

KLEINE BIOGAS-AUFBEREITUNGSANLAGEN FÜR TANKSTELLEN UND FÜR NETZEINSPEISUNG

Das Projekt Blue BONSAI demonstriert die Aufbereitung von Biogas zu Treibstoff für kleine Anlagen. Während eines Jahres wurden zwei Versuchsanlagen – eine sehr kleine Aufbereitungsanlage mit Tankstelle (Kapazität ca. 1,5 Nm³/h Biomethan) und ein grösseres Modell mit Netzeinspeisung (Kapazität ca. 15 Nm³/h) – mit Membrantrennung erprobt und optimiert. Die Anlagen produzieren neben Biomethan vor allem Langzeiterfahrung, die in das Design zukünftiger Anlagen einfließt.

Ueli Oester*, Apex AG

Sibylle Duttwiler, Duttwiler Energietechnik

Bisher existiert kein marktreifes, kostengünstiges Produkt für die Aufbereitung von Biogas für kleine Produktionsmengen (kleiner 50 Nm³/h).

Bestehende, grosstechnische Biogas-Reinigungstechnologien (Druckwechseladsorption, chemische oder physikalische Wäschen) eignen sich für eine Miniaturisierung (Down-Scaling) auf diese Kapazitäten wirtschaftlich nicht und werden deshalb in der Regel erst ab einer Gasproduktion über 100...250 Nm³/h eingesetzt.

KONZEPT «BLUE BONSAI» UND «BLUE FEED»

Mit den Anlagentypen «Blue BONSAI» und «Blue FEED» wird die Biogasaufbereitung zu Erdgasqualität nun für kleinere Anlagen verfügbar. Das aufbereitete Biomethan kann bei dezentralen Biogasproduktionsanlagen direkt in einer Biogastankstelle genutzt werden (Blue BONSAI) und an Standorten mit Erdgasnetzanschluss kann es ins Erdgasnetz eingespeist werden (Blue FEED). Die Anlagen passen zu beliebigen Fermenter-Typen und

eignen sich für landwirtschaftliche Biogasanlagen, Kläranlagen und industrielle Biogasanlagen (z.B. Kompogas). Auch die Aufbereitung eines Teilstroms von Rohgas kann in vielen Fällen sinnvoll sein (Fig. 1).

Vorteile

Die Aufbereitung des Biogases in einer Blue-BONSAI- oder einer Blue-FEED-Anlage hat folgende Vorteile:

- Ersatz fossiler Treibstoffe
- Erzeugung eines regenerativen Treibstoffs aus Abfallstoffen
- Erhöhung der flächendeckenden Verfügbarkeit von Bio-/Erdgas
- Verfügbarkeit von Bio-/Erdgas als Treibstoff an Orten ohne Erdgasnetz
- In Kombination mit einem Blockheizkraftwerk (BHKW):
 - flexiblerer Betrieb (Strom oder Treibstoff) nach Bedarf
 - bei schwankender Produktion, insb. Überproduktion:
 - Vermeidung oder Reduzierung des Fackelbetriebs
 - Steigerung der Gasausbeute
- Dem Anlagenbetreiber bietet die Aufbereitung eine Alternative zu herkömmlicher Nutzung von Rohgas in BHKW oder in Heizzentralen.
- Das Stromnetz kann gezielt entlastet und der Ertrag weiter optimiert werden.
- In zukünftigen Projekten kann das Offgas als CO₂-Lieferant genutzt und es können noch grössere Mengen an regenerativem Treibstoff produziert werden (z.B. durch Methanisierung von Wasserstoff: Power-to-Gas).

GEWÄHLTE TECHNOLOGIE

Für die Rohgasaufbereitung werden Membranen von *Evonik Fibres GmbH* verwendet. Die Trennung von Methan (CH₄) und Kohlendioxid (CO₂) erfolgt mittels Polyimid-Hohlfasern (Fig. 2 und 3).

Das CO₂-Molekül mit linearer Struktur (rot-schwarz dargestellt) permeiert schneller durch die Poren der Hohlfaserwand, das CH₄-Molekül mit räumlicher Struktur (weiss-schwarz dargestellt) bleibt eher in der Hohlfaser und kann so abgetrennt werden.

* Kontakt: uoester@apex.eu.com

RÉSUMÉ

PETITES INSTALLATIONS DE RAFFINAGE DU BIOGAZ

Le projet Blue BONSAI illustre le raffinage du biogaz en carburant pour de petites installations. Pendant une année, deux installations expérimentales avec séparation par membrane ont été testées et optimisées. Une très petite installation de raffinage avec station-service (capacité env. 1,5 Nm³/h de biométhane) se trouve dans une exploitation agricole produisant du biogaz à Reiden (LU) et un modèle plus grand avec injection dans le réseau (capacité: env. 15 Nm³/h) est installé chez Axpo Kompogas à Bachenbülach.

A Reiden, 3700 Nm³ de biométhane (env. 37 000 kWh) ont été produits en 2500 heures d'exploitation, ce qui a permis d'approvisionner plus de 100 véhicules. A Bachenbülach, 43 000 Nm³ de biométhane (env. 86 000 kWh) ont été produits durant 3000 heures d'exploitation et injectés dans le réseau de gaz naturel. Deux interconnexions de membranes différentes ont été testées, diverses contraintes analysées et des calculs de rentabilité effectués. Les résultats sont pris en compte pour la conception de futures installations. Dans le projet Blue BONSAI, une installation pilote de raffinage du biogaz avec station-service a été construite, puis contrôlée et optimisée.

Im Projekt wurden die einstufige und die von *Evonik* patentierte dreistufige Membran-Verschaltung eingesetzt. Beide haben ihre Vor- und Nachteile, die während des Projekts genauer untersucht wurden.

ANLAGENBESCHRIEB

Im Demonstrationsprojekt wurden zwei Funktionsmuster gebaut und an zwei Standorten getestet. Eine sehr kleine Aufbereitungsanlage mit Tankstelle (Kapazität ca. 1,5 Nm³/h Biomethan) steht bei einem Landwirtschaftsbetrieb mit Biogasproduktion im luzernischen Reiden, ein grösseres Modell mit Netzeinspeisung (Kapazität ca. 15 Nm³/h) ist bei *Axpo Kompogas* in Bachenbülach installiert.

Steckbrief: Blue BONSAI BB1, Reidermoos (LU)

- Betrieb als Biogastankstelle
- 1-stufige Membranverschaltung
- Rohgas aus landwirtschaftlicher Biogasanlage, ca. 30 Nm³/h, grösster Teil wird verstromt, Abwärme intern und teilweise extern genutzt.
- Rohgasbezug für die Aufbereitung: ca. 2,8 Nm³/h
- Produktionsmenge der Aufbereitung: ca. 1,5 Nm³/h (Treibstoffleistung: ca. 15 kW)
- Steuerung minimal gehalten, Messungen werden (Gasqualität, Temperaturen, Drücke, Feuchtegehalt) periodisch, punktuell, manuell durchgeführt.

Die Inbetriebnahme erfolgte im Oktober 2013. Seitdem tanken regelmässig vier Fahrzeuge der Familien *Grossenbacher* und *Oester*, der *Apex AG* und einer weiteren Firma aus der Region echtes, erneuerbares Biogas aus der landwirtschaftlichen Anlage. Diese läuft parallel zum Blockheizkraftwerk, das meist nur tagsüber Strom produziert (Fig. 4-9).

Mit den gewonnenen Erkenntnissen wurde die Anlage modifiziert mit dem Ziel, die Zuverlässigkeit, die Wartungsintervalle und damit die Wirtschaftlichkeit zu verbessern.



Fig. 2 Die Evonik-Membran
La membrane Evonik (Bilder: Evonik Fibres GmbH)

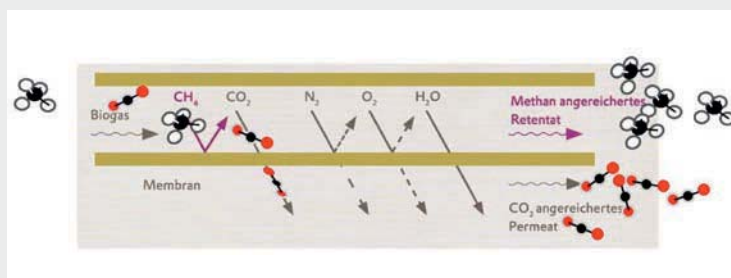


Fig. 3 Funktion der Membrantrennung
Fonction de la séparation par membrane (Quelle: Evonik Fibres GmbH, ergänzt durch S. Duttwiler)

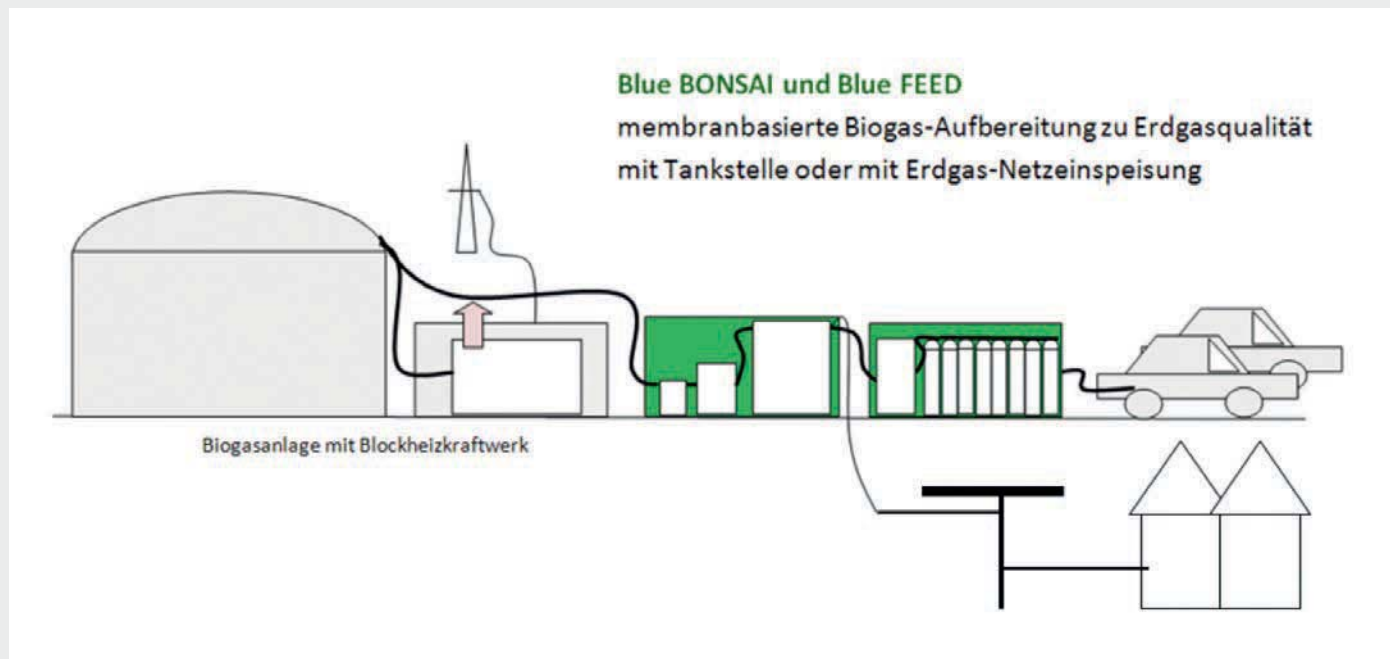


Fig. 1 Illustration Blue BONSAI und Blue FEED
Illustration Blue BONSAI et Blue FEED (Quelle: S. Duttwiler)



Fig. 4 Biogaszapfstelle mit Fermenter im Hintergrund
Pompe avec digesteur en arrière-plan



Fig. 5 Einfache Fahrzeugbetankung
Ravitaillement en toute simplicité



Fig. 6 Manuelle 2-Bank-Konsole für die Fahrzeugbetankung
Console manuelle de 2-banques de stockage



Fig. 7 Erstes Funktionsmuster im Betrieb, im Hintergrund (l.) der Hochdruckspeicher
Premier modèle fonctionnel en service, accumulateur à haute pression en arrière-plan (l.)



Fig. 8 Der Hochdruckspeicher besteht aus 12 75-Liter-Einzelflaschen
L'accumulateur à haute pression comprend 12 bouteilles de 75 litres



Fig. 9 Zweite BB1 am früheren Platz der ersten Biogastankstelle
Le deuxième BB1 sur l'emplacement de l'ancienne station-service de biogaz



Fig. 10 Einspeisestation der Energie 360° AG (Schlauch für Gasanalyse während der Inbetriebnahme)
Station d'injection d'Energie 360° AG (tuyau pour l'analyse du gaz durant la mise en service)

- Steckbrief: Blue FEED BF15, Bachenbülach (ZH)
- Biogasaufbereitung mit Einspeisung ins Erdgasnetz
 - 3-stufige Membranverschaltung
 - Rohgas aus industrieller Biogasanlage der Axpo Kompogas AG, ca. 170 Nm³/h, grösster Teil wird verstromt, Abwärme intern und teilweise extern genutzt.
 - Rohgasbezug für die Aufbereitung: zwischen 24 und 30 Nm³/h
 - Produktionsmenge der Aufbereitung: ca. 15 Nm³/h (ca. 150 kW Treibstoffleistung)
 - Biomethan wird ins Erdgasnetz der Energie 360° AG eingespeist
 - Steuerung Siemens S7 mit Visualisierung und Fernzugriff
 - Umfangreiche Messtechnik

Nach den Anlagentests mit Luft und Biogas im Werk von Apex AG in Däniken erfolgten die Installation der Anlagenmodule und die ersten Versuche am Standort in Bachenbülach im Herbst 2013. Nach der ersten Inbetriebnahme wurde die Anlage für den kontinuierlichen Betrieb mit einer Fernüberwachung ausgerüstet und Feinheiten in der Steuerung und der Prozessführung angepasst (Fig. 10 und 11). Ab Februar 2014 startete der regelmässige Tagesbetrieb mit Biogaseinspeisung während etwa zehn Stunden pro Tag und generierte viele Daten und Erfahrungswerte für die Weiterentwicklung. Von März bis Mai wurden diverse Interventionen, Tests und Umbauten wegen auftretenden Terpenen im Rohgas nötig.¹

¹ Ähnliche Betriebsprobleme sind in «Biogasaufbereitung mit Membrantechnologie», Mike Keller, Aqua & Gas N°4/14, dokumentiert.



Fig. 11 Die Blue FEED BF15 in Bachenbülach
Le Blue FEED BF15 à Bachenbülach

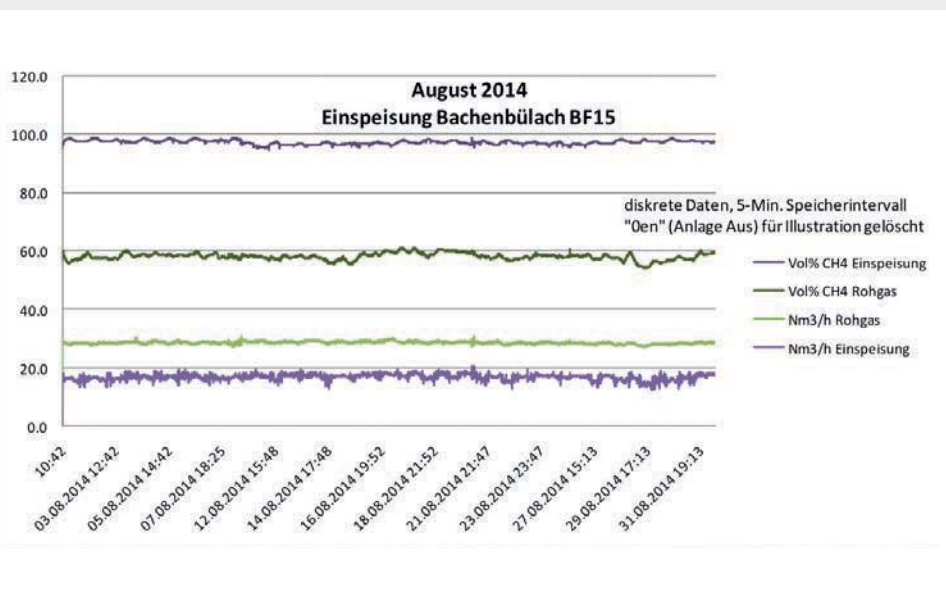


Fig. 12 Einblick in die Produktion in Bachenbülach von August 2014 mit einer Einspeisemenge von 10 834 Nm³ zu durchschnittlich 97,2 Vol.-% CH₄

Aperçu de la production d'août 2014 à Bachenbülach avec une quantité à injecter de 10 834 Nm³ à 97,2 vol.-% CH₄ en moyenne

Ab Juni produzierte die Anlage fast rund um die Uhr Biomethan und speiste dieses ins Erdgasnetz ein. Die Gas- und Energieausbeute der Axpo Kompogas konnte gesteigert und der im Sommer typische Fackelbetrieb deutlich reduziert, oft ganz verhindert werden (Fig. 12).

ERSTE BETRIEBSERFAHRUNGEN

Beide Testanlagen wurden während eines Jahres betrieben, um auch saisonale Veränderungen zu dokumentieren. In Reiden konnten in 2500 Betriebsstunden 3700 Nm³ Biomethan (ca. 37 000 kWh) erzeugt und über 100 Betankungen durchgeführt werden, in Bachenbülach wurden in 3000 Betriebsstunden 43 000 Nm³ Biomethan (ca. 430 000 kWh) erzeugt und ins Netz eingespeist.

Insgesamt produzierten die beiden Anlagen Energie von 467 000 kWh, was für etwa 934 000 Fahrkilometer reicht oder für über 23 Weltumrundungen. Auf diese Weise wurden etwa 154 Tonnen CO₂ eingespart.²

Die Einflüsse von Luftentschwefelung, Membranverschaltung (ein- oder dreistufig), Umgebungstemperaturen, Rohgasqualitäten (Methangehalt, Begleitstoffe wie H₂S, Terpene, NH₃/NH₄⁺ und Wasser) wurden untersucht. Dabei wurde festgestellt, dass die Membranen sehr empfindlich auf Verunreinigungen sind und die

² Grob gerechnet mit: 10 kWh/Nm³; 50 kWh/100 km; 330 g CO₂/kWh («well to wheel», Ersatz von Benzin).

Vorreinigung des Rohgases essenziell ist. Verschmutzte Membranen lassen sich zumindest bei rechtzeitigem Eingreifen regenerieren. Bei Apex AG wurde eigens dafür ein Membran-Regenerationsapparat gebaut.

Der Aufbereitungsprozess mit Membranen besticht durch ein gutes Start-/Stopp-Verhalten und eignet sich vorzüglich für das Konzept der Kleinanlagen.

Die Strommessungen in Bachenbülach zeigten, dass mit dem eingesetzten, öl-freien Kolbenverdichter die dreistufige Membranverschaltung mit Einspeisung ins Gasnetz (Blue FEED) unter 0,06 kWh_{el}/kWh Biomethan benötigt. Dieser Wert entspricht 6% bezogen auf die erzeugte Energiemenge.

Für die Rohgasaufbereitung mit nachgeschalteter Hochdruckverdichtung des Biomethans für die Fahrzeugbetankung (Blue BONSAI) sind etwa 0,1 kWh_{el}/kWh Biomethan erforderlich.

WIRTSCHAFTLICHKEIT

Kostenrechnung für eine Biogastankstelle:

Blue BONSAI BB1, BB6, BB12

Die gebauten Anlagen lieferten auch Daten für die Kostenrechnung von weiteren Anlagengrössen. Ermittelt wurde die Wirtschaftlichkeit für die Typenreihe BB1, BB6 und BB12 mit einem angenommenen Verkaufspreis von 80 000, 280 000 respektive 380 000 Franken zuzüglich der Kosten für Tiefbau und für die An-

Abschreibungszeit	15 Jahre
Zinssatz	4%/a
Kosten Erzeugung Rohgas (z. B. landwirtschaftliche Biogasanlage)	5 p./kWh
Strom-Eigenbedarf bezogen auf erzeugte Energie (Einkauf zu 20 Rp./kWh)	10%
Erlös aus Treibstoffverkauf bei Tankstelle	22 Rp./kWh
Erlös aus CO ₂ -Zertifikaten (angenommene 100 Fr./t CO ₂)	3.3 Rp./kWh
Auslastung	0,70%/a
Betriebsstunden	6132 Std./a

Box 1 Annahmen Biogastankstelle
Hypothèses

Abschreibungszeit	15 Jahre
Zinssatz	4%/a
Kosten Erzeugung Rohgas (z. B. ARA)	4 Rp./kWh
Strom-Eigenbedarf bezogen auf erzeugte Energie (Einkauf zu 20 Rp./kWh)	6%
Erlös aus Treibstoffverkauf bei Einspeisung	12 Rp./kWh
Erlös aus CO ₂ -Zertifikaten (angenommene 100 Fr./t CO ₂)	3.3 Rp./kWh
Auslastung	0.95%/a
Betriebsstunden	8322 Std./a

Box 2 Annahmen Biogaseinspeisung
Hypothèses

schlüsse vor Ort (20 000 bis 50 000 Franken). Bei allen Anlagengrößen wurde ein Erlös durch CO₂-Zertifikate angenommen (Box 1, Fig. 13).

Die Gestehungskosten für hochverdichtetes Biomethan liegen rechnerisch bei 25.7 Rp./kWh (BB1), 18.2 Rp./kWh (BB6) resp. 15 Rp./kWh (BB12). Dem gegenüber stehen die möglichen Einnahmen von 25.3 Rp./kWh.

Die Berechnungen zeigen, dass eine wirtschaftliche Aufbereitung mit Tankstelle ab einer Grösse von 6 Nm³/h Biomethan möglich ist. Unterhalb dieser Grösse kann eine Anlage nicht wirtschaftlich betrieben werden oder nur unter gewissen Bedingungen (günstigeres Rohgas, günstigeres Kapital, höherer Treibstoffverkaufspreis, Aufrechnung der gesparten Fahrwege etc.). Mit den angenommenen Randbedingungen erreicht die BB6 die Gewinnschwelle (Break-even) in 12,7 Jahren, die BB12 in 5,7 Jahren.

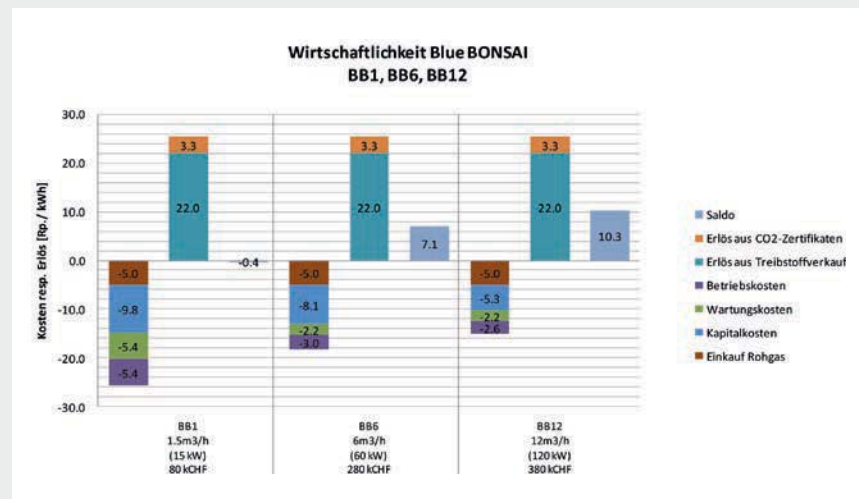


Fig. 13 Kostenrechnung für drei verschiedene Anlagengrößen bei 70% Auslastung
Calcul des coûts pour trois tailles d'installation différentes et un taux d'utilisation de 70%

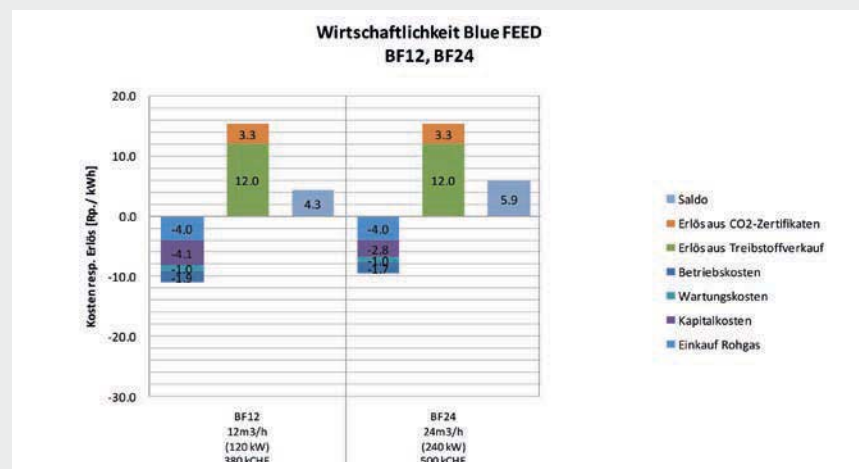


Fig. 14 Kostenrechnung für zwei verschiedene Anlagengrößen bei 95% Auslastung
Calcul des coûts pour deux tailles d'installation différentes et un taux d'utilisation de 95%

Kostenrechnung für die Biogaseinspeisung: Blue FEED BF12, BF24

Für die Wirtschaftlichkeitsrechnung wurden zwei Anlagengrößen gerechnet: eine BF12 (geplanter Verkaufspreis: 380 000 Franken) und die BF24 als Erweiterung (angenommener Verkaufspreis: 500 000 Franken). Für den Tiefbau, Anschluss ans Erdgasnetz, Stromzuleitungen vor Ort ging man von zusätzlichen 120 000 Franken aus. Bei beiden Anlagengrößen wurde ein Erlös durch CO₂-Zertifikate angenommen (Box 2, Fig. 14).

Als Annahme für die Gestehungskosten vom Rohgas standen 4 Rp./kWh, wie es für eine Abwasserreinigungsanlage (ARA) typisch sein kann. Erschwerend wirkt der tiefere Biomethanverkaufspreis, da das Biomethan üblicherweise dem Gasnetzbetreiber und nicht direkt dem Endkunden verkauft wird. Mit dem Erdgasnetz steht ein gesicherter Abnehmer rund um die Uhr zur Verfügung. So

mit kann die Anlagenauslastung im Vergleich mit einer Biogastankstelle stark erhöht werden, wo Betankungen in der Nacht selten sind. Für Biogaseinspeisungsanlagen sind Verfügungsgrade von 95% und mehr möglich.

Mit den angenommenen Randbedingungen liegen die Gestehungskosten für eingespeistes Biomethan bei 11.4 Rp./kWh (BF12) resp. bei 9.4 Rp./kWh (BF24). Dem gegenüber stehen die möglichen Einnahmen von 15.3 Rp./kWh. Die Gewinnschwelle wird bei der BF12 in 12,9 Jahren, bei der BF24 in 5,3 erreicht. Wie bei der Blue BONSAI sind auch hier der Einkaufspreis von Rohgas und der Gasverkaufspreis für den Erfolg entscheidend.

Vergleich mit anderen Technologien

In Figur 15 und 16 werden die Gestehungskosten und Investitionskosten verglichen. Daten für den Vergleich liegen nur für grössere Anlagen vor (Tab. 1).

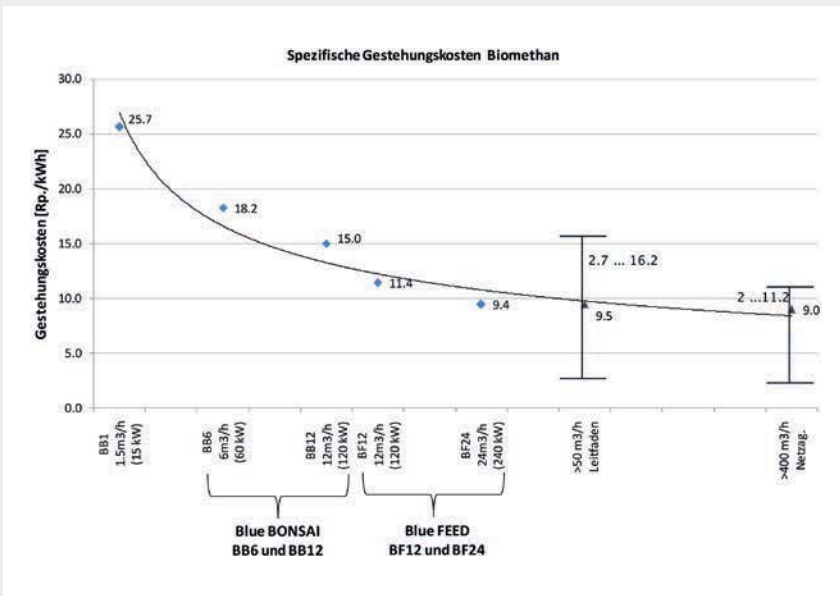


Fig. 15 Vergleich der spezifischen Gesteungskosten von Biomethan
Comparison des prix de revient du biométhane

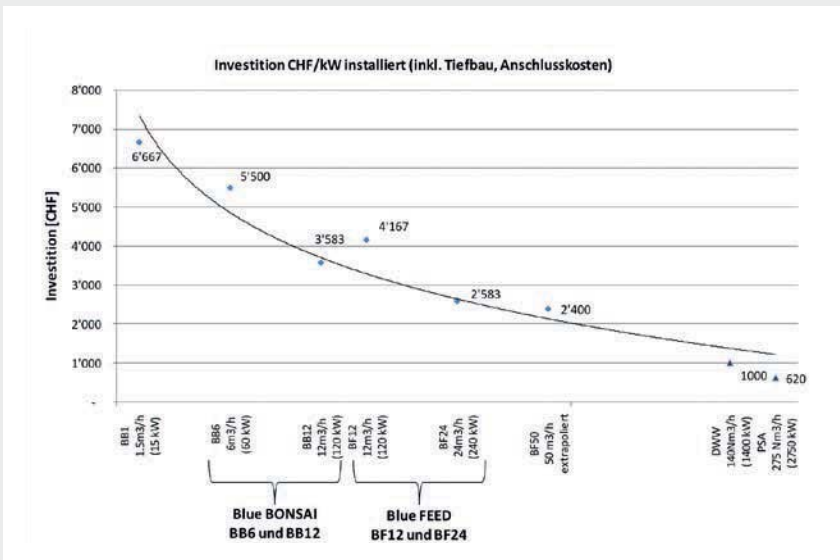


Fig. 16 Kosten je kW installiert (inklusive Tiefbau- und Netzanschlusskosten)
Coût pour chaque kW installé (y compris les coûts des travaux de construction et de raccordement au réseau)

Quelle	Anlagentyp	Kosten
Gesteungskosten für Biomethan in der Schweiz, Leitfaden «Landwirtschaftliche Biogasanlagen, Gaseinspeisung» (Energie Schweiz, Informationsstelle Biomasse, 2008)	Ab ca. 100 Nm³/h Rohgas (>50 Nm³/h Biomethan)	Abschätzung je nach Randbedingungen 2.7 und 16.2 Rp./kWh
Gesteungskosten 2013 für Biomethan in Deutschland, «Biogas-Monitoringbericht 2014» (Bundesnetzagentur Deutschland)	Diverse Technologien, durchschnittliche Anlagen-grösse 412 Nm³/h Biomethan	Minimum 1.68 ct/kWh, Maximum 9.3 ct/kWh, mengengewichtetes Mittel 7.49 ct/kWh
Investitionskosten je kW installiert, «Faustzahlen Biogas», 2. Auflage 2009 (KTBL Darmstadt)	Druckwasserwäsche (DWW), 250 Nm³/h Rohgas [137,5 Nm³/h Biomethan, 1375 kW]	1 145 000 Euro [1 374 000 Fr.] ¹
Investitionskosten je kW installiert, «Faustzahlen Biogas», 2. Auflage 2009 (KTBL Darmstadt)	Druckwechseladsorption (PSA), 500 Nm³/h Rohgas [275 Nm³/h Biomethan, 2750 kW] ¹	1 407 500 Euro [1 689 000 Fr.] ¹

¹ angenommene 55 Vol.-% CH₄ im Rohgas; Leistung gerechnet mit 10 kWh/Nm³ Biomethan; 1.2 Fr./Euro

Tab. 1 Vergleichsdaten / Données comparatives

Erwartungsgemäss haben Kleinanlagen deutlich höhere spezifische Gesteungskosten. Aber bereits die BB12, die BF12 und die BF24 befinden sich im oberen Bereich von Grossanlagen. Da sehr viele Randbedingungen mitspielen, ist für die Wirtschaftlichkeitsbeurteilung die individuelle Anlagenkalkulation entscheidend. Fig. 16 zeigt die stark sinkenden spezifischen Investitionskosten mit steigenden Anlagen-grössen. Der Fokus der Apex AG liegt bei den Kleinanlagen Blue BONSAI BB6 (erweiterbar auf BB12) und Blue FEED BF12 (erweiterbar auf BF24).

RESULTATE

Die Erfahrungen mit den beiden Versuchsanlagen erharteten das Marktpotenzial von kleinen Biogasaufbereitungsanlagen sowohl für die Biogaseinspeisung ins Gasnetz als auch für Biogastankstellen für Erdgas-/Biogasfahrzeuge. Die grösste Herausforderung für die Entwicklung von marktfähigen Kleinanlagen ist die Reduktion der Herstellkosten durch maximale Standardisierung und Beschränkung aufs Wesentliche.

AUSBLICK

Beide Testanlagen bleiben bis auf Weiteres in Betrieb und produzieren neben Biomethan vor allem Langzeiterfahrungen. Sie dienen dem Sammeln von Daten für die Entwicklung, dem Erproben von neuen Komponenten und Verfahrenselementen.

Das Nachfolgeprojekt von Blue BONSAI soll helfen, den Schritt vom Funktionsmuster hin zur marktfähigen Kleinanlage zu vollziehen. Die Innovation zielt auf Modulbauweise, Skalierbarkeit und verfahrenstechnische Optimierung. So soll eine Blue BONSAI BB6 mit Nenndurchsatz 6 Nm³/h (ca. 60 kW) aufbereitetes Biomethan die Grundgrösse sein.

Biogastankstelle: Typ Blue BONSAI (BB)

Die optimierte Kombination von Aufbereitung und Tankstellenverdichtung existiert bisher nicht auf dem Markt. Die konsequente Auslegung von Komponenten und insbesondere des Kompressors erlaubt, das System effizienter zu gestalten und Kosten und Energieverbrauch zu optimieren. Auf dem Schritt hin zur Kommerzialisierung von Kleinanlagen soll eine erste Pilotanlage mit Nenndurchsatz von 6 Nm³/h Biomethan gebaut und bei einer Biogasanlage betrieben werden. Das BFE (Sektion Cleantech) fördert dieses

Vorhaben. Das abgeschlossene Projekt geht somit nahtlos ins Nachfolgeprojekt über.

An Orten, wo weder eine Erdgasversorgung existiert noch -fahrzeuge betankt werden können, wird der Markt mit der BB6 aufgebaut (tägl. Betankung von 5–6 Fahrzeugen). Durch die Zuschaltung eines zweiten Verdichters und einer Verdoppelung der Anzahl Membranen kann mit geringen Mehrkosten (ca. 20%) die Betankungskapazität verdoppelt werden und aus einer BB6 wird eine BB12 (BB6-TWIN mit 12 Nm³/h).

Das «Einsteigermodell» Blue BONSAI BB6 unterstützt so die flächendeckende Verbreitung von Erdgas-/Biogasfahrzeugen in der Schweiz. Die BB6 kann rechnerisch bei besten Voraussetzungen ab etwa 6000 Betriebsstunden pro Jahr knapp wirtschaftlich betrieben werden. Sie bietet die Möglichkeit, den Markt zu testen und weitere Betriebserfahrungen

PROJEKTPARTNER

Als Hauptumsetzungspartner für das Projekt Blue BONSAI zeichnen die Apex AG und Duttwiler Energietechnik verantwortlich. Weitere Partner sind: Evonik Fibres GmbH als OEM-Partner für die Membrantechnologie und HAUG Kompressoren AG als OEM-Partner für die Kompressoren.

Für die finanzielle Unterstützung konnten das Bundesamt für Energie (BFE), die Klimastiftung Schweiz und die FOGA (SVGW) gewonnen werden. Wir sind dankbar für die wertvolle Unterstützung von Reto Grosenbacher für den Teststandort in Reiden sowie der Axpo Kompogas AG und Energie 360° AG für den Teststandort in Bachenbühlach.

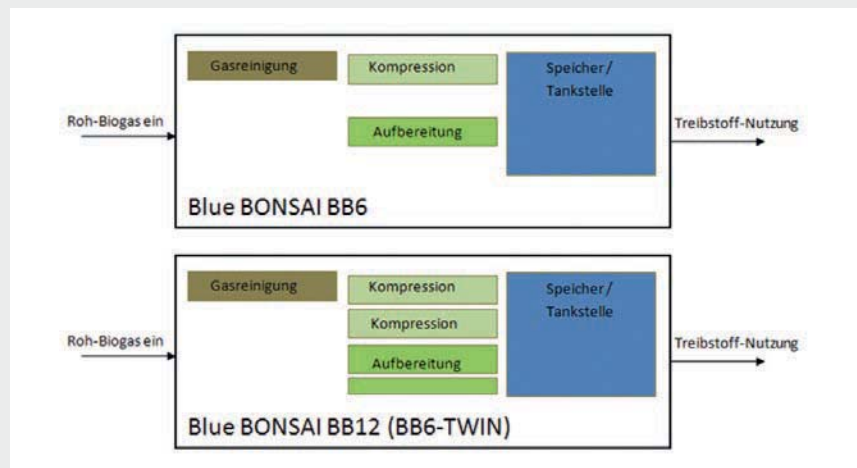


Fig. 17 Die Verdoppelung der Leistung von BB6 verspricht Wirtschaftlichkeit

La multiplication par deux de la performance de BB6 est une garantie de rentabilité

zu sammeln. Die Erweiterung auf eine BB12 (BB6-TWIN mit doppelter Leistung) hat das Potenzial, wirtschaftlich betrieben zu werden (Fig. 17).

Das Konzept kann auf einfache Weise skaliert werden (z. B. BB20, BB20-TWIN). Mit einer Jahreskapazität von 240 000 Nm³ oder 10 000 Betankungen entspricht die BB20-TWIN der Grösse einer typischen öffentlichen Erdgastankstelle in der Schweiz.

Biogaseinspeisung: Typ Blue FEED (BF)

Mit dem gleichen Grundmodell kann eine Biomethaneinspeisungsanlage realisiert werden. Eine BF12 (Blue FEED mit 12 Nm³/h Biomethan) lässt sich erweitern auf eine BF24 (Blue FEED mit 24 Nm³/h Biomethan).

Auch das Modell Blue FEED kann auf einfache Weise hochskaliert werden (z. B. BF40, BF 80 [BF40-TWIN]). Eine BF40 mit vielen Bauteilen des Modells BB20 kann eine jährlich Rohgasmenge von 700 000 Nm³ verarbeiten (Rohgasmenge

von 80 Nm³/h), eine BB40-TWIN sogar 1400 000 Nm³.

Skalierbarkeit und die Grenzen

Mit dem Folgeprojekt entsteht die Möglichkeit, modulare Anlagen zu bauen. Auf diese Weise steht eine Variantenvielfalt zur Verfügung, mit der ein grosser Teil der schweizerischen Anlagengrössen abgedeckt werden kann. Das angestrebte Design weist jedoch Grenzen der Skalierbarkeit auf und liegt bei einer Rohgasmenge von etwa 100 Nm³/h. Für grössere Rohgasproduktionsmengen eignet sich das Design nicht.

Kohlendioxid (CO₂) als Wertstoff

Die dreistufige Membranverschaltung erzeugt CO₂ in hoher Qualität. Dieses steht zur weiteren Verwertung bereit für Gewächshäuser und bietet zukünftig weitere wirtschaftliche und ökologisch sinnvolle Möglichkeiten wie die Algenkultivierung oder die Methanisierung mit Wasserstoff aus Überschussstrom (Power-to-Gas).

eRegelwerk SVGW

... für Gas, Wasser oder Gas und Wasser

SVGW-Mitglieder erhalten mit einem Jahresabo Zugriff auf das aktuelle SVGW-Regelwerk in Form von PDF Dokumenten. Neuerscheinungen werden automatisch auch als gedruckte Broschüren zugestellt.

CHF 600.00 | 990.00 | www.svgw.ch/eRegelwerk

