

KURZFASSUNGEN

7. – 8. März 2018 · DECHEMA-Haus · Frankfurt am Main

Jahrestreffen der ProcessNet-Fachgruppe Energieverfahrenstechnik

www.processnet.org/JTR_EVT2018.html



Inhaltsverzeichnis

Energieverfahrenstechnik

Kurzfassungen der Vorträge		Seite
Plenarvortrag		1
Vorträge		3

Kurzfassungen der Poster		Seite
Poster		34

Energieverfahrenstechnik

Kurzfassung des Plenarvortrags

Das Kopernikus-Projekt P2X- Flexible Nutzung erneuerbarer Ressourcen

F. Ausfelder, K. Wagemann, DECHEMA e.V. Frankfurt am Main/Deutschland;

präsentierenden Autor bitte unterstreichen

Das BMBF fördert seit September 2016 4 große Kopernikus-Projekte: SynErgie zu Flexibilisierung der industriellen Produktion, ENSURE zur Erforschung zukünftige Netzstrukturen, ENAVI zur Systemtransformation und P2X: Erforschung, Validierung und Implementierung von „Power-to-X“, über die Integration erneuerbaren Stroms in Energiespeicher, Kraftstoffe und Chemikalien mit Hilfe von Power-to-X Prozessen.

Das Kopernikus-Projekt P2X: Erforschung, Validierung und Implementierung von „Power-to-X“ Konzepten P2X widmet sich diesen verschiedenen Möglichkeiten und hat daher auch eine zentrale Bedeutung für die Sektorkopplung. Die Koordination liegt bei der DECHEMA, dem Forschungszentrum Jülich und der RWTH Aachen.

Das Forschungsprojekt gliedert sich in drei Upstream- und drei Downstream-Forschungscluster. Das Hauptaugenmerk der drei Upstream-Cluster liegt auf der Erforschung und Verbesserung von neuartigen Elektrolyse-Technologien zur effizienten Wasserstoff- und Synthesegaserzeugung. Die Downstream-Cluster konzentrieren sich auf innovative Einsatzmöglichkeiten dieser Elektrolyseprodukte. Neben einem sicheren Transport-Konzept für Wasserstoff werden verschiedene Produktionsrouten zu synthetischen Kraftstoffen und chemischen Produkten erforscht. Um alle Entwicklungen objektiv und fair miteinander vergleichen zu können und in den Gesamtzusammenhang zu stellen, wird zusätzlich im Projekt eine Roadmap entwickelt. Partner aus allen Forschungsclustern arbeiten unter Federführung der DECHEMA zusammen, um eine möglichst kohärente Bewertung und Einordnung der Technologien zu erstellen.

Insgesamt beteiligen sich an diesem Projekt 26 Industrieunternehmen, 17 Hochschulen und Forschungsinstitute sowie 3 zivilgesellschaftliche Organisationen. Zusätzlich zur Förderung durch das BMBF in Höhe von ca. 30 Millionen Euro bringen die Industriepartner in P2X Forschungsleistungen im Umfang von weiteren 8,3 Millionen Euro ein. Der Vortrag gibt einen Überblick über das Projekt und zeigt an ausgewählten Beispielen die bisherigen Fortschritte und bestehenden Herausforderungen auf.

Energieverfahrenstechnik

Kurzfassungen der Vorträge

Power-to-Gas – Langzeitspeicher und Sektorkopplungstechnologie

Dr.-Ing. Ramona Schröer, Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik, Kassel

Die PtG-Technologie ist als Langzeitspeicher in einem System mit hohen Anteilen an Erneuerbaren Energien notwendig und sie ist gleichzeitig für die Phase des Umbaus des Energiesystems sehr wertvoll, weil sie einen erneuerbaren chemischen Energieträger für alle Energiesektoren liefert.

Mit der PtG-Technologie wird erneuerbarer Strom in Wasserstoff bzw. Methan umgewandelt und somit ein flexibel einsetzbarer Brennstoff erzeugt, der unabhängig von Ort und Zeit wieder rückverstromt werden kann. In diesem Zusammenhang ist PtG ein Sammelbegriff für verschiedene Konzepte zur Erzeugung und Nutzung von Gas. Grundsätzlich lässt sich das Konzept PtG in den Wasserstoffweg und den Methanisierungsweg unterscheiden. Für die Methanisierung werden CO₂-Quellen benötigt. Biogasanlagen sind geeignete CO₂-Quellen, die viele Vorteile haben und große Mengen erneuerbaren CO₂ bereitstellen.

Das IWES hat den Ansatz von PtG mit entwickelt und beschäftigt sich schon seit vielen Jahren mit dem Thema PtG, sowohl aus energiewirtschaftlicher als auch aus systemtechnischer und verfahrenstechnischer Sicht. Die Expertise des IWES umfasst

- Energiesystemanalytische Einordnung von PtG für die zukünftige Energieversorgung und zur Erreichung der Klimaschutzziele: PtG zur Langzeitspeicherung und zur Sektorkopplung. Dies wird über Szenarienbetrachtungen erreicht und der benötigte Ausbaupfad (Leistung, Skalierung) von PtG aufgezeigt.
- Technische Bewertung der Verfahrensoptionen zur Elektrolyse und zur Methanisierung sowie zur Gasspeicherung und -nutzung. Bewertung und Vergleich der reinen Wasserstoffnutzung und der Methanisierung.
- Verfahrenstechnische Entwicklung einer angepassten Reaktortechnologie für katalytische Methanisierung.
- Ökonomische Bewertung von PtG und kurzfristige Potentiale von PtG.
- Bewertung von unterschiedlichen CO₂ Quellen, Verfügbarkeit, Reinheit.
- Bewertung von Biogas als CO₂ Quelle in ihren vielen Facetten (Qualität, Mengen, Integration) und die Kombination von Biogasanlage und PtG-Anlage.

Diese Kenntnisse werden in einem Übersichtsvortrag dargestellt und viele Facetten des Themas behandelt. Eine Fokussierung auf einzelne Themen ist auch möglich.

Heatpipe-gekühltes Reaktorkonzept für die katalytische Methanisierung in power-to-gas Anwendungen

Michael Neubert, Friedrich-Alexander-Universität Erlangen-Nürnberg, Deutschland

Alexander Hauser, Friedrich-Alexander-Universität Erlangen-Nürnberg, Deutschland

Marius Dillig, Friedrich-Alexander-Universität Erlangen-Nürnberg, Deutschland

Prof. Jürgen Karl, Friedrich-Alexander-Universität Erlangen-Nürnberg, Deutschland

Die SNG-Erzeugung mit einem Gemisch aus Wasserstoff (H_2) und Kohlendioxid (CO_2) bietet die Möglichkeit durch Sektorenkopplung Elektrizität aus Erneuerbaren Energien in das Gasnetz zu speichern. Für zukünftige Anwendungen ist eine Dynamisierung der Methanisierung notwendig, sowie eine Verringerung der Komplexität der Konzepte um die Investitionskosten für power-to-gas mit geringen Jahresvolllaststunden zu reduzieren.

Dieser Beitrag stellt ein neuartiges, heatpipe-gekühltes Reaktorkonzept für die katalytische Methanisierung mit einem kommerziellen Katalysator in kleinen bis mittleren Leistungsgrößen vor, das im Rahmen vom Energie Campus Nürnberg untersucht wird. Das vorgeschlagene Konzept eignet sich grundsätzlich auch für die SNG Produktion durch Synthesegas aus der Biomassevergasung. Der Beitrag wird die konzeptionellen Unterschiede zu bestehenden gekühlten Reaktorkonzepten vorstellen und die spezifischen Vorteile für power-to-gas Anwendungen (z.B. Kontrolle der maximalen Synthesetemperatur, kein Recycle notwendig, hohes Abwärmeniveau für Wärmespeicherung) darstellen. Die Auslegung und Dimensionierung mit Blick auf die Zielgrößen (aktive Temperaturkontrolle, einfache Skalierbarkeit) werden im Detail vorgestellt. Die experimentelle Charakterisierung des neuen Reaktors im 5 kW Labormaßstab (Gaszusammensetzung, Temperaturverteilung, Umsatz und Ausbeute) bilden den Hauptteil des Beitrages. Schlussendlich wird anhand experimenteller Ergebnisse demonstriert, wie ein System bestehend aus dem heatpipe-gekühlten Reaktor und einem klassischen polytropen Festbettreaktor einen nahezu vollständigen Eduktumsatz ohne Recycle mit gleichzeitiger aktiver Kontrolle der Synthesetemperatur ermöglicht.

Dynamisch geregelte Methanisierung von CO₂: Neue Betriebsstrategien für flexible Power-to-Gas Anlagen

Jens Bremer, M.Sc.¹ und Prof. Dr.-Ing. Kai Sundmacher^{1,2}

¹ *Max Planck Institut für Dynamik komplexer technischer Systeme, Sandtorstraße 1,
39106 Magdeburg, Germany*

² *Otto-von-Guericke Universität, Universitätsplatz 2, 39106 Magdeburg, Germany*

Um den Ausbau der erneuerbaren Energien weiter vorantreiben zu können, sind zunehmend Nutzungskonzepte nötig, welche mit dem volatilen Charakter dieser Energien bzw. schwankenden Elektrizitätspreisen umgehen können. Technologien, wie der Methanisierungsprozess von Kohlenstoffdioxid mit Wasserstoff, weisen hierfür großes Potential auf. Wird dieser Prozess direkt an die regenerative Wasserstofferzeugung mittels Elektrolyse gekoppelt, so sind häufige Lastwechsel für die Methanisierung zu erwarten. Dafür müssen geeignete Strategien zur sicheren und ökonomisch effizienten Betriebsführung entwickelt werden, welche bisher kaum vorhanden sind.

Vor diesem Hintergrund untersuchen wir in dem vorliegenden Beitrag die Regelbarkeit und Flexibilität eines exothermen Festbettreaktors zur Methanisierung von CO₂ unter variablen Feedbedingungen. Die dabei zugrunde gelegte Stellgröße ist eine über die Reaktoraußenwand aufgebrachte Kühlmitteltemperatur, welche typischerweise mittels Thermoölen realisiert wird. Auf Basis modellgestützter Untersuchungen kann für beliebige Reaktorgeometrien und Prozessparameter die örtlich verteilten, zeitlich variierenden Temperatur- und Konzentrationsfelder im Reaktor als Funktion der Kühltemperatur ermittelt werden. Auf dieser Basis wird gezeigt, dass das Reaktorverhalten in bestimmten Parameterfenstern durch mehrfach stationäre Betriebspunkte charakterisiert ist. Einige dieser Punkte sind technologisch sehr attraktiv, weil sie einen hohen CO₂-Umsatz mit einer niedrigen Reaktortemperatur verbinden und somit eine lange Katalysatorlebensdauer gewährleisten. Jedoch ist ein großer Teil dieser wünschenswerten Zustände instabil. In diesem Beitrag wird gezeigt, wie mittels modellprädiktiver Regelung instabile Betriebspunkte stabilisiert und technisch nutzbar gemacht werden können. Die Ergebnisse haben eine hohe praktische Relevanz für die flexiblere Nutzung von Power-to-Gas Anlagen.

Einbindung einer PtG Anlage in ein integriertes Hüttenwerk

Ana Roza Medved, Philipp Biegger, Markus Lehner

*Lehrstuhl für Verfahrenstechnik des industriellen Umweltschutzes, Montanuniversität
Leoben, Österreich*

In der Stahlproduktion in einem integrierten Hüttenwerk fallen energiereiche CO, CO₂ und H₂-haltige Kuppelgase aus unterschiedlichen Prozessen an, welche ein großes Potenzial für die Einbindung einer Power-to-Gas (PtG) Anlage haben. Tiegelgas (TG) aus dem Stahlwerk, Kokereigas (KG) aus der Kokerei und Gichtgas (GG) aus dem Hochofen weisen unterschiedliche Zusammensetzungen hinsichtlich CO, CO₂, H₂, CH₄, N₂ und Spurgasen auf.

Im Rahmen des Projektes werden mit Projektpartnern verschiedene Szenarien für Einbindung einer Power-to-Gas Anlage erarbeitet, die als Basis für weitere simulative und experimentelle Untersuchungen dienen werden. Das Konzept beruht auf der Wasserstofferzeugung mittels Wasserelektrolyse aus erneuerbarem Strom und der biogenen H₂-Produktion durch Wirbelschicht-Biomassevergasung. Der so gewonnene H₂ wird nachfolgend für eine Methanisierung der Kuppelgase und dem biogenen CO₂ aus der Biomassevergasung genutzt, um Methan zu erzeugen.

Die Szenarien werden mit der Hilfe von Aspen Plus® ausgearbeitet und als Grundlage für weitere experimentelle Untersuchung benutzt. Eines der Szenarien beschäftigt sich mit der maximalen Nutzung der CO/CO₂ Anteile eines Kuppelgasgemisches durch die katalytische Methanisierung, wobei das Produkt SNG als Erdgassubstitut hüttenwerksintern genutzt werden soll. Durch die großen verfügbaren Mengen an CO_x ist es denkbar den gesamten Erdgasbedarf in dem Hüttenwerk abzudecken. Ein weiteres Szenario ist auch die Nutzung der gesamten CO₂ Emissionen des Hüttenwerks.

In einer bestehenden Labor-Methanisierungsanlage der Montanuniversität Leoben wird der Einfluss der Gaszusammensetzung experimentell untersucht. Das dreistufige Festbettreaktor-System ermöglicht die Variation von CO/CO₂/H₂-Verhältnis, Katalysatoren, Betriebsparametern (Durchfluss, Druck und Temperatur), sowie die Beimengung von N₂ als Ballastgas und die Auswirkung von Katalysatorgiften zu ermitteln. Im Beitrag wird das Projekt und erste Ergebnisse der Simulationen sowie der experimentellen Untersuchungen vorgestellt.

Energetisch optimierte Erzeugung von Erdgassubstitut durch Methanisierungsgestützte Biomassevergasung – Aufbau eines Hochdruckversuchsreaktors

Gebhard Waizmann, Reinhold Spörl, Günter Scheffknecht

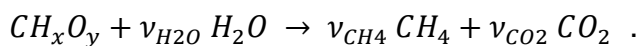
Institut für Feuerungs- und Kraftwerkstechnik (IFK), Universität Stuttgart

Gesellschaftlicher Kontext

Regeneratives Erdgassubstitut lässt sich mit existierender Technologie hocheffizient und nach Bedarf verstromen und kann damit einen wertvollen Beitrag zum weiteren Ausbau fluktuierender erneuerbarer Energieerzeugung dienen. Das flächendeckend vorhandene Erdgasnetz erlaubt eine räumliche und zeitliche Entkopplung bis hin zur saisonalen Speichern. Regeneratives Erdgassubstitut, welches aus ligninreichen, biogenen Reststoffen wie z.B. Stroh gewonnen wird, ist ökologisch aber auch ökonomisch interessant, erfordert allerdings eine thermochemische Umsetzung i.d.R. durch Wasserdampfvergasung.

Hintergrund und Stand der Technik

Idealisiert ergibt sich eine maximale Methanausbeute, wenn die Biomasse mittels Wasserdampf ausschließlich in CH_4 und CO_2 umgesetzt wird:



Für typische, ligninreiche Biomassen wäre diese ideale Umwandlung unter Standardbedingungen (Standardreaktionsenthalpie) sogar leicht exotherm. Reaktionskinetisch erfordert die Wasserdampfvergasung jedoch hohe Temperaturen von über 700 °C und erzeugt dabei endotherm ein Synthesegas. Dessen anschließenden Methanisierung ist zwar stark exotherm, wird herkömmlich allerdings bei thermodynamisch günstigen, niedrigeren Temperaturen um etwa 300 °C durchgeführt. Durch diesen Temperaturunterschied kann die Methanisierungsenthalpie, welche bis zu 20% des ursprünglichen Brennwertes der Biomasse ausmacht, nicht für den endothermen Vergasungsprozess genutzt werden. Dadurch ergibt sich eine beachtliche Verminderung des Umwandlungswirkungsgrades.

Optimierungspotential

Ein hoher Systemdruck kann jedoch die Methanisierung trotz hoher Temperatur begünstigen und ermöglicht somit deren direkte Integration in den

Vergasungsprozess (selber Reaktor). Weitere Maßnahmen wie in-situ Abtrennung von CO_2 oder Rezirkulation von H_2 in den Vergasungsreaktor können die Bildung von CH_4 und CO_2 zusätzlich fördern und dabei die Ansprüche an den Systemdruck verringern. Mittels der Prozesssimulationssoftware Aspen Plus® und mit Hilfe von thermochemische Gleichgewichtsbetrachtungen wurden Simulationen durchgeführt, um das Potential dieser Maßnahmen zu beurteilen. Demnach können, bei Wahl passender Prozessbedingungen die Ausbeuten von CO_2 und CH_4 bereits bei hoher Temperatur signifikant gesteigert werden. Infolgedessen sind Umwandlungswirkungsgrade von bis zu 95% theoretisch denkbar, was, verglichen mit dem Stand der Technik (vergl. GoBiGas Demo-Anlage), einer Steigerung um ca. 30% entsprechen würde.

Hochdruckversuchsreaktor

Um dieses Konzept der methanisierungsgestützten Vergasung experimentell zu untersuchen wird derzeit ein Hochdruckversuchsreaktor aufgebaut, welcher eine Biomassevergasung bei Temperaturen bis zu 800 °C und Drücken bis zu 400 bar ermöglichen soll. Um eine Aussagekraft für reale, großtechnische Prozesse zu ermöglichen, soll der Versuchsaufbau hierbei eine (quasi-)kontinuierliche Betriebsweise ermöglichen (im Gegensatz zu Batch-Untersuchungen). Der Versuchsreaktor soll zudem verschiedene fluiddynamische und thermische Betriebsmodi ermöglichen. Fluiddynamisch sollen Untersuchungen sowohl unter Wirbelschicht-, als auch unter Festbettbedingungen, möglich sein. Die einhergehende Bandbreite an Verweilzeiten geht mit entsprechenden Anforderungen an die Bandbreite der Biomasse- und Wasserdampfzufuhr einher. Thermisch sollen sowohl eine autotherme als auch eine allotherme Prozessfahrweise möglich sein. Ersteres entspricht einem quasi-adiabatischen Betrieb, also ein Aufbau, welcher Wandwärmeverluste quantifizieren und durch elektrische Beheizung ausgleichen kann. Mit diesem Aufbau wird darüber hinaus auch die Zufuhr einer bekannten Wärmeleistung und damit eine allotherme Prozessführung mit Wärmeeinkopplung über die Reaktorwand ermöglicht.

Neben einer Hinführung zum Konzept der methanisierungsgestützten Biomassevergasung soll dieser Beitrag den Aufbau und die Funktionsweise des Hochdruckversuchsreaktors vorstellen.

Biogasaufbereitung zu H-Gas durch direkte Synthese kurzkettiger Kohlenwasserstoffe

Sebastian Dietrich, Jens Schneider, Stefan Rönsch

*DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH,
Leipzig/Deutschland*

Hintergrund

Vor dem Hintergrund der mit dem EEG 2017 auslaufenden Festvergütung für die Stromerzeugung stehen Anlagenbetreiber zukünftig vor neuen Herausforderungen hinsichtlich einer lukrativen Vermarktung von Biogas. Alternativ zur Direktverstromung im BHKW tragen Biogasanlagen mit Aufbereitung und Einspeisung in das bestehende Erdgasnetz bereits zur bedarfsgerechten Bereitstellung von Strom bei und rücken im Zuge der fortschreitenden Flexibilisierung des Energiemarktes stärker in den Fokus. Um den für H-Gas notwendigen Referenzbrennwert des lokalen Netzbetreibers zu erreichen, wird Biogas nach der CO₂-Abtrennung im Standardverfahren fossiles Flüssiggas (LPG) beigemischt.

Kurzkettige Kohlenwasserstoffe zur Brennerhöhung und CO₂-Nutzung

Die direkte Synthese kurzkettiger Kohlenwasserstoffe stellt eine Möglichkeit dar, die zur Netzeinspeisung notwendige Brennerhöhung von Biogas ohne die Beimischung von LPG zu erreichen. Dabei wird das biogene CO₂ nicht aus dem Bio-Rohgas ausgewaschen, sondern mit Elektrolysewasserstoff zu Methan und vorwiegend gasförmigen Alkanen und Alkenen (C₂-C₅) mit einem, relativ zu Methan, erhöhten Brennwert umgewandelt. In Untersuchungen werden am DBFZ Sensitivitäten und Grenzen der Wirtschaftlichkeit eines solchen Anlagenkonzeptes untersucht und die Prozessbedingungen der katalytischen Synthese mit Eisen- und Kobaltkatalysatoren im Technikumsmaßstab optimiert. Ziel der Forschung ist die Definition eines konkreten Konzeptes inkl. erreichbarer Ausbeuten an kurzkettigen Kohlenwasserstoffen und daraus gefolgter Dimensionierung der Syntheseanlage, um eine Biogasaufbereitung zu H-Gas ohne LPG zu ermöglichen. Gleichzeitig können Überschussstrom und biogenes CO₂ mit diesem Konzept im Erdgasnetz gespeichert werden.

Power-to-X:

Welcher Strommix ist aus ökologischer Sicht notwendig?

André Sternberg, RWTH Aachen University, Deutschland

Boris Bensmann, Leibniz Universität Hannover, Deutschland

Sarah Deutz, RWTH Aachen University, Deutschland

Richard Hanke-Rauschenbach, Leibniz Universität Hannover, Deutschland

André Bardow, RWTH Aachen University, Deutschland

Einleitung

Die Elektrifizierung des Transportsektors, des Wärmesektors und der Industrie durch sogenannte Power-to-X-Prozesse ist eine zurzeit häufig diskutierte Möglichkeit zur Reduktion von Treibhausgasemissionen. Der Transportsektor kann z.B. durch Batteriefahrzeuge oder synthetische Kraftstoffe aus Kohlenstoffdioxid (CO₂) und elektrolytisch hergestelltem Wasserstoff elektrifiziert werden; im Wärmesektor ermöglichen Wärmepumpen oder elektrische Dampferzeuger eine Elektrifizierung. Um sicherzustellen, dass die Elektrifizierung auch tatsächlich zur Reduktion von Treibhausgasemissionen beiträgt, muss identifiziert werden, welcher Strommix notwendig ist, damit die Elektrifizierung ökologisch sinnvoll ist.

Methode und Ergebnisse

Zur Beantwortung dieser Frage führen wir eine ökologische Bewertung basierend auf der Methode des Life Cycle Assessment (LCA) durch. Wir berechnen den Grenzwert der Treibhausgasemissionen der Stromversorgung (in g CO₂-eq pro kWh Strom) der notwendig ist, damit die Power-to-X Prozesse geringere Treibhausgasemissionen haben als die derzeit genutzten konventionellen Prozesse. Dabei berücksichtigen wir Power-to-X Prozesse im Transportsektor, Wärmesektor und in der Industrie.

Der Grenzwert aus der LCA identifiziert für jeden Power-to-X Prozess den notwendigen Strommix. Im Verkehrssektor haben zum Beispiel Batteriefahrzeuge und synthetische Kraftstoffe Grenzwerte von 600 bzw. 150 g CO₂-eq pro kWh Strom. Damit sind Batteriefahrzeuge bereits im heutigen Strommix ökologisch leicht vorteilhaft gegenüber konventionellen Kraftstoffen, während synthetische Kraftstoffe einen Strommix mit überwiegend erneuerbaren Energien erfordern. Die präsentierte Analyse ordnet Power-to-X-Prozesse aus ökologischer Sicht und liefert so eine Basis für die Entwicklung von Übergangsszenarien.

Current flexibility potentials and future perspectives in energy-intensive industries

Antje Seitz¹, Florian Ausfelder²

¹Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V., Pfaffenwaldring 38-40, 70569 Stuttgart, Germany

²DECHEMA Gesellschaft für Chemische Technik und Biotechnologie e.V., Theodor-Heuss Allee 25, 60486 Frankfurt, Germany

The energy-intensive industry sector (chemicals and petrochemicals, metals, cement, glass & ceramics) contribute to over 75% of the overall industrial energy consumption in Germany. While most of this energy is based on fossil fuels, they are also the largest industrial consumer of electricity.

The power sector will undergo a transformation from stable supply by fossil fuel based plants towards the integration of more and more electricity generated by fluctuating sources like photovoltaic and wind energy. This will lead to higher demand for flexible consumption, both in increasing load during peak times and decreasing it when insufficient electricity is available.

Within the context of the publically funded Kopernikus project SynErgie, the energy-intensive industrial sectors (chemicals and petrochemicals, metals, cement, glass & refractory materials) have analyzed the current flexibility potentials and future perspectives together with the companies of their most promising processes:

- Chemicals & Petrochemicals: Chlorine-Alkaline Electrolysis
- Steel: Electric Arc Furnace
- Cement: Mills
- Glass: Container Glass Production
- Refractory Materials: Raw Materials Melting Furnace

The derived potentials are discussed in context of challenges by the electricity grid need, the occurring costs and its effect on industrial production and quality.

Effizienzsteigerung einer Dampfstrahlkälteanlage durch den Einsatz von n-Octan als Treibmedium

F. Kübel-Heising, F. Wunder, S. Sonnack, S. Kunkel, M. Rädle, Institut für Prozessmesstechnik und innovative Energiesysteme, HAW Mannheim;

J.-U. Repke, Fachgebiet Dynamik und Betrieb technischer Anlagen, TU Berlin

Dampfstrahlkälteanlagen kommen u.a. bei der Prozesskühlung und Gebäudeklimatisierung zum Einsatz. Der Antrieb solcher Anlagen erfolgt rein thermisch i.d.R. über Niederdruckdampf z.B. in Form von Abdampf oder aus solarthermischer Erzeugung. Der der Dampfstrahlkälteanlage zugrundeliegende Dampfstrahlprozess wird klassisch mit dem Arbeitsmedium Wasser ausgeführt. Der Treibstrom gelangt nach der Entspannung in eine Mischkammer und reißt dort den Saugstrom mit. Durch Verdampfen des Saugmediums wird der Umgebung thermische Energie entzogen. Diese Betriebsweise ist aus Sicht der molekularen Stoßphysik und der Thermodynamik ungünstig, da Wasser niedermolekular und nur mit einer hohen Verdampfungsenthalpie in die Dampfphase überführt werden kann. Der den Prozess beherrschende Impulsübertrag sollte günstiger sein, wenn die Molekülmasse im Treibstrahl hoch und die Verdampfungsenthalpie niedrig ist. Eine Betrachtung der Stoffsysteme hinsichtlich der zuvor genannten Kriterien führt zu langkettigen Kohlenwasserstoffen. Im Beitrag wird der Einsatz von n-Octan als Treibmedium und Wasser als Saugmedium untersucht. Hierbei wird der Dampfstrahl über eine Lavaldüse auf ca. Mach 3 beschleunigt und trifft auf den Wasserdampf in der Mischkammer. Aufgrund der geringeren spezifischen Wärmekapazität und Verdampfungsenthalpie kann bei gleichem Energieeinsatz ca. die 5-fache Menge an n-Octan gegenüber Wasser aufgeheizt und verdampft werden. Zu beachten ist, dass die Schallgeschwindigkeit von n-Octan Sattdampf wegen der deutlich höheren Molmasse um 60 % geringer ist als die von Wasser. Der Gemischdampfstrom wird im nachgeschalteten Kondensator verflüssigt und die beiden nicht-mischbaren Komponenten trennen sich im flüssigen Zustand. Berechnungen zeigen eine theoretische COP-Steigerung (Coefficient Of Performance) um den Faktor 2 bei der Verwendung von n-Octan im Vergleich zu Wasser als Treibmedium. In der Praxis konnten bisher 50 % erreicht werden. Weiterhin wird das Betriebsverhalten einer Dampfstrahlkälteanlage mit n-Octan im Vergleich zu Wasser und die Effizienzsteigerung vorgestellt.

Nutzung von Flexibilitäten in einer Power-to-Heat- und Power-to-Cold-Anlage zur ökonomisch optimalen Betriebsführung

J. Krüger¹, A. Bensmann¹, C. Lohr¹, W. Urban² und R. Hanke-Rauschenbach¹

¹ Institut für elektrische Energiesysteme, Leibniz Universität Hannover,
Hannover/Deutschland

² Gasag Solution Plus GmbH, Berlin/Deutschland

Das zukünftige Energiesystem in Deutschland wird zunehmende Anteile an fluktuierenden erneuerbaren Energiequellen aufweisen. Für einen stabilen Betrieb des Stromnetzes steigt dadurch auch die Notwendigkeit Energiedargebot und -nachfrage auszugleichen. Dafür in Frage kommende Flexibilitäten sind neben klassischen Speichern von elektrischer Energie, wie Batteriespeicher, auch Flexibilitäten, die aus der Vernetzung der Energiesektoren resultieren. Der vorliegende Beitrag zeigt, anhand einer realen Energieanlage zur Wärme- und Kältebereitstellung wie die Flexibilitäten sowohl im technischen Betrieb als auch im Handel genutzt werden können.

Die betrachtete Anlage der GASAG Solution Plus auf dem EUREF Campus in Berlin besteht aus Power-to-Heat-Komponenten, einer Kompressionskältemaschine (Power-to-Cold), drei Blockheizkraftwerken (CHP), einem Gaskessel sowie Wärme- und Kältespeichern (vgl. Abb.). Der Strombezug und die -bereitstellung soll über die verschiedenen Strommärkte Intraday-, Day-Ahead und Sekundär-Regelleistungs-Markt gehandelt werden.

Im Rahmen der Analyse wird im ersten Schritt eine optimale Betriebsführung der Anlage ermittelt, um so das theoretische Potential für den Betrieb aufzuzeigen. Dazu wird das System mithilfe der gemischt-ganzzahligen linearen Programmierung (MILP) formuliert und mithilfe von charakteristischen Zeitreihen für den Wärme- und Kältebedarf sowie für Strompreise gelöst und entsprechende Fahrpläne generiert. Dabei können unter anderem die Einflüsse von geänderten Systemkonfigurationen, wie zum Beispiel verschiedene Speicherkapazitäten oder die zusätzliche Installation einer Photovoltaik-Anlage, analysiert werden. Im zweiten Schritt der Untersuchung wird dann auf Basis dieser Ergebnisse,

denen eine perfekte Prognose zugrunde liegt, eine regelbasierte Betriebsführung entworfen, für die keine oder nur wenig Zukunftsinformation notwendig sind. Dieser praxisnahe Ansatz ist motiviert durch die Frage, wieviel Mehrwert ein komplexerer Ansatz mit Prognosen bietet.

Im Ergebnis der Analyse steht somit sowohl eine Potentialabschätzung, die auch zur Gestaltung von derartigen Energiesystemen herangezogen werden kann, als auch ein konkreter Vorschlag für die Umsetzung einer einfachen Betriebsführungs- und Vermarktungsstrategie von flexiblen Energieanlagen.

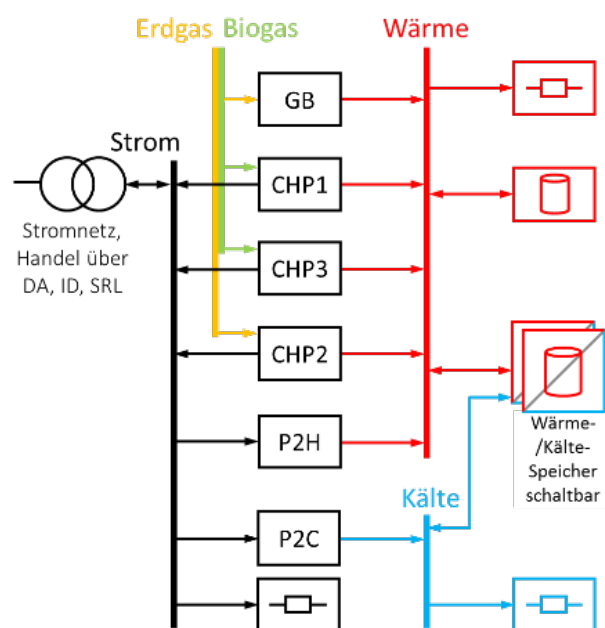


Abbildung: P2H / P2C-Anlage mit BHKWs und Wärme/Kältespeicher

Verfahrensvarianten für Energiespeicherung mittels Ameisensäure

Karsten Müller

Lehrstuhl für Thermische Verfahrenstechnik, Friedrich-Alexander-Universität

Erlangen-Nürnberg, Erlangen/Deutschland

Ameisensäure stellt einen interessanten Wasserstoffträger da. Die katalytische Freisetzung kann bei vergleichsweise moderaten Bedingungen erfolgen, was sich positiv auf die Energiebilanz auswirkt. Vergleichsweise anspruchsvoll ist dagegen die Herstellung von Ameisensäure durch Hydrierung von CO₂.

Eine Reihe von Verfahrensvarianten für Energiespeichersysteme basierend auf Ameisensäure und ihren Derivaten wurden in den letzten Jahren vorgeschlagen. Dazu zählen unter anderem:

- Synthese in Gegenwart von Aminen ¹
- Elektrochemische Synthese ²
- Synthese über Methylformiat ³
- Katalytische Zersetzung ⁴
- Biologische Zersetzung ⁵
- Direkte Ameisensäurebrennstoffzelle ⁶
- Prozessroute basierend auf Formiatsalzen ⁷

Energiebedarf fällt nicht nur bei der Herstellung an, sondern auch bei der Freisetzung oder der Reinigung des Wasserstoffs. Die Konzentration der wässrigen Lösung besitzt bei allen Varianten einen erheblichen Einfluss auf die Energieeffizienz des Verfahrens. Eine Analyse der Energiebilanzen zeigt, dass die Prozessroute über Formiatsalze das größte Potential für effiziente Energiespeicherung aufweist. Die Verfahrensrouten über katalytische Zersetzung besitzen hingegen den Vorteil deutlich höherer Leistungsdichten.

Im Rahmen des Beitrags wird eine Analyse der verschiedenen Verfahrensvarianten im Hinblick auf die Energiebilanz und erste Untersuchungen zur Leistungsdichte vorgestellt.

1. Gassner, F.; Leitner, W., *Journal of the Chemical Society, Chemical Communications* **1993**, (19), 1465-1466.
2. Agarwal, A. S.; Zhai, Y.; Hill, D.; Sridhar, N., *ChemSusChem* **2011**, 4, (9), 1301-1310.
3. Schmidt, I.; Müller, K.; Arlt, W., *Energy & Fuels* **2014**, 28, (10), 6540-6544.
4. Mellmann, D.; Sponholz, P.; Junge, H.; Beller, M., *Chemical Society Reviews* **2016**, 45, (14), 3954-3988.
5. Yoshida, A.; Nishimura, T.; Kawaguchi, H.; Inui, M.; Yukawa, H., *Applied Microbiology and Biotechnology* **2007**, 74, (4), 754-760.
6. Ha, S.; Adams, B.; Masel, R. I., *Journal of Power Sources* **2004**, 128, (2), 119-124.
7. Wiener, H.; Blum, J.; Feilchenfeld, H.; Sasson, Y.; Zalmanov, N., *Journal of Catalysis* **1988**, 110, (1), 184-190.

Computertomographische Analyse des Lade- und Entladevorgangs eines latenten thermischen Energiespeichers

Tobias Kohler, Karsten Müller

Friedrich-Alexander-Universität Erlangen-Nürnberg, Erlangen/Deutschland;

Neben der sensiblen und thermochemischen thermischen Energiespeicherung stehen vor allem Latentwärmespeicher im Fokus der Forschung. Latentwärmespeicher nutzen den Phasenwechsel um thermische Energie nahezu isotherm zu speichern. Häufig wird hierbei der Fest-Flüssig-Phasenwechsel und folglich die Schmelzenthalpie genutzt.

Salzhydrate, wie z. B. Magnesiumchloridhexahydrat, eignen sich aufgrund ihrer geringen Schmelztemperaturen gut für latente thermische Energiespeicherung bis 120 °C. Sie weisen jedoch einige negative Aspekte auf, welche vor dem Einsatz in großskaligen Anlagen genauer analysiert werden müssen. Die Hauptprobleme sind die Hysterese zwischen der Be- und Entladetemperatur des Speichers sowie die Phasenseparation von Wasser und Salz, welche zu einer dauerhaften Absenkung der Schmelztemperatur führt. Ein häufig unterschätztes Problem ist die Volumenänderung des Salzhydrates beim Schmelz- und Kristallisationsvorgang. Bei Magnesiumchloridhexahydrat liegt diese bei 8 %.

Im Rahmen dieser Arbeit wurde ein Latentwärmespeicher nach dem Rohrmodell mit Magnesiumchloridhexahydrat als Phasenwechselmaterial aufgebaut und in Betrieb genommen. Die Ergebnisse weisen darauf hin, dass dieses Salzhydrat keine Hysterese zwischen Be- und Entladevorgang aufweist. Auch die Phasenseparation, bzw. die Abspaltung von Kristallwasser, kann aufgrund der konstanten Entladetemperaturen von 116,7 °C über mehrere Zyklen ausgeschlossen werden. Der Volumenunterschied zwischen der festen und flüssigen Phase stellt jedoch ein großes Problem dar.

Um den Einfluss der Wärmeübertragung auf die Effizienz des Speichers zu analysieren, werden Schmelz- und Kristallisationsvorgang für unterschiedliche Wärmeübertragersbauarten mittels Computertomographie verfolgt. Neben dem unberippten Rohr werden auch vertikal- und horizontal berippte Rohre eingesetzt. Diese Ergebnisse sollen eine Grundlage zur Verbesserung des Stoff- und Wärmeübergangs in Latentwärmespeichern bieten.

Vergleich unterschiedlicher Latentwärmespeicher-Konzepte mit hoher Speicherdichte

*S. Kunkel, F. Kübel-Heising, F. Wunder, S. Sonnack, L. Erlbeck, A. Nguyen,
P. Schreiner, M. Rädle, Institut für Prozessmesstechnik und innovative
Energiesysteme, HAW Mannheim; J.-U. Repke, Fachgebiet Dynamik und Betrieb
technischer Anlagen, TU Berlin*

Um regenerative Energiequellen und auch Abwärme aus industriellen Anwendungen effektiv nutzen zu können, werden thermische Speicher immer bedeutsamer. Weiterhin ist die Implementierung eines Speichers in vielen Fällen auch eine Frage des Platzes, was dazu führt, dass große Speicherdichten wünschenswert sind. Als Speicherkonzept werden in diesem Beitrag unterschiedliche Latentwärmespeicher diskutiert. Je nach Temperaturniveau der anfallenden Energie kann das Speichermedium, ein Phasenwechselmaterial (PCM), flexibel dem Schmelzpunkt (betrachteter Temperaturbereich von -21 bis 89 °C) nach ausgewählt und so der Energiequelle optimal angepasst werden. Durch den damit realisierten geringen Temperaturhub bei Be- und Entladung des Speichers unter der Ausnutzung der Schmelzenthalpie des PCM ergibt sich bei kleinem Temperaturhub des PCM eine hohe Speicherdichte im Vergleich zu einem konventionellen Wasserspeicher.

Als erstes Speicherkonzept wird ein Direktkontakt-Latentwärmespeicher vorgestellt. Hierbei befindet sich das Speichermedium im direkten Kontakt mit einem Wärmeträgerfluid, einem Öl, und bildet ein heterogenes Zweiphasensystem. Durch den Direktkontakt kann eine schnelle Be- und Entladung bei geringen thermischen Verlusten realisiert werden. Im Beitrag wird die technische Umsetzung eines solchen Speichers mit einem Speichervolumen (PCM-Volumen) von 1 m³ diskutiert. Im Vergleich hierzu wird ein Konzept eines Latentwärmespeichers gezeigt, wobei das PCM und das Wärmeträgerfluid im indirekten Kontakt stehen. Auch hier ist ein entsprechender Prototyp entwickelt worden. Eine weitere Form eines Latentwärmespeichers stellt ein Wasserspeicher mit einer PCM-Erweiterung dar. Hierzu ist in einen Zylinder mit Boden ein kleinerer Wasserspeicher mit einem Volumen von 1,5 m³ eingesetzt. Der anschließend angebrachte Zylinderdeckel besitzt eine Öffnung, durch die das PCM in den Zwischenraum gefüllt wurde. In dem Beitrag werden die drei Speicherkonzepte vorgestellt, die Anwendungsgebiete erläutert und die jeweiligen Vor- und Nachteile anhand von Messdaten diskutiert.

Partial pressure impact on the reactions of CuO/Cu₂O & Co₃O₄/CoO for thermochemical energy storage (TCES)

Saman Setoodeh^{1,2}, Felix Birkelbach², Andreas Werner², Franz Winter¹

¹ *Institute of Chemical Engineering, Vienna University of Technology, 1060 Vienna, Austria*

² *Institute for Energy Systems and Thermodynamics, Vienna University of Technology, 1060 Vienna, Austria*

In order to detach ourselves from fossil fuels and reduce the carbon dioxide emissions, solar power plants have been developed. The storage of energy is an essential point for increasing the efficiency of these plants. Thermochemical energy storage (TECS) is an interesting concept for thermal energy storage due to high storage density, unlimited duration of storage without any losses and simple possibilities for transport. Based on the previous investigations the metal oxides are good candidates for this purpose. Particularly, the systems CuO/Cu₂O and Co₃O₄/CoO are more suitable because of their high energy density and applied temperature interval.

Many investigations of solid gas reactions were undertaken of constant pressure, which led to a reaction rate equation without influence of pressure on kinetics. But in the heterogeneous reaction system, the pressure has an essential impact on the kinetics of reactions, which should not be neglected. In order to find out this impact some isothermal experiments for CuO/Cu₂O and Co₃O₄/CoO have been executed. A defined fraction of those samples have been analyzed by X-ray diffraction (XRD), Brunauer-Emmett-Teller (BET) and scanning electron microscope (SEM). However, main focus of this work is based on isothermal experiments by simultaneous thermal analysis (STA) with variation of partial pressure in the reaction systems which are appropriate for thermochemical energy storage. An approach to identify the pressure model has been researched by non-parametric kinetic (NPK).

The results of this research illustrate how the partial pressure impact on kinetics of the reverse reaction and SEM analysis demonstrated the difference of particles change after thermal and partial pressure shock which was totally different for CuO and Co₃O₄. In addition a pressure model is offered for calculation of kinetics.

A Hybrid Approach to Optimizing Oxymethylene Ethers (OME)

Mohamed Ouda,^{a,b} Dr. Robin J. White,^a Dr. Achim Schaadt,^a and Prof. Harald Klein^b

^aFraunhofer Institute for Solar Energy Systems ISE, Freiburg, Germany

^bAPT Lehrstuhl, Technical University Munich, Germany

It is now well established that society must face the challenges of establishing more sustainable energy and chemical cycles (akin to natural processes), if the targets of various national and international frameworks (e.g. COP21) regarding Greenhouse Gas emissions (GHGE) are to be met. One of the most challenging sectors in this context is (e.g. urban) mobility, which represents an ever growing share of global energy-related GHGE arising from transport (i.e. ca. 23 % (6.7 Gt(CO₂))¹. Furthermore, there is also an increasing awareness of the health hazards arising from combustion of fuels (e.g. diesel) and the concurrent release of particulate matter (PM (soot)) and nitrous oxides (NO_x) to the urban environment, with the legislation and emission standards (e.g. Euro VI) reflecting this. According to the EIA, global fossil fuel consumption is predicted to decrease over the coming decades, although the short term consumption of diesel fuel is expected to increase till the middle of the current century². Therefore, there is a need to bring alternative mobility fuels to the market that generate reduced emissions in both an urban health and global context³, whilst supporting the expected demand in mobility (e.g. with population growth) and perform in a superior manner to conventional complex and expensive exhaust gas treatment systems. Another important environmental concern relates volatile organic compound (VOC) emissions arising from solvent use (e.g. in industrial sectors such as paints and coatings), with an ever increasing desire to replace potential mutagens, carcinogens or ozone depleters with greener, more environmentally friendly alternatives (e.g. as a consequence of associated legislation)⁴.

In this context a class of poly acetal, “Poly-Oxymethylene Dimethyl Ethers” (POMDE), or for short chain oligomers “Oxymethylene Ethers” (OME), are receiving increasing interest as potential diesel substitutes or additives (e.g. with reduced PM emissions)⁵. OMEs are known to be miscible with diesel at any ratio, are non-hazardous to human health or the environment, are weakly corrosive, have a high

¹ (a) Rogelj, J.; K.; Meinshausen et al. M. Paris Agreement Climate Proposals Need a Boost to Keep Warming Well below 2 C. *Nature* **2016**, 534 (7609), 631. (b) Change, I. P. on C. *Climate Change 2014: Mitigation of Climate Change*; Cambridge University Press, 2015; Vol. 3.

² Sieminski, A. International Energy Outlook. *Energy Inf. Adm.* **2014**.

³ Chauhan, B. S.; Singh, R. K.; Cho, H. M.; Lim, H. C. Practice of Diesel Fuel Blends Using Alternative Fuels: A Review. *Renew. Sustain. Energy Rev.* **2016**, 59, 1358.

⁴ Alder, C. et al. Updating and Further Expanding GSK's Solvent Sustainability Guide. *Green Chem.* **2016**, 18 (13), 3879.

⁵ Jacob, E.; Maus, W. Oxymethylene Ether as Potentially Carbon-Neutral Fuel for Clean Diesel Engines Part 2: Compliance with the Sustainability Requirement. *MTZ Worldw.* **2017**, 78 (3), 52.

cetane number (relative to conventional diesel), whilst, due to their chemical structure, have promising interesting intrinsic combustion properties. OMEs are also being considered with regard to solvent applications as a consequence of chain length dependent solvation properties (e.g. in CO₂ sorption applications) and appropriate vapor pressures⁶.

The synthesis of short chain Poly-Oxymethylene Dimethyl Ethers, also commonly referred to as Oxymethylene Ethers (Molecular formula: H₃CO-(CH₂O)_n-CH₃ where n = 1 – 8; denoted hereon as OME) has been discussed in literature but as yet an optimized process has not yet been completely realized. In this context, the optimization of the complex OME reaction system (comprising more than 29 reacting species as well as recycling of non-reacted components) is presented based on an Stochastic Global Optimizer (SGO) for an unconstrained Gibbs minimization. The integration of the developed model into a commercial software platform with regard to a complete process optimization is highlighted. A complimentary experimental validation is provided for the reaction equilibrium model based on the use of different feeds, namely 1) CH₃OH/CH₂O and 2) H₃C-O-(CH₂O)₁-CH₃/(CH₂O)₃, demonstrates the robustness of the applied SGO for this multi-reaction system. With feedback from the OME reactor and an optimized model for recycling, the prerequisites from the up- and down-stream processes can be defined and further optimized. The presented hybrid approach represents a fundamental step forward with regard the development of an integrated tool which together with existing literature kinetic and thermodynamic data, lays the basis for a technically and economically feasible OME synthesis process⁷.

⁶ Burger, J.; Siegert, M.; Ströfer, E.; Hasse, H. Poly (Oxymethylene) Dimethyl Ethers as Components of Tailored Diesel Fuel: Properties, Synthesis and Purification Concepts. *Fuel* **2010**, 89 (11), 3315

⁷ (a) M. Ouda, G. Yarce, R. J. White, M. Hadrich, D. Himmel, A. Schaadt, H. Klein, E. Jacob, I. Krossing, *React. Chem. Eng.*, **2017**, 2, 50. (b) M. Ouda, F. Mantei, M. Elmahlawy, R. J. White, H. Klein, S. Fateen, *Industrial & Engineering Chemistry Research.*, **2017** (submitted). (c) M. Ouda; G. Yarce; K. Hesterwerth; M. Hadrich; A. Schaadt; R. J. White; H. Klein; E. Jacob, DGMMK-Tagungsbericht **2016-3** (ISBN 978-3-941721-66-1). (d) Himmel, D.; White, R. J.; Jacob, E.; Krossing, I. *Sustain. Energy Fuels* **2017**.

Bewertung des Einsatzes einer flexiblen Betriebsweise der Methanolanlage im Rahmen von Power-to-Fuel Konzepten

Julia Riese, Ruhr-Universität Bochum, Deutschland; Henrik Fasel, Ruhr-Universität Bochum, Deutschland; Marcus Grünwald, Ruhr-Universität Bochum, Deutschland

Der voranschreitende Umbau der Energieversorgungsstruktur in Deutschland hat vor allem zum Ziel die energiebedingten Treibhausgasemissionen zu reduzieren. Der Fokus der Umsetzung durch eine Integration erneuerbarer Energien in die Energieversorgungsstruktur liegt dabei vor allem im Elektrizitätssektor. Ein nachhaltiger Umbau kann jedoch nur gelingen, wenn auch andere Sektoren, wie die Mobilität oder der Wärmesektor stärker eingebunden werden. Dies kann z.B. durch die sektorenübergreifende Integration von Strom aus erneuerbaren Energien geschehen. Als zentrales Element dieses Ansatzes werden Prozesse gesehen, die es ermöglichen, den aus regenerativen Strom hergestellten Wasserstoff in höhermolekulare Verbindungen, also Kohlenwasserstoffe wie bspw. Methanol, umzuwandeln.

Um diesen Schritt zu ermöglichen, wird in die Prozesskette ein Wasserstoffspeicher integriert und so ein stationärer Betrieb der Synthese von Kohlenwasserstoffen zu ermöglichen. Diese Integration erfordert jedoch einerseits einen geeigneten Standort und ist andererseits mit entsprechenden Kosten verbunden. Eine größere Unabhängigkeit dieser Prozessketten verspricht einen Betrieb ohne Wasserstoffspeicher, wodurch eine höhere Flexibilität seitens der Synthese gefordert wird.

Im Rahmen dieses Beitrags sollen, aufbauend auf bereits vorgestellten Ergebnissen, weiterführende Ergebnisse aus dynamischen Simulationen einer Methanolsynthese gezeigt werden. Dazu gehört die Identifikation der Lastgrenzen sowie Strategien zum Betrieb der Anlage in Extremfällen. Dazu gehört beispielsweise der Betrieb, wenn durch mangelnde Verfügbarkeit erneuerbaren Stroms kein Wasserstoff zur Verfügung steht.

Zudem sollen die Ergebnisse in eine wirtschaftliche Bewertung der Gesamtsystemkette unter der Annahme eines flexiblen Betriebs der Synthese einfließen und mit Ergebnissen eines stationären Betriebs mit Wasserstoffspeicher verglichen werden.

Dezentrale Produktion werthaltiger Kohlenwasserstoffe mit Hilfe lastflexibler, integrierter Elektrolyse-Synthese-Apparate

*L. Schwarze¹, S. Foge², F. Schwabe¹, C. Partmann¹, W. Lippmann¹, H. Kryk²,
A. Hurtado¹, U. Hampel^{1,2}*

Technische Universität Dresden¹, Helmholtz-Zentrum Dresden-Rossendorf²

Der stetige Ausbau von Wind- und Solarenergie in Deutschland erfordert effiziente Technologien zur räumlich-zeitlichen Flexibilisierung des Energieversorgungssystems. Infolge der Netzeinbindung fluktuierender Elektroenergie ergeben sich grundlegend neue Anforderungen an die bestehende, grundlastbasierte Energiewirtschaft und deren Infrastruktur. Technologien zur direkten Speicherung von Elektroenergie in der Größenordnung von 30 TWh scheitern derzeit aus verschiedenen Gründen, bspw. der Standort-Limitierung von Pumpspeicherkraftwerken oder der Kosteneffizienz von Batterien. Im Rahmen des Verbundforschungsvorhabens „DELTA“ (EFRE-Förderkennzeichen: 100240618) wird ein frei skalierbarer, dezentral einsetzbarer, modular aufgebauter, wirtschaftlich attraktiver und technisch flexibler Demonstrator zur chemischen Langzeitspeicherung von Elektroenergie (Power-to-Liquid) entwickelt und erprobt. Strom wird einem tubularen, protonenleitenden Dampf-Elektrolyseur zur Erzeugung von hochreinem Wasserstoff zugeführt. Dieser wird direkt unter stofflicher Verwertung von CO₂ einer integrierten, heterogen katalysierten Methanolsynthese unterzogen. Durch die Kopplung stationärer CO₂-Emittenten und -Verbraucher wird CO₂ in einem geschlossenen Kreislauf nutzbar. Flüssige Kohlenwasserstoffe finden sektorübergreifend sowohl als synthetische Kraftstoffe als auch als Grundstoffe für weitere chemische Produkte oder zur Rückverstromung Verwendung und stellen somit eine interessante Wertschöpfungs-Alternative innerhalb der Chemie- und Energiewirtschaft dar. Die hohe Systemintegration innerhalb des Demonstrators ermöglicht eine energetisch optimierte Prozessführung sowie ein effizientes Energie- und Stoffstrom-Management, weshalb sich das Reaktorsystem durch geringe Energieverluste, hohe Systemwirkungsgrade, Kosteneffizienz und eine hohe Zuverlässigkeit sowie Lastwechselfähigkeit auszeichnet. Der Demonstrator stellt in einer späteren technischen Anwendung ein Basismodul dar, welches mit weiteren Modulen zu einer flexiblen Gesamtanlage verschaltet werden kann. Im Rahmen der Präsentation soll das grundlegende Anlagenkonzept sowie die ersten Ergebnisse des Basic Engineering und der rechnergestützten Modellierung und Simulation vorgestellt werden.

Prozessintensivierung in der Erzeugung synthetischer Kraftstoffe

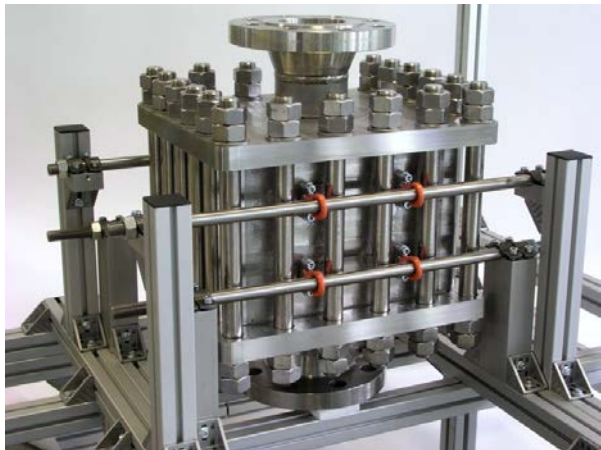
P. Pfeifer^{1,2}, C. Sun¹, M. Loewert¹, J. Schwab¹, R. Dittmeyer¹, T. Böltken²

*¹Institut für Mikroverfahrenstechnik (IMVT), Karlsruher Institut für Technologie (KIT),
Eggenstein-Leopoldshafen/Deutschland*

²INERATEC GmbH, Nördliche Uferstr. 3-6, Karlsruhe/Deutschland

Im Rahmen der Forschungsprogramme der Helmholtz-Gemeinschaft sowie im Kopernikus-Projekt Power-to-X arbeitet das IMVT an der Intensivierung des Prozesspfades von CO₂ zu synthetischen Kraftstoffen hinsichtlich CO₂-Aktivierung, Fischer-Tropsch Synthese und Aufarbeitung via Hydrocracking. Hintergrund ist die Speicherung von zeitlichen und lokalen Stromüberschüssen bei gleichzeitiger Verfügbarkeit von der Kohlenstoffressource aus erneuerbaren Quellen zur Sektorkopplung. Die Prozesse bedürfen einer Dynamisierung entsprechend dem anfallenden Strom, der durch Prozessintensivierung, d.h. geringes Holdup im Reaktor durch beschleunigte Reaktionsführung und verbesserten Wärmeübergang erreicht werden kann. Die INERATEC GmbH, ebenfalls beteiligt am Kopernikus Projekt skaliert und kommerzialisiert derzeit einige der Technologien, die gemeinsam entwickelt wurden [1,2].

Im Beitrag wird über die Weiterentwicklung der Fischer-Tropsch Technologie in Kombination mit Hydrocracking sowie wesentliche Erkenntnisse zu dynamischen Betrieb von Technikumsreaktoren als mikroverfahrenstechnische Komponenten für den Maßstab von ca. 7 L/Tag Produkt berichtet. Neben Untersuchungen zum Vergleich zwischen Labor und Technikumsreaktor wurden von der INERATEC GmbH außerdem Module für eine Produktionsmenge von 2 bpd (318 L/Tag) erfolgreich umgesetzt (vergleiche Abbildung). Diese Entwicklungen sind die Basis für das Konzept einer Anlage zur Erzeugung von Kerosinsubstitut aus Elektrolyse-wasserstoff und CO₂ im Rahmen der Großinvestition Energy Lab 2.0 am Standort KIT. Außerdem ist eine Anlage der INERATEC GmbH bei VTT/Finnland seit 2016 in Betrieb [2]. Einen weiteren Meilenstein stellt die geplante Umsetzung im industriellen Maßstab dar [3].



[1] P. Piemartini, T. Boeltken, M. Selinsek, P. Pfeifer, Chem Eng J, vol. 313, 2017, pp. 328-335

[2] <http://ineratec.de/power-to-liquid-200-liter-sprit-aus-solarstrom-und-dem-kohlenstoffdioxid-der-umgebungsluft/>

[3] <https://www.energiesdienst.de/presse-detail/news/1258-ineratec-und-energiesdienst-pruefen-bau-einer-pilotanlage-fuer-klimaneutrale-kraftstoffe-in-laufen/>

Darstellung der Kostenentwicklung bei der Herstellung alternativer Kraftstoffe mittels exergo-ökonomischen Methoden

Friedemann Georg Albrecht, Dr. Ralph-Uwe Dietrich

Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V. (DLR)

Pfaffenwaldring 38-40, 70596 Stuttgart

Einleitung

Das Erreichen der COP 21 Klimaziele erfordert langfristig die Umstellung des gesamten Verkehrs auf erneuerbare Energieträger. Flüssige Kraftstoffe werden dabei weiterhin eine wichtige Rolle im Schwerlastverkehr, der Schifffahrt und im Luftverkehr spielen. Ein großer Nachteil alternativer Kraftstoffe sind die derzeit nicht wettbewerbsfähigen Herstellungskosten. Die Begrenzung der volkswirtschaftlichen Kosten des Umstiegs auf einen nachhaltigen Verkehr erfordert die Identifikation von Kostensenkungspotentialen in den Herstellungsverfahren alternativer Kraftstoffe. Für diese Aufgabe können exergo-ökonomische Methoden angewendet werden, bei denen die Kostenentwicklung und Kostenströme in den Herstellungsverfahren sichtbar gemacht werden können. Dies wird am Beispiel von Fischer-Tropsch Kraftstoffen aus Biomasse, Strom und CO₂ im vorliegenden Beitrag gezeigt.

Methodik

Als Ausgangspunkt wurde detaillierte Prozesssimulation bestehend aus den grundlegenden Prozessschritten Biomassevergasung, Elektrolyse (PEM versus SOEC), reverse Wassergas-Shift-Reaktion, Fischer-Tropsch-Synthese und Produktabtrennung in Aspen Plus implementiert. Nachfolgend wurde anhand der Simulationsmodelle die exergo-ökonomische Bewertung, bestehend aus Exergieanalyse und techno-ökonomischer Bewertung, durchgeführt.

Ergebnisse

Die Darstellung der Kostenflüsse mittels der exergo-ökonomischen Bewertung ermöglicht die gezielte Optimierung verfahrenstechnischer Prozesse. In den untersuchten Prozessen wurde die Synthesegasherstellung als ökonomisch kritische Prozessschritte identifiziert. Anhand der Ergebnisse konnten Aussagen getroffen werden, ob die Verbesserung des Wirkungsgrades oder die Reduzierung der Investitions- und Betriebskosten in den kritischen Prozessschritten ein größeres Kostensenkungspotential bietet. Detaillierte Kostenstrukturen werden im Vortrag für die untersuchten Herstellungspfade präsentiert.

Socio-techno-economic assessment of synthetic fuel (PtX) concepts for the German energy system

Christian Schnuelle, Timo Wassermann, Stefan Goessling-Reisemann

University of Bremen, Bremen

Abstract

The energy transition is based on an increasing contribution of fluctuating renewable energy such as wind and solar power. Beside limited bio energy potentials, renewable electricity will be the only renewable energy source which may be utilized in all energy sectors (Kreyenberg et al. 2015). To compensate for supply fluctuations power-to-X (PtX) concepts are considered as a major component in future energy systems (Sterner et al. 2015; Fürstenwerth et al. 2014). For longer term storage, high volumetric energy density is an important issue, and this can be considered as a major driving force for the implementation of PtX technologies (Lund et al. 2015). Additionally, synthetic fuels are the most promising solutions for the worldwide growing aviation, shipping and heavy freight traffic (IATA 2015; Specht 2014).

In case of the Energiewende PtX utilization is motivated from different perspectives. On the one hand, fluctuations and surpluses in electricity production shall be balanced by dynamic process control to limit expensive and hardly accepted grid expansions and high electricity prices. On the other hand, large scale installations will be required to allow for an overall renewable fuel supply and mitigate greenhouse gas emissions in all sectors. Thus, PtX concepts may contribute to a resilient energy supply, enabling both, a high supply security and climate compatibility of the energy system's overall applications.

Within this publication we evaluate potential bottlenecks and disturbances for the distribution of PtX concepts in Germany with respect to anticipated system services (compensation for local fluctuations in electricity production and large-scale provision of synthetic fuels). The assessment involves socio-technical and socio-economic perspectives and revolves around decentralized and centralized PtX concepts. Technical aspects are focused on dynamic operation potentials and scale-up limitations as well as raw material availability according to a large-scale implementation. Furthermore, profitability and potential acceptance issues of centralized and decentralized PtX concepts will be addressed.

Fürstenwerth, D.; Waldmann, L.; Sterner, M.; Thema, M.; Eckert, F.; Moser, A. (2014): Stromspeicher in der Energiewende-Untersuchung zum Bedarf an neuen Stromspeichern in Deutschland für den Erzeugungsausgleich, Systemdienstleistungen und im Verteilnetz. In: Agora Energiewende, Berlin.

IATA (2015): IATA Sustainable Aviation Fuel Roadmap. International Air Transport Association. Montreal-Geneva. Online verfügbar unter <https://www.iata.org/whatwedo/environment/Documents/safr-1-2015.pdf>.

Kreyenberg, Danny; Lischke, Andreas; Bergk, Fabian; Duennebeil, Frank; Heidt, Christoph; Knoerr, Wolfram et al. (2015): Erneuerbare Energien im Verkehr Potenziale und Entwicklungsperspektiven verschiedener erneuerbarer Energieträger und Energieverbrauch der Verkehrsträger. Online verfügbar unter https://www.bmvi.de/SharedDocs/DE/Anlage/UI-MKS/mks-kurzstudie-ee-im-verkehr.pdf?__blob=publicationFile.

Lund, P. D.; Lindgren, J.; Mikkola, J.; Salpakari, J. (2015): Review of energy system flexibility measures to enable high levels of variable renewable electricity. In: Renewable and Sustainable Energy Reviews 45, S. 785–807.

Specht, Michael (2014): Flexiblere Nutzung erneuerbarer Ressourcen: Power-to-X. Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg, 2014.

Sterner, M.; Thema, M.; Eckert, F.; Lenck, T.; Götz, P. (2015): Bedeutung und Notwendigkeit von Windgas für die Energiewende in Deutschland, Forschungsstelle Energienetze und Energiespeicher (FENES). Energy Brainpool, Studie im Auftrag von Greenpeace Energy. OTH Regensburg. Regensburg/Hamburg/Berlin. Online verfügbar unter <http://www.speicherinitiative.at/assets/Uploads/04-2015-FENES-EBP-GPE-Windgas-Studie.pdf>.

Modelloptimierte Produktionsplanung für energieintensive Elektrolyseprozesse unter schwankenden Energiepreisen

L. Brée¹, P. Schäfer¹, A.M. Schweidtmann¹, A. Mitsos^{1}*

¹Aachener Verfahrenstechnik – Systemverfahrenstechnik, RWTH Aachen University,

Aachen, Deutschland

** amitsos@alum.mit.edu*

In den letzten Jahrzehnten ist der Anteil erneuerbarer Energien, v.a. Wind- und Solarenergie, an der Gesamtstromerzeugung in Deutschland deutlich gestiegen. Da die Stromerzeugung aus diesen Energien wetterbedingt signifikanten zeitlichen Schwankungen unterliegt, stellt dies allerdings die Netzstabilität vor Herausforderungen. Um die Netzstabilität aufrechtzuerhalten, wurden marktseitig erste Anreize für große Stromabnehmer geschaffen, ihren Stromverbrauch der Stromerzeugung anzupassen. Eine solche Flexibilisierung des Betriebes geht allerdings in der Regel durch Effizienzverluste beim Verlassen des optimalen Betriebspunktes einher, was erhöhte Betriebskosten verursacht.

In dieser Arbeit wird das wirtschaftliche Potential der Flexibilisierung von Elektrolyseprozessen anhand industrieller Fallstudien betrachtet. Der ideale zeitvariante Betrieb der Elektrolysen wird dabei als mathematisches Optimierungsproblem formuliert. Logische Beziehungen, welche die Flexibilität limitieren, bspw. Umschaltzeiten, werden reformuliert, sodass gemischtganzzahlige Optimierungsprobleme entstehen. Diese werden unter Einsatz kommerzieller Solver in GAMS gelöst. Zusätzlich wird die Sensitivität der Ergebnisse bezüglich Modellannahmen, wie z.B. minimale Schaltzeiten, Intensität der Strompreisschwankungen, Rohstoffpreise, sowie von Designparametern, wie z.B. Pufferkapazitäten, untersucht.

Abschließend werden zukünftige Forschungsrichtungen skizziert. Dies betrifft insbesondere die Berücksichtigung der inhärenten Unsicherheiten mittel- bis langfristiger Strompreisprognosen.

Danksagung

Die Autoren bedanken sich herzlich beim Bundesministerium für Bildung und Forschung (BMBF) für die finanzielle Unterstützung und beim Projektträger Jülich (PtJ) für die Betreuung des Kopernikus-Projektes „SynErgie“.

Solid oxide cell reactors in sector-coupled systems: Possibilities overview and hydrogen refueling station demonstration

*M. P. Heddrich, S. Santhanam, DLR, Germany; R. Schoon, Shell, The Netherlands;
R.C. Makkus, HyGear, The Netherlands; M. Pérez-Fortes, EPFL, Switzerland;
S. F. Au, SOLIDpower, Italy; L. Crema, FBK, Italy*

Solid oxide cell (SOC) electrochemical reactor systems have the potential to play a key role in the “Energiewende” to move towards a decarbonized society. SOCs can operate in different modes, coupling thermal, chemical and electrical energy sectors. These include Power to Chemicals (PtX) for fuel and high value chemicals production, Chemicals to Power (XtP) for electricity generation, Power to Chemicals to Power (PtP) for electricity storage.

This presentation will give an overview of SOC system applications in the future sector-coupled energy market and will focus on a concrete business case that is currently being prototyped: a co-generation unit for the production of hydrogen and electricity from natural gas to supply hydrogen refueling stations. This work is performed by the CH2P¹ project consortium which is made up of eight European participants and funded by FCH JU. The business case will be explained resulting in the general system requirements. Different possible process designs, developed by HyGear, will be presented. These are evaluated with the chemical process systems design software Aspen Plus by DLR and an optimized heat exchanger network is calculated using the multi-objective optimization tool developed by EPFL. The resulting system design choice and the path toward an actual prototype are illustrated.

¹ This project has received funding from the Fuel Cells and Hydrogen 2 Joint Undertaking under grant agreement No 735692. This Joint Undertaking receives support from the European Union’s Horizon 2020 research and innovation program, from Hydrogen Europe and N.ERGHY.

CFD simulation of Reversible Solid Oxide Cell stack operating mode transition

*Stephan Herrmann*¹, Cansin Bozbay¹, Maximilian Hauck¹, Michael Geis¹, Sebastian Fendt¹, Hartmut Spliethoff^{1,2}*

**Stephan.herrmann@tum.de*

¹Institute for Energy Systems, Technische Universität München, Garching bei München, Germany

²ZAE Bayern, 85748 Garching, Germany

Reversible Solid Oxide Cells (RSOC) represent a promising technology considering the compensation of intermittent electricity production from renewable energy sources, such as wind and photovoltaics. At TUM a novel RSOC process has been developed, which shows very high efficiencies for both fuel cell and electrolysis operation and is especially designed for maintaining minimal switching times.

However, RSOC are quite susceptible to variations in operating parameters, and especially the switching of operating modes is not yet well understood. Effects like thermal stress from changes in the current density pattern, as well as carbon deposition and nickel oxidation can destroy RSOC almost immediately, or at least largely affect the lifetime via long term degradation. Thus, in order to design a robust RSOC system, these aspects have to be investigated in detail.

For this purpose a RSOC stack model has been built in ANSYS Fluent 17.1. The RSOC geometry and performance has been adjusted to fit experimental data published by Blum et. al.[1]. In this work the model is used to study the impact of operating mode transition from fuel cell to electrolysis on the stack. Thermal gradients are investigated at different gas compositions, current densities, pressures and operating temperatures. A special focus has been put on internal reforming of hydrocarbons, which is capable of improving the stack performance due to internal chemical cooling, but also induces extended thermal stress.

It is found that the thermal gradients resulting from switching operation modes are largely depending on the gas compositions fed during both operating modes, as well as inlet temperature and pressure. Therefore, at fixed operating pressure and temperature especially by adjusting the gas feeds thermal gradients can be flattened, so that their effect on the lifetime of the RSOC can be significantly reduced.

[1] L. Blum, Q. Fang, L. G. J. de Haart, J. Malzbender, N. Margaritis, N. H. Menzler, Ro. Peters, *SOC Development at Forschungszentrum Jülich*, ECS Transactions, 78 (1) 1791-1804 (2017)

Simulation eines kombinierten HP-ORC-Systems zur Energiespeicherung unter Aufwertung von Niedertemperaturwärme

Bernd Schmitt^{1,3}, Philipp Bauer¹, Jürgen Karf^{2,3}, Lars Zigan^{1,3}, Stefan Will^{1,3}

*¹Lehrstuhl für Technische Thermodynamik (LTT), Friedrich-Alexander-Universität
Erlangen-Nürnberg (FAU)*

²Lehrstuhl für Energieverfahrenstechnik (EVT), FAU

³Energie Campus Nürnberg (EnCN)

Die Nutzung von „erneuerbaren“ Energien wie Solar- und Windenergie bringt die Notwendigkeit von Speichern zum Ausgleich des elektrischen Lastprofils mit sich. Hierbei gibt es verschiedene Zeitskalen, die ihre jeweilige Speichertechnologie erfordern. In der vorliegenden Arbeit wird der Fokus auf den durchschnittlichen Tagesgang mit Tages- und Nachtphase und dem damit verbundenen Abfall an Solarenergie in der Nachtphase gelegt. Für diese häufigen Zyklen wird ein System benötigt, das nicht durch die Be- und Entladevorgänge altert. Ein Druckheißwasserspeicher, der mit einer Wärmepumpe (HP Heat-Pump) be- und mit einem ORC (Organic Rankine Cycle) entladen wird, bietet sich als Lösung an. Zur Minimierung der notwendigen elektrischen Energie zum Beladen des Speichers wird ein Abwärmestrom auf einem exergetisch nicht mehr sinnvoll nutzbaren Temperaturniveau (<100°C) herangezogen. Durch die Aufwertung des Abwärmestroms durch die Wärmepumpe und der Speicherung der aufgewerteten Wärme ist es möglich, diese bei Bedarf über einen ORC wieder zu verstromen und so die Exergie des zugeführten elektrischen Stroms zu einem großen Anteil wieder zu nutzen. Für eine Minimierung der Materialkosten der Anlage wird auch eine Doppelnutzung der Komponenten für den Wärmepumpen- und ORC-Modus betrachtet.

Die Ergebnisse zeigen den Einfluss der genutzten Wärmequelle, der Speichertemperatur, des Fluids, der Arbeitsmaschine und möglicher Schaltungsvarianten der Einzelprozesse auf die Gesamtprozessführung. Besonders die Wahl des Fluids und der Arbeitsmaschine sind maßgeblich für den Wirkungsgrad der Anlage.

Scale-up of carbonate looping based on long-term pilot testing in 1 MW_{th} scale

J. Hilz, M. Helbig, M. Haaf, A. Daikeler, J. Ströhle, B. Epple, Technische Universität Darmstadt – Institute for Energy Systems and Technology, Darmstadt, Germany

The carbonate looping (CaL) process is an efficient post-combustion carbon capture technology to reduce the emitted amount of carbon dioxide (CO₂) by fossil fueled power and industrial plants. It is characterized by a low energy penalty, low CO₂ capture costs and low environmental impact since limestone, an inexpensive and highly available natural product, is utilized for the CaL process. The CO₂ contained in the flue gas is absorbed by solid CaO (burnt lime) in the carbonator and transferred as calcium carbonate (CaCO₃) to the calciner. There, CO₂ is released and a gas stream of highly concentrated CO₂ leaves the calciner, while the solid CaO is returned to the carbonator. The heat for the endothermic calcination reaction can be provided by oxy-combustion of fuel (e.g. coal), thus avoiding the dilution of the CO₂ outlet stream with nitrogen.

A semi-industrial scale CaL pilot plant consisting of two interconnected circulating fluidized bed (CFB) reactors with a thermal capacity of 1 MW_{th} has been upgraded at Technische Universität Darmstadt (Germany) to be able to investigate the process under real conditions. Long-term pilot tests aimed to improve the process and gain reliable experimental data to scale up the CaL process to industrial size. The type of fuel, sorbent, flue gas composition, reactor design, and operating conditions were varied to investigate long-term effects on the performance during pilot operation. Steady-state conditions were achieved while parameters were not changed during periods up to 60 h. The stability of the CaL process in semi-industrial size was proven by steady-state CO₂ absorption for more than 1200 h with interconnected circulating fluidized bed reactors with absorption rates in the carbonator higher than 90% and overall capture rates higher than 95%. The long-term pilot test proved the stability of hydrodynamics and temperature profiles in carbonator and calciner reactor as well as the enrichment of inactive sorbent impurities like ash or calcium sulphate was observed and is dependent on the fuel type and fuel particle size in the calciner.

A conceptual design for a 20 MW_{th} pilot plant that will constitute the next step in the development and scale-up of the CaL technology towards industrial implementation has been elaborated. The process configuration and nominal operation conditions

with mass & heat balances of the 20 MW_{th} pilot plant were established based on the results of long-term pilot tests and validated simulation tools. The components of the 20 MW_{th} pilot plant were designed and engineered, comprising the fluidized bed reactors with their auxiliaries, the coal, sorbent make-up and oxygen supply systems, the spent sorbent/ash handling system, the heat recovery to the water/steam cycle, the flue gas filtration, the CO₂ purification system as well as all utility systems required. A detailed measurement plan was defined, and the operation was studied including normal operation, start-up & shutdown procedures and the logistics for the supply of consumables and the disposal of residuals.

Effiziente Regeneration in neuartigen Niedertemperatur-Wärmemotoren

T. Knoke¹, A. Kronberg², M. Glushenkov², E.Y. Kenig¹

¹ *Universität Paderborn, Lehrstuhl für Fluidverfahrenstechnik, Paderborn/Deutschland*

² *ENCONTECH B.V. CTW/ThW, Enschede/Niederlande*

Weltweit fallen etwa 42% der industriellen Abwärme bei Temperaturen unter 100°C an [1]. Derzeit bleiben diese Potentiale oftmals ungenutzt, da wirtschaftliche und praktikable Technologien zur Umwandlung solcher Niedertemperaturwärme in mechanische oder elektrische Energie am Markt bislang nicht verfügbar sind.

Ein neuartiger Typ regenerativer Wärmemotoren, entwickelt von Encontech B.V. [2], basiert auf der Verwendung dichter Arbeitsmedien und verspricht diese Lücke füllen zu können. In vorangegangenen Arbeiten wurden die potentiellen Stärken derartiger Motoren (Encontech-Motoren) anhand experimenteller und theoretischer Untersuchungen demonstriert und vielversprechende Arbeitsmedien und Betriebsbedingungen identifiziert [3,4]. Dabei stachen insbesondere Arbeitsmedien, die im hohen Druck- und Temperaturbereich des Arbeitszyklus überkritisch vorliegen (z.B. CO₂), heraus.

Die Erreichung vergleichsweise hoher Wirkungsgrade bedingt in vielen Fällen eine effiziente Wärmeregeneration. Durch die Verwendung dichter Arbeitsmedien ergeben sich dabei trotz aller potentiellen Vorteile der Encontech-Motoren besondere Herausforderungen. Unter anderem stehen möglichen Wirkungsgradsteigerungen durch Regeneration eingesetzter Wärme Effizienzeinbußen durch Druckverluste und interne Volumina (Totvolumen) der benötigten Wärmeübertrager gegenüber.

Im Rahmen dieser Arbeit wurden Gestaltungsrichtlinien für einzusetzende Wärmeübertrager entwickelt. Im Vordergrund stand dabei die Fragestellung, welcher Grad an Regeneration technisch sinnvoll realisiert werden kann.

[1] Forman C., Muritala I.K., Pardemann R., Meyer B., *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 57 (2016), 1568–1579.

[2] Glushenkov M., Kronberg A., WO Patent App. PCT/EP2012/064,094.

[3] Kronberg, A., Glushenkov, M., Knoke, T., Kenig, E.Y., *Chemie Ingenieur Technik* 88 (2016), 1276.

[4] Knoke T., Kenig E.Y., Kronberg A., Glushenkov M., *Chemical Engineering Transactions* 57 (2017), 499-504.

Energieverfahrenstechnik

Kurzfassungen der Poster

Kinetikuntersuchung einer NT-Plasma-gestützten Holzvergasung

Yin Pang¹; Thomas Hammer²; Leo Bahr³; Peter Fendt³; Stefan Will³;

Dominik Müller¹; Jürgen Karl¹

¹Lehrstuhl für Energieverfahrenstechnik, Friedrich-Alexander-Universität Erlangen-Nürnberg, Fürther Str. 244f, 90429 Nürnberg

²Siemens AG, Günther-Scharowsky-Str. 1. 91058 Erlangen

³Lehrstuhl für Technische Thermodynamik, Friedrich-Alexander-Universität Erlangen-Nürnberg, Am Weichselgarten 8, 91058 Erlangen

Im Vergleich zur konventionellen thermischen Vergasung ermöglicht die plasma-gestützte Biomassevergasung eine verbesserte Reaktionskinetik durch die Bereitstellung freier Radikale und Teilchen hoher Temperatur [1]. Zur Untersuchung der Biomassevergasung mit thermodynamischen nicht-Gleichgewichtsplasmen (non thermal plasma, NTP) wurde ein atmosphärischer Droptube-Reaktor aufgebaut. Der Reaktor setzt sich aus einer Vorheizzone, einer Fensterzone, einer Reaktionszone und einer Quenchzone zusammen (s. Abb. 1).

In der Fensterzone sind Fenster aus Quarzglas für laserspektroskopische Messungen vorgesehen. Holzpartikel und Wasserdampf werden am Reaktorkopf zugegeben. Der Plasmagenerator erzeugt ein stationäres NT-Plasma im Bereich der Fensterzone. In der vorgeschlagenen

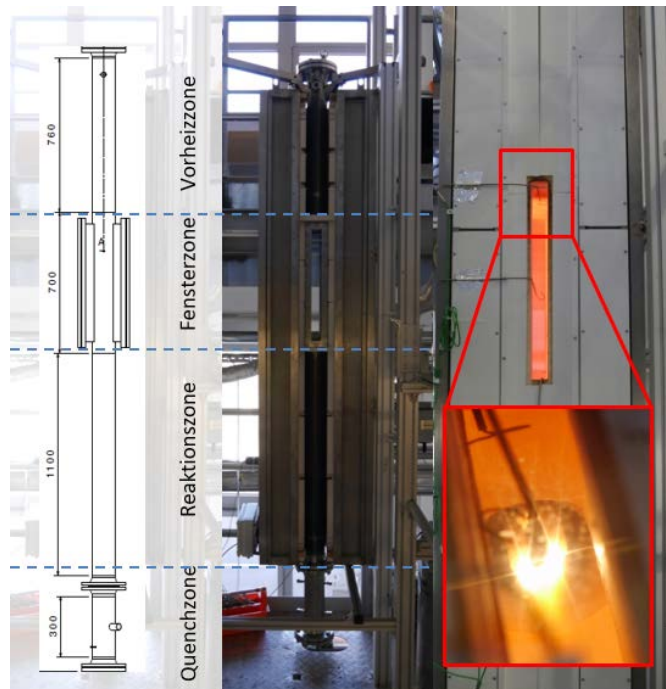


Abbildung 1: Aufbau des Droptube-Reaktors (links) und Reaktor im Plasmabetrieb (rechts)

Präsentation werden zunächst die Versuchsmethode und der Aufbau vorgestellt. Die Kohlenstoffumsetzung, berechnet aus gemessenen Gaszusammensetzungen, wird mit einem Referenzfall verglichen und präsentiert. Schließlich werden die Reaktionskinetik der Plasmavergasung mittels Arrhenius-Diagramme errechnet und diskutiert.

[1] Sun, W., et al. (2012). "Kinetic effects of non-equilibrium plasma-assisted methane oxidation on diffusion flame extinction limits." *Combustion and Flame* 159(1): 221-229.

Power-to-Methan: Lastflexibilität und Reaktordesign von Festbettreaktoren für den instationären Betrieb

Dipl.-Ing. Steffi Matthischke¹, Prof. Dr.-Ing. Stefan Rönsch^{1,2},

Prof. Dr.-Ing. Robert Güttele³

¹ *Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH, Leipzig*

² *Fachbereich für Wirtschaftsingenieurwesen, Ernst-Abbe Hochschule Jena, Jena*

³ *Institut für Chemieingenieurwesen, Universität Ulm, Ulm, Deutschland*

Power-to-X Prozesse bieten vielfältige Einsatzmöglichkeiten zur chemischen Langzeitspeicherung von elektrischem Strom und koppeln dabei die Stromerzeugung mit anderen Energiesektoren. Beim Power-to-Gas (PtG) Verfahren wird der elektrolytisch produzierte Wasserstoff mit Kohlenstoffdioxid bzw. -monoxid gemischt und anschließend katalytisch in Methan umgewandelt. Methan kann aufgrund der etablierten Infrastruktur im Erdgasnetz gespeichert, zur Wärme- und Stromproduktion eingesetzt oder für Erdgasfahrzeuge genutzt werden.

Mit dem Ziel die spezifischen Investitionskosten der Wasserstoffspeicherung zu minimieren, untersucht diese Forschungsarbeit den instationären Betrieb der exothermen Methansynthese in einem Festbettreaktor. Dafür wurden physikalische Experimente an einem Syntheserversuchsstand und Simulationsexperimente auf Basis eines dynamischen Reaktormodells durchgeführt. Für beide Methodiken erfolgten im ersten Schritt stationäre Experimente in Abhängigkeit verschiedener Prozess- und Reaktorparameter. Im zweiten Schritt wurden instationäre Experimente mit verschiedenen Lastrampen für Eintrittsvolumenstrom und -konzentration durchgeführt. Anschließend wurde das instationäre Verhalten des Festbettreaktors mit zwei Kühlvarianten untersucht. Neben der konventionellen Kühlung über die Reaktorwand wurde auch ein Teil des Produktgases zurückgeführt (Produktrezirkulation), wobei das Rezirkulationsverhältnis dynamisch an die Änderung der Eintrittsparameter angepasst wurde. Aus den Ergebnissen wurden Hinweise zum Reaktordesign und zur Betriebsstrategie des Festbettreaktors abgeleitet.

Für dezentrale und sehr dynamische PtG-Anwendungen hat das Kühlkonzept entscheidende Bedeutung, da das Temperaturprofil und die erreichbare Produktausbeute maßgeblich beeinflusst werden. Darüber hinaus lassen sich Lastgrenzen sowie zulässige Laständerungsgeschwindigkeiten verbessern.

Power-to-Gas - Trockene Reformierung biogener Gase als Speicher

Torsten Birth, Fraunhofer IFF Magdeburg

Ziel der Thematik waren experimentelle, kinetische Studien zur Aufbereitung biogener Gase durch die trockene Reformierung an kommerziellem Nickel-Katalysatoren und Simulationsstudien durchzuführen. Hintergrund der Untersuchungen war eine gezielte Qualitätssteigerung durch eine systematische Analyse von Einflüssen auf die aufbereiteten biogenen Gase im Anschluss an die Biomassevergasung. Hierbei wurden die Eduktgaszusammensetzung, Reaktionstemperatur, Partikelform und Aktivierung sowie Des- und Reaktivierung des Reformierungs-Katalysators untersucht und mathematisch abgebildet.

Zunächst wurde ein geeignetes **Modellgas** auf Basis der Rohgase aus der Luftvergasung von agrarischen Reststoffen definiert und Standardbetriebsbedingungen für die Untersuchung der **Reformierung** festgelegt.

Die **Erhöhung** der Anteile leichter Kohlenwasserstoffe und die Verringerung der Produktanteile der trockenen Reformierung im Eduktgas führten zu einer signifikanten Steigerung der **heizwertreichen Gasmengen um bis zu 72%**. Durch die Variation der Eduktgaszusammensetzung wurden Trends in den Produkten erzielt, die eine vereinfachte mathematische Beschreibung über Power-Law-Ansätze ermöglichten.

Auf der Basis der erarbeiteten Daten und Modellansätze für die Aktivierung, den stationären Betrieb, die Desaktivierung und Regeneration ließ sich die gesamte **Prozesskette** der trockenen Reformierung **quantitativ modellbasiert bewerten**. Parametrisierte Modelle stehen nun für die Prozessauslegung und Prozessoptimierung zur Verfügung.

Abschließend wurde betrachtet inwiefern sich eine **Umsetzung als Speicher** durch den Eintrag von elektrischer Energie unterstützen lässt. Die praktischen Untersuchungen wurden mit Simulationsstudien unteretzt.

Power-to-Gas is en vogue und die trockene Reformierung von biogenen Gasen ein neuer Teilaspekt davon.

Einfluss der Stromdichte auf die Gaspermeation in PEM-Wasserelektrolyseuren

B. Bensmann, P. Trinke, C. Immerz, R. Hanke-Rauschenbach

Leibniz Universität Hannover, Hannover, Institut für Elektrische Energiesysteme

Die Herstellung von Wasserstoff mittels Wasserelektrolyse wird im zukünftigen Energiesystem eine bedeutende Rolle einnehmen. Eine viel diskutierte Möglichkeit stellt die PEM-Wasserelektrolyse dar. Der vorliegende Beitrag befasst sich mit der Produktgas-Permeation durch die Polymermembran, der u.a. auf Grund von Sicherheitsaspekten, Beschleunigung der Zellalterung und Reduzierung des Wirkungsgrads ein relevantes Problem darstellt. Neben dem Einfluss verschiedener Betriebsparameter auf die Wasserstoff- und Sauerstoff-Permeation steht vor allem der Einfluss der Stromdichte im Vordergrund. Diese experimentelle und theoretische Analyse zeigt, dass eine Erhöhung der Stromdichte zu einem signifikanten Anstieg der Permeationsraten führt [1,2]. In Abb. 1 ist exemplarisch die experimentell bestimmte Stromdichteabhängigkeit der Wasserstoffpermeation aufgezeigt. Aus den zugehörigen Modellanalysen wird deutlich, dass dieser Effekt durch verschiedene Designparameter der Membranelektrodeneneinheit zu beeinflussen ist.

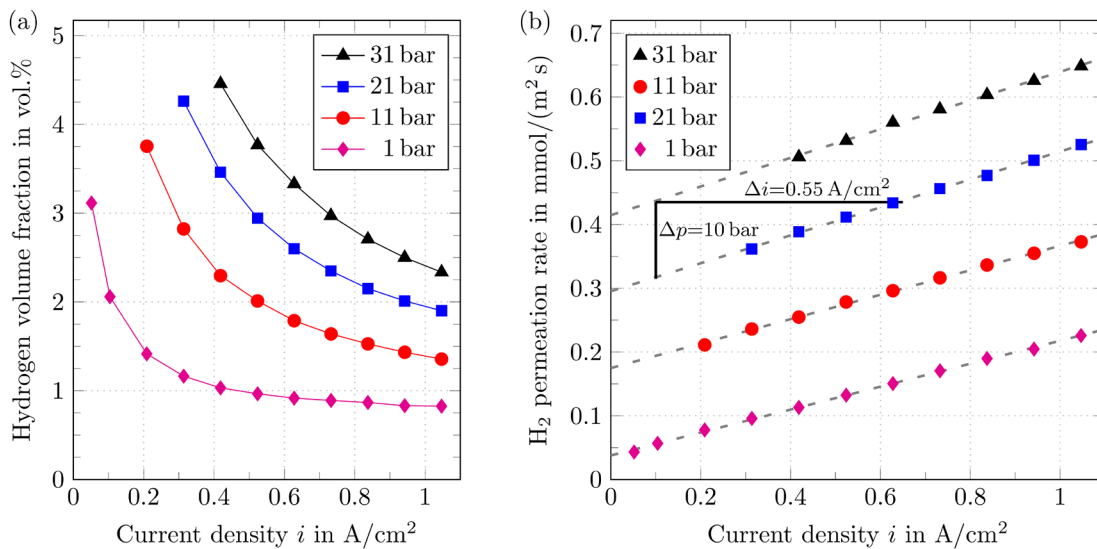


Abbildung 1: (a) Einfluss der Stromdichte und des Kathodendrucks auf den Wasserstoffgehalt im Anoden-Sauerstoffstrom (b) Dem gemessenen Anteil entsprechende Permeationsrate von Wasserstoff (aus [1])

[1] P. Trinke, B. Bensmann, R. Hanke-Rauschenbach, Current density effect on hydrogen permeation in PEM water electrolyzers, *International Journal of Hydrogen Energy* 42 (2017), 14355-66.

[2] P. Trinke, B. Bensmann, R. Hanke-Rauschenbach, Experimental evidence of increasing oxygen crossover with increasing current density during PEM water electrolysis, *Electrochemistry Communications* 82 (2017), 98-102.

Bestimmung der Grenzen im dynamischen Betrieb eines Mikrostrukturreaktors für die Fischer-Tropsch Synthese

*Marcel Loewert, Peter Pfeifer, Institut für Mikroverfahrenstechnik (IMVT),
Karlsruher Institut für Technologie (KIT), Karlsruhe*

In so gut wie allen Szenarien der Energiewende in Deutschland ist die Fischer-Tropsch Synthese (FTS) im Zusammenhang dezentraler Konversion erneuerbarer Energie genannt. Aus der Dezentralität geht die Anforderung eines dynamischen Betriebs an Prozessanlagen einher, um die Stromnetze lokal zu entlasten und erneuerbare Kohlenstoffquellen nutzen zu können. Als mögliche Technologie zur Fischer-Tropsch Synthese bietet sich die Mikroverfahrenstechnik an.

Die Vorteile der Mikroverfahrenstechnik für FTS

Durch die Verbesserung des Wärme- und Stofftransports beim Einsatz mikrostrukturierter Reaktoren können Anwendungen erschlossen werden, die mit konventionellen Reaktorkonzepten nicht zugänglich sind. Deutlich höhere Umsatzgrade, schnellere Wechsel der Prozessparameter wie z.B. der Gasgeschwindigkeit durch verringerten Holdup und eine vereinfachte Prozessführung ohne Gasrezyklierung über den Reaktionsschritt sind bereits belegt. Im Gegensatz zu konventionell verwendeten Blasensäulenreaktoren kann so eine Rentabilität des Gesamtverfahrens für kleinere bis mittlere Produktmengen synthetischer Kraftstoffe erreicht werden.

Forschungsfragen und Ergebnisse

Im Rahmen der Untersuchungen wurde ein mikrostrukturierter FTS Pilotreaktor mit innovativer Verdampfungskühlung hinsichtlich seines Antwortverhaltens auf Prozesswechsel wie z.B. wechselndes H_2/CO -Verhältnis sowie mit dem Gesamtdurchsatz anzupassende Reaktortemperatur untersucht. Insgesamt zeigte sich der Reaktor vielfältig steuerbar und reagierte auf dynamische Eingangsgrößen erstaunlich schnell. Welche Vorteile dies auch für den Gesamtprozess und die Wirtschaftlichkeit bedeutet soll im Rahmen des Helmholtz-Programms „Storage and Crosslinked Infrastructures“ bearbeitet werden. Die Nutzung von *in-operando* Methoden zur Beobachtung der Effekte auf den Katalysator durch solche Prozesswechsel soll etabliert werden. Ein Verweilzeitmodell wird derzeit aufgesetzt, um die Effekte der Anlage oder des Einflusses der Vorgänge am Katalysator auf das bereits gemessene Antwortverhalten auseinander halten zu können.

Process Integration for Decentralized Power to Fuel Conversion Based on Fischer-Tropsch Synthesis

Hannah Kirsch, Chenghao Sun, Peter Pfeifer, Roland Dittmeyer, Institute for Micro Process Engineering (IMVT), Karlsruhe Institute of Technology (KIT), Eggenstein-Leopoldshafen, Germany

Great efforts are being devoted to limit climate change^[1]. The so-called power-to-fuel process can contribute to reach this aim by converting renewable electrical energy and CO₂ into low-emission fuels, especially for the heavy duty or aviation transport sector. One attractive process option is via water electrolysis, reverse water-gas-shift, Fischer-Tropsch synthesis (FTS) and hydrocracking (HC). Decentralized small-scale plants with intensified processes allowing dynamic operation are required to cope with the challenges of highly unsteady and locally available renewable energy.

In a study linked to the Kopernikus P2X project^[2], the integration of Co-based low-temperature Fischer-Tropsch synthesis and hydrocracking is investigated. In a one-stage system synthesis gas is mainly converted to liquid fuel (hydrocarbons in the range of C₁₀-C₂₀) by selectively cracking the long-chain hydrocarbons of the primary Fischer-Tropsch product.

In this contribution, different integration configurations of the FTS-HC process on the reactor level are presented and their influence on process performance and product selectivity is discussed. The integration of FTS and HC was tested under different operating conditions (temperature, pressure, WHSV) in both, packed-bed (PBR) and wall-coated micro-structured reactors (MSR) with the following combination patterns – sequential, mixed, dual-layer (only MSR) or face-to-face (only MSR). The selectivity of liquid fuel can be enhanced to about 70% compared to the upper limit of 40% of the Fischer-Tropsch process alone, which is restricted by the Anderson-Schulz-Flory distribution. Moreover, a computational model was developed to analyse the integrated process in more detail. The liquid phase plays a crucial role as it may accumulate in the catalyst bed and impose mass transport limitations. On this point the mixed bed/layer system where the liquid produced by the FTS is directly consumed by the HC has advantages over the sequential one.

Thermodynamische Aspekte und verfahrensanalytische Auslegungen zur Herstellung von Polyoxymethylen-Dimethylether

Ralf Peters^a, Steffen Schemme^a, Remzi Can Samsun^a, Detlef Stolten^{a,b,c},

Sven Meschede^{a,d}, Viktor Scherer^d

^a *Forschungszentrum Jülich GmbH, Institut für Energie- und Klimaforschung (IEK) –
Elektrochemische Verfahrenstechnik*

^b *JARA ENERGY, 52415 Jülich, Germany*

^c *RWTH Aachen University, Lehrstuhl für Brennstoffzellen*

^d *Lehrstuhl für Energieanlagen und Energieprozesstechnik, Ruhr-Universität
Bochum*

Auf Basis nationaler und europäischer Vorgaben soll bis zum Jahr 2050 eine Reduktion der anthropogenen Treibhausgasemissionen von 80-95 % bezogen auf 1990 erreicht werden. Zudem fordert die EU Kommission, dass der Strombedarf bis 2050 zu 80 % von erneuerbaren Energien gedeckt sein soll. Die Stromproduktion aus erneuerbaren Quellen, wie Wind und Sonne, unterliegt den natürlichen Fluktuationen. Deshalb spielt die Integration dieses fluktuierenden Stromangebots eine fundamentale Rolle in den zukünftigen Energiesystemen Europas und Deutschlands. In der Mobilitäts- und Kraftstoffstrategie der Bundesregierung wird eine Reduktion des Endenergieverbrauchs um 40 % im Verkehr bis 2050 bezogen auf das Jahr 2005 verlangt. Bis dato hängt der Verkehrsbereich aber in Bezug auf eine CO₂-Minderung anderen Sektoren deutlich hinterher. Eine Kopplung der Sektoren Energieerzeugung und Verkehr erneuerbare Energie in Form Die Herstellung von Wasserstoff aus Wasser via Elektrolyse unter Nutzung von Strom aus erneuerbarer Energie ermöglicht hergestellt eine Kopplung der Sektoren Energieerzeugung und Verkehr. Eine naheliegende Option ist die Nutzung des Wasserstoffs in Brennstoffzellenfahrzeugen. Aufgrund der geringen Energiedichte ist Wasserstoff nicht für den direkten Einsatz in Lkw, schweren Nutzfahrzeugen und Flugzeugen geeignet. In diesen Bereichen werden auch langfristig flüssige Kraftstoffe mit hoher Energiedichte benötigt. Eine vielversprechende Möglichkeit um Wasserstoff auch hier nutzbar zu machen, ist das Power-to-Fuel-Konzept. Dabei werden aus nachhaltig hergestelltem Wasserstoff und CO₂ flüssige Kraftstoffe

hergestellt. CO₂ muss aus industriellen prozessbedingten Abgasen abgetrennt oder der Fermentation von Biomasseabfällen gewonnen werden.

Am Institut für Energie und Klimaforschung (IEK-3) des Forschungszentrums Jülich wird an einem vergleichendem Überblick verschiedener alternativer Kraftstoffe und deren Produktion gearbeitet. In der Diskussion stehen Methanol, DME, Fischer-Tropsch-Kohlenwasserstoffe, Polyoxymethyldimethylether (OME), Methanol-to-Gasoline Kraftstoffe und höhere Alkohole. In diesem Beitrag werden zwei verschiedene Prozessrouten zur Herstellung von OME beleuchtet. Zum einen wird die Möglichkeit der Direktsynthese von DME und OME aus der Gasphase thermodynamisch analysiert. Zum anderen wird der Weg über die Intermediate Methanol, Formaldehyd, Methylal (OME-1) und Trioxan bewertet. Bei der OME₃₋₅-Synthese liegen die Schwierigkeiten bei den thermischen Trennschritten auf Grund diverser Mischungslücken und Azeotrope. Aus thermodynamischer Sicht bieten die Stoffsysteme der Produktionskette zum OME₃₋₅ Musterbeispiele für die Modellierung komplexer Mischungen. In diesem Beitrag wird das UNIFAC-Modell zur Beschreibung der realen Eigenschaften der Komponenten in der flüssigen Phase verwendet. Zudem werden in den Systemen Wasser-Formaldehyd und Methanol-Formaldehyd über quasi-chemische Reaktionen polymerartige Komponenten aus Methylenglykol bzw. Hemiformal gebildet und in der Modellierung berücksichtigt. Die Modellgüte wird an Hand von Messungen aus den späten 1990'er Jahren dargestellt. Hervorzuheben ist aber die erstmalige Implementierung solche Modelle in ASPEN Plus. Damit können Trennkolonnen flexibel ausgelegt werden, Prozessvariationen lassen sich schneller überprüfen.

Reaktorkonzept zur Untersuchung der reversen Wassergas-Shift Reaktion bei Hochtemperatur und erhöhtem Druck

Sandra Adelung, Fabian Klein, Torsten Ascher, Ralph-Uwe Dietrich, Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt, Stuttgart

Motivation

Um die Netto-THG-Emissionen zu senken, werden derzeit verschiedenste Pfade zur Nutzung erneuerbarer Ressourcen im Energie- und Transportsektor diskutiert. Es ist davon auszugehen, dass in der Luftfahrt, zumindest kurz- und mittelfristig, flüssige Kohlenwasserstoffe nicht substituierbar sein werden. Eine Möglichkeit zur Erzeugung von erneuerbarem Flugturbinentreibstoff ist der Power-to-Liquid Prozess. Eine Verfahrensvariante dieses Prozesses stellt die CO₂-Aktivierung mittels reverser Wassergas-Shift Reaktion (rWGS) mit anschließender Fischer-Tropsch Synthese (FTS) dar.

Herausforderungen

Da die FTS bei erhöhtem Druck (25 bar) betrieben wird, scheint es aus technischer und ökonomischer Sicht sinnvoll die Syngasstufe ebenfalls bei erhöhtem Druck zu untersuchen. Aufgrund der leichten Endothermie der rWGS liegt das optimale Betriebsfenster im Bereich von 700-900 °C. Voruntersuchungen haben gezeigt, dass die Reaktion durch Kontakt mit Edelstahl oder Hochtemperaturstahl katalysiert wird. Um die Reaktion an einem Katalysator untersuchen zu können, muss die Hochtemperaturzone (bis 900 °C) deshalb inert sein und der Reaktor muss dem erhöhten Druck (bis 25 bar) standhalten.

Ergebnisse

Im Rahmen des Beitrags wird ein Reaktorkonzept vorgestellt, das es ermöglicht die rWGS unter den genannten Bedingungen zu untersuchen (siehe Abbildung). Außerdem sollen erste experimentelle Ergebnisse vorgestellt werden.

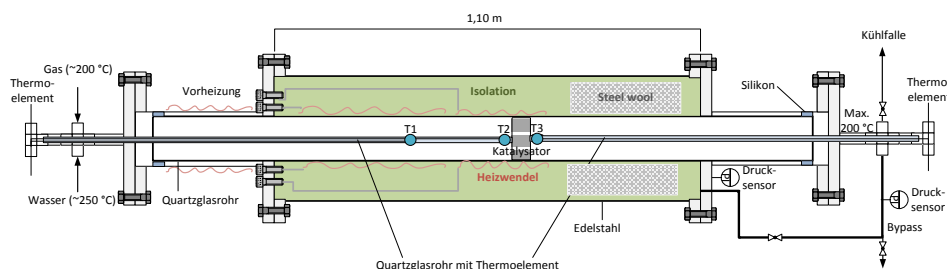


Abbildung 1: Reaktorkonzept zur Untersuchung der heterogen katalysierten reversen Wassergas-Shift Reaktion bei bis zu 900 °C und bis zu 25 bar.

Untersuchung zur Eignung einer Effizienzsteigerung von Faultürmen über Thermodruckhydrolyse und Kofermentation

A. Herter, H. Ahmed, J. Deuerling, J. Zimmermann, M. Rädle, Institut für Prozessmesstechnik und innovative Energiesysteme, Hochschule Mannheim; F. Methner Institut für Lebensmitteltechnologie und Lebensmittelchemie, Technische Universität Berlin, H.-J. Jacobs, Trauth&Jacobs, Kallstadt; M.Harnisch, Harnisch GmbH, Meckesheim

Ungenutzte organische Substrate stellen in der Bundesrepublik Deutschland eine potenziell erhebliche Energiequelle dar. So fallen jährlich etwa zwei Millionen Tonnen Klärschlamm Trockensubstanz aus kommunalen Kläranlagen [2] und etwa zwei Millionen Tonnen Nasstreber aus Brauereien an [1]. Bei Klärschlämmen besteht, nach der Fermentation zu Methan und Kohlendioxid im Faulturm und anschließender Entwässerung, die Trockensubstanz noch zu über 50% aus organischem Material. Bei Biertreber sind bisher keine Alternativen gegenüber der Verwertung als Tierfutter etabliert. Ein möglicher Ansatzpunkt zur besseren Verwertung dieser Restrohstoffe stellt zum einen das Thermodruckhydrolyse-Verfahren durch eine Steigerung der Effizienz des Zersetzungsprozesses und einen beschleunigten hydrolytischen und mechanischen Aufschluss dar. Zum anderen kann Biertreber zur Kofermentation in Faultürmen verwendet werden. Die Frage der Eignung einer Effizienzsteigerung über Thermodruckhydrolyse und Kofermentation hängt von der Biogasausbeute, der eventuellen Bildung von Störstoffen und der Rückbelastung mit gelösten Inhaltsstoffen aus dem anfallenden Zentratwasser ab. Dieses wird in die aerobe Behandlung der Abwasserreinigungsanlage zurückgeführt.

Im Beitrag wird eine zweistufige Fermentation von Klärschlamm gemeinsam mit Nasstreber als Koferment mit einer Behandlung durch Thermodruckhydrolyse vorgestellt. Anschließend werden die aufbereiteten organischen Substrate einer 30-tägigen Fermentation zur Bestimmung der Biogasausbeute unterzogen. Es erfolgt eine Bilanzierung der organischen Abbaugrade der einzelnen Fermentationsstufen sowie die Darstellung des Biogasertrages. Weiter wird die Rückbelastung der aeroben Stufe über das Zentratwasser aus dem Faulturm betrachtet. Aufgrund der Messwerte kann auf eine mögliche Steigerung der Biogasausbeute und Reduzierung der zu entsorgenden Abfallströme geschlossen werden.

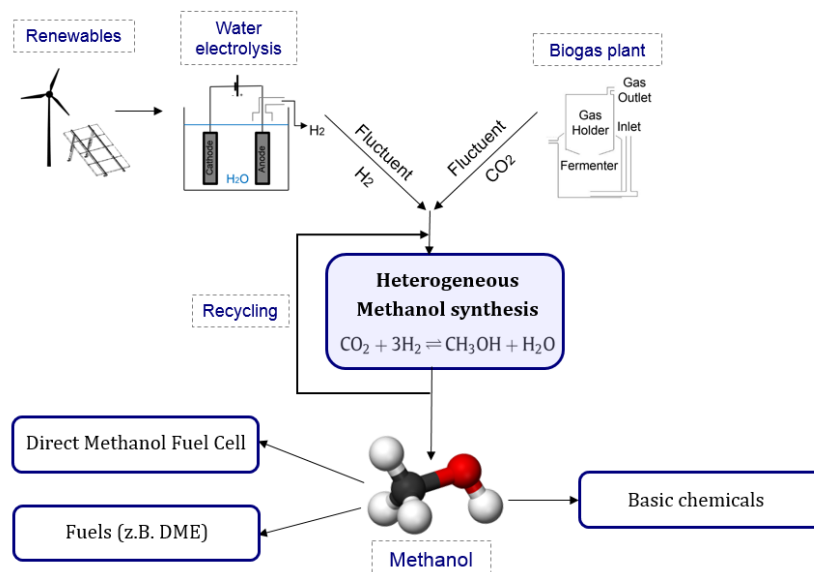
[1] <http://de.statista.com/statistic/daten/studie/3406/umfrage/bierabsatz-in-deutschland-seit-dem-jahr-1999>

[2] Statistisches Bundesamt Pressemitteilung Nr.446 vom 12.12.2014

Development of catalysts for a dynamic CO₂-hydrogenation process

Patrick Schühle, Dr. Jakob Albert, Prof. Dr. Peter Wasserscheid, University of Erlangen-Nuremberg/Institute of Chemical Reaction Engineering, Erlangen;

To reduce greenhouse gas emission the development of novel storage and transport technologies for renewable produced electrical power is necessary. In comparison to conventional energy, renewables are highly dependent on the availability of primary energy sources like wind and sunlight. Furthermore, innovative storage concepts need to consider that renewable energy is produced decentrally. One concept is to change electrical to chemical energy by the conversion of water to hydrogen and oxygen in an electrolysis cell. The produced hydrogen can be further processed to higher chemical products like methanol, what has the advantage of a high volumetric energy density and better transport properties. In addition, the production of methanol uses the greenhouse gas carbon dioxide as a co-substrate, which is captured from flue gas or from the atmosphere.



Due to the deactivation of the industrial Cu/ZnO/Al₂O₃-catalyst by stoichiometrically produced water, novel water resistant catalysts for the CO₂ hydrogenation reaction to methanol should be screened and optimized. In addition, the transient production of CO₂ (oxidising compound) and H₂ (reducing compound) results in changing inlet gas compositions. Therefore, suitable catalysts need to be able to handle a changing reducing and oxidising environment while maintaining its productivity [1].

Studies were made in a 600 ml stirred tank reactor using different literature reported catalysts for CO₂ hydrogenation to methanol. Apart from the commercially used Copper-Zinc oxide supported catalyst, also Silver [2] and Palladium [3] based catalysts on various supports show promising catalytic activity for the desired reaction. In recent studies, even In₂O₃ [4] and Gold-Zinc oxide [5] based particles were proven to be catalytically active. Besides the reaction studies, the morphological, physical and chemical properties of the favoured catalysts are examined with analytical methods like BET-Sorption, TPR, ICP and X-Ray-Fluorescence. By comparing the characteristics of the catalyst before and after the reaction, degradation mechanisms and the chemical nature of the respective active site shall be clarified. Based on the optimized catalyst properties, an innovative process for methanol synthesis can be designed.

References

- [1] P. C. Vesborg, I. Chorkendorff, I. Knudsen et al., "Transient behavior of Cu/ZnO-based methanol synthesis catalysts," *Journal of Catalysis*, vol. 262, no. 1, pp. 65–72, 2009.
- [2] C. Fröhlich, R. A. Köppel, A. Baiker et al., "Hydrogenation of carbon dioxide over silver promoted copper/zirconia catalysts," *Applied Catalysis A: General*, vol. 106, no. 2, pp. 275–293, 1993.
- [3] H. Bahruji, M. Bowker, G. Hutchings et al., "Pd/ZnO catalysts for direct CO₂ hydrogenation to methanol," *Journal of Catalysis*, vol. 343, pp. 133–146, 2016.
- [4] O. Martin, A. J. Martín, C. Mondelli et al., "Indium Oxide as a Superior Catalyst for Methanol Synthesis by CO₂ Hydrogenation," *Angewandte Chemie (International ed. in English)*, vol. 55, no. 21, pp. 6261–6265, 2016.
- [5] Y. Hartadi, D. Widmann, and R. J. Behm, "Methanol synthesis via CO₂ hydrogenation over a Au/ZnO catalyst: an isotope labelling study on the role of CO in the reaction process," *Physical chemistry chemical physics: PCCP*, vol. 18, no. 16, pp. 10781–10791, 2016.

Exergy Efficiency of Methane as a Chemical Energy Carrier for Renewable Energies

J. Uebbing, L.K. Rihko-Struckmann, K. Sundmacher, Max Planck Institute for Dynamics of Complex Technical Systems, Process Systems Engineering, Sandtorstrasse 1, 39106 Magdeburg, Germany; e-mail: uebbing@mpi-magdeburg.mpg.de

A significant limiting factor to the Energiewende is the volatile behavior of electrical energy from renewable energy sources, in particular wind and solar energy. Storage technologies are required to adjust the intermittent flow to the energy demand. Methane offers an attractive possibility for energy storage, as it can be distributed via the existing natural gas grid and it can be produced from hydrogen and carbon dioxide at moderate temperatures ($T < 573 \text{ K}$).

We analyze four different methanation processes on a system level with respect to their exergy efficiency. The product methane fulfills the specifications for the German gas grid. The reagent CO_2 is assumed to originate from anaerobic digestion (AD) and is mixed with CH_4 . A separation of the CO_2/CH_4 mixture via pressure swing adsorption (PSA) prior to the methanation is considered for three of the configurations. After the methanation the product gas is dried by condensation and temperature swing adsorption (TSA).

The PSA and TSA units are modelled by systems of partial differential (PDE) and algebraic equations (AE), discretized via the finite volume method and solved with Matlab and CasADi. The equilibrium limited methanation reaction is simulated by the thermodynamically consistent kinetic rate equation from Koschany et al. [1].

The overall exergy efficiency reaches 23.4% after back-conversion of the methane to electricity in a combined cycle power plant in configuration without initial separation of the CO_2/CH_4 mixture from AD. This is significantly higher than comparative results using methanol as a chemical energy storage [2].

[1] F. Koschany, D. Schlereth, and O. Hinrichsen, On the kinetics of the methanation of carbon dioxide on coprecipitated $\text{NiAl}(\text{O})_x$, Applied Catalysis B: Environmental, 2016, vol. 181, pp. 504-516.

[2] L.K. Rihko-Struckmann, A. Peschel, R. Hanke-Rauschenbach, and Sundmacher, K., Assessment of methanol synthesis utilizing exhaust CO_2 for chemical storage of electrical energy, Industrial and Engineering Chemistry Research, 2010, vol. 49, no. 21, pp. 11073-11078.

Entscheidungsprozesse in der Sektorkopplung der Stahl- und Chemieindustrie mithilfe mathematischer Optimierungsmethoden

Björn Hunstock, Mathias van Beek, Fraunhofer UMSICHT, Oberhausen

Die Dekarbonisierung ist ein wesentlicher Schritt, der im Rahmen der Energiewende getätigt werden muss, um nachhaltig die Ziele des Pariser Klimaabkommen von 2015 einzuhalten. Dabei ist nicht nur der Ausbau der erneuerbaren Energien, sondern auch die Senkung der Kohlenstoffdioxidemissionen bei Industrieprozessen voranzutreiben. Neue, cross-industrielle Ansätze können die Wertschöpfungsketten verschiedener Produktionslinien vergrößern und die Emissionen senken, indem das CO₂ chemisch in Produkten gebunden wird. Aktuell wird ein solcher Ansatz im Forschungsprojekt „Carbon2Chem“ verfolgt. Dabei wird eine Sektorkopplung zwischen der Stahl- und Chemieindustrie angestrebt. Die beim Stahlprozess anfallenden Hüttengase sollen nicht mehr gänzlich in den betriebseigenen Kraftwerken verstromt werden, sondern als Ausgangsstoff für ein mit Wasserstoff angereichertes Synthesegas genutzt werden, das als Edukt für chemische Prozesse zur Weiterverarbeitung genutzt werden kann.

Neben praktischen Versuchen werden detaillierte Simulationen durchgeführt, die im chemischen Bereich bis zur Katalysatorebene reichen. Diese Detailuntersuchungen können allerdings keine Auskünfte über das Gesamtsystem geben sowie die Auswirkungen der einzelnen Prozesse untereinander nicht berücksichtigen. Durch den Eingriff an der integrierten Hütte müssen bspw. die bisher thermisch genutzten Hüttengase substituiert werden, ebenso darf der Wasserstoff für das Synthesegas nicht zu Zeiten hoher CO₂-Belastung des Stromes erzeugt werden, damit die CO₂-Emissionen nicht an anderer Stelle entstehen.

Es ergibt sich somit ein komplexes Problem, das prozesslogistisch betrachtet werden muss. Mithilfe mathematischer Optimierungsmodelle kann die Verteilung der Stoff- und Energieströme im Gesamtsystem bilanziell betrachtet und eine unter den gegebenen Annahmen und Randbedingungen eine optimale Fahrweise ermittelt werden. Eine Berücksichtigung von diskreten Zeitschritten ermöglicht die Betrachtung volatiler Randbedingungen wie bspw. den Strompreis oder den Carbon Footprint des Stroms. Die optimale Fahrweise dient dabei nicht als endgültige Steuerungsgröße, sondern vielmehr als Einordnungshilfe, indem Rahmenpunkte für detaillierte Simulationen generiert werden.

Sinteragglomeration in Vergasern mit intern zirkulierender Wirbelschicht

Juliane Schaefer, Caroline Hommel, Mathias Klinger, Marcus Schreiner, Jörg Kleeberg, TU Bergakademie Freiberg, Freiberg/Deutschland

Der COORVED-Vergaser wurde am IEC für die Vergasung feinkörniger, aschereicher Einsatzstoffe entwickelt. Der Vergaser arbeitet nach dem Prinzip der intern zirkulierenden Wirbelschicht mit einer zentralen Gaseindüsung durch einen Jetstrahl (INCI-Prinzip). In dem Gasjet liegen höhere Sauerstoffpartialdrücke als in der umgebenden Wirbelschicht und Temperaturen bis über 2000 °C vor. Über den Reaktorquerschnitt zur Wand tritt ein hoher Temperatur- und Geschwindigkeitsgradient auf. Die Kohlepartikel, die einen bestimmten Kohlenstoffumsatz erreicht haben, beginnen an der Oberfläche aufzuschmelzen. Dies hat zur Folge, dass mehrere Partikel aneinanderhaften und Agglomerate bilden, die schwerer sind, als die frischen Kohlepartikel. Sie werden nicht mehr fluidisiert und sinken nach unten, wo sie im Anschluss an eine Nachvergasungsstufe abreagieren und aus dem Reaktor ausgetragen werden.

Die Untersuchungen haben das Ziel, die rohstoff- und anlagenseitigen Voraussetzungen aufzuklären, unter denen die Agglomeration in der internen Wirbelschicht auftritt. Für die Untersuchung der Sinteragglomeration werden zwei verschiedene Ansätze gewählt: Zum einen werden kleine Aschepellets kurzzeitig sehr hohen Temperaturen ausgesetzt, um die Auswirkung des Aufenthalts der Partikel im Gasjet auf die Sinteragglomeration zu untersuchen. Die so behandelten Pellets werden anschließend auf ihre Mineralphasen (XRD, Raman, REM-EDX) analysiert. Zum anderen soll in einem Versuchsstand das Agglomerationsverhalten von Partikeln in dem Reaktor labormaßstäblich nachgebildet werden. Als Versuchsmaterial kommen die Aschen dreier deutscher Braunkohlen aus dem Rheinischen, dem Lausitzer und dem Mitteldeutschen Revier vergleichend zum Einsatz.

Das Poster stellt erste Versuchsergebnisse einer Detailstudie der Hochtemperaturagglomeration von Partikeln bei kurzen Verweilzeiten im direkten Bezug auf einen Vergasungsreaktor im Pilotmaßstab vor. Mit diesem Wissen kann das Verhalten verschiedener Einsatzstoffe besser vorab beurteilt und so der Betrieb des Vergasers v. a. hinsichtlich des Ortes der Agglomeratbildung und der Minimierung des Restkohlenstoffs in der ausgetragenen Asche optimiert werden.

Konzeptstudie einer Insellösung zur autarken Versorgung mit Strom, Wärme (Kälte) und Wasser mittels erneuerbaren Energien

L. Erlbeck, S. Sonnack, F. Wunder, F. Kübel-Heising, S. Kunkel, A. Nguyen, M.

Rädle, Institut für Prozessmesstechnik & innovative Energiesysteme, HS Mannheim

Eine zukünftige dezentrale Versorgung von Wohneinheiten mit Wasser, Strom und Wärme bzw. Kälte stellt insbesondere in schwach besiedelten Regionen ohne Versorgungsanschlüsse eine große Herausforderung dar. Weil solche Systeme aber häufig in Gebieten anzutreffen sind, die sowohl über eine Anbindung an verunreinigtes Oberflächen- und Grundwasser als auch über reichlich Solarstrahlung verfügen, ergeben sich heutzutage Realisierungsmöglichkeiten durch neuartige technische Entwicklungen. Hierdurch lässt sich ein sehr hoher Grad an Autarkie verwirklichen und eröffnet, auch bei Einzelanwendungen, große Einsparpotenziale bei Schadstoffemissionen. Im Beitrag werden folgende Technologien dargestellt:

- Ein Dampfstrahlkältesystem zur Raumklimatisierung, welches mittels Röhrenkollektoren betrieben die notwendige Kühlung erzeugt,
- Eine Anlage zur Trinkwassererzeugung über die Gefrierkristallisation, welche mittels Photovoltaikstrom aus Hybridkollektoren versorgt wird,
- Verschiedene Arten der Wärmespeicherung (innovative Latentwärmespeicher, Erdwärme) zur Kompensation von Strom- bzw. Wärmeengpässen bei der Verwendung erneuerbarer Energien, versorgt aus Strom und Wärme aus den Hybridkollektoren und
- Die Kombination dieser Systeme mit neuartigen Vakuumisulationspaneelen zur Minderung der Wärmeverluste der Einzelsysteme und der Temperaturfluktuationen in Gebäuden und den damit einhergehenden größeren Energieverbräuchen.

Diese Technologien bieten auch bei fluktuierendem Energieangebot eine sichere Betriebsführung und sind insbesondere wartungsarm. Sie sind somit für den Einsatz in abgelegenen Gebieten geeignet. Alle im Beitrag beschriebenen Verfahren wurden einzeln entwickelt und ausgetestet, sodass bei der Kombination auf fundierte Messergebnisse zurückgegriffen werden kann auf deren Basis das Konzept erläutert werden wird. Mithilfe dieser Systeme und deren Verschaltung besteht zukünftig die Möglichkeit abgelegene Gebiete autark und ohne größere Schadstoffemissionen mit den zur Verfügung stehenden Energieträgern zu versorgen.

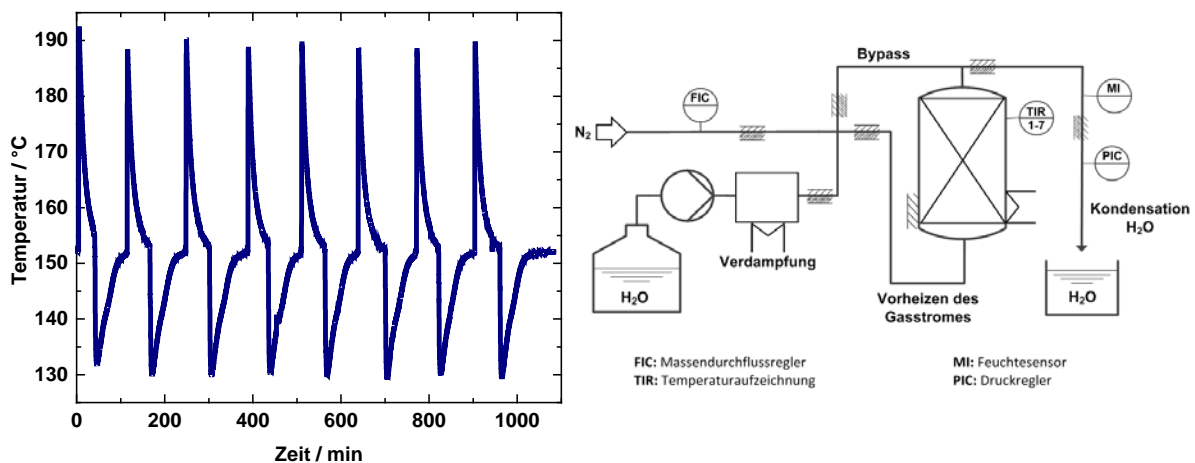
Optimierung der thermochemischen Energiespeichersysteme CaCl₂/H₂O und MgO/H₂O

Frank Piepenbreier, Martin Hartmann,

Erlangen Catalysis Resource Center, Friedrich-Alexander-Universität Erlangen

Nürnberg, Energie Campus Nürnberg

Thermochemische Energiespeicher auf Basis der Systeme CaCl₂/H₂O und MgO/H₂O werden intensiv für Temperaturbereiche von 150 °C bis 200 °C bzw. 250 °C bis 350 °C erforscht [1]. Allerdings erschwert die geringe Zyklenstabilität von reinen Salzen bzw. Metalloxiden eine technische Anwendung [2], [3]. In der Literatur wird eine Imprägnierung von Mg(OH)₂ und CaCl₂ auf porösen Trägermaterialien vorgeschlagen [4], [5]. Im Rahmen dieser Arbeit wird untersucht, ob dieser Ansatz geeignet ist, die Zyklenstabilität der thermochemischen Speichersysteme zu erhöhen und welche Trägermaterialien besonders geeignet sind. Das Ziel ist die Entwicklung von langzeitstabilen Kompositmaterialien mit einer möglichst hohen Speicherdichte. In den bisherigen Experimenten konnte unter anderem gezeigt werden, dass durch Imprägnierung von CaCl₂ auf kommerziell erhältlichen Trägermaterialien eine gute Stabilität ohne Veränderung des Kompositmaterials erzielt werden kann (Abb. 1).



[1] Kerskes et al., CIT, 2011, 85, No. 11, 2014-2026, 51-61; [2] P. Pardo et al., Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2014, 32, 591-610; [3] Richter et al., Applied Thermal Engineering, 2016, 102, 615-621; [4] Ponomarenko et al., Microporous and Mesoporous Materials, 2010, 129, 243-250; [5] Shkatulov et al., Energy, 2012, 44, 1028-1034

Speicherung von Solarenergie in elementarem Schwefel: Entwicklung eines mit solar aufgeheizten Partikeln betriebenen Schwefelsäurespaltungsreaktors

*Nicolas Overbeck, Dennis Thomey, Christos Agrafiotis, Martin Roeb, Christian Sattler
Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V., Köln/Deutschland*

Schon heute ermöglichen Wärmespeicher mittels Schmelzsalzen einen kontinuierlichen Betrieb von kommerziellen CSP (Concentrated Solar Power) Anlagen bis in die Nachstunden. Dies ist ein Alleinstellungsmerkmal gegenüber anderen erneuerbaren Technologien wie Windkraft und Photovoltaik und entscheidend für die Gewährleistung der Stabilität von Netzen mit hohem Anteil Erneuerbarer Energien. Für die vollständige Entkopplung vom Strahlungsangebot, entwickelt das DLR mit internationalen Partnern im Rahmen des europäischen Forschungsprojekts PEGASUS einen innovativen Prozess, der Solarenergie in elementarem Schwefel chemisch speichert mit einer mehr als 30-mal höheren massenspezifischen Energiedichte als heutige Schmelzsalzspeicher. Hierbei werden Partikel in einem in einer CSP Anlage integrierten Partikelreceiver aufgeheizt [1] und anschließend in einen Spaltungsreaktor geführt. Die solar aufgeheizten Partikel werden dazu genutzt, Schwefelsäure bei Temperaturen $>800^{\circ}\text{C}$ katalytisch zu spalten und SO_2 zu erzeugen, das dann in einem Disproportionierungsreaktor zusammen mit Wasser bei ca. 40 bar und $120\text{-}165^{\circ}\text{C}$ in Schwefelsäure und Schwefel (Verhältnis 2:1) umgewandelt wird [2]. Lagerung und Transport von Schwefelsäure und Schwefel ist kostengünstig und nahezu verlustfrei möglich. Bei der Verbrennung von Schwefel können Temperaturen über 1000°C erzielt werden, die für den Betrieb von Gasturbinen geeignet sind [3] und deutlich über der eingebrachten Solarwärme liegen. Entscheidend für die Effizienz dieser Anlage ist die ideale Wärmeübertragung der heißen Partikel auf die zunächst flüssige Schwefelsäure und die anschließende Aufspaltung zu SO_2 mithilfe eines Katalysators. Herausforderungen bestehen dabei in der Gestaltung der Wärmeübertragung im Bereich der Verdampfung und der Einbindung des Katalysators im Spaltungsbereich.

[1] Ebert M, et al. (2016) Upscaling, manufacturing and test of a centrifugal particle receiver, 10th Intern. Conference on Energy Sustainability

[2] Wong B, et al. (2015) Sulfur dioxide disproportionation for sulfur based thermochemical energy storage, Solar Energy, 118, 134-144, (2015)

[3] Harman RTC, Williamson AG (1977) Gas turbine topping for increased energy recovery in sulphuric acid manufacture, Applied Energy, 3, 23-40 (1977)

Microstructured membrane reactors for the dehydrogenation of liquid organic hydrogen carriers

Alexander Wunsch, Peter Pfeifer

Karlsruhe Institute for Technology (KIT), Institute für Micro Process Engineering (IMVT), Hermann-von-Helmholtz-Platz 1, 76344 Eggenstein-Leopoldshafen

Introduction

In the context of renewable energies, hydrogen is considered the key source of energy in the future. The storage of hydrogen is challenging and can be managed by the LOHC-technology (liquid organic hydrogen carrier). For the combined dehydrogenation of the hydrated carrier and separation of the evolved hydrogen, microstructured reactor modules were applied. Within the Kopernikus-Project Power-to-X further dibenzyltoluene (DBT) and benzyltoluene (BT) are used as a promising LOHC. The carriers can store up to 62g H₂/kg LOHC, which represents a volume of ca. 700L hydrogen gas at STP.

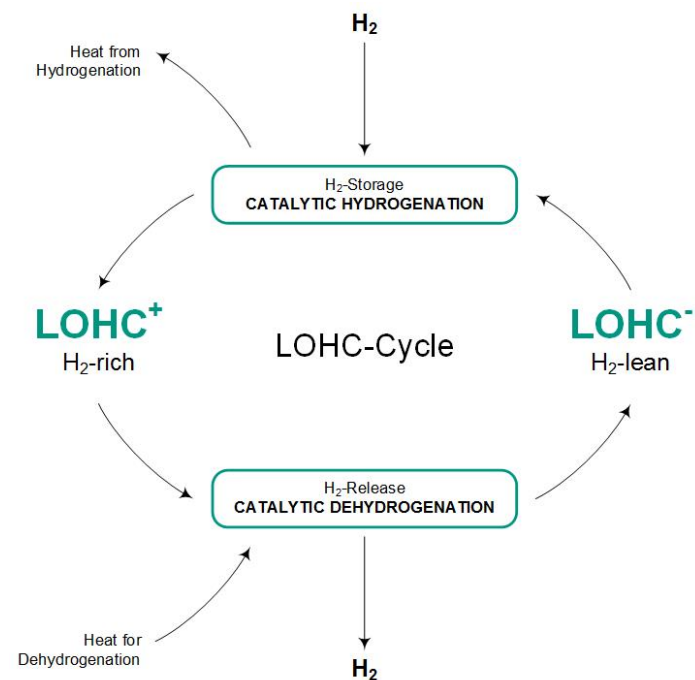


Fig. 1: LOHC-Cycle

Experimental and results

As Perhydro-DBT remains liquid and Perhydro-BT stays in gas phase during the reaction, different reactor concepts were utilized. For the multi-phase reaction a microstructured reactor was used, where the flow is redirected in radial-outward direction with an increase in reactor volume while increasing amounts of hydrogen are released. Different microchannel geometries were applied in combination with a fixed bed catalyst and improvements with regard to the hydrogen production per catalyst mass were made. The gas phase reaction was carried out in a microstructured fixed-bed reactor with an integrated Pd membrane for the in situ separation of pure hydrogen and first results will be presented

Gefördert vom



Bundesministerium
für Bildung
und Forschung

Fotovoltaik + Vanadium-Redox-Flow-Batterie: autarke, regenerativ betriebene Stromparkplätze

¹Bodo Groß, ¹Stephan Schulte, ²J. Langner, ²I. Derr

³D. Görge, ³T. Lepold, ⁴J. Geiser, ⁴K. Weißhaar, ⁴H. Natter, ⁴R. Hempelmann,

¹Institut für Zukunftssysteme gGmbH Saarbrücken,

²SCHMID Energy Systems GmbH, Freudenstadt/DE

³Elektromobilität, TU Kaiserslautern/DE,

⁴Transferzentrum Nachhaltige Elektrochemie,
Universität des Saarlandes und KIST Europe, Saarbrücken/DE



Das BMWi-geförderte Verbundvorhaben „OptiCharge“ beinhaltet den Aufbau eines Großdemonstrators. Dieser besteht aus einer 10 kW Fotovoltaik-Anlage auf dem Dach eines Carports mit drei Ladesäulen, gekoppelt mit einer 30 kW VRFB zur Zwischenspeicherung des Solarstroms. An der Optimierung der Einzelkomponenten wird gearbeitet. Das intelligente Batterielade- und Energiemanagementsystem (BMS & EMS) wird mittels neuartiger Regelungsalgorithmen auch unter Berücksichtigung von Wetterdaten weiterentwickelt. Erste Betriebsdaten wurden bereits erfasst, aber der eigentliche Feldtest kann erst im Sommer bei voller Sonneneinstrahlung erfolgen.

Power to Gas Effizienz > 75 % durch thermische Integration von Hochtemperatur Dampfelektrolyse und CO₂-Methanisierung – das HELMETH Projekt

M. Gruber¹, P. Weinbrecht¹, S. Harth¹, D. Trimis¹, D. Schollenberger¹, S. Bajohr¹, R. Blumentritt², O. Posdziech², J. Brabandt²

¹Karlsruher Institut für Technologie Engler-Bunte-Institut, Karlsruhe, Deutschland;

²Sunfire GmbH, Dresden, Deutschland;

Im Europäischen Forschungsprojekt HELMETH (Integrated High-Temperature Electrolysis and METHanation for Effective Power to Gas Conversion) wurde ein hocheffizienter Power-to-Gas Prozess mit thermischer Integration von Hochtemperaturelektrolyse (SOEC) und CO₂-Methanisierung entwickelt. Die innovative Verknüpfung von exothermer Methanisierungsreaktion und Dampferzeugung für die Hochtemperaturelektrolyse hat den Wirkungsgrad (bezogen auf H₂ von CH₄) der PtG Technologie von bisher 54 % [1] auf über 75 % angehoben.



Abb. 1: HELMETH Prototyp bestehend aus Methanisierung li. und Elektrolyse re.

Vorge stellt werden sowohl die Eigenschaften und Testergebnisse der jeweiligen Einzelmodule, als auch die thermische Integration beider. Die Hochtemperatur Elektrolyse hat gezeigt dass eine Umwandlung von Wasserdampf bei bis zu 850 °C und 15 bar mit einem elektrischen Energieverbrauch von 3,37 kWh/m³ (H₂, NTP) möglich ist. Selbst über längere Zeiträume von mehreren hundert Stunden Betrieb resultierten nur geringe Degradationsraten. Das Methanisierungsmodul ist in der Lage in einem mehrstufigen Prozess SNG mit einem Wasserstoffanteil < 2 Vol.-% zu erzeugen und damit in das gesamte deutsche Erdgasnetz einspeisefähiges Gas. Die Betriebsbedingungen liegen dabei im Bereich von 10-30 bar Druck, einer Modulation von 20-100 % und einer Reaktor-Siedewasserkühlung welche einen stabilen Dampfmassenstrom für die Elektrolyse bereitstellt. Durch die thermische Kopplung beider Module und dem hohen Umsatz in der Methanisierung resultiert trotz der durch die geringe Anlagengröße bedingten Wärmeverluste eine PtG Effizienz von 76 % für den Prototypen.

VERANSTALTER / KONTAKT

DECHEMA e.V.

Theodor-Heuss-Allee 25
60486 Frankfurt am Main
Germany

Dr. Rolf Lenke

Tel.: + 49 69 7564-267

Fax: + 49 69 7564-176

E-Mail: lenke@dechema.de

www.dechema.de