

Thüringer Landesanstalt für Landwirtschaft

18. Thüringer Bioenergietag

Schriftenreihe Heft 1 / 2012

Schriftenreihe
**Landwirtschaft und Landschaftspflege
in Thüringen**

Besuchen Sie uns auch im Internet:
www.tll.de/ainfo

Erschienen als Heft 1/2012 der Schriftenreihe
„Landwirtschaft und Landschaftspflege in Thüringen.“

Herausgegeben als Tagungsband anlässlich des
„18. Thüringer Bioenergietages“
am 28. Februar 2012 in Jena.

Impressum

1. Auflage 2012

Herausgeber: Thüringer Landesanstalt für Landwirtschaft
Naumburger Str. 98, 07743 Jena
Tel.: 03641 683-0, Fax: 03641 683 390
Mail: pressestelle@tll.thueringen.de

Eigenverlag, Februar 2012

ISSN 0944 - 0348

Die Autoren sind für ihre Artikel eigenverantwortlich.
- Nachdruck - auch auszugsweise - nur mit Quellenangabe gestattet. -

Inhaltsverzeichnis

Eröffnung und Begrüßung <i>Dr. Armin Vetter</i>	5
Grußwort <i>Roland Richwien</i>	7
Vorstellung des novellierten EEG - Wesentliche Änderungen für den Bereich Biomasse <i>Dr. Bernhard Dreher</i>	11
Energiepflanzenanbau - Welche Stimuli setzt die novellierte Biomasseverordnung für den Substratanbau? <i>Dr. Armin Vetter</i>	22
Regelenergie - Zukunftsfrage für die Erneuerbaren <i>Jens Fromm</i>	36
Welche Fragen sind bei der Finanzierung von Bioenergieprojekten unter dem neuen EEG zu beachten? <i>Falk Lautenschläger</i>	46
Erfolgreich umgesetzte Holzenergieprojekte in Mitteldeutschland <i>Dietmar Jander</i>	55
Konzepte zur Beschaffung energetisch nutzbarer Holzfraktionen für KWK-Anlagen einschließlich Landschaftspflegeholz <i>Arndt Brüning</i>	61

Eröffnung und Begrüßung

Dr. Armin Vetter (Stellv. Präsident der Thüringer Landesanstalt für Landwirtschaft)

Die Erzeugung von Bioenergie hat sich neben dem Marktfruchtanbau und der Tierproduktion als „drittes Standbein“ der Landwirtschaft in Deutschland etabliert. Energiepflanzen wurden 2011 in Deutschland auf knapp 2 Mio. ha angebaut, davon 910 000 ha Raps für die Biokraftstoffproduktion und ca. 800 ha verschiedene silierfähige Pflanzen für die Biogaserzeugung.

Unter den Produktlinien und Fruchtarten für die Bioenergieerzeugung werden vor allem Kurzumtriebsplantagen mit schnellwachsenden Baumarten für die thermische Verwertung sowie Energiepflanzen für die Biogas- und Biomethanerzeugung zukünftig noch Wachstumschancen eingeräumt.

Für die Erschließung von Nebenprodukten wie Gülle und Stallmist für die Biogaserzeugung sowie Holz und Stroh für die thermische Verwertung gilt es noch erhebliche Anstrengungen zu unternehmen. Dies betrifft sowohl die Bereitstellung der Rohstoffe als auch die Verfügbarkeit entsprechender Konversionstechnik.

Auf dem 18. Thüringer Bioenergietag sollen die Chancen und Möglichkeiten, die sich aus dem novellierten Erneuerbare-Energie-Gesetz (EEG) für den Ausbau der Biomassenutzung in Thüringen ergeben, näher betrachtet werden. Der Ausbau wie bisher weiter voranzutreiben, fällt im Vergleich zur Windenergie und Photovoltaik schwerer, da wir in Thüringen bei der Nutzung von Biomasse einen sehr hohen Stand erreicht haben. Es ist aber eine besondere Herausforderung die Weiterentwicklung auf solch hohem Niveau zu forcieren.

Mit der Novelle des EEG soll der Ausbau der erneuerbaren Energien weiter angetrieben, die Kosteneffizienz gesteigert sowie die Markt-, Netz- und Systemintegration beschleunigt werden.

An dem Ausbauziel im Stromsektor von 35 % erneuerbare Energien bis 2020 und 50 % bis 2030 wird festgehalten. Um dem Ausbau unbürokratisch zu gestalten, war für die Biomasse ein „vereinfachtes Vergütungssystem“ angekündigt, was allerdings in der verabschiedeten Fassung der Novelle anzuzweifeln ist. Ebenfalls wird mit den einzelnen Regelungen eine Umsteuerung von Kleinanlagen zu größeren Anlagen, vor allem zur Methaneinspeisung vorgezeichnet. Ob damit die angestrebte verstärkte Nutzung von Reststoffen einhergeht, muss sich ebenfalls erst beweisen.

Mit der Zuordnung der Substrate in verschiedene Einsatzstoffvergütungsklassen und einer Begrenzung des Maiseinsatzes auf 60 % in der Biogasanlage (BGA) soll eine Lenkung u. a. zu mehr „Biodiversität“ in der Kulturlandschaft erfolgen. Dem gleichen Ziel dient die Aufhebung des Ausschließlichkeitsgebotes bei der Verwendung der Brennstoffe und Substrate.

Mit der obligatorischen Einführung der Markt- und der Flexibilitätsprämie für alle Biogasanlagen sind Instrumente vorhanden, um verstärkt in den zukunftssträchtigen Markt der Regelenergie einzusteigen.

Bei den Festbrennstoffen werden Holz aus Kurzumtriebsplantagen (KUP) und Stroh bei der Vergütung im Vergleich zum alten EEG bessergestellt. Dies müsste bei beiden Brennstoffen einen zusätzlichen Anreiz für deren energetische Verwertung zur Folge haben.

Die Aufzählung einiger Neuerungen im EEG zeigt, dass die Flexibilität für den Betreiber von Biomasseanlagen zunimmt und auch zunehmen muss um die Herausforderungen des Marktes zu bewältigen. Jeder ist gefordert, für seinen Standort die betriebswirtschaftlich optimalste Variante zu finden, die gleichzeitig von der Gesellschaft langfristig akzeptiert wird. Dazu soll unter anderem auch der heutige 18. Bioenergietag unter dem Leitsatz: Das EEG 2012 - „Chancen und Möglichkeiten für Thüringen“ beitragen.

Ich wünsche der Tagung dann einen guten Verlauf und dass mit der Auswahl an Themen und dazu passenden Referenten Impulse zur Diskussion geben und umfassend informieren.

Grußwort

Roland Richwien (Staatssekretär des Thüringer Ministeriums für Landwirtschaft, Forsten, Umwelt und Naturschutz)

Die Thüringer Bioenergietage waren in der Vergangenheit immer eine feste Größe im Terminkalender von Landwirten, Vertretern aus Wissenschaft, Beratung und Planung, den Kommunen und der Wirtschaft, um sich über aktuelle Themen aus dem Bereich der energetischen Nutzung von Biomasse zu informieren und um miteinander darüber zu diskutieren. Die Vorlagen für die Themenschwerpunkte lieferten dabei die aktuellen gesetzlichen oder wirtschaftlichen Rahmenbedingungen für die verschiedenen Verwertungspfade der Bioenergie.

Das ist in diesem Jahr nicht anders, gilt es doch, sich mit der im Sommer letzten Jahres beschlossenen und zum 1. Januar in Kraft getretenen Novelle des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) und deren Auswirkungen auseinanderzusetzen. Die anstehende EEG-Novelle hatte ja bereits zum letzten Bioenergietag zu Diskussionen und Spekulationen, wie es mit der Förderung der erneuerbaren Energien weitergehen wird, angeregt.

Seitdem ist viel passiert. Einige Tage nach dem Bioenergietag 2011 ereignete sich die atomare Katastrophe von Fukushima. Dieses schreckliche Ereignis hat unter anderem dazu geführt, dass es eine gesellschaftliche Neubewertung gab, wie unsere zukünftige Energieversorgung aussehen soll. Die den erneuerbaren Energien im Energiekonzept der Bundesregierung zugeschriebene Rolle, die bereits anspruchsvoll war, musste neuen Zielstellungen angepasst werden.

Die Zielstellung der Thüringer Landesregierung bis 2020

Die Bundesländer - auch Thüringen - haben ihre Ziele zum Ausbau der Erneuerbaren ebenfalls neu definiert. Bis 2020 sollen die erneuerbaren Energien 30 % des Endenergieverbrauches liefern. Ihr Anteil am Nettostromverbrauch soll bis dahin sogar 45 % betragen. Den größten Anteil wird dazu die Biomasse beitragen, wobei der Anteil der Wind- und Solarenergie sukzessive steigen wird.

Wo stehen wir derzeit?

Im Jahr 2010 wurden etwa 2 900 Gigawattstunden, was etwa 40 % der Gesamtstromerzeugung in Thüringen entspricht, aus erneuerbaren Energien erzeugt. Der Anteil der Biomasse an der Gesamtstromerzeugung lag bei 46 %. Erwähnt werden muss dabei, dass Thüringen rund die Hälfte seines Strombedarfs „importiert“.

Der Anteil der Erneuerbaren am Nettostromverbrauch lag bei 24,4 %, die Biomasse macht hier mehr als die Hälfte aus.

Am Endenergieverbrauch bei Wärme haben die Erneuerbaren einen Anteil von 21,8 %, die fast ausschließlich durch die Biomasse geliefert werden.

Um unsere mittelfristigen Zielstellungen bis 2020 zu erreichen, sind also noch erhebliche Anstrengungen nötig, ebenso wie für unsere langfristigen Ziele. Wir müssen aber in diesem Zusammenhang auch noch offene Fragen diskutieren und beantworten. Ich denke hier insbesondere daran, wo künftig welche Energieerzeugungsanlagen stehen, und einen Beitrag zur Energieversorgung leisten sollen, oder wie wir bei einem steigenden Anteil der fluktuierenden Erneuerbaren die Stabilität der Stromversorgung gewährleisten können.

Biomasse-Anlagen in Thüringen

Für die Bioenergieerzeugung standen zum Jahresende 2011 in Thüringen etwa 220 Biogasanlagen mit einer installierten elektrischen Leistung von rund 100 MW zur Verfügung. Derzeit befinden sich drei Biomethaneinspeiseanlagen in Betrieb, eine davon allerdings erst zur Probe.

Wir verfügen weiterhin über etwa 40 Biomasseanlagen auf der Basis fester Brennstoffe mit einer Feuerungswärmeleistung größer als 1 MW. Deren insgesamt installierte thermische Leistung beträgt 750 MW. 22 dieser Anlagen sind Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen zur Erzeugung von biogenem Strom mit einer installierten elektrischen Leistung von 135 MW. Dazu kommen etwa 19 300 Biomassefeuerungsstätten im kleinen und mittleren Leistungsbereich mit insgesamt etwa 500 MW installierter thermischer Leistung. Nicht mitgezählt sind hier die vielen im Freistaat vorhandenen Einzelraumfeuerungsstätten.

Durch unsere im Rahmen der „Integrierten ländlichen Entwicklung“ gewährte Förderung von Nahwärme- und Biogasleitungen konnten im Zeitraum 2008 bis 2011 20 Maßnahmen in ganz Thüringen realisiert bzw. begonnen werden. Die hierfür ausgereichte Fördersumme betrug mehr als 1,7 Mio. €. Nach wie vor sehe ich hier Handlungsbedarf, weil die Wärmenutzung aus Biomasseanlagen eine entsprechende Infrastruktur benötigt. Über die geeigneten Förder- und Finanzierungsinstrumente muss die Politik entscheiden.

Bedeutung des EEG für den weiteren Ausbau der Bioenergieerzeugung

Die bundespolitischen Rahmenbedingungen für den weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien sind abgesteckt. Die EEG-Novelle und die anderen Gesetze des Energiepaketes wurden noch vor der parlamentarischen Sommerpause 2011 verabschiedet. Das zentrale Element dabei bleibt das EEG.

Insbesondere die Diskussion zur EEG-Novelle war erwartungsgemäß konträr verlaufen. Auch zum Bereich Biomasse gab es eine lebhaftige Debatte, die geprägt war von sehr

unterschiedlichen Intentionen. Auf der einen Seite diejenigen, die angesichts von regionalen Verwerfungen beim Maisanbau, fehlender Akzeptanz bei der Bevölkerung oder dem Biomasseanbau angelasteter Pachtpreissteigerungen eine Förderung der Biogaserzeugung aus Anbaubiomasse über das EEG generell in Frage stellten. Auf der anderen Seite jene, denen die neuen Regelungen viel zu weit gingen. Sehr groß war also die Bandbreite der unterschiedlichen Interessen. Mit der Einführung der Markt- und der Flexibilitätsprämie werden künftig die systemtechnischen Möglichkeiten und Vorteile der Stromerzeugung aus Biomasse stärker in den Mittelpunkt der Förderung gestellt. Landwirtschaftlichen Unternehmen wird damit künftig ein völlig neues Geschäftsfeld eröffnet: Das des Stromhändlers.

Ich betone an dieser Stelle ausdrücklich: Ja, Deutschland hat die Entscheidung getroffen, die Energieversorgung schnellstmöglich auf erneuerbare Energien umzustellen. Um das zu erreichen, wird Energie aus Biomasse ein wichtiger und unverzichtbarer Baustein bleiben. Wir wollen, dass bis 2050 über 50 % unseres Endenergiebedarfs durch regenerative Energieträger bereitgestellt wird. Dieses sehr anspruchsvolle Ziel darf uns jedoch nicht daran hindern, die Höhe der öffentlichen Förderung der erneuerbaren Energien immer wieder auf den Prüfstand zu stellen. Denn jeder Stromkunde leistet über die Bezahlung seiner Stromrechnung einen Beitrag, um diese öffentliche Förderung zu finanzieren. Ich bin der festen Überzeugung, es ist nicht im Sinne des weiteren Ausbaus der erneuerbaren Energien, wenn eine Mehrheit der Bevölkerung das Gefühl hat, bei der Bezahlung ihrer Stromrechnung zunehmend überfordert zu werden. Ich werbe deshalb noch einmal ausdrücklich für die richtige Balance bei diesem Thema.

Kurz gesagt: Der zustande gekommene Kompromiss in Form des Gesetzes bietet aus meiner Sicht die Möglichkeit, Energie aus nachhaltig erzeugter Biomasse wirtschaftlich zu erzeugen und erfolgreich in den Markt einzuführen. Darauf lässt sich weiter aufbauen.

Was ist zu tun?

Die Energiewende erfordert gravierende Veränderungen in vielen Bereichen. In Zukunft werden wir beispielsweise Strom noch effizienter nutzen und unsere Stromnachfrage besser an das Stromangebot anpassen müssen. Wir müssen unsere Verbrauchsgewohnheiten überdenken und diese gegebenenfalls ändern. Von Seiten der Energieerzeuger ist zukünftig mehr Flexibilität bei der Energiebereitstellung gefragt. Wir brauchen den weiteren Ausbau dezentraler Energieerzeugungsanlagen ebenso wie den Ausbau der Stromnetze und die Schaffung neuer Speichermöglichkeiten. Das wird in vielen Fällen unsere Umwelt und das Landschaftsbild verändern.

Einen Beitrag zur Weiterentwicklung der Speichermöglichkeiten wollen wir mit einem Kooperationsprojekt zwischen dem Freistaat Thüringen, Fraunhofer/IWES und dem Land Hessen leisten. Der Start des Forschungsprojektes zur Speicherung von Windstrom durch die Methanisierung von Biorohgas soll in den nächsten Wochen erfolgen.

Neben dem Netzausbau und neuen Speichern brauchen wir aber auch ein kluges Management der dezentralen Energieerzeugungsanlagen, ein sogenanntes „smart grid“ oder „intelligentes Stromnetz“. Gerade hier hat die Energie aus Biomasse aufgrund ihrer Regelbarkeit besondere Bedeutung.

Für den Umbau hin zu mehr erneuerbaren Energien brauchen wir aber vor allem die Akzeptanz und die Unterstützung der ganzen Gesellschaft. Diese Debatte im Bereich der erneuerbaren Energien fokussiert sich häufig auf den Bereich Bioenergie. Deshalb ist es so wichtig, dass diese Debatte ehrlich und faktenbasiert geführt wird, dass die Erfordernisse, aber auch die Ergebnisse dieses Umbaues transparent und verständlich kommuniziert werden. Für diese Themen soll Sie die heutige Veranstaltung sensibilisieren.

Ausbau der Bioenergieerzeugung

Der in Thüringen eingeschlagene Weg beim Umbau der Energieversorgung muss kontinuierlich fortgesetzt werden. Grundlage für die Definition unserer Ausbauziele bei der Bioenergie bildet dabei die Biomassepotenzialstudie der TLL aus dem Jahr 2010, die auf der Basis aktueller Entwicklungen laufend fortgeschrieben wird.

Wir müssen außerdem künftig ein noch stärkeres Augenmerk auf die Anwendung der Kraft-Wärme-Kopplung und auf die sinnvolle Nutzung der Abwärme von Biogasanlagen legen. Das ist im Interesse der Ressourceneffizienz. Die weitere Förderung von Nahwärme- und Biogasleitungen ist aus meiner Sicht, wie bereits erwähnt, ein wichtiger Baustein dazu.

Neben einem steigenden Beitrag der Biomasse zur Energieversorgung durch die energetische Nutzung von regional anfallender und erzeugter Biomasse und dem Einsatz der am besten geeigneten Technologie für die Strom- und Wärmeerzeugung verbessert sich so auch der Beitrag zum Klimaschutz. Der Einsatz von nachwachsenden Rohstoffen für die erneuerbare Energieerzeugung stellt damit eine ideale Kombination aus Klimaschutz und regionaler Wertschöpfung dar. Das müssen wir kommunizieren und anhand guter sowie funktionierender Beispiele zeigen!

Vorstellung des novellierten EEG

Wesentliche Änderungen für den Bereich Biomasse

Dr. Bernhard Dreher (Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit)

Ziele für den Ausbau erneuerbarer Energien

Ausbauziele für erneuerbare Energie (EE) in Deutschland:

Anteil EE am Endenergieverbrauch (Energiekonzept)	2020	18 %
	2030	30 %
	2040	45 %
	2050	60 %
Anteil EE-Strom (EEG 2012)	spätestens 2020	35 %
	spätestens 2030	50 %
	spätestens 2040	65 %
	spätestens 2050	80 %
Anteil EE-Wärme (EEWärmeG)	2020	14 %
Anteil EE-Kraftstoffe (EE-RL)	2020	10 %

Bioenergie beim Ausbau der erneuerbaren Energien

Ein mögliches Szenario für 2020 (DLR-Leitstudie 2010)

EE-Strom:	103,5 TWh (2010)	227 TWh (2020)
	33,3 TWh Biomasse (32 %)	49 TWh Biomasse (22 %)
EE-Wärme:	136,1 TWh (2010)	190 TWh (2020)
	125,3 TWh Biomasse (92 %)	144 TWh Biomasse (76 %)
Biokraftstoffe:	35,7 TWh	65 TWh

Leitlinien der EEG-Novelle

- Ausbau der erneuerbaren Energien dynamisch vorantreiben
- Kosteneffizienz steigern
- Markt-, Netz- und Systemintegration vorantreiben
- an bewährten Grundprinzipien des EEG festhalten (insbesondere Einspeisevorrang und gesetzliche Einspeisevergütung)

Entwicklung der durchschnittlichen EEG-Vergütung für Strom aus Biomasse

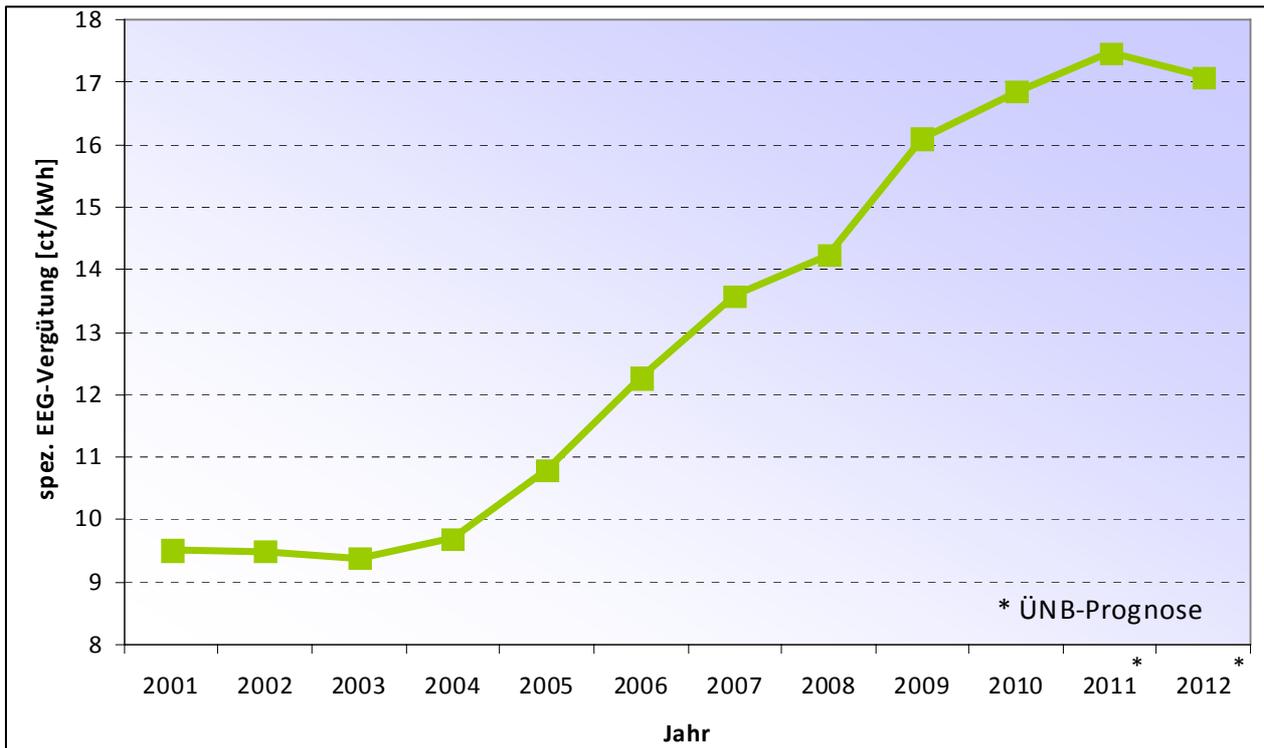


Abbildung 1

Wo stehen wir beim Ausbau der erneuerbaren Energien?

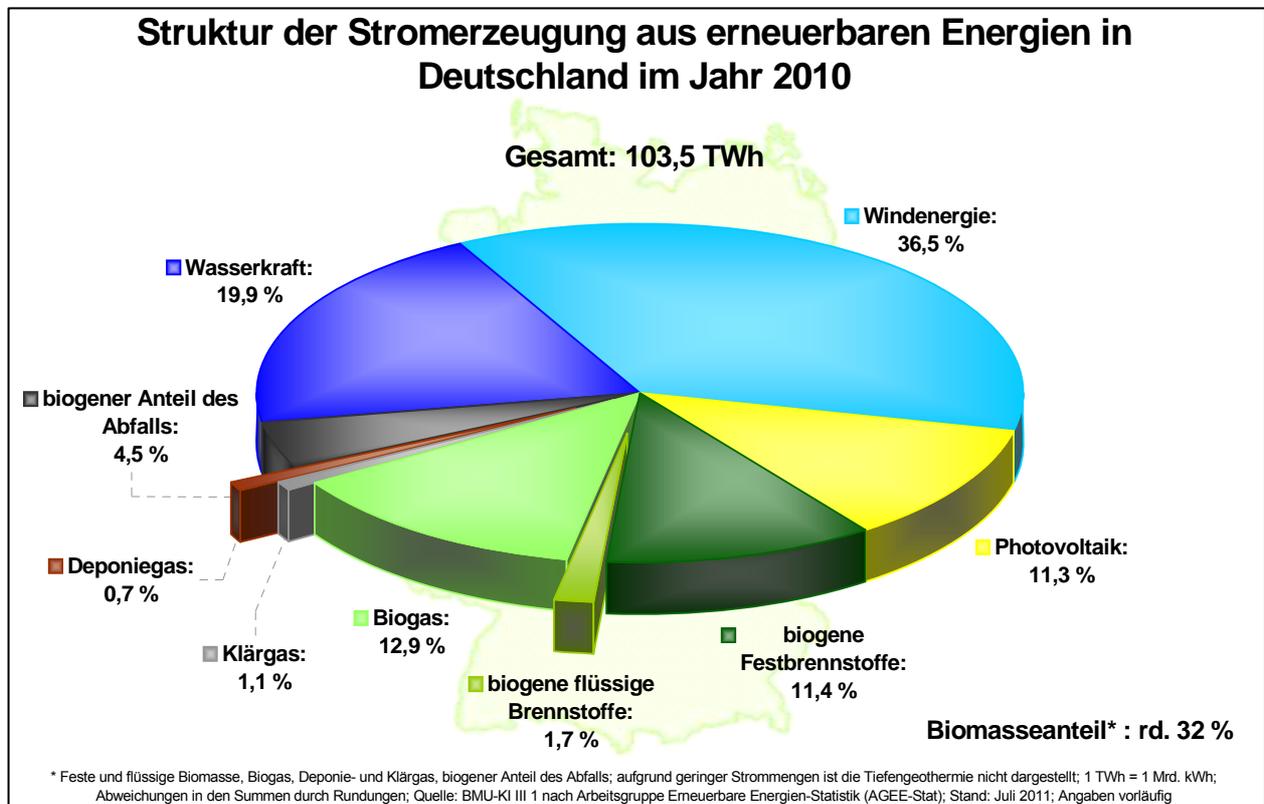


Abbildung 2

Flächenpotenzial (2020)

(2,5 bis 4 Mio. ha stehen theoretisch zur Verfügung)

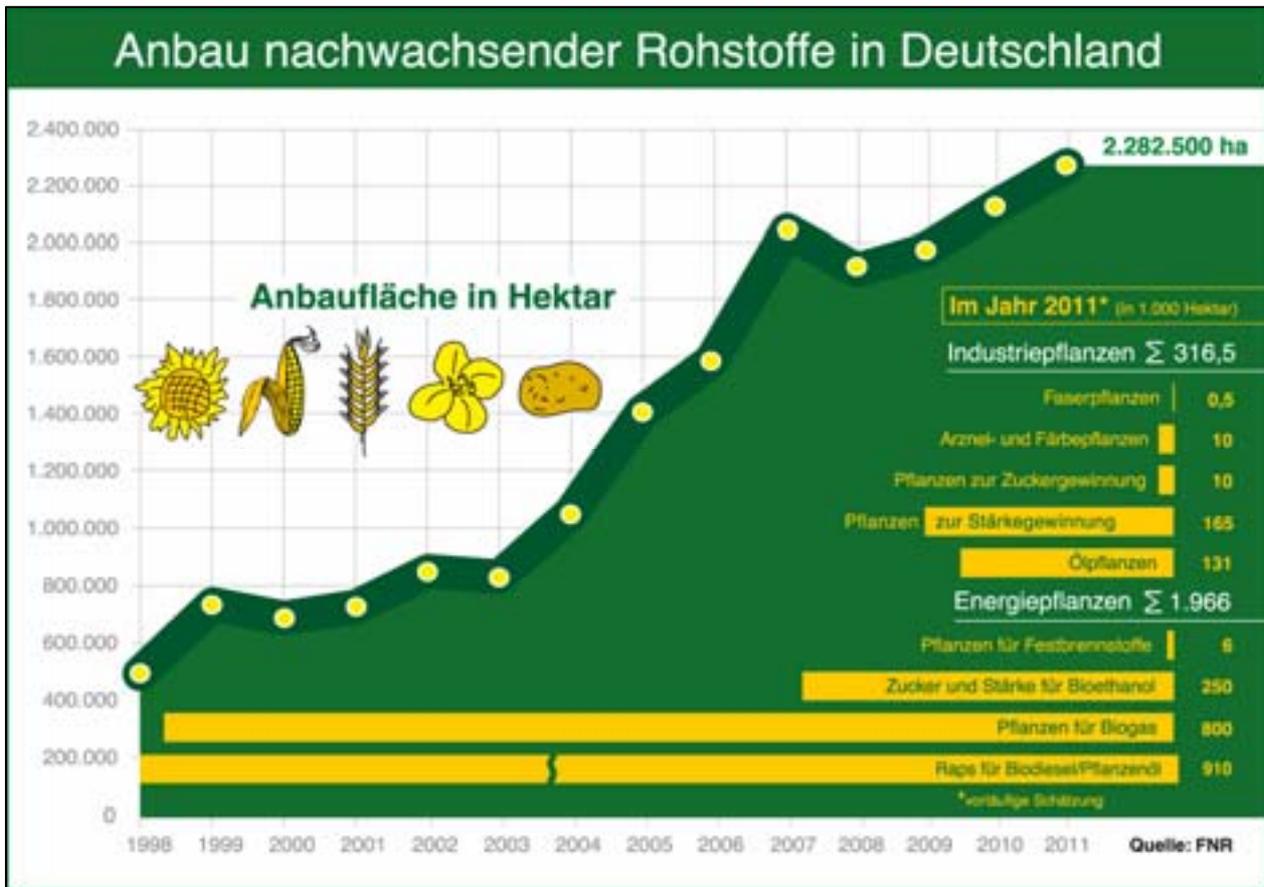


Abbildung 3

Entwicklung der Stromerzeugung aus Biomasse unter den Rahmenbedingungen des EEG

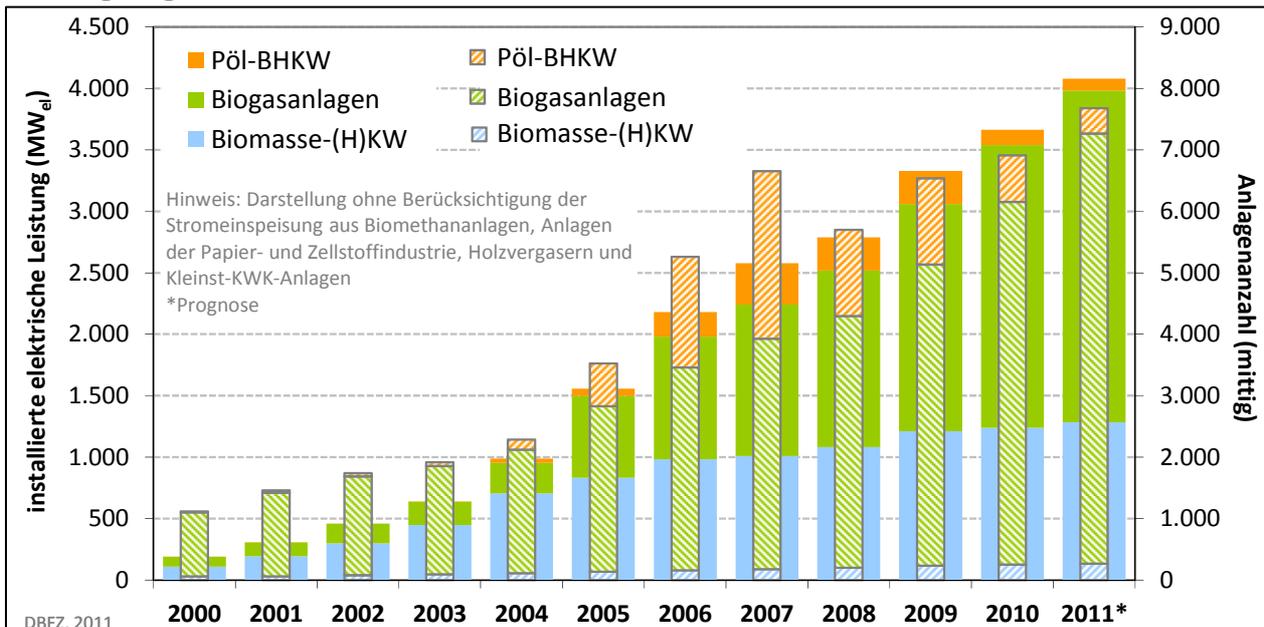


Abbildung 4

Feste Biomasse: EEG-Anlagen 2011

Prognose des DBFZ für Ende 2011:

- 267 Anlagen ab 100 kW_{el}
- mit insgesamt 1 285 MW_{el}
- Zubau 2011: 16 Anlagen (46 MW_{el})
- Brennstoffe:
 - Altholz
 - Mischsortimente
 - naturbelassenes Holz (naturbelassene Industrieresthölzer)
 - Waldrestholz und Landschaftspflegeholz (NaWaRo-Bonus)

Problem bei Brennstoffeinsatz: Ausschließlichkeitsprinzip beim NaWaRo-Bonus.

Ergebnisse des EEG-Erfahrungsberichtes

Biogas:

- starker Zubau in 2010 mit rund 1 000 Biogasanlagen und rund 450 MW infolge der verbesserten EEG-Vergütung 2009 und sinkender Agrarpreise → Marktüberhitzung und teilweise Überförderung; Anlagenzubau in 2011 in ähnlicher Größenordnung
- massive Flächenausweitung für Energiepflanzenanbau; Konflikte mit Umwelt- und Naturschutz (Mais!)
- Trend zum Zubau kleiner und mittlerer Anlagen (< 200 kW) infolge der Staffelung des NaWaRo-Bonus und des Güllebonus bis 150 kW (11 ct/kWh Bonus) - Güllebonus wird über die gesamte Strommenge gewährt und auch für Anlagen, die vor 2009 in Betrieb gingen

Ausgangslage

- Ende 2010: 5 900 Biogasanlagen mit insgesamt 2 300 MW_{el}
- landwirtschaftliche Anlagen mit ausschließlichem Einsatz nachwachsender Rohstoffe und Gülle dominieren
- zugelassen für den Einsatz von Bioabfällen/Material der Kategorie 3 (2009): 969 Anlagen (Bioabfallvergärungs- und Covergärungsanlagen) aber
- nur in 283 Anlagen wurden tatsächlich Bioabfälle verarbeitet
- Trend zur Umstellung von Bioabfällen auf Gülle/NaWaRo!

Biomethan:

- bei Biogasaufbereitung und -einspeisung ins Erdgasnetz: Zubau in 2010 mit 17 Anlagen
 - Ende 2010: 48 Biogaseinspeiseanlagen in Betrieb mit einer installierten Aufbereitungskapazität von 33 000 Nm₃/h (Gesamtmenge pro Jahr: 280 Mio. Nm₃)
 - EEG 2009 Vergütung (Staffelung NaWaRo-Bonus, Biogasaufbereitungsbonus) führte dazu, dass die Erschließung von größeren und vergleichsweise effizienten KWK-Anlagen gehemmt wurde
- ⇒ eher verhaltene Marktdynamik wegen eingeschränkter Wettbewerbsfähigkeit von Biomethan-BHKW gegenüber Erdgas-BHKW

EEG 2012 - Strom aus Biomasse: Das Wichtigste auf einen Blick

Punkt 1:

- Stark vereinfachtes Vergütungssystem mit vier leistungsbezogenen Anlagenkategorien (Grundvergütung zwischen 6 und 14,3 ct/kWh) und zwei Einsatzstoffvergütungsklassen:
 - Einsatzstoffvergütungsklasse I - je nach Anlagengröße - mit 4 bis 6 ct/kWh bzw. bei Waldrestholz 2,5 ct/kWh und
 - Einsatzstoffvergütungsklasse II mit 6 bis 8 ct/kWh.
- Einsatz von Biomassen mit unterschiedlicher Vergütung in einer EEG-Anlage wird ermöglicht. Berechnung der Vergütung anhand der Energieerträge (Heizwerte bzw. Standardbiogaserträge)
- Einführung einer Sonderkategorie für kleine Gülleanlagen mit mindestens 80 % Gülleeinsatz (massebezogen) und 25 ct/kWh Vergütung; dies dient neben der Energieerzeugung insbesondere dem Klimaschutz (Methanemissionen der Gülle werden vermieden)

Punkt 2:

- Nach Größe gestaffelte Zusatzvergütung (1 bis 3 ct/kWh) für die Biomethaneinspeisung (Gasaufbereitungsbonus)
- Erhöhung der Degression von 1 auf 2 % auf die einsatzstoffunabhängige Vergütung, d. h. die Einsatzstoffvergütung unterliegt künftig nicht mehr der Degression.
- Für Strom aus Biogas Begrenzung des Einsatzes vom Mais und Getreidekorn auf max. 60 % (massebezogen): „Maisdeckel“.
- Für Neuanlagen: Streichung der Vergütung für Altholz und flüssige Biomasse (Pflanzenöl).
- Einführung einer Flexibilitätsprämie, um Strom aus Biogas-Anlagen marktorientiert erzeugen zu können.
- Nur für Biogas: bei Inbetriebnahme nach dem 31.12.2013 und installierter Leistung über 750 kW: verpflichtende Marktprämie, d. h. kein Anspruch auf EEG-Vergütung mehr.

Die drei Vergütungsklassen für Strom aus Biomasse nach EEG 2012

- Einsatzstoffe, die keinen Anspruch auf eine einsatzstoffbezogene Vergütung begründen (Anlage 1 BiomasseV)
 - biogene Reststoffe und Nebenprodukte, Bioabfälle, für die i. d. R. nach EEG 2009 nur Anspruch auf Grundvergütung bestand
- Einsatzstoffe der Einsatzstoffvergütungsklasse I (Anlage 2 BiomasseV)
 - i. d. R. „NaWaRo“ im Sinne des EEG 2009 (Maissilage, GPS)
- Einsatzstoffe der Einsatzstoffvergütungsklasse II (Anlage 3 BiomasseV)
 - bestimmte ökologisch besonders vorteilhafte und daher besonders förderwürdige Einsatzstoffe, für deren Erschließung eine entsprechend höhere Einsatzstoffvergütung erforderlich ist (Gülle, Landschaftspflegematerial)

§ 27a EEG 2012: Besondere Vergütungsregelung für Bioabfallvergärungsanlagen

- EEG 2009: Einführung eines Technologiebonus i. H. v. 2 ct/kWh_{el} für Anlagen, die ausschließlich Bioabfälle vergären und unmittelbar mit einer Einrichtung zur Nachrotte der festen Gärrückstände verbunden sind, wenn die nachgerotteten Gärrückstände stofflich verwertet werden.
- EEG-Erfahrungsbericht 2011: Anreiz reicht zur Potenzialerschließung nicht aus. Moderate Erhöhung der Vergütung vorgeschlagen.

Sonderregelung § 27a EEG 2012 „Vergärung von Bioabfällen“

- Anspruchsvoraussetzungen:
 - mindestens 90 % Einsatz von getrennt erfassten Bioabfällen im Sinne der Abfallschlüssel 20 02 01, 20 03 01 und 20 03 02 (durchschnittlich im jeweiligen Kalenderjahr)
 - Anlage muss unmittelbar mit einer Einrichtung zur Nachrotte der festen Gärrückstände verbunden sein, nachgerottete Gärrückstände müssen stofflich verwertet werden.

Die neue Mindestwärmenutzungsverpflichtung

- Mindestwärmenutzungsverpflichtung bzw. Mindestgüllenutzung
 - 60 % (25 % werden bei Biogas als Eigenwärmebedarf angerechnet)
 - Biomethan: 100 % Wärmenutzung wie bisher
- Ausnahme- und Übergangsregelungen:
 - Biogasanlagen, die mindestens 60 Massen-% Gülle einsetzen
 - Anlagen in der Direktvermarktung (z. B. Marktprämie)
 - Bioabfallvergärungsanlagen (§ 27 a) sowie Gülle-Kleinanlagen bis 75 kW (§ 27 b) sind befreit von der Mindestwärmenutzungsverpflichtung
 - Inbetriebnahmejahr und 1. Folgejahr nur 25 % Wärmenutzungsverpflichtung
 - Bei Wegfall Wärmeabnahme nach mehr als 5 Jahren: Kürzung der Grundvergütung um 20 % in dem jeweiligen Kalenderjahr, in dem Bedingung nicht eingehalten.

Direktvermarktung - Optionales Marktprämienmodell

- Ziel: Markt- und Systemintegration
 - Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien soll sich stärker am Strombedarf / an der Stromnachfrage orientieren
 - Lastverschiebungspotenziale der erneuerbaren Energien sollen erschlossen werden
 - Stromerzeugung soll aus dem abgeschotteten System der Einspeisevergütung in das Marktgeschehen überführt werden
- Gesetzgeber will den Anteil direkt vermarktender Anlagen erhöhen
- Bereitstellung positiver und negativer Regelenergie nur in der Direktvermarktung zulässig
- optionale Marktprämie für alle EEG-Anlagen soll Anreize setzen, die Anlagen marktorientiert zu betreiben

Optionales Marktprämienmodell - für alle EEG-Anlagen

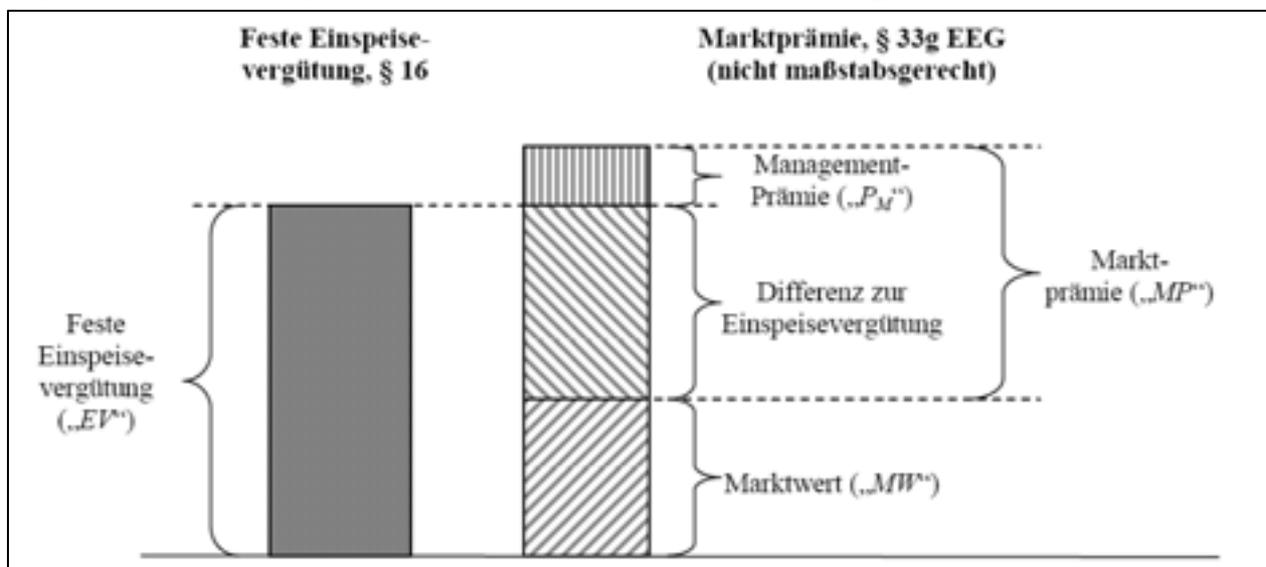


Abbildung 5

Flexibilitätsprämie (nur für Biogasanlagen)

- Mit der **optionalen Flexibilitätsprämie für Neu- und Bestandsanlagen** wird ein gezielter Anreiz für Investitionen zur Flexibilisierung der Stromerzeugung eingeführt: vorerst nur für Biogasanlagen
- steuerbare Stromproduktion aus Biogas und Biomethan, ermöglicht perspektivisch die Nutzung größerer Mengen an fluktuierendem Wind- und PV-Strom, Glättung von Last- bzw. EE-Erzeugungsspitzen, Beitrag zur Netzentlastung möglich
- Vergütung für tatsächlich **zusätzlich bereitgestellte Stromerzeugungskapazität 130 €/kW über max. 10 Jahre**
- mit der Flexibilitätsprämie angereizten Investitionen in größere Biogasspeicher und mehr Stromerzeugungskapazitäten sollen eine **Verschiebung der Stromproduktion um bis zu 12 Stunden** ermöglichen
- Neuland - Erfahrungen sammeln!

EEG 2012: Flexibilisierung der Stromerzeugung aus Biogas

Biogasanlage in der festen EEG-Vergütung

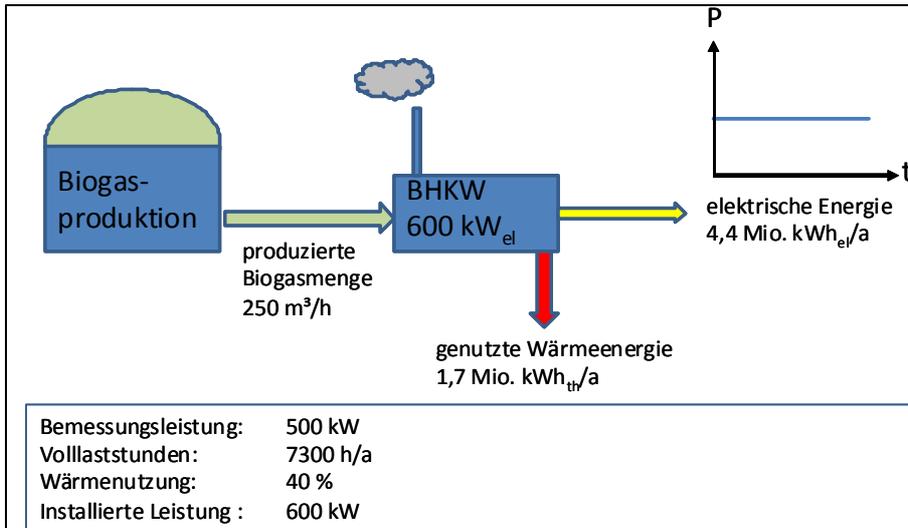


Abbildung 6

Biogasanlage in der Direktvermarktung (Marktprämie + Flexibilitätsprämie) zur bedarfsgerechten Stromspeisung

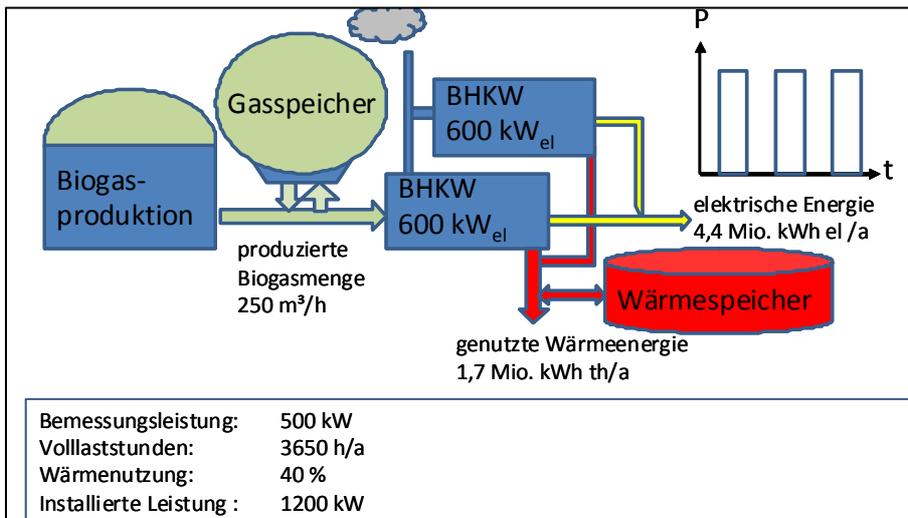


Abbildung 7

EEG 2012 - Neue Biomasse-Vergütungsstruktur

Bemessungsleistung	Vergütung für					
	Biogasanlagen (ohne Bioabfall) und Festbrennstoffanlagen				Bioabfallvergärungsanlage ⁵⁾	kleine Gülleanlagen
	Grundvergütung	Einsatzstoffvergütungsklasse (ESK)		Gasaufbereitungs-Bonus		
ESK I ¹⁾		ESK II ²⁾				
kW _{el}	€ct/kWh _{el}					
≤ 75 ⁴⁾						25 ⁴⁾
≤ 150	14,3					
≤ 500	12,3	6	8	≤ 700 Nm ³ /h: 3 ≤ 1.000 Nm ³ /h: 2 ≤ 1.400 Nm ³ /h: 1	16	
≤ 750	11	5				
≤ 5.000	11	4	8 / 6 ³⁾			
≤ 20.000	6	-	-	-	14	-

¹⁾ nur 2,5 ct/kWh für Strom aus Rinde und Waldrestholz ab 500 kW bis 5.000 kW

²⁾ nur für ausgewählte, ökologisch wünschenswerte Einsatzstoffe und entsprechender Definition

³⁾ Strom aus Gülle (nur Nr. 3, 9, 11 bis 15 der Anlage 3 der BiomasseV) über 500 kW 6 ct/kWh

⁴⁾ Sonderkategorie für Gülleanlagen bis 75 kW installierte Leistung, nicht kombinierbar

⁵⁾ Gilt ausschließlich für Anlagen, die bestimmte Bioabfälle (nach § 27a Abs. 1) vergären und unmittelbar mit einer Einrichtung zur Nachrotte der festen Gärrückstände verbunden sind. Die nachgerotteten Gärrückstände müssen stofflich verwertet werden. Die Vergütung ist nur mit der Zusatzvergütung für die Biomethaneinspeisung kombinierbar.

EEG 2012: Flexibilisierung der Einsatzstoffe in Biomasseanlagen

EEG 2009

- NaWaRo-Bonus bei ausschließlichem Einsatz nachwachsender Rohstoffe (und Gülle)
- nur eine begrenzte Anzahl rein pflanzlicher Reststoffe („Liste V“) in NaWaRo-Biogasanlagen zulässig, ansonsten erlischt der Anspruch auf NaWaRo-Bonus

EEG 2012

- Bonussystem abgeschafft, stattdessen nur noch Grundvergütung und zwei Einsatzstoffvergütungsklassen
- gemeinsamer Einsatz von Einsatzstoffen unterschiedlicher Vergütungsklassen in Biomasseanlagen wird möglich: Vergütung ergibt sich anteilig
- Zuordnung der Biomassen zu den Vergütungsklassen und Festlegung der Energie- bzw. Standardbiogaserträge erfolgt in der **Biomasseverordnung**

BiomasseV: Regelungsbereiche

BiomasseV (2005)

- anerkannte Biomasse (§ 2)
- nicht als Biomasse anerkannte Stoffe (§ 3)
- anerkannte technische Verfahren zur Stromerzeugung aus Biomasse (§ 4)
- einzuhaltende Umwelanforderungen (§ 5)

BiomasseV (2012)

- anerkannte Biomasse (§ 2)
- Energieerträge anerkannter Biomasse (§ 2a)
 - Berechnung der einsatzstoffbezogenen Vergütung
- nicht als Biomasse anerkannte Stoffe (§ 3)
 - neu: Altholz mit Ausnahme von Industrierestholz
 - neu: für tierische Nebenprodukte: Bezug auf Verordnung (EG) Nr. 1069/2009 (keine inhaltlichen Änderungen)
- anerkannte technische Verfahren zur Stromerzeugung aus Biomasse (§ 4)
- einzuhaltende Umweltauflagen (§ 5)

Beispiele für Einsatzstoffe der Anlage 1 BiomasseV ohne Anspruch auf einsatzstoffbezogene Vergütung

Einsatzstoffe (Biogas)	Standardbiogasertrag (Methanertrag in m ³ /t Frischmasse)
Altbroten	254
Backabfälle	344
Biertreber (frisch/abgepresst)	61
Buttermilch frisch	32
Casein	392
Fettabscheiderinhalte	15
Flotatfette	100
Flotatschlamm	81
Frittierfette	562
Gemüse (aussortiert)	40

Beispiele für Einsatzstoffe der Einsatzstoffvergütungskategorie I der Anlage 2 BiomasseV

Einsatzstoffe (Biogas)	Standardbiogasertrag (Methanertrag in m ³ /t Frischmasse)
Corn-Cob-Mix	242
Futtermübe	52
Futtermübenblatt	38
Getreide (Ganzpflanze)	103
Getreidekorn	320
Gras einschließlich Ackergras	15
Grünroggen	72
Mais (Ganzpflanze)	106
Sonnenblume (Ganzpflanze)	67

Beispiele für Einsatzstoffe der Einsatzstoffvergütungsklasse II der Anlage 3 BiomasseV

Einsatzstoffe (Biogas)	Standardbiogasertrag (Methanertrag in m ³ /t Frischmasse)
Durchwachsene Silphie	67
Geflügelmist, Geflügeltrockenkot	82
Landschaftspflegematerial einschließlich Landschaftspflegegras (Begriffsbestimmung!)	43
Lupine	80
Pferdemist	35
Rinderfestmist	53
Rindergülle	17
Schweinefestmist	45
Schweinegülle	12

- Berechnungen der Anlagen 1 bis 3 sind nur erforderlich, wenn Einsatzstoffe unterschiedlicher Vergütungsklassen eingesetzt werden!

*Autor: Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit
Dr. Bernhard Dreher
Stresemannstraße 128-130
10117 Berlin*

Energiepflanzenanbau - Welche Stimuli setzt die novellierte Biomasseverordnung für den Substratanbau?

Dr. Armin Vetter und Dr. Gerd Reinhold (Thüringer Landesanstalt für Landwirtschaft)

Grundsätze

Das zum 1. Januar 2012 in Kraft getretene novellierte EEG bringt zahlreiche Änderungen für neu zu errichtende Anlagen (siehe Beitrag Dreher). Dabei sollen als Zielstellungen:

- Vereinfachung des EEG (Reduzierung der Boni),
- Begrenzung des Maisanbaus und verstärkte Nutzung von Grünland sowie
- Erschließung von Reststoffen der Landwirtschaft und von Landschaftsmaterial

erreicht werden. Die angestrebten Ziele dienen vorrangig der Versachlichung einer z. T. emotional geführten Debatte zum Maisanbau, einem voranschreitenden und trotz CC-Auflagen nur schwer beherrschbaren Umbruch von Grünland sowie der Forderung, verstärkt Nebenprodukte und Reststoffe aus der Landwirtschaft zur Verringerung der Flächeninanspruchnahme durch nachwachsende Rohstoffe zu erschließen.

Gleichzeitig sollen die ambitionierten Ziele der Bundesregierung in Bezug auf den Ausbau der erneuerbaren Energien zur Treibhausgasminderung weiter verfolgt werden, was zwingend eine erhebliche energetische Verwertung von Biomassepotenzialen aus der Land- und Forstwirtschaft voraussetzt. Zudem sollen Möglichkeiten geschaffen werden, um die Grund- und Spitzenlastfähigkeit, hier sei das Stichwort „Regelenergie“ aufgeführt, die erneuerbaren Energien zu verbessern. Dies ist u. a. ein Grund, Biomethananlagen zur Einspeisung in das Erdgasnetz verstärkt zu fördern. Um die aufgeführten Zielstellungen zu erreichen, wurde eine neue Vergütungsstruktur mit einer Grundvergütung, zwei Einsatzstoffvergütungsklassen für die Rohstoffe, ein Gasaufbereitungsbonus, eine Regelung für Kleinanlagen mit hohem Gülleanteil sowie von Bioabfallvergärungsanlagen geschaffen (siehe Tabelle im Vortrag Dr. B. Dreher S. 19).

Zusätzlich wird ab 2014 für alle Biogasanlagen > 750 kW eine obligatorische Marktprämie eingeführt. Diese und auch die eingeführte Flexibilitätsprämie können ebenfalls alle anderen Biogasanlagen in Anspruch nehmen. Aus dieser Aufstellung ist schon ersichtlich, dass das Ziel einer Vereinfachung sicher ausblieb.

Stand in Thüringen

Ausgangssituation

In Deutschland sind 7 100 Biogasanlagen mit einer Leistung von 2 780 MW, davon in Thüringen ca. 220 Biogasanlagen mit einer Leistung von über 100 MW (Stand Ende 2011) in Betrieb. Massebezogen wurden in Deutschland zu etwa gleichen Anteilen Gülle und NaWaRo eingesetzt. Energiebezogen machten allerdings die nachwachsenden Rohstoffe mit ca. 80 % den Hauptanteil aus (Gülle ca. 11 %).

Aus den aufgeführten Daten lässt sich die Bedeutung des Einsatzes von nachwachsenden Rohstoffen für die Biogaserzeugung belegen. Allerdings ist der Gülleeinsatz regional sehr unterschiedlich. Vor allem in den tierreichen Regionen der alten Bundesländer und speziell im Norden ist der massebezogene Gülleeinsatz bedeutend niedriger als in den neuen Bundesländern mit vergleichsweise geringem Tierbesatz (Abb. 1).

So macht z. B. in Niedersachsen Gülle nur $\frac{1}{3}$ der Substrate aus, wohingegen in Thüringen die Wirtschaftslage ca. $\frac{3}{4}$ der eingesetzten Substrate ausmachen. Berücksichtigt man weiter, dass ca. 75 % des Substrateinsatzes bei den NaWaRo aus Mais stammen, ist die z. T. kritisch betrachtete hohe Konzentration des Maisanbaus in Veredlungs- und Milchviehregionen nachvollziehbar. Futter in Form von Körner- und/oder Silomais plus Biogasm Mais können in einigen Regionen zu einer hohen Anbaukonzentration führen (Abb. 2).

	Gülle (%)	NawaRo (%)	industr./ landw. Reststoffe (%)	berücksichtigte Rückmeldungen (Anzahl)
Niedersachsen	34,1	65	0,8	116
Rheinland-Pfalz	40,8	59,2	0	26
Baden-Württemberg	41,1	58,5	0,4	72
Bayern	45,3	54,6	0,2	238
Nordrhein-Westfalen	45,3	53,8	0,9	60
Mecklenburg-Vorpommern	49,1	50,9	0	23
Hessen	51,3	47,4	1,3	25
Brandenburg	51,9	46,7	1,3	26
Sachsen	73,4	26,4	0,2	46
Thüringen	77,4	22,2	0,4	39
Deutschland*	46,8	52,8	0,5	724

*inkl. Stadtstaaten, Saarland, Sachsen-Anhalt und Schleswig-Holstein

Abbildung 1: Substrateinsatz in den Bundesländern (Quelle: EEG Monitoring 2011)

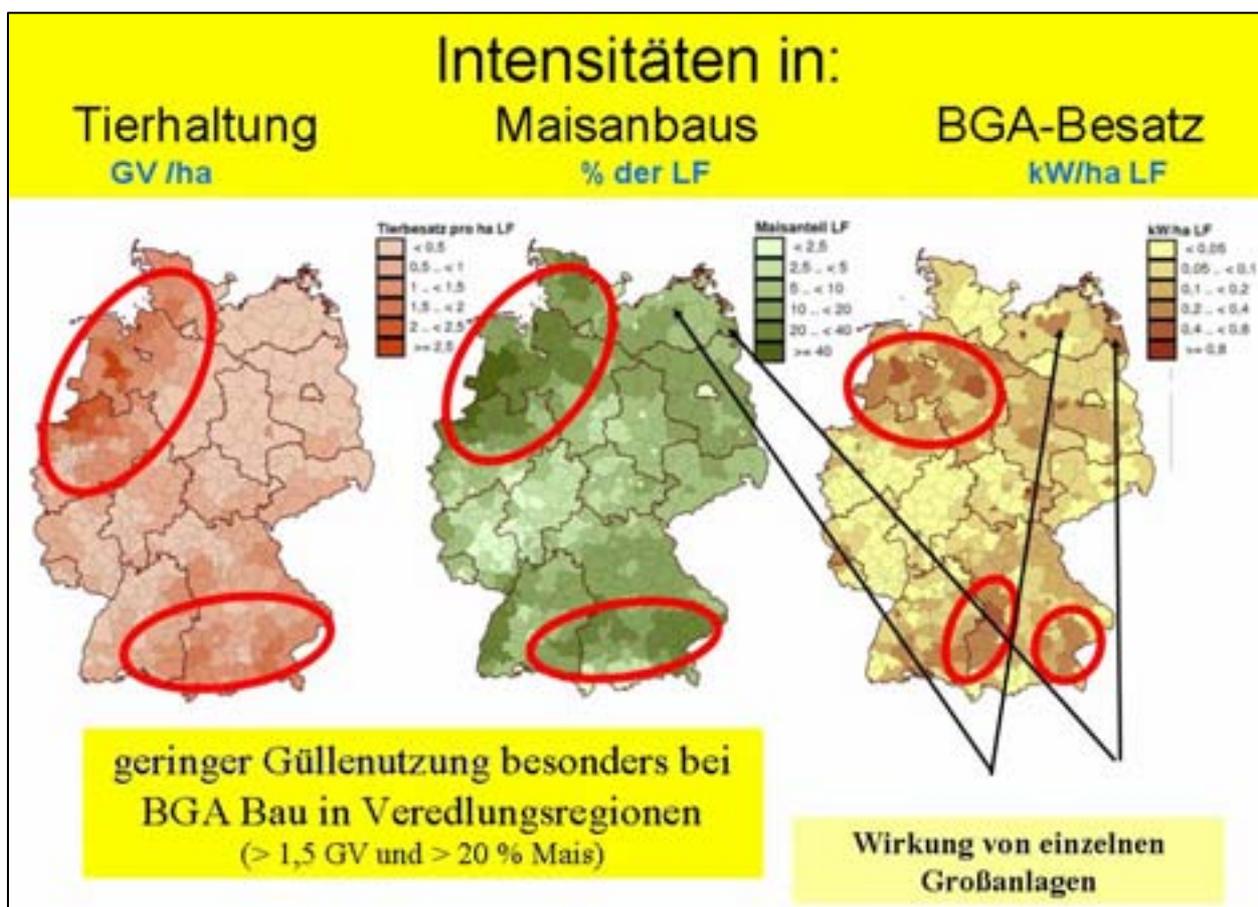


Abbildung 2

In Thüringen ist das Wirtschaftsdüngerpotenzial mittlerweile bei Rindergülle zu ca. 50 % und bei Hühnertrockenkot zu über 100 % durch Importe ausgeschöpft. Defizite gibt es vor allem noch technologiebedingt beim Stallmisteinsatz.

Im Bundesdurchschnitt zeigt sich, dass die Wirtschaftsdünger sehr unterschiedlich genutzt werden (Abb. 3), was auf ihr Gasbildungspotenzial, den Trockenmassegehalt und den Aufwand für die Aufbereitung und Vergärung zurückzuführen ist. Eine weitere Ausschöpfung des Potenzials ist aus ökologischen Gesichtspunkten wünschenswert, aber leider nur noch in begrenztem Umfang in Thüringen möglich.

Der Maisanbau hat in Thüringen auch aufgrund des geringen Tierbestandes von 0,47 GV/h einen Anbauumfang von unter 9 % der Ackerfläche.

Zudem weist der Maisanbau kein Problem auf fruchtfolgetechnischer Seite auf, hier sind es die hohen Getreidekonzentrationen die in Betracht kommen.

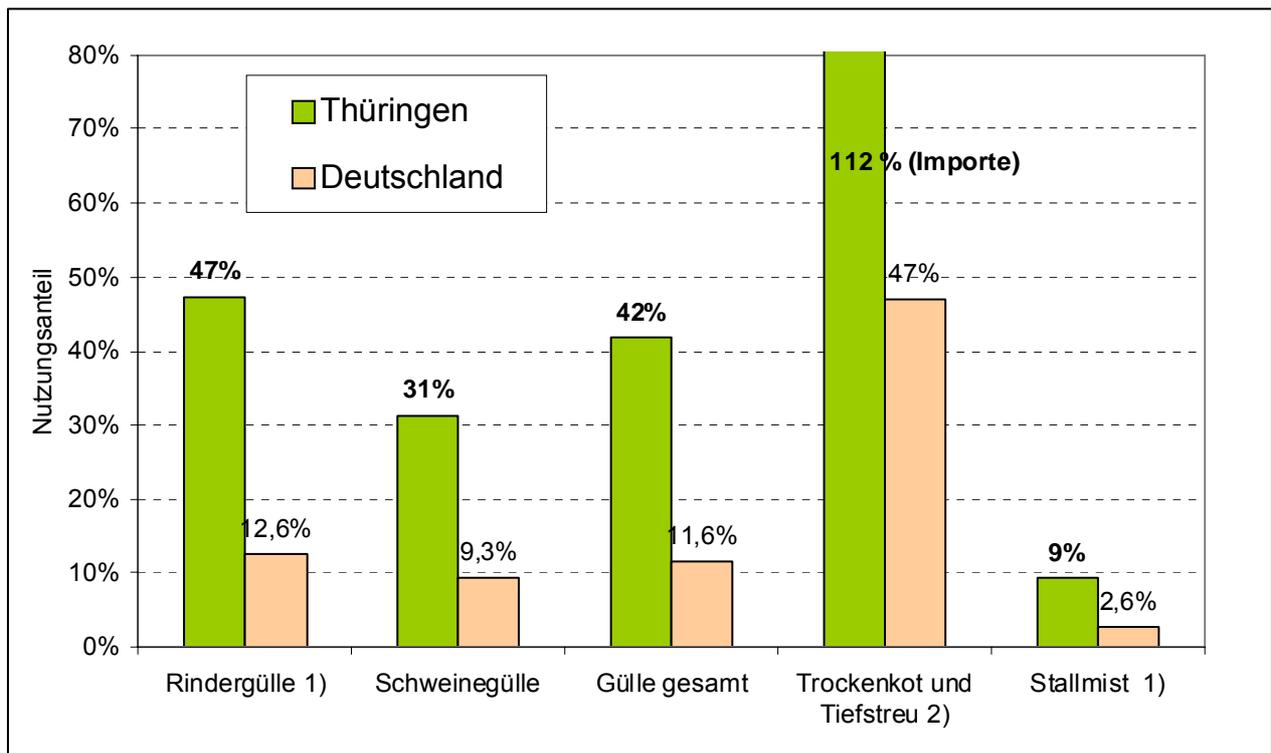


Abbildung 3: Nutzung des Wirtschaftsdüngerpotenzials
 (Quelle: Thüringen TLL 2010, Deutschland Firma bioreact 2010)

Auswirkungen der EEG-Novelle

Erhöhung des Gülleeinsatzes

Eine Grundvoraussetzung für die EEG-Vergütung ist, dass „60 % des in dem jeweiligen Kalenderjahr in der Anlage erzeugten Stroms in Kraft-Wärme-Kopplung nach Maßgabe der Anlage 2 zu diesem Gesetz erzeugt wird.“ Für Biogasanlagen kommt dabei eine „Pauschale“ von 25 % als Prozesswärme zur Anrechnung, sodass nur noch 35 % Wärmenutzung nachzuweisen sind. Anlagen, die im Jahresdurchschnitt 60 Masseprozent Gülle einsetzen, sind von dieser Mindestwärmequote befreit. In Thüringen wird es zunehmend schwieriger, 50 Masseprozent an Gülle einzusetzen, da viele der größeren Stallanlagen bereits eine Biogasanlage betreiben.

Die Forderung nach > 150 Tagen gasdichter Verweilzeit (Fermenter + Gärrestlager) dürfte eher zu einer geringen Güllenutzung führen. Fermenter und Gärrestlager sind teure bauliche Anlagen und zwingen den Betreiber dazu, in dem umbauten Raum möglichst viel Biogas pro Zeiteinheit zu produzieren. Zwangsläufig wird in den meisten Fällen der vakante Faul- und Lagerraum (der dann oft auch noch beheizt ist) bis an die Belastungsgrenze (Raumbelastung) mit energiereichen Substraten beschickt.

Zur Verdeutlichung seien hier die Äquivalente von Gülle und Maissilage aufgeführt. So ersetzt 1 t Maissilage ca. 8 t Rindergülle oder ca. 10 t Schweinegülle.

NaWaRo unter Thüringer Standortbedingungen

Thüringen ist im deutschlandweiten Vergleich durch seine relativ geringen Niederschläge keine typische Futterbauregion. Diese befinden sich vorrangig in Nord- und Süddeutschland.

Der mittlere Silomaisertrag liegt bei 413 dt FM/ha mit jahresbedingten Schwankungen von bis zu 20 %. Zur Bestätigung kommen diese Ergebnisse durch Untersuchungen aus dem Projekt „EVA“. Die Trockenmasseerträge der deutschlandweit durchgeführten Versuche wurden an den jeweiligen Praxiserträgen von Mais in den Regionen „geeicht“ und anschließend mittels einer Delphi-Befragung durch Experten abgesichert. Damit stehen für die betriebswirtschaftlichen Berechnungen des Projektpartners von der Universität Gießen belastbare Verfahrens- und Ertragsdaten für bisher nur in geringem Umfang im Praxisanbau befindliche Fruchtarten zur Verfügung (Tab. 1).

An allen Standorten hatte Mais in Hauptfruchtstellung, bezogen auf den Trockenmasse- und den Methanhektarertrag die höchsten Erträge. Dies trifft mit Ausnahme der Thüringer Ackerebene auch auf die betriebswirtschaftliche Bewertung zu. Auf den Lössstandorten der ostdeutschen Ackerebene war die Ganzpflanzentriticale zumindest dem Mais ebenbürtig. Ähnliche Ergebnisse, allerdings mit kürzerer Laufzeit der Versuche, wurden in der Sachsen-Anhaltinischen Landesanstalt in Bernburg erzielt. Die Differenz von Mais zur zweitbesten Fruchtart, in Abhängigkeit vom Standort, sind das Ganzpflanzengetreide, mehrschnittiges Ackerfutter (Luzerne- oder Klee gras) oder Sorghumarten, beträgt außer in Thüringen 100 bis 200 €/ha (Tab. 1).

Mit der Kombination Winterzwischenfrucht, in diesem Fall Futterroggen, mit der Zweitfrucht Mais lagen an allen Standorten höhere Methanhektarerträge als mit Mais in Hauptfruchtstellung vor. Überraschenderweise war auch auf den trockenwarmen Diluvialstandorten in Kombination Winterzwischenfrucht (WZF)/Zweitfrucht Sorghum der Kombination WZF-Zweitfrucht Mais vor.

Bei den vorgestellten Berechnungen handelt es sich um Berechnungen in Anlehnung an die direkt- und arbeitserledigungskostenfreie Leistung nach KTBL. Eine andere Berechnung mit Thüringer Durchschnittswerten, bezieht die Durchwachsene Silphie mit ein (Abb. 4). Nach diesen Ergebnissen bewegen sich Mais, Ganzpflanzengetreide und Sudangras bei Methanbereitstellungskosten in ähnlichen Relationen.

Tabelle 1: Trockenmasse¹⁾, Methanhektarerträge²⁾ und Deckungsbeiträge³⁾ unterschiedlicher Anbaualternativen (nach Strauß) für die Biogaserzeugung frei Siloplatte (gerundet) für EVA-Regionen. Schwarz markiert jeweils der vorzüglichste Wert, dunkelgrau markiert der zweitbeste Wert (bei TM und MHE Bezug nur auf Einzelkulturarten)

	Höhenlagen Südost (Bayern)			Südwestliches Weser-Ems-Gebiet, sandige Böden (Niedersachsen)			Lössstandorte der ostdeutschen Ackerebene (Thüringen)			Rheintal und Seitentäler (Baden-Württemberg)			Trocken-warme diluviale Böden des ostdeutschen Tieflands (Sachsen)		
	TM dt/ha	MHE m ³ CH ₄ /ha	DB €/ha	TM dt/ha	MHE m ³ CH ₄ /ha	DB €/ha	TM dt/ha	MHE m ³ CH ₄ /ha	DB €/ha	TM dt/ha	MHE m ³ CH ₄ /ha	DB €/ha	TM dt/ha	MHE m ³ CH ₄ /ha	DB €/ha
Mais HF	178	5 200	520	161	4 700	390	146	4 200	310	183	5 300	430	128	3 700	280
Sorghum (b.) HF	140	3 400	50	125	3 000	-120	132	3 200	-60	168	4 100	90	120	2 900	-20
Sorghum (b.x s.) HF	133	3 200	110	115	2 800	-100	129	3 100	40	147	3 500	130	104	2 500	10
Wintertriticale GP	111	3 300	260	121	3 600	280	135	4 000	330	122	3 600	320	71	2 100	0
Winterroggen GP	112	2 900	200	120	3 200	170	126	3 300	170	111	2 900	160	67	1 800	-60
Ackerfutter HNJ	137	3 500	340	148	3 600	-90	111	2 800	90	124	3 000	-80	90	2 300	90
Roggen + Mais	192	5 600	200	180	5 200	40	177	5 100	-40	196	5 700	110	136	3 900	-50
Roggen + Sorghum	196	5 200	150	154	4 000	-220	168	4 400	-120	183	4 800	10	122	3 200	-200

Abkürzungen: HF = Hauptfrucht HNJ = Hauptnutzungsjahr (Etablierungskosten umgelegt), GP = Ganzpflanzennutzung, TM = Trockenmasseertrag, MHE = Methanhektarertrag, DB = Deckungsbeitrag

¹⁾ = Quelle der Daten: Delphi-Befragung Energiepflanzenexperten

²⁾ = Gerundete Erwartungswerte mit 10 Siliiverlusten bezogen auf Methanertrag, Ackerfutter Hauptnutzungsjahr: zusätzlich 10 % Bröckelverluste. Unterstellte Relationen der Gasausbeuten nach HERRMANN et al., 2010; Referenz: Gasausbeute Mais: 321 m³/t oTM

³⁾ = Entspricht in etwa der Direkt- und arbeitsledigungskostenfreien Leistung nach KTBL

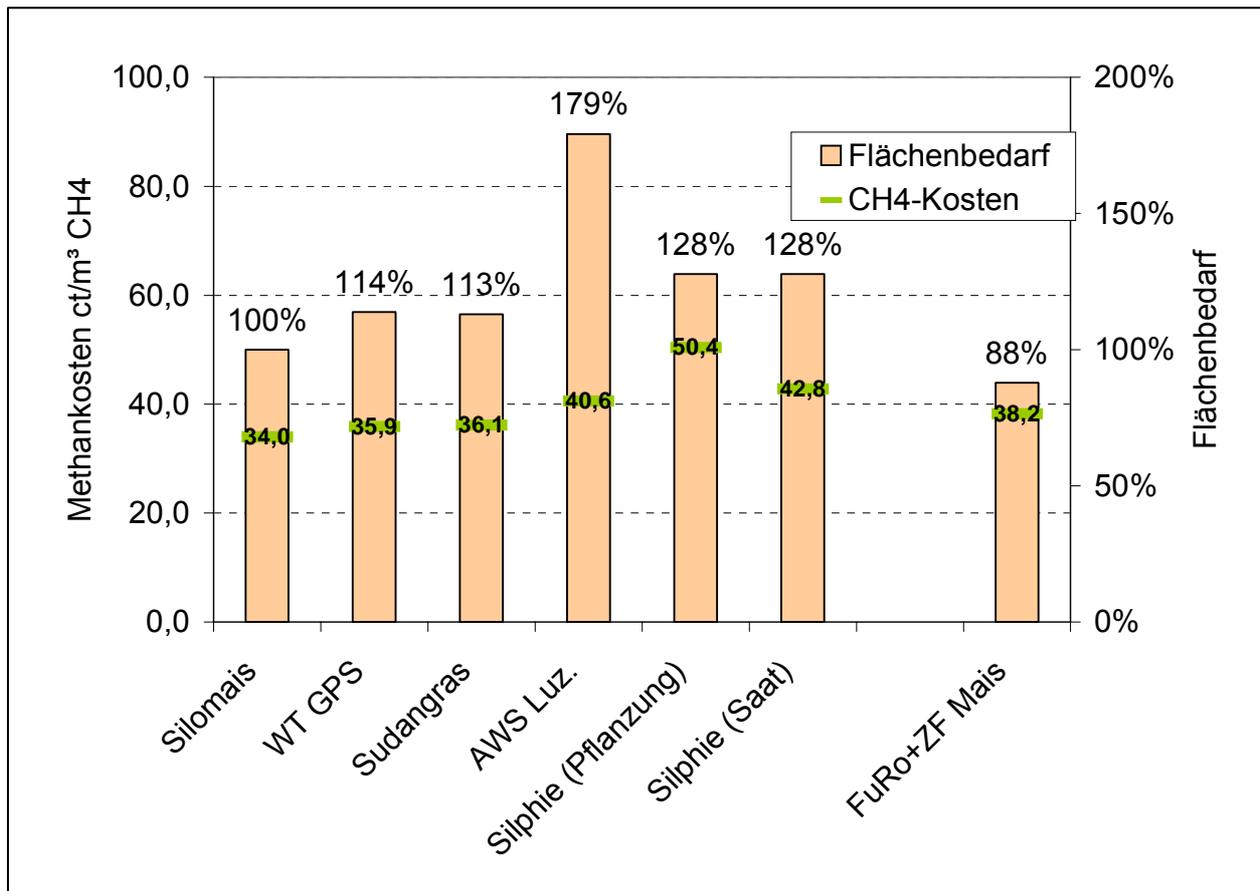


Abbildung 4: Flächenbedarf von Biogasfrüchten (Quelle: Degner, Reinhold, Vetter)

Ackerfutter und die Durchwachsene Silphie, letztere aufgrund der hohen Etablierungskosten für die Pflanzung, verursachen höhere Bereitstellungskosten und eine größere Flächeninanspruchnahme. Die Kombination WZF Futterroggen/Zweitfrucht Mais ist ebenfalls nicht konkurrenzfähig, benötigt aber aufgrund der höheren Erträge weniger Fläche, was bei einem weiteren Pachtpreisanstieg eventuell stärker zu berücksichtigen werden muss.

Zuckerrüben sind nach mündlichen Aussagen von DEGNER (2012) dann zu Mais und GPS unter Thüringer Standortbedingungen als Kosubstrat konkurrenzfähig, wenn sie ohne Silierung zur Verwertung gelangen. Das Einsatzfenster für Zuckerrüben beschränkt sich somit auf ca. 4 Monate (Oktober bis Januar).

Wirkungen der Novelle - Fruchtartenwahl

Die Biomasseverordnung unterscheidet bei den eingesetzten Biomassearten von Anlagen < 20 MW zwischen drei verschiedenen Rohstoffklassen. Dabei ist vor allem die Einsatzstoffklasse II hervorzuheben, deren Ziel es ist, Substrate, die als ökologisch vorteilhaft eingeschätzt werden, stärker zu fördern. Zu diesen Substraten gehören auch Wirtschaftsdünger (mit Absenkung der Vergütung ab 500 kW). Die erzeugte Menge an Elektrizität wird auf der Basis des Energieertrages ($\text{m}^3\text{CH}_4/\text{t FM}$) und der Einsatzmenge anteilig verrechnet.

Tabelle 2: Energiepflanzen der Einsatzstoffvergütungsklasse I und II

Einsatzstoffvergütungsklasse I	Energieertrag m ³ CH ₄ /t FM	Einsatzstoffvergütungsklasse II	Energieertrag m ³ CH ₄ /t FM
Corn-Cob-Mix (CCM)	242	Blühstreifen, Blühflächen, Schonstreifen, Ackerrandstreifen, Wildblumenaufwuchs	72
Futterrübe	52		
Futterrübenblatt	38	Durchwachsene Silphie	67
Getreide ²⁾	103	Geflügelmist, Geflügeltrockenkot	82
Getreidekorn	320	Kleegras ¹⁾	86
Gras einschließlich Ackergras	100	Landschaftspflegematerial einschließ- lich Landschaftspflegegras	43
Grünroggen ²⁾	72		
Hülsenfrüchte ²⁾	63	Leguminosen-Gemenge	79
Kartoffelkraut	30	Lupine	80
Körnermais	324	Luzernegras ¹⁾	79
Lieschkolbenschrot	148	Pferdemist	35
Mais ²⁾	106	Phacelia	80
Sonnenblume ²⁾	67	Rinderfestmist	53
Sorghum ²⁾	80	Rindergülle	17
Sudangras	80	Schafmist, Ziegenmist	59
Weidelgras	79	Schweinefestmist	45
Zuckerrüben	75	Schweinegülle	12
Zuckerrübenblatt mit Anteilen Zuckerrübe	46	Stroh	161
sonstige Pflanzen oder Pflanzenbestandteile	50	Winterrübsen	70

¹⁾ als Zwischenfrucht auf Ackerbaustandorten

²⁾ Ganzpflanze

Mit der Differenzierung der Vergütung der Energiepflanzen im EEG und der Spezifizierung in der Biomasseverordnung will der Gesetzgeber Anreize zum Einsatz ökologisch vorteilhafter Pflanzen schaffen. Neben dem Einsatz von Landschaftspflegematerial und Zwischenfrüchten soll hier auch der Anbau neuer Energiepflanzen, wie z. B. die Durchwachsene Silphie gefördert werden, um bestehende Wirtschaftlichkeitsnachteile auszugleichen (Abb. 5).

Das Gesetz wirft jedoch Fragen auf, die in Zukunft zu klären sein werden. Was zum Beispiel die Substratobergrenze für Mais, CCM und Getreidekorn betrifft, bleiben die Fragen offen:

- Wie soll die Einhaltung der 60 %-Frischmasse-Obergrenze konkret überprüft werden?
- Welchen Aufwand muss der Anlagenbetreiber hierfür auf sich nehmen?
- Wie sollen Umweltgutachter die Prüfung durchführen?
- Wie ist das Einsatzstofftagebuch fälschungssicher zu führen?
- Vernachlässigt die vorgeschriebene Abrechnung nach Frischmasseanteilen nicht, dass eigentlich der verdauliche Anteil der Trockenmasse für die Gasbildung verantwortlich ist und somit mit unterschiedlichen Trockenmassegehalten auch unterschiedliche Masseanteile am Substrat generiert werden?

Da sich die im neuen EEG eingeführte Limitierung auf die Substrat-Frischmasse bezieht, besteht für den Anlagenbetreiber ein gewisser Anreiz, Substrate mit hohem Trockenmasse-Gehalt, wie Getreidekorn, einzusetzen, um die 60 %-Grenze einzuhalten.

Mit der Einführung zweier Vergütungsklassen für NaWaRo-Substrate können Anlagen, die nach dem 1. Januar 2012 in Betrieb gehen, für Substrate, die im EEG als ökologisch vorteilhaft eingestuft wurden, eine höhere Vergütung erlangen.

Die Zuordnung der Substrate zu den jeweiligen Boni wirft aber viele Fragen auf. So fehlt zum Beispiel eine fachliche Begründung dafür, dass die unter Einsatzstoffvergütungsklasse II genannte Auswahl von Zwischenfrüchten ökologisch vorteilhafter sein soll als eine Reihe anderer verfügbarer Pflanzen, zum Beispiel Wickroggen oder Landsberger Gemenge.

Der in der Einsatzstoffklasse II aufgeführten Winterrübsen sind zum einen schlecht geeignet für die Silierung und in Thüringen als Kreuzblüter aus phytosanitären Gründen in Rapsfruchtfolgen unerwünscht.

Für Thüringen sind besonders geeignet der Futterroggen und das Landsberger Gemenge (Abb. 5) sowie der Wickroggen. Sie erreichen ansprechende Erträge und Trockensubstanzgehalte und räumen früh das Feld für die Zweitfrucht Mais. Ökologisch sind sie vor allem als Stickstoffbinder über Winter und für den Erosionsschutz wünschenswert, allerdings betriebswirtschaftlich nicht konkurrenzfähig im Zweikulturnutzungssystem mit Mais zum Hauptfruchtanbau von Mais.

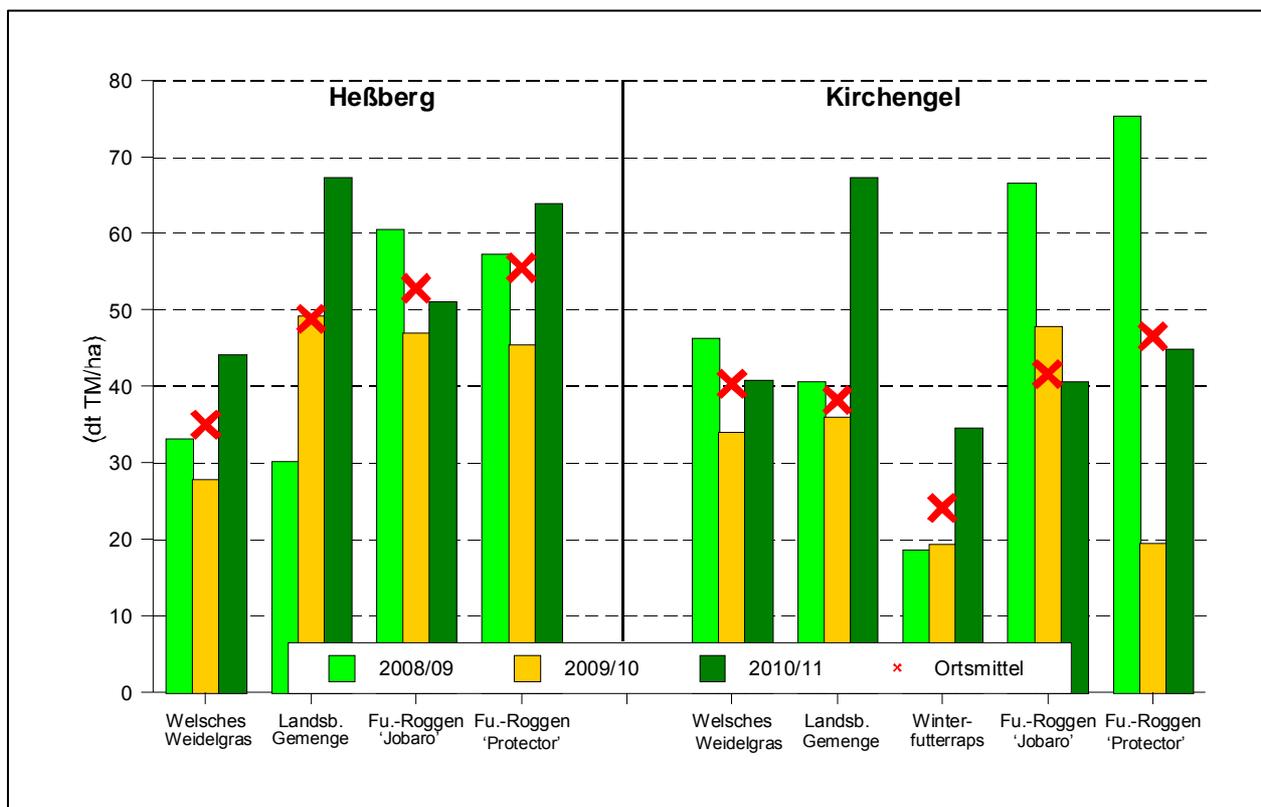


Abbildung 5: Trockenmasseerträge von Winterzwischenfrüchten, Versuchsstation Heßberg und Kirchengel 2008/09 bis 2010/11

Die Forderung muss lauten, diese Fruchtarten in die ESK II aufzunehmen. In der ESK II ist als einzige Sommerzwischenfrucht (SZF) Phacelia aufgeführt, warum diese (Bienenweide?) und nicht andere SZF ist nicht nachvollziehbar. Mit den Sommerzwischenfrüchten könnte zum Erosionsschutz (WRRL) beigetragen werden. Wirtschaftlich macht dies bei den sehr geringen Erträgen in Thüringen auf den meisten Standorten keinen Sinn, wahrscheinlich auch nicht bei einer höheren Vergütung über die ESK II.

Die Aufnahme von Blühstreifen, Blühflächen, Schonstreifen, Ackerrandstreifen, Wildblumenaufwuchs ist wie die Aufnahme der Durchwachsenen Silphie zu begrüßen. Letztere bringt im Vergleich zu Mais ähnlich hohe Trockenmasseerträge, hat allerdings nur eine Methanausbeute von 285 l CH₃/kg oTS, zudem noch mit 10 % einen relativ hohen Aschegehalt. Zur breiten Praxiseinführung dieser Dauerkultur ist die Aufnahme in die ESK II gerechtfertigt. Zum Anbau von Wildblumenmischungen liegen erste Ergebnisse aus einem Forschungsprojekt der FNR vor. Aufgrund der relativ kurzen Laufzeit sind die Ergebnisse hinsichtlich einer betriebswirtschaftlichen Bewertung noch nicht praxisrelevant bewertbar.

Neben der Durchwachsenden Silphie bleiben also noch Klee- und Luzerne-Gras und Leguminosen-Gemenge, Klee- und Luzernegras allerdings als „Zwischenfrucht von Ackerstandorten“. Diese Einschränkung behindert den Anbau mehrschnittiger und mehrjähriger Ackerfuttermischungen von Klee- und Luzernegras. Sie werden voraussichtlich nicht über die Einsatzstoffliste II vergütet. Gerade diese Optionen konnten in den Versuchen der letzten Jahre gute Ergebnisse erzielen. Außerdem bieten sie pflanzenbaulich (z. B. Humusaufbau) und ökologische Vorteile.

Im Zwischenfruchtanbau wiederum schneiden Klee- und Luzernegras in der ökonomischen Bewertung so schlecht ab, dass mit einem Anbau in der landwirtschaftlichen Praxis kaum zu rechnen ist. Während hier eine klare Einschränkung auf Zwischenfrüchte vorgegeben wurde, lässt hingegen der Begriff Leguminosen-Gemenge viel Spielraum für Interpretationen.

Für die inhaltliche Abgrenzung von Leguminosen-Gemenge gegenüber anderen Kulturarten ist zunächst unklar: Zu welchem Anteil muss ein Gemenge aus groß- oder kleinkörnigen Leguminosen bestehen, damit es als „Leguminosen-Gemenge“ im Sinne des EEG 2012 bezeichnet werden kann? Sowohl in der pflanzenbaulichen Literatur als auch in der Auslegung von Agrarumweltprogrammen einiger Länder, in denen der Begriff vorkommt, werden auch Gemenge mit Anteilen nichtlegumer Fruchtarten als Leguminosen-Gemenge bezeichnet. Insofern zählen Klee- und Luzernegras eigentlich auch zu diesen Gemengen.

Andererseits lässt sich fachlich sicher bezweifeln, dass das Substrat eines Weidelgras-Bestands durch Zufügen einer Handvoll Kleesaat zum „Leguminosen-Gemenge“ wird.

Des Weiteren gilt es zu klären, ob ein Ganzpflanzengetreide-Ackerbohnen oder Erbsen-Gemenge unter den Begriff fällt. Mit Triticale GPS und Winterackerbohne in Mischung konnten in Thüringen in den letzten Jahren gute Ergebnisse erzielt werden. Diese Gemenge bringen keinen höheren Methanhektarertrag als Triticale GPS im Preis mit, verursachen aber höhere Kosten im Anbau, sind aber gleichzeitig wertvoll für die Biodiversität im Agrarraum, d. h. ein klarer Fall für die ESK II.

Wirkung der Novelle - Modellbetrachtung

Die Wirkung des Einsatzes von Durchwachsener Silphie wird an einer Modellanlage mit 200 kW, die mit 10 000 m³ Rindergülle und Maissilage (35 €/t, 32 % TS, 330 l CH₄/kg oTS) gefüttert wird, geprüft. Hinzu kommt noch, dass zukünftig 20 % des Gases aus dem Einsatz von Durchwachsener Silphie (31 €/t, 28 % TS, 285 l CH₄/kg oTS) erzeugt wird.

In der Modellanlage reduziert sich der Maiseinsatz von 85 ha auf 61 ha. Bei Beachtung der 23 ha Silphie-Fläche ergibt sich keine nennenswerte Einsparung von Ackerfläche bedingt durch den geringeren TS-Gehalt eine moderate Belastungssteigerung (von 2,50 auf 2,58 kg/m³ x d) und eine geringe Verweilzeitverkürzung. Bedingt durch den geringeren spezifischen Gasertrag steigen trotz moderater Substratkosten von 31 €/t FM die Biomassekosten von 107 auf 115 T€/a. Aus den gleichen Gründen sind Mehraufwendungen für das Substratlager erforderlich. Auch wenn die Vergütung durch den Einsatz der Silphie von 20,67 auf 21,03 ct/kWh steigt, so überkompensieren die Kosten den Vergütungseffekt (Abb. 8). Insgesamt reicht der Anreiz von 2 ct/kWh bei derzeit abschätzbaren Herstellungskosten von 31 €/t (Saatvariante) nicht aus, um ein positives ökonomisches Ergebnis zu erreichen. Der Gewinn vor Steuer verschlechtert sich von 12,4 auf 8,8 T€ durch den Silphie-Einsatz. Insgesamt ist dieser wesentlich vom Gülleeinsatz dominiert. Bei Verringerung der Güllemenge auf 5 000 m³/a und Leistungssteigerung auf 250 kW würde sich das negative Ergebnis von -20,5 auf -24,9 T€ verschlechtern.

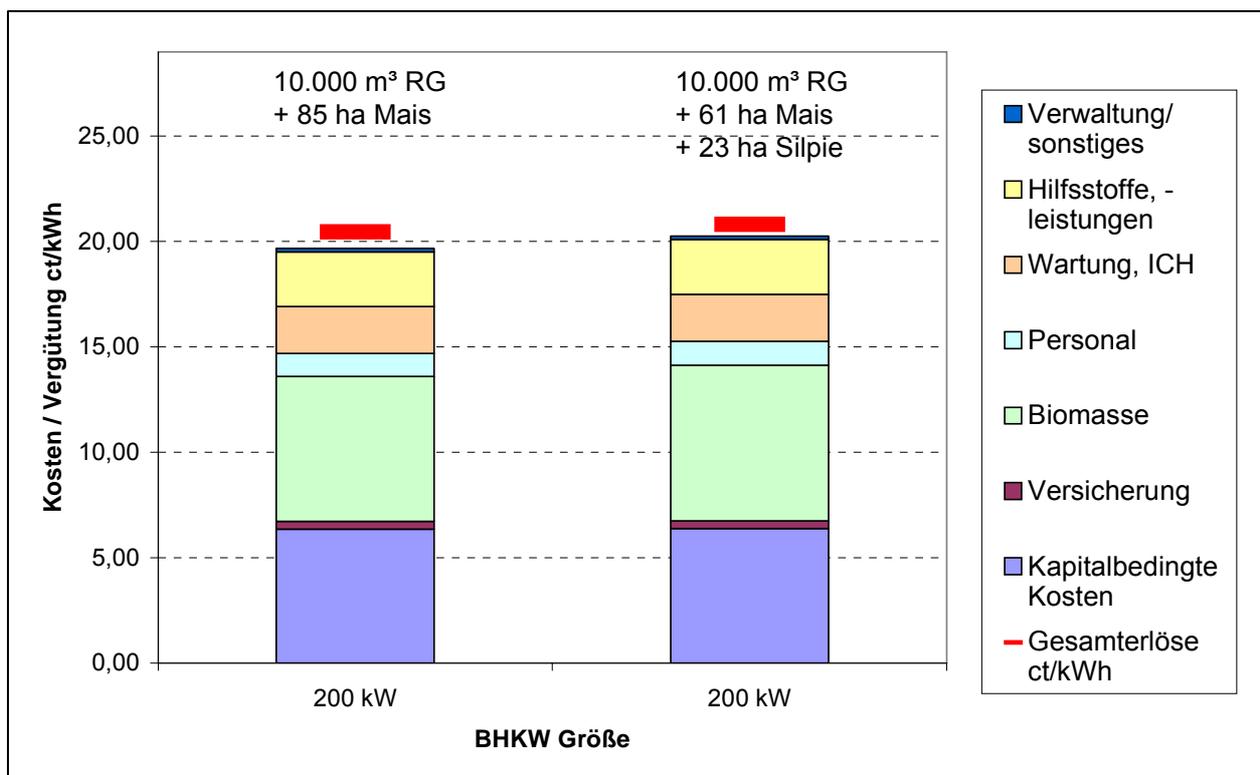


Abbildung 6: Wirtschaftlichkeitsvergleich von Einsatz des Maises und Durchwachsene Silphie-Einsatz in einer 200 kW BGA

Ein Einsatz von Luzernegras (47 €/t, 40 % TS, 290 l CH₄/kg oTS) - ungeachtet der Tatsache, dass dieses nach der Biomasseverordnung nur als Zwischenfrucht mit erhöhtem Bonus einsetzbar ist - würde auch zu einer verschlechterten Wirtschaftlichkeit der Anlage führen. Der Gewinn vor Steuer geht von 12,4 auf 8,9 T€ bei der 200 kW-Anlage mit 10 000 m³ Rindergülleinsatz zurück.

Ebenso kann der Einsatz von Ackergras, welches nach BWR der TLL mit 47 €/t FM und 320 l CH₄/kg oTS zu veranschlagen ist, wirtschaftlich nicht mit Mais konkurrieren, zumal hier noch Zusatzaufwendungen bei verstärktem Einsatz erforderlich sind. Ackergras erhält nur 6 ct/kWh Einsatzstoffbonus. Ökonomisch verschlechtert sich das Ergebnis von 12,4 auf 11,1 T€. Eine Vergütung von 8 ct/kWh könnte somit die Wirtschaftlichkeitsnachteile ausgleichen.

Grünland

Ausdrückliches Ziel der Novelle war es, weiteren Grünlandumbruch zu verhindern. In Thüringen wird im Gegensatz zu den ertragsreichen Niedermoorstandorten Norddeutschlands kaum Grünland im Ackerland überführt. Trotzdem ist auch in Thüringen ein erheblicher Rückgang des Grünlandes zu verzeichnen. Die Ursachen liegen im Flächenertrag durch Baumaßnahmen und, vor allem in den Mittelgebirgsregionen, einer zunehmenden Verbuschung. Letztere ist darin begründet, dass es sich nicht mehr lohnt, diese Standorte zu bewirtschaften bzw. extensiv, z. B. durch ausschließliche Beweidung mit Schafen, kann diese Verbuschung nicht aufgehalten werden.

Vorsorglich, um nicht gegen CC-Auflagen zu verstoßen, haben viele Betriebe verbuschte Grünlandflächen „abgemeldet“. In der Statistik erscheinen diese Flächen dann als Grünlandverlust, landläufig fälschlicherweise als Umbruch bezeichnet.

Die einzige Möglichkeit, den Umbruch von fruchtbarem Grünland bzw. die Verbuschung von ertragsschwachem Grünland zu verhindern, ist die Verbesserung der Wirtschaftlichkeit. Im novellierten EEG wurde diese Chance vertan. Grünland ist unter Gras, d. h. dem ESK I, aufgeführt. Extensives, max. zweischnittiges Grünland fällt als „Landschaftspflegematerial einschließlich Landschaftspflegegras“ unter die ESK II.

Extensiv geführtes Grünland bringt relativ niedrige Gaserträge. Ob die zusätzliche Vergütung in der ESK II ausreicht, dieses Material, das zusätzlich noch Probleme bei der Konservierung, Zuführung und Durchmischung bereitet, verstärkt in Biogasanlagen einzusetzen, darf angezweifelt werden. In Thüringen hat sich auf vielen Standorten bewährt, den ersten sowie eventuell den zweiten Schnitt zu verfüttern und dann den zweiten bzw. dritten Schnitt in die Biogasanlage zu geben. Wie dieses System nun einzuordnen und zu kontrollieren ist, bleibt abzuwarten. Die einfachste Lösung wäre gewesen, Grünlandaufwüchse grundsätzlich in der ESK II zu führen. Die Mengen und damit die zusätzlichen Aufwendungen für die Vergütung halten sich in Grenzen und Grünland würde mit höchster Wahrscheinlichkeit genutzt und damit erhalten.

Im Folgenden wird untersucht, inwieweit die um 2 ct erhöhte Einsatzstoffvergütung ausreicht, um Landschaftspflegematerial in den Biogasanlagen zum Einsatz bringen zu können. Nach mündlicher Aussage von DEGNER (2011) wurde dabei zwischen den

nachfolgenden Verfahrensvarianten, die unterschiedliche Silagequalitäten und Kosten bewirken, unterschieden:

- Extensive Grünlandbewirtschaftung mit den Auflagen aus den KULAP-Programmen N 2 und N 3 mit niedrigem Ertrag (35 dt TM/ha). Ausschließliche Nutzung des ersten Aufwuchses mit Ertragsanteil von rd. $\frac{2}{3}$ als Anwelksilage für die Biogasanlage (BGA). Die Aufwendungen für die Silage (43 €/t FM) resultieren aus den Arbeitsgängen zur Ernte und Konservierung sowie anteiligen Pacht- und Allgemeinkosten.
- Nutzung von bisher nicht zur Konservaterzeugung benötigten Grünlandflächen, die damit das Produkt nur mit den Ernte- und Silierkosten (30 €/t FM) belasten. Hier wird von noch etwas älterem Material ausgegangen, das aber die in der Einsatzstoffliste ausgewiesene Gasausbeute für Landschaftspflegematerial mit 150 l CH₄/kg oTS sicher erreicht.

Das Ergebnis der Modellkalkulation für die beiden Verfahren wird für unterschiedliche Methanausbeuten mit der Referenzvariante Silomais verglichen, wobei hier im Gegensatz zum Grünland Nutzungskosten von 100 €/ha für das alternativ verwertbare Ackerland enthalten sind. Zur Berücksichtigung der unterschiedlichen Qualitäten und dementsprechend unterschiedlicher Methanerträge finden die Stufen 250 und 200 l CH₄/kg oTS (KULAP Grünland) sowie 200 und 150 l (sonstiges Grünland) CH₄/kg oTS Beachtung. Generell wird von 10 % Silierverlust und 90 % oTS Anteil ausgegangen. Die Herstellungskosten für das kostengünstig erzeugte Kosubstrat aus der Landschaftspflege liegen deutlich über dem aus Silomais (Tab. 3).

Tabelle 3: Vergleich der Herstellungskosten von Kosubstraten aus der Landschaftspflege mit dem Standard Silomais

Position	ME	Silomais	Anwelksilage			
			Variante I		Variante II (nur AEK ¹⁾)	
TM-Ertrag	dt/ha	120	15 ²⁾			
Methanausbeute	l CH ₄ /kg oTS	340	250	200	200	150
Herstellungskosten ³⁾	€/t FM	38	43	43	30	30
spezifische Substratkosten (38 % Wirkungsgrad)	€/m ³ CH ₄	0,37	0,55	0,68	0,48	0,63
	€/kWh el	0,105	0,144	0,180	0,125	0,167

¹⁾ AEK = Arbeiterledigungskosten für Ernte und Silierung

²⁾ anteiliger Ertrag aus der Schnittnutzung

³⁾ einschließlich Zinsansatz

Es zeigt sich, dass der zu erwartende Methanertrag, ausgedrückt in Form der Methanausbeute, neben den Herstellungskosten einen dominanten Einfluss auf die spezifischen Substratkosten ausübt. Die dafür ausschlaggebende Gasausbeute wurde mit 250 bzw. 200 l CH₄/kg oTS für die KULAP-Standorte und 200 bzw. 150 l CH₄/kg oTS für das sonstige bisher nicht genutzte Grünland unterstellt.

Auch bei Maissilage liegen die ermittelten spezifischen Substratkosten mit rund 10 ct/kWh bei einem unterstellten Wirkungsgrad von 38 % deutlich über den 6 ct/kWh

Einsatzstoffbonus. Bei dem untersuchten Landschaftspflegematerial von KULAP-Flächen zeigt sich, dass neben dem deutlich verringerten Methanhektarertrag die Vollkosten um 4 bis 7,5 ct/kWh höher liegen als bei Maissilage. Wenn nur die Arbeitserledigungskosten für Ernte und Silierung anfallen, so zeigt sich, dass nur bei ausreichend hoher Methanausbeute und einer Anerkennung als Landschaftspflegematerial durch den erhöhten Bonus eine Kostengleichheit erreicht wird. Ein Ausgleich der Mehraufwendungen, z. B. für erhöhten Rühraufwand bzw. ein Anreiz zum Einsatz, wird hier noch nicht gegeben.

Die Verbesserung der relativen Vorzüglichkeit von Gaseinspeiseanlagen gegenüber klassischen landwirtschaftlichen Biogasanlagen wird auch zu einer Zunahme derartiger Anlagen in Thüringen führen. Die bevorzugte Anlagengröße zwischen 700 und 1 400 m³/h hat einen Bedarf von ca. 2 000 bis 4 000 ha Mais. Bei Anteilen in der Fruchtfolge von 20 bis 25 % Mais folgt ein Einzugsgebiet von 10 000 bis 20 000 ha. Die anfallenden Mengen sind zu beherrschen, bergen aber die Gefahr einer Konzentration des Substratanbaus um die Einspeiseanlage. Für die Thüringer Agrarbetriebe ergeben sich daher zwei Möglichkeiten, an den zukünftigen Trends teilzuhaben. Zum einen sollte mit landwirtschaftlichen Biogasanlagen zunehmend in den Markt der Regelenergie eingestiegen bzw. bei der Methaneinspeisung eine enge Zusammenarbeit am besten als Gemeinschaftsunternehmen mit Energieversorgern gesucht werden.

Fazit

Mit der Novelle des EEG wird über verschiedene Einsatzstoffklassen angestrebt, die Substratvielfalt bei der Biogaserzeugung zu erhöhen. Nach gegenwärtiger Einschätzung kommt es, bedingt durch die Forderung einer 150-tägigen gasdichten Abdeckung für den Fermenter und das Gärrestlager, zu keinem erweiterten Gülleeinsatz.

Mais wird neben der Gülle in Thüringen das bestimmende Substrat bleiben. Ganzpflanzengetreide, bevorzugt Triticale, bringt in Thüringen ähnlich hohe Methanhektarerträge wie Mais bei annähernd gleichen Kosten. Die unterschiedliche Hauptvegetationszeit erhöht zudem bei Wetterextremen die Sicherheit der Substratbereitstellung. Auch ist Getreide-GPS eine gute Vorfrucht für eine optimale Rapsaussaat.

Mit dem Ausschluss der ertragsstarken Winterzwischenfrüchte aus der ESK II wurde eine Chance für eine „Ökologisierung“ vertan. Eine ähnliche Aussage muss auch für das mehrjährige Ackerfutter und das Grünland getroffen werden.

Zuckerrüben und Hirsen haben den Vorteil, dass sie in Trockenphasen das Wachstum einstellen und bei Wasserzufuhr im Gegensatz zu Mais weiterwachsen. Vor allem die Hackfrucht Zuckerrübe könnte daher in geringem Umfang als Kosubstrat auch ohne Förderung in der ESK II eine gewisse Bedeutung erlangen.

Aus ökonomischer Sicht ist festzustellen, dass mit Ausnahme der Wirtschaftsdünger in der Einsatzstoffgruppe II die Anreize kaum ausreichen, um einen entsprechenden wirtschaftlichen Anreiz für weitere Fruchtarten zu generieren.

Regelenergie - Zukunftsfrage für die Erneuerbaren!

Jens Fromm (Genossenschaft Deutscher Grün-Energie Erzeuger e G)

EEG 2012: Perspektiven für Biogas

- Für das betriebswirtschaftliche Ergebnis von Biogasanlagen werden zukünftig zwei Fähigkeiten entscheidend von Bedeutung sein:
 - Regel-Fähigkeit → bedarfsgerechte Erzeugung
 - Vermarktungs-Fähigkeit
- Beide Fähigkeiten können nur durch die Bündelung vieler einzelner Anlagen erreicht und wirtschaftlich erfolgreich genutzt werden.
- Der Gesetzgeber schafft dafür im EEG 2012 finanzielle Anreize:
 - Markt orientiertes Modell → „Marktpremie“ und
 - Investitionsförderung - „Flexibilitäts-Prämie“

Mehrerlös-Chancen für Betreiber regelbarer Anlagen!

Die Vision: Der Markt!

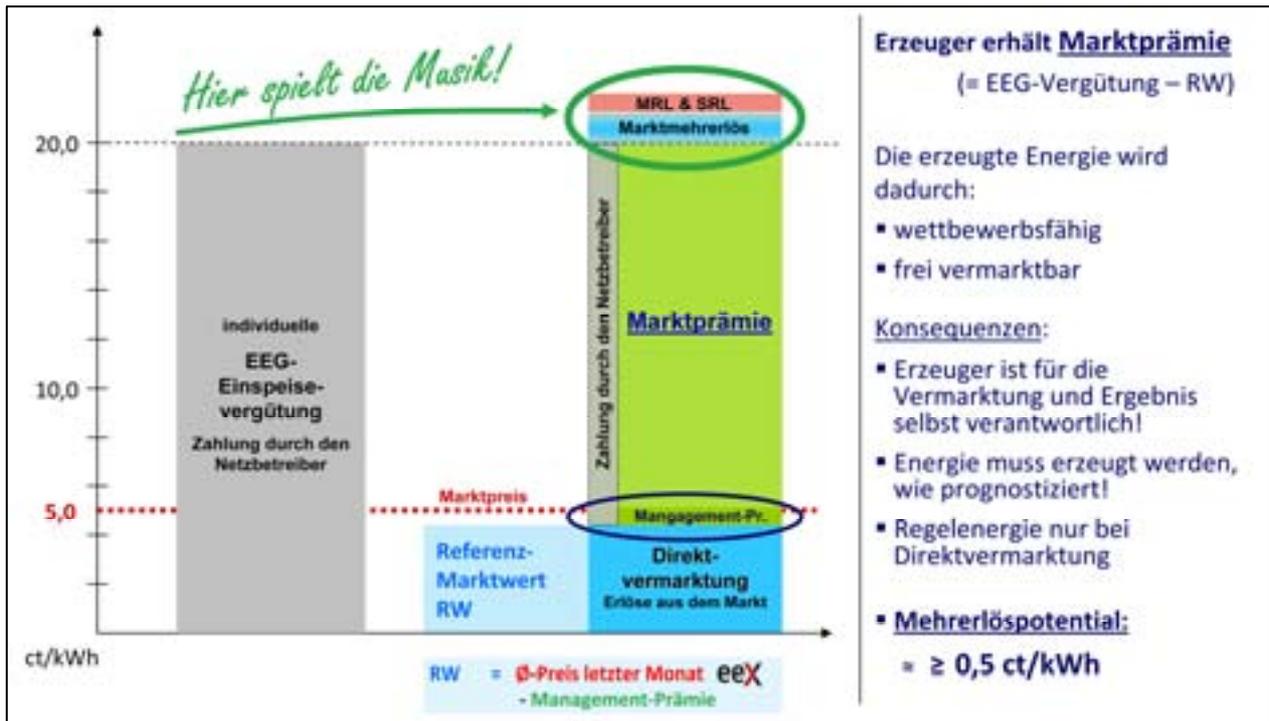
Wozu den Markt, wenn es doch das EEG gibt?

- Das EEG hat keinen Inflations-Ausgleich!

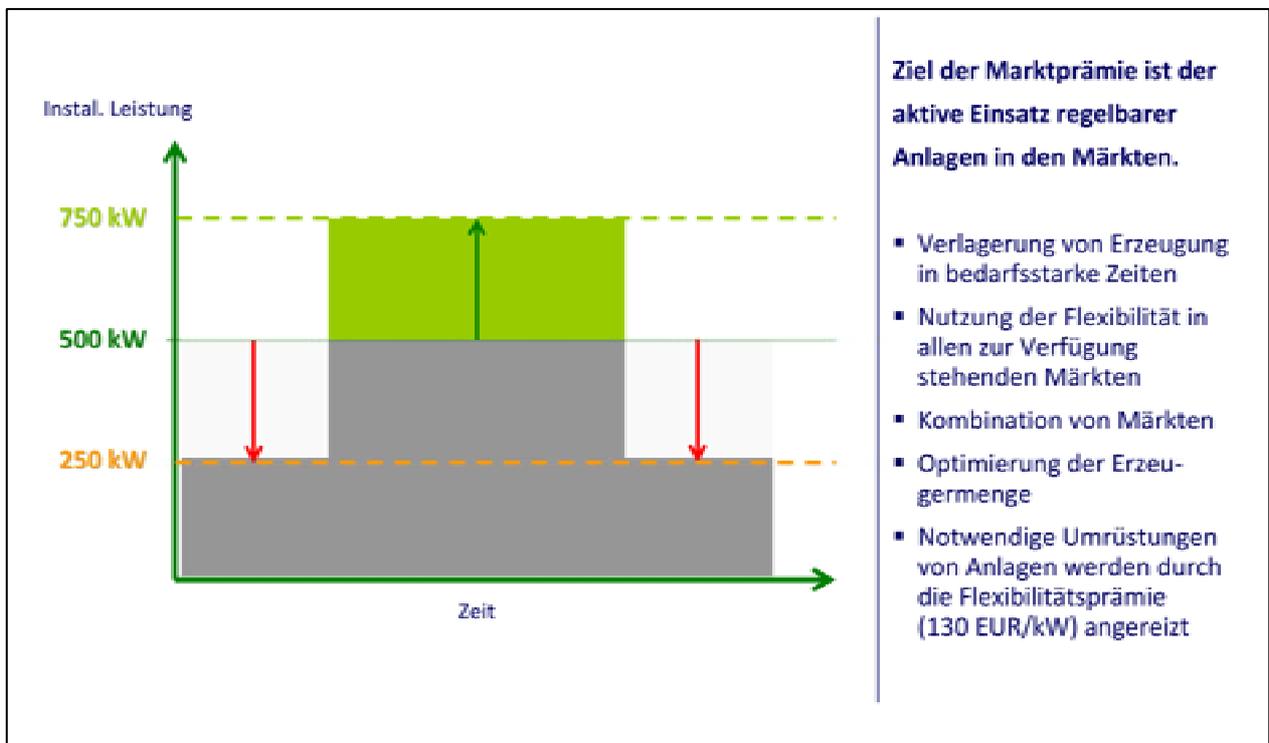
Welche Alternativen gibt es für uns?

- Vermarktung von Wärme:
 - Aktive Teilnahme am Markt!
 - Zusatzerlöse können Gewinne absichern!
 - Ist der Anteil an Wärmeverkauf auch zukünftig ausreichend?
- Vermarktung von Strom:
 - Gibt es überhaupt für uns einen Markt?
 - Wie ist eine aktive Teilnahme am Markt überhaupt möglich?

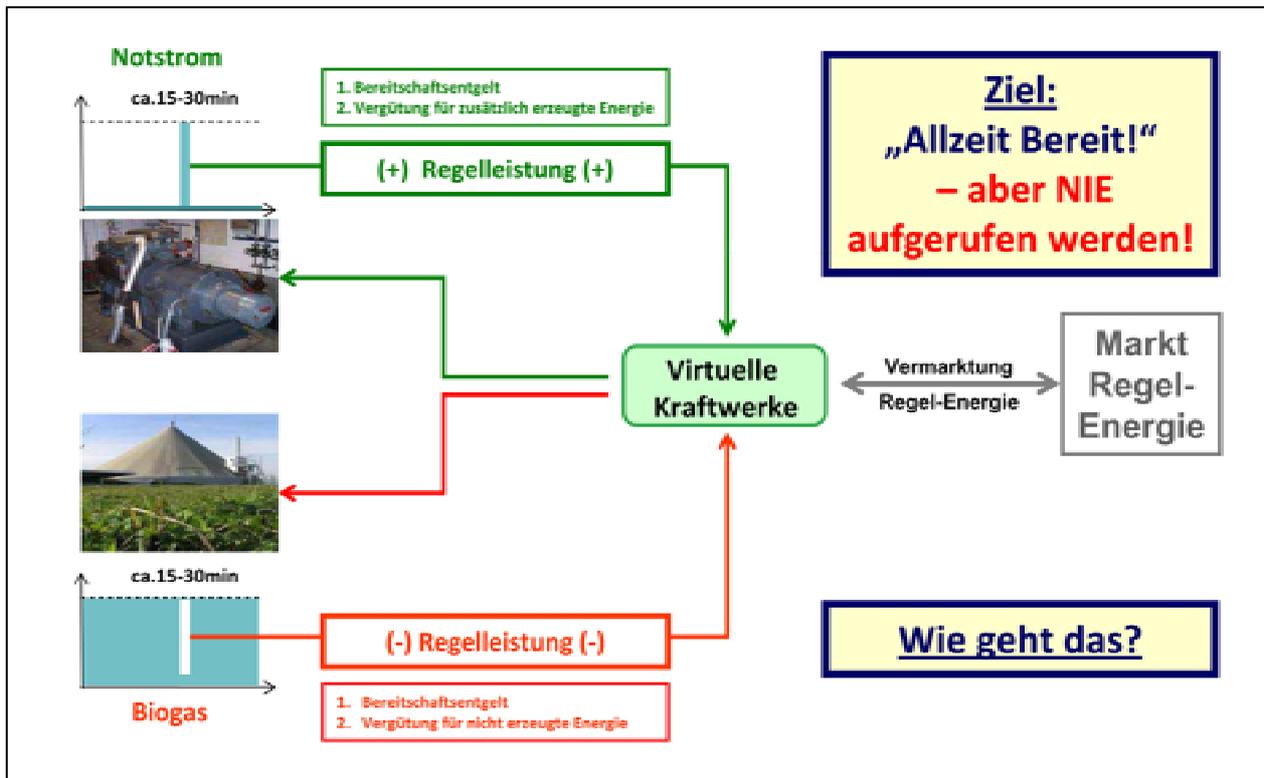
EEG 2012: Die Management-Prämie ist nur ein Teil



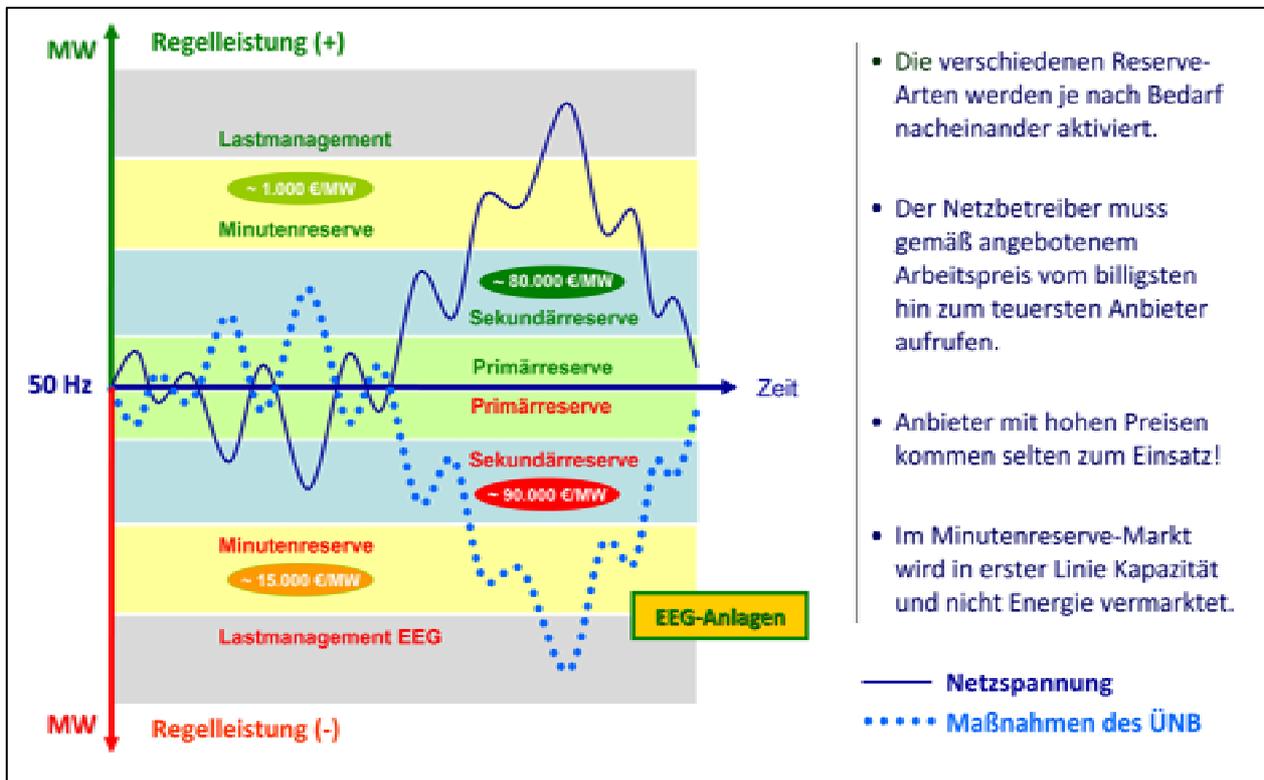
Ziele des EEG 2012: Flexibilisierung der Fahrweise



Direktvermarktung im EEG 2012: Regelernergie



Stabilisierung des Netzes: Maßnahmen des Übertragungsnetzbetreibers (ÜNB)



EEG 2012: Direktvermarktung ist Vielfalt

- Bestandsanlagen optimieren aus der Sicherheit des EEG heraus
- Direktvermarktung der Energie
 - ist eine Chance zur Erlösverbesserung und
 - bestimmt zukünftig die Wirtschaftlichkeit neuer Projekte
- Regelenergie ist ein Teil der Vermarktungsstrategie, nicht ihr Inhalt selbst.
- Direktvermarktung ist nur dann effektiv, wenn verschiedene Märkte genutzt und miteinander verknüpft werden.

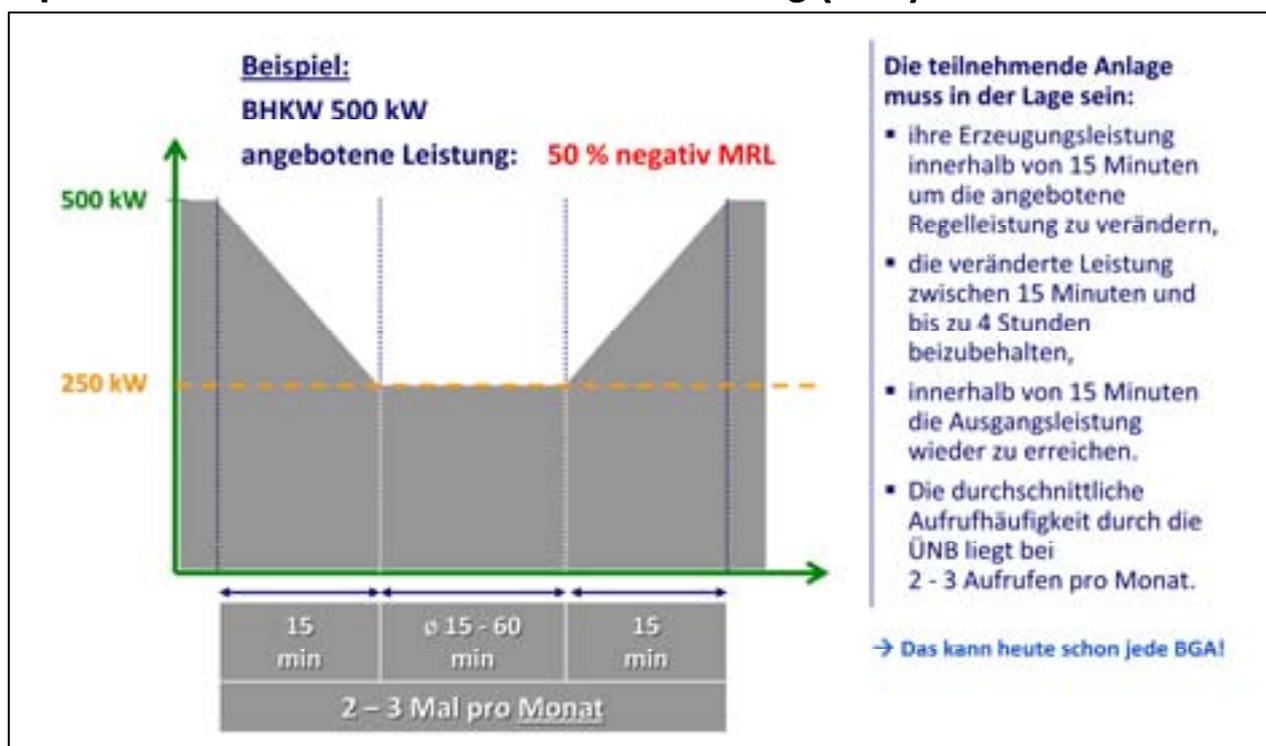
EEG 2012: Konsequenzen

- Chancen und Mehrerlöse für Bestandsanlagen
- Vermarktungsdruck auf neue Projekte (direkt und indirekt)
Ziel: Vermarktung ohne Förderung
- Massiver Eintritt etablierter Marktteilnehmer in den Bereich Vermarktung erneuerbarer Energie mit entsprechenden Fähigkeiten
- Die Marktprämie ist kein „Mitnahmegeschenk“, sondern Angebot, Druckmittel und Chance zugleich, sich in die Energiemärkte zu integrieren!

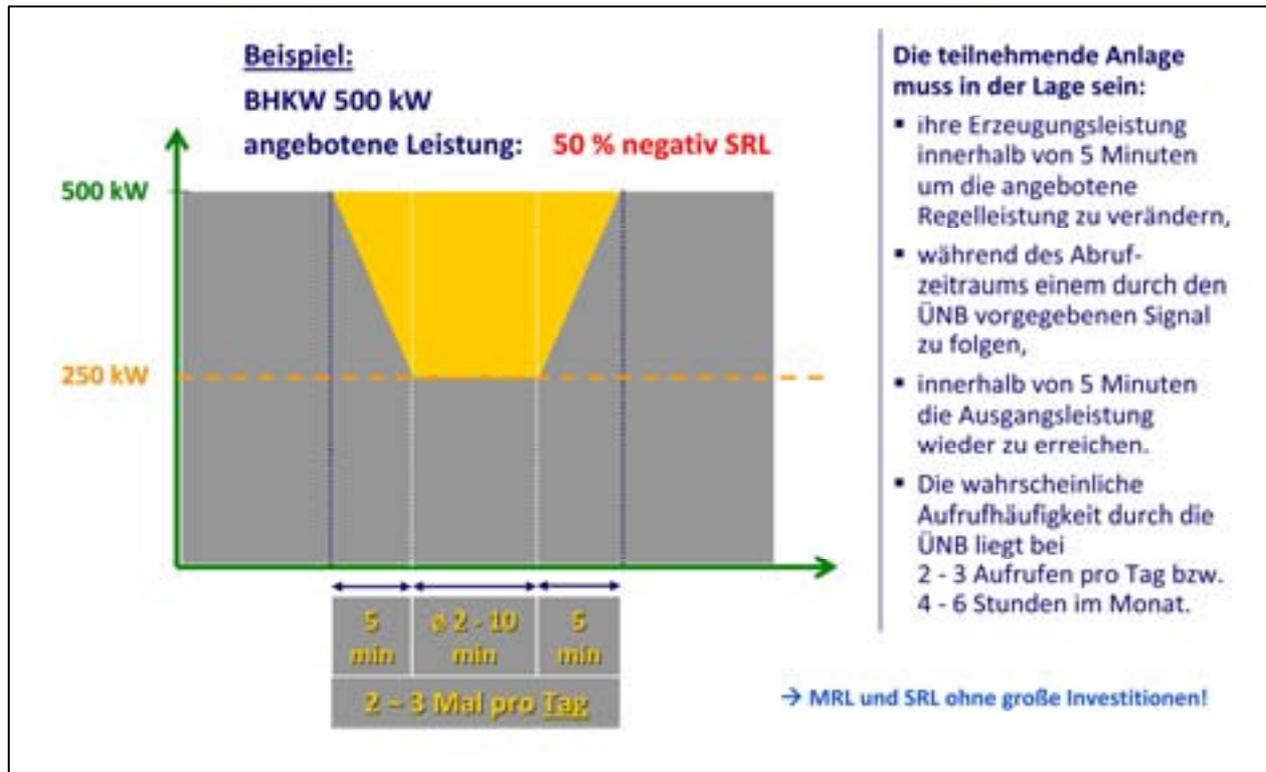
Konsequenzen für uns Erzeuger:

- Chancen nutzen
- Fähigkeiten und Strukturen aufbauen

Optionen im EEG 2012: Minutenreserveleistung (MRL)



Optionen im EEG 2012: Sekundärregelleistung (SRL)



Flexibilität ist der Schlüssel zu Mehrerlösen

Vorhandene Flexibilität erschließen:

- Fernsteuerbarkeit herstellen
- Ungenutzte Motorenkapazität nutzen
- Speicherfähigkeit und Motorenflexibilität bewerten

Flexibilität (preiswert) erweitern:

- Motoren- / Trafokapazität (z. B. bei anstehendem Motortausch)
- Speicherfähigkeit
- Nutzung der Flex-Prämie

Neue Anlagen flexibel bauen:

- Flexibilität bei der Auslegung von Motoren- / Trafo- und Speicherkapazitäten berücksichtigen
- Nutzung der Flex-Prämie

Was sollte ich bei der Auswahl eines Vermarktungs-Partners beachten?

Direktvermarktung

Sicherheiten:

- EEG-Vergütung garantiert?
- Sicherheiten für die Zahlungen (Bankgarantie, 3 Monate)

Fähigkeiten:

- Erfahrenes Handelshaus, Abdeckung verschiedener Märkte?
- Erfahrung bei der Vermarktung dezentraler Anlagen?
- Eigenes virtuelles Kraftwerk?
- Kompetenz zu Optimierung?

Schnittstellen:

- Verknüpfung der Schnittstelle mit Anlagensteuerung oder nur BHKW ein/aus?
- Schnittstelle mit meinem Anlagenhersteller kompatibel?
- Meine Schnittstelle? Wer haftet dafür?

Strategische Übereinstimmungen:

- Ziele des Partners?
- Langfristige Perspektiven?
- Vertretung meiner Interessen im Markt oder nur Abnahme meiner Energie?
- Unterstützung landwirtschaftsnaher Strukturen?
- Potenzial für Mehr-Erlös? Wo bleibt die Wertschöpfung?

Fähigkeiten und Strukturen

Erfolgreiche Nutzung von Markt- und Flexibilitätsprämie:

- Vermarktungsfähigkeit
- Regelfähigkeit

Zusammenschluss:

Für Marktteilnahme verfügen einzelne Betreiber allein nicht über notwendige Größen, Kompetenzen und Strukturen.

Infrastruktur:

- Virtuelles Kraftwerk
- Vermarktungsplattform
- Vermarktungspartner

Wir sind da! Die Genossenschaft Deutscher Grünstromerzeuger (GDGE)

- Über 150 Anlagen: Biogasanlagen, Windkraftanlagen, Photovoltaikanlagen und Wasserkraftanlagen
- Über 70 MW Leistung

Ziele und Partner der GDGE

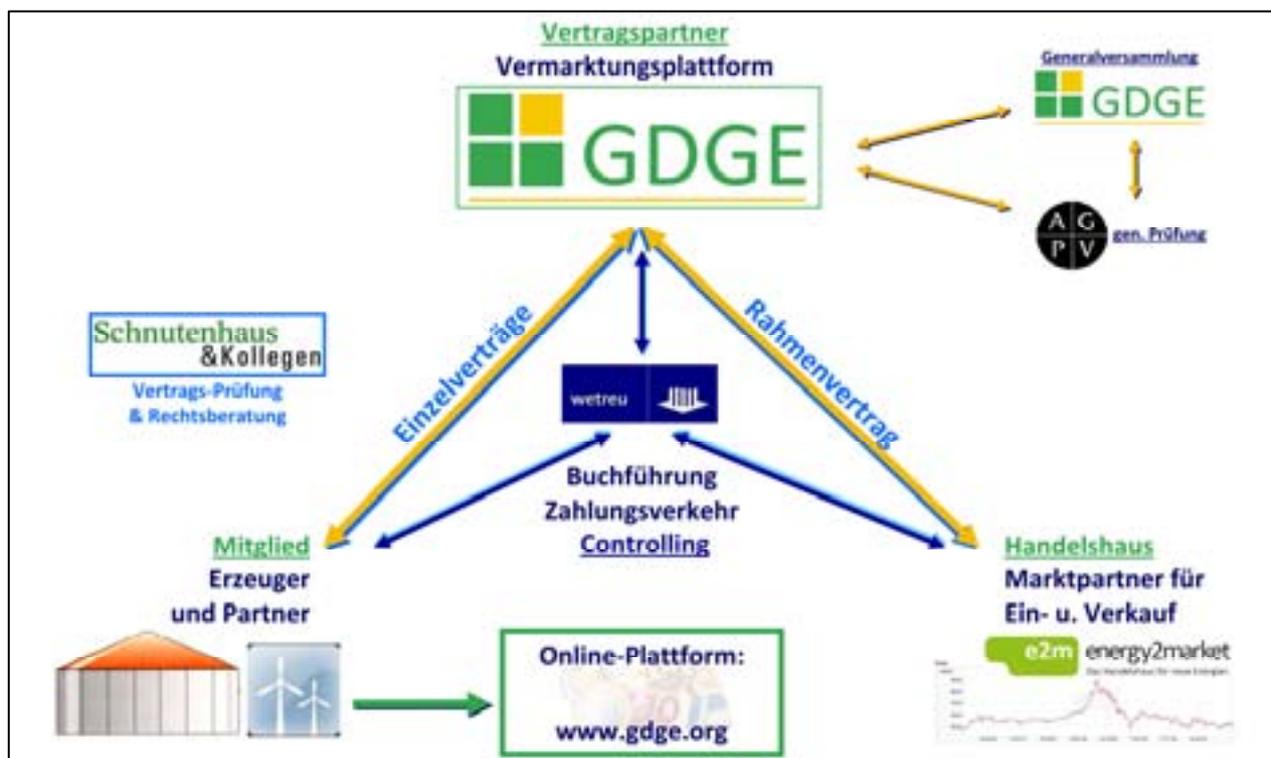
Ziele:

- Zusammenschluss vieler Erzeuger zu einem Kraftwerk
- Aufbau eigener Vermarktungskompetenzen
- Wertschöpfungspotenziale aus Vermarktung ausschließlich für Erzeuger!

Partnerschaft bietet:

- Erfahrung beim Betrieb von virtuellen Kraftwerken
- Marktzugänge und Handels-Know-how eex
- Einbeziehung in die Vermarktung
- Aufbau EIGENER Vermarktungsstrukturen
- Arbeitet ausschließlich erfolgsabhängig!

Keiner kann es alleine - Profis als Partner



Warum eine Genossenschaft?

Wir
MEIN Unternehmen!
UNSERE langfristige Perspektive!

- 100 % Eigenständigkeit und Unabhängigkeit!
- Genossenschaft ist ausschließlich dem Wohle ihrer Mitglieder verpflichtet!
- Genossenschaft ist eine sehr flexible Organisationsform!
- Genossenschaft ist die demokratischste Unternehmungsform überhaupt.
- Die Mitglieder bestimmen - und niemand sonst!

Was muss ich dafür tun?

Notwendige Schritte für Betreiber regelbarer Anlagen zur Teilnahme an der Direktvermarktung										
Vermarktungsschritt	Was ist das?	Möglich ab	Was muss ich dafür tun?							
		⇓	Antrag Mitgliedschaft	Vermarktungsvertrag	Einbau Schnittstellen (e-Port)	Gewährleistung Verfügbarkeit	Meldung Anlagenausfall	Einhaltung Fahrplan	Separater Vertrag	Schaffung u. Nutzung von Flexibilität
1 Mitgliedschaft		sofort	X							
2 Direktvermarktung	Handelsmarkt Nutzung Managementprämie	01.01.12	X							
3 Minutenreserve	Form der Regelenergie	Einbau e-Port	X	X	X	X	X			
4 Sekundärregelleistg.	Form der Regelenergie	Einbau e-Port	X	X	X	X	X			
5 Hoch- / Niedertarif	Verlagerung der Produktionszeiten	Einbau e-Port	X	X	X	X	X	X		
6 Flexibilitätsprämie	Staatlich geförderte Erweiterung der Anlage	Schaffung Nutzung Flexibilität	X		X	X	X	X	X	X

Garantien GDGE

Unser Angebot:

- garantierter Mehrerlös 2012: 0,15 ct/kWh!
- keine laufenden Kosten durch die Vermarktung. Transparente Abrechnung!
- kein Marktrisiko - EEG-Niveau wird garantiert!
- Erzeuger entscheidet!
- Best-Price-Garantie durch e2m!
- Beste Gewinn-Verteilung: 70 % GDGE (64 % Betreiber) : 30 % e2m
⇒ Umsatzpauschale beträgt 6 % der Mehrerlöse durch die Vermarktung mit GDGE
- keine Limitierung der Gewinne

Eintrittsgeld

Windkraft 1 000 €

Wasserkraft 2 000 €

Biogas: 2 000 €

Photovoltaik 1 000 €

- Einmalige Zahlung pro Zählpunkt.
- Das Eintrittsgeld ist nicht rückzahlbar.

Geschäftsanteile (GA)

Windkraft:

1 000 kW WKA
 GA = 1 350 €
 iLA = 0,225 kW/kW

Wasserkraft:

200 kW WaKA
 GA = 975 €
 iLA = 0,813 kW/kW

Biogas:

500 kW BGA
 GA = 3 000 €
 iLA = 1,000 kW/kW

Photovoltaik:

80 kW PVA
 GA = 54 €
 iLA = 0,113 kW/kW

- Pro Zählpunkt Geschäftsanteile in Höhe von 6,00 €/kW iLÄ
- Geschäftsanteile werden bei Austritt zurückgezahlt!

Optimierungsansatz Biogas



EEG 2012 und GDGE

Wege entstehen dadurch, dass man sie geht! WIR - bleiben WIR!
 GEMEINSAM - sind wir stark!
 FLEXIBILITÄT - ist unsere Zukunft!
 AUS DER LANDWIRTSCHAFT - für die Landwirtschaft!
 STRUKTUREN FÜR MORGEN - werden heute geschaffen!
 UNSER MEHRWERT - wenn Energie morgen mehr Wert wird!

Autor: Genossenschaft Deutscher Grün-Energie Erzeuger e G
 Jens Fromm
 Blumendorf 11
 23843 Bad Oldesloe

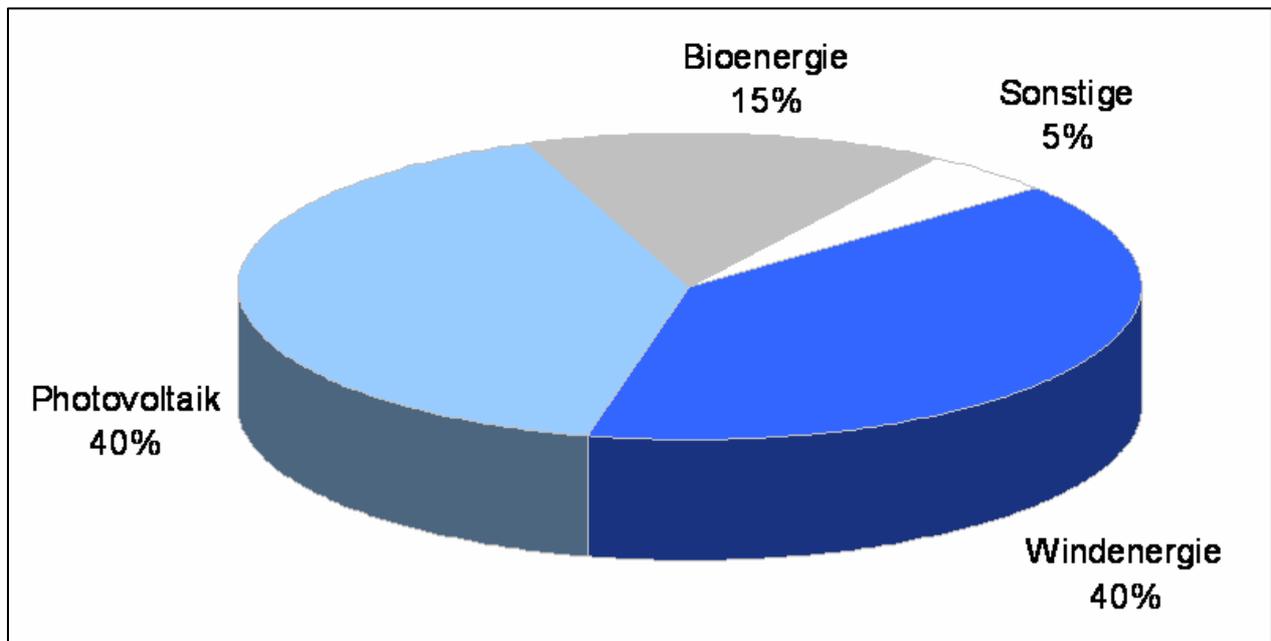
Welche Fragen sind bei der Finanzierung von Bioenergieprojekten unter dem neuen EEG zu beachten?

Falk Lautenschläger (Deutsche Kreditbank AG)

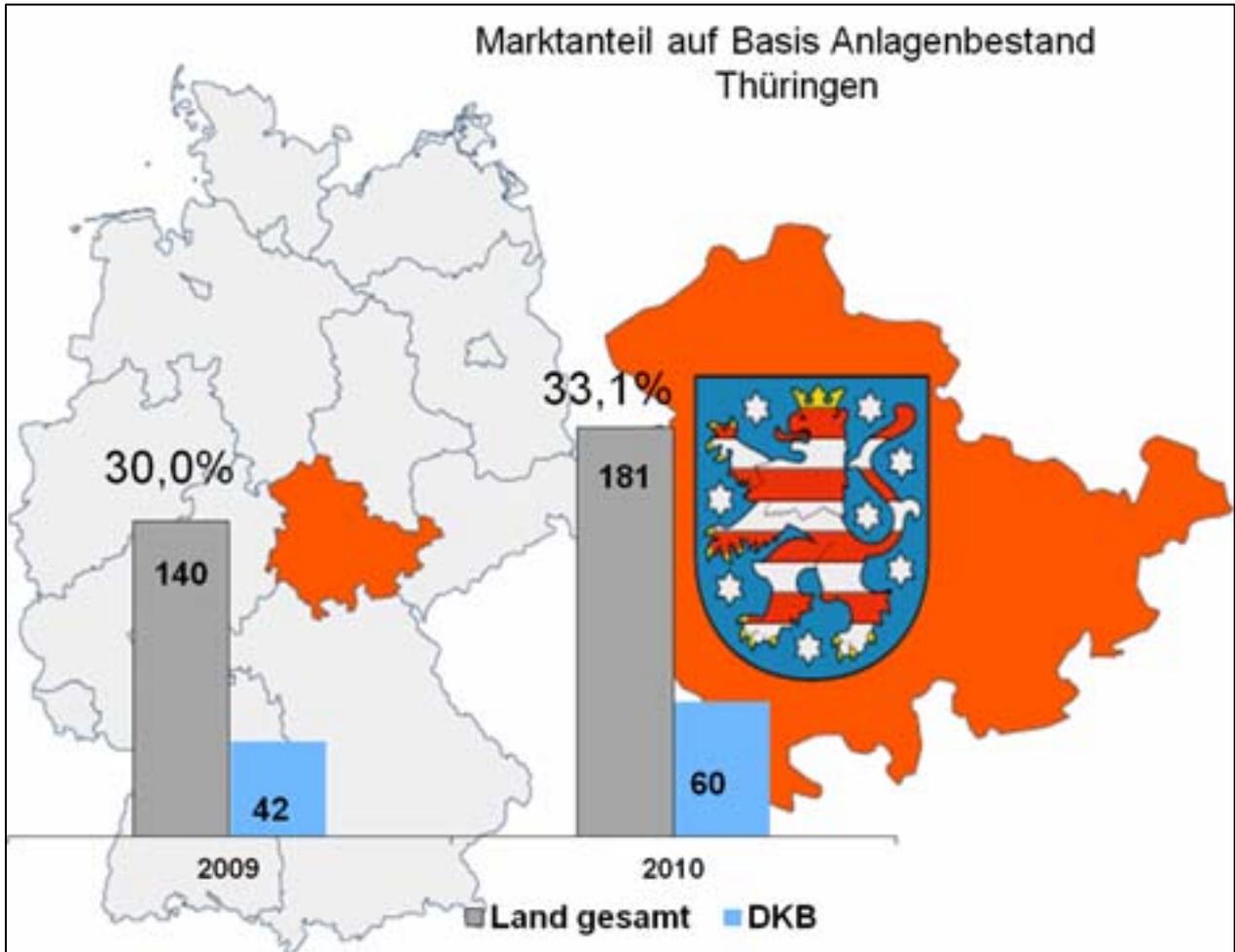
Deutsche Kreditbank auf einen Blick:

- Gründung 1990
- seit 1995 100 %ige Tochter der BayernLB
- 15 Standorte in den neuen Bundesländern, zwei Niederlassungen für das Gebiet der alten Bundesländer
- Konzentration auf Zukunftsbranchen in den Bereichen Infrastruktur und Firmenkunden
- Direktbank im deutschsprachigem Raum
- Bilanzsumme 56,5 Mrd. € (Hj. 2011)
- 1 200 Mitarbeiter

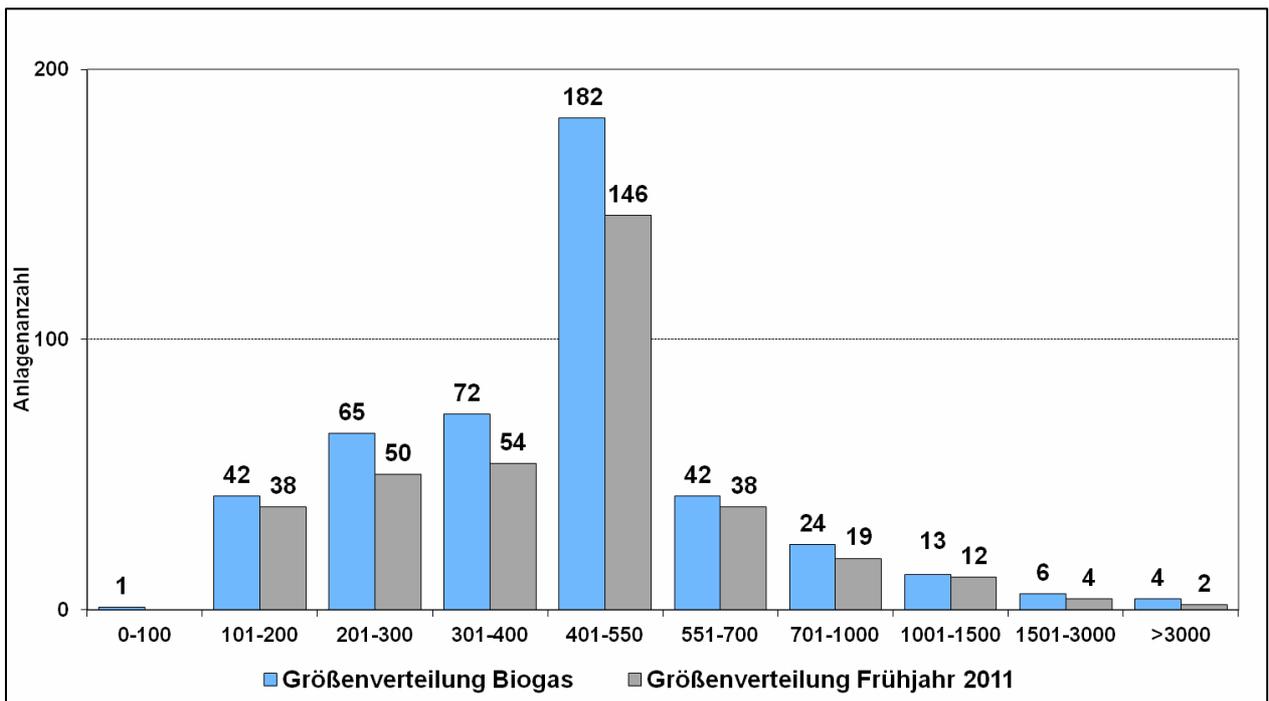
Erneuerbare-Energien-Portfolio



Biogasportfolio



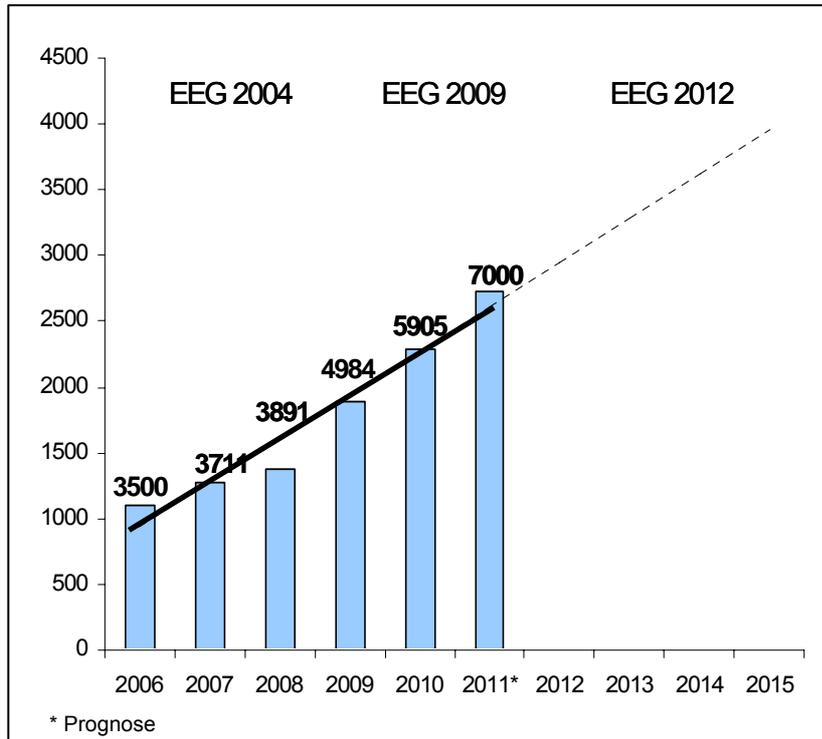
Größenverteilung der Anlagen (kWel)



Status Quo aus Bankensicht - Markteinschätzung

Biogas

Installierte elektrische Leistung (MW) und Anzahl der Biogasanlagen



Quelle: Fachverband Biogas 2011

Entwicklung

- Im Jahresverlauf hohe Nachfrage nach Biogasanlagenfinanzierungen wegen der anstehenden Novellierung des EEG in 2012
- Langfristig weiter Zuwächse aufgrund der Förderung zur Erreichung der energiepolitischen Zielstellung zu erwarten
- Einschätzung des Marktes:
 - Anstieg bei Biomethananlagen
 - sinkender Zuwachs bei Anlagen zwischen 75 und 500 kWel
 - Zuwachs bei 75 kWel, Gülleanlagen (neu im EEG 2012)

Finanzierungsmodelle - Bioenergieprojekte

Unternehmensfinanzierung

Unternehmen

- Landwirtschaftsbetriebe (Anlage ist integraler Bestandteil des landwirtschaftlichen Betriebes)
- Stadtwerke
- Kommunalnahe Unternehmen
- Gasversorgungsunternehmen

Projektfinanzierung

Einzweckgesellschaft initiiert durch:

- mehrere Landwirte
- Anlagenbauer
- regionale Energieversorger
- Stadtwerke
- Finanzinvestoren/Fonds

Aspekte	Unternehmensfinanzierung	Projektfinanzierung
Einschätzung	der Bonität des Unternehmens => Darlehen wird vom Unternehmen bedient	Der Wirtschaftlichkeit des Projektes => alles muss aus den Plan-Cashflows bedient werden
Besicherung	Vollständige Haftung des gesamten Unternehmens => full recourse	1. Priorität = Projekt-Aktiva 2. Priorität = Cashflow => non/limited recourse
Perspektive	Jahresabschluss - orientiert Rating	Planzahlen-orientiert Zweckgesellschaft hat keine Historie

Das EEG 2012 - Neuregelung für Biogasanlagen

Neuordnung der Vergütungsregelung

- Streichung aller Boni
- Vergütung setzt sich nunmehr zusammen aus der Grundvergütung und der Vergütung nach Einsatzstoffklassen
 - Einführung von Einsatzstoffvergütungsklassen im EEG 2012
- Verschärfung der Vergütungsvoraussetzungen
- Wahlfreiheit zwischen fester Vergütung oder freier Vermarktung (Direktvermarktung)

Vergütungsausschluss für Neuanlagen über 750 kW Leistung ab 01.01.2014

- Vergütung nur noch über Direktvermarktung

Grundvoraussetzung für die Vergütung

1. Mindestwärmenutzung von 25 % im Inbetriebnahmejahr sowie 1. Folgejahr und danach 60 % (Fermenterheizung wird mit 25 Prozentpunkten berücksichtigt) oder durchschnittlicher Gülleeinsatz im Kalenderjahr von mindestens 60 Masseprozent
2. Maximal 60 Masseprozent an Mais (GPS), CCM, Körnermais, Lieschkolbenschrot sowie Getreidekörner im Substratkonzept (so genannter Maisdeckel)

=> Bei Nichteinhaltung der vorgenannten Voraussetzungen erfolgt Rückfall auf Spotmarktniveau an der Strombörse (EEX-Leipzig)

Vergütung nach Einsatzstoffvergütungsklasse

- EEG 2012 sieht eine einatzstoffspezifische Vergütung vor.
- Substrate sind in den Anlagen der Biomasseverordnung mit spezifischen Standardbiomethanerträgen versehen und in drei Klassen eingeteilt.
- Einsatzstoffvergütungsklasse 0:
 - keine Zusatzvergütung für z. B. Zuckerrübenpressschnitzel, Gemüseabputz, aussortierte Kartoffeln, u. v. m.

- Einsatzstoffvergütungsklasse I:
 - für z. B. Getreide, Silomais, Grassilagen, GPS
- Einsatzstoffvergütungsklasse II:
 - für z. B. Blühstreifen, Landschaftspflegematerial, Rinder- und Schweinegülle, Leguminosen, u. v. m.

Vergütung nach Einsatzstoffvergütungsklasse

	bis 150 kW	bis 500 kW	bis 5 MW	bis 20 MW
Einsatzstoffvergütungsklasse I	6,0 ct/kWh	5,0 ct/kWh	4,0 ct/kWh	-
Einsatzstoffvergütungsklasse II	8,0 ct/kWh	8,0 ct/kWh Ausnahme Strom aus Gülle 6,9 ct/kWh	8,0 ct/kWh Ausnahme Strom aus Gülle 6,9 ct/kWh	-

- Anteilige Gewährung der Einsatzstoffvergütung entsprechend dem Standardbiomethanertrag der eingesetzten Substrate.
 - Substrate der Rohstoffvergütungsklassen I und II dürfen gleichzeitig in einer Anlage eingesetzt werden.
 - Für Biogasanlagen nach dem EEG 2012 hat das Substratkonzept einen bedeutenden Einfluss auf die Höhe der Gesamtvergütung.
 - Je nach Substratkonzept kann die Vergütungshöhe zwischen zwei identischen Biogasanlagen enorm differenzieren.
 - Eine auf 20 Jahre gleichbleibende Vergütungsstruktur kann im EEG 2012 nur bei einem stets unveränderten Substratkonzept (Vergütungsklasse) gewährleistet werden.
- => Stärkere Bedeutung des Substratkonzeptes im EEG 2012 im Hinblick auf die Gesamtwirtschaftlichkeit.

Satelliten - Regelung

Mehrere Anlagen gelten *“als eine Anlage, wenn sie Strom aus Biogas mit Ausnahme von Biomethan erzeugen und das Biogas aus derselben Anlage zur Erzeugung von Biogas stammt“* (§ 19 Abs. 1 S. 2 EEG 2012)

- Für Neuanlagen ab Inbetriebnahmejahr 2012 wird es für Satelliten-BHKW keine eigenständige Vergütung mehr geben.
- Vergütungstechnisch erfolgt eine Zusammenlegung der Leistung mit der BGA aus 2012 (Leistung des Satelliten wird „aufgesattelt“).

Anlagen mit Inbetriebnahme vor dem 01.01.2012

- Wird ab 2012 ein neues BHKW hinzugebaut gilt für dieses grundsätzlich das EEG 2012.
- Sofern die Bestandsanlage bereits vor 2012 Biogas erzeugt hat, braucht nach gegenwärtiger Gesetzesauffassung ein maximaler Maisanteil im Substratkonzept nicht berücksichtigt werden.

Das EEG 2012 - Neuregelung für Biomethananlagen

Vergütung von Biomethananlagen im EEG 2012

- Am Grundprinzip der Kostenteilung hinsichtlich des Netzanschlusses wird festgehalten; Netzanschlusskosten: 75 % Netzbetreiber, 25 % Anschlussnehmer
- Ob Biomethananlagen den Maisdeckel einhalten müssen, ist dem EEG 2012 nicht eindeutig zu entnehmen. Es wird jedoch davon ausgegangen, dass die Einhaltung verpflichtend ist.
- Biomethananlagen erreichen indirekt über die Prämisse der Wärmegefühtheit der Biomethan verstromenden BHKW eine Wärmenutzung von über 60 %.

Anhebung des Gasaufbereitungsbonus:

max. Nennleistung bis	EEG 2009	EEG 2012
350 Normkubikmeter/h	2,0 ct/kWh	3,0 ct/kWh
700 Normkubikmeter/h	1,0 ct/kWh	3,0 ct/kWh
1 000 Normkubikmeter/h	-	2,0 ct/kWh
1 400 Normkubikmeter/h	-	1,0 ct/kWh

=> Verbesserung für Biomethananlagen im EEG 2012

Das EEG 2012 - Finanzierung von Biogas- und Biomethananlagen

- bisherige Finanzierungskriterien haben sich bewährt
- zukünftig erhöhte Anforderung belastbare Wärme- oder Güllekonzepte sowie Substratkonzepte zu entwickeln

Das EEG 2012 - Neuregelung für Gülleanlagen

- eigenständige Vergütungsregelung für so genannte „Gülleanlagen“ im EEG 2012
- alle erzeugten kWh werden einheitlich mit **25 ct/kWh** vergütet wenn folgende Voraussetzungen eingehalten werden:
 - Stromerzeugung muss am Standort der Biogaserzeugung stattfinden
 - keine Satelliten BHKW zulässig
 - installierte elektrische Leistung höchstens 75 kW
 - mehrere 75 kW Anlagen an einem Standort nicht zulässig
 - mindestens 80 Masseprozent Pferdemit, Rinder- oder Schweinegülle, Festmist, Schafmist, Ziegenmist
 - Einsatz von Geflügelmist/-kot nicht zulässig
 - Kombination mit den Regelungen für Biogasanlagen ist nicht zulässig
- Mindesteinsatz von Wirtschaftsdünger erfordert relativ große Tierbestände
- 80 Masseprozent bei einer 75 kW Anlage können z. B. bereitgestellt werden durch
 - einen Tierbestand von 200 Milchkühen
 - 2 000 bis 2 500 Schweinemastplätzen

Das EEG 2012 - Finanzierung von Gülleanlagen bis 75 kW

- Landwirtschaftsbetrieb ist Kreditnehmer
Haftungsbrücke zum Landwirtschaftsbetrieb bei Auslagerung in separate Gesellschaft
- Errichtung der Anlage auf eigenem Grundstück
- Substratbereitstellung aus eigener Tierhaltung und Flächenausstattung

Das EEG 2012 - Biogas und Direktvermarktung

- weitreichende Veränderung im EEG 2012
- ab 2014 Zwang zur Teilnahme für Anlagen über 750 kW (Neuanlagen)

Zwang zur Auseinandersetzung mit den Chancen und Risiken der Direktvermarktung im Biogasbereich

- Evaluierung der Stärken und Schwächen der Direktvermarktung
- Erkennen von Risikopotenzialen
 - Wie robust ist der Zwischenhändler?
 - Ausgestaltung der Verträge: Definieren von Schnittstellen; In wessen Namen?; Mindestmengen/Pönale

Das EEG 2012 - Finanzierungsfragen zur Direktvermarktung

Neuordnung der Sicherungskonzepte

- Abtretung der Einspeiseerlöse vom EVU fällt weg
- Wie werthaltig sind Abtretungen von Stromhändlern einzuschätzen?

Ökonomische Bewertung von Anpassungskonzepten zur bedarfsgerechten Stromerzeugung

- Mehrerlös muss immer unter Beachtung der Kosten für die Flexibilität in der Einspeisung (zusätzliches BHKW, Gasspeicherung) relativiert werden.
- Ökonomische Bewertung des Mehrerlöses durch Direktvermarktung ist immer eine Einzelfallbetrachtung.

Chancen und Ausblick

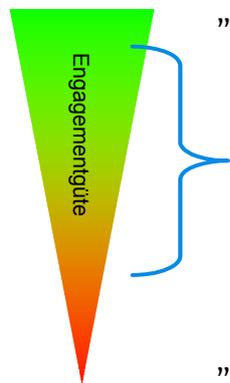
Chancen für die Bioenergie im EEG 2012

- Neuordnung des Biogasgeschäftes im Jahr 2012
 - Einstellung der Marktteilnehmer auf die neuen Rahmenbedingungen
 - Konsolidierung der Biogasanlagenhersteller
 - vorübergehender Rückgang des jährlichen Anlagenzubaus wird für 2012 erwartet
- insgesamt kann trotz der vielfach verschärften Vergütungsvoraussetzungen und aufgrund des derzeit hohen Marktniveaus für Getreide weiterhin von einem interessanten und ebenso entwicklungsfähigen Marktumfeld ausgegangen werden

- sonstige Bioenergieprojekte (z. B. Holzhackschnitzel) sind bei gesichertem Substratbezug sowie Wärmekonzept je nach Vergütungsklasse weiterhin interessant

Landwirtschaft - optimale Voraussetzungen für ein erfolgreiches Biogasprojekt

- Starke Identifikation mit der eigenen Biogasanlage



„Branchenzugehörige“

mit zunehmenden Branchenhintergrund erhöht sich die Wahrscheinlichkeit für

- eine fristgerechte Inbetriebnahme
- das Einhalten der Gesamtinvestitionskosten
- eine plankonforme Auslastung
- plankonforme Substrat- und Reparaturaufwendungen signifikant!!!

„Investorenmodelle - Branchenfremde“

Biogas- und Biomethananlagen

Güllerestriktion und so genannter „Maisdeckel“ fördern den Einsatz von Gülle

- Strukturvorteil für viehstarke landwirtschaftliche Betriebe
 - Unabhängigkeit von externen Lieferanten
 - Bezugssicherheit
- Wertsteigerung der Gülle in Regionen mit geringer Viehbestandsdichte
 - viehhaltende Betriebe können u. U. auch ohne Biogasanlage an der Neuordnung des EEG's erfolgreich partizipieren
- Biomethananlagen erfahren im EEG 2012 eine Verbesserung der Wirtschaftlichkeit
- insgesamt wird von einem verstärkten Ausbau der Biomethananlagen ausgegangen
- Aufgrund hoher Investitionsvolumina war bislang landwirtschaftlichen Betrieben der Zugang zum Biomethanmarkt i. d. R. versperrt
- Kooperationsmodelle zwischen der Landwirtschaft und bspw. Stadtwerken entwickeln sich
 - Kernkompetenz Landwirtschaft = Gaserzeugung
 - Kernkompetenz Stadtwerke = Gasaufbereitung und Vermarktung
- Entwicklung von Gasaufbereitungsanlagen für kleine bis mittlere Biogasanlagen

Gülleanlagen

- 75 kW-Klasse bietet äußerst interessante Voraussetzungen für viehhaltende landwirtschaftliche Betrieb
 - Substrate i. d. R. vollumfänglich innerbetrieblich vorhanden
 - überschaubare Anlagengröße
 - Biogasanlage beeinträchtigt aufgrund der geringen Anlagengröße nicht die Entwicklungsfähigkeit anderen Betriebszweige
 - Vorteil für Landwirtschaftsbetrieb, da hohe Synergieeffekte mit bestehender Infrastruktur des landwirtschaftlichen Betriebes generiert werden können
 - ⇒ Der 75 kW-Klasse kann ein hohes Pot

⇒ enzial zugesprochen werden, welches am ehesten durch landwirtschaftliche Betriebe genutzt werden kann.

Direktvermarktung

- Marktprämienmodell (u. Flexibilitätsprämie) setzt ökonomische Anreize zur Veränderung des Einspeiseverhaltens
- überschaubares Risiko, Wechselmöglichkeit zurück ins EEG besteht
- Direktvermarktung ist Chance für Anlagenbetreiber, wenn
 - Einhaltung von Lieferfahrplänen für Strom und
 - Flexibilität im Erzeugungsverhalten gegeben ist.

Wärmeconzepte

- Erfüllung 60 % Wärmenutzung über Gärresttrocknung oder ORC-Module möglich
- Biogasleitung und Satelliten-BHKW
- Wärmenetze zur Versorgung Dritter
 - Wärmeabnehmer
 - Beratung
 - Finanzierung

Fazit

- EEG 2012 hat an Komplexität zugenommen
- Entwicklung neuer Märkte
- vielfach Verschärfung der Vergütungsvoraussetzungen
- zunehmende Bedeutung von Wärmeconzept und Substratversorgung
- Landwirtschaft ist das Rückgrat der Biogaserzeugung
- brachenzugehörige Gesellschafter bieten gute Voraussetzungen für erfolgreiche Umsetzungen von Biogasprojekten
- Entwicklung von Finanzierungskriterien hat sich bewährt

*Autor: Deutsche Kreditbank AG
Falk Lautenschläger
Niederlassung Gera
Team Landwirtschaft und Ernährung
Humboldtstraße 25
07545 Gera
Tel.: 03651 83989-35
falk.lautenschlaeger@dkb.de*

Erfolgreich umgesetzte Holzenergieprojekte in Mitteldeutschland

Dietmar Jander (Jander-Energietechnik AG)

1 Welche Projekte wurden unter welchen gesetzlichen Rahmenbedingungen umgesetzt

Vor dem Hintergrund der einzelnen Novellierungsstufen zum EEG wurden immer Projekte in zeitlichen Folgen realisiert. Durch die Vergütungsregelung und Brennstoffvergütungen (Brennstoffpreisen) sind so zu den verschiedenen Zeitpunkten immer unterschiedliche Brennstoffe und Techniken eingesetzt worden.

1.1 Altholzkraftwerke

In Mitteldeutschland wurde nach Verabschiedung des EEG 2000 und der Biomasseverordnung eine große Anzahl von Altholzkraftwerken errichtet. Dabei kommen alle Altholzkategorien von A I bis A IV vor. Die meisten Kraftwerke wurden dabei auf Basis von Zuzahlungen für Brennstoff von Größenordnungen gebaut, und die Wirkungsgrade spielten bei der Auslegung eine untergeordnete Rolle.

Beispiele für derartige Kraftwerke sind die Projekte in: Delitzsch, Silbitz, Elsterwerda, Ilmenau, Brand Erbsdorf.

Bei den Altholzkraftwerken sind generell gleiche Tendenzen zu erkennen.

Die Brennstoffqualität ist immer schlechter geworden. Dies betrifft insbesondere den hohen Anteil an nichtbrennbaren Stoffen wie Mineralien und Glas. Die vorhandene Technik, insbesondere im Bereich Brennstoffhandling und Rauchgasreinigung ist oft nicht für die Brennstoffbedingungen ausgelegt und somit häufig die Verfügbarkeit eingeschränkt. Oft wurden die Anlagen an Standorten mit wenig bis keiner Wärmeauskopplung errichtet, welches heute einem wirtschaftlichen Betrieb wesentlich entgegenwirkt.

1.2 Kraftwerke mit naturbelassener Biomasse

Vor dem Hintergrund der Novellierung des EEG 2004 und den damit verbundenen Vergütungsregelungen für naturbelassene Biomasse wurden in Mitteldeutschland Biomassekraftwerke errichtet. Zu nennen sind dabei:

- Biomasseheizkraftwerk Schkölen
- Biomasseheizkraftwerk Hermsdorf
- Biomassekraftwerk Bischofferode
- Biomasse ORC-Anlage Alperstedt
- Biomasseheizkraftwerk Piesteritz

Die Biomassekraftwerke in der Holzverarbeitenden Industrie wie in Creuzburg und Friesau werden im Weiteren nicht betrachtet, ebenso die ORC-Anlagen zur Pelletherstellung.

2 Welche Technik wurde im Bereich naturbelassener Biomasse eingesetzt

2.1 Rostfeuerung mit Entnahme-Kondensationsturbine

Diese Technik wurde bei den Projekten in Schkölen und Hermsdorf eingesetzt. Die beiden Kraftwerke besitzen gleiche Feuerungssysteme mit einem luftgekühlten Schrägrost als Vorschubrost. Die Rauchgasreinigung erfolgt mit Zyklonvorabscheider und nachgeschaltetem Schlauchfilter. Die geforderten Emmissionsdaten für Staub werden mit dieser Technologie weit unterschritten.

Die Dampfparameter für Frischdampf liegen bei einem Druck von 64 bar und Heißdampf Temperatur von 485 °C in Schkölen und bei 32 bar und 450 °C in Hermsdorf.

2.2 Wirbelschichtfeuerung mit Zwischenüberhitzung und Kondensationsturbine

Am Standort Bischofferode wurde diese Technologie eingesetzt.

Im Unterschied zu den Rostfeuerungen passiert die gesamte Verbrennung in der zirkulierenden Wirbelschicht. Die Endüberhitzung erfolgt in einem Intrexüberhitzer. Die Überhitzerheizflächen haben keinen unmittelbaren Kontakt zum Rauchgasstrom um somit Hochtemperaturkorrosion zu vermeiden. Die Dampfparameter besitzen einen Druck von 130 bar und eine Heißdampf Temperatur von 535 °C.

Zur Erhöhung der Stromausbeute wurde die Anlage mit Zwischenüberhitzung ausgerüstet.

Das heißt, nach Verlassen der ersten Stufe der Dampfturbine wird der Dampf dem Kessel wieder zugeführt und erneut überhitzt und dann der Dampfturbine in der 2. Stufe zugeführt. Eine weitere Steigerung der Effektivität der Stromerzeugung wird durch Anzapfungen aus der Turbine zur Versorgung von Hochdruckvorwärmern erreicht.

Zur Kondensation ist ein Luftkondensator (Luko) nachgeschaltet, der auf 0,07 bara bei einem Wassergehalt im Abdampf von ca. 10 bis 12 % entspannt.

2.3 Rostfeuerung mit ORC - Technologie

Mit der Novellierung des EEG 2004 wurde auch ein Technologiebonus - u. a. für ORC-Anlagen - eingeführt. Mit diesem Technologiebonus für ORC-Anlagen kam es zu einer vollkommenen Fehlentwicklung.

Man bekam einen Bonus für 11 bis 12 % elektrischen Nettowirkungsgrad. Die Rostfeuerungen sind ähnlich der v. g. Rostfeuerungen, jedoch werden häufig Trockenentaschungen eingesetzt.

Die Anlagen sind häufig undicht und dies führt zu starken Verschmutzungen der gesamten Anlage.

Als Beispiel einer vollkommen falschen Anlage für die Versorgung eines Gewächshauses mit 20 ha unter Glas sei das Projekt „Alperstedt“ genannt.

Glücklicherweise ist mit der Novellierung des EEG 2012 diese Technologie wieder aus der Förderung verschwunden.

3 Welche Verfügbarkeiten lassen sich mit der gewählten Technologie erreichen?

Eine generelle Aussage, die Allgemeingültigkeit hat, kann an dieser Stelle nicht getroffen werden. Ebenfalls gibt es unterschiedliche Definitionen der Verfügbarkeit. Die nachfolgenden Aussagen sollen sich auf die Gesamtverfügbarkeit der Anlage, also auch die Nichtverfügbarkeit aufgrund von planmäßigen Stillständen beziehen. Um Irritationen zu vermeiden, werden keine Prozentangaben verwendet, sondern ausschließlich Stundenwerte. Am Ende entscheidet ausschließlich die erzeugte Jahresstrommenge und Wärmemenge über wirtschaftliche Ergebnisse.

3.1 Vergleich an bekannten Kraftwerken

Bei den nachgenannten Kraftwerken sind in den zurückliegenden Jahren folgende Verfügbarkeiten und Betriebsstunden erreicht worden:

- Schkölen 8 250 Bh/a
- Hermsdorf 7 900 Bh/a
- Bischofferode 7 850 Bh/a
- Alperstedt 7 600 Bh/a

3.2 Ursachen für Nichtverfügbarkeit

Für jede der genannten Anlagen gibt es unterschiedliche technische Ursachen.

Bei der Anlage in Bischofferode waren Probleme in der Komplexität der Technik, die auf eine eingesetzte Technik zurückzuführen ist, wie in einem Großkraftwerk. Großstörungen waren z. B. Turbinenschäden in der Endstufe der Kondensationsmaschine. Störungen der Speisepumpe durch Gravitation führte damit zur Zerstörung der Laufräder.

Zur Erreichung eines hohen elektrischen Wirkungsgrades wurde u. a. auf einer Fahrweise der Kondensatturbine bis in den Nassdampfbereich von ca. 10 bis 12 % je nach Kondensationsdruck konzipiert.

Bei den ORC-Projekten kommt eine vollkommene andere Technik zum Einsatz. Hier hat man aber den Eindruck, die Anlagen kommen aus der Heizungstechnik, was aber mit dem geringen Druck und den geringen Temperaturen zu tun hat.

Bei der v. g. ORC-Anlage liegen die technischen Gründe vor allem in der Verschmutzung des Feuerraumes der Heizflächen im Thermalölkessel. Dies führt zum häufigen Abfahren und nachfolgenden Reinigen der Anlage.

Ebenfalls ein erhebliches technisches Hemmnis ist, dass die Rezi-Luft bereits vor der Rauchgasreinigung abgenommen wird und somit große Mengen Flugasche in den Kessel zugeführt wird (preiswerte Entstaubung in der Investition).

Beim Projekt mit Rostfeuerung sind die Verfügbarkeiten aus technischer Sicht sehr gut. Es gibt in der Anlage Schkölen verschwindend wenig Ausfälle aufgrund von technischen Problemen.

Durch die Anlagenfahrweise in Hermsdorf werden Reinigungsstillstände aufgrund von Verschmutzung des Feuerraumes und der waagerechten Rauchgasrohre im Verdampfer erforderlich.

4 Vergleich der Energieeffizienz für eingesetzte Technologien

Das Maß der Energieeffizienz wird sehr unterschiedlich bewertet. Man kann den thermischen, den elektrischen Wirkungsgrad, den Abgasverlust, den Verlust durch Kondensation hinzuziehen oder eine Kombination von all dem Vorgenannten ansetzen.

4.1 Thermische Wirkungsgrade und Abgasverlust

Der thermische Wirkungsgrad einer Anlage ergibt sich aus eingesetzter Brennstoffwärme zu Nutzenergie minus Abgasverlust minus Abstrahlverlust:

$$\eta_{th} = \frac{\text{Nutzenergie} - \text{Abgasverlust} - \text{Abstrahlverluste}}{\text{Brennstoffwärme}}$$

Der Abstrahlverlust ist im Wesentlichen von der Isoliergüte der Anlage, der Abgasverlust von wesentlich mehr Faktoren abhängig. Im Wesentlichen von:

- Abgastemperatur
- O₂-Gehalt im Rauchgas
- Wassergehalt im Rauchgas.

Die Abgastemperatur kann beliebig gesenkt werden bis zur Rauchgaskondensation. Dafür ist jedoch zum einen die Niedertemperaturverwertung erforderlich und die gesamte Abgasanlage ist in den entsprechenden Materialien auszuführen (für eine komplette Rauchgaskondensationsanlage für eine 20 MW Feuerungsanlage ist ein Invest von ca. 2 Mio. € anzusetzen).

Heute werden Abgastemperaturen häufig von 130 bis 150 °C gefahren.

Ein weiterer wesentlicher Faktor für den Abgasverlust ist zum einen der O₂-Gehalt im Rauchgas. Bei jeder genehmigungsbedürftigen Anlage nach BImSchG sind Grenzwerte einzuhalten. Diese lassen sich jedoch nur unter bestimmten feuerungstechnischen Voraussetzungen erreichen. Um den Grenzwert des CO einhalten zu können, ist eine Fahrweise mit einem O₂-Überschuss erforderlich. Zuviel O₂ bedeutet aber eine Erhöhung des Abgasverlustes. Ein anzustrebender Wert ist ein O₂-Gehalt im Rauchgas von 3 bis 4 %.

Zum anderen ist der Wassergehalt im Brennstoff ein anderer Betrag. Je höher der Wassergehalt im Brennstoff je intensiver sollte eine Rauchgaskondensation in Betracht gezogen werden.

Betrachtet man einen einzelnen Stundenwert so klingt der Verlust an Rauchgaswärme nicht besonders hoch. Bei einer Multiplikation mit 8 000 Bh/a ergibt sich jedoch ein gravierender Unterschied.

4.2 Elektrische Wirkungsgrade

Die elektrischen Wirkungsgrade bei den errichteten Biomassekraftwerken erscheinen höchst unterschiedlich. Die nachfolgenden Zahlen sind gemittelte Ist-Werte als Nettowirkungsgrad und keine Herstellerangaben (häufig wesentlich optimistischer

dargestellt). Für die elektrischen Wirkungsgrade kommen folgende Durchschnittswerte der einzelnen Technologien zum Ansatz:

- eine Anlage mit Zwischenüberhitzung und reinem Kondensationsbetrieb
 $\eta_{\text{elnetto}} = 31 \%$
- für Rostfeuerung mit Wärmeauskopplung und Dampfturbine
 $\eta_{\text{elnetto}} = 23 \%$
- für ORC-Anlagen
 $\eta_{\text{elnetto}} = 11 \%$

4.3 Berechnung und Bewertung der Energieeffizienz

4.3.1 Zielstellung des EEG

Aktuelle Diskussionen zum Ausstieg aus Atomkraftwerken und die Zurückdrängung von Kohlekraftwerken zur Stromerzeugung erfordern immer mehr Anstrengungen zu einer Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien. Ein Segment ist dabei die Nutzung von Biomasse in Form von Holz.

Das EEG zielte von Anfang an auf die Stromerzeugung ab. Dabei sind die unterschiedlichen Boni erforderlich, um sie überhaupt wirtschaftlich zu realisieren. Eine Verfeuerung von Holz zur reinen Wärmeerzeugung im großtechnischen Sinne sollte immer vermieden werden.

4.3.2 Berechnung der Energieeffizienz

Für die Berechnung der Energieeffizienz wurden folgende Basisdaten zugrunde gelegt:

- Feuerungswärmeleistung gemäß Genehmigungsbescheid
- genehmigte Stromeinspeisung
- jährliche Volllastbetriebsstunden
- jährliche erzeugte Bruttostrommenge
- jährliche Nettostrommenge
- jährliche Nettowärmeabgabemenge
- jährliche Kondensationswärmemenge

Diese Basisdaten sind bei allen Kraftwerksbetreibern im Rahmen des jährlich zu erstellenden EEG-Gutachtens bereits verfügbar. Mit der Verwendung der nachfolgenden Basisdaten ist sichergestellt, dass tatsächlich nachprüfbare Zahlen verwendet werden.

$$\text{Energieeffizienzquotient} = \frac{3 \times \text{jährl. Nettostrommenge} + \text{jährl. Nettowärmeabgabemenge} - 2 \times \text{jährl. Kondensationswärmeabgabemenge}}{\text{Feuerungswärmeleistung} \times \text{Volllastbetriebsstunden}}$$

Für die Stromerzeugung wurde der Faktor 3 ermittelt aus der „Best Technik“ für Dampfturbinen mit effektiv 33 % elektrischen Wirkungsgrad in der Leistungsgröße bis

20 MW_{el}. Mit diesem Faktor für die Stromerzeugung werden insbesondere auch zukünftige Projekte mit noch höherem elektrischem Wirkungsgrad (z. B. Holzvergaser) besser bewertet.

4.3.3 Bewertung der Energieeffizienz

An drei Beispielen, die nahe der Praxis sind soll die Energieeffizienz dargestellt werden:

- a) Hocheffiziente Stromerzeugung jedoch ohne Wärmeauskopplung am Beispiel 20 MW_{el} mit Zwischenüberhitzer

$$E_{eq} = \frac{3 \times 20 \times 8\,000 + 0 - 2 \times 30\,000}{66 \times 8\,000} \quad E_{eq} = 0,79$$

- b) Stromerzeugung einer ORC-Anlage für 1,7 MW_{el} und einem angeschlossenen Gewächshaus

$$E_{eq} = \frac{3 \times 1,7 \times 8\,000 + 40\,000 - 2 \times 15\,000}{17 \times 8\,000} \quad E_{eq} = 0,37$$

- c) Biomasseheizkraftwerk mit Dampfturbine

$$E_{eq} = \frac{3 \times 5,3 \times 8\,300 + 75\,000 - 2 \times 25\,000}{20 \times 8\,300} \quad E_{eq} = 0,94$$

5 Wo liegen die Reserven zur Steigerung der Energieeffizienz

Wie aus den vorgenannten Punkten ersichtlich, gibt es die unterschiedlichsten Ansatzpunkte zur Steigerung der Energieeffizienz. Zunächst ist immer ein wesentlicher Vorteil im Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung durch Steigerung des Wärmeabsatzes oder durch Modifizierung und Anpassung der Entnahmebedingungen bzw. mehrstufigen Wärmeauskopplung zu sehen. Ein weiterer wesentlicher Schwerpunkt zur Steigerung ist die Beeinflussung des Wassergehaltes im Brennstoff. Ebenso notwendig ergibt sich die Beeinflussung des Luftüberschusses im Rauchgas zur Senkung der Abgasverluste und somit zur Senkung der Primärenergieerzeugung. Ein letzter Punkt ist die Nutzung der Rauchgaskondensationsweise bei entsprechenden Voraussetzungen zum Wärmeabsatz.

Autor: *jander-energietechnik AG*
Dietmar Jander
Paradiesstraße 12 a
07639 Tautenhain

Konzepte zur Beschaffung energetisch nutzbarer Holzfraktionen für Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen einschließlich Landschaftspflegeholz

Arndt Brüning (Brüning-Holding GmbH)

Vorstellung der Brüning Gruppe

- national und international Ent- und Versorger von hauptsächlich energieliefernden Schüttgutrohstoffen
- aus Einzelunternehmen 4 Unternehmen hervorgegangen:
 - Brüning 1 Euromulch GmbH
 - Brüning 1 Megwatt GmbH
 - Brüning 1 Logistik GmbH
 - Brüning 1 Specials GmbH
- 1992 Gründung der Brüning Gruppe
- Sitz in Fischerhude

Anbau nachwachsender Rohstoffe

Anbau Pflanzen 2010:

- für Festbrennstoffe 4 000 ha
- Gesamtsumme Energiepflanzenanbau 1 834 000 ha

Anbau Pflanzen 2011:

- für Festbrennstoffe 6 000 ha
- Gesamtsumme Energiepflanzenanbau 1 966 000 ha

Biomassenutzung

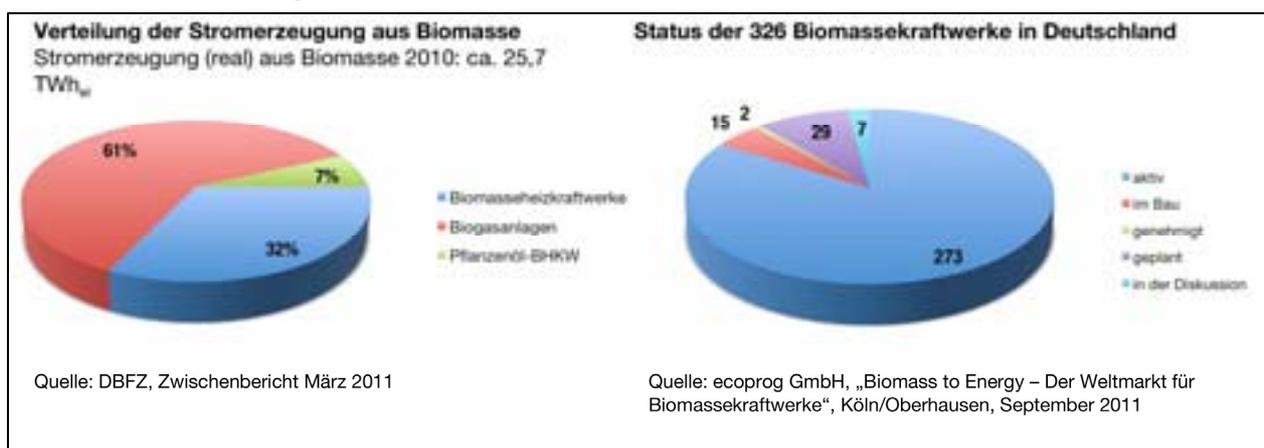
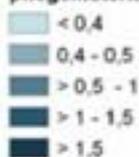


Abbildung 1

Technisches Brennstoffpotenzial von Landschaftspflegematerial



Technisches Brennstoffpotenzial von Landschaftspflegematerial in GJ pro Hektar Landesfläche 2008



© Deutsches BiomasseForschungszentrum, 2010

Definition technisches Brennstoffpotenzial

Theoretisches Brennstoffpotenzial, das unter Berücksichtigung der derzeitigen technischen Möglichkeiten nutzbar ist.

(Quelle: DBFZ Report Nr. 8 kompakt - Dezember 2011)

Novellierung des Gesetzes für Erneuerbare Energien (EEG)

- Fassung von 2009 zum 01.01.2012 novelliert
- Für Anlagen, die bis 31.12.2011 in Betrieb genommen wurden, gilt weiterhin EEG 2009.

Änderung EEG 2012 § 27

Abbildung 2

Biomasseanlagen - kurz und bündig - Auswirkungen auf LPM

Vereinfachung des Vergütungssystems:

- bisherige Bonusvergütungen entfallen
- Erhöhung der Grundvergütung
- Einführung von drei Einsatzstoffvergütungsklassen (0/1/11)
- Einführung anteiliger Einsatzstoffvergütung - alle Einsatzstoffklassen können gemischt werden - Vereinfachung des Einsatzes von ökologisch vorteilhaften Stoffen, z. B. LPM
- Streichung der Vergütung von Altholzverbrennung bei Neuanlagen - Vermeidung von Nutzungskonkurrenz

Vorteil der Änderungen:

- Fortschritt in Richtung Transparenz und Vereinfachung
- effektive Maßnahmen, um anderen Nutzungskonkurrenzen (z. B. bei Altholz) entgegenzuwirken und den Belangen des Naturschutzes Rechnung zu tragen

Doch ist das wirklich so, im laufenden Betrieb? Probleme liegen bereits in der Definition des Begriffs Landschaftspflegematerial.

Definition Landschaftspflegematerial nach EEG 2009

- enthält keine direkte Begriffsbestimmung für Landschaftspflegematerial
- Begriff nach Empfehlung der EEG-Clearingstelle (Nr. 2008/49) von September 2009 sehr weit ausgelegt

Empfehlungsverfahren Landschaftspflegematerial (Az.: 2008/48) zum EEG 2009

Beurteilung LPM aus naturschutzfachlicher und abfallrechtlicher Sicht, um Bonusfähigkeit dieser Materialien entsprechend abzuleiten. Bonusfähiges Landschaftspflegematerial aus naturschutzfachlicher Sicht insbesondere Schnitt- oder Mahdgut von:

- gesetzlich geschützten Biotopen nach § 30 BNatSchG und entsprechendem Landesrecht sowie von Flächen, die in der Biotopkartierung als schutzwürdig erfasst sind, und deren naturschutzfachliche Qualität und Ausprägung durch regelmäßige oder episodische Mahd oder Schnitt gefördert bzw. nicht beeinträchtigt werden
- Flächen in besonders geschützten Teilen von Natur und Landschaft wie in FFH-Gebieten, Nationalparks, Naturschutzgebieten sowie Kern- und Pflegezonen von Biosphären, die im Sinne des Schutzzieles gepflegt werden (§§ 22 ff BNatSchG)
- Flächen, die Gegenstand von Maßnahmen des Vertragsnaturschutzes nach § 8 BNatSchG sind
- Flächen, die Gegenstand von Agrarumwelt- oder sonstigen Förderprogrammen zur primären Förderung des Naturschutzes und der Landschaftspflege sind

Nicht als Landschaftspflegematerial anzusehen sind: Schnitt- und Mahdgut von Grünanlagen, Camping- und Golfplätzen, wenn mit der Pflege dieser Flächen nicht Ziele der Landschaftspflege und des Naturschutzes verfolgt werden.

Aber nach den Regelungen des EEG 2009 wird NaWaRo-Bonus wie auch der zusätzliche Landschaftspflegebonus generell für Pflanzen und Pflanzenbestandteile aus der Landschaftspflege vergütet, unabhängig davon, ob diese Materialien als Abfall gemäß KrW-/AbfG anfallen oder nicht.

Definition Landschaftspflegematerial nach EEG 2012

LPM nach BiomasseV Anl. 3 Nr. 5 mit engerer Auslegung

Als Landschaftspflegematerial gelten alle Materialien, die bei Maßnahmen anfallen, die vorrangig und überwiegend den Zielen des Naturschutzes und der Landschaftspflege im Sinne des Bundesnaturschutzgesetzes dienen und nicht gezielt angebaut wurden, z. B.:

- Grünschnitt aus privaten oder öffentlichen Garten- und Parkpflege oder aus Straßenbegleitgrün, Grünschnitt von Flughafengrünland und Abstandsflächen in Industrie- und Gewerbegebieten zählen **nicht** als Landschaftspflegematerial.
- Landschaftspflegematerial zählt in Einsatzstoffvergütungsklasse II -> Erhöhung der Grundvergütung um 8,0 Cent/kWh bis 5 MW.

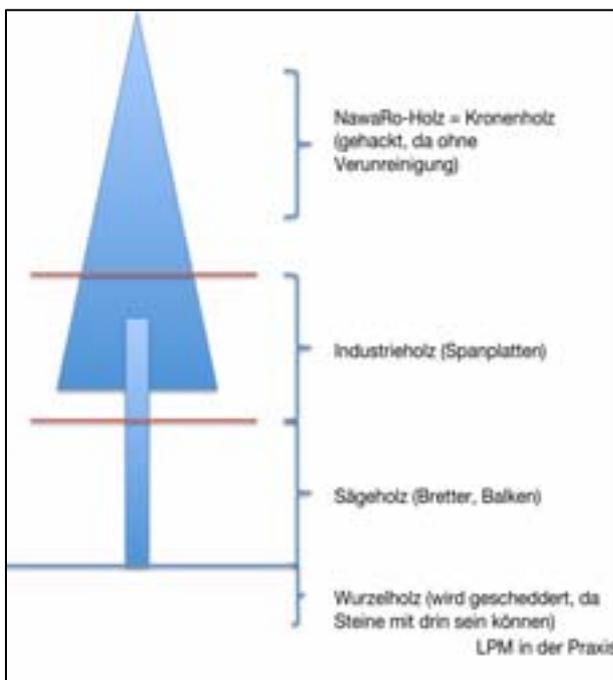
In diese Vergütungsklasse zählen ebenso die Festbrennstoffe:

- Baum- und Strauchschnitt, der bei Maßnahmen anfällt, die nicht vorrangig und überwiegend den Zielen des Naturschutzes und der Landschaftspflege im Sinne des Bundesnaturschutzgesetzes dienen, z. B. Straßenbegleitholz (ausgenommen Garten- und Parkabfälle).
- Holz aus Kurzumtriebsplantagen (KUP) = mehrjähriger Gehölzkulturen mit einer Umtriebszeit von mindestens drei und höchstens 20 Jahren, das nicht auf Grünlandflächen (mit oder ohne Grünlandumbruch), in Naturschutzgebieten, in Natura 2000-Gebieten oder in Nationalparks angepflanzt wurde und keine zusammenhängende Fläche von mehr als 10 ha in Anspruch nimmt, einschließlich Rinde.

Unterscheidung Nachwachsender Rohstoffe und Landschaftspflegematerial

Wichtig ist: Wo kommen die Rohstoffe her? Zu welchem Zweck und warum fällt Holz an?

NaWaRo fallen bei forstwirtschaftlichen Maßnahmen an, nur für Kronenholz gibt es den Bonus.



Landschaftspflegematerial aus Pflegemaßnahmen im Straßenbegleitgrün, Knickpflege, Gewässerrandfreihaltung

Unterscheidung LPM nach Weiterverarbeitung: LPM Hackgut = gehacktes Material = ohne Wurzel, ohne Verunreinigungen durch Steine; Aufbereitung mittels Hacker teurer = homogenes Material

LPM Schreddergut = geschreddertes Material, z. B. Wurzelstubben = gröbere Struktur (Wurzelmateriale **nicht** Einsatzstoffvergütungsklasse II)

Abbildung 3

Durchschnittliche Jahreserträge aus der Landschaftspflege (Quelle: DBFZ Report Nr. 8 kompakt - Dezember 2011)

Flächentyp	Holz [t _{FM} /ha]
Grünanlagen, Friedhöfe	4-8
Heide, Moor	1
Obstplantagen, Rebflächen	1-8
Straßen	2-4

Belieferung des Biomasseheizkraftwerkes Leipzig

Brüning Megawatt bietet Rund-um-Sorglos-Paket für Kraftwerkvollversorgung.
Seit August 2011 Koordination der Vollversorgung der sechs Biomasseheizkraftwerke (Bad Arolsen, Leipzig, Langelsheim, Niesky, Rieste und Steinau) der Bayernfonds BestEnergy 1 GmbH & Co. KG.

Beispiel Biomasseheizkraftwerk Leipzig:

Daten: 5 MW elektrische Leistung
10 MW thermische Leistung
Verbrauch ca. 65 000 t Brennstoff

Belieferung erfolgt nach Regionalkonzept = mit Resthölzern der Landschafts- und Waldpflege aus einem Umkreis von ca. 80 km um das Kraftwerk.

Brüning Förster in der Region akquirieren das Holz, auch von Klein- und Kleinstwaldbesitzer; die Angebote werden in Fischerhude geschrieben.

Förster sucht die Unternehmen vor Ort auf und stimmt Termin zur Hackung mit der hausinternen Logistik ab.

Baustelle: Hackung von Landschaftspflegematerial

Bei Landschaftspflegemaßnahmen wird das Material direkt vor Ort auf einen Schubboden oder Container gehackt. Die Baustelle wird im Lieferschein vermerkt und der LKW fährt die Ladung zum Kraftwerk.



Abbildung 4

Ladungskontrolle am Kraftwerk

In Leipzig wird die Ladung zuerst inspiziert, Kraftwerksmitarbeiter kontrollieren den Lieferschein und sehen sich das Material an, ob es die Qualität laut Lieferschein hat und die Kubikmeterzahl stimmt.

Zur genauen Massebestimmung wird der LKW erst voll und dann nach dem Abladen gewogen und der Eintrag erfolgt ins Brennstofftagebuch.

Belieferung des KW zu 100 % mit LPM, hauptsächlich Artikel 2 und 3 im Verhältnis 10 zu 90 %.

Bei Abweisung des Materials kann erfolgen. Der KW-Mitarbeiter schreibt ein Protokoll mit Begründung und Fotos vom Material und dem LKW.

Das Brennstofftagebuch wird jeden Morgen zu Brüning geschickt, damit genau kontrolliert werden kann, welche Ladung angenommen und welchen eventuell abgewiesen wurde - Lagerbestand ist einsehbar.

Brennstofftagebuch:

Artikel: 1 = WHS, 2 = LPM Standard, 3 = LPM Top, 4 = LPM Top Spezial											
Datum	Artikel 2,3 oder 4] ^{[1,}	Lieferfirma	Spedition	Kfz- Kennzeichen	Lieferschein Nr.	Bruttogewicht (gesamt) [kg]	Taragewicht (Fahrzeug) [kg]	Nettogewicht (Material) [kg]	Menge (SRM) [m ³]	angenommen (ja/nein)	Begründung
01.01.12								0			
02.01.12	3	Brüning	Mustermann	AA-BB-123	182236	44.720	22.440	22280	80,00	ja	
02.01.12	3	Brüning	Mustermann	AA-BB-124	182237	46.900	22.380	24520	72,00	nein	Überlängen

1 WHS = Waldhackschnitzel

2 LPM Standard = geschreddertes Ast- und Strauchmaterial

3 LPM Top = Hackschnitzel

4 LPM Top Spezial = aufbereitetes Wurzelholz

Liste Lagerbestand:

	Volumen Tagesend- bestand [m ³]	Lagerbestand [Tonnen]	Angelieferter Brennstoff [m ³ /d]	Angelieferter Brennstoff [To/d]	Brennstoff- verbrauch am Tagesende [m ³ /d]	Brennstoff- verbrauch [To/d]
Vormonatsendbestand	4.754	1.426				
01.02.12	5.212	1.564	1.125	337	667	200
02.02.12	5.260	1.578	714	214	667	200
03.02.12	5.295	1.588	701	210	667	200
04.02.12	4.653	1.396	25	7	667	200
05.02.12	3.986	1.196	0	0	667	200
06.02.12	3.694	1.108	375	112	667	200

Lückenloser Herkunftsnachweis des LPM

Ohne Nachweisführung ist nach Abkippen der Ladung nicht mehr erkennbar, woher das angelieferte Material zu sein scheint.

Um Vergütung für LPM nach EEG 2012 zu bekommen, muss das Kraftwerk lückenlos nachweisen, woher das Material stammt. Problematisch ist es bei vielen unterschiedlichen Zulieferern.

Wird einem Kraftwerk der Bonus aberkannt, ist es nie wieder Bonus-fähig.

Ein Umweltgutachter prüft rückwirkend die Lieferungen, macht bei Brüning stichprobenartige Baustellenkontrolle und schaut, ob LPM den Vorschriften entspricht.

Herkunft der zu Kraftwerken gelieferten Brennstoffe muss zwei Jahre nachweisbar sein.

§ 55 - Herkunftsnachweis EEG 2009

Anlagenbetreiber können sich für Strom aus erneuerbaren Energien von einem Umweltgutachter einen Herkunftsnachweis erstellen lassen.

- Umweltgutachter muss bestätigen, ob der Anteil LPM von mehr als 50 % eingehalten wurde.
- Nachweis der Biogasanlagenbetreiber über das eingesetzte Material erfolgt über die Flächenherkunft bzw. über das Einsatzstofftagebuch.

§ 55 Herkunftsnachweis EEG 2012

Zuständige Behörde (Umweltbundesamt) stellt Anlagenbetreibern Herkunftsnachweise für Strom aus erneuerbaren Energien aus. Ausstellung, Übertragung und Entwertung erfolgen elektronisch im Herkunftsnachweisregister (elektronische Datenbank).

Landschaftspflegematerial auf einen Blick

Vorteile LPM

- durch energetische Nutzung von Landschaftspflegematerial keine zusätzlichen Flächen verbraucht
- viel Potenzial, dadurch Reduzierung der Nutzungskonkurrenzen zu anderen holzartigen Rohstoffen
- langfristig Einsparungen am Ausstoss von Kohlendioxid
- Pflege und Erhalt von reich strukturierten Kulturlandschaften

Derzeitige Probleme

- immer wieder Unstimmigkeiten bei der Begriffsdefinition
- kompliziertes Nachweisverfahren bei der Herkunft des Materials

- bisherige Hauptverwertungswege hauptsächlich bei Kompostierung (holzartiges Material als Strukturbildner für die Rottehaufen) oder Verbrennung des Materials direkt auf der bearbeiteten Fläche
- heterogenes Material, nicht kontinuierlich verfügbar, da es in unregelmäßigen Abständen anfällt (Kraftwerke hätten gerne zu 100 % LPM geliefert, um bestmögliche Vergütung zu erhalten)
- Klärung der Eigentumsverhältnisse für Flächen, auf denen LPM geerntet wird
- hoher Kostenaufwand für Pflegemaßnahmen
- Probleme bei der Aufbereitung mineralischer Verunreinigungen

Folge:

- ungenutzte Biomassepotenziale
- Veränderung der Kulturlandschaft durch fehlende Pflege

Ziel im Umgang mit Landschaftspflegematerial

Zielstellungen des Naturschutzes/Landschaftspflege und der Bioenergienutzung optimal zu vereinigen sind:

- Optimierung der Bereitstellungskette durch kontinuierliche und überregionale Bewirtschaftung
- Mobilisierung nachhaltig nutzbarer Potenziale
- langfristige Anpassung bestehender Waldbaukonzepte
- abnehmerspezifische Vermarktung

Ausblick - Ziele für die Zukunft

- Weiterhin aktiv Beitrag leisten, um Anteil der erneuerbaren Energien an der Stromversorgung zu erhöhen.
- Vorhandene Potenziale nutzbar machen, indem auch Klein- und Kleinstwaldbesitzer angesprochen werden.
- Forstteam steht für Beratungen und Service vor Ort zur Verfügung und führen Waldpflege durch unter dem Vorsatz im Sinne des Waldbesitzers zu handeln.
- Wald von Privatbesitzern, gehört keiner Stadt, Gemeinde, Kirchen oder Staat, Kleinstprivatwald = Größe: unter 5 ha; Kleinprivatwald = Größe: 5 - 200 ha.

*Autor: Brüning-Holding GmbH
Arndt Brüning
Landstraße 30
28870 Fischerhude*