

## I/O-Gas

Integration und Optimierung der Produktion von erneuerbarem Gas aus biogenen Reststoffen

<b>Programm / Ausschreibung</b>	Energieforschung (e!MISSION), Energieforschung, Energieforschungsprogramm 2023	<b>Status</b>	laufend
<b>Projektstart</b>	01.11.2024	<b>Projektende</b>	30.04.2027
<b>Zeitraum</b>	2024 - 2027	<b>Projektlaufzeit</b>	30 Monate
<b>Keywords</b>	Zweibettwirbelschicht-Vergasung; katalytische Methanisierung; erneuerbares Gas; Nutzung nachwachsender Rohstoffe; Sektorkopplung		

### Projektbeschreibung

Im Zuge des Green Deals sollen die Treibhausgasemissionen der EU bis 2030 um mindestens 55% gegenüber 1990 vermindert werden. Als wesentlicher Beitrag zur Erreichung dieser Ziele wird in Österreich das Erneuerbares-Gas-Gesetz vorgeschlagen. Bis 2030 sollen jährlich 9,75% oder zumindest 7,5 TWh fossiles Erdgas durch heimisches erneuerbares Gas substituiert werden – im Vergleich dazu lag der Verbrauch in 2022 bei rund 85 TWh. Bereits ab 2024 sind jährlich steigende Grün-Gas-Quoten implementiert, welche von Seiten der Versorger sichergestellt werden müssen – bei Verfehlung sind 150 €/MWh zu zahlen.

Die Gaserzeugung in der Zweibettwirbelschicht (DFB) ist für die Umwandlung von holzartiger Biomasse zu Produktgas und Nutzung dessen für die Strom- und Wärmegegewinnung Stand der Technik. Für die Erzeugung von synthetischem Erdgas (SNG) gilt das Produktgas aus der DFB-Gaserzeugung aufgrund des vergleichsweise hohen H<sub>2</sub>/CO-Verhältnisses, dem hohen CH<sub>4</sub>-Anteil und der nicht vorhandenen N<sub>2</sub>-Verdünnung als sehr geeignet. Projekte zur SNG Erzeugung aus holzartiger Biomasse in Güssing, AT (1 MWSNG), Göteborg, SE (20 MWSNG) und Lyon, FR (500 kWSNG) haben die technische Machbarkeit demonstriert.

Trotzdem konnte sich die Technologie bisher nicht durchsetzen. Die größten zu lösenden Fragestellungen des Projekts I/O-Gas gegliedert in Teilprozesse sind:

1. Gaserzeugung: Der Einsatz von biogenen Reststoffen mit niedrigen Ascheschmelztemperaturen und hohem Anteil an Flüchtigen und das Langzeitverhalten auf nachgeschaltete Prozessschritte bzgl. Ablagerungen von Teer und anorganischen Komponenten ist nicht ausreichend erforscht. Dazu fehlen geeignete Vorbehandlungsprozesse und konkrete Konzepte für Einsatzstoffe mit hoher Feuchtigkeit, sowie saisonal und dezentral anfallender Biomasse.
2. Gasreinigung: Für den Einsatz von biogenen Reststoffen ist unklar welche Konzentrationen an Verunreinigungen abzuscheiden sind und wie bisher kaum relevante Verbindungen (z.B. Halogenide) mit der Gasreinigung abgeschieden werden. Zudem ist bisher unklar wie die bestehende Kette mit den vielfach höheren Konzentrationen bestimmter Verunreinigungen umgehen kann. Dabei sind auch wesentliche Effizienzsteigerungen bei der Regeneration dieser

Gasreinigungs-Stufen notwendig und möglich.

3. SNG-Produktion: Die von der Raffinerietechnologie stammenden Methanierungs- (mehrstufige adiabate Festbettkaskade) und Aufbereitungstechnologien (v.a. CO<sub>2</sub>-Abscheidung) sind für den Betrieb vergleichsweise kleiner Biomasseanlagen zu komplex und kostenintensiv. Das Effizienzsteigerungs-Potential durch geeignete Integration in den Energiesektor ist sehr hoch.

Durch die Kopplung der Gaserzeugung mit Vorbehandlungsprozessen wie z.B. hydrothormaler Karbonisierung oder Pyrolyse kann das Brennstoffpotential auch auf niedrighschmelzende oder feuchte und saisonal anfallende biogene Reststoffe erweitert werden. Alleine der Einsatz von strohartiger Biomasse in der DFB-Gaserzeugung könnte in Österreich zu einer SNG-Produktionssteigerung von etwa 11 TWh/a führen – weitere Einsatzstoffe sind möglich. Durch geeignete Sektorkopplung mit dem Energiesektor unter Verwendung von z.B. Elektrolyse-H<sub>2</sub> kann der Kohlenstoffnutzungsgrad zum derzeitigen Stand der Technik in etwa verdoppelt werden. Die SNG-Produktgestehungskosten können mit den vorgeschlagenen Lösungen deutlich gesenkt werden und liegen dann nachzeitigem Stand des Wissens unter der Hälfte der angedachten Strafbzahlungen von 150€/MWh.

## Abstract

As part of the Green Deal, greenhouse gas emissions in the EU are to be reduced by at least 55% by 2030 compared to 1990 levels. The Renewable Gas Act is proposed in Austria as a key contribution to achieving these targets. By 2030, 9.75% or at least 7.5 TWh of fossil natural gas is to be replaced annually by nationally produced renewable gas - in comparison, consumption in 2022 was around 85 TWh. From 2024, annually increasing green gas quotas are to be implemented, which must be guaranteed by the suppliers - in the event of non-compliance, €150/MWh must be paid.

Gasification in the dual fluidized bed (DFB) is a state-of-the-art process for converting woody biomass into product gas and using it to generate electricity and heat. The product gas from DFB gasification is considered very suitable for the production of synthetic natural gas (SNG) due to the comparatively high H<sub>2</sub>/CO ratio, the high CH<sub>4</sub> content and the absence of N<sub>2</sub> dilution. Projects for SNG production from woody biomass in Güssing, AT (1 MWSNG), Gothenburg, SE (20 MWSNG) and Lyon, FR (500 kWSNG) have demonstrated the technical feasibility.

Despite this, the technology has not yet been successfully implemented. The biggest issues to be resolved in the I/O-Gas project are divided into sub-processes:

1. Gasification: The use of biogenic residues with low ash-melting temperatures and high volatile content and the long-term behavior on downstream process steps with regard to deposits of tar and inorganic components has not been sufficiently researched. Suitable pre-treatment processes and specific concepts for feedstocks with high moisture content as well as seasonal and decentralized biomass are lacking.
2. Gas cleaning: For the use of biogenic residues, it is unclear which concentrations of impurities are to be separated and how compounds with relevance to the composition of biogenic residues (e.g. halides) are separated with gas cleaning to date. It is also unclear how the existing chain can deal with the often-higher concentrations of certain impurities. Significant increases in efficiency also possible and necessary during the regeneration of these gas purification stages.
3. SNG production: The methanation (multi-stage adiabatic fixed-bed cascade) and upgrading technologies (especially CO<sub>2</sub> capture) used in refinery technology are too complex and cost-intensive for the operation of comparatively small biomass plants. The potential for increasing the energy efficiencies through suitable integration into the energy sector is very high.

By coupling gas generation with pre-treatment processes such as hydrothermal carbonization or pyrolysis, the fuel potential can also be extended to low-melting and moist biogenic residues. The use of straw-like biomass alone in DFB gas production could lead to an increase in SNG production of around 11 TWh/a in Austria - other input materials are possible. Through suitable sector coupling with the energy system using e.g. electrolysis-H<sub>2</sub>, the carbon utilization rate can be roughly doubled compared to the current state of the art. The SNG product generation costs can be significantly reduced with the proposed solutions and, according to the current state of knowledge, are then less than half of the proposed penalty payments of €150/MWh.

### **Projektkoordinator**

- Universität für Bodenkultur Wien

### **Projektpartner**

- Dieffenbacher Energy GmbH
- WIEN ENERGIE GmbH
- Technische Universität Wien
- CeFET GmbH
- BEST - Bioenergy and Sustainable Technologies GmbH
- Aichernig Engineering GmbH