



**kompost
& biogas
verband**

Österreich
Schwedenplatz 2/20-21
1010 Wien
T. 0043 1-890 1522
F. 0043 810-9554 063965
E. buero@kompost-biogas.info
I. www.kompost-biogas.info

Workshop „Betriebsmanagement bei Biogasanlagen“, 1. Juni 2017

Teilnehmer: David Wöss (BOKU), Angela Miltner (TU-Wien), Ervin Saracevic (TU-Wien), Lukas Wannasek (EVM), Andreas Forster (Next Kraftwerke), Jan Völpel (Next Kraftwerke), Bernadette Mauthner (Biogas Bruck), Michaela Koch (Biogasanlage Stipits), Bernhard Wlcek (BOKU), Franz Kirchmeyr (KBVÖ), Bernhard Stürmer (KBVÖ), Melanie Waltner (BOKU, UBRM), Franz Theuretzbacher (FH Wieselburg), Andreas Glatzer (ie intelligente Energiesysteme), Josef Rader (Bioenergie Orth Donau), Johann Michalitsch (Bioenergie Orth Donau), Gerhard Danzinger (Biogas Bruck), Walter Graf (Biogas Bruck), Georg Kiffel (FH Wieselburg)

Vorstellung, erste Ergebnisse und Ziele des Workshops (Austrian Marketing University of applied Sciences, FH Wiener Neustadt, Theuretzbacher)

Das bio(flex)net Projekt beschäftigt sich mit der Entwicklung eines technisch-ökonomisch optimierten Gesamtkonzepts zur flexiblen Stromeinspeisung aus Biogasanlagen.

Vorrangig wird die Aufrechterhaltung der Biogasanlagen nach Auslaufen der Ökostromtarifizierung thematisiert. Das Konzept wird an Hand der Modellanlage Bruck an der Leitha entwickelt.

Gesetzliche Rahmenbedingungen (KBVÖ, Kirchmayr)

Mit Inkrafttreten der Leitlinien für Umwelt- und Energieförderungen sind für Neuanlagen nur noch fixe Einspeisetarife für Kleinanlagen (<500 kW) vorgesehen. Größere Anlagen (500 kW < 1 MW) erhalten Marktprämien. Eine 2. Möglichkeit wäre ein Modell ähnlich wie es in Deutschland gehandhabt wird, mit fixen Marktprämien und variablen Tarifen. Bei negativen Preis gibt es keine Marktprämien. Im Glauben, dass Einspeisetarife zu hohe Kosten verursachen, plant die EU eine Umstellung auf Ausschreibungen für Anlagen ab 1 MW Leistung.

Im März 2017 wurde ein Entwurf der ÖSG Novelle vom Ministerrat an das Parlament übergeben. Derzeit gibt es noch Verhandlungen zwischen den Parteien. Zu den offenen Forderungen zählen u.a. Nachfolgetarifkontingent von € 12,5 Mio., die Einbeziehung von ausgelaufenen Anlagen, eine Umstiegsmöglichkeit von Nachfolgetarifanlagen, und die Einbeziehung des Neuanlagenkontingentes. Die Herkunftsnachweise stellen eine weitere wichtige noch offene Forderung in der Novelle der EE Richtlinien dar, diese spielen vor allem beim Verkauf ins Ausland eine wichtige Rolle. Die Flexibilisierung von Biogasanlagen wird derzeit wenig thematisiert.

Flexibilisierung von Biogasanlagen (Next Kraftwerke, Völpel)

Flexibilität von Biogasanlagen ist ein wichtiges Thema um Schwankungen im Stromnetz auszugleichen. Beim Geschäftsmodell der NEXT Kraftwerke werden Strommärkte durch ein Leitsystem mit den Anlagen verknüpft und Daten über die aktuelle Erzeugung der Anlagen werden gesammelt (bei Markt-signal bzw. Bedarf der RZ wird Erzeugung gesteuert). Die Anlagen können entsprechend dem Preisniveau an- und heruntergefahren werden. Instrumente der Flexibilisierung sind die Direktvermarktung im Marktprämienmodell, sowie die Flexibilitätsprämie. Biogasanlagen können mit entsprechenden Anpassungen mit virtuellen Kraftwerken vernetzt werden. Einsatzgebiete sind Regelenergie und die bedarfsorientierte Einspeisung (Day-Ahead-Markt, Intraday-Markt).

Grenzen der Flexibilisierung aus Sicht der Technik (BOKU Wien, Wöss)

Für eine flexible Betriebsweise sind ein Start-Stopp Betrieb, Teillastbetrieb, eine Anfahrgeschwindigkeit von < 5 min (in dieser Zeitspanne muss die präqualifizierte Leistung in beide Richtungen geliefert werden können) und eine Steuerung von außen notwendig.

Es gibt zwei Möglichkeiten zur Erhöhung der Flexibilisierung. Zum einen ist das der Teillastbetrieb, und zum anderen der Taktbetrieb mit einem Gasmotor. Beim Teillastbetrieb ist eine stufenlose Regelung nur bis ca. 50% der Nennlast möglich. Geringe Abgastemperaturen führen zu niedrigeren Wirkungsgraden, die Schwefelproblematik steigt. Diese Probleme können durch den Einbau eines Top Land Rings vermindert werden, was jedoch zu einer stärkeren mechanischen Beanspruchung im Vollastbetrieb führt. Im Taktbetrieb können höhere Wirkungsgrade und eine schnelle Reaktionszeit (weniger schnell als in Teillast) erzielt werden. Häufige Starts führen jedoch zu veränderten Betriebsbedingungen und einen erhöhten Wartungsbedarf. Für einen Taktbetrieb sind eine Anpassung im Wartungsvertrag (Erhöhung Wartungsintervall, Ölwechsel) und die Senkung von Thermospannungen (Schmierung, Vorwärmung) notwendig.

Diskussion

- Welche Aspekte des Betriebsmanagements werden durch die Änderung der Betriebsweise berührt (z.B. Wartung, Präsenzzeit an der Anlage, Fütterungsmanagement)?
- Welche Chancen/Risiken ergeben sich durch das aktuelle Betriebsmanagement für die Bereitstellung von Regel- und Ausgleichsenergie?
- Welche Ansätze können verfolgt werden, um die Partizipation am Regel- und Ausgleichsenergiemarkt durch das Betriebsmanagement optimal zu unterstützen?

Beschreibung Biogasanlage Bruck an der Leitha

In der Modellanlage Bruck an der Leitha herrscht ein kontinuierlicher Betrieb mit stetiger Biomethanabnahme. Ein gezieltes Fütterungsmanagement ist bei Abfallanlagen wie in Bruck nicht möglich. Der unterschiedliche Anfall an Substraten und Mengen stellt im laufenden Betrieb bereits eine Herausforderung dar. Ein zusätzliches Fütterungsmanagement würde eine massive Investition in die Lagertanks erfordern.

Es wurde ein neuer größerer Gasspeicher mit angepassten Über- und Unterdrucksicherungen, sowie einem Stützluftgebläse angeschafft. Durch die neuen Gashauben waren eine Erhöhung des Betriebsdruckes und dadurch auch statische Adaptionen notwendig (+ 1,5 mbar). Während der Regelenergieabrufe und der Bereitschaftsstellung der Vorverdichter und der BHKWs hat sich herausgestellt, dass die vorhandenen Verdichter und dessen Verschaltung für den Regelenergieabruf nicht geeignet waren.

Die Steuerung und die Testabrufe verlaufen unkompliziert. Bei der CH₄ Regelung könnte die Synchronisation noch schneller erfolgen. Im Moment sind die dazu notwendigen Adaptionen jedoch nicht geplant. In Bezug auf das Speichermanagement wird überlegt, ob der Doppelmembranspeicher optimiert werden soll.

Durch die Erhöhung des Mastes der Gasspeichermembran auf ca. 2,5 m über Seitenkantenhöhe kommt es von Beginn an zu einer schönen kegelförmigen Ausbildung der Speichermembran. Bei der Bereitstellung einer höheren Regelleistung besteht eine höhere Abrufwahrscheinlichkeit.

Alternative Nutzungskonzepte

Da die gesetzlichen Rahmenbedingungen fehlen, sollte für den worst case ein alternatives Nutzungskonzept erstellt werden.

1. Die Anlagen könnten für Fernwärmebereitstellung genutzt werden. Wenn die Infrastruktur (Erdgasanschluss, Stromanschluss, Gasmotor und Behälter) bereits vorhanden ist und nicht neu angeschafft werden muss.
2. Ebenso wäre bei einer 100%igen Einspeisung ins Gasnetz eine Grundvoraussetzung, dass die Abnehmer und die Gasleitung bereits vorhanden sind.

Risiken

Probleme ergeben sich hinsichtlich Preispolitik:

1. Biomethan kann nicht zu Erdgaspreisen angeboten werden. Außerdem wird Biomethan in der Öffentlichkeit (im Gegensatz zu Deutschland, Energiewende) kaum wahrgenommen. Von derzeit 300 Anlagen speisen ca. 15 Anlagen ins Gasnetz ein. Eine Überlegung wäre ein Zusammenschluss von mehreren Anlagen.
2. Die Stromproduktion zu Marktpreisen ist eine Grenzkostenrechnung.

Weitere Probleme ergeben sich in der Vermarktung, der Investition und Planung, sowie der Genehmigungen (ca. 3 Jahre).

Chancen

Es sind Kapazitätsreserven in Biogasanlagen vorhanden. Eine Stabilitätsunterstützung für das Stromnetz kann geliefert werden (siehe Burgenland). Ein weiterer Ansatz ist die Erzielung von Prämien für die Beimischung von Biomethan in der Verstromung.

Nachfolgetarife sollten die Flexibilität am Regel-/Intraday-/Day Ahead- Markt stärker miteinbeziehen. Wenn Flexibilität an Bedeutung gewinnt, sollen bestehende Anlagen und Kapazitäten für Energiebereitstellung erhalten bleiben.