beziehen sich nur auf die Verwertung holzartiger Biomasse. Für andere Biomassequellen, welche generell einen wesentlich geringeren Trockenanteil aufweisen, würden zusätzliche, in der Studie unberücksichtigte, Transport- und Trocknungskosten anfallen.

## Übersichtstabelle

Ausgewählte Aspekte der zusammengefassten Studien werden auf der folgenden Seite in Form einer Übersichtstabelle dargestellt

k.A.: Studie enthält hierzu keine Angaben.

n.a.: Aspekt war in Studie nicht relevant.

Studie#6 ist in der Tabelle nicht enthalten, da sie zu den aufgeführten Parametern keine Daten enthält.



## 4 Wesentliche Schlussfolgerungen

### 1. Maßgeblicher Treiber für die Energiewende sind eine wettbewerbsfähige Bepreisung von CO<sub>2</sub>, planbare Rahmenbedingungen sowie geeignete Förderinstrumente.

Maßnahmen, welche erneuerbare im Vergleich zu fossilen Energieträgern begünstigen, verändern Investitionsanreize. Wenn für potenzielle Investoren aufgrund stabiler Rahmenbedingungen absehbar ist, dass, ab wann und in welchem Ausmaß sich ein Anlagenbau bzw. eine Anlagenerweiterung auszahlt, werden sie entsprechend agieren. Erfolge werden sichtbar und kommuniziert (Multiplikatoreffekt). Die für Förderinstrumente nötigen finanziellen Mittel sind erheblich. Umso wichtiger ist, bei ihrer Ausgestaltung auf die Aspekte Regionalität und THG-Emissionen zu achten (siehe Punkt 4). Indem Österreich die derzeit in vielen Ländern vollzogene Umstrukturierung der Förderinstrumente (s. Übersicht Studie #7) und deren (Miss-)Erfolge verfolgt, kann es Einsichten zur Optimierung der eigenen Strategie gewinnen. Insbesondere lohnt sich ein Blick auf aktuelle Maßnahmenpakete der Niederlande, die breite Zustimmung fanden<sup>17</sup>. Stimulieren ließe sich ein Ausbau zusätzlich durch unkonventionelle Ansätze, etwas indem Gemeinden die Rolle des Windkraftbetreibers einnehmen<sup>18</sup>.

### 2. Österreich hat das Potenzial, über Grünes Gas eine weitgehende Dekarbonisierung bis 2050 zu erreichen.

Ausschlaggebend für einen Erfolg sind neben effizienterer und sparsamerer Nutzung zusätzliche Investitionen sowie ein promptes Planen und Handeln -sowohl im Bereich Biomethan als auch bei synthetischem Gas. Erneuerbares Gas aus Biomasse wird vergleichsweise kostengünstig in Biogasanlagen -zentral und dezentral- generiert werden und damit ca. ein Viertel des Erdgasbedarfs decken können. Unter den Erneuerbaren Energieträgern kann Wasserkraft nur mehr begrenzt ausgebaut werden. Der Ausbau von Windkraft- und Photovoltaik-Anlagen ist der hauptsächliche Weg, Überschussstrom und damit letztlich synthetisches Gas zu gewinnen. Dieses kann direkt genutzt (s.u.) oder aufbereitet ins Erdgasnetz eingespeist werden. Ab 2030 können die Energieträger Wasserstoff bzw. synthetisches Gas bereits eine bedeutende Rolle einnehmen. Mit weiterem Ausbau lässt sich durch Grünes Gas insgesamt (Biomethan, Wasserstoff, synthetisches Methan) eine weitgehende Dekarbonisierung bis 2050 erzielen.

---

<sup>17</sup>[https://www.focus.de/finanzen/boerse/wirtschaftsticker/klimapaket-der-niederlande-co2-ausstoss-soll-um-50-prozent-sinken\\_id\\_10876459.html](https://www.focus.de/finanzen/boerse/wirtschaftsticker/klimapaket-der-niederlande-co2-ausstoss-soll-um-50-prozent-sinken_id_10876459.html)

<sup>18</sup><https://www.munderfing.at/kundenservice/saubere-umwelt/energiwirtschaft/windpark-munderfing/>

### 3. Der Erdgasbedarf für Haushalte und Fernwärme ließe sich vollständig mit erneuerbarem Gas aus Biomasse decken.

Die in den verschiedenen Studien ermittelten Werte zum Biomethanpotenzial liegen mit 1,5-4 Mrd Nm<sup>3</sup>/Jahr in der Größenordnung der derzeitigen Nachfrage von ca. 2 Mrd Nm<sup>3</sup> für Haushalte (ohne Fernwärme)<sup>19</sup>. Da wesentliche Effizienzsteigerungen bei der weitgehend ausgereiften Technologie kaum mehr zu erwarten sind, bringt ein Zuwarten beim Ausbau von Biogasanlagen nach entsprechender Planung (Größe, Dichte und Vernetzung einzelner Anlagen) nur geringe Vorteile. Ein „Fahrplan“ für einzelne Bundesländer findet sich in Studie #2. Überproduktionen, die den Bedarf von Haushalten übersteigen, stünden dank Einspeisung ins Erdgasnetz dem –weitgehend auf Gas ausgerichteten- Industriesektor zur Verfügung. Die Ausschöpfung von Biomasseproduktion und -verwertung unter Berücksichtigung von Nachhaltigkeitsgrenzen ist anzustreben. Biomasse lediglich verrotten zu lassen hieße, photosynthetisch gebundenes CO<sub>2</sub> ungenutzt wieder in die Umwelt abzugeben.

Wenn Österreich die mit der Biomethanproduktion verbundene Wertschöpfung im Land zu behalten bestrebt ist, dann müssen die Biomasse-Gewinnung, die Biogas-Produktions- und -aufbereitungsanlagen aufeinander abgestimmt sein (Anzahl, Verortung). Ansonsten droht eine Situation wie in Irland, wo mangels entsprechender Anlagen 60% der verfügbaren Rohstoffe nach Großbritannien und Nordirland exportiert werden. Es empfiehlt sich eine kombinierte Lösung, welche zur Biomasse-Verwertung sowohl klassische Biogas-Anlagen als auch (technologisch jüngere) Vergasungsanlagen (Studie #8) vorsieht. Aus Fehlern anderer lässt sich lernen: In Norddeutschland wurden Landwirte von (landwirtschaftsfremden) Großinvestoren verdrängt, welche zudem primär Monokulturen anbauten<sup>20</sup>.

### 4. Grünes sollte primär dort eingesetzt werden, wo die Auswirkungen auf THG-Emissionen am stärksten sind.

Eine wenig effiziente Verwendung von Grünem Gas ist seine Verstromung. Schon bei Biomethan ist die Verstromung nachweislich (z.B. #7) „Energieverschwendung“. Bei synthetischem Gas, welches einen noch weit intensiveren Energieeinsatz und damit einen höheren Aufwand verlangt, wären die Umwandlungsverluste entsprechend höher. Regionale Verwertung bzw. entsprechende Förderung helfen, bisherige (CO<sub>2</sub>-intensive) Importe zu ersetzen.

---

<sup>19</sup> Haushalte 19% der Erdgasnachfrage für Raumheizung, Warmwasser und Kochen; hinzu kommen 30% der Gasnachfrage für Strom und Fernwärmeerzeugung; siehe FGW Zahlenspiegel [https://www.gaswaerme.at/media/media-library/2019/09/zasp19\\_endversion.pdf](https://www.gaswaerme.at/media/media-library/2019/09/zasp19_endversion.pdf)

<sup>20</sup> <https://www.youtube.com/watch?v=bUe9CjxP-3s>

Wieviel THG-Emissionen Grünes Gas einsparen kann, hängt maßgeblich von zwei Faktoren ab: dem Gesteigungspfad und seiner Verwendung.

Seine Produktion einschließlich etwaiger Transporte von Zwischenprodukten sollte möglichst geringe Energie- und Materialressourcen verbrauchen (was sich wiederum günstig auf den Investitionsaufwand und die Investitionsbereitschaft auswirkte). Da jeder Transformationsschritt mit Energiezufuhr und Umwandlungsverlusten verbunden ist, wäre bei elektrolytisch gewonnenem Gas die direkte Nutzung von H<sub>2</sub> einer Weiterverarbeitung zu Methan vorzuziehen. Ansonsten ist die *in-situ* Methanisierung, d.h. Einleiten von H<sub>2</sub> in Biogasanlagen, einer katalytischen Methanisierung vorzuziehen.

Welchen fossilen Energieträger soll Grünes Gas vorzugsweise ersetzen? Je größer dessen CO<sub>2</sub>-Abdruck und sonstiger umweltbelastender Effekt ausfällt, desto eher. Heizöl steht diesbezüglich an oberster Stelle, gefolgt von Diesel und Benzin. Der per Gesetz beschlossene Ausstieg aus Ölheizungen (v.a. zugunsten von Biomasse-Heizanlagen, Wärmepumpen, thermischen Solaranlagen sowie PV-Anlagen) findet ohne Grünes Gas statt.

Ungelöst ist die Problematik im Verkehrssektor, der für 36 % des Bedarfs an Energie, zu 90 % aus fossilen Quellen stammend, verantwortlich ist<sup>21</sup>. Im EU-Vergleich hat Österreich den dritthöchsten pro Kopf CO<sub>2</sub>-Ausstoß im Landverkehr<sup>22</sup>. Sowohl Biomethan als auch Wasserstoff können fossile Kraftstoffe ablösen und dabei gleichzeitig die Luft- und Lebensqualität verbessern. In Österreich gibt es derzeit 156 öffentliche Gastankstellen, dazu kommen private und Betriebstankstellen<sup>23</sup>. Die erste Biogastankstelle in Österreich steht in Margarethen am Moos. Seit Juni 2019 können dort auch Schwer-LKW mit Biomechan betankt werden. Bei einer prioritären Nutzung von Wasserstoff als Kraftstoff würden für die Verbraucher keine Mehrkosten entstehen: 1 kg H<sub>2</sub>, mit welchem ein durchschnittlicher Brennstoffzellen-PKW 100 km weit fahren kann, kostet derzeit 9,50 €. Mit neu anzuschaffenden Bussen, die mit H<sub>2</sub>-Brennstoffzellen-Technologie ausgestattet wären, ließen sich in doppelter Weise THG-Emissionen senken. Die Wiener Linien sehen derartige Busse ab 2021 vor<sup>24</sup>. Flixbus plant für den Antrieb seiner Fernbusflotte die Umstellung von Diesel auf ein Hybridsystem aus Batterie- und Brennstoffzelle mit 500 km Reichweite. Ein gutes Beispiel für saubere Antriebe im öffentlichen Verkehr ist auch der Diesel-auf-Wasserstoff-Umstieg im Projekt Zillertalbahn (s.u.).

---

<sup>21</sup> <https://www.vcoe.at/publikationen/infografiken/infografiken-mobilitaet-allgemein> (2018)

<sup>22</sup> <https://www.vcoe.at/presse/presseaussendungen/detail/20181029-landverkehr-CO2-emissionen-eu-vergleich>

<sup>23</sup> <https://www.erdgasautos.at/tanken/tanken-in-oesterreich/>

<sup>24</sup> <https://www.vienna.at/62-neue-e-busse-fuer-die-flotte-der-wiener-linien/6338332>



## 5. Der Standort entscheidet maßgeblich über die Wirtschaftlichkeit von Anlagen

Energieeffizienz optimieren heißt, Synergien schaffen, Abwärme auffangen, Zwischenprodukte intern weiterverwerten. Das setzt räumliche Nähe und passende Anlagen-Konstellationen voraus. Wo sollten PtG-Anlagen, neu errichtete Windkraft- und Biogas-Anlagen am besten stehen; relativ zueinander und zum vorhandenen Strom- und Gasnetz (siehe Abbildung)? Für die „richtige“ Standortwahl steht zuerst die Entscheidung „zentrale oder dezentrale Lösung“ an:

PtG-Anlagen benötigen Zugriff auf das Stromnetz, können aber abseits vom Stromerzeugungsort (z.B. Windrad) liegen.

PtG-Anlagen erzeugen Wasserstoff, der -falls nicht direkt verwendet - vor Ort in Methan umzuwandeln ist. Methanisierungs- und PtG-Anlagen liegen daher beieinander. Soll das Methan gespeichert und/oder transportiert werden, muss Anschluss zur Erdgasinfrastruktur bestehen.

Methanisierung von Wasserstoff benötigt CO<sub>2</sub>. Mittels katalytischer Methanisierung kann CO<sub>2</sub> einer angrenzenden, CO<sub>2</sub>-generierenden Industrieanlage (z.B. Zementproduktion) verwendet werden. Ebenso kann elektrolytisch gewonnener Wasserstoff in eine Biogas-Anlage geleitet und das im Vergärungsprozess entstehende CO<sub>2</sub> sowie die mikrobielle Fähigkeit zur Methanisierung genutzt werden.

Neben der räumlichen Konstellation zu kombinierender Anlagen gilt es auch, deren Größe/Kapazität aufeinander abzustimmen (gegeben durch das optimale CO<sub>2</sub>-zu-H<sub>2</sub>-Verhältnis von 4:1; (Wahid *et al.*, 2019)). Aufgrund der sehr hohen Investitionskosten von PtG-Anlagen ist eine möglichst hohe Auslastung anzustreben, was wiederum eine gute Verfügbarkeit von Überschussstrom voraussetzt (der konventionelle Strommix ist für den PtG-Betrieb unwirtschaftlich.) Derzeit ist ein solcher Überschuss marginal und auf kurze Zeitfenster begrenzt.

Aus diesen Überlegungen lässt sich eine geeignete Abfolge für den Anlagenbau ableiten: Erst sind die Windkraft- und PV-Anlagen auszubauen, um überhaupt einen nennenswerten Überschussstrom für PtG zur Verfügung zu haben. Selbst unter konservativen Annahmen wird der Überschuss überschaubar bleiben. Da für PtG-Anlagen erst ab einer bestimmten Größe Wirtschaftlichkeit gegeben ist, wird der Überschussstrom nur eine bis wenige PtG-Anlagen versorgen können. Für diese wenigen Anlagen ist es daher umso wichtiger, den optimalen Standort zu definieren. Wird eine Methaneinspeisung in das Erdgasnetz angestrebt, sollte -wie oben ausgeführt- die Methanisierung vorzugsweise *in situ* in einer angrenzenden Biogas-Anlage erfolgen.

Es gibt jedoch auch dezentrale Lösungen mit PtG, die schon jetzt praktikabel sind. Bestes Beispiel ist die Zillertalbahn, die bis 2020 von Diesel- auf Wasserstoffbetrieb umgestellt und u.a. mit der Energie

eines dortigen Laufwasserkraftwerks betrieben werden soll. Zwei Elektrolyseure á 1,5 MW stellen Wasserstoff bereit, mit dem die Züge einmal täglich betankt werden. Statt mit 1,3 Liter Diesel/km fahren die Züge zukünftig mit 0,25 kg H<sub>2</sub>/km. Ein alternativer Umstieg von Diesel- auf elektrischen Antrieb über Oberleitung wäre ähnlich investitionsintensiv gewesen und stieß angesichts zu errichtender Fahrleitungsanlagen und Masten auf Ablehnung<sup>25</sup>.

---

<sup>25</sup><https://www.zillertalbahn.at/data.cfm?vpath=ma-wartbare-inhalte/ma-downloadfiles/quelle-etr-juni-2018-nr-6-www-eu-reilpresse-etr>

## 5 Weitere Empfehlungen

Komplementär zu den oben angeführten Schlussfolgerungen auf Basis der acht Studien führen wir nachfolgend weitere relevante Einschätzungen und Empfehlungen aus.

### 5.1 Gas- oder Batteriebetrieb?

Ob der Verkehrssektor sich vornehmlich in Richtung Batterie- oder Brennstoffzellentechnologie orientieren sollte, ist eine grundlegende Entscheidung, die nicht ohne Blick auf Entwicklungen in den Nachbarländern getroffen werden sollte. Während für den Batterieantrieb die Optimierungen seitens des Materials weitgehend ausgereizt sind (Benveniste et al., 2018: "Lithium-ion (Li-ion) batteries but this technology is reaching its theoretical limit (200-250 Wh/kg).") hinsichtlich Reichweite, Entladungseigenschaften u.a. und die nötigen Rohstoffressourcen verknappen, besteht für Antriebstechnologien mit Erneuerbarem Gas noch Luft nach oben. Die jüngste Studie des Fraunhofer-Instituts (07/2019), wonach der Pkw-Betrieb mit Wasserstoff (Brennstoffzellenfahrzeug) gegenüber jenem mit Batterie überlegen ist, hat international Kritik ausgelöst<sup>26</sup>. Es gibt keinen klaren Gewinner, da länderspezifische Gegebenheiten (z.B. Windkraft- und PV-Anlagengrößen und -verteilung) als wesentliche Einflussfaktoren wirken.

### 5.2 Ausblick: Mit Biokohle CO<sub>2</sub> „versenken“

In Biomasse stecken mehr (klimarelevante) Werte als durch bloße Kompostierung oder Verbrennung gewonnen werden können. Einen deutlichen Mehrwert würde eine Umwandlung liefern, die –stilisiert ausgedrückt– die jahrtausendlange Kohleentstehung im Zeitraffer nachahmt („Pyrolyse“). Biomasse, z.B. Grünschnitt oder Restholz (Feuchte max. 70%) wird unter *Luftabschluss* erhitzt. Wasser wird abgespalten, es entstehen Pflanzenkohle und Wärme (und je nach Anlage auch (Pyrolyse-)öl). Netto liefert die Umwandlung mehr Energie als eingesetzt wurde. Der Kohlenstoff verbleibt (anders als die CO<sub>2</sub>-Freisetzung bei der Verbrennung) in der Pflanzenkohle. Je nach eingesetzter Biomasse variieren die Form und die Eigenschaften der Pflanzenkohle und können somit beeinflusst werden.

Verzichtet man auf eine energetische Verwertung (Verbrennen) der Pflanzenkohle und nutzt nur die im Prozess entstehende Wärme, ergeben sich ein Energiegewinn *und* eine langfristige Kohlenstofffixierung. Die Vorzüge von Pflanzenkohle für die Landwirtschaft sind enorm<sup>27,28</sup>, sie spiegeln sich aber (noch) nicht in deren Preis bzw. Nachfrage wider. Ohne eine Vermarktung der Pflanzenkohle wird die

---

<sup>26</sup> <https://emobly.com/de/wissen/die-kritik-an-der-fraunhofer-wasserstoff-studie/>

<sup>27</sup> <https://m.pnn.de/brandenburg/terra-preta-aus-brandenburg-erde-nach-dem-amazonas-rezept/25003070.html>

<sup>28</sup> <https://www.biochar-journal.org/en/ct/9>

Pyrolyse jedoch kaum wirtschaftsfähig sein; es sei denn, die Betreiber erhielten eine Vergütung für die CO<sub>2</sub>-Sequestration. Jedenfalls nimmt die Pyrolyse Fahrt auf<sup>29</sup>.

### 5.3 Kreislaufwirtschaft und Bioökonomie

Auch für Biomasse gelten die Prinzipien der Kreislaufwirtschaft: sie ist so lange wie möglich im System zu belassen, um energieaufwändige Neuanschaffungen zu vermeiden. Die thermische Verwertung von Biomasse zur Energiegewinnung sollte vorzugsweise der letztmögliche Schritt, nach Nutzung aller alternativen rentablen Optionen, darstellen. Abfälle aus der Ölsaatenverarbeitung beispielsweise stellen eine proteinreiche, fettreduzierte hochwertige Zutat für Backwaren u.ä. dar und wären auch als Tierfutter sonstiger (Soja-)Importware vorzuziehen. Mit Innovationen im Bereich der Bioökonomie lassen sich aus Biomasse viel größere Effekte für die Wertschöpfung *und* die Dekarbonisierung erzielen als durch eine energetische Verwertung. Ein gutes Beispiel dafür sind Leindotter-basierte Hightech-Öle für die chemische Industrie<sup>30</sup> (Righini et al., 2016).

Die Rahmenbedingungen für die Biogas-Produktion sollten so gestaltet werden, dass sie Problemen wie der Verdrängung kleinwirtschaftlicher Betriebe durch Großinvestoren, Pachtpreisexplosionen sowie (Mais-)Monokulturanbau vorbeugen. Angesichts einer begrenzten Praxiserfahrung in Österreich wäre vor Investition/Installation, insbesondere von PtG-Technologien, ein Erkenntnistransfer aus erfolgreichen Pionierländern vorzusehen. Ähnliches gilt für die Entscheidung zum Design von Förderinstrumenten.

### 5.4 Eine differenzierte Bewertung von Biomethan in Abhängigkeit von dessen Herkunft hätte signifikant positive Effekte auf die Umwelt.

#### 5.4.1 Die Biomethanproduktion kann Ökosystem-Dienstleistungen erbringen.

Biogene Rest- und Abfallstoffe sind zwar ein kostengünstiges Substrat zur Biomethanproduktion, ihre Verfügbarkeit und Wachstumspotenzial sind jedoch eng begrenzt. Angesichts limitierter Anbauflächen ist die Produktion von Pflanzen eigens und ausschließlich für die Biogasgewinnung (konventionelle Energiepflanzen) heikel. Biomasse-Produktion und -Verwertung sollten nicht mit der nahrungsmittelproduzierenden Landwirtschaft konkurrieren, sondern diese vielmehr unterstützen. Der Begriff der „Energiepflanzen“ bedarf daher einer Neu-Definition. Auch in Mischkulturen steckt Energie. Ihr Anbau

---

<sup>29</sup> <https://www.spektrum.de/news/die-zukunft-der-biokohle/1674952>

<sup>30</sup> <http://www.interreg-danube.eu/news-and-events/project-news/2544>

wäre gerechtfertigt, da sie vor der energetischen Verwertung eine wichtige Aufgabe schon erfüllt haben: die Förderung der Biodiversität. Benachbarte Kulturpflanzen profitieren von der Bestäubungsleistung angelockter Insekten. Trockenresistente, anspruchslose heimische Pflanzenarten mit gutem Ertrag an feuchte-armer Biomasse gäbe es genügend; Wild-Leguminosen bzw. Tiefwurzler würden zusätzliche positive Effekte in Form von Stickstoffanreicherung bzw. Erosionsschutz bringen. Fazit: Biomethan aus biodiversitätsförderndem Anbau verdient eine höhere Vergütung (Einspeisetarif).

#### 5.4.2 *Biomethanproduktion aus Gülle/Wirtschaftsdünger hat einen mehrfach positiven (THG-emissionsreduzierenden) Effekt*

Bei der Lagerung und Ausbringung von Gülle/Wirtschaftsdünger entweicht Methan (Methan hat einen 21-fach höheren THG-Effekt als CO<sub>2</sub>). 2014 wurden so 871.270 t CO<sub>2</sub>-Äquivalente freigesetzt; das entspricht 1,1% der gesamten THG-Emissionen Österreichs<sup>31</sup>. Ziel sollte es sein, diese Biomasse in Biogasanlagen aufzubereiten. Neben der Gewinnung erneuerbarer Energie würden auf diese Weise THG-Emissionen vermieden; der verbleibende Gärrest fände als „entschärfter“ Dünger dennoch Verwendung. Anreizkompatible Rahmenbedingungen, die darauf abzielen, tierische Exkremate vor ihrer Ausbringung einer Vergärung zuzuführen, würden helfen, langfristig die mit der Tierhaltung verbundene THG-Freisetzung aus enterischer Fermentation (4.120.000 t CO<sub>2</sub>-Äquivalente, 2014; entspricht 4,5% der THG-Emissionen<sup>19</sup>) zu reduzieren.

Landwirte würden ihre Viehzahl an die Biogasanlagen-Kapazität anpassen bzw. angesichts eines höheren Aufwands teilweise von der Vieh- auf die Pflanzenproduktion umstellen. Dem Problem der Überdüngung und der Grundwasser-Nitratbelastung würde so entgegengewirkt werden; ebenso der für Anwohner und Touristen relevanten Geruchsbelästigung. Die Auswirkungen eines Flächengewinns durch die verringerte Tierhaltung spricht auch Studie #8 an: „Würde der Fleischkonsum um 40 % gesenkt werden, würde sich eine freie Fläche von 178.500 ha ergeben, bei einer Reduktion um 20 % bzw. 10 % eine freiwerdende Fläche von 89.250 ha bzw. 44.625 ha“.

## 5.5 Biomethanpotenzial steigern

### 5.5.1 *Pflanzliche Biomasse*

Die Flächenverfügbarkeit ist ein limitierender Faktor für die Biomethanproduktion. Unerschlossene Quellen, die keine zusätzlichen Flächen beanspruchen, verdienen deshalb Beachtung: Bei bisherigen

---

<sup>31</sup> Austria's National Inventory Report 2016, Umweltbundesamt

Potenzialerhebungen zu Biomethan blieb eine substanzielle Quelle von Biomasse unberücksichtigt: invasive Neophyten. Das sind Pflanzen, die sich massiv ausbreiten und die heimische Flora verdrängen. Sie zu bekämpfen gehört zu den Zielen der Europäischen Kommission (Biodiversitätsstrategie<sup>32</sup>).

Die „Bekämpfung“ könnte mit der Energiegewinnung einhergehen. Im Erfolgsfall wird diese Energiequelle zwar langfristig verschwinden, der Gewinn von Biodiversität bleibt jedoch nachhaltig bestehen. Neophyten-Vorkommen in Österreich sind derzeit reichlich vorhanden; die Schweiz ist in deren Kartierung besonders aktiv<sup>33</sup>. Für vier (auch für Österreich relevante) Pflanzenarten liefert eine Studie aus Belgien relevante Daten zu Ernteerträgen und der Energieausbeute als Biogas (van Meerbeek et al., 2015). Der Aufwand für Aussaat, Düngung, Bewässerung etc. würde entfallen. Der Methangehalt sowie die je nach Neophytenart in einem Jahr pro Hektar erzielbare (Methan-)Energienmenge von 28-88 GJ (entspricht 7,8-24,4 MWh) liegt im Bereich pflanzlicher Agrarreststoffe bzw. von Energiepflanzen.

Bisherige Biomasse-Potenzialstudien beschränken die nutzbare Fläche auf das Festland. Der Pflanzenwuchs in Gewässern kann jedoch erheblich sein, und mitunter sind mehrere Ernten pro Jahr möglich. Auch hier nehmen Neophyten -als Wasserpflanzen- aufgrund der Erderwärmung zu. Damit steigt auch ihr Potenzial als Biogas-Rohstoff. Das Abernten störender Wasserpflanzen würde das Biomasse-Angebot weiter erhöhen, die Diversität der heimischen Flora und Fauna stärken, den Bade- und Fischereibetrieb sichern und dem „Umkippen“ von Seen vorbeugen. In Kärnten tritt beispielsweise (wieder) Tausendblatt auf, Teichbesitzer bangen um ihre Seerosen. Zu Wasserpest *Elodea nuttallii* gibt es Studienergebnisse bezüglich ihres optimalen Erntezeitpunktes für die Biogasgewinnung (Bauer et al., 2018, Zehnsdorf et al., 2017).

Produktionssteigernd würde sich der (wachstumsfördernde) Rückschnitt mehrjähriger Pflanzen auswirken. Die zunehmenden CO<sub>2</sub>-Konzentrationen in der Atmosphäre treiben die pflanzliche Photosynthese an, weshalb weltweit bis zum Jahr 2100 mit einem -je nach geographischer Lage- um durchschnittlich 12 % erhöhten Zuwachs an pflanzlicher Biomasse zu rechnen ist (Terrer et al., 2019). Österreich zählt zu den davon stärker betroffenen Gebieten. Insbesondere mit Hinblick auf eine dezentrale, eigenständige Biogasversorgung von Gemeinden<sup>34</sup> ließe sich aus den vorliegenden Temperaturprognosen eine jeweils geeignete Pflanzenauswahl treffen.

---

<sup>32</sup> [https://ec.europa.eu/environment/nature/biodiversity/strategy/index\\_en.htm](https://ec.europa.eu/environment/nature/biodiversity/strategy/index_en.htm)

<sup>33</sup> [https://www.globe-swiss.ch/de/Angebote/Invasive\\_Neophyten/](https://www.globe-swiss.ch/de/Angebote/Invasive_Neophyten/)

<sup>34</sup> <https://www.addendum.org/klima/klimawandel-gemeinden/>

### 5.5.2 Aus Restmüll wird Biomüll

Eine Verbrennung sollte regelmäßig die letzte Option sein, aus Material Energie zurückzugewinnen. Die Vergärung ist jedoch aus technischer, biologischer oder ökologischer Sicht nicht immer möglich. Keinesfalls sollten verunreinigte Biomassen (Plastik, Zigarettenfilter, Giftstoffe) als Gärrest auf dem Acker enden. Reziprok würde ein Kunststoffverzicht bei manchen Produkten diese für die Biogasgewinnung erschließen. Für Windeln (ca. 1 Tonne pro Kind) und Inkontinenzprodukte wäre dies möglich; hier ließe sich der „Superabsorber“ Acrylpolymer<sup>35</sup> durch hochquellfähige Pflanzenfasern ersetzen<sup>36</sup>.

Eine hohe Qualität der Input-Ware ist ausschlaggebend für den reibungslosen Gärprozess. Störende Kontaminanten wie Siloxane aus Kosmetika oder Antibiotika aus Viehhaltung ließen sich vermeiden, indem ihr Einsatz (erheblich) reduziert wird. Das in biotechnologischen Fachpublikationen adressierte Problem der Instabilität im Vergärungsprozess könnte insbesondere in der Anfangsphase auftreten. Sein Ausmaß hängt maßgeblich von der mikrobiellen Zusammensetzung und Aktivität ab. Eine Ko-Vergärung mit leicht-vergärbaren Biomassen macht schwer vergärbare Biomasse zugänglich (z.B. Lebensmittelreste und Weizenstroh (Shi *et al.*, 2018)).

Biogasanlagen zur Vergärung sind technisch gänzlich verschieden von Biomasse-Vergasungsanlagen. In welchen Typ der Biomasse-Aufbereitung investiert werden soll, ist daher eine grundlegende Entscheidung. Für „vergärungsaverse“ holzartige bzw. trockene zellulosereiche Biomasse erscheint die Vergasung günstiger. Langfristig sollte die an dieses Verfahren angelehnte Technologie der Pyrolyse, bei welcher neben Wärmeenergie Pflanzenkohle entsteht, vorgesehen werden (siehe Empfehlung 2).

---

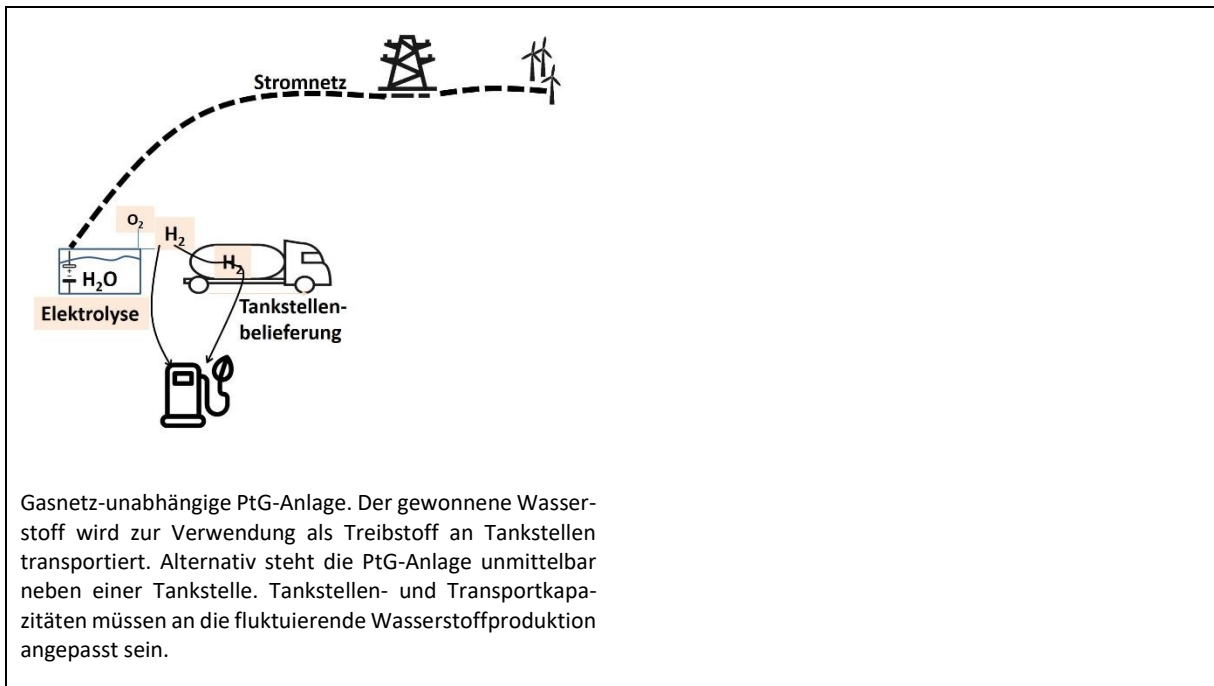
<sup>35</sup> <https://de.wikipedia.org/wiki/Superabsorber>

<sup>36</sup> *Economica mimeograph*

## 6 Abbildung

<b>Fünf mögliche Konstellationen für Anlagen zur Erzeugung, Prozessierung und Verwendung von Grünem Gas</b>	
<p>Anlagenkonstellation, zentralisierte Lösung: Die PtG-Anlage ist an Strom- und Gasnetz angebunden und hat Zugriff auf Wasser. Wasserstoff aus Elektrolyse wird in Biogasanlagen gespeist, um <i>in situ</i> durch Mikroorganismen mit CO<sub>2</sub> methanisiert zu werden. Sowohl Biomethan aus weiträumig herantransportierter Biomasse als auch Methan aus der Wasserstoffmethanisierung werden nach Aufbereitung ins Gasnetz gespeist. Kapazität, Leistung, Größe müssen zwischen PtG- und Biogasanlage abgestimmt werden (z.B. H<sub>2</sub>-zu-CO<sub>2</sub>-Verhältnis).</p>	<p>Anlagenkonstellation, zentralisierte Lösung: Die PtG-Anlage ist an Strom- und Gasnetz angebunden und hat Zugriff auf Wasser. Wasserstoff aus Elektrolyse wird katalytisch unter Verwendung von CO<sub>2</sub> einer angrenzenden Industrieanlage methanisiert. Nach Aufbereitung kann das Methan ins Gasnetz gespeist und/oder an Tankstellen geliefert werden. Kapazität, Leistung, Größe von PtG-, Methanisierungs- und Industrieanlage müssen abgestimmt sein für eine vollständige Umsetzung des Wasserstoffs zu Methan. Das CO<sub>2</sub> aus einer nicht-erneuerbaren Ressource stammt, ist das gewonnene Methan <i>sensu stricto</i> kein „Grünes Gas“.</p>
<p>Dezentrale Lösung: Kopplung mehrerer kleiner Biogas-Anlagen zur gemeinsamen Biogas-Aufbereitung und Erdgasnetz-unabhängigen unmittelbaren Verwendung.</p> <p>In drei österreichischen Gemeinden (St. Margarethen am Moos, Rechnitz und Schlitters) ist je eine öffentliche Biomethan-Tankstellen direkt an Biogas-Aufbereitungsanlagen angeschlossen</p>	<p>Dezentrale Lösung, die keine Anbindung ans Gasnetz voraussetzt. Ein kleinlandwirtschaftlicher Betrieb verwertet seine pflanzlichen und tierischen Abfälle vor Ort in einer Biogasanlage. Das aus Biogas aufbereitete Biomethan wird – anstelle von Diesel - direkt für die eigene Traktor- und LKW-Flotte eingesetzt. Pionierbeispiel:</p> <p><a href="https://www.kompost-biogas.info/kraftstoff-biomethan/">https://www.kompost-biogas.info/kraftstoff-biomethan/</a></p>





**Abbildung 3:** Mögliche Konstellationen für Anlagen.

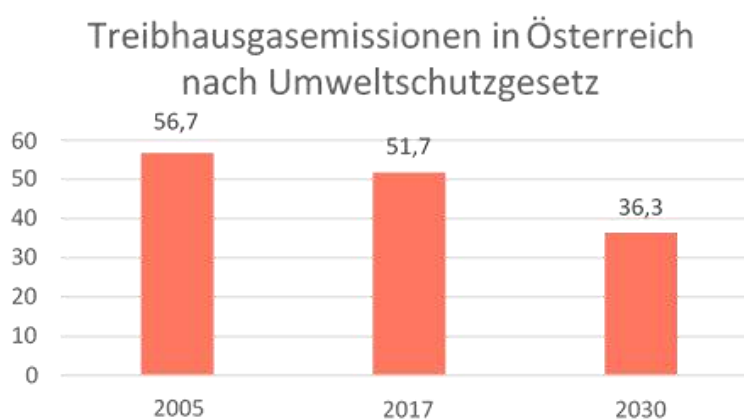
Quelle: Eigene Darstellung.

## **Modul 2:**

# **Anreizeffekte des Quoten- und Marktprämienmodells aus der spezifischen Sicht der Förderung erneuerbarer Energie in Österreich**

## 7 Zentrale Aussagen und Schlussfolgerungen

- 1) Österreich hat sich gegenüber der EU verpflichtet, die Treibhausgasemissionen außerhalb des EU Zertifikatehandels bis zum Jahr 2030 um 36% gegenüber dem Stand von 2005 zu reduzieren (Umweltbundesamt 2019b). Dieses Ziel kann aus der Sicht der heutigen Zwischenbilanz nur als extrem ehrgeizig bezeichnet werden: bislang konnten nur 9% eingespart werden, der weiteste Weg liegt noch vor uns.



**Abbildung 4:** THG Emissionen in Österreich in Mio. t CO<sub>2</sub> Äquivalenten.

Quelle: Statista.

Unter diesem Aspekt ist es zentral, eine Politik maximaler Kosteneffizienz zu betreiben. Eine (übervereinfachte) erste Abschätzung zeigt, dass – bei realistischen Kostenstrukturen alternativer Technologien – ein nicht effizientes Vorgehen Mehrkosten bis zum Fünffachen bzw. knapp 2% des BIP im Jahr 2030 verursachen können. Dabei bedeutet Effizienz in erster Linie, dass die Reduktionskosten pro Tonne CO<sub>2</sub> in sämtlichen Verwendungen und Sektoren (Energie und Industrie; Verkehr; Landwirtschaft; Abfallwirtschaft) gleich hoch sind. Die Vermengung der Umweltpolitik mit anderen wirtschaftspolitischen Zielen (soziale Verträglichkeit, Regionalität etc.) bringt erhebliche Zusatzkosten mit sich und erschwert die Erreichung des Vorhabens. Die Wahl der umweltpolitischen Instrumente ist daher in Hinblick auf maximale Kosteneffizienz bzw. Minimierung der Reduktionskosten die wichtigste Entscheidung.

- 2) Österreich schließt am Strommarkt den Ausstieg aus kohlebetriebenen Kraftwerken im Jahr 2019 ab. So positiv diese Nachricht ist muss doch festgehalten werden, dass damit weitere Treibhausgasvermeidungskosten im Strommarkt bis zum Faktor 2,3(!) steigen. Der verstärkte Einsatz erneuerbarer Energien drängt nur mehr die Stromerzeugung in effizienten gasturbinenbetriebenen, und

nicht mehr in weniger effizienten, durch schmutzige Kohle betriebenen Kraftwerken, zurück. Das Gesetz sinkender partieller Grenzerträge gilt auch im Bereich erneuerbarer Energien. Somit wird es noch wichtiger, auf die Kostenminimierung der gewählten Instrumente zu achten.

- 3) Modul 2 untersucht die Frage der Wirkung von Quoten- bzw. einem Marktprämienmodell für die Förderung von Grünem Gas unter dem Gesichtspunkt der Wirtschaftlichkeit. Dazu ist ein Vergleich verschiedener Maßnahmen am Ökostrom- sowie dem Erdgasmarkt erforderlich: Welches der Instrumente bzw. welcher Policy-mix führt zu einer Angleichung der CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten (siehe Exkurs: Überblick über Umweltpolitikinstrumente)?

Exkurs: Überblick über Instrumente der Umweltpolitik

	<b>„Naives“ Einspeisemodell (Ökostromgesetz)</b>	<b>„Smartes Marktprämienmodell“ (auktionsbasiert)</b>	<b>Quotenmodell/ Zertifikatsmodell</b>
<b>Funktionsweise</b>	Konstanter Einspeisetarif (bürokratisch aufgrund von Kostenvorgaben bestimmt) wird für fixen Zeitraum unabhängig vom Marktpreis bezahlt	Der Anlagebetreiber entscheidet über den Verkauf am Strommarkt. Erlös: entweder fixer Tarif, der in Auktionen bestimmt wird oder auktionsbestimmter Aufschlag zum Marktpreis. („Wettbewerb um den Markt“)	Erlöse durch Marktverkäufe. Anteil grüne Zertifikate werden vorgeschrieben. Strafen bei Nichteinhaltung.
<b>Steuerbarkeit</b>	Sehr niedrig – Die Anlagenbetreiber speisen immer die maximale Menge ins Netz ein – sehr hohe Kosten	Mittel – niedrige Kosten	Hoch – niedrige Kosten!
<b>Wer trägt das Risiko</b>	Verbraucher	Je nach Ausgestaltung zum Teil der Investor, zum Teil der Verbraucher	Investor; Kann u.U. durch langfristige Verträge über Lieferungen/den Bezug von Grünstromzertifikaten zwischen Grünstromproduzenten und Konsumenten geteilt werden

**Tabelle 2:** Instrumente der Umweltpolitik.

Quelle: Deutscher Sachverständigenrat, Jahresgutachten 2013/14, S 432.

Zuerst werden die allgemeinen Anreizeffekte von Quoten- und Marktprämienmodelle in einem mikroökonomischen Modell untersucht. Im Quotenmodell wird die Menge staatlich festgesetzt, die Preise passen sich am Markt an. Eine Quote für Grünes Gas besteht dabei in der Vorgabe eines Mindestprozentsatzes am gesamten Gasverbrauch. Sie ist für alle Gaslieferanten verbindlich und durch Zertifikate nachzuweisen.

Das Marktprämienmodell ist in mehreren Varianten möglich. Die derzeit in Österreich noch im Ökostromgesetz festgeschriebene starre Einspeisetarifregelung bestimmt einen (über die Zeit sinkenden) festen Vergütungssatz, die Mengen passen sich an. Bei diesem Modell werden die Entscheidungen der Kraftwerksbesitzer im Vergleich zu wirtschaftlich effizienten Entscheidungen am weitesten verzerrt. Die Anreizeffekte smarter Marktprämienmodelle, die inzwischen entwickelt wurden, sind im Vergleich zur Einspeisetarifregelung erheblich weniger marktfremd: Dabei wird der die Marktprämie nicht bürokratisch, sondern im Zuge von Auktionen bestimmt, sodass die Information der Kraftwerksbetreiber stärker in den Preis einfließt. Darüber hinaus erfolgt die Vergütung flexibler, da zumindest ein Teil des Marktpreisrisikos auf die Anlagebetreiber überwältzt wird, die sich auch um Verträge mit Abnehmern selbst kümmern müssen. Das smarte Marktprämienmodell hat gegenüber dem starren Einspeisetarif klare Vorteile, da es die Unternehmen zur Kostenminimierung anhält und darüber hinaus keine Anreize generiert, unabhängig vom tatsächlichen Marktgeschehen immer die maximale Menge zu erzeugen und in das Netz einzuspeisen.

Der auf einem mikroökonomischen Modell basierende Vergleich zwischen Marktprämienmodell und Quote zeigt, dass ersteres stärkere Produktionsansätze setzt, während zweiteres tendenziell restriktiv wirkt. Diese Prognosen sind auch durch Erfahrungen aus der Praxis inzwischen belegt (Woodman 2011). Insgesamt führt das Marktprämienmodell in einer stärkeren Förderung erneuerbarer Energien als das Quotenmodell, bei welchem unter realistischen Annahmen unabhängig von deren CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten immer nur das geforderte Minimum erneuerbarer Energien erzeugt wird. Während das Marktprämienmodell die Produktion im Inland beflügelt, kann im Quotensystem der Bedarf großteils durch Importe abgedeckt werden.

Die Vorteile der internationalen Arbeitsteilung gelten natürlich auch im Markt für erneuerbare Energien. Wenn sie allerdings nur deshalb genutzt werden, weil die Produktion im Inland durch ineffiziente Förderinstrumenten zu teuer erfolgt, ergibt sich eine völlig andere wirtschaftspolitische Beurteilung. Umweltpolitik kann nicht nur ein Kosten-, sondern auch ein wirtschaftlicher Erfolgsfaktor werden. Dazu allerdings sind Instrumente einzusetzen, welche die Wirtschaftlichkeit der Anlagen maximieren und die Wettbewerbsfähigkeit stützen.

Eine Voraussetzung einer solchen Politik ist, die Kosten der Treibhausgasreduktion in verschiedenen Bereichen kontinuierlich zu messen und zur Grundlage des weiteren Vorgehens zu machen. Dies stellte

über weite Bereiche eine robustere Politikgrundlage dar als ein sich Verlassen auf Prognosen über Technologieentwicklungen in Jahrzehnten, die selbst bei größtem technischem Aufwand und hohem Know-how von hohen Unsicherheiten geprägt sein müssen. Eine Umweltplanwirtschaft mit Plänen über 10 bis 30 Jahre, wie sie derzeit im Rahmen der Umweltpolitik versucht wird, ist mit hohen Risiken verbunden.

So wurde z.B. bis kurz vor der Trennung des österreichischen und des deutschen Strommarktes im Herbst 2018 erwartet, dass dies den Strompreis nur geringfügig erhöhen würde (E-Control 2019). Tatsächlich stieg er aufgrund struktureller Unterschiede der Märkte inzwischen um mehr als 50%, was nicht nur für die Wirtschaft einen starken negativen Preisschock generiert, sondern auch die Kalkulation der Wirtschaftlichkeit verschiedener erneuerbarer Energieträger (über die Änderung der Opportunitätskosten) vollständig über den Haufen wirft. Auch der Verfall der Produktionskosten von Photovoltaik (PV) binnen weniger Jahre um mehr als 70% konnte nicht vorhergesehen werden.

Solche Prognosen sind im Zusammenhang mit Investitionsentscheidungen über technischen Fortschritt – Stichwort Power-to-Gas – relevant, bei der Förderung aktueller Produktionsmengen sollten die Preise der Treibhausgasvermeidung ein stärkerer Anhaltspunkt sein.

Bei isolierter Betrachtung erscheint das Quotenmodell für den Sektor der erneuerbaren Energien als stärker marktnahes Modell einem Marktprämienmodell überlegen, da es für die Anlagenbetreiber Anreize setzt, die besser im Einklang sowohl mit den Zielen der Umweltpolitik als auch der Wirtschaftlichkeit stehen. Wettbewerb, eine festgesetzte Menge an Grünem Gas zu geringstmöglichem Preis zu erzeugen, ist einer vorgegebenen Preisbildung für Grünes Gas grundsätzlich überlegen.

- 4) Die Fragestellung in Österreich lautet jedoch nicht „Quotensystem für Ökostrom und Grünes Gas vs. Marktprämienmodell für Ökostrom und Grünes Gas“ sondern: „Quotensystem für Grünes Gas bei gleichzeitigem Marktprämienmodell für Ökostrom“. Somit hinaus stellt sich die Frage der Anreizeffekte bei *simultanem* Einsatz der beiden Umweltinstrumente in verschiedenen Bereichen erneuerbarer Energien („Policy-Mix“).
- 5) Die isolierten Anreizeffekte der Quote von Biogas führen dazu, dass der Gaspreis steigt und dessen gesamte Verwendung – inklusive des Anteils Biogas – relativ zu anderen Energieträgern zurückgedrängt wird. Das Marktprämienmodell am Strommarkt bewirkt das Gegenteil: Die Betreiber der Windanlagen haben den Anreiz, maximale Mengen in das Netz einzuspeisen, da sie weder die Subventionskosten der öffentlichen Hand noch die durch die Volatilität des Stroms verursachten Regelungskosten internalisieren. Ein smartes Einspeisemodell schwächt diese Effekte, die wichtigsten Resultate aber – große Produktionsmengen, sinkender Strompreis und steigendes Angebot –

bleiben bestehen.

- 6) Setzt man die umweltpolitischen Instrumente des Quoten- und Marktprämienmodells im Bereich erneuerbarer Energien *simultan* ein, werden die Effizienzforderungen der gleichen marginalen Treibhausgasvermeidungskosten in allen Verwendungen verletzt, da die Instrumente verschiedene Anreizeffekte entfalten.

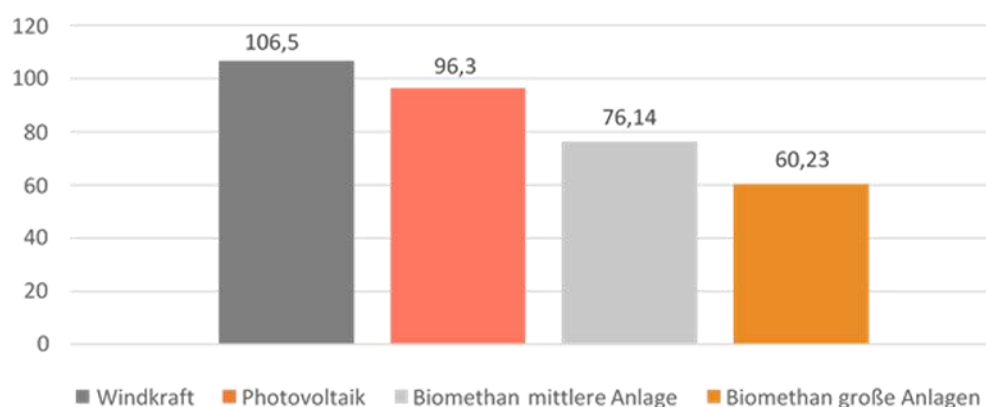
Insbesondere setzt die Ökostromförderung Anreize, die mit jenen eines Quotensystems im Sinne einer effizienten Umweltpolitik nicht kompatibel sind: Die grundsätzliche theoretische Überlegenheit des Quoten- gegenüber dem Marktprämienmodell wird zur Gänze konterkariert. Die Gefahr, dass verschiedene Umweltinstrumente sich gegenseitig

beeinträchtigen, sodass „das Ganze weniger als die Summe der Einzelteile“ wird, ist in der Literatur wohl bekannt (Fischer und Preonas 2010). Die mögliche Inkompatibilität von Umweltinstrumenten entspricht auch der grundlegenden Einsicht, dass eine „first-best“ Umweltpolitik nur ein einziges Instrument – einen CO<sub>2</sub>-Preis in allen Verwendungen – erfordert. Der Einsatz mehrerer Instrumente läuft letztlich darauf hinaus, ein und dasselbe (Un-)gut, nämlich Treibhausgasemissionen, mit verschiedenen Preisen zu versehen, was zwangsläufig Ineffizienzen durch Fehlplanungen verursacht.

- 7) Das anschaulichste Beispiel, welches die konkreten Auswirkungen dieser einfachen theoretischen Überlegung in der Praxis belegt, zeigt die Verwendung von Biomethan in Österreich. Die Förderung für Strom aus Biogasanlagen ist für die Anlagenbetreiber so attraktiv, dass fast 90 Prozent des produzierten grünen Gases verstromt wird (E-Control). Dadurch steigen aufgrund der hohen Umwandlungsverluste – gegenüber der Einspeisung von Biomethan in das Gasnetz – die CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten auf das Vierfache (mittlere Biogasanlagen) bzw. das Fünffache (große Biogasanlagen) gegenüber der direkten Einspeisung von Biogas in das Gasnetz. Letztlich wird hier nicht nur Gas, sondern auch Geld verbrannt. Auch der Erfolg der Umweltpolitik nimmt – bei Knappheit der Mittel – auf diese Weise Schaden. Diese Fehlsteuerung ist die Folge falscher Anreize, die durch die Wahl inkompatibler bzw. fehlender Steuerungsinstrumente entsteht.
- 8) Die aus volkswirtschaftlicher Sicht verzerrten Anreizeffekte der einseitigen Förderung von Ökostrom gegenüber Grünem Gas fallen auch beim Vergleich dieser beider erneuerbarer Energiearten ins Auge. Die Produktion von Ökostrom erhöht die Volatilität der Stromerzeugung und führt zu steigenden „backup-“ bzw. Integrationskosten, die quasi als externer Effekt der Ökostromproduktion in Kauf genommen werden. Deren wichtigste Komponenten sind

Regelkosten zur Netzstabilisierung sowie steigende Durchschnittskosten der Gaskraftwerke infolge sinkender Auslastung (Erfordernis der Vorhaltung von Reservekapazitäten zwecks Versorgungssicherheit). Grünes Gas erzeugt keine analogen Integrationskosten, da es kostengünstig in den in Österreich verfügbaren Gasspeichern eingelagert werden kann.

Eine konservative Schätzung dieser externen Kosten wurde durchgeführt. Es zeigt sich, dass unter Einbezug der Regelkosten sowie Durchschnittskosten der Kraftwerke die Vermeidungskosten von Treibhausgasen im Stromsektor bereits im Jahr 2019 jene im Gassektor substanziell übersteigt (sofern nur mittlere und große Anlage betrachtet bzw. ineffiziente Anlagen nicht mehr gefördert werden):



**Abbildung 5:** Kosten der Vermeidung in €/t CO<sub>2</sub>-Emissionen aus fossilem Gas im Jahr 2019 - Ökostrom im Vergleich zu Biomethan.

Quellen: FGW, E-Control, eigene Berechnungen.

Längerfristig ist – trotz verbesserter Prognose des täglichen Strombedarfs – mit einer Zunahme der Stromintegrationskosten bzw. der externen Kosten zu rechnen ist: Der Anteil des Windstroms am gesamten Stromaufkommen soll von 11% (2018) auf 26% in 2030 ausgebaut werden, gleichzeitig nimmt der Beitrag der inzwischen sehr kostengünstigen Photovoltaik rasch zu. Dies wird auch das Ungleichgewicht der CO<sub>2</sub> Vermeidungskosten zwischen Strom- und Gassektor mit der Zeit anwachsen lassen, selbst wenn bei der Produktion von Grünem Gas die Möglichkeiten weiterer Produktivitätssteigerungen als begrenzt angesehen werden.

Eine effiziente Umweltpolitik stellt idente Grenzkosten der Treibhausgasreduktion über alle Sektoren bzw. Energieträger hinweg her. Die österreichische Ökostrom-Einspeisetarifförderung führt über entsprechende Anreize im Gegensatz dazu zu einer Bevorzugung der Windkraft- und PV-Anlagen für die



Stromproduktion gegenüber dem Gassektor, bei welchem CO<sub>2</sub> zu geringeren Kosten einzusparen wäre. Die Wind- und PV-Anlagen scheinen den Betreibern hoch profitabel, da sie weder die Subventionen bezahlen noch für die erforderlichen Regelungskosten haften. Die Produktion von Gas aus Biomasse hingegen kann sich am Markt derzeit nur in minimalen Mengen behaupten. Würde eine Quote realisiert, wäre auch hier mit einem ineffizient langsamen Anstieg der Treibhausgasreduktion im Gassektor zu rechnen. Würde auch Grünes Gas mittels eines smarten Marktprämienmodells subventioniert (welches viele negative Eigenschaften des derzeit noch praktizierten starren Einspeisetarifsystems beseitigt), könnte dies zu einer Verringerung der gesamten Kosten der Umweltpolitik beigetragen.

An dieser Stelle ist festzuhalten, dass die Kosten der Umweltpolitik unabhängig davon anfallen, ob sie nun direkt von den Konsumenten bezahlt oder zuvor vom Staat „zwischenfinanziert“ und danach an die Konsumenten weitergereicht werden.

Das Kernproblem liegt darin, dass ein ineffizienter Policy-mix zu Staatsversagen führen kann. Gugler et al. (2019) zeigen, dass es Großbritannien gelang, seine Treibhausmissionen kostengünstig mithilfe eines (über das von der EU vorgegebene Level) Preises für CO<sub>2</sub> zu reduzieren (41 € pro vermiedener Tonne CO<sub>2</sub>, Gugler et.al., S 3). Deutschland, welches anstelle eines einheitlichen Emissionspreises den Policy-mix mit Einspeisetarifen für Wind- und Sonnenenergie wählte, konnte trotz eines erheblich größeren pro-Kopf Aufwands nur einen geringeren Erfolg bei der Zurückdrängung der Treibhausgase erzielen. So wurden bei Photovoltaik (PV) die Kosten pro vermiedener Tonne CO<sub>2</sub> auf € 979 geschätzt, als das rund Zwanzigfache des entsprechenden Wertes in Großbritannien. Die Kosten bei Windenergie lagen immer noch bei € 204. Darüber hinaus zeigt sich, dass die Effizienz der Windkraftwerke in Großbritannien deutlich über jener in Deutschland liegt. Abgesehen von den hohen Kosten konnte das wichtigste Resultat – die Treibhausgasreduktion – in Deutschland in viel geringerem Umfang realisiert werden.

- 9) Als Alternative zum Quotenmodell für Biogasanlagen wird ein smartes Marktprämienmodell vorgeschlagen. Der Vergütungstarif sollte dabei nicht seitens der Bürokratie vorgegeben werden, sondern sich als Resultat von Auktionen um die Produktion bestimmter MW-Kapazitäten ergeben. Dies stellt sicher, dass die effizientesten Anlagen gefördert werden, da der auktioneninduzierte Wettbewerb um den Markt den Wettbewerb im Markt ersetzen kann. Das Ökostromgesetz führt derzeit dazu, dass die ineffizientesten Anlagen am stärksten gefördert werden, was sämtliche ökonomischen Effizienzkriterien pervertiert. Eine korrekt durchgeführte Auktion sollte zum gegenteiligen Ergebnis führen. Schließlich wäre sicherzustellen, dass die Anlagenbetreiber die Möglichkeit erhalten, ihren Output direkt zu vermarkten. Die Politik kann bei Auktionen darüber hinaus die Mengenvorgaben steuern.

Wir raten strikt davon ab, bei den Ausschreibungen das Bestbieterprinzip zu verwenden und weisen darauf, dass die Kosten nur beim Billigstbieterprinzip minimiert werden. Die Qualität kann durch entsprechende Bedingungen der Ausschreibung festgelegt werden (Klemperer 2002a, 2002b, 2004).

- 10) Für die Finanzierung des Marktprämienmodells stehen zwei Alternativen zur Wahl: Erstens könnte sie parallel zu Ökostromabgabe aus einer steuerähnlichen Pauschale finanziert werden, die als separate Komponente der Gasrechnung der Endabnehmer aufscheint und Transparenz beim Konsumenten erzeugt.

Zweitens könnte ein Teil der bestehenden Erdgasabgabe zur Finanzierung herangezogen werden. Das Aufkommen der Erdgasabgabe 2018 wurde (bei 0,066€/m<sup>3</sup> auf ca. 8,5 Mrd. m<sup>3</sup> sowie Rückvergütungen an die Industrie) auf ca. € 430 Mio. geschätzt (siehe BMF 2019).

Eine erste umschlagsmäßige Hochrechnung bei einer Ausweitung des Biogasanteils von 1 auf 7 Prozent bis zum Jahr 2030 ergibt (bei einer Förderung von ca. 4C/kWh) Gesamtkosten des Marktprämienmodells von € 36 Mio. (2020) bis € 355 Mio. (2030). Die Erdgasabgabe – letztlich eine Umweltsteuer auf fossile Energie – würde über einen längeren Zeitraum ausreichen, die Förderung zu finanzieren.

- 11) Es wird empfohlen, die Kosten verschiedener Umweltmaßnahmen pro eingesparter Tonne Treibhausgas im Ministerium transparent zu eruieren, laufend upzudaten und die Politik daran auszurichten. Die Kosten müssten prinzipiell alle Sektoren, nicht nur den Strom- und Gassektor, beinhalten und externe Effekte wie „backup“-Kosten der volatilen Stromproduktion berücksichtigen. Nur auf diese Weise kann eine Minimierung der Kosten gelingen, solange kein flächendeckender und den Umweltzielen adäquater Preis auf CO<sub>2</sub> durchgesetzt werden kann.
- 12) Als wirtschaftspolitisches Ziel der (letzten) Regierung wurde genannt, Strom bis 2030 vollständig aus regenerativen Energien zu produzieren. Dieses Ziel berücksichtigt nicht, dass die Grenzkosten der Treibhausgasvermeidung in anderen Sektoren – z.B. dem Gassektor – geringer sind und somit das Ziel, Treibhausgasemissionen zu senken, anders effizienter erreicht werden kann. Es macht wenig Sinn, Emissionen in einem Teilbereich zur Gänze zu eliminieren, wenn sie in anderen kostengünstiger vermieden werden könnten.

In diesem Zusammenhang ergibt sich nicht nur ein Ungleichgewicht zwischen dem Strom- und dem Gasmarkt, sondern auch zwischen dem Strommarkt und dem Verkehrssektor.

Letzterer ist die größte Quelle von Treibhausgasen in Österreich. Eine rapide Zunahme von Elektroautos ist aufgrund der Umweltproblematik der Batterieerzeugung, der fehlenden Ladeinfrastruktur und nicht zuletzt aufgrund des seit einem Jahr stark gestiegenen Strompreises in Österreich nicht gesichert. Eine gesamtwirtschaftlich effiziente Reduktion von Treibhausgasen sollte auch diesen Sektor im Auge behalten.

Die Gewinnung von synthetischem Wasserstoff mittels Elektrolyse im Power-to-Gas (PtG) Verfahren verspricht in der mittleren und langen Frist Einsparungen von Treibhausgasen nicht nur im Verkehrssektor (Straßen-, Luft- und Schienenverkehr). Diese Technologie ist derzeit nicht wettbewerbsfähig. Hier steht in Österreich keine ausreichende Zahl an Windkraftträgern zur Verfügung, um den Strombedarf einer mittleren PtG Anlage zu decken. Die Abnahme des in Spitzenlastzeiten produzierten Überstroms von Windkraft, PV und Wasserkraft wäre grundsätzlich aufgrund der technischen Flexibilität der Kraftwerke attraktiv, jedoch erfordern die hohen Fixkosten aus betriebswirtschaftlichen Gründen eine gute Auslastung über das ganze Jahr, wovon die Verfügbarkeit von Ökostrom in Österreich noch weit entfernt ist. Darüber hinaus hat die Strompreiserhöhung des Jahres 2018 in Österreich die Rentabilität dieser Technologie noch weiter untergraben. Die Situation in Deutschland, wo sich im Norden hocheffiziente Windkraftträder drehen, aber der Netzausbau in den Süden sich verschleppt, sodass der Strom nicht dorthin kommt, wo er gebraucht wird, ergibt für die Planung eines großen PtG Kraftwerks im Norden Deutschlands wesentlich bessere Voraussetzungen. Dies gilt selbst dann, wenn sich auch in Deutschland mit dem beschlossenen Ausstieg aus Kohle und Atomkraft die Strompreise nur nach oben entwickeln können.

Nichtsdestotrotz sollte Österreich versuchen, sich an der Forschung und Entwicklung der PtG Technologie zu beteiligen und diese entsprechend zu fördern.

Zieht sich der Staat auf ein Quotensystemen im Bereich Grünes Gas zurück, setzt der Markt auf die billigste Technologie (z.B. Fischer 2010; Kalkuhl 2013), im vorliegenden Fall Gas aus Biomasse, und entwickelt diese weiter. Wenig bzw. nicht verwendete, da vorläufig nicht wettbewerbsfähige, Technologien bleiben auf der Strecke bzw. werden F&E Ausgaben in andere Länder verlagert. Gegeben den möglicherweise zentralen Stellenwert der Wasserstofftechnologie an der gesamten zukünftigen Energieerzeugung verabsäumte es Österreich mit einer einfachen Quotenvorgabe am Gasmarkt, hier die korrekten Anreize zu setzen. Während der Ausbau der (derzeit günstigeren, nach oben hin aber

schließlich begrenzten) Gasproduktion aus Biomasse in einem ersten Schritt wünschenswert ist, ist die Wasserstofftechnologie dieser langfristig überlegen.

Könnten Patente oder firmenspezifisches Know-How gewonnen werden, wäre Österreich in einer Position, als Exporteur am gesamten Weltmarkt erfolgreich werden.

Treibhausgasvermeidung würde in diesem Sinne von einer Kostenbürde zu einer potenziellen Quelle von Wirtschaftswachstum mutieren.

## 8 Marktprämienmodell vs. Quotenmodell: Die Anreizeffekte

### 8.1 Strommarkt: Einfache Einspeisetarife bzw. smartes Marktprämienmodell

In der Literatur wurden verschiedene mikroökonomischer Ansätze entwickelt, Energiemärkte bzw. die Wirkungsweise verschiedener Politikinstrumente zu modellieren. Wir greifen hier auf ein klassisches Marktmodell von Fischer und Newell (2007) zurück. Deren Grundmodell wird für den vorliegenden Zusammenhang für Quoten- bzw. Einspeisetarife adaptiert. Das Modell mit sämtlichen Ableitungen findet sich in Anhang A.

Der Ansatz modelliert die Entscheidungen der Energiekraftwerksbetreiber in Abhängigkeit von der Struktur des Marktes sowie möglichen Regulierungen. Zunächst werden die Angebots- (Wasserkraft; Gaskraftwerke; Windkraft) und Nachfragefunktionen am Strommarkt beschrieben bzw. das Marktgleichgewicht berechnet.

In einem ersten Schritt werden starre Einspeisetarife, die derzeit in Österreich im Ökostromgesetz verankert sind, modelliert (vergl. auch Pahle 2014, Monopolkommission: Betaille 2014). Dabei erhält der Kraftwerksbetreiber für jede eingespeiste Stromeinheit einen festen Satz, der für 13 Jahre garantiert wird (Ökostromgesetz). Der Windkraftanlagenbetreiber wählt seine Kapazität in Abhängigkeit vom garantierten Einspeisetarif, wobei höhere Tarife größere Kapazitäten bedingen.

Sobald die Anlagen errichtet sind, bewirken die finanziellen Anreize, dass die stochastische Stromproduktion zur Gänze starr ins Netz eingespeist wird, und zwar unabhängig von der Höhe bzw. der Veränderungen der Nachfrage. Der Subventionsgeber verkauft den Strom und erhält im Gegenzug den Marktpreis, der in der Regel nur einen kleinen Bruchteil des Einspeisetarifs ausmacht. Sämtliche Schwankungen der Angebots- und Nachfragefunktionen müssen von anderen Marktteilnehmer abgefangen werden. Die einzige unternehmerische Entscheidung betrifft die Festlegung der Kapazitäten, alle Risiken werden dann auf andere Marktteilnehmer überwält.

Bei einem smarten Marktprämienmodell werden Kapazitäten (in MWh) ausgeschrieben, das günstigste Angebot erhält den Zuschlag und bestimmt gleichzeitig den Vergütungstarif. (Dieser kann in einem alternativen Auktionsdesign auch durch das Gebot des zweitbesten Bieters festgelegt werden). Die Unternehmer erhalten dann die Differenz zwischen dem Tarif und dem durchschnittlichen Marktpreis in einer festzulegenden Zeitperiode. Sie erhalten somit – nach Wahl bzw. Installation der Kapazitäten - nicht nur einen Anreiz, effizient zu produzieren, um den Zuschlag zu erhalten (was mit dem Vorteil verbunden ist, dass ineffiziente Anlagen nicht zum Zug kommen), sondern darüber hinaus den unternehmerischen Anreiz, die Anlagen bei sehr niedrigen Marktpreisen vom Netz zu nehmen falls der

Marktpreis unter den erwarteten Durchschnittspreis fällt. Ein Teil des Risikos wird somit vom Subventionsgeber auf die Anlagenbetreiber abgewälzt. Nichtsdestoweniger würden auch bei diesem Modell die Unternehmen eine hohe Menge Strom in das Netz einspeisen, da niedrige Strompreise den Durchschnittserlös drücken und damit größere Einspeisemenge hervorrufen.

Die Kosten der öffentlichen Hand, die letztlich die Verbraucherkosten erhöhen, setzen sich beim Marktprämienmodell aus drei Komponenten zusammen:

→ Den direkten Subventionen (Differenz zwischen Vergütung und Marktwert)

Darüber hinaus entstehen zwei Arten externer Effekte, welche als „Integrations“- bzw. „backup“-Kosten“ bekannt sind:

→ „Regelkosten“ müssen aufgewendet werden, um bei volatiler Stromproduktion das Netz zu stabilisieren. Je besser die Qualität der täglichen Stromprognose, desto geringer können diese Zusatzkosten ausfallen. Die höchsten Regelkosten werden bei Stromspitzen erforderlich.

→ Zweitens muss bei geringer Stromproduktion („Nachtflaute“) eine ausreichende Kapazität von Kraftwerken mit fossilen Brennstoffen parat stehen, um die Versorgungssicherheit aufrecht zu halten. Da diese mit steigendem Windstromanteil immer seltener genutzt werden, steigen die Durchschnittskosten der Reservekapazitäten pro produzierter Stromeinheit (nichtlinear) an.

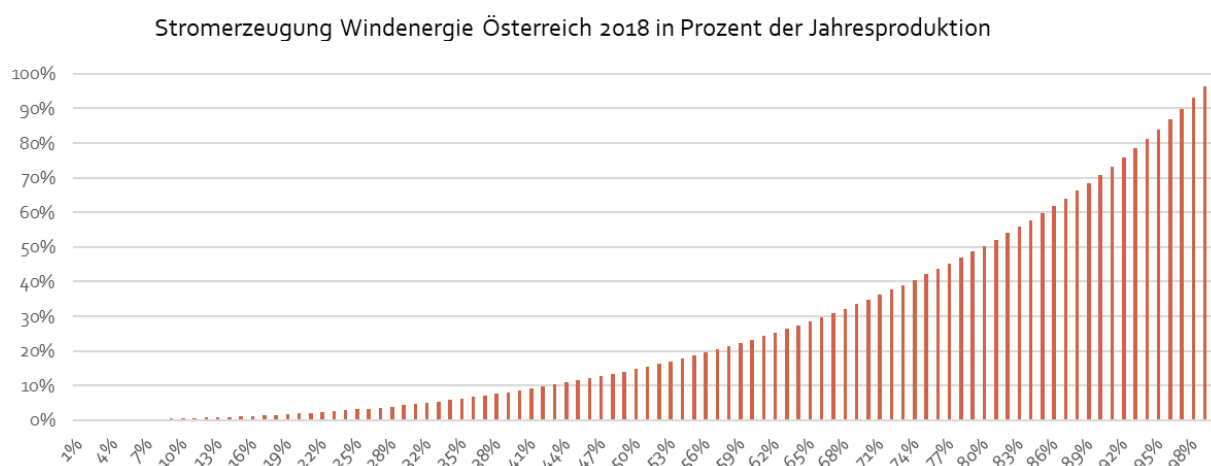
Insgesamt ist festzuhalten, dass die externen Effekte der volatilen Stromproduktion mit dem Anteil der Windkraft an der gesamten Stromerzeugung zunehmen. Plausible Schätzungen legen nahe, dass der Zusammenhang eine deutlich nichtlineare Form hat.

Ein weiterer gravierender Nachteil der Einspeisetarife liegt darin, dass diese in keiner nachvollziehbaren quantitativen Relation zum eigentlichen Ziel der Förderung erneuerbarer Energien – der Zurückdrängung von Treibhausgasen – steht. Die Förderung von Windstrom war so in Österreich z.B. stets unabhängig davon, ob Windstrom Strom aus ineffizienten Kohlekraftwerken oder Strom aus effizienteren Gaskraftwerken ersetzt, was allerdings vollständig unterschiedliche Effekte für die CO<sub>2</sub> Emissionen mit sich bringt.

Zusammenfassung: Der im Marktprämienmodell garantierten Tarife senken die Grenzkosten der Anlagenbetreiber, erhöhen deren Output und führen zu einer Senkung des Marktpreises. Insgesamt vergrößert sich die Produktion von Strom, jene aus konventionellen Kraftwerken jedoch wird zugunsten jener aus Windkraft zurückgedrängt. Das smarte Marktprämienmodell ist dabei starren Einspeisetarifen weit überlegen, da es unternehmerische Anreize zur Kostenminimierung bzw. effizienten Produktion und zumindest zur reduzierten Einspeisung von Überschussstrom in das Netz generiert.

## 8.2 Exkurs: Windstromerzeugung in Österreich 2018

Die Volatilität des Windstromangebots führt zu hohen Folgekosten. Hier werden die viertelstündlichen (!) Mengenangaben der Windstromproduktion der Abwicklungsstelle für Ökostrom AG (OeMag) aus dem Jahr 2018 herangezogen, um diese Volatilität anschaulich darzustellen. Die Produktionsmengen wurden zu diesem Zweck mit aufsteigenden Werten gelistet und auf Jahresprozentsätze umgerechnet. Jeder Prozentsatz entspricht somit ca. 3,65 Tagen.



**Abbildung 6:** Stromerzeugung mittels Windenergie in Österreich 2018.

Quellen: E-Control, OeMAG, eigene Bearbeitung.

In einem den drei windschwächsten Monaten entsprechenden Zeitraum (das entspricht in Abb.3 25% des gesamten Jahres) entsprechenden Zeitraum liefern die Windräder nur ca. 3% der Jahresproduktion. In der windschwächsten Hälfte (also bei 50% des Jahres) werden gerade einmal knapp 15% des Windstroms erzeugt, in den windärmsten neun Monaten immer noch nur 42%. Knapp 30% der gesamten Produktion fallen in den 10% der windstärksten Zeit an.

Sollte der Anteil der Windkraft bis zum Jahr 2030 wie geplant auf 26% angehoben werden, müsste die Kapazität um ca. 135% aufgestockt werden. Bei einer ähnlichen Struktur des Windvorkommens würde selbst diese Steigerung im windschwächsten Viertel des Jahres nur ca. 5% der derzeitigen Jahresproduktion liefern, die backup-Kosten würden sich de facto nicht verändern (siehe dazu Eaton 2019). Bei gleichbleibenden Fixkosten der Gasturbinen steigen daher die Durchschnittskosten rasch an.

### 8.3 Gasmarkt: Quotenmodell

Erneut stützen wir uns auf die mikroökonomische Modellierung (Anhang A), um die Anreizeffekte des Quotenmodells zu verstehen.

Die Anreizeffekte in diesem System verlaufen umgekehrt zu denen des Marktprämienmodells: Die Grenzkosten der Gasanbieter werden durch die Quote erhöht, der Gaspreis steigt und die gesamte Gasmenge sowie die an fossilem Gas wird zurückgedrängt. Die Lieferanten werden verpflichtet, die Einspeisung von Grünem Gas gemäß Quote mittels Zertifikaten nachzuweisen. Dabei ist es unerheblich, wie diese Mengen entstehen: Sei es durch Importe oder durch Produktion im Inland durch Energie-, andere Pflanzen oder tierische Stoffe. Da ein Markt für Zertifikate entsteht, gilt, dass im Gleichgewicht die Grenzkosten der erzeugten Einheit von erneuerbarem Gas für alle Typen von Biogas gleich sein müssen.

Bei isolierter Betrachtung bringt das Quotenmodell eine Reihe von Vorteilen mit sich:

- 1) Die Produktion erfolgt effizient bzw. kostenminimierend. Der Informationsbedarf des Regulators ist geringer – er braucht nur die gewünschten Mengen vorzugeben

Darüber hinaus wurden in der Literatur auch Nachteile genannt:

- 1) Da die Marktrisiken nunmehr von Privaten getragen und nicht pauschal auf die Letztverbraucher überwältigt werden können (denn es wird den Anlagenbetreibern nicht automatisch jede beliebige Produktionsmenge zu einem überhöhten Fixpreis abgekauft), müssen die Marktpreise für Grünes Gas auch einen Risikoaufschlag beinhalten (Fraunhofer Institut S 14). Dies erhöht die Produktionskosten der erneuerbaren Energie für die Gesellschaft. Dieses Argument wurde vom Deutschen Sachverständigenrat mit dem Hinweis zurückgewiesen, dass eine Förderung durch eine Preissteuerung ebenfalls Risiken enthält, die allerdings in anderer Art zugeordnet werden (Deutscher Sachverständigenrat 2013/14, S 415)
- 2) Es werden in erster Linie jene Technologien eingesetzt und technologisch weiterentwickelt, die am Markt bereits bestehen und wettbewerbsfähig sind (Woodman 2011). Die Wahrscheinlichkeit ist hoch, dass in vielversprechende, jedoch noch marktferne Technologien (PtG) zu wenig F&E investiert wird.
- 3) Gasanbieter kaufen Grünes Gas stets vom billigsten Anbieter. Findet sich das billigste Angebot im Ausland, wird dieses importiert. Die Qualitätskontrollen für diese Zertifikate sind zum Teil mangelhaft, da ausreichende Kontrollen möglicherweise fehlen. Den Zertifikaten entsprechen in diesen Fällen nicht die tatsächlich eingesparten Treibhausemissionen.



Ähnlich wie beim Einspeisetarif hat auch das Quotenmodell den Nachteil, keinen direkten Bezug zum Preis der verhinderten Emissionen aufzuweisen.

Zusammenfassung: Bei Vorgabe einer Quote erneuerbarer Energien steigen die Grenzkostenfunktionen der Gaslieferanten, der gesamte Verbrauch der der Quote unterworfenen Energieform geht zurück. Bei steigendem Preis substituieren die Nachfrager Gas durch andere Energieformen. Im Prinzip ist das Quotensystem marktnäher als das Marktprämienmodell, da die unternehmerischen Anreize großteils erhalten bleiben. Insbesondere gibt es keinen Anreiz, Mengen unabhängig vom Marktgeschehen in das Netz einzuspeisen.

Ein wesentlicher Unterschied zum Marktprämienmodell liegt darin, dass dieses den Preis des betroffenen Energieträgers (z.B. Strom) senkt und somit dessen Verwendung steigert. Im Gegensatz dazu wird bei einer Quote der Preis des Energieträgers verteuert und dieser als gesamtes zurückgedrängt. Das Marktprämienmodell begünstigt relativ zum Quotenmodell die Produktion erneuerbarer Energien.

#### 8.4 Quoten- vs. Marktprämienmodell für den Gasmarkt

Das Kriterium der Kompatibilität: Kosten der Treibhausgasreduktion

In Österreich ist beabsichtigt, Windenergie weiterhin mit (modifizierten) Einspeisetarifen bzw. Marktprämien zu fördern, während hingegen Grünes Gas durch Quoten reguliert werden könnte. Der große Bestand an Windrädern wird aufgrund der über lange Zeit abgeschlossenen Verträge weiterhin mit dem naiven Einspeisetarif subventioniert. Alle diese Maßnahmen dienen ausschließlich dem Ziel, den Ausstoß von CO<sub>2</sub> zurückzudrängen bzw. den Einsatz fossiler Energien zu dämpfen.

Werden verschiedene Maßnahmen auf den Märkten für erneuerbare Energien gleichzeitig kombiniert, steht ihre Kompatibilität auf dem Prüfstand. Die Frage ist, ob sie sich gegenseitig

verstärken (i.e. komplementär zueinander sind) oder behindern (substitutiv). Diese kann korrekt nur aus dem Blickpunkt einer effizienten Umweltpolitik beantwortet werden.

Die Bedingungen für eine effiziente Treibhausgasvermeidung dafür ergeben sich einfach aus der folgenden Überlegung. Die Politik minimiert die Kosten der CO<sub>2</sub>-Vermeidung unter der Nebenbedingung eines gegebenen Reduktionsziels  $\bar{\mu}$ :

$$\text{Min } C(-d\mu_g) + C(-d\mu_f)$$

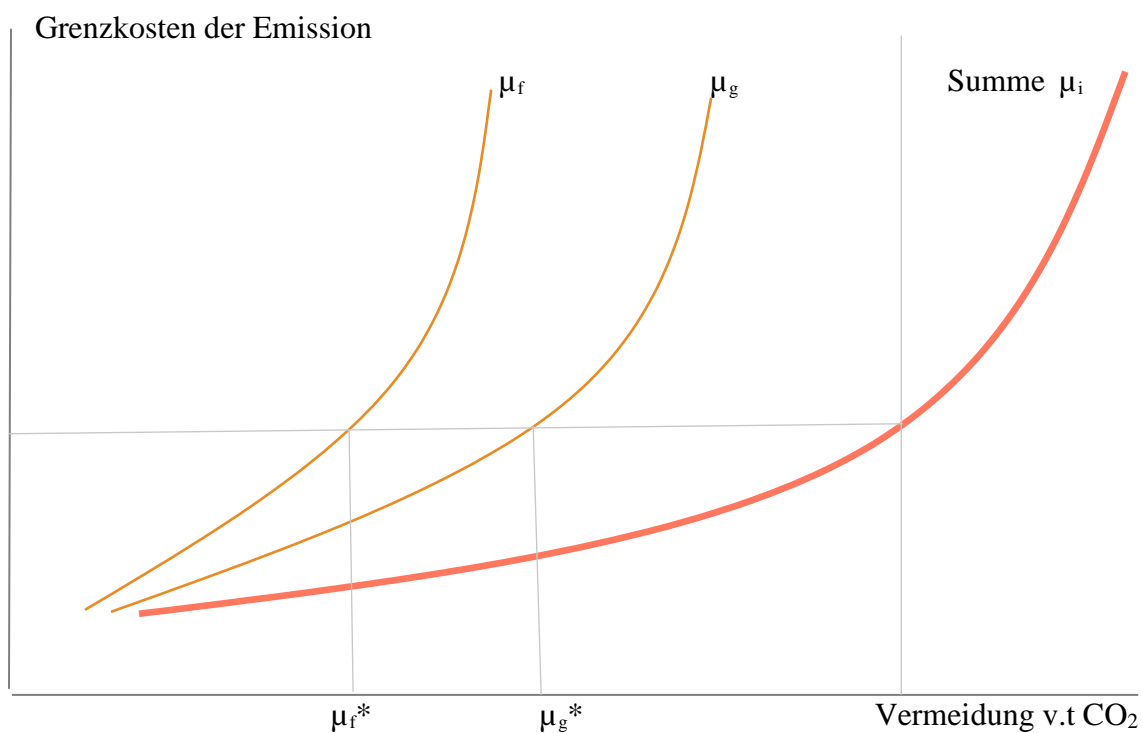
$$\text{s.st. } \mu_g + \mu_f = \bar{\mu}$$

Die Lösung für dieses Problem beinhaltet:

$$C'(-d\mu_g) = C'(-d\mu_f)$$

$$\text{sowie } \mu_g + \mu_f = \bar{\mu}.$$

Das zentrale Resultat besagt, dass die Grenzkosten der CO<sub>2</sub>-Vermeidung auf allen Märkten gleich sein müssen. Ist diese Bedingung verletzt, könnte die Umweltpolitik ihre Kosten durch eine Umschichtung der Produktionsmengen senken, ohne eine Erhöhung der Treibhausgase in Kauf nehmen zu müssen.



**Abbildung 7:** Minimierung der CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten auf verschiedenen Märkten.

Quelle: eigene Darstellung.

Dieses Ergebnis lässt sich graphisch nachvollziehen (Abb. 7). Bei unterschiedlichen Vermeidungsgrenzkosten in den Sektoren stellt die verstärkte Linie die horizontale Aggregation der sektorspezifischen Grenzkostenfunktionen dar. Sobald das Vermeidungsziel quantitativ vorgegeben wird ( $\bar{\mu}$ ), können die gesamten marginalen Vermeidungskosten sowie die effizienten Mengen in den einzelnen Sektoren bestimmt werden.

Dieses Resultat entspricht der Erkenntnis, dass eine effiziente Umweltpolitik eine einheitliche CO<sub>2</sub>-Steuer erforderte („first best solution“). Wenn diese aus Verteilungs- oder anderen Interessen von der Politik nicht gangbar erscheint, können andere Instrumente wie z.B. Quoten oder Einspeisetarife eingesetzt werden. Dabei sollte jedoch auf die Interaktion der verschiedenen Instrumente geachtet werden, damit „das Ganze nicht weniger als die Summe seiner Teile“ wird (Fischer und Preonas 2010).

Die relevante Frage zur Beurteilung der relativen Vorteilhaftigkeit von Quote und Marktprämienmodell lautet somit: Ist es möglich, mit einem Policy-mix aus Quote (im Gasmarkt) und Marktprämienmodell (im Strommarkt) Emissionen gesamtwirtschaftlich kostengünstig zu vermeiden, bzw. werden die Kosten der letzten vermiedenen Tonne CO<sub>2</sub> in verschiedenen Märkten der erneuerbaren Energien einander angenähert?

Die Antwort lautet schlicht nein, da dieser Policy-mix nicht zu einer Annäherung der marginalen CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten führt. Weder die Quote noch die Einspeisetarife wurden anhand dieser Überlegungen festgesetzt, daher wäre ein Übereinstimmen auch nicht zu erwarten. Darüber hinaus entstehen beim volatilen Wind- und PV-Strom externe backup-Kosten, welche in die Rechnung ebenfalls einzubeziehen sind. Im Folgenden wird versucht, diese zu quantifizieren.

## 8.5 Externe Effekte

Im relevanten Umfeld sind die folgenden externen Effekte zu beachten:

- 1) Die Produktion von volatilen Windstrom (bzw. Photovoltaik) erfordert aufgrund der Versorgungssicherheit, dass Backup-Kraftwerke de facto die gesamte Produktion übernehmen können. Diese Zusatzkosten sind externe Effekte der Windenergie. Sie entfallen bei der üblichen Berechnung der Kosten der Windkraft, was jedoch zu verkürzten Ergebnissen führt.
- 2) Das Gleiche gilt für die Verschrottungskosten bei einem Überschussangebot von Strom. Sie werden in Österreich bei einem weiteren Ausbau der Windenergie unvermeidlich entstehen.

Diese externen Effekte (1) und (2) treten bei Grünem Gas nicht auf, da dieses kostengünstig in den bereits vorhandenen Lagern aufbewahrt werden kann.

## 8.6 Vermeidungskosten alternativer erneuerbarer Energien

### 8.6.1 Direkte Vermeidungskosten

In diesem Abschnitt wenden wir uns der quantitativen Bestimmung der Vermeidungskosten von Treibhausgasemissionen im österreichischen Gas- und Strommarkt zu.

Die E-Control publiziert die Grundlagen zur Berechnung in ihrem Ökostrombericht (E-Control 2019). Jahresbericht (2018) für alle Anlagen, die in einem Vertragsverhältnis zur OeMAG stehen. Diese stellen den Ausgangspunkt für die Berechnung der direkten Vermeidungskosten da. Für das Jahr 2016 sind darüber hinaus die relativen Beiträge der verschiedenen Energieträger zum Gesamtstromaufkommen sowie die gesamten investierten Mittel ersichtlich.

2016				
Energieträger	Einspeisemenge in GWh	Vergütung netto in Mio. Euro	In % der Gesamtabgabemenge	Durchschnittsvergütung in Cent/kWh
Kleinwasserkraft (unterstützt)	1772	86,2	3,04%	4,86
<b>Sonstige Ökostromanlagen</b>	<b>7 998</b>	<b>924,3</b>	<b>13,71%</b>	<b>11,56</b>
Windkraft	4 932	440,3	8,5%	8,93
Biomasse fest inkl. Abfall mhbA	1 982	262,7	3,4%	13,26
Biomasse gasförmig *)	565	97,7	1,0%	17,31
Biomasse flüssig	0,17	0,021	0,0003%	12,62
Photovoltaik	501	122,9	0,86%	24,56
Deponie- und Klärgas	19	0,7	0,03%	3,73
Geothermie	0,021	0,00053	0,00004%	2,56
<b>Gesamt Kleinwasserkraft und Sonstige Ökostromanlagen</b>	<b>9 770</b>	<b>1 010,5</b>	<b>16,75%</b>	<b>10,34</b>

2019				
Energieträger	Einspeisemenge in GWh	Vergütung netto in Mio. Euro	In % der Gesamtabgabemenge	Durchschnittsvergütung in Cent/kWh
Kleinwasserkraft (unterstützt)	1506	82,9	2,5%	5,51
<b>Sonstige Ökostromanlagen</b>	<b>8279</b>	<b>936,7</b>	<b>14%</b>	<b>11,64</b>
Windkraft	5 061	463,5	8,5%	9,16
Biomasse fest inkl. Abfall mhbA	2 014	260,4	3,4%	12,93
Biomasse gasförmig	568	98,8	1,0%	17,39
Biomasse flüssig	0,1	0	0,0001%	11,96
Photovoltaik	620	140,1	1,05%	22,59
Deponie- und Klärgas	16	0,8	0,03%	5,37
Geothermie	0,2	0	0,0004%	4,33
<b>Gesamt Kleinwasserkraft und Sonstige Ökostromanlagen</b>	<b>9 784</b>	<b>1 146,5</b>	<b>16,5%</b>	<b>10,7</b>

**Tabelle 3:** Ökostromeinspeisemengen und -vergütungen (inkl. Marktwert in Österreich), 2016 und 2019.

Quelle: OeMAG, E-Control.

Durch Subtraktion des Strommarktpreises vom Einspeisetarifs ergeben sich die Vermeidungskosten nach Division durch die eingesparten Mengen an CO<sub>2</sub>. Diese hängen davon ab, ob gas- (0,44t/MWh) oder kohlebetriebene Kraftwerke (1,0225 t/MWh) vermieden werden.

	2015		2016		2019	
	von	bis	Von	bis	von	bis
<b>Kleinwasserkraft (unterstützt)</b>	18,23	42,47	-	-	-	-
Windkraft	59,57	138,77	60,72	141,45	32,05	74,66
Biomasse gasförmig	145,32	338,53	142,48	331,92	137,90	321,25
Biomasse flüssig	107,46	250,32	96,74	225,35	5,51	12,84
Photovoltaik	217,82	507,42	213,26	496,80	27,66	64,43
Deponie- und Klärgas	15,54	36,21	15,54	36,21	-	-
<b>Gesamt</b>	75,55	176,00	-	-	-	-

**Tabelle 4:** Vermeidungskosten alternativer Energieträger zu Biostromerzeugung.

Quelle: E-Control, eigene Berechnungen.

Ogleich die Daten nicht vollständig über den gesamten Zeitraum zur Verfügung stehen, lassen sich doch zentrale Aussagen aus dieser Statistik filtern:

- 1) Kleinwasserkraft stellt die mit Abstand kostengünstigste Technologie zur Vermeidung von CO<sub>2</sub> dar. Sie trägt aufgrund von Kapazitätsengpässen nur ca. 18% zur Biostromproduktion bei.
- 2) Windkraft erscheint im Vergleich mit anderen quantitativ relevanten erneuerbaren Energiequellen bezüglich der direkten Kosten als kostengünstigste Technologie.
- 3) Die Kosten der Photovoltaik sind bis zum Jahr 2016 mit ca. € 500 pro vermiedener Tonne Treibhausgase exorbitant. Dazu kommt, dass in diesen Zahlen noch nicht die gesamten Kosten enthalten sind, da zusätzlich zu den Einspeisetarifen auch 30% der Investitionskosten (siehe Ökostrom Einspeisetarifverordnung 2018) subventioniert werden. Im Jahr 2019 sanken die Einspeisetarife jedoch so stark, dass die Vermeidungskosten auf ca. 27-64 €/t CO<sub>2</sub> heruntergebracht werden konnten. Dies ist ein extremes Beispiel für die Leistungen technischen Fortschritts!
- 4) Ökostrom aus Biogasanlagen ist offensichtlich sehr teuer: im Jahr 2019 zeigen sich Vermeidungskosten von ca. 137-321 €/t CO<sub>2</sub>, was den mit Abstand höchsten Wert darstellt.
- 5) Insgesamt sind die Kosten der Emissionsreduktion im Jahr 2019 rückläufig. Dies hat weniger mit Effizienzsteigerungen im Bereich der Erneuerbaren sondern eher damit zu tun, dass der Marktpreis an der Strombörse (i.e. die Opportunitätskosten der Biostromproduktion) nach der Trennung von Deutschland deutlich gestiegen ist.

Auf den ersten Blick scheint das für Ökostrom eine erfreuliche Nachricht zu sein: Seine Produktion ist relativ billiger geworden. Die negativen Seiten des Stromanstiegs überwiegen jedoch bei Weitem: Der Strompreisanstieg führt zu einer Verschlechterung der Wettbewerbsfähigkeit der österreichischen Exportindustrie. In Deutschland ist eine analoge Preiserhöhung nach der Abschottung von Österreich

nicht feststellbar. Darüber hinaus zeigt der nächste Abschnitt, dass sich die höheren Marktpreise auch in höheren externen Kosten der Ökostromproduktion wiederfinden.

- 6) Die obige Tabelle erlaubt – unter Beziehung des Strommarktpreises - einen Rückschluss auf die relativen Produktionskosten von Öko- und Nicht-Ökostrom (wobei Wasserkraftwerke als traditionelle Stromquelle in Österreich nicht berücksichtigt wurde). Sie werden mit ca. € 1,3 Mrd. berechnet. Daraus folgt, dass im Jahresdurchschnitt die Kosten pro Einheit Ökostroms bei dem ca. 3,9-fachen Wert der Technologien mit herkömmlichen fossilen Brennstoffen lagen.

Die durchschnittlichen Opportunitätskosten bzw. der Marktpreis sind von der Strombörse bekannt:

	€/MWh
2015	27,03
2016	27,03
2019	48,35

**Table 5:** Durchschnittliche Opportunitätskosten bzw. Marktpreis.

Quelle: E-Control.

Es kann nicht deutlich genug betont werden, dass mit der Strompreiszonentrennung von Deutschland und Österreich ab dem 4. Quartal 2018 die Preise dramatisch gestiegen sind. Im 1. Quartal 2019 betrug der durchschnittliche Strompreis ca. € 58, während er in Deutschland bei € 38 lag (Quelle: E-Control).

Die wichtigste Ursache für die Verteuerung ist die unterschiedliche Struktur der Kraftwerke in den beiden Märkten: In Österreich liegen die Grenzkosten des letzten (preissetzenden) Kraftwerks über jenen in Deutschland. Österreich profitierte über Jahre von der Teilnahme an einem gemeinsamen Markt, der nicht zuletzt billigen Windstrom aus Deutschland lieferte. Inwieweit Preissetzungseffekte der österreichischen Stromanbieter, die nunmehr über eine gestärkte nationale Marktmacht verfügen, eine weitere Ursache ist, kann hier nicht endgültig beurteilt werden.

Die Entwicklung des Strompreises in Österreich kann schwer prognostiziert werden. Zum einen wird die Markttrennung gerichtlich bekämpft und muss u.U. zurückgenommen werden. Selbst für diesen Fall ist mit einem längerfristigen Anstieg zu rechnen, da Deutschland den gleichzeitigen Ausstieg aus Kohle und Atomkraft beschlossen hat.

Eine Prognose des Strompreises bzw. der Vermeidungskosten wird nicht durchgeführt, da die Fehlerquote allein aufgrund des starken Marktpreises inakzeptabel hoch wird.

- 7) Die obige Abbildung zeigt die CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten alternativer erneuerbarer Energieträger immer innerhalb bestimmter „von – bis“ Grenzen. Die niedrigsten Vermeidungskosten treten dort

auf, wo der Einsatz von Kohle ersetzt wird. Die höchsten Kosten fallen an, wenn Gaskraftwerke ersetzt werden.

Nachdem Österreich im Jahr 2019 den Ausstieg aus Kohlekraftwerken zwecks Stromproduktion bereits abgeschlossen hat, ersetzt die Ökostromproduktion nur mehr Gaskraftwerke. Mit anderen Worten sind de facto ab 2020 nur mehr die hohen CO<sub>2</sub>- Vermeidungskosten relevant. Der Vorteil, dass Kohlekraftwerke abgeschaltet wurden beinhaltet auch den Nachteil, dass die weitere Vermeidung von Treibhausgasen um einen Faktor von bis zu 2,3 erhöht werden (dieser Faktor entspricht der Relation der Treibhausemissionen von Kohle- zu Gaskraftwerken). Dieser Umstand sollte auch für die Umweltpolitik nicht ohne Folgen bleiben.

### 8.7 Vermeidungskosten für Treibhausgase inkl. Externer Effekte

Die oben angegebenen Kosten von Wind- und Photovoltaik beinhalten nicht die externen Effekte, die durch die Bereitstellung von Backup-Kapazitäten sowie die Netzstabilisierung entstehen. Letztlich bleiben die gesamten Fixkosten zuzüglich laufenden Wartungskosten der bereits jetzt bestehenden Kapazitäten zur Gänze übrig, um die Versorgungssicherheit zu gewährleisten (siehe Bloomberg BNEF 2017). Sie entsprechen quasi Versicherungskosten, welche die Konsumenten für die permanente Bereitstellung des Stromangebots zu tragen haben.

Wir versuchen im Folgenden eine Abschätzung inklusive der externen Effekte. Die drei relevanten Kostenblöcke sind Netzkosten, Ausgleichskosten (Regelkosten) und steigende Durchschnittskosten bei konventionellen Kraftwerken aufgrund sinkender Auslastung (siehe Fürstenwerth 2014).

Die steigenden Durchschnittskosten mit fossilen Brennstoffen betriebener Kraftwerke aufgrund der verstärkten Einspeisung von Windstrom und PV wurden (2014) bei einem Penetrationsgrad erneuerbarer Energie von 50% für Deutschland auf € 6-13/MWh geschätzt (Fürstenwerth 2014, S 1).

Da Österreich einen geringeren Anteil an Windstrom, jedoch generell höhere Kostenstrukturen als Deutschland aufweist, wird hier der Mittelwert € 8,5/MWh für die Verschlechterung des Auslastungsgrades konventioneller Anlagen verwendet.

Die Netzkosten sind schwer abzuschätzen, da eine Zurechnung zum Windstrom schwierig erscheint. Um diese Komponenten nicht gänzlich zu vernachlässigen, wird eine fiktive Untergrenze von 1€/MWh unterstellt.



Für die Regelkosten stehen die Informationen der OeMAG zur Verfügung (OeMAG, Abwicklungsstelle für Ökostrom AG). Die Ausgleichskosten für das Jahr 2016 – für diesen Zeitraum gibt es die aktuellsten Zahlen zu den Einspeismengen der verschiedenen erneuerbaren Energieträger – betragen

€ 71,5 Mio. Aufgrund besserer Prognosen des täglichen Bedarfs konnten diese jedoch bis 2018 – trotz des höheren Windstromaufkommens – auf € 25,370 Mio. bzw. 65 Prozent (!) gesenkt werden. Wir verwenden trotz der Ungleichzeitigkeit den geringeren Wert der Ausgleichskosten, um eine realistische Schätzung der aktuellen Regelkosten zu erhalten.

Unter Heranziehung dieser Kostenkomponenten berechnet sich ein externer Effekt volatilen Ökostroms pro MWh in Höhe von ca. 14€.

Auf dieser Basis ergeben sich letztlich die Vermeidungskosten (in €/t CO<sub>2</sub>) der Treibhausgasemissionen inklusive externer Effekte wie folgt:

	von	bis
Windkraft	45,7	106,5
Biomasse gasförmig	137,9	321,3
Photovoltaik	40,6	96,3

**Tabelle 6:** Vermeidungskosten der Treibhausgasemissionen alternativer Energieträger inklusive externer Effekte.

*Quelle: eigene Berechnungen.*

Die Gesamtkosten der Treibhausgasvermeidung von Wind- und PV wurden durch die Berücksichtigung der externen Effekte um ca. 40-50% erhöht. Gasförmige Biomasse ist auch bei diesem Vergleich die mit Abstand teuerste Methode der Ökostromproduktion.

## 8.8 CO<sub>2</sub> Vermeidungskosten von Biogasanlagen zur Netzeinspeisung

Die analogen Vermeidungskosten für Biogasanlagen, die Gas in das Netz einspeisen, werden analog zur Ökostromproduktion auf Basis der Gestehungs- und Opportunitätskosten berechnet:

					Vermeidungskosten (€/t CO <sub>2</sub> )	
		Gestehungs-kosten	Markt-preis	Zusatzkos-ten/MWh	von	bis
<b>Kleinanlagen</b>	50-200Nm <sup>3</sup> /h	9,43	3,50	5,93	57,85	134,77
<b>Mittlere Anlagen</b>	200-500Nm <sup>3</sup> /h	6,85	3,50	3,35	32,68	76,14
<b>Großanlagen</b>	500-1000Nm <sup>3</sup> /h	6,15	3,50	2,65	25,85	60,23

**Tabelle 7:** Vermeidungskosten von Biogas 2018.

Quellen: FGW, E-Control, eigene Berechnungen.

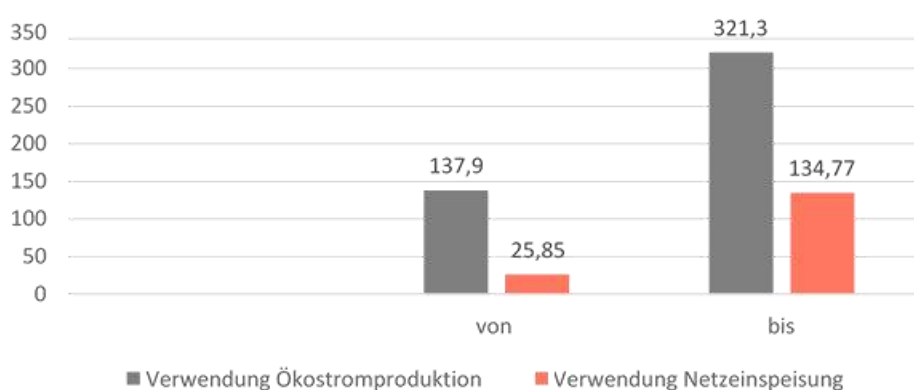
Da Gas kostengünstig und sicher gelagert werden kann, sind externe Effekte analog zum Strommarkt nicht vorhanden.

### 8.9 Vergleich der CO<sub>2</sub> Vermeidungskosten von Ökostrom und Biogasanlagen

Zuerst vergleichen wir die CO<sub>2</sub> Vermeidungskosten von Biomethan, welches entweder verstromt oder alternativ in das Gasnetz eingespeist wird. Dabei zeigt sich:

- 1) Ökostromanlagen aus Biogas sind nicht nur relativ zu anderen Energieträgern ineffizient. Wichtiger ist, dass die gleichen Anlagen zu wesentlich geringeren Kosten Energie erzeugen können, wenn sie das Biomethan direkt in das Gasnetz einspeisen. Die Ökostromförderung setzt in diesem Punkt falsche Anreize und führt zu einer erheblichen Geldvernichtung.

Vermeidungskosten in €/t CO<sub>2</sub> von Biogas nach Verwendung

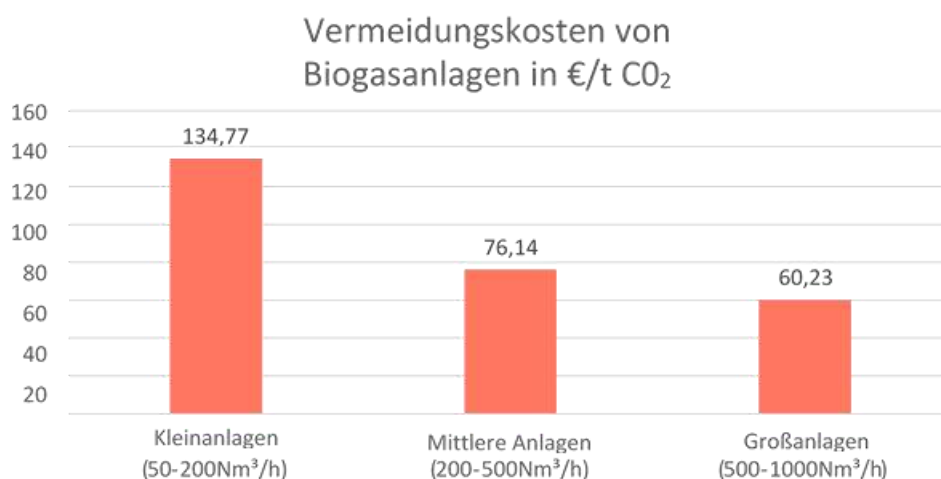


**Abbildung 8:** Vermeidungskosten von Biogas nach Verwendung.

Quellen: E-Control, FHW, eigene Berechnungen.

Auch in dieser Tabelle sind die beiden rechten Säulen relevant, da zumeist nur mehr Erdgas und nicht Kohle ersetzt wird. Die CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten der Netzeinspeisung von Grünem Gas liegen deutlich unterhalb der – aus Sicht einer effizienten Umweltpolitik – inakzeptabel teuren Verstromung (€ 321,3/t CO<sub>2</sub>). Aber auch die maximalen Vermeidungskosten der Netzeinspeisung von Grünem Gas sind teuer (€ 134,77). Würden allerdings ineffiziente kleine Anlagen nicht mehr gefördert, könnten sie bereits bei mittleren Anlagen auf € 76,14 reduziert werden. Dann würde die Vermeidung einer Tonne Emissionen CO<sub>2</sub> bei Netzeinspeisung nur ca. 23% jenes Wertes kosten, welcher durch die derzeitige Ökostromförderung produziert wird.

- 2) Die Vermeidungskosten (für Erdgas) pro t CO<sub>2</sub> bei Biogasanlagen verschiedener Anlagengrößen unterscheiden sich deutlich:



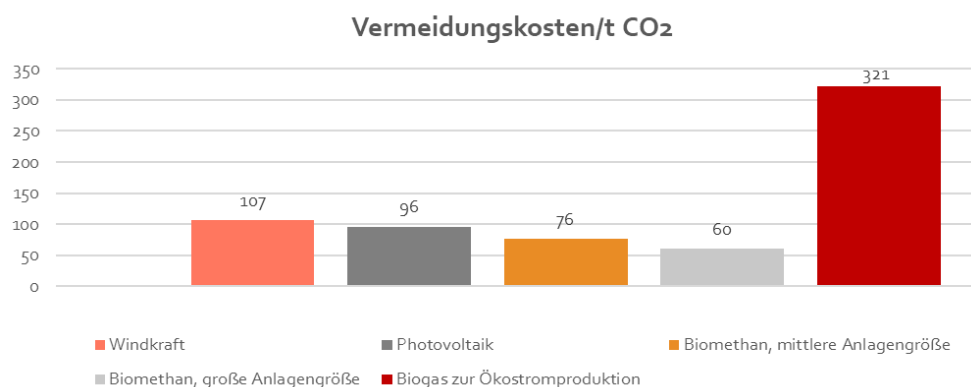
**Abbildung 9:** Vermeidungskosten von Biogasanlagen nach Anlagengröße (2019).

Quelle: E-Control, FGW, eigene Berechnungen.

Während sie bei mittleren und größeren Anlagen relativ nahe beisammen liegen, finden sich kleine Anlagen weit abgeschlagen dahinter. Sie werden in Österreich aufgrund des Ökostromgesetzes entsprechend höher als die effizienteren Anlagen gefördert, ansonsten könnten sie nicht bestehen. Aus wirtschaftlicher Sicht ist es allerdings kontraproduktiv, die ineffizientesten Anlagen am stärksten zu fördern. Stattdessen könnte in einem smarten Marktprämienmodell über Ausschreibungen erreicht werden, dass ineffizient teure Kleinanlagen nicht mehr gefördert und somit auch nicht mehr gebaut würden.

- 3) Die folgende Abbildung vergleicht die Kosten zwischen zwei Varianten der Ökostromproduktion und der Erzeugung von Biogas zwecks Einspeisung in das Gasnetz. Um einen validen Vergleich zu

ermöglichen, werden die externe Effekte der Ökostromproduktion (backup-Kosten) dabei einbezogen.



**Abbildung 10:** Kosten der CO<sub>2</sub>-Reduktion in €/t inkl. externer Effekte, Österreich 2019.

Quelle: E-Control, Oemag, eigene Berechnungen.

Die Kosten der Emissionsreduktion fallen unter Einbezug der erforderlichen Vorhaltung von Reservekapazitäten substantiell höher aus als bei der Produktion von Biogas in mittleren und größeren Anlagen.

Die österreichische Ökostrom-Einspeisetarifförderung führt über entsprechende Anreize zu einer Bevorzugung der Windkraft- und PV-Anlagen für die Stromproduktion. Die Anlagen scheinen den Betreibern hoch profitabel, da sie weder die Subventionen bezahlen noch für die erforderlichen Regelungskosten haften. Die Produktion von Gas aus Biomasse hingegen kann sich am Markt derzeit nur in minimalen Mengen behaupten.

Gegeben die Kostenstruktur der obigen Abbildung, liegt hier keine effiziente Mittelverwendung vor: eine Verschiebung hin zu Biomasse könnte bei gleichem Ergebnis die Kosten der Treibhausgasemission erheblich reduzieren. Diese Verschiebung könnte durch eine Förderung im Rahmen eines smarten Marktprämienmodells erreicht werden.

## 9 Schätzung des erforderlichen Bedarfs an Grünem Gas

Für die Prognose der Erzeugung von Grünem Gas in Österreich im Zeitraum bis 2030 werden zwei Szenarien entwickelt. Das erste beschreibt die Entwicklung bei einer Menge entsprechend der derzeit beabsichtigten Quote (sie steigt von 1% in 2020 auf 7% in 2030, Angaben FGW). Das zweite Szenario zeigt die mögliche Entwicklung der Biogasproduktion in einem Marktprämienmodell, in welchem die potenzielle Ausbaufähigkeit stärker genutzt wird. Wir gehen von der konservativen Annahme aus, dass in dieser Variante ein Anteil von biogenem Gas von 10% am gesamten Gasverbrauch erreicht wird.

Diese Schätzungen basieren erstens auf einer Prognose des BIP, zweitens der Intensität der Gasnutzung, welche u.a. von der Substitution anderer fossiler Energieträger durch Gas abhängt, sowie drittens auf dem politikbeeinflussten Anteil an Grünem Gas am gesamten Gasverbrauch.

Für die BIP Prognose ziehen wir die mittelfristige Prognose des IHS für die Jahre 2019-23 heran. Die Werte des darüberhinausgehenden Zeitraums entstammt einer vom WIFO erstellten Prognose für die langfristige Budgetentwicklung (Budgetdienst, 2018), wobei hier der Mittelwert zwischen zwei Szenarien verwendet wird:

	reales BIP-Wachstum
bis 2023:	1,60%
2024-30:	1,40%

**Tabelle 8:** BIP Prognose.

*Quelle: IHS, Budgetdienst.*

Die zukünftige Beziehung zwischen BIP und Gasverbrauch hängt davon ab, wie stark fossile Energieträger (Erdöl, Kohle) in Zukunft noch durch emissionsärmeres Gas ersetzt werden können. In der Stromproduktion ist die Substitution der Kohle 2019 bereits abgeschlossen. Allerdings sollen in Zukunft Öldurch Gasheizungen zunehmend ersetzt werden, darüber hinaus wird ein geringfügig verstärkter Einsatz von gasbetriebenen Kraftfahrzeugen, Bussen und Zügen in Österreich erwartet. In Summe wird ein relativ zum BIP geringfügig steigender Einsatz von Gas angenommen.

Für den Bedarf an Grünem Gas bis zum Zeitraum 2030 schätzen wir die folgende Entwicklung:

	<b>Grünes Gas (Quotenmodell)</b>	<b>Grünes Gas (Marktprämienmodell)</b>
2020	90	90
2021	150	178
2022	213	272
2023	282	372
2024	354	479
2025	431	593
2026	513	714
2027	599	841
2028	691	977
2029	788	1 120
2030	890	1 271

**Tabelle 9:** Prognose Einspeisung Grünes Gas in Österreich in Mio.m<sup>3</sup>, 2020-2030.

*Quelle: WIFO, Parlamentsdienst, E-Control, FGW, eigene Berechnungen.*

Die Studien zur Ausbaufähigkeit von Grünem Gas liefern bis zum Jahr 2030 ein maximales Produktionspotential zwischen 1,5 – 4 Mrd. m<sup>2</sup>, wobei zumindest drei Viertel dieser Mengen von Biogasanlagen produziert würden. Die erforderlichen Mengen an Grünem Gas könnten bis zum Jahr 2030 realistisch in Österreich hergestellt werden (siehe Modul 1). Käme das Marktprämienmodell zum Einsatz, würde die Produktion ebenfalls in Österreich stattfinden, bei einer Entscheidung für das Quotenmodell würde voraussichtlich der größte Teil aus dem Ausland importiert.

## 10 Importsubstitution durch Produktion von Grünem Gas in Österreich

Die Frage, wie viele Importe durch eine Produktion von biogenem Gas in Österreich ersetzt werden können, setzt die Kenntnis eines Importpreises für Zertifikate von Biogas voraus.

Dieser Preis konnte im Rahmen dieser Studie nicht festgestellt werden. Weder an der EEX (Energie-) Börse noch an anderen Börsen wurde Biogas gehandelt, auch eine Reihe österreichischer Gaslieferanten konnte keine Auskunft geben.

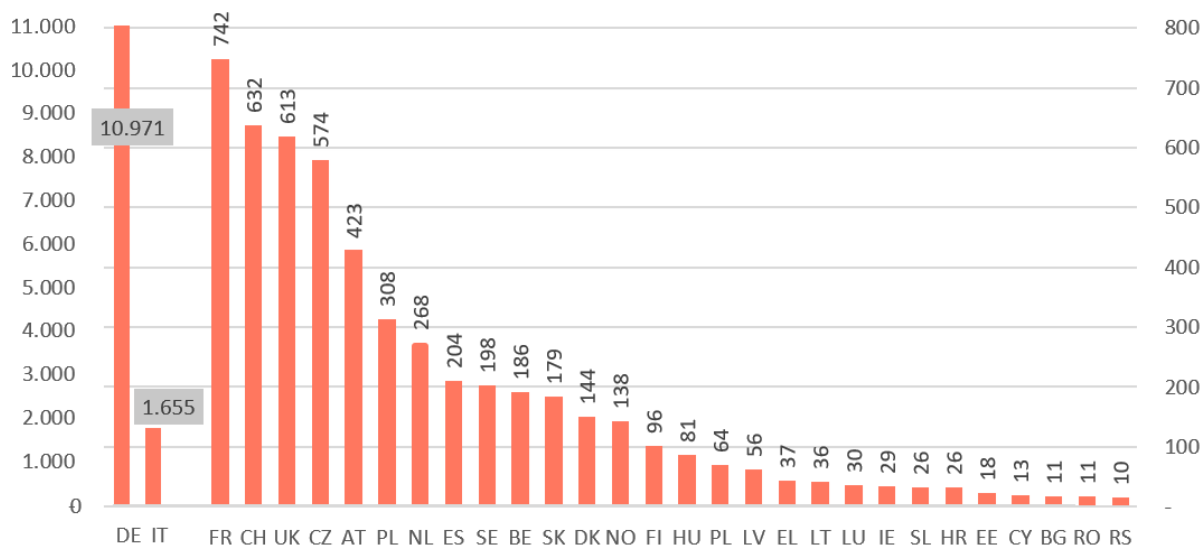


Abbildung 11: Anzahl der Biogasanlagen in Europa nach Ländern\*

Quelle: European Biogas Association, Statistical Report 2018.

\*) DE und IT – linke Achse; Rest: Rechte Achse

Eine Publikation der EBA (2018) legt jedenfalls nahe, dass ein internationaler Handel an Biogas in Europa noch nicht etabliert ist. Eine Spezialisierung der Biogasproduktion wäre – aufgrund der weitestgehenden Standardisierung der Produktionsmethode – in Ländern mit geringeren Lohnsätzen zu erwarten. Gerade in jenen (mit Ausnahme von Tschechien, wo die Produktion gesetzlichen Vorgaben folgt und Polen, in welchem ein entsprechender nationaler Aktionsplan verfasst wurde - <https://www.industr.com/de/biogas-polen-2007503>) finden sich die wenigsten Anlagen. Eine rege Exporttätigkeit ist von dort aus in den nächsten Jahren nicht zu erwarten.

Anhand der Datenlage scheint es zum gegenwärtigen Zeitpunkt schwierig, eine Preisprognose zur Quantifizierung des Imports zu versuchen.

Trotzdem findet sich ein diesbezüglicher Anhaltspunkt. Gemäß der EBA (European Biogas Association) liegen die Produktionskosten für biogenes Gas in Europa zwischen 40 und 120 € pro MWh bzw. 4 – 12

C pro kWh (EBA, Biogas Basics 2019). Der Preis für handelbares Biogas wird sich in dieser Spanne bewegen. Wir nehmen hier einen Preis von 70€/MWh, was für größere (und effizientere) Anlagen realistisch sein dürfte. Teurere Anlagen könnten dann nur bei spezieller nationaler Subventionierung produzieren.

In der derzeitigen Struktur der Biogasanlagen (siehe BMNT 2019 S8) haben in Österreich nur zwei von 15 Biomethananlagen, die zur Einspeisung ins Gasnetz zugelassen sind, eine ausreichende Größe (installierte Leistung von zumindest 500 m<sup>3</sup>CH<sub>4</sub>), um beim geschätzten internationalen Marktpreis wettbewerbsfähig zu sein. Wir nehmen an, dass im Fall einer Quote zwei Drittel des Biogasbedarfs aus Importen stammen würde, da die inländischen Anlagen nicht ausreichend wettbewerbsfähig sind.



## 11 Investitionen in Grünes Gas

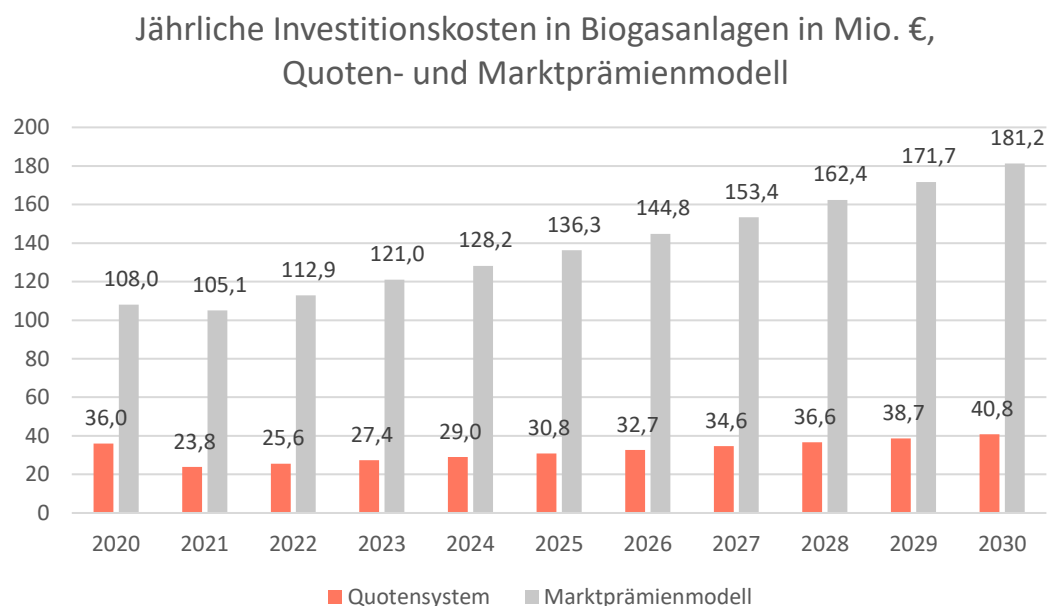
### 11.1 Biomethanlagen

Investitionen in Biogasanlagen hängen erstens von der Wettbewerbsfähigkeit des nationalen Standorts sowie zweitens vom Politikregime ab. In einem Marktprämienmodell würden nur Anlagen im Inland gefördert, bei einem Quotensystem könnte ein erheblicher Teil des Bedarfs importiert werden. Entsprechend der Berechnung der Importe gehen wir auch hier von der Annahme aus, dass beim Quotenmodell nur ein Drittel der Produktion von Grünem Gas in Österreich stattfände.

Die Investitionskosten wurden (zu konstanten Preisen 2019) nach Angaben des Deutschen Fachverbandes Biogas wie folgt berechnet: Sie entsprechen pro installiertem kW ca. 2.000 – 3.000 € für größere Anlagen und ca. 6.500 € für Mini- und Kleinanlagen (<https://www.iwr.de/bio/biogas/Checkliste-Biogas-Anlage.html>). Für Anlagen in Österreich verwenden wir den oberen Wert für Großanlagen in Deutschland, da erstens das Baupreisniveau in Österreich über jenem Deutschlands liegt und zweitens ineffiziente kleine Anlagen weder beim Quotensystem noch bei einem effizient verwalteten Marktprämienmodell installiert würden.

Für 2.500m<sup>3</sup> produziertes Gas ist eine installierte Leistung von 1kW erforderlich. Unterstellt man eine Laufzeit von 20 Jahren, werden im Prognosezeitraum Ersatzinvestitionen nicht fällig.

Ausgehend von den prognostizierten Verbrauchsgrößen sowie einem Importanteil von zwei Drittel im Quotensystem ergeben sich die folgenden Investitionskosten für Biomethanlagen bis 2020:



**Abbildung 12:** Investitionskosten für Biomethananlagen bis 2020.

Quelle: Eigene Berechnungen.

Die beträchtlichen Differenzen zwischen den Systemen haben zwei Ursachen. Der dominante Unterschied liegt darin, dass bei Quotensystem ein Großteil des Verbrauchs von Grünem Gas aus Importen stammt, bei Marktprämienmodell hingegen aus inländischer Produktion. Darüber hinaus wird aufgrund der unterschiedlichen Anreizeffekte im Marktprämienmodell insgesamt mehr Grünes Gas in das Gasnetz eingespeist.

## 11.2 Power-to-Gas

PtG gilt als derzeit noch nicht als wettbewerbsfähige, jedoch große Zukunftstechnologie der erneuerbaren Energien. Die Prognosen über das Potenzial der Kostensenkung sind optimistisch. Eine Studie des Energieinstitutes der JKU schätzt die folgenden Kostenverläufe:

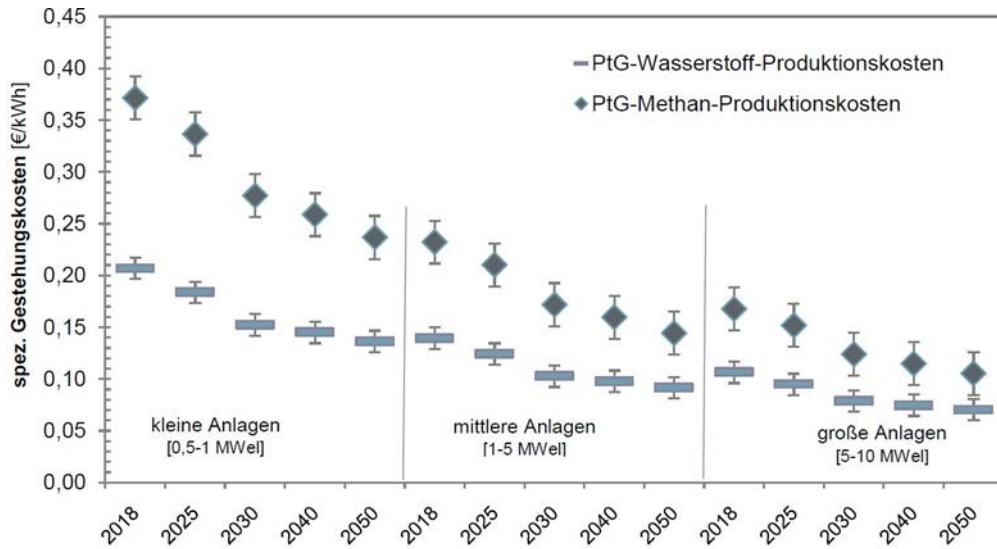


Abbildung 13: Spezifische Gestehungskosten für H<sub>2</sub> und CH<sub>4</sub> aus den PtG Referenzanlagen.

Quelle: JKU (2017), S 92.

Durch Nutzung von Skaleneffekten in größeren Anlagen (5–10 MW) sowie steigende Umwandlungseffizienzen bei Elektrolyse und Methanisierung könnte PtG die erfolgversprechendste Technologie werden.

Die Kostenentwicklung in größeren Anlagen wird wie folgt beurteilt:

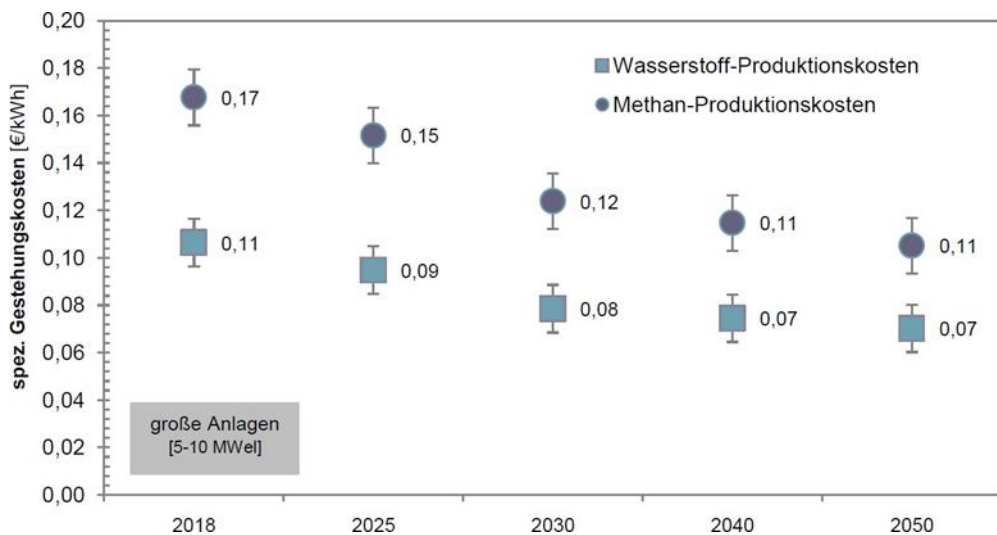


Abbildung 14: Spezifische Gestehungskosten in den größeren Power-to-Gas Referenzanlagen.

Quelle: JKU (22017), S 93.

Für Österreich kann PtG derzeit ein zu förderndes Forschungsgebiet sein. Auf der einen Seite steht nicht genügend Überschussstrom zur Verfügung, auf der anderen Seite ist der hohe nationale Strompreis eine weitere Hürde.

Nichtsdestotrotz sollte F&E in diese Technologie in Österreich stark forciert werden. Schafft es Österreich, bei dieser Technologie Know-How in Form von Patenten und pfadabhängigen Firmenwissen zu erwerben, wäre dies die Grundlage einer erfolgreichen Exporttätigkeit.

Umweltschutz sollte in diesem Sinn nicht nur als wachstumsdämpfender Kostenfaktor aufgefasst werden, sondern als Chance, Wachstum und Wertschöpfung zu generieren.

Eine Quantifizierung der Investitionskosten für die PtG Technologie wird hier aufgrund der hohen Unsicherheiten nicht unternommen.

### 11.3 Exkurs: Aggregierte Kosten der Umweltpolitik

Die Kosten der Umweltpolitik treten im öffentlichen Diskurs häufig in den Hintergrund. Dieser Exkurs beabsichtigt, mithilfe einer (über)vereinfachten Berechnung die Größenordnung aufzuzeigen bzw. darzustellen, warum einer Fokussierung auf die Vermeidungskosten von CO<sub>2</sub> besondere Bedeutung zukommt.

Österreich hat sich verpflichtet, seinen (in Äquivalenzeinheiten berechneten) CO<sub>2</sub> Ausstoß (außerhalb des Emissionshandels) bis zum Jahr 2030 gegenüber dem Jahr 2005 um 36% zurückzunehmen. Darüber hinaus ist eine vollständige CO<sub>2</sub>-Neutralität bis zum Jahr 2050 geplant.

Gegeben die Emissionsniveaus von ca. 57 Mio. t CO<sub>2</sub>-Äquivalente in 2005 bzw. ca. 51 Mio. t. in 2018 bzw. ein Reduktionsziel von 20,25 Mio. t. CO<sub>2</sub> bis 2030, würde eine lineare Reduktion der Treibhausmissionen bis 2030 die folgenden Kosten in Abhängigkeit von den Vermeidungskosten von CO<sub>2</sub> verursachen:

Nationale CO <sub>2</sub> -Vermeidungskosten in Österreich bis 2030 als Funktion der Vermeidungskosten in €/t CO <sub>2</sub> , in Mio. €		
€/t CO <sub>2</sub>	<b>2020</b>	<b>2030</b>
25	47	513
300	560	6 156

**Tabelle 10:** CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten in Österreich bis 2030.

Quellen: Umweltbundesamt, eigene Berechnungen.

Die Vermeidungskosten pro Tonne CO<sub>2</sub> wurden in der obigen Graphik zwischen einer unteren Grenze von € 25 (dies entspricht in etwa dem derzeitigen Preis einer Tonne CO<sub>2</sub>-Äquivalente im Emissionshandel der EU, siehe <https://www.finanzen.at/rohstoffe/CO2-emissionsrechte>) und einer Obergrenze von

€ 300 angenommen. (Dieser Wert entspricht realistischen Größenordnungen ausgewählter Energieformen in Österreich).

In der Literatur werden „kosteneffiziente Maßnahme“ als solche bezeichnet, die Vermeidungskosten unter 100 US\$ (bzw. 92 €, Wechselkurs am 01.10.2019) aufweisen (S 22, Klimabericht).

Im Jahr 2020 beläuft sich die Kostendifferenz zwischen dem billigsten (€ 25) und dem teuersten (300 €) Szenario auf etwas mehr als eine halbe Milliarde Euro. Im Jahr 2030 liegen zwischen diesen beiden Werten 5,6 Mrd. € bzw. ca. 1,5% des BIP 2018.

Erweitern wir diese Berechnungen für den Zeitraum 2030 bis 2050, an dessen Ende schließlich die CO<sub>2</sub> freie Wirtschaft stehen soll, lauten die adäquaten Zahlen:

Nationale CO <sub>2</sub> -Vermeidungskosten in Österreich 2020 bis 2030 als Funktion der Vermeidungskosten in €/t CO <sub>2</sub> , in Mio. €		
€/t CO <sub>2</sub>	2020	2030
25	1 026	2 513
300	6 156	30 156

**Tabelle 11:** CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten in Österreich 2030 bis 2050.  
Quellen: Umweltbundesamt, eigene Berechnungen.

Die Kostendifferenz zwischen einer sehr effizienten und sehr ineffizienten Treibhausgasvermeidung liegt in 2030 bei über 5 Mrd. € und steigen bis 2050 auf ca. 27,5 Mrd. € an. Hier ist weder berücksichtigt, dass die Grenzkosten der Vermeidung mit sinkender Emission weiter zunehmen werden, da das Gesetz steigender partieller Grenzkosten auch im Umweltbereich gilt, noch, dass technische Innovationen bis zum Jahr 2050 die Kosten in der Zukunft u.U. erheblich verändern könnten.

Während dieses Zahlenwerk zu Recht als „Milchmädchenrechnung“ abqualifiziert werden kann, sendet es nichtsdestotrotz eine klare Nachricht aus: Die angestrebte Reduktion der Treibhausgase ist ein sehr ehrgeiziges Ziel, das selbst bei hoher Effizienz der Umweltpolitik hohe Bürden mit sich bringt. Die Politik wird nur erfolgreich sein, wenn sie diese schwierige Aufgabe mit maximaler Effizienz zu erreichen sucht. Stellt man hingegen die wirtschaftliche Effizienz nur an die zweite Stelle und vermengt Umweltpolitik mit anderen Zielvorgaben (soziale Verträglichkeit, Regionalität etc.), bringt dies nicht nur Zusatzkosten, die in Prozentsätzen des BIP gemessen werden können, sondern erschwert die Erreichung der gesetzten Umweltziele, da nur begrenzte Ressourcen vorhanden sind. Nicht zuletzt riskiert Österreich im Jahr 2030 hohe Strafzahlungen an die EU.

## 12 Ein wirtschaftspolitischer Vorschlag zur Förderung von Grünem Gas

Die Zahlen sprechen dafür, Biogasanlagen explizit zu fördern, um die verzerrenden Anreize, die von der Ökostrom-Einspeiseförderung ausgehen, zu korrigieren bzw. einen effizienteren Policy-mix zu realisieren.

Wir schlagen vor, Biogasanlagen durch ein smartes Marktprämienmodell zu fördern, bei welchem die Tarife durch Ausschreibungen determiniert werden. Der Wettbewerb im Markt würde durch die Ausschreibung um einen Wettbewerb um den Markt ersetzt (siehe Klemperer 2002a, 2002b, 2004). Ausgeschrieben würden Größenordnungen der Kapazitätsbereitstellung (in MW), die Anlagenbetreiber würden dann um die Förderung konkurrieren. Dabei könnten Bedingungen für die verwendeten Inputs und dgl. festgelegt werden, den Preis bestimmt das Bieterverfahren (des besten oder auch zweitbesten Bieters). Welche Form der Auktion hier schließlich gewählt würde, müsste gesonderten Überlegungen unterzogen werden.

In Österreich wurde in zwei Novellen das Best- anstelle des Billigstbieterprinzips gestärkt. Zuletzt wurde in Kernbereichen des öffentlichen Auftragswesens das Billigstbieterprinzip erneut favorisiert. Wir empfehlen, für Ausschreibungen im Bereich Biogas ausschließlich das Billigstbieterprinzip anzuwenden. Bedingungen der Ausschreibung können klar präzisiert werden, jedes Abgehen vom Billigstbieterprinzip erhöht die Kosten substantiell (Koning 2014, Asker et al. 2006, 2008).

## 13 Anhang A: Mikroökonomisches Entscheidungsmodell

### 13.1 Strommarkt – Grundmodell

Das Basismodell zeigt die Preis- und Mengenbildung im Strommarkt ohne öffentliche Förderungen/Regulierungen. Strom kann aus drei Quellen erzeugt werden kann:

- Wasserkraft, welche – bei gegebener Infrastruktur - eine fixe Produktionsmenge  $x$  installiert hat (bei anschließend stochastischer Produktion).

$$x = \bar{x}$$

(In der Kostenfunktion werden o.B.d.A. nur Fixkosten unterstellt).

- Erdgasturbinen (Verwendung von fossilem Erdgas  $f$ ) mit der Kostenfunktion:

$$C^g(f) = F_f + b_f f + \left(\frac{d_f}{2}\right) f^2 \quad (1)$$

mit Fixkosten  $F_f$  und  $b_f, d_f > 0$ .

- Windstrom/Photovoltaik  $r$ :

$$C^r(g^r) = F_r + b_r r + \left(\frac{d_r}{2}\right) r^2 \quad (2)$$

$r$  misst hier die tatsächliche durchschnittliche Anlagenkapazität. Sie entspricht im Allgemeinen nur einem kleinen Bruchteil der Nennkapazität (technisch maximale Kapazität). Davon zu unterscheiden ist noch die tatsächlich realisierte Produktion, die aufgrund der Windschwankungen eine stochastische Größe ist.

Die Produktion von Strom aus kohlebetriebenen Kraftwerken wurde nicht mehr berücksichtigt, da Österreich den vorzeitigen vollständigen Ausstieg aus Kohlekraftwerken (Mellach; Dürnrohr) bis Ende 2019 bereits beschlossen hat (<https://steiermark.orf.at/v2/news/stories/2984926/>).

Die Betreiber der Anlagen maximieren ihren Gewinn. Wir nehmen an, dass sie als Preisnehmer agieren, also bei gegebenen Preisen die Mengen festsetzen. Im Gleichgewicht werden dann die Grenzkosten dem Preis gleichgesetzt. Das führt zu den folgenden Angebotsfunktionen (PS steht für den Strompreis):

Angebotsfunktion Wasserkraft ist fix:

$$S(x) = \bar{x} \quad (3)$$

Die Zielfunktion der Betreiber:

$$\text{Max } \pi^f = p^S f - F_f - b_f f - \left(\frac{d_f}{2}\right) f^2, \quad (4)$$

Impliziert als Optimalitätsbedingung:

$$S(f) = \frac{p^S - b_f}{d_f} \quad (5)$$

Die Angebotsfunktion von Strom aus erneuerbarer Energie folgt analog:

$$S(r) = \frac{p^S - b_r}{d_r} \quad (6)$$

### Gleichgewicht am Strommarkt

Der Markt ist im Gleichgewicht, wenn die Summe der angebotenen Mengen:

$$S = \bar{x} + g + r \quad (7)$$

von der Nachfrage absorbiert wird. Der Einfachheit halber verwenden wir eine lineare Nachfragefunktion:

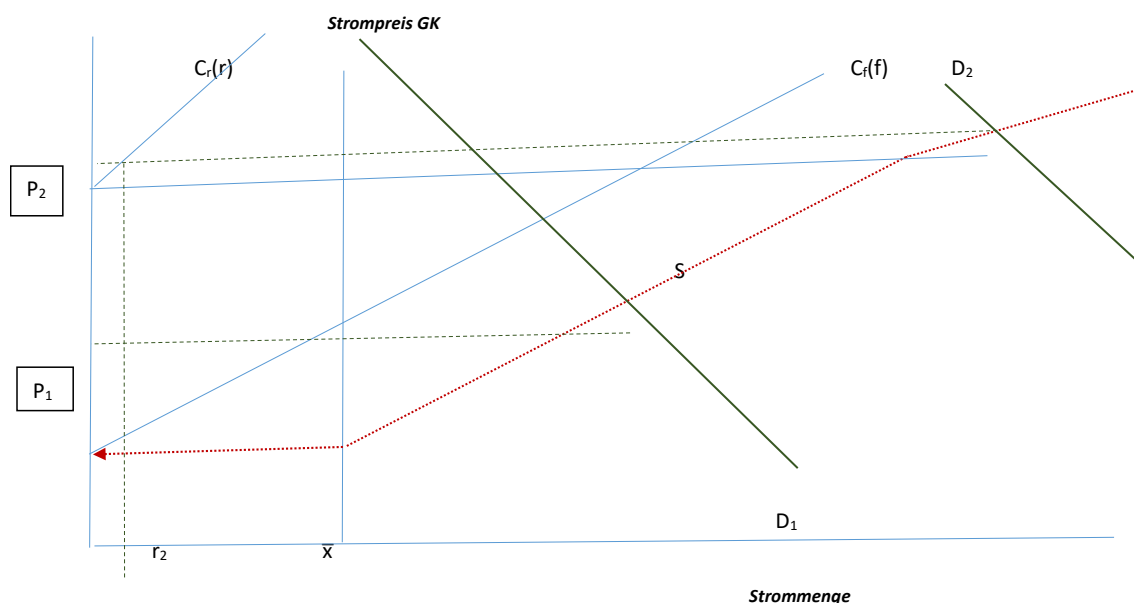
$$D(p^S) = H - K P^S \quad (8)$$

Unter Einbezug von (4)-(8) errechnet sich der Gleichgewichtspreis für Strom als:

$$P^S = \left( H - \bar{x} + \frac{b_f}{d_f} + \frac{b_r}{d_r} \right) * \frac{d_f d_r}{(K d_f d_r + d_f + d_r)} \quad (9)$$



Die Preisbildung kann graphisch nachvollzogen werden:



**Abbildung 15:** Gleichgewicht am Strommarkt – Preisbildung.

Quelle: Eigene Darstellung.

Die rote Angebotsfunktion ergibt sich aus der horizontalen Aggregation der Angebotsfunktionen für Wasserkraft, Erdgas sowie Strom aus Windkraft. Bei der Nachfragefunktion D1 ist der Preis P1 zu niedrig für Windkraft. Steigt die Nachfrage auf D2, wird die Preisuntergrenze für Windkraft überschritten und die Menge  $r_2 > 0$  produziert.

### 13.2 „Naiver“ Einspeisetarif für Windkraftanlagen

Um die Wettbewerbsfähigkeit von Windkraft künstlich über Subventionen zu stärken, wurde in Österreich das Modell des „naiven“ Einspeisetarifs für Ökostrom(Ökostromgesetz) gewählt und bis heute beibehalten. Die Anlagenbetreiber erhalten pro ins Netz eingespeister kWh unabhängig vom tatsächlichen Marktpreis für einen festgelegten Zeitraum einen garantierten fixen Preis  $\bar{P}$ , den

„Einspeisetarif“. Der Finanzier erhält den im Netz erlösten Preis  $P^S$ .

Der Gewinn stellt sich bei dieser Subvention aus Sicht der Windkraftbetreiber dar als:

$$\text{Max } \pi^r = \bar{P}r - F_r - b_r r - \left(\frac{d_r}{2}\right) r^2. \quad (10)$$

Daraus wird mithilfe der Optimierungsbedingung für r das Angebot an Windkraft abgeleitet als:

$$r = \frac{P - b_r}{d_r}. \quad (11)$$

Die Unternehmen entscheiden sich dafür, die gesamte Produktionsleistung unabhängig vom Preis in das Netz einzuspeisen (Ausnahme: Falls der Marktpreis den – hohen - Einspeisetarif übersteigt, wird der Strom direkt verkauft). Insbesondere fehlt auch bei minimalen oder sogar negativen Preisen jeglicher Anreiz, die Windräder abzustellen oder den produzierten Strom einer anderen Verwendung zuzuführen.

Im Marktgleichgewicht wird die gesamte produzierte Menge von der Nachfrage abgenommen:

$$\bar{x} + r + f = H - KP^S \quad (12)$$

Die Angebotsfunktionen für Wasserkraft und fossile Energie entsprechen wie im regulierungsfreien Markt Gleichungen (4) sowie (5).

Gilt der „naive“ Einspeisetarif, berechnet sich der Gleichgewichtspreis  $P^{S,E}$  als:

$$P^{S,E} = \left( H - \bar{x} + \frac{b_f}{d_f} + \frac{b_r}{d_r} - \frac{\bar{P}}{d_r} \right) * \frac{d_f}{(Kd_f + 1)} \quad (13)$$

Gleichung (13) macht deutlich, dass der Strompreis mit steigendem Einspeisetarif  $\bar{P}$  **sinkt**. Bei einem erhöhten Angebot an Windstrom steigt mit abnehmenden Preisen die Nachfrage, der Einsatz fossiler Energie aber sinkt da  $df/dP^S < 0$ . Mit anderen Worten steigt die Stromproduktion bei sinkenden Preisen, wobei Strom aus Erdgas zurückgedrängt und durch erneuerbare Energien ersetzt bzw. ergänzt wird. Ein Anreiz, Strom zu sparen, wird bei sinkendem Preis jedoch nicht vermittelt.

Die Kosten der öffentlichen Hand sind aus (13) nicht ersichtlich, sie verursachen einen „externen“ Effekt, da sie nicht als Kostenbestandteil bei den Anbietern der Windkraft berücksichtigt werden. Der Staat zahlt für jede abgenommener kWh die Subvention  $(\bar{P} - P^{S,E})$ , welche mit  $P^{S,E}$  schwankt.

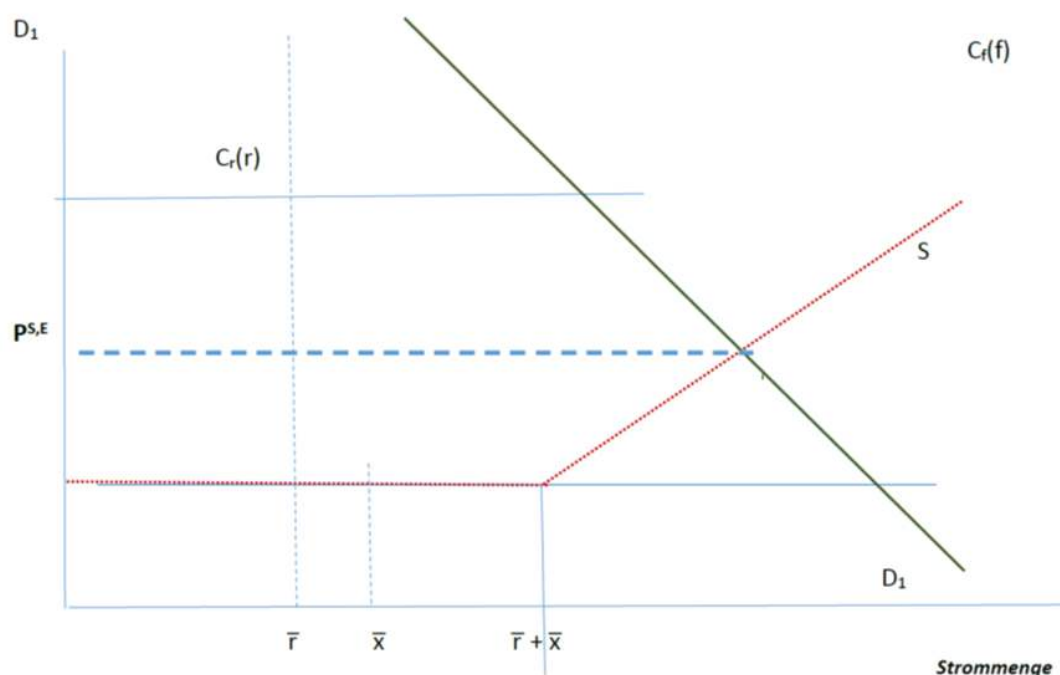
Um zu erkennen, auf welche Weise der „naive“ Einspeisetarif die Angebotsentscheidung verändert, betrachten wir die Gewinnfunktion der Windkraftbetreiber:

$$\pi^{r;E} = (\bar{P} r - C(r)) = (P r - (C(r) - (\bar{P} - P)r)) \quad (14)$$

Die Subvention führt zu einer Verschiebung der Grenzkostenfunktion um den Term  $(\bar{P} - P)$  nach unten. Die Stärke der Verschiebung variiert eins zu eins mit dem garantierten Tarif, sodass letztlich die angebotene Menge  $r$  nur von der Höhe des Einspeisetarifs abhängt: Strom wird zu jedem Preis ins Netz

eingespeist. Insbesondere fehlt jeder Anreiz, Strom bei niedrigen bzw. negativen Preisen einer anderen Verwendung zuzuführen bzw. nicht mehr zu erzeugen. Die vollständige Preissicherheit bewirkt, dass sich das unternehmerische Handeln darauf konzentriert, unabhängig von den Marktbedingungen eine maximale Menge von Strom in das Netz einzuspeisen.

Graphisch stellt sich der Markt mit „naivem“ Einspeisetarifmodell für die tatsächliche durchschnittliche Produktionsmenge  $r$  wie folgt dar:



**Abbildung 16:** Strompreisbildung, „naiver“ Einspeisetarif.

Quelle: Eigene Darstellung.

Aufgrund des unelastischen Angebots von Wasser- und Windkraft wird der steigende Teil der Angebotsfunktion ausschließlich durch die Grenzkostenfunktion erdgasbetriebener Turbinen bestimmt.

### 13.3 Öffentliche Kosten der Subvention bei „naivem“ Einspeisetarif

Das große Problem der Windkraft besteht in ihrer Unstetigkeit. Wir beschreiben die Stochastik der Stromproduktion hier anhand eines vereinfachten Modells mit nur drei möglichen Produktionsniveaus:

Produktion	Wahrscheinlichkeit.	Produktion	Preis	Kosten Subvention
I – hoch	$\alpha$	$r + m$	$PH < 0$ für $m$ ; $\bar{P}/2$ für $r$	$-PH*m + \bar{P}/2 *r$
II – mittel	$1 - 2\alpha$	$r$	$\bar{P}/2$	$\bar{P}/2*r$
III – niedrig	$\alpha$	$r - m$	$Cg(g) \leq \bar{P}$ ; Ann: $P = \bar{P}$ (o.B.d.A.)	$F(r)$

**Tabelle 12:** Stochastische Windproduktion bei „naiven“ Einspeisetarifen.

Quelle: OeMAG, eigene Berechnungen.

Für die Wahrscheinlichkeit eines hohen bzw. geringen Windaufkommens  $\alpha$  gilt:  $0 \leq \alpha \leq 1/2$ . Bei starkem Wind wird die Produktion  $r+m$  erzeugt. Unter Vernachlässigung von Schwankungen der Nachfrage nehmen wir vereinfachend an, dass die tatsächliche Durchschnittskapazität  $r$  zum Preis  $\bar{P}/2$  ins Netz eingespeist wird. Die darüber hinaus verkaufte Menge wird zu einem negativen Preis  $PH$  an das Ausland verschrottet. Die Gesamtkosten der Subvention bei Starkwind ergeben sich als  $-PH*m + \bar{P}/2 *r$ .

Mittlere Windstärke führt zur Produktion der durchschnittlichen tatsächlichen Strommenge. Sie wird annahmegemäß (o.B.d.A) zum Preis  $\bar{P}/2$  bzw. Gesamtkosten  $\bar{P}/2*r$  in das Netz eingespeist.

Weht nur ein schwacher Wind, steigt knappheitsbedingt der Strompreis. Vereinfachend wird hier unterstellt, dass der Strompreis  $\bar{P}$  erreicht. In diesem Fall werden die Subventionen für den produzierten Strom hinfällig. Allerdings ergeben sich auch in diesem Fall hohe Zusatzkosten: Je höher der Anteil der erneuerbaren Energie am gesamten Stromaufkommen, desto stärker bricht das Angebot im Fall einer Windflaute ein. Für diesen Fall sind dann zusätzliche Kapazitäten für Backup- Kraftwerke vorzuhalten, die ausschließlich bei geringem Windstrom angeworfen werden.  $F'(r)$  bezeichnet dementsprechend die Investition in den zusätzlichen Backup-Aufwand.

Die Gesamtkosten der Subvention belaufen sich auf:

$$C(\text{Subv.})^E = \frac{(1-\alpha)r\bar{P}}{2} + \alpha m(-PH) + F'(r) \tag{15}$$

Der erste Teil erfasst die gewöhnlichen Subventionskosten für im Inland eingespeisten Strom, der zweite Teil die Kosten der Stromverschrottung des Ungutes Überlaststrom an das Ausland. Der dritte Term bezeichnet die zusätzlichen Fixkosten, die erforderlich sind, um im Fall einer Windflaute einen Zusammenbruch des Stromnetzes zu verhindern.

Die Parameter  $\alpha$ ,  $PH$ ,  $m$  und  $F(r)$  wurden bisher exogen vorgegeben. Sie sind jedoch alle das Resultat des Zusammenspiels des Angebots an Windkraft und dem stochastischen Wettergeschehen:

-  $\alpha$ , die Wahrscheinlichkeit von hohen (bzw. geringen) Produktionsniveaus, hängt von der Zahl der Windräder bzw. dem Anteil erneuerbaren Stroms am gesamten Stromangebot ab: Je größer das Angebot an „Zappelstrom“, desto volatiler das gesamte Stromangebot und desto häufiger werden Stromspitzen erzeugt, i.e.  $\alpha = f(W)$  mit  $f'(W) > 0$ .

-  $m$ , das Ausmaß des an das Ausland zu verkaufenden Stroms, steigt ebenfalls mit der Zahl der Windräder. Nicht nur nimmt die Häufigkeit von Stromspitzen zu, auch ihr Ausmaß wächst mit der Zahl der Windkraftanlagen:  $m = f(W)$ ,  $f'(W) > 0$ . Für den Fall, dass Strom (aufgrund der Markttrennung) vom Ausland nicht abgenommen würde, sind anstelle der Verschrottungskosten die Zusatzkosten der Stromregelung zu berücksichtigen.

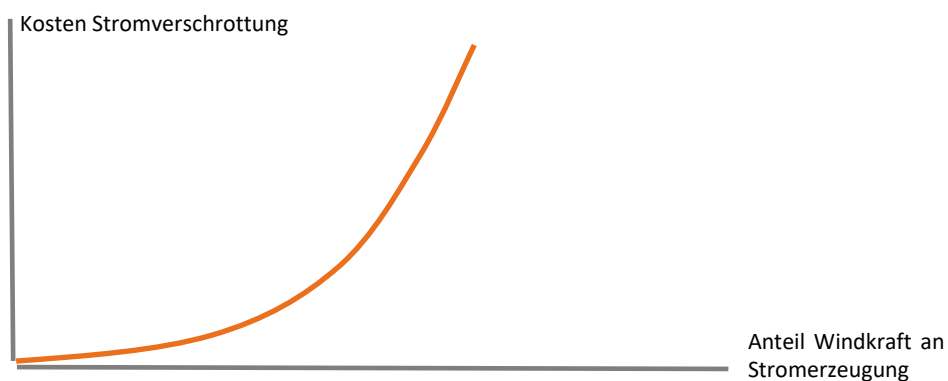
- Ist eine höhere Menge  $m$  an nicht brauchbaren Strom an das Ausland zu verkaufen, muss ein höherer Preis für die Verschrottung  $PH$  bezahlt werden bzw. sinkt  $PH$ :  $p = f'(W)$  mit  $f'(W) < 0$ .

- Je größer die Zahl der Windräder, desto größer der Ausfall bei Windstille. Entsprechend wächst die Zahl der vorzuhaltenden Kapazität von Kraftwerken, die in diesem Fall mit der Produktion einspringen. Mit anderen Worten gilt auf für diesen Zusammenhang:  $F(r) = f(W)$  mit  $f'(W) > 0$ .

Kombiniert man diese Zusammenhänge mit Gleichung (15), lassen sich die Kosten der Windkraftsubvention als Funktion der Zahl der Windräder wie folgt ausdrücken:

$$C(\text{Subv.})^E = \left(\frac{\bar{P}}{2}\right) r(1 - \alpha(W)) + \alpha(W)m(W)(-PH(W)) + f(W) \quad (16)$$

Der erste Term der Gesamtkosten, die Subvention für die gewünschte Produktion, ist eine einfache steigende Funktion der Zahl der Windräder. Der zweite Teil wächst nichtlinear mit der Zahl der Windräder: Die Verschrottungskosten werden häufiger, eine größere Menge muss zu einem höheren Stückpreis (bzw. steigenden Regelkosten) entsorgt werden.



**Abbildung 17:** Stromverschrottungskosten („naive“ Einspeiseregulierung).

Quelle: Eigene Darstellung.

Die Lage der Stromverschrottungskosten hängt auch von der Qualität der täglichen Prognose des Stroms ab, welche kontinuierlich verbessert werden konnte. Trotzdem ist damit zu rechnen, dass bei steigendem Anteil volatiler Stromproduktion die Verschrottungskosten zunehmen.

In Österreich lag der Anteil der Windenergie an der gesamten Stromerzeugung in Österreich 2018 bei 11 %. Bei diesem geringen Anteil waren die Stromspitzen noch kein relevantes Thema. Der Strom wurde von den (öffentlichen) Betreibern auch nicht an der Börse verkauft, sondern direkt in das Netz eingespeist. Bei einem Ausbau der Windkraft würde sich diese Situation mit Sicherheit ändern. Die Kosten der Backup-Kraftwerke fallen nichtsdestotrotz mehr oder minder unverändert an.

Die Politik plant einen Ausbau auf 26% der Stromproduktion bis zum Jahr 2030. In diesem Fall ist mit einem nichtlinearen Anstieg der „Nebenkosten“ infolge unerwünschter Produktionsspitzen sowie erhöhten Kosten für Reservekapazitäten zu rechnen. Die sukzessive Absenkung der Einspeisetarife von Jahr zu Jahr in Höhe weniger Prozentpunkte führt zu einer nur marginalen Veränderung der obigen Funktion.

### 13.4 Smartes Marktprämienmodell

Aufgrund der bekannten Problematik der starren Einspeisetarife ist geplant, dieses Modell zu modernisieren. Wir modellieren hier das folgende smarte Subventionsregime:

Die öffentliche Hand zahlt an die Windbetreiber nicht die Differenz zwischen dem Einspeisetarif und dem Marktpreis, sondern zwischen einem (noch zu bestimmenden, siehe unten) Einspeisetarif und dem Durchschnittspreis des Stroms pro Abrechnungsperiode. Die tatsächliche Kapazität der Windkraftanlage ist mit  $r$  gegeben.

$$C(\text{Subv})_{ES} = (\bar{P} - \hat{P})r + F(r), \quad (17)$$

wobei  $\hat{P}$  den Durchschnittspreis darstellt und  $F(r)$  erneut die Bereitstellungskosten für backup- Kapazitäten im Fall geringen Windaufkommens repräsentiert. Zu beachten ist, dass (17) – für einen gegebenen Einspeisetarif - die Gesamtkosten der Subvention über die festgelegte Periodenlänge misst.

Die Kraftwerksbetreiber maximieren in dieser Situation ihre Gewinnfunktion:

$$\pi_{r,ES} = (\bar{P} - \hat{P} + P)r - C(r) = P * r - [C(r) - (\bar{P} - \hat{P})r] \quad (18)$$

Auch in diesem Regime verschiebt die Subvention des Windstroms die Grenzkostenfunktionen der Kraftwerksbesitzer nach unten. Allerdings erfolgt die Verschiebung um eine Konstante unabhängig vom Marktpreis. Damit ist der Verkaufspreis von Strom Teil der Gewinnfunktion und übt einen entsprechenden Anreiz auf die Wahl der optimalen Kapazität  $r$  aus.

Maximierung von (18) unter Verwendung der Kostenfunktion (3) führt zu:

$$r_{ES} = \frac{P + (\bar{P} - \hat{P}) - b_r}{d_r} \quad (19)$$

Wie erwartet reagieren die Kraftwerksbetreiber auf geringere erwartete Preise mit einer Rücknahme der Kapazitäten.

Aufgrund der asymmetrischen Information zwischen den Betreibern der Windräder und der öffentlichen Hand liegt hier ein erheblicher Fortschritt in Richtung einer betriebswirtschaftlich (sowie volkswirtschaftlich) sinnvollen Produktionssteuerung vor. Allerdings ist der Anreiz, Strom zu negativen Preisen zu veräußern, nicht notwendigerweise verschwunden: Der Nenner der rechten Seite von (19) kann auch für negative Strompreise positiv bleiben solange  $P < b_r - (\bar{P} - \hat{P})$ . Verkaufen zahlreiche Kraftwerksanbieter Strom zu geringen/negativen Preisen, sinkt  $\hat{P}$ . Mit anderen Worten bleiben die problematischen Anreize in diesem Modell abgeschwächt bestehen.

Die gesamten Subventionskosten  $(\bar{P} - \hat{P}) * r$  nehmen mit sinkendem Durchschnittspreis  $\hat{P}$  zu. Daraus folgt, dass bei einem stärkeren Ausbau der Windkraft, bei welchem aus den oben genannten Gründen Stromspitzen häufiger auftreten, der Durchschnittspreis sinkt bzw. die Kosten des Regimes überproportional zunehmen. Der Durchschnittspreis sinkt mit steigender Volatilität des Strompreises, da der Strompreis nach unten negativ werden kann, nach oben jedoch durch die Grenzkosten der Stromproduktion durch fossile Energieträger limitiert ist.

### 13.5 Ausschreibungen im Marktprämienmodell zur Bestimmung der Einspeisetarife

Die Bestimmung des Einspeisetarifs erfolgt im optimalen Fall nicht durch exogene Politikvorgabe, die wiederum auf schwer kontrollierbaren Kostenrechnungen der Anlagenbetreiber basieren, sondern durch öffentliche Ausschreibungen. Der Wettbewerb der Anbieter am Markt wird in dieser Varianten durch einen Wettbewerb „um den Markt“ ersetzt, was – bei effizienten Ausschreibungsregeln – zum gleichen Ergebnis führen kann. Effizientere Anlagen setzten sich durch, ohne dass der Staat versuchen muss, die betriebswirtschaftlichen Kalküle der Anlagenbetreiber zu kontrollieren.

Die Aufgabe des Staates reduziert sich darauf, eine Limitierung der Förderungen vorzugeben: Diese kann z.B. durch eine Quote festgelegt werden. Effizienter wäre es, die Limitierung anhand der berechneten Vermeidungskosten von CO<sub>2</sub> zu bestimmen. Technologien werden dann subventioniert, wenn die durch sie verursachten CO<sub>2</sub> Kosten gering sind bzw. bei zu erwartendem technischem Fortschritt in Zukunft ausreichend sinken werden, um zu einer kosteneffizienten Umweltpolitik beizutragen.

Zusammenfassend halten wir auch für den Fall der smarten Marktprämienförderung(??) fest, dass diese zwei erheblichen Vorteile gegenüber dem starren Einspeisevergütungen aufweist:

- 1) Die Anlagenbetreiber erhalten den Anreiz, die Produktion bei geringen Preisen zurückzufahren und das Netz nicht mit Strom zu belasten, welcher nicht gebraucht werden kann
- 2) Die Höhe der Refundierung wird durch einen Wettbewerbsprozess bestimmt: Der Betrieb von Anlagen wird ausgeschrieben, sodass nur die effizientesten Anlagen zum Zug kommen.
- 3) Die Förderung könnte anstelle auf die Netzeinspeisung auf die Produktion von Strom abzielen: Dann hätten Anlagebetreiber die Wahl, bei geringen Marktpreisen, die die Netzeinspeisung nicht mehr rentabel machen, den Strom (bei Grenzkosten von Null) an andere Abnehmer zu verkaufen. Die Nachfrage nach diesem „Überschussstrom“ könnte in der Zukunft von Power-to-Gas Anlagenbetreibern kommen.

Nichtsdestoweniger ist unvermeidlich, dass die Kosten der Windenergie bei einem weiteren Ausbau steigen werden, selbst wenn die Prognose des täglichen Verbrauchs laufend verbessert wird. Da die Kosten nicht nur mit der Menge der Windräder wachsen, sondern darüber hinaus die steigenden Stromspitzen den Durchschnittspreis drücken, entsteht ein nichtlinearer Zusammenhang zwischen Subventionskosten und dem Ausbaugrad der Windenergie. Dieser geht letztlich an die vorläufig nicht gelöste Lagerbarkeit von Strom zurück.



### 13.6 Gasmarkt: Quotenmodell

Das Angebot an Gas setzt sich aus drei Quellen zusammen: Fossiles Erdgas ( $g^f$ ) sowie „grünes“ Gas, welches sich in Biogas (aus Biomasse;  $g^b$ ) und Wasserstoff ( $g^w$ ) unterteilt. Bei letzterem wird Wasser elektrolytisch mit erheblichem Stromeinsatz erzeugt.

$$g = g^f + g^b + g^w \quad (20)$$

Für die Nachfragefunktion verwenden wir erneut eine lineare Form:

$$D(p) = T - LP^G \quad (21)$$

Das Marktgleichgewicht wird auch in diesem Fall durch Absorption des Angebots durch die Nachfrage erreicht.

Für die Kostenfunktionen werden für die drei Teilssegmente die üblichen Standardannahmen steigender Grenzkosten getroffen:

$$C(g^i) = F_i + b_i * g^i + \left(\frac{d_i}{2}\right) * (g^i)^2, \quad i = f, b, w \quad (22)$$

### 13.7 Quote für „Grünes“ Gas

Die Politik regelt über eine Quote ( $\gamma'$ ), dass ein bestimmter Prozentsatz des Angebots „grünes“, also Bio- oder Wasserstoffgas, entstammen muss. Über die Zeit ist eine steigende Quote vorgesehen (von 1% in 2020 bis zu 7% in 2035; Angabe FGW).

Dabei gilt: Wenn  $\gamma' = (g^b + g^w)/(g^f + g^b + g^w) \rightarrow$

$$(g^b + g^w) = g^f * \frac{\gamma'}{1-\gamma'} \quad (23)$$

Wir setzen  $\gamma = \frac{\gamma'}{1-\gamma'}$ , sodass die Quotenregelung einfacher als

$$(g^b + g^w)\gamma g^f \quad (24)$$

darzustellen ist.

### 13.8 Kosten der Zertifikate

Da ein Zertifikat  $Z$  den Nachweis der Produktion von „grünem“ Gas erbringt, setzen wir:

$$Z = g^b + g^w \quad (25)$$

Die handelbaren Zertifikate werden um den niedrigstmöglichen Preis gehandelt, der die Produktion einer ausreichenden Menge an „grünem“ Gas ermöglicht. Mit anderen Worten werden die Kosten der Produktion von Bio- und Wasserstoffgas unter der Nebenbedingung (25) minimiert. Dabei gilt die Annahme, dass die beiden Produktionsprozesse unabhängig voneinander sind, mit anderen Worten keine Spillover- bzw. externen Effekte zwischen diesen vorhanden sind:

$$\text{Min } C(g^b + g^w) \quad (26)$$

$$\text{s.t. } g^b + g^w = Z \quad (27)$$

Die dieses Problem abbildende Lagrange-Funktion lautet:

$$L = \text{Min } (C(g^b) + C(g^w) - \lambda(g^b + g^w - Z)) \quad (28)$$

Die Bedingungen erster Ordnung ergeben das Gleichungssystem

$$C'(g^b) = \lambda \quad (29)$$

$$C'(g^w) = \lambda \quad (30)$$

sowie (27).

Daraus folgt die ebenso triviale wie zentrale Bedingung der Kostenminimierung:

$$C'(g^b) = C'(g^w) \quad (31)$$

Die Grenzkosten der letzten erzeugten Einheit von erneuerbarem Gas muss für alle Typen von Biogas gleich sein.

Technologien, die gem. Bedingung (31) nicht wettbewerbsfähig sind, werden im Quotenmodell weder eingesetzt. Das Quotensystem gibt stets der am weitesten entwickelten bzw. kostengünstigsten Technologie den Vorrang: Technologien, die erst in mittlerer oder weiter Zukunft von Bedeutung sein werden, können neben bereits bestehenden Technologien, selbst wenn diese weniger zukunftssträftig sein sollten, nicht bestehen bzw. kommen nur in geringem Ausmaß zum Einsatz.

Kann Grünes Gas am Markt billiger vom Ausland als im Inland produziert werden, kommt es zu keinem Ausbau der inländischen Produktion, die für die Quoten erforderlichen Mengen werden importiert.

Die individuellen Gasanbieter sind nicht angehalten, bei Lieferung von Erdgas auch Gas aus erneuerbaren Ressourcen selbst zu produzieren, sie müssen nur den Erwerb der entsprechenden Zertifikate (durch Produktion im Inland oder Import) nachweisen. Insgesamt muss – bei sonstigen (anreizkompatibel hohen) Strafen am Markt ein ausreichendes Angebot an „grünem“ Gas vorhanden sein, um die Quote zu erfüllen. Die handelbaren Zertifikate stellen sicher, dass „grünes“ Gas - abgesehen von Externalitäten, effizient bzw. zu minimalen Kosten produziert wird.

### 13.9 Preisbildung am Gasmarkt mit Quotensystem

Die Lieferanten von Gas maximieren ihren Gewinn:

$$\text{Max } P^G * g^f (1 + \gamma) - C_f(g^f) - C^Z(\gamma * g^f) \quad (32)$$

Die Quote erhöht auf der einen Seite den Ertrag, auf der anderen auch die Kosten, da Zertifikate nachzuweisen sind.

Gewinnmaximierung führt zur folgenden Bedingung erster Ordnung:

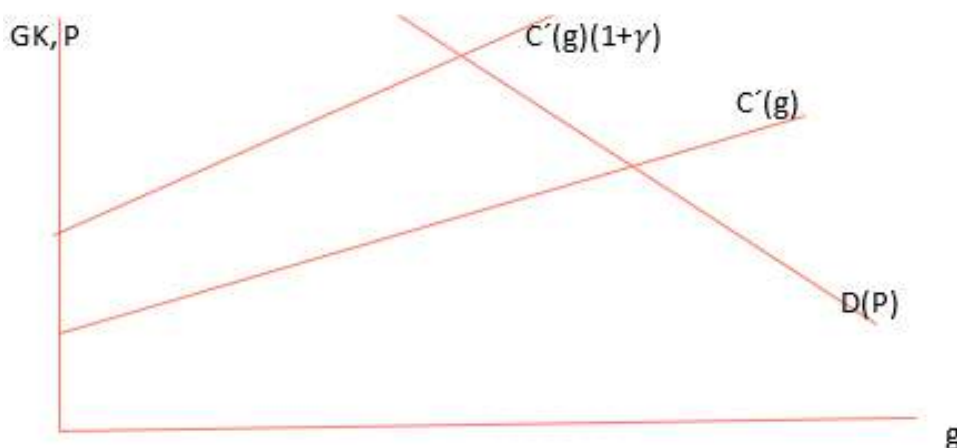
$$P^G - C_f'(\bullet) + \gamma * (P^G - C_Z'(\bullet)) = 0 \quad (33)$$

Liegt der Preis der Zertifikate (in (33) dargestellt durch die Grenzkosten  $C_Z'(\bullet)$ ) oberhalb des Gaspreises, – davon gehen wir aus, ansonsten wäre die Vorgabe einer Quote hinfällig – schränkt der Anbieter von Erdgas seine gesamte Angebotsmenge (i.e. inkl. Quote) ein. Die Grenzkosten von Erdgas sind dann im Gleichgewicht kleiner als der Gaspreis. Diese ökonomische Ineffizienz wird durch die Quotenvorgabe erzwungen. Der Verbrauch von Erdgas wird zurückzudrängen, „grünes“ Gas wird favorisiert. Dieser Zusammenhang ist umso stärker, je höher die geforderte Quote ist.

Um den Einfluss der Quote auf die Entscheidung der Gaslieferanten weiter zu beleuchten, ist es nützlich, die Gewinnfunktion (32) umzustellen:

$$\text{Max } P^G g^f - [C_f(g^f) + (C^Z(\gamma g^f) - \gamma P^G g^f)] \quad (34)$$

Der Preis der Zertifikate übersteigt den Marktpreis für die damit gekaufte Energie, d.h. der rechte Teil von (33) ist positiv bzw. erhöht die Grenzkosten des Erdgasunternehmens. Die Quote wirkt für Erdgasanbieter analog zu einer Verteuerung der Inputs (siehe Abbildung).



**Abbildung 18:** Verteuerung der Inputs bei erhöhten Grenzkosten der Erdgasunternehmen.

Quelle: Eigene Darstellung.

Wir erkennen, dass bei unveränderter Nachfragefunktion infolge der Quote der Gaspreis steigt bzw. die abgenommene Menge sinkt. Die verkaufte Menge an Erdgas muss somit ebenfalls rückläufig sein.

Formal wird das Gasmarktgleichgewicht mit Quotenregelung mithilfe der konkreten Kostenfunktion (20)-(22) unter Nutzung von (31) sowie (32) determiniert.

Die gewinnmaximierende Menge an Erdgas, welche gleichzeitig – über die Quote – die Produktion von Bio- und Wasserstoffgas determiniert ergibt sich als:

$$g^f = \frac{P^G(1+\gamma) - k_1}{k_2} \tag{35}$$

mit den Parametern  $k_1 = b_f - \gamma b_z$  sowie  $k_2 = 2(d_f + \gamma^2 d_z)$ .

Der resultierende Gleichgewichtspreis liegt bei:

$$P^G = \frac{k_1(1+\gamma) + Tk_2}{(1+\gamma)^2 + Lk_2} \tag{36}$$

Über (36) werden die Grenzkosten der Zertifikate bestimmt. Unter plausiblen Bedingungen nimmt der Gaspreis mit steigender Quote zu.

### 13.10 Anreizeffekte des Quotensystems

Beim Quotensystem erreicht die Politik den verstärkten Einsatz nachhaltiger Energieträger nicht über die Vorgabe eines festen Preises, sondern gibt die Menge – in Form einer Quote – vor.

Isoliert betrachtet ist das Quotensystem marktnäher als das Marktprämienmodell. Es fehlt jeglicher Anreiz, Mengen unabhängig vom Marktpreis zu produzieren. Können Zertifikaten durch verschiedene Technologien erzeugt werden (inkl. Importe), wird bei der Quote immer die billigste Alternative gewählt. Bei Abwesenheit externer Effekte führt die Quote – im Gegensatz zu naiven Einspeisetarifen

- dazu, dass Zertifikate effizient produziert werden.

Ein wesentlicher Unterschied zum Marktprämienmodell liegt darin, dass dieses den Preis des betroffenen Energieträgers (z.B. Strom) senkt und somit dessen Verwendung steigert. Im Gegensatz dazu wird bei einer Quote der Preis des Energieträgers (z.B. Gas) verteuert und dieser als gesamtes zurückgedrängt.

Ein Nachteil beim Quotensystem ergibt sich für Technologien, die derzeit nicht wettbewerbsfähig sind, trotzdem als Chance für zukünftige Technologien angesehen werden (Power-to-Gas). Es ist anzunehmen, dass im Quotensystem solche Technologien gar nicht zum Einsatz kommen und aus diesem Grund auch nicht weiterentwickelt werden.

Ähnlich wie beim Einspeistarif hat auch das Quotenmodell den Nachteil, keinen direkten Bezug zum Preis der verhinderten Emissionen aufzuweisen.

### 13.11 Spillover Effekte zwischen Gas- und Strommarkt

#### Strommarkt:

Die sozialen Grenzkosten der Produktion erneuerbaren Stroms, welcher die Emissionen zurückdrängt, bestehen aus den folgenden Komponenten:

- 1) Grenzkosten der Anlagenbetreiber; Diese sind als erste Ableitung der Kostenfunktion (2) determiniert:

$$C'(r) = b_r + a_r r \quad (37)$$

- 2) Grenzkosten der öffentlichen Hand:
  - 2.1. Subvention der letzten verkauften Mengeneinheit:  $(\bar{P} - P)$
  - 2.2. Zusätzliche erwartete Verschrottungskosten bei Stromspitzen:  $(\bar{P} - P_H) * \left(\frac{m}{m+r}\right)$ .

2.3. Zusätzlich erwartete Kapazitätsbereitstellungskosten:  $F'(r)$ .

- 3) Dem sozialen Grenznutzen der Einsparung von  $\mu_f$ .

Die gesamten sozialen Grenzkosten der Produktion erneuerbaren Stroms  $C'_{\text{soz}}$  belaufen sich somit auf:

$$C'_{\text{soz}}(r) = b_r + d_r + (\bar{P} - P) + (\bar{P} - P_H) * \left(\frac{m}{m+r}\right) + F'(r) - \mu_f \quad (38)$$

### Gasmarkt:

#### Biogas:

- 1) Die Grenzkosten der Anlagenbetreiber ergeben sich aus der ersten Ableitung der Kostenfunktion (22) für  $i=b$ :

$$C'(g^b) = b_r + d_b r \quad (39)$$

- 2) Spillover-Effekte für die öffentliche Hand:

2.1. Reduktion zusätzlich erwarteter Kapazitätsbereitstellungskosten:  $F'(r)$ .

- 3) Dem sozialen Grenznutzen der Einsparung von  $\mu_g$ .

Die gesamten sozialen Grenzkosten der Produktion von Biogas summieren sich auf:

$$4) C'_{\text{soz}}(b) = b_b + d_b r - F'(r) - \mu_g \quad (40)$$

Wasserstoffgas

- 1) Wiederum finden sich die Grenzkosten der Anlagenbetreiber durch Differentiation (22) für  $i=w$ :

$$C'(g^w) = b_w + d_w g^w \quad (41)$$

- 2) Spillover-Effekte für die öffentliche Hand:

2.1. Reduktion zusätzlich erwarteter Kapazitätsbereitstellungskosten:  $F'(r)$ .

- 3) Dem sozialen Grenznutzen der Einsparung von  $\mu_f$ .

Die gesamten sozialen Grenzkosten der Produktion von Wasserstoffgas summieren sich auf:

$$C'_{\text{soz}}(g^w) = b_w + d_w g^w - (\bar{P} - P) - (\bar{P} - P_H) * \left(\frac{m}{m+r}\right) - F'(r) - \mu_f \quad (42)$$

Vergleich der Grenzkostenverläufe – Effizienzüberlegungen

Zuerst treffen wir die (o.B.d.A) vereinfachende Annahme, dass die Zurückdrängung von fossilem Erdgas am Strom- und Gasmarkt die gleiche Menge an Emissionen reduziert, i.e.  $\mu_g = \mu_f = \mu$ .

Zweitens nehmen wir zwecks Vereinfachung (o.B.d.A) an, dass die zusätzlichen Förderkosten am Markt für Windstrom den externen Effekten der eingesparten Emissionen entspricht, i.e.

$$(\bar{P} - P) + (\bar{P} - P_H) * \left(\frac{m}{m+r}\right) + F'(r) = \mu \quad (43)$$

Dann können die drei relevanten sozialen Grenzkostenfunktionen als Funktion der privaten Grenzkostenfunktionen wie folgt geschrieben werden.

Wir verwenden (38), (40) und (42)-(43), um zu den folgenden Resultaten zu gelangen:

Strommarkt

$$C'_{\text{soz}}(r) = C'(r) \tag{44}$$

Biogasmarkt:

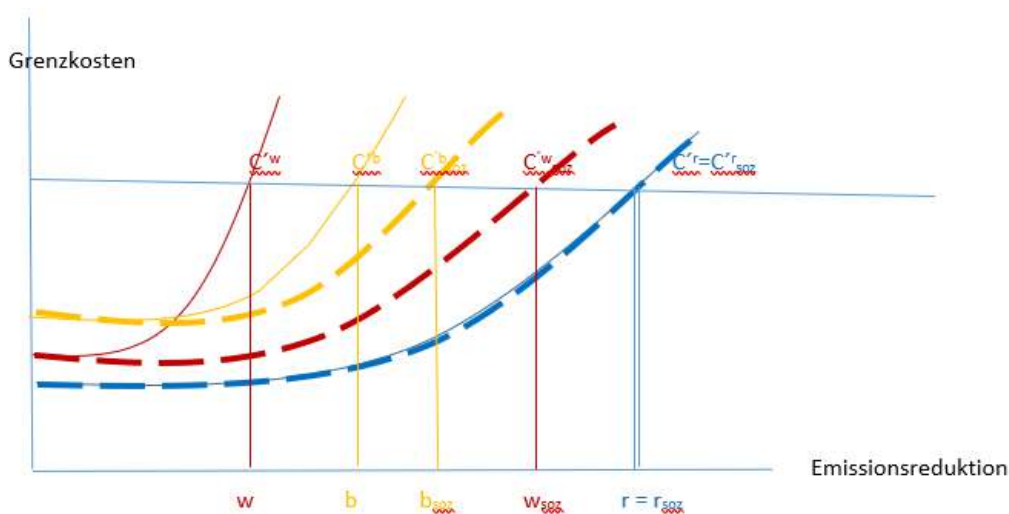
$$C'_{\text{soz}}(b) = C'(b) - (\bar{P} - P) - (\bar{P} - P_H) * \left(\frac{m}{m+r}\right) - 2F'(r) \tag{45}$$

Wasserstoffmarkt:

$$C'_{\text{soz}}(w) = C'(w) - 2(\bar{P} - P) - 2(\bar{P} - P_H) * \left(\frac{m}{m+r}\right) - 2F'(r) \tag{46}$$

Am Strommarkt werden die Emissionskosten durch die öffentlichen Subventionen indirekt internalisiert (unter der Annahme, dass der Wert der Schadstoffe den Kosten der Subventionen entspricht). Am Markt für Biogas fehlt diese Internalisierung, die soziale Grenzkostenfunktion verläuft unterhalb der privaten. Am Wasserstoffmarkt ist diese Verzerrung verstärkt, da hier noch zusätzliche Spillover Effekte zu berücksichtigen sind.

Graphisch stellt sich dieses Resultat wie folgt dar:



**Abbildung 19:** Grafische Zusammenfassung der Resultate.

Quelle: Eigene Darstellung.

Die im Quotenregime agierenden Anlagebetreiber produzieren zu geringe Mengen von Grünem Gas, im Fall von Wasserstoff ist die Unterproduktion relativ zu einem effizienten Niveau am stärksten ausgeprägt. Das Quotenregime internalisiert die Spillover-Effekte zum Strommarkt nicht und führt zu ineffizienten Lösungen.



Je höher der Anteil der Windenergie am Strommarkt, desto krasser stärker fallen die Differenzen zwischen privat gewählten und effizienten Lösungen auseinander. Sowohl vom ökologischen als auch ökonomischen Standpunkt aus macht es keinen Sinn, mit dem Quoten- und dem Einspeisetarifsystem zwei miteinander nicht kompatible Systeme zu verwenden.

# **Modul 3:**

## **Der ökonomische Fußabdruck von erneuerbarem Gas**

## 14 Volkswirtschaftliche Effekte aus Investitionen in Biogasanlagen (2020-2030)

PtG ist ohne Zweifel eine Zukunftstechnologie, derzeit allerdings noch nicht wettbewerbsfähig. Aufgrund der hohen Unsicherheiten wurde daher bereits in Modul 2 auf eine Quantifizierung der Investitionskosten für die PtG Technologie verzichtet. Der Bau und die Inbetriebnahme von Biogasanlagen in der Dekade 2020-2030 ist hingegen realistisch und kann dank ausgereifter Technologie sofort in Angriff genommen werden. Der Fokus liegt daher auf der Quantifizierung der durch Biogasanlagen ausgelösten ökonomischen Effekte, sowohl im Zuge der Investition als auch des laufenden Betriebs.

Folgt man den Ausführungen zu den Investitionskosten für Biogasanlagen aus Kapitel 11, so ist unbestritten, dass es bis ins Jahr 2030 zu weiteren Investitionen in Biogasanlagen kommen wird. Wie hoch diese Investitionen ausfallen werden, wird wohl im Wesentlichen davon abhängen, wie Förderungen künftig ausgestaltet werden. Die mit den Investitionen ausgelösten Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekte gilt es in diesem Kapitel zu quantifizieren, wobei neben den direkten Effekten stets auch die Effekte in der vorgelagerten Wertschöpfungskette, so genannte indirekte Effekte, als auch die nachgelagerten Einkommenseffekte, auch induzierte Effekte genannt, mitberücksichtigt werden.

### 14.1 Methodik

Im Rahmen dieser Studie werden mithilfe eines Input-Output-Modells die volkswirtschaftlichen Effekte berechnet, welche durch die zu erwartenden Investitionen in Biogasanlagen über den Investitionszeitraum 2020 bis 2030 ausgelöst werden. Es ist hierbei zwischen drei verschiedenen Effekttypen zu unterscheiden

- der direkte (durch die Investitionen unmittelbar ausgelöste) Wertschöpfungseffekt in Österreich,
- der sich aus den Zulieferbeziehungen ableitende indirekte Wertschöpfungseffekt in Österreich (z.B. benötigt ein Unternehmen Strom, Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffe, etc. – dadurch wird die Endnachfrage in der Elektrizitätswirtschaft und in anderen produzierenden Unternehmen etc. angeregt; diese Unternehmen benötigen wiederum Vorleistungen, usw.) sowie
- die aus der Einkommensverwendung resultierenden induzierten Wertschöpfungseffekte, die sogenannten Einkommenseffekte, in Österreich. Die im direkten und indirekten Effekt geschaffenen bzw. abgesicherten Arbeitsplätze generieren Einkommen, die einen höheren Konsum von Gütern und Dienstleistungen – verglichen mit der Situation ohne Arbeitsplatz – erlauben.

Dieses zusätzliche Einkommen wird von den Beschäftigten wieder (zu Konsum- und Investitionszwecken) ausgegeben, was wiederum die Endnachfrage in den entsprechenden Sektoren (insbesondere im Einzelhandel und in der Gastronomie) anregt.

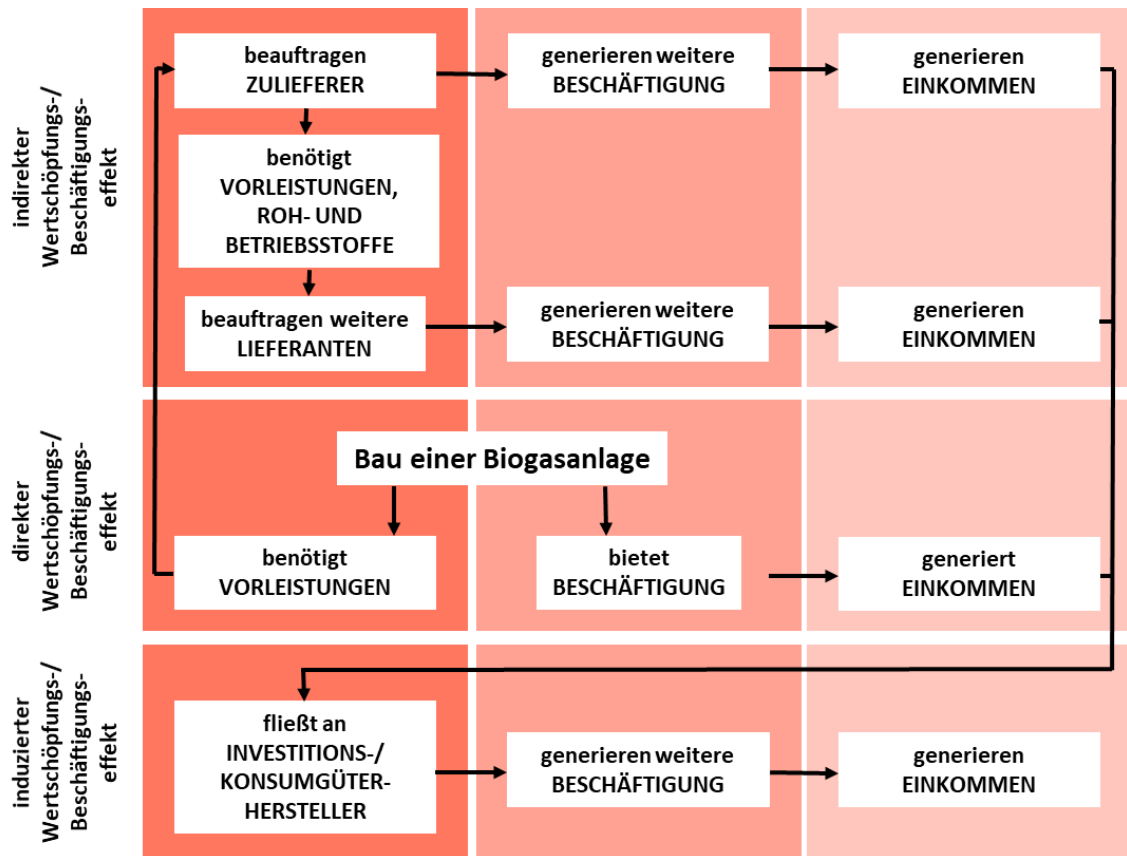


Abbildung 20: Direkte, indirekte und induzierte Effekte.

Quelle: *Economica*.

Bestimmt werden zunächst die nationalen Wertschöpfungseffekte. Als Kennzahl der Volkswirtschaftlichen Gesamtrechnung definiert sich die Bruttowertschöpfung als Gesamtwert der im Produktionsprozess erzeugten Waren und Dienstleistungen (Bruttoproduktionswert) abzüglich dem Wert der im Produktionsprozess verbrauchten, verarbeiteten oder umgewandelten Waren und Dienstleistungen (Vorleistungen). Anders ausgedrückt bemisst die Bruttowertschöpfung jenen Betrag, der für die Entlohnung der Produktionsfaktoren Arbeit (Löhne und Gehälter) und Kapital (Gewinn, Fremdkapitalzinsen und Abschreibungen) zur Verfügung steht.

Sodann werden die korrespondierenden Beschäftigungseffekte bestimmt. Dies erfolgt, wie auch bei den Wertschöpfungseffekten, nach direkten, indirekten und induzierten Effekten getrennt. Aus Gründen der Vergleichbarkeit werden die Beschäftigungseffekte nicht in Köpfen, sondern in Vollzeitäquivalenten ausgewiesen. Die Angabe von Vollzeitäquivalenten bedeutet, dass alle Beschäftigten in Relation zu einem Beschäftigungsmaß von 100 Prozent gesetzt werden.

## 14.2 Investitionen

Wie folgende Tabelle zeigt, variieren die zu erwartenden Investitionskosten bis 2030 stark, abhängig davon, ob ein Quotenmodell oder ein Marktprämienmodell zu Anwendung kommt. Der Anreiz, neue Anlagen in Österreich zu bauen, ist im Marktprämienmodell stärker gegeben, da hier nur Anlagen im Inland gefördert werden, wohingegen im Quotenmodell Grünes Gas auch importiert werden kann. Die Investitionssummen im Marktprämienmodell liegen folglich in etwa vier Mal höher als in der Quotenregelung. In der gesamten Dekade stünden 1.525 Mio. Euro Investitionssumme aus dem Marktprämienmodell vergleichsweise geringen 356 Mio. Euro im Quotenmodell gegenüber.

	Jährliche Investitionen		Kumulierte Investitionen	
	Quotenmodell	Marktprämienmodell	Quotenmodell	Marktprämienmodell
2020	36,01	108,02	36,01	108,02
2021	23,82	105,12	59,83	213,13
2022	25,56	112,89	85,39	326,03
2023	27,37	120,97	112,76	446,99
2024	28,96	128,21	141,72	575,20
2025	30,78	136,35	172,50	711,55
2026	32,66	144,76	205,16	856,31
2027	34,60	153,45	239,76	1009,75
2028	36,61	162,41	276,36	1172,17
2029	38,67	171,67	315,04	1343,84
2030	40,81	181,22	355,85	1525,06

**Tabelle 13:** Investitionskosten für Biomethananlagen, 2020-2030, in Mio. €.

Quelle: *Economica*.

Eine detaillierte Abschätzung der Kosten einzelner Anlagen ist von einer Vielzahl von Parametern abhängig. Im Wesentlichen schlagen aber

- die Größe der Anlage
- als auch die Art des künftig zu verwendenden Substrats (d.h. die Art der Biomasse)

zu Buche. So sinken die Investitionskosten mit steigender Anlagengröße ab und reduzieren sich – wenn man Vergleichszahlen aus Deutschland heranzieht – von oft mehr als 6.500 Euro auf bis zu 2.000 oder 3.000 Euro pro installierten kW oder 2.500 m<sup>3</sup>. Abhängig davon, ob zusätzliche Gärrestlager und Lagerflächen erforderlich sind und ob die Substrate noch mit entsprechenden Technologien aufbereitet

und vorbehandelt werden müssen, können sich schließlich die tatsächlichen Investitionskosten des Einzelprojekts stark vom Durchschnitt unterscheiden.

Als Richtwert einer Investitionssumme pro kW werden 3.000 Euro herangezogen, die obere Schranke dessen, was in Deutschland für große Anlagen veranschlagt wird. Berücksichtigt man zum einen, dass Anlagen in Deutschland in der Regel geringere Investitionskosten als Anlagen in Österreich aufweisen<sup>37</sup>, und zum anderen, dass Klein- und Kleinstanlagen aufgrund der relativ höheren Kosten der Erstellung als auch des Betriebs künftig nicht zu fördern wären, ist dies eine legitime, tendenziell konservative Annahme aller weiterführenden Berechnungen.

Ohne auf technische Details einzugehen, gliedern sich die Gesamtkosten jeder Investition im Wesentlichen in

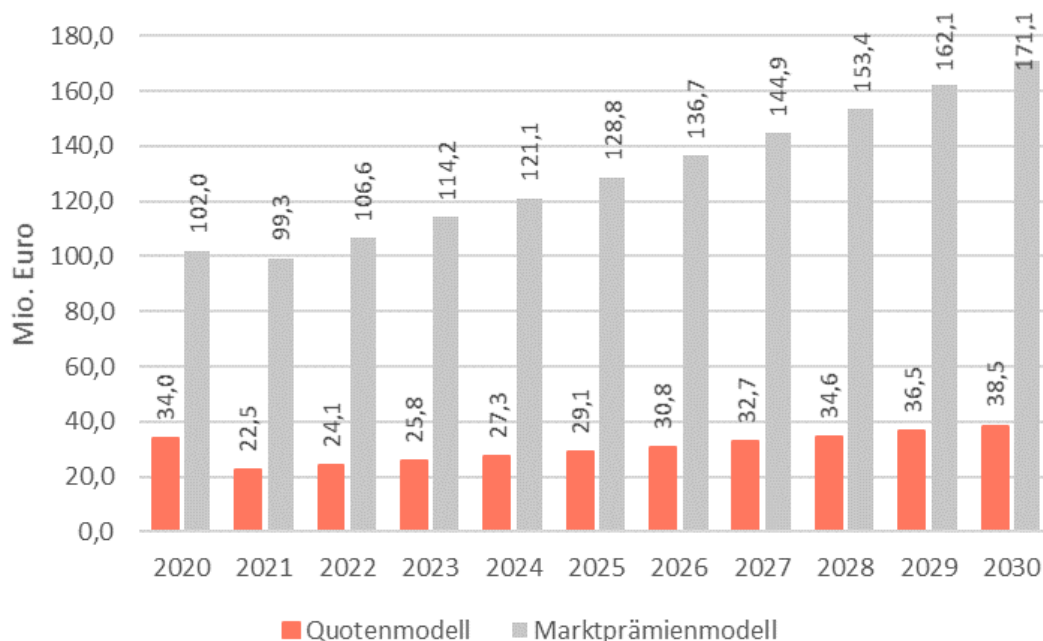
- Kosten für Gebäude und bauliche Anlagen,
- Kosten für Technik und Installation sowie
- Anlagekosten für die Gasverwertung, wie beispielsweise Gaskessel oder Blockheizkraftwerk.

### 14.3 Wertschöpfungseffekte

Die Investitionen für den Bau von Biogasanlagen lösen in Österreich direkte, indirekte und induzierte Wertschöpfungseffekte aus. Der direkte Wertschöpfungseffekt betrifft die durch die Investitionen primär angeregten Sektoren, d.h. im Wesentlichen die Bauwirtschaft (Hochbau, Gebäude, Bauinstallations- und Ausbauarbeiten) und Teile der Sachgüterzeugung (wie z.B. den Sektor der Metallerzeugnisse für die Herstellung von Gaskesseln). Für das Quotenmodell beläuft sich der direkte Wertschöpfungseffekt im Zeitraum 2020 – 2030 auf 151,2 Mio. Euro, im Marktprämienmodell würde sich die durch Bauinvestitionen ausgelöste direkte Wertschöpfung auf insgesamt 647,9 Mio. Euro belaufen.

---

<sup>37</sup> In Deutschland hat eine kontinuierliche und konsequente Förderung von Biogasanlagen zu niedrigeren Marktpreisen geführt, wohingegen in Österreich wechselnde Rahmenbedingungen hinsichtlich Gesetzgebung dazu geführt haben, dass viele Anlagen oft noch unter hohem Zeitdruck errichtet worden und damit von Seiten der Investitionskosten nicht optimiert sind.



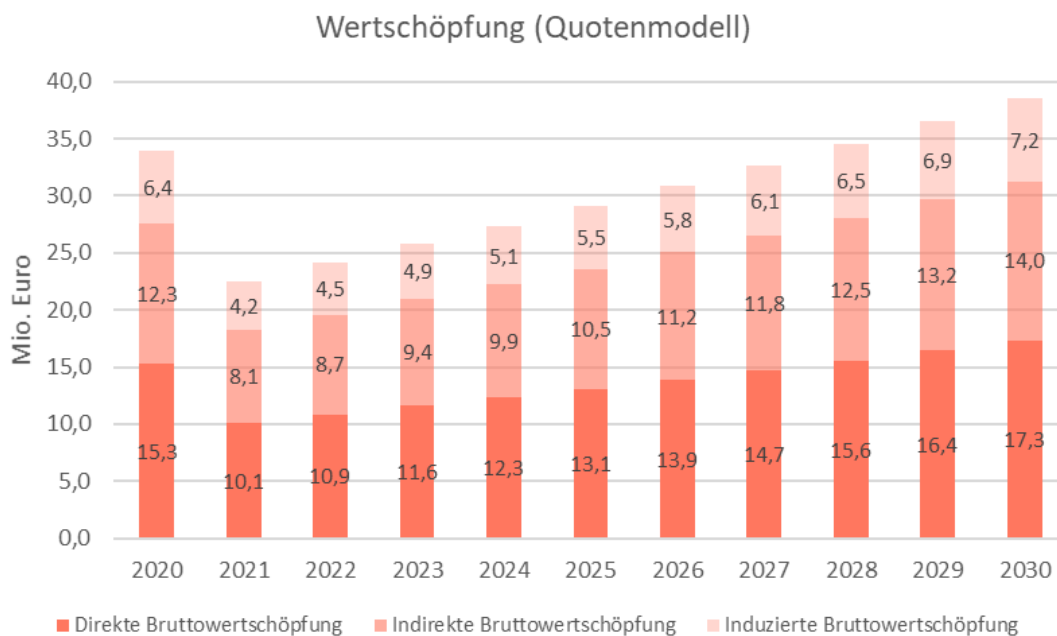
**Abbildung 21:** Totaler Wertschöpfungseffekt Quoten- und Marktprämienmodell, 2020-2030, in Mio. Euro.

Quelle: *Economica*.

Durch Verflechtungen mit Zulieferern entlang der gesamten Wertschöpfungskette generieren die Investitionen indirekte Wertschöpfungseffekte in Höhe von 121,7 Mio. Euro im Quoten- bzw. 521,5 Mio. Euro im Marktprämienmodell. Außerdem entstehen induzierte Effekte, die sich aus der Wirkung des zusätzlichen Konsums aus Lohneinkommen der geschaffenen bzw. gesicherten Arbeitsplätze ergeben. Die induzierten Wertschöpfungseffekte belaufen sich auf 63,2 Mio. Euro im Inland über den gesamten Zeitraum im Quotenmodell. Der korrespondierende Wert im Marktprämienmodell beläuft sich auf 270,7 Mio. Euro. Insgesamt lösen die Investitionen in Biogasanlagen einen totalen Wertschöpfungseffekt im Ausmaß von 336,1 Mio. Euro im Quotenmodell und 1440,1 Mio. Euro im Marktprämienmodell aus.

Der Wertschöpfungsmultiplikator stellt dar, um ein Wievielfaches der gesamte Effekt den ursprünglichen, direkten Effekt übersteigt. Je höher der Multiplikator, desto größer der wirtschaftliche „Hebel“, desto mehr Sektoren können von dem Impuls profitieren. Betrachtet man den Multiplikator beim Bau einer Biogasanlage, dann erhält man einen weit überdurchschnittlichen Wert von 2,22. Das bedeutet, dass mit jedem in Österreich direkt ausgelösten Wertschöpfungseuro nochmals rund 1,22 Euro an Wertschöpfung in den Vorleistungsbetrieben und in den durch Konsum angeregten Branchen generiert werden. Der multiplikative (indirekte und induzierte) Effekt beim Bau einer Biogasanlage übersteigt folglich den unmittelbaren, direkten Effekt in der Sachgütererzeugung und der Bauwirtschaft. Zurückzuführen ist dies zum einen auf geringe Importe, was bedeutet, dass es in der vorgelagerten

Wertschöpfungskette kaum zu Wertschöpfungsverlusten ins Ausland kommt, zum anderen darauf, dass die mittelbar angeregten Branchen wertschöpfungsintensiver sind als die unmittelbar angeregten Branchen.

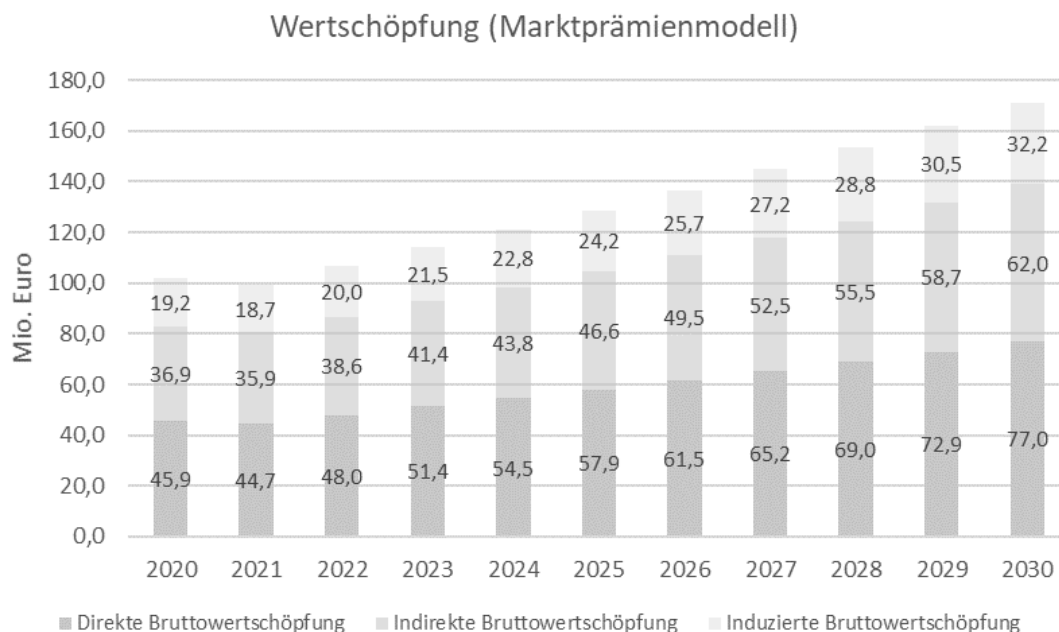


**Abbildung 22:** Direkte, indirekte und induzierte Bruttowertschöpfungseffekte im Quotenmodell, 2020-2030, in Mio. Euro

Quelle: *Economica*.

Setzt man den gesamten Wertschöpfungseffekt in Verhältnis zur investierten Summe, so erhält man eine weitere Maßzahl aus der Volkswirtschaftlichen Gesamtrechnung, den Ausgabenmultiplikator. Dieser kann Werte zwischen Null und Eins bzw. Null und 100 Prozent annehmen und fällt umso höher aus, je geringer die Wertschöpfungsabflüsse in das Ausland ausfallen. Für die Investitionstätigkeiten rund um den Bau von Biogasanlagen beläuft sich der Ausgabenmultiplikator auf 0,94 bzw. 94,4 Prozent, ein sehr hoher Anteil, der bestätigt, dass es sich um regionale bzw. nationale Wertschöpfungsketten handelt, in welchen kaum Wertschöpfung ins Ausland abfließt.



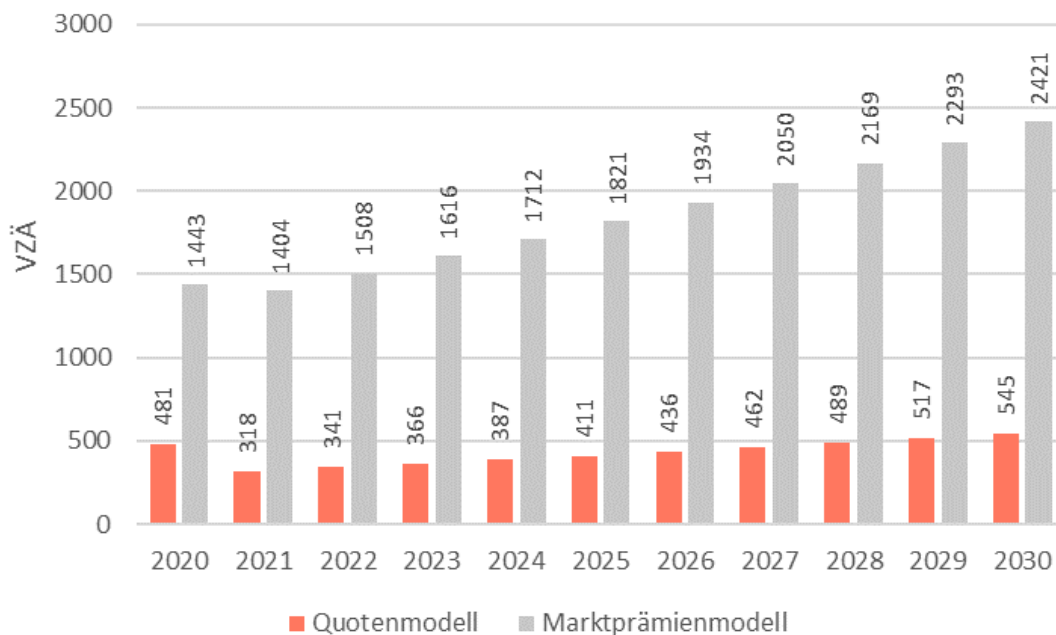


**Abbildung 23:** Direkte, indirekte und induzierte Bruttowertschöpfungseffekte im Marktprämienmodell, 2020-2030, in Mio. Euro.

Quelle: *Economica*.

### 14.4 Beschäftigungseffekte

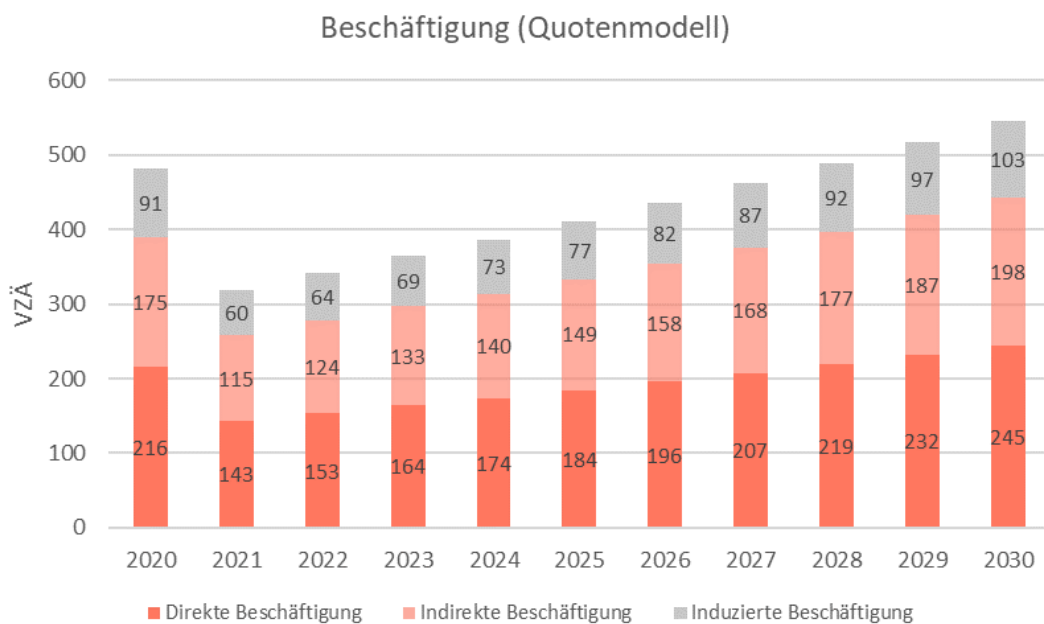
Die durch den Bau von Biogasanlagen zu erwartenden Beschäftigungseffekte im Zeitraum 2020 bis 2030 belaufen sich auf insgesamt 4.753 Vollzeitäquivalent (VZÄ)-Jahresbeschäftigungsplätze im Quotenmodell und auf 20.371 VZÄ-Jahresbeschäftigungsplätze im Marktprämienmodell. Im Jahresdurchschnitt entspricht dies einem VZÄ von 432 bzw. 1852. Der totale Beschäftigungseffekt für das Quotenmodell gliedert sich in den direkten Effekt mit 2.133 Vollzeitäquivalenten, 1725 im indirekten und 895 im induzierten Effekt, über die Jahre hinweg relativ gleichmäßig verteilt, zumal Anreize für weitere Investitionen fehlen. Für das Marktprämienmodell erhöhen sich die zu erwartenden Beschäftigungseffekte auf 9.141 VZÄ im direkten Effekt, 7392 VZÄ entlang der vorgelagerten und 3.838 VZÄ in der nachgelagerten Wertschöpfungskette, hier allerdings mit einem jährlichen Plus von mindestens 5 Prozent.



**Abbildung 24:** Totaler Beschäftigungseffekt im Quoten- und Marktprämiemodell, 2020-2030, in Vollzeitäquivalenten (VZÄ).

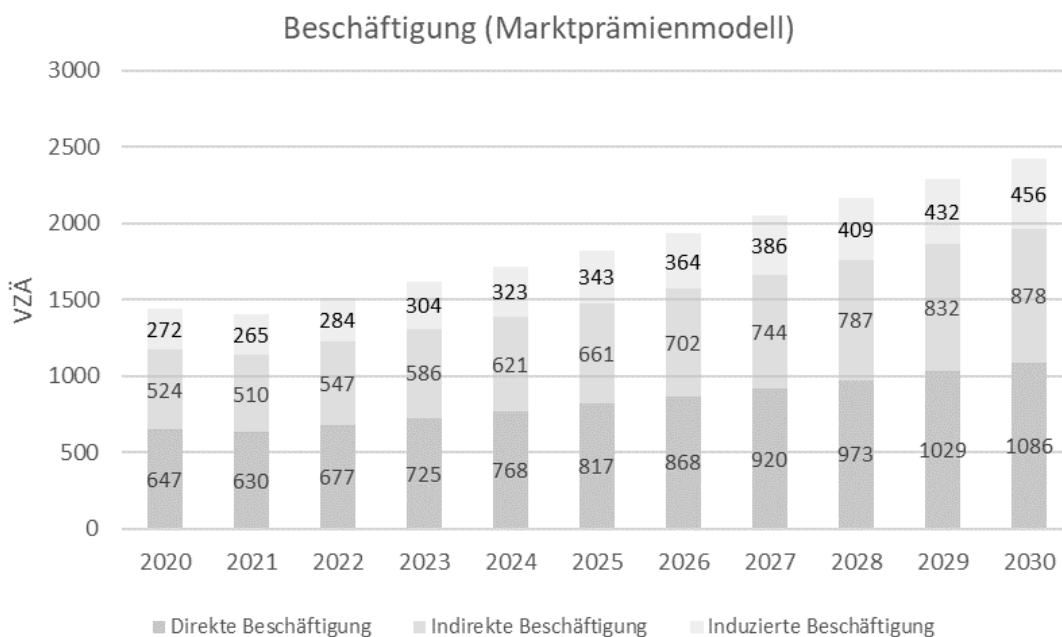
Quelle: *Economica*.

Der Beschäftigungsmultiplikator liegt – unabhängig davon ob Quoten- oder Marktprämiemodell – bei 2,23 und damit in der gleichen Größenordnung wie der Wertschöpfungsmultiplikator. Mit jedem Arbeitsplatz, der durch den Bau von Biogasanlagen geschaffen wird, wird folglich noch mindestens ein weiterer Arbeitsplatz im Rest der Wirtschaft abgesichert.



**Abbildung 25:** Direkte, indirekte und induzierte Beschäftigungseffekte im Quotenmodell, 2020-2030, in VZÄ.

Quelle: *Economica*.



**Abbildung 26:** Direkte, indirekte und induzierte Beschäftigungseffekte im Marktprämienmodell, 2020-2030, in VZÄ.

Quelle: *Economica*.

## 15 Volkswirtschaftliche Effekte aus dem laufenden Betrieb von Biogasanlagen

Auch wenn die Investitionskosten für Biogasanlagen stark von Größe und Art des Substrats abhängen, so lassen sich hierfür dennoch sinnvolle Durchschnittsgrößen aus der Literatur und konkreten Investitionsprojekten ableiten. Deutlich schwieriger ist die für den laufenden Betrieb von Biogasanlagen. Neben den Personalkosten, den Energiekosten, und sonstigen Kosten (Instandhaltungskosten für Kontrollen, Reparaturen, Versicherungen, Büro- und Verwaltungsaufwand, Kosten für Beratungsdienstleistungen sowie sonstige Abgaben und Beiträge....), die alle im Wesentlichen von der Anlagengröße abhängen, sind auch noch Rohstoffkosten zu veranschlagen. Diese wiederum hängen ab von der Art des Substrats, dessen Qualität (Vergärbarkeit, Trockenanteil etc.) und Gasertrag, von den regionalen Gegebenheiten oder auch langfristigen Verträgen. Die zu kalkulierenden Kosten schwanken zwischen Null – wenn beispielsweise Gülle vor Ort bereitgestellt werden kann – bis hin zu dem in der Landwirtschaft bezahlten Preis bei Ernteprodukten (Mais, Roggen, Rüben etc.). Bei organischen Rohstoffen können für Speisereste, Fette, Biomüll etc. unter Umständen sogar Entsorgungserlöse erzielt werden.

Berücksichtigt man, dass die Rohstoffkosten sich bei größeren Anlagen auf rund 50 Prozent der Energiegestehungskosten belaufen (aufgrund der verhältnismäßig stärker ins Gewicht fallenden Fixkosten fallen diese auf rund 25 Prozent bei kleinen Anlagen), wird unmittelbar klar, dass verallgemeinernde Aussagen zum laufenden Betrieb einer Biogasanlage nicht bzw. wenn, dann nur unter Nicht-Berücksichtigung der Rohstoffkosten, möglich sind.

### 15.1 Betriebskosten

Um die volkswirtschaftlichen Effekte des laufenden Betriebs einer Biogasanlage quantifizieren zu können, bedarf es zunächst der Berechnung des Bruttoproduktionswertes. Der Bruttoproduktionswert definiert sich als der Wert aller produzierten Güter und Dienstleistungen. Aufkommensseitig bedarf es dazu der Aufstellung aller Sachkosten und Wertschöpfungskomponenten.

Unabhängig von den Rohstoffkosten lassen sich die mittleren Betriebskosten einer Anlage (in Euro/m<sup>3</sup>), abhängig von der Anlagegröße (in m<sup>3</sup>/h) mit der Formel<sup>38</sup>

$$y=0,3969*x^{-0,2997}$$

---

<sup>38</sup> Vgl. auch <http://www.biogas-netzeinspeisung.at/technische-planung/biogasgestehung/betriebskosten.html> (Stand 6.11.2019)

gut abschätzen. Umgelegt auf eine 100 kW-Anlage<sup>39</sup> läge der m<sup>3</sup>-Preis bei 0,143 Euro, die Betriebskosten (stets ohne Rohstoffkosten) lägen damit bei 35.750 Euro. Bei einer 250 kW-Anlage würden sich die Kosten pro m<sup>3</sup> bereits auf 0,1087 Euro reduzieren, sodass man auf Betriebskosten von 67.900 Euro pro Jahr kommt. Bei Betriebskosten von 0,088 Euro/m<sup>3</sup> und 0,0717 Euro/m<sup>3</sup> im Fall von 500 bzw. 1000 kW-Anlagen belaufen sich die Betriebskosten auf 110.100 bzw. 179.500 Euro. In diesen Kosten inkludiert sind

- Personalkosten, die im Wesentlichen unabhängig davon anfallen, wie die Anlage gespeist wird, mit steigender Größe der Anlage aber abnehmen<sup>40</sup>,
- Energiekosten, wobei angenommen wird, dass abhängig von der Größe zwischen 5 und 20 Prozent der erzeugten Strommenge als Eigenstrombedarf eingehen und
- Sonstige Kosten, d.h. Instandhaltungskosten für Kontrolle und Reparaturen, Kosten für Versicherungen, Allgemeine Verwaltungs- und Bürokosten, Beratungskosten (Steuerberater, Anwälte etc.) sowie sonstige Abgaben und Beiträge.

Wie bereits bei den Investitionskosten ist davon auszugehen, dass in der Betrachtung nur große Anlagen relevant sein werden, sodass mit der Annahme, dass im Durchschnitt 50% der Gesamtkosten auf Rohstoffkosten entfallen, gearbeitet werden kann.

Die durchschnittlichen jährlichen Betriebskosten einer Anlage sind daher wie folgt festzulegen: 135.800 Euro für eine 250 kW-Anlage, 220.200 Euro für eine 500 kW-Anlage und 359.000 Euro für eine 1.000 kW-Anlage.

Für die weiterführenden Berechnungen werden diese Betriebskosten in Bruttoproduktionswerte umgelegt, das wäre ein Wert von 173.300 Euro für die 250 kW-Anlage, 295.200 Euro für die 500 kW-Anlage und schließlich 509.000 Euro für die 1.000 kW-Anlage.

## 15.2 Wertschöpfungseffekte

Reduziert man die Bruttoproduktionswerte um die benötigten Vorleistungen, so erhält man den direkten Bruttowertschöpfungseffekt. Dieser beträgt 57.500 Euro für eine 250 kW-Anlage, 123.000 Euro für die 500 kW-Anlage und 240.000 Euro für eine 1.000 kW-Anlage. Gut zu erkennen ist, dass der Anteil der Wertschöpfung mit steigender Größe der Anlage zunimmt und von 33,2 Prozent (250 kW) auf 41,7 Prozent (500 kW) und 47,2 Prozent (1000 kW) steigt.

---

<sup>39</sup> Unterstellt wird eine durchschnittliche Jahresbetriebsleistung von 8.300 Stunden.

<sup>40</sup> Unterstellt wird ein Stundenaufwand pro Jahr (in Abhängigkeit von der Größe der Anlage, gemessen in m<sup>3</sup>/h). 100 m<sup>3</sup>/h: 1.520 h/a, 150 m<sup>3</sup>/h: 2.475 h/a, 300 m<sup>3</sup>/h: 5.000 h/a und 400 m<sup>3</sup>/h: 7.000 h/a.

Während die induzierten, sprich die nachgelagerten Effekte, aus den direkten Effekten gut abgeleitet werden können, hängen die indirekten Effekte, die entlang der vorgelagerten Wertschöpfungskette ausgelöst werden, ganz wesentlich von der konkreten Zusammenstellung der verwendeten Substrate ab. Da zu viele Unbekannte (Entgelt für Substrate, Transportkostenanteile, Qualität der Substrate, Standort der Anlage etc....) eine verallgemeinernde Betrachtung nahezu unmöglich machen, soll jedenfalls versucht werden, einen entsprechenden Wertschöpfungsmultiplikator abzuleiten. Dieser wird, da die direkten Wertschöpfungseffekte bereits größenabhängig sind, ebenfalls von der Kapazität der Anlage abhängen. Unterstellt man, dass die benötigten Substrate nicht importiert, sondern zur Gänze aus Österreich bezogen werden, und unter dem Gesichtspunkt der Kostenminimierung die Transportwege ebenfalls minimiert werden, dann können Multiplikatoren von 2 (Anlagen ab 1000 kW) bis 2,7 (250 kW-Anlagen) als durchaus realistisch angesehen werden.

### 15.3 Beschäftigungseffekte

Die im laufenden Betrieb einer Biogasanlage zu erwartenden Beschäftigungseffekte (ausgedrückt in Vollzeitäquivalent-Jahresstellen) sollen mittels zweier unterschiedlicher Ansätze berechnet werden. In der ersten Variante wird auf die durchschnittlichen Personalkosten pro Vollzeitäquivalent im Sektor der Energiedienstleistungen abgestellt und entsprechend auf die Personalkosten des laufenden Betriebs umgelegt, in der zweiten Variante wird über zu erwartenden Stundenaufwand pro Jahr gerechnet, wobei unterstellt wird, dass ein Vollzeitäquivalent-Mitarbeiter im Durchschnitt 1.700 Stunden pro Jahr arbeitet.

Folgt man diesen beiden Ansätzen, kommt man im Durchschnitt zu folgenden direkten Beschäftigungseffekten:

- 250 kW-Anlage: 0,7 VZÄ-Jahresbeschäftigungsplätze
- 500 kW-Anlage: 1,35 VZÄ-Jahresbeschäftigungsplätze
- 1000 kW-Anlage: 2,6 VZÄ-Jahresbeschäftigungsplätze

Hinsichtlich des Beschäftigungsmultiplikators gilt das bereits zuvor für die Wertschöpfungsmultiplikatoren Gesagte, nämlich dass verallgemeinernde Aussagen über unterschiedlichste Anlagenformen nicht möglich sind. Unterschiedlichste Modellsimulationen führen aber alle zu demselben Ergebnis: Zu erwarten ist, dass die Beschäftigungsmultiplikatoren höher als für die Wertschöpfung ausfallen werden, da in der vorgelagerten Wertschöpfungskette durchwegs Arbeitsplätze abgesichert werden, die pro Vollzeitäquivalent deutlich geringere Personalkosten als im direkten Effekt verursachen. Realistisch wären hier Multiplikatoren von 2,2 (bei großen 1000 kW-Anlagen) bis knapp in Richtung 3 (im Fall der 250 kW-Anlagen). Mit jedem Arbeitsplatz in einer Biogasanlage würden folglich bis zu zwei weitere

Arbeitsplätze in Österreich abgesichert werden, ein weit überdurchschnittlicher Wert, bedenkt man, dass durchschnittliche Beschäftigungsmultiplikatoren in einem Bereich von 1,5 bis 1,7 liegen.

## Referenzen

- Andor, Mark, Kai Flinkerbusch, and Achim Voß.** *Quantities vs. capacities: Minimizing the social cost of renewable energy promotion.* No. 59. CAWM Discussion Paper, Centrum für Angewandte Wirtschaftsforschung Münster, 2012.
- Asker, J., & Cantillon, E. (2008).** Properties of scoring auctions. *The RAND Journal of Economics*, 39(1), 69-85.
- Asker, J., & Cantillon, E. (2006).** Procurement when both price and quality matters, CEPR discussion paper no. 6082.
- Bataille, Marc, and Ulrike Hösel.** *Energiemarkteffizienz und das Quotenmodell der Monopolkommission.* No. 57. DICE Ordnungspolitische Perspektiven, 2014.
- Bauer A, Moeller L, et al. (2018).** Anaerobic digestion of mixed silage of waterweed biomass and wheat straw in a long-term semi-continuous biogas production process. *Energy, Sustainability and Society*. 8. 10.1186/s13705-017-0145-9.
- Benveniste G, Rallo H, et al. (2018).** Comparison of the state of Lithium-Sulphur and lithium-ion batteries applied to electromobility| *Environ Manage.* 15;226:1-12. doi: 10.1016/j.jenvman.2018.08.008.
- Bioenergy 2020+ GmbH (2019).** Machbarkeitsuntersuchung Methan aus Biomasse.
- Bundesministerium für Finanzen (2019).** <https://www.bmf.gv.at/steuern/Erdgasabgabe.html>
- Bundesministerium für Nachhaltigkeit und Tourismus (2019).** Greening the Gas im Zuge des EAG, Wien.
- BNEF Bloomberg (2017).** New Energy Outlook 2017.
- Bode, Sven, and Helmuth-M. Groscurth.** *Die künftigen Kosten der Stromerzeugung.* arrhenius Inst. für Energie-und Klimapolitik, 2014.
- Carey DE, McNamara PJ. (2016).** Altered antibiotic tolerance in anaerobic digesters acclimated to triclosan or triclocarban. *Chemosphere.* 163:22-26. doi: 10.1016/j.chemosphere.2016.07.097.
- Christiner, Gerhard.** "Stromzukunft 2030–100% Erneuerbare als sektorübergreifende systemtechnische Herausforderung." *e & i Elektrotechnik und Informationstechnik* 136.1 (2019): 66- 67.
- Deutsche Monopolkommission (2011).** "Strom und Gas 2011: Wettbewerbsentwicklung mit Licht und Schatten", Sondergutachten zu § 62 des Energiewirtschaftsgesetzes.
- Deutscher Sachverständigenrat (2013/14).** Jahresgutachten zur Begutachtung der gesamtwirtschaftlichen Entwicklung, 2014, Kapitel 10: Energiepolitik: Waren auf die dringend notwendigen Weichenstellungen, Paderborn.
- e7, Georg Benke (2019).** Welche Energieträger braucht die Energiewende?
- Eaton (2019).** <https://www.euwid-energie.de/studie-2040-benoetigte-backup-kapazitaet-liegt-in-deutschland-auf-heutigem-niveau/>.



- E-Control, Statistikbroschüre 2018.** E-Control (2019), E-Control!!  
[https://www.ots.at/presseaussendung/OTS\\_20181001\\_OTS0069/trennung-der-deutsch-oesterreichischen-strompreiszone](https://www.ots.at/presseaussendung/OTS_20181001_OTS0069/trennung-der-deutsch-oesterreichischen-strompreiszone)
- Europäische Kommission (2018).** Richtlinie 2018/2001 des Europäischen Parlaments und der Rates vom 11. Dezember 2018.
- Fischer, Carolyn, and Richard G. Newell.** "Environmental and technology policies for climate mitigation." *Journal of environmental economics and management* 55.2 (2008): 142-162.
- Fischer, Carolyn, and Louis Preonas.** "Combining policies for renewable energy: Is the whole less than the sum of its parts?." *Resource for the Future Discussion Paper* 10-19 (2010).
- FISCHER, Carolyn; PREONAS, Louis.** Combining policies for renewable energy: Is the whole less than the sum of its parts?. *Resource for the Future Discussion Paper*, 2010, Nr. 10-19.
- Fraunhofer Institut (2019).** Treibhausgas-Emissionen Für Batterie- Und Brennstoffzellen fahrzeuge mit Reichweiten Über 300 Km. [www.ise.fraunhofer.de](http://www.ise.fraunhofer.de).
- Fraunhofer Institut (2014).** „Supergrid“ Meidenstein 1.2: Regulativer Rahmen und Fördersysteme für erneuerbare Energien in Nordafrika, Karlsruhe.
- Fürstenwerth, Daniel, D. Pescia, and P. Litz.** "The integration costs of wind and solar power." *Agora Energiewende* (2015).
- Gaby JC, Zamanzadeh M, Horn SJ. (2017).** The effect of temperature and retention time on methane production and microbial community composition in staged anaerobic digesters fed with food waste. *Biotechnol Biofuels* 10: 302.
- Gaggle M. (2013).** Emissionsminderungspotentiale einer Bioabfallbehandlungsanlage. **Masterarbeit Montan-Uni Leoben.**
- Gugler, K, A. Haxhimusa, M. Liebenstein (2019).** Effective climate policy does not have to be expensive, Department of Economics WU Working Paper no. 293, Vienna.
- Hosseini KE1, Dahadha S, et al. (2019).** Enzymatic pretreatment of lignocellulosic biomass for enhanced biomethane production-A review *J Environ Manage.* 233:774-784. doi: 10.1016/j.jenvman. 2018.09.106.
- Johannes-Kepler-Universität (2017).** Erhöhung des Einsatzes von erneuerbarem Methan im Wärmebereich.
- Kalkuhl, Matthias, Ottmar Edenhofer, and Kai Lessmann.** "Renewable energy subsidies: Second-best policy or fatal aberration for mitigation?." *Resource and Energy Economics* 35.3 (2013): 217-234.
- Klemperer, Paul.** "What really matters in auction design." *Journal of economic perspectives* 16.1 (2002a): 169-189.
- Klemperer, P. (2002b).** How (not) to run auctions: The European 3G telecom auctions. *European Economic Review*, 46(4), 829-845.
- Klemperer, P. (2004).** Auctions: theory and practice.
- Klima Energie Fonds (2011):** Biogas Gesamtbewertung – Agrarische, ökologische, ökonomische und sozialwissenschaftliche Gesamtbewertung von Biomethan aus dem Gasnetz als Kraftstoff und in stationären Anwendungen.

- Koning, P. & Van de Meerendonk, A (2014).** The impact of scoring weights on price and quality outcomes: An application to the procurement of Welfare-to Work contracts. *European Economic Review* 71: 1-14.
- Krysiak, Frank C.** "Prices vs. quantities: The effects on technology choice." *Journal of Public Economics* 92.5-6 (2008): 1275-1287.
- Lehmann, Paul.** "Justifying a policy mix for pollution control: a review of economic literature." *Journal of Economic Surveys* 26.1 (2012): 71-97.
- Metaanalyse Deutschland (2018).** Die Rolle erneuerbarer Gase in der Energiewende.  
[www.forschungsradar.de](http://www.forschungsradar.de)
- Montanuniversität Leoben (2018).** Technisches Potential an synthetischem Methan aus bio-geenen Ressourcen.
- Navigant (2019).** Die Rolle der Gasinfrastruktur im zukünftigen Energiesystem.
- Österreichische Energieagentur (2019).** Netzeinspeisung von erneuerbarem Gas – Volkswirtschaftliche Effekte des Ausbaus von Erzeugungskapazitäten für erneuerbare Gase und deren Einspeisung in das Gasnetz.
- Pahle, Michael, et al.** "EE Förderinstrumente & Risiken: Eine ökonomische Aufarbeitung der Debatte zur EEG Reform." *Diskussionspapier. Potsdam-Institut für Klimafolgenforschung PIK, Potsdam* (2014).
- Platzbecker, E., Grözinger, J., Kube, M. u. Petersdorff C. (2019).** Die Rolle der Gasinfrastruktur in zukünftigen Energiesystem, NAVIGANT, Studie im Auftrag der FGW, Köln.
- Pizer, William A.** "Combining price and quantity controls to mitigate global climate change." *Journal of public economics* 85.3 (2002): 409-434.
- pwc (2019).** Greening the Gas – Eingeschränkte Benchmarkinganalyse von Fördermodellen von Biogas und Biomethan in ausgewählten Ländern/Regionen.
- Ref-NEKP:** Referenzplan als Grundlage für einen wissenschaftlich fundierten und mit den Pariser Klimazielen in Einklang stehenden Nationalen Energie- und Klimaplan für Österreich (Ref-NEKP), Publierte Version 9.9.2019. <https://cca.ac.at/wissenstransfer/uninetz-sdg-13/referenz-nationaler-klima-und-energieplan-ref-nekp>
- Righini D, Zanetti F, Monti A. (2016).** The bio-based economy can serve as the spring board for camelina and crambe to quit the limbo. *OCL* 23 (5) D504  
<https://doi.org/10.1051/ocl/2016021>
- Shi X, Guo X, Zuo J, Wang Y, Zhang M. (2018).** A comparative study of thermophilic and mesophilic anaerobic co-digestion of food waste and wheat straw: Process stability and microbial community structure shifts. *Waste Manag* 75: 261-269.
- Sinn, Hans-Werner.** "Das grüne Paradoxon; Plädoyer für eine illusionsfreie Klimapolitik." *Monographs in Economics* (2008).
- Stephan Nagl.** "Prices vs. Quantities: Incentives for renewable power generation—numerical analysis for the European power market—", EWI, (2013).

- Tansel B, Surita SC. (2019).** Managing siloxanes in biogas-to-energy facilities: Economic comparison of pre- vs post-combustion practices. *Waste Manag.* 96:121-127. doi: 10.1016/j.wasman.2019.07.019.
- Terrer C, Jackson RB et al. (2019).** Nitrogen and phosphorus constrain the CO<sub>2</sub> fertilization of global plant biomass. *Nature Climate Change* 9: 684–689 <https://www.nature.com/articles/s41558-019-0545-2>
- Tong J, Song Z, et al. (2019).** Carrier lifetimes of >1 μs in Sn-Pb perovskites enable efficient all-perovskite tandem solar cells DOI: 10.1126/science.aav7911
- Umweltbundesamt (2019a).** Klimaschutzbericht 2018, Wien.
- Umweltbundesamt (2019b).**  
<https://www.umweltbundesamt.at/umweltsituation/luft/treibhausgase/>
- Uusitalo V, Leino M, et al. (2017).** Transportation biofuel efficiencies from cultivated feedstock in the boreal climate zone: Case Finland. *Biomass and Bioenergy* 99: 79-89 <https://doi.org/10.1016/j.biombioe.2017.02.017>
- van Meerbeek K, Appels L, (2015).** Energy potential for combustion and anaerobic digestion of biomass from low-input high-diversity systems in conservation areas. *GCB Bioenergy*, 7: 888-898. doi:10.1111/gcbb.12208
- Wahid R, Mulat DG, Gaby JC, Horn SJ. (2019).** Effects of H<sub>2</sub>:CO<sub>2</sub> ratio and H<sub>2</sub> supply fluctuation on methane content and microbial community composition during in-situ biological biogas upgrading. *Biotechnol Biofuels* 12: 104.
- WOODMAN, Bridget; MITCHELL, Catherine.** Learning from experience? The development of the Renewables Obligation in England and Wales 2002–2010. *Energy Policy*, 2011, 39. Jg., Nr. 7, S. 3914-3921.
- Zealand AM, Mei R, Roskilly AP, Liu W, Graham DW. (2019).** Molecular microbial ecology of stable versus failing rice straw anaerobic digesters. *Microb Biotechnol* 12(5): 879-891.
- Zehnsdorf A, Moeller L, et al. (2017).** The study of the variability of biomass from plants of the Elodea genus from a river in Germany over a period of two hydrological years for investigating their suitability for biogas production. *Energ Sustain Soc* 7: 15. <https://doi.org/10.1186/s13705-017-0117-0>

## Tools

<http://www5.umweltbundesamt.at/emas/CO2mon/CO2mon.html>

...Berechnung von Treibhausgas (THG)-Emissionen verschiedener Energieträger

<https://www.lfl.bayern.de/iba/energie/049711/>

...Onlinerechner von Biogasausbeuten und Methangehalten von ca. 350 Substraten

<https://h2.live/>

...aktuelle Karte zu Wasserstofftankstellen in Europa

<https://www.erdgasautos.at/tanken/tanken-in-oesterreich/>

...Tankstelleninfrastruktur Österreich

<https://www.erdgasautos.at/tanken/erdgastankstellen-apps/>

...Tankstelleninfrastruktur Europa

<https://www.erdgasautos.at/tanken/kraftstoffrechner/>

...ab wann (Liter/100km; Jahresleistung; Spritpreis) rechnet sich ein Erdgasfahrzeug?

<https://www.convert-measurement-units.com/conversion-calculator.php?type=energy>

...Umwandlung von Energieeinheiten

[https://www.igwindkraft.at/?xmlval\\_ID\\_KEY\[0\]=1055](https://www.igwindkraft.at/?xmlval_ID_KEY[0]=1055)

...Interaktive Windrad-Landkarte und Infos

<https://www.kea-bw.de/kommunaler-klimaschutz/wissensportal/emissionsfaktoren>

...CO<sub>2</sub>-Äquivalente verschiedener Energieträger

[https://de.wikipedia.org/wiki/Vorsätze\\_für\\_Maßeinheiten](https://de.wikipedia.org/wiki/Vorsätze_für_Maßeinheiten)

<https://biogas.fnr.de/daten-und-fakten/faustzahlen/>

...Richtwerte für allgemeine Kalkulationen landwirtschaftlicher Biogasanlagen, u.a. Biogaserträge, ökonomische Kennzahlen



# Green Gas: Volkswirtschaftliche Analysen zum Quoten- oder Marktprämienmodell