Stellungnahme des AK Biogas Südwest

2. September 2015

zum Eckpunktepapier
Ausschreibungen für die Förderung von Erneuerbare-Energien-Anlagen

herausgegeben vom BMWi im Juli 2015

Gegenstand der Stellungnahme

- Ausrichtung des bestehenden Biogaskraftwerksparks auf die Bedürfnisse des Strommarktes 2.0
- Sicherung und Erhöhung der Beiträge zur Treibhausgasminderung
- Inhaltliche Ausgestaltung einer Anschlussförderung für die Zielgruppe „Biogasanlagen mit hohem Biogasanteil aus Anbaubiomasse“

Impressum

AK Biogas Südwest
Kooperationsplattform für eine Initiative zum EEG 2016

Mitwirkende im AK und die vorliegenden Stellungnahme mittragend

- Die Trägerorganisationen der Bioenergieregion Bodensee,
  i.e. solarcomplex AG, Singen und Bodensee-Stiftung, Radolfzell
- *Biogas-Förderverein Schwarzwald-Baar-Heuberg e.V., Brigachtal
- *FnBB Fördergesellschaft für nachhaltige Biogas- und Bioenergienutzung e.V., Kirchberg/Jagst
- *renergie Allgäu e.V., Kempten
- Biogasarbeitsgruppe vom Hochrhein, LK Waldshut
- Energieagentur Regio Freiburg GmbH, Freiburg
- Energieagentur Ravensburg gGmbH, Ravensburg
- Die Träger der beiden Demonstrationsprojekte zur höheren Biogaserzeugung im Winter, i.e.
  in Gussenstadt: Energiegenossenschaft Gussenstadt eG
  in Fladungen: Hückl Biogasanlage GbR zusammen mit der Rhöner Wärmenetz Fladungen eG

*Zur Mitgliedschaft in diesen Vereinen gehören insgesamt 600 Biogasanlagenbetreiber

Verantwortlich für die Veröffentlichung und Kontakt

Jörg Dürr-Pucher, Bodensee-Stiftung
Fritz-Reichle-Ring 4, 78315 Radolfzell, mailto: duerr-pucher@clean-energy.biz

Martin Lohrmann, Energieprojekte
Untere Flüh 1, 79713 Bad Säckingen, mailto: service@wirtschaft-umwelt.de

Inhalt

1 Ausgangssituation und Zielsetzung ... 3

2 Beantwortung der 10 + 2 zentralen Fragen ... 4

2.1 Bestehen ohne Anschlussförderung Chancen für den Weiterbetrieb der Biogasanlagen nach Auslaufen der EEG-Förderung? ... 4

2.2 Soll der Biomasseanlagenbestand nach Auslaufen der EEG-Förderung durch andere Technologien ersetzt werden? Die freiwerdende Bioenergie könnte dann in anderen Sektoren (z.B. Wärme, Verkehr) eingesetzt werden. ... 5

2.3 Gibt es Systemdienstleistungen, die durch Biomasseanlagen erbracht werden können, und die nicht oder nur mit hohem Aufwand durch andere Anlagen erbracht werden können? ... 9

2.4 Sollte die Anschlussförderung an eine Flexibilisierung der Anlagen gekoppelt werden? ... 9

2.5 Können durch eine Anschlussförderung Nutzungskonkurrenzen entstehen? ... 10

2.6 Welche Bedeutung hat der Anlagenbestand für den Klimaschutz? ... 12

2.7 Die fehlende Dimension: Stärkung der Regionalwirtschaft ... 14

2.8 Welche Chancen einer Kostensenkung bestehen? ... 15

2.9 Kann eine Anschlussförderung technologieneutral sein? ... 16

2.10 Sollen Vorteile für KWK-Anlagen gewährt werden? ... 17

2.11 Wie kann im Rahmen einer Anschlussförderung sichergestellt werden, dass in erster Linie besonders effiziente Biomasseanlagen in Betrieb gehalten werden? ... 18

2.12 Ist die Einbeziehung des Anlagenstandes in Ausschreibungen sinnvoll? ... 18

3 Wie sollte jetzt mit Blick auf das EEG 2016 verfahren werden? ... 20

3.1 Klärung der Anschlussförderung für verschiedene Anlagengruppen ... 20

3.2 Offener Klärungspunkt: Zusammensetzung der Einsatzstoffe ... 21

4 Anlagen ... 21

4.1 Anlage 1 - Artikel im EEG 2016 / Anschlussförderung ... 22

4.2 Anlage 2: Wovon der Klimaschutzbeitrag der Biogasanlagen abhängt ... 23

4.3 Anlage 3: Mittelfristige Kosten- und Erlösentwicklung einer Biogasanlage ... 29

4.4 EU-Beihilfeleitlinien, Auszüge ... 30

Einladung:
Unser AK veröffentlicht seine Stellungnahme zum Eckpunktepapier für die EEG-Novelle 2016 frühzeitig, damit die Biogasbranche, Politik und Öffentlichkeit sich ebenfalls frühzeitig mit den Inhalten der Stellungnahme auseinandersetzen und dem BMWi sowie den Ansprechpartnern in den Bundestagsfraktionen ihre Zustimmung, Änderungswünsche oder Ablehnung mitteilen können.

1 Ausgangssituation und Zielsetzung

Der AK Biogas Südwest (im Weiteren der oder unser „AK“) hat in den vergangenen Monaten mit Stellungnahmen, zum Grünbuch, zum Eckpunktepapier Strommarkt und zur Diskussion um die Klimaschutzabgabe abgegeben. Zuletzt hat er mit einem Vorschlag zu den Inhalten des Eckpunktepapiers im Vorfeld seiner Veröffentlichung auf die Bedeutung des Stroms von Biogasbestandsanlagen für den Strommarkt 2.0 und für den Klimaschutz aufmerksam gemacht. Beim Strom aus Biogas geht es aktuell weniger um den Neubau von Anlagen als vielmehr darum, ob die unter dem EEG aufgebaute Biogaskraftwerkskapazität dem Strommarkt durch die rechtzeitige Regelung einer Anschlussförderung erhalten bleibt.

Aufbauend auf die Erkenntnisse aus der vom BMWi organisierten, offenen Strommarktdebatte hat unser AK einen Vorschlag zur Gestaltung der Anschlussförderung für tausende Biogasbestandsanlagen entwickelt und diesen mit Erläuterungen und Begründungen dem BMWi, dem BMUB, dem BMEL, interessierten Landesregierungen und Landeseinrichtungen sowie einer Reihe von Bundestagsabgeordneten zur Prüfung eingereicht.

Unser AK hat aufgezeigt, dass in dem unter dem EEG 1.0 aufgebauten Biogaskraftwerkspark (8000 Anlagen, 26 TWh/a Stromerzeugung) noch erhebliche Nutzwertsteigerungen möglich sind, deren Realisierung das Kosten-Nutzen-Verhältnis des Stroms aus Biogas entscheidend verbessert:

- Durch eine saisonale Verschiebung der Biogaserzeugung kann die im Winter durchgängig verfügbare Leistung um 50 Prozent gesteigert werden. Damit trägt der Strom aus Biomasse in maximalem Umfang zur Senkung der im Winter relativ hohen Residuallasten bei.
- Die werthaltige Wärmenutzung kann bei vielen Anlagen noch erheblich ausgebaut werden.
- Der Anteil der Gülle und der sonstigen Reststoffe im Substratmix kann erhöht werden.
- Im Ergebnis der vorgenannten Punkte steigt der Beitrag der Biogasbestandsanlagen zur Treibhausgasminderung um 5 Mio. t/a CO_2-Äquivalente, wenn unsere Vorschläge bei **5500 Biogasanlagen mit einer Stromproduktion von 20 TWh/a** umgesetzt werden.

Dieser Erfolg ist möglich, wenn die gegenwärtige Verunsicherung der Branche durch eine die Anlagenbetreiber breit motivierende Anschlussförderung überwunden wird: **Für alle Biogasanlagen, die systemdienlich betrieben werden, das aufwändig erzeugte Biogas effizient nutzen und das Biogas auf einer langfristig sicheren Rohstoffbasis nachhaltig erzeugen, besteht Anspruch auf eine Verlängerung der Förderdauer um 10 Jahre. Die bisherige Förderhöhe soll nicht abgesenkt, sondern beibehalten werden, Ziel ist die Realisierung der Nutzwertsteigerungen.**

Der konkrete Textvorschlag zur Regelung der Anschlussförderung im EEG 2016 ist dieser Stellungnahme als Anlage 1 beigefügt. Mit Schreiben vom 26. Juni 2015 wurden wir vom BMWi ermuntert, diesen Vorschlag bzw. die Arbeitsergebnisse unseres AK in den Diskussionsprozess zur EEG-Novelle 2016 einzuspeisen, was wir hiermit tun.

Das BMWi selbst hat im Eckpunktepapier keinen eigenen Vorschlag für die Anschlussförderung der Biogasanlagen unterbreitet, sondern zehn grundlegende Fragen zur Klärung der künftigen Rolle des Stroms aus Biomasse/Biogas formuliert. Diese zehn Fragen des BMWi, die wir um zwei weitere, wichtige Fragen ergänzten, beantworten wir nachfolgend. Die Fragen des BMWi bieten uns die Möglichkeit, unseren Vorschlag nochmals sachlich zu begründen. Wir bitten um Verständnis, dass wir nicht zum Strom aus jeglicher Biomasse sondern nur zum Strom aus Biogas Antworten liefern. Aus unseren Antworten soll den Betreibern der anderen Biomasseanlagen kein Nachteil entstehen.

2 Beantwortung der 10 + 2 zentralen Fragen

2.1 Bestehen ohne Anschlussförderung Chancen für den Weiterbetrieb der Biogasanlagen nach Auslaufen der EEG-Förderung?

Bei den unter dem EEG 1.0 aufgebauten Wind- und Solarkraftanlagen kann davon ausgegangen werden, dass deren Investitionskosten nach Ablauf von zwanzig Förderjahren vollständig zurück geflossen sind und der Strom deshalb nicht mehr mit Kapitalkosten belastet ist. Im Übrigen fallen für den Betrieb dieser Anlagen keine Verbrauchskosten an; die variablen Kosten sind dementsprechend niedrig. Die Windenergie- und Solaranlagen werden nach Ablauf der zwanzig Förderjahre ihren Strom zu niedrigsten Kosten verkaufen oder regional direkt vermarkten können und bedürfen deshalb keiner weiteren Förderung unter dem EEG.

Demgegenüber wird sich der Strom aus Biogas nach Ablauf der zwanzig Förderjahre aufgrund seiner hohen variablen Kosten (überwiegend Brennstoffkosten[1]) sowie der regelmäßig wiederkehrenden Reinvestitionskosten für den Austausch von beweglicher Technik und Blockheizkraftwerken und der hohen Kosten für eventuelle Fermenter-Sanierungen noch nicht aus eigener Kraft am freien Markt behaupten können. Der Strom aus Biogas bedarf noch für viele weitere Jahre der Förderung unter dem EEG. Hieraus wird es verständlich und es ist durchaus gerechtfertigt, wenn die Kosten und wegen der hohen Kosten die Rolle des Stroms aus Biogas kritisch hinterfragt wird. Dass die Situation in den Regierungskreisen erkannt wurde, ersehen wir daraus, dass die EU-Kommission bei Abfassung der Leitlinien für staatliche Umweltschutz- und Energiebeihilfen 2014 – 2020 Regeln für die Abfassung einer Anschlussförderung von Biomasseanlagen nach deren Abschreibung aufstellte.[2]

Das Erfordernis zur Förderung des relativ teuren Stroms aus Biogas wird erst enden und die Marktpreise eines reformierten Strommarktes 2.0 werden für den Strom aus Biogas erst selbsttragend sein, wenn die Solar- und Windkraft einen hohen Ausbaustand erreicht hat und die Residuallasten nicht mehr technologieoffen durch konventionelle Kraftwerke auf der Basis von Kohle oder Erdgas gedeckt werden dürfen, sondern im Interesse der Erreichung der Klimaschutzziele ebenfalls weitgehend aus erneuerbaren Energien gedeckt werden müssen.

Viele mögen nun denken, dass es also noch sehr viele Jahre sein werden, die der Strom aus Biogas der Förderung bedarf, um auch in späteren Jahren mit seinem vollen Potenzial für den Lückenschluss verfügbar zu sein. Wir sehen es so, dass der Tag des Umstiegs auf > 80 Prozent erneuerbare Energien schneller als erwartet kommen kann, weil sich die Dringlichkeit zur Umsetzung von Klimaschutzmaßnahmen mit einer Eigendynamik entfaltet, die wir uns heute so gar nicht vorstellen können. Auch die wachsende Zurückhaltung der Wirtschaft gegenüber Investitionen in das Alte und ihr Drang, nur noch in Neues zu investieren, können einen schnellen Umschwung auslösen, den keine Regierung bremsen will. Deutschland wird den Entwicklungen in anderen Ländern der Erde nicht hinterherhinken wollen. Wir sind gut beraten, jetzt die Produktionsstrukturen für eine klimaverträgliche Energieversorgung gewissenhaft zu planen und zielstrebig aufzubauen – und dann gehört der Strom aus Biogas zum Lösungspaket.

[1] Die Vollkosten einer Kilowattstunde Biogas (Feuerungswärme) liegen bei 6 bis 7 Cent/kWh Hi.
[2] Siehe den Abschnitt 3.3.2.3 der genannten EU-Beihilfeleitlinien (Anlage)

2.2 Soll der Biomasseanlagenbestand nach Auslaufen der EEG-Förderung durch andere Technologien ersetzt werden? Die freiwerdende Bioenergie könnte dann in anderen Sektoren (z.B. Wärme, Verkehr) eingesetzt werden.

Die Beantwortung der Frage setzt eine tiefgehende Markt- und Technikanalyse für die Jahre 2030 ff. voraus, deren Umfang den Rahmen dieser Stellungnahme sprengen würde. Wir verweisen deshalb zum einen auf unsere bisherigen Stellungnahmen und Vorträge. Zum anderen besteht die Möglichkeit der gemeinsamen Analyse in einem Fachgespräch. Unsere Antwort auf die Frage des BMWi lautet in Kurzform:

Die Bundesregierung wird die Ziele des Energiekonzeptes 2010 nicht erreichen und sie wird auch dem Anspruch auf eine kosteneffiziente Gestaltung des Gesamtsystems nicht gerecht, wenn sie ausschließlich auf den Ausbau des ab Erzeugeranlage kostengünstigen Solar- und Windstroms setzt und sich um die systemdienliche Nutzung der Biomasse und die daran hängenden Beiträge zur Treibhausgasminderung nicht ernsthaft kümmert. Das Biomassepotenzial kann auf absehbare Zeit (2030 bis mindestens 2050) noch nicht durch andere Technologien ersetzt werden; erst nach 2050 zeichnen sich Optionen ab, die vom Standpunkt der Wirtschaftlichkeit und des Klimaschutzes eine Absenkung der Stromerzeugung aus Biomasse auf ein geringeres Niveau ermöglichen.

Stichwortartige Begründungen:

Es ist glaubhaft, dass in den Sommermonaten eine weitgehende Vollversorgung mit kostengünstig erzeugtem Strom aus erneuerbaren Energien möglich sein wird. Der Strombedarf ist in den warmen und sonnenreichen Sommermonaten deutlich niedriger als in den kalten und sonnenarmen Wintermonaten, und die Residuallasten fallen deutlich niedriger als im Winter aus. Für die Bedarfsdeckung stehen folgende Energiequellen zur Verfügung:

- Solarstrom:
  Die Solarstromtechnologie wird weitere Produktivitätssprünge vollziehen und langfristig den kostengünstigen Strom liefern. Solarstromanlagen mit beweglichen Modulen oder stärkerer Ost/Westausrichtung können vom Morgen bis in den Sommerabend hinein Strom liefern.
- Windstrom:
  Seine Ausschläge sind in den Sommermonaten weniger stark als in den Übergangs- und Wintermonaten; deshalb bereitet die Netzintegration geringere Probleme.
- Strom der Laufwasserkraftwerke (deutlich mehr als im Winter)
- **Saisonale Mindesterzeugung der Biomasseanlagen: 5 – 6 Prozent**

Zwischensumme: Strombezug aus erneuerbaren Energien im Sommer > 90 Prozent

- Mindesterzeugung von KWK-Anlagen im Fernwärmeverbund oder Prozesswärmeverbund auf Basis von fossilen Brennstoffen, wärmeorientiert betrieben und in Grenzen auf die Bedürfnisse des Strommarktes reagierend
- Erzeugung von konventionellen Spitzenlastkraftwerken mit nur wenigen, diskontinuierlich anfallenden Laufzeitstunden, ggf. auch ohne Wärmenutzung

Gesamtsumme: 100 Prozent Bedarfsdeckung aus erneuerbaren und fossilen Energien

Für die jederzeitige Synchronisation von Nachfrage und Angebot und für die Steigerung der Reichweite des Stroms aus den fluktuierenden Erneuerbaren Energien (fEE) stehen folgende Optionen im Rahmen eines technologieoffenen Wettbewerbs zur Verfügung:

- Beseitigung von Netzengpässen, zügiger innerdeutscher und europäischer Netzausbau zur Glättung der Nachfrage- und Angebotsverläufe innerhalb eines größeren Marktgebietes.
- Den Strommarkt so reformieren, dass Preissignale ein preissensibles Nachfrageverhalten in Gang bringen (Lastmanagement, Anpassung der Nachfrage an das Angebot). Lastmanagement kann sich auf das in seinem zeitlichen Verlauf wohl geordnete Solarstromangebot sehr gut einstellen.
- Zubau von Stromspeichern der verschiedensten Art.
  In den Sommermonaten kann mit Kurzzeitspeichern viel bewirkt werden. Es wird einen starken Antrieb zum Bau von preiswerten Kurzzeitspeichern geben, um in den Genuss der kostengünstigen Wind- und Solarstromangebote zu kommen.
- Erzeugung und Export von Überschüssen; falls der Export nicht mehr möglich ist, begrenzte Abregelung von EE-Anlagen und konventionellen Anlagen. Dies ist eine derzeit dominierende Option zur Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit. Sie lässt die Idee, mit der Lieferung von Spitzenlaststrom viele Stunden viel Geld verdienen zu können, ins Leere laufen.
- In umgekehrter Richtung Stromimport zu Deckung kleinerer Versorgungsdefizite.
  Auch diese Option begrenzt die Idee des teuren Verkaufs von Spitzenlaststrom.
- Betrieb von Spitzenlastanlagen.
  Gemäß Weißbuch können Motorenkraftwerke und Gasturbinen und -motoren relativ schnell und kostengünstig zugebaut und betrieben werden[3]. Für den Spitzenlasteinsatz sind Erdgaslösungen kostengünstiger und flexibler als die Lösungen auf der Basis von Biogas. Während die Gasentnahme aus dem Erdgasnetz bis zum Anschlusswert keinen zeitlichen und mengenmäßigen Begrenzungen unterliegt, sind bei den Biogasanlagen die Begrenzungen, die sich aus der kontinuierlichen Gaserzeugung und aus den begrenzten Gasspeicherkapazitäten ergeben, sehr wohl zu beachten.

Natürlich sollten auch die Biomasseanlagen ihre Stromeinspeisung im Tages- und Wochenverlauf im Rahmen des wirtschaftlich Machbaren dem Strombedarf anpassen. Aufgrund seiner hohen variablen Kosten wird sich der Strom aus Biogas im Wettbewerb gegen die anderen Erzeugerquellen und Flexibilitätsoptionen aber nur schwer behaupten und den Anlagenbetrieb mit relativ wenigen Spitzenlaststunden keinesfalls refinanzieren können. Als prioritäre erneuerbare Stromquelle, der sich die anderen Stromquellen anzupassen hätten, ist der Strom aus Biogas zu teuer. Bei zusätzlicher Berücksichtigung der schlechten Vermarktungsbedingungen für die Wärme im Sommer ist es nur folgerichtig, die Mindesterzeugung von Strom aus Biogas in den Sommermonaten auf ein Niveau abzusenken, das durch den Anfall von Gülle und sonstigen Reststoffen sowie durch technisch-wirtschaftlich sinnvolle Betriebsabstufungen bestimmt wird. Zusammen mit der Mindesterzeugung von den Wasserkraftanlagen bietet der Strom von den Biogasanlagen dem Gesamtsystem ein moderat flexibles Grundlastband, das systemstabilisierend wirkt.

Für die klimaverträgliche, sichere und kostengünstige Stromvollversorgung <u>in den Wintermonaten</u> hat das BMWi bisher keine ausreichenden Planungen vorgelegt. In den Wintermonaten ist der Stromverbrauch höher, das Solarstromangebot ist minimal und die Wasserkraft deutlich reduziert. Die Stromversorgung aus erneuerbaren Energien hängt dann fast ausschließlich von der stark schwankenden Windkraft ab. Größere Wasserkraftressourcen, die noch ausgebaut werden könnten, fehlen. Die Stromerzeugung aus Erdwärme steckt in den Kinderschuhen. Sämtliche Kurzeitspeicher sind bei einer mehrtägigen Windflaute am zweiten Tag leer. Kapazitätsmäßig bedeutende Langzeitspeicher und saisonale Speicher sind nicht zur Hand. Zur Schließung von nicht gerade kleinen Versorgungslücken und zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit wird vom BMWi deshalb noch

[3] Siehe Weißbuch Seite 36, Textspalte 2

für lange Zeiten ein höherer Bedarf für die Betreibung von Kraftwerken auf der Basis von Kohle und Erdgas gesehen. Wenn diese aber im Markt verbleiben, dann werden sie aus wirtschaftlichen Gründen nicht bloß wenige, sondern eher viele Stunden laufen und als eine Form von fossiler Überkapazität die Marktimpulse für die Entwicklung von Flexibilitätsoptionen auf erneuerbarer Energiebasis beeinträchtigen[4].

Erst später, wenn wir mit power-to-gas eine **technisch ausgereifte** Technologie zur Hand haben, um **kostengünstig** in größeren Mengen Wind- und Solarstromüberschüsse in einen Sekundärenergieträger umzuwandeln (Wasserstoff oder Methan – wohin soll der Weg gehen?), kann der parallel zu den Wind- und Solarkraftanlagen vorzuhaltende konventionelle Kraftwerkspark zurückgebaut werden. Das wirtschaftliche Problem der konventionellen Kraftwerke werden die abnehmenden Betriebsstunden sein. Dieses wirtschaftliche Problem verschärft sich, wenn die konventionellen Kapazitäten nicht mehr aus dem Anlagenbestand mobilisiert werden können sondern erst neu in der Form von technisch hoch flexiblen und effizienten Spitzenlastkraftwerken zugebaut werden müssen.

Vor diesem Hintergrund sagen wir: Die Klimaschutzziele werden verfehlt und das Gesamtsystem wird mit Kosten für den Netz- und Speicherausbau, mit Bereitstellungskosten für die konventionelle Parallelkapazitäten und mit Entschädigungszahlungen für die Abregelung von zu hohen Windlasten überfrachtet, wenn die Handlungspotenziale mit dem Strom aus Biomasse übergangen werden. Auf richtige Weise in den Strommarkt integriert, wird der Strom aus Biogas die Systemkosten senken. Betrachtungsweisen, die lediglich Stromkosten ab Erzeugeranlage und nicht Strompreise frei Verbraucher miteinander vergleichen, sind völlig unzureichend.

Zur konkreten technischen Umsetzung:
Wir haben vorgeschlagen und schlagen bestärkt durch Arbeitstreffen mit vielen Anlagenbetreibern auch weiterhin vor, die bestehenden Biogasanlagen gesetzlich dahingehend zu motivieren, dass sie im Rahmen der durch das EEG 2014 gedeckelten Jahresstromproduktion ihre Biogas- und Stromerzeugung in den Sommermonaten zurückfahren und in den Wintermonaten hochfahren. Eine heute mit 500 kW Bemessungsleistung betriebene Biogasanlage soll im Sommer auf eine Durchschnittsleistung von 250 kW zurückfahren und im Winter auf 750 kW hochfahren. Dies ist mit überschaubaren Zusatzinvestitionen in die Gärstrecke (Fermenter und Gärrestelager) und in ein zusätzliches kleineres BHKW möglich. Für den Anlagenbetreiber kommen noch die Kosten aus Änderungsgenehmigungen, Anpassung an Sicherheitsvorschriften, Klärung der Netzverträglichkeit, ggf. Ausbau der Trafostation und eventuelle Vergrößerung von Gas- und Wärmespeichern hinzu.

Wenn unser Vorschlag von 5500 Biogasanlagen mit einer Bemessungsleistung von 2,2 GW umgesetzt wird, dann speisen diese Anlagen im Sommer mit einer Dauerleistung von 1,1 GW und im Winter mit einer Dauerleistung von 3,3 GW Strom in das Netz ein[5]. Wenn eine zusätzliche Überbauung mit BHKW-Kapazitäten vorgenommen wird, dann können im Rahmen eines Fahrplanbetriebs auch noch deutlich darüber liegende Spitzenlasten bedient werden.

Es sollte angestrebt und kann bei einem guten Zusammenwirken von Gesetzgeber und Biomassebranche erreicht werden, dass der Strom aus Biomasse, welcher den Jahresstrombedarf gegenwärtig zu 8 Prozent deckt, diesen im Sommer nur noch zu 5 bis 6 und im Winter zu 10 Prozent deckt. In der Winterzeit stellt der Strom aus Biomasse dann eine auch mengenmäßig bedeutende Energiequelle dar. Die Strombedarfsdeckung könnte für die Wintermonate dann wie folgt aussehen:

---

[4] Siehe hierzu im Weißbuch auf Seite 37 die Ausführung zu den preislichen Auswirkungen von Überkapazitäten.
[5] Zusammen mit 0,8 GW von sonstigen Biogasanlagen, für die die saisonale Verschiebung der Biogaserzeugung nicht in Frage kommt (Anlagen, die das Biogas überwiegend aus Gülle und Abfällen erzeugen), beliefe sich die Dauerleistung des Biogaskraftwerksparks im Winter dann auf 3,3 + 0,8 = 4,1 GW.

- 62 Prozent Strom von den Windkraftanlagen, hierbei schon unterstellt, dass der Netzausbau und Speicherausbau eine solche Reichweite der Nachfragedeckung durch die Windkraftanlagen überhaupt ermöglichen (also Bereitstellung eines Teils der Residuallast aus EE)
- 10 Prozent Solarstrom
- **10 Prozent Strom aus Biomasse, davon 6 Prozentpunkte aus Biogas**
- 3 Prozent Strom von Laufwasserkraftwerken, vorrangig in Süddeutschland gelegen.

Zwischensumme: 85 Prozent Strom aus erneuerbaren Energien

- 15 Prozent Strom von konventionellen Kraftwerken, unter Klimaschutzgesichtspunkten vorrangig KWK-Anlagen auf Erdgasbasis und Erdgaskraftwerke.

Gesamtsumme: 100 Prozent Bedarfsdeckung aus erneuerbaren und fossilen Energien

Die höchsten Residuallasten und damit auch der höchste Bedarf für die Vorhaltung von konventionellen Kraftwerken zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit liegen in der Winterzeit. Weil die Windflauten mehrere Tage anhalten können, reicht es nicht aus, bei den Biogasanlagen nur die BHKW-Kapazitäten zuzubauen, es muss auch ein größeres Biogasvolumen dazu kommen. Mit dem höheren Gasvolumen und dauerhaft höherer Stromerzeugung tragen die Biogasanlagen dazu bei, dass zusätzliche konventionelle Kraftwerkskapazitäten dauerhaft vom Netz gehen können.

Unser Vorschlag zur saisonalen Verschiebung der Biogaserzeugung und -verstromung stellt eine Antwort auf die im Koalitionsvertrag formulierte Überlegung dar, dass „große Erzeuger von Strom aus erneuerbaren Energien einen Grundlastanteil ihrer Maximaleinspeisung garantieren müssen, um so einen Beitrag zur Versorgungssicherheit zu leisten.“[6] Mit unserem Vorschlag reihen wir die Biogasanlagen so in das Spektrum der anderen Anlagen zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien ein, dass deren Grundlastpotenzial erhöht wird.

Die Umsetzung unseres Vorschlags bewirkt eine Annäherung der im Winter hohen an die im Sommer niedrigen Residuallasten. Dadurch ergeben sich für die im System verbleibenden Kohlekraftwerke mehr Betriebsstunden im Jahr, was ihre Wirtschaftlichkeit verbessert. Wenn die Betreiber der Kohlekraftwerke die Notwendigkeiten des Systemumbaus akzeptieren und grundsätzlich mittragen, dann müssten sie sich mit unserem Vorschlag zur saisonal verschobenen Stromerzeugung aus Biogas aus wirtschaftlichem Eigeninteresse anfreunden können.

Es wird ausdrücklich darauf hingewiesen, dass der hohe Versorgungsbeitrag durch Strom aus Biogas im Winter nur dann möglich ist, wenn für Biogaserzeugung im Winter auf die energiedichte Anbaubiomasse zurückgegriffen werden kann, die in der Form von Silage in den Fahrsilos lagert. Für Biogasanlagen, die das Biogas ganzjährig überwiegend aus Gülle und kontinuierlich anfallenden, nicht silierbaren Reststoffen und Abfällen erzeugen, kommt energiewirtschaftlich sinnvoll nur eine untertägig bedarfsgerechte Stromeinspeisung, nicht aber eine saisonale Verschiebung der Biogas- und Stromerzeugung in Betracht. Die Biogaserzeugung hat sich unter dem EEG 1.0 so entwickelt, dass das Biogas heute dominierend aus Anbaubiomasse erzeugt wird. Dies mag vor dem Hintergrund von Nutzungskonkurrenzen und im Hinblick auf die langfristigen Potenziale der Windkraft kein dauerhafter Nutzungsweg sein. **Solange aber power-to-gas noch nicht marktreif ist und noch keinen höheren Ausbaustand erreicht hat, und solange dem Ausbau der Windkraft hieraus Grenzen erwachsen, sollen die Handlungsmöglichkeiten, die der bestehende Biogaskraftwerkspark für den Klimaschutz bietet, genutzt werden.** Die konstruktive Nutzung des Biogaspotenzials entspricht dem Interesse der Stromverbraucher, die den Aufbau der Biogasanlagen bezahlten.

[6] Siehe im Kapitel 1.4 des Koalitionsvertrages den Abschnitt Markt- und Systemintegration

2.3 Gibt es Systemdienstleistungen, die durch Biomasseanlagen erbracht werden können, und die nicht oder nur mit hohem Aufwand durch andere Anlagen erbracht werden können?

Die Biogas-BHKW sind derzeit sehr wichtige Bausteine für den Aufbau der neuen virtuellen Kraftwerke. Ihr heutiger Einsatzschwerpunkt ist die Bereitstellung von Regelleistung auf der Basis von erneuerbaren Energien: Bereitstellung von negativer Sekundärregelleistung und in Einzelfällen Bereitstellung von positiver Sekundärregelleistung. Angestrebt wird die Bereitstellung von negativer und positiver Sekundärregelleistung und von Primärregelleistung.

Im Verlauf der nächsten Jahre wird sich das Angebotsspektrum für die Bereitstellung von Systemdienstleistungen beträchtlich erweitern und die Abhängigkeit vom Betrieb der konventionellen Kraftwerke wird schwinden. Im Stromsystem des Jahres 2050 kann jede Form der negativen Regelleistung durch große Solar- und Windkraftanlagen im Wege der Abregelung (= Senkung der Einspeisung in das Stromnetz) oder durch Zuschaltung von großen Verbrauchern und Speichern (= Erhöhung der Entnahme aus dem Stromnetz / demand-side-management) erbracht werden. In umgekehrter Weise kann positive Regelleistung aus der Stromlieferung von Stromspeichern und aus der Zuschaltung von zeitlich schnell verfügbaren Turbinen und Motoren / BHKW bezogen werden. Diese können auf der Basis von fossilem und synthetischem Erdgas, Biogas oder Wasserstoff arbeiten. Ebenso kommt die zeitweilige Abschaltung von großen Verbrauchern in Frage.

Es wird also für unser künftiges Stromsystem, das auf der Nutzung von erneuerbaren Energien beruht, ein breites Spektrum an Quellen für die Bereitstellung von Regelleistung geben. Wir können deshalb nicht sagen, dass der Strommarkt 2.0 hinsichtlich der Bereitstellung von Regelleistung in kritischer Weise vom Vorhandensein eines Biogaskraftwerksparks abhängen würde. Biogasanlagen können diese Dienstleistungen aber als erneuerbar3e Energien im KWK-Modus sehr ökologisch erbringen. Heute und noch für viele weitere Jahre, stellen Biogas-BHKW darüber hinaus für den Aufbau der virtuellen Kraftwerke einen wichtigen Baustein dar. Dem Aufbauprozess der virtuellen Kraftwerke würde geschadet, wenn die Handlungsmöglichkeit mit Biogas-BHKW eingeschränkt wird.

2.4 Sollte die Anschlussförderung an eine Flexibilisierung der Anlagen gekoppelt werden?

Wir hören nun seit zwei Jahren die Klagen, dass der Strom aus Biogas viel teurer als der Strom von Windenergie- und Solaranlagen sei. Nennenswerte Potenziale für eine dauerhafte Senkung der Fördersätze für den Strom aus Biogas konnten nicht identifiziert werden, der Strom aus Biogas ist und bleibt dauerhaft deutlich teurer als der Solar-, Wind- und Laufwasserstrom.

Der AK hat aufgezeigt, dass der relativ teure Strom aus Biogas energiewirtschaftlich dennoch sehr wertvoll ist und zur Senkung der Systemkosten beitragen wird, wenn die in der Biogastechnologie und in der Anbaubiomasse liegenden Chancen zur saisonalen Verschiebung der Biogaserzeugung genutzt werden. Wenn also die in der Technologie und in der Anbaubiomasse liegenden Chancen bestmöglich genutzt werden, um die im Winter hohen Residuallasten und den darauf abgestellten Bedarf an konventionellen Kraftwerkskapazitäten zu senken. Die Erzeugung von Biogas und von Strom aus Biogas kann mit überschaubarem Investitionsaufwand so verschoben werden, dass im Winter eine gegenüber der heutigen Fahrweise um 50 Prozent gesteigerte Dauerkraftwerksleistung sicher zur Verfügung steht. Diese Steigerung der systemdienlichen Leistung um 50 Prozent (gemäß unserem Vorschlag mit einer 10-Prozent-Toleranz nach unten und beliebigem Spielraum nach oben) sollte für alle Biogasanlagen, die das Biogas zu einem hohen Prozentsatz aus Anbaubiomasse erzeugen, zu einem wesentlichen Fördertatbestand erklärt werden.

Der staatliche Lenkungseingriff ist deshalb notwendig, weil der Strommarkt selbst keine Impulse für eine saisonale Verschiebung von erneuerbarer Energie in den Winter liefert. Aber selbst dann, wenn der Strommarkt für die Wintermonate höhere Strompreise anzeigen würde, würde der Mechanismus der gleitenden Marktprämie bewirken, dass der Marktimpuls beim Anlagenbetreiber nicht ankommt.

Demgegenüber kann bei der Ausgestaltung der Anschlussförderung auf eine Vorschrift verzichtet werden, wonach der Strom aus Biogas auch im Tages- und Wochenverlauf bedarfsgerecht eingespeist werden muss. Wie die seit 2012 gesammelten Erfahrungen zeigen, liefert das Zusammenspiel von Flexibilitätsprämie und Strommarkt genügend Anreize für eine untertätig bedarfsorientierte Einspeisung oder für eine Reduzierung der Einspeisung an Wochenenden, und die gleitende Marktprämie dämpft diese Anreize durch den Strommarkt nur unwesentlich. Hier sehen wir die Aufgabe des Gesetzgebers allenfalls darin, durch die Weiterentwicklung der Mechanismen des Strommarktes dafür zu sorgen, dass Knappheitssituationen unverfälscht durch Knappheitspreise angezeigt werden und das Verhalten der Markteilnehmer sinnvoll beeinflusst wird. Zudem müssen die konventionellen Überkapazitäten noch weiter abgebaut werden, damit der Strommarkt Knappheitspreise für Stunden mit mangelndem Stromangebot aus fluktuierenden erneuerbaren Energien anzeigt.

Wenn die Anlagenbetreiber bisher trotz Flexibilitätsprämie und Anreizen vom Strommarkt noch nicht verbreitet auf eine untertätig bedarfsgerechte Stromeinspeisung oder auf eine Absenkung der Einspeisung an den Wochenenden umschwenken und die dafür nötigen Investitionen tätigen[7], dann ist dies dem Umstand geschuldet, dass sich auch diese Investitionen sich nur dann rechnen, wenn für die Biogasanlagen eine längere Laufzeitperspektive besteht. Wenn also vom Gesetzgeber das Kernanliegen unserer EEG-Initiative aufgegriffen wird: **Verlängerung der Förderlaufzeit für alle systemdienlich, energieeffizient und nachhaltig betriebenen Biogasanlagen um 10 Jahre!**

2.5 Können durch eine Anschlussförderung Nutzungskonkurrenzen entstehen?

Abhängig davon, wie die Anschlussförderung inhaltlich ausgestaltet wird, können neue Nutzungskonkurrenzen entstehen und bestehende Nutzungskonkurrenzen können fortgeführt, entschärft oder verschärft werden. Es kommen betriebswirtschaftlich, volkswirtschaftlich und ökologisch relevante Nutzungskonkurrenzen in Betracht.

Mit Blick auf den Strom aus Biogas bzw. den Betrieb der Biogasanlagen wurde beklagt:

- Aufgrund der hohen Rentabilität der Stromerzeugung aus Anbaubiomasse konnten die Biogasanlagenbetreiber höhere Pachtpreise für Ackerland bezahlen. Die durch das EEG bewirkte, zahlungskräftige Nachfrage nach Flächen für Anbaubiomasse trieb in manchen Regionen die Pachtpreise für Ackerland nach oben. Dies schadete anderen, wirtschaftlich weniger starken, aber ebenfalls auf Flächen angewiesenen Agrarbetrieben, z.B. den Betrieben des Ökolandbaus.
- Es drangen Biogasanlagen mit einem neuen Flächenbedarf auch dort in die Ackerflächen, wo aufgrund eines intensiven Besatzes mit Viehhaltungsbetrieben (und entsprechendem Flächenbedarf für die Ausbringung der Wirtschaftsdünger) ohnehin schon Flächenknappheit herrschte. In Regionen, in denen dies geschah, konnte es auch zur Überdüngung bzw. Belastung von Grundwasser durch zu hohe Nitrateinträge kommen.

[7] Auch für diese flexible Fahrweise ohne Veränderung der Gasproduktion muss in weit mehr als nur in Biogas-BHKW und Kommunikationstechnik investiert werden, was gerne übersehen wird. Es müssen auch die Gasspeicher ausgebaut werden. Wenn die Wärme nicht verloren sein soll, müssen Wärmespeicher ausgebaut werden. Der Ausbau von Trafostationen kann dazu kommen. Sodann werden Genehmigungsgrenzen und Grenzen der Störfallverordnung berührt oder überschritten und lösen Änderungsgenehmigungen und Nachrüstungen aus.

- Weil Mais (bisher) die mit Abstand ertragreichste Anbaufrucht für Biogas und die ertragreichste Körnerfrucht darstellt, zudem als Silomais für Viehhaltungsbetriebe eine wichtige Rolle spielt, beförderte der zusätzliche Maisanbau für Biogas die Entstehung von Maismonokulturen. So kam es in Regionen mit wenig Spielraum für Fruchtfolgen zur Bodenentwertung durch Humusverluste und zum Artenverlust durch den Verlust von Anbauvielfalt.
- Der weit über die Reaktivierung von vormaligen Stilllegungsflächen hinaus gehende Flächenbedarf für Anbaubiomasse, bewirkte ganz allgemein eine Ausweitung der intensiven Flächenbewirtschaftung, in Einzelfällen auch einen Grünlandumbruch, und geriet damit in eine Nutzungskonkurrenz mit dem Arten- und Naturschutz.

Werden die Kritikpunkte hinterfragt, so kann man feststellen, dass sehr häufig Einzelfälle die Grundlage für Pauschalurteile bildeten. Durch die Einhaltung einer guten landwirtschaftlichen Praxis, mehr Bemühungen um die lokale Kommunikation und Ausnutzung der Spielräume für die Anlagengenehmigung in den Landkreisen wäre in den meisten Klagefällen Abhilfe geleistet.

Die drastische Absenkung der Vergütungssätze für den Strom aus Biomasse mit dem EEG 2012 und dann nochmals mit dem EEG 2014 brachte den Neubau von Biogasanlagen mit Gaserzeugung auf der Basis von Anbaubiomasse zum Erliegen. Die Deckelung der förderbaren Jahresstromproduktion einer jeden einzelnen Bestandsanlage durch das EEG 2014 hat der Produktionsausweitung durch die Bestandsanlagen den Weg verbaut. Pflanzenbauliche Fortschritte, Fortschritte bei der Umwandlung der Einsatzstoffe in Biogas und bei der Umwandlung von Biogas in Strom sowie eine wachsende Mobilisierung von Reststoffen für die Biogaserzeugung führten dazu, dass der durchschnittliche Flächenbedarf für die Erzeugung von einer Kilowattstunde Strom sank und die Flächennutzung für die Erzeugung von Biogas insgesamt rückläufig ist.

Wir sehen in dem Engagement des Deutschen Bauernverbandes für die Zukunft der Biogasbestandsanlagen ein Zeichen, dass sich innerhalb der Agrarwirtschaft die wirtschaftlich motivierte Konkurrenz um Anbauflächen entschärft hat und die Erzeugung von Biogas im Agrarsektor inzwischen als ein normales Geschäftsfeld unter anderen anerkannt ist. Die Notwendigkeit für neue Eingriffe zur Entschärfung der wirtschaftlich motivierten Flächenkonkurrenz sehen wir nicht.

Die wirtschaftlich motivierte Konkurrenz um Ackerflächen würde jedoch neu angefacht, wenn neue Spielräume für den Bau von Neuanlagen auf der Basis von Anbaubiomasse geschaffen würden; dies steht derzeit politisch nicht zur Debatte. Die Konkurrenz um Ackerflächen würde ebenfalls neu angefacht, wenn die von den Bioenergieverbänden vorgetragene Idee umgesetzt würde, die Höhe der Anschlussförderung für die Biogasbestandsanlagen im Wege der Ausschreibung zu ermitteln. Wettbewerbs- und Preisdruck soll dadurch erzeugt, dass sich die Bieter um höhere Stromkontingente bewerben können; die Stromkontingente der nicht erfolgreichen Bieter den erfolgreichen Bietern, die sich um höhere Stromerzeugungskontingente bewarben, zufallen. Dieses Ausschreibungsdesign würde unweigerlich eine Konzentration der Biogaserzeugung Anbaubiomasse in Großanlagen mit großem Flächenzugriff und eventuell auch eine Konzentration auf Regionen mit hohen Boden-werten nach sich ziehen. Damit würde dem widersprochen, was gesellschaftlich breit gewollt ist und seinen Niederschlag im Koalitionsvertrag fand: Vermeidung der Vermaisung, Entschärfung von Nutzungskonkurrenzen, Schutz der Natur, Begrenzung des Zubaus auf überwiegend Reststoffe.

Was die Nutzungskonkurrenz mit Blick auf ökologische Zielsetzungen anbelangt stimmen wir dem Fachverband Biogas zu: Staatliche Vorgaben, die der Sicherung von Anbauvielfalt auf den landwirtschaftlichen Flächen, der Schließung von Stoffkreisläufen in lokal begrenzten Flächen, der Reduzierung von Nitrateinträgen ins Grundwasser, der Schaffung von Blühstreifen für Insekten und

Bienen usw. dienen, müssen sich ggf. unterschiedslos auf alle agrarischen Nutzflächen und nicht einseitig nur die Anbauflächen von Biomasse beziehen. Zudem sollten die Fortschritte anerkannt werden, die auf diesen Gebieten mit Werbung, Schulung und Demonstrationsprojekten bereits erzielt wurden.

Längerfristig sehen wir Trends, die sich auf die Spielräume für den Anbau von Biomasse für energetische Zwecke auswirken können:

- Flächenbedarf für den Naturschutz bzw. die Erhaltung der Vielfalt von Flora und Fauna.
- Flächenbedarf für die Ausweitung des Ökolandbaus.
- Flächenbedarf für die Rückverlagerung der pflanzlichen Eiweißproduktion aus Ländern mit unzureichender Befriedigung der Bedürfnisse der eigenen Bevölkerung oder unzureichender Berücksichtigung von Nachhaltigkeitskriterien in der Landnutzung.
- Eventuelle Flächennutzung für den Anbau von Biowerkstoffen.

Diese Trends dürften im Zusammenhang mit den Tatsachen, dass

- die Energieerträge pro Hektar Biomasse-Anbaufläche in Relation zu den Solarstrom- und Solarwärmeerträgen relativ gering sind, und
- wir mittelfristig mit power-to-gas eine Technologie zur Hand haben, mit der die Reichweite der Strombedarfsdeckung durch die Windkraft nochmals beträchtlich zunimmt.

zur Folge haben, dass die Stromerzeugung aus Anbaubiomasse zurückgehen wird. **In begrenzten Mengen kann die Anbaubiomasse aber durchaus noch eine lange Zukunft haben, soweit der Anbau von Energiepflanzen der Bodenverbesserung dient, Fruchtfolgen auflockert und die Artenvielfalt stärkt. Oder wenn der Anbau von Energiepflanzen solchen Flächen einen wirtschaftlichen Wert verleiht, die sonst keinen wirtschaftlichen Wert hätten.**

In unserem Vorschlag wird die Anschlussförderung davon abhängig gemacht, dass die Einsatzstoffe, aus denen das Biogas erzeugt wird, zu mindestens 50 Masseprozent aus Gülle, Grünland, pflanzlichen Nebenprodukten und sonstigen biogenen Reststoffen bestehen müssen. Mit dieser Anforderung wird der Trend zum Rückzug der Biogaserzeugung aus der Anbaubiomasse bzw. Ackerflächen unterstützt und die Bestandsanlagen werden auf die stärkere Verarbeitung von Reststoffen orientiert, was ihre langfristige Betriebsperspektive verbessert. Der Formulierung liegt der Gedanke zugrunde, dass die Anschlussförderung für tausende Biogasanlagen dann auch gesellschaftlich wieder breit akzeptiert und politische Mehrheiten finden kann, wenn die Rohstoffbasis der jeweiligen Biogasanlage wenig umstritten und langfristig relativ sicher ist. Wenn also aus der Anschlussförderung eine Biogas-anlagenpark hervor geht, der unserer Energieversorgung noch viele weitere Jahre dienen kann.

2.6 Welche Bedeutung hat der Anlagenbestand für den Klimaschutz?

Hauptgrund für die Energiewende ist die Notwendigkeit für eine schnelle und drastische Reduzierung der Treibhausgasemissionen. Die Ausbauziele für die erneuerbaren Energien und für die Reduzierung des Primärenergieverbrauchs sind davon abgeleitet, dass die Treibhausgasemissionen im Jahr 2050 um 80 bis 95 Prozent unter denen des Jahres 1990 liegen sollen. Die Fortschritte sollen so hoch ausfallen, dass das sog. Zwei-Grad-Ziel noch erreicht wird. Vor dem Hintergrund dieser Zielsetzung muss der Gesetzgeber recht genau kontrollieren, wie viel Emissionsminderung durch welchen Einzelschritt der Energiewende erreicht wird.

In der Anlage 2 wird in einem Beitrag zur Nachhaltigkeitsstrategie Baden-Württemberg gezeigt, dass der Beitrag der Biogasanlagen zur Treibhausgasminderung entscheidend von dem Betriebskonzept der Einzelanlagen abhängt, aus denen sich der Biogaskraftwerkspark zusammensetzt.

Der Umfang der Treibhausgaseinsparung hängt direkt von den folgenden Einflussgrößen ab:

- Zusammensetzung der Einsatzstoffe:
  - der höchste Beitrag zur Treibhausgasminderung wird mit Gülle erreicht, sofern das System gasdicht ist 1,215 kg CO_2 Äq./kWh_{el}
  - der geringste Beitrag wird mit Anbaubiomasse (100 Prozent Mais) erreicht 0,445 kg CO_2 Äq./kWh_{el}
  - Als repräsentativ für den Anlagenbestand wird eine Anlage mit 65 Prozent Mais und 35 Prozent Rindergülle angenommen. Ihr Beitrag zur Treibhausgasminderung liegt ohne Wärmenutzung bei 0,494 kg CO_2 Äq./kWh_{el}
  - Für die Treibhausgasbilanz, die mit Grünland erreicht wird, spielt die Düngebilanz eine maßgebliche Rolle.
  - Gelingt eine Wärmenutzung für (100 % - 20 % Eigenverbrauch =) 80 Prozent der anfallenden Wärme, dann verbessert sich der Beitrag zur Treibhausgasminderung (gg. einer Null-Nutzung) um 0,278 kg CO_2 Äq./kWh_{el}

- Mit unserem Vorschlag zur Zusammensetzung der Einsatzstoffe wollen wir erreichen, dass der Beitrag des Stroms aus Biomasse zur Treibhausgasminderung von aktuell rund 0,50 kg um 0,15 kg auf künftig 0,65 kg CO_2 Äq./kWh_{el} anwächst[8]. Bezogen auf die Stromproduktion der für unseren Vorschlag in Frage kommenden 5500 Biogasanlagen mit einer Stromerzeugung von 20 TWh/a käme durch diese Anlagen ein zusätzlicher Beitrag zur Treibhausgasminderung in der Größenordnung von 3,0 Mio. t/a CO_2-Äquivalente zusammen.

- Wärmenutzung:
  Unser Vorschlag für die Anschlussförderung sieht vor, dass mindestens 50 Prozent der erzeugten Wärme anlagenextern, also im Sinne des KWKG-Nutzwärmebegriffs, verwertet werden müssen. Das entspricht einer Treibhausgaseinsparung von 0,174 kg/CO_2 Äq/kWh_{el}, wenn die KWK-Wärme fossil erzeugte Wärme ersetzt. Bezogen auf 20 TWh/a Strom aus Biogas läge der Einsparungsbetrag bei 3,5 Mio. t/a CO_2 Äq. Wir schätzen, dass von diesem Potenzial bereits 1,4 Mio. t/a durch die vorhandene werthaltige Wärmenutzungen realisiert sind. Zusätzliche 2,1 Mio. t/a werden gehoben, wenn der Gesetzgeber unserem Vorschlag zur Anschlussförderung folgt und durch eine Klärung der Systemrolle und Verlängerung der Laufzeitperspektive der Biogasbestandsanlagen zum Neu- und Ausbau von Wärmenetzen motiviert. Es sagen zwar die meisten Anlagenbetreiber, dass sie eine Wärmenutzung haben. Sehr häufig ist die bestehende Wärmenutzung in Relation zum Wärmeanfall aber klein, oder es wird eine Wärmenutzung betrieben, die es ohne den KWK-Bonus nicht gäbe.

- Zeitpunkte der Stromeinspeisung:
  Der Beitrag des Stroms aus erneuerbaren Energien zur Einsparung von CO_2-Emissionen im Stromsektor wurde in der Anlage 2 und bisher allgemein dergestalt ermittelt, dass die fossilen Voraufwendungen, die der Strom aus erneuerbaren Energien mit sich bringt, gegen den Emissionsfaktor des aktuellen Strom-Mixes verrechnet wird; der verbleibende Saldo ist dann der Beitrag des Stroms aus erneuerbarer Energie zur Treibhausgasminderung. Der Emissionsfaktor des deutschen Strom-Mixes wird nun jedoch mit zunehmenden Marktanteilen des Stroms aus erneuerbaren Energien kontinuierlich sinken. Schon bald käme das Kalenderjahr, in dem eine Biogasanlage mit höheren fossilen Voraufwendungen und geringen Treibhausgasminderungsgutschriften die Treibhausgasbilanz rechnerisch nicht mehr verbessern sondern in manchen Konstellationen sogar verschlechtern würde.

[8] Ohne den Klimaschutzbeitrag, der sich aus der Wärmenutzung ergibt, welchen wir aktuell mit 0,07 kg CO_2 Äq/kWhel relativ niedrig schätzen.

Als Referenz für die Berechnung der Treibhausgasminderung im Stromsektor kann methodisch korrekt nicht mehr mit dem Emissionsfaktor des Strom-Mixes gerechnet werden. Vielmehr muss unter Berücksichtigung der konkreten Netzeinspeisung in jeder Stunde des Jahres festgestellt werden, welcher Strom aus anderer Quelle durch den Strom aus Biogas verdrängt wird. Wenn der Strom aus Biogas in gegenüber heute unveränderter Gesamtmenge auch im Sommer ins Netz eingespeist wird, dann wird er nicht nur gegen den Strom aus Kohle konkurrieren. Aufgrund der Flexibilitätsgrenzen, denen er unterworfen ist, und den hohen Strommengen von den Wind-, Solar- und Wasserkraftanlagen kann er viele Stunden lang sehr wohl auch gegen diesen Strom aus erneuerbaren Quellen konkurrieren. Wenn der Strom aus Biogas jedoch schwerpunktmäßig im Winter und in Grenzen untertägig flexibel ins Netz eingespeist wird, dann verdrängt er vorwiegend Strom aus Kohle. Mit der von unserem AK vorgeschlagenen Betriebsweise der Biogasanlagen bleiben die Beiträge der Biogasanlagen zur Treibhausgasminderung im Stromsektor unverändert hoch.

Aus der vorstehenden Analyse ergibt sich, dass bei einer Umsetzung unseres Vorschlags zur Anschlussförderung der Beitrag der Biogasbestandsanlagen zur Treibhausgasminderung gegenüber dem aktuellen Stand insgesamt um 5 Mio. t/a CO_2 Äq. gesteigert werden kann. Wenn jedoch mangels Klärung der Anschlussförderung Biogaskraftwerkskapazitäten in der Größenordnung von 20 TWh/a verfallen würden, dann ginge uns deren gegenwärtiger Klimaschutzbeitrag, das sind ca. 11,4 Mio. t/a CO_2 Äq., verloren (berechnet mit spezifisch 0,57 kg CO_2 Äq./kWh_{el}). Auch dieser drohende Verlust macht nochmals deutlich, dass die Regelung der Anschlussförderung wirklich dringlich und die Details ihrer Ausgestaltung wichtig sind.

2.7 Die fehlende Dimension: Stärkung der Regionalwirtschaft

Wir hatte dies bereits in unserer Stellungnahme zum Grünbuch erwähnt und tun es hier nochmals: Das von den alten, technisch hochentwickelten Industrieländern verfolgte Geschäftsmodell bietet den meisten Menschen und Ländern der Erde keine Perspektive für ein Leben in Freiheit, Sicherheit und Wohlstand. Es ist wirklich so: Die fossilen Ressourcen, auf deren Ausbeutung und Nutzung der Aufstieg und Wohlstand der alten Industrieländer beruhte, und auf denen die Wachstumsstrategien in alten und neuen Industrieländern noch immer viel zu sehr beruhen, gehen zur Neige, sind ein umkämpftes Gut, erhalten korrupte und repressive Strukturen am Leben, bieten Milliarden von Menschen keine Aussicht auf Arbeit, Entwicklung und Befreiung.

Aussicht auf Arbeit, Entwicklung und Befreiung durch Entwicklung bietet sich allen Menschen nur, wenn die Regierung eines jeden Landes die Entwicklung und Nutzung der in jeder Region liegenden Energieressourcen (Sonne, Wind, Wasser, Biomasse, Erdwärme), forstwirtschaftlichen und landwirtschaftlichen Ressourcen in den Mittelpunkt ihrer Politik zur Landesentwicklung und Versorgung der Bevölkerung stellt. Es wäre zukunftsweisend und ein Vorbild für viele Regierungen, wenn die Bundesregierung der Förderung der regionalen Kreislaufwirtschaft mehr Gewicht beimessen würde.

Gerade die Biogastechnologie ist eine Technologie, mit der in jedem Landkreis der Bundesrepublik durch das Engagement von Landwirten, Kleinunternehmern, Kommunen und Bürgern aus lokalem Mist, Rest und Abfall, sinnvoll ergänzt durch Anbaubiomasse, verbrauchsnah Strom, Wärme und Naturdünger erzeugt werden kann. Das belegt der Erfolg der Bioenergiedörfer, die durch unseren Vorschlag zur KWK deutlichen Rückenwind bekämen. Mit flächen- uns stoffstrombezogen passend kleinen und großen Anlagen in Siedlungsnähe. Mit mehr Spielräumen für die regionale Direktvermarktung. Wir würden dann nicht nur Technik exportieren, sondern gute Umsetzung von Technik. So würden wir viel zur Stabilisierung und zum Verbleib von Menschen dort beitragen.

2.8 Welche Chancen einer Kostensenkung bestehen?

Natürlich bestünden Chancen für eine kleine Senkung der Fördersätze für Strom aus Biogas, wenn es vorrangig darum ginge, dem Stromverbraucher in der laufenden Legislaturperiode Preissenkungsbotschaften zu vermelden. Kostensenkungen wären z.B. wie folgt darstellbar:

- Absenkung der Vergütungssätze im Anlagenbestand zu Lasten der gegenwärtig mit dem Anlagenbetrieb realisierten Gewinnmargen; dem stehen das Recht und die Zusagen aus dem Koalitionsvertrag entgegen
- Absenkung der Fördersätze, die im Rahmen der Anschlussförderung zum Tragen kommen; damit werden die Anlagenbetreiber darauf orientiert, Reinvestitionen und größere Instandhaltungsmaßnahmen nicht mehr durchzuführen und den Anlagenbetrieb auslaufen zu lassen
- Absenkung des Förderaufwands durch Konzentration der Biogaserzeugung auf Großanlagen mit geringeren Gestehungskosten; damit würde das Leitbild einer bundesweit und regional breiten Streuung der Biogasanlagen zur vorrangigen Verwertung der Reststoffe in den jeweiligen lokalen Stoffkreisläufen, in Maßen ergänzt um Anbaubiomasse, etwas kleiner und siedlungsnah betrieben zur Verwertung der Wärme, aufgegeben. Das Nutzenpaket der Biogastechnologie wäre ziemlich leer.

Nach dem Koalitionsvertrag geht es der Koalition bei aller Kritik an den bis 2014 schnell und stark angestiegenen Kosten der Energiewende nicht um die Verteidigung des atomar-fossilen Energiesystems und auch nicht um optische Korrekturen. „Die Energiewende ist nicht zum Nulltarif zu haben“[9]. Die Kostendynamik soll entschärft, der Kostenanstieg spürbar gebremst, mehr Kosteneffizienz und Marktorientierung durchgesetzt werden.[10] Es geht also nicht bloß um Kosten sondern um die Sicherstellung eines guten Kosten – Nutzen –Verhältnisses.

In diesem Zusammenhang hat unser AK dargelegt, dass die Fördersätze (= Grundvergütungen plus Boni), die den Biogasbestandsanlagen derzeit zukommen, nach dem Ablauf von zwanzig Förderjahren nicht gesenkt werden können sondern beibehalten werden müssen, dass aber die Anschlussförderung sehr wohl an Bedingungen geknüpft werden kann und soll, mit denen

- der Nutzen der Biogasbestandsanlagen für das Stromsystem,
- ihr Beitrag zur Senkung des Primärenergieverbrauchs und
- ihr Beitrag zur Senkung der Treibhausgasemissionen

deutlich gesteigert werden. Und dies nicht erst nach Ablauf der zwanzig Förderjahre sondern ab sofort durch Klarstellung und motivierende Regelung der Anschlussförderung im EEG 2016.

Die Gründe, warum die derzeit wirkenden Fördersätze nicht abgesenkt werden können sondern beibehalten werden müssen sind folgende:

Wir sprechen nicht über Fördersätze für heute und morgen sondern je nach Inbetriebnahmedatum der Anlagen über Fördersätze für die Jahre 2021 bis 2041, mit dem Schwerpunkt 2030 bis 2041. Die Substrat-, Betriebs- und Reinvestitionskosten werden dann höher als heute sein. Es kommen neue Kapitalkosten aus Investitionen in die saisonale Verschiebung der Biogasproduktion und in den Ausbau der stromerzeugenden Anlagen hinzu. Vielfach muss noch Geld in die Hand genommen werden, um höheren Genehmigungs- und Sicherheitsanforderungen zu entsprechen und um eine höherwertige Wärmenutzung auf den Weg zu bringen. Der Anspruch auf die Flexibilitätsprämie ist auf 10 Jahre begrenzt; danach entfällt diese Mitfinanzierungshilfe für neue BHKW.

[9] Siehe Koalitionsvertrag, Abschnitt Kosten der Energiewende
[10] ebenda

Der Gesetzgeber würde niemals akzeptieren, dass die Fördersätze der automatischen Anpassung an Kostenentwicklungen unterliegen, weil er die Kostensteigerungen nicht den Stromverbrauchern sondern den Erzeugern als unternehmerisches Risiko aufbürden will. Wenn eine Anschlussförderung geordnet wird, dann sollen die Anlagenbetreiber die zusätzlichen Förder- und Betriebsjahre trotz Kostensteigerung durchhalten können und den Betrieb nicht vorzeitig aufgeben, sonst wird der Förderzweck verfehlt. Die Anlagen sollen sich auch danach noch in einem Zustand befinden, der die Weiterbetreibung erlaubt.

Für den Strommarkt bedeutet die Fortschreibung der nominellen Fördersätze eine langfristige Preisgarantie. Darin kommen eine Degression der realen Kosten und die Weitergabe der Kostenvorteile an die Stromverbraucher zum Ausdruck. Die EEG-Umlagekosten, die dem Stromverbraucher separat ausgewiesen werden, werden mit den Jahren in dem Maß sinken, wie die Durchschnittspreise an der Strombörse steigen. Die Vorgaben des Koalitionsvertrages zur Abbremsung des Kostenanstiegs und Stabilisierung der Kosten werden eingehalten, eine Überförderung liegt nicht vor.

Auch die im Koalitionsvertrag geforderte und allgemein anerkannte Integration des Stroms aus erneuerbaren Energien, vorliegend aus Biogas, wird vorangetrieben. Der Strom muss direkt vermarktet werden. Von der Festschreibung der Fördersätze für zehn weitere Jahre werden nur jene Anlagenbetreiber profitieren, die in engagierter Marktorientierung Zusatzerlöse aus

- der Direktvermarktung
- der bedarfsorientierten Stromeinspeisung nach Fahrplan
- der Bereitstellung von Systemdienstleistungen und
- dem Wärmeverkauf

erzielen und zudem ihre Anlage kosteneffizient betreiben. Einen denkbaren Kosten-Erlös-Gewinn-Verlauf haben wir in der Anlage Nr. 3 dargestellt. Das Studium dieser Anlage zeigt, dass eine kurzfristige Absenkung der Fördersätze ohne nachfolgende Anpassung der Fördersätze an steigende Kosten kontraproduktiv wäre und die Anlagenbetreiber wirtschaftlich überfordern würde.

Dem Einwand, dass gemäß EU-Beihilfeleitlinie für bestehende Biomasseanlagen nach deren Abschreibung nur noch Betriebsbeihilfen in einer Höhe zulässig seien, wie sie zur Überbrückung des Saldos zwischen Betriebskosten und Marktpreisen für die erzeugte Energie nachweislich notwendig sind, halten wir entgegen, dass unser Vorschlag zur Anschlussförderung nicht die einfache Anlagenfortführung sondern eine Steigerung der systemdienlichen Leistung um 50 Prozent sowie Betriebsanpassungen zur Steigerung der Energieeffizienz und Erhöhung der Reststoffquote zum Inhalt hat, was neuer Investitionen bedarf und Kapitalkosten verursacht[11]. Der enge Zusammenhang zwischen Förderzweck und –höhe und angestrebtem Energie- und Umweltziel kann nachgewiesen werden.

2.9 Kann eine Anschlussförderung technologieneutral sein?

Angesichts der grundverschiedenen Kostenstruktur und Kostenhöhe des Stroms aus Biogas im Vergleich zum Strom aus Sonnen-, Wind- und Wasserkraft wird auch die Anschlussförderung für den Strom aus Biogas technologiespezifisch ausgestaltet werden müssen. Nach Randnummer 110 der EU-Beihilfeleitlinie ist es den Mitgliedsstaaten gestattet, „technologiespezifische Ausschreibungen durchzuführen, um das längerfristige Potenzial einer bestimmten neuen, innovativen Technologie, die Notwendigkeit einer Diversifizierung … sowie System(integrations)kosten zu berücksichtigen.“ Dieser Grundgedanke und bezieht sich mit Sicherheit auch auf Situationen, in denen die Förderhöhe nicht durch Ausschreibungen sondern auf andere zulässige Weise festgestellt wird.

[11] Siehe die Randnummern 132 bis 134 der EU-Beihilfeleitlinie

Eine Herausforderung für die Regierung und den Gesetzgeber sehen wir darin, dass die von uns vorgeschlagene Regelung für die Anschlussförderung von Biogasanlagen, die das Biogas auf der Basis von Reststoffen + Anbaubiomasse erzeugen, hinsichtlich der Höhe der Fördersätze und der Anforderungen an die Betriebsweise nicht auf die Stromerzeugung aus anderen Biomassen (Gülle, Bioabfälle, Holz und Altholz, Pflanzenöle) übertragen werden kann. Der Gesetzgeber kommt also nicht umhin, sich mit den einzelnen Segmenten der Stromerzeugung aus Biomasse so detailliert auseinanderzusetzen, dass für jedes Biomassesegment eine passende Regelung zum Tragen kommt. Für ein relativ großes Biomassesegment, nämlich die Biogasanlagen mit Gasherkunft überwiegend aus Anbaubiomasse, hat unser AK jedoch einen Vorschlag unterbreitet, der der politischen Beschlussfassung zugeführt werden kann.

2.10 Sollen Vorteile für KWK-Anlagen gewährt werden?

Wenn die im Blockheizkraftwerk ergänzend zum Strom anfallende Wärme im Wärmesektor fossile Energieträger ersetzend genutzt wird, dann trägt dies zur Erreichung von zwei weiteren energiepolitischen Zielen der Bundesregierung bei:

- Reduzierung des Primärenergieverbrauchs bis zum Jahr 2050 um 50 Prozent gegenüber 2008
- Reduzierung der Treibhausgasemissionen im Wärmesektor

Ohne Wärmenutzung wird der Energiewert des Biogases nur zu 38 Prozent genutzt[12]. Bliebe es dabei, wäre dies eine schlechte Nutzung des aufwändig erzeugten Biogases. Wenn gemäß dem Vorschlag unseres AK von der anfallenden Wärme 50 Prozent anlagenextern als Nutzwärme in Sinne des KWKG verwertet werden, dann wird eine Gesamtnutzung der Biogasheizwerte von 60 Prozent erreicht[13]. Dies wäre gemessen an den Energienutzungsgraden, die mit anderen thermischen Prozessen der Stromerzeugung erreicht werden, ein guter Wert. Wenn bei der Verstromung des Biogases in BHKW bei der Biogasanlage dieser Nutzungsgrad von 60 Prozent nicht erreicht wird, dann sollten im Interesse der guten volkswirtschaftlichen Nutzung eines knappen Gutes mit dem Biogas andere Verfahrenswege beschritten werden, z.B. die Biogasaufbereitung zu Erdgasqualität und Einspeisung ins Erdgasnetz oder die Verwertung als Treibstoff. Es kommen dann zwar weitere energetische und finanzielle Voraufwendungen dazu, im Gegenzug werden aber ein wesentlich höherer Nutzungsgrad der Endenergie und damit auch eine höhere Gesamtnutzung der Biogasheizwerte erreicht.

Vor diesem Hintergrund möchten wir die vom BMWi gestellte Frage wie folgt beantworten:
Für die Erzeugung des Stroms aus Biogas im KWK-Modus muss kein zusätzlicher Vorteil eingeräumt werden. Die von uns vorgeschlagene Anschlussförderung mit den darin genannten Fördersätzen ist dieser Vorteil. Die Anschlussförderung soll nur solchen Anlagen zugutekommen, die den Strom zu mindestens 50 Prozent im KWK-Modus erzeugen.

Theoretisch / rechnerisch könnten die Fördersätze niedriger ausfallen und die EEG-Umlage könnte gesenkt werden, wenn aus dem Wärmesektor an den die Wärme liefernden Stromsektor eine Gutschrift für die Treibhausgasminderung geleistet würde. Einen solchen Marktmechanismus zur vorteilskongruenten Verrechnung von Kosten gibt es jedoch nicht. Deshalb liegt hier ein Tatbestand im Sinne von Randnummer 35 der EU-Beihilfeleitlinie vor (Positive externe Effekte), der nach

[12] Nutzungsgrad elektrisch brutto 41 Prozent abzüglich 3 Prozent Stromeigenverbrauch für die Biogaserzeugung und für den Betrieb des BHKW mit Nebeneinrichtungen ergibt einen Nettonutzungsgrad von 38 Prozent.
[13] 44 Prozent der Biogasheizwerte werden in nutzbare Wärme umgewandelt. Wenn davon mindestens 50 Prozent genutzt werden, dann wird ein Gesamtnutzungsgrad von 38 Prozent elektrisch und 22 Prozent thermisch gleich gesamt 60 Prozent erreicht.

Randnummer 34 in Verbindung mit Randnummer 36 ein staatliches Eingreifen rechtfertigt, „als der Markt aus eigener Kraft kein effizientes Ergebnis hervorbringen kann“.

In gleicher Weise könnte der landwirtschaftliche Sektor dem Stromsektor für die energetische Verwertung der energiearmen Gülle bzw. für die dadurch bewirkte Methanemissionsminderung eine finanzielle Gutschrift zukommen lassen, und das EEG-Umlagekonto wäre um diesen Betrag entlastet. Aber auch dieser Verrechnungsmechanismus besteht nicht und die Korrektur muss durch einen staatlichen Eingriff erfolgen, wie ihn die EU-Beihilfeleitlinie gestattet.

Das BMWi sollte diese beiden Fälle von Umweltgewinnen in Sektoren außerhalb des Stromsektors sachlich darstellen, um gegenüber dem deutschen Parlament und gegenüber der EU-Kommission mit Bezugnahme auf Kapitel 3.2.2. der EU-Beihilfeleitlinie die Höhe der Fördersätze im Zeitraum der Anschlussförderung zu begründen.

2.11 Wie kann im Rahmen einer Anschlussförderung sichergestellt werden, dass in erster Linie besonders effiziente Biomasseanlagen in Betrieb gehalten werden?

Besonders effizient sind nicht jene Biogasanlagen, die den erzeugten Strom z.B. um 2 Cent/kWh billiger erzeugen und ins Netz einspeisen, sondern jene Biogasanlagen, bei denen das Kosten-Nutzen-Verhältnis stimmt. Strom aus Biogas ist ein komplexes Produkt bzw. Nutzenpaket. Es umfasst:

- Einen konkreten Verlauf der Stromeinspeisung, durch den die Residuallasten, Systemkosten und CO_2-Emissionen des Stromsystems in maximaler Höhe gesenkt werden,
- Bereitstellung von Systemdienstleistungen im Stromsektor,
- Eine Steigerung der Stromerzeugung aus Reststoffen, um Primärressourcen und Flächen zu schonen und um Reststoffe wirtschaftlich werthaltig zu machen,
- Klimaschutzbeiträge im Stromsektor, Wärmesektor und Agrarsektor.

Fördersätze für den Strom aus Biogas, die trotz der zu verzeichnenden Kostensteigerungen dreißig Jahre lang nicht angehoben werden, eröffnen nur den effizient betriebenen Biogasanlagen eine längere Betriebschance. Und auch dies nur unter der Bedingung, dass sie in der Direktvermarktung mit dem Strom, der elektrischen Leistung und der Wärme noch zusätzliche Erlöse erwirtschaften. Unser Vorschlag für die Anschlussförderung berücksichtigt die Größenklassen der bestehenden Biogasanlagen, ihre Stromgestehungskosten und das komplexe Kosten-Nutzen-Verhältnis auf sachlich angemessene Weise.

2.12 Ist die Einbeziehung des Anlagenstandes in Ausschreibungen sinnvoll?

Wir haben uns an der Diskussion über Ausschreibungen zur Regelung der Anschlussförderung für die Biogasbestandsanlagen nicht beteiligt, weil uns ein vernünftiger Situations- und Zielbezug fehlte.

Ausschreibungsverfahren dürfen als Verfahrensweg zur Einholung von wirtschaftlichen Angeboten nicht verabsolutiert werden. Sie sind eine Vergabeform, durch die Transparenz in den Umgang mit öffentlichen Geldern gebracht werden soll. Auch für größere, klar strukturierte Beschaffungsvorgänge in den privaten Wirtschaftssektoren bringen Ausschreibungen Vorteile; aber häufig werden Sondervorschläge zugelassen und eine Verpflichtung zur Auftragsvergabe an den billigsten Bieter besteht aus gutem Grund nicht. Wenn sich die Stärke der deutschen Unternehmen bei komplexen Systemgeschäften künftig nur noch über den billigsten Preis und nicht mehr über Produktqualitäten und langfristige Kosten- und Nutzwertvorteile zeigen dürfte, dann würde die deutsche Wirtschaft wahrscheinlich schon bald ihre internationale Spitzenposition verlieren.

Das Risiko, dass durch Ausschreibungen nicht das technisch und wirtschaftlich beste Ergebnis realisiert wird, ist dann besonders groß, wenn eine komplexe Zielmatrix und vielfältige Randbedingungen vorliegen, wie das beim Strom aus Biogas der Fall ist. In solchen Situationen kann in Wege von Kooperation und Verhandlungen zwischen Partnern, die sich ihrer Ziele und der zu beachtenden Randbedingungen bewusst sind, mehr erreicht werden. Eine Ausschreibung ist vor allem dann ein ungeeignetes Instrument, wenn eine bereits erbrachte Leistung (= die Biogasanlagen sind gebaut) im zweiten Anlauf nochmals optimiert werden soll, um auf Basis der inzwischen gesammelten Erfahrungen den Grad der Zielerreichung zu verbessern. Hier wäre es für jeden guten Geschäftsmann oder Sachwalter selbstverständlich, dass man mit einer klaren Ziel- und Preisvorstellung auf jene Unternehmen zugeht und sie um ein gutes Angebot bittet, welche die zu optimierende Werkleistung erbrachten. Der Vorschlag, den unser AK dem BMWi und Gesetzgeber zur Regelung der Anschlussförderung für tausende Biogasbestandsanlagen vorlegt, ist ein von vielen Anlagenbetreibern getragenes und hoffentlich gutes Angebot.

Geradezu absurd erscheint uns eine Vorgehensweise, bei der von vorne herein feststeht, dass nach Ablauf der ersten zwanzig Förderjahre unter dem EEG im Interesse der Schaffung einer Wettbewerbssituation ein Drittel der unter dem EEG aufgebauten Anlagen keinen Zuschlag erhalten darf und damit dem Rückbau zugeführt werden muss[14], obwohl die Kapazitäten für den Strommarkt 2.0 nachweislich gebraucht werden. Unsere Regierung würde einen Vertrauensschaden in der Biogasbranche produzieren, wenn sie versuchte, aus wenig nachvollziehbaren Gründen tausende fest etablierte Anlagenbetreiber in Ausschreibungsverfahren gegeneinander auszuspielen, um eine minimale Preissenkung zu erreichen, die – wie ein nochmaliger Blick in die Anlage 3 zeigt – zeitlich keinen Bestand haben kann. Weitere ungünstige Auswirkungen wären:

- keine Impulse für Investitionen in einen systemdienlichen Anlagenbetrieb
- keine Impulse für den Neu- und Ausbau von Wärmenetzen
- ggf. bürgerschaftlich aufgebaute Wärmenetze in eine Anlagenstilllegung hineinziehend
- Verlust an kleinen und mittelgroßen, standortangepassten Biogasanlagen mit oftmals besserer Ökobilanz
- Kumulation der Biogaserzeugung auf Großanlagen und Anbaubiomasse mit oftmals schlechterer Ökobilanz.

Um festzustellen, wie hoch die Stromgestehungskosten der Bestandsanlagen in den verschiedenen Größenklassen sind, muss kein Ausschreibungsverfahren durchgeführt werden. Dies kann durch Gutachten festgestellt werden. Die EU-Beihilfeleitlinien fordern mit Bezug auf die Anschlussförderung von Bestandsanlagen keine Ausschreibungsverfahren sondern ein jährliches Monitoring zu den Betriebskosten und Marktpreisen der erzeugten Energie.[15] Wenn Neuinvestitionen (in den Ausbau der Gärstrecke, Gasspeicher, Wärmespeicher, Netzeinbindung) zur Erhöhung der systemdienlichen Leistung sowie betriebsnotwendige Reinvestitionen (in BHKW und bewegliche Technik) durchgeführt werden, dann gehören auch die daraus resultierenden Kapitalkosten zu den relevanten Kosten. Wir bitten das BMWi und den Gesetzgeber, dem durch die EU-Beihilfeleitlinie vorgegebenen Weg zu folgen und aus den genannten Gründen vom Gedanken an Ausschreibungsverfahren zur Klärung der Fördersätze einer Anschlussförderung für Bestandsanlagen in fester Hand Abstand zu nehmen.

[14] Die EU-Beihilfeleitlinie besagt in Randnummer 43 zu Ausschreibungen: „.. die Mittelausstattung oder das Volumen in Verbindung mit der Ausschreibung (ist) ein verbindlicher Höchstwert, so dass nicht allen Beteiligten eine Beihilfe gewährt werden kann.“

[15] Siehe die EU-Beihilfeleitlinie, Randnummer 133

3 Wie sollte jetzt mit Blick auf das EEG 2016 verfahren werden?

3.1 Klärung der Anschlussförderung für verschiedene Anlagengruppen

Unter dem EEG 1.0 entstand ein Biogaskraftwerkspark, der nach der Art der Einsatzstoffe, aus denen das Biogas erzeugt wird, in verschiedene Anlagengruppen gegliedert werden kann.

a) **Anlagen in der Größenklasse von 100 bis 5000 MW, die das Biogas vorwiegend aus Anbaubiomasse erzeugen, künftig in größerem Umfang ergänzt um Gülle und weitere ohnehin anfallende Biomassen.**
Dies ist die für das Stromsystem bedeutendste Anlagengruppe.
Ihre Rohstoffbasis wird verschieden beurteilt; sie zwingt aber auf jeden Fall zur energiewirtschaftlich wertvollen und effizienten Nutzung des Biogases.
Dafür sind weitere Investitionen in die Biogaserzeugung, Stromerzeugung und Wärmenutzung nötig.

b) **Anlagen in allen Größenklassen, die für die Biogaserzeugung mehr als 70 Prozent Gülle einsetzen (Gülleanlagen).**
Die Rohstoffbasis dieser Anlagen ist unumstritten, die Anlagen sind wegen ihres Beitrags zur Treibhausgasminderung und Gülleveredelung sehr nützlich und breit akzeptiert.
Die Gülleanlagen können an der saisonalen Verschiebung der Biogaserzeugung nicht teilnehmen, die bedarfsgerechte Stromeinspeisung im Tages- und Wochenverlauf wäre für die größeren Anlagen aber sinnvoll und machbar.
Wegen des höheren Wärmebedarfs für die Fermenterheizung bleibt weniger oder bei den Kleinstanlagen im Winter vielleicht gar keine Wärme für eine anlagenexterne Nutzung frei.
Weil die Biogaserzeugung aus der wenig energiedichten Gülle größere Behälterbauten und einen höheren Strom- und Wärmeeigenbedarf nach sich zieht, fallen die Gestehungskosten anders aus als beim Strom aus höheren Masseanteilen Anbaubiomasse, was bei der Festlegung der Fördersätze Beachtung finden sollte.

c) **Anlagen, die überwiegend Bioabfälle vergären**.
Diese Anlagen sind ein wesentlicher Baustein der Kreislaufwirtschaft. Indem sie aus Abfällen Werte schaffen, sind sie gesellschaftlich breit anerkannt.
Für ihre Finanzierung spielen neben den Erlösen aus dem Strom- und ggf. Wärmeverkauf die Abfallentsorgungsentgelte eine bedeutende Rolle, was bei der Festlegung der EEG-Fördersätze berücksichtigt werden kann.

Unser AK hat sich darum bemüht, die Inhalte der Anschlussförderung für die unter a) genannte Anlagengruppe zu klären, weil diese kapazitätsmäßig bedeutend und die Klärung dringlich ist. Für die Umsetzung unseres Vorschlags müssen die Anlagenbetreiber Investitionen in die Gärstrecke (für eine höhere Biogaserzeugung im Winter), in den Ausbau der stromerzeugenden Anlagen sowie in den Ausbau der werthaltigen Wärmenutzung selbst tätigen oder anstoßen. Mit den Investitionen kann zahlreich gerechnet werden, wenn sich die unter dem EEG verbliebenen Förderjahre zusammen mit den zehn Zusatzjahren aus der Anschlussförderung zu längeren Nutzungsdauern addieren; wenn also wertvolle Förderjahre unter dem EEG nicht untätig abwartend verloren werden.

Weil sich die Investitionssituation für die Gülleanlagen und Bioabfallanlagen anders darstellt, besteht für diese Anlagengruppen noch etwas mehr Zeit, um die Ausgestaltung einer gruppenspezifischen Anschlussförderung zu klären. Mit Blick auf eventuell anstehende Ersatzinvestitionen oder größere Instandhaltungsmaßnahmen sollte aber auch für diese Anlagengruppen die Klärung zügig erfolgen.

3.2 Offener Klärungspunkt: Zusammensetzung der Einsatzstoffe

Wir erhielten aus der Biogasbranche viele Bitten, wonach die Zusammensetzung der Einsatzstoffe, mit denen die 50-Prozent-Grenze gemäß Anlage 1, Absatz 1 Nummer 4 überschritten werden muss, in einem breit und kompetent besetzten Fachgespräch geprüft werden soll. Es wurden folgende Fragestellungen für das gewünschte Fachgespräch vorgetragen:

- Die Liste der Einsatzstoffe soll um „Aufwuchs aus Dauerkulturen“ ergänzt werden.
- Die Liste soll um „Zwischenfrüchte / Aufwuchs aus dem Greening“ ergänzt werden.
- Es soll dann mehr Spielraum für den Einsatz von Anbaubiomasse geben, wenn die Humusbilanz stimmt und die Fruchtfolge verbessert wird.
- Der Aspekt der CO_2-Bindung in Böden als Beitrag zum Klimaschutz soll geprüft werden
- Es soll durchdacht werden, welche Umstellungsmöglichkeiten für Biogasanlagen in reinen Ackerbaugebieten bestehen und was für solche Regionen einen ökologischen Fortschritt gegenüber der aktuellen Situation darstellt.
- Eine Erweiterung der Einsatzstoffliste soll aber nicht dazu führen, dass der Impuls zur Erhöhung der Reststoffquote – insbesondere Güllequote – durch die Biogasbestandsanlagen unterlaufen wird. Die mit der jeweiligen Maßnahme verbundenen Auswirkungen auf die Klimaschutzbilanz müssen dargestellt und bei Entscheidungen berücksichtigt werden.

Wenn eine zufriedenstellende Klärung dieser Fragestellungen bis zur Veröffentlichung des Referentenentwurfs für das EEG 2016 nicht möglich sein sollte, dann soll der Vorschlag unseres AK unverändert in den Referentenentwurf übernommen werden und die Detailklärung zu den Einsatzstoffen kann dann im anschließenden parlamentarischen Verfahren noch erfolgen. Keinesfalls aber darf die Chance zur Regelung der Anschlussförderung im EEG 2016 verpasst werden.

4 Anlagen

4.1 Textvorschlag für die Anschlussförderung zur Übernahme ins EEG 2016

4.2 Abhängigkeit des Klimaschutzbeitrags von Einflussfaktoren

4.3 Mögliche mittelfristige Kosten- und Erlösentwicklung für eine 500-kW-Anlage

4.4 Auszüge aus der EU-Beihilfeleitlinie

4.1 Anlage 1 - Artikel im EEG 2016 / Anschlussförderung

Anschlussförderung für Biogasbestandsanlagen

(1) Betreiber von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Biogas, die vor dem 1. Januar 2012 nach dem am 31. Dezember 2011 geltenden Inbetriebnahmebegriff in Betrieb genommen worden sind, haben nach Ablauf der ursprünglichen Förderdauer von 20 Kalenderjahren Anspruch auf weitere 10 Förderjahre, sofern die nachfolgenden Anforderungen eingehalten werden:

1. ***(Anforderung Nr. 1: Systemdienlichkeit)***
   Sie speisen im Rahmen der förderfähigen Bemessungsleistung im Zeitraum 16. November bis 15. März mindestens 45% und im Zeitraum 1. Juni bis 30. September maximal 20% der Jahresstrommenge aus Biogas, für die sie eine Förderung nach dem EEG beanspruchen, in das Netz ein.
2. ***(Anforderung Nr. 2: Marktintegration)***
   Sie vermarkten den in das Netz eingespeisten Strom direkt und überlassen dem Netzbetreiber das Recht, den Strom als „Strom aus Erneuerbaren Energien oder Grubengas“ zu kennzeichnen.
3. ***(Anforderung Nr. 3: Effiziente Biogasnutzung)***
   Sie erzeugen die in das Netz eingespeiste Strommenge im Jahresdurchschnitt zu mindestens 70 Prozent in Kraft-Wärme-Kopplung. Die Verwendung der Wärme für die Fermenterheizung, Gärresteeindampfung und Gärrestetrocknung wird hierauf pauschal mit 20, für Anlagen mit einer installierten Leistung von weniger als 200 kW pauschal mit 25 Prozentpunkten angerechnet.
4. ***(Anforderung Nr. 4: Nachhaltigkeit der Biogaserzeugung)***
   Die Einsatzstoffe, aus denen das Biogas erzeugt wird, stammen im Jahresdurchschnitt zu mindestens 50% Masseprozent aus den nachfolgenden Einsatzstoffklassen:
   a) Gülle *(die Definition muss noch hinzugefügt werden; es soll sich um sämtliche Gülle einschließlich des Festmistes aus jeglicher Art der Nutztierhaltung handeln)*
   b) Aufwuchs von Wiesen, Weiden und sonstigen nicht mit Schadstoffen belasteten Grünflächen in der Form von Grüngut, Trockengut, und Silage
   c) Rein pflanzliche Nebenprodukte
   d) Sonstige biogene Reststoffe, die keine Bioabfälle sind

   <u>Klärungsbedarf</u>
   Es liegen verschiedene Vorschläge zur Ergänzung der vorgenannten Einsatzstoffe vor, die der Beratung in größerer fachlicher und politischer Runde bedürfen. Ein Vorschlag lautet z.B.:
   x) Aufwuchs von mehrjährigen Dauerkulturen wie Durchwachsene Silphie, Wildpflanzenmischungen, u.ä. .
   Viel diskutiert wird auch, welche Umstellungsmöglichkeiten für Biogasanlagen in reinen Ackerbauregionen mit fehlendem Zugang zu Gülle und Grünland gegeben sind und berücksichtigt werden sollen.

(2) Für Strom aus Biogas, der in Übereinstimmung mit den Anforderungen nach Absatz 1 erzeugt und in das Netz eingespeist wurde, beträgt die Vergütung

1. bis einschließlich einer Bemessungsleistung von 150 Kilowatt 21,0 Cent pro Kilowattstunde
2. bis einschließlich einer Bemessungsleistung von 500 Kilowatt 18,5 Cent pro Kilowattstunde
3. bis einschließlich einer Bemessungsleistung von 1 Megawatt 16,5 Cent pro Kilowattstunde
4. bis einschließlich einer Bemessungsleistung von 5 Megawatt 14,0 Cent pro Kilowattstunde

<u>Kommentar</u>
Im Interesse der Entbürokratisierung wurden Grundvergütungen und Boni zu Einheitssätzen zusammen gefasst, die auf eine Fortschreibung der den Anlagen bisher zukommenden Förderung hinauslaufen.

(3) Für Anlagen, die nach dem 31.12.2011 und vor dem 1.8.2014 in Betrieb genommen wurden, und die die Anforderungen nach Absatz 1 Nummer 1 bis 4 erfüllen, besteht abweichend von Absatz 1 Satz 1 der Anspruch auf weiterlaufende Förderung nur bis zum 31.12.2041.

4.2 Anlage 2: Wovon der Klimaschutzbeitrag der Biogasanlagen abhängt

Nachhaltigkeitsstrategie Baden-Württemberg
„Forum für nachhaltige Biogaserzeugung in Baden-Württemberg"

Beitrag zu Arbeitsgruppe 3 Systemanalyse
Teil Klimaschutz/Treibhausgasemissionen
(Maria Stenull IER Universität Stuttgart
Konrad Raab Wirtschaftsministerium Baden-Württemberg)

(Stand 25.01.2010)

Klimaschutz

Kriterienkatalog Klimarelevanz

Die Erzeugung von Biogas ist nur dann nachhaltig, wenn insgesamt ein positiver Beitrag zum Klimaschutz erreicht wird. Die Projektgruppe erarbeitete folgende Empfehlung für die Biogastechnologie in Baden-Württemberg in Hinsicht auf Klimaeffizienz:

Treibhausgaseinsparung bei der Stromerzeugung im Vergleich zur Referenz > 50%*

***Strom-Mix DE 2007 mit 0,624 kg CO_2 Äq. /kWh_{el} wurde als Referenz gewählt**

Wichtige Maßnahmen, die zur Treibhausgaseinsparung bei der Stromerzeugung aus Biogas beitragen können, sind nachstehend zusammengefasst. Anzumerken ist dabei, dass die Durchführung einer Verbesserungsmaßnahme alleine nicht für einen Erfolg bei der Treibhausreduzierung ausreichend ist, sondern erst die Kombination mehrerer Maßnahmen führt zur gewünschten Wirkung.

Maßnahme	Empfehlung	Einflussfaktoren
Massenanteile von Wirtschaftsdüngern, Koppel- und Nebenprodukten	Erhöhung auf über 50% der eingesetzten Frischmasse	Güllebonus, Verfügbarkeit, gesetzliche Rahmenbedingungen
Wärmenutzung	Erhöhung auf über 50% der verfügbaren Wärme	Standort der Biogasanlage sowie der potentiellen Wärmesenken
Methanemissionen	Reduzierung auf weniger als 1% der gesamten Methanproduktion	Fermenterdichtigkeit, automatische Fackel, Gasspeicherkapazität
Minderung des Methanschlupfs BHKW	Reduzierung auf weniger als 1% der gesamten Methanproduktion	Rohgasgehalt, Katalysator, BHKW-Typ;

Minderung der Methanemissionen des Gärrests	Reduzierung auf weniger als 0,5% der gesamten Methanproduktion	Verweildauer in Reaktor; Raumbelastung, Art der Lagerung/Gasdichtigkeit/ Abdeckung
Methanschlupf Erdgaseinspeisung	Reduzierung auf weniger als 0,5% der gesamten Methanproduktion	Eingesetzte Aufbereitungstechnik
Grünlandumbruch	Unterlassen	

Im Rahmen der Arbeiten in der Arbeitsgruppe 3 wurden die oben dargestellten Maßnahmen in die ökobilanzielle Analyse eingearbeitet. In den folgenden Abschnitten werden die Ergebnisse dieser Ökobilanz für vier ausgewählte Modellbiogasanlagen dargestellt. Darüber hinaus wird die Analyse der CO_2-Vermeidungskosten für die Modellbiogasanlagen präsentiert. Die Maßnahmen, die nach den Empfehlungen der obigen Tabelle durchzuführen sind, werden im Folgenden nach verschiedenen Kriterien begründet. Abschließend werden diese Argumente für die Durchführung der einzelnen Maßnahmen überschaubar zusammengefasst.

Treibhausgaseffekt

Der Treibhauseffekt, der die Klimarelevanz einer Technologie quantifiziert, wurde in Anlehnung an die Ökobilanzmethode berechnet. Die Beschreibung der Methode ist in der ISO-Norm-Reihe 14040ff zu finden. Für die Stromerzeugung aus Biogas werden nach dieser Methode Inputs und Outputs erfasst, die innerhalb der betrachteten Lebenszykluskette anfallen. Die ökobilanzielle Analyse berücksichtigt dabei alle Aufwendungen des Lebenszyklus der Stromerzeugung aus Biogas, nämlich von der Biomassebereitstellung über die Biogaserzeugung bis hin zur Entsorgung und aller daraus resultierenden Emissionen im Vergleich zum Strom-Mix Deutschland 2007. Die Ergebnisse der Ökobilanz sind hierbei vom ausgewählten Bilanzierungsrahmen abhängig. Im Anhang 1 ist anhand einer 100%-Silomais-Biogasanlage der Bilanzierungsrahmen für diese Anlage dargestellt. Für die Bilanzierung des Treibhauseffekts wurden vereinfacht nur die drei üblichen Treibhausgase berücksichtigt: Kohlendioxid (CO_2), Methan (CH_4) und Lachgas (N_2O). Diese Treibhausgase wurden in CO_2- Äquivalente [vgl. IPCC 2007] umgerechnet und als Treibhausgasemissionen (THG-Emissionen) zusammengefasst (vgl. Tabelle 1).

Tabelle 1: Treibhauseffekt -100 Jahre [IPCC 2007]

THG-Bilanzgröße	Formel	Äquivalenzfaktor - Kohlendioxid-Äquivalent [g CO_2 Äq.]
Kohlendioxid fossil	CO_2	1
Methan fossil	CH_4 fossil	27,75
Methan biogen	CH_4 biogen	25
Lachgas	N_2O	298

Als funktionelle Einheit wurde für die Bilanzierung 1 kWh_{el} ausgewählt, da Biogasanlagen in der Regel in Deutschland stromgeführt gefahren werden. Als Referenz für den erzeugten Strom aus Biogas wurden die Treibhausgasemissionen des Strom-Mix Deutschland 2007 in Höhe von 0,624 kg CO_2 Äq./kWh_{el} angesetzt [UBA 2009].

Modellanlagen

Für die Berechnung des Treibhausgaseffekts wurde eine Modellbiogasanlage mit einer installierten Leistung von 200 kW elektrisch ausgewählt, die einer häufigen Anlagengröße in Baden-Württemberg entspricht [Stenull et al. 2009]. Es wurde in diesem Fall von einer gut betriebenen Praxis-Biogasanlage ausgegangen, die 8000 Volllaststunden im Jahr erreicht. Die technische Beschreibung der Modellbiogasanlage ist in der Tabelle 2 zu finden.

Tabelle 2: Technische Spezifikation der Modellanlagen

Parameter	Einheit	Größe
Inbetriebnahme	[a]	2007
Lebensdauer	[a]	20
BHKW Leistung	[kW_{el}]	200
BHKW - Motortyp	-	Gas-Otto
Elektrischer Wirkungsgrad	[%]	38
Thermischer Wirkungsgrad	[%]	47
Jährliche Stromproduktion	[GWh_{el}/a]	1,6
Volllaststunden	[h/a]	8000

Für die Berechnung des Treibhauseffekts für die oben technisch spezifizierte Modellbiogasanlage wurden vier Fälle mit unterschiedlichen, auf die Frischmasse bezogenen Substratzusammensetzungen unterschieden:

1. 100% Rindergülle
2. 35% Rindergülle und 65% Silomais
3. 50% Silomais, 50% Grassilage
4. 100% Silomais.

Die Extrembeispiele, der Monosubstrateinsatz bei der Nawaro-Anlage mit 100% Silomais und die Gülle-Anlage, sind als reine Modellfälle zu verstehen, da sie in der baden-württembergischen Biogaspraxis in der Regel nicht vorkommen. Anhand gerade dieser Extremfälle lässt sich aber am deutlichsten der Einfluss von Silomais- und Güllesubstrat auf den Treibhauseffekt der Stromerzeugung aus Biogas zeigen. Als repräsentatives Bespiel kann der Fall 2 - eine 35%-Gülle-65%-Silomaisanlage - eingestuft werden, die der Praxis am nächsten kommt. In baden-württembergischen Biogasanlagen werden zusätzlich zu Silomais i.d.R. auch andere Nawarosubstrate wie z.B. GPS, Getreide, Ackerfutter und Wiesengras [vgl. Stenull et al. 2009] eingesetzt. Das Verzichten auf die Berücksichtigung dieser weiteren Kosubstrate macht jedoch keine gravierenden Unterschiede in den Ergebnissen der Ökobilanzen für eine reine Nawaro-Anlage. Aufgrund der Praxisnähe des Falls 2 (35%-Rindergülle-65%-Silomais) wurde hierfür eine Sensitivitätsanalyse auf Basis unterschiedlicher Anteile genutzter Wärme durchgeführt. Die betrachteten Fälle sind dabei in der Tabelle 3 zusammengefasst. Dem Vorbild einer klimaeffizienten

Biogasanlage entsprechend wurden gasdichte Gärrestlager angenommen, wodurch Methanemissionen aus den Gärrestlagern extrem gemindert werden.

Tabelle 3: Modellanlagenspezifikation für die Treibhauseffektberechnung

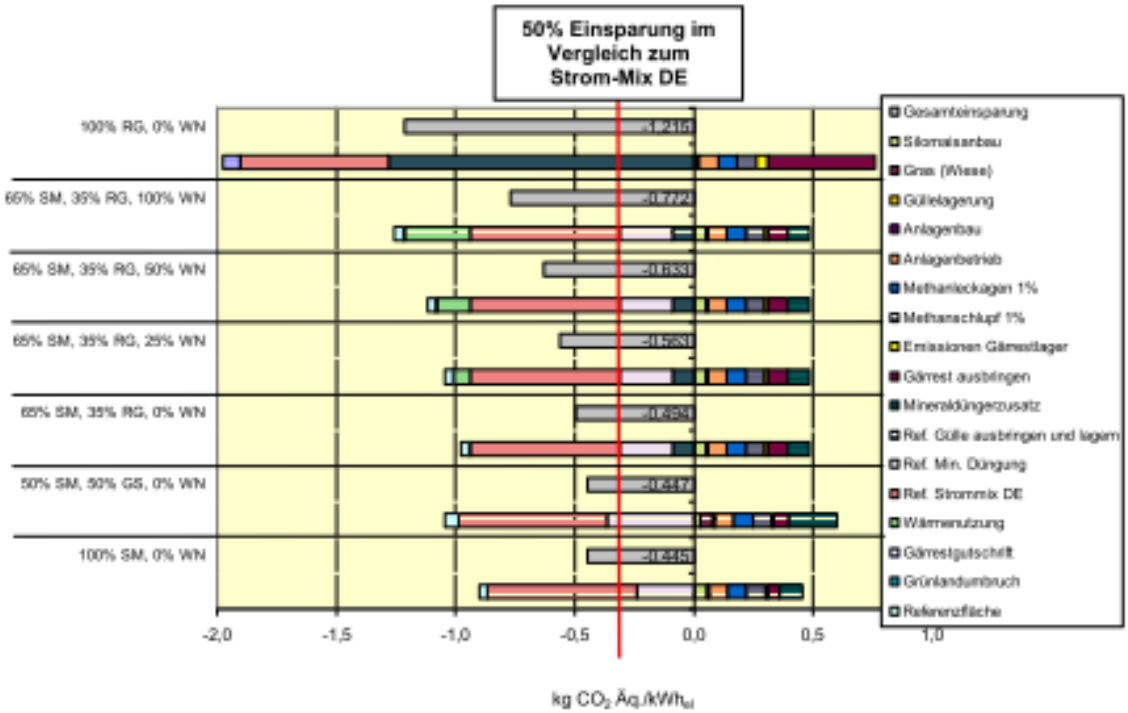
Fall	Anlagengröße	Zusammensetzung Gärsubstrat			Wärmenutzung	Gärrestlager
Nr.	kW_{el}	Rindergülle (% Frischmasse)	NawaRo (% Frischmasse)	Reststoff (% Frischmasse)	% verfügbarer Wärme[3]	Abdeckung
1	200	100%	-	0%	0%	Gasdicht
2	200	35%	65% SM[1]	0%	0%, 25%, 50%,100%	Gasdicht
3	200	0%	50% SM[1] 50% GS[2]	0%	0%	Gasdicht
4	200	0%	100% SM[1]	0%	0%	Gasdicht

Legende:
[1] Silomais
[2] Grassilage von intensivem Grünland
[3] verfügbare Wärme: 80% der gesamtanfallenden Wärme ist verfügbar (20% der anfallenden Wärme wurde für die Fermenterheizung angenommen)

Die Substratspezifikation, Mengenanteile und die Flächeninanspruchnahme der betrachteten vier Modellanlagen sind im Anhang 2 zu finden. Als Düngereferenz für die Nawaro- und Silomais-Rindergülle-Anlage wurde mineralische Düngung angenommen. Hier wurde für Silomais 200 kg N/ha Düngebedarf und für intensives Grünland 195 kg N/ha Düngebedarf angenommen. Als Nebenprodukt der Stromerzeugung aus Biogas entsteht Gärrest, der ein wertvoller Dünger ist. Dabei spart die Verwendung von Gärrest als Dünger bei der reinen Silomaisanlage tatsächlich Mineraldünger ein und führt so zu einer Mineraldüngergutschrift.
Bei der Gülle-Anlage wird kein Mineraldünger eingespart, jedoch werden THG-Emissionen gemindert. Die Dauergrünlandflächen werden mit Gärrest anstatt mit unbehandelter Gülle gedüngt (Mineraldünger kommt nicht zum Einsatz). Dadurch werden hauptsächlich Methanemissionen eingespart. Hinzu kommt, dass während des Gärprozesses zusätzlicher Stickstoff verfügbar gemacht wird. Im Gärrest ist also mehr verfügbarer Stickstoff als in der Gülle. Dadurch wird der Gülleanlage eine Gärrestgutschrift angerechnet.

Ergebnisse der Ökobilanz

In der Abbildung 1 sind die Ergebnisse der THG-Bilanz für die Stromerzeugung aus Biogas im Vergleich zum Strom-Mix Deutschland 2007 dargestellt. Die negativen Ergebnisse bedeuten dabei Einsparungen von Treibhausgasen im Vergleich zum Referenzwert Strom-Mix Deutschland, d.h. bei Strom aus einer 100%-Silomais-Anlage werden beispielsweise 0,445 kg CO_2 Äq. pro erzeugte kWh_{el} eingespart.



Legende:
SM - Silomais
RG - Rindergülle
GS - Grassilage von intensivem Grünland
WN - Wärmenutzung verfügbare Wärme: 80% der gesamtanfallenden Wärme ist verfügbar (20% der anfallenden Wärme wurde für die Fermenterheizung angenommen)
Ref. - Referenz

Abb. 1: Gesamteinsparung von Treibhausgasen für die Stromerzeugung aus Biogas im Vergleich zum Strom-Mix Deutschland

- Ziel 50%-THG Einsparung

In allen betrachteten Modelfällen wird drei Empfehlungen der eingangs stehenden Kriterien zur Klimarelevanz Folge geleistet und so lässt sich eine 50% Einsparung von Treibhausgasen im Vergleich zur fossilen Referenz erreichen. Für alle Modellanlagen soll dementsprechend folgendes gelten: 1% Methanschlupf, 1% diffuse Methanleckagen und geschlossene Gärrestlager. Bei offenen Gärrestlagern, kann sich - je nach Restgaspotenzial der Gärreste - beispielhaft die Ökobilanz von einer 100%-Silomais-Anlage um sogar das Doppelte verschlechtern. Damit wäre das Ziel einer 50%-igen Einsparung von Treibhausgasen im Vergleich zur fossilen Referenz unerreichbar.

- Einfluss der Substrate auf die THG-Einsparung

Die geringsten Einsparungen von THG-Emissionen im Vergleich zum Strom-Mix Deutschland (-0,445 bzw. 0,447 kg CO_2 Äq./kWh_{el}) ergeben sich bei reinen Nawaro-Anlagen. Schuld daran sind die Düngeprozesse für den Silomais und die Grassilage, da ihre Anbauflächen neben der Gärrestdüngung auch eine mineralische Düngung benötigen. Wesentlich mehr Klimagase werden bei einem Silomais-Gülle-Mischbetrieb gespart. Durch den 35%-igen Gülleeinsatz werden fast 10% mehr Treibhausgase im Vergleich zur 100%-Silomais-Anlage gespart. Die meisten Treibhausgasemissionen können bei der Stromproduktion aus einer 100%-Gülle-Anlage gespart werden. Mit Abstand am besten, -1,215 kg CO_2 Äq./kWh_{el}, schneidet der Strom aus der 100%-Rindergülle-Anlage ab. Der Grund dafür liegt an den

verbesserten Eigenschaften des Gärrests gegenüber der Rohgülle. Ausgebrachte Rohgülle weist ein viel höheres Methanemissionspotential auf als Gärrest[1]. Durch Verrechnung dieser vermiedenen Methanemissionen der Gülleausbringung und -lagerung als Gärrestgutschrift werden die Lasten der Stromerzeugung bei reinen Gülleanlagen bei Weitem überkompensiert werden.
Angemerkt sei weiter, dass bei den Nawarosubstraten keine *Kohlenstoffspeicherung*[2] im Boden berücksichtigt wurde. Auf diesen Sachverhalt der Freisetzung des im Boden gespeicherten Kohlenstoffs durch eine *direkte Landnutzungsänderung*[3], wie z.B. dem Grünlandumbruch für den Silomaisanbau, wird im Abschnitt Grünlandumbruch näher eingegangen. Die *indirekten Landnutzungsänderungen*[3] wurden in der Ökobilanz nicht berücksichtigt.

- Einfluss der Wärmenutzung auf die THG-Einsparung

Mit steigender Wärmenutzung verbessert sich die Ökobilanz deutlich. In einer 65%-Silomais- und 35%-Rindergülle-Anlage mit 100%-iger Wärmenutzung werden im Vergleich zur 0%-igen Wärmenutzung 0,278 kg CO_2 Äq./kWh_{el} mehr Treibhausgase eingespart.

- Sensitivität Grünlandumbruch

In der Abbildung 2 sind die Ergebnisse der Ökobilanz unter Berücksichtigung von direkter Landnutzungsänderung – Grünlandumbruch dargestellt. Es wurden für den Grünlandumbruch und anschließenden Maiskulturanbau 2630 kg CO_2-Freisetzung pro Hektar und Jahr angesetzt [Fritsche et al. 2008]. Es wurde hier vom „Worst Case" ausgegangen, in dem die gesamte Maisanbaufläche aus umgebrochenem Grünland besteht.

---

[1] Ein Kubikmeter Rohgülle setzt 1,64 kg CH_4 frei [Schäfer 2006], wobei bei vollständig vergärtem Substrat (Gärrest - Verweilzeit über 120 Tage) ein Restgaspotenzial von 2 Nm^3 CH_4/ t oTS bei Laborbedingungen gemessen wurde [Reinhold 2009]. Anzumerken ist, dass das Restgaspotenzial des ausgebrachten Gärrests je nach Prozessbedingungen (Temperatur, Verweilzeit) dabei von den gemessenen Laborwerten abweichen kann.

[2] Der Silomaisanbau hat eine humuszehrende Wirkung (560 bis 800 kg Humus-C/(ha*a) gehen verloren), wobei Dauergrünlandkultur zur Humusanreicherung im Boden führt (bei Luzerne-/Kleegrasanbau werden 600 bis 800 kg Humus-C/(ha*a) angereichert) [Hülsbergen et al. 2008].

[3] Bei Landnutzungsänderungen wird zwischen direkter und indirekter unterschieden. Von direkter Landnutzung spricht man, wenn für den Energiepflanzenanbau gezielt Flächen umgebrochen werden, die vorher für eine andere Nutzung (z.B. Wald oder Grasland) bestimmt waren oder ungenutzt war. Von indirekter Landnutzungsänderung spricht man, wenn auf Flächen vorher z.B. eine Nahrungs- oder Futtermittelproduktion stattfand und diese nun durch die Energiepflanzen verdrängt wird. Für eine eventuell nötige Kompensation kann Nahrungs- oder Futtermittelproduktion auf andere Flächen verlagert werden, oder der Anbau wird auf bestehenden Flächen intensiviert.

4.3 Anlage 3: Mittelfristige Kosten- und Erlösentwicklung einer Biogasanlage

Kosten- und Erlösentwicklung für einer Biogasbestandsanlage, 2015 bis 2040								
500 kW Bemessungsleistung, Nettoeinspeisung 38%, Wärmeleistung 44%, jährlicher Kostenanstieg							1,60%	
			2015	2020	2025	2030	2035	2040
Biogaszufuhr		kWh_Hi	11.526.316	11.526.316	11.526.316	11.526.316	11.526.316	11.526.316
Stromeinspeisung		kWh_el	4.380.000	4.380.000	4.380.000	4.380.000	4.380.000	4.380.000
Wärmeerzeugung		kWh_th	5.071.579	5.071.579	5.071.579	5.071.579	5.071.579	5.071.579
Wärmeverkauf		50%	2.535.789	2.535.789	2.535.789	2.535.789	2.535.789	2.535.789
Energiegestehungskosten		Ct/kWh	17,25	18,7	20,2			
Jahreskosten der BGA		**Euro**	**755.550 €**	**817.959 €**	**885.524 €**	**958.669 €**	**1.037.857 €**	**1.123.585 €**
EEG-Langfristvergütung		Ct/kWh	19,25	19,25	19,25	19,25	19,25	19,25
		Erlös	843.150 €	843.150 €	843.150 €	843.150 €	843.150 €	843.150 €
Flexprämie für (750-550=200 kW)			26.000 €	26.000 €	Die Prämie wird nur für die Dauer von 10 J gewährt			
EEG-Erlöse insgesamt			**869.150 €**	**869.150 €**	**843.150 €**	**843.150 €**	**843.150 €**	**843.150 €**
Jahresergebnis nur mit EEG-Erlösen			**113.600 €**	**51.191 €**	**-42.374 €**	**-115.519 €**	**-194.707 €**	**-280.435 €**
Erlöse aus Wärmeverkauf		Ct/kWh,th	1,00	2,00	3,00	4,50	6,00	7,00
		Erlös	25.358 €	50.716 €	76.074 €	114.111 €	152.147 €	177.505 €
Zusatzerlöse v Strommarkt		Ct/kWh,el	0,60	0,80	1,10	1,40	1,80	2,20
Fahrplan + Systemdienste		Erlös	26.280 €	35.040 €	48.180 €	61.320 €	78.840 €	96.360 €
Zusatzerlöse insgesamt			**51.638 €**	**85.756 €**	**124.254 €**	**175.431 €**	**230.987 €**	**273.865 €**
Gesamte Jahreserlöse, EEG + Markt			**894.788 €**	**928.906 €**	**967.404 €**	**1.018.581 €**	**1.074.137 €**	**1.117.015 €**
Jahresgewinn, vor Steuern			**139.238 €**	**110.946 €**	**81.880 €**	**59.911 €**	**36.281 €**	**-6.570 €**
Umsatzrendite, vor Steuern			16%	12%	8%	6%	3%	-1%
Die Fördersätze können nicht abgesenkt werden. Es müssen Zusatzerlöse erzielt werden, um steigende Kosten aufzufangen.								
Diese Zusaetzerlöse erfordern wiederum Investitionen. Jetzt ist der Cashflow für Zusatzinvestitionen noch gegeben. Mit den								
Jahren werden die Cashflows schächer; die Anlagenbetreiber brauchen jetzt Klarheit für ihre Investitionsentscheidungen.								

4.4 EU-Beihilfeleitlinien, Auszüge

28.6.2014 DE Amtsblatt der Europäischen Union C 200/

II

(Mitteilungen)

MITTEILUNGEN DER ORGANE, EINRICHTUNGEN UND SONSTIGEN STELLEN DER EUROPÄISCHEN UNION

EUROPÄISCHE KOMMISSION

MITTEILUNG DER KOMMISSION

Leitlinien für staatliche Umweltschutz- und Energiebeihilfen 2014-2020

(2014/C 200/01)

Inhaltsverzeichnis

EINLEITUNG . . . 2

1. ANWENDUNGSBEREICH UND BEGRIFFSBESTIMMUNGEN . . . 3

1.1. Anwendungsbereich . . . 3

1.2. Unter die Leitlinien fallende Beihilfemaßnahmen . . . 5

1.3. Begriffsbestimmungen . . . 5

2. ANMELDEPFLICHTIGE UMWELT- UND ENERGIEBEIHILFEN . . . 10

3. PRÜFUNG DER VEREINBARKEIT MIT DEM BINNENMARKT NACH ARTIKEL 107 ABSATZ 3 BUCHSTABE C AEUV . . . 11

3.1. Allgemeine Grundsätze für die beihilferechtliche Würdigung . . . 11

3.2. Allgemeine Vereinbarkeitskriterien . . . 12

3.3. Beihilfen zur Förderung erneuerbarer Energien . . . 23

3.4. Energieeffizienzmaßnahmen einschließlich Kraft-Wärme-Kopplung, Fernwärme und Fernkälte . . . 28

3.5. Beihilfen zur Förderung der Ressourceneffizienz, insbesondere Beihilfen für die Abfallbewirtschaftung . . . 30

3.6. Beihilfen für die CO_2-Abscheidung und -Speicherung (CCS) . . . 31

3.7. Beihilfen in Form von Umweltsteuerermäßigungen oder -befreiungen und in Form von Ermäßigungen der finanziellen Beiträge zur Förderung erneuerbaren Energiequellen . . . 32

3.8. Beihilfen für Energieinfrastrukturen . . . 36

3.9. Beihilfen zur Förderung einer angemessenen Stromerzeugung . . . 38

3.10. Beihilfen in Form handelbarer Umweltzertifikate . . . 41

3.11. Beihilfen für Standortverlagerungen . . . 41

4. EVALUIERUNG . . . 42

5. ANWENDUNG . . . 43

6. BERICHTERSTATTUNG UND MONITORING . . . 44

7. ÜBERARBEITUNG . . . 44

3.3. Beihilfen zur Förderung erneuerbarer Energien

3.3.1. *Allgemeine Voraussetzungen für Investitions- und Betriebsbeihilfen für erneuerbare Energien*

(107) Die Union hat sich in Bezug auf Klimaschutz und nachhaltige Energieversorgung ehrgeizige Ziele gesetzt, insbesondere im Rahmen ihrer Strategie Europa 2020. Im Hinblick auf diese Ziele wurden bereits mehrere Gesetzgebungsakte der Union erlassen, z. B. das Emissionshandelssystem der Union (EU ETS), die Richtlinie 2009/28/EG ([58]) („Erneuerbare-Energien-Richtlinie") und die Richtlinie 2009/30/EG ([59]) („Richtlinie über die Kraftstoffqualität"). Da die Umsetzung dieser Gesetzgebungsakte möglicherweise nicht immer zu dem effizientesten Marktergebnis führt, können sich staatliche Beihilfen unter bestimmten Umständen als geeignetes Instrument für einen Beitrag zur Verwirklichung der Ziele der Union und der damit verbundenen nationalen Ziele erweisen.

3.3.2.3. Beihilfen für bestehende Biomasseanlagen nach deren Abschreibung

(132) Im Unterschied zu den meisten anderen erneuerbaren Energien sind die Investitionskosten bei Biomasse relativ gering; dafür fallen höhere Betriebskosten an. Aufgrund der höheren Betriebskosten besteht jedoch das Risiko, dass eine Biomasseanlage ([68]) selbst nach Abschreibung der Anlage den Betrieb nicht fortführen kann, da die Betriebskosten höher sein können als die Einnahmen (der Marktpreis). Außerdem könnte der Betrieb einer bestehenden Biomasseanlage mit fossilen Brennstoffen anstelle von Biomasse fortgesetzt werden, wenn der Einsatz fossiler Brennstoffe wirtschaftlich günstiger wäre als der Einsatz von Biomasse. Um in beiden Fällen die Verwendung von Biomasse zu gewährleisten, könnte die Kommission Betriebsbeihilfen auch nach Abschreibung der Anlage für mit dem Binnenmarkt vereinbar erklären.

(133) Die Kommission wird Betriebsbeihilfen für Biomasseanlagen nach deren Abschreibung als mit dem Binnenmarkt vereinbar ansehen, wenn der Mitgliedstaat nachweist, dass die vom Beihilfeempfänger zu tragenden Betriebskosten nach Abschreibung der Anlage nach wie vor höher sind als der Marktpreis der erzeugten Energie, und sofern alle nachstehenden Voraussetzungen erfüllt sind:

a) Die Beihilfen werden ausschließlich auf der Grundlage der erneuerbaren Energien gewährt.

b) Die Maßnahme ist so ausgestaltet, dass sie die Differenz zwischen den Betriebskosten des Beihilfeempfängers und dem Marktpreis ausgleicht.

c) Es gibt einen Monitoringmechanismus, mit dem überprüft werden kann, ob die Betriebskosten nach wie vor höher sind als der Marktpreis der Energie. Dieses Monitoring ist mindestens einmal pro Jahr auf der Grundlage aktueller Informationen zu den Erzeugungskosten vorzunehmen.

(134) Die Kommission wird Betriebsbeihilfen für Biomasseanlagen nach deren Abschreibung als mit dem Binnenmarkt vereinbar ansehen, wenn der Mitgliedstaat nachweist, dass die Verwendung fossiler Brennstoffe unabhängig vom Marktpreis der erzeugten Energie wirtschaftlich günstiger ist als die Verwendung von Biomasse, und sofern alle nachstehenden Voraussetzungen erfüllt sind:

a) Die Beihilfen werden ausschließlich auf der Grundlage der erneuerbaren Energien gewährt.

b) Die Maßnahme ist so ausgestaltet, dass sie die Differenz zwischen den Betriebskosten des Beihilfeempfängers bei Verwendung von Biomasse und bei Verwendung fossiler Brennstoffe ausgleicht.

c) Es liegen überzeugende Nachweise dafür vor, dass ohne die Beihilfe eine Umstellung der Anlage von Biomasse auf fossile Brennstoffe erfolgen würde.

d) Es gibt einen Monitoringmechanismus, mit dem überprüft werden kann, ob die Verwendung fossiler Brennstoffe wirtschaftlich günstiger ist als die Verwendung von Biomasse. Dieses Monitoring ist mindestens einmal pro Jahr auf der Grundlage aktueller Informationen zu den Kosten vorzunehmen.