



Dauerbetrieb: In der Anlage auf dem Hof von Thorsten Dünnemann wird rund um die Uhr Biogas aufbereitet. Via Hochdrucknetz geht es an Ökogaskunden in ganz Deutschland.

In Tippelschritten ins Netz

Nach wie vor fließt **zu wenig Biomethan ins Erdgasnetz**. Wie das Einspeisetempo erhöht werden kann, darüber ist die Branche uneinig. Klar ist nur: Das Biomethanziel der Bundesregierung wird verfehlt.

Text: Karsten Wiedemann, **Fotos:** Jens Meier

Gasbarone lassen sich nicht nur in Russland, sondern auch in der niedersächsischen Provinz finden. Ein Beispiel dafür ist Thorsten Dünnemann. Von seinem Hof in der Nähe von Diepholz stammen rund fünf Prozent der deutschen Biomethanproduktion. In unscheinbaren braunen Containern wird rohes Biogas zu Biomethan aufbereitet und ins Ergasnetz eingespeist. Mit Gaskonzernen à la Gazprom will sich Dünnemann freilich nicht vergleichen. „Ich bin Landwirt“, sagt er mit Überzeugung. Als solcher betreibt Dünnemann gemeinsam mit sieben Kollegen aus der Umgebung seit dem Jahr 2005 eine Biogasanlage mit 835 Kilowatt elektrischer Leistung. Die liefert allerdings mehr Gas, als in dem angeschlossenen Blockheizkraftwerk (BHKW) verbrannt werden kann.

Was also tun? Ein weiteres BHKW bauen wollte Dünnemann nicht. „Ich hatte dann die Idee zur Gasaufbereitung“, sagt er. Das war im Jahr 2006, als das Thema noch relativ neu war. Es gelang Dünnemann dennoch, seine Partner



Energiewirt: Thorsten Dünnemann macht in Biomethan.

von der Einspeiseidee zu überzeugen. „Bei den Investitionen müssen Sie das Risiko auf mehrere Schultern verteilen.“ Bis das Projekt realisiert war, vergingen drei Jahre. Immer wieder herrschte Stillstand. „Das Problem war, dass wir nicht ins Gasnetz kamen“, erzählt Dünnemann. Was sich mit der Novelle der Gasnetzzugangsverordnung im Jahr 2008 änderte. Und dann musste noch die Bank überzeugt werden, das Millionenprojekt zu finanzieren. „Das war schon Arbeit“, erinnert sich der Landwirt. Es half, dass Dünnemann mit dem Hamburger Ökostromversorger Lichtblick einen Abnehmer für sein Gas fand. Der Netzbetreiber, Erdgas Münster, spielte ebenfalls mit. „Die haben uns keine Steine in den Weg gelegt“, erinnert er sich.

Seit Ende 2009 dröhnen in dem kleinen Anlagenpark neben dem Hof nicht nur das Biogas-BHKW, sondern auch die Pumpen der Aufbereitungsanlage. Dünnemann stört das nicht. Stolz präsentiert er Besuchern die mit allerlei Technik vollgestopften Container, in denen das Gas ver-



Leitungsgewirr: Auf sieben Bar verdichtet strömt das Gas durch die Aufbereitungsanlage.

verdichtet, aufbereitet und getrocknet wird. Wie das funktioniert, kann der Landwirtschaftsmeister aus dem Effeff erklären. Aus 1150 Kubikmeter Rohbiogas werden mittels Druckwasserwäsche 700 Kubikmeter Biomethan pro Stunde (siehe Kasten Seite 66). Verdichtet auf 64 Bar geht es dann ins Hochdrucknetz. Das liegt quasi vor der Haustür – in ländlichen Regionen keineswegs selbstverständlich. „Wir haben das Glück, dass im Nachbarort Rehden Europas größter Erdgasspeicher liegt“, klärt Dünne mann auf. Mehr als vier Milliarden Kubikmeter können dort in 2000

39 Prozent beträgt der Kohlendioxid-Anteil im Rohbiogas.

Meter Tiefe lagern. Die gesamte deutsche Biomethanproduktion von derzeit 170 Millionen Kubikmeter fände dort bequem Platz. Noch. Denn in neun Jahren sollen nach dem Willen der Bundesregierung bereits sechs Milliarden Kubikmeter grünes Gas im Erdgasnetz fließen (neue energie 2/2010).

Mehr Bioerdgas, aber wie?

Nach heutigem Stand wird dies eine Vision bleiben. Gerade 40 Anlagen speisen derzeit Biomethan ein, bis Ende dieses Jahres kommen 30 bis 60 Anlagen hinzu. Rund 120 Anlagen pro Jahr müssten gebaut werden, um das Sechs-Milliarden-Ziel zu erreichen – eine unrealistische Größenordnung. Denn den aktuellen Miniboom beim Bau von Einspeiseanlagen hat die anstehende Novelle des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) bereits wieder ausgebremst. Projekte für 2012 lägen auf Eis, ist aus der Branche zu hören. Nicht nur Unsicherheiten im Rahmen der EEG-Novelle machen die Einspeiseziele unwahrscheinlich: Branchenvertreter betonen, es gebe schlichtweg nicht genügend Einspeisestandorte. Allenfalls die Hälfte des Biomethanziels für 2020 sei machbar, ist vielfach zu hören. Selbst das ist ehrgeizig: Die Realisierung von Einspeiseprojekten ist immer noch langwierig, die Kosten hoch.

Biogasregister: Online-Datenbank für Biomethan

Den Handel mit Biomethan erleichtern soll das Biogasregister, das in diesen Tagen an den Start geht. Das von der Deutschen Energie-Agentur in Zusammenarbeit mit Unternehmen der Gaswirtschaft aufgebaute Register ist eine Online-Datenbank zur Dokumentation der unterschiedlichen Eigenschaften von ins Erdgasnetz eingespeistem Biomethan. Händler und Produzenten können mit dem Biogasregister beispielsweise dokumentieren, ob das eingespeiste Bioerdgas von einer Nawaro-Anlage stammt und ob noch weitere Boni gut geschrieben werden können. Eingetragen werden können zudem ein- und ausgespeiste Gasmengen. Der Aufbau des Registers wurde vom Bundesumweltministerium gefördert. Der Betrieb soll über Nutzungsgebühren finanziert werden.



Abgetrennt: In der Absorptionskolonne löst sich das Kohlendioxid aus dem Biogas.

Nicht überall sind die Gasnetzbetreiber so kooperativ wie im Fall von Landwirt Dünnemann (neue energie 4/2010). Mit der Novelle der Gasnetzzugangsverordnung im letzten Jahr wurden ihnen einige Blockademöglichkeiten genommen, das allein reicht aber nicht (neue energie 8/2010). „Einen großen Schub wird es ohne ein Einspeisegesetz für Bioerdgas nicht geben“, betont Henning Voss vom Anlagenbauer Biogas-Weser-Ems. Gerade kleine Anlagen seien sonst nicht rentabel. Der Fachverband Biogas, der kleine und mittelständische Anlagenbetreiber vertritt, spricht sich ebenfalls für ein Einspeisegesetz für Bioerdgas (EGE) aus. Mit einem durch das EGE ausgelösten Schub könnte die teure Einspeisetechnik günstiger werden, so die Hoffnung.

Der Biomethanmarkt krankt nicht allein an Problemen mit Anschluss und Technik. Auch die Nachfrageseite schwächelt: Nicht einmal das derzeit produzierte Biomethan wird in Gänze verbraucht (neue energie 11/2010). Ein Grund dafür ist der aktuell günstige Erdgaspreis, der das grüne Gas zu einer Sache für Überzeugungstäter macht. Abhilfe könnten nach Auffassung von Branchenvertretern andere Vergütungsgrenzen für den Einsatz von Biomethan in Blockheizkraftwerken (BHKW) schaffen. Derzeit ver-

40 _Anlagen speisen derzeit Biomethan ein.

120 _Anlagen müssten pro Jahr gebaut werden, um das Biomethanziel der Bundesregierung zu erreichen.

mindert sich der Bonus für den Einsatz nachwachsender Rohstoffe von sieben auf vier Cent, wenn das Gas in BHKWs über 500 Kilowatt elektrischer Leistung verbrannt wird. „Um große Kunden zu gewinnen und damit die Nachfrage zu erhöhen, muss diese Grenze fallen“, fordert Phillip Schneider vom Biomethanhändler Re Biomethan. Der Einsatz von Biomethan könnte dann für Wohnungsbaugesellschaften oder Krankenhäuser interessant werden, die Anlagen im Megawatt-Bereich benötigen.

Ein weiteres Manko für Betreiber: Für Lastspitzen müssen Erdgaskessel vorgehalten werden. Zwar kommt das Gas dafür aus derselben Leitung, nach geltender Rechtslage müssen aber doppelte Netzentgelte gezahlt werden. Ein Nachteil im Vergleich zum Betrieb eines Erdgas-BHKW. Positiv könnten sich dagegen höhere Entgelte für vermiedene Netzkosten auswirken. Gefordert werden 1,5 statt 0,7 Cent pro Kilowattstunde.

Die Großen der Branche schielen vor allen auf den Wärmemarkt, spricht den Einsatz von Biomethan in Heizkesseln. So fordert der Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW), das Erneuerbare-Energien-Wärme-gesetz (EWWärmeG) zu ändern: Ein Hausbesitzer soll die Quoten für den Einsatz von erneuer-

Gut gereinigt ist halb eingespeist: Die aktuellen Verfahren zur Biogasaufbereitung

(kw) Auf dem Weg ins Erdgasnetz führt kein Weg an ihr vorbei: der Biogasaufbereitung. Rohbiogas muss von Kohlendioxid, Schwefelwasserstoff und weiteren Störstoffen befreit und getrocknet werden, bevor es mit einem Methangehalt von über 90 Prozent in die Leitung darf. Die Wahl von Aufbereitungstechnik und Anbieter bleibt dem Einspeiser überlassen. Welche Technik sich für welchen Standort eignet, darauf gibt es laut Matthias Trüter Cordeiro vom Anlagenhersteller Bioconstruct keine eindeutige Antwort. „Derzeit konzentriert sich der Markt auf Druckwasserwäsche, Aminwäsche und Membrantechnik“, so der Experte.

Die meiste Erfahrung gibt es mit der aus der Erdgasförderung stammenden **Druckwasserwäsche**. Dabei wird das Rohbiogas verdichtet, durch einen Behälter (Absorptionskolonne) geleitet und mit Wasser besprüht. CO₂, Schwefelwasserstoff und Ammoniak lösen sich und bleiben im Wasser zurück, das Methan bleibt gasförmig. Angeboten wird das Verfahren unter anderem von der schwedischen Firma Malmberg, die allein in Deutschland 15 solcher Anlagen gebaut hat. Ein Vorteil der Druckwasserwäsche: Das Verfahren ist einfach zu handhaben. „Ich kann das in 30 Minuten erklären“, verspricht Ulf Richter, bei Malmberg für das Deutschlandgeschäft zuständig. Als Waschmittel wird lediglich Wasser benötigt.

Auf die Energiebilanz wirkt sich positiv aus, dass keine Prozesswärme notwendig ist. Das Verfahren bietet sich also an Standorten an, wo die Abwärme bereits genutzt wird. Allerdings schlägt die Verdichtung beim Stromverbrauch zu Buche. Malmberg verspricht Gasqualitäten von 92 bis 98 Prozent Methangehalt. „Wir können das den Erfordernissen anpassen“, so Richter. Der so genannte Methanschluß, der Methangehalt im Abgas, liegt bei diesem Verfahren bei 0,5 bis 1,2 Prozent. Laut Gasnetz-Zugangsverordnung sind nur 0,5 Prozent erlaubt. Bei höheren Werten ist eine kostenträchtige Abgasnachbehandlung nötig.

Bei der technisch noch jüngeren **Aminwäsche** wird CO₂ mittels einer chemischen Reaktion aus dem Rohgas gelöst. Das Gas muss dafür nicht aufwändig verdichtet werden, was Stromkosten spart. Allerdings sind Prozesstemperaturen von 160 Grad Voraussetzung. Die Technik bieten MT-Energie und seit kurzem Dreyer und Bosse, Hersteller von Blockheizkraftwerken (BHKW), an. Das Unternehmen hat ein zweistufiges Verfahren entwickelt. Einer ersten Wäsche ohne Druck folgt eine Feinwäsche mit Druck. „Wir können die Abwärme aus dem BHKW nutzen. Die Aminwäsche bietet sich daher vor allem an Standorten mit Wärmeüberschuss an“, erläutert Henning Borrmeister von Dreyer und Bosse. Rechnen soll sich das ganze schon ab Rohgasmengen von 350 Normkubikmetern pro Stunde.

Aufbereitungsanlagen für kleinere Gasmengen bietet neuerdings die Firma Lukeneder aus Österreich an. Basis ist die **Membrantechnologie**. Das Rohgas wird dabei auf bis zu sieben Bar verdichtet und durch eine Membran geleitet. Weil die Kohlendioxidmoleküle kleiner sind, wandern sie schneller durch die Membran. Mit dem System sollen Methangehalte von 95 bis 97 Pro-

zent möglich sein. Lukeneder kombiniert das Verfahren mit der Zugabe eines chemischen Additivs in den Fermenter. Bei der Vergärung sollen so erst gar kein Schwefelwasserstoff und Ammoniak entstehen. Das Additiv stabilisiert laut Unternehmen zudem den biologischen Prozess und erhöht die Methanausbeute.

Lukeneder setzt auf Anlagen mit geringen Rohbiogasmengen, für die eine Netzeinspeisung sich nicht rechnet. Mit rund 400 000 Euro liegen die Kosten deutlich unter denen großer Aufbereitungsanlagen. Für diese fallen je nach Größe einstellige Millionenbeträge an; zu genaueren Preisen machen die Anbieter keine Angaben. Laut Lukeneder-Konzept soll das aufbereitete Gas an Hoftankstellen angeboten werden. Für Landwirte könnte das eine weitere Einnahmequelle sein. Allerdings geht dieses Konzept nur auf, wenn es vor Ort genügend Erdgasfahrzeuge gibt.

Ein weiteres Verfahren bietet das Essener Unternehmen Schmack Carbotech an: **Druckwechseladsorption**. Dabei wird das Rohgas verdichtet und auf unter 40 Grad abgekühlt. In einem Festbettreaktor werden mittels Aktivkohle CO₂ und andere Störstoffe herausgeholt.

Immer neue Anbieter drängen in das Aufbereitungsgeschäft. „Auch große Unternehmen interessieren sich“, beobachtet Trüter Cordeiro. Ein Beispiel ist der Baukonzern Bilfinger Berger. Das Mannheimer Unternehmen hat die Aufbereitungstechnik für die Biogasanlagen der Firma Verbio in Zörbig und Schwedt geliefert, die größten ihrer Art in Deutschland (*neue energie* 9/2010). In Zusammenarbeit mit dem Chemieriesen BASF hat der Konzern ein auf Großanlagen ausgerichtetes Verfahren entwickelt, das auf der Aminwäsche beruht. Herzstück ist ein neues, von BASF entwickeltes Waschmittel. Das soll Kohlendioxid und Schwefelwasserstoff in einem einzigen Schritt aus dem Rohbiogas entfernen. Grundlage des Waschmittels ist eine wässrige Salzlake. „Die Wirkstoffe können nicht verdunsten und sind daher sehr langlebig“, erklärt Andreas Möller, Projektverantwortlicher bei Bilfinger Berger. Der Methanschluß soll mit weniger als 0,1 Prozent deutlich unter dem anderer Anlagen liegen, der Wärmebedarf ist mit etwa 0,5 Kilowattstunden pro Normkubikmeter ebenfalls vergleichsweise niedrig.

Noch in Erprobung befindet sich ein von der Berliner HF-Biotec entwickeltes Verfahren. Das abgetrennte CO₂ gelangt dabei nicht in die Luft, sondern wird in einer chemischen Reaktion mit gelöschtem Kalk in **Calciumcarbonat** umgewandelt. Dieser Stoff wird in der Papier-, Kunststoff- und Farbindustrie benötigt. Ein weiterer Vorteil: Bei der Reaktion wird Wärme abgegeben.

Wie kann ein Betreiber nun das richtige Verfahren finden? Nicht unerheblich ist die Frage, ob er in ein Hoch- oder Niederdrucknetz einspeisen will. Bei Hochdrucknetzen bieten sich Verfahren wie die Druckwasserwäsche an, denn hier wird das Gas schon im Prozess stark verdichtet. So oder so ist es ratsam, bei der Betriebskosten-Kalkulation ein Polster einzuplanen. Matthias Trüter Cordeiro hat festgestellt: Die Kosten liegen im Schnitt rund 15 Prozent über dem, was die Hersteller versprechen.



Nachschub: Mais und Gülle für die Biogasanlage stammen aus der Region.

erbaren Energien erfüllen können, wenn er Bioerdgas im Brennwertkessel nutzt. Bisher ist dies nur anrechenbar, wenn eine Anlage mit Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) zum Einsatz kommt. Die Deutsche Energie-Agentur (Dena) und der Heizungsbauverband schwärmen von riesigen Biomethanpotenzialen, die sich über den Wärmemarkt heben ließen. Dafür müsste das Wärmegesetz allerdings auf Bestandsbauten ausgeweitet werden. Vorbild ist das Wärmegesetz in Baden-Württemberg. Dies schreibt bei Heizungsmodernisierungen den Einsatz von mindestens zehn Prozent Erneuerbaren vor. Diese Quote kann mittels Biomethan erreicht werden, auch wenn es lediglich in der Gastherme verbrannt wird. Für den Hausbesitzer ist das bequem, er muss lediglich bei seinem Erdgasversorger einen Tarif mit Biomethananteil buchen und hat die Auflagen erfüllt. Für die Gasversorger ist das ein attraktives Modell.

Die Dena sowie der Biogasrat, ein Zusammenschluss großer Unternehmen der Biogas- und der Erdgaswirtschaft, sähen das baden-württembergische Modell gerne auf das ganze Land ausgeweitet. Im Ländle hat es im abgelaufenen Jahr tatsächlich einen höheren Absatz von Biogas gegeben. In Altbauten habe die Steigerung der Biomethannutzung zehn Prozent betragen, so ein Sprecher des Landesumweltministeriums. Für ihn ist klar: Das Gesetz hat gewirkt.

Strom selber nutzen

So aber würde das großteils aus nachwachsenden Rohstoffen produzierte Biomethan verbrannt, ohne Strom zu erzeugen. Der Effekt auf den Klimaschutz ist dabei bescheiden, weil das Biomethan lediglich das vergleichsweise saubere

Erdgas verdrängt. Das sieht auch Andreas Seebach, Geschäftsführer des Münchner Biomethanhändlers Bmp Greengas, so. „Der Einsatz im Wärmemarkt kann allenfalls eine kurzfristige Option sein“, betont er und verweist auf Studien, die den hohen CO₂-Einspareffekt von Biomethan in der Kraft-Wärme-Kopplung belegen. „Es wäre schwer zu erklären, warum wir nicht den nachhaltigsten Weg fördern“, so Seebach. Bmp Greengas handelt bereits seit Inbetriebnahme der ersten Einspeisanlage in Pliening im Jahr 2006 mit Biomethan.

Ein Einspeisegesetz für Bioerdgas lehnt der Unternehmer ebenfalls ab: „Das setzt bestehende Regeln wie das Energiewirtschaftsgesetz außer Kraft, weil der Netzbetreiber zum Händler wird.“ Feste Tarife würden zudem den Anreiz nehmen, Biomethan möglichst günstig zu produzieren. Seebach fordert, bestehende Instrumente wie das EEG weiterzuentwickeln. „Wir brauchen mehr Anreize für die Eigenverstromung.“ Sein Vorschlag: Wer den produzierten Strom selber verbraucht, sollte von der EEG-Vergütung profitieren. „Das würde den Einsatz von Biomethan in kleinen BHKWs, beispielsweise in Wohnhäusern, attraktiver machen.“ Im BHKW-Markt sieht er das größte Wachstumspotenzial für Biomethan – und den größten Handlungsbedarf. „Wir vergeben aktuell eine Chance, über Biomethan den KWK-Markt zu entwickeln“, sagt Seebach. Dabei geht es nicht nur um mehr Kubikmeter Grüngas im Netz: „Wir müssen dezentrale Versorgungsstrukturen fördern.“ Damit spricht er Thorsten Dünne-mann aus der Seele. Für ihn ist klar: Die Biomethanproduktion muss in der Hand von Landwirten bleiben. ◀

6 000 000 000 _Kubikmeter Biomethan sollen im Jahr 2020 im Erdgasnetz fließen.

59 _Prozent Methan enthält Rohbiogas.