

Regionale Standortfaktoren und die Wirtschaftlichkeit der Einspeisung von Biomethan in das Erdgasnetz

Biogas ist als erneuerbarer Energieträger eine wichtige Quelle zur Sicherung der zukünftigen Energieversorgung. Neben der zentralen Verstromung von Biogas bietet die Aufbereitung zu Biomethan mit Einspeisung in das Erdgasnetz und dezentraler Verwertung eine weitere Möglichkeit der nachhaltigen Energieerzeugung. Jedoch sollte angesichts einer Vielzahl von spezifischen Standortfaktoren frühzeitig eine detaillierte Machbarkeitsstudie durchgeführt werden.

Biogas wird durch die anaerobe Vergärung von Biomasse gewonnen. Es ist ein Gasgemisch, das sich zu 50 bis 72 Volumenprozent aus Methan (CH_4), zu 25 bis 50 Volumenprozent aus Kohlenstoffdioxid (CO_2) und in Spurenanteilen aus Schwefelwasserstoff, Stickstoff und Wasserstoff zu-

sammensetzt. Nach der Gewinnung kann es in Blockheizkraftwerken (BHKW) zur Strom- und Wärmeerzeugung verbrannt werden. Für die daraus gewonnene Nutzenergie sind im „Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien“ (EEG) vom 21. Juli 2004 feste Vergütungssätze vorgeschrie-

ben. In vielen Fällen wird das Biogas in einem zentralen, am Standort der Biogasanlage aufgestellten BHKW verstromt. Die dabei frei werdenden Abwärmemengen können in der Regel zentral nicht vollständig genutzt werden, der Gesamtwirkungsgrad der Anlage ist entsprechend gering. Aus diesem Grund sind Anlagen ohne geeignetes Wärmekonzept z. B. bei steigenden Rohstoffpreisen in ihrer Wirtschaftlichkeit gefährdet.

Die Aufbereitung von Biogas auf Erdgasqualität und Verteilung über das Erdgasnetz an dezentrale BHKW mit Wärmesenken bietet demgegenüber die Möglichkeit einer nahezu vollständigen Energienutzung. Als Grundlage eines Biogaseinspeiseprojektes kann eine Standortbetrachtung mit einer detaillierten Wirtschaftlichkeitsuntersuchung wichtige Entscheidungsgrundlagen aufzeigen. Ziel ist es, durch die Identifizierung geeigneter Standorte zur Erzeugung von Biomethan eine optimale Wirtschaftlichkeit in einer ausgewählten Region zu gewährleisten. Die Biogaserzeugung, die Biogasaufbereitung und die Nutzung in dezentralen BHKW werden dann zusammengefasst in einer gemeinsamen Wirtschaftlichkeitsberechnung untersucht. Der Betrachtungsrahmen beginnt mit der Bereitstellung von Substraten und endet bei der Abgabe von Strom und Wärme an die jeweiligen Abnehmer (Abb. 1). Dabei müssen zahlreiche Faktoren berücksichtigt werden, die eine Standortentscheidung beeinflussen können. Wichtige Standortfaktoren sind Anforderungen aus dem Erdgasnetz (Gasqualität, Druckstufe), die Verfügbarkeit der Substrate und potenzielle Bauflächen.

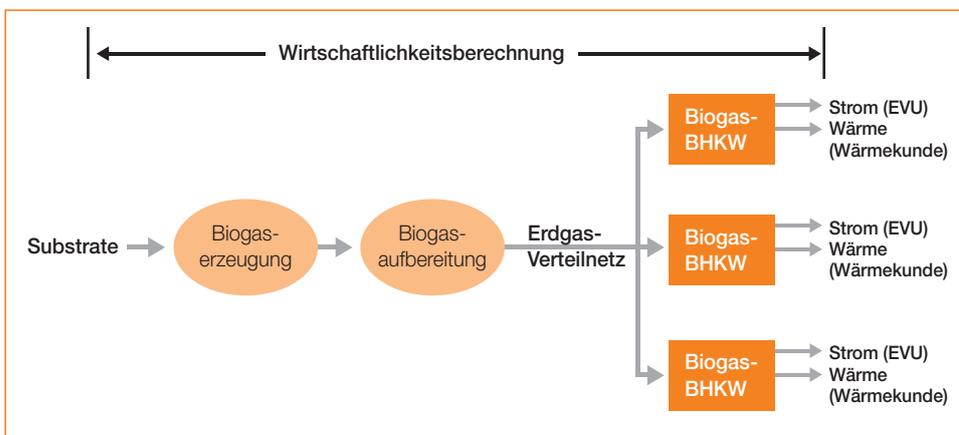


Abb. 1: Betrachtungsrahmen der Wirtschaftlichkeitsberechnung

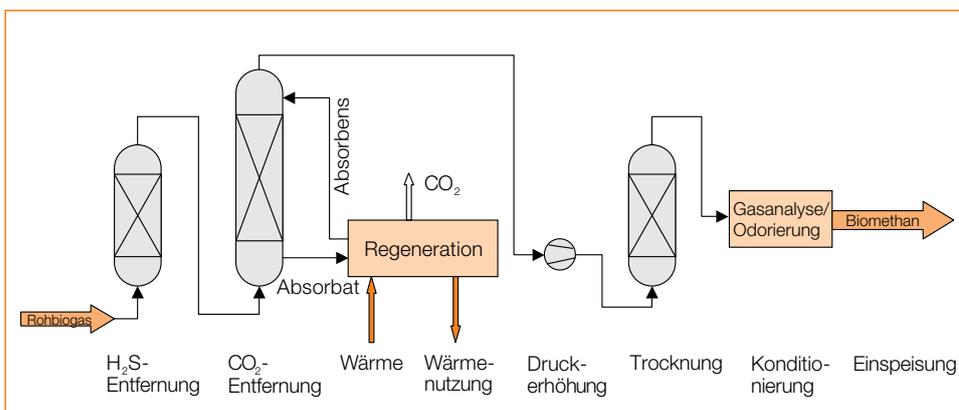


Abb. 2: Vereinfachtes Verfahrensschema der chemischen Absorption

Quelle: H. Berg & Partner GmbH

Quelle: H. Berg & Partner GmbH

Anforderungen an Biomethan

In Deutschland sind die Anforderungen an Brenngase der öffentlichen Gasversorgung im DVGW-Regelwerk festgeschrieben. Soll Biogas in vorhandenen Erdgasnetzen zu dezentralen Nutzern transportiert werden, müssen die geforderten Bedingungen eingehalten werden. Biogas weicht jedoch bei wesentlichen Kennwerten (z. B. Brennwert, Wobbe-Index und CO₂-Gehalt) stark von den Grenzwerten ab. Vor der Einspeisung ist daher eine Aufbereitung des Biogases erforderlich. Zur Anhebung des Brennwertes muss das enthaltene CO₂ aus dem Biogas weitgehend entfernt werden. Des Weiteren muss das Biogas entschwefelt und getrocknet werden. Zur Biogasaufbereitung werden aktuell im Wesentlichen drei verschiedene Verfahren genutzt:

- Druckwechseladsorption (PSA): Adsorption von CO₂ an einem Kohlenstoffmolekularsieb
- Druckwasserwäsche (DWW): Adsorption von CO₂ in Wasser
- chemische Absorption: Lösung von CO₂ in Chemikalien (z. B. Selexol, Aminen, Glykol)

Diese Verfahren sind geeignet, die Anforderungen der weitgehenden Entfernung von CO₂ zu erfüllen. Je nach Anwendungsfall kann aber ein bestimmtes Verfahren Vorteile haben.

Vor der Einspeisung muss das Biomethan zusätzlich noch konditioniert werden. Dazu gehört eine endgültige Brennwertanpassung, bei der dem Biomethan geringe Mengen Luft und/oder Flüssiggas zugegeben werden. Des Weiteren muss eine Odorierung (mit Ausnahme von Ferngasleitungen) und gegebenenfalls eine Druckerhöhung auf das im Gasnetz herrschende Druckniveau erfolgen.

Die mit den genannten Aufbereitungsverfahren wirtschaftlich erreichbaren Methangehalte im Produktgas liegen laut Herstellerangaben zwischen 95,0 und 99,9 Prozent CH₄ bei Methangehalten im Abgas (Methanschlupf) zwischen 0,1 und 5,0 Prozent. Die Forderung an eine wirtschaftliche und ökologische Aufbereitungstechnik muss lauten, einen möglichst hohen Methangehalt bei geringem Methanschlupf sicherzustellen. Hohe Methangehalte im Abgas bedeuten zusätzliche Kosten für die weitere Behandlung und einen zusätzlichen wirtschaftlichen Verlust durch die entgangenen Methanmengen. Hierbei ist der Klimaschädlichkeit von Methan be-

sonderes Augenmerk zu schenken, da diese ca. 21 Mal höher ist als die von CO₂. Die genannten Ziele werden derzeit in hohem Maße von der chemischen Absorption erfüllt.

Die chemische Absorption (**Abb. 2**) zählt zu den absorptiven Trennverfahren, bei denen das Biogas mit einer Flüssigkeit in Kontakt gebracht wird und eine oder mehrere Komponenten des Gases in die Flüssigkeit übertreten (absorbiert werden). In Abhängigkeit vom eingesetzten Lösungsmittel findet eine chemische Absorption nur von bestimmten Gaskomponenten statt. Die Wahl des Lösungsmittels ist daher auf die zu entfernenden Gaskomponenten abzustimmen. Dadurch lässt sich eine große Selektivität bezüglich der entfernten Komponenten erreichen. Die Entfernung von Kohlenstoffdioxid und Schwefelwasserstoff erfolgt in der chemischen Industrie häufig mit Aminwäschern.

Die Verfahrensführung der chemischen Absorption ist mit der Druckwasserwäsche vergleichbar. Der besondere Vorteil liegt hier in der drucklosen Verfahrensführung, sodass eine für das Erdgasnetz erforderliche Druckerhöhung nur für einen deutlich geringeren Gasvolumenstrom erforderlich ist, da das überschüssige CO₂ schon vorher entfernt wurde. Das gewonnene CO₂ liegt nach der Entfernung aus dem Biogas in sehr reiner Form vor und kann gegebenenfalls vermarktet werden.

Trotz der genannten Vorteile ist die Aminwäsche bei der Aufbereitung von Biogas derzeit in Deutschland noch nicht etabliert und in der Praxis eingeführt wie die Druckwechseladsorption. Die Ergebnisse von

Versuchsanlagen und Erfahrungen von zwei großtechnischen Anlagen in Schweden (300 Nm³/h und 1.600 Nm³/h Rohbiogas) mit dieser Technik zeigen, dass Methanausbeuten von mehr als 99,9 Prozent und Methanverluste von weniger als 0,01 Prozent erzielbar sind [1].

Dies ermöglicht bei Abwesenheit von Stickstoff einen Brennwert im Produktgas (ohne Konditionierung mit Flüssiggas) von knapp 11,0 kWh/m³. Der Wärmebedarf zur Desorption von CO₂ aus dem Absorbat ist derzeit noch hoch. Daher sind Möglichkeiten zur Minimierung des Wärmebedarfs und zur zusätzlichen Nutzung der Desorptionswärme über die Fermenterbeheizung hinaus zu suchen.

Substratverfügbarkeit

Die eingesetzten Substrate bilden die Basis der Biogaserzeugung, sodass ihnen eine entscheidende Bedeutung zukommt. Der Einsatz von nachwachsenden Rohstoffen und Co-Fermenten wird von zahlreichen Einflussfaktoren bestimmt. So wird die Verfügbarkeit der nachwachsenden Rohstoffe (z. B. Mais-, Gras- und Ganzpflanzensilage) im Wesentlichen beeinflusst durch die gesamte potenzielle Anbaufläche in wirtschaftlicher Transportentfernung und den spezifischen Flächenerträgen (abhängig von Bodenart und regionalen Witterungsverhältnissen). Von der theoretisch zur Verfügung stehenden Gesamtmenge an nachwachsenden Rohstoffen sind die Mengen abzuziehen, die in vorhandenen Biogasanlagen genutzt werden oder für andere geplante Biogasanlagen vorgesehen sind. Die Verfügbarkeit von Co-Fermenten (z. B. Speiseabfälle, Grünabfälle, Fette) ist ebenfalls stark von

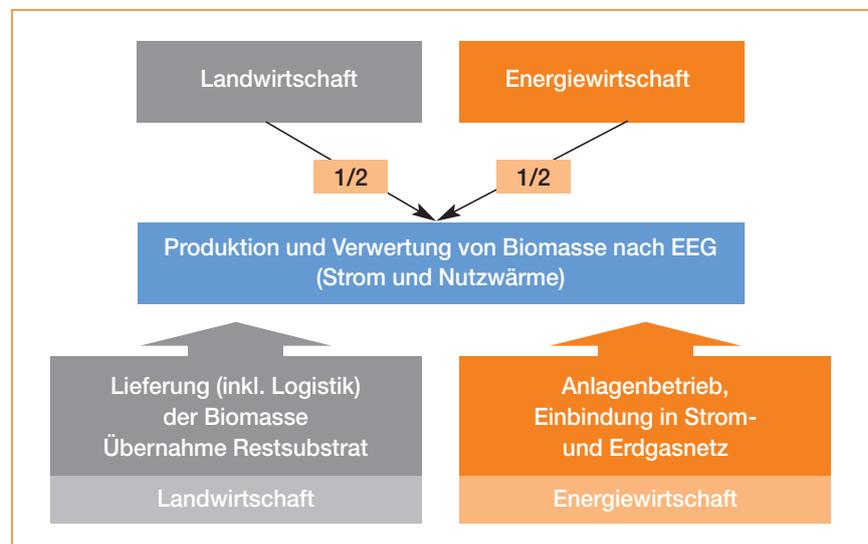


Abb. 3: Kooperationsmodell zwischen Landwirtschaft und Energiewirtschaft

regionalen Einflüssen geprägt und kann im Rahmen einer detaillierten Recherche erfasst werden.

Die Kosten der Substrate werden bestimmt durch die Verfügbarkeit und die spezifische Nachfrage am Markt. Daraus können Konkurrenzsituationen zwischen verschiedenen Verwertungswegen entstehen, die sich negativ auf den Substratbeschaffungspreis auswirken. Eine weitgehende Beteiligung der Lieferanten an der Gesamtanlage begünstigt die Tendenz zu längerfristigen Lieferverträgen bis zu 20 Jahren und einem günstigen Preisniveau bei kalkulierbaren Preissteigerungen [2] (Abb. 3).

Potenzielle Bauflächen

Die Errichtung einer Biogasanlage ist ein Bauvorhaben im Sinne des Baugesetzbuches. Demnach kommen als Standorte für eine Biogasanlage ausgewiesene Gewerbe- und Industriegebiete in Betracht. Die Realisierung in einem für diese Nutzung ausgewiesenen Sondergebiet ist ebenfalls möglich. Im sogenannten unbeplanten Innenbereich ist die Errichtung von Biogasanlagen möglich, wenn sie sich in die Art der näheren Umgebung einfügt, z. B. wenn die Umgebung der Art nach einem Industrie- oder Gewerbegebiet entspricht.

Im Außenbereich sind Biogasanlagen regelmäßig nur dann zulässig, wenn ein Bezug zu einem landwirtschaftlichen Betrieb nachgewiesen werden kann. Bei diesen privilegierten Anlagen gilt zusätzlich eine Beschränkung auf 500 kW_{el} installierter Leistung. Eine weitere Möglichkeit zur Errichtung einer Biogasanlage im Außenbereich stellt die Änderung des

Tabelle 1: Bestimmung der verfügbaren NaWaRo-Anbaufläche für die Biogasanlage mit Gaseinspeisung	
vorhandene Ackerbaufläche	15.759 ha
abzüglich 3 % Verkehrsfläche	-473 ha
nutzbares Ackerland	15.286 ha
hiervon 15 % angesetzt für nachwachsende Rohstoffe	2.293 ha
hiervon 75 % für NaWaRo-Anbau zur Biogaserzeugung	1.720 ha

Quelle: H. Berg & Partner GmbH

Flächennutzungsplanes für das entsprechende Gebiet oder die Aufstellung eines vorhabenbezogenen Bebauungsplanes und die Realisierung in einem für diesen Nutzungszweck festgesetzten Sondergebiet (SO nach BauNVO § 11) dar. Dies kann vorteilhaft sein, da eine optimale Lage der Biogasanlage zum Erdgasnetz, die Nähe zu den landwirtschaftlichen Anbauflächen, geringe Grundstückspreise sowie weniger Widerstände von Nachbarn im Einzelfall erreicht werden. Voraussetzung hierfür ist in besonderem Maße die Unterstützung der kommunalen Verwaltung und der lokalen politischen Mehrheiten. Bei guter Planungsvorbereitung und Behördenbegleitung in der Genehmigungsphase sowie weiteren positiven Randbedingungen ist die Schaffung der bauplanungsrechtlichen Voraussetzungen und Erteilung der Baugenehmigung nach einem Dreivierteljahr möglich.

Wirtschaftlichkeit

In der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung werden die Investitionskosten (Baukosten, Baunebenkosten, Grunderwerb, Anschaffung dezentraler BHKW etc.), die Reinvestitionskosten und die Laufenden Kosten (Kapitalkosten, Sonstige Laufende Kosten für z. B. Substrate und Brennwertanpassung) geschätzt und in einer Kostenver-

gleichsrechnung den verschiedenen Nutzenfaktoren gegenübergestellt. Diese bestehen im Wesentlichen aus den Vergütungen nach EEG und dem Wärmeverkauf an die dezentralen Wärmenutzer.

Infolge der gleichbleibenden Vergütung nach EEG und der steigenden Sonstigen Laufenden Kosten (im Mittel 1,5 Prozent jährlich) haben die jährlichen Gewinne eine fallende Tendenz. In der Kostenvergleichsrechnung [3], welche die Kapitalkosten, die Laufenden Kosten und die Erträge über die Vergütungszeit nach EEG von 20 Jahren berücksichtigt, ist der mittlere Jahresüberschuss über die Betrachtungszeit zu berechnen.

Aufgrund der Vielzahl zu berücksichtigender Faktoren und der Zusammenhänge in der Kostenstruktur ist es sinnvoll, im Rahmen der Wirtschaftlichkeitsuntersuchung eine Sensitivitätsanalyse durchzuführen. So können die Auswirkungen bestimmter Einflüsse (z. B. Veränderung der Investitionskosten oder des Maispreises, Verringerung der Methanverluste) abgeschätzt werden.

Beispielprojekt

Anhand eines Beispielprojektes vom Mai 2007 werden die vorangegangenen Erläuterungen konkretisiert und das grundsätzliche Vorgehen bei einer Machbarkeitsstudie verdeutlicht. Die Berechnung erfolgt für eine Biogasanlage auf Basis nachwachsender Rohstoffe (NaWaRo). Das erzeugte Biogas soll nach der Aufbereitung in ein H-Gasnetz (GUS-Qualität mit Brennwert 11,2 kWh/m³) eingespeist werden. Für einen als geeignet ermittelten Standort (gute Anbindung an das Gasnetz, keine baugesetzlichen Hindernisse, gute Verkehrsanbindung etc.) wird zunächst die vorhandene Ackerbaufläche ermittelt. Diese wird aus GIS-Daten zur Landnutzung herausgefiltert (Abb. 4).

Die Gesamtackerbaufläche mit 15.759 Hektar wird unter Berücksichtigung regional-typischer Annahmen und regionaler Standortfaktoren abgemindert (Tab. 1). Für die vorhandene Verkehrsfläche wird ein



Abb. 4: Kartenausschnitt zur Bestimmung der verfügbaren NaWaRo-Anbaufläche

Quelle: H. Berg & Partner GmbH

Abzug von 3 Prozent vorgenommen, der regional unterschiedlich ist. Nach dem Abzug ergibt sich die nutzbare Ackerbaufläche. Von dieser werden allerdings nur 15 Prozent für den Anbau nachwachsender Rohstoffe angesetzt, um Forderungen aus dem Grundwasserschutz und der regionalen Flächenkonkurrenz Rechnung zu tragen. Zur Berücksichtigung des regionalen Anbaus anderer nachwachsender Rohstoffe werden nur 75 Prozent für den NaWaRo-Anbau der Biogasanlagen vorgesehen.

Von den zunächst ermittelten ca. 15.760 Hektar Ackerbaufläche stehen 1.720 Hektar für den Substratanbau für Biogasanlagen zur Verfügung. Dies entspricht 11 Prozent der Gesamtackerbaufläche. Mit dem Ansatz, dass bei 1 MW installierter elektrischer Anlagenleistung für eine NaWaRo-Biogasanlage mit einem geringen Gülleanteil etwa 400 Hektar Ackerbaufläche für nachwachsende Rohstoffe benötigt werden, ergibt sich eine potenzielle Leistung von 4,3 MW_{el}. Hiervon muss die installierte elektrische Leistung von 2,1 MW_{el} anderer NaWaRo-Biogasanlagen im Einzugsgebiet abgezogen werden. Im Beispiel verbleiben 2,2 MW_{el} als potenzielle Anlagenleistung für die Biogasanlage mit Gaseinspeisung. Im konkreten Fall wird eine Anlagengröße von 2,0 MW_{el} gewählt.

Die Kostenschätzung für eine Biogasanlage mit Gasaufbereitung und -einspeisung in dieser Größenordnung ergibt Netto-Investitionskosten von 11,7 Mio. €, wobei die reinen Baukosten der Biogasanlage 6,1 Mio. € (52 Prozent) und der Gasaufbereitung mit -einspeisung 2,4 Mio. € (20 Prozent) betragen. Die Laufenden Kosten setzen sich zusammen aus den Kapital-

kosten und den Sonstigen Laufenden Kosten. Die Laufenden Kosten betragen 3,1 Mio. € bei Kapitalkosten von 0,7 Mio. € (30 Prozent Eigenkapital, 5 Prozent Zins auf Fremdkapital) und 2,4 Mio. € Sonstige Laufende Kosten. Zu den größten Positionen innerhalb der Sonstigen Laufenden Kosten zählen die Kosten der Substratbeschaffung und -verbringung mit ca. 1,1 Mio. €/a (28 €/t für Mais, 4,50 €/m³ für Rindergülle).

Demgegenüber steht ein wirtschaftlicher Nutzen von 4,1 Mio. € pro Jahr. Dieser setzt sich zusammen aus der Vergütung nach EEG von 3,2 Mio. €/a und dem Wärmeverkauf an dezentralen Standorten von 0,9 Mio. €/a. Es ergibt sich ein jährlicher Gesamtgewinn von 1,0 Mio. € netto pro Jahr. Dies entspricht bei Ansatz einer 20-jährigen Laufzeit einem mittleren Jahresüberschuss von 0,8 Mio. € und einer Eigenkapitalverzinsung von 23 Prozent.

Fazit

Die Biogaserzeugung mit anschließender Aufbereitung und Einspeisung in das Erdgasnetz eröffnet die Möglichkeit, die Gasverwertung an dezentralen Standorten durchzuführen. Dadurch werden gegenüber einer zentralen Gasnutzung weitere Nutzenfaktoren aktiviert (KWK-Bonus, Technologie-Bonus, Wärmeverkauf). Jedoch können ungünstige Standortvoraussetzungen und die Entwicklung der Substratpreise die langfristige Wirtschaftlichkeit der Anlage erheblich einschränken. Die Untersuchung der spezifischen, regionalen Standortfaktoren und der daraus resultierenden Wirtschaftlichkeit in Form einer Machbarkeitsstudie sollte daher als erster Schritt in der Verfolgung ei-

nes Biogaseinspeiseprojektes durchgeführt werden. Ergebnis einer Machbarkeitsstudie ist ein Vorschlag für ein Umsetzungskonzept mit Betrachtung der Gesamtwirtschaftlichkeit und der Risiken unter Berücksichtigung der regionalen Standortfaktoren. Die Machbarkeitsstudie stellt die Grundlage für die Entscheidung über die weiteren Schritte der Projektrealisierung (z. B. Verhandlungen über Substratlieferungen, Entwurfs- und Genehmigungsplanung etc.) dar. Die Machbarkeitsstudie ist wegen der eintretenden Veränderungen der Randbedingungen in der Projektrealisierung jeweils fortzuschreiben.

Literatur:

- [1] van Beek, J. (2007): Das Niederdruck Absorptionsverfahren, Tagung „Bioenergie in der Strom- und Wärmezeugung – Engagement der Energiewirtschaft“ am 04./05. Juni 2007 in Fulda
- [2] Palic, M. (2007): Das Kooperationsmodell Landwirtschaft-Energiewirtschaft für eine Biogasanlage der EnergieWest und Verkehr GmbH & Co. KG, 16. Jahrestagung des Fachverbandes Biogas e. V. am 02. Februar 2007 in Leipzig
- [3] LAWA-Unterausschuss Wirtschaftlichkeitsfragen in der Wasserwirtschaft/KVR-Leitlinien (2005): Leitlinien zur Durchführung dynamischer Kostenvergleichsrechnungen

Autor:

Dipl.-Ing. Helmut Berg
 H. Berg & Partner GmbH
 Malmedyer Str. 30
 52066 Aachen
 Tel.: 0241 94623-0
 Fax: 0241 94623-30
 E-Mail: info@bueroberg.de
 Internet: www.bueroberg.de



Fachverband Biogas e.V.

Biogas

effizient und verlässlich

- Referentenvorträge zu aktuellen Biogasthemen
- Mit der weltgrößten reinen Biogasmesse
- Praxisnahe Workshops
- Eintägige Lehrfahrt zu beispielhaften Biogasanlagen

17. Jahrestagung des Fachverbandes Biogas e.V.

15.1. bis 17.1.2008
Messezentrum Nürnberg

Nähere Infos:
www.biogas.org