



Bundesverband Biogene und Regenerative Kraft- und Treibstoffe e.V.

Zum Wasserwerk 12
15537 Erkner

T. +49-(0)3362-8859 100

F. +49-(0)3362-8859-110

e-mail: info@biokraftstoffe.org

internet: www.biokraftstoffe.org

Fördergesellschaft Erneuerbare Energien e.V.

Innovationspark Wuhlheide, Köpenicker Str. 325
12555 Berlin

T. +49-(0)30-6576 2706

F. +49-(0)30-6576 2708

e-mail: info@fee-ev.de

internet: www.fee-ev.de

"Biomethan – Seine strategische Rolle als Speichermedium im Erneuerbare Energiesystem und für hocheffiziente Energieversorgung von Großstädten und Metropolen"

Eine der in praxi gesicherten Erkenntnisse des von der Fördergesellschaft Erneuerbare Energien e.V. (FEE), Berlin, und dem Bundesverband Biogene und Regenerative Kraft- und Treibstoffe e.V. (BBK), Erkner, im Mai 2008 gemeinsam gegründeten, bundesweit tätigen BMK BioMethan-Kuratorium ist die Schlüsselfunktion, die Biomethan in Verbindung mit dem vorhandenen nationalen und internationalen Erdgasnetz und den operativen Erdgasspeichern zukommt. **Biomethan ist der bisher aufnahmefähigste, kostengünstigste und obendrein sofort verfügbare Massenspeicher auf Basis heimischer Ressourcen!** Diese Schlussfolgerung strategischer Bedeutung teilen u.a. der DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfachs – Technisch-Wissenschaftlicher Verein e.V., Bonn, [1], das ZSW Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg gemeinnützige Stiftung, Stuttgart, [2] und das Fraunhofer-Institut für Windenergie und Systemtechnik (IWUS), Kassel, [3] sowie zahlreiche Unternehmen der Branche.

Durch die bis Ende 2010 bundesweit 49 im Einspeisebetrieb befindlichen Aufbereitungsanlagen für Biogas aus nachwachsenden Rohstoffen, Gülle und Bioabfällen wurde nicht nur die vollständige regionale Wertschöpfung nachgewiesen, sondern auch ihre Multivalenz für die Kraft-Wärme-Kopplung vor Ort und in Satelliten-BHKW, Einspeisung in das Erdgasnetz und die Abgabe des auf stabile Erdgasqualität aufbereiteten Biomethans als Kraftstoff für Erdgas-Fahrzeugflotten.

Die regenerative Methanbereitstellung ist steigerbar,

kurzfristig:

a) durch **fermentatives Biomethan**

(Beispiele: Mit einer seit 2009 im Einspeisebetrieb befindlichen Aufbereitungsanlage für Biogas aus nachwachsenden Rohstoffen wurde nicht nur die vollständige regionale Wertschöpfung nachgewiesen, sondern auch ihre Multivalenz für die Kraft-Wärme-Kopplung von Ort, Einspeisung in das Erdgasnetz und die Abgabe des auf stabile Erdgasqualität aufbereiteten Biomethans als Kraftstoff für Berliner Erdgas-Fahrzeugflotten. Seit 2010 ist die weltweit modernste multiple Bioraffinerie der Version Bioethanolproduktion, Nutzung der dabei anfallenden Schlempe als Substrat für die Biomethananlage, Nutzung des Biomethans für den Kraftstoffflottenbetrieb, Aufbereitung der Gärreste zu hochwertigem Ammonium-Sulfat-Dünger)inBetrieb

mittelfristig:

b) durch **thermochemische Vergasung** aus stark Lignozellulose haltiger Biomasse zu synthetischem Erdgas (Bio-SNG synthetic natural gas) ohne oder mit elektrolytischer Gewinnung von Wasserstoff und Sauerstoff aus Windenergie (u.a. zwei Vorhaben auch in Deutschland im Projektstadium) und

c) durch Beimengung von 5 Volumen% (erwiesen) bis etwa 10% (gegenwärtig durch DVGW-Forschungsstellen in Erprobung) zum Erdgas durch in das Netz eingespeisten **Wasserstoff** (in der DDR beruhte die Gasversorgung zu einem erheblichen Teil aus Stadtgas, das bis etwa 50% Wasserstoff enthielt), der aus der Wasserelektrolyse durch Strom aus der Überproduktion von Windenergie-, Photovoltaik- oder Wasserkraftanlagen erzeugt worden ist,

mittel- bis langfristig:

d) durch aus hydro- oder vapo-thermaler Karbonisierung gewonnene Biokohle (mehrere Vorhaben auch in Deutschland im Projektstadium) und ihre Konvertierung zu Bio-SNG, sowie außerdem

langfristig (in Abhängigkeit von Preisentwicklungen bei Erdgas, Erdöl und CO₂-Zertifikaten):

e) durch Hydrierung von Kohlendioxid (25 kW-Versuchsanlage zur elektrolytischen Produktion von Wasser- und Sauerstoff aus Wasser mittels Windenergie und das abgetrennte Kohlendioxid einer Biogasaufbereitungsanlage wird mit Wasserstoff zu Biomethan konvertiert, eine Anlage zur Konvertierung von hydriertem Kohlendioxid zu BioSNG und zu Kraftstoff ist im Vorhabensstadium)

Damit kann

1. **importiertes Erdgas substituiert** und können knappe Finanzmittel statt ins Ausland für den Einkauf transferiert, für die heimische Wertschöpfung genutzt,
2. **energiestrategischer Entscheidungsspielraum** für die energetische Umwandlung in Strom, Wärme / Kälte oder Antriebsenergie (Kraftstoff) gewonnen,
3. **höchsteffiziente Nutzung des Energieinhalts knapper werdender Biomasse** gesichert,
4. die **Fluktuation der Energiebereitstellung** anderer erneuerbarer Energieformen (Solarstrahlung, Windenergie) sofort verfügbar und kontinuierlich ausbaubar ausgeglichen,
5. der **kosten- und zeitintensive Ausbau des Stromnetzes** (dena 2010: 3.600 km Höchstspannungstrassen für 9,7 Mrd. EURO) für den obendrein oft kontroverse Interessen ausgeglichen werden müssen, teilweise durch Nutzung bereits vorhandener Gasnetze ersetzt,
6. die kompliziert zu lösende regenerative **Energieversorgung von Großstädten** und Metropolen durch ihr Umland erleichtert,
7. wahlweise auch der **Weg zur stofflichen Nutzung** in Ausbaustufen von Bioraffinerien, gegangen und,
8. in einem weiteren Verfahrensschritt **das bei der Biogasaufbereitung abgeschiedene Kohlendioxid für die Wertschöpfung** in geschlossenen Ketten erschlossen werden.

Ergänzt werden diese Vorteile durch die wachsende Kapazität von flexiblen **Erdgaskraftwerken**, die sowohl Grundlast für bedürftige stromintensive Industriekunden bereitstellen können, als auch Last- und Bedarfsspitzen ausgleichen können und über den Vorteil der Regionalität verfügen. **Erzeugungskapazität 2009 21.847 MW Nettonennleistung**, mit dem **höchsten Zuwachs aller konventionellen Kraftwerke von 1.938 MW 2009**. [4]

Hinzu kommt, dass die Verbrennung Erdgas die **relativ geringsten Kohlendioxid-Emissionen** im Vergleich zu anderen fossilen Primärenergieträgern erzeugt (**Erdgas 0,3 kg CO₂ / kWh_{el}**, Steinkohle 0,8 kg CO₂ / kWh_{el}, Braunkohle ca. 1,3 CO₂ / kWh_{el}, [6] und damit einer geringeren wirtschaftlichen Unsicherheit hinsichtlich der Zertifikatpreise unterliegt.

Regeneratives Methan ist potentiell ein günstiges, rasch ausbaufähiges Massenspeichermedium, weil es sich auf vorhandene deutsche Infrastruktur stützen kann. Diese besteht aus zwei Hauptkomponenten,

- dem **Gasnetz**, 452.722 km Rohrleitungen im Verteilnetz und 46.682 km im Fernleitnetz, **Gesamtlänge 499.404 km**, und
- den unterirdischen **Gasspeichern**, 23 Porenspeicheranlagen mit einer Speicherkapazität von 12,34 Mrd. m³ und 21 Kavernenspeicheranlagen mit 7,71 Mrd. m³ (Stand 31.12.2009). [4] Diese **Gesamtmenge von 20,05 Mrd. m³** macht etwa ein Fünftel des jährlichen Erdgasverbrauchs Deutschlands aus. Im Gasnetz wird jährlich ein Energieäquivalent von ca. 1.000 Mrd. kWh transportiert, das entspricht etwa dem Doppelten der im Stromnetz übertragenen Menge. [5]

Die im Energiekonzept der Bundesregierung von September 2010 analysierten Haupthemmnisse für die umfassende Einführung des Erneuerbare-Energie-Systems, Speicher und Netze, können rasch, kostengünstig, auf Basis heimischer Rohstoffe und obendrein gleichzeitig zu einem wesentlichen Teil durch den massiven Ausbau der Bereitstellung von regenerativen Methan beseitigt werden.

Zugleich könnte damit der bereits eingetretene gravierende Rückstand zu den **Zielen der Bundesregierung** (Ersatz von 6 Mrd. m³ importiertes Erdgas bis 2020 durch Biomethan und 2030 10 Mrd. m³) wieder aufgeholt werden.

Eine kurzfristige Lösung wäre bereits im Rahmen der laufenden Novellierung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes erreichbar durch:

- die Einführung eines Speicherbonus zugunsten von Biomethan,
- die garantiert vorrangige Einspeisung von regenerativ erzeugtem Methan und Wasserstoff in das Erdgasnetz,
- die vorrangige Nutzung als Kraftstoff in Ersatz von Erdgas,
- die Beseitigung noch bestehender administrativer und anderer Hemmnisse, die das Biomethangeschäft wirtschaftlich inattraktiv machen oder behindern.

Unter dem strengen Vorbehalt einer dringend durch die Bundesregierung zu beauftragenden marktrealen Berechnung durch ein oder mehrere wirtschaftlich neutrale Forschungsinstitute dürfte schätzungsweise bei gegenwärtigen Erdgaspreisen und Biomethanentgelten der Speicherbonus etwa in Höhe von zwei bis drei EURO-cent liegen. Mit Hilfe dieses Bonus oder anderer geeigneter Maßnahmen muss allerdings unter Berücksichtigung der fixen Endpreise für Biomethan die Preisfluktuation für Rohstoffe abgefangen werden, um Investitionssicherheit zu schaffen.

Landwirtschaftliche Nutzfläche für den Anbau von nachwachsenden Rohstoffen ist nach Berechnungen der Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. für eine Verdopplung auf ca. vier Mio. ha vorhanden, ohne die Bereitstellung von Nahrungsgütern und Futtermitteln zu gefährden. Gülle als ein weiteres Potenzial könnte bei Einsatz geeigneter ökonomischer Hebel noch besser erschlossen werden. Vor übertriebenen Erwartungen in angeblich große unerschlossene Bioabfallpotenziale anstelle nachwachsender Rohstoffe wird ausdrücklich gewarnt. Von einzelnen regional nach vorhandenen Mengen abgesehen, wird Bioabfall längst energetisch und stofflich verwertet.

Quellen

[1] Gröschl, Frank: Diskussionspapier im Rahmen des DVGW-Innovationsoffensive „Gasinfrastruktur und Gastechologie als Bestandteile eines integrierten Energiesystems“, Bonn, 23.11.2010

[2] Specht, Michael; Sterner, Michael: Regeneratives Methan als ein Schlüsselspeichermedium in einem künftigen Erneuerbare-Energie-System, 5. Internationale Anwenderkonferenz für Biomassevergasung, 11.02.2011, Stuttgart

[3] Sterner, Michael: Bioenergy and renewable power methane in integrated 100% renewable energy systems – Limiting global warming by transforming energy systems“, Dissertation, veröffentlicht am 23.09.2009 durch Prof. Dr.-Ing. Jürgen Schmid, Universität Kassel, und Prof. Dr.-Ing. Martin Faulstich, Technische Universität München (Beide waren bzw. sind Mitglieder der SRU Sachverständigenrat für Umweltfragen der Bundesregierung)

[4] Bundesnetzagentur: Markt und Wettbewerb – energie – Kennzahlen 2010

[5] Müller-Syring, Gerd et al.: Power to Gas: Untersuchungen im Rahmen der DVGW-Innovationsoffensive zur Energiespeicherung, energie I wasser-praxis 4/2011

[6] Brockhorst, Michael: www.energieinfo.de, abgerufen 28.04.2011

Eberhard Oettel

Koordinator des BioMethan-Kuratoriums

eberhard.oettel@gmx.de; info@biokraftstoffe.org; info@fee-ev.de

Stand 24.06.2011