



LfL

Bayerische Landesanstalt für Landwirtschaft

Energiewende und Landwirtschaft



Schriftenreihe

12
2012

ISSN 1611-4159

Impressum

Herausgeber: Bayerische Landesanstalt für Landwirtschaft (LfL)
Vöttinger Straße 38, 85354 Freising-Weihenstephan
Internet: www.LfL.bayern.de

Redaktion: Institut für Landtechnik und Tierhaltung
Vöttinger Straße 36, 85354 Freising-Weihenstephan
E-Mail: TierundTechnik@LfL.bayern.de
Telefon: 08161/71-3450

1. Auflage: November 2012

Druck: ES-Druck, 85356 Freising-Tüntenhausen

Schutzgebühr: 15,00 Euro



in Zusammenarbeit mit dem
Kuratorium Bayerischer Maschinen- und Betriebshilfsringe e. V. (KBM)

Energiewende und Landwirtschaft

**Landtechnische Jahrestagung
am 22. November 2012
im Bildungszentrum Kloster Banz,
Bad Staffelstein**

Dr. Georg Wendl (Hrsg.)

Tagungsband

Inhaltsverzeichnis

Seite

Möglichkeiten und Potenziale von erneuerbaren Energien in Bayern9

Dr. Rupert Schäfer

Stromverbrauch und Energieeffizienz im landwirtschaftlichen Betrieb23

Dr. Stefan Nesper, Josef Neiber und Katja Bonkoß

Kurzumtriebsplantagen – Verfahren, Wirtschaftlichkeit und Ökobilanz.....37

Dr. Frank Burger

**Bayerische Pilotbetriebe zur Biogasproduktion – Ergebnisse aus fünf Jahren
Monitoring45**

Dr. Mathias Effenberger, Djordje Djatkov, Florian Ebertseder und Rainer Kissel

Hof-Biogasanlagen bis 75 kW – Möglichkeiten und Grenzen.....53

Dr. Andreas Weber und Josef Schober

**Photovoltaik- und Windkraftanlagen in der bayerischen Land(wirt)schaft –
Wo geht die Reise hin?71**

Johannes Graf und Ulrich Keymer

**Windenergie – Regionale Wertschöpfung durch Flächenmodell und
Bürgerbeteiligung an einem Beispiel in Creußen (Landkreis Bayreuth).....81**

Harald Mild

Regionale Energievernetzung am Beispiel Hollfeld97

Markus Pirkelmann

Vorwort

Die Nuklearkatastrophe von Fukushima im März 2011 hat in Deutschland zum Ausstieg aus der Kernenergie und zu einer radikalen Wende in der Energiepolitik geführt. In Zukunft sollen die erneuerbaren Energien einen Hauptanteil an der Energieversorgung übernehmen. Ziel ist es, bis zum Jahr 2050 die Energieversorgung zu 80 % aus erneuerbaren Energiequellen zu decken.

Durch die Energiewende eröffnen sich für die Landwirtschaft auch neue Chancen, die es sinnvoll zu nutzen gilt. Am derzeit wichtigsten erneuerbaren Energieträger, der Biomasse, führt so schnell kein Weg vorbei. Zwei Drittel aller erneuerbaren Energien stammen zur Zeit aus der Biomasse. Auf gut 2,1 Mio. ha (d. h. fast 18 % der Ackerfläche) werden in Deutschland inzwischen Energiepflanzen angebaut.

Um das gesteckte Ziel zu erreichen, müssen alle Potenziale für die Energieerzeugung einschließlich der Gülle- und Reststoffverwertung genutzt, die Effizienz auf der Erzeuger- und Verbraucherseite gesteigert und der Energieverbrauch verringert werden. Die Energiewende kann nur gelingen, wenn die drei „E's“ (Erneuerbare Energien, Energie-Effizienz, Energie-Einsparung) verwirklicht werden.

Die Umstellung auf eine nachhaltige Energieerzeugung auf Basis erneuerbarer Energien stellt eine enorme Herausforderung dar. Daher widmet sich die diesjährige landtechnische Jahrestagung 2012, die gemeinsam vom Institut für Landtechnik und Tierhaltung der Bayerischen Landesanstalt für Landwirtschaft, der Arbeitsgemeinschaft Landtechnik und landwirtschaftliches Bauwesen in Bayern e. V. und dem Kuratorium Bayerischer Maschinen- und Betriebshilfsringe veranstaltet wird, dieser Thematik. Nach der Darlegung der bayerischen Energiepolitik wird der Stromverbrauch in den Betrieben thematisiert und der Stand der Technik, die Nutzung und die Möglichkeiten der Energieerzeugung mit nachwachsenden Hölzern, Biogas, Wind und Sonne vorgestellt. Nachahmenswerte Beispiele aus der Praxis runden die Tagung ab. Wir wollen mit dieser Veranstaltung dazu beitragen, dass die Landwirtschaft die Chancen der Energiewende optimal nutzt.



Dr. Georg Wendl

Institutsleiter

Möglichkeiten und Potenziale von erneuerbaren Energien in Bayern

Ltd. MR Dr. Rupert Schäfer

Bayerisches Staatsministerium für Ernährung, Landwirtschaft und Forsten
Ludwigstraße 2, 80539 München

Istzustand und Entwicklungen

Der mit Abstand wichtigste erneuerbare Energieträger in Bayern ist die Biomasse. Seit 1995 hat sich deren Beitrag am Primärenergieverbrauch mehr als verdreifacht und betrug im Jahr 2009 etwa 150 PJ. Diese Energiemenge entsprach in etwa 7,4 % des gesamten Primärenergieverbrauchs. Das Energiekonzept Energie innovativ sieht vor, dass dieser Anteil sich bis 2021 auf 180 PJ bzw. 9 % (bezogen auf 2009) des Primärenergieverbrauchs erhöhen soll. Aktuelle Schätzungen gehen davon aus, dass der Anteil der Biomasse an der Energieerzeugung gegenüber dem Ausgangsniveau des Jahres 2009 bereits weiter gestiegen ist. Belastbare Zahlen liegen allerdings derzeit noch nicht vor.

Biomasse ist als Energieträger grundsätzlich geeignet, in fester, flüssiger oder gasförmiger Form die Nachfrage nach Strom, Wärme oder Kraftstoff zu decken. Der große Vorteil gegenüber anderen erneuerbaren Energieträgern ist, dass Biomasse jederzeit zur bedarfsorientierten Erzeugung von Energie bereitsteht und nahezu flächendeckend verfügbar ist. Eine aufwendige Speicherung oder die Entwicklung von Speichertechnologien ist in der Regel nicht notwendig. Für eine sinnvolle Verwendung der Biomasse ist entscheidend, dass diese dort eingesetzt wird, wo das größte Treibhausgasreduktionspotenzial besteht sowie die effizientesten Verwertungspfade gewählt werden.

Allerdings steht Biomasse als Energieträger nicht in unbegrenztem Umfang zur Verfügung. Klar ist, dass die Versorgung der Bevölkerung mit gesunden und hochwertigen Nahrungsmitteln Vorrang genießt. Landwirtschaftliche Flächen werden nur dann für die Produktion von Agrarrohstoffen herangezogen, wenn diese Prämisse erfüllt ist. Auch die Versorgung der Holzindustrie mit dem Rohstoff Holz, die insbesondere in ländlichen Regionen ein wichtiger Wirtschaftsfaktor ist, darf nicht ausgeblendet werden. Zudem muss sich die Erzeugung am hohen Standard der guten fachlichen Praxis der Landwirtschaft bzw. an den Vorgaben zur sachgemäßen Waldbewirtschaftung orientieren und gesellschaftliche Belange berücksichtigen. Die Verwendung von Rest- und Abfallstoffen aus der Forst- und Landwirtschaft ist unkritisch.

Die Reduktion der CO₂-Emissionen Bayerns auf unter 6 t pro Einwohner und Jahr ist eine der wichtigsten Randbedingungen des Bayerischen Energiekonzeptes. Bayerns Wälder übernehmen hierbei eine wichtige Funktion als Kohlenstoffsenke. In den letzten Jahrzehnten (1971 bis 2002) fungierten die Wälder Bayerns als Kohlenstoffsinken, da in der Summe mehr Kohlenstoff durch Biomassezuwachs aufgenommen als durch Holzernte oder natürliche Zerfallsprozesse dem Wald entzogen wurde. Zwischen 1987 und 2002 wurden beispielsweise jährlich im Durchschnitt etwa 3,6 Mio. t Kohlenstoff (13,2 Mio. t CO₂) in den Wäldern Bayerns (bezogen auf die Biomasse der Derbholzbäume) zusätzlich

gebunden. Dies entsprach in etwa 14 % der jährlichen Emissionen in Bayern. Diese in unseren Wäldern zusätzlich gebundene Kohlenstoffmenge wirkt als Emissionskompensation. Einen erheblichen Beitrag zum Klimaschutz leisten zudem die Kohlenstoffspeicherung in Holzprodukten und die Substitutionseffekte bei der stofflichen und energetischen Nutzung von Holz.

Stromerzeugung aus Biomasse

Bis 2021 sollen etwa 8 Mrd. kWh Strom pro Jahr aus Biomasse erzeugt und damit knapp 10 % des Stromverbrauchs gedeckt werden. Hierzu bedarf es einer Steigerung von fast 40 % gegenüber dem Ausgangsniveau in 2009.

Abgesicherte Zahlen zur Stromerzeugung aus Biomasse liegen derzeit nicht vor, insbesondere weil die Daten kleinerer Erzeugungsanlagen bisher nicht systematisch erfasst werden. Beispielweise sind keine verlässlichen Zahlen zur Stromerzeugung aus fester Biomasse vorhanden. Nur für den Bereich der Stromerzeugung aus Biogas sind derzeit aktuelle Daten vorhanden. Bis Ende 2011 kam es im Vergleich zu 2009 zu signifikanten Steigerungen bei der Anzahl der Anlagen (+40 %) und der installierten elektrischen Nennleistung (+60 %). Allein in 2011 wurden 340 Anlagen in Betrieb genommen.

In Bayern gibt es mit Stand 2011 rund 2.370 Biogasanlagen mit einer installierten elektrischen Leistung von 674 MW. Damit wird bereits heute 5,7 % des Bruttostromverbrauchs in Bayern gedeckt. Rechnerisch kann jeder fünfte Haushalt in Bayern mit Strom aus Biogas versorgt werden. Die Stromerzeugung aus Holz kann derzeit nicht quantifiziert werden. Neben den klassischen Biomasseheizkraftwerken und den thermochemischen Vergasungsanlagen sind auch große Anlagen in der Holzverarbeitenden Industrie installiert. Darüber hinaus werden Althölzer als Brennstoff in Kraftwerken mit einer Feuerungswärmeleistung von über 60 MW verwendet.

Neben Biogas und Holz sind andere biogene Energieträger, wie zum Beispiel flüssige Brennstoffe, bei der Stromerzeugung nur von untergeordneter Bedeutung. Biogene Abfallstoffe und Deponiegase werden hingegen schon in größerem Umfang genutzt. Größere Steigerungen werden in diesem Segment aufgrund des Abfallvermeidungsgebotes nicht erwartet.

Maßnahmenpaket „Energiewende im ländlichen Raum“

Das Staatsministerium für Ernährung, Landwirtschaft und Forsten trägt Mitverantwortung für einen vitalen ländlichen Raum und hat breiten Zugang zu den Akteuren vor Ort. Deshalb wurden im Rahmen eines Maßnahmenpakets für das Landwirtschaftsressort folgende Schwerpunkte gesetzt:

- Biogasanlagen: Potentiale nutzen und Prozesse optimieren, Effizienz steigern, Umweltqualität sichern, EEG mittelfristig anpassen
- Holzverwertung weiter voranbringen
- Demonstrationsprojekte von Biomasse-Anlagen initiieren
- Regelungstechnik und Speichertechnologien fördern
- Vorzeigeprojekte im eigenen Geschäftsbereich schaffen
- Gemeinden im Rahmen der Ländlichen Entwicklung bei Energiekonzepten unterstützen
- Informationsoffensive für die Akteure im ländlichen Raum starten
- Neue Energiepflanzen einführen, Rohstoffbasis diversifizieren



Möglichkeiten und Potenziale von erneuerbaren Energien in Bayern

Ltd. MR Dr. Rupert Schäfer

Landtechnische Jahrestagung 2012

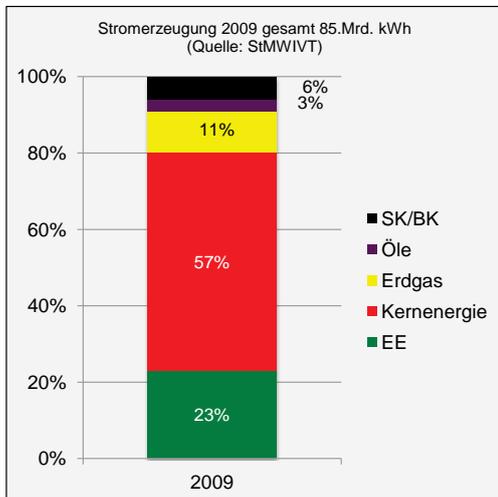
Vortrag am 22.11.2012 Kloster Banz, Bad Staffelstein

Inhalt

- Das Bayerische Energiekonzept „Energie innovativ“
- Bedeutung biogener Energieträger
- Maßnahmenpaket „Energiewende im ländlichen Raum“
- Umsetzung



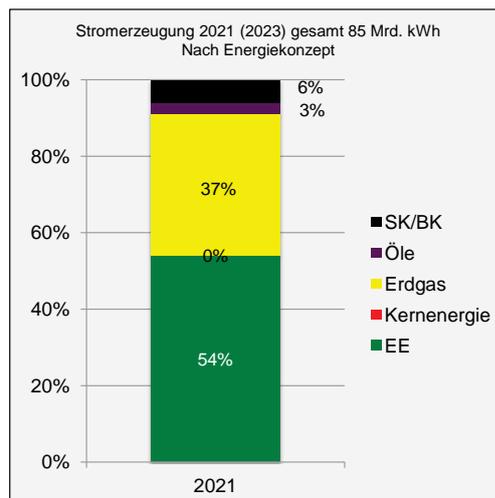
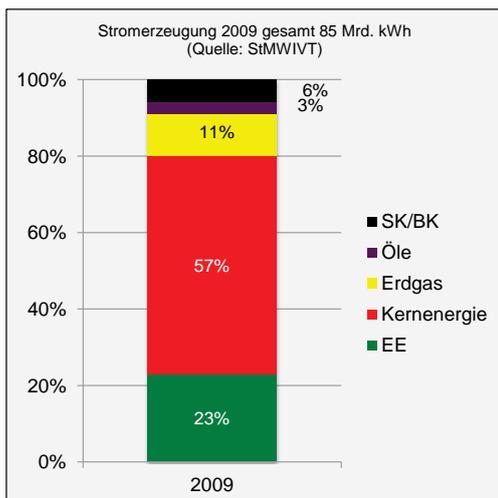
Bayerisches Energiekonzept „Energie innovativ“



Anlage	Brutto-Leistung	Abschaltung (spätestens)
Isar 1	912 MW	06.08.2011
Grafenrheinfeld	1 345 MW	31.12.2015
Gundremmingen B	1 344 MW	31.12.2017
Gundremmingen C	1 344 MW	31.12.2021
Isar 2	1 485 MW	31.12.2022
Gesamt	6 430 MW	

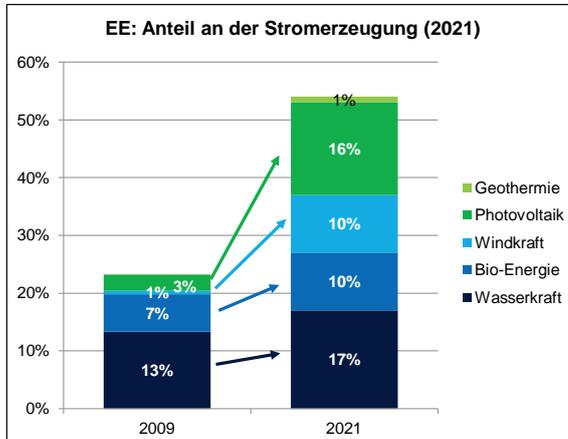
Nach §7 Atomgesetz

Bayerisches Energiekonzept „Energie innovativ“



- Ersatz von Strom aus KE (57%) durch Strom aus EE (+31%) und Strom aus fossilen Energieträgern (+26%)
- Anteil der erneuerbaren Energien von derzeit rund 25% auf mehr als 50% (50% bis 54%) steigern
- Neue Gas- und Dampfkraftwerke erforderlich (3.000 bis 4.000 MW Leistung)

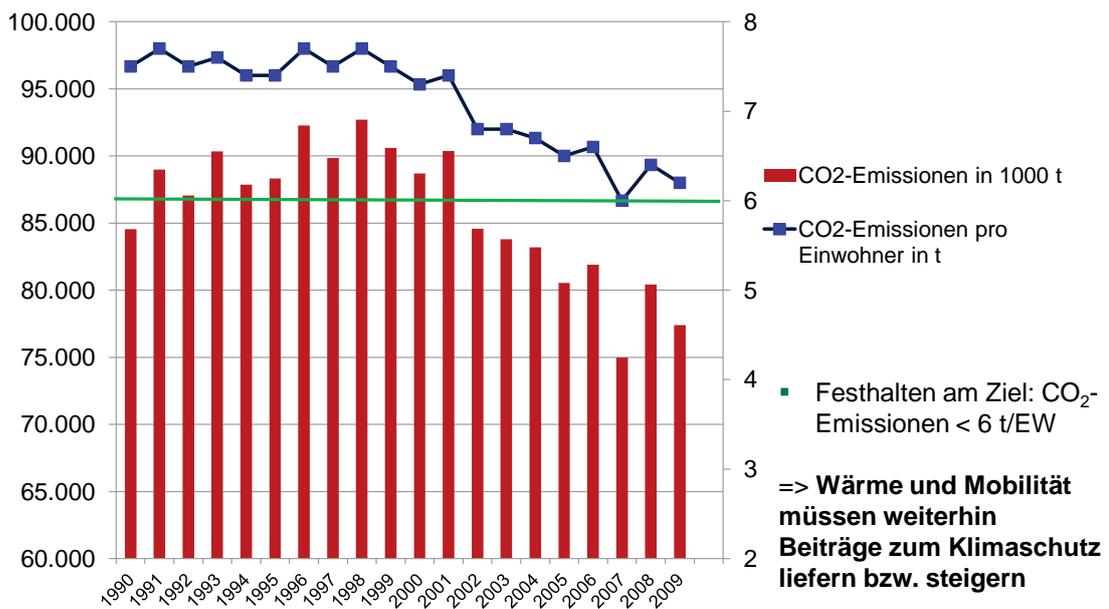
Bayerisches Energiekonzept „Energie innovativ“



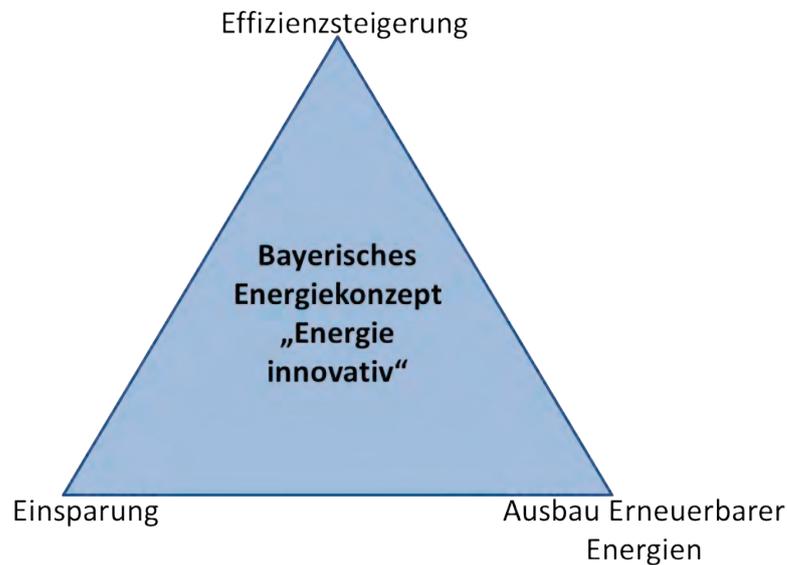
- Wasserkraft: moderater Anstieg (Potenziale weitgehend ausgeschöpft)
- Bio-Energie: moderater Anstieg
- Windkraft: Steigerung um Faktor 10 (!) Dafür werden 1 500 Windkraftwerke mit jeweils 3 MW benötigt
- Photovoltaik: Steigerung um Faktor 4. Dafür würde man eine Fläche von rund 30 000 ha benötigen (derzeit nicht darstellbar, weil EEG keine Errichtung auf landwirtschaftlichen Nutzflächen vergütet) (Neue Schätzung des VBEW: PV 2011 8%)
- Geothermie: Steigerung von <<0,1% auf 0,6%



Bayerisches Energiekonzept „Energie innovativ“



Bayerisches Energiekonzept „Energie innovativ“



Bedeutung biogener Energieträger

Biogene Energieträger sind flexibel einsetzbar – Beispiel Wärme

- **Wärme:** etwa 40 % des Gesamtenergieverbrauchs und 35 % der CO₂-Emissionen Bayerns entfallen auf den Gebäudesektor, wovon wiederum rd. 90 % durch den Wärmebedarf für Heizungen und Warmwasser entstehen

Nutzung von Holz für energet. Zwecke:	2005	3,7 Mio. t atro
	2009	4,8 Mio. t atro
	2010	über 5,0 Mio. t atro

- ⇒ Erweiterung der Rohstoffbasis durch Anbau von KUP
- ⇒ Effiziente Verbrennung (z.B. 1. BImSchV)

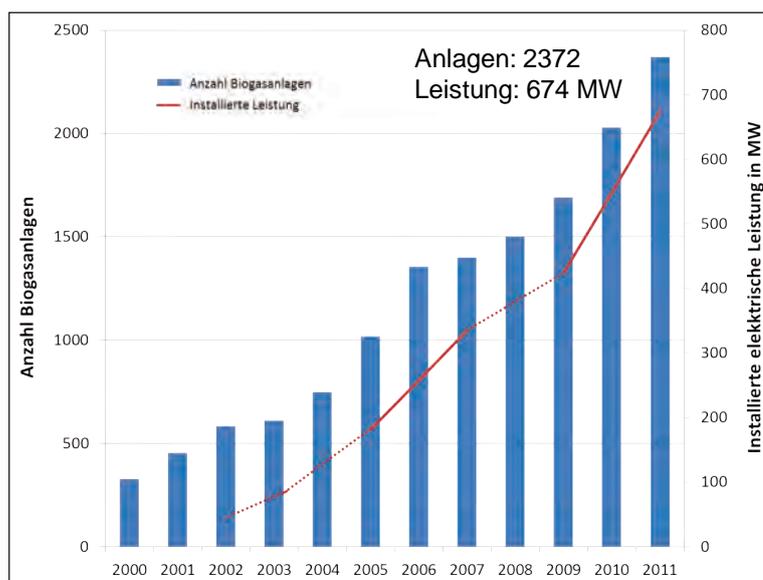


Maßnahmenpaket „Energiewende im ländlichen Raum“

- **Biogasanlagen:** Potentiale nutzen und Prozesse optimieren, Effizienz steigern, Umweltqualität sichern
- Gemeinden im Rahmen der Ländlichen Entwicklung bei **Energiekonzepten** unterstützen
- **Holzverwertung** weiter voranbringen
- **Informationsoffensive** für die Akteure im ländlichen Raum starten
- Regelungstechnik und **Speichertechnologien** fördern
- Neue **Energiepflanzen** einführen, Rohstoffbasis diversifizieren
- Demonstrationsprojekte von Biomasse-Anlagen initiieren
- Vorzeigeprojekte im eigenen Geschäftsbereich schaffen



Umsetzung Maßnahmenpaket: Biogas



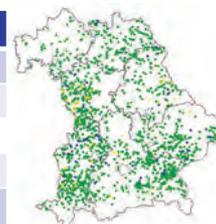
Biogas

- Potentiale nutzen
- Prozesse optimieren
- Effizienz steigern



Biogasanlagen in Bayern

Branchenzahlen Biogas (Ende 2011)		
	Anzahl der Anlagen	Installierte Leistung
Deutschland	7 100	2 780 MW (el)
Meist zur Stromerzeugung, Abwärme-Nutzung mit Verbesserungspotenzial		
Bayern	2 370	674 MW (el)
BY: Erzeugter Strom 2011: ca. 5 000 GWh (über 5 % des bayerischen Bruttostromverbrauchs rd. 85 Mrd. kWh)		



Zunehmende Verwertung von Bio-Erdgas

- In Betrieb
Pliening, Schwandorf, Graben, Maihingen, Aiterhofen, Cadolzburg, Kallmünz, Altenstadt, Wolnzach, Unsleben, Arnschwang, Eggertshofen, Aicha, Gollhofen, Eggolsheim
- Im Bau
Mammendorf, Marktöffingen
- In Planung
Gangkofen, Reimlingen,

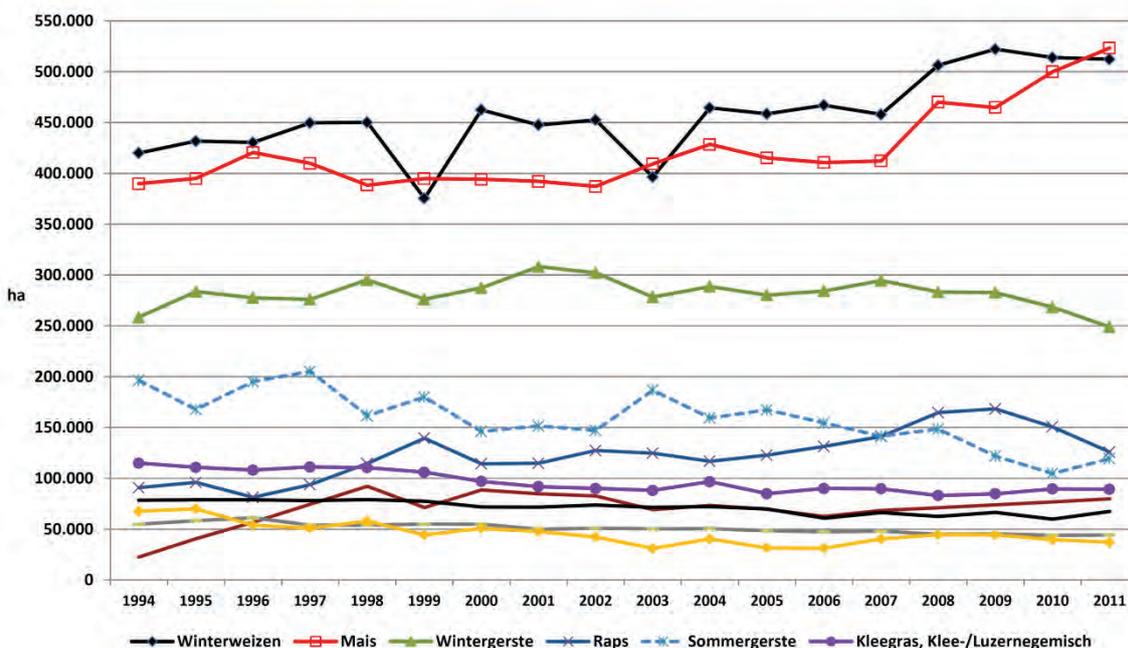


Biomethan-Anlage Pliening: Luftbild (links) und Biogasaufbereitung (rechts)

Quellen: Schmack Biogas GmbH und biogaspartner.de



Flächenentwicklung der wichtigsten Kulturpflanzen in Bayern (1994 – 2011)



Quelle: LfL

Umsetzung Maßnahmenpaket: Biogas

■ Biogas



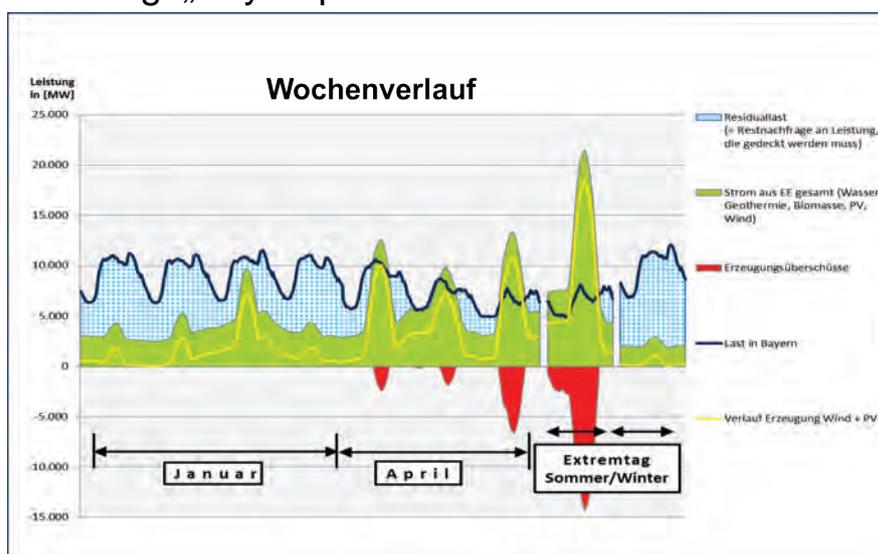
Bildquelle Schmack GmbH, LfL

- **Forschungsvorhaben:** Monitoring von Biogasanlagen; Diversifizierung der Einsatzstoffe und Verfahrenstechnik
- **Beratung:** Effizienz bestehender Anlagen steigern
- Ungenutzte Potentiale abschätzen und Strategien zur Realisierung entwickeln



Umsetzung Maßnahmenpaket: Biogas

■ sog. „Bayernplan“



Quelle: VBEW

Grundlagen:

- reale Witterungsverläufe in 2011
- Erzeugung in 2021 bei Erreichen der Ausbauziele von PV und Wind



Umsetzung Maßnahmenpaket: Biogas

■ sog. Bayernplan

- **Arbeitsgruppe 1:** Untersuchung von Potential, Erzeugung und Infrastruktur zum Ausbau von Biogas/Biogasanlagen (Federführung LfL)
- **Arbeitsgruppe 2:** Integration der Biogasanlagen in das bestehende Energiekonzept der Staatsregierung und die Frage der Netzintegration (Federführung StMWIVT)
- **Arbeitsgruppe 3:** Akzeptanz (Federführung TFZ)
- **Arbeitsgruppe 4:** Umsetzungsstrategien zum Ausbau von Biogas/Biogasanlagen –EEG, Rahmenbedingungen, Förderung, Steuerliche Abschreibung (Federführung StMELF)

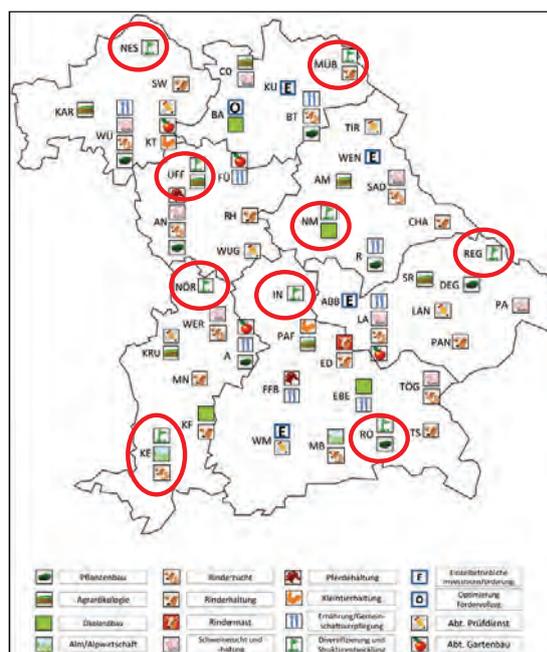


Umsetzung Maßnahmenpaket

■ Informationsoffensive

Breiter Zugang und Flächenpräsenz durch

- 47 Ämter für Ernährung, Landwirtschaft und Forsten, darin 9 Fachzentren für Diversifizierung und Strukturentwicklung
- 7 Ämter für Ländliche Entwicklung
- Technologie- und Förderzentrum
- Landesanstalten für
 - ▶ Landwirtschaft
 - ▶ Wald und Forstwirtschaft
 - ▶ Weinbau und Gartenbau
- Fortbildungseinrichtungen
- C.A.R.M.E.N. e.V.



Umsetzung Maßnahmenpaket: LandSchafttEnergie

Informationsoffensive



www.landschafttnergie.bayern.de

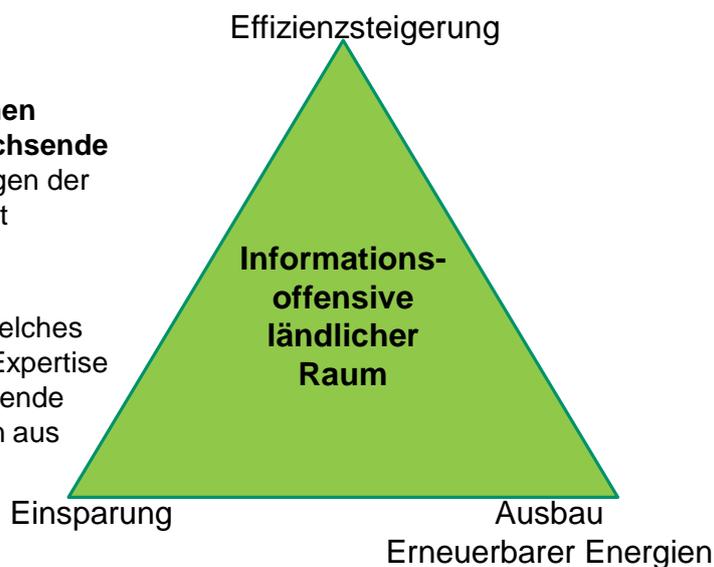
- Mit LandSchafttEnergie bietet das StMELF behördenübergreifende Information und Beratung bayernweit und hat damit sein Informations- und Beratungsangebot deutlich ausgeweitet
- LandSchafttEnergie bündelt die Kompetenzen rund um die Erneuerbaren Energien in und aus dem ländlichen Raum und fungiert als Ansprechpartner, Berater und Vermittler.



Umsetzung Maßnahmenpaket

Informationsoffensive

- Die Aktivitäten werden vorwiegend auf die **Themen Biomasse und Nachwachsende Rohstoffe** sowie auf Fragen der Landnutzung ausgerichtet
- **Informations- und Koordinationsforum**, welches die interne und externe Expertise bündelt und eine umfassende Begleitung von Projekten aus **einer Hand** anbietet.



Zusammenfassung

- Das Bayerische Energiekonzept „Energie innovativ“
- Bedeutung biogener Energieträger
- Maßnahmenpaket „Energiewende im ländlichen Raum“
- Umsetzung - Daueraufgabe



Stromverbrauch und Energieeffizienz im landwirtschaftlichen Betrieb

Dr. Stefan Neser, Josef Neiber und Katja Bonkoß

Bayerische Landesanstalt für Landwirtschaft, Institut für Landtechnik und Tierhaltung
Vöttinger Straße 36, 85354 Freising

Zusammenfassung

Ein Hauptansatz für Energieeinsparungsmöglichkeiten in schweinehaltenden Betrieben liegt im Bereich Lüftung und Stallklima. Durch strömungstechnisch günstige Gestaltung der Luftführung und optimale Dimensionierung der Lüftungsanlage sowie durch moderne Regelungstechnik wie Frequenzregelung und EC-Technik lässt sich der Stromverbrauch erheblich reduzieren.

Auf milchviehhaltenden Betrieben liegt der Hauptansatz für Energieeinsparungsmöglichkeiten beim Milchentzug und bei der Milchkühlung. Durch den Einsatz energieeffizienter Anlagen, zum Beispiel durch den Einsatz von frequenzgesteuerten Vakuumpumpen, Vorkühlung und Wärmerückgewinnung kann der Energieverbrauch deutlich reduziert werden.

Grundsätzlich sollten in die Auswahlentscheidung neben dem Kriterium Stromverbrauch weitere Kriterien wie der Wasserverbrauch, die Funktionssicherheit und die Qualität eines Verfahrens einfließen, um energieeffiziente Gesamtverfahren zu entwickeln.

Bei Neu- und Ersatzinvestitionen sollte insbesondere der spezifische Energieverbrauch der einzelnen Komponenten berücksichtigt werden. Die Berücksichtigung der betrieblichen Entwicklung sowie der gegenwärtigen bzw. geplanten Energieversorgung des Betriebes kommt angesichts steigender Energiepreise ein zunehmend größeres Gewicht zu. Hierbei werden neben der Energieeinsparung auch eine Verringerung der maximalen Leistungsaufnahme und ein betriebliches Lastmanagement zur Anpassung an die Profile regenerativer Energieerzeugung in Zukunft an Bedeutung gewinnen.

1 Einleitung

Kontinuierlich steigende Energiepreise (Abb. 1) und steigender Energiebedarf landwirtschaftlicher Produktionsverfahren können für den landwirtschaftlichen Betrieb in der Innen- und Außenwirtschaft einen erheblichen Anteil betriebsbelastender Produktionskosten verursachen.

Vor allem die Betriebszweige Ferkelproduktion und Ferkelaufzucht haben einen hohen thermischen und elektrischen Energieverbrauch, insgesamt bestehen allerdings in nahezu allen Betriebszweigen Möglichkeiten, Energie einzusparen. Bei Neuplanungen und Sanierungsmaßnahmen ist es daher von großer Bedeutung, Kenntnis über den notwendigen Energiebedarf einzelner Verbraucher zu haben.

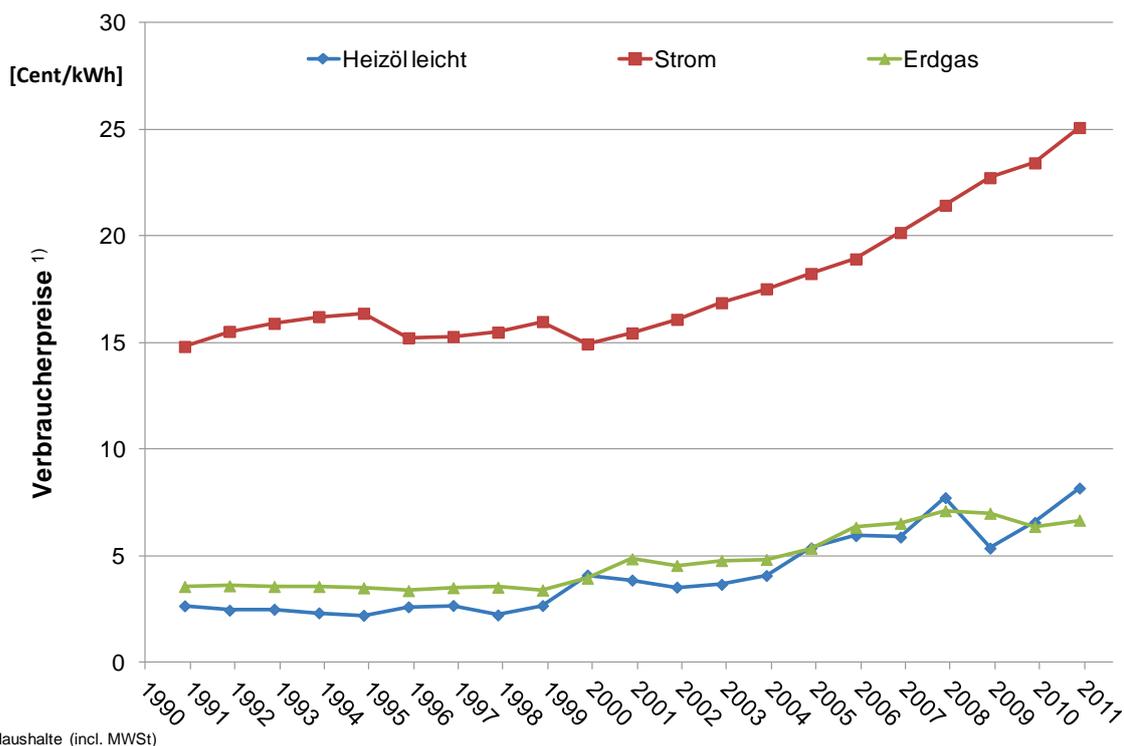


Abb. 1: Verbraucherpreise verschiedener Energieträger im zeitlichen Verlauf, (Quelle: verändert nach Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie¹, Stand 16.10.2012)

2 Elektroenergiebedarf in den einzelnen Betriebszweigen

Die Grundlage einer einzelbetrieblichen Einstufung des Energiebedarfs ist der Vergleich des jeweiligen betriebsspezifischen Verbrauchs mit Orientierungswerten. In einem ersten Schritt wurden für die Erarbeitung dieser Orientierungswerte die Verbrauchsdaten von 36.429 landwirtschaftlichen Betrieben anhand der Stromrechnungen im Abrechnungsjahr 2007 untersucht. Der so ermittelte Gesamtstrombedarfswert kann neben dem Energiebedarf für das Produktionsverfahren teilweise auch den Haushaltsstromverbrauch und den Strombedarf weiterer Betriebszweige enthalten.

Für die Bestimmung des Elektroenergiebedarfs der einzelnen Produktionsverfahren wurden Betriebe mit gleichgelagerten betriebswirtschaftlichen und produktionstechnischen Einzelausrichtungen zu Betriebsgruppen zusammengefasst. Neben den Unterschieden nach dem Betriebsschwerpunkt konnten auch deutliche degressive Effekte je nach Betriebsgröße erkannt werden. Bei den spezialisierten Veredelungsbetrieben (Schweineaufzucht- und Schweinemastbetriebe) und den Veredelungs-Verbund-Betrieben (Schweineaufzucht- und Mastverbundbetriebe) liegt der durchschnittliche Energieverbrauch bei 35.043 bzw. bei 26.952 kWh/Jahr und ist im Vergleich zu den anderen Betriebsgruppen (spezialisierte Acker- und Futterbaubetriebe, Pflanzenbau- und sonstige Verbundbetriebe) am höchsten (Abb. 2).

¹<http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/Binaer/Energiedaten/energiepreise-und-energiekosten1-entwicklung-energiepreise-preisindizes,property=blog,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.xls>

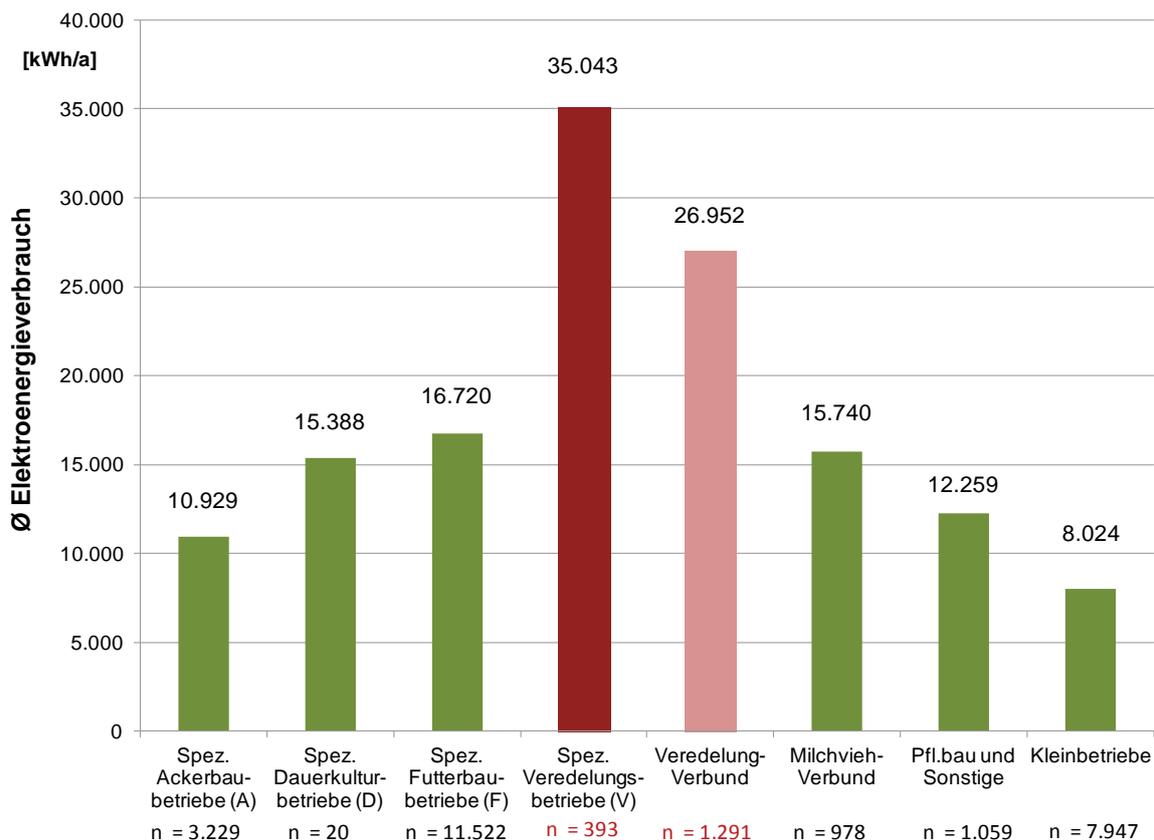


Abb. 2: Durchschnittlicher Elektroenergieverbrauch bayerischer landwirtschaftlicher Betriebe - Auswertung von Stromverbrauchsdatensätzen (eigene Auswertung)

2.1 Elektroenergieverbrauch in der Zuchtsauen- und Mast-schweinehaltung

2.1.1 Auswertung anhand des Strombezugs auf Betriebsebene

Der durchschnittliche betriebsgrößenabhängige Elektroenergieverbrauch je Zuchtsau wurde auf der Basis der betrieblichen Stromrechnungen von 1.084 spezialisierten Zuchtsauenbetrieben ermittelt und zeigt einen deutlichen Einfluss der Bestandsgröße, allerdings auch innerhalb der Größenklassen hohe Spannen. Der durchschnittliche Elektroenergieverbrauch beträgt rund 500 kWh/Zuchtsau/Jahr. In der Betriebsgrößenklasse bis 50 Zuchtsauen sind die meisten Betriebe (61%) vertreten. Betriebe über 100 Zuchtsauen machen nur einen Anteil von 9% aus. Die Streubreite der Energieabnahme innerhalb der einzelnen Betriebsgrößengruppen ist sehr hoch. Der durchschnittliche Stromverbrauch liegt zum Beispiel in der Betriebsgrößengruppe bis 50 Zuchtsauen bei über 680 kWh/ZS/Jahr, der Minimalwert bei 176 kWh/ZS/Jahr, der Maximalwert bei 1473 kWh/ZS/Jahr. Mit steigender Betriebsgröße nimmt der durchschnittliche Elektroenergieverbrauch je Zuchtsau bei Betrieben mit mehr als 200 Zuchtsauen auf 285 kWh/ZS/Jahr ab (Abb. 3).

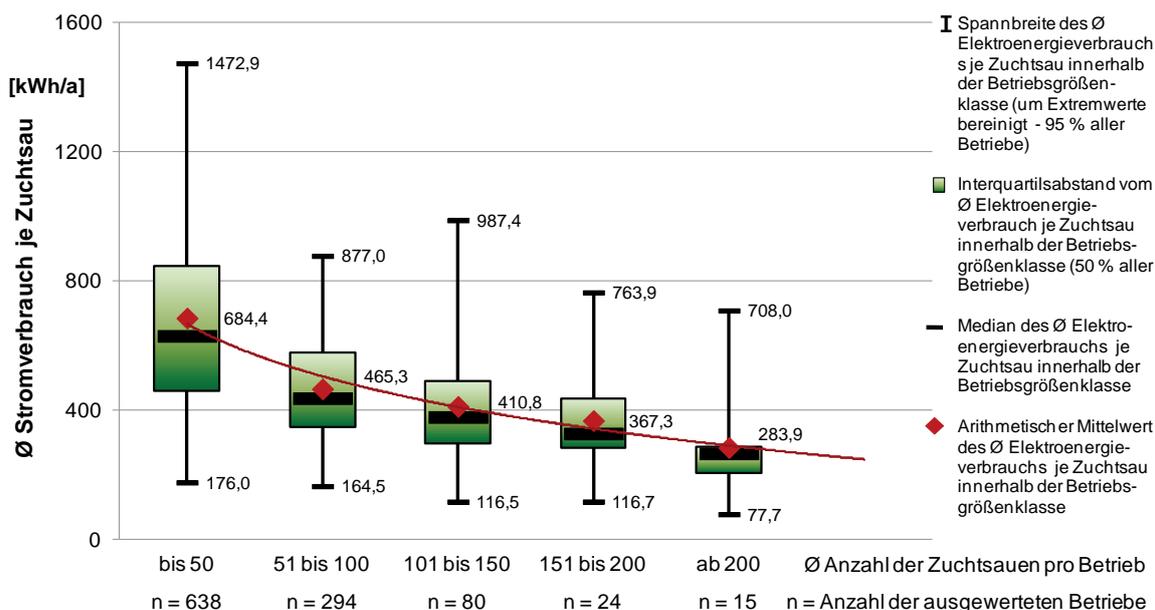


Abb. 3: Elektroenergieverbrauch spezialisierter Ferkelerzeugerbetriebe in Abhängigkeit von der Bestandsgröße (eigene Auswertungen)

In der Mastschweinehaltung wurde auf der Basis von 952 spezialisierten Mastbetrieben ein durchschnittlicher Strombedarf von rund 115 kWh/Mastplatz ermittelt. Die Bestandsgröße hat einen deutlichen Einfluss. Während kleine Betriebe < 200 Mastplätze rechnerisch rund 235 kWh/Mastplatz und Jahr benötigen, reduziert sich dieser Wert bei Betrieben > 1.000 Mastplätze auf rund 63 kWh/Mastplatz und Jahr (Abb. 4).

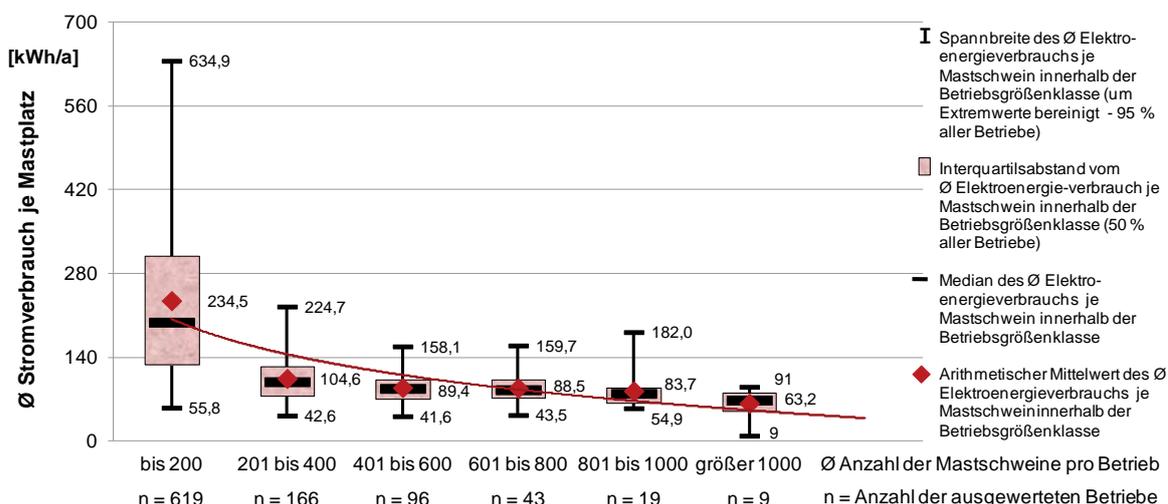


Abb. 4: Elektroenergieverbrauch spezialisierter Schweinemastbetriebe in Abhängigkeit von der Bestandsgröße (eigene Auswertungen)

2.1.2 Auswertung anhand des Stromverbrauchs auf Basis der Einzelverbraucher bzw. Verbrauchergruppen

Während die Auswertungen von betriebsbezogenen Gesamtstromverbrauchsdatensätzen eine gute Basis für die schnelle Einschätzung des betrieblichen Gesamtverbrauchs darstellen, sind sie aufgrund der Einbeziehung produktionszweigfremder Positionen zur Festlegung von betriebszweigbedingten Referenzwerten auf Verbrauchergruppenebene nur bedingt geeignet. Deshalb sollen hier die Ergebnisse von konkreten Energieverbrauchsmessungen auf Praxisbetrieben auf Ebene der Einzelverbraucher vorgestellt werden. In der Zuchtsauenhaltung liegt der Hauptbedarf im Bereich der Lüftung bzw. des Stallklimas (Abb. 5).

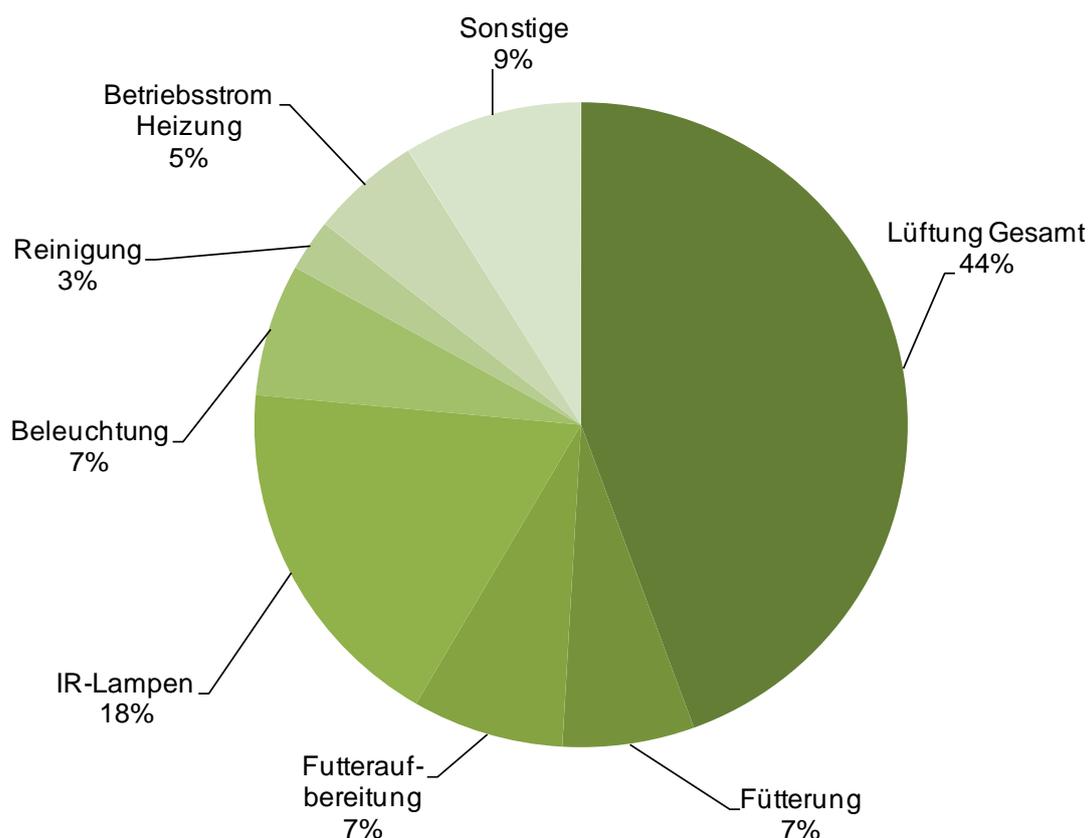


Abb. 5: Verteilung des Elektroenergieverbrauchs spezialisierter Ferkelerzeugerbetriebe in verschiedenen Bereichen (eigene Messungen auf 8 Betrieben)

2.2 Elektroenergieverbrauch in der Milchviehhaltung

2.2.1 Auswertung anhand des Strombezugs auf Betriebsebene

Der durchschnittliche Elektroenergieverbrauch je Milchkuh in Abhängigkeit von der Betriebsgrößenklasse wurde anhand von 5.823 spezialisierten Milchviehbetrieben ermittelt. In den Betriebsgrößenklassen bis 40 Milchkühen sind die meisten Betriebe (81%) vertreten. Betriebe mit über 80 Milchkühen machen nur einen Anteil von 0,8% aus. Mit steigender Betriebsgröße nimmt der Elektroenergieverbrauch je Milchkuh von durchschnittlich 816 kWh/MV/Jahr bei Betrieben bis 20 Milchkühen auf ca. 454 kWh/MV/Jahr bei Betrieben über 80 Milchkühen ab. Die Spannbreite des Stromverbrauchs innerhalb der Betriebsgrößenklassen ist groß, verringert sich jedoch mit steigender Betriebsgröße (Abb. 6).

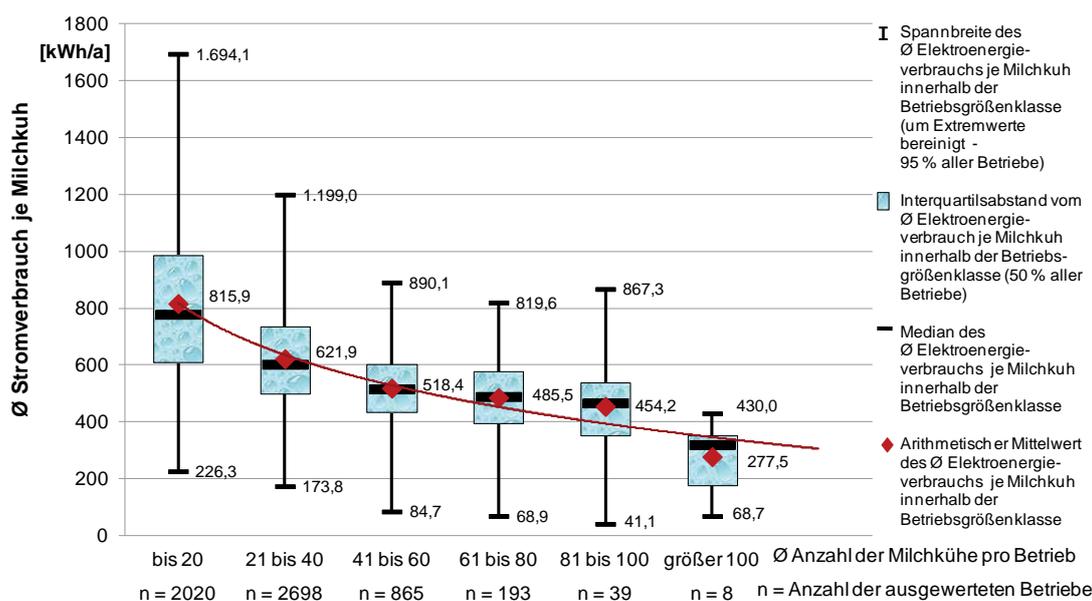


Abb. 6: Elektroenergieverbrauch in der Milchviehhaltung in Abhängigkeit von der Bestandsgröße (eigene Auswertungen)

2.2.2 Auswertung anhand des Stromverbrauchs auf Basis der Einzelverbraucher bzw. Verbrauchergruppen

Zum Zeitpunkt der Drucklegung des Tagungsbandes lagen noch keine durchgängigen Messreihen bayerischer Betriebe vor. Daher wird die verbrauchergruppenspezifische Darstellung auf der Basis von Literaturwerten dargestellt (Abb. 7). Der Hauptbedarf entsteht in der Milchgewinnung (Milchentzug und -lagerung und Melkanlagenreinigung), es steht zu erwarten, dass der Bedarf für die Stallklimatisierung in Zukunft zunehmen wird, um den Hitzestress insbesondere in hochleistenden Herden zu verringern.

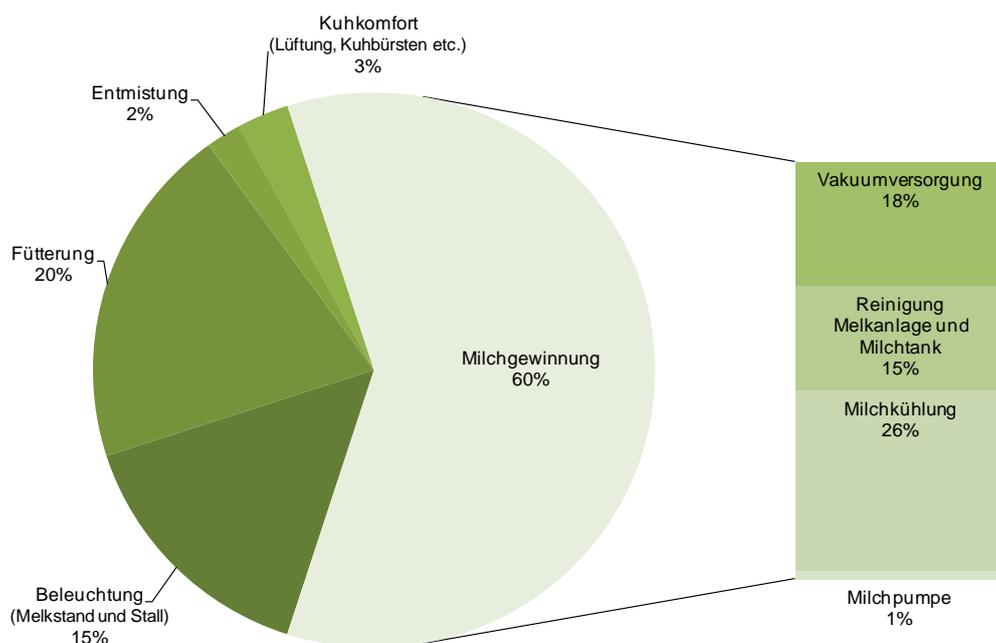


Abb. 7: Verteilung des Elektroenergieverbrauchs in der Milchviehhaltung in verschiedenen Bereichen (Quelle: AEL und eigene Berechnungen und Messungen)

3 Energieeinsparung

Um Energieeinsparpotentiale auf dem Einzelbetrieb ableiten zu können, ist es notwendig, das landwirtschaftliche Unternehmen bestimmten Betriebstypen zuzuordnen. Zunächst sind allgemeine Betriebsangaben (z. B. Betriebsgröße, Betriebstyp, Standort, Tierbestände, Flächen etc.) und der Elektroenergiebedarf bzw. der Bedarf anderer Energieträger zu erheben. Durch die im Vorfeld ermittelten Referenz- und Richtwerte wird erkennbar, ob der Betrieb einen niedrigen oder hohen Energieverbrauch hat und ob generell Beratungsbedarf besteht. Eine Aufteilung in die einzelnen Anlagenkomponenten zeigt, in welchen Bereichen die größten Einsparmöglichkeiten vorhanden sind. Energiesparende Effekte können durch bauliche Maßnahmen, technische Maßnahmen und betriebliches Management erreicht werden.

3.1 Energieeinsparung in der Zuchtsauen- und Mastschweinehaltung

In der Schweinehaltung, speziell in der Zuchtsauenhaltung und Ferkelaufzucht verursacht die Stallklimatisierung den höchsten Strom- und auch Heizenergiebedarf. Deshalb soll im Folgenden speziell auf die Lüftungstechnik eingegangen werden

Bauliche Maßnahmen

Erfolgversprechende bauliche Maßnahmen liegen zum einen in einer strömungstechnisch günstigen Gestaltung der Zu- und Abluftführung, zum anderen in der Dämmung und Abdichtung von Gebäuden. Da der Luftdurchsatz von Ventilatoren durch Strömungswiderstände abgesenkt wird, erhöhen sich dadurch der Energieverbrauch und die Stromkosten für den Luftwechsel. Der spezifische Volumenstrom [m^3/h] wird durch die Gestaltung der Abluftschächte erheblich beeinflusst: Bei der energetisch ungünstigsten Variante (Abluftschacht mit Weitwurfdüse oder Abdeckhaube) verringert sich der spezifische Volumenstrom unter Vollast auf bis zu 70% im Vergleich zum typischen, runden Abluftschacht. Die spezifische Leistungsaufnahme [$\text{W}/1.000 \text{ m}^3 \text{ h}^{-1}$] steigt dabei auf über 140% an. Bei den strömungstechnisch günstigsten Lösungen (runder Abluftschacht mit Anströmdüse und Diffusor) kann der spezifische Volumenstrom dagegen auf 135% gesteigert bzw. die spezifische Leistungsaufnahme auf nahezu 75% reduziert werden (S. PEDERSEN IN DLG, 2002). Vergleichbare Effekte zeigen sich bei Zu- und Abluftschächten, die aufgrund der baulichen Gegebenheiten mit zu geringen Querschnitten oder häufigen Umlenkungen in engen Radien ausgeführt sind. Hier kann mit einer abgestimmten bau- und lüftungstechnischen Planung oftmals ein hohes Einsparpotenzial umgesetzt werden.

Durch fachgerechte Dämmung und Abdichtung der Stallgebäude und des Dachraums lassen sich Wärmeverluste im Winter und eine starke Zuluftanwärmung im Sommer vermeiden. Dadurch reduziert sich der Heiz- und evtl. Kühlenergiebedarf und die Lüftungsregelung wird nicht durch unkontrollierten Lufteintritt aufgrund von Undichtigkeiten erschwert.

Technische Maßnahmen

Die richtige Dimensionierung von Lüftungsanlagen ist eine Grundvoraussetzung für den energieeffizienten Betrieb einer Lüftungsanlage und das sichere Einhalten raumklimatischer Standards.

Bei Zentralabsaugung können Ventilatoren mit größeren Durchmessern und entsprechend höherem Wirkungsgrad eingebaut werden. Diese ermöglichen vergleichsweise hohe

Volumenströme bei geringeren Druckdifferenzen als kleinere Axialventilatoren. Die Wirkungsgrade sind je nach Größe und Bauart sehr unterschiedlich. Durch Gruppenschaltung von Ventilatoren kann der Energiebedarf optimiert werden. Im Einzelfall sind allerdings die o.g. Vorteile einer zentralen Abluftführung gegen die baulich bedingten möglichen Erhöhungen der Strömungswiderstände abzuwägen.

Die Art der Regelung hat einen direkten Einfluss auf den Energiebedarf. Vor allem im abgeregelten Leistungsbereich haben frequenzgesteuerte und EC-Ventilatoren mit elektronisch geregelt Gleichstrommotor im Vergleich zu herkömmlichen Ventilatoren mit Phasenanschnittsteuerung eine deutlich geringere spezifische Leistungsaufnahme.

In Abferkelställen verursacht die Lüftung im Winter bis zu 85% der gesamten Wärmeverluste. Durch eine optimal an die Lüftungsrate angepasste Regelung werden der Heizbedarf reduziert und Temperaturschwankungen im Stall auf ein Minimum begrenzt. Durch den Einsatz von Klimacomputern werden sowohl Zentralabsaugungsanlagen als auch Abteile mit Einzelabsaugung geregelt. Bei der Zentralabsaugung werden der Grundlastventilator anhand des vom Computer berechneten Gesamtvolumenstroms geregelt und nach Bedarf weitere Ventilatoren zugeschaltet.

Betriebliches Management

Die regelmäßige Reinigung, Wartung und Überprüfung der Lüftungsanlage sollte mindestens zweimal pro Jahr erfolgen. Dabei müssen die Temperaturfühler ggf. kalibriert und alle Regler optimal eingestellt werden. Durch regelmäßige Reinigung aller Zu- und Abluftkanäle, -ventilatoren und Lüftungsklappen lassen sich unnötige, von der Lüftungsanlage auszugleichende Druckverluste, die zu einer Erhöhung des Stromverbrauchs führen, vermeiden.



Abb. 8: Unterdimensionierte, verschmutzte Zuluftkanäle und verstopfte Porenplatten als Ursache für schlechtes Stallklima und erhöhten Energiebedarf

Zu einer regelmäßigen Wartung gehört auch die Überprüfung und gegebenenfalls die Anpassung der Klimasollwerte an jahreszeitliche Luftwechselschwankungen und die Wachstumskurve der eingestellten Tiere. So kann ein effizienter Betrieb der Lüftungsanlage gewährleistet sein.

3.2 Energieeinspeisung in der Milchviehhaltung

Der Großteil der Elektroenergie, der in der Milchviehhaltung aufgewendet werden muss, wird für die Milchgewinnung (Milchentzug, Milchkühlung und Reinigung der Melkanlage) eingesetzt. Im Folgenden soll daher insbesondere auf die konventionelle Melktechnik eingegangen werden.

Grundsätzlich gilt, dass eine Überdimensionierung mit zu großen Anlagenbauteilen wie Pumpen, Kühltanks und Aggregaten die Energieeffizienz des gesamten Verfahrens negativ beeinflussen. Die Anpassung der Luftmenge einer Vakuumpumpe durch Frequenzsteuerung kann z.B. bis zu 40% Energieeinsparung gegenüber konventionellen Vakuumpumpen ermöglichen. Die Wirtschaftlichkeit eines Austausches ist für den Einzelfall zu berechnen (Tab. 1).

Tab. 1: *Kostenkalkulation Vakuumpumpe*

		Konventionelle Vakuumpumpe		Drehzahlgesteuerte Vakuumpumpe	
		2000 l/min, 5,5 kW		2000 l/min, 5,5 kW	
Preis	[€]	4000		6500	
Melkdauer/Tag	[h]	3	6	3	6
Feste Kosten, Wartung, Reparatur ¹⁾	[€]	640	800	1.040	1.300
Strombedarf/Jahr	[kWh]	6.000	12.000	3.600	7.200
Stromkosten/Jahr	[€]	1.200	2.400	720	1.440
Gesamtkosten/Jahr	[€]	1.840	3.200	1.760	2.740

¹⁾10% AfA, 4% Zins, 2% Wartung bzw. 12% AfA, 4% Zins, 4% Wartung

Ansätze zum effizienten Einsatz von Energie bei der Milchkühlung liegen ebenfalls im Bereich der angepassten Auslegung der Anlage, ungenutztes Raumvolumen ist zu vermeiden. Der Standort des Kälteaggregates hat einen deutlichen Einfluss auf den Energiebedarf. So führt die Erhöhung der Umgebungstemperatur von 25 auf 32°C zu einem Energiemehrverbrauch von rund 25%. Das Aufstellen des Kühlaggregates an einem kühlen Platz mit ausreichender Luftzirkulation und die bauliche Trennung von Milchlagerraum und Kompressorstandort wirken sich so positiv aus. Die regelmäßige Wartung, insbesondere das Einhalten des optimalen Kältemittelstands und die Reinigung des Luftwärmetauschers steigert die Energieeffizienz der Anlage.

Um die wirtschaftliche Rentabilität unterschiedlicher Kühlungsverfahren für den Einzelbetrieb prüfen zu können, müssen mehrere Aspekte berücksichtigt werden: Der spezifische Energiebedarf einer Eiswasserkühlanlage liegt zwar mit etwa 24 Wh pro kg Milch um 20% über dem einer vergleichbaren Direktkühlanlage, letztere hat aber einen höheren Anschlusswert.

Eiswasserkühlungen benötigen kürzere Kühlzeiten und bei Verlegung der Eiswasserbereitung in die Nacht können günstige Nachtstromtarife genutzt werden. Daher unterscheiden sich die Stromkosten im Berechnungsbeispiel kaum (Tab. 2). Durch eine Vorkühlung der

Milch mittels Rohr- oder Plattenkühler vor Eintritt in den Milchtank kann der Elektroenergieverbrauch für die Kühlung um bis zu 50% reduziert werden.

Beim Einsatz eines Vorkühlers ist zu beachten, dass die Stromkosten für die Milchkühlung zwar halbiert werden, sich andererseits aber die Kosten für Wasser bzw. Abwasser erhöhen. Daher ist der Einsatz eines Vorkühlers vor allem bei innerbetrieblicher Weiterverwendung des für den Vorkühler benötigten Kühlwassers z. B. als Reinigungs- und Tränkewasser sinnvoll.

Tab. 2: *Stromkostenvergleich verschiedener Kühlverfahren (Quelle: Verband der Landwirtschaftskammern e.V.; 2009)*

	Strombedarf pro kg Milch Wasserbedarf pro kg Milch	Milchmenge pro Jahr	Strombedarf pro Jahr Wasserbedarf pro Jahr	Strom bzw. Wasserkosten pro Jahr
	[Wh/kg] [l/kg]	[kg/a]	[kWh/a] [m³/a]	[€a]
Direktkühlung	20	1.000.000	20.000 ¹⁾	4.000
Eiswasserkühlung	24	500.000 500.000	12.000 ¹⁾	2.400
			12.000 ²⁾	1.560
				3.960
Vorkühlung mit Direktkühlung und Brauchwasser- erwärmung	10 ca. 2	1.000.000	10.000 ¹⁾	2.000
			2.000	100
				2.100

¹⁾ Strompreis HT: 20 ct/kWh, ²⁾ Strompreis NT: 13 ct/kWh

Der energetische Vergleich verschiedener Reinigungsverfahren für Melkanlagen ist nur auf einzelbetrieblicher Ebene möglich. In die Kalkulation sind neben der Anlagengröße auch Parameter wie Leitungslänge und Querschnitte mit einzubeziehen. Tabelle 3 gibt einen orientierenden Überblick über die üblichen Verfahren. Neben dem Energiebedarf sollten hier auch andere Kriterien in die Auswahlentscheidung mit aufgenommen werden.

Tab. 3: *Vergleichender Überblick über verschiedene Reinigungsverfahren für Melkanlagen (Quelle: HARSCH, 2012)*

	Verbrauch			Funktionssicherheit/ Wartungsfreundlichkeit
	Strom-	Wasser	Chemikalien	
Zirkulationsreinigung	0	-	-	gut
Kochendwasserreinigung	-	-	++	sehr gut gut
Wannenspülung	++	0	0	mittel
Stapelreinigung	+	+	+	

++: sehr niedrig +: niedrig 0: durchschnittlich -: hoch, *) sehr teure zu verwendende Reinigungsmittel

4 Lastmanagement und Eigenverbrauch

Da Energiekosten für Landwirte stetig steigen und die Vergütungssätze für Solarstrom sinken, ist der Eigenverbrauch des am Betrieb erzeugten Stroms aus ökonomischen und ökologischen Gesichtspunkten sinnvoll und wird in Zukunft weiter zunehmen. Das Einbinden innerbetrieblich erzeugten Stroms setzt sowohl bei Neuanlagen als auch bei bestehenden Anlagen eine genaue Planung mit entsprechender Analyse der Lastgänge einzelner Verbrauchsbereiche voraus. So können Leistungsspitzen verschoben werden, um ein zwischen Energieerzeugung und Energiebedarf abgestimmtes Lastmanagement zu erreichen.

Am folgenden Beispiel, einem Ferkelerzeuger- und Mastbetrieb mit rund 300 Zuchtsauen und einer 70 kWp-Photovoltaikanlage, wird gezeigt, wie sich eine Photovoltaikanlage in das betriebliche Energiemanagement integrieren lässt.

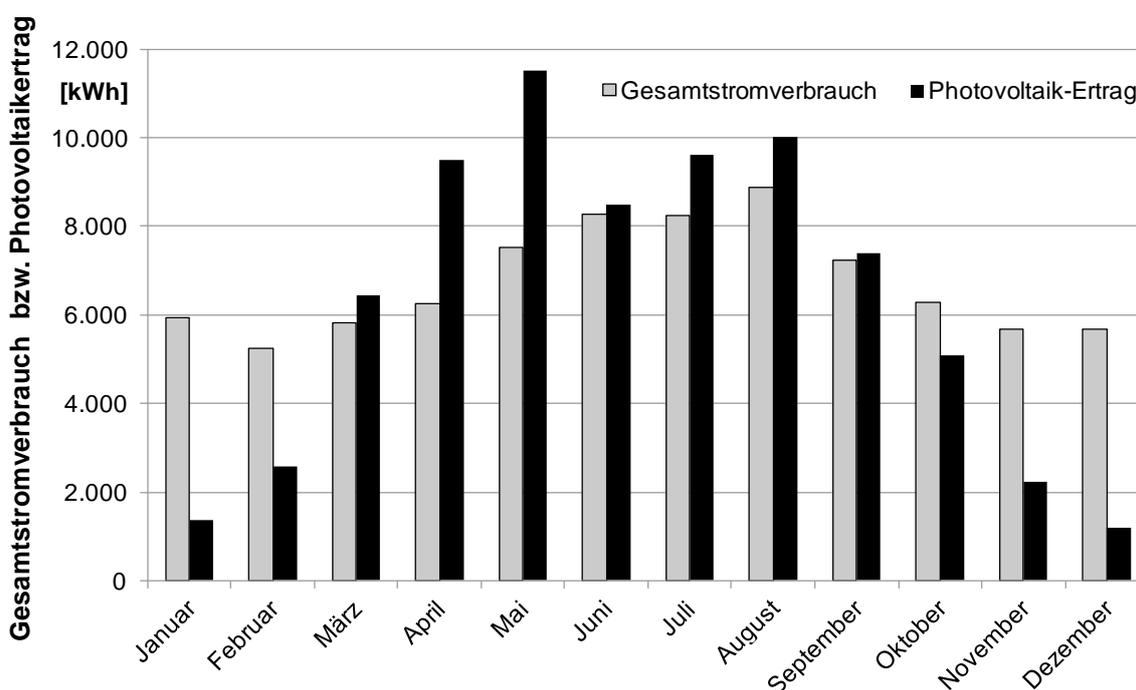


Abb. 9: Gesamtstromverbrauch und Photovoltaik-Ertrag im Jahresverlauf (eigene Erhebungen)

Die Solaranlage hat vom 30. Januar bis zum 08. Juni 2012, also innerhalb von rund 4,5 Monaten, 34.534 kWh Solarstrom produziert. Davon wurden 19.426 kWh ins Stromnetz eingespeist. Innerhalb dieses Zeitraumes wurden vom Energieversorgungsunternehmen 6.432 kWh im Hochtarifbereich und 10.992 kWh im Niedertarifbereich bezogen. Den Stromverbrauch von 32.532 kWh hat der landwirtschaftliche Betrieb durch 15.108 kWh Solarstrom und 17.424 kWh zugekauften Strom gedeckt. Der Eigenverbrauchsanteil des Solarstroms betrug somit im Untersuchungszeitraum 43,7%.

Für die im Januar in Betrieb genommene 70 kWp Anlage investierte der Betriebsleiter rund 120.000 € Ausgehend von einem Durchschnittsertrag von 950 kWh/kWp und 20 Jahren Anlagenlaufzeit liegt die Rendite (interner Zinssatz) ohne Eigenstromnutzung bei rund 8,8%. Durch die Eigenstromnutzung von über 40% konnte die Rendite auf 9,9% erhöht werden.

Die annähernd gleiche Entwicklung des Stromertrags der Photovoltaikanlage und des Elektroenergieverbrauchs des Betriebsbeispiels im Jahresverlauf zeigt, dass speziell schweinehaltende Betriebe einen wesentlichen Anteil des produzierten Solarstroms direkt verbrauchen können; aber auch andere Betriebstypen können von einer Eigenbedarfsdeckung profitieren. Eine Zwischenspeicherung der regenerativ erzeugten Energie ist möglich und wird in Zukunft an Bedeutung gewinnen, setzt aber noch weitere Entwicklungen hinsichtlich Technik und Kosten voraus.

5 Literaturverzeichnis

- [1] AEL (1996): Milchkühlung und Wärmerückgewinnung - Technik, Kosten, Planungshinweise, Essen
- [2] AEL (2012): Stromtipps - Hinweise zum effizienten Stromeinsatz in der Landwirtschaft; www.ael-online.de/inhalt/fachinfo/download/tipps, Abrufdatum 05.11.2012
- [3] BUNDESMINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT UND TECHNOLOGIE (2012): Entwicklung von Energiepreisen und Preisindizes
www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/Binaer/Energiedaten/energiepreise-und-energiekosten1-entwicklung-energiepreise-preisindizes.property=blob,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.xls, Abrufdatum 16.10.2012
- [4] DLG -AUSSCHUSS TECHNIK IN DER TIERISCHEN PRODUKTION (2002).: Lüftung von Schweineställen. DLG-Arbeitsunterlage, 3. überarbeitete Fassung
- [5] DÖNSELMANN-THEILE, H. (2007): Genug Frischluft für den Schweinestall, Diepholz
- [6] FACHVERBAND GEBÄUDE-KLIMA E.V. (2011): FGK Statusreport 10, Regenerative Energien in der Klima- und Lüftungstechnik, Bietigheim-Bissingen
- [7] FÜBBEKER, A. (2007): Energieanwendung in der Milchproduktion, Melken und Kühlen - große Verbraucher, große Einsparmöglichkeit?. LWK Niedersachsen, Fachtagung Bau und Technik, Köllitsch
- [8] HARSCH, M. (2012): Energieberatung in der Landwirtschaft. LAZBW Aulendorf, Vortrag
- [9] LfL, LVFZ-SPITALHOF (2007): Reinigung von Melkanlagen.
www.lfl.bayern.de/lvfz/spitalhof/tierhaltung/25193/index.php, Abrufdatum 05.11.2012
- [10] NEIBER, J UND W. SCHMID (2012): Sonnenstrom optimal nutzen, DLZ Agrarmagazin, Oktober 2012, S. 110-114
- [11] NEIBER, J. (2012): Energieeffizienz in der Landwirtschaft, Energiebedarf landwirtschaftlicher Produktionsverfahren. LfL Freising, Vortrag
- [12] NEIBER, J. UND S. NESER (2011): Die Lüftungstechnik, die Energie spart, Der fortschrittliche Landwirt Heft 2/2011, S. 18-20, Graz
- [13] NESER, S. (2012): Milchviehhaltung aktuell, Energieverbrauchsbereiche und Energieeinsparung. Bayerische Landesanstalt für Landwirtschaft, LfL Freising. Vortrag
- [14] SÄCHSISCHES LANDESKURATORIUM LÄNDLICHER RAUM E.V.(2008): Ratgeber für Stallklimatisierung, Nebelschütz -Miltitz

Kurzumtriebsplantagen – Verfahren, Wirtschaftlichkeit und Ökobilanz

Dr. Frank Burger

Bayerische Landesanstalt für Wald und Forstwirtschaft
Hans-Carl-von-Carlowitz-Platz 1, 85354 Freising

Zusammenfassung

Kurzumtriebsplantagen (KUP) nennt man den Anbau von schnellwachsenden Baumarten auf landwirtschaftlichen Flächen. Die Bäume treiben nach der Ernte wieder aus dem Stock aus, sie können also mehrfach genutzt werden. Die Bestände schaffen enorme Zuwächse. Pro Jahr und Hektar wächst eine Holzmenge heran, mit deren Verbrennung ca. 5.000 bis 6.000 Liter Heizöl eingespart werden können. Entscheidend für die Wirtschaftlichkeit ist eine gut organisierte Ernte. Die Ökobilanz zeigt die Kurzumtriebsplantagen als sehr extensive Landnutzungsform.



Kurzumtriebsplantage im Jahr der Begründung

1 Anbau und Zuwachs

Kurzumtriebsplantagen (KUP) mit Balsampappel und Weide können mit Stecklingen begründet werden. Stecklinge sind einjährige Triebe dieser Baumarten, die man im Winter erntet, auf ca. 20 cm kürzt und im März/April in den gepflügten und geggten Ackerboden einbringt. Für den Anbau von KUPs eignen sich aber auch andere ausschlagfähige Baumarten, wie z. B. Grau- und Schwarzerle, Robinie und Aspe. Hier ist allerdings eine Pflanzung notwendig.

Der Zuwachs von Kurzumtriebsplantagen übertrifft den von klassischen Waldbeständen bei weitem. Man bemisst die produzierte Holzmenge nicht in Kubikmeter, sondern in Tonne absolut trockene Biomasse (t atro). Mit dieser Einheit lassen sich alle Holzarten direkt vergleichen. Anbauversuche haben gezeigt, dass Balsampappeln unter unseren Klimabedingungen durchgehend die besten Wuchsleistungen aufweisen, vor Aspe, Roterle und Weide (Abb. 1).

Während Roterle und Weide auf Zuwachsleistungen von sechs bis sieben t atro pro Jahr und Hektar kommen, liegen fast alle Balsampappeln über zehn t atro und produzieren in der Spitze sogar über 13 t Trockensubstanz pro Jahr und Hektar.

Mit dieser in Kurzumtriebsplantagen pro Jahr und Hektar nach nachwachsenden Holzmenge lassen sich 5.000 bis 6.000 Liter Heizöl einsparen, in Zeiten des Klimaschutzes eine wichtige Zahl, denn verbrennt man einen Liter Heizöl gelangen 2,7 kg CO₂ in die Atmosphäre. Ersetzt man fossile Brennstoffe durch Holz aus Kurzumtriebsplantagen, erreichen pro Hektar Anbaufläche und Jahr ca. 13 bis 16 Tonnen CO₂ weniger unsere Atmosphäre.

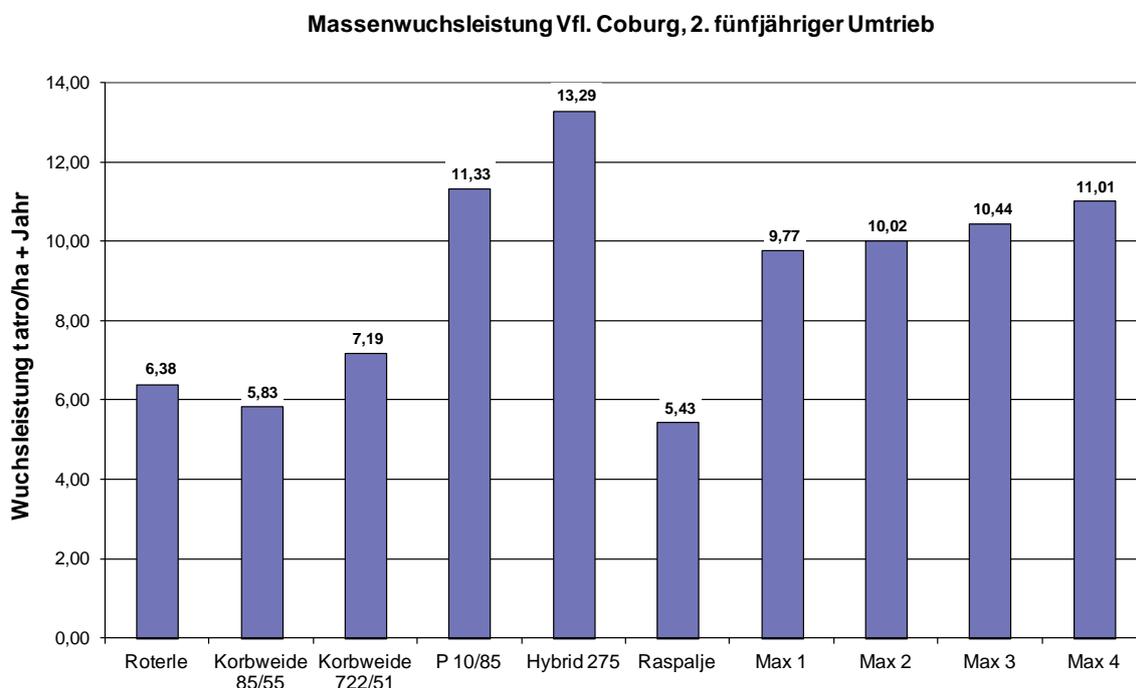


Abb. 1: Wuchsleistungen von Roterle, zwei Klonen der Korbweide und sechs Klonen der Balsampappel

2 Ernte von Kurzumtriebsplantagen

Die Ernte von Kurzumtriebsplantagen weist einige Besonderheiten auf. Zum einen erntet man immer außerhalb der Vegetationszeit, um die Fähigkeit der Bestände, wieder auszuwachsen, nicht zu gefährden. Zum anderen sind wegen der geringen Größe der Bäume die Erntekosten relativ hoch.

Grundsätzlich stehen für die Ernte von Kurzumtriebsplantagen sämtliche forstlichen Ernteverfahren bis hin zu landwirtschaftlichen Mähetechniken zur Verfügung. Viele KUP-Betreiber in Bayern favorisieren die Ernte mit der Motorsäge, lagern die Bäume am Feldrand und hacken, wenn das Material abgetrocknet ist. Dieses Verfahren ist bei der kleinflächigen bayerischen Landwirtschaft durchaus vorteilhaft, da die benötigten Maschinen zum großen Teil auf dem Hof vorhanden sind.

Für die Ernte größerer Flächen benötigt man hochmechanisierte forstliche Erntetechnik. Abbildung 2 zeigt einen Harvester mit Fäller-Bündler Aggregat bei der Fällung von fünfjährigen Pappeln. Der Fällkopf verfügt über zwei Paare von Greifklauen, die der Harvester-Fahrer abwechselnd öffnet und schließt und so mehrere der geernteten Bäume bündeln und ablegen kann. Bedingt durch den Einsatz eines Harvesters ist das Verfahren relativ kostenintensiv und empfiehlt sich nur für die Ernte von etwas größeren Bäumen bei Umtriebszeiten ab ca. acht Jahren.



Abb. 2: Der Fäller-Bündler bei der Ernte von fünfjährigen Pappeln

Am effektivsten erntet man Kurzumtriebsplantagen mit sogenannten Mähhackern. Diese aus der Landwirtschaft übernommenen Verfahren trennen die Bäume vom Stock und hacken sie in einem Arbeitsgang. In Abbildung 3 sieht man den Gehölzmähhäcksler bei der Ernte von fünfjährigen Pappeln. Umtriebszeiten von vier bis fünf Jahren stellen die

Grenze für den Einsatz von Mähhackern dar. Ein weiterer Nachteil ist die Produktion von frischen Hackschnitzeln, die innerhalb von einer Woche verwertet oder getrocknet werden müssen, da sie sich im Haufen schnell erwärmen, was mit dem Verlust an Biomasse verbunden ist. Unschlagbar niedrig sind die Kosten der Ernte mit Mähhackern. Bei geeigneten Umtriebszeiten liegen sie bei weniger als der Hälfte der Kosten von forstlicher Erntetechnik. Vorsatzgeräte für Maishäcksler für die Ernte von KUP werden von verschiedenen namhaften Herstellern von Landtechnik am Markt angeboten.

Die Ernte ist für den wirtschaftlichen Betrieb von Kurzumtriebsplantagen von ausschlaggebender Bedeutung. DÜRRSTEIN und LÖFFLER (1988) schätzen, dass 50 - 80 Prozent der Kosten allein durch die Ernte entstehen.



Abb. 3: Der Gehölmähhäcksler, System Wieneke/Döhner, wurde speziell für die Ernte von Kurzumtriebsplantagen entwickelt

3 Ökobilanzierung

Die Ökobilanz ist eine normierte Methode zur Erfassung und Analyse von Umweltwirkungen von Produkten. Um einen einheitlichen Standard zu gewährleisten, wurde für die Erstellung von Ökobilanzen das internationale Standardwerk ISO 14040-14044 geschaffen.

Abbildung 4 stellt den Energie-Input in eine Kurzumtriebsplantage am Beispiel der Ernte mit dem Gehölmähhäcksler in prozentualen Anteilen für die einzelnen Arbeitsschritte der Bewirtschaftung dar. Deutlich zu sehen ist, dass der Hauptteil der Energie mit 73 % in die Ernte fließt, gefolgt von der Rodung der KUP zur Wiederaufnahme der landwirtschaftlichen Nutzung mit 23 % der Gesamtenergie. Alle anderen Bewirtschaftungsmaßnahmen,

wie Ausbringen eines Totalherbizids, Pflügen, Beikrautregulierung etc. kommen zusammen auf nur 4 %. Soll also der Input von Energie in das System Kurzumtriebsplantage verringert werden, so sind ein optimales Ernteverfahren und der Verzicht auf die energieintensive Rodung die wichtigsten Ansatzpunkte.

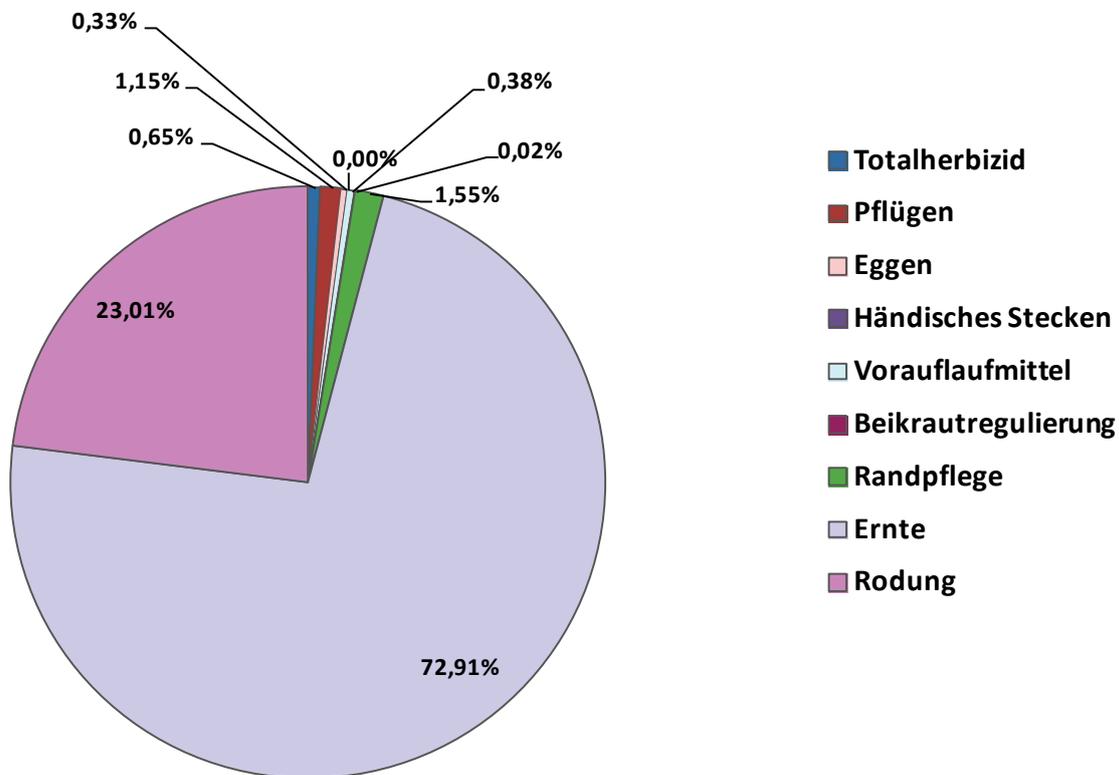


Abb. 4: Der Energieinput einer Kurzumtriebsplantage, beerntet mit dem Gehölmähhäcksler, differenziert nach den Maßnahmen der Bewirtschaftung

Die **Energiebilanz** einer Kurzumtriebsplantage als Teil der Ökobilanz zeigt Abbildung 5. Sie stellt den Energieinput (blau) einer KUP differenziert für die Ernte mit fünf verschiedenen Verfahren dem erzielten Output an Energie (rot), hier der untere Heizwert von absolut trockenem Holz, bei einem angenommenen Zuwachs von zehn Tonnen absolut trockene Biomasse gegenüber. Der Vergleich Input-Output macht den extensiven Charakter der Bodennutzungsart Kurzumtriebsplantage deutlich. Die Input-Output-Verhältnisse reichen von 1:55 bei fünfjährigem Umtrieb und Ernte mit dem vollautomatischen Gehölmähhäcksler und 1:29 bei der Ernte mit dem Fäller-Bündler und anschließendem Rücken und Hacken, ebenfalls in der fünfjährigen Rotation.

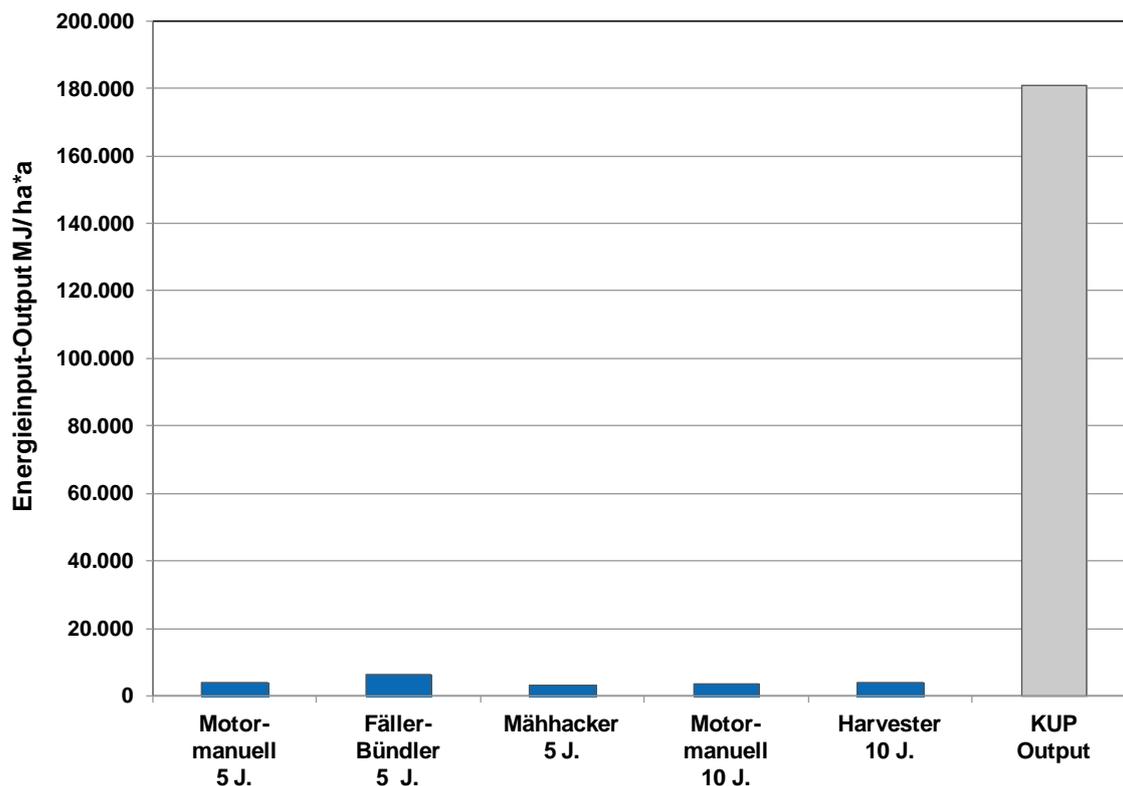


Abb. 5: Verhältnis Energieinput-Output bei der Bewirtschaftung von Kurzumtriebsplantagen differenziert nach fünf Erntelinien

Die bekannteste Wirkungskategorie, die in Ökobilanzen berechnet wird, ist die Klimaänderung. Sie ist definiert als der Einfluss menschlich bedingter Emissionen auf die Strahlungsabsorption in der Atmosphäre, was zu einer Aufheizung des Weltklimas führt. Den verschiedenen Treibhausgasen werden unterschiedliche Klimawirksamkeiten zugeordnet, definiert nicht in absoluten Zahlen, sondern relativ zum Kohlendioxid und dann zum Treibhauspotenzial zusammengefasst.

Anbau und Ernte von Kurzumtriebsplantagen sind nicht komplett CO₂-neutral. Bei der Bewirtschaftung werden fossile Energieträger verbraucht, was die Emission klimarelevanter Gase zur Folge hat. Abbildung 6 zeigt den Output von CO₂-Äquivalenten, der bei der Bewirtschaftung von Kurzumtriebsplantagen entsteht und stellt ihn dem Treibhauspotenzial der landwirtschaftlichen Energiekulturen Winterraps, Zuckerrübe und Silomais gegenüber. Wie bei der Energiebilanz wird auch hier der extensive Charakter des Anbaus von Kurzumtriebsplantagen deutlich. Die CO₂-Äquivalent-Emissionen beim Anbau der Feldfrüchte übersteigen die von KUP um ein Vielfaches.

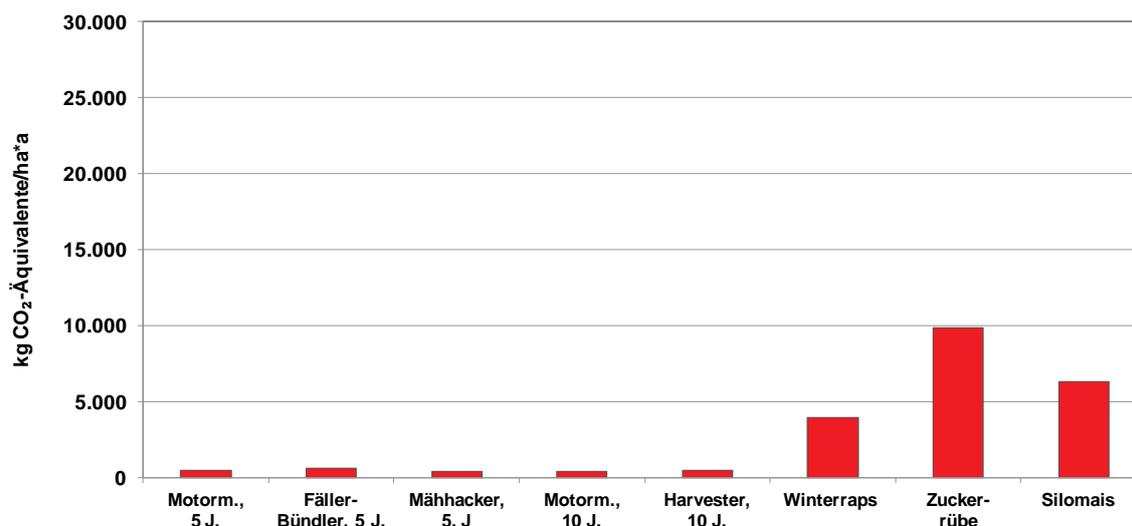


Abb. 6: Treibhauspotenzial von KUP im Vergleich zu Winterraps, Zuckerrübe und Silomais: CO₂-Äquivalent-Emissionen beim Anbau (Daten für landwirtschaftliche Kulturen nach BYSTRICKY, M., 2009)

4 Literatur

- [1] BAYER. LANDESANSTALT FÜR WALD UND FORSTWIRTSCHAFT (2005): Der Anbau von Energiewäldern. LWF Merkblatt Nr. 19
- [2] BYSTRICKY, M. (2009): Die Nutzenkorbmethode als Ansatz zum Vergleich der Strom- Wärme- und Kraftstoffproduktion aus Energiepflanzen. Vortrag auf der Ökobilanzwerkstatt 2009, Freising.
- [3] DÜRRSTEIN, H.; LÖFFLER, H. (1988): Beerntung der Kurzumtriebsplantagen. Abschlußbericht zum Projekt „Abbachhof“, unveröffentlicht.

Bayerische Pilotbetriebe zur Biogasproduktion – Ergebnisse aus fünf Jahren Monitoring

Dr. Mathias Effenberger¹⁾, Djordje Djatkov²⁾, Florian Ebertseder¹⁾ und Rainer Kissel¹⁾

¹⁾ Bayerische Landesanstalt für Landwirtschaft, Institut für Landtechnik und Tierhaltung, Vöttinger Straße 36, 85354 Freising

²⁾ Lehrstuhl für Biosystemtechnik, Fakultät der Technischen Wissenschaften, Universität Novi Sad, Serbien

Zusammenfassung

Das Institut für Landtechnik und Tierhaltung führt seit mittlerweile mehr als fünf Jahren ein Monitoring landwirtschaftlicher Biogasanlagen in Bayern durch. Die Ergebnisse und Erfahrungen aus der Beobachtung der inzwischen 21 sogenannten Bayerischen Pilotanlagen stellt eine wertvolle Informationsquelle für Berater, Praktiker und Wissenschaftler dar, die ihresgleichen sucht. Besonders aufschlussreich ist die Analyse der Entwicklungswege einzelner Anlagen über mehrere Jahre. Auf den Anlagen der ersten Kampagne wurde in vielen Fällen noch eine mangelhafte Situation bei der Wärmenutzung angetroffen. Über die Jahre wurde das Konzept für die Wärmenutzung dann kontinuierlich verbessert, häufig in Verbindung mit einer Leistungssteigerung der Anlage. Hierbei zeigte sich allerdings, dass ein solches Repowering ein nicht unerhebliches Risiko für die Stabilität und Effizienz des Gärprozesses darstellt und deshalb sorgfältig geplant werden sollte.

Das längerfristige Monitoring von Biogasanlagen liefert nicht nur Einblicke in den Stand der Technik landwirtschaftlicher Biogasanlagen, sondern insbesondere auch die Wissensgrundlage für die Entwicklung von Beratungshilfen für eine zielgerichtete Steigerung der Anlageneffizienz. So wurde eine Methode entwickelt, die eine Bewertung der Effizienz von Biogasanlagen auf der Grundlage des dokumentierten Standes der Technik und von Expertenwissen ermöglicht. Damit diese Beratungshilfen belastbar sind, muss allerdings auch die nötige Sorgfalt auf die Erfassung der wesentlichen Kennzahlen der Anlagen verwendet werden. Diesbezüglich sollte die Branche gerade vor dem Hintergrund zunehmender, teilweise berechtigter Kritik an der Effizienz und Umweltwirkung von Biogasanlagen stärker sensibilisiert werden.

1 Einleitung

In den vergangenen elf Jahren hat sich die Anzahl der Biogasanlagen in Bayern mehr als verfünffacht. Die installierte elektrische Nennleistung der Biogasanlagen nahm im gleichen Zeitraum ungefähr um den Faktor 17 zu (LFL, 2011).

Diese rasante Entwicklung, die zwischenzeitlich jeweils gedämpft wurde durch ein „Innehalten“ der Branche vor den Novellen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) in den Jahren 2004 und 2009, hat die Landwirtschaft in Bayern und Deutschland zu einem nennenswerten Akteur im Energieversorgungssystem gemacht. Gleichzeitig hat bisher auf-

grund der energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen und weitgehend fehlender Anreize noch keine zufriedenstellende Integration der Strom- und Wärmeerzeugung aus Biogas in das Energieversorgungssystem stattgefunden. Dies wird in Zukunft anzustreben sein, denn ein zunehmender Anteil der Erzeugungskapazität für Elektrizität wird in Form von Anlagen zur Nutzung fluktuierender erneuerbarer Energieträger bereit stehen. Die Produktion und Verwertung von Biogas hingegen ist steuerbar. Diese Integration kann man sich auf der Ebene der regionalen und überregionalen Versorgung vorstellen (Elektrizität), aber auch auf kommunaler oder gar betrieblicher Ebene (Elektrizität und Wärme).

Mit dem rasanten Tempo des Zubaus von Biogasanlagen konnte die öffentliche Forschung und Beratung nicht immer mithalten. Es fehlte daher an zuverlässigen Daten, die eine vergleichende Bewertung der Funktionsfähigkeit und Effizienz von Biogasanlagen in der Landwirtschaft ermöglichen. Um hier Abhilfe zu schaffen, förderte die Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. ab 2001 ein wissenschaftliches Messprogramm auf ausgewählten Biogasanlagen in ganz Deutschland. Das Institut für Landtechnik und Tierhaltung der LfL war hierbei für die Untersuchung der Anlagen im Südosten der Bundesrepublik zuständig. Dieses „Bundesmessprogramm Biogas“ lieferte aufschlussreiche Ergebnisse über den Stand der Technik von Biogasanlagen und wurde daher bis 2008 fortgesetzt (JOHANN HEINRICH VON THÜNEN-INSTITUT, 2009).

Das Bayerische Staatsministerium für Ernährung, Landwirtschaft und Forsten (StMELF) stellte der LfL für die Jahre 2005 bis 2008 Fördermittel für eine wissenschaftliche Begleitung von sogenannten Pilotbetrieben zur Biogasproduktion in Bayern zur Verfügung, welche im Hinblick auf den Betrachtungsrahmen und die Datentiefe deutlich über das Niveau des Bundesmessprogramms Biogas hinausging. Neben einer detaillierten betriebswirtschaftlichen und verfahrenstechnischen Analyse der zehn ausgewählten Biogasbetriebe, erfolgte auch eine Betrachtung einzelner Umweltwirkungen der Stromproduktion aus Biogas (EFFENBERGER ET AL., 2010). Der Kreis der „Bayerischen Pilot-Biogasanlagen“ konnte in den darauf folgenden Jahren dank der fortgesetzten Förderung durch das StMELF in Folgeprojekten erweitert werden (BACHMAIER ET AL., 2011; EBERTSEDER ET AL., 2012). Aktuell liegt der Schwerpunkt dabei auf der Nutzung von Grünland für die Biogasproduktion.

2 Beschreibung der Pilot-Biogasanlagen

Bis dato wurden 16 Anlagen über einen Zeitraum von drei bis fünf Jahren beobachtet. In 2012 wurde mit dem Monitoring auf fünf neuen Biogasbetrieben mit dem Schwerpunkt der Grünlandnutzung begonnen. Auf einer weiteren Biogasanlage wird das Monitoring fortgeführt, so dass aktuell sechs Anlagen beobachtet werden. Abbildung 1 zeigt die Verteilung aller bisherigen Pilotanlagen nach installierter elektrischer Leistung des Blockheizkraftwerks (BHKW) zum Zeitpunkt des Beginns der Datenaufnahme. Wie weiter unten dargestellt, wurde auf einigen Anlagen während des Beobachtungszeitraums eine Leistungssteigerung („Repowering“) durchgeführt.

Im Folgenden werden schwerpunktmäßig Ergebnisse von zehn ausgewählten Pilotanlagen vorgestellt. Fünf dieser Anlagen stammen aus der ersten Kampagne (Nummern 6 bis 10), wobei die Datenaufnahme auf diesen Betrieben um zwei weitere Jahre verlängert wurde, fünf weitere Anlagen (Nummern 11 bis 15) wurden 2009 neu in das Monitoring aufgenommen.

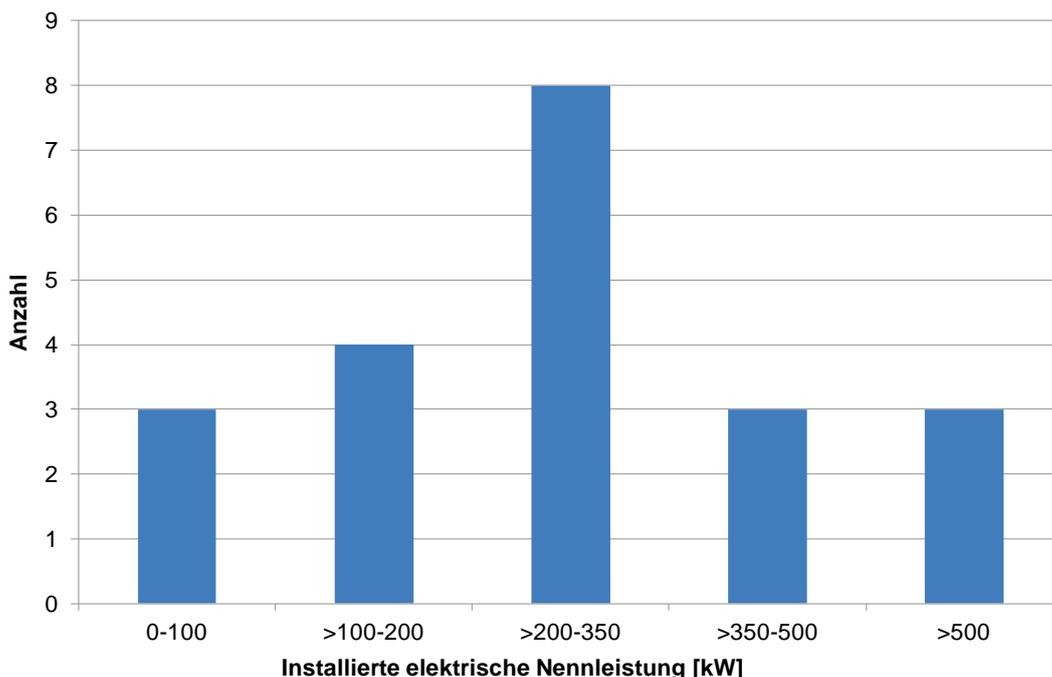


Abb. 1: Verteilung der 21 Pilot-Biogasanlagen nach installierter elektrischer Nennleistung des BHKW jeweils zu Beginn der Beobachtungsperiode

Wie die mittlere Zusammensetzung der Substratration der zehn genannten Anlagen in Abbildung 2 zeigt, wurden für die zweite Kampagne vier von fünf Betrieben ausgewählt, welche die Anforderungen des EEG 2009 für die Inanspruchnahme des sogenannten „Güllebonus“ erfüllten (mind. 30 Massen-% Gülleanteil in der Substratration). In Summe dieser zehn Anlagen ergibt sich im Übrigen ein Maisanteil in der Substratration von (lediglich) ca. 40 Massen-%.

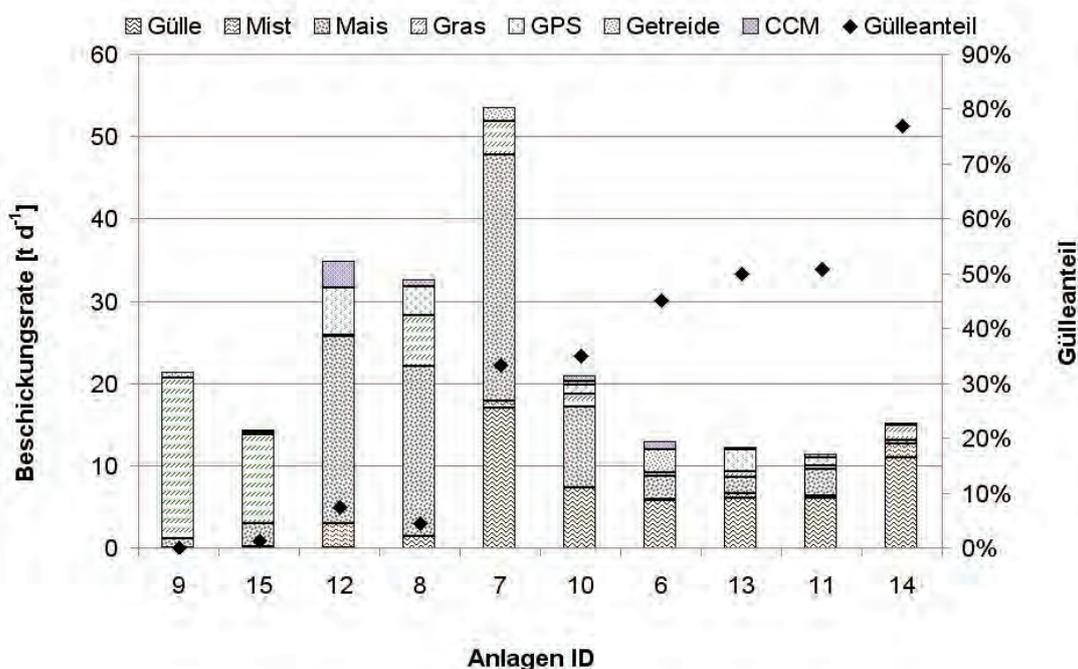
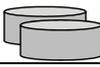
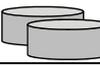
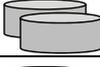


Abb. 2: Mittlere Zusammensetzung der Beschickungsrate sowie Gülleanteil (nach EEG 2009) von zehn Pilotanlagen im Beobachtungszeitraum 2009 bis 2011

Drei der zehn betrachteten Anlagen weichen von der am meisten verbreiteten zweistufigen Konfiguration ab (Tabelle 1), darunter eine Anlage, die über eine sogenannte „Hydrolysestufe“ verfügt (Nr. 6). Sechs Anlagen lagern den Gärrest in einem offenen Behälter. Detaillierte Beschreibungen der betrachteten Anlagen finden sich in den betreffenden Projektberichten (BACHMAIER ET AL., 2011; EBERTSEDER ET AL., 2012).

Tab. 1: Behälterkonfiguration der zehn ausgewählten Pilotanlagen

ID Anlage	Stufe 1	Stufe 2	Stufe 3	Gärrestlager
6				
7				
8				
9				
10				
11				
12				
13				
14				
15				

Legende:  Behälter mit Gaserfassung;  Behälter ohne Gaserf.;  Hydrolysestufe

3 Vorgehensweise zur Datenerfassung

Vor Beginn des Monitorings werden die Biogasanlagen messtechnisch komplettiert, so dass alle wesentlichen Kenngrößen ermittelt werden können. Am anspruchsvollsten ist hierbei die ausreichend genaue Ermittlung der Masse der Einsatzstoffe sowie des Biogasertrags. Die Massenermittlung erfolgt je nach örtlichen Gegebenheiten mit einer Fuhrwerkswaage, durch Wiegezellen an der Eintragsvorrichtung oder ein dynamisches Wiegesystem am Lader (abnehmende Genauigkeit in dieser Reihenfolge). Für die Erfassung des Biogasertrags haben sich bisher hydrodynamische Durchfluss-Messgeräte nach dem Prinzip der Karmanschen Wirbelstraße oder der Drallströmung als relativ zuverlässig und preiswert erwiesen.

Die Datenerfassung auf den Pilotbetrieben stützt sich immer auf eine Kombination von automatischer und manueller Aufzeichnung, um das Ausfallrisiko zu minimieren. Die manuellen Aufzeichnungen erfolgen durch den Betreiber schriftlich oder elektronisch in einem Betriebstagebuch. Für die neue Kampagne wurde eine Anwendung für PDA erstellt, so dass der Betreiber die Daten während seines täglichen Kontrollgangs über die Anlage direkt eingeben kann. Die Daten werden dann von ihm auf seinen PC übertragen und automatisch per E-Mail an das Institut versandt. Zusätzlich erfolgt eine automatische Auf-

zeichnung einzelner Messwerte, wie z. B. Druck, Temperatur und Durchflussrate bzw. Volumen des Biogases, mit einem Datenlogger (Theodor Friedrichs & Co., Schenefeld).

Einmal im Monat werden Proben der Einsatzstoffe, Gärgemische und Gärrückstände gewonnen und im Labor der LfL analysiert. Die Ergebnisse dienen weniger der Prozesskontrolle als der Ermittlung der Abbauleistung und der Ertragskennzahlen der Biogasanlage. Da die Anfahrtswege zu den einzelnen Anlagen und die Dauer bis zur Bearbeitung der Proben erheblich variieren können, werden alle Proben vor der Analyse bei 18 °C eingefroren.

4 Ausgewählte Ergebnisse aus dem Biogasanlagen-Monitoring

Im Folgenden soll näher auf den horizontalen Vergleich der Anlageneffizienz und den Entwicklungspfad einzelner Pilotanlagen während der gesamten Beobachtungsdauer eingegangen werden. Tabelle 2 fasst für zehn Pilotanlagen einige ausgewählte Kennzahlen zu den Bereichen Biogasproduktion und Biogasverwertung zusammen.

Tab. 2: *Ausgewählte Kennzahlen der Biogasproduktion und -verwertung für zehn Bayerische Biogas-Pilotanlagen im Beobachtungszeitraum 2009/2010*

Kennzahl	Einheit	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Biogasausbeute	$\text{m}^3_{\text{N}} \text{ kg oTM}^{-1}$	831	675	797	594	813	627	806	679	618	563
Methan- ausbeute	$\text{m}^3_{\text{N}} \text{ kg oTM}^{-1}$	475	357	406	311	419	320	145	341	332	290
Methan- produktivität	$\text{m}^3_{\text{N}} (\text{m}^3 \text{ d})^{-1}$	1,8	1,1	1,0	0,68	1,1	0,80	0,84	0,38	0,35	1,4
Arbeits- ausnutzung	%	80,8	81,2	98,2	91,7	86,0	90,2	97,7	92,8	91,5	86,4
Eigenenergie- anteil elektr.	%	10,3	6,3	8,9	16,2	4,5	8,3	11,0	10,5	9,9	11,4
Spezif. Strombedarf	kWh t FM^{-1}	49,4	19,8	38,9	55,9	16,7	18,4	49,9	26,4	11,8	40,3
Eigenenergie- bedarf therm.	%	17	n.v.	n.v.	4	17	34	8	36	31	7
Methan- Nutzungsgrad	%	53,5	55	n.v.	55,8	69,2	47,9	48,3	53,7	58,9	69,7

m^3_{N} : Kubikmeter bei Normbedingungen; m^3 : Kubikmeter Arbeitsvolumen; n.v.: nicht verfügbar; oTM: organische Trockenmasse; FM: Frischmasse

Der Blick auf Tabelle 2 zeigt, dass es anhand einer einfachen Auflistung schwer fällt, Biogasanlagen hinsichtlich ihrer Effizienz zu bewerten und zu vergleichen. Es wurden deshalb verschiedene Ansätze für eine Bewertung gemacht. Für eine erste Einschätzung, wie erfolgreich eine Biogasanlage betrieben wurde, kann die Auftragung der erreichten Arbeitsausnutzung des BHKW (%) über der spezifischen installierten elektrischen Leistung (kW je m^3 Gärraum) dienen (EFFENBERGER ET AL., 2008). Durch ein Mindestziel für

die Arbeitsausnutzung (z.B. bei Bandeinspeisung 8000 Volllaststunden im Jahr = 91,3%) und einen Schwellenwert für die derzeit in landwirtschaftlichen Biogasanlagen maximal erreichbare spezifische installierte elektrische Leistung (Erfahrungswert $0,25 \text{ kW m}^{-3}$) kann dieses Diagramm in vier Quadranten unterteilt werden (vgl. Abbildung 3). Der linke obere Quadrant markiert dann den „Normalbereich“, in dem eine Biogasanlage zu liegen kommen sollte, die einen planmäßigen Betriebserfolg zeigt. Im linken unteren Bereich kann man Probleme beim Anlagenbetrieb vermuten, im rechten unteren Bereich eher eine zu knappe Dimensionierung des Gärraums.

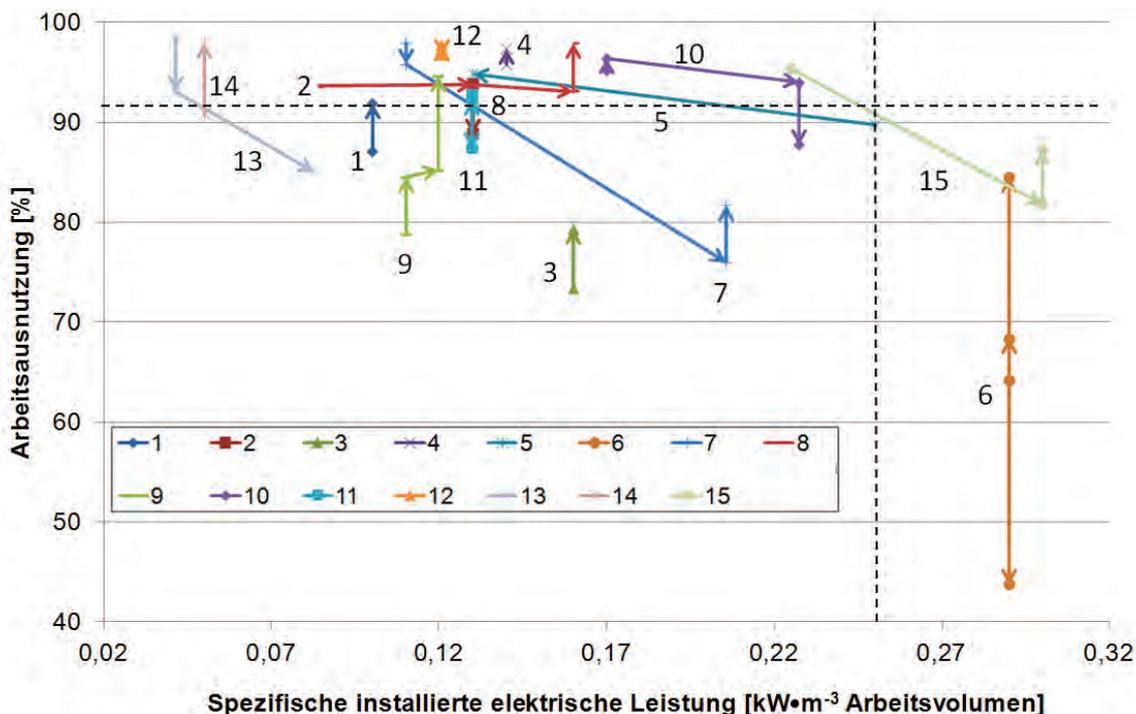


Abb. 3: Entwicklungspfad der Pilotanlagen auf Jahresbasis

Trägt man für die Pilotanlagen jeweils die Jahresmittelwerte in dieses Diagramm ein, so erhält man deren „Entwicklungspfade“ (Abbildung 3). Hierbei fällt auf, dass es in der Mehrzahl der Fälle, in denen die spezifische BHKW-Leistung erhöht wurde, zunächst zu einer deutlichen Verschlechterung der Arbeitsausnutzung kam (Anlagen 7, 10, 13, 15). Die nähere Auswertung dieser Fälle zeigt, dass ein erfolgreiches Repowering einer sorgfältigen Planung bedarf. Dieser einfache Bewertungsansatz funktioniert in dieser Form natürlich nur unter der Voraussetzung, dass möglichst eine Volllastauslastung des BHKW angestrebt wird. Soll eine Biogasanlage wie oben angesprochen zukünftig verstärkt „Regelenergie“ erbringen, muss die Kennzahl Arbeitsausnutzung entsprechend angepasst werden.

Eine am Institut für Landtechnik und Tierhaltung entwickelte Methode zur Bewertung der „verfahrenstechnischen Effizienz“ von Biogasanlagen (im Folgenden als „Effizienzbewertung“ bezeichnet) ermöglicht eine differenziertere Betrachtung. Zur Bewertung der Anlageneffizienz werden hierbei vor allem vier Kennzahlen ausgewertet: Biogasausbeute und Methanproduktivität für die Biogasproduktion (BP), Arbeitsausnutzung und Methan-Nutzungsgrad für die Biogasverwertung (BV). Die Anlagen werden auf der Grundlage des

dokumentierten Standes der Technik und von Expertenwissen gemessen und können auch in eine Rangfolge gebracht werden (ĐATKOV ET AL., 2012).

Im Folgenden wird eine vereinfachte Variante des qualitativen Bewertungsergebnisses betrachtet. Dieses besteht aus jeweils einem Attribut für die BP bzw. die BV sowie einem Gesamtattribut für die Anlageneffizienz wie oben erläutert. Die qualitative Bewertung erfolgt anhand von vier „Effizienzklassen“ (vgl. Tabelle 3). Der Betreiber erhält so eine Rückmeldung, ob und in welchen Bereichen seiner Biogasanlage Handlungsbedarf für eine Verbesserung der Effizienz besteht. Die Effizienzbewertung kann somit die Grundlage für ein zielgerichtetes Beratungsgespräch bilden. Durch Auswertung unterschiedlicher Zeiträume kann die Entwicklung der Anlageneffizienz abgebildet werden. Tabelle 4 zeigt die Ergebnisse einer solchen Auswertung für fünf der Pilotanlagen.

Tab. 3: Erläuterung der Bewertungsattribute der qualitativen Anlagenbewertung

Bewertungsattribut	Erläuterung
exzellent	Es bestehen keine nennenswerten Verbesserungsmöglichkeiten.
gut	Es besteht kein dringender Bedarf für Verbesserungen, diese sind aber möglich.
ausreichend	Es besteht erheblicher Verbesserungsbedarf.
ungenügend	Verbesserungen sind unbedingt notwendig.

Tab. 4: Ergebnisse der Effizienzbewertung für fünf Pilotanlagen im Vergleich der Beobachtungszeiträume 2007/2008 (*-1) und 2009/2010 (*-2)

Kriterium	6-1	6-2	7-1	7-2	8-1	8-2	9-1	9-2	10-1	10-2
BV	ungen.	ungen.	ungen.	ausr.	gut	exz.	ungen.	ausr.	ungen.	ausr.
BP	exz.	exz.	gut	ausr.	gut	exz.	gut	ausr.	gut	exz.
Gesamt	ungen.	ungen.	ungen.	ausr.	gut	exz.	ungen.	ausr.	ungen.	gut

BV: Biogasverwertung; BA: Biogasproduktion; ausr.: ausreichend; exz.: exzellent; ungen.: ungenügend

Bei Betrachtung der Bewertungsergebnisse fällt zunächst auf, dass keineswegs alle Pilotanlagen eine vorbildliche Effizienz aufweisen. Dies ergibt sich vor allem aus der häufig mangelhaften Wärmeverwertung, die stark in die Bewertung der BV eingeht. Immerhin ergibt die Effizienzbewertung in vier von fünf Fällen eine positive Entwicklung in unterschiedlichem Ausmaß (Anlagen 7 bis 10). Zu beachten ist hierbei, dass die Bewertungsmethode mit Regeln arbeitet, die eine Kompensation eines schlechten durch ein gutes Ergebnis vermeiden. Die vorgestellte Bewertung bezieht sich ausschließlich auf verfahrenstechnische Kenngrößen und lässt keine Schlüsse auf die wirtschaftliche Situation der Biogasbetriebe zu.

Exemplarisch soll die Entwicklung von Anlage 7 näher betrachtet werden. Schwachpunkt dieser Anlage war die Biogasverwertung, genauer der Methan-Nutzungsgrad von lediglich 30,4%, da in den ersten Jahren praktisch keine Verwertung der BHKW-Wärme erfolgte. Die Effizienzbewertung vergibt hierfür ein „ungenügend“. Der Prozess der Biogasproduktion war hingegen ohne Probleme (vgl. Tabelle 4). Dennoch fällt die Gesamtbewertung „ungenügend“ aus.

In 2009 wurde ein Gewerbebetrieb mit hohem Wärmebedarf als Standort für ein Satelliten-BHKW gefunden. Die BHKW-Leistung stieg hierdurch in Summe von 329 auf 855 kW_{el.} an, während der Gärraum lediglich von 3015 auf 4020 m³ erweitert wurde. Die spezifische BHKW-Leistung verdoppelte sich hierdurch nahezu von 0,11 auf 0,21 kW_{el.} m⁻³ (Abbildung 3). Der Gärprozess war nun sehr stark belastet und wird nur noch mit „ausreichend“ bewertet. Gleichzeitig bewirkt die Erhöhung des Methan-Nutzungsgrades auf 55% eine Verbesserung der Biogasverwertung, so dass sich als Gesamtnote nun ein „ausreichend“ ergibt.

5 Literaturverzeichnis

- [1] BACHMAIER, H., F. EBERTSEDER, M. EFFENBERGER, R. KISSEL, E. RIVERA GRACIA UND A. GRONAUER (2011): Wissenschaftliche Begleitung der Pilotbetriebe zur Biogasproduktion in Bayern - Fortsetzung 2008 – 2010. LfL-Schriftenreihe 5/2011, Freising, ISSN 1611-4159
- [2] DJATKOV, D., M. EFFENBERGER UND M. MARTINOV: Development of a method for assessing the performance of agricultural biogas plants. Proceedings “40th Actual Tasks on Agricultural Engineering”, 21.-24. Februar 2012, Opatija, Kroatien, ISSN 1333-2651: 557-567
- [3] EBERTSEDER, F., R. KISSEL, A. LEHNER, E. RIVERA GRACIA, H. BACHMAIER UND M. EFFENBERGER (2012): Monitoring und Dokumentation von Praxis-Biogasanlagen. LfL-Schriftenreihe 8/2012, Freising, ISSN 1611-4159
- [4] EFFENBERGER, M., R. KISSEL, A. LEHNER UND A. GRONAUER (2008): Verfahrenstechnische Bewertung landwirtschaftlicher Biogasanlagen – Auslastung und energetische Effizienz. Landtechnik 5/2008: 290-292
- [5] EFFENBERGER, M., H. BACHMAIER, E. KRÄNSEL, A. LEHNER UND A. GRONAUER (2010): Wissenschaftliche Begleitung der Pilotbetriebe zur Biogasproduktion in Bayern. LfL-Schriftenreihe 1/2010, Freising, ISSN 1611-4159
- [6] JOHANN HEINRICH VON THÜNEN-INSTITUT (2009): Biogas-Messprogramm II - 61 Biogasanlagen im Vergleich. Hrsg.: Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V., 1. Auflage, Gülzow, ISBN 978-3-9803927-8-5
- [7] LfL, INSTITUT FÜR AGRARÖKONOMIE (2011): Biogas in Zahlen –Bayern zum 31.12.2011. www.lfl.bayern.de/ilb/technik/35144/linkurl_0_74.pdf, Abrufdatum 04.10.2012

Hof-Biogasanlagen bis 75 kW – Möglichkeiten und Grenzen

Dr. Andreas Weber und Josef Schober

Bayerische Landesanstalt für Landwirtschaft, Institut für Landtechnik und Tierhaltung
Vöttinger Straße 36, 85354 Freising

Zusammenfassung

Die im EEG verbindlich geregelte Garantie der Vergütung für 20 Jahre ist ein wichtiger Faktor bei der Planungssicherheit zum Bau kleiner Hofbiogasanlagen bis 75 kW installierter Leistung. Eine Mindestwärmenutzung ist in dieser Anlagenklasse nicht verpflichtend. Der Einsatz von Gülle und NawaRos aus dem eigenen Betrieb verringert für den Betreiber die Abhängigkeit von der Substratversorgung und den Substratkosten. Der Bedarf an Pachtflächen für den Substratanbau wird dadurch deutlich reduziert und damit der Pachtmarkt nicht zusätzlich belastet. Außerdem entstehen durch betriebseigenen Substratanbau kurze Transportwege. Tierhaltende Betriebe haben zudem Erfahrung in der Konservierung von Futtermitteln insbesondere in der Silagewirtschaft und können somit hochwertige Substrate zur Verfügung stellen bzw. beherrschen das Silomanagement.

Kleine Hofbiogasanlagen sind wirtschaftlich interessant, wenn moderate bzw. nicht überhöhte Investitionskosten vorliegen und die Substrate kostengünstig zur Verfügung stehen. Wirtschaftlich vorteilhaft sind Hofbiogasanlagen, die mit 100 % Gülle betrieben werden, wobei die erforderlichen Güllmengen in seltenen Fällen einzelbetrieblich zur Verfügung stehen, so dass hier überbetriebliche Lösungen in Betracht kommen wie Gemeinschaftsanlagen mit anliegenden Nachbarbetrieben. Bei Güllezulieferung sind die hierfür entstehenden Kosten moderat zu halten, um die Rentabilität nicht zu gefährden.

Hofbiogasanlagen, die nach der „80/20-Regelung“ betrieben werden, rechnen sich oft nur, wenn die Vergütungsgrenze von 75 kW ausgeschöpft werden kann. Die Gewinnerwartung ist jedoch auch in diesem Fall moderat. Neben den Investitionskosten sind auch die Substratkosten ausschlaggebend für den wirtschaftlichen Erfolg.

Die Wärmebilanz von kleinen Hofbiogasanlagen, die nach der „80/20-Regelung“ betrieben werden, ist in Extremsituationen im Winter nur bei guter Wärmedämmung der Fermenter und in der Ausführung mit Betondecke positiv, so dass Wärme zur externen Nutzung übrig bleibt. Optimierungsmöglichkeiten bestehen in der Wahl der Fermenterbauform, der Bauausführung, der Standortwahl und der angestrebten Gärtemperatur. Reine Gülleanlagen sind wärmetechnisch kritisch zu sehen, da hier im Winter oftmals kein Wärmeüberschuss verbleibt, so dass zusätzliche Wärmerückgewinnungsmaßnahmen notwendig sein können.

Unter den gegebenen gesetzlichen Rahmenbedingungen und unter Berücksichtigung der ökonomischen Situation werden Hofbiogasanlagen nur dann eine stärkere Verbreitung in der landwirtschaftlichen Praxis finden, wenn die Investitionskosten deutlich gesenkt werden können und die Substrate kostengünstig zur Verfügung stehen. Innovationen sind weiterhin notwendig, um einen effizienten und kostengünstigen Anlagenbetrieb zu ermöglichen.

1 Einleitung

Mit Beginn des Jahres 2012 trat das von der Bundesregierung überarbeitete Erneuerbare-Energien-Gesetz, kurz EEG 2012, in Kraft. Mit dieser rechtlichen Regelung wurden die im Energiekonzept der Bundesregierung von 2010 verankerten Ausbauziele im Stromsektor festgelegt. Ziel dieses Energiekonzeptes ist, die CO₂-Emissionen bei der Energieproduktion durch den Einsatz erneuerbarer Energieträger zu senken. Das bedeutet, der Anteil erneuerbarer Energien am Stromverbrauch in Deutschland soll spätestens 2020 mindestens 35 % und bis 2050 dann 80 % betragen und damit ein kontinuierlicher Ausbau erneuerbarer Energien erfolgen. Um diese Ausbauziele zu erreichen, wurden entsprechende Fördermaßnahmen eingeführt und im EEG 2012 neu geregelt.

Neben anderen Maßnahmen wurde für den Bereich Biomasse als Energieträger ein - laut Gesetzesbegründung – vereinfachtes Vergütungssystem mit vier leistungsbezogenen Anlagenkategorien und drei Einsatzstoffvergütungsklassen eingeführt. Das Bonussystem des EEG 2009 wurde abgeschafft und gesonderte Vergütungen für die Bioabfallvergärung und Biomethaneinspeisung wurden eingeführt.

Eine Sonderkategorie wurde für kleine Hofbiogasanlagen bis 75 kW installierte Leistung geschaffen. Diese wurde damit begründet, dass neben der Energieerzeugung insbesondere auch der Klimaschutz durch die Vermeidung von Methanemissionen aus der Gülle und dem Umweltschutz durch Schutz des Grundwassers Rechnung getragen wird.

Diese geänderten Rahmenbedingungen haben deutliche Auswirkungen auf die Biogasbranche im Allgemeinen und sind nicht nur für die Anlagenhersteller und Planungsunternehmen, sondern auch für zukünftige Bauherren oder Bauinteressenten von großer Bedeutung.

2 Rechtliche Rahmenbedingungen im EEG 2012

Im EEG 2012 wurden die Vergütungssätze für Strom aus Biogasanlagen neu festgesetzt und nach Leistungsklassen gestaffelt (Tabelle 1). Neben einer Grundvergütung je nach Bemessungsleistung zwischen 14,3 und 6,0 ct/kWh wird eine zusätzliche Vergütung nach Einsatzstoffklassen zwischen 4,0 und 8,0 ct/kWh gezahlt. Die Zuordnung der eingesetzten Substrate zu den Einsatzstoffklassen 0, I oder II ist in der Biomasseverordnung (BiomasseV) geregelt.

Das Ausschließlichkeitsprinzip wurde aufgehoben, d.h. die gemeinsame Vergärung von NawaRos und Bioabfällen ist damit möglich, aber Konsequenzen für das Genehmigungsrecht und die Gärrestverwertung auf Grund der Bioabfallverordnung sind dabei zu berücksichtigen.

Tab. 1: Vergütungssätze für Biogasanlagen nach § 27 EEG 2012

Leistungs- klassen	Grund- vergütung	Einsatzstoff- vergütungsklasse I	Einsatzstoff- vergütungsklasse II	Bioabfall ^{b)}
≤ 75 kW	25 ct/kWh ^{a)} (Sonderfall kleine Gülleanlagen)			
≤ 150 kW	14,3 ct/kWh	6,0 ct/kWh	8,0 ct/kWh	16,0 ct/kWh
≤ 500 kW	12,3 ct/kWh	6,0 ct/kWh	8,0 ct/kWh	16,0 ct/kWh
≤ 750 kW	11,0 ct/kWh	5,0 ct/kWh	8,0/6,0 ^{c)} ct/kWh	14,0 ct/kWh
≤ 5 MW	11,0 ct/kWh	4,0 ct/kWh	8,0/6,0 ^{c)} ct/kWh	14,0 ct/kWh
≤ 20 MW	6,0 ct/kWh	0,0 ct/kWh	0,0 ct/kWh	14,0 ct/kWh

a) Keine Kombination mit der Grundvergütung und oder den Einsatzstoffvergütungsklassen I und II möglich

b) Keine Kombination mit der Grundvergütung und oder den Einsatzstoffvergütungsklassen I und II

c) Strom aus Gülle und Mist

Wesentliche Anspruchsvoraussetzungen, um die Grund- und Einsatzstoffvergütung zu erhalten, ist die Sicherstellung einer Mindestwärmenutzung von mindestens 60 % des in der Anlage erzeugten Stroms in Kraft-Wärme-Kopplung im Kalenderjahr sowie die Einhaltung des sog. „Maisdeckels“. Dieser besagt, dass der Anteil von Mais (Ganzpflanze), CCM, Lieschkolbenschrot und Getreidekorn einschließlich Körnermais in jedem Kalenderjahr maximal 60 Masse-% von Gesamtinput in die Biogasanlage beträgt.

Diese Anspruchsvoraussetzungen werden durch folgende technischen Vorgaben nach §6 EEG 2012 ergänzt:

- Neu zu errichtende Gärrestlager am Standort der Biogaserzeugung müssen gasdicht ausgeführt sein.
- Die hydraulische Verweilzeit muss im gasdichten und an eine Gasverwertung angeschlossenen System mindestens 150 Tage betragen.
- Zusätzliche Gasverbrauchseinrichtungen (z.B. Gasfackel) zur Vermeidung einer Freisetzung von Biogas müssen installiert sein.

Für bereits bestehende Gärrestlager oder an anderen Standorten errichtete Behälter ist keine Abdeckung erforderlich, wenn die Voraussetzung der mindestens 150 Tage hydraulischer Verweilzeit im gasdichten System eingehalten ist.

Für die Sonderform der kleinen Gülleanlagen, die eine Vergütung von 25 ct/kWh erhalten wurden Sonderregelungen geschaffen (§ 27b EEG 2012). Eine Kombination mit anderen Vergütungen des EEG 2012 ist hier ausgeschlossen.

Voraussetzung, um diese gesonderte Vergütung zu erhalten, ist, dass die installierte Anlagenleistung maximal 75 kW_{el} beträgt (Nennleistung des installierten Generators) und die Stromerzeugung am Standort der Biogaserzeugung erfolgt (keine Versorgung von Satelliten-BHKWs). Außerdem muss in der Anlage im Jahresdurchschnitt (Kalenderjahr) mindestens 80 Masse-% Gülle am Gesamtinput eingesetzt werden. Als Gülle in diesem Sinne gelten ausschließlich die Nr. 9 und 11-15 der Anlage 3 zur Biomasseverordnung: Pferdemist, Rinderfestmist, Rindergülle, Schafs- und Ziegenmist, Schweinefestmist und Schweinegülle. Geflügelmist und Hühnertrockenkot und sonstige Gülle sind **nicht** auf die

80 Masse-% Gülle anrechenbar. Die restlichen 20 Masse-% am Gesamtinput können NawaRos, aber auch Bioabfälle, tierische Nebenprodukte oder andere Güllen sein, wobei hierfür die entsprechende Genehmigung vorliegen muss. Der Nachweis der Einsatzstoffe bzw. des 80 % Masseanteil Gülle erfolgt durch die Kopie des Einsatzstofftagebuchs.

Als weitere Besonderheit zu den kleinen Gülleanlagen ist zu erwähnen, dass eine Mindestwärmenutzung in Kraft-Wärme-Kopplung nicht erforderlich ist.

Eine Ausnahmeregelung zu den technischen Anforderungen an kleine Gülleanlagen gilt für Biogasanlagen, die ausschließlich flüssige Gülle im Sinne § 2 Satz 1 Nr. 4 des Düngegesetzes (DüngG) einsetzen. In diesem Fall kann auf eine gasdichte Abdeckung des Endlagers und die Einhaltung einer hydraulischen Verweilzeit von 150 Tagen im gasdichten Raum verzichtet werden.

3 Kleine Biogasanlagen bis 75 kW mit ausschließlicher Vergärung von Gülle ohne NawaRo

Der Einsatz von Gülle als Gärsubstrat bzw. dessen Definition ist im EEG 2012 unterschiedlich gefasst. Gülle für Anlagen, die ausschließlich flüssige Gülle einsetzen und damit von der Pflicht der Abdeckung des Endlagers und der Einhaltung von 150 Tagen hydraulischer Verweilzeit im gasdichten Raum befreit sind, ist definiert als „Wirtschaftsdünger aus tierischer Ausscheidung, auch mit geringen Mengen Einstreu oder Futterresten oder Zugabe von Wasser, dessen Trockensubstanzgehalt 15 % nicht übersteigt“ im Sinne von § 2 Satz 1 Nr. 4 des Düngegesetzes (DüngG).

Wesentliche Datengrundlage bei den Vorüberlegungen zur Planung einer kleinen Hofbiogasanlage ist damit der tatsächliche Gülleanfall am Betrieb. Dieser kann in Abhängigkeit von Fütterung, Leistung und Trockensubstanz-Gehalt stark schwanken (Tabelle 2). Deshalb wird in der Praxis häufig auf Werte nach den Mindestanforderungen zur Berechnung des Güllelagerraumes nach der Düngeverordnung (DüV) zurückgegriffen.

Tab. 2: Durchschnittlicher Gülleanfall verschiedener Nutztierarten in Abhängigkeit von TS-Gehalt und Leistung

Tierart	Gülleanfall in m ³ je GV und Jahr			
	5 % TS	7,5 % TS	10 % TS	nach DüV
Milchkuh bis 8.000 kg Milch	38	25	19	19
Milchkuh bis 10.000 kg Milch	41	27	21	20
Weibliche Rinder über 1 bis 2 Jahre	22	15	11	12
Kälber (Zucht/Mast) bis 6 Monate	7	4	3	3
Männliche Rinder 1-2 Jahre (1150g TZ)	25	16	12	14
Männliche Rinder 1-2 Jahre (1300 g TZ)	19	13	10	11
	3,5 % TS	5 % TS	7,5 % TS	nach DüV
Zuchtsauen mit 20 Ferkel bis 30 kg	11	8	5	6
Zuchtsauen mit 20 Ferkel bis 8 kg	8	5	4	4
Ferkel von 8-30 kg	2	1	0,6	0,6
Mastschweine	27	19	13	11

(Quelle: LfL-Information – Leitfaden für die Düngung von Acker- und Grünland, Gelbes Heft, 9. Auflage 2011, Anhang 6b)

Auf Grundlage dieser Werte lassen sich am Beispiel des Gülleanfalles einer Milchkuh folgende Faustzahlen zur Biogasproduktion ableiten:

- 1 Milchkuh → ca. 20 m³ Gülle TP/a (8,5% TS, 85% oTS)
- 20 m³ Gülle TP/a → 506 Nm³ Biogas (=20m³ * 25,3 Nm³/t FM)
- 506 Nm³ Biogas → 278 Nm³ Methan (55 % Methan)
- 278 Nm³ Methan → 2.763 kWh (Heizwert Methan 9,94 kWh/m³)
- 2.763 kWh → 912 kWh_{elektrisch} (Wirkungsgrad_{el} = 33 %)
- 912 kWh_{elektrisch} → 0,11 kW Generatorleistung (bei 8.200 Volllaststunden)
- 75 kW inst. Leistung → 674 Milchkühe
- 674 Milchkühe → 809 GV (1 Kuh = 1,2 GV)

zum Vergleich liefert

- 1 ha Silomais → 9.250 Nm³ Biogas
- 9.250 Nm³ Biogas → 5.046 Nm³ Methan (53 % Methan)
- 5.046 Nm³ Methan → 18 Milchkühe
41 Mastbullen
300 Mastschweine
113 Zuchtsauen

Ausgehend aus diesen Faustzahlen lassen sich die in Tabelle 3 dargestellten erforderlichen Tierbestände zum Betrieb einer Biogasanlage mit 75 kW_{el} auf Grundlage von ausschließlicher Güllevergärung ableiten. Um eine 75 kW-Biogasanlage ausschließlich mit Gülle zu betreiben, sind demnach sehr große Viehbestände mit 809 GV Milchvieh, 1.048 GV Mastbullen, 1.328 GV Mastschweine oder 1.532 GV Zuchtsauen notwendig. Derartige Betriebsstrukturen liegen einzelbetrieblich in Bayern nur vereinzelt vor, sodass in diesem Fall oft nur die Möglichkeit besteht, durch Kooperationen die notwendige Güllemenge bereit zu stellen.

Ausgehend von der Datengrundlage von Tabelle 3 lassen sich auch für 100%-Gülle-Biogasanlagen mit geringeren installierten Leistungen die notwendigen Güllemengen und Tierbestände kalkulieren (Tabelle 4).

Tab. 3: Kalkulation des Bedarfs an Gülle und Großvieheinheiten zum Betrieb einer 75-kW-Biogasanlage auf Basis ausschließlicher Güllevergärung

Installierte Leistung 75 kW _{el}		Betriebszweige			
		Milchvieh (bis 8.000 kg)	Mastbullen (80 bis 700 kg)	Mastschweine (bis 117 kg)	Zuchtsauen (Ferkel bis 28 kg)
Gülleanfall je TP und Jahr	m ³ /(TP*a)	20,0	6,7	1,5	6,0
TS-Gehalt	%	8,50%	10,00%	6,00%	4,00%
oTS-Gehalt	%	85,00%	85,00%	85,00%	85,00%
Gasausbeute	(l/kg oTS)	350	400	400	400
Biogas	m ³ /t FM	25,29	34,00	20,40	13,60
Methan	%	55,00%	55,00%	60,00%	60,00%
	m ³ /t FM	13,91	18,70	12,24	8,16
BHKW					
Wirkungsgrad el.	%	33,00%	33,00%	33,00%	33,00%
Volllaststunden	h	8.200	8.200	8.200	8.200
Viehbesatz					
Gülle	m ³ /a	13.481	10.026	15.318	22.977
Tierplätze	St.	674	1.496	10.212	3.829
Großvieheinheiten	GV	809	1.048	1.328	1.532

Tab. 4: Notwendiger Güllebedarf und Tierbestände zum Betrieb von Biogasanlagen mit ausschließlicher Vergärung von Gülle in verschiedenen Leistungsklassen

Viehbesatz		Betriebszweige			
		Milchvieh (bis 8.000 kg)	Mastbullen (80 bis 700 kg)	Mastschweine (bis 117 kg)	Zuchtsauen (Ferkel bis 28 kg)
Installierte Leistung: 35 kW					
Gülle	m ³ /a	6.076	4.793	7.323	10.984
Tierplätze	St.	322	715	4.882	1.831
Großvieheinheiten	GV	387	501	635	732
Installierte Leistung: 50 kW					
Gülle	m ³ /a	9.206	6.847	10.461	15.691
Tierplätze	St.	460	1.022	6.974	2.615
Großvieheinheiten	GV	552	715	907	1.046
Installierte Leistung: 60 kW					
Gülle	m ³ /a	11.047	8.217	12.553	18.830
Tierplätze	St.	552	1.226	8.369	3.138
Großvieheinheiten	GV	663	858	1.088	1.255

Unterschiedliche TS-Gehalte der eingesetzten Gülle wirken sich aber deutlich auf die erzielbare Gasausbeute und den Methanertrag aus (Tabelle 5). Ein höherer TS-Gehalt der Gülle kann durch eine geänderte Futterzusammensetzung oder höhere Anteile an Futterresten und Einstreumaterial verursacht sein. Bei einem höheren TS-Gehalt von 12,5 % gegenüber 8,5 %, steigt der Methanertrag von Milchviehgülle beispielsweise von 13,91 auf 20,45 m³/t Frischmasse an. Das bedeutet, um eine 75 kW-Anlage ausschließlich mit Gülle zu betreiben, reduziert sich die notwendige Güllemenge von 13.481 auf 9.167 m³/Jahr, dies entspricht wiederum einer Reduzierung des notwendigen Tierbestandes von 809 auf 550 GV.

Tab. 5: *Biogas und Methanausbeuten sowie notwendiger Viehbesatz zum Betrieb einer 75 kW-Biogasanlage bei unterschiedlichen TS-Gehalten von Milchviehgülle*

75 kW installierte Leistung		Milchviehgülle	
Gülleanfall je TP und Jahr	m ³ /(TP*a)	20,0	20,0
TS-Gehalt	%	8,50	12,50
oTS-Gehalt	%	85	85
Gasausbeute	(l/kg oTS)	350	350
Biogas	m ³ /t FM	25,29	37,19
Methan	%	55	55
	m ³ /t FM	13,91	20,45
BHKW			
Wirkungsgrad el.	%	33	33
Volllaststunden	h	8.200	8.200
Viehbesatz			
Gülle	m ³ /a	13.481	9.167
Tierplätze	St.	674	458
Großvieheinheiten	GV	809	550

Um jedoch für eine konkrete Planung einer Biogasanlage belastbare betriebsbezogene Daten zu erhalten, ist es daher sinnvoll, Untersuchungen der anfallenden Gülle hinsichtlich des TS-Gehalts und eventuell des Methanertragspotentials durch geeignete Gärversuche durchführen zu lassen.

Aufbauend auf die Daten zur Substratbereitstellung und zur Substratqualität sowie der bestehenden betrieblichen Anlagenstruktur (Gärrestlager) können dann verschiedene Anlagenkonzepte geprüft und bewertet werden.

Im dargestellten Beispiel (Abbildung 1) wird davon ausgegangen, dass der Milchviehbetrieb bereits über ein Gärrestlager in der Dimensionierung zur Einhaltung einer Lagerdauer von 180 Tagen verfügt. Zur Ermittlung der Fermentergröße wurde bei der Planung eine hydraulische Verweilzeit im Fermenter von 40 Tagen angenommen. Somit ergibt sich zum Betrieb einer 75 kW-Biogasanlage ein notwendiges Fermentervolumen von 1.477 m³. Eine gasdichte Abdeckung des Gärrestlagers sowie die Einhaltung der 150-Tageregelung ist bei diesem Anlagenkonzept nach EEG 2012 nicht erforderlich.

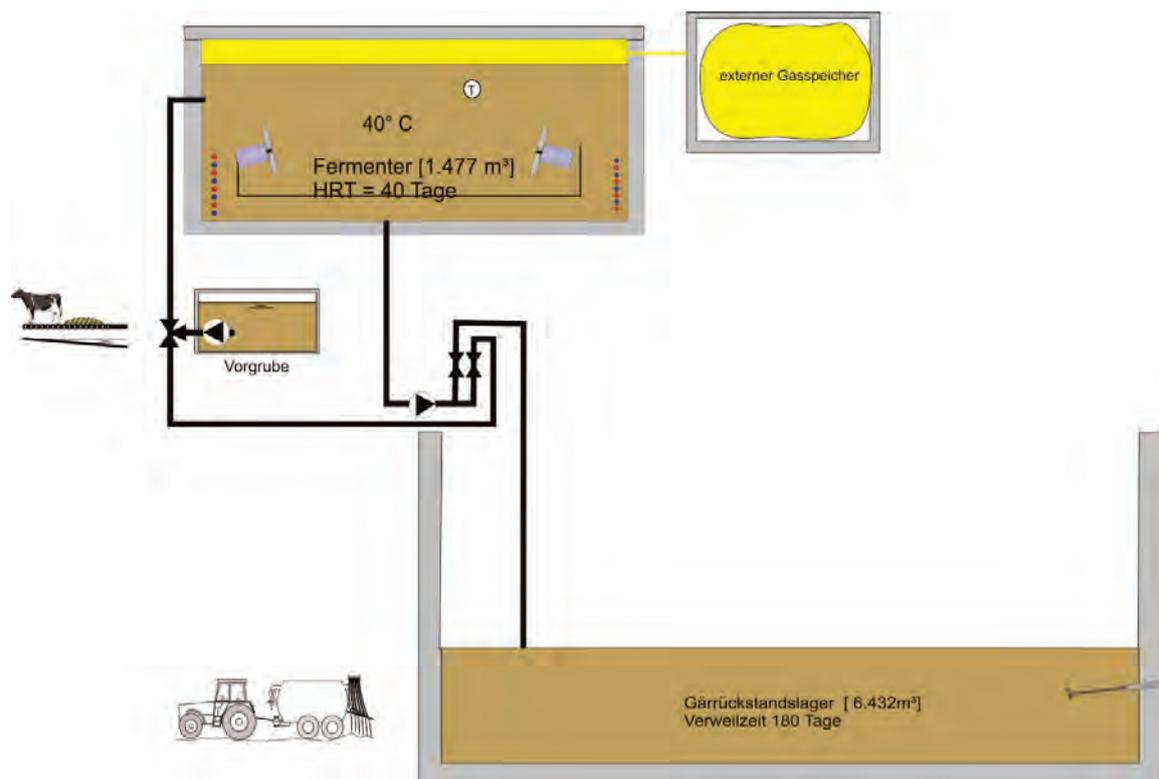


Abb. 1: Beispiel eines Anlagenkonzeptes für eine 75 kW-Hofbiogasanlage eines Milchviehbetriebs mit 100 % Gülleanteil (Planungsgrundlage: 40 Tage hydraulische Verweilzeit)

4 Kleine Hofbiogasanlagen bis 75 kW nach der „80/20-Regelung“ mit Einsatz von NawaRos

Voraussetzung für den Erhalt der Einspeisevergütung von 25 ct/kWh nach § 27b EEG 2012 ist neben der maximalen installierten Leistung von 75 kW, dass mindestens 80 Masse-% Gülle am Gesamtinput eingesetzt werden (80/20-Regelung). Diese Gülle ist definiert im Sinne der Nr. 9 und 11-15 der Anlage 3 zur Biomasseverordnung (BiomasseV) und umfasst:

- a. Pferdemist
- b. Rinderfestmist
- c. Rindergülle
- d. Schafsmist und Ziegenmist
- e. Schweinefestmist
- f. Schweinegülle

Die restlichen 20 Masse-% am Gesamtinput der Biogasanlagen können NawaRos, aber auch andere Güllen als oben genannt sowie Bioabfälle und tierische Nebenprodukte sein, für die jedoch die entsprechenden Genehmigungen vorliegen müssen.

Ausgehend von diesen Voraussetzungen können für die unterschiedlichen Betriebstypen und Kosubstrate die notwendigen Einsatzmengen sowie die notwendigen Behältergrößen

unter Einhaltung der 150 Tage Verweilzeit im gasdichten System berechnet werden. Hierbei ist auffällig, dass bei Einsatz von energiereichen Kosubstraten die erforderliche Güllemenge und somit auch der notwendige Großviehbesatz für den Betrieb einer 75 kW Anlage deutlich reduziert werden kann. Durch den verringerten Gülle- und Substrateinsatz kann auch die Behältergröße, bei gleichzeitiger Einhaltung der 150 Tage Verweilzeit im gasdichten Raum, deutlich reduziert werden.

Würde man beispielsweise die 20 Masse-% an Maissilage durch Weizenkorn ersetzen, so verringert sich die erforderliche Güllemenge bei Mastschweinen von 5.148 auf 2.056 m³ und bei Zuchtsauen von 5.797 auf 2.152 m³. Dies hat zur Folge, dass durch den Einsatz von Substraten mit hoher Energiedichte auch die weniger viehintensive Betriebe die Möglichkeit besitzen, eine kleine Hofbiogasanlage zu betreiben. Gleichzeitig können die Investitionskosten durch den möglichen Bau von kleineren Gärbehältern gesenkt werden (Tabelle 6 und 7).

Tab. 6: Substratbedarf und notwendiges Fermentervolumen sowie Lagerraumbedarf in gasdichten System in Abhängigkeit vom Betriebstyp und Substratmix in der Schweinehaltung zum Betrieb einer 75-KW-Hofbiogasanlage auf Basis der 80/20-Regelung nach EEG 2012

Betriebstyp		Schweinemast		Zuchtsauenhaltung	
Substrate		80% Gülle 20% Maissilage	80% Gülle 20% Weizenkorn	80% Gülle 20% Maissilage	80% Gülle 20% Weizenkorn
Energiegehalt Substratmischung	(kWh/t FM)	96	239	85	229
Substratbedarf gesamt	(t FM/a)	6.435	2.570	7.247	2.690
Maissilage	(t FM/a)	1.287		1.449	
Weizenkorn	(t FM/a)		514		538
Flächenbedarf	(ha)	26	57	29	60
Schweinegülle	(t FM/a)	5.148	2.056		
Sauengülle	(t FM/a)			5.797	2.152
notwendiger Viehbesatz	(TP)	3.432	1.371	966	359
Anteil Stromertrag aus Gülle	%	34	13	25	9
Anteil Stromertrag aus NawaRo	%	66	87	75	91
Raumbelastung	(kg oTS/m ³)	2,0	2,0	2,0	2,0
Notwendiges Fermenternutzvolumen	(m³)	914	744	898	729
Lagerraum im gasdichten System (150 Tage Regelung)	(m³)	1.727	312	2.080	376

Tab. 7: Substratbedarf und notwendiges Fermentervolumen sowie Lagerraumbedarf in gasdichten System in Abhängigkeit vom Betriebstyp und Substratmix in der Rinderhaltung zum Betrieb einer 75-KW-Hofbiogasanlage auf Basis der 80/20-Regelung nach EEG 2012

Betriebstyp		Milchviehhaltung		Rindermast	
Substrate		80% Gülle 20% Maissilage	80% Gülle 20% Grassilage	80% Gülle 20% Maissilage	40% Gülle 40% Festmist 20% Maissilage
Energiegehalt Substratmischung	(kWh/t FM)	100	110	113	153
Substratbedarf gesamt	(t FM/a)	6.303	5.705	5.599	4.119
Maissilage	(t FM/a)	1.261		1.120	824
Grassilage	(t FM/a)		1.141		
Flächenbedarf	(ha)	25	40	22	16
Milchviehgülle	(t FM/a)	5.043	4.564		
Mastrindergülle	(t FM/a)			4.479	1.648
Rinderfestmist	(t FM/a)				1.648
notwendiger Viehbesatz	(TP)	252	228	669	731
Stromertrag Gülle	%	37%	33%	44%	59%
Stromertrag Substrat	%	63%	67%	56%	41%
Raumbelastung	(kg oTS/m ³)	2,0	2,0	2,0	2,0
Notwendiges Fermenternutzvolumen	(m³)	1.020	985	982	976
Lagerraum im gasdichten System (150 Tage Regelung)	(m³)	1.509	1.303	1.264	676

5 Wirtschaftlichkeit kleiner Hofbiogasanlagen bis 75 kW installierte Leistung

Die Rentabilität einer Biogasanlage wird neben den Substratkosten im Wesentlichen vom verfahrensabhängigen Investitionsbedarf und den damit verbundenen Festkosten für Bau und Technik bestimmt. Dabei sind auch kalkulatorische Festkosten wie z.B. Zinsanspruch und Lohnanspruch zu berücksichtigen. Ziel einer sinnvollen Investition sollte jedoch nicht nur die Deckung der Vollkosten sein, sondern zusätzlich sollte ein Unternehmergewinn erwirtschaftet werden.

In Tabelle 8 und 9 sind Beispielsrechnungen zur Rentabilität kleiner Hofbiogasanlagen bis 75 kW installierter Leistung auf unterschiedlicher Substratbasis dargestellt.

Bei Anlagen, die ausschließlich flüssige Gülle einsetzen, kann durch den Wegfall der Abdeckpflicht und der 150-tägigen Verweildauer das Fermentervolumen bzw. das notwendige Behältervolumen im gasdichten Raum und damit die Investitionskosten gegenüber Anlagen mit Vergärung von NawaRo deutlich reduziert werden, sofern die notwendige Gärrestlagerkapazität zur Einhaltung von 180 Tagen Lagerdauer auf dem Betrieb vorhanden sind. Zusätzlich fallen die Investitionskosten für den Feststoffeintrag und den Bau von Fahrsilos weg, so dass die spezifischen Anschaffungskosten im Berechnungsbeispiel mit 4.700 €/kW_{el} um 500 bis 1.400 €/kW_{el} niedriger liegen als bei den Anlagen die auf Grundlage der „80/20-Regelung“ geführt werden.

Diese Auswirkungen auf die Höhe der Gesamtinvestitionen in Zusammenhang mit der kostenfrei bereitgestellten Gülle stellen sich in einer deutlich höheren Gewinnerwartung bei reinen Gülleanlagen dar.

In diesem Zusammenhang ist jedoch zu berücksichtigen, dass die für den Betrieb einer reinen Gülleanlage mit 75 kW_{el} installierter Leistung notwendigen Güllmengen (siehe Tabelle 3) einzelbetrieblich unter bayerischen Bedingungen in der Regel nicht zur Verfügung stehen. Deshalb sind reine Gülleanlagen oft nur in Kooperationen realisierbar, wodurch jedoch zusätzliche Kosten für den Gülletransport und die aus hygienerechtlichen Gründen notwendige Trennung der Erfassung der Fremdgülle entstehen und den wirtschaftlichen Ertrag deutlich schmälern können.

Für 75-kW-Anlagen, die einen Substratmix mit mindestens 80 % Gülle gemäß der Nr. 9 und 11-15 der Anlage 3 der Biomasseverordnung einsetzen, sind die spezifischen Anschaffungskosten im wesentlichen von den notwendigen Behältervolumen abhängig und liegen zwischen 5.300 und 6.100 €/kW_{el}.

Kleinere Hofbiogasanlagen unter 75 kW_{el}, im Berechnungsbeispiel mit 35, 54 und 65 kW_{el}, zeigen eine negative Gewinnerwartung, da die spezifischen Anschaffungskosten der Anlagen deutlich höher werden.

Tab. 8: Beispielsrechnungen zur Rentabilität kleiner Hofbiogasanlagen bis 75 kW installierte Leistung bei Einsatz unterschiedlicher Substrate - Teil I: Substrate, Energieerzeugung, Erlöse, Anlagenkennzahlen und spezifische Anschaffungskosten (KEYMER, LFL-ILB)

Installierte elektrische Leistung		kW _{el}		35	65	54	75	75	75	75	75	
Substrate	Trockenmasse 33,0% 65,0% 8,0%	Mais (Ganzpflanze) *	t/Jahr	516	--	774	409	1.032	961	964	--	
		Corn-Cob-Mix (CCM)	t/Jahr	--	516	--	365	--	71	--	--	
		Rindergülle	t/Jahr	2.200	2.200	3.300	3.300	4.400	4.400	4.400	5.500	13.137
		Gülleanteil nach § 27b EEG2012	%	81%	81%	81%	81%	81%	81%	81%	85%	100%
Gasertrag		Nm³	158.662	293.472	237.993	333.282	317.324	335.859	330.195	319.481		
Bruttoenergieerzeugung		Heizwert Substrat	kWh/m ³	5,30	5,25	5,30	5,27	5,30	5,30	5,32	5,50	
Erzeugte elektrische Energie		Vollbenutzung 8.200 Std/Jahr	kWh/Jahr	841.093	1.542.106	1.261.640	1.757.143	1.682.187	1.778.570	1.757.142	1.757.145	
BHKW		abzüglich Transformationsverluste	1,0%	252.328	508.895	416.341	615.000	588.765	622.500	615.000	615.001	
				30%	33%	33%	35%	35%	35%	35%	35%	
				2.523	5.089	4.163	6.150	5.888	6.225	6.150	6.150	
Eingespeiste elektrische Energie			kWh/Jahr	249.805	503.806	412.178	608.850	582.877	616.275	608.850	608.851	
Einnahmen-Stromverkauf	Inbetriebnahme: 2012		Ct/kWh _{el}	25,00	25,00	25,00	25,00	25,00	25,00	25,00	25,00	
Wärmeverkauf			kWh	15.942	51.274	36.129	59.371	55.474	60.486	59.371	59.372	
Wärmeerlös abz. -kosten	2,00 Ct/kWh _{therm}		€/Jahr	319	1.025	723	1.187	1.109	1.210	1.187	1.187	
Wärmenutzung			kWh	32.000	32.000	32.000	32.000	32.000	32.000	32.000	32.000	
Wärmeerlös abz. -kosten	6,00 Ct/kWh _{therm}		€/Jahr	1.920	1.920	1.920	1.920	1.920	1.920	1.920	1.920	
Summe Erlöse			€/Jahr	64.690	128.897	105.687	155.320	148.749	157.198	155.320	155.320	
Anlagen-Kennzahlen												
		Raumbelastung	kg oTM/(m ³ ·d)	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	
		notw. Fermenternutzvolumen	m ³	414	643	622	783	829	860	896	1.152	
		Verweilzeit	Tag	56	86	56	70	56	58	51	32	
		Zusätzlicher gasdichter Behälter wegen installierter Leistung	m ³	648	406	972	795	1.296	1.261	1.643	--	
			kW _{el}	35	65	54	75	75	75	75	75	
Spezifische Anschaffungskosten			€/kW _{el}	7.900	5.300	6.600	5.300	5.800	5.800	6.100	4.700	
Bau und Technik			€	195.047	235.945	256.793	281.492	318.992	318.992	341.492	236.492	
BHKW			€	81.453	108.555	99.607	116.008	116.008	116.008	116.008	116.008	
Anschaffungskosten			€	276.500	344.500	356.400	397.500	435.000	435.000	457.500	352.500	

Tab. 9: Beispielsrechnungen zur Rentabilität kleiner Hofbiogasanlagen bis 75kW installierte Leistung bei Einsatz unterschiedlicher Substrate - Teil 2: Jahreskosten, Substratkosten, Gewinnerwartung (KEYMER, LFL-ILB)

Installierte elektrische Leistung		kW _{el}		35	65	54	75	75	75	75		
Geschätzte Jahreskosten												
	Langlebige Güter	65,0%	21,0 Jahre	€ /Jahr	6.037	7.303	7.948	8.713	9.874	9.874	10.570	7.320
Abschreibungen	Technik	35,0%	7,0 Jahre	€ /Jahr	9.752	11.797	12.840	14.075	15.950	15.950	17.075	11.825
	BHKW		7,0 Jahre	€ /Jahr	11.636	15.508	14.230	16.573	16.573	16.573	16.573	16.573
Ø Zins(an)satz der Annuität		4,00%		€ /Jahr	6.556	8.169	8.450	9.425	10.313	10.313	10.846	8.359
Versicherung		0,60%		€ /Jahr	1.659	2.067	2.138	2.385	2.610	2.610	2.745	2.115
Sonstige Kosten (z.B.: Gutachten, BF, BG, ...)				€ /Jahr	3.500	3.500	3.500	3.500	3.500	3.500	3.500	3.500
Langlebige Güter				1,50 %	€ /Jahr	1.902	2.504	2.745	3.110	3.110	3.330	2.306
Instandhaltung	Technik	5,00 %		€ /Jahr	3.413	4.129	4.494	4.926	5.582	5.582	5.976	4.139
	BHKW	1,60 Ct/kWh _{el}		€ /Jahr	3.785	7.633	6.245	9.225	8.831	9.338	9.225	9.225
Anlagenbetreuung				Std./Jahr	475	506	495	517	517	517	517	517
	Lohnkosten/-ansatz	25,00 €/Std		€ /Jahr	11.876	12.660	12.373	12.921	12.921	12.921	12.921	12.921
Entnahme und Transport				Std./Jahr	60	60	90	90	120	120	112	0
	Lohnkosten/-ansatz	15,00 €/Std		€ /Jahr	903	903	1.355	1.355	1.806	1.806	1.687	0
elektrische Prozessenergie	Anteil	8,0%		kWh/Jahr	20.186	40.712	33.307	49.200	47.101	49.800	49.200	49.200
	Zukaufspreis	18,00 Ct/kWh		€ /Jahr	3.634	7.328	5.995	8.856	8.478	8.964	8.856	8.856
Gesamtsumme Jahreskosten Biogasanlage				€ /Jahr	64.654	83.298	82.071	94.697	99.549	100.540	103.303	87.138
Substratkosten frei Feststoffeintrag				€ /Jahr	20.642	--	30.963	16.372	41.284	38.446	38.559	--
	Maissilage	40 €/t FM		€ /Jahr	--	56.765	--	40.124	--	7.805	--	--
	CCM	110 €/t FM		€ /Jahr	--	--	--	--	--	--	--	--
	Rindergülle	0 €/t FM		€ /Jahr	--	--	--	--	--	--	--	--
Substratkosten				€ /Jahr	20.642	56.765	30.963	56.496	41.284	46.251	38.559	0
Gewinnerwartung (ohne Lohnkosten/-ansatz)				€ /Jahr	-7.826	2.397	6.380	18.402	22.644	25.135	28.065	81.103
(Unternehmer-) Gewinnerwartung				€ /Jahr	-20.605	-11.166	-7.347	4.126	7.917	10.408	13.457	68.182

6 Wärmebedarf und Wärmebereitstellung kleiner Hofbiogasanlagen

Aufgrund der oftmals fehlenden Wärmekonzepte bestehender Biogasanlagen, wurde im EEG 2012 die Grund- und Einsatzstoffvergütung an eine sinnvolle Mindestwärmenutzung von 60 % gekoppelt. Obwohl diese Auflage für kleine Gülleanlage nicht zutrifft, spielt das Thema Wärme hinsichtlich Wirtschaftlichkeit und Prozessstabilität eine entscheidende Rolle bei der Investitionsplanung.

Der Wärmebedarf, um das frisch zugeführte Substrat aufzuheizen und die Temperatur im Fermenter konstant zu halten, ist insbesondere bei reinen Gülleanlagen, zudem wenn Güllen mit niedrigen TS-Gehalten, wie z.B. Schweinegülle eingesetzt werden, nicht zu unterschätzen und benötigt einen hohen Anteil der vom BHKW erzeugten Abwärme. Gerade im Winter hat der Fermenter auf Grund von Wärmeverlusten und zum Aufheizen von Gülle, Mist und anderen Substraten einen größeren Wärmebedarf, so dass für eine externe Wärmenutzung (z.B. Wohnhausheizung) weniger Wärme zur Verfügung steht.

Wärmeverluste der Fermenter können durch den Einsatz geeigneter Dämmung vermindert werden. Die geringsten Wärmeverluste treten bei in das Erdreich eingebauten Fermentern mit isolierter Betondecke auf. Große Wärmeverluste hingegen und damit großen Wärmebedarf haben Fermenter, die mit einem Foliengasspeicher abgedeckt sind.

Anhand vereinfachter Wärmebedarfsberechnungen für verschiedene Fermenterausführungen kann eine Abschätzung der Wärmebilanz von Biogasanlagen erfolgen. Tabelle 10 zeigt für eine 75-kW-Biogasanlage den notwendigen Wärmebedarf, um beispielhaft eine Substratanwärmung um 34 bzw. 36 °C in den Wintermonaten Dezember und Januar sowie den Wärmeverlustausgleich des Fermenters zu bewerkstelligen.

Tab. 10: Maximaler Wärmeenergiebedarf und Wärmebilanz einer 75 kW-Biogasanlage nach „80/20-Regelung“; Fermenter mit Betondecke und Isolierung – vereinfachte Berechnung

Fermenter mit Betondecke und Isolierung		Dezember	Januar
Außentemperatur	°C	-10	-12
Substrattemperatur	°C	6	4
Anwärmung um	°C	34	36
Nettowärmebedarf Substratanwärmung	kWh/Tag	730	773
Nettowärmebedarf Wärmeverlustausgleich	kWh/Tag	249	256
Bruttowärmebedarf Biogasanlage	kWh/Tag	1225	1287
Wärmebilanz			
Gesamtenergiebedarf Wärme	kWh/Tag	1225	1287
Vorhandene Wärme (siehe Ertrag)	kWh/Tag	2033	2033
Differenz	kWh/Tag	809	747

Anlagenkonfiguration:

Fermentergröße:	1.050 m ³ Nutzvolumen
Substratinput:	18,5 t/Tag (14,8 m ³ Rindergülle, 3,7 t Maissilage)
Fermentertemperatur	40 °C
Wirkungsgrad Wärmeverteilung:	80 %
BHKW:	75 kW _{el} ; 90 kW _{th}
U-Wert (Decke, Boden, Mantelfläche):	0,33 W/(m ² *K)

Aus der Wärmebilanz ergibt sich, dass bei der angegebenen Anlagenkonfiguration einem Gesamt-Wärmebedarf von 1.225 bzw. 1.287 kWh/Tag eine Wärmebereitstellung durch das BHKW von 2.033 kWh/Tag gegenübersteht und somit zwischen 747 und 809 kWh/Tag für eine externe Wärmenverwertung z.B. zur Wohnhausheizung an diesen kalten Wintertagen zur Verfügung steht.

Im Vergleich dazu ist in Tabelle 11 der Wärmeenergiebedarf und die Wärmebilanz bei gleicher Anlagenkonfiguration jedoch mit einem Fermenter mit Foliengasspeicher statt isolierter Betondecke angegeben. In diesem Fall ist festzustellen, dass der Wärmebedarf für den Wärmeverlustausgleich und die Anwärmung des Substrates unter den angegebenen Bedingungen durch die Bereitstellung der BHKW-Abwärme nicht gedeckt werden kann.

Tab. 11: Maximaler Wärmeenergiebedarf und Wärmebilanz einer 75 kW-Biogasanlage nach „80/20-Regelung“; Fermenter mit Foliengasspeicher – vereinfachte Berechnung

Max. Wärmeenergiebedarf im Winter - vereinfachte Berechnung			
		Dezember	Januar
Außentemperatur	°C	-10	-12
Substrattemperatur	°C	6	4
Anwärmung um	°C	34	36
Nettowärmebedarf Substratanwärmung	kWh/Tag	730	773
Nettowärmebedarf Wärmeverlustausgleich	kWh/Tag	1010	1047
Bruttowärmebedarf Biogasanlage	kWh/Tag	2175	2275
Wärmebilanz			
Gesamtenergiebedarf Wärme	kWh/Tag	2175	2275
Vorhandene Wärme (siehe Ertrag)	kWh/Tag	2033	2033
Differenz	kWh/Tag	-142	-242

U-Wert (Boden, Mantelfläche): 0,33 W/(m²*K)

U-Wert (Deckenfläche): 3,5 W/(m²*K)

Anlagenkonfiguration siehe Tabelle 10.

Bei kleinen Hofbiogasanlagen mit 75 kW, die ausschließlich mit Gülle betrieben werden, tritt dieser Effekt der negativen Wärmebilanz noch eher verstärkt auf, so dass in diesem Fall noch höherer Wärmebedarf besteht, um unter den angenommenen Bedingungen im Winter die Fermentertemperatur zu halten (Tabelle 12).

Tab. 12: Maximaler Wärmeenergiebedarf und Wärmebilanz einer 75 kW-Biogasanlage bei 100 %-Güllevergärung; Fermenter mit Betondecke und Isolierung – vereinfachte Berechnung

Fermenter mit Betondecke und Isolierung		Dezember	Januar
Außentemperatur	°C	-10	-12
Substrattemperatur	°C	6	4
Anwärmung um	°C	34	36
Nettowärmebedarf Substratanwärmung	kWh/Tag	1833	1941
Nettowärmebedarf Wärmeverlustausgleich	kWh/Tag	357	366
Bruttowärmebedarf Biogasanlage	kWh/Tag	2738	2884
Wärmebilanz			
Gesamtenergiebedarf Wärme	kWh/Tag	2738	2884
Vorhandene Wärme (siehe Ertrag)	kWh/Tag	2021	2021
Differenz	kWh/Tag	-717	-863

Anlagenkonfiguration:

Fermentergröße:	1.578 m ³ Nutzvolumen
Substratinput:	46,5 m ³ /Tag Milchviehgülle
Fermentertemperatur	40 °C
Wirkungsgrad Wärmeverteilung:	80 %
BHKW:	75 kW _{el} ; 90 kW _{th}
U-Wert (Decke, Boden, Mantelfläche):	0,33 W/(m ² *K)

Aus diesen Ergebnissen ist abzuleiten, dass reine Gülleanlagen wärmetechnisch kritisch zu sehen sind und bei konventionellen Fermenter-Bauformen mit guter Wärmedämmung und Betondecke unter extremen Bedingungen im Winter kein Wärmeüberschuss erzielt wird. Insbesondere bei Verwendung von Schweinegülle können hier zusätzliche Maßnahmen, wie eine Wärmerückgewinnung aus dem Gärrest oder ein Abgaswärmetauscher am BHKW sinnvoll sein.

Bei Hofbiogasanlagen, die nach der „80/20-Regelung“ Gülle und Nawaros vergären, wird nur bei einer Fermenterausführung mit guter Wärmedämmung und Betondecke eine positive Wärmebilanz erzielt. Dieser Wärmeüberschuss ist abhängig von der Bauausführung des Fermenters, dem Standort und der angestrebten Gärtemperatur. Kleinere Fermenter und kompakte Bauformen können sich hier vorteilhaft auswirken.

7 Literaturverzeichnis

- [1] EEG (2012): Erneuerbare-Energien-Gesetz – Vorrang erneuerbarer Energien in der seit 1. Januar 2012 geltenden Fassung
- [2] KEYMER, U. (2012): Persönliche Mitteilungen. LfL, Institut für ländliche Strukturentwicklung, Betriebswirtschaft und Agrarinformatik
- [3] WENDLAND, M., M. DIEPOLDER UND P. CAPRIEL (2011): Leitfaden für die Düngung von Acker- und Grünland – gelbes Heft. LfL-Information, 9. Auflage, Freising

Photovoltaik- und Windkraftanlagen in der bayerischen Land(wirt)schaft – Wo geht die Reise hin?

Johannes Graf und Ulrich Keymer

Bayerische Landesanstalt für Landwirtschaft, Institut für Ländliche Strukturentwicklung, Betriebswirtschaft und Agrarinformatik, Menzinger Straße 54, 80638 München

Zusammenfassung

PV-Module sind deutlich billiger, aber die Luft für Investitionen wird immer dünner. Grund dafür ist die EEG-Vergütung, die bis einschließlich Januar um jeweils 2,5 Prozent sinkt. Trotzdem lassen sich in süddeutschen Gunstlagen noch ansehnliche Kapitalrenditen erzielen.

Die ökonomischen Rahmenbedingungen für die Windenergie sind gut. Sie könnte in Bayern deutlich zulegen, wenn es gelingt, die Bevölkerung mit ins Boot zu holen. Die Wertschöpfung bleibt dann in der Region - das ist gut für die Bürger und die Gemeinden.

1 Einleitung

Im Mai 2011 hat die Staatsregierung als Reaktion auf die Atomkatastrophe in Fukushima das bayerische Energiekonzept „Energie innovativ“ [1] beschlossen. Darin ist der endgültige Ausstieg aus der Atomkraft bis zum Jahr 2022 festgelegt. Allerdings stammen noch ca. 50 % der bayerischen Stromproduktion aus Atomenergie [2]. Somit gilt es den Atomstromanteil der derzeitigen Stromproduktion zu ersetzen oder einzusparen. Dieses Ziel soll durch den sogenannten „Energiedreisprung“ gelingen, welcher die Vermeidung von Energieverbrauch, Steigerung der Energieeffizienz und den Ausbau der erneuerbaren Energien beinhaltet.

Derzeit tragen die erneuerbaren Energien ca. 25 % zur bayerischen Stromproduktion bei. Dieser Anteil soll bis 2021 auf ca. 50 % steigen [1]. Dem Ausbau der Photovoltaik (PV) und Windkraft soll eine gewichtige Rolle beim Erreichen dieser Vorgabe zukommen. Im Jahr 2010 stellte Photovoltaik 5,1 % und Windenergie 0,7 % der Nettostromerzeugung in Bayern [2]. Bis zum Jahr 2021 soll der PV-Anteil 16 % und der Windkraftanteil 6 % – 10 % des bayerischen Stromverbrauchs decken [1]. Unter anderem müssten dazu ca. 1.000 Windkraftanlagen in Bayern in den nächsten 10 Jahren entstehen.

2 Photovoltaik

Bayern ist auf Grund überdurchschnittlich günstiger solarer Strahlungsverhältnisse führend beim Einsatz von Photovoltaik. Im Jahr 2011 betrug die installierte Photovoltaikleistung 8.102 MW_p [3], was ca. 32 % der Gesamtphotovoltaikleistung in Deutschland entspricht.

Sinkende Modulpreise haben in den letzten Jahren eine überaus dynamische Entwicklung der Photovoltaik induziert – in Bayern hat sich die installierte Leistung in den letzten 5 Jahren in etwa verfünffacht – und den Gesetzgeber veranlasst, der Überförderung entgegen zu wirken.

In der jüngsten Novelle des EEG vom 29. Juni 2012 hat der Gesetzgeber drastische Einschnitte in das Vergütungssystem beschlossen und rückwirkend zum 1. April 2012 in Kraft gesetzt (Tab. 1). Danach erhalten Dachanlagen, die im April 2012 erstmals in Betrieb gegangen sind oder die Übergangsregelung² nicht nutzen konnten, je nach installierter Leistung zwischen 4,93 und 6,73 Cent pro Kilowattstunde [Ct/kWh] weniger als vorher. Von Mai bis Oktober sinken die Vergütungen für Neuanlagen jeweils zum Monatsersten um ein Prozent gegenüber dem jeweiligen Vormonat. Danach richtet sich die Höhe der weiteren monatlichen Absenkungen nach dem Zubau neuer PV-Leistung. Die entsprechenden Daten veröffentlicht die Bundesnetzagentur. Nach den bisher bekannten Meldedaten, erhöht sich die Absenkung der Vergütung für die Monate November, Dezember und Januar auf 1,8 % pro Monat. Ab 2014 wird zusätzlich die vergütungsfähige Strommenge von Anlagen über 10 bis 1.000 kW auf 90 % des erzeugten Stroms begrenzt. Für die Restmenge, soweit sie nicht selbst verbraucht oder direkt vermarktet wird, verringert sich dann die Vergütung auf den Mittelwert des Marktwerts für Strom aus solarer Strahlungsenergie. Die bisherige Eigenverbrauchregelung einschließlich der Vergütung entfällt. Außerdem wurde die Definition für die Vergütung von Dachflächenanlagen enger gefasst. PV-Anlagen im Außenbereich erhalten die höhere Dachflächenvergütung nur noch, wenn die Anlage auf Wohn- oder Stallgebäuden, im Zusammenhang mit einer neuen landwirtschaftlichen Hofstelle oder auf bestehenden Gebäuden installiert wird.

Tab. 1: Vergütungen für Strom aus solarer Strahlungsenergie (nach EEG 2012)1)

bis einschließlich einer Leistung von	Ab 01.01.2012 [Ct/kWh]	Ab 01.04.2012 [Ct/kWh]	Absenkung um 1,0 % pro Monat	Bis 01.10.2012 [Ct/kWh]	Absenkung um 2,5 % pro Monat ²⁾	Ab 01.11.2012 ²⁾ [Ct/kWh]
10 kW	24,43	19,50		18,36		17,90
40 kW	24,43	18,50		17,42		16,98
100 kW	23,23	16,50		15,53		15,15
1.000 kW	21,98					

¹⁾ Anlagen mit einer installierten Leistung über 1.000 kW sind in dieser Zusammenstellung nicht berücksichtigt.

²⁾ Überschreitung des Zubaukorridors um mehr als 3.000 → Absenkung der Vergütung für die Monate November, Dezember und Januar um jeweils 2,5 % pro Monat

Wie viel eine Photovoltaikdachanlage – schlüsselfertig installiert – unter den neuen Vergütungsbedingungen kosten darf, hängt im Wesentlichen von zwei Faktoren ab: Dem Stromertrag und den eigenen Renditeansprüchen.

² Für Dachanlagen, die nachweislich vor dem 24. Februar 2012 ein Netzanschlussbegehren beim Netzbetreiber gestellt haben, gelten die alten Vergütungssätze, wenn die Anlagen bis zum 30. Juni 2012 in Betrieb genommen werden.

Der **Stromertrag** und damit der Erlös wird durch das Strahlungsangebot der Sonne (Standort), die Ausrichtung der Module zur Sonne und die Systemverluste bestimmt. Zu keiner Tages- und Jahreszeit dürfen Bäume, benachbarte Gebäude, Schornsteine oder Antennen Schatten auf die Module werfen. Bei geringen Dachneigungen besteht die Gefahr, dass Schmutz oder im Winter Schnee auf den Modulen verbleibt und die Stromerzeugung behindert. Eine schlechte Hinterlüftung senkt den Modulwirkungsgrad erheblich. Daneben vermindern Systemverluste den Stromertrag. Auch gute Wechselrichter können den Gleichstrom nicht verlustfrei in Wechselstrom umwandeln. Insgesamt muss mit Systemverlusten von mindestens 15 Prozent, bezogen auf den angegebenen Modulwirkungsgrad gerechnet werden. Um den unterschiedlichen Bedingungen Rechnung zu tragen, sind in der Modellrechnung Stromerträge in Höhe von durchschnittlich 900 und 1.100 kWh pro Jahr und $\text{kW}_{\text{p(eak)}}$ installierte Leistung angenommen. Höhere Erträge sind an sehr günstigen Standorten möglich. Dass sie allerdings im Durchschnitt über die gesamte Laufzeit der Anlage zu erreichen sind, ist eher unwahrscheinlich.

Die den **Aufwand** bestimmenden Parameter sind prinzipiell standortunabhängig. Photovoltaikanlagen (ohne Wechselrichter) sollten auf die Dauer der gesetzlich garantierten Einspeisevergütung (20 Jahre) abgeschrieben werden. Module und Trägerkonstruktion erreichen diese Mindestlebensdauer auf jeden Fall – so zumindest die Meinung der Hersteller bzw. Anbieter. Selten wird die Produktgarantie jedoch deutlich über die gesetzlich vorgeschriebenen 2 Jahre hinaus verlängert. Die Lebensdauer von Wechselrichtern ist in der Regel kürzer als die der PV-Module. In einer Kalkulation kann optimistisch von ca. 10 Jahren (halbe Lebensdauer der PV-Module) ausgegangen werden. Die Anschaffungskosten der Wechselrichter sind mit rund 15 Prozent der Gesamtinvestition relativ hoch angesetzt. In diesen Betrag soll eine Verlängerung der Garantie bzw. ein Austausch bereits eingepreist sein. Die Versicherungen (Allgefahrenversicherung, einschließlich Ertragsausfallversicherung und Betreiberhaftpflichtversicherung) sind im Beispiel mit 10 €kW_p installierter Leistung angesetzt. Die sonstigen Betriebskosten betragen 1,5 % der Anschaffungskosten. Aus diesem Betrag sollten sich Zählermiete, kleinere Instandhaltungsmaßnahmen sowie Buchführungs- und Steuerberatungskosten abdecken lassen. Zusätzliche Lohnkosten für Überwachung und Wartung sind nicht angesetzt.

Durch Umformung der einfachen Formel zur Berechnung der Gesamtkapitalrendite (Gewinn plus Zinsansatz geteilt durch die halben Anschaffungskosten), lassen sich die spezifischen Anschaffungskosten einer schlüsselfertigen Photovoltaikanlage (einschließlich Netzanschluss bzw. Netzverstärkung!) bei einer gewünschten Rendite näherungsweise bestimmen.

Die Ergebnisse – **Inbetriebnahme Oktober 2012** – sind in Abbildung 1 zusammengefasst. Für 6 % Kapitalrendite dürften Kleinanlagen je nach Stromertrag zwischen 1.500 und 1.900 €kW_p ohne Umsatzsteuer kosten. Ab einer installierten Leistung von mehr als 10 kW_p vermindert sich mit zunehmender Anlagenleistung die spezifische Vergütung. Die Anschaffungskosten müssen demnach mit zunehmender Anlagenleistung bei einem gleichbleibenden Renditeanspruch sinken. Da Anlagen zwischen 10 kW und 1.000 kW nur noch für 90 % der gesamten erzeugten Strommenge pro Jahr eine EEG-Vergütung erhalten, kommt es zu einer abrupten Abnahme der tragbaren Anschaffungskosten. Zwar gilt die Regelung erst ab dem 1. Januar 2014, aber aus Vereinfachungsgründen ist sie bereits eingerechnet. Für den nicht nach EEG vergütungsfähigen Strom ist ein durchschnittlicher Börsenpreis von 4,5 Ct/kWh angesetzt. Ein Substitutionswert für den Eigenverbrauch, der

insbesondere bei Kleinanlagen zu besseren Ergebnissen führen kann, ist nicht berücksichtigt.

Um eine dem Investitionsrisiko eher angemessene Kapitalrendite zu erzielen, sind ca. 10 % anzusetzen. Die tragbaren Anschaffungskosten einer kleinen Dachanlage liegen dann an schlechteren Standorten in einer Größenordnung von 1.270 €/kW_p. An sehr guten Standorten könnten ca. 1.570 €/kW_p investiert werden. Große Dachanlagen müssen je nach Standort bis zu 330 €/kW_p günstiger sein. Soll eine Anlage erst **im Dezember** an das Netz gehen, lassen sich die gleichen Renditen nur dann erzielen, wenn die Anschaffungskosten nochmals um fünf Prozent günstiger sind (siehe Abbildung 2).

Insgesamt bleibt festzuhalten: Auch wenn der Abwärtstrend der Modulpreise ungebrochen ist – die Spotmarktpreise für kristalline Module sind seit Jahresbeginn um rund 20 % gesunken –, wird die Luft für Investitionen zunehmend dünner. Eine PV-Anlage besteht nicht nur aus Modulen. Noch lassen sich mit größeren PV-Anlagen in süddeutschen Gunstlagen ansehnliche Kapitalrenditen erzielen (siehe Abbildung 2). Die Anhebung der EEG-Umlage wird die Nachfrage nach (batteriegepufferten) Kleinanlagen beflügeln, die dann eventuell auch ohne Inanspruchnahme einer EEG-Vergütung betrieben werden. Ökonomische Überlegungen stehen bei diesen Anlagen häufig nicht an erster Stelle.

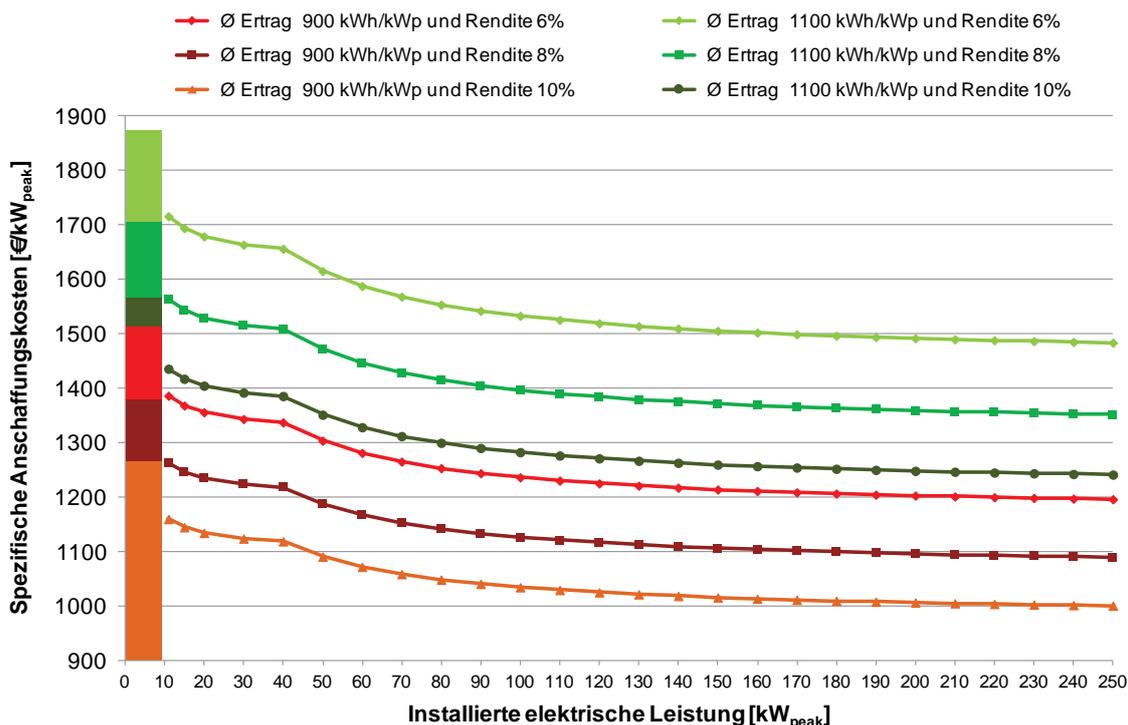


Abb. 1: Spez. Anschaffungskosten einer PV-Dachanlage bei unterschiedlichen Stromerträgen und Renditeansprüchen (Anlagen über 10 kW_p: Vergütung für 90 % des erzeugten Stroms); Börsenpreis für den Reststrom 4,50 Ct/kWh)
– Inbetriebnahme Oktober 2012 –

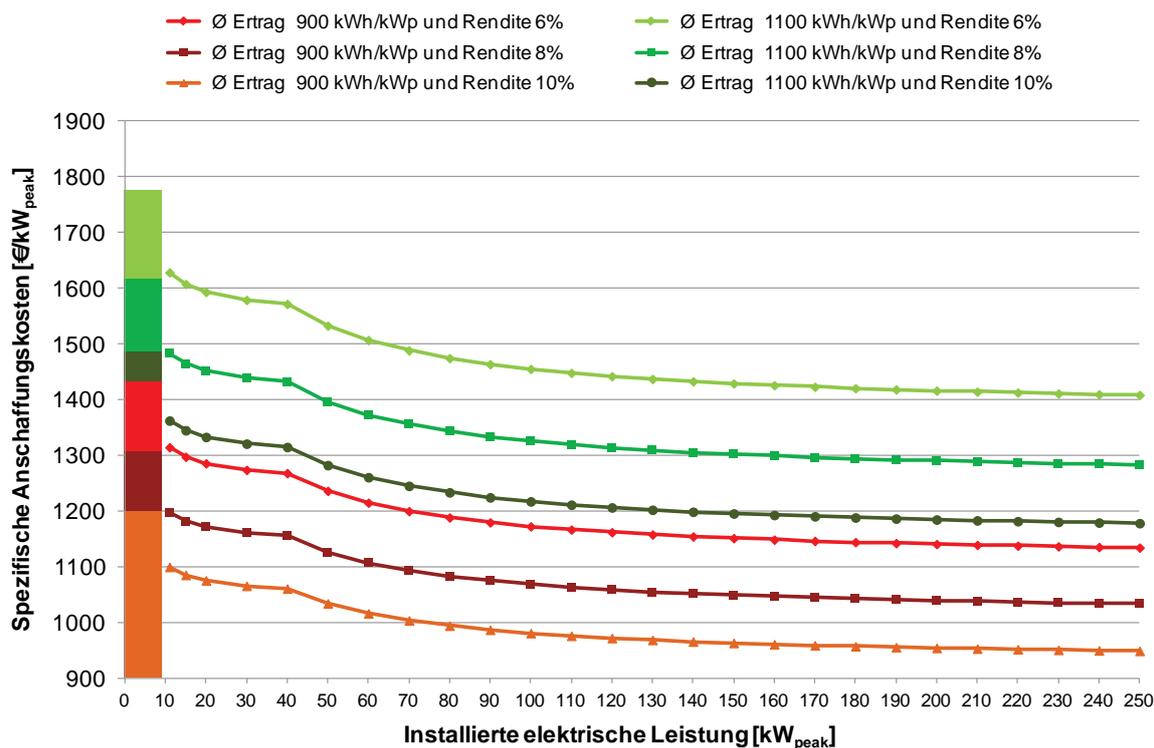


Abb. 2: Spez. Anschaffungskosten einer PV-Dachanlage bei unterschiedlichen Stromerträgen und Renditeansprüchen (Anlagen über 10 kW_p: Vergütung für 90 % des erzeugten Stroms); Börsenpreis für den Reststrom 4,50 Ct/kWh) – Inbetriebnahme Dezember 2012 –

3 Windkraft

Die Windkraft hat in Bayern bisher nur eine relativ geringe Bedeutung. Windhöfliche Standorte sind im Vergleich zu norddeutschen Bundesländern eher selten. Allerdings stehen heute Anlagen mit 130 bis 150 m Nabenhöhe zur Verfügung, die auch in tendenziell windschwächeren Regionen eine ausreichende Windernte erwarten lassen. Abbildung 3 zeigt die Windverhältnisse in Bayern in 140 m Höhe [5]. Windstarke Standorte befinden sich vor allem im Fichtelgebirge, im Frankenwald, im Bayerischen Wald sowie im Staubereich der Alpen. Die Windkraft wäre also in der Lage auch in Bayern einen erheblichen Beitrag zur Stromerzeugung zu leisten. Die Karte berücksichtigt allerdings die Kapazitäten der Stromleitungen nicht, die für den Ausbau in manchen Regionen der begrenzende Faktor sein können.

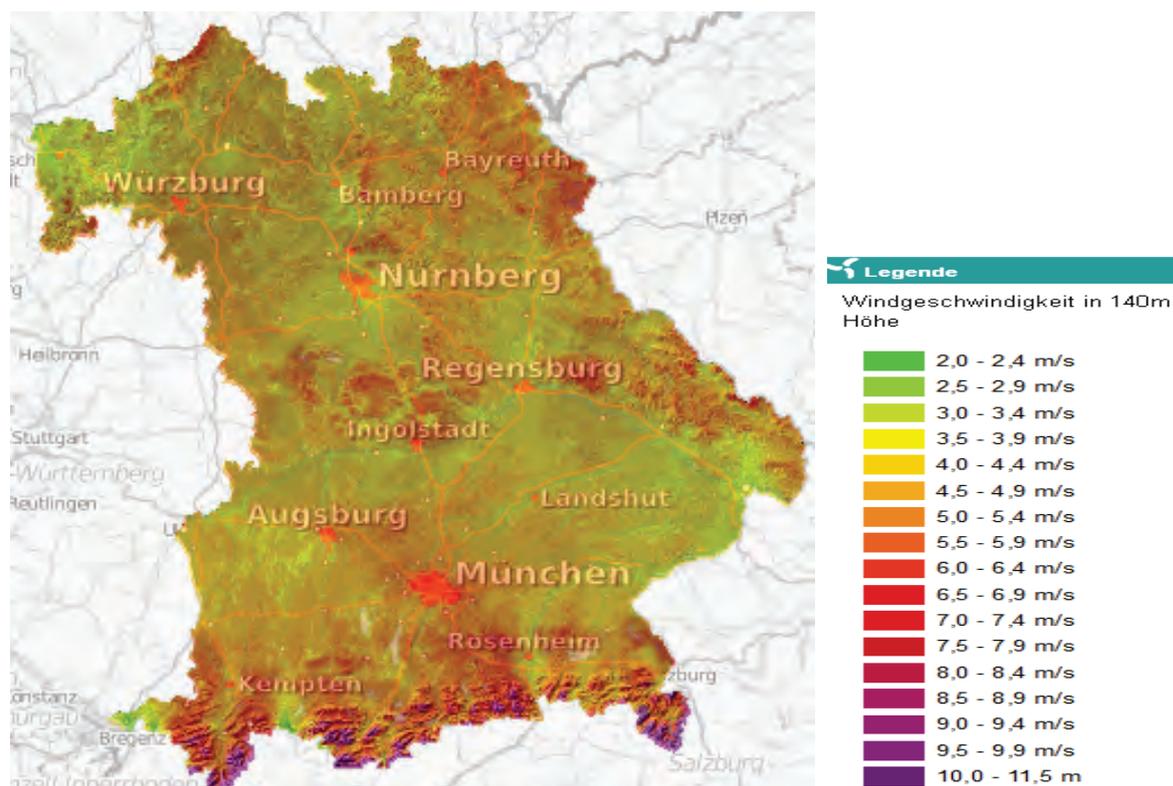


Abb. 3: Windgeschwindigkeiten in Bayern in 140 Meter Höhe [5]

Bis Mitte des Jahres 2012 waren in Bayern 518 Windenergieanlagen (WEA) mit einer installierten Gesamtleistung von 776,4 MW in Betrieb. Das ergibt eine durchschnittliche Leistung von 1,5 MW pro Anlage. Beim Zubau liegt Bayern in diesem Jahr bisher auf dem 6. Platz im bundesweiten Vergleich [3]. Die 39 WEA, die bis 30. Juni neu errichtet wurden, haben mit durchschnittlich 2,4 MW eine deutlich höhere Leistung als die Bestandsanlagen. Die Ausbauziele im Energiekonzept belaufen sich auf mindestens 1.000 Neuanlagen in den nächsten 10 Jahren. Deshalb soll ein Umfeld geschaffen werden, dass die Investition in Windenergie fördert und erleichtert. WEA können privilegiert im Außenbereich errichtet werden, wenn keine öffentlichen Belange entgegenstehen und die Erschließung ausreichend gesichert ist. Diese Privilegierung kann allerdings durch Flächennutzungspläne auf bestimmte Bereiche des Gemeindegebiets beschränkt werden. Steuerungsmöglichkeiten bestehen auch über die Ausweisung von Vorrang- und Vorbehaltsgebieten in Rahmen der Regionalplanung. Eine Planung mit dem Ziel, den Bau von Windenergieanlagen zu verhindern, ist unzulässig.

Das EEG setzt für Windenergie zwei Vergütungskategorien fest. Für Neuanlagen, die 2012 in Betrieb gehen, beträgt die Grundvergütung 4,87 Ct/kWh. Die Anfangsvergütung beträgt 8,93 Ct/kWh. Ab 2013 sinken diese Vergütungen für Neuanlagen um 1,5 % pro Jahr. In den ersten fünf Betriebsjahren erhält die WEA die Anfangsvergütung. Danach ist die Höhe der Vergütung abhängig vom jeweiligen Jahresenergieertrag der WEA. Dieser Ertrag wird mit einem sogenannten Referenzertrag verglichen. Ist der Ertrag der WEA kleiner als 150 Prozent des Referenzertrags, so verlängert sich die Dauer der Anfangsvergütung um jeweils zwei Monate für jede 0,75 %, die der tatsächliche Ertrag unter dem Referenzwert liegt. Der Referenzertrag wird anhand der Leistungskennlinie der WEA und der Windverhältnisse eines einheitlichen, fiktiven Standortes berechnet. Liegt der tatsäch-

liche Stromertrag z.B. unter 82,5 % des Referenzwerts, erhält die Anlage die erhöhte Anfangsvergütung für die gesamten 20 Jahre. Beträgt der Ertrag 100 % des Referenzertrags, erhält die Anlage für etwas mehr als 16 Jahre die erhöhte Anfangsvergütung. Hinzu kommt für Anlagen, die vor dem 01. Januar 2015 in Betrieb genommen worden sind, ein Systemdienstleistungs-Bonus (SDL) in Höhe von 0,48 Ct/kWh, der zusätzlich zur Anfangsvergütung bezahlt wird. In den Berechnungen ist dieser SDL-Bonus berücksichtigt.

Am Beispiel zweier typischer WEA mit 2,3 MW bzw. 3,0 MW installierter Leistung werden im Folgenden die maximalen Investitionskosten für eine Windkraftanlage bei unterschiedlichen Renditeansprüchen diskutiert.

Der Windertrag ist im Wesentlichen von den Windgeschwindigkeiten am Standort abhängig. Eine Verdopplung der Windgeschwindigkeit führt zu einer Verachtfachung des Windertrags. Deshalb können bereits kleine Unterschiede der Windstärke zu großen Unterschieden im Ertrag führen. Des Weiteren hat der Leistungsbeiwert (Erntegrad der Anlage) einen Einfluss auf den Ertrag. Der Leistungsbeiwert kann bei unterschiedlichen Windgeschwindigkeiten stark abweichen. Anlagen erreichen einen Leistungsbeiwert von ca. 30 % bei Windgeschwindigkeiten um 3 m/s und ca. 47 % bei einer Windgeschwindigkeit von rund 6 m/s. Die Nennleistung der Anlage ist bei ca. 12 - 13 m/s erreicht, so dass auch bei steigender Geschwindigkeit die Stromproduktion nicht mehr zunimmt. Aus diesem Grund ist die Verteilung der Windgeschwindigkeiten und nicht die Windgeschwindigkeit im Jahresdurchschnitt ausschlaggebend für den Ertrag einer WEA. Zur Berechnung der Verteilung der Windgeschwindigkeiten wurde die sogenannte Weibull-Verteilung mit einem k-Faktor von 2 angenommen.

Die Betriebskosten sind anlagenspezifisch. Pachtzahlungen für die Standflächen der Anlage sind häufig vom Ertrag bzw. vom Umsatz abhängig; d. h. an windhöffigen Standorten ist die Pacht in der Regel höher. Oft liegt die Pacht zwischen 2 % und 5 % des Umsatzes. Auch Modelle mit festen und variablen Pachtanteilen kommen vor. Betriebsführungskosten können auch umsatzabhängig sein und liegen häufig bei ca. 4 % des Umsatzes. Darüber hinaus sind Wartungskosten anlagenabhängig. In der Regel bieten Anlagenhersteller Vollwartungsverträge an, die einen festen Betrag pro kWh erzeugten Strom beinhalten.

Auf dem Markt werden sowohl getriebelose WEA als auch solche mit Getriebe angeboten. In der Regel sind die Betriebskosten getriebeloser WEA im Vergleich zu Anlagen mit Getriebe etwas niedriger, die Anschaffungskosten dafür aber höher. Weitere Betriebskosten, wie z. B. die Versicherung, Rücklagenbildung, Strombezug und Erstellung des Jahresabschlusses, sind unabhängig von dem erzielten Ertrag der WEA. Tabelle 2 zeigt exemplarisch die Betriebskosten für die zwei gewählten Anlagentypen.

Tab. 2: Betriebskosten von Windenergieanlagen [6],[7]

Anlagenleistung	2,3 MW	3,0 MW
Pacht v. Umsatz	3 %	3 %
Vollwartung Cent/kWh	1,2	1,2
Betriebsführung der Anlage	4 %	4 %
Für Rückbau (Rücklagen)	5.000 €	6.000 €
Versicherung	5.000 €	6.000 €
Strombezug	3.000 €	3.500 €
Jahresabschluss	4.000 €	5.000 €
Weiteres	4.000 €	5.000 €
Kostensteigerung pro Jahr (Ausnahme Pacht)	2 %	

Zur Berechnung der maximalen Investitionskosten wurde eine Überschussrechnung über 20 Jahre erstellt. Die Beträge wurden mit der gewünschten Rendite abgezinst und der Nettobarwert gleich Null gesetzt. Die Ergebnisse sind in Abbildung 4 (2,3 MW WEA) und in Abbildung 5 (3,0 MW WEA) dargestellt. Geht man von spezifischen Anschaffungskosten in Höhe von 1.250 €/kW bis 1.500 €/kW aus, muss die durchschnittliche Windgeschwindigkeit mindestens 5,5 m/s betragen, um eine Kapitalrendite von 6 % zu erreichen. Eine angemessene Gesamtkapitalrendite von 10 % ist unter sonst gleichen Annahmen erst ab einer durchschnittlichen Windgeschwindigkeit von 6 m/s erzielbar. Wären die spezifischen Anschaffungskosten um rund 350 €/kW niedriger, ist die gleiche Kapitalrendite schon bei einer durchschnittlichen Windgeschwindigkeit von 5,5 m/s möglich. Ab einer Windgeschwindigkeit von ca. 8 m/s (eine für bayerische Verhältnisse eher unrealistische Annahme), müssen bei gleichem Renditeanspruch die Anlagen billiger werden. Dies liegt darin begründet, dass auf Grund des hohen Stromertrags der Zeitraum, in dem die erhöhte Anfangsvergütung gezahlt wird, relativ kurz ist.

In Bayern werden Standorte mit ausreichender Windhöffigkeit eine durchschnittliche Windgeschwindigkeit von ca. 5,5 bis 6,5 m/s haben. Wer mit einer Kapitalrendite von 6 % zufrieden ist, kann ca. 1.250 €/kW bis 1.900 €/kW für eine 2,3 MW Anlage bzw. ca. 1.450 €/kW bis 2.100 €/kW für eine 3,0 MW Anlage investieren. Werden mindestens 10 % Rendite erwartet, reduzieren sich die Werte auf 950 €/kW bis 1.400 €/kW (2,3 MW WEA) und 1.100 €/kW bis 1.600 €/kW (3,0 MW WEA).

Abschließend kann gesagt werden, dass die ökonomischen Rahmenbedingungen im Bereich Windenergie durchaus positiv sind. Sofern es gelingt, die Bevölkerung zu überzeugen und mit ins Boot zu holen, erscheint das ambitionierte Ausbauziel, in 10 Jahren 1.000 WEA zu etablieren, durchaus erreichbar zu sein. Derzeit fließen 70 % der Gewerbesteuer an die Gemeinde, in welcher die Windenergieanlage steht. Damit bleibt ein Teil der Wertschöpfung in der Region. Gelingt es die Bürger für Beteiligungen an Bürgerwindrädern zu gewinnen, ließe sich dieser Anteil nochmals deutlich erhöhen. Dieses Vorgehen hat sich in Nordfriesland bewährt und kann als Beispiel für Bayern gelten.

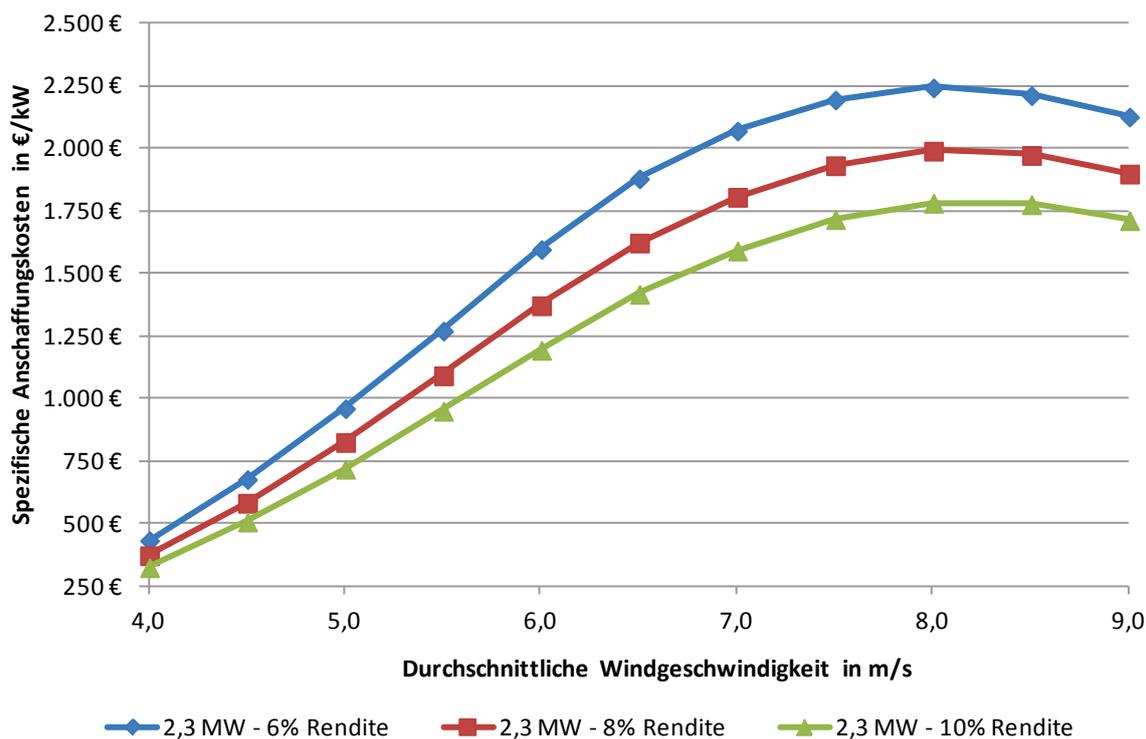


Abb. 4: Spezifische Anschaffungskosten einer 2,3 MW WEA bei unterschiedlichen durchschnittlichen Windgeschwindigkeiten und Renditeerwartungen

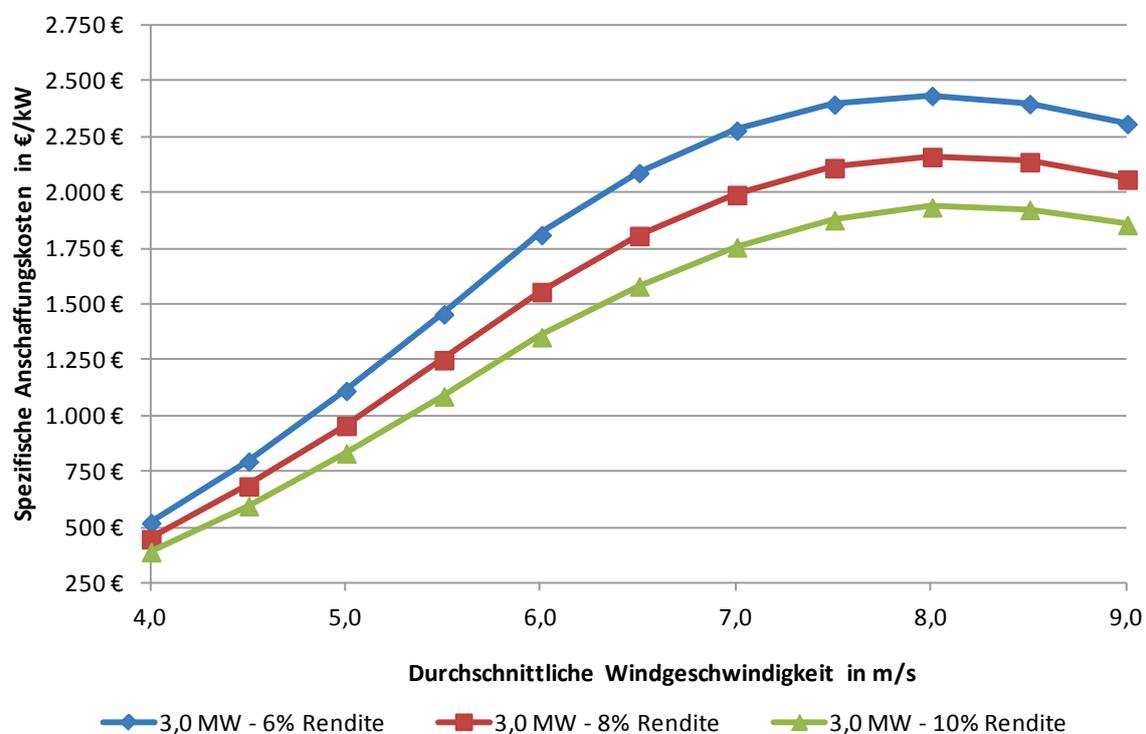


Abb. 5: Spezifische Anschaffungskosten einer 3,0 MW WEA bei unterschiedlichen durchschnittlichen Windgeschwindigkeiten und Renditeerwartungen

4 Literatur

- [1] BAYERISCHES STAATSMINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT, INFRASTRUKTUR, VERKEHR UND TECHNOLOGIE (HRSG.): Bayerisches Energiekonzept Energie innovativ.
www.bayern.de/Anlage10344945/Bayerisches%20Energiekonzept%20%22Energie%20innovativ%22%20.pdf, Abrufdatum 21.09.2012
- [2] BAYERISCHES LANDESAMT FÜR STATISTIK UND DATENVERARBEITUNG: Stromerzeugung und -verbrauch. www.statistik.bayern.de/statistik/energie/, Abrufdatum 21.09.2012
- [3] AGENTUR FÜR ERNEUERBARE ENERGIEN E.V.: Förderal Erneuerbar.
www.foederal-erneuerbar.de/landesinfo/bundesland/BY/kategorie/solar/auswahl/183-installierte_leistun/#goto_183, Abrufdatum 21.09.2012
- [4] EEG (2012): Erneuerbare-Energien-Gesetz vom 25. Oktober 2008 (BGBl. I S. 2074), zuletzt geändert durch Artikel 1 des Gesetzes zur Änderung des Rechtsrahmens für Strom aus solarer Strahlungsenergie und zu weiteren Änderungen im Recht der erneuerbaren Energien vom 17. August 2012 (BGBl. I S. 1754)
- [5] BAYERISCHES STAATSMINISTERIUM FÜR UMWELT UND GESUNDHEIT (HRSG.): Energieatlas Bayern. www.energieatlas.bayern.de/, Abrufdatum 21.09.2012
- [6] WINDCOMM SCHLESWIG-HOLSTEIN: Leitfaden Bürgerwindpark – MehrWertschöpfung für die Region 3. Auflage.
www.windcomm.de/Downloads/Leitfaeden/Leitfaden-Buergerwindpark.pdf, Abrufdatum 21.9.2012
- [7] GOLD, J.: Wirtschaftliche Aspekte der Windenergie. Vortrag bei der C.A.R.M.E.N. Fachgesprächsreihe am 12.6.2012 in Straubing

Windenergie – Regionale Wertschöpfung durch Flächenmodell und Bürgerbeteiligung an einem Beispiel in Creußen (Landkreis Bayreuth)

Harald Mild

1. Bürgermeister der Stadt Creußen, Bahnhofstraße 11, 95473 Creußen

Kurzfassung

Im Gebiet der Gemarkung Neuhof (Stadt Creußen) begann im Jahr 2001 ein privater Projektentwickler mit den Planungen zur Errichtung eines Windparks mit 3 Windenergieanlagen mit einer Nabenhöhe von ca. 108 m und einem Rotordurchmesser von ca. 82 m.

Ausgangssituation

Die Stadt Creußen mit 4700 Einwohnern liegt im Regierungsbezirk Oberfranken im Landkreis Bayreuth ca. 12 km südlich der Stadt Bayreuth und umfasst 38 Ortsteile. Der geplante Windpark liegt in der Gemarkung Neuhof. Auf ca. 61 ha Fläche ist im Regionalplan Oberfranken-Ost ein Vorbehaltsgebiet ausgewiesen. Im Planungsbereich ist die Flurneuordnung Neuhof (Fläche 380 ha) anhängig. Im Verfahren war zu diesem Zeitpunkt die Wertermittlung für die landwirtschaftlichen Grundstücke bereits durchgeführt und ein Teil des Wegenetzes ausgebaut.

Die genauen Standorte für die Windkraftanlagen lagen zu Planungsbeginn noch nicht endgültig fest. Dies erwies sich im Nachhinein bei der weiteren Konzeption und bei den Verhandlungen mit den Grundstückseigentümern als Vorteil.

Sorgen und Befürchtungen

Nach Bekanntwerden der Planungen für den Windpark wurden Befürchtungen geweckt, dass die Grundeigentümer an den Einlageflächen festhalten wollen und damit nur eine unzureichende Flächenzusammenlegung im Flurneuordnungsverfahren erreicht werden kann. Ebenso entstand in der Dorfbevölkerung von Neuhof ein Spannungsfeld pro und kontra Windkraft.

Lösungsansätze

Von drei mit den Bürgern und dem Projektentwickler diskutierten Lösungsansätzen wurde letztendlich ein Flächenmodell gewählt, das folgende Rahmenbedingungen enthält:

- Abschluss privatrechtlicher Verträge zwischen den Grundstückseigentümern, der Stadt Creußen und dem Windkraftunternehmen.
- Die Stadt Creußen wird Standorteigentümer. Die erforderliche Bodenordnung erfolgt im laufenden Flurneuordnungsverfahren.
- Ein Mindestentgelt für die Anlagen wird an alle Grundstückseigentümer flächenanteilig ausbezahlt.

- Die Differenz zwischen der Ausschüttung an die Grundstückseigentümer und dem tatsächlichen Nutzungsentgelt (4 % der Nettostromerlöse) erhält die Stadt Creußen. Diese leitet den Mehrerlös (voraussichtlich zwischen 12.000,-- € bis 15.000,-- € pro Jahr) an die Dorfgemeinschaft Neuhof weiter.

Chancen nutzen

Durch das Flächenmodell können Chancen für die Bevölkerung und die Region erreicht werden:

- Die Erträge werden unter allen Grundeigentümern aufgeteilt und kommen der Dorfgemeinschaft zugute.
- Die Akzeptanz der Windkraftanlagen durch die Bevölkerung wird erhöht.
- Ein Kapitalabfluss aus der Region wird verhindert.

Ausblick

Es hat sich gezeigt, dass Windkraftanlagen im Binnenland bei einer Auslastung von 23 % bis 25 % wirtschaftlich betrieben werden können. Die Stadt Creußen plant deshalb weitere Standorte. Die Fortschreibung der Vorranggebiete für Windkraft im Regionalplan Oberfranken-Ost bietet der Stadt Creußen die Möglichkeit, den Windpark „Tiefenthal“ zu realisieren. Dieser soll 4 Windkraftanlagen mit einer Leistung von je 2,3 bis 3 MW umfassen. Ein weiterer, gemeindeübergreifender Windpark wird im Osten des Gebiets der Stadt Creußen mit bis zu 9 Windkraftanlagen entstehen. Bei beiden Standorten wurden die Grundstückseigentümer frühzeitig eingebunden und gemeinsam Flächenpachtmodelle entwickelt, die, ähnlich wie in Neuhof, alle Grundstücke im ausgewiesenen Vorranggebiet einbeziehen.

Unter Federführung der Stadt Creußen ist eine Bürgergenossenschaft gegründet worden, die Betreiber der Windkraftanlagen werden soll.

Fazit

Wenn es gelingt, die Bürgerschaft und insbesondere die Grundstückseigentümer frühzeitig von einem gemeinsamen Vorgehen bei der Planung und Umsetzung eines Windparks zu überzeugen, kann eine Win-Win-Situation für ALLE erreicht werden.

Den Konzepten, die es ermöglichen, das vorhandene Potential für die Windkraft als Kommune oder durch die Bürgerschaft selbst zu nutzen, sollte jedoch eine einfache und klare Struktur zugrunde liegen.

Wird diese Chance genutzt, bleibt die Wertschöpfung aus der Windkraft in der Region.

Windpark Creußen

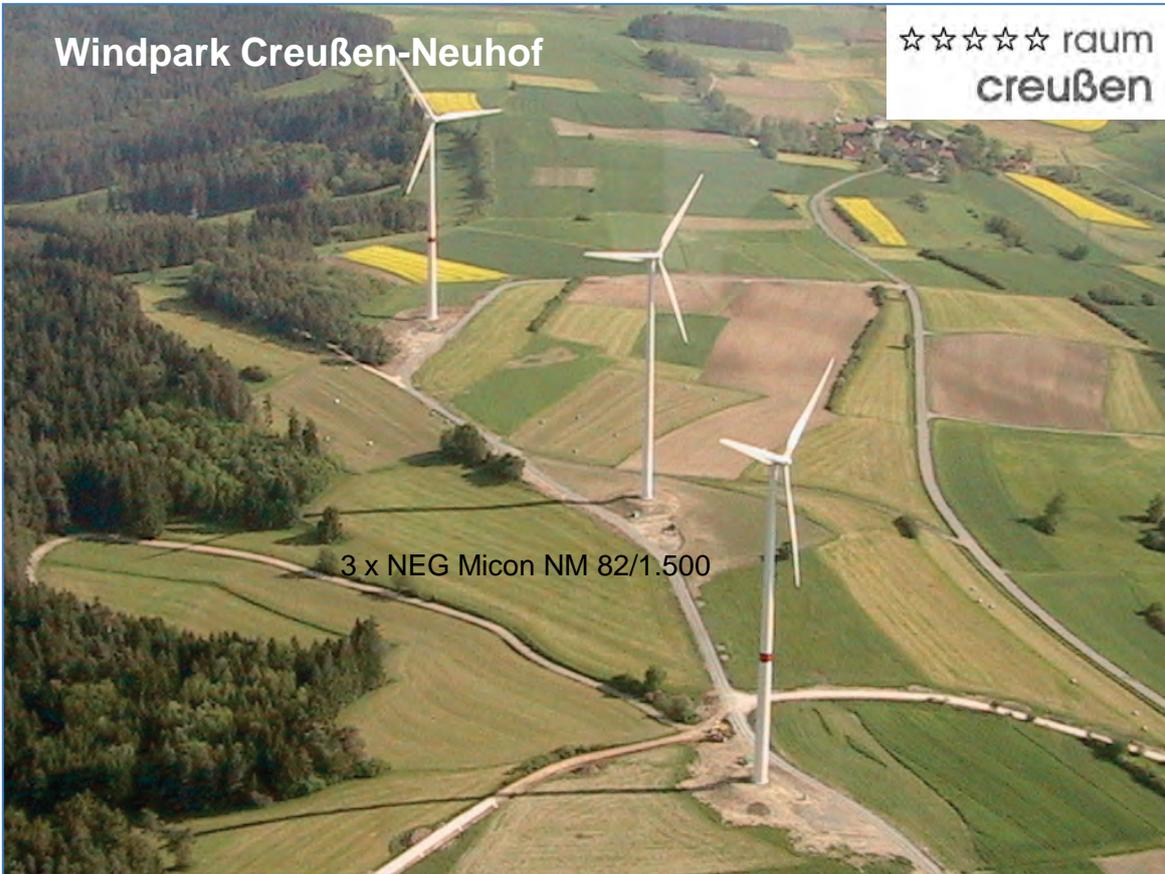
Harald Mild

Erster Bürgermeister Stadt Creußen

Stadt Creußen
Bahnhofstraße 11
95473 Creußen
09270 989-21 harald.mild@vgem-creussen.bayern.de

Windpark Creußen-Neuhof

3 x NEG Micon NM 82/1.500



Vereinbarung

zwischen der

Stadt Creußen, Bahnhofstraße 11, 95473 Creußen

und

....., 95473 Creußen
Eigentümer der Flurstück-Nr. 2108, Gemarkung Neuhof, Stadt Creußen,
 im folgenden „Eigentümer“ genannt

Im Bereich der Gemarkung Creußen-Neuhof hat die Stadt Creußen der Errichtung eines Windparks mit 3 Windenergieanlagen grundsätzlich zugestimmt und ist bereit, hierfür ein entsprechendes Bauleitverfahren auf Kosten der Antragsteller durchzuführen. Hierzu schließt die Stadt Creußen mit der Firma SoWiTec projekt Gesellschaft für Sonnen- und Windenergie-Techniken mbH, Griefstraße 26, 72820 Sonnenbühl einen städtebaulichen Vertrag.

Der Eigentümer besitzt im Gebiet das/die oben genannte(n) Flurstück(e), welche er der Firma SoWiTec projekt Gesellschaft für Sonnen- und Windenergie-Techniken mbH für die Windenergieplanung gemäß Nutzungsvertrag vom 12. Dez. 2001 zur Verfügung gestellt hat. Die genauen Aufstellungspunkte der 3 geplanten Windenergieanlagen stehen noch nicht fest, erfahrungsgemäß ergeben sich im Zuge des umfangreichen Genehmigungsverfahrens noch erforderliche Planungsänderungen.

Für das Batauflagegebiet läuft ein Flurbereinigungsverfahren, mit der Neuverteilung wird in 2 Jahren gerechnet. Im Hinblick auf eine durch die Windenergieplanung möglichst ungestörte Durchführung des laufenden Flurbereinigungsverfahrens vereinbaren die betroffenen Grundeigentümer und die Stadt Creußen daß die für Fundament, Kran-aufstellung und Zuwegung benötigten Flächen als eigene Flurstücke ausgemerkt und im Rahmen der Neuverteilung des laufenden Flurbereinigungsverfahrens der Stadt Creußen als Eigentümer zugewiesen werden sollen.

Die Stadt Creußen verpflichtet sich, die ihr für diese Flurstücke zufließenden Nutzungsentgelte zugunsten des Orsteiles Neuhof zu verwenden. Die genauen Verwendungszwecke werden jeweils mit dem Ortsbeirat Neuhof abgestimmt.

Vor diesem Hintergrund erklärt der Eigentümer sich mit der vorgenannten Verfahrensweise einverstanden und verzichtet auf gegebenenfalls im Zusammenhang mit der Windenergieplanung für sein Flurstück entstehende etwaige Wertausgleichsansprüche gegenüber der Stadt Creußen als dem zukünftigen Eigentümer sowie gegenüber der das Flurbereinigungsverfahren durchführenden Behörde.

Einverstanden, Creußen, den 18.02.

.....
 (für den Eigentümer)

H. Mild
 (für die Stadt Creußen)
 H. Mild
 1. Bürgermeister

Diese Vereinbarung war die Grundlage für ein Flächenpachtmodell

Ablaufschema zur Bauleitplanung

Vorhabens- und Erschließungsplan

Vorhabens- und Erschließungsplan: „WINDPARK NEUHOF“

Aufstellungsverfahren
 Vereinfachtes Verfahren (§ 13 BauGB)

Verfahrensschritte	Datum		Nummer
	von	bis	
Aufstellungsbeschluß Gemeinde/Stadt/Markt	14.04.02	—	4 a
Bekanntmachung Aufstellungsbeschluß (§ 2 Abs. 1 Nr. 1 BauGB)	25.04.02	—	4/2002
Frühzeitige Bürgerbeteiligung (§ 3 Abs. 1 BauGB)	25.02.02	26.03.02	—
Beschluß über das Ergebnis der frühzeitigen Bürgerbeteiligung	13.05.02	—	140 b
Beteiligung Träger öffentlicher Belange (§ 4 Abs. 1 BauGB)	22.02.02 29.05.02	24.03.02 04.07.02	—
Beschluß Abwägung Träger öffentlicher Belange	13.03.02	—	140 b
Billigungs- und Auslegungsbeschluss	13.05.02	—	140 b-2
Bekanntmachung der öffentlichen Auslegung (§ 3 Abs. 2 BauGB)	24.05.02	—	2+1/2002
Öffentliche Auslegung (§ 3 Abs.2 BauGB)	01.06.02	04.09.02	—
Benachrichtigung der Träger öffentlicher Belange über die Auslegung (§ 3 Abs. 2 Satz 3 BauGB)	—	—	—
Beschluß über Anregungen, Abwägung der Belange aus öffentlicher Auslegung (§ 1 Abs. 6 BauGB)	22.07.02	—	198
Satzungsbeschluß (§ 10 Abs. 1 BauGB)	22.02.02	—	198-7.
Genehmigung (§ 10 Abs. 2 BauGB)	—	—	—
Bekanntmachung und Inkrafttreten (§ 10 Abs. 3 BauGB)	01.08.02	—	44/2002



Windpark Creußen Projektdaten

Standort:	Creußen „Neuhof“, 540-560 m ü. NN Landkreis Bayreuth / Regierungsbezirk Oberfranken
Windkraftanlage:	3 x NEG Micon NM 82/1.500 1.500 kW Nennleistung pro Anlage Rotordurchmesser 82 m Turmhöhe 108,6 m
Windverhältnisse:	ca. 6 m/s in Nabenhöhe
Inbetriebnahme:	Februar 2004



jährliche Vergütungen

Nutzungsentgelt:	4% des Nettostromerlöses
jedoch mindesten pro Anlage	6.000 € bis zum 10. Betr.-Jahr 7.500 € vom 11. – 20. Betr.-Jahr 9.000 € ab dem 21. Betr. Jahr

Dieses Mindestentgelt wird an alle Eigentümer aller in die Planung einbezogen Grundstücke (ges. ca. 15 ha) flächenanteilig aufgeteilt.

Die Differenz zwischen der Ausschüttung an die Grundstückseigentümer und dem tatsächlichen Nutzungsentgelt erhält die Stadt Creußen ...

.... und diese wird - entsprechend der Vereinbarung - an die Dorfgemeinschaft Neuhof weitergeleitet (zwischen 12.000 € bis 15.000 € pro Jahr).



☆☆☆☆☆ raum creußen

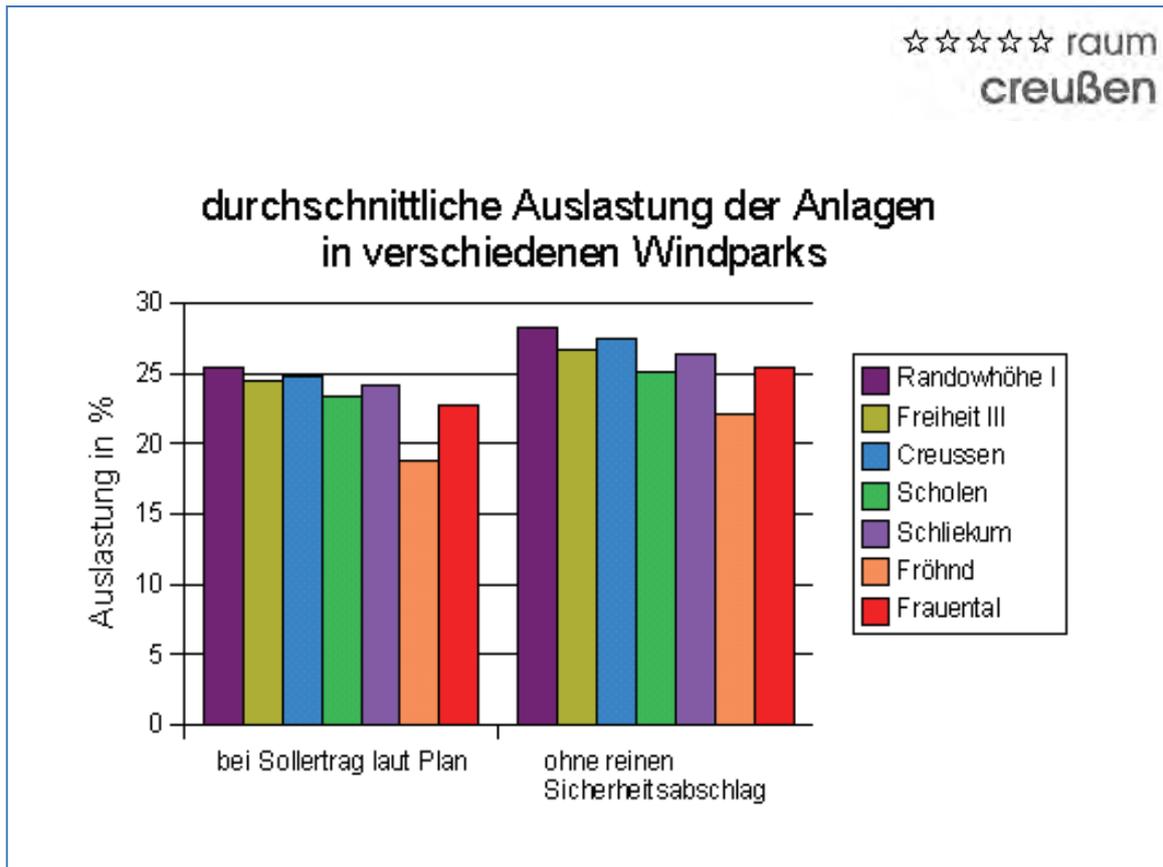
Vergleich von Creußen mit anderen Windparks

Es werden sieben Windparks miteinander verglichen.

geographischer Vergleich

Bezeichnung	Standort	Lage innerhalb von Deutschland	IWET ¹⁾
Creußen	Neuhof	in Bayern ca 15 km südlich von Bayreuth	25 (20)
Freiheit III	Drense	in Brandenburg östlich von Prenzlau in Brandenburg ca 80 km nördlich von Berlin	13
	Strokow	in Brandenburg ca 40 km nördlich von Berlin	13
	Brehna	Sachsen-Anhalt in der Mitte von Halle, Leipzig, Bitterfeld.	17 (20)
Randowhöhe I	Wollin	in Brandenburg östlich von Prenzlau und Drense ca 80 km nördlich von Berlin	13 (9)
Scholen	Scholen	in Niedersachsen 20 km südlich von Bremen	11
Schliekum	Schliekum	in Niedersachsen 15 km südlich von Hannover	15 (16)
Fröhnd	Fröhnd	in Baden-Württemberg, Südschwarzwald, Iltenschwander Horn	24
Frauental	Frauental	in Baden-Württemberg, seitlich des Taubertals ca 80 km westlich von Nürnberg	25 (24)

¹⁾ Die Bereiche nach IWET wurden durch Abschätzung der geographischen Lage angegeben. Die Werte in Klammern könnten ebenfalls richtig sein, grenzen aber auf alle Fälle sehr nahe an den jeweiligen Windpark.



☆☆☆☆☆ raum
creußen

Sechs von den sieben Windparks sind so konzipiert, dass im Jahresschnitt mit einer **Sollauslastung von 23 bis 25%** der Nennleistung gerechnet werden kann.

Sogar die typischen Binnenwindanlagen von Creußen laufen trotz nicht ganz so gutem Windangebot mit einer guten Auslastung von 25 %.

.....

Die beste Auslastung nach Plan schafft Randowhöhe I dicht gefolgt von Creußen mit den typischen Binnenwindanlagen.

.....

In der Praxis wird wohl Creußen langfristig am ehesten die Planauslastung erreichen, evtl. sogar übertreffen, da nach neuesten Erkenntnissen in Süddeutschland die Windstärken eher unterschätzt wurden.

Quelle: <http://www.robertmelchner.de/Strompreise.htm>



e-on Bayern

Einspeise- und Netzabsatzdaten Stadt Creußen

Einspeisung

Energieträger	Kalenderjahr 2010				Kalenderjahr 2011			
	abgerechnete Anlagen	Höchst-Leistung (kW)	Arbeit (kWh)	%	abgerechnete Anlagen	Höchst-Leistung (kW)	Arbeit (kWh)	%
Solar	128	1.882,05 kWp	1.312.896 kWh	11,88%	161	2.400,13 kWp	2.091.475 kWh	15,42%
Biomasse	1	195,00 kW	13.999 kWh	0,13%	1	195,00 kW	1.375.738 kWh	10,14%
Wasser	1	2,20 kW	1.003.024 kWh	9,07%	1	2,20 kW	712 kWh	0,01%
Wind	3	4.500,00 kW	8.723.079 kWh	78,92%	3	4.500,00 kW	10.099.040 kWh	74,44%
EEG gesamt	133	6.579,25 kW	11.052.998 kWh	100,00%	166	7.097,33 kW	13.566.965 kWh	100,00%
KWK gesamt	1	15,00 kW	3.051 kWh		2	24,40 kW	43.945 kWh	

Aktive Anlagen zum 30.09.2012

Energieträger	abgerechnete Anlagen	Höchst-Leistung (kW)
Strom	185	2.748,48 kWp
Biomasse	1	195,00 kW
Wasser	1	2,20 kW
Wind	3	4.500,00 kW
EEG gesamt	191	7.456,68 kW
KWK gesamt	3	29,90 kW



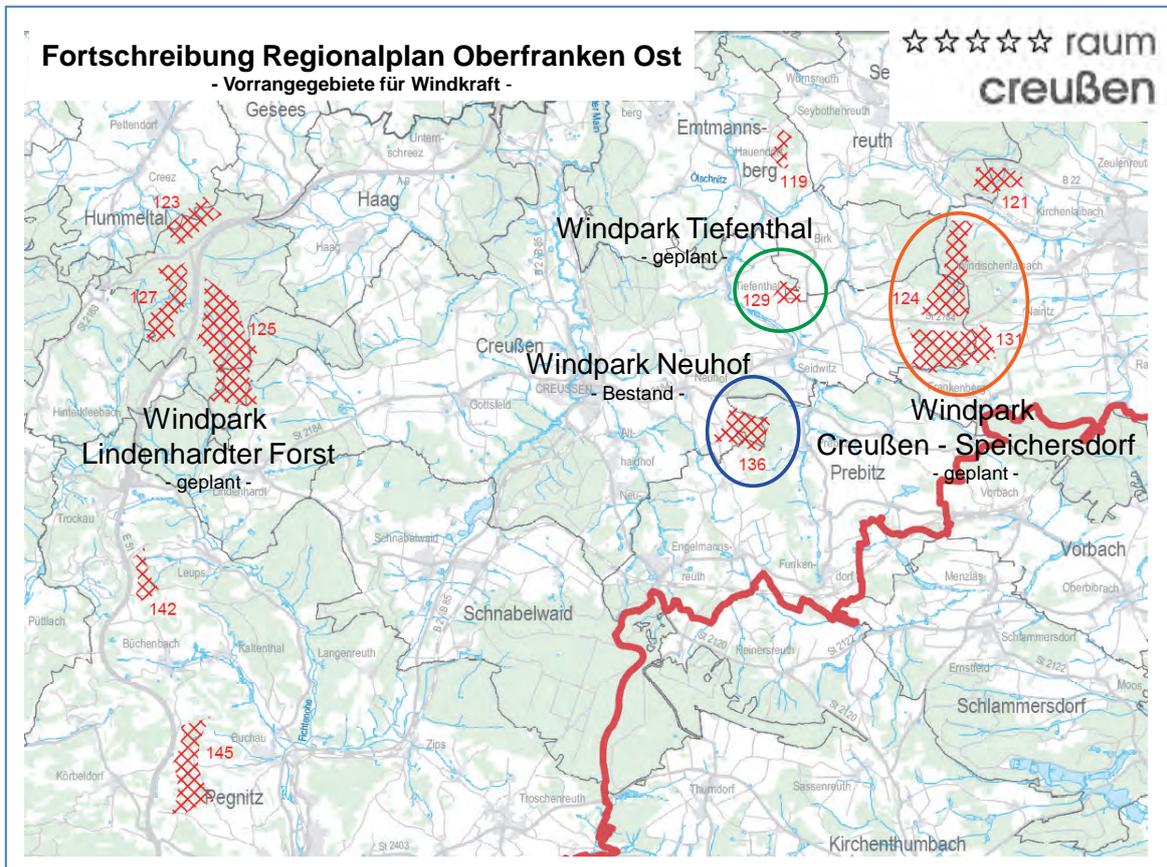
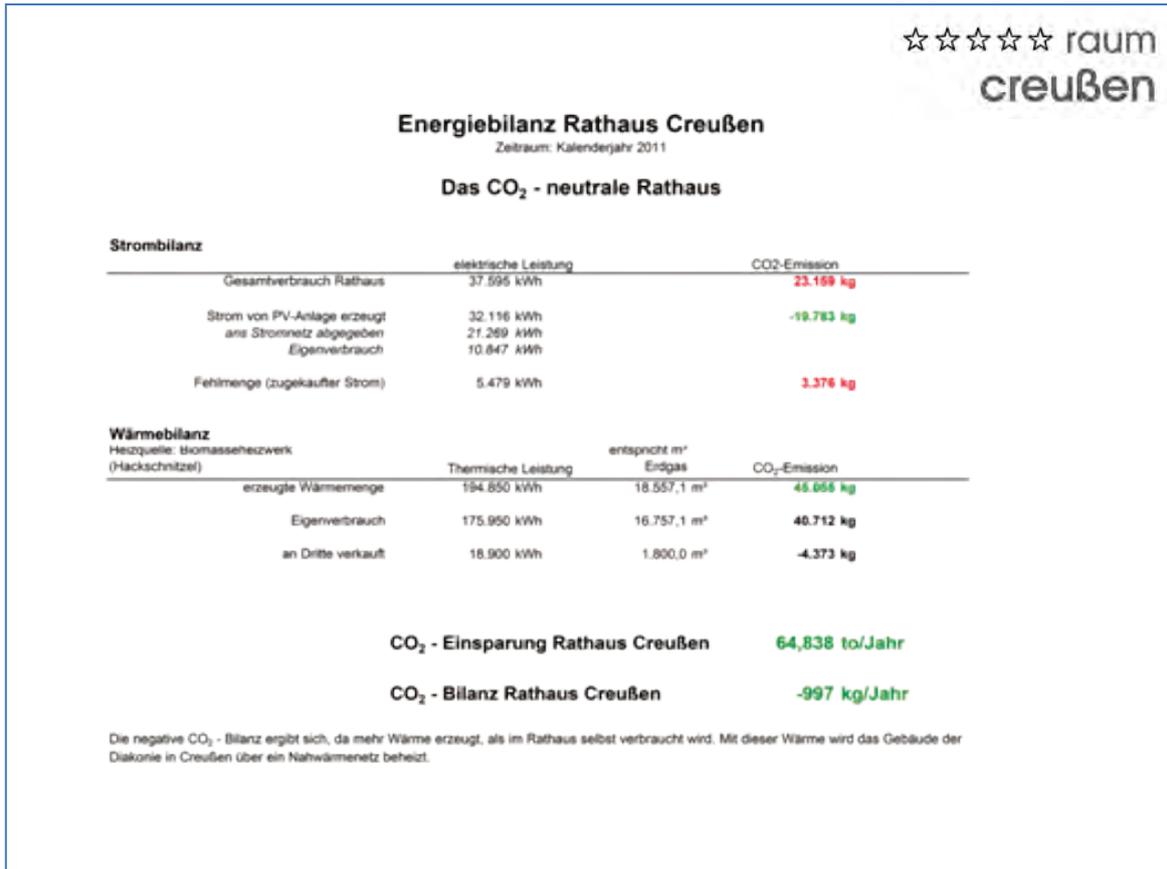
e-on Bayern

Einspeise- und Netzabsatzdaten Stadt Creußen

Absatz

Kundengruppen nach aktuellem Lastprofil	Kalenderjahr 2010		Kalenderjahr 2011	
	abgerechnete Anlagen	Arbeit (kWh)	abgerechnete Anlagen	Arbeit (kWh)
monatlicher Letzverbraucher	15	5.237.778 kWh	15	5.281.909 kWh
Summe monatlicher Letzverbraucher	15	5.237.778 kWh	15	5.281.909 kWh
Straßenbeleuchtung	31	303.485 kWh	31	278.753 kWh
jährliche private Letzverbraucher	2.111	6.706.152 kWh	2.107	6.586.366 kWh
jährliche gewerbliche Letzverbraucher	322	2.083.017 kWh	312	2.066.461 kWh
Landwirte	166	1.450.117 kWh	163	1.349.142 kWh
Speicherheizung getrennte Messung	114	967.164 kWh	111	772.510 kWh
Speicherheizung gemeinsame Messung	97	1.076.073 kWh	97	817.203 kWh
Wärmepumpen/ direkte Heizung getr. Messung	123	1.091.714 kWh	126	877.631 kWh
Summe jährlich abgerechnete Anlagen	2.964	13.677.722 kWh	2.947	12.748.066 kWh
Summe Strom gesamt	2.979	18.915.500 kWh	2.962	18.029.975 kWh

Absatz gesamt **18.029.975 kWh** **100,00%**
Einspeisung gesamt **13.566.965 kWh** **75,25%**



☆☆☆☆☆ raum
creußen

Windparkgebiet Tiefenthal-Ost

Topographische Informationen	
Gemeinde(n)	: Creußen, Emtmannsberg
Landkreis(e)	: Bayreuth
Lage	: Zwischen Tiefenthal und Unterschwarzach.
Bestehendes VRG/VBG	: Nein
Bestand an WEA	vorhanden: 0 genehmigt: 0
Fläche [ha]	: 19,09
Höhenlage [m ü. NN]	: 410 - 420
Windgeschwindigkeiten in 140 m Höhe [m/s]	Minimal : 5,5 - 5,9 Maximal : 5,5 - 5,9 Überwiegend: 5,5 - 5,9
Erschließung	: Über die BT 17 und Flurwege.
Nächste Einspeisemöglichkeit	: 7 km zum UW Speichersdorf

☆☆☆☆☆ raum
creußen

Windpark Tiefenthal

-geplant sind vier Windkraftanlagen –
je 2,3 bis 3 MW



Produktion pro Jahr:
ca. 6-7 Mio. Kilowattstunden

Versorgung:
ca. 2.000 Haushalte

Vergleichsfläche PV-Anlage:
ca. 75.000m² = ca. 10 Fußballfelder

Jährliche Schadstoffeinsparung:
ca. 6.000 Tonnen CO₂,
ca. 193 kg Staub/Flugasche

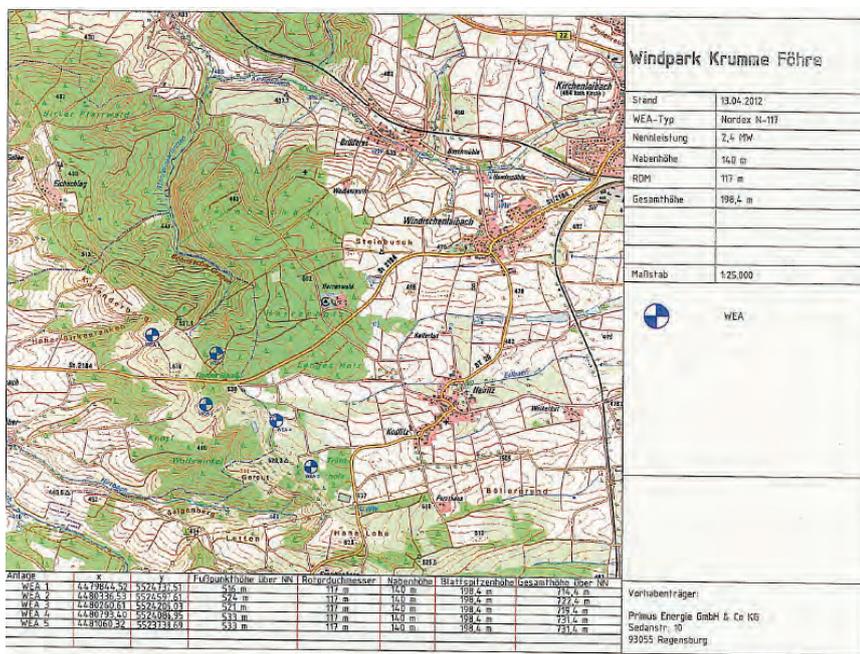
Leistung einer modernen Windkraftanlage der 2,3 bis 3 MW-Klasse

6.1 Vergütungsmodell

1. Erster Topf: 1.300,-- €/ha p.a. im Windparkgebiet
2. Zweiter Topf: 1,30 € / qm für versiegelte Fläche
3. Jährliche Zahlung Ende Februar Folgejahr
4. Zahlung ab Baubeginn
5. Vertragslaufzeit 25 Jahre + 1x Verlängerung 5 Jahre
6. Alle Durchführungskosten des Vertrags (z.B. Notar) trägt NW.

7. Chancen für Tiefenthal und Seidwitz

- Die Landeigentümer im Windvorranggebiet Tiefenthal/Ost erhalten Pachtzahlungen über mindestens 25 Jahre gemäß dem angebotenen Flächenpachtmodell.
- Die beiden Ortsteile Tiefenthal und Seidwitz erhalten wiederkehrende Zuwendungen in Höhe von je 3 TEUR p.a., die der Dorfgemeinschaft zugute kommen.
- Gemeinde Creußen erzielt über die Betriebszeit Gewerbesteuereinnahmen bei planmäßigem Verlauf in siebenstelliger Höhe
- NATURWERK kooperiert mit einem Verbund bayrischer Stadtwerke, die als praktisch insolvenzgeschützte Betreiber in Frage kommen.
- Wird eine Bürgerwindgesellschaft gegründet, erhält diese ein Vorkaufsrecht für den Windpark



Berechnung der Pachtzahlungen für den Windpark WK 124 und WK 131

Grundlagen							
Gesamtfläche des Windparks	200 ha						
Anzahl der WKA	5 WKA						
Nennleistung pro WKA	2,4 MW						
Volllaststunden pro Jahr	2190 h	bei:	25%	von:	8760	Stunden pro Jahr	
EEG Vergütung (Euro/kWh)	0,088 €/kWh						
Pachtvergütung (%)	4,75% Staffel						(ab 11. Jahr 5,25%; ab 16. Jahr 5,50%; ab 20. J. 5,75%; ab 26. J. 6%)
Prognose				Abstandsfläche			
Stromertrag pro Jahr	26.280.000 kWh			Nabenhöhe	140 m		
Vergütung pro Jahr	2.312.640,00 €			Rodord	112 m		
Pacht pro Jahr	109.850,40 €			Gesamthöhe	196 m		
				Abstandsfläche	120.626 m²		
				Fundament	500 m²		
Pachtmodell							
Pachtaussschüttung	Einheit	%	€	€/WKA /ha /m² /Stk	€/ha	€/ ...	Einheit
Flächenpacht (ha)	200	50%	0,00	274,63	274,63	54.925	WK 124 u. 131
Fundamentpacht (Stück)	5	15%	0,00	3.295,51	65.910,24	16.478	Fundament
Kranflächen (m²)	2.500	15%	0,00	3.295,51	13.182,05	16.478	WKA
Zuwegung (m²)	1.000	10%	0,00	2.197,01	439,40	10.985	WKA
Abstandsflächen (m²/WKA)	120.626	10%	0,00	2.197,01	182,13	10.985	WKA
sonstige Zuwendungen (DG)	1,50 €/inst. kWh		0,00	3.600,00	-----	18.000	Dorfgemeinschaften gesamt
<i>(wird nicht aus dem Topf der Pachtvergütung genommen)</i>							
Ausschüttung gesamt						109.850,40 €	
Differenz						0,00 €	

Zusatzvergütungen, -vereinbarung:

Einmalzahlung: 5 Euro/m² bei Rodungen (nur Waldflächen)

500 Euro pro Flurstück bei Vertragsunterzeichnung

Angebot: 1 Euro/kWh für die Dorfgemeinschaften -> Forderung: 1,5 bis 2 Euro pro kWh

Bei Verzug der Inbetriebnahme Schadenersatzleistung: - z.B. zugesagte Inbetriebnahme 2014, falls diese Frist nicht eingehalten wird,

verpflichtet sich der Projektant jährlich, bis zur Inbetriebnahme des Windparks, 50% der obigen Vergütungen als Schadenausgleich zu bezahlen.

Stadt Creußen

Der Bürgermeister



☆☆☆☆☆ raum
creußen

Creußen hat eine 1000jährige Geschichte - - und ihre Zukunft beginnt gerade.

Sehr geehrte Damen und Herren,
verehrte Bürgerinnen und Bürger,
die Energiewende ist in aller Munde. Wir hören und lesen fast täglich davon und auch davon,
welch große Chance sich dem ländlichen Raum bietet.

Eine Chance zu haben und eine Chance zu nutzen, ist aber zweierlei.

Die Realität sieht so aus, dass die Wertschöpfung regenerativer Energien, ob Windpark oder Photovoltaikanlagen sich in drei Bereiche gliedert.

Einen Teil der Wertschöpfung bekommen die Grundstückseigentümer, die Grund und Boden zur Verfügung stellen. Das ist gut so und richtig.

Einen weiteren Teil bekommen die Kommunen in Form von Gewerbesteuererträgen.

Und **den dritten Teil** (bei Windkraft etwa die Hälfte der gesamten Wertschöpfung) verdient der Betreiber, sprich der Investor. Und dieser dritte Teil fließt häufig aus der Region ab.

Es gibt Konzepte, die es uns ermöglichen, das vorhandene Potential für die Windkraft selbst zu nutzen.

Die Ziele sind dabei:

- die gerechte Verteilung der Erträge,
- einen Kapitalabfluss aus der Region zu verhindern,
- Akzeptanz in der Bevölkerung zu erreichen und
- einfache Strukturen zu Grunde zu legen.

Gut geeignet ist da das bekannte Konzept der Energiegenossenschaften.
Damit wird die Selbstbestimmung aller erhalten.

Und man bindet alle mit ein, vom Grundstückseigentümer bis zum interessierten Bürger.

**Wollen wir zuschauen, wie unser Wind das Geld für andere verdient,
oder lassen wir unseren Wind (und unsere Sonne) für uns arbeiten?**

Alle, die sich vorstellen können, dass wir die Zügel selbst in die Hand nehmen und alle, die bereit sind, sich mit ihrem Können, Wissen und mit einem Kapitalanteil in einer Genossenschaft mitzumachen, lade ich herzlich ein zu einem ersten Gedankenaustausch zu diesem Thema.
Ich würde mich sehr freuen, möglichst viele Bürgerinnen und Bürger aus Creußen und Umgebung dazu begrüßen zu können.

Wann und Wo:

Creußen – Mehrzweckhalle Montag, 12. Dezember 2011, 19 Uhr

Harald Mild

Erster Bürgermeister

Die Regionale Wertschöpfung
endet aber nicht beim Pacht!
Auch der Gewinn beim Betrieb
der Windkraftanlagen sollte in der
Region bleiben!

Interessenserklärung zur Beteiligung an einer BürgerEnergieGesellschaft / Genossenschaft Creußen

☆☆☆☆☆ raum
creußen

Erklärung:

Name: _____

Vorname: _____

Straße: _____

PLZ, Ort: _____

Telefonnummer: _____

E-Mail: _____

Beruf: _____

Wir gründen eine Bürgergenossenschaft,
die Betreiber der Windkraftanlagen wird.
Nur so wird die Energiewende eine
echte Chance für die Region!

Ich bin bereit, mich in einer zu gründenden Gesellschaft / Genossenschaft
finanziell zu beteiligen.

JA / NEIN

Ich bin bereit, mich in einer zu gründenden Gesellschaft / Genossenschaft
aktiv im Bereich Vorstandschaft / Aufsichtsrat / oder ähnlich zu engagieren.

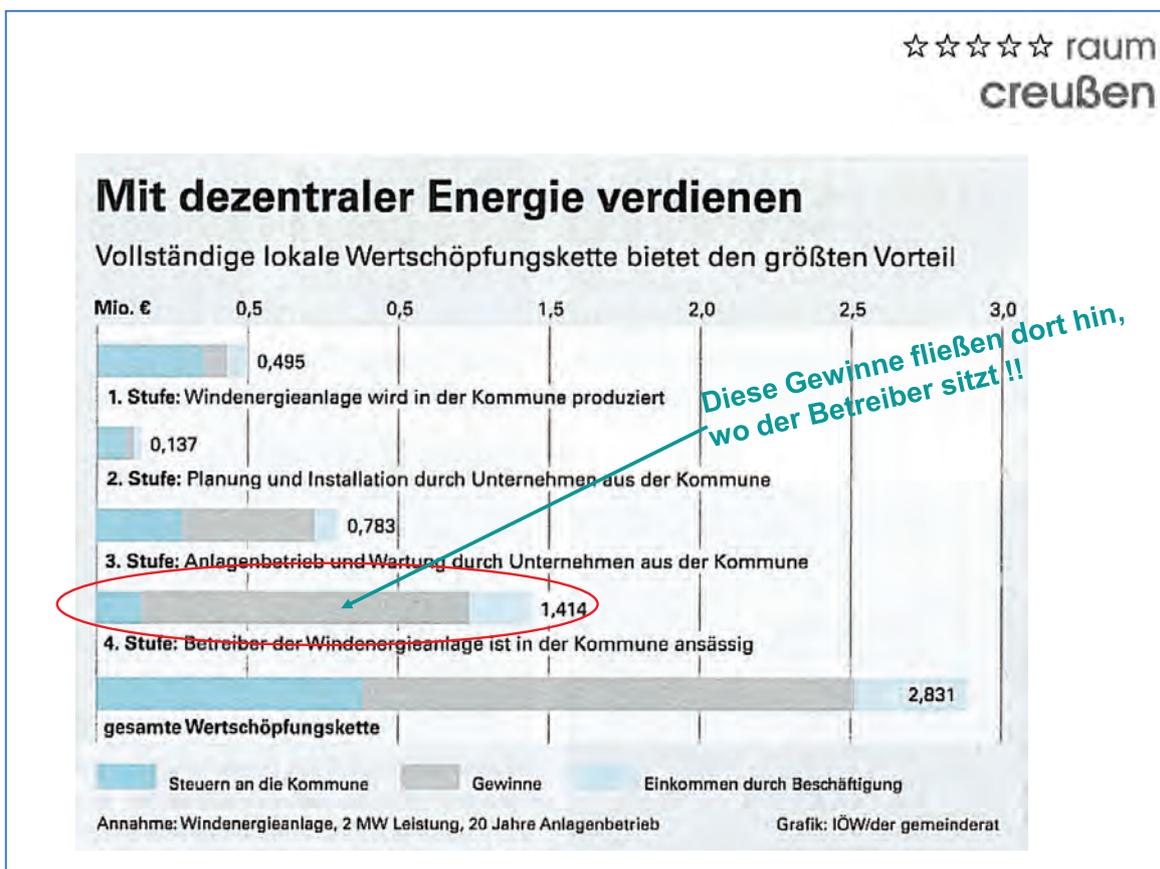
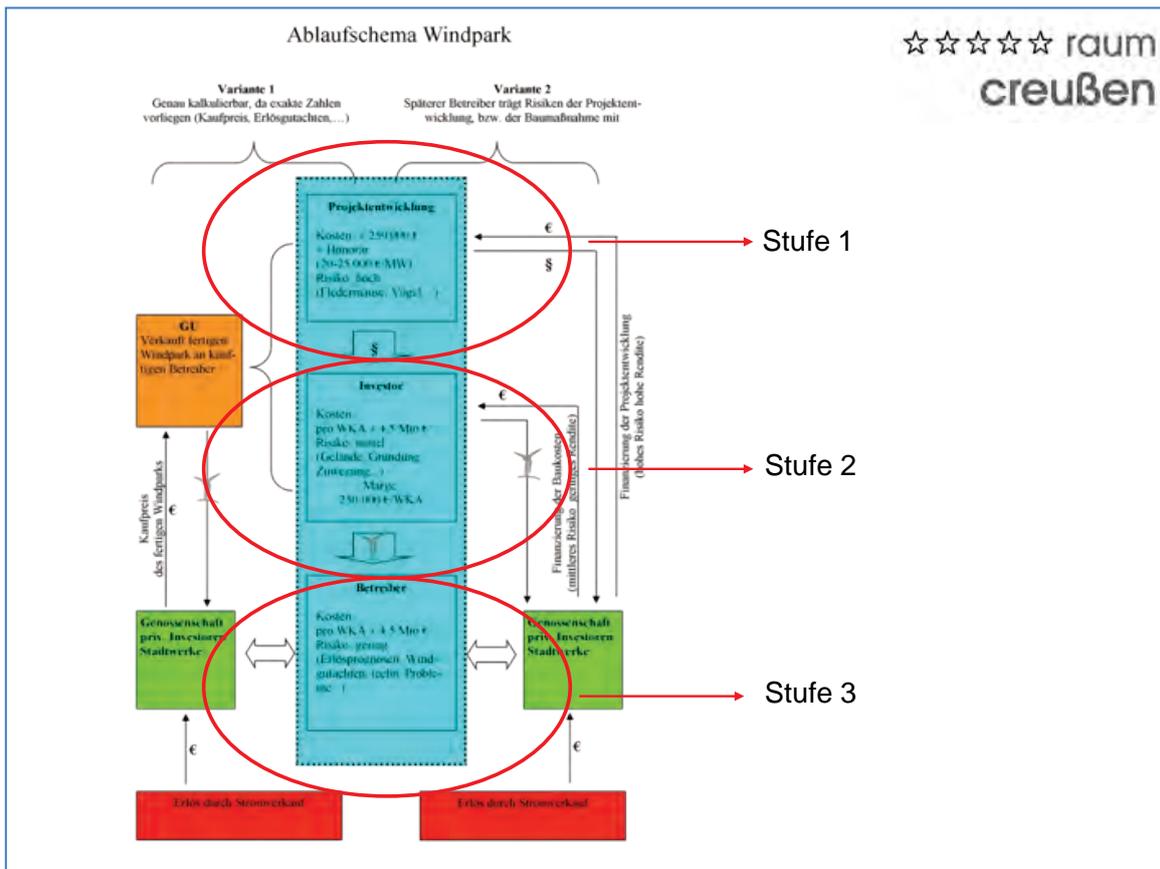
JA / NEIN

Ich möchte gerne bei der Vorbereitung zur Gründung einer Gesellschaft /
Genossenschaft mitwirken.

JA / NEIN

(Ort, Datum)

(Unterschrift)



☆☆☆☆☆ raum
creußen

Wir nehmen die Energiewende in die Hand!

- | | |
|-------------------|---|
| 12. Dezember 2011 | Informationsversammlung zum Thema
Bürgerbeteiligung
120 Besucher, rund 100 Interessenserklärungen |
| 30. März 2012 | Vorbereitungsversammlung zur Gründung
einer Bürgergenossenschaft |
| 27. Juli 2012 | Gründungsversammlung
147 Gründungsmitglieder
71.400 € gezeichnetes Gründungskapital |

☆☆☆☆☆ raum
creußen



Friedrich-Wilhelm
Raiffeisen | **ENERGIE eG**
Creußen

Regionale Energievernetzung am Beispiel Hollfeld

Markus Pirkelmann

Biomasse-Heizanlage Hollfeld, Schönfeld 13, 96142 Hollfeld

Zusammenfassung

Die Stadt Hollfeld ist ein staatlich anerkannter Erholungsort im nördlichen Teil der Fränkischen Schweiz im Landkreis Bayreuth. Durch ihre Lage in einer sehr walddreichen Region schien eine Energiebereitstellung aus regionaler Biomasse bereits vor über 10 Jahren attraktiv. Außerdem besitzt die Stadt Hollfeld ca. 450 Hektar Wald in der Region. Zusätzlich bieten die rund 9.500 Hektar der Waldbesitzervereinigung Hollfeld ideale Voraussetzungen für eine sichere Brennstoffversorgung. Die Wärmeabnehmer, die Staatliche Gesamtschule, die Grundschule, zwei Kindergärten, die Stadthalle, das Seniorenheim, das Rathaus, die Kirche und weitere privaten Abnehmer weisen einen Wärmebedarf von 4.300 MWh/a auf.

Bei der Frage nach der Finanzierung und dem Betrieb der Biomasse-Heizanlage in Hollfeld wurde auf eine breite Einbindung der Institutionen sowie der Land- und Forstwirte vor Ort gesetzt. Der Investor und Betreiber der Anlage ist die Biomasse Heizanlage Hollfeld GmbH, die sich aus der MR Agrarservice GmbH, der Stadt Hollfeld, dem Zweckverband Staatliche Gesamtschule Hollfeld, der WBV Hollfeld und Maschinen- und Betriebshilfsring Fränkische Schweiz zusammensetzt. Die Land- und Forstwirte konnten sich durch den Kauf von Lieferrechten an der Finanzierung der Anlage beteiligen. Die MR Agrarservice GmbH, eine Tochter des Maschinenrings Bayreuth vertritt ihre Interessen als Teilhaber der Heizanlage Hollfeld. Der Investitionsbedarf für das gesamte Projekt lag bei 2,15 Mio. Euro. 540.000 Euro entfielen dabei auf das Nahwärmenetz mit 3.800 m Länge.

Es wurde ein Biomassekessel mit Rostfeuerung mit einer Leistung von 1.000 kW installiert. Die bestehenden Ölkessel in der Gesamtschule mit 2 x 875 kW Leistung werden als Spitzen- und Reservelast weiter genutzt.

Da die Nachfrage nach Wärme durch eine steigende Zahl von Anschließern zunahm, stellte sich schließlich die Frage, wie die Versorgung mit Rohstoffen langfristig auf eine breite Basis gestellt werden kann. Schließlich ist der Rohstoff Holz begrenzt. Im Jahr 2011 gibt es im Landkreis Bayreuth 6 Biomasseheizwerke, die insgesamt 11.500 t Brennstoff im Jahr benötigten. Außerdem bestand von Seiten der Landwirte in Hollfeld Interesse an einer sicheren Vermarktungsperspektive für landwirtschaftliche Rohstoffe. Auch die anfallende Gülle kann in der Biogasanlage energetisch genutzt werden.

Im September 2009 wurde mit der Planung für die Biogasanlage begonnen. Im Herbst 2011 erfolgte die Inbetriebnahme. Das BHKW hat eine elektrische Leistung von 380 kW und eine thermische Leistung von 450 kW. Damit sollen in Zukunft rund 70.000 Liter Heizöl durch die Einspeisung in das Nahwärmenetz eingespart werden. Zusätzlich produziert die Biogasanlage ungefähr 3.300 MWh Strom. Der Betreiber und Investor der Biogasanlage ist die BEH Hollfeld GmbH, eine Tochter der BHH Hollfeld GmbH. 26 Landwirte haben Substratlieferverträge unterzeichnet, so dass auch hier eine breite Einbindung der Akteure vor Ort gewährleistet ist.

Das Wichtigste in Kürze

Nahwärmenetz Hollfeld

Betreiber:

- Biomasse Heizanlage Hollfeld GmbH
- Bioenergie Hollfeld GmbH

Partner:

- MR Agrarservice GmbH
- Stadt Hollfeld
- Zweckverband Staatliche Gesamtschule Hollfeld
- WBV Hollfeld
- Maschinen- und Betriebshilfsring Fränkische Schweiz
- Land- und Forstwirte

Technische Anlage, Leistung & Inbetriebnahme:

- 1.000 kWth Festbrennstoffkessel, 2004
- Biogasanlage mit 380 kWel und 450 kWth, 2011
- 3.800 m Nahwärmenetz

Versorgung:

Wärmeversorgung von

- 2 Schulen und 2 Kindergärten
- Rathaus und Stadthalle
- Seniorenheim
- Kirche
- privaten Abnehmern

Biomasse:

- Holzhackschnitzel, Rinden, Strauchschnitt
- Gülle und Agrarrohstoffe

Besonderheiten:

- Einsparung von 70.000 l Heizöl/Jahr durch Inbetriebnahme Biogasanlage

Weitere Informationen:

- www.kommunales-informationssystem.de

Regionale Energievernetzung am Beispiel Hollfeld

BHH
Biomasse Heizanlage Hollfeld

BEH
Bio Energie Hollfeld



Markus Pirkelmann, Geschäftsführer

BHH Biomasse Heizanlage Hollfeld



Betreibergesellschaft

- MR Agrarservice GmbH 150.000 €
- Stadt Hollfeld 100.000 €
- ZV Staatl. Gesamtschule Hollfeld 25.000 €
- WBV Hollfeld 10.000 €
- MR Fränkische Schweiz 5.000 €

MR Agrarservice GmbH

- Gesellschaft von
 - ◆ Landw. Selbsthilfeorganisationen
 - ◆ Kommunen
- gegründet 1995
- Errichtung und Betrieb von Biomasseheizwerken
- Ansprechpartner für größere Heizwerke in BT

Betreiber-gesellschaft

BHH GmbH



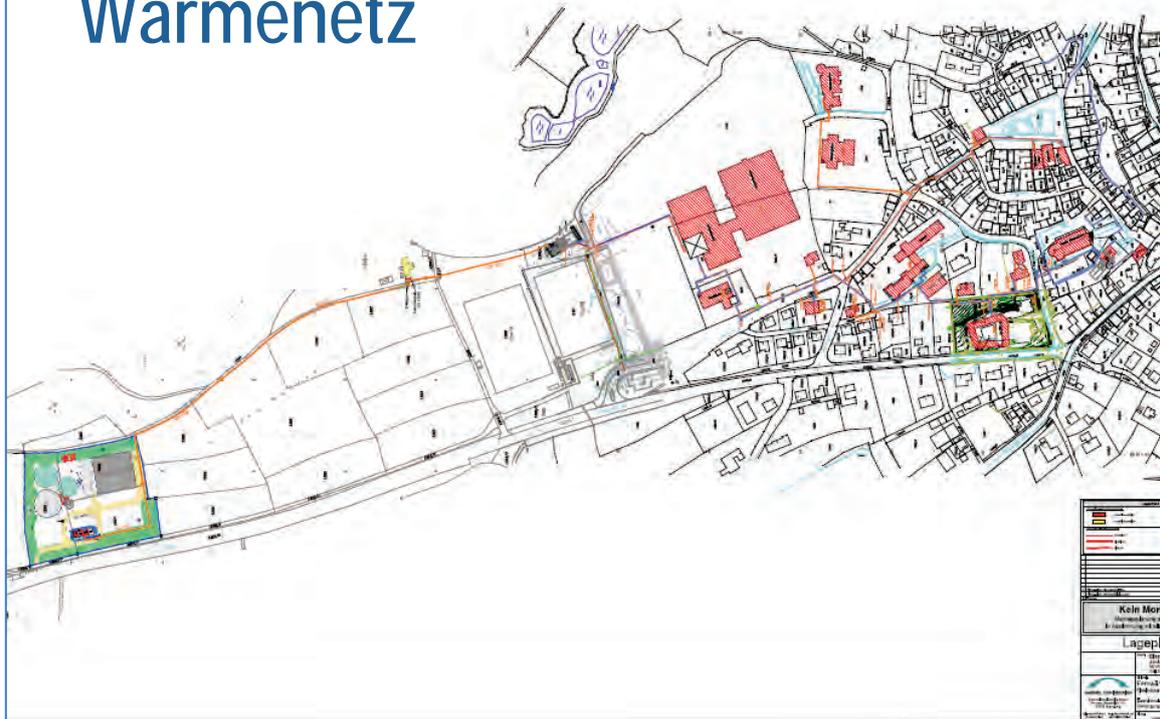
Geschäftsführung durch

- Andreas Knorr, GF u. Vorstand WBV Hollfeld
- Markus Pirkelmann

Wärmeabnehmer

- Gesamtschule Hollfeld
- Stadthalle Hollfeld
- Grundschule Hollfeld
- Seniorenpflegeheim Hollfeld
- Stadtpfarrkirche Hollfeld
- Rathaus
- Kindertagesstätten
- priv. Anschliesser etc.
- Insgesamt 18 Wärmeabnehmer

Wärmenetz



Technik

- Biokessel 1000 KW, mit Multizyklon
- ca. 2.100 to Hackschnitzel pro Jahr
- Ölkessel 1750 KW
- ca. 60 to Heizöl pro Jahr

Technische Daten

- Gesamtleistung von 3.140 KW
- Gesamtwärmebedarf von ca.4.300 MWh/a
- ca. 430.000 Liter Heizöl werden durch Hackschnitzel ersetzt
- Trassenlänge ca. 3.800 Meter

Investitionsbedarf

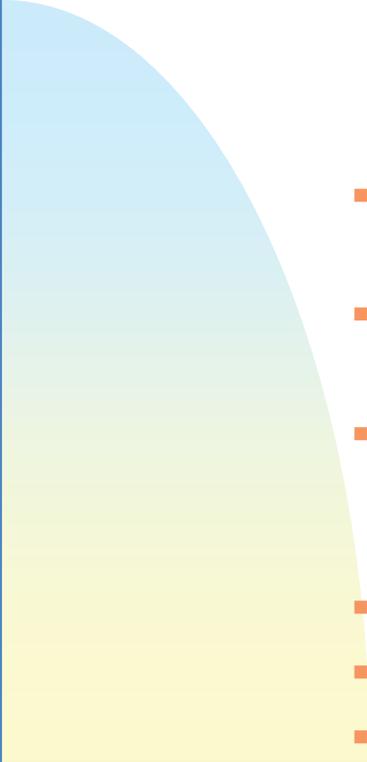
- Nahwärmenetz ca. 1.190.000 €
- Baukonstruktion ca. 300.000 €
- Heizzentrale ca. 490.000 €
- Baunebenkosten ca. 140.000 €
- Erschliessung ca. 30.000 €
- **Gesamtbedarf ca. 2,15 Mio €**

Finanzierung

■ Fördersatz 30% ca.	420.000 €
■ Netzkostenbeiträge ca.	200.000 €
■ Eigenkapital	290.000 €
■ Fremdkapital ca.	1.140.000 €
■ Eigenmittel	100.000 €
■ Gesamt ca.	2,15 Mio. €

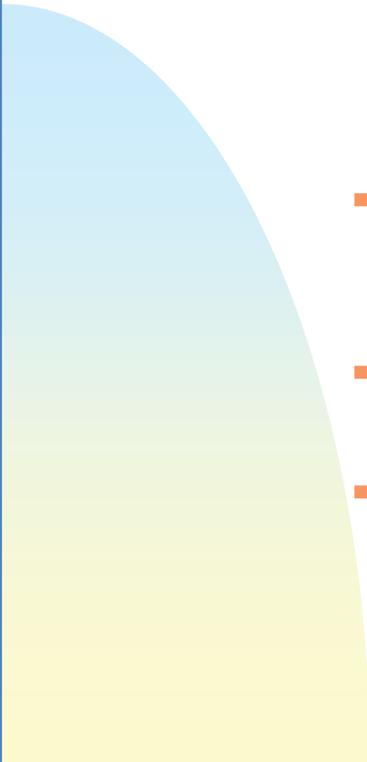
Lieferrecht für Waldholzhackschnitzel

- Lieferrecht für 5 to/Jahr
- 66 €/to bei 25% Wassergehalt netto
- Abrechnung nach % Wassergehalt
- Angelieferte Ware muss gehäckselt sein
- Nur eigenerzeugte Waldholzhackschnitzel



Beweggründe für das BHH

- Stärkung der Region, Zuerwerb für die Nebenerwerbslandwirte
- Aktiver Umweltschutz ca. 2.500 to/Jahr CO² Einsparung
- Zusätzliche Vermarktungsmöglichkeit für Schwachholz
- Kurze Transportwege
- Nutzung der Energiequellen vor Ort
- Einsparung von fossilen Rohstoffen



Beweggründe für das BHH

- Seit 2004 wurden ca. 15.500 to Hackschnitzel im Biomassekessel verheizt.
- Bei einem durchschnittl. Preis von 50,00 €/to
- Blieben somit ca. 775.000 € in der Region bei den Waldbesitzern.

Entwicklung Wärmekunden

Durch Neuanschlüsse und Erweiterungen bestehender Anschlüsse entsteht zusätzlicher Wärmebedarf



Höhere Auslastung der Hackschnitzelheizung



Höherer Heizölbedarf

Ausgangslage

- Hackschnitzelheizung kommt an Leistungsgrenze
- Spitzenlast muss zunehmend durch Heizöl gedeckt werden
- Rohstoff Holz aus der Region begrenzt vorhanden

Die BEH Bio Energie Hollfeld GmbH



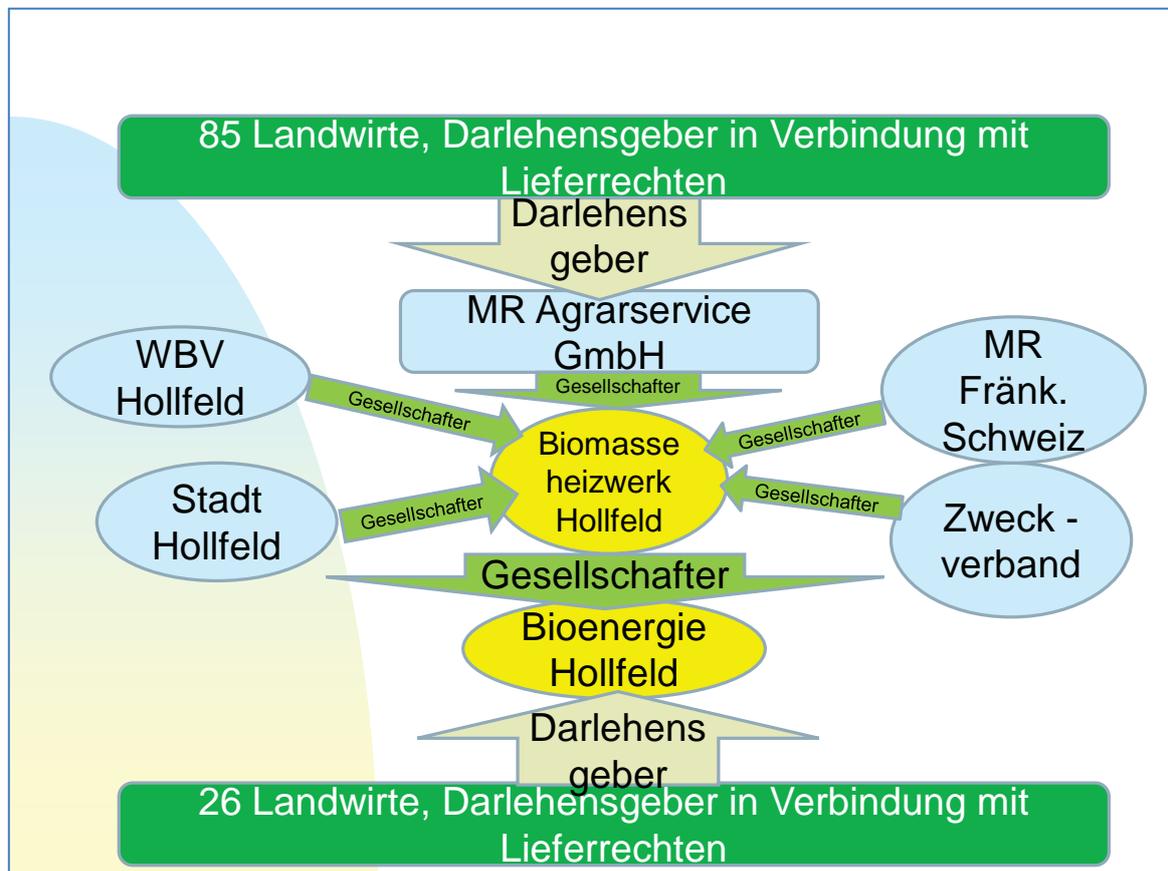
- 100 %ige Tochter von BHH GmbH
- Stammkapital 25.000 €
- Lieferverträge von LW wurde als Stammkapital bewertet ca. 150 T€
- 2 Geschäftsführer
Manuel Appel und Michael Schatz

Vorteile der Biogasanlage

- Sichere, günstige und langfristige Energiequelle
- Verbesserung der Fruchtfolgen für die Landwirte
- Nährstoffrücklieferung auf die Flächen
- Unabhängigkeit von stark schwankenden Marktpreisen
- Risiko kann auf mehrere Standbeine aufgeteilt werden

Vorteile für die Landwirte

- Landwirte wollen Vermarktungssicherheit
- Landwirte wollen stabile Preise
- Anfallender Gärrest schließt Nährstoffkreislauf
- Wertschöpfung bleibt in der Region
- Zuerwerbsmöglichkeiten werden geschaffen
- 26 Landwirte haben Lieferverträge gezeichnet, Laufzeit von 20 Jahren



Entstehungsgeschichte

- August 2009: Erste Interessentenabfrage im Rundschreiben des MR Fränkische Schweiz e.V.
- Januar 2010: Einladung aller Interessenten zu einer Infoveranstaltung; Abgabe von Absichtserklärungen
- August 2010 Festlegung der Firmenstruktur
- August / September 2010: Ausarbeitung und Abschluss verbindlicher Lieferverträge

Entstehungsgeschichte

- Oktober 2010 – Januar 2011:
 - ◆ Erstellen von Wirtschaftlichkeitsberechnungen u. Baukostenschätzungen,
 - ◆ Standortsuche, Grundstücksverhandlungen, Abklären von Rahmenbedingungen
 - ◆ Einholen von Angeboten, Klärung von Finanzierungsfragen
- Dezember 2010:
 - ◆ Firmengründung: BEH Bioenergie Hollfeld GmbH

Entstehungsgeschichte

Februar/März 2011:

- Abschluss verbindlicher Verträge mit Firma WHG – Anlagenbau, VR – Bank Bayreuth
- Beginn des Genehmigungsverfahrens

Entstehungsgeschichte

- 2.8.2011 Erhalt der Baugenehmigung
- 18.08.2011 Grundsteinlegung
- Sept./ Okt. 2011 Einbringen der 1. Maisernte
- 2.11.2011 Befüllen des ersten Behälters
- 15.12.2011 Inbetriebnahme Beginn der Stromeinspeisung
- Anfang Februar 2012 Vollastbetrieb

BEH GmbH Kenndaten

- Investition von ca. 2,25 Mio. € für Anlage auf die grüne Wiese incl. erste Ernte
- 380 KW elektrische Leistung
- Vier Behälter plus Siloanlage
- BHKW Haus und Fahrzeugwaage
- Betriebsfläche von ca. 1,5 ha
- Anschluss an Wärmenetz durch die BHH GmbH

BEH GmbH Finanzierung

- Eigenkapital durch Darlehen der Landwirte + Stammkapital der BHH
- Restfinanzierung durch die VR – Bank Bayreuth
- BHKW auf 6 Jahre
- Technik auf 12 Jahre
- Baul. Anlagen auf 18 Jahre
- Grundschuldeintragung als Sicherheit
- 5% Sondertilgung möglich

Arbeitsorganisation des Gesamtkonzepts

Biomasse Heizwerk

- Geschäftsführung
 - ◆ Markus Pirkelmann
 - ☞ Kaufmännische Geschäftsführung
 - ☞ Anlagenbetrieb
 - ◆ Andreas Knorr
 - ☞ Rohstoffbeschaffung

Biogasanlage

- Geschäftsführung
 - ◆ Michael Schatz
 - ☞ Öffentlichkeitsarbeit
 - ☞ Anlagenbetrieb
 - ◆ Manuel Appel
 - ☞ Kaufmännische Geschäftsführung
 - ☞ Rohstoffbeschaffung

Betriebsleiter: Roland Betz

Regionale Energievernetzung am Beispiel Hollfeld

BHH

Biomasse **H**eizanlage **H**ollfeld

BEH

Bio **E**nergie **H**ollfeld



Vielen Dank für Ihre Aufmerksamkeit !