

# ENERGETISCHE UND WIRTSCHAFTLICHE BETRACHTUNG EINER DEZENTRALEN METHANOLSYNTHESE ZUR SPEICHERUNG VON ERNEUERBARER ENERGIE

Johannes MEYER<sup>1</sup>, Michael JAKUTTIS<sup>1</sup>, Samir BINDER<sup>1</sup>, Andreas HORNING<sup>1,2</sup>

## Inhalt

Zum Gelingen der Energiewende in Deutschland müssen das bestehende Stromnetz ausgebaut und neue Speichertechnologien, u.a. neue Langzeitspeicher, entwickelt werden. Großtechnische Langzeitspeicher für elektrische Energie sind heute vor allem Pumpspeicherkraftwerke, die wegen des hohen Platzbedarfs und dem Fehlen von geeigneten Standorten nur begrenzt installiert werden können. Neue Ansätze zur Speicherung von elektrischer Energie über lange Zeiträume sind chemische Konversionsspeicher. Diesbezüglich wird sehr intensiv an Power-to-Gas geforscht. Eine Alternative dazu bietet die Methanolsynthese, da Produkte mit einer höheren Wertschöpfung erzeugt werden können. Methanol hat den Vorteil, dass es als flüssiges Produkt mit einer ROZ von über 100 als Benzinersatz in Fahrzeugen eingesetzt werden bzw. als Ausgangsstoff und Basischemikalie in der chemischen Industrie genutzt werden kann. In dieser Arbeit wurde eine dezentrale Power-to-Methanol-Anlage energetisch und wirtschaftlich betrachtet, die mit Überschussstrom aus erneuerbaren Energien betrieben wird.

## Methodik

Zunächst wurde ein Verfahrensschema für die Methanolsynthese als chemischer Langzeitspeicher entwickelt. Die Hauptkomponenten sind dabei in Abbildung 1 zu sehen. Zur Erzeugung von Wasserstoff wird eine PEM-Elektrolyse genutzt, die mit Überschussstrom aus Windkraftanlagen und Solarkraftwerken betrieben wird. Der Strom wird zu einem marktüblichen Preis von rund 40 €/MWh<sub>el</sub> an der Stromhandelsbörse beschafft. Die Elektrolyse verbraucht 4,5 kWh/m<sup>3</sup><sub>Wasserstoff</sub> [Diwald 2012]. Als kohlenstoffhaltige Synthesegaskomponente wird CO<sub>2</sub> verwendet, das mittels einer Diethanolamin(DEA)-Wäsche aus Biogas gewonnen wird. Für die Aufbereitung des Biogases mit einem CO<sub>2</sub>:CH<sub>4</sub>-Verhältniss von 1:1 wird von einem elektrischen Energieverbrauch von 0,07 kWh/m<sup>3</sup><sub>Biogas</sub> und einem Wärmeverbrauch von 0,6 kWh/m<sup>3</sup><sub>Biogas</sub> ausgegangen [Frank 2011].

Das Synthesegas wird anschließend in einem Kompressor verdichtet und in einem Druckbehälter bei 50 bar zwischengespeichert. Nach der Speicherung werden der Wasserstoff und das Kohlendioxid zusammen mit nicht umgesetzten Edukten in einem weiteren Kompressor auf Reaktionsdruck verdichtet. Die Methanolsynthese findet in einem Festbettreaktor bei 220 °C und 50 bar statt. Bei diesen Bedingungen ist der Umsatz zu Methanol thermodynamisch auf ca. 30 % limitiert [Mahajan 2003]. Deshalb wird vereinfacht ein Umsatz von 25 % angenommen. Als Nebenprodukt entsteht dabei hauptsächlich Wasser. Nach der Abtrennung der Produkte durch Kondensation an einem Wärmetauscher werden die nicht verbrauchten Edukte in den Verdichter rückgeführt und wieder zur Synthese eingesetzt. Das Methanol-Wasser-Gemisch wird destillativ getrennt.

Zu dem beschriebenen Verfahren wurde eine Energie- und Massenbilanz erstellt. Als potentieller Standort für eine dezentrale Methanolsynthese dient eine Biogasanlage. Als Auslegungskriterium wurde eine Menge von 245 kg<sub>CO<sub>2</sub></sub>/h gewählt, was etwa der mittels DEA-Wäsche abtrennbaren CO<sub>2</sub>-Menge einer Biogasanlage mit einer Leistung von 450 kW<sub>el</sub> entspricht. Die verschiedenen Anlagenteile wurden für die energetische Betrachtung vereinfacht. Für den 3-stufigen Verdichter wurden die Verdichterleistung und die abzuführende Wärme berechnet. Bei der Kondensation und Destillation wurde die abzuführende bzw. zuzuführende Wärmemenge ermittelt.

<sup>1</sup> Johannes Meyer, Michael Jakuttis, Samir Binder, Andreas Hornung, Fraunhofer UMSICHT, Institutsteil Sulzbach-Rosenberg, An der Maxhütte 1, D-92237 Sulzbach-Rosenberg, E-Mail: johannes.meyer@umsicht.fraunhofer.de, www.umsicht-suro.de

<sup>2</sup> Andreas Hornung, European Bioenergy Research Institute - EBRI, School of Engineering & Applied Science, Aston University, Birmingham B4 7ET, England UK, www.ebri.org.uk

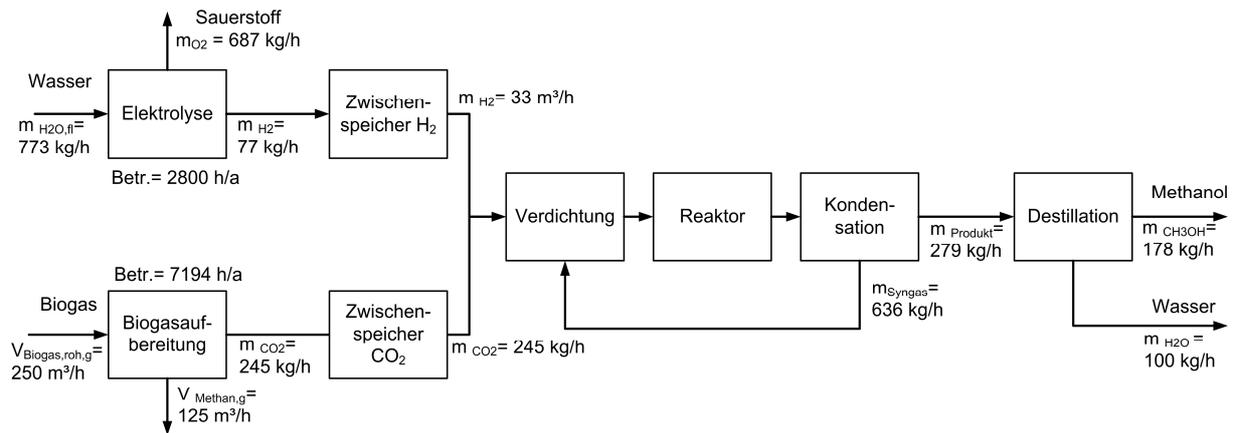


Abbildung 1: Vereinfachtes Verfahrensschema und Massenbilanz der Methanolsynthese als Konversionsspeicher

Als Betriebszeit für die Elektrolyse werden 2800 h im Jahr angenommen. Dies entspricht der Zeit in der im Jahr 2020 Überschussstrom aus erneuerbaren Energien anfällt [Doetsch 2013]. Die Betriebszeit für die Abtrennung von CO<sub>2</sub> und für die Methanolsynthese wird auf 7194 h festgelegt, was der durchschnittlichen Betriebsdauer von Biogasanlagen entspricht [LFL-Bayern 2013]. Die Versorgung mit Wasserstoff erfolgt während die Elektrolyse außer Betrieb ist über den Zwischenspeicher. Anhand der Massen- und Energiebilanz wurden die Betriebskosten abgeschätzt.

## Ergebnisse

Die bilanzierte Anlage ist für eine Jahresproduktion von 1284 t ausgelegt und verbraucht 15 GWh elektrische Energie. Je Tonne Methanol entspricht dies einem spezifischen Verbrauch von 12 MWh<sub>el</sub>/t. Bei einem Strompreis für elektrische Energie von ca. 40 €/MWh [EEX 2013] ergeben sich je Tonne Methanol spezifische Stromkosten von 480 €. Da in dieser Anlage nicht netzintegrierbarer Strom verbraucht wird, können die Stromkosten, wenn Betreiber von beispielsweise Windkraftanlagen Stromüberschüsse nicht abregeln müssen auch deutlich geringer sein. Werden die Investitionskosten und die sonstige Betriebskosten berücksichtigt ergeben sich Methanolgestehungskosten von 950 bis 1300 €/t, die deutlich über den Weltmarktpreisen für Methanol liegen [Methanex 2013].

Die Methanolgestehungskosten lassen sich durch Optimierung der Teilprozesse und durch Lernkurven, vor allem im Bereich der Elektrolyse, deutlich senken. Die Marktdurchdringung von grünem Methanol als klimaneutraler Brennstoff sollte durch Subventionen unterstützt werden. Dadurch kann einen wirtschaftlichen Betrieb von Power-to-Methanol-Anlage erreicht werden.

## Quellen:

- [Diwald 2012] W. Diwald, ENERTRAG AG, OTTI Forum Power to Gas am 08. Oktober 2012, Regensburg.
- [EEX 2013] European Energy Exchange AG, Europäische Strombörse, www.eex.com abgerufen am 10.07.2013.
- [Doetsch 2013] C. Doetsch, Future Electric Energy Storage/Balancing Demand, Fraunhofer UMSICHT, 2013.
- [Frank 2011] G. Frank, S. Bajohr (Hg.), Biogas. Erzeugung, Aufbereitung, Einspeisung, München Oldenbourg Industrieverlag 2011.
- [Lfl-Bayern 2013] Bayerische Landesanstalt für Landwirtschaft www.lfl.bayern.de/ abgerufen Juli 2013.
- [Mahajan 2003] D. Mahajan, Catalysis Today 84, S. 71-81, 2003.
- [Methanex 2013] Methanex Methanolpreis Mai 2013, <http://www.methanex.com/> abgerufen am 7. Juli 2013.