

# Ökologische Bewertung von Ökogas-Produkten

Hintergrundpapier für den EnergieVision e.V.

Uta Weiß  
Sebastian Blömer  
Dr. Martin Pehnt



ifeu-Institut für Energie- und Umweltforschung  
Heidelberg  
Wilckensstraße 3  
D-69120 Heidelberg  
Tel: 06221 / 4767-0  
E-Mail: [uta.weiss@ifeu.de](mailto:uta.weiss@ifeu.de)

Heidelberg, 20. Dezember 2013

Der EnergieVision e.V. hat das Ziel, den Umwelt- und Verbraucherschutz in der Energiewirtschaft zu fördern. Er vergibt das Ökostrom-Gütesiegel ok-power. Der Verein wird gemeinsam von der [Verbraucherzentrale Nordrhein-Westfalen e.V.](#) und dem [Öko-Institut e.V.](#) getragen.

# Inhalt

<b>1 Einleitung</b> .....	<b>3</b>
<b>2 Produktkategorie Biomethan</b> .....	<b>5</b>
2.1 Marktumfeld.....	5
2.2 Vorhandene Zertifizierungssysteme.....	7
2.3 Energiewirtschaftliche und ökologische Bewertung .....	8
2.3.1 Potenziale und Flächenkonkurrenzen .....	8
2.3.2 Treibhausgasbilanz und Einsatzpfade .....	9
<b>3 Produktkategorie Kompensationsgas</b> .....	<b>13</b>
3.1 Marktumfeld.....	13
3.2 Vorhandene Zertifizierungssysteme.....	15
3.3 Energiewirtschaftliche und ökologische Bewertung .....	17
<b>4 Exkurs: Windgas</b> .....	<b>20</b>
<b>5 Fazit</b> .....	<b>22</b>
5.1 Zusammenfassung der Ergebnisse .....	22
5.1.1 Biomethan .....	22
5.1.2 Kompensationsgas .....	23
5.2 Bewertung einer Zertifizierung .....	23
<b>6 Literatur</b> .....	<b>26</b>
<b>7 Anhang</b> .....	<b>30</b>

## Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Verwendungspfade Biomethan, relativ (eigene Darstellung nach dena 2013).....	6
Abbildung 2: Produktportfolio Biomethan nach Beimischungsgraden (eigene Darstellung nach Energie und Management 2013).....	7
Abbildung 3: Verbreitung Zertifizierungsstandards Biomethanprodukte (eigene Darstellung nach Energie und Management 2013) Energiewirtschaftliche und ökologische Bewertung .....	8
Abbildung 4: Kennzahlen der Marktentwicklung Biomethan 2010 bis 2012 (eigene Darstellung nach Bundesnetzagentur 2013).....	9
Abbildung 5: In Biomethananlagen eingesetzte Substrate 2012 nach Akteursbefragung (eigene Darstellung nach dena 2012b). ....	10
Abbildung 6: Nutzungsmöglichkeiten von Biogas (Pehnt und Vogt 2012). ....	11
Abbildung 7: Treibhausgaseinsparung verschiedener Nutzungsvarianten von Biogas, oben: unaufbereitet und auf der Anlage genutzt, unten: zu Biomethan aufbereitet und eingespeist (Pehnt, Vogt, Mellwig 2012). ....	12
Abbildung 8: Übersicht über den globalen Markt für freiwillige Emissionszertifikate (eigene Darstellung nach Stanley-Peters und Yin 2013).....	14
Abbildung 9: Kriterienkatalog zur Bewertung von Emissionskompensation bei der Erdgasverbrennung (eigene Darstellung nach DEHSt 2008). ....	19
Abbildung 10: THG-Minderungen durch 1kWh eingespeicherten EE-Strom (Helms et al. 2011). ....	21
Abbildung 11: Das Punkte-System des Grünen Gas Labels (eigene Darstellung nach GSL e.V. 2012). ....	30

## 1 Einleitung

Erdgas gilt dank der mit seiner Verbrennung verbundenen vergleichsweise geringen Treibhausgas- und Schadstoffemissionen als umweltfreundlich und wird seit längerer Zeit entsprechend vermarktet. Fossiles Gas ist jedoch weder ein regenerativer noch ein klimaneutraler Energieträger. Auf dem Gasmarkt werden deshalb mittlerweile sowohl für private Endverbraucher als auch für Gewerbebetriebe zahlreiche ökologisch aufgewertete Gasprodukte unter einer Vielzahl unterschiedlicher Bezeichnungen gehandelt.

Unter den Begriffen „Kompensationsgas“, „Klimagas“, „Naturgas“ oder „CO<sub>2</sub>-freies Gas“ firmiert Erdgas, dessen verbrennungsbedingte Treibhausgasemissionen über Klimaschutzprojekte vom Energieversorger kompensiert werden. Dies erfolgt in der Regel über externe Anbieter von Emissionszertifikaten, die weltweit in den Ausbau erneuerbarer Energien, Aufforstungsprojekte oder Energieeffizienzprojekte investieren. Da es im Sinne einer globalen Klimabilanz keine Rolle spielt, wo die Emissionen anfallen oder vermieden werden, stammt ein Großteil der gehandelten Zertifikate aus Entwicklungs- und Schwellenländern, in denen sich mit geringerem Aufwand höhere Einsparungen erzielen lassen. Entsprechende Produkte lassen sich unter dem Begriff „Kompensationsgas“ zusammenfassen.

Demgegenüber wird unter dem Namen „Biomethan“ oder „Bioerdgas“ aus Biomasse erzeugtes Gas angeboten, das nach einer Aufbereitung auf Erdgasqualität über das reguläre Gasnetz in Beimischungsgraden von 1% bis 100% an Endkunden zur Wärmeerzeugung vermarktet, nach den Vergütungsbestimmungen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) verstromt oder als Fahrzeugkraftstoff verwendet wird. Die Aufbereitung und Einspeisung von Biogas als regenerativer, nicht-fluktuierender Energieträger wird seit einigen Jahren durch den Gesetzgeber gefördert. Entsprechende Produkte lassen sich unter dem Begriff „Biomethan“ zusammenfassen.

Eine dritte Produktkategorie stellt „Windgas“ als Umwandlungsprodukt von überschüssigem Windstrom zu Wasserstoff bzw. Methan dar. Das dazugehörige Verfahren wird meist als Power to Gas (PtG) bezeichnet. Windgas spielt bisher nur eine marginale Rolle im Markt ökologisch aufgewerteter Gasprodukte.

Während Stromprodukte bei Einhaltung weitreichender Umwelt- und Nachhaltigkeitsanforderungen seit längerer Zeit durch unabhängige Dienstleister mit Ökostrom-Gütesiegeln zertifiziert werden können, ist die Zertifizierung von Ökogas umstritten. Hingegen besteht bei Verbrauchern verstärkt Aufklärungsbedarf zum Thema; eine überwältigende Mehrheit wünscht sich Gütesiegel für Biogasprodukte (Forsa 2012). Die meisten Biomethanprodukte werden heute durch den TÜV Nord zertifiziert, der in erster Linie die Konformität mit den gesetzlichen Vorgaben zusichert. Einen ökologischen Fokus bietet das 2013 neu eingeführte „Grünes Gas Label“ des Grüner Strom Label e.V., der das gleichnamige Label für Ökostrom vergibt. Erste zertifizierte Produkte des Unternehmens Naturstrom werden das Gütesiegel ab dem 1. Januar 2014 tragen (Grüner Strom Label 2013). Kompensationsgasprodukte werden häufig durch den TÜV Nord zertifiziert, wobei die zugrundeliegenden freiwilligen Emissionsminderungszertifikate ihrerseits einer Zertifizierung anhand bestimmter Standards unterliegen. Windgas schließlich wird bislang nicht zertifiziert; der einzige Anbieter Greenpeace Energy will 2014 mit der Einspeisung in das Erdgasnetz beginnen.

Angesichts zunehmender Marktanteile von Ökogas-Produkten stellt sich die Frage, welchen ökologischen Mehrwert sie tatsächlich besitzen, welche Rolle ihnen künftig im Energiemix zukommen könnte und welche Schlüsse sich daraus für die Vergabe eines Ökogas-Labels

ziehen lassen. Diese Aspekte werden im Folgenden für die relevanten Produktkategorien Biomethan, Kompensationsgas und Windgas untersucht.

## 2 Produktkategorie Biomethan

### 2.1 Marktumfeld

Damit Biogas als Biomethan in das Erdgasnetz eingespeist werden kann, muss es zunächst an die Beschaffenheit von Erdgas angepasst werden. Insbesondere muss das Gas gereinigt und der Methangehalt erhöht werden. Auch der Brennwert muss den Gegebenheiten des Gasnetzes entsprechen. Auf der Verteilnetzstufe muss das Gas zudem aus Sicherheitsgründen odorisiert werden.

Anders als Kompensationsgas ist Biomethan als regenerativer, innerhalb Deutschlands produzierbarer Energieträger stark von politischen Entscheidungen abhängig. Die für den Endkundenmarkt typische Nutzung im Wärmebereich erfolgt in vergleichsweise geringem Umfang. Seit 2009 setzt das EEWärmeG positive Impulse für den Endkundenmarkt, das in Neubauten eine anteilige Nutzung von 30 % Biomethan als Erfüllungsoption für die verpflichtende Nutzungsquote regenerativer Energien an der Wärmeversorgung zulässt - wenn es in KWK verstromt wird (§ 5 EEWärmeG). In Baden-Württemberg gilt Biomethan im Rahmen des EEWärmeG zusätzlich als Erfüllungsoption auch für die verpflichtende Nutzungsquote von 10 % erneuerbarer Energie beim Heizungsaustausch in Bestandsgebäuden (§ 4 EEWärmeG).

In den meisten Fällen wird eingespeistes Biomethan in Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) verstromt; dieser Verwendungspfad wird über das EEG gefördert (Abbildung 1). Anlagenbetreiber erhalten dafür einen Gasaufbereitungsbonus von 1 bis 3 Cent pro kWh<sub>el</sub> gegenüber der Verstromung von nicht aufbereitetem Biogas (§ 27 EEG).

Im Kraftstoffsektor wird die Nutzung von Biomethan über die Anrechenbarkeit auf die gesetzliche Biokraftstoffquote von zurzeit 6,25 % gefördert. Händler können den Anteil über Beimischungen zu fossilen Kraftstoffen oder durch gesonderten Vertrieb reiner Biokraftstoffe erreichen, überschüssige Quoten können an andere Unternehmen verkauft werden (§ 37 BImSchG).

Daten über die genauen Vermarktungspfade von Biomethan – von Gasanbietern zu Endverbrauchern – sind auf Grund der geringen Gesamtgröße des Marktes und der zurückhaltenden Informationspolitik der betreffenden Unternehmen nur eingeschränkt verfügbar. Im aktuellen Branchenbarometer der Deutschen Energieagentur (dena) sind Absatzmengen von 3,8 TWh nachgewiesen, immerhin gut 80 % der eingespeisten Menge. Ein Großteil davon wird nach den Förderbestimmungen des EEG zur Stromerzeugung verwendet, nur jeweils 5 % fließen in den Kraftstoff- und Wärmesektor (Abbildung 1). Die Verwertung eines Drittels der Absatzmengen ist dabei nicht bekannt, die dena geht jedoch von einer äquivalenten Verteilung wie bei den restlichen Mengen aus. Danach würden insgesamt etwa 65 % des Biomethans in EEG-geförderten Anlagen eingesetzt.

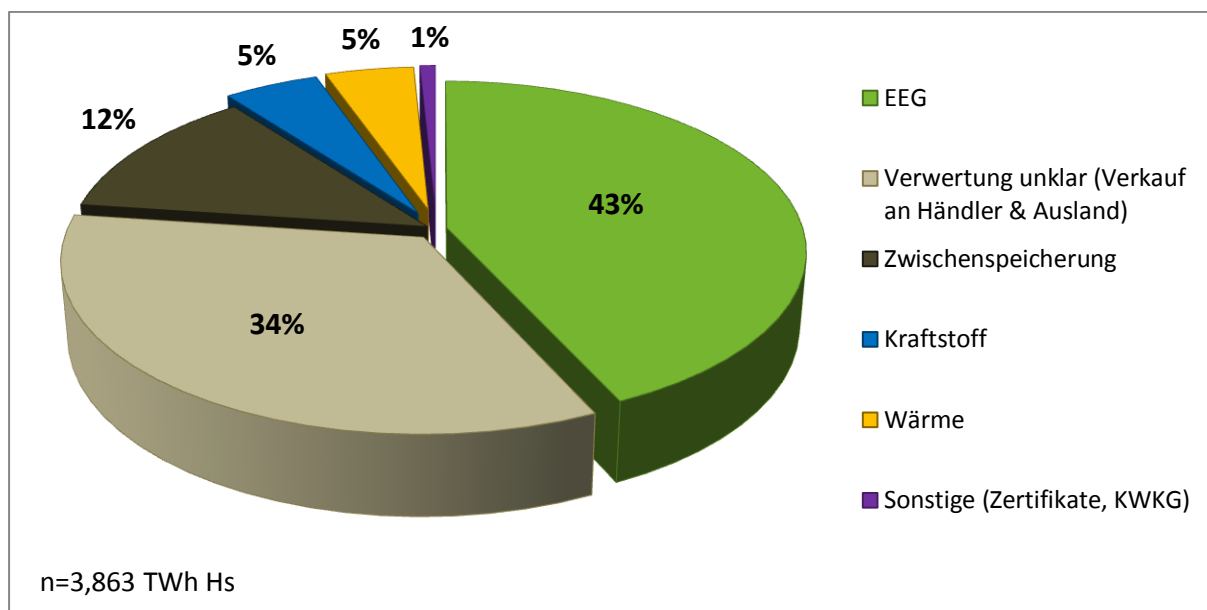


Abbildung 1: Verwendungspfade Biomethan, relativ (eigene Darstellung nach dena 2013).

Außerdem liegen für das Jahr 2012 Informationen über 37 Unternehmen vor, die zusammen etwas mehr als 2 TWh Biomethan absetzten. Dies entspricht knapp der Hälfte der eingespeisten Menge und liefert damit einen groben Überblick über die Marktsituation. Die erfassten Anbieter setzen ihre Biomethanprodukte vor allem an Privatkunden ab (1,99 TWh), gefolgt von einem Eigenverbrauch in KWK-Anlagen (0,13 TWh) und in geringem Umfang an Gewerbekunden (0,03 TWh). Auf dem dominierenden Privatkundenmarkt werden mit Abstand am häufigsten Produkte mit einer zehnpromigen Beimischung von Biomethan angeboten (Abbildung 2). Elf der insgesamt 26 Angebote finden sich allein in Baden-Württemberg, was sich auf die Erfüllungsoption einer Biomethanbeimischung für die 10 %-erneuerbare Energien-Quote im EWärmeG zurückführen lässt (Energie und Management 2013).

Die Einspeisung von Biomethan ist mit 4,6 TWh in 2012 vom Volumen her gering, wies aber in den letzten Jahren hohe Wachstumsraten auf (BNetzA 2013). Da die Erzeugung von Biomethan hauptsächlich auf nachwachsenden Rohstoffen fußt, haben die EEG-Novellierungen 2004 und 2009 eine besondere Rolle gespielt, denn seitdem ist die Nutzung nachwachsender Rohstoffe zur Biogasgewinnung wirtschaftlich interessant (FNR 2013). Allerdings werden aktuell bei der Weiterentwicklung des EEG auch Optionen diskutiert, welche die Förderung von Biogas aus nachwachsenden Rohstoffen massiv reduzieren könnten. Der Koalitionsvertrag von CDU, CSU und SPD für die Legislaturperiode 2013 bis 2017 sieht für die Förderbedingungen des EEG vor, den „Zubau von Biomasse überwiegend auf Abfall- und Reststoffe [zu begrenzen]“ (Koalitionsvertrag 2013). Da der Markt für Biomethanprodukte bei Endkunden nicht die Sicherheit der EEG-Vergütungen liefert und Biomethan-Produzenten schon heute über Absatzprobleme klagen, kann dies auch empfindliche Auswirkungen auf die Erzeugung von Biomethan außerhalb des EEG mit sich bringen und den Anlagenzubau stark reduzieren (DBFZ 2013).



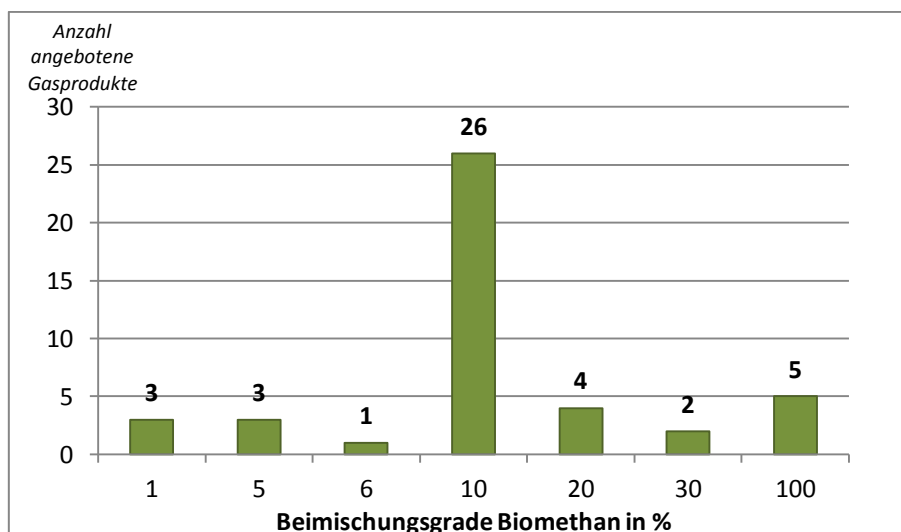


Abbildung 2: Produktportfolio Biomethan nach Beimischungsgraden (eigene Darstellung nach Energie und Management 2013).

Wenig überraschend liegen die Preise für Biogas deutlich über Preisen für fossiles Erdgas. Inklusive Aufbereitungs- und Transportkosten, die 1,5 bis 2 Cent/kWh ausmachen, liegen Endkundenpreise für Biomethan zwischen 6,6 und 8,5 Cent/kWh. Die Bundesnetzagentur gibt für 2012 innerhalb einer großen Bandbreite mengengewichtete Herstellungskosten von 5,3 Cent/kWh und mengengewichtete Verkaufspreise von 7,02 Cent/kWh an. Die Angaben sind jedoch nur eingeschränkt belastbar, die Bundesnetzagentur weist insbesondere darauf hin, dass unklar ist, ob die Verkaufspreise beim Verkauf am sogenannten virtuellen Handelspunkt (VHP) oder vor Ort beim Letztverbraucher erzielt wurden. Zum größten Teil verläuft der Handel jedoch auf dem VHP, sodass durchschnittliche Letztverbraucherpreise für Biomethan auch ohne Steuern deutlich höher liegen dürften (Grobe und Holzhammer 2012, Bundesnetzagentur 2013). Zum Vergleich: Im gleichen Zeitraum wurde fossiles Erdgas an den virtuellen Handelspunkten für 2,5 Cent/kWh gehandelt, Haushaltsgaspreise lagen 2012 bei 4,9 Cent/kWh ohne Steuern, Abgaben und Umlagen (BNetzA 2013, BDEW 2013). Anders als bei Windenergie und Photovoltaik ist bei Biogas nicht mit relevanten Kostendegressionen zu rechnen: Einen wesentlichen Anteil an den Kosten machen die Aufwendung für die verwendeten Substrate auf, hier sind die kostengünstigsten Potenziale an Abfall- und Reststoffen jedoch bereits erschlossen.

## 2.2 Vorhandene Zertifizierungssysteme

Der anbieterseitig am weitesten verbreitete Zertifizierungsstandard für Biomethan ist das Siegel der TÜV Nord Cert GmbH, welches die Konformität des Gasprodukts mit den Vorgaben des EEG, des EEWärmeG und des EWärmeG sowie den Förderbedingungen im Kraftstoffsektor gewährleistet. Knapp die Hälfte der befragten Biomethananbieter gab an, für die Zertifizierung ihrer Produkte im Jahr 2012 auf dieses Siegel zurückzugreifen. Die Quote erhöht sich weiter, wenn man in Betracht zieht, dass einzeln genannte Anbieter wie VNG, Arcanum, GreenGas Concepts in der Regel ihrerseits auf die Zertifizierungssysteme der TÜVs als externe Dienstleister zurückgreifen (Abbildung 3).

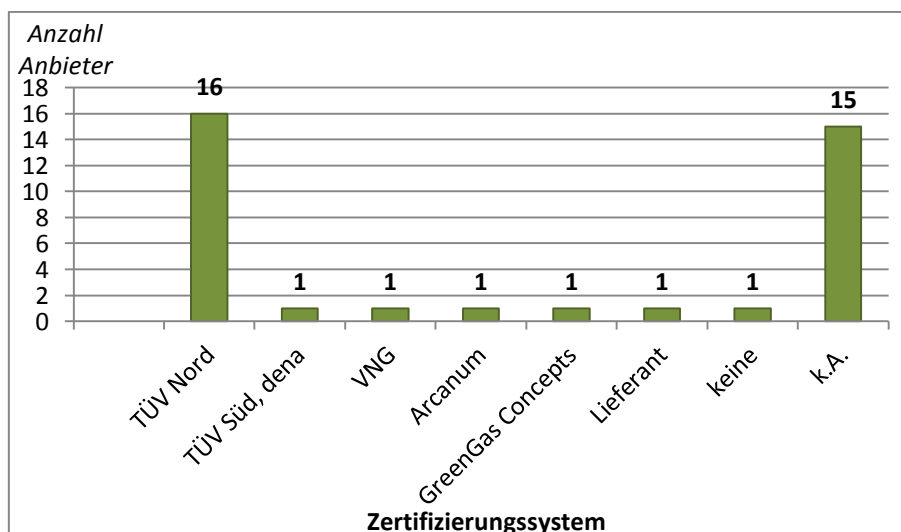


Abbildung 3: Verbreitung Zertifizierungsstandards Biomethanprodukte (eigene Darstellung nach Energie und Management 2013).

Die Siegelvergabe orientiert sich damit bislang an den technischen Anforderungen des Gesetzgebers, was die vorherrschende Ausrichtung des Biomethansektors auf die staatlichen Förderprogramme unterstreicht (Energie und Management 2013, TÜV Nord 2013).

Ein explizit ökologisch ausgerichtetes Siegel ist das 2013 eingeführte „Grünes Gas Label“ des Grüner Strom Label e.V. Das Siegel stellt Kriterien für die drei Prozessschritte Rohstoffbereitstellung, Biogasproduktion und Distribution (siehe Abbildung 11 im Anhang). Neben einigen Ausschlusskriterien wie gentechnisch veränderten Organismen oder einem Substratanteil der Hauptfeldfrucht von über 50% besteht das Label im Kern aus einem Punktsystem, das abhängig von der ökologischen Vorteilhaftigkeit die einzelnen Kriterien positiv oder negativ bewertet. Das Label wird ab einer Mindestpunktzahl von zwanzig Punkten vergeben. Die Zertifizierung selbst erfolgt über ein vom Labelnehmer zu beauftragendes unabhängiges Zertifizierungsinstitut (GSL e.V. 2012).

## 2.3 Energiewirtschaftliche und ökologische Bewertung

### 2.3.1 Potenziale und Flächenkonkurrenzen

Die Entwicklung des Biomethansektors in den letzten Jahren gründet sich auf dem 2007 im Integrierten Energie- und Klimaprogramm der Bundesregierung formulierten Ziel, bis zum Jahr 2020 6 Mrd. Nm<sup>3</sup> (67 TWh) und bis 2030 10 Mrd. Nm<sup>3</sup> (112 TWh) Biomethan einzuspeisen. Dadurch soll die Abhängigkeit von Erdgasimporten verringert, eine klimaschonende Energieversorgung gefördert und die effiziente Nutzung dezentral erzeugten Biogases in Kraft-Wärme-Kopplung sowie als Substitut für fossile Energieträger im Verkehrssektor vorangetrieben werden (BMU 2007). Die Mengenvorgaben wurden 2010 in der Gasnetzzugangsverordnung rechtlich verankert (§ 31 GasNZV).

Laut dem aktuellen Monitoring-Bericht der Bundesnetzagentur speisten im Jahr 2012 108 Anlagen 413 Mio. Nm<sup>3</sup> bzw. 4,6 TWh Biomethan in das deutsche Erdgasnetz ein – mehr als doppelt so viel wie noch im Jahr 2010 (Abbildung 4). Bei einem Gesamtjahresabsatz von 909 TWh Erdgas entspricht diese eingespeiste Menge allerdings nur einem Anteil von 0,5 % (BDEW 2013). Bezogen auf die Ziele der Bundesregierung ergibt sich ein Zielerreichungsgrad von lediglich 6,9 % bzw. 4,1 % (Bundesnetzagentur 2013, dena 2012).

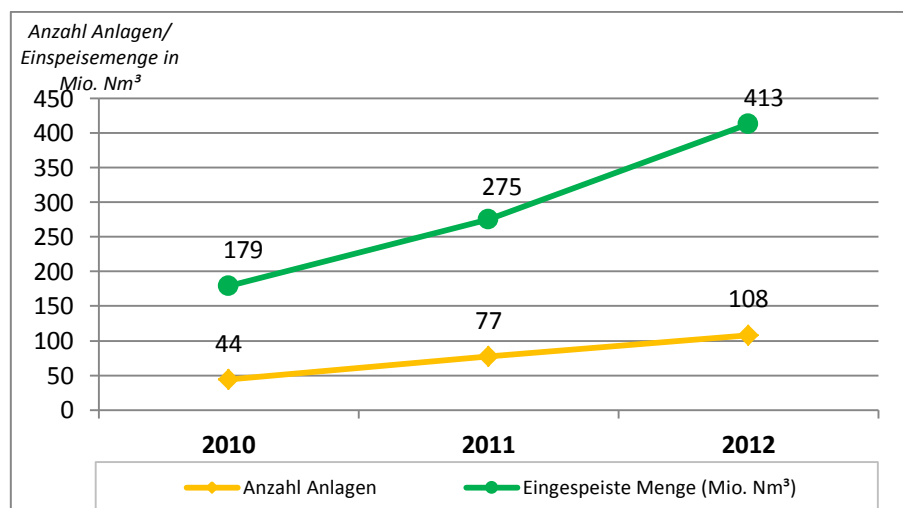


Abbildung 4: Kennzahlen der Marktentwicklung Biomethan 2010 bis 2012 (eigene Darstellung nach Bundesnetzagentur 2013).

Die Zielerreichung setzt allerdings in erheblichem Maße die Nutzung von Anbauflächen voraus, deren Potenziale jedoch begrenzt sind. Nach Einschätzung des ifeu könnten bis 2020 für Biogasanlagen 0,5 bis 1 Mio. ha Agrarflächen zusätzlich nachhaltig zur Substratproduktion genutzt werden. Diese Flächen stehen jedoch nicht allein der Nutzung für Biomethan zur Verfügung, sondern würden auch für andere Bioenergieträger genutzt (z.B. Pflanzen für Biodiesel, Bioethanol, stoffliche Nutzung).

Biomethan mit seinen flexiblen Einsatzmöglichkeiten erscheint teilweise als Hoffnungsträger, um nach Einspeisung in das Erdgasnetz den Wärmesektor zu dekarbonisieren. Schätzungen des Primärenergiepotenzials für Biogas (mit und ohne Aufbereitung) liegen nach FNR (2013a) bei rund 500 PJ. Zum Vergleich: Der Endenergiebedarf für Raumwärme und Warmwasser lag 2011 bei 2700 PJ (BMW 2013). Die Potenziale von Biomethan zur Wärmebereitstellung sind also viel zu niedrig, um den derzeitigen Bedarf zu decken.

Eine weitreichende Nutzung im Wärmebereich würde zudem Potenziale aus den Sektoren Stromerzeugung und Verkehr abziehen. Insbesondere im Verkehrsbereich stehen wenig erneuerbare Ersatzstoffe zur Verfügung, sodass auch die Zielerreichung des Einsatzes erneuerbarer Energien im Verkehr in Frage gestellt würde. Im Strombereich hat die Bioenergie eine Sonderstellung als speicher- und regelbare erneuerbare Energie, deren Bedeutung für das Gesamtsystem bei steigenden Anteilen fluktuierender Erneuerbarer steigen dürfte. Weitere Nutzungskonkurrenzen bestehen mit der stofflichen Nutzung von nachwachsenden Rohstoffen oder dem Ausbau von Nachhaltigkeitszielen wie zum Beispiel einer Ausweitung von Naturschutzflächen.

### 2.3.2 Treibhausgasbilanz und Einsatzpfade

Die Nachhaltigkeit und insbesondere die mit Biomethan verbundenen Treibhausgasemissionsminderungen hängen sowohl von den verwendeten Rohstoffen als auch vom gewählten Einsatzpfad ab. Welche Emissionen verursacht die Erzeugung von Biomethan? Und in welchem Bereich wird das Biomethan eingesetzt, das heißt, welche anderen Energieträger mit entsprechenden Emissionen ersetzt es?

Biomethananlagen sind durch die notwendigen zusätzlichen Anlagen zur Aufbereitung und Gaseinspeisung in der Regel nur als Großanlagen wirtschaftlich. Sie sind daher auf eine ent-

sprechende Versorgung mit Substraten angewiesen und verwenden meist hauptsächlich nachwachsende Rohstoffe. Abfall- und Reststoffe gelangen tendenziell deutlich weniger zum Einsatz als in Biogasanlagen mit Vor-Ort-Verstromung. So hat eine Akteursbefragung der dena ergeben, dass Biomethananlagen zu 82% nachwachsende Rohstoffe und nur zu 18% Reststoffe verwenden (Abbildung 5).

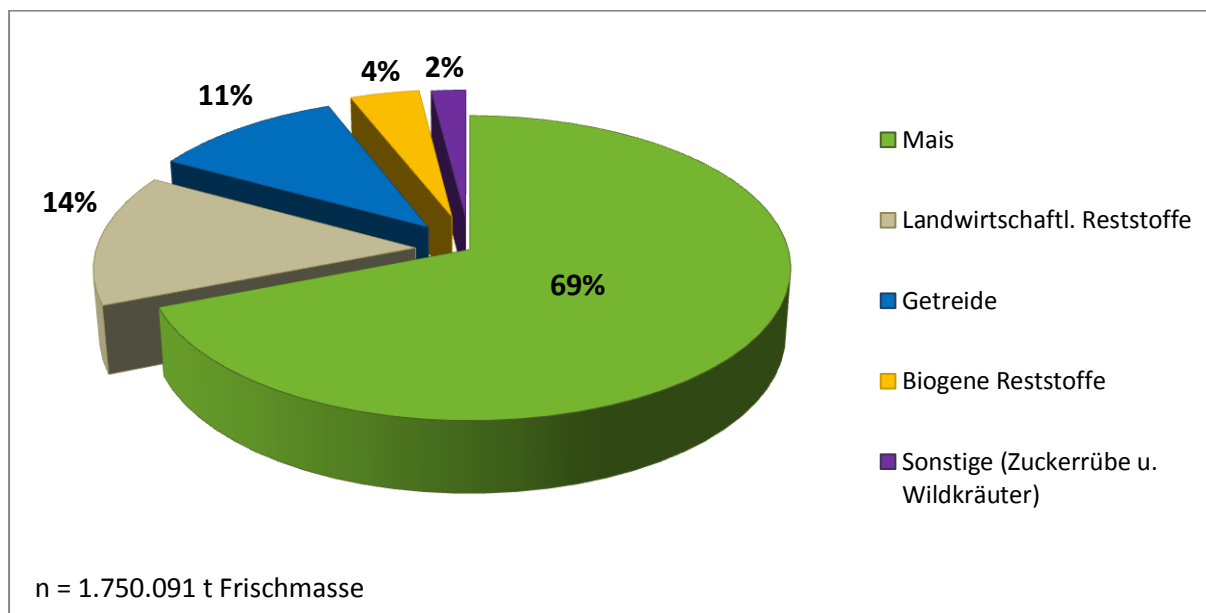


Abbildung 5: In Biomethananlagen eingesetzte Substrate 2012 nach Akteursbefragung (eigene Darstellung nach dena 2012b).

Der Anbau nachwachsender Rohstoffe erlaubt es, größere Mengen Biogas herzustellen, hat jedoch nachteilige Auswirkungen auf die Treibhausgasemissionen: Während biogene Rest- und Abfallstoffe ohnehin anfallen oder teilweise wie beim Gülleeinsatz sogar Emissionen der Güllelagerung vermieden werden, müssen bei nachwachsenden Rohstoffen die Treibhausgasemissionen des Anbaus – meist etwa Lachgas und Ammoniak – mitbetrachtet werden (IFEU 2008). Sowohl auf Grund der verwendeten Substrate als auch wegen der notwendigen zusätzlichen Aufbereitung stellen sich die Treibhausgasemissionen von Biomethan daher etwas ungünstiger dar als bei Biogas für die Vor-Ort-Verstromung.

Zudem kann der großflächige Anbau von Energiepflanzen zu einer Steigerung des Flächen-drucks führen, der weitere Substratpreissteigerungen auslöst. Diese wiederum würden sich negativ auf die Nahrungsmittelproduktion auswirken und könnten zur Folge haben, dass verstärkt Grünland in Ackerland umgewandelt würde – mit negativen Folgen auf die Treibhausgas-minderung, denn Grünland speichert Kohlenstoff besser als Ackerflächen. Häufig wird im Zusammenhang mit nachwachsenden Rohstoffen auch die „Vermaisung“ der Landschaft kritisiert. Grundsätzlich können jedoch eine Diversifizierung der angebauten Sorten und variierte Fruchtfolgen notwendige Biodiversität sicherstellen; dies muss aber häufig mit geringeren Erträgen erkauft werden.

Entscheidend für die ökologische Sinnhaftigkeit von Biomethan sind jedoch vor allem die Einsatzpfade des Gases. Vorteilhaft sind Einsatzpfade, die so viele Treibhausgasemissionen wie möglich vermeiden. Das heißt, Biogas sollte vorrangig dort eingesetzt werden, wo ein Maximum der enthaltenen Energie genutzt werden kann und dadurch Energieträger mit höheren Treibhausgasemissionen ersetzt werden können. Besonders günstig ist deshalb der

Einsatz in Kraft-Wärme-Kopplung. Sie kann sowohl Strom als auch Wärme aus fossilen Quellen gleichzeitig ersetzen.

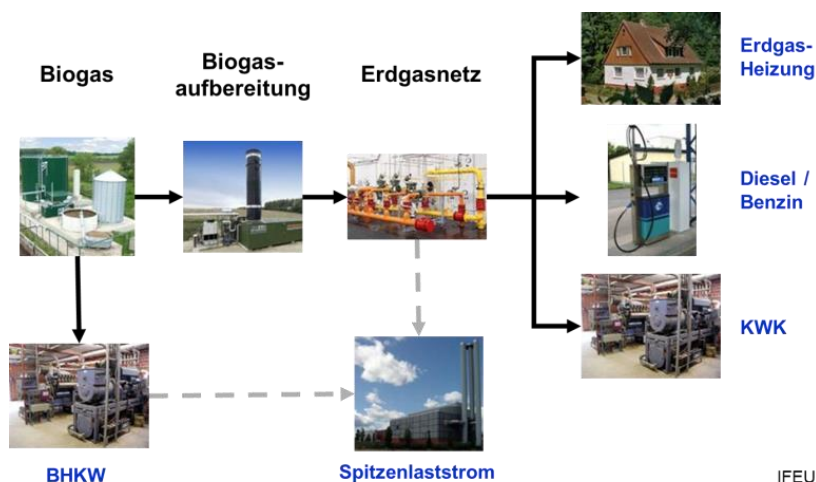


Abbildung 6: Nutzungsmöglichkeiten von Biogas (Pehnt und Vogt 2012).

Setzt man Biomethan allerdings in der reinen Wärmeerzeugung ein, so wird in der Regel Erdgas verdrängt. Auch wenn die Biogasanlage dem aktuellen Stand der Technik entspricht, so spart die Nutzungskette Biogas – Aufbereitung – Wärmeerzeugung wesentlich weniger Treibhausgase ein als die Stromerzeugung vor Ort in einem Blockheizkraftwerk (BHKW) oder der Einsatz von Biomethan im BHKW, in Abbildung 7 ist dies am kurz geratenen Balken „Erdgassubstitution im Gaskessel“ zu erkennen. Die Abbildung zeigt errechnete Einsparungen von Treibhausgasemissionen durch die verschiedenen Nutzungsoptionen von Biogas, jeweils in modernen Anlagen nach dem Stand der Technik. Nicht berücksichtigt sind die Unterschiede in den Substratzusammensetzungen, der Fokus liegt auf dem Vergleich der Techniken und der Einsatzbereiche. Bei Biomethan-BHKW, die in Abhängigkeit vom Wärmebedarf vor Ort geplant werden können, wird dabei von 100% KWK ausgegangen.

Deutlich wird die große Bedeutung der Kraft-Wärme-Kopplung mit hohen Nutzungsgraden. Biomethan im BHKW spart daher im Vergleich mit der Erdgassubstitution im Heizungskessel etwa dreimal so viele Treibhausgase ein. Allerdings ist sogar die Stromerzeugung vor Ort ohne jegliche Abwärmenutzung vorteilhafter als ein Einsatz anstelle von Erdgas im Gaskessel. Die Nutzung im Kraftstoffmarkt schneidet zwar schlechter ab als die Stromerzeugung, aber selbst hier spart Biomethan mehr Treibhausgase ein als in der reinen Wärmeerzeugung bei Erdgassubstitution.

Wichtig ist bei dieser Betrachtung allerdings die Frage, was im konkreten Fall ersetzt wird. Die Treibhausgaseinsparungen errechnen sich im Vergleich zu einer Stromerzeugung überwiegend aus Steinkohle; dies liegt daran, dass Steinkohlekraftwerke vielfach die „Grenzkraftwerke“ sind, also solche, die durch eine zusätzliche Stromerzeugung aus erneuerbaren Energieträgern verdrängt werden. Handelt es sich beim Biomethan-BHKW jedoch um ein bestehendes BHKW, das bisher mit Erdgas betrieben wurde, so sind diese Einsparungen nicht sichergestellt. Dafür wäre es notwendig, dass das im BHKW nicht mehr benötigte Erdgas seinerseits Anwendungen mit hohen Treibhausgasemissionen verdrängt, z.B. durch Ersatz von Kohlestrom über ein hocheffizientes Gas- und Dampfkraftwerk. Eine derartige Verschiebung kann jedoch nicht sicher angenommen werden. Im schlechtesten Fall führt Biomethan im bestehenden BHKW zur reinen Substitution von Erdgas: Die Treibhausgasminde-

rungen entsprechen dann nur den Einsparungen, die durch Biomethan im Erdgaskessel erreicht würden.

Da der Einsatz von Biomethan in BHKW über das EEG gefördert wird, könnte hingegen Biomethan älteren BHKW, die nicht mehr über das Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetz (KWKG) gefördert werden, einen Weiterbetrieb ermöglichen. Weil diese Anlagen andernfalls vermutlich abgeschaltet würden, ist hier eine gewisse Zusätzlichkeit anzunehmen.

Die zuverlässigste Minderung von Treibhausgasemissionen durch den Einsatz von Biomethan in KWK-Anlagen gegenüber der reinen Wärmeerzeugung entsteht jedoch, wenn das Biomethan in eigens dafür zugebauten BHKW genutzt wird. So ist sichergestellt, dass das Biomethan-BHKW alte Heizungsanlagen und Kraftwerke auf Basis fossiler Energieträger verdrängt.

**Vergleich verschiedener Verwertungspfade von Biomethan**

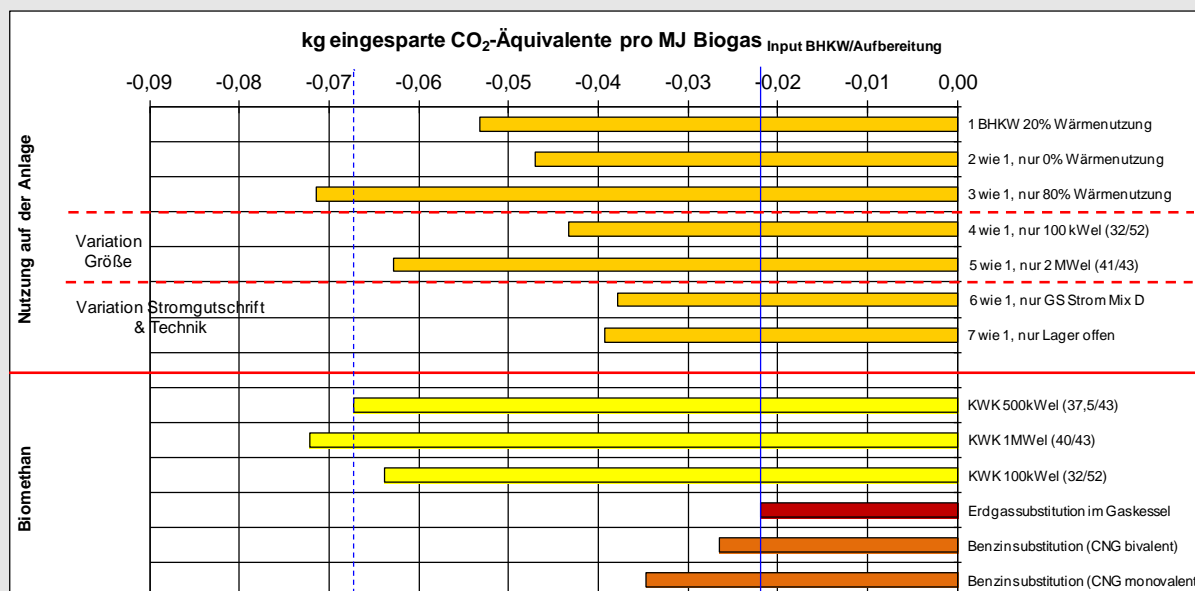


Abbildung 7: Treibhausgaseinsparung verschiedener Nutzungsvarianten von Biogas, oben: unaufbereitet und auf der Anlage genutzt, unten: zu Biomethan aufbereitet und eingespeist (Pehnt, Vogt, Mellwig 2012).

Die Abbildung zeigt die Treibhausgaseinsparungen bei einer Nutzung auf der Anlage, berechnet für eine Referenzanlage mit einem Blockheizkraftwerk (BHKW) von 500 kW elektrischer Leistung, einem elektrischen Wirkungsgrad von 37,5 %, einem thermischen Wirkungsgrad von 43 % und unter der Annahme eines gasdichten Lagers. Varianten 4 und 5 stellen kleinere und größere Anlagen mit davon abweichenden Wirkungsgraden dar (in Klammern angegeben). Die Einsparungen sind auf einen konventionellen Strommix von 70 % Steinkohle- und 30 % Gasanteil sowie eine Wärmeversorgung mit 57 % Gas- und 43 % Heizölanteil bezogen.

Für die Berechnung der Treibhausgaseinsparungen bei einer Nutzung aufbereiteten Biomethans wurde der Referenzfall des Druckwechseladsorptionsverfahrens und einer Druckwasserwäsche bei der Aufbereitung angenommen. Die Methanverluste wurden auf 2 % veranschlagt, der Strombedarf für die Aufbereitung auf 0,3 kWh/m<sup>3</sup>. Die Nutzung von Biomethan in KWK-Anlagen ermöglicht demnach Treibhausgaseinsparungen, die um den Faktor drei höher liegen als bei der Erdgassubstitution zur reinen Wärmeerzeugung im Gaskessel. Im Vergleich zum Einsatz als Benzinsubstitut im Verkehrssektor fallen die Einsparungen mehr als doppelt so hoch aus.

## 3 Produktkategorie Kompensationsgas

### 3.1 Marktumfeld

Neben dem Handel mit Pflichtzertifikaten im Rahmen des Kyoto-Protokolls und des europäischen Emissionshandelssystems hat sich in den letzten Jahren ein Markt für freiwillige Emissionskompensation entwickelt. Grundlage dafür ist ein zunehmendes Bewusstsein in der Gesellschaft über die Gefahren des Klimawandels und eine wachsende Zahlungsbereitschaft vieler Konsumenten für klimafreundliche Produkte. Die gehandelten Zertifikate werden zu 80 % von privaten Unternehmen in Anspruch genommen, die die Klimabilanz ihrer unternehmerischen Aktivitäten oder einzelner ihrer Produkte und Dienstleistungen verbessern wollen, um mit dem Etikett „klimaneutral“ werben zu können (Stanley-Peters und Yin 2013, Wolke 2011, DEHSt 2008, Hammer und Vorbach 2010).

Im Gegensatz zum regulierten Markt mit Emissionszertifikaten ist der freiwillige Markt offen für jede Art von Marktteilnehmern, Geschäftsmodellen, Transaktionen und für viele unterschiedliche Standards, die die Qualität der Kompensationsprojekte ausweisen sollen. Dies schafft einerseits Anreize, in neue Vermarktungsformen und Arten von Kompensationsprojekten zu investieren, birgt aber auch die Gefahr einer mangelhaften Kontrolle der tatsächlichen Kompensationseffekte. Die Qualität der Kompensation wird im Kontext der Zertifizierungssysteme in Kapitel 3.3 eingehender diskutiert (Brinkel und Antes 2011, Wolke 2011).

Im Jahr 2012 wurden auf dem freiwilligen Markt Zertifikate im Umfang von 101 Millionen Tonnen CO<sub>2</sub>-Äquivalent im Wert von 523 Mio. US-Dollar (412 Mio. Euro) gehandelt, mehr als die Hälfte davon wurde in Europa verkauft. Ein Großteil des Marktvolumens gründet sich dabei auf den Weiterverkauf der Zertifikate, tatsächlich stillgelegt wurde wohl nur etwa ein Viertel der Menge. Der Durchschnittspreis für freiwillige Zertifikate lag im Jahr 2012 bei etwa 5,20 US-Dollar (4 Euro) pro Tonne CO<sub>2</sub>-Äquivalent (Abbildung 8, Kind et al. 2010, Wolke 2011, Stanley-Peters und Yin 2013).

Im Bereich Kompensationsgas sind externe Dienstleistungsunternehmen wie *KlimaInvest*, *First Climate*, *Arktik* oder die *Forest Carbon Group* aktiv, die den Gasanbietern Komplettpakete zur Integration eines Kompensationsgasproduktes in deren Portfolio – von der Bilanzierung der zu kompensierenden Emissionen über die Beschaffung akkreditierter Zertifikate bis hin zur professionellen Vermarktung – anbieten. Die Mehrheit der Gasanbieter greift auf diese externen Angebote zurück. Die Branchendienstleister nennen zusammen 220 bis 250 Kunden für ihre Kompensationsgasangebote und beziffern insgesamt mehr als 25 % der Stadtwerke und Energieversorgungsunternehmen als Anbieter entsprechender Produkte (Energie und Management 2013, First Climate 2013, Klima Invest 2013).

Das Volumen des Absatzmarktes lässt sich indes nur grob abschätzen. Von 60 erfassten Anbietern wurden im Jahr 2012 insgesamt gut 4 TWh Kompensationsgas verkauft, 85 % der Menge ging an Privatkunden, 15 % an Gewerbekunden. Zieht man die Angaben von First Climate und Klima Invest in Betracht, dürfte der Gesamtabsatz bei mindestens 20 TWh liegen. Ein ähnlich hoher Anteil an Privatkunden ist auch hier anzunehmen, so dass die Wärmeerzeugung in Privathaushalten als Absatzfeld deutlich dominiert (Energie und Management 2013, First Climate 2013, Klima Invest 2013).

Im Vergleich zu ihren regulären Erdgasstarifen verlangen die Gasanbieter Aufschläge zwischen 0,1 und 0,84 Cent pro kWh. Bei einem typischen Jahresverbrauch einer vierköpfigen Familie von 20.000 kWh entstehen so Mehrkosten von 20 bis 168 Euro. Kompensationsgas befindet sich damit im Vergleich zu Biomethanprodukten, die zudem in den meisten Fällen

nur aus Beimischungen zu herkömmlichem Erdgas bestehen, auf einem deutlich niedrigeren Preisniveau und besitzt darüber hinaus für Privatkunden die attraktive Vermarktungsmöglichkeit als hundertprozentig klima- und umweltfreundlicher Energieträger ohne den Hintergrund der „Tank oder Teller“-Debatte (Energie und Management 2013, Brinkel und Antes 2011, Wolke 2011).

Der Erfolg von Kompensationsgasprodukten hängt nach Einschätzung von Branchenvertretern stark davon ab, inwieweit der Anbieter in der Lage ist, die Preisaufläge durch eine glaubwürdige nachhaltige Wirkung der Kompensation dem Kunden gegenüber darzustellen. Die Gasversorgung ist ein relativ preissensitives Segment. Selbst kleine Aufschläge von deutlich unter einem Cent pro kWh schrecken viele Konsumenten ab, insbesondere wenn sie ihre verbrauchsabhängigen Jahreskosten nicht überblicken und nicht in der Lage sind, die Mehrkosten bei einem Wechsel zu Kompensationsgastarifen zu kalkulieren. Ist darüber hinaus der nachhaltige Zusatznutzen der Kompensation nicht direkt ersichtlich, kann die Zahlungsbereitschaft der Kunden nicht aktiviert werden (First Climate 2013, Klima Invest 2013).

Die hohe Varianz der Preisaufläge ist hier bereits ein Indikator für einen Qualitätsunterschied zwischen den verschiedenen Kompensationsgasprodukten, denn der maßgebliche Faktor für die Preisgestaltung sind die Kosten der Emissionszertifikate, die mit höheren Anforderungen an die Kompensationsprojekte steigen. Ein zentraler Anhaltspunkt für die Qualität der Kompensation ist folglich der Standard der verwendeten Zertifikate (Brinkel und Antes 2011).

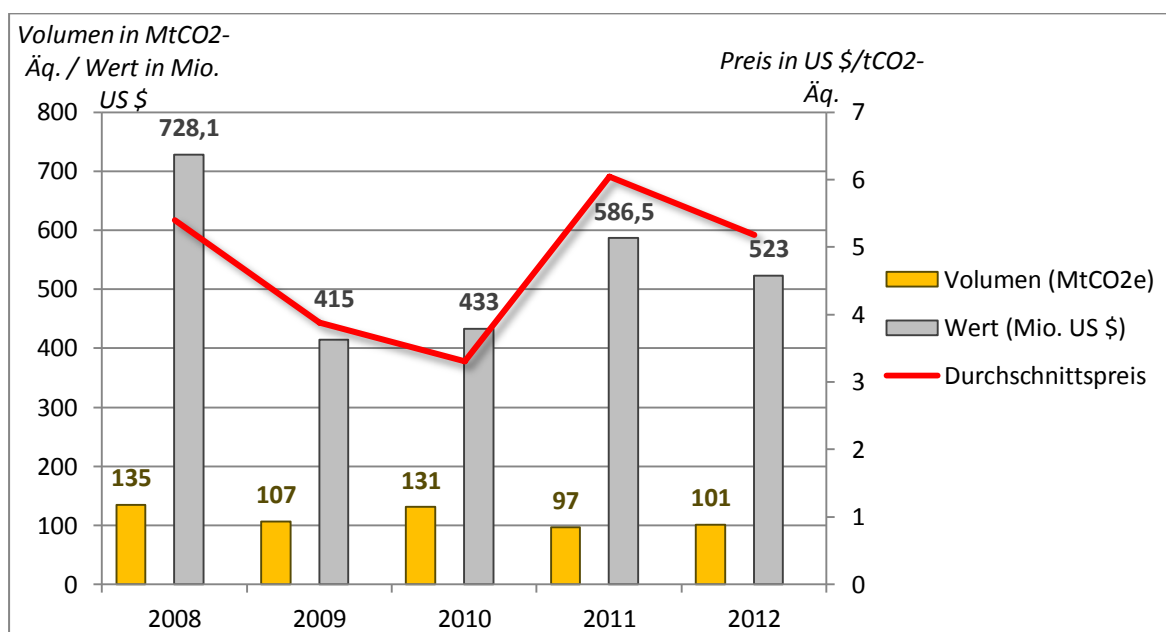


Abbildung 8: Übersicht über den globalen Markt für freiwillige Emissionszertifikate (eigene Darstellung nach Stanley-Peters und Yin 2013).



### 3.2 Vorhandene Zertifizierungssysteme

Die Zertifizierung eines klimaneutralen Produktes erfolgt auf mehreren Ebenen, für die verschiedene Normierungssysteme vorliegen. Für Kompensationsgasprodukte wird in Deutschland bisher mehrheitlich auf die Rahmenrichtlinien der Technischen Überwachungsvereine, allen voran den Climate Change Standard des TÜV Nord (TN-CC 020), zurückgegriffen, die Vorgaben zur Bilanzierung der Emissionen und zur adäquaten Kompensation durch Emissionszertifikate enthalten, indem sie auf eine Liste anerkannter Zertifikate-Standards verweisen (TÜV Nord Cert 2013).

In den Komplettangeboten von Branchendienstleistern wie Klima Invest, First Climate oder der Forest Carbon Group ist eine TÜV-Zertifizierung des Gasprodukts enthalten. Gasversorger erhalten so beispielsweise vom TÜV Nord die Siegel „Klimaneutrale Gasverbrennung“ oder „Klimaneutrales Gasprodukt“, als Aushängeschilder für ihre Kompensationsgastarife (Energie und Management 2013, TÜV Nord Cert 2013).

Für die Berechnung der Emissionen liegen anerkannte Emissionsfaktoren wie jene der GEMIS-Datenbank vor. Die Bilanzierung erfolgt in den meisten Fällen nur für die Verbrennung des Erdgases, kann aber auch für die gesamte Nutzungskette, von der Förderung bis zum Endverbrauch, durchgeführt werden. Das Verfahren der Quantifizierung von Treibhausgasemissionen wird durch die internationale Norm ISO 14064 geregelt. In den Prüfungsverfahren der TÜVs werden die offiziellen Normen beachtet, ein Siegel des TÜVs erfüllt damit die Ansprüche an eine ordentliche Bilanzierung (TÜV Nord Cert 2013, INAS 2013).

Die Emissionskompensation erfolgt größtenteils über „Verified Emission Reductions“ (VERs) aus dem freiwilligen Markt.<sup>1</sup> Bei den durch den Kauf von Zertifikaten unterstützten Projekten reicht die Spannbreite von der Förderung energieeffizienter Kochtöpfe in ländlichen Gegenden Afrikas über die Wiederaufforstung von Waldgebieten in Kanada bis zum Auffangen und Verstromen von Methanemissionen aus ehemaligen Bergwerken im Ruhrgebiet (Wolke 2011, DEHSt 2008, First Climate 2013, Klima Invest 2013, Forest Carbon Group 2013).

Die wichtigsten freiwilligen Standards bei der Kompensation von Emissionen aus der Erdgasnutzung sind der *Gold Standard (GS)*, der *Verified Carbon Standard (VCS)*, in kleinem Umfang der *VER+ Standard* sowie ergänzend der *Climate, Community and Biodiversity Standard (CCBS)*. Die Standards unterscheiden sich in Bezug auf die sozioökonomischen Anforderungen an Projekte, den Katalog an erlaubten Kompensationsmaßnahmen und die Methode, um Basisanforderungen wie die Zusätzlichkeit und die Dauerhaftigkeit der Emissionsminderung zu eruieren.

#### I. Gold Standard (GS)

Der Gold Standard wurde von einer Reihe von Nichtregierungsorganisationen unter Federführung des WWF als Erweiterung des projektbezogenen Clean-Development-Mechanism (CDM) des Kyoto-Protokolls konzipiert. Er stellt erweiterte Anforderungen an Klima- und Umweltschutz und enthält darüber hinaus Kriterien für positive soziale Auswirkungen, um neben gesicherten Emissionsreduktionen auch eine nachhaltige Entwicklung zu fördern. Die Bewertungsmethodik basiert auf einer individuellen

<sup>1</sup> Stellenweise werden auch „Certified Emission Reductions“ (CERs) oder „Emission Reduction Units“ (ERUs) aus dem Pflichtmarkt des Kyoto-Protokolls eingesetzt, die nach den Vorgaben der *UN-Framework Convention on Climate Change* zertifiziert sind und von offizieller Seite kontrolliert werden (vgl.: [http://unfccc.int/kyoto\\_protocol/mechanisms/items/1673.php](http://unfccc.int/kyoto_protocol/mechanisms/items/1673.php), Murphy 2010).

Fallanalyse (Szenario mit Maßnahme vs. Szenario ohne Maßnahme), die alle Rahmenbedingungen der Projekte erfasst, damit soll das Risiko der Nicht-Zusätzlichkeit minimiert werden (Murphy 2010).

Der Gold Standard für VERs wurde mehrmals abgeschwächt und erlaubt seit 2013 über die Integration des *CarbonFix Standards* auch Waldschutz- und Aufforstungsprojekte, die bisher ausgeschlossen waren. Im Vergleich mit anderen verbreiteten Standards stellt der GS dennoch weiterhin die höchsten Anforderungen an Qualität und Nachhaltigkeit der Kompensation. Die vergleichsweise hohe Qualität hat ihren Preis: Gold-Standard-Zertifikate sind etwa dreimal so teuer wie die am weitesten verbreiteten VCS-Zertifikate und decken deshalb nur einen sehr kleinen Teil des Kompensationsgasmarktes ab (Murphy 2010, First Climate 2013, The Gold Standard Foundation 2013).

## II. Verified Carbon Standard (VCS)

Der VCS wurde 2005 von Wirtschafts- und Handelsorganisationen mit dem Ziel gegründet, den weltweiten Austausch von freiwilligen Emissionszertifikaten als Instrument einer nachhaltigen, klimafreundlichen Entwicklung zu erleichtern. Er stellt keine Anforderungen an soziale Co-Benefits, erlaubt auch Landnutzungsprojekte und verfolgt im Gegensatz zum Gold Standard auch keinen ausschließlich projektbasierten Ansatz, sondern erlaubt die gemeinsame Akkreditierung verschiedener Projekte, in denen die gleichen oder ähnliche Maßnahmen ergriffen werden.

Die generierten Zertifikate sind entsprechend günstig und der VCS ist auf dem weltweiten Markt für freiwillige Zertifikate mit Abstand am weitesten verbreitet. Nach Aussagen von Branchenvertretern werden zwischen 70 und 85 % des verkauften Kompensationsgases durch VCS-Zertifikate neutral gestellt (First Climate 2013, Klima Invest 2013, Murphy 2010, Stanley-Peters und Yin 2013).

## III. CCBS

Hinter einer CCBS-Zertifizierung steht die *Climate, Community and Biodiversity Alliance*, die speziell Landnutzungsprojekte zur CO<sub>2</sub>-Bindung bewertet. Die CCB-Standards sollen den inhärenten Risiken derartiger Projekte, allen voran der unsicheren Dauerhaftigkeit und möglichen negativen Auswirkungen auf die lokale Bevölkerung und die Biodiversität, entgegenwirken. Ein CCBS-Siegel wird als Ergänzung zu den Kompensationsstandards ausgestellt und bescheinigt die erfolgreiche Durchführung einer projektbasierten Fallanalyse. Darunter fällt die Bewertung des tatsächlichen Klimaschutzpotenzials nach den Regularien des IPCC für Landnutzungsprojekte und eine Ökosystemanalyse, die die Wechselwirkungen mit der Bevölkerung (Zugang zu Wasser, Ackerflächen u.a.) und die Auswirkungen auf die Biodiversität (Lebensräume für verschiedene Spezies, Vegetationskorridore, bedrohte Arten u.a.) darstellen soll (CCBA 2008).

Das CCBS-Siegel findet sich vor allem als Aufwertung von VCS-Zertifikaten aus Waldschutz- und Forstprojekten, um die zusätzliche Qualität dieser kritischen Projektkategorie deutlich zu machen, die das VCS-Siegel an sich nicht umfassend adressiert. Der Preisaufschlag fällt mit etwa 0,40 Euro pro Zertifikat relativ niedrig aus, was eine Zusatzzertifizierung attraktiv macht (Wolke 2011, CCBA 2013).

## IV. VER+

Der VER+ Standard wird seit einigen Jahren vom TÜV Süd ausgestellt und basiert weitgehend auf den Regularien der Projektmechanismen des Kyoto-Protokolls (CDM und JI). Er stellt keine Anforderungen an positive sozioökonomische Effekte der Projekte und deckt erweiternd zu den UN-Vorgaben auch Landnutzungsmaßnahmen in Entwicklungsländern ab.

Die Kontrolle der Zusätzlichkeit erfolgt über die offizielle Methode für Projekte unter dem Kyoto-Protokoll. Die Dauerhaftigkeit der Emissionskompensation soll unter anderem durch verpflichtende Zusatzausweisungen (Puffer) bei den in dieser Hinsicht besonders kritischen Landnutzungsprojekten gewährleistet werden. VER+-Zertifikate werden nur von sehr wenigen Gasanbietern eingesetzt (TÜV Süd 2013).

Im Gasmarkt folgen viele Anbieter einem mengenbasierten Ansatz und decken ihr Absatzvolumen möglichst mit den kostengünstigsten Zertifikaten ab, wie die hohen Anteile von VCS-Zertifikaten (70-85 %) verdeutlichen. In einigen Fällen ist nicht ersichtlich, welche Projekte im Endeffekt unterstützt und welche Standards eingehalten wurden, ein direkter Bezug zu den Projekten besteht nur selten. Der Vorteil freiwilliger Emissionskompensation über hochwertige VERs, kleine Projekte mit hohem ökologischen und sozialen Mehrwert zu unterstützen, die aufgrund des hohen Zertifizierungsaufwandes vom Pflichtmarkt de facto ausgeschlossen sind, wird im Bereich Kompensationsgas bisher kaum genutzt (Brinkel und Antes 2011).

Die Anonymität des Prozesses setzt sich in vielen Fällen in Bezug auf die nachvollziehbare Löschung der Zertifikate nach dem Gebrauch fort. Ein sichtbarer Verweis auf eine offizielle Registratur für VERs, wie die die APX-VER-Registry oder die Markit-Registry, in der GS- oder VCS-Zertifikate eingetragen sein sollten, findet sich nur in den seltensten Fällen. Neben dem Fokus auf niedrigere, günstigere Zertifikate-Standards bleiben damit die Transparenz und die nachvollziehbare Löschung der verwendeten Zertifikate eine Schwachstelle des Kompensationsprozesses (Kind et al. 2010).

### **3.3 Energiewirtschaftliche und ökologische Bewertung**

Grundlegend stellt sich die Frage, ob die Kompensation von Emissionen, die bei der Verbrennung fossilen Gases entstehen, nicht eine Art Ablasshandel darstellt, der sinnvollerem Energieeinsparmaßnahmen oder dem Übergang zu einer Versorgung mit erneuerbaren Energien zuwiderläuft. Erdgas bleibt eine endliche Ressource, die unter zunehmendem Aufwand und wachsenden Umweltrisiken (Fracking, Tiefseebohrungen) gefördert und transportiert wird; diese Faktoren werden von den aktuellen Erdgaspreisen nicht unbedingt reflektiert. Verbunden mit den relativ niedrigen spezifischen Treibhausgasemissionen und dem niedrigen Preis für Emissionszertifikate birgt die Kompensation hier aus ökonomischer Sicht die Möglichkeit eines kostengünstigen „Greenwashings“ des Energieträgers Erdgas.

Eine Erdgas-Heizung mit einem angenommenen Nutzungsgrad von 100 % verursacht inklusive Produktions- und Transportkette spezifische Treibhausgasemissionen von 0,246 kg pro kWh Endenergie, bei einem typischen Jahresverbrauch von 20.000 kWh müssen somit etwa 5 t CO<sub>2</sub>-Äquivalent kompensiert werden. Allein der durchschnittliche Preis für Zertifikate auf dem freiwilligen Markt von gut 4 Euro ermöglicht so die Kompensation der kompletten Jahresemissionen für 20 Euro bzw. 0,1 Cent pro kWh - die günstigsten Zertifikate drücken den Preis sogar auf 0,075 Cent pro kWh (INAS 2013, Energie und Management 2013).

In Anbetracht der Tatsache, dass ein Großteil des Kompensationsgases zur Wärmeerzeugung in Privathaushalten genutzt wird, besteht die Gefahr, dass Anreize für private Investitionen in längerfristig wirksame, aufwändigere Maßnahmen wie die Gebäudedämmung oder der Einbau moderner Heizungsanlagen abgeschwächt werden. Damit würde ein bedeutendes Einsparpotenzial und ein wichtiger Baustein für das Gelingen der Energiewende, die Verbesserung der Energieeffizienz im Gebäudebereich, konterkariert werden. Ein vergleichbarer Effekt könnte auch bei den gewerblichen Kunden entstehen, wenn der marketingwirksame Bezug von günstigem "Klimagas" zur Verschleppung von Investitionen in Energieeinsparmaßnahmen oder alternative Versorgungskonzepte führt.

Um den negativen Auswirkungen eines solchen Ablasshandels entgegen zu wirken, müsste sichergestellt sein, dass die Kompensation nur als letzte Option erfolgt, nachdem alle Effizienzsteigerungs- oder Ausweichmaßnahmen auf erneuerbare Energiequellen ausgeschöpft wurden. Dies bedeutet, dass Anbieter von Kompensationsgastarifen alle Maßnahmen ergreifen, um Emissionen in der Produktions- und Transportkette zu vermeiden und in ihren Tarif-

informationen ausdrücklich auf Einsparmöglichkeiten sowie auf Substitutionsmöglichkeiten durch regenerative Energiequellen hinweisen. Die Verbraucher sind ihrerseits gefordert, ihr Potenzial in dieser Hinsicht bestmöglich auszunutzen. Sofern der Effekt von Kompensationsprojekten außerhalb des Bilanzrahmens der Erdgasnutzung gewährleistet ist, wäre es aus Sicht des Umwelt- und Klimaschutzes dann durchaus sinnvoll, in diese Art des Ausgleichs zu investieren. Eine derartige Verknüpfung von Vermeidungs- und Kompensationsstrategien lässt sich bisher im deutschen Markt für Kompensationsgas kaum feststellen. Ein Gegenbeispiel ist hier die Mark-E AG, die ein Förderprogramm für den Kauf energiesparender Geräte aufgelegt hat (DEHSt 2008, Brinkel und Antes 2011, Wolke 2011).

Der zweite kritische Punkt bei der Nutzung von Kompensationsgas ist die tatsächliche Qualität des Kompensationsprozesses. Diese lässt sich daran messen, ob die Emissionen realitätsnah bilanziert wurden, ob die geförderten Projekte wirklich eine zusätzliche und dauerhafte Emissionsminderung darstellen und positive Auswirkungen auf den Lebensstandard der betroffenen Bevölkerung haben und ob der Ablauf der Kompensation inklusive der verifizierten Löschung der Zertifikate transparent und nachvollziehbar ist. Einen Überblick über die relevanten Kriterien zur Bewertung der Kompensation bietet Abbildung 9 (DEHSt 2008, Wolke 2011).

Bei der Art der Kompensation zeigt sich eine große Bandbreite innerhalb der Anbietergruppe. Während einige Gasversorger sich direkt an Emissionsminderungsprojekten beteiligen – teilweise sogar mit regionalem Bezug zu ihrem Versorgungsgebiet – bzw. auf die Einhaltung hoher Qualitätsstandards bei den unterstützten Projekten achten, steht bei vielen Anbietern ein möglichst niedriger Preis für die Emissionskompensation ihrer Gastarife im Vordergrund, mit entsprechenden Auswirkungen auf die Qualität der Kompensation. Als Beispiel sind auf der einen Seite die Technischen Werke Schussental zu nennen, die sich für ihr Produkt „KlimagasPlus“ zusammen mit dem BUND für die Wiedervernässung lokaler Moore einsetzen und darüber hinaus ihrem Erdgasprodukt 5 % Biomethan beimischen, und auf der anderen Seite der überregionale Versorger Entega, der seinen Erdgasabsatz von 2 TWh vollständig über günstige Aufforstungsprojekte kompensiert (Energie und Management 2013, TWS 2013).

Für den Gesamtmarkt ergibt sich folgendes Bild: Kleine, dezentrale Projekte aus den Bereichen Energieeffizienz oder erneuerbare Energien mit positiven sozioökonomischen Effekten vor Ort generieren verhältnismäßig wenige und dazu teure Zertifikate, sie decken bisher nur maximal ein Viertel des Absatzvolumens von Kompensationsgas in Deutschland ab. Rund drei Viertel des Kompensationsgases werden über Projekte mit geringeren Anforderungen an die Qualität der Kompensation und an soziale "Co-Benefits" neutral gestellt (First Climate 2013, Klima Invest 2013).

Besonders kritisch in Hinblick auf die Nachhaltigkeit der Emissionskompensation sind Projekte, die auf die Einrichtung von CO<sub>2</sub>-Senken abzielen, darunter vor allem Aufforstungs- und Waldschutzprojekte, die einen immer größeren Anteil am Marktvolumen ausmachen. Sie generieren mit verhältnismäßig geringem Aufwand große Mengen an günstigen Zertifikaten, weisen aber auch ein hohes Risiko bezüglich der Dauerhaftigkeit der Emissionskompensation sowie negativer Auswirkungen auf die lokale Bevölkerung und die Biodiversität auf. So lässt sich mitunter schwer sicherstellen, dass die Ausweisung von Waldschutzgebieten nicht zu einer Verlagerung von Rodungsaktivitäten führt oder dass das lokale Ökosystem als Lebensgrundlage der lokalen Bevölkerung durch Aufforstungen nicht gefährdet wird (DEHSt 2008, Brinkel und Antes 2011, Wolke 2011, Stanley-Peters und Yin 2013).

Die Unsicherheit hinsichtlich der Kompensationsqualität wird von den etablierten internationalen Siegeln für freiwillige Zertifikate auf unterschiedliche Weise adressiert. Der VCS legt mit niedrigen Anforderungen an die Kompensationsprojekte den Fokus auf einen schlanken Zertifizierungsprozess, die Zertifikate sind entsprechend günstig. Die kritischen CO<sub>2</sub>-Senken-Projekte werden nicht intern über spezielle Prüfungsverfahren und hohe Anforderungen behandelt, hier hat sich die praktische Option einer bedarfsgerechten Zusatzzertifizierung mit dem CCBS etabliert. Während der Gold Standard weiterhin auf hohe Anforderungen an positive soziale und ökologische Auswirkungen ausgerichtet ist, verdeutlichen die mehrfachen Abschwächungen sowie die Integration des CarbonFix-Standards in die Zertifizierungsrichtlinien die Anpassung an das Marktumfeld, in dem vor allem die günstigen Zertifikate nachgefragt werden und zunehmend mit Landnutzungs- und Forstprojekten experimentiert wird. Inwieweit es gelingt, so in Zukunft die kritischen Bereiche der Kompensationsprojekte über die Standards zu abzusichern, bleibt fraglich (Wolke 2011, Murphy 2010).



Abbildung 9: Kriterienkatalog zur Bewertung von Emissionskompensation bei der Erdgasverbrennung (eigene Darstellung nach DEHSt 2008).

## 4 Exkurs: Windgas

Derzeit viel in der Diskussion ist Power to Gas (PtG). Im Grunde bezeichnet diese Technik das lang bekannte Verfahren, mittels Wasserelektrolyse Wasserstoff herzustellen. Reizvoll ist der Gedanke, den dafür notwendigen Strom aus erneuerbaren Energien zu erzeugen und so ein CO<sub>2</sub>-neutrales Gas herstellen zu können. Das erzeugte Gas wird daher teilweise mit Bezug auf Strom aus Windenergieanlagen als „Windgas“ bezeichnet. Auch, weil Kritik an Biogas unter dem Stichwort „Tank oder Teller“ laut wird, gilt Power to Gas häufig als Hoffnungsträger, der ohne Potenzialgrenzen für Emissionsminderungen sorgen könnte.

PtG wird gerne als „Multitalent“ der Energiewende vermarktet; bietet es doch die Möglichkeit, die fluktuierende erneuerbare Stromerzeugung auszugleichen, andernfalls abgeregelte erneuerbare Strommengen zu verwerten, ja sogar langfristig zu speichern und so Erzeugungstaler auszugleichen. Außerdem könnte das erzeugte Gas sowohl im Kraftstoff- als auch im Wärmebereich eingesetzt werden. Alle Optionen könnten die gut ausgebaute vorhandene Gasinfrastruktur mit ihren Netzen und Speichern nutzen.

Der Vorteil von PtG ist in praktisch allen Fällen, dass bestehende Strukturen größtenteils beibehalten werden können. In Anbetracht der schleppenden energetischen Sanierung des Gebäudebestands und der Startschwierigkeiten der Elektromobilität im Individualverkehr könnte also eine reine Umstellung des Brennstoffs dafür sorgen, die Klimaziele zu erreichen. Mit Greenpeace Energy e.G. hat sich ein Anbieter für ein Gasangebot zur Förderung von PtG entschieden: Der Tarif *proWindgas* enthält einen Aufschlag von 0,4 Cent/kWh und soll die derzeit 8000 Kunden ab 2014 mit einem kleinen Wasserstoffanteil beliefern. Der Aufschlag fließt dabei in den Bau von Elektrolyseuren (von Oehsen 2013). Der Ansatz von Windgas zur Wärmeerzeugung wird von Sterner et al. (2011) unterstützt, als erster Schritt, um schnell den Wärmebereich durch erneuerbare Energien zu dekarbonisieren.

Damit das erzeugte Gas klimaneutral ist, muss jedoch sichergestellt sein, dass es mit Strom aus erneuerbaren Quellen hergestellt wurde. Hier liegt die große Schwierigkeit: Es reicht nicht aus, Strom aus Erneuerbaren der PtG-Produktion zuzuordnen, während der restliche Strommix entsprechend schmutziger wird. Wichtig ist diese Abgrenzung vor allem wegen der hohen Umwandlungsverluste von PtG. Die Kette fossiler Brennstoff – Strom – Elektrolyse – Wasserstoff führt zu außerordentlich hohen Treibhausgasemissionen, gegenüber denen jede direkte Nutzung des Stroms, auch im Wärmebereich, vorzuziehen ist. Grundsätzlich stehen daher zwei mögliche Lösungen zur Verfügung:

1. Der Strom stammt aus zusätzlichen, speziell für Power to Gas gebauten und nicht über das EEG vergüteten Anlagen. Dies ist eine sehr kostspielige Lösung. Ob sie für eine der bestehenden Elektrolyseanlagen für PtG in Betracht gezogen wird, ist nicht bekannt. **Oder**
2. Es handelt sich um überschüssige Strommengen aus erneuerbaren Quellen, die andernfalls abgeregelt würden. Diese Lösung wird häufig diskutiert: allein, es mangelt an ausreichend überschüssigen Strommengen. So wurden 2011 mit 407 GWh nur etwa 0,8% der Windstromerzeugung abgeregelt (Ecofys 2012). Meist handelt es sich dabei auch nicht um echte Nachfrageüberschüsse, sondern um Abregelungen aufgrund von Netzengpässen. Hier wäre es energiewirtschaftlich und ökologisch günstiger, über eine gewisse Abregelung hinaus das Netz auszubauen und den Strom direkt zu verwenden. Auch perspektivisch fehlen die Überschüsse: So kommt die VDE-Speicherstudie 2012 bei 40% EE im Stromsystem auf gesamte Erzeugungüberschüsse von 260 GWh/a, verteilt auf nur 44 Stunden im Jahr (vgl. auch DLR et al. 2012, wonach bis 2025 nicht mit relevanten Überschüssen aus dem Stromsektor zu

rechnen ist). Selbst in den seltenen, echten Überschusssituationen mit negativen Strompreisen decken die Erneuerbaren derzeit nur zwei Drittel der Last, während weitere Überschüsse durch fossile Kraftwerke („Must-Run“-Einheiten) hinzukommen (vgl. hierzu Kuhlmann 2013, bei einem negativen Strompreis von -100 Euro/kWh am 16.06.2013 decken Wind und Photovoltaik nur 65% der Last). Auch werden Überschüsse in wenigen Stunden im Jahr keinen wirtschaftlichen Betrieb der Anlagenbetreiber ermöglichen. Die Erwartungen der Betreiber liegen hier eher zwischen 2000 und 4000 Volllaststunden pro Jahr (so die dena-Strategieplattform Power to Gas für eine Erzeugung in 2022 (dena 2013a)). Derartige Volllaststunden können jedoch absehbar nur mit hohen Graustromanteilen erreicht werden, wenn man von Umverteilungen der grünen Eigenschaft absieht.

Speziell für den Einsatz von Windgas im Wärmebereich gelten die gleichen Schwierigkeiten wie für Biomethan: Hier wird ein fossiler Energieträger mit verhältnismäßig geringen CO<sub>2</sub>-Emissionen ersetzt. Auch wenn man von überschüssigem Strom ausgeht, der einzuspeichern ist, würden die Erzeugung von Wärme in Wärmenetzen oder erst recht die Nutzung in Elektrofahrzeugen deutlich mehr Treibhausgas einsparen (Abbildung 10, in der Graphik mit Aufbereitung zu EE-Methan, die weitere Verluste mit sich bringt).

Auf der anderen Seite könnte Windgas seine Stärken im Verkehr deutlich besser entfalten als im Wärmebereich: Hier fehlen heute noch emissionsarme Lösungen für die (nicht schienegebundene) Langstreckenmobilität. PtG aus erneuerbarem Strom für die Langstreckenmobilität könnte den Aufwand für die Erzeugung von Windgas aus erneuerbarem Strom rechtfertigen. Im Wärmebereich hingegen existieren bereits andere erneuerbare oder emissionsmindernde Lösungen, die deutlich effizienter umzusetzen wären.

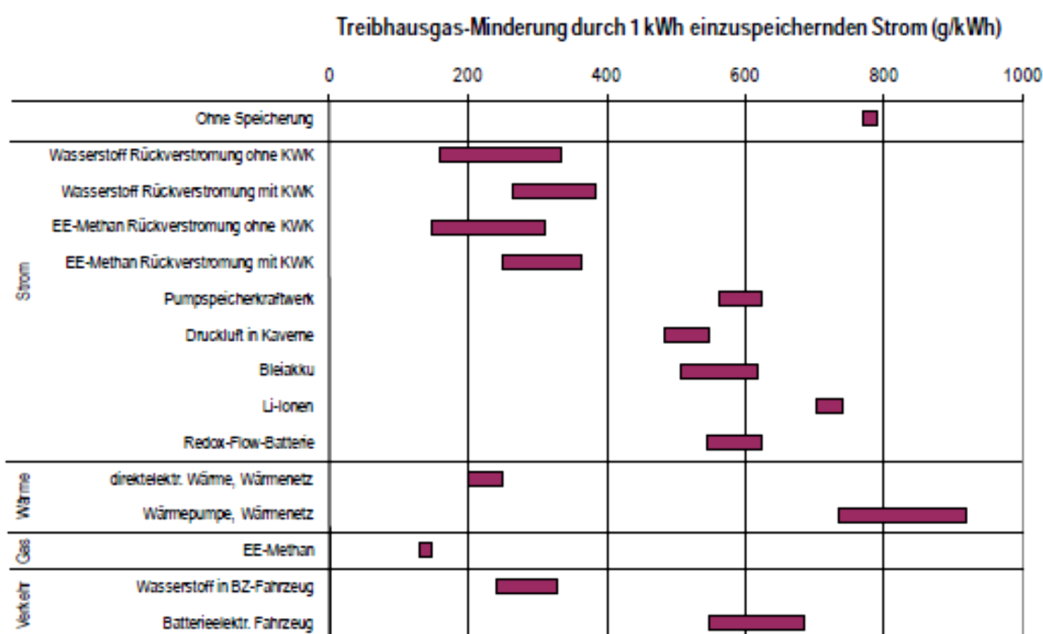


Abbildung 10: THG-Minderungen durch 1kWh eingespeicherten EE-Strom (Helms et al. 2011).

Insgesamt ist Windgas derzeit noch weit von der Wirtschaftlichkeit entfernt. Für die nähere Zukunft bestehen jedoch Zweifel an der ökologischen Sinnhaftigkeit von Windgas aufgrund der Schwierigkeit, das Gas CO<sub>2</sub>-neutral herzustellen und insbesondere für den Anwendungspfad im Wärmebereich.

## 5 Fazit

### 5.1 Zusammenfassung der Ergebnisse

#### 5.1.1 Biomethan

Die große Stärke von Biomethan sind seine flexiblen vielfältigen Einsatzmöglichkeiten in den Bereichen Strom, Verkehr und Wärme (siehe Abbildung 6). Nicht zuletzt erlaubt die Einspeisung in die Erdgasinfrastruktur sowohl einen einfachen und relativ verlustarmen Transport als auch langfristige Speicherung. Für Biomethanprodukte entscheidend ist aber die ökologische Wirkung von Biomethan.

Biomethan in der KWK-Stromerzeugung stellt sich zwar aufwändiger dar als die Vor-Ort-Verstromung, kann aber sinnvoll sein, um höhere Gesamtnutzungsgrade zu erreichen und Wärmesenken besser versorgen zu können, falls vor Ort nicht ausreichend Wärmebedarf besteht. Im Kraftstoffmarkt sind die Treibhausgaseinsparungen geringer, mangels Alternativen kann Biomethan hier dennoch ein willkommener und sinnvoller erneuerbarer Energieträger sein. In der reinen Wärmeversorgung jedoch erreicht Biomethan wie dargestellt die geringsten Treibhausgasreduzierungen. Angesichts der begrenzten Potenziale von Biomethan ist daher von einem Einsatz in der Wärmeversorgung ohne gekoppelte Stromerzeugung abzuraten.

Der Markt für Biomethanprodukte außerhalb der EEG-Förderung wendet sich hauptsächlich an Privatkunden. Was bedeuten die Ergebnisse für die Kunden?

- Der Wunsch, freiwillig durch den Bezug von Biomethan „etwas für die Umwelt zu tun“, läuft ins Leere. Für viele Verbraucher ist die Nutzung von Biogas „ein erster Schritt“ (Forsa 2012). Diese Sichtweise lässt sich nur teilweise bestätigen. Eine Umstellung großer Teile des deutschen Wärmebedarfs oder gar des deutschen Gasmarktes (ca. 1000 TWh) auf Biomethan ist wegen der Potenzialgrenzen für den Energiepflanzenanbau nicht möglich. Stattdessen erhöht sich bei stark steigendem Einsatz von Biomethan der Flächendruck – mit negativen Folgen durch eine damit verbundene potenzielle Umwandlung von Grünland in Ackerland.
- Aus ökologischer und energiewirtschaftlicher Sicht entscheidend ist hingegen, einen echten Strukturwandel im Wärmemarkt einzuleiten, der auf neue Technologien setzt. Fast unbegrenzt verfügbar ist beispielsweise die Solarthermie zur Warmwasserbereitung. Investitionen in Wärmedämmung reduzieren den Wärmebedarf nachhaltig und führen langfristig zu Kostenersparnissen.
- Ein Strukturwandel im Wärmemarkt ist mit viel höheren Investitionskosten verbunden als eine Umstellung auf Biomethan; Gebäudeeigentümer entscheiden sich jedoch erfahrungsgemäß meist für die kurzfristig billigste Lösung (siehe auch Pehnt et al. 2007). Hier spielt auch die Mieter-Vermieter-Problematik eine Rolle: Mieter haben oftmals gar nicht die Möglichkeit, die entsprechenden Investitionen zu tätigen. Vermieter dagegen haben an niedrigen laufenden Kosten bei hohen Anfangsinvestitionen (wie bei der Gebäudedämmung) naturgemäß ein geringes Interesse.
- Da der Bezug von Biomethan keine Auswirkungen auf die Strukturen in der Wärmeversorgung vor Ort hat, ist auch ein langfristiger Einsatz nicht sichergestellt. Theoretisch können Kunden jederzeit zum Bezug von rein fossilen Erdgasprodukten zurückkehren. Dies ist auch für die Kontrolle der gesetzlichen Anforderungen wie z.B. des EWärmeG eine Herausforderung.



### 5.1.2 Kompensationsgas

Der Bezug von Kompensationsgas ist für Endverbraucher, die ihre Gasversorgung ökologischer gestalten wollen, eine verlockende Alternative zum teureren Biomethan – was an den deutlich höheren Absatzzahlen deutlich wird. Entsprechende Tarife werden von den Gasanbietern als „hundertprozentig klima- und umweltfreundlich“ vermarktet, die kritische Tank-oder-Teller-Debatte spielt keine Rolle. Die Preisaufschläge von 0,1 bis 0,84 Cent pro kWh sind insgesamt moderat, liefern mit ihrer starken Streuung aber einen Hinweis auf die unterschiedliche Qualität der Kompensation.

Der Markt für freiwillige Emissionskompensation, der in den letzten zehn Jahren auf Grund des zunehmenden Klimaschutzbewusstseins in der Gesellschaft stark gewachsen ist, ist kaum reguliert und ermöglicht den Handel mit äußerst unterschiedlichen Typen von Emissionszertifikaten, vom günstigen und weit verbreiteten Verified Carbon Standard (VCS) bis zum qualitativ höherwertigen und relativ seltenen Gold Standard. Die Spannweite der Einsparprojekte reicht von der Förderung energieeffizienter Kochtöpfe in ländlichen Regionen Afrikas bis zur Aufforstung großer Waldflächen in Kanada oder Brasilien.

Die Nutzung von Kompensationsgas weist zwei kritische Punkte auf, über die sich die Gasversorger wie die Endverbraucher klar sein müssen. Als Erstes spielt der Grundsatz „Vermeidung vor Kompensation“ eine wichtige Rolle: Der Bezug von günstigem Kompensationsgas darf nicht zu einem Ablasshandel führen, der Einsparmaßnahmen und Investitionen in erneuerbare Energieträger verhindert und den fossilen Energieträger Erdgas langfristig „grün wäscht“. Zweitens muss die Qualität der Kompensation gewährleistet sein, damit tatsächlich zusätzliche und dauerhafte Emissionsminderungsmaßnahmen umgesetzt werden. Das Risiko einer mangelhaften Kompensation kann nicht vollständig ausgeschlossen werden, höherwertige Standards, wie der Gold Standard, minimieren es jedoch. Kompensationen durch Landnutzungs- und Forstprojekte, die einen immer größeren Anteil an der Neutralisierung von Erdgasemissionen ausmachen, sind besonders risikobehaftet. Direktes Engagement der Gasversorger als weiteres Qualitätsmerkmal findet sich nur sehr selten.

In Hinblick auf die Bedeutung von Kompensationsgas für Klimaschutz und Energiewende, lassen sich zwei Kritikpunkte ausmachen. Erstens könnte die „einfache“ Kompensation dazu führen, dass wichtige und langfristig notwendige Investitionen in Energieeffizienz und neue Versorgungsstrukturen mit (anteiliger) Nutzung von erneuerbaren Energiequellen verhindert oder verschleppt werden. Zweitens lassen sich Unsicherheiten über die tatsächliche Höhe und Dauerhaftigkeit der erreichten Einsparungen auch bei als hochwertig geltenden Standards für freiwillige Emissionszertifikate nicht vermeiden. Die sicherste Emissionsminderung bleibt daher die Vermeidung von Emissionen im eigenen Einflussbereich.

### 5.2 Bewertung einer Zertifizierung

Zur Bewertung einer möglichen Zertifizierung von Ökogasprodukten muss zwischen Biomethan, Kompensationsgas und Windgas unterschieden werden.

Wie dargelegt ist für Biomethan aus ökologischer und energetischer Sicht der Einsatz in Kraft-Wärme-Kopplung der sinnvollste Nutzungspfad. Damit maximale Treibhausgaseinsparungen erreicht werden, muss sichergestellt sein, dass der Biomethaneinsatz über die reine Erdgassubstitution hinausgeht. Am zuverlässigsten lässt sich dies für neu und eigens für den Biomethaneinsatz zugebaute KWK-Anlagen sagen. Für den Anbau nachwachsender Rohstoffe bestehen allgemein eng begrenzte Flächenpotenziale, die zu einem großen Teil bereits erschlossen wurden. Die Herstellung von Biomethan basiert vor allem auf Energiepflan-

zen wie Mais; Ersatz- und Reststoffpotenziale lassen sich nur bedingt erschließen. Der Aufbereitungsprozess ist mit zusätzlichem Aufwand verbunden, so dass Biomethan nur dort eingesetzt werden sollte, wo es seinen größten Nutzen entfalten kann: in der hocheffizienten Verstromung in KWK-Anlagen, die speziell für den Biomethaneinsatz zugebaut werden, und allenfalls als Ersatzkraftstoff im Verkehrsbereich.

Eine auf den Endverbraucher ausgerichtete Zertifizierung würde demgegenüber vor allem den Wärmemarkt abdecken und damit einer möglichst effizienten Verwendung entgegenstehen. Die Möglichkeit von Kraft-Wärme-Kopplung steht Verbrauchern im Normalfall nicht zur Verfügung. Allenfalls ist in geringem Umfang denkbar, dass Unternehmen – ähnlich wie bei Ökostrom – ein Interesse an Ökogas entwickeln, um ihre CO<sub>2</sub>-Produktbilanzen zu verbessern. Hier wäre gegebenenfalls eine Beimischung in KWK-Anlagen denkbar.

Für die Hauptzielgruppe der Verbraucher ist es wahrscheinlich, dass sie eine Ökogaszertifizierung als Kaufempfehlung für Ökogas für ihre typischen Haushaltsanwendungen sehen würden. Ein Verbraucher, der „etwas für die Umwelt tun möchte“, könnte also einen Ökogas-tarif für seine Heizungsanlage abschließen – nicht ahnend, dass er dadurch potenzielle Ökogas-/Biomethanmengen ökologisch sinnvoller Anwendungen entzieht. In Anbetracht der beschränkten Möglichkeiten der Verbraucher, beispielsweise Mini-KWK-Anlagen zu betreiben, ist nicht davon auszugehen, dass eine Zertifizierung günstigere Einsatzpfade effektiv unterstützen könnte. Vielmehr hätte eine Zertifizierung von Biomethanprodukten ökologische Fehlleitungen zur Folge.

Möglicherweise könnte eine Zertifizierung jedoch qualitativ und ökologisch hochwertige Produkte unterstützen, indem sie Verbrauchern Unterschiede verdeutlicht und so einen hochpreisigen Markt für diese Produkte schafft. Verbraucher könnten gezielt Biomethanprodukte kaufen, die beispielsweise aus einer breiten Mischung nachwachsender Rohstoffe erzeugt werden und so der befürchteten „Vermaisung“ der Landschaft entgegenstehen. In Ansätzen ist dies sicher richtig; fraglich ist jedoch, wie hoch die zusätzlichen Verkaufserträge sind und ob damit in großem Maße Änderungen erreicht werden können. Vor allem aber müssen diese Fragestellungen aus Sicht der Verbraucher als Nebenschauplatz erscheinen. Zielstellung ist für Viele nicht das „bessere“ Biogas, sondern ein erneuerbarer und emissionsarmer Energieträger.

Kompensationsgasprodukte weisen sehr niedrige Preisaufschläge zwischen 0,1 und 0,84 Cent pro kWh auf und werden als hundertprozentig klima- und umweltfreundlich hauptsächlich zur Wärmezeugung an Privathaushalte vermarktet. Dadurch besteht die begründete Gefahr eines kostengünstigen „Greenwashings“ des fossilen Energieträgers Erdgas, das im Endeffekt aufwändigeren, aber langfristig notwendigen Maßnahmen wie einer verstärkten Gebäudedämmung und einem Umstieg auf Heizungsanlagen, die erneuerbare Energiequellen nutzen, zuwiderläuft. Darüber hinaus kann ein derartiger Ablasshandel sogar einen Rebound-Effekt hervorrufen, der zusätzliche Verbräuche – über das bisherige Verbrauchsniveau hinaus – mit sich bringen würde. Eine Zertifizierung durch ein unabhängiges Siegel liefe Gefahr, diese Fehlleitungswirkungen zu unterstützen.

Auf der anderen Seite ist auch die ökologische Qualität der Kompensationsprojekte mehr als unsicher, die etablierten Standards auf dem internationalen Markt für freiwillige Emissionszertifikate bieten hier keine ausreichende Referenz, auf die sich ein Ökogas-Siegel beziehen könnte. Ein Mehrwert in Bezug auf Klima- und Umweltschutz sowie positive Auswirkungen auf die betroffene Bevölkerung lässt sich nur bei den vergleichsweise hohen Anforderungen des Gold Standards unterstellen – eine äquivalente Kompensation garantiert er keineswegs und die meisten anderen Standards noch viel weniger. Schon die vergleichsweise streng

kontrollierten Kompensationsmechanismen des Kyoto-Protokolls (CDM, JI) weisen eklatante Qualitätsmängel auf (laut einer Studie des Öko-Instituts erfüllen mindestens 40 % der Projekte nicht das Grundkriterium der Zusätzlichkeit), die freiwilligen Kompensationsprojekte können noch unzureichender kontrolliert werden (Schneider 2007). Ein Siegel, das sich zwangsweise an den etablierten Standards orientieren müsste, würde eine Qualität garantieren, die de facto nicht sichergestellt werden kann.

Eine Zertifizierung von Ökogasprodukten wird somit weder für Biomethan noch für Kompensationsgas befürwortet. Der ökologische Mehrwert von Biomethan, Kompensationsgas und Windgas in den von einer Zertifizierung hauptsächlich angesprochenen Anwendungen ist auch bei strengen Kriterien nicht in ausreichendem Maße gewährleistet. Eine vornehmlich auf den privaten Endverbrauchermarkt ausgerichtete Zertifizierung, wie sie ein entsprechendes Siegel repräsentieren würde, hätte jeweils kritische Fehllenkungswirkungen zur Folge und wäre daher aus ökologischer Sicht nicht sinnvoll.

## 6 Literatur

BDEW (2013): Europäischer Gaspreisvergleich 2. Halbjahr 2012. Stand 28.05.2013. Berlin, Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.

Brinkel, S. und R. Antes (2011): Voluntary Carbon Offsets – Empirical Findings of an International Survey. In: Antes, R. et al. (2011): Emissions Trading. Institutional Design, Decision Making and Corporate Strategies. 2. Ausgabe. Heidelberg [u.a.], Springer, S. 243-262.

BMWi – Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (2013): Energiedaten. Nationale und internationale Entwicklung. Stand 20.08.2013. Berlin, Bonn, Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie.

Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft, BDEW (Hrsg.) 2013: Entwicklung des inländischen Erdgasabsatzes. [http://www.bdew.de/internet.nsf/id/DE\\_Entwicklung\\_des\\_inlaendischen\\_Erdgasabsatzes\\_2008?open&ccm=500020020](http://www.bdew.de/internet.nsf/id/DE_Entwicklung_des_inlaendischen_Erdgasabsatzes_2008?open&ccm=500020020) (Zugriff 10.09.2013).

Bundesministerium der Justiz (Hrsg.) (2010) Verordnung über den Zugang zu Gasversorgungsnetzen (Gasnetzzugangsverordnung – GasNZV). [http://www.gesetze-im-internet.de/bundesrecht/gasnzv\\_2010/gesamt.pdf](http://www.gesetze-im-internet.de/bundesrecht/gasnzv_2010/gesamt.pdf) (Zugriff 16.10.2013).

Bundesministerium der Justiz (Hrsg.) (2013): Gesetz zum Schutz vor schädlichen Umwelteinwirkungen durch Luftverunreinigungen, Geräusche, Erschütterungen und ähnliche Vorgänge (Bundes-Immissionsschutzgesetz – BImSchG). <http://www.gesetze-im-internet.de/bundesrecht/bimschg/gesamt.pdf> (Zugriff 16.10.2013).

Bundesministerium der Justiz (Hrsg.) (2013): Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare Energien Gesetz – EEG). [http://www.gesetze-im-internet.de/bundesrecht/eeg\\_2009/gesamt.pdf](http://www.gesetze-im-internet.de/bundesrecht/eeg_2009/gesamt.pdf) (Zugriff 10.09.2013).

Bundesministerium der Justiz (Hrsg.) (2013): Gesetz zur Förderung Erneuerbarer Energien im Wärmebereich (Erneuerbare Energien Wärme Gesetz – EEWärmeG). [http://www.gesetze-im-internet.de/bundesrecht/eew\\_rmeg/gesamt.pdf](http://www.gesetze-im-internet.de/bundesrecht/eew_rmeg/gesamt.pdf) (Zugriff 10.09.2013).

Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, BMU (Hrsg.) (2007): Eckpunkte für ein integriertes Energie- und Klimaprogramm. [http://www.bmu.de/fileadmin/bmu-import/files/pdfs/allgemein/application/pdf/klimapaket\\_aug2007.pdf](http://www.bmu.de/fileadmin/bmu-import/files/pdfs/allgemein/application/pdf/klimapaket_aug2007.pdf) (Zugriff 16.10.2013).

Bundesnetzagentur (Hrsg.) (2013): Biogas-Monitoringbericht 2013. Bonn.

CCBA – Climate, Community and Biodiversity Alliance (2008): Climate, Community and Biodiversity - Project Standards. Second Edition. [https://s3.amazonaws.com/CCBA/Upload/ccb\\_standards\\_second\\_edition\\_december\\_2008+\(1\).pdf](https://s3.amazonaws.com/CCBA/Upload/ccb_standards_second_edition_december_2008+(1).pdf) (Zugriff 21.11.2013).

CCBA – Climate, Community and Biodiversity Alliance (2013): CCB Standards – Fact Sheet. [https://s3.amazonaws.com/CCBA/CCB\\_Standards\\_FactSheet.pdf](https://s3.amazonaws.com/CCBA/CCB_Standards_FactSheet.pdf) (Zugriff 27.11.2013).

DEHSt – Deutsche Emissionshandelsstelle (2008): Leitfaden zur freiwilligen Kompensation von Treibhausgasemissionen. [http://www.dehst.de/SharedDocs/Downloads/DE/JI-CDM/JI-CDM\\_freiwillige\\_Kompensation\\_Leitfaden.pdf?\\_\\_blob=publicationFile](http://www.dehst.de/SharedDocs/Downloads/DE/JI-CDM/JI-CDM_freiwillige_Kompensation_Leitfaden.pdf?__blob=publicationFile) (Zugriff 15.11.2013).

dena – Deutsche Energieagentur (Hrsg.) (2012)a: Biomethan im KWK- und Wärmemarkt. Status Quo, Potenziale und Handlungsempfehlungen für eine beschleunigte Marktdurchdringung. Berlin.

dena – Deutsche Energieagentur (Hrsg.) (2012)b: Biogaspartner – gemeinsam einspeisen. Biogaseinspeisung in Deutschland und Europa – Markt, Technik und Akteure. Berlin. Online unter:

[http://www.dena.de/fileadmin/user\\_upload/Publikationen/Erneuerbare/Dokumente/biogaspartner-gemeinsam-einspeisen-2012.pdf](http://www.dena.de/fileadmin/user_upload/Publikationen/Erneuerbare/Dokumente/biogaspartner-gemeinsam-einspeisen-2012.pdf) (Zugriff 10.09.2013)

dena – Deutsche Energieagentur (2013): Branchenbarometer Biomethan. Daten, Fakten und Trends zur Biogaseinspeisung. Berlin, dena.

dena – Deutsche Energieagentur (2013a): Strategieplattform Power to Gas – Positionspapier. 27.02.2013. Berlin, dena [http://www.powertogas.info/fileadmin/user\\_upload/downloads/Positionen\\_Thesen/130227\\_Positionspapier\\_PowertoGas.pdf](http://www.powertogas.info/fileadmin/user_upload/downloads/Positionen_Thesen/130227_Positionspapier_PowertoGas.pdf)

DLR – Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V. (2013): Biomassepotenziale und Nutzungskonkurrenzen. Kurzstudie im Auftrag des BMVBS. [http://www.bmvbs.de/SharedDocs/DE/Anlage/UI-MKS/mks-kurzstudie-nutzungskonkurrenzen.pdf?\\_\\_blob=publicationFile](http://www.bmvbs.de/SharedDocs/DE/Anlage/UI-MKS/mks-kurzstudie-nutzungskonkurrenzen.pdf?__blob=publicationFile) (Zugriff 17.10.2013).

DLR, IWES, IfNE (2012): Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global. Im Auftrag des BMU. Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR), Stuttgart, Institut für Technische Thermodynamik, Abt. Systemanalyse und Technikbewertung, Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES), Kassel, Ingenieurbüro für neue Energien (IFNE), Teltow.

Ecofys (2012): Abschätzung der Bedeutung des Einspeisemanagements nach § 11 EEG und § 13 Abs. 2 EnWG. Auswirkungen auf die Windenergieerzeugung in den Jahren 2010 und 2011. Studie im Auftrag des Bundesverband Windenergie e.V. Berlin. [http://www.windenergie.de/sites/default/files/download/publication/abschaetzung-der-bedeutung-des-einspeisemanagements-nach-ss-11-eeeg-und-ss-13-abs2-enwg/20121206\\_ecofy\\_studie\\_einsman\\_final.pdf](http://www.windenergie.de/sites/default/files/download/publication/abschaetzung-der-bedeutung-des-einspeisemanagements-nach-ss-11-eeeg-und-ss-13-abs2-enwg/20121206_ecofy_studie_einsman_final.pdf) (Zugriff 29.11.2013).

Energie und Management (Hrsg.) (2013): E&M-Ökogasumfrage. Herrsching.

FNR – Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe (Hrsg.) (2013): Leitfaden Biogaseinspeisung. Gülzow-Prüzen, FNR. [http://mediathek.fnr.de/media/downloadable/files/samples/l/e/leitfadenbiogas2013\\_web\\_komp.pdf](http://mediathek.fnr.de/media/downloadable/files/samples/l/e/leitfadenbiogas2013_web_komp.pdf) (Zugriff 20.11.2013).

FNR – Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe (Hrsg.) (2013a): Biogas. Gülzow-Prüzen, FNR. [http://mediathek.fnr.de/media/downloadable/files/samples/b/r/brosch-biogas-2013-web-pdf\\_1.pdf](http://mediathek.fnr.de/media/downloadable/files/samples/b/r/brosch-biogas-2013-web-pdf_1.pdf) (Zugriff 20.11.2013).

First Climate (2013): Hintergrundinformationen Kompensationsgas. Interview 07.11.2013. Unveröffentlicht.

Forest Carbon Group (2013): Projekte der Forest Carbon Group. <http://www.forestcarbongroup.de/projekte.html> (Zugriff 07.11.2013).

Forsa (2012): Vorstellungen und Erwartungen der Verbraucher in Bezug auf Biogasangebote. Bericht. Erstellt im Auftrag des Verbraucherzentrale Bundesverbandes e. V. Berlin, Forsa.

Gold Standard Foundation (2013): The Gold Standard Foundation announces its acquisition of the CarbonFix Standard. <http://www.cdmgoldstandard.org/the-gold-standard-announces-its-acquisition-of-the-carbonfix-standard> (Zugriff 21.11.2013).

Grope, J. und U. Holzhammer (2012): Ökonomische Analyse der Nutzungsmöglichkeiten von Biomethan. Biomethanverwertung in Kraft-Wärme-Kopplung, als Kraftstoff und als Beimischprodukt im Wärmemarkt. Leipzig, Kassel, Fraunhofer IWES, DBFZ.

- GSL – Grüner Strom Label e.V. (Hrsg.) (2012): Grünes Gas Label. Kriterienkatalog 2012. Online unter: [http://www.gruenerstromlabel.de/index.php?eID=tx\\_nawsecuredl&u=0&t=1379152069&file=fileadmin/dateien/PDF-Dokumente/GGL\\_Kriterienkatalog\\_2012.pdf&hash=b1074d565700ceae7980ceabea0783a5b08846e2](http://www.gruenerstromlabel.de/index.php?eID=tx_nawsecuredl&u=0&t=1379152069&file=fileadmin/dateien/PDF-Dokumente/GGL_Kriterienkatalog_2012.pdf&hash=b1074d565700ceae7980ceabea0783a5b08846e2) (Zugriff 11.09.2013).
- GSL – Grüner Strom Label e.V. (2013): Pressemitteilung Grüner Strom Label e.V. vom 4.11.2013. <http://www.gruenerstromlabel.de/presse/pressemitteilungen/> (Zugriff 27.11.2013)
- Hammer, E. und S. Vorbach (2010): Voluntary Carbon Offsets – Eine Bewertung europäischer Retailer von Zertifikaten zum Ausgleich von Treibhausgasemissionen. In: Umweltwirtschaftsforum, 18(1), S. 71-77, 2010.
- Helms, H., J. Jöhrens, J. Hanusch, U. Höpfner, U. Lambrecht und M. Pehnt (2011): UMBRELA – Umweltbilanzen Elektromobilität. Gefördert durch das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. Heidelberg, IFEU.
- IFEU (2008): Optimierungen für einen nachhaltigen Ausbau der Biogaserzeugung und –nutzung in Deutschland. Heidelberg [u.a.], IFEU.
- INAS – Internationales Institut für Nachhaltigkeitsanalysen und -strategien (2013): GEMIS, Globales Emissionsmodell integrierter Systeme. [http://www.iinas.org/tl\\_files/iinas/downloads/IINAS\\_2013\\_GEMIS\\_4.8-Ergebnisdaten-Energie.xls](http://www.iinas.org/tl_files/iinas/downloads/IINAS_2013_GEMIS_4.8-Ergebnisdaten-Energie.xls) (Zugriff 15.11.2013).
- Koalitionsvertrag CDU, CSU, SPD (2013): Deutschlands Zukunft gestalten. Koalitionsvertrag zwischen CDU, CSU und SPD. 18. Legislaturperiode, 27.11.2013. [http://docs.dpaq.de/5703-koalitionsvertrag\\_cdu\\_csu\\_spd\\_27\\_11\\_2013.pdf](http://docs.dpaq.de/5703-koalitionsvertrag_cdu_csu_spd_27_11_2013.pdf) (Zugriff 28.11.2013).
- Kind, C. et al. (2010): Analyse des deutschen Marktes zur freiwilligen Kompensation von Treibhausgasemissionen. Studie im Auftrag der Deutschen Emissionshandelsstelle im Umweltbundesamt. <http://www.uba.de/uba-info-medien/3965.html> (Zugriff 07.11.2013).
- Klima Invest (2013): Hintergrundinformationen Kompensationsgas. Interview 13.11.2013. Unveröffentlicht.
- Kuhlmann 2013: Weiterentwicklung des Strommarktdesigns. Präsentation Andreas Kuhlmann, Fachgespräch Strommarktdesigns der BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN BT-Fraktion, 25.11.2013. Berlin, BDEW.
- Umweltministerium Baden-Württemberg (Hrsg.): Gesetz zur Nutzung erneuerbarer Wärmeenergie in Baden-Württemberg (Erneuerbare-Wärme Gesetz, EWärmeG) vom 20. November 2007. <http://www.um.baden-wuerttemberg.de/servlet/is/102850/Erneuerbare-Waerme-Gesetz.pdf> (Zugriff 13.09.2013).
- Pehnt, M., R. Vogt und P. Mellwig (2012): Biomethan und Bioöl im EWärmeG. Kurzgutachten. Unveröffentlicht.
- Pehnt, M., M. Nast, M. Ragwitz, V. Bürger, S. Klinski (2007): Erfüllung der EE-Nutzungspflicht durch flüssige und gasförmige Biomasse. Positionspapier. Heidelberg, Stuttgart, Freiburg, Berlin, Ifeu, DLR, Fraunhofer ISI, Öko-Institut, Fachhochschule für Wirtschaft.
- Peters-Stanley, M. und D. Yin (2013): Maneuvering the Mosaic – State of the Voluntary Carbon Market 2013. [http://www.forest-trends.org/documents/files/doc\\_3898.pdf](http://www.forest-trends.org/documents/files/doc_3898.pdf) (Zugriff 18.10.2013).

Schneider, L. (2007): Is the CDM fulfilling its environmental and sustainable development objectives? An evaluation of the CDM and options for improvement. Studie des Öko-Instituts im Auftrag des WWF. <http://www.oeko.de/oekodoc/622/2007-162-en.pdf> (Zugriff 29.11.2013).

TWS – Technische Werke Schussental GmbH & Co. KG (2013): KlimagasPlus für Moore. <http://www.tws.de/privatkunden/erdgas-der-tws/twsklimagasplus/> (Zugriff 19.09.2013)

TÜV Nord Cert (2013): TÜV Nord Climate Change Standard TN-CC 020: 2013-10. Calculation and Verification of Carbon Footprints and Carbon Neutrality. Unveröffentlicht.

TÜV Süd (2013): VER+. A robust Standard for Verified Emission Reductions (Criteria Catalogue).

[http://www.tuev-sued.de/uploads/images/1179142340972697520616/Standard\\_VER\\_e.pdf](http://www.tuev-sued.de/uploads/images/1179142340972697520616/Standard_VER_e.pdf) (Zugriff 29.11.2013).

UNFCCC – United Nations Framework Convention on Climate Change (2013): Kyoto Protocol to the United Nations Framework Convention on Climate Change- [http://unfccc.int/essential\\_background/kyoto\\_protocol/items/1678.php](http://unfccc.int/essential_background/kyoto_protocol/items/1678.php) (Zugriff 11.11.2013).

VCS Association (Hrsg.) (2013): Verified Carbon Standard – A Global Benchmark for Carbon. Version 3.4, Okt. 2013. <http://www.v-c-s.org/sites/v-c-s.org/files/VCS%20Standard%2C%20v3.4.pdf> (Zugriff 18.10.2013).

von Oehsen, A. (2013): Derzeitige PtG-Projekte in Deutschland und deren Geschäftsmodelle. Unveröffentlicht.

Wolke, F. (2011): Im Markt für freiwillige CO<sub>2</sub>-Kompensation fehlen staatliche Gütesiegel. DowJones Trade Emissions 2011(26): 9-11.

## 7 Anhang

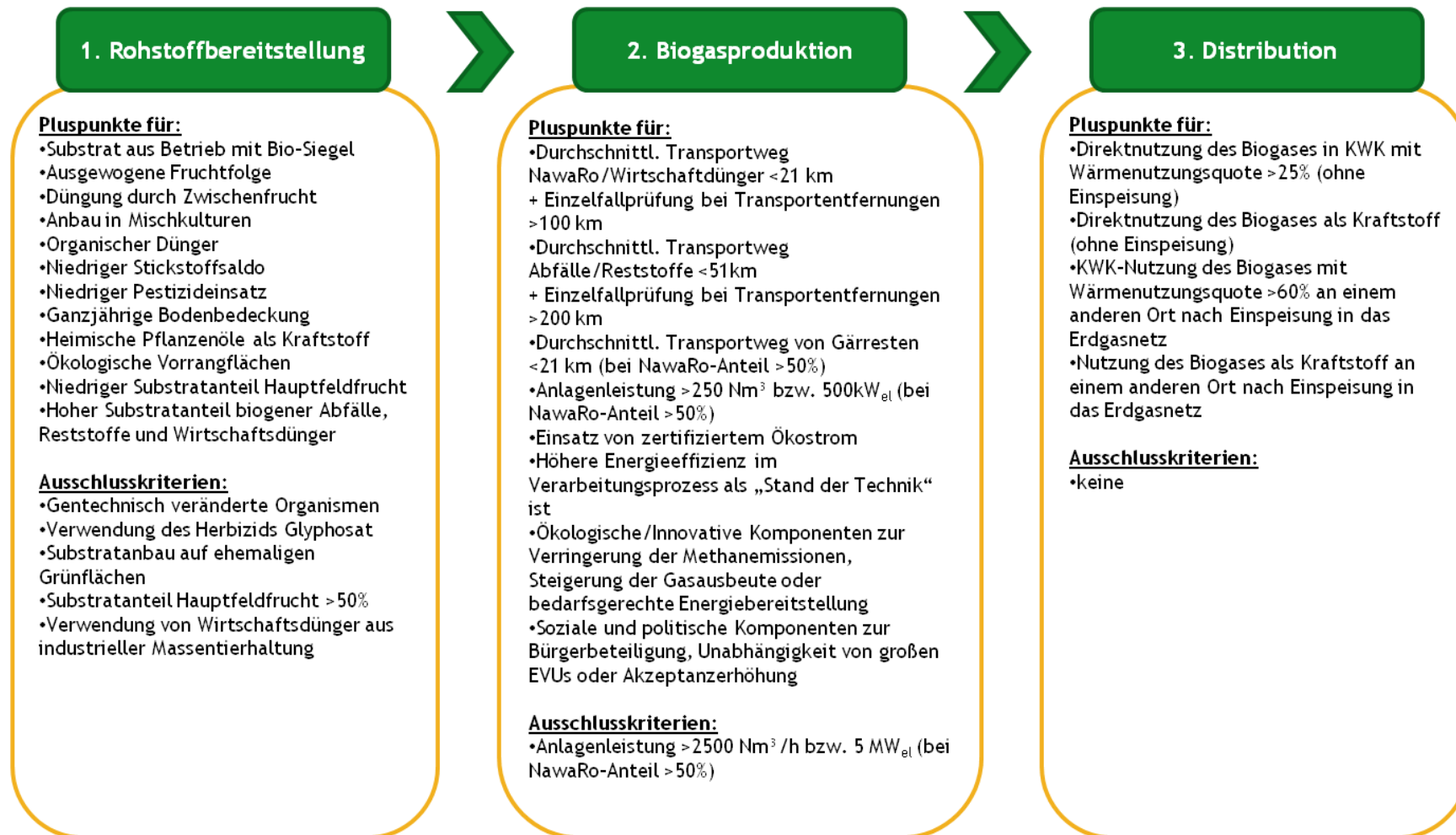


Abbildung 11: Das Punkte-System des Grünen Gas Labels (eigene Darstellung nach GSL e.V. 2012).