

GREEN GAS GRIDS



DIE ÖSTERREICHISCHE ROADMAP FÜR DIE ZUKÜNFTIGE ENTWICKLUNG DES BIOMETHAN-SEKTORS

Juni 2013

Inhaltsverzeichnis	2
1. Einleitung	3
2. Die Geschichte des österreichischen Biogas / Biomethan Sektors.....	3
3. Aktuelles Potenzial.....	4
4. Verwendbare Rohstoffe.....	4
4.1. Abfall	4
4.2. Klärschlamm	5
4.2.1. Landwirtschaftliche Abfallprodukte	5
4.2.2. Nahrungs- und Getränkeabfall	6
4.2.3. Nicht-Abfall	6
4.2.4. Energiepflanzen	6
5. Verfügbarkeit von nachhaltigen Rohstoffen – Biomethanpotenzial	7
6. Die potenzielle Rolle der öffentlichen Einrichtungen.....	8
6.1. Die Rolle der öffentlichen Einrichtungen im Kontext der erforderlichen Gebäude-Sanierungsrate.....	8
6.2. Die Rolle der Dienstfahrzeuge im Öffentlichen Sektor und der Busse im Kontext der relevanten THG-Emissionsstandards	9
7. Fördermassnahmen	9
7.1. Status quo.....	10
7.2. Pro / Contra	11
7.3. Erfolgsfaktoren im bezug auf Biomethan	12
7.4. Empfehlungen	13
8. Technische Standards	14
8.1. Status quo.....	14
8.2. Empfehlungen	15
9. Biomethan Nachfrage – Ziele	15
10. Zusammenfassung.....	16

1. EINLEITUNG

„GreenGasGrids“ ist ein über einen Zeitraum von drei Jahren laufendes, vom „Energy for Europe (IEE) Programme“ finanziertes Projekt. Ziel des Projektes ist es, den europäischen Biomethanmarkt zu fördern. Die Deutsche Energie-Agentur (dena) koordiniert das Mitte 2014 auslaufende Projekt. Das Projektkonsortium besteht aus 13 europäischen Partnern, die als nationale Agenturen, wissenschaftliche Institutionen und Industrieverbände mit Bezug zu Biomethan, Erdgas und erneuerbare Energien tätig sind.

Die hier vorgestellte österreichische Biomethan-Roadmap beschreibt die Aufgaben–beginnend mit der Darstellung der aktuellen Situation – die zu bewältigen sind und welche entscheidend für die weitere sinnvolle Entwicklung des österreichischen Biomethan-Sektors sind.

2. DIE GESCHICHTE DES ÖSTERREICHISCHEN BIOGAS / BIOMETHAN SEKTORS

Österreich kann auf eine weitreichende Erfahrung im Bereich der Produktion von Biogas aus Deponieanlagen, Klärschlamm und Gewerbemüll zurückgreifen. Vor mehr als 20 Jahren wurde die erste landwirtschaftliche Anlage zur Biogasgewinnung aus Gülle und Stalldung installiert. Vor dem Wechsel ins neue Jahrtausend wurden erste Versuche mit Energiepflanzen und Gras unternommen. Einige Bundesländer förderten solche landwirtschaftliche Vergärungsanlagen durch die Einführung von Einspeisetarifen. 2003 trat das Ökostromgesetz in Kraft, welches zu österreichweiten Einspeisetarifen für eine zeitliche Dauer von 13 Jahren führte. Auf dieser Förderung aufbauend wurden bis 2007 insgesamt 200 Biogasanlagen mit einer Gesamtleistung von 60MW_{el} errichtet, die hauptsächlich mit Energiepflanzen betrieben werden. Die nachfolgenden Gesetzesänderungen konnten kein solches Marktwachstum mehr erzielen. Der Zuwachs der Biogasanlagen stagnierte von 2007 bis 2012 im Vergleich zum ersten Aufschwung, sodass Ende 2012 eine Gesamtleistung von rund 80 MW_{el} installiert war.

Trotz des Fehlens einer umfassenden gesetzlichen Grundlage, ähnlich den Vorkehrungen im Bereich der Stromerzeugung mittels erneuerbaren Energien, gingen die wichtigen Gasnetzbetreiber, die österreichische Landwirtschaftskammer und die ARGE Kompost & Biogas Österreich, eine Zusammenarbeit im Biogassektor ein. Im Jahr 2005 wurde die erste Biogas-Aufbereitungsanlage in Betrieb genommen. Hier wird das Biogas auf die erforderliche Qualität (Biomethan) aufbereitet, um es ins Gasnetz einzuspeisen. Zurzeit gibt es in Österreich 10 derartige Biogas-Aufbereitungsanlagen; drei davon verfügen über lokale Tankstellen mit komprimiertem Biomethan, acht weitere Anlagen sind an das Gasnetz angeschlossen.



3. AKTUELLES POTENZIAL

Anaerobe Vergärungstechnologien sind überaus bewährt und erlauben die Verarbeitung einer Vielzahl von Materialien, einschließlich Lebensmittelabfällen, Gülle und Pflanzen (siehe Tabelle 1).

Tabelle 1: Typ und Anzahl der Anlagen in Österreich im Jahr 2010 – mit Angaben des Rohstoffes

Typ	Anzahl der Anlagen	Rohstoff (Lebensmittelabfälle/ Agrar/Abwasser/Deponie)
<i>Anaerobe Vergärungsanlagen zur Erzeugung von Ökostrom mit Einspeisetarif</i>	<i>289 landwirtschaftliche Biogasanlagen 44 Abwasser- und Deponiegasanlagen</i>	<i>Hauptsächlich Energiepflanzen, Gras, Gülle, kleiner Anteil als Co-Vergärung mit organischen Abfällen</i>
<i>Anaerobe Vergärungsanlagen insgesamt gemäß dem österreichischen Beispiel der IEA task 37 bis Mitte 2010</i>	<i>Landwirtschaft ~ 350 Industrie ~ 25 Klärschlamm 134 Gemeinden ~ 30 Deponie 62</i>	<i>Bodenkulturen, Gründung Lebensmittelabfälle Abwasser Bioabfall Deponiematerial</i>
<i>Thermo-chemische Biogasanlagen</i>	<i>4 bestehende 1 im Bau</i>	<i>Waldhackgut</i>
<i>Biogasaufbereitungsanlagen</i>	<i>10, davon: 1 außer Betrieb 1 in Auftrag</i>	<i>Bioabfall/Energiepflanzen, Gülle/Abwasser</i>
<i>Biogasaufbereitungsanlagen, die ins Erdgasnetz speisen</i>	<i>7 davon: 1 außer Betrieb 1 in Auftrag</i>	<i>Bioabfall/Energiepflanzen, Gülle/Abwasser</i>

Quelle: ARGE Kompost & Biogas Österreich, 2011 (nicht veröffentlicht),
Übersetzung/Visualisierung AEA

4. VERWENDBARE ROHSTOFFE

Die hauptsächlich verwendeten Rohstoffe für die Biogasproduktion – und im Weiteren der Aufbereitung zu Biomethan – durch anaerobe Vergärung lassen sich in folgende Kategorien gliedern: Klärschlamm, landwirtschaftliche Reststoffe wie Stroh, Gülle, Zwischenfrüchte, Lebensmittel- und Getränkeabfälle aus der Lebensmittelindustrie, Getränke- und Futtermittelindustrie, Gastronomie und Abfälle aus Haushalten und Feldfrüchten (Nicht-Abfall).

4.1. ABFALL

In Österreich fällt jährlich eine große Menge an landwirtschaftlicher Gülle und Lebensmittelabfallmaterial an, aus der sich ein beträchtliches Volumen an Biomethan produzieren lässt. Rohstoff aus Abfällen für die anaerobe Vergärung sind vor allem Lebensmittel- und Getränkeabfälle, Klärschlamm, Gülle und Stalldung (landwirtschaftliche Abfälle).

4.2. KLÄRSCHLAMM

Die Biogasproduktion und im Weiteren die Aufbereitung zu Biomethan durch anaerobe Vergärung des Klärschlammes ist in Österreich ein bekannter Prozess zur Energieerzeugung. Aktuelle Erhebungen schätzen das österreichische Produktionspotenzial auf 360 GWh im Jahr (Tabelle 2).

Tabelle 2: Verwendung und zusätzliches Potenzial (bis 2020) von Klärschlamm

Rohstoff	Trockensubstanz in Tonnen	GWh Unterer Heizwert	Bereits genutzt für Biogas-/Biomethan-Produktion (%)	Noch nicht für die Produktion von Biomethan genutzt GWh
Klärschlamm	264.000			
Potenzial für Biogas/Biomethan	211.200	630	30	440

Quelle: ARGE Kompost & Biogas Österreich, 2011 (nicht veröffentlicht), Übersetzung/Visualisierung AEA

4.2.1. Landwirtschaftliche Abfallprodukte

Tabelle 3: Potenzial der landwirtschaftlichen Abfallprodukte im Jahr 2020

Rohstoff	Bewirtschaftete Fläche [ha]	Davon verwendbarer Anteil für Biomethan	Benötigte Fläche für Biomethan [ha]	Trockensubstanz in Tonnen pro Hektar	GWh Unterer Heizwert
Stroh von Getreide, Raps und Mais	773.000	0,2/0,3	Keine zusätzliche Fläche nötig	3.5/4/6	1.850
Restgrünland (mehr als zwei Schnitte)	570.000	0,03	17.000	5	300
Dünger aus Tierhaltung		20% Kuh- und Schweinestaldünger 40% Hühner- und Geflügeldünger			1.700

Quelle: ARGE Kompost & Biogas Österreich, 2011 (noch nicht veröffentlicht), Übersetzung/Visualisierung AEA

4.2.2. Nahrungs- und Getränkeabfall

Das Biogaspotenzial des organischen Abfalles bis 2020, gemäß Bundes-Abfallwirtschaftsplan, ist in Tabelle 4 zusammengefasst.

Tabelle 4: Verwendung und zusätzliches Potenzial (bis 2020) des Nahrungs- und Getränkeabfalles

Rohstoffpotenzial für die Biogas/ Biomethane-Produktion	Frisch- substanz in Tonnen	GWh Unterer Heiz- wert	Bereits genutzt für Biogas-/ Biomethan Produktion (%)	Noch nicht für die Produktion von Biomethan genutzt GWh
Organischer Abfall: Abfallsortierung	546.300	184	30	129
Organischer Abfall: Gärten/Parks	790.000	178	0	178
Organischer Abfall von Märkten	20.000	11	70	3
Gewerbliche Küchen/Kantinen	150.000	81	80	16
Organischer Abfall aus Schlacht- häusern	240.000	90	30	63
Organischer Abfall der Fleischverarbeitung	105.500	102	30	71
Organischer Abfall Milchverarbeitung	122.400	6	20	5
Abgelaufene/Nicht konsumierte Lebensmittel	37.200	27	60	11
Küchen- und Nahrungsmittelabfall	51.500	17	50	9

Quelle: ARGE Kompost & Biogas Österreich, 2011 (noch nicht veröffentlicht),
Übersetzung/Visualisierung AEA

4.2.3. Nicht-Abfall

In Österreich ist genügend Anbaufläche für Zwischenfrucht als Energiepflanze verfügbar, sodass sich ein Wettbewerb zwischen der Lebensmittelproduktion- und der Biomethanindustrie vermeiden lässt.

4.2.4. Energiepflanzen

Kulturpflanzen, wie z.B. Mais und Gräser, können als alleiniger Rohstoff oder in Kombination mit anderen Substraten für die anaerobe Vergärung verwendet werden. Die österreichische Regierung erkennt an, dass Pflanzen für die anaerobe Vergärung (AD) sowohl auf landwirtschaftlichen Flächen – unter Berücksichtigung des Rotationsprinzips – als auch auf Flächen, die nicht für den Anbau von Nutzpflanzen geeignet sind – angebaut werden können. Ebenso wird anerkannt, dass einige Pflanzen eventuell zum güllebasierten anaeroben Vergärungsprozess hinzugefügt werden müssen, um einen effizienten Betrieb sicherzustellen.

Pflanzen, die durch Einwirkung von Schlechtwetter während der Anbausaison als Lebensmittel nicht mehr verwendbar sind, können ebenfalls eingesetzt werden. In

hauptsächlich landwirtschaftlichen Regionen wird Gras üblicherweise vom Restbestand verwendet – einschließlich des dritten und vierten Schnitts in Grünlandregionen.

Tabelle 5: Energieproduktionspotenzial des Zwischenfruchtanbaus bis 2020

Rohstoff	Anbaufläche	Davon verwendbarer Teil für Biogas / Biomethan	Verwendet für Biogas/ Biomethan	Trockensubstanz in Tonnen pro Hektar	GWh Unterer Heizwert
Zwischenfrucht	1.400.000	0,07	Kein weitere Fläche nötig	3,5	806
Energiepflanze	1.400.000	0,04	45.000	13	2,002

Quelle: ARGE Kompost & Biogas Österreich, 2011 (noch nicht veröffentlicht), Übersetzung/Visualisierung AEA

5. VERFÜGBARKEIT VON NACHHALTIGEN ROHSTOFFEN – BIOMETHANPOTENZIAL

Nach Ansicht der Vertreter des österreichischen Biomethan-Sektors ist die Nachhaltigkeit der Substrate der Schlüssel für die erfolgreiche Entwicklung und den Betrieb von Biomethan-Anlagen. Aus diesem Grund ist es für die zukünftige Entwicklung unabdingbar, die Konkurrenz mit der Nahrungsmittelindustrie zu vermeiden. In anderen Worten, es muss sichergestellt werden, dass

- Zukünftig – unter Berücksichtigung einer Übergangszeit – nur solche Substrate verwendet werden, die nicht in Konkurrenz zur Lebensmittelproduktion stehen und auch nicht als solche wahrgenommen werden;
- Abfallgesetze und Vorschriften für eine höhere Sammelquote von biologisch abbaubaren und getrennten Abfällen sorgen und diese Abfälle anschließend in der Energieerzeugung und der Bio-Dünger-Produktion verwendet werden;
- Forschungs- und Entwicklungsaktivitäten in Bezug auf die Verwendung von Substraten wie Stroh, Zwischenfruchtanbau und anderen biologisch abbaubaren Rückständen sogar erhöht werden müssen.

Das Potenzial der in diesem Sinne verbliebenen Substrate für die Biomethanerzeugung im Jahr 2020 ist in Tabelle 6 dargestellt.

Diese Werte sind immer noch sehr abstrakter Natur, da die Errichtung und der Betrieb einer Biogas- / Biomethan-Anlage von unterschiedlichen Faktoren – insbesondere der wirtschaftlichen Machbarkeit - der Lage, Verbindung zu den Gasnetzen, Art und Qualität des Substrats usw. – abhängt.

Tabelle 6: Energetisches Potenzial der nachhaltigen Rohstoffe in Österreich bis 2020

Rohstoff	GWh
Klärschlamm	1.070
Landwirtschaftliche Produkte (Nachhaltiges Substrat, das nicht in Konkurrenz zur	6.674

Lebensmittelproduktion steht)	
Lebensmittelabfälle	136
Biologisch abbaubare Abfälle	362
Industrielle Lebensmittelverarbeitung	198
Total	8.260

Quelle: ARGE Kompost & Biogas Österreich, 2011 (nicht veröffentlicht),
Übersetzung/Visualisierung AEA

Aktuell wird Biomethan hauptsächlich als Brennstoff für die Stromproduktion eingesetzt, um die 20-20-20-Ziele im Bereich der Elektrizität zu erreichen. Es wird daher empfohlen, die Rolle des Biomethans für die Erreichung der 20-20-20-Ziele insgesamt, unter Berücksichtigung aller primären Energiequellen, einzuschätzen. Diese Einschätzung ist insofern besonders relevant, als die Verfügbarkeit nachhaltiger flüssiger Biotreibstoffe für 20-20-20-Ziele nicht ausreichen und somit die Verpflichtung hinsichtlich Biotreibstoffanteil nicht eingehalten werden könnte. Biomethan kann die zusätzlich nötige Menge an Biotreibstoff zur Verfügung stellen. Obwohl Strom nicht als substituierbar gilt, stellt Strom noch immer einen kleinen Teil des gesamten Energieverbrauchs – im Vergleich zu anderen Energieformen wie fossilen Brennstoffen – dar.

Aufbauend auf dieser Analyse müssten die Aufgaben des Biomethans für die 20-20-20-Zielerreichung und in weiterer Folge für die De-Karbonisierungsziele bis 2050, neu definiert und dem Biomethan-Sektor eine bedeutende Rolle zugeteilt werden. Dazu sollte eine dementsprechende politische Unterstützung einen wichtigen Beitrag leisten.

6. DIE POTENZIELLE ROLLE DER ÖFFENTLICHEN EINRICHTUNGEN

Die Richtlinie 2012/27/EU zur Energieeffizienz betont in der Präambel [siehe (17)] die mögliche hohe Vorbildwirkung öffentlicher Gebäude. Es läge nahe, diesen Ansatz auch im Biomethan-Sektor zu realisieren. Dies auch unter dem Aspekt, dass eine erhöhte Energieeffizienz – ebenso wie die Verwendung von Biomethan – die Treibhausgas-Emissionen verringert.

6.1. DIE ROLLE DER ÖFFENTLICHEN EINRICHTUNGEN IM KONTEXT DER ERFORDERLICHEN GEBÄUDE-SANIERUNGSRATE

Die erforderliche jährliche Sanierungsrate öffentlicher Gebäude im Hinblick auf die Verbesserung der Energieeffizienz könnte mit der Nachfrage nach Biomethan verbunden werden. D.h., dass die von den sanierten Gebäuden benötigte Energie, nämlich Strom, Wärme und Kälte, teilweise durch den Brennstoff Biomethan aufgebracht werden könnte.

Da Biomethan oft als Energiequelle betrachtet wird, die nur in ländlichen Regionen gewonnen werden kann, könnte die vorgeschlagene Idee auch in den öffentlichen Gebäuden der Landes- bzw. Bezirksverwaltung zur Umsetzung kommen.

Falls man diesem Vorschlag folgt, könnten:

- Die Bundes- und Landesregierungen als Vorbild dienen. Dies könnte die Glaubwürdigkeit bezüglich des Erfüllens der Treibhausgasreduktionsziele steigern
- Nachhaltige regionale Arbeitsplätze geschaffen werden
- Größenvorteile im Biomethan-Sektor errungen werden

- Forschungs- und Entwicklungsaktivitäten im Bereich Biomethan gesteigert werden – insbesondere in Bezug auf die Forschung im Bereich der sogenannten zweiten und dritten Generation.

6.2. DIE ROLLE DER DIENSTFAHRZEUGE IM ÖFFENTLICHEN SEKTOR UND DER BUSSE IM KONTEXT DER RELEVANTEN THG-EMISSIONSSTANDARDS

Dienstfahrzeuge von Verwaltungsorganen der Regierung sollten auf Landes- und Bundesebene mit flüssigen oder gasförmigen Biotreibstoffen betrieben werden, um die gleichen Vorteile – im Hinblick auf die Treibhausgasemissionen – wie die Gebäudemaßnahme zu generieren. Die Verwendung von gasförmigen Treibstoffen könnte, im Vergleich zu ihrer flüssigen Variante, folgende zusätzliche Vorteile aufweisen:

- Die Geräuschbelastung ist um einiges geringer im Vergleich zu Benzin- und Dieselfahrzeugen
- Biomethan kann ohne die Beimischung von Erdgas verwendet werden, während Bioethanol mit Benzin oder Diesel vermischt werden muss.
- Die Verwendung von Biomethan als Treibstoff erzeugt, im Gegensatz zu vermischten Flüssigtreibstoffen, keine Feinstaubemissionen
- Das Verwenden von nachhaltigen Substraten, wie Klärschlamm, Lebensmittelabfällen und Abfallprodukten der Landwirtschaft, die nicht in Konkurrenz zur Lebensmittelerzeugung stehen und auch nicht als solche angesehen werden, steigert die allgemeine Akzeptanz von Biomethan
- Aufgrund der üblicherweise hohen Jahreslaufleistung der Dienstfahrzeuge und Busse ist die Reduzierung der Treibhausgasemissionen auch in absoluten Zahlen hoch.

Darüber hinaus:

- Könnten die Größenvorteile (siehe „Rolle der Gebäudesanierung“) durch die Anwendung von Biomethan im Verkehrssektor gesteigert werden;
- Befindet sich der beschriebene Ansatz im Einklang mit den aktuellen Programmen zur Treibhausgasemissionseinsparungen von Fahrzeugen. Deshalb sollten Fahrzeughersteller diese Initiative unterstützen, um die durchschnittlichen Treibhausgasemissionen ihrer Fahrzeugflotten zu reduzieren;
- Ergänzt sich der Vorschlag perfekt mit dem Antrag zu einer Richtlinie zur Entwicklung von alternativen Kraftstoff-Infrastrukturen (KOM (2013) 18);
- Weist die Lebenszyklusanalyse von komprimiertem Biomethan– sogar im Vergleich zur e-Mobilität – Vorteile auf, da diese zum Herstellen von Akkus besonders wertvolle und seltene Materialien benötigt, die zudem bei ihrer Verarbeitung große Emissionen verursachen.

7. FÖRDERMASSNAHMEN

Eine der wichtigsten Errungenschaften der EU-Institutionen in Bezug auf die Entwicklung von Erneuerbaren Energiesystemen (RES) ist die Einführung von EU-weiten Zielen.

Da die EU-Mitgliedstaaten die EU nicht dazu ermächtigt haben, durch strikte Maßnahmen den RES-Zielen Nachdruck zu verleihen, haben sich die Mitgliedstaaten verpflichtet, nationale Aktionspläne bei der Europäischen Kommission einzureichen. Diese behält sich

das Recht vor, nötige Prozesse gegen die Mitgliedstaaten einzuleiten, deren Aktionspläne nicht den Anforderungen entsprechen.

Ein weiterer großer Erfolg war die Einführung eines neuen EU-weiten Instruments, welches als Herkunftsnachweis (GoOs) für Strom aus erneuerbaren Energiequellen fungiert. Grundsätzlich weist dieses Instrument auf den Standort, die Technologie und den Zeitpunkt der aus erneuerbaren Quellen erzeugten Energie hin. Die Herkunftsnachweise dienen vor allem dazu, den von den Stromanbietern angegebenen Anteil der erneuerbaren Energien am Mix der Energieträger zu deklarieren. Da die Herkunftsnachweise nur einen informativen Wert haben und kein für sich handelbares Gut darstellen, müssen sie den Handelstransaktionen folgen.

Die EU-Mitgliedstaaten haben ausschließlich auf nationaler statt auf EU-weiter Ebene ihre Förderregelungen zur Entwicklung von Erneuerbaren Energiesystemen umgesetzt. Folglich wird eine Vielzahl von Prämiensystemen in verschiedenen Ländern zum Einsatz kommen.

Die vorherrschenden Maßnahmen sind:

- Einspeisemaßnahmen, die einen stets höheren Preis als den Marktpreis garantieren
- Quotenbasierte Systeme, die handelbare "Grüne" Zertifikate anwenden, um Anreize für RES- Investitionen darzustellen
- Investitionsanreize

Die genannten Systeme haben Stärken/Schwächen, die im Folgenden beschrieben werden.

Eine weitere Fördermaßnahme bilden Investitionsanreize – obwohl in Österreich nur im Rahmen bestimmter Programme angewandt – zum Beispiel ins Leben gerufen durch das Ministerium für Umwelt und Landwirtschaft – wenn der Brennstoff „Biomethan“ ausschließlich für die Wärmeerzeugung verwendet wird.

7.1. STATUS QUO

In Österreich besteht bislang kein Anreiz, Biomethan direkt in das Gasnetz einzuspeisen. Die aktuellen Einspeisetarife fördern jedoch die Stromerzeugung aus Biomethan als Energieträger, was wiederum die Investitionen im Biomethansektor erhöht (Ausnahmen siehe oben). Die Einspeisetarife für die Stromerzeugung durch das Verwerten von Biogas/Biomethan werden für einen Zeitraum von 15 Jahren gewährt.

Die österreichischen Einspeisetarife sind abhängig:

- Von der maximalen Leistung (Engpassleistung)
- Von der Qualität des Ausgangsmaterials (Anteil an einem bestimmten Substrat)
- Von der erreichten Effizienz von KWK-Anlagen – somit Belohnung für besonders effiziente Anlagen
- Davon, ob das eingespeiste Biomethan auf Erdgasqualität veredelt wird, um es ins Erdgasnetz einzuspeisen und im Weiteren zur Erzeugung von Elektrizität zu verwenden; diese Option führt zur Berechtigung der Inanspruchnahme des sogenannten „Technologiebonus“

Produktivitätssteigerungen werden insofern berücksichtigt, als Einspeisetarife für neu errichtete Anlagen gesenkt werden. Die Einspeisetarife für bestehende Anlagen werden nicht reduziert.

Das österreichische System der festen Einspeisetarife ist, wie viele andere Einspeisetarifsysteme in Europa, mit Stärken und Schwächen behaftet. Die nachfolgende Beschreibung hebt die Stärken und Schwächen – basierend auf theoretischen Ansätzen und praktischen Erfahrungen – hervor.

Einspeisetarife:

Ein Einspeisetarif ist grundsätzlich leicht zu managen und besteht aus

- Der Verpflichtung des Fernleitungs- bzw. Verteilernetzbetreibers, die aus den an das jeweilige Netz angeschlossenen Anlagen erzeugte Energie zu kaufen;
- Einem garantierten Zugang zur Netzinfrastruktur;
- Einem vordefinierten Einspeisetarif, der über dem Marktpreis liegt und für eine bestimmte Zeitspanne gewährt wird. Eine Variante dieses Ansatzes ist – im Gegensatz zu einem festen Kaufpreis – eine feste Prämie, die zum Marktpreis hinzukommt. Beide Varianten berücksichtigen meist nicht den Zusammenhang der potenziellen Veränderung der Input-Kosten (z.B. durch Rohstoffpreisänderungen) und des Einspeisetarifs. Um die steigende Produktivität zu berücksichtigen, bekommen neugebaute Anlagen niedrigere Einspeisetarife. Daraus resultiert eine allmähliche Abnahme der Einspeisevergütung für neue Anlagen.

Die vorgesehene Kapazität von RES-Anlagen wird bestimmt, sodass die Maximalkosten im Vorhinein bekannt sind (meistens wird die Anzahl der Anlagen, die Anspruch auf diesen Einspeisetarif haben könnten, gekappt). Solange keine "Opt-out"-Klausel enthalten ist, wird ein Mindestniveau von Erneuerbarer Energien(EE)-Kapazitäten durch die Quote festgelegt.

Grüne Zertifikate:

Grüne-Zertifikat-Systeme haben im Hinblick auf ein erhöhtes Risiko für Investoren einige potentielle Nachteile, nämlich:

- Die Unsicherheit des Zukunftspreises der Ware "Energie" und der Ausgleichsenergiekosten, die nötig sind, um die prognostizierte Energiemenge – bei Ausfall der RES – bereitzustellen. Bei hohen Zuwachsraten der EE-Projekte könnten beide Komponenten so bestimmt werden, dass es zu geringeren Erlösen und in weiterer Folge zu geringeren Projektgewinnen kommt.
- Der zukünftige Wert der Grünen Zertifikate ist unsicher. Sollten die Kosten der Standorte steigen, so könnten bestehende Projekte unerwartete Gewinne realisieren. Sollten sich die Kosten der RES-Anlagen im Laufe der Zeit verringern, könnten durch bestehende Projekte Stranded Costs generiert werden.
- Die Finanzierung solcher Projekte könnte aufgrund der vorhin beschriebenen Risiken herausfordernd werden bzw. mit hohen Zinsen belastet werden. Infolgedessen würden Innovation und Liquidität darunter leiden und kleinere Investoren könnten dadurch vom Markt ausgeschlossen werden.
- Zu wenige Projekte könnten zu Preissteigerungen der Grünen Zertifikate und/oder zu hohen Preisvolatilitäten führen.
- Da sich die Preise der Grünen Zertifikate technologieunabhängig verhalten, könnten günstigere Technologien oder bessere Projektstandorte unerwartete Gewinne lukrieren.

- Überschreitungen der gesetzten Ziele (sogar leichte Überschreitungen) könnten zu einem starken Preisrückgang der Grünen Zertifikate führen, wohingegen Unterschreitungen zu hohen Spitzen führen könnten.
- Große Unternehmen sind, im Gegensatz zu neuen kleinen Marktteilnehmern, am besten geeignet, um mit solchen Risiken umzugehen (Absicherung solcher Risiken oder eine verfügbare Kapitalversorgung ist notwendig). Dementsprechend können diese Risiken eine Markteintrittsbarriere darstellen (erfahrungsgemäß werden in einem Grünen-Zertifikate-System die meisten Zertifikate von großen Unternehmen mit eigenem Handelsbereich ausgestellt).
- Die Chancen für die fortlaufende Entwicklung von neuen Technologien mit dem Ziel, auf mittel- und langfristiger Basis wettbewerbsfähige Energie produzieren zu können, sind stark eingeschränkt.

Investitionsanreize:

Als Anreiz zur Investition können folgende Maßnahmen gelten:

- Investitionszuschüsse als direkte Investitionszuschüsse pro kW Nennkapazität oder als Prozentsatz der Investitionskosten. Grundsätzlich ist ein solcher Ansatz relativ einfach und ein sehr geradliniger Anreiz. Andererseits haben solche Zuschüsse den Ruf, relativ leicht missbräuchlich verwendet werden zu können, sodass eine strenge Überwachung unabdingbar ist.
- Steuergutschriften auf Investitionen dienen dazu, Kapitalkosten zu senken, indem die Steuern der Investoren verringert werden [Minderung der zu versteuernden Basis durch (Teil-)Abzug der Investition von der Steuerbasis]. Solche Systeme könnten sich als hilfreich erweisen, jedoch sind sie auch dafür bekannt, dass der Investor öfters statt der Optimierung der Stromerzeugung die Maximierung der Steuerbegünstigung anstrebt. Darüber hinaus ist ein solches System nicht transparent, was zu einer erhöhten Komplexität und zur Verringerung der Effektivität führen könnte.
- Ein weiterer Impulsgeber könnte die Einfuhrzollbefreiung sein. Wie bei allen Investitionsanreizen besteht die Gefahr, dass Geräte-/Anlagenhersteller diesen Nachlass zur Erhöhung der Preise nutzen.

7.3. ERFOLGSFAKTOREN IM BEZUG AUF BIOMETHAN

Unterstützungen für das Einspeisen ins Gasnetz könnte die Anwendung von Biomethan in der Mobilität genauso erleichtern wie die Vermarktung von grünem Gas in der Industrie und in den Haushalten. Darüber hinaus könnte solch eine Förderung grenzüberschreitenden Handel von Biomethan unterstützen und dadurch lokale Vorteile mit potenziellen Größenvorteilen verbinden.

Eine verstärkte Nutzung von Biomethan im Verkehrssektor ist auch verknüpft mit der Bindung des Gaspreises an die Ölprodukte („Ölindizierten Verträgen“). Im Falle einer hub-basierten Gaspreisfindung ist die Wahrscheinlichkeit der Anwendung von Erdgas im Verkehrssektor höher. Der Einsatz von Erdgas im Verkehrssektor könnte auch die Nutzung von Biomethan in der Mobilität fördern.

Ein weiteres wichtiges Element ist die Bindung der maximalen Kosten für das Substrat an den Großhandelspreis für Strom. Entsprechend den gesetzlichen Vorgaben („Ökostromgesetz“) sind die maximal anrechenbaren Kosten für Substrate durch den Großhandelspreis für Strom begrenzt. Die gesetzlichen Regelungen implizieren, dass die

anrechenbaren Kosten für Substrate, die in der Tariffberechnung Eingang finden, nicht den Großhandelspreis für Strom überschreiten dürfen. Folglich bewirkt ein niedriger Strom-Großhandelspreis einen niedrigen Tarif für Strom, der mit Biomethan als Brennstoff hergestellt wurde. Diese Vorschriften führen letztlich zu rückläufigen Investitionen im Biomethan Sektor. Sogar bestehende Biomethananlagen haben Schwierigkeiten, eine Rendite zu erzielen. Besonders betroffen sind davon Anlagen, die Klärschlamm und biologisch abbaubare Abfälle als Substrat verwenden, da die gewährten festen Einspeisetarife für Strom, der aus diesen Substraten gewonnen wird, kleiner sind als die aus anderen Substratarten. Außerdem erfordern niedrige Großhandelspreise für Strom hohe spezifische Förderungen pro kWh (die Differenz zwischen Großhandelspreis und der garantierten Einspeisevergütung muss subventioniert werden). Da das Förderungsvolumen gesetzlich begrenzt ist, kann nur ein geringer Anteil der Energie subventioniert werden. Eine Herabsetzung der Einspeisetarife zwecks Förderung einer größeren Energiemenge bei einem vorgegebenen Förderungsvolumen führt zu einer Herabsetzung der Einspeisetarife. Die niedrigen Tarife sind für eine angemessene Rendite zu gering, was wiederum die Bereitschaft der Investoren, solche Risiken auf sich zu nehmen, minimiert.

Aus diesen Gründen wird es eine Herausforderung sein, die im Ökostromgesetz festgelegten Ziele zu erreichen. Das Erreichen dieser Ziele ist eine wichtige Voraussetzung für die Erhöhung der zukünftigen Ziele. Gelingt es, diese Ziele der Biogas- und Biomassebranche betreffend Leistung (200MW) und Energiemenge (1,3TWh) in einem normalen Kalenderjahr (im Falle der Nutzung nachhaltiger Substrate) bis zum Jahr 2020 zu erreichen, so sollte der zuständige Minister mithilfe eines Regierungsentwurfs eine Erhöhung dieser Ziele anstreben. Die Erreichung der genannten Ziele muss von der Regulierungsbehörde für Energie alle zwei Jahre kontrolliert werden. Der aktuelle Bericht des Jahres 2013 zeigt, dass die Sollzahlen nicht erreicht werden, sodass eine Erhöhung der Biogas-/Biomethan-Ziele kurz- bis mittelfristig unwahrscheinlich ist. Ob es langfristig zu einer Erhöhung der Ziele kommen wird, hängt vor allem von den Auswirkungen der Mitteilung der Europäischen Kommission „Vollendung des Elektrizitätsbinnenmarktes und optimale Nutzung staatlicher Interventionen“ ab.

7.4. EMPFEHLUNGEN

In der vorherrschenden Situation scheinen die Märkte streng national begrenzt zu sein, da ausschließlich die heimische RES-Produktion gefördert wird. Um den nationalen und insbesondere den grenzübergreifenden Handel, welcher die Entwicklung des gesamten Biomethan-Sektors unterstützen würde, zu verbessern, wäre ein effizientes System für die Ausstellung, Registrierung, Bearbeitung und Stornierung handelbarer Biomethan-Zertifikate erforderlich. Alle teilnehmenden EU-Staaten sollten diese Ausweise anerkennen und Doppelzählungen ausschließen.

Dementsprechend besteht eine eindeutige Notwendigkeit, klar zwischen handelbaren Zertifikaten (Dokumente, die ihren eigenen inhärenten Marktwert haben und die unabhängig von dem Produkt gehandelt werden können, wie beispielsweise die EECS Ökostrom-Zertifikate) und Dokumenten zu unterscheiden, die als Herkunfts- und Qualitätsnachweis für ein Produkt dienen, aber keinen eigenen Marktwert haben. Basierend auf diesem Ansatz wurde bisher noch kein Zertifikats-, Ausgabe- und Handelssystem für Biomethan in Europa installiert.

Angesichts der dargestellten Lage scheint der Einsatz von Handels-Systemen für Biomethan-Zertifikate verfrüht zu sein und wird daher gegenwärtig nicht empfohlen. Deshalb sollte man die Installierung eines Biomethan-Handelssystems als langfristiges Ziel ansehen.

Basierend auf den Ergebnissen des GreenGasGrids-Projektes, wird die Einrichtung nationaler Biomethan-Register in allen teilnehmenden EU-Staaten sowie deren Harmonisierung und Zusammenarbeit, anstatt eines zentral verwalteten europäischen Registers, empfohlen.

Aus genannten Gründen besteht ein starker Bedarf an unterstützenden Maßnahmen im Rahmen der Weiterentwicklung von nationalen Biomethan-Registern und – auf lange Sicht – zur Entwicklung eines europaweiten Zertifikat-Handelssystems für Biomethan. Solche Unterstützungsmaßnahmen sollten durch folgende Akteure/Institutionen erfolgen:

- Nationale Politiker
- Nationale Biomethan Verbände;
- Regulierungsbehörden – falls diese, zumindest teilweise, den Rahmen für Investitionsimpulse vorgeben;
- Relevante Ministerien im Rahmen ihrer Aufgaben und Kompetenzen;
- Die Europäische Kommission – über einen Antrag von Österreich zur Verlängerung des „GreenGasGrids“-Projekts oder durch ein sinngemäßes Nachfolgeprojekt.

Neben der Einrichtung eines nationalen Biomethan-Registers als ersten Schritt (langfristig eines europaweiten Zertifikat-Handelssystems) könnte die richtige Ausrichtung des Ökostromgesetzes einen umfassenderen Biomethaneinsatz unterstützen. Solche Anpassungen sollten mit der Energiestrategie 2030 übereinstimmen – die selbst durch das Erreichen der Biomethan-Ziele bis 2030 betroffen ist. Da die Energiestrategie 2030 derzeit noch zur Debatte steht, ist aktuell noch kein Biomethanpotenzialzenario ausgearbeitet worden.

8. TECHNISCHE STANDARDS

Ähnlich wie das Bedürfnis, nationale Register zu installieren und zu vereinheitlichen, besteht auch die Notwendigkeit, technische Standards zu harmonisieren, um Biomethan in einem vereinheitlichten Qualitätsband anwenden zu können. Diese Forderung gilt – aufgrund des Antrags zu einer Richtlinie zur Entwicklung von alternativen Kraftstoff-Infrastrukturen (KOM (2013) 18) – für den Verkehrssektor im Allgemeinen und für Lastkraftwagen im Besonderen.

8.1. STATUS QUO

Im Rahmen des GreenGasGrids-Projektes beschäftigt sich eine Arbeitsgruppe mit der Harmonisierung der technischen Standards im Biomethan-Sektor. Um ihre Ziele zu erreichen, legt die Arbeitsgruppe ihre Schwerpunkte auf folgende Themen:

- Spezifikationen der Biomethanqualität für die Einspeisung in das Gasnetz (Schlüsselprobleme sind Sauerstoff, Siloxan und Brennwert)
- Welche Gasqualitäts-Parameter überwacht werden sollen und wie dieses Monitoring auszuführen ist (kontinuierlich oder punktuell)
- Standards für Anlagen, aus denen das Biomethan in das Erdgasnetz eingespeist wird
- Netzkapazität und Kompressionsanforderungen für Biomethan
- Effizienz von Erweiterungen (Methanverluste, Energieverbrauch)

Trotz bedeutender Fortschritte, die zwischenzeitlich erreicht wurden, stehen einige Punkte noch zur Diskussion – entweder weil zuverlässige Daten noch nicht gewonnen wurden, oder weil die notwendigen Daten noch nicht verfügbar sind.

Folgende Bestandteile des Biomethans sollen in Forschungsprojekten¹ thematisiert werden:

- Schwefel
- Siloxane
- Komponenten, welche die Gesundheit belasten können
- Sauerstoff
- Wasserstoff
- Methanzahl (Parameter, der die Gefahr des Klopfens in Motoren angibt, vergleichbar mit der Oktanzahl für flüssige Treibstoffe);

8.2. EMPFEHLUNGEN

Es wird empfohlen, den Harmonisierungsprozess fortzuführen und rechtzeitig die diesbezüglichen Regelungen in Österreich anzunehmen, um den Weg für eine umfassendere Anwendung von Biomethan zu ebnen. Dadurch kann man mehrere bekannte sozioökonomische Vorteile unterstützen.

Aus diesem Grund wird mittel- und langfristig weitere Unterstützung benötigt durch:

- Die nationale Biogas/Biomethan-Vereinigung in Zusammenarbeit mit Verbänden wie dem Erdgasfahrzeug-Verband (NGVA) oder Auto-/Bus-/LKW-Herstellern u.a.;
- Nationale Normierungsinstitute bzw. Institutionen auf EU-Ebene;
- Relevante Ministerien im Rahmen ihrer Aufgaben und Kompetenzen;
- Die EU-Kommission über einen Antrag von Österreich zur Verlängerung des Projekts „GreenGasGrids“ oder durch ein sinngemäßes Nachfolgeprojekt.

9. BIOMETHAN NACHFRAGE – ZIELE

Im Falle der Einhaltung der Empfehlungen in Bezug auf:

- Die potenzielle Rolle von öffentlichen Stellen
- Förderungsmaßnahmen
- Technische Standards

und unter Berücksichtigung des Potenzials von Substraten können die folgenden Nachfrageziele für Österreich anvisiert werden.

Tabelle 7: Biomethan Nachfrageziele in Österreich im Jahr 2020

				Endnachfrage			
		[GWh]	[GWh]	[GWh]	[GWh]	[PJ]	[Mio. Nm ³ H ₄]
KWK-Anwendung		In Betrieb	Neu	Gesamt			
Elektrizität		555	1.445	2.000	5.000	18,0	500
Wärmerückgewinnung		365	951	1.316			
Treibstoff	[km/a]	[kWh/km]	CBM Anteil	[GWh]			
Personenkraftwagen: = 200.000	15.000	0,6	0,60	1.080	1.080	3,9	108
Lastkraftwagen: = 5.000	100.000	2,3	0,60	690	690	2,5	69
Busse: = 500	100.000	2,7	0,60	81	81	0,3	8
Gesamt					6.851	24,7	685

Quelle: ARGE Kompost & Biogas Österreich (noch nicht veröffentlicht),
Übersetzung/Visualisierung AEA

¹ Quelle: Green Gas Grids, Wellinger A., Standards for biomethane as vehicle fuel and for injection into the natural gas grid, März 2013, Seite 10

Die anvisierte Nachfrage durch LKWs basiert auf der Annahme, dass Biomethan hauptsächlich im Bereich der mittleren und leichten Lastkraftwagen eingesetzt wird. Diese Fahrzeuge kommen typischerweise innerhalb eines Tag wieder an die Quelle (über die Senke) zurück. Daher benötigen die Motoren keine Anpassung an verschiedene Biomethan-Qualitäten (im Falle von Abweichungen), weil sie immer an der gleichen Station tanken können. Der gleiche Ansatz wird für Busse vorausgesetzt.

Um die genannten Ziele im Bereich der Stromerzeugung – mittels Einsatz von Biomethan als Brennstoff – zu erreichen, werden jährliche Subventionen in der Höhe von € 30.964.286 in sieben aufeinander folgenden Jahren² benötigt.

10. ZUSAMMENFASSUNG

Die Produktion von Biomethan mit anschließender Einspeisung in das Erdgasnetz gewinnt an Bedeutung – wenngleich noch auf einem niedrigen Niveau. Die Hauptgründe dafür sind:

- Biomethan ist im Grunde Methan, weshalb es in direkter Konkurrenz zu Erdgas steht, aber durch höhere Produktionskosten benachteiligt ist – im Besonderen wenn es auf die Qualität von Erdgas gebracht werden muss;
- Bis vor kurzem wurden auch Substrate verwendet, welche im Wettbewerb zur Lebensmittelproduktion stehen bzw. diesen Anschein erweckten;
- Risiken in Bezug auf Änderungen von behördlichen Vorschriften während des Investitionszeitraums (Regulierungsrisiko);
- Die Abnahme der öffentlichen Unterstützung; diese muss daher – insbesondere auf politischer Ebene – wiederhergestellt werden.
- Das Fehlen von EU-weiten Harmonisierungen betreffend:
 - Register (und später der Handel mit Zertifikaten) und
 - Technische Standards.

Diese Aspekte stellen Hürden dar, welche die Nutzung der Vorteile von Biomethan nämlich:

- Die Reduktion der Treibhausgasemissionen;
- Die Verringerungen der Abhängigkeit von Energieimporten;
- Andere sozioökonomische Aspekte, wie:
 - Schaffung von nachhaltigen Arbeitsplätzen in ländlichen Gebieten;
 - Erhöhte F&E-Aktivitäten in Bezug auf die Nutzung des Potenzials des Biokraftstoffs welcher mittels der sogenannten zweiten und dritten Generation-Verfahren hergestellt wird;
 - Verringerung der lokalen Importabhängigkeiten;
 - Geräuschreduktion;

behindern.

Um diese Barrieren zu überwinden, ist politische Unterstützung, mehr Rückhalt von den nationalen Regulierungsbehörden erforderlich.

Des Weiteren ist eine finanzielle Unterstützung für Biomethan notwendig.

Um von der Massenproduktion, Größenvorteilen und Verbundvorteilen sowohl produktionsseitig als auch verbraucherseitig profitieren zu können, ist die von der Biomethan-Industrie geforderte Angleichung von technischen/betriebswirtschaftlichen Standards erforderlich. Darüber hinaus sind die Nachhaltigkeitskriterien zu erfüllen, um nicht im Wettbewerb mit der Lebensmittelerzeugung zu stehen oder als solche wahrgenommen zu werden.

² Quelle: ARGE Kompost & Biogas Österreich (nicht veröffentlicht)