

GESAMTWIRTSCHAFTLICHE AUSWIRKUNGEN EINER INNOVATIVEN BIOGASERZEUGUNG IN ÖSTERREICH

Univ. Doz. Dr. Kurt Kratena

Oxford Energy

<http://www.oxford-energy.com/univ-doz-dr-kurt-kratena/>

Regional Economic Applications Laboratory

(R.E.A.L., University of Illinois in Urbana-Champaign)

<http://www.real.illinois.edu/staff/>

Wien, Oktober 2013

1. Einleitung und Motivation

Zu den gesamtwirtschaftlichen und energiepolitischen Auswirkungen des Ausbaus erneuerbarer Energieträger liegt in Österreich umfangreiche Literatur vor. Als wichtige erste Arbeiten in diesem Bereich sind v.a. Haas, Kranzl (2002), sowie Haas, Biermayr, Kranzl (2006) zu nennen. In diesen Studien ging es in erster Linie um eine vollständige Bestandsaufnahme von erneuerbaren Technologien zur Strom- und Wärmeerzeugung und um die Darstellung der gesamtwirtschaftlichen Bedeutung dieser Technologien. Eine umfangreiche Analyse der gesamtwirtschaftlichen Effekte der Ökostromförderung findet sich in Bodenhöfer, et al. (2004). In dieser Studie wurde nicht nur der gesamtwirtschaftlich positive Aspekt der Investitionen und des Betriebes von Ökostromanlagen berücksichtigt, sondern auch der negative Effekt des Entzuges von verfügbarem Einkommen der Haushalte aufgrund der Finanzierung der Ökostromförderung. Der österreichische Regulator Energie-Control Austria legt einen jährlichen Ökostrombericht vor (der neueste findet sich in: Energie-Control Austria, 2012), in dem auch eine Abschätzung der gesamtwirtschaftlichen Bedeutung der Ökostromförderung auf Basis der Relationen in den Ergebnissen in Bodenhöfer, et al. (2004) erfolgt. Insgesamt ist somit festzuhalten, dass die gesamtwirtschaftlichen Effekte der Strom- und Wärmeerzeugung aus erneuerbarer Energie in Österreich gut dokumentiert sind.

Neben den Zielsetzungen für die erneuerbare Energie in der Strom- und Wärmeerzeugung hat sich die Energie- und Klimapolitik in Österreich und in anderen Ländern generelle Ziele für den Anteil verschiedener Formen von erneuerbarer Energie an verschiedenen Aggregaten des gesamten Energieverbrauches gesetzt. Das erfolgte lange vor den aktuellen Zielsetzungen auf EU-Ebene selbst und umfasste im Wesentlichen den "Biomasseaktionsplan" sowie die Zielsetzungen zur Beimischung von Biotreibstoff. Zu den gesamtwirtschaftlichen und auch Energie- und Treibhausgas-Effekten derartiger Zielsetzungen wurden sowohl in Österreich (Kletzan, et al., 2008) als auch in anderen Ländern bzw. global (Dufey, 2006 und Doornbosch, Steenblik, 2007) Studien durchgeführt. Dabei wurden wesentliche negative Feedback-Effekte einer derartigen Politik thematisiert:

(i) ökonomische Feedbackeffekte

Neben den bereits in Bodenhöfer, et al. (2004) berücksichtigten Entzugseffekten von verfügbarem Einkommen aufgrund der Finanzierung der Förderung, sind auch Effekte der Förderkosten und der Rohstoffkonkurrenz (forstliche Biomasse) auf die Unternehmen zu

berücksichtigen. Diese können gesamtwirtschaftlich bedeutende Dimensionen annehmen, auch wenn der gesamtwirtschaftliche Netto-Effekt noch leicht positiv ist (s. dazu: Kletzan, et al., 2008).

(ii) indirekte Landnutzungseffekte

Die Konkurrenz im Rohstoffbereich und zur Nahrungsmittelerzeugung kann dazu führen, dass für die Absorption von Treibhausgasen wichtige Flächen (Regenwälder) gerodet werden und dadurch der gesamte Beitrag zur Treibhausgas-Bilanz negativ wird (s. dazu: Doornbosch, Steenblik, 2007).

Zusammenfassend läßt sich festhalten, dass in der Literatur wesentliche positive gesamtwirtschaftliche Effekte des Ausbaus erneuerbarer Energie identifiziert wurden, andererseits aber auch – besonders was Biomasse betrifft – negative Feedback-Effekte auf die Umwelt und die Gesamtwirtschaft gefunden wurden.

In dieser Studie soll nun das gesamtwirtschaftliche Potential einer innovativen Biogaserzeugung quantifiziert werden. Diese weist im Gegensatz zu den Biogasanlagen der 1. Generation folgende Charakteristika auf:

- Als Rohstoffbasis dienen Abfälle und nachwachsende Rohstoffe (Gras, Zwischenfrüchte), es besteht daher keine direkte Konkurrenz zur Rohstoffbasis von Industrie und Landwirtschaft und auch keine indirekte, ausgelöst durch indirekte Landnutzungseffekte
- Die Produktivität der Umwandlung von Rohstoff (Substrat) in Biomethan liegt wesentlich höher als in den Anlagen der 1. Generation, was eine massive Steigerung der Betriebsstunden pro Jahr und Kapitalkostendegression erlaubt
- Das produzierte Biogas wird nur zum Teil zur dezentralen Strom- und Wärmeerzeugung verwendet und zum Großteil in das Gasnetz eingespeist und findet eine Nische in neuen Feldern der Verwendung von Methan (z.B. PKW-Motoren, wo reines Methan benötigt wird).

2. Die Rolle der Biogaserzeugung im künftigen österreichischen Energiesystem

Die mittelfristigen Entwicklungen im österreichischen Energiesystem sind wesentlich durch globale Faktoren geprägt. Die beiden wichtigsten Rahmenbedingungen für Österreich in dem Zusammenhang sind:

- der Förderboom für Schieferöl und Schiefergas, v.a. in den USA und die davon ausgelösten Effekte auf Energiepreise
- die Absichtserklärung der EU-Kommission nach Erreichung der "20-20-20" – Ziele über noch zu formulierende Zielsetzungen für 2030 eine radikale (> 80%) Reduktion der Treibhausgasemissionen anzustreben, die mit dem Ziel einer maximalen Erderwärmung um 2°C kompatibel zu sein scheint.

Für beide Faktoren besteht ein direkter Zusammenhang zur Rolle von Erdgas und Biogas im österreichischen Energiesystem.

2.1. Ein internationales "Gasszenario" des Energiesystems

Der amerikanische "Fracking"-Boom für Erdöl und Erdgas führt seit längerer Zeit zu beachtlichen Preis-"Spreads" zwischen Brent und WTI und zwischen den US- und EU- Gaspreisen. Die IEA geht in ihrem "World Energy Outlook" vom November 2012 davon aus, dass die USA und Japan global gesehen die einzigen Regionen sein werden, die ihre Importabhängigkeit bis 2035 verringern werden. Japan wird das auf einem niedrigen Niveau der Importunabhängigkeit ("self-sufficiency") anstreben, während es in den USA fast zur vollständigen Energieautarkie führen wird. Demgegenüber geht die IEA davon aus, dass die Importabhängigkeit in einigen asiatischen Regionen massiv zunehmen wird. Es ist anzunehmen, dass die vollen Auswirkungen der Schwemme an unkonventionellem Öl und Gas (shale oil, shale gas) erst im Laufe der nächsten 10 bis 20 Jahre voll wirksam werden wird. Daher hat die IEA als Beilage zum World Energy Outlook 2011 einen Spezialreport zum Thema "Are we entering a golden age of gas?" verfasst, in dem die Ergebnisse eines "Gas-Szenarios" im Vergleich zum entsprechenden "Baseline" – Szenario des "World Energy Outlook" evaluiert wurden. Dabei führt der Boom bei unkonventionellem Gas zu global sinkenden Gaspreisen, allerdings regional sehr unterschiedlich: in den USA sind es ca. 30% Preissenkung, in Europa etwas mehr als 20% und in Japan ca. 17%. Das generelle Bild dieses "Gas-Szenarios" ist dadurch geprägt, dass in allen Regionen mehr Gas gefördert wird und auch in allen Sektoren mehr Gas verbraucht wird, in erster Linie aber in der Strom- und Wärmeerzeugung. Bezüglich der Verwendung von Gas im Verkehr kommt dieses

Szenario zwar auch zu einem Anstieg, aber was den PKW-Verkehr betrifft, zu keiner hohen Durchdringung mit Gasfahrzeugen. Als Grund dafür wird die mangelnde Infrastruktur für die Betankung genannt.

Die neuesten "Energieszenarien 2030" des WIFO (Kratena, Meyer, Sommer, 2013) zeigen für ein "Baseline" Szenario zwischen 2012 und 2030 nur einen geringen Anstieg der Gasnachfrage (+7,5%), und sogar einen Rückgang des Verbrauchs von Ölprodukten (- 1%). Demgegenüber steigt in einem derartigen Szenario die Nachfrage nach erneuerbaren Energieträgern im gleichen Zeitraum stark an (+65,7%). In einer Sensitivitätsanalyse, die sich am Spezialreport „Are we entering a golden age of gas?“ der IEA orientiert, wurden die Auswirkungen eines moderaten "Gasszenarios" untersucht. Die höhere internationale Bedeutung von Gas in der globalen Energienachfrage und –erzeugung führt in diesem Szenario zu einer stärkeren Entkopplung des Gaspreises vom Rohölpreis. Das wiederum führt zur Substitution anderer Energieträger (Kohle, Öl) durch Gas, wenngleich diese Effekte begrenzt sind durch die technologischen Möglichkeiten. Wenngleich diese Entwicklung von den USA ausgeht und daher in erster Linie den Gaspreis in den USA beeinflusst, so wird sowohl im IEA Szenario als auch im Szenario des WIFO mittelfristig davon ausgegangen, dass auch der Gaspreis in Europa sich vom Rohölpreis entkoppelt. Die IEA erwartet, dass die Bindungen der EU Gasimportpreise an den Rohölpreis in den Lieferverträgen sukzessive aufgeweicht wird (IEA, 2012a), das WIFO hat das in seinem "Gasszenario" übernommen.

Das Deutsche Institut für Wirtschaftsforschung (DIW) hat in einer neuen Analyse (Holz, et al., 2013) Szenarien zum globalen Aufkommen und der Nachfrage nach Gas und damit zu den Handelsströmen berechnet. Dafür wurde das „Global Gas Model“, ein Partialmodell für den Gasmarkt, gemeinsam mit der NTNU Trondheim verwendet. Für ein „Basisszenario“ hat sich diese DIW-Studie ebenfalls auf die Basisdaten des „World Energy Outlook“ 2012 der IEA gestützt. Für ein alternatives „Klimaszenario“ wurden davon abweichende Annahmen getroffen, v.a. was die erneuerbare Stromerzeugung betrifft.

Das Klimaszenario ist nach den Modellrechnungen nur erreichbar, wenn der Erdgasverbrauch nach 2030 zurückgeht und bis dahin nur schwach ansteigt. Der Unterschied liegt in der Funktion von Erdgas in der Stromerzeugung in dynamischer Sicht. Im „Baseline“ bleibt Erdgas eine wichtige Quelle von Back-up Stromkapazitäten, um die Volatilität und den regionalen „mismatch“ der Erzeugung aus Erneuerbaren auszugleichen, während im

Klimaszenario dem Erdgas die Rolle einer Brückentechnologie zukommt und es zwischen 2030 und 2050 gelingt, eine stabile Stromversorgung zu 80 bis 90% aus Erneuerbaren aufzubauen.

Im Lichte der Ergebnisse dieser drei unterschiedlichen Analysen zu einem „Gasszenario“ lassen sich folgende kritische Punkte definieren, die die Rolle von Gas und auch von Biogas im österreichischen Energiesystem wesentlich bestimmen werden:

- Die globale Auswirkung und Ausbreitung des US-Schiefergasbooms
- Eine stärkere Diffusion von Gas in neuen Bereichen
- Die Rolle von Gas als Energiespeicher und als Brückentechnologie.

Die erste Frage dabei ist, inwieweit der Schiefergas-Boom sich von den USA aus global ausbreitet, sowohl, was die Preiseffekte als auch was den Förderboom selbst betrifft. Der erste Teil dieser Frage ist durchaus kritischer zu sehen als im Szenario der IEA. Gas kostet in den USA derzeit 10 €/MWh, der Preis in Europa liegt bei 27 € und in Asien bei 40 €. Aufgrund jüngster Entwicklungen, was den US Gasimport betrifft, sind kurzfristig nur geringfügige Preissenkungen für Europa zu erwarten. Ein prinzipielles Problem für den Export von Gas nach Europa besteht darin, dass Exporte in Länder, mit denen die USA kein Freihandelsabkommen haben, durch das US Energieministerium genehmigt werden müssen. Es wurden in der letzten Zeit zwar 3 LNG Terminals gebaut, allerdings sind die Käuferpreise für Gas – soweit die Verträge bekannt sind – nicht wesentlich niedriger als die aktuellen EU-Gaspreise. Einerseits wird auf den Henry Hub – Preis ein Aufschlag (15%) verrechnet, andererseits fallen auch Terminalgebühren und Frachtspesen an (s. Energiedienst, 2013).

Der zweite Teil der Frage nach globalen Effekten des US-Schiefergasbooms betrifft potentielle Preisrückgänge durch Förderung im EU-Raum selbst. Dabei ist zunächst zu bedenken, dass die Reserven bzw. Ressourcen in Europa wesentlich geringer sind. Die USA haben – je nach Quelle – zwischen 14 und 24 Billionen m³ an Schiefergasressourcen (Holz, et al., 2013). Unter den EU-Ländern weist nur Polen mit ca. 5 Billionen m³ nennenswerte Ressourcen auf. Der traditionelle Gaslieferant für Europa, Rußland verfügt nach den gleichen Quellen ca. über 9 Billionen m³ an Schiefergasressourcen. In den EU-Ländern ist eine massive Ausbeutung dieser Ressourcen aufgrund eines höheren Anteils an öffentlichem Grundeigentum, umweltpolitischer Bedenken und der höheren Bevölkerungsdichte eher unwahrscheinlich. Ein höheres Gasangebot könnte in Europa durch Ausbeutung von Schiefergas in Rußland bei gleichzeitigem Ausbau von LNG

Terminals, die den Wettbewerb intensivieren, realisiert werden. In dem Ausmaß, wie von außerhalb Europas mehr Gas auf den europäischen Markt kommt, könnte es daher auch in Europa zu geringfügigen Preissenkungen kommen, allerdings bliebe auch dann noch ein signifikanter Preisunterschied zu den USA aufrecht.

Die zweite Frage stellt sich in den meisten Szenarien so dar, dass die Bedeutung von Gas in den Haushalten rückläufig ist und in der Industrie leicht ansteigt. Der Gasverbrauch der EU-Haushalte ist ab 1990 durch den Ausbau der Leitungen und Anschlüsse ans Gasnetz stark gestiegen und seit einigen Jahren rückläufig. Dieser Prozeß wird auch durch eine bessere thermische Qualität der Gebäude (Sanierungen) und die Klimaerwärmung verstärkt. Regional betrachtet wird in den Szenarien generell ein starker Verbrauchsanstieg im asiatischen Raum erwartet. Dabei bildet China die Ausnahme, wo Kohle bedeutend bleiben wird.

Entscheidend ist daher der Beitrag der Elektrizitätserzeugung zur künftigen Dynamik des Gasverbrauches, das kommt in allen drei Szenarien (IEA, WIFO und DIW) zum Ausdruck. Lediglich in den Szenarien des DIW – die allerdings auch nur die Entwicklung von Gas betrachten – wird diese Sensitivität bzgl. der Elektrizitätserzeugung näher analysiert. Darin wird die Bedeutung der Weiterentwicklung der erneuerbaren Energien in der europäischen Elektrizitätserzeugung herausgearbeitet. Diese entscheidet darüber, welche Funktion Gas langfristig im Energiesystem spielen wird, was die Antwort auf die dritte Frage darstellt. Im "Klimaszenario" des DIW erfüllt Gas eindeutig die Rolle einer Brückentechnologie, die zum Einsatz kommt, solange noch keine stabilen und kostengünstigen Technologien der erneuerbaren Stromerzeugung verfügbar sind. Dieses Szenario ist auch kompatibel mit dem Pfad, den die Energie- und Klimapolitik der EU-Kommission vorgibt und der vom "Kyoto-Ziel" über die "20-20-20 Ziele" zu einer Reduktion der Treibhausgas-Emissionen um 80% bis 2050 führen soll. Für die drei Ziele für 2020 (Treibhausgasemissionen minus 20%, Energieeffizienz plus 20%, und 20% Anteil an erneuerbarer Energie) gibt es bereits jeweils ein "Referenz-Szenario" der DG TREN, in dem diese Ziele erreicht werden, bzw. nationale Pläne der Zielerreichung, die mit der EU-Kommission akkordiert sind. In der längerfristigen Perspektive (-80% Emissionen bis 2050) wird davon ausgegangen, dass es zu einem weiteren, kontinuierlichen Anstieg des Anteils an Erneuerbaren über 2020 hinaus kommen wird. Dabei wird nach 2020 das Ziel der Emissionsreduktion mit dem ambitionierten Ziel von minus 80% zum übergeordneten Ziel, sodass der Ausbau der erneuerbaren Elektrizitätserzeugung nicht mehr als Zielsetzung formuliert ist,

sondern als ein wesentliches Instrument, um das übergeordnete Ziel der Emissionsreduktion zu erreichen. Das betrifft aber nicht nur die Ebene der Ziele, sondern auch die der Maßnahmen und Instrumente. In Berechnungen des Teams der Technischen Universität Athen (E3MLab) im Auftrag von DG Tren mit dem Energiesystem-Modell PRIMES (präsentiert 06. Dezember 2012 im Rahmen der Energy Economic Analysts Group) bis 2050 werden nach 2020 keine direkten Förderungen für erneuerbare Energie mehr angenommen, sondern lediglich Rahmenbedingungen (v.a. was das Netz betrifft), die die Integration der erneuerbaren Stromerzeugung ins Energiesystem erleichtern. Das entspricht dem Konzept der Integration der Energiepolitik für erneuerbare Energie in das Gesamtziel der Emissionsreduktion. Dabei stellt sich aber die Frage (s. dazu: Abschnitt 4), ob nicht auch eine Integration in das System der Bepreisung von CO₂ erfolgen könnte, was einer neuen, indirekten Förderung für erneuerbare Energie entsprechen würde.

In der Übergangsphase des Ausbaus erneuerbarer Stromerzeugung (im DIW-„Klimaszenario“ bis 2030) kommt dem Energieträger Gas die Rolle der Brückentechnologie zu. Das beinhaltet v.a. auch Speichertechnologien ("Power to Gas"), idealerweise gekoppelt mit Biogasanlagen und Erdgas mit Biogasbeimischung im Verkehrssystem, während gleichzeitig die Elektromobilität weiterentwickelt wird.

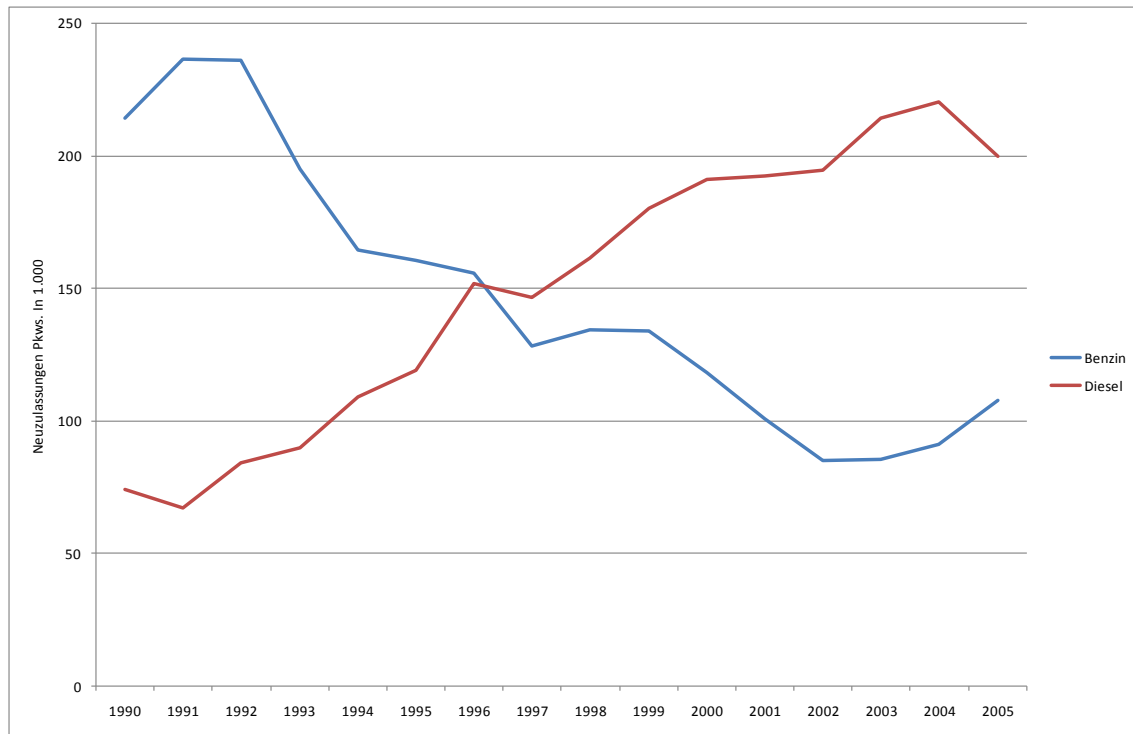
Zum letzten Punkt ist festzuhalten, dass in allen Szenarien die Bedeutung von Gas (Erdgas und Biogas) im Verkehr entweder kaum behandelt wird oder v.a. aus Gründen der fehlenden Infrastruktur kaum behandelt wird. Lediglich in Meyer et al. (2013) wird für ein Gasszenario ein Ergebnis dargestellt, in dem Gas im Verkehrssektor indirekt – über Umwandlung in DME – eine wichtigere Rolle spielt.

2.2. Ein "Gasszenario" im Verkehr

Wie oben dargestellt, behandeln die drei hier zitierten Szenarien (IEA, WIFO und DIW) die Bedeutung von Gas im Verkehrssektor nur am Rande. In den "Energieszenarien 2030" des WIFO ergibt sich, dass GTL (gas-to-liquid) in Österreich produziert werden wird und dass bis 2030 eine Mio. Diesel-PKW Diesel durch GTL ersetzen wird. Hier soll nun im Detail dieser in fast allen Analysen unterbelichtete Aspekt einer stärkeren Diffusion von Gas im Verkehrssektor behandelt werden. Dabei wird einerseits auf eine neue Studie aus Deutschland (Dudenhöffer und Pietron, 2011) Bezug genommen und andererseits der historische Fall der Diffusion von Dieselfahrzeugen in die PKW-Flotte, der ca. ab 1990 seinen Anfang nahm, als Fallstudie herangezogen.

Ein wesentlicher Ansatzpunkt in der Studie von Dudenhöffer und Pietron (2011) sind die gesetzlichen CO₂-Emissionswerte der PKW-Neuzulassungen, die auf den europäischen Verordnungen beruhen. Sie zeigen, dass mit der aktuellen Entwicklung der Motorentechnik für Benzin und Diesel Grenzen der potentiellen Emissionsreduktion bestehen und die Vorgaben für den CO₂-Faktor der Neuwagen - 130g/km bis 2015 und 95g/km bis 2020 –nur mit hohen Kosten, der Einführung von "Mildhybridantrieben" und teilweise im Konflikt mit anderen Emissionszielen (NO_x bei Dieselmotoren) erreichbar sind. Die Zielsetzungen erfordern somit in jedem Fall eine Erhöhung des Anteils alternativer Antriebe (nicht Benzin- und Diesel-PKW) in der Flotte. Dudenhöffer und Pietron (2011) zeigen, dass diese Zielsetzungen besonders kostengünstig mit Erdgas- bzw. Biogas-PKW erreichbar sind. Anhand von Standard Mittelklasse-PKW von Opel und VW wird gezeigt, dass für die Erdgas-Modelle kaum ein Aufpreis beim PKW-Kauf zu zahlen ist, während der Betrieb wesentlich billiger ist und die CO₂ – Emissionen massiv reduziert werden können. In einem Querschnittsvergleich der gesamten Treibhausgas-Systememissionen („well to wheel“) verschiedenster Antriebsarten liegt der Gas-PKW, wenn eine Biomethanbeimischung von 20% angenommen wird, bei 100 g CO₂ äq./km, im Vergleich zu 124 g CO₂ äq./km für reinen Erdgasbetrieb, 95 g CO₂ äq./km für Biodiesel aus Raps und 75 g CO₂ äq./km für Elektromobilität mit dem EU-Erzeugungsmix für Elektrizität. Als Hemmnis für eine stärkere Diffusion von Gas-PKW in der Flotte in Deutschland diskutieren Dudenhöffer und Pietron (2011) folgende Punkte: (i) Anschaffungskosten von Gas-PKW, (ii) Gas-Tankstelleninfrastruktur, (iii) Informationsmängel (Gastechnologie, Kosten der Preise der Fahrleistung), (iv) Vertrieb von Gas-PKW, (v) Auswahl an PKW-Modellen mit Gasantrieb, (v) Förderung bzw. Besteuerung von Gas. Dabei zeigt sich, dass die Anschaffungskosten von Gas-PKW nur geringfügig höher sind und sich durch die wesentlich geringeren Kosten pro km schnell amortisieren. Diese Situation spiegelt einen ähnlichen bzw. sogar noch größeren Kostenvorteil wider, als ihn die neu entwickelte Generation von Diesel-PKW zu Beginn der 1990er Jahre gegenüber Benzin-PKW hatte. Das hat zu einem Boom bei Diesel-PKW-Zulassungen geführt, sodass sich die Frage stellt, ob ein ähnlicher Boom wie er ab 1990 für Dieselizeulassungen einsetzte auch für Gas-PKW erfolgen könnte. Ein derartiges Szenario wurde hier auf die österreichische Situation übertragen.

Grafik 1: Diffusion von Diesel-PKW, 1990 - 2006 (Neuzulassungen)

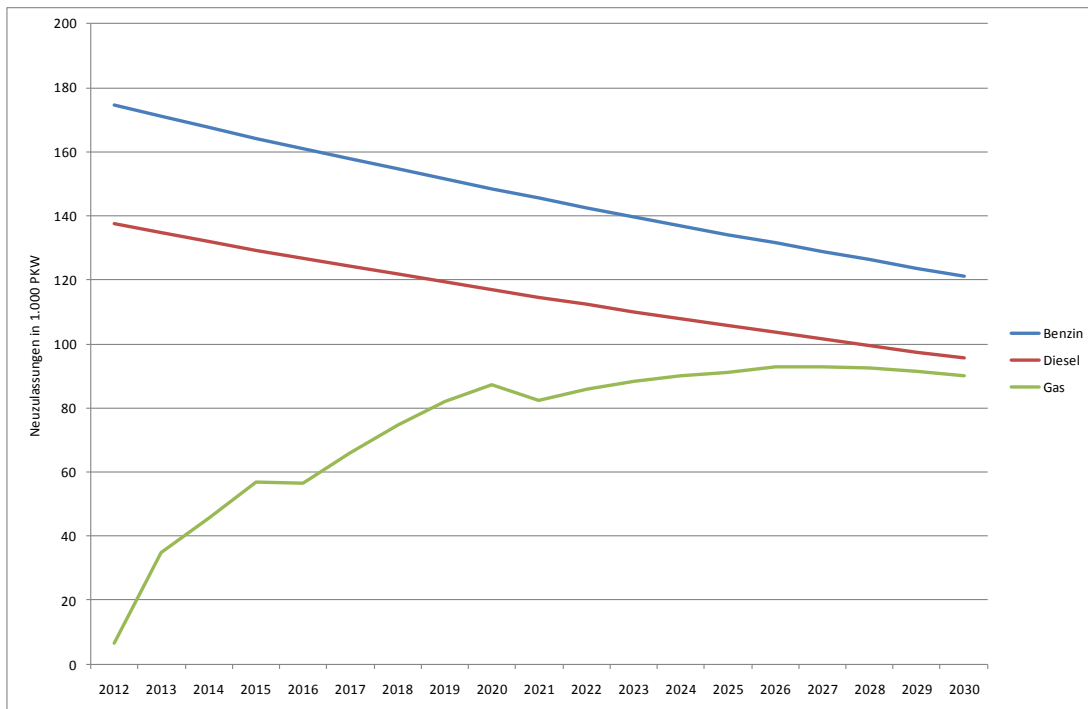


Quelle: eigene Berechnungen

Grafik 1 zeigt, wie im Zeitraum 1990 bis 2005 die Neuzulassungen von Diesel-PKW jene von Benzin-PKW ca. zur Hälfte verdrängt haben und sich damit das Verhältnis der beiden Antriebsarten umgedreht hat. Das hat in Folge zu einer starken Erhöhung des Bestandes an Diesel-PKW geführt. Seit einigen Jahren hat sich der Trend wieder umgedreht und Neuzulassungen von Benzin-PKW steigen wieder an.

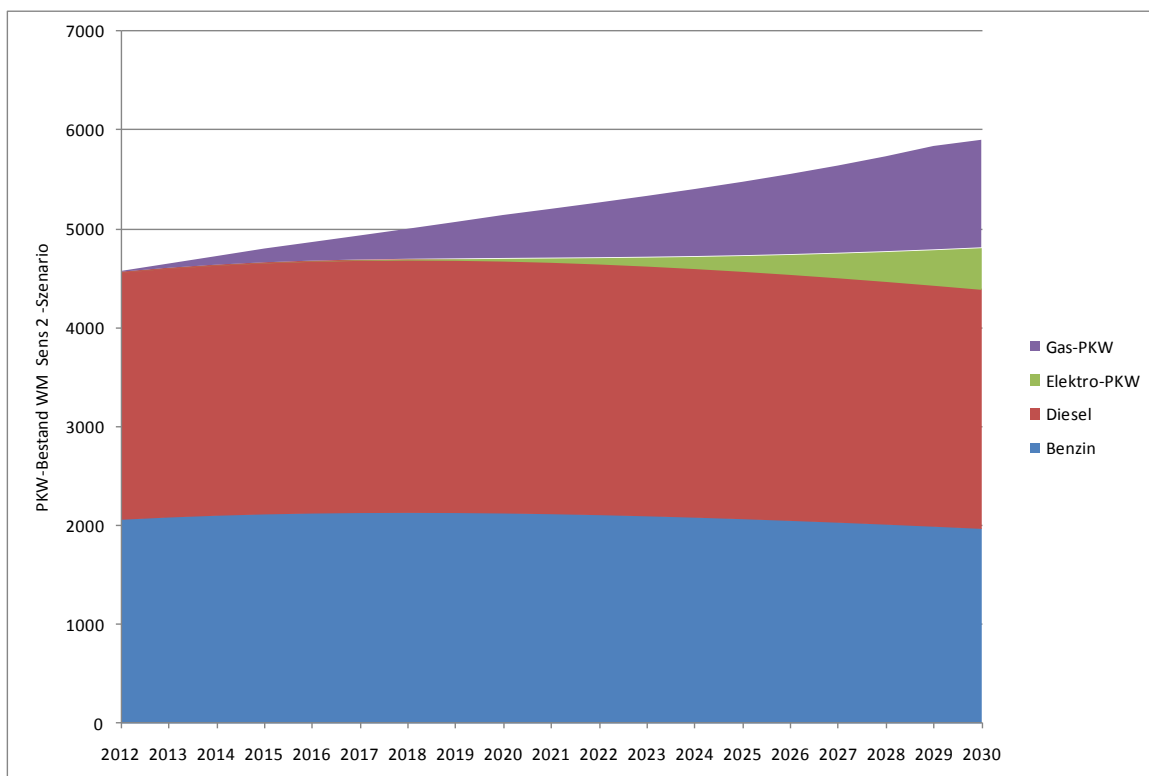
Eine moderate (lineare) Übertragung dieses Dieselbooms auf Gas-PKW findet sich in Grafik 2 dargestellt. Die Neuzulassungen von Benzin- und Diesel-PKW gehen in diesem Szenario bis 2030 linear zurück, während jene der Gas-PKW zunächst linear ansteigt und dann stagniert. Im Jahr 2030 liegen dann die Neuzulassungen von Diesel- und Gas-PKW in etwa gleich auf, während jene für Benzin-PKW noch immer höher liegen. Dieser im Vergleich zum Dieselboom der 1990er Jahre immer noch als moderat zu bezeichnende Boom für Gas-PKW-Neuzulassungen führt dazu, dass **der Bestand an Gas-PKW von derzeit ca. 8.000 Fahrzeugen (inkl. Gas-Hybridantriebe) bis 2030 auf mehr als 1 Mio Gas-PKW ansteigt.**

Grafik 2: Diffusion von Gasfahrzeugen in einem „Gasszenario“, 2012 - 2030 (Neuzulassungen)



Quelle: eigene Berechnungen

Grafik 3: PKW-Bestand bis 2030 in einem "Gasszenario"



Quelle: eigene Berechnungen

In diesem Szenario hat somit die Diffusion von Gas-PKW sowohl Benzin- als auch Diesel-PKW verdrängt. Nimmt man weiters an, dass die jährliche Kilometerleistung der Gas-PKW gleich ist wie jene der Benzin- und Dieselfahrzeuge, dann ist lediglich zu berücksichtigen, dass der Energieverbrauch des Gasmotors (bezogen auf Energieeinheiten/km) um ca. 20% höher ist als jener von Benzin- oder Dieselmotoren. Daraus ergibt sich, dass **1 Mio Gas-PKW im Jahr 2030 ca. 23.000 TJ Erdgas verbraucht und damit 19.000 TJ Benzin- und Dieselverbrauch substituiert**. Aufgrund der unterschiedlichen Emissionsfaktoren werden dadurch 210.000 t an CO₂-Emissionen reduziert; durch den Gasverbrauch steigen die CO₂-Emissionen um 1,28 Mio t und durch den geringeren Treibstoffverbrauch sinken sie um 1,49 Mio t. Bei dieser Berechnung heben einander zwei unterschiedliche Effekte in Bezug auf die CO₂-Emissionen auf: der Emissionsfaktor von Treibstoffen beträgt das 1,4fache von Erdgas, aber der Energieverbrauch des Gasmotors das 1,2fache des Benzin/Dieselmotors. Je nachdem, wie viele der 1 Mio Gasfahrzeuge durch Biogas betrieben werden können bzw. wieviel der 23.000 TJ durch Biogasbeimischung aufgebracht werden können, erhöht sich entsprechend die Reduktion von CO₂-Emissionen.

3. Effekte der Biogaserzeugung auf das Energiesystem und die Gesamtwirtschaft

Die Methodik zur Berechnung der gesamtwirtschaftlichen Effekte sowie der Effekte auf das Energiesystem und die CO₂ – Emissionen beruht auf einem dynamischen, ökonometrischen Input-Output (DEIO) Modell, in dem das Energiesystem voll integriert ist. Das Dynamic Econometric Input Output (DEIO) Modell ist ein disaggregiertes, makroökonomisches Modell der österreichischen Wirtschaft mit einem Fokus auf dem Energiesystem, das vollständig in das ökonomische Modell integriert ist. Eine detaillierte Beschreibung findet sich in Kratena, Wüger (2010) und in Kratena, Meyer, Sommer (2013). Das DEIO Modell der österreichischen Wirtschaft folgt der Neo-Keynesianischen Philosophie, nach der die Ökonomie langfristig einen Gleichgewichtszustand mit Vollbeschäftigung erreicht, kurzfristig aber Abweichungen davon möglich sind. Im Unterschied zu einfachen Input-Output Modellen, wie sie z.B. in Bodenhöfer, et al. (2004) in Haas, Biermayr, Kranzl, (2006) und in Haas, Kranzl (2002) angewendet wurden, sind im hier verwendeten DEIO-Modell makroökonomische Zusammenhänge über das Input-Output-Modell hinaus (Energienachfrage in Haushalten und Firmen, Konsumnachfrage, Einkommen, Lohnreaktionen, Preisreaktionen, etc.) enthalten. Vor allem die konsistente Integration des Energiesystems in das ökonomische Modell erlaubt, die Wirkungen von

energiepolitischen Strategien auf all ihre gesamtwirtschaftlichen Rückwirkungen und *vize versa* zu untersuchen. So führen Veränderungen im Energiesystem häufig zu Veränderungen in den Energiekosten von Firmen und Haushalten und damit zu Preis- und Einkommenseffekten. Derartige Wechselwirkungen sind auch in den häufig in der Evaluierung der Energie- und Klimapolitik verwendeten Computable General Equilibrium (CGE) -Modellen integriert. Allerdings werden in CGE-Modellen Restriktionen des makroökonomischen Gleichgewichts in Form einer fixierten, gesamtwirtschaftlichen Ersparnis (inkl. Leistungsbilanz) vorgegeben, sodass öffentliche Investitionen oder von der Fiskalpolitik (Steuersenkung, Subvention) ausgelöste private Investitionen keinen makroökonomischen Effekt haben. In der Evaluierung von Energie- und Umweltpolitik mit CGE-Modellen gibt es somit üblicherweise keinen *wirtschaftlichen* Nutzen von Energie- und Umweltpolitik, sondern nur Kosten, denen der Umweltnutzen (Emissionsreduktion) gegenübersteht. Im hier verwendeten DEIO-Modell können öffentliche Investitionen oder von der Fiskalpolitik (Steuersenkung, Subvention) ausgelöste private Investitionen einen kurzfristigen Multiplikatoreffekt haben, sodass Energie- und Umweltpolitik auch einen *wirtschaftlichen* Nutzen haben kann.

Die Berechnung der gesamtwirtschaftlichen Effekte sowie der Effekte auf das Energiesystem und die CO₂ – Emissionen geht zunächst von der Definition einer Standard-Anlage der innovativen Biogaserzeugung in Österreich aus, für die vom Auftraggeber Daten bereitgestellt wurden. Diese Daten umfassen den mengenmäßigen Einsatz von Substraten, die Erzeugung von Biogas und in weiterer Folge von Biomethan, sowie die in einem angeschlossenen Blockheizkraftwerk gewonnene Menge an Strom und Wärme. Der zweite Teil der Daten umfasst die ökonomischen Daten zu Investitionen und laufendem Betrieb, wobei für letztere eine Aufschlüsselung in Kostenkomponenten vorlag, die die Zuteilung dieser Größen zu den 59 Wirtschaftszweigen des DEIO-Modells erlaubt. Die ökonomischen Daten werden im DEIO-Modell als zusätzliche Nachfrage – wie dies in makroökonomischen "impact"-Analysen üblich ist – behandelt. Dabei wirkt die Investition nur im ersten Jahr nachfrageerhöhend und der laufende Betrieb während des gesamten Simulationszeitraumes, der hier auf fünf Jahre beschränkt wurde (in der Praxis wirken die Effekte des laufenden Betriebes während der gesamten Lebensdauer der Anlage weiter). Das produzierte Biomethan wird einerseits eingespeist und ersetzt in dem Ausmaß fossiles Erdgas, andererseits werden daraus Strom und Wärme gewonnen, was andere Quellen der Strom- und Wärmeerzeugung ersetzt. Diese Zusammenhänge sind im Energiesystem-Modul von DEIO

abgebildet. Zusätzlich bildet das DEIO-Modell aber auch die energieverbrauchserhöhenden Folgeeffekte der ökonomischen Effekte ab: z.B. benötigt die Biogas-Anlage selbst Strom und die höhere wirtschaftliche Aktivität, die höhere Beschäftigung und die Einkommensteigerung wirken sich auch wieder auf den Energieverbrauch aus. All diese indirekten Effekte werden im DEIO-Modell endogen bestimmt, es müssen dazu keine *ad hoc* – Annahmen getroffen werden.

Um die gesamtwirtschaftliche Bedeutung der innovativen Biogaserzeugung in Österreich zu berechnen, muß in einem weiteren Schritt das Potential für derartige Anlagen für ganz Österreich aufgrund des Angebotspotentials von Abfällen und Rohstoffen, die nicht in Konkurrenz zur Industrie- und Nahrungsmittelproduktion stehen, hochgerechnet werden. Dafür wurden auf Basis vorhandener Studien Annahmen getroffen, da es in dieser Studie nicht um eine Potentialerhebung, sondern primär um eine gesamtwirtschaftliche Analyse auf Basis von Annahmen geht. Die potentielle ökonomische Größe des untersuchten Biogassektors bleibt jedenfalls in Relation zur Gesamtwirtschaft klein genug, sodass im DEIO-Modell keine Diskontinuitäten auftreten und die Ergebnisse proportional angepasst werden können. Ist man daher der Meinung, dass das Potential an Abfällen und Rohstoffen höher oder niedriger ist, als hier angenommen, dann lassen sich die makroökonomischen Effekte entsprechend hinauf oder hinunter skalieren. Das wird weiter unten beispielhaft näher erläutert.

Zusammenfassend lassen sich die einzelnen Schritte für die Simulationsrechnung mit dem DEIO-Modell folgendermaßen darstellen:

- (i) Definition der Standard-Anlage bzgl. Mengen von Substrateinsatz und Output von Biogas/Biomethan, Strom und Wärme, sowie bzgl. Investitionskosten und Kosten des laufenden Betriebes
- (ii) Annahme für die gesamte Zahl von Anlagen in Österreich auf Basis vorhandener Literatur und Hochrechnung der Mengen- und Kostendaten
- (iii) Implementierung der in (ii) berechneten Mengen- und Kostendaten im DEIO-Modell.

Die Standard-Anlage der innovativen Biogaserzeugung in Österreich

Direkt sind für die Berechnungen mit dem DEIO-Modell Daten zur Menge an erzeugtem Biomethan und die im BHKW erzeugten Mengen von Strom und Wärme erforderlich. Aus ersterem läßt sich die Substitution von Erdgas im Energiesystem berechnen, aus zweiterem die Substitution konventioneller Strom- und Wärmeerzeugung. Auf der Inputseite muß außerdem der Einsatz von verschiedenen Arten von Rohstoffen und Abfällen (Substrat) dargestellt werden,

damit – auf Basis von Annahmen über das Potential an Aufkommen für diese Rohstoffe und Abfälle – eine Hochrechnung für Österreich erfolgen kann. Die einzelnen Komponenten des Einsatzes unterschiedlicher Komponenten von Substrat weisen unterschiedliche Konvertierungsfaktoren von Trockenmasse in Biogas und weiters in Biomethan auf. Was die nachwachsenden Rohstoffe betrifft, so weisen die einzelnen darin enthaltenen Komponenten unterschiedliche Erntefaktoren (bezogen auf die Flächeneinheit) auf. Sowohl die Konvertierungs- als auch die Erntefaktoren wurden vom Auftraggeber zur Verfügung gestellt und waren ein entscheidender Faktor zur Berechnung des gesamten Potentials an Biogasanlagen, gegeben gewisse Flächenpotentiale.

Tabelle 1: Mengenmäßige Darstellung der Biogas Standard-Anlage

Substrate	Input t FM	Input t TM	Output 1000m ³ Biogas
Maisstroh, unbehandelt	4500	3510	1962
Grünroggensilage	5250	1208	727
Zuckerhirse/Zwischenfrucht	6750	1890	1134
Grassilage	2250	720	404
Rübenhausgrün	10000	1800	1138
Stroh ohne Aufschluß	27985	22108	5556
INSGESAMT	56735	31236	10920

Quelle: Metha Power, 2013.

Der mengenmäßige Input und Output der Standard-Anlage der innovativen Biogaserzeugung ergibt **Inputs von Abfällen und nachwachsenden Rohstoffen von ca. 31.000 t Trockenmasse pro Jahr, aus denen ca. 10,92 Mio Nm³ Biogas** erzeugt werden. Davon werden ca. **2,6 Mio Nm³ in einem Blockheizkraftwerk (BHKW)** in Strom und Wärme umgewandelt, sodass **8,32 Mio Nm³ in Biomethan** zur Einspeisung umgewandelt werden können. Daraus wiederum können bei einer Ausbeute von 52% **4,32 Mio Nm³ Biomethan** gewonnen werden. Insgesamt weist die Anlage somit eine Produktivität der **Biogaserzeugung von 1.300 Nm³ pro Stunde**, bzw. bezogen auf das **Biomethan von 676 Nm³ pro Stunde** auf und ist 8.400 Volllaststunden im Jahr in Betrieb. Für die gesamtwirtschaftliche Analyse wird in weiterer Folge die Verwendung eines Teils des Biogases im BHKW nicht von der Einspeisung ins Gasnetz oder von der Verwendung für Tankstellen unterschieden. Jede dieser Verwendungsarten verdrängt einen anderen Energieträger,

der sonst für diesen Zweck eingesetzt würde. Im vorsichtigsten Fall – der in dieser Studie immer vorausgesetzt werden soll – wird Erdgas substituiert, sodass die CO₂-Reduktion geringer ist als wenn z.B. Kohle in einem Kraftwerk oder flüssige Treibstoffe im Verkehr ersetzt würden. Für die Verwendung im Verkehr wird jedoch beispielhaft auch angegeben, um wieviel die CO₂-Reduktion höher wäre, wenn Biogas Benzin oder Diesel substituierte.

Tabelle 2: Kosten, Output und CO₂-Reduktion der Biogas Standard-Anlage

Investition	10702	1,000 €
Biogasausbeute	1.3	1000 Nm ³ /h
Vollaststunden	8.4	1000 h/Jahr
Biogas-Output	10920	1000 Nm³
Biomethan-Output	5678	1000 Nm³
Heizwert	0.0366	TJ/1000 Nm ³
Biomethan	208	TJ
Emissionsfaktor	0.0556	1000 t/TJ
CO₂-Reduktion	12	1000 t
Förderung	3211	1,000 €

Quelle: Metha Power, 2013, eigene Berechnungen.

In Tabelle 2 sind die Investitionskosten und die angenommene Förderung dafür, der Biogas/Biomethan-Output, sowie die CO₂-Reduktion dargestellt. Der Biomethan-Output enthält hier nun auch den Anteil des BHKW. Das ist für die Umlegung auf die gesamtwirtschaftliche Analyse auch deswegen sinnvoll, weil alle im österreichischen Potential enthaltenen Standorte wahrscheinlich nicht so günstig für die Wärmeauskopplung liegen wie die hier dargestellte Standard-Anlage. Als **CO₂-Reduktion** der Standardanlage ergeben sich für den Fall, dass Erdgas substituiert wird, **12.000 t pro Jahr**. Als Systemkosten der Installation der innovativen Biogasanlagen sind jene Kosten anzusetzen, die notwendig sind, um den Impuls für diese Technologie zu geben. Hier wurde – wie in der Umweltförderung üblich – angenommen, dass 30% der Investitionskosten gefördert werden (s. dazu auch Kletzan, et al., 2008). Diese Annahme repräsentiert wiederum die tendenziell vorsichtige Philosophie dieser Studie, da nicht berücksichtigt wird, dass es absolute Obergrenzen der Förderung gibt. Die Biogaserzeugung wird hier somit ungünstiger bzw. gesamtwirtschaftlich teurer angenommen als sie tatsächlich ist. Diese Förderung, die im gegenständlichen Fall im ersten Jahr (bei Investition) fällig wäre und 3,21 Mio € beträgt, muß auf annualisierte Kapitalkosten umgerechnet werden, um Kosten der jährlichen

Reduktion zu erhalten. Dafür wurden unterschiedliche Annahmen für die Lebensdauer (Abschreibungsperiode) und für die Kapitalverzinsung getroffen, um eine Bandbreite von annualisierten Kapitalkosten zu erhalten. Daraus ergibt sich, dass die **spezifischen Kosten der CO₂-Reduktion zwischen 22 und 25 €/t CO₂** liegen. Diese Kosten liegen weit unter jenen, die in verschiedenen Ökostromberichten der E-Control als Kosten der CO₂ – Vermeidung durch Ökostrom berechnet wurden und um die 200 €/t CO₂ lagen. Die Kostenbegriffe sind aufgrund der Annualisierung der Investitionsförderung für Biogas, die hier vorgenommen wurde, direkt vergleichbar, da die Ökostromförderung über Einspeisetarife ebenfalls eine jährlich anfallende Förderausgabe darstellt, der eine permanente CO₂ – Reduktion gegenübersteht.

Tabelle 3: Systemkosten der CO₂-Reduktion der Biogas Standard-Anlage

Förderung	3211	3211	3211	1,000 €
Lebensdauer	15	20	25	Jahre
Kapitalverzinsung	2	3	5	%
Kapitalkosten	278	257	289	1,000 €
Vermeidungskosten	24.1	22.2	25.0	€/t CO₂

Quelle: Metha Power, 2013, eigene Berechnungen.

Eine weitere Innovation bestünde darin, die Effizienz der Konvertierung von Rohbiogas in Biomethan zu erhöhen. Das könnte erfolgen, in dem aus den 624 Nm³ CO₂, das neben den 676 Nm³ Methan die andere Hauptkomponente im Biogas darstellt, über Verbindung mit Wasserstoff Methan erzeugt wird. Im Maximum könnte damit die Ausbeute an Biomethan in der Standard-Anlage auf 10,26 Mio Nm³ (inkl. dem Input im BHKW wie in Tabelle 3 dargestellt) erhöht werden, was einer Methanausbeute von ca. 94% entspräche. Dadurch wäre auch der CO₂-Reduktionseffekt entsprechend höher und die spezifischen Vermeidungskosten signifikant geringer.

Tabelle 4: Ökonomische Daten der Biogas Standard-Anlage

Investitionskosten	Mio €
Biogasanlage/Tankstelle	2.11
Biogasaufbereitung/Einspeisung	3.758
Lagererweiterung	2.564
Einbringung	0.655
Gebäude	0.815
Planung	0.8
SUMME	10.702
Laufender Betrieb	Mio €
Rohstoff Biogas	0.904
Treibstoffe	0.015
Strom	0.346
Instandhaltung	0.167
Transport/Fracht/Reise	0.010
Miete/Grundstück	0.032
Betr. Versicherung	0.049
Abriss/Entsorgung	0.021
Sonstiges	0.067
Personal	0.2
SUMME	1.810

Quelle: Metha Power, 2013.

Die Daten zu den Investitionskosten und den Kosten des laufenden Betriebes wurden ebenfalls dankenswerter Weise vom Auftraggeber zur Verfügung gestellt (Tabelle 4). Die Gliederung der Kostenkomponenten wurde in einem weiteren Schritt den Wirtschaftszweigen des DEIO-Modells zugeordnet.

Annahmen zum Potential der innovativen Biogaserzeugung in Österreich

Zum Potential der innovativen Biogaserzeugung ohne Konkurrenz zur Lebensmittelproduktion in Biogasanlagen der 2. Generation liegt für Österreich nur spärliche Literatur vor. Im Folgenden wird auf Abschätzungen der Arge Kompost und Biogas, sowie auf die beiden zentralen Studien von Handler, et al. (ohne Jahr) und Buchgraber (2004) Bezug genommen.

Die Studie von Buchgraber (2004) untersucht, in welchem Ausmaß durch den Strukturwandel in der Landwirtschaft, insbesondere in der Viehzucht, Dauergrünland- und Feldfutterflächen für die Produktion von Biomasse in der Biogaserzeugung frei werden. Dabei wird nach unterschiedlichen Produktionsgebieten Österreichs der zu erwartende Überschuß an Biomasse berechnet. Im Gesamtergebnis ergibt sich daraus, dass bis zu 1 Mio t Trockenmasse, die mittelfristig von den Tieren nicht aufgenommen werden, als Biomasse zur Verfügung steht.

Die Studie von Handler, et al. (ohne Jahr) untersucht einerseits das Potential von Gülle als Rohstoff für die Erzeugung von Biogas und andererseits die Möglichkeiten, in den einzelnen Produktionsgebieten durch Fruchtfolge und Aktivierung von brachliegenden Flächen Energiepflanzen zur Biogasproduktion zu produzieren. Für Gülle ergibt sich dabei insgesamt ein Aufkommen von ca. 1,5 Mio t Trockenmasse, aus dem ein Potential von ca. 500.000 t Trockenmasse (30%) abgeschätzt wird. Die Ergebnisse der Berechnung der Flächenüberschüsse nach Kleinproduktionsgebieten fördern zutage, dass in vielen Regionen negative Flächenüberschüsse (Defizite) für die Energiepflanzenproduktion bestehen.

Die beiden Studien ergeben somit ein Potential von 1 Mio t Trockenmasse aus Grünflächen und 500.000 t Trockenmasse aus Gülle. Da in dieser Studie noch Stroh als Rohstoff für die Biogasproduktion berücksichtigt werden soll, wäre das Potential noch einmal hochzurechnen. Dabei ist davon auszugehen, dass die Nutzung von Stroh nicht in Konkurrenz zur sonstigen Strohnutzung in der Landwirtschaft erfolgen soll, sondern am Ende dieses Nutzungsprozesses in den Biogasanlagen der 2. Generation zum Einsatz kommen kann. Eine Potentialschätzung dafür kann im Rahmen dieser Studie nicht erfolgen, aber es wird davon ausgegangen, dass hier nochmals 1 Mio t Trockenmasse zur Verfügung steht.

Insgesamt ergibt sich, dass mindestens 2,5 Mio t Trockenmasse jährlich für die Biogaserzeugung aus Abfällen und NAWARO genutzt werden kann. Ohne auf den Mix der Substratkomponenten (Gras, Gülle, Stroh) im Vergleich zum Mix der Substratkomponenten in der Standard-Anlage ergibt sich mit durchschnittlichen Konvertierungsfaktoren aus diesen Abschätzungen ein **Potential von 125 Anlagen** in Österreich.

Die Arge Kompost & Biogas hat ebenfalls Daten zum Potential an Substraten zur Biogaserzeugung ohne Konkurrenz zur Nahrungsmittelproduktion erhoben. Diese Daten sind in Tabelle 5 dargestellt, wobei von einem Flächenpotential ausgegangen wurde, das für Biogas zur Verfügung steht. Dem wurde dann ein Biogasoutput zugeordnet. Um diese Daten besser mit den

hier verwendeten Daten der Standard-Anlage vergleichbar zu machen, wurde eine eigene Berechnung der Biogasproduktion (unter Verwendung eigener Ernte- und Konvertierungsfaktoren), gegeben das Flächenpotential der Arge Kompost & Biogas, durchgeführt. Die Ergebnisse sind in Tabelle 6 dargestellt. Für Wirtschaftsdünger und organische Abfälle wurden dabei direkt die Daten der Arge Kompost & Biogas übernommen. Für alle anderen Substrate wurde aus dem für Biogas zur Verfügung stehenden Flächenpotential lt. Arge Kompost & Biogas die Produktion von Feuchtmasse und daraus die Produktion von Biogas und Biomethan berechnet. Im Endergebnis sieht man, dass aus ca. 300.000 ha Fläche, die zur Verfügung stehen, dem Dünger und den organischen Abfällen, ca. 532 Mio Nm³ Biomethan gewonnen werden könnten. Bezogen auf die Standard-Anlage ergäbe sich daraus ein **Potential von ca. 130 Anlagen** in Österreich. Diese **532 Mio Nm³ Biomethan entsprechen ca. 19.500 TJ**, was wiederum **10% des energetischen Endverbrauchs von Erdgas** (vorläufige Energiebilanz von Statistik Austria für 2012) entspricht. Der Bruttoinlandsverbrauch von Erdgas, der auch den Umwandlungseinsatz (z.B. in Kraftwerken), den Verbrauch des Sektors Energie und den nicht-energetischen Verbrauch (z.B. in der Petrochemie) enthält, beträgt 2012 (nach vorläufiger Energiebilanz) 313.746 TJ. Daran hätte das Biomethan-Potential einen Anteil von 6,2%. Bemerkenswert erscheint jedoch, dass von der in Abschnitt 2.2 berechneten **Energiemenge zum Betrieb von 1 Mio Gas-PKW (23.000 TJ) ca. 85% aus Biomethan** bereitgestellt werden könnten.

Für die Simulationsrechnung mit dem DEIO-Modell wurde daher grundsätzlich von 130 in Österreich zu errichtenden innovativen Biogasanlagen der 2. Generation ausgegangen. Mittelfristig ist allerdings zu erwarten, dass – je mehr sich die einschlägige Forschung mit dem Thema beschäftigt – die Potentialzahlen nach oben revidiert werden. Als zusätzliche Quellen für eine Erhöhung des Potentials kommen in Frage: (i) verstärkte Nutzung von Bracheflächen, (ii) verstärkter Anbau von Zwischenfrüchten und (iii) bessere Nutzung/Trennung von Abfällen und Reststoffen. Im Hinblick darauf wurde für die aggregierten Ergebnisse der Biogaserzeugung auf die Gesamtwirtschaft daher auch exemplarisch mit 300 innovativen Biogasananlagen in Österreich gerechnet.

Tabelle 5: Potentialdaten der Arge Kompost & Biogas



**Potenzial aus org. Abfällen, Nebenprodukten
des Pflanzenbaus und Wirtschaftsdüngern + Grünland (gerundet)**

	Vorhandenes Potenzial [ha/Bestand]	Anteil f Biogas		Anwendungen	
				Mio. m³ [CH4]	[MWel.]
KM + CCM stroh	200.000	30 %	900	90	40
Winterrapsstroh	53.000	30 %	150	15	10
Getreidestroh	520.000	20 %	800	80	40
Zwischenfrüchte	1,4 Mio.	7 %	800	80	40
Grünland	570.000	3 %	300	30	20
Wirtschaftsdünger	20 % d. Rinder+Schweine 40 % des Geflügeldungs		1.700	170	80
Potenzial aus org. Abfällen			700	70	30
Gesamtpotential (non crop based)			5.350	535	260

www.kompost-bogas.info www.biogas.klimaaktiv.at www.european-biogas.eu

3



Tabelle 6: Berechnung des Biogas-Potentials

	Potential, ha	Ertrag t FM/ha	Ertrag t FM	Biogasertrag Nm³/t FM	Biogasertrag Mio Nm³	Methan- gehalt	Biomethan Nm³
KM + CCM Stroh	60000	9.10	546000	436.0	238.1	0.52	123.8
Winterrapsstroh	15900	9.10	144690	198.5	28.7	0.62	17.8
Getreidestroh	104000	9.10	946400	198.5	187.9	0.53	99.6
Zwischenfrüchte	98000	16.00	1568000	168.0	263.4	0.53	139.6
Grünland	17100	9.60	164160	179.4	29.4	0.53	15.6
Wirtschaftsdünger					170	0.55	93.5
Organische Abfälle					70	0.6	42
INSGESAMT	295000	10.58	3369250	236.09	987.6	0.55	531.9

Quelle: Arge Kompost, eigene Berechnungen

Die gesamtwirtschaftlichen Effekte der innovativen Biogaserzeugung in Österreich

Die Errichtung von 130 Anlagen der innovativen Biogaserzeugung in Österreich generiert ein Investitionsvolumen von ca. 1,4 Mrd. € und Kosten des laufenden Betriebes (ohne Kosten der Wertschöpfung (Personal, Kapital)) von 235 Mio €. Die Investitionstätigkeit wirkt in der Simulationsrechnung im ersten Jahr, die Effekte des laufenden Betriebes auch in den Folgejahren; der Simulationszeitraum ist insgesamt auf fünf Jahre begrenzt. Die Installation von 130 innovativen Biogasanlagen in Österreich erhöht das BIP im ersten Jahr um ca. 0,4%, in den Folgejahren durch den laufenden Betrieb um ein Zehntel davon (0,04%). Die Investitionstätigkeit führt zu höheren verfügbaren Einkommen der Haushalte, was wiederum BIP und Nachfrage steigert, sodass ein gesamtwirtschaftlicher Multiplikator wirksam wird.

Die aggregierten Hauptergebnisse der Installation von **130 innovativen Biogasanlagen** auf die österreichische Wirtschaft und auf das Energiesystem sind:

	1.Jahr	5.Jahr
BIP (in %)	0,36	0,04
Beschäftigung (absolut)	9.650	400
CO₂-Emissionen (1.000 t)		
(a) höheres BIP	185	15
(b) Erdgassubstitution	-1.610	-1.610

Die Effekte im 1. Jahr des Simulationszeitraums repräsentieren die gemeinsame Wirkung von Investitionen und laufendem Betrieb, die Ergebnisse im 5. Jahr nur noch jene des laufenden Betriebs. Aufgrund von Investition und laufendem Betrieb der innovativen Biogasanlagen steigt die Beschäftigung um ca. 9.600 Personen an, wovon ca. 400 auf den laufenden Betrieb zurückzuführen sind. Durch das höhere BIP und den Verbrauch an Energie und Vorprodukten der 130 Anlagen selbst steigt der Energieverbrauch an, was auch zu höheren CO₂-Emissionen führt. Die Quantifizierung dieser indirekten Emissionen der Energie- und Klimapolitik ist ein wesentlicher Vorzug des DEIO-Modells gegenüber anderen Modellen, die z.B. nur das Energiesystem beschreiben und kein „feedback“ zur Ökonomie aufweisen. Aufgrund von Investition und laufendem Betrieb (z.B.: Stromverbrauch) der Biogasanlagen steigen die CO₂-

Emissionen in Österreich um 185.000 t. Davon ist ein Großteil auf die Investitionsphase zurückzuführen, im laufenden Betrieb entstehen lediglich 15.000 bis 20.000 t CO₂ zusätzlich. Dieser indirekte Effekt wird weitaus überkompensiert durch den CO₂-Reduktionseffekt der Erdgassubstitution, der ungefähr 1,6 Mio t CO₂ ausmacht. Würde das gesamte erzeugte Biomethan im Verkehr verwendet und dort flüssige Treibstoffe substituieren, dann betrüge der CO₂-Reduktionseffekt der Substitution ca. 1,9 Mio t.

Wie schon weiter oben angeführt, bewegen sich die Dimensionen der Biogaserzeugung in Relation zur Gesamtwirtschaft in einer Größenordnung, die es erlaubt, die Ergebnisse proportional anzupassen, wenn die angenommene Anzahl von Anlagen unterschiedlich von 130 ist. Nimmt man an, dass aufgrund einer forcierten Bewirtschaftung von Bracheflächen, Zwischenfruchtwirtschaft und noch besserer Nutzung von Reststoffen und Abfällen mittelfristig **300 innovative Biogasanlagen in Österreich** installiert werden könnten, dann ergäben sich folgende aggregierte Effekte auf die Gesamtwirtschaft:

	1.Jahr	5.Jahr
BIP (in %)	0,83	0,09
Beschäftigung (absolut)	22.270	920
CO₂-Emissionen (1.000 t)		
(a) höheres BIP	430	35
(b) Erdgassubstitution	-3.715	-3.715

Die Installation von 300 innovativen Biogasanlagen in Österreich bewirkt kurzfristig ein um 0,8% höheres BIP, sowie die Nachfrage nach mehr als 20.000 Beschäftigten. Die CO₂ – Emissionen könnten durch die Erdgassubstitution um ca. 3,7 Mio t reduziert werden. Nimmt man wiederum an, dass Biomethan im Verkehr Benzin und Diesel substituiert, dann läge der CO₂-Reduktionseffekt bei 4,3 Mio t.

Diese Größenordnung von CO₂-Reduktionspotentialen ist bereits relevant in Zusammenhang mit den österreichischen/EU Klimapolitikzielen. Die **"20-20-20"-Ziele** beziehen sich auf die Basis der CO₂ – Emissionen 1990, die 62,1 Mio t betrugen, sodass **300 innovative Biogasanlagen einen Reduktionsbeitrag zwischen 6% (CO₂ – Reduktion von 3,7 Mio t) und 7% (CO₂ –**

Reduktion von 4.3 Mio t leisten könnten. In Bezug auf die **längerfristigen Ziele**, für die die Emissionsbasis aus 2005 (CO₂ – Emissionen 2005: 79,7 Mio t) relevant ist, ergäben sich **Reduktionsbeiträge zwischen 4,7% und 5,4%.**

In Tabelle 7 ist für ausgewählte der insgesamt 59 Wirtschaftszweige der Effekt auf die reale Wertschöpfung dargestellt. Die Summe der Wertschöpfungseffekte ergibt den schon oben angeführten BIP-Effekt von 0,36%, das BIP wird im DEIO-Modell "bottom up" über die Produktion der Wirtschaftszweige bestimmt. Es zeigt sich, dass die Investitionen und der Rohstoffbezug von der Landwirtschaft das Muster der sektoralen Effekte (Steine und Erden/Glas, Maschinenbau, Bauwesen) dominieren. Aufgrund von indirekten Effekten der Einkommenssteigerung und der Input-Output Verflechtung ist jedoch auch eine Reihe von Dienstleistungssektoren positiv betroffen, besonders die Erbringung von unternehmensbezogenen Dienstleistungen.

In Tabelle 8 sind die Beschäftigungseffekte in denselben Wirtschaftszweigen dargestellt. Da in Tabelle 8 unselbständig Beschäftigte dargestellt sind, ist der Effekt in der Landwirtschaft gleich Null, allerdings fällt dort sehr wohl Einkommen von selbständig Erwerbstätigen an, das wiederum Multiplikatoreffekte auslöst. Der laufende Betrieb der innovativen Biogasanlagen erhöht auch die Beschäftigung in einer Reihe von Dienstleistungssektoren. Die absolut höchsten Beschäftigungseffekte der Investitionen fallen in den Wirtschaftszweigen Bauwesen (3.850), Maschinenbau (1.660) und unternehmensbezogene Dienstleistungen (1.440) an, beim laufenden Betrieb dominieren die Beschäftigungseffekte der Dienstleistungssektoren vor jenen der Sachgüterproduktion.

Tabelle 7: Gesamtwirtschaftliche Effekte der Biogaserzeugung: sektorale Wertschöpfung (Differenz in %)

INSGESAMT	1. Jahr 0.36	5. Jahr 0.04
Landwirtschaft, Jagd	1.09	0.95
Gewinnung von Steinen und Erden, sonstiger Bergbau	0.93	0.01
Be- und Verarbeitung von Holz	0.28	0.00
Herstellung und Bearbeitung von Glas, Steinen und Erden	0.76	0.00
Metallerzeugung und -bearbeitung	0.22	0.01
Herstellung von Metallerzeugnissen	0.40	0.01
Maschinenbau	2.64	0.08
Bauwesen	1.77	0.00
Handelsvermittlung und Großhandel	0.27	0.01
Einzelhandel; Reparatur von Gebrauchsgütern	0.15	0.01
Landverkehr; Transport in Rohrfernleitungen	0.21	0.02
Schifffahrt	0.18	0.01
Nachrichtenübermittlung	0.16	0.01
Kreditwesen	0.21	0.02
Versicherungswesen	0.18	0.09
Mit dem Kredit- und Versicherungswesen verbundene Tätigkeiten	0.18	0.06
Vermietung beweglicher Sachen ohne Bedienungspersonal	0.29	0.02
Erbringung von unternehmensbezogenen Dienstleistungen	0.67	0.05

Quelle: eigene Berechnungen

Tabelle 8: Gesamtwirtschaftliche Effekte der Biogaserzeugung: sektorale Beschäftigung (Differenz in %)

INSGESAMT	1. Jahr 9650	5. Jahr 401
Landwirtschaft, Jagd	0	0
Gewinnung von Steinen und Erden, sonstiger Bergbau	39	0
Be- und Verarbeitung von Holz	70	1
Herstellung und Bearbeitung von Glas, Steinen und Erden	246	2
Metallerzeugung und -bearbeitung	63	1
Herstellung von Metallerzeugnissen	199	5
Maschinenbau	1666	47
Bauwesen	3855	10
Handelsvermittlung und Großhandel	461	23
Einzelhandel; Reparatur von Gebrauchsgütern	390	29
Landverkehr; Transport in Rohrfernleitungen	193	13
Schifffahrt	1	0
Nachrichtenübermittlung	70	4
Kreditwesen	142	12
Versicherungswesen	50	21
Mit dem Kredit- und Versicherungswesen verbundene Tätigkeiten	10	2
Vermietung beweglicher Sachen ohne Bedienungspersonal	19	1
Erbringung von unternehmensbezogenen Dienstleistungen	1444	112

Quelle: eigene Berechnungen

Die hier dargestellten gesamtwirtschaftlichen Effekte machen den wirtschaftlichen und ökologischen Nutzen der im Inland wirksamen Ausgaben für die Errichtung und den Betrieb von innovativen Biogasanlagen deutlich. Im DEIO-Modell gibt es zwar ein "feedback" der gesamtwirtschaftlich positiven Effekte über den Lohn/Preismechanismus, sodass die Effekte wieder gedämpft werden, aber es kommt nicht aufgrund von Vollausslastung (wie in CGE-Modellen, s.oben) zu einer vollständigen Verdrängung anderer Investitionen, was bewirken würde, dass der gesamtwirtschaftliche Effekt Null ist. Insgesamt ergibt sich für eine gesamtwirtschaftliche Evaluierung somit folgendes Bild:

Gesamtwirtschaftliche Kosten

Im Falle von 130 innovativen Biogasanlagen fallen **1,4 Mrd € an Investitionskosten** an, die – ohne Berücksichtigung von Obergrenzen in der Förderung – **420 Mio € an gesamtwirtschaftlichen Kosten** für die Förderung generieren. Diese Kosten (Förderung) sind

notwendig, um den Betreibern von Biogasanlagen die notwendigen Anreize zu Investitionen und Betrieb zu geben. Bei einem gegebenen Ziel-Saldo für das öffentliche Defizit müssen diese zusätzlichen öffentlichen Ausgaben an anderer Stelle eingespart oder durch Steuererhöhungen eingebracht werden. Bei einer angenommenen **Lebensdauer von 20 Jahren** und einer **Kapitalverzinsung von 3%** (mittlerer Fall in Tabelle 3) erhält man **annualisierte Kapitalkosten der Förderung von 33,6 Mio €**. Das ergibt in Bezug auf das Gesamtergebnis für die **CO₂-Emissionen** im ersten Jahr von **-1,4 Mio t** (-1.6 Mio t Vermeidung und 185.000 t „rebound effect“) spezifische **Vermeidungskosten von 24 €/t CO₂**.

Gesamtwirtschaftlicher Nutzen

Anders als in den Ergebnissen von Simulationsrechnungen mit CGE-Modellen steht den Kosten von 24 €/t CO₂ aber nicht nur der Nutzen einer besseren ökologischen Situation aufgrund der Emissionsvermeidung gegenüber, sondern auch ein gesamtwirtschaftlicher Nutzen in Form von höheren Einkommen, höherer Beschäftigung und geringerer Arbeitslosigkeit. Konkret wird das **BIP im ersten Jahr um 0,4%** gesteigert und die **Beschäftigung steigt um ca. 10.000 Personen**. Dadurch **sinkt die Arbeitslosigkeit um ca. 0,09 Prozentpunkte** und die **öffentlichen Einnahmen steigen um 0,5 Mrd €**.

4. Rahmenbedingungen zur Integration der Biogaserzeugung in das österreichische Energiesystem

Die in Abschnitt 2.1. angesprochenen Energieszenarien bis 2050 für die EU von E3MLab (Energiesystem-Modell PRIMES) gehen davon aus, dass nach 2020 und bis 2050 die direkte Förderung für erneuerbare stark reduziert wird, während die indirekten regulatorischen Fördermaßnahmen teilweise aufrecht erhalten werden. Daraus ergeben sich ein starker Rückgang der Kosten der Förderung und eine stärkere Konvergenz, was wiederum zeigt, dass der weitere Ausbau und die Durchdringung des Energiesystems mit Erneuerbaren stärker den nationalen Potentialen entsprechen.

Die Erfahrungen im Bereich der Ökostromförderung wären für den Fall der Förderung der innovativen Biogasförderung zu adaptieren und zu berücksichtigen. Die Designelemente für ein derartiges neues Fördersystem für Biogas können aufgrund dieser Erfahrungen folgendermaßen formuliert werden:

1. Transparente und kosteneffiziente Regulierung des Netzzugangs für Einspeiser

Ein dezentrales System der Einspeisung von Gas muß klare Richtlinien der Kostentragung des Netzanschlusses aufweisen. Das und andere mit dem Netzzugang verbundene Fragen müssen klar reguliert werden.

2. Regionale Optimierung der Verteilung der Einspeisung

Einerseits ergibt sich eine gewisse Standortwahl durch die Länge der Transportwege der landwirtschaftlichen Rohstoffe. Andererseits hat sich im Bereich Ökostrom gezeigt, dass eine Optimierung notwendig ist. Das sollte auch im Gasbereich so gehalten werden, sodass gewisse Punkte der Einspeisung vorrangig zu fördern wären und andere geringer.

3. Umstellung der Förderung auf "negativen CO₂ – Preis"

Langfristig gibt es – wie oben dargestellt – kein eigenes Ziel für erneuerbare Energieträger, diese sind vielmehr eine Option zur Erreichung radikaler Ziele der Emissionsreduktion (-80%) in der "Roadmap 2050". Das sollte einen vollständigen Umbau des Fördersystems zur Folge haben. Einspeisetarife sollten im Bereich Ökostrom aber auch im Bereich Biogas möglichst vermieden werden. Es wurde oben gezeigt, dass die jetzt vorherrschende Investitionsförderung im Ausmaß von 30% der Investitionskosten bei einer innovativen Biogasanlage in etwa einem Betrag von 20 bis 25 €/t vermiedenem CO₂ entspricht. Da

erneuerbare Energie langfristig keine autonome Zielgröße in der EU-Klima- und Energiepolitik mehr ist, sondern nur noch ein Weg zur Emissionsreduktion, sollte das Fördersystem entsprechend umgestellt werden.

Eine Idee bestünde darin, das System der Bepreisung von CO₂ nicht nur im EU-ETS bzw. in der Reduktion von Emissionen generell anzuwenden, sondern auch in Gutschriften für vermiedenes CO₂, wie es bei Biogas der Fall ist. Betreiber von Biogasanlagen sollten als Kompensation daher einen **"negativen Preis für CO₂" in Höhe von 25 €/t vermiedenem CO₂** erstattet erhalten. Dieser Preis liegt zwar weit über dem jetzigen Preis im EU-ETS von ca. 4 €/t CO₂, bei der Umsetzung der Ziele der "Roadmap 2050" ist jedoch mit einem Anstieg der Preise zu rechnen. Ein derartiges System bietet auch starke Anreize, durch Effizienzsteigerung ("Repowering") die Methanausbeute kontinuierlich zu steigern.

Literatur

Bodenhöfer, H. J., N. Wohlgemuth, M. Bliem, A. Michael, K. Weyerstraß, 2004, Bewertung der volkswirtschaftlichen Auswirkungen der Unterstützung von Ökostrom in Österreich, Endbericht, Institut für Höhere Studien Kärnten, Klagenfurt, Juli 2004.

Buchgraber, K., 2004, Energetisch und stofflich nutzbare Biomasse aus dem österreichischen Grünland, 10. Alpenländisches Expertenforum, 18. – 19. März 2004.

Doornbosch, R., and Steenblik, R., Biofuels: Is the cure worse than the disease?, Round Table on Sustainable Development, SG/SD/RT OECD, 2007.

Dudenhöffer, F., K. Pietron, 2011, Erdgas als automotiver Treibstoff für Europa: Sind 5% + x Marktanteil für Europa möglich? Notwendige Schritte und Aktivitäten, Hg.: *CAR-Center Automotive Research*, Universität Duisburg-Essen, März 2011 (2. Auflage).

Dufey, Biofuels production, trade and sustainable development: emerging issues, International Institute for Environment and Development, London, 2006.

Energie-Control Austria, 2012, Ökostrombericht 2012. Bericht der Energie-Control Austria gemäß § 52 Abs 1 Ökostromgesetz, Wien, Dezember 2012.

Energiedienst. *Fachinformationen für die Energiewirtschaft*, (4), Nr. 22, 05. November 2013, Wien.

Handler, F., Heinzlmaier, F., Rathbauer, J. und E. Blumauer (ohne Jahr), Verfügbarkeit von Energiepflanzen zur Biogasproduktion. HBLuFA Francisco Josephinum Wieselburg, BLT-Biomass/Logistics/Technology, Wieselburg.

Haas, R., P. Biermayr, L. Kranzl, 2006, Technologien zur Nutzung Erneuerbarer Energieträger - wirtschaftliche Bedeutung für Österreich, im Auftrag der Wirtschaftskammer Österreich, Wien, Jänner 2006.

Haas, R., L. Kranzl, 2002, Bioenergie und Gesamtwirtschaft. Analyse der volkswirtschaftlichen Bedeutung der energetischen Nutzung von Biomasse für Heizzwecke und Entwicklung von effizienten Förderstrategien für Österreich, im Auftrag des Bundesministeriums für Verkehr, Innovation und Technologie, Wien, September 2002.

Holz, F., P. M. Richter und C. von Hirschhausen, 2013, Strukturverschiebung in der globalen Erdgaswirtschaft – Nachfrageboom in Asien, Angebotsschock in den USA, *DIW Wochenbericht*, Nr. 31, 2013.

IEA, 2012a, Golden Rules for a Golden Age of Gas, special report, International Energy Agency, Paris, May, 2012.

IEA, 2012, World Energy Outlook 2012, International Energy Agency, Paris, 2012.

Kletzan, D., K. Kratena (Koord.), I. Meyer, F. Sinabell, E. Schmid, B. Stürmer, 2008, Volkswirtschaftliche Evaluierung eines nationalen Biomasseaktionsplans für Österreich, Studie des Österreichischen Instituts für Wirtschaftsforschung und der Universität für Bodenkultur, WIFO, Februar 2008.

Kratena, K., and M. Wüger, 2010, An intertemporal optimization model of households in an E3 (Economy/Energy/Environment) framework, WIFO Working Papers, 382/2010.

Kratena, K., I. Meyer, M. W. Sommer, 2013, Energy Scenarios 2030. Model Projections of Energy Demand as a Basis to Quantify Austria's Greenhouse Gas Emissions, WIFO, März 2013.