

Ausgabe Nr. 2 // Mai 2018

DER **e**NERGIETECHNIKER

*Mitgliedermagazin des Verein
industrieller Energietechniker Leoben*



Aus der Forschung
Experten erläutern
Ihre Sicht zum Thema
Wasserstoff...

Aus der Wirtschaft
Stahl- und Zement-
industrie berichten
über zukunftsfähige
Systeme...

Aus dem Department
Wir gratulieren Preis-
trägern aus dem ver-
gangenem Jahr...





Der Energietechniker

Inhalt

Die zweite Auflage des Mitgliedermagazins des ViET



Liebe Leserinnen und Leser!

Die zweite Auflage des Energietechnikers hat es sich zum Ziel gesetzt ein spezifisches Thema unserer Studienrichtung aufzugreifen. Nach längerer Überlegung hat sich der Vorstand des ViET für das Thema „Wasserstoff“ entschieden. Ein Thema von dem man alle Tage etwas hört. Aber wie steht es jetzt um den Wasserstoff? Bleibt der Wasserstoff nur in aller Munde, oder wird er sich früher oder später durchsetzen? Der Redaktion ist es gelungen, einige Forschungsinstitute der Montanuniversität Leoben, sowie Experten der heimischen Stahl- und Zementindustrie, für aktuelle Forschungsberichte zu gewinnen.

In der neuen Rubrik „Wir gratulieren“, sehen sie alle Auszeichnungen, welche durch die Forschung am Department für Energie- und Umweltverfahrenstechnik errungen wurden. Wie bereits in der ersten Auflage des Energietechnikers berichten engagierte Studenten über Ihre Erfahrungen aus dem Ausland, der Hauptexkursion, der Studienvertretung, etc.

Glück Auf!

Philipp Lizzi
Obmann Stv.

Einleitung	2
Aus der Wirtschaft	
H2 Future: Die Vision vom grünen Wasserstoff	4
Die Bedeutung der Zementindustrie in zukunftsfähigen Energiesystemen	6
Aus der Forschung	
Stahlproduktion mit Öko-Wasserstoff	12
Wasserstoff-Mobilität	14
Von der Lithium-Ionen-Batterie zur Brennstoffzelle – Future Waste?	18
Wasserstoff im Erdgasnetz	20
Kohlendioxid für die Methanisierung – CO2 Quellen und Abscheidung	24
Reversible Festoxidzellen	27
Intelligente Speicherung von Wasserstoff auf erneuerbaren Energien	31
Ein neuer Werkstoff für moderne Wasserstoffspeicherung	34
Wasserstoff und Sicherheit	37
Aus dem Department	
Wir gratulieren....	40
Aus dem Studium	
Trinity College Dublin	42
University of New South Wales – Australien	43
Hauptexkursion 2017	44
Jahresbericht der Studienvertretung	45
Jahresbericht Verein	46

H2 FUTURE:

Die Vision vom „grünen Wasserstoff“

Am voestalpine-Standort Linz wird derzeit das EU-Leuchtturmprojekt H2FUTURE realisiert. Die PEM-Elektrolyseanlage, eine der weltweit größten und modernsten, ist ein richtungsweisendes Forschungsvorhaben in Bezug auf die langfristige „Entkarbonisierung“ der Stahlherzeugung.

Bei H2FUTURE handelt es sich um die derzeit größte und modernste Anlage zur Erzeugung von „grünem“ – sprich CO₂-freiem – Wasserstoff. Mit dem von der EU (FCH JU „Fuel Cells and Hydrogen 2 Joint Undertaking“) geförderten 18-Millionen-Euro-Projekt wird künftig unter anderem an den Einsatzmöglichkeiten von Wasserstoff in den einzelnen Prozessstufen der Stahlherstellung geforscht.

Sowohl die Industrie als auch die Energieversorger sind angesichts der EU-Klima- und Energieziele bis 2030 mit großen energiepolitischen Herausforderungen konfrontiert, die grundlegende technologische Veränderungen

erfordern. Langfristiges Ziel ist es, von Kohle bzw. Koks über nachfolgende Brückentechnologien mit Erdgas (z. B. in der Direktreduktionsanlage in Texas) in den Produktionsprozessen zur Anwendung von „grünem“ Wasserstoff zu gelangen. Großindustriell einsetzbar werden diese Prozesse realistischsterweise frühestens in etwa zwei Jahrzehnten sein. Zudem kann eine Technologieumstellung nur unter der Voraussetzung erfolgen, dass erneuerbare Energie in ausreichendem Umfang und zu konkurrenzfähigen Bedingungen als Basis zur Verfügung steht.

Errichtet wird die Pilotanlage in einem neuen Gebäude in unmittelbarer Nähe des voestalpine-Kraftwerks am Standort Linz. Nach der bereits erteilten Behörden genehmigung kann nun mit der konkreten Umsetzung und den ersten vorbereitenden Bauarbeiten begonnen werden. Bereits im Sommer 2018 sollen die Anlagenkomponenten geliefert und noch binnen Jahresfrist der Testbetrieb

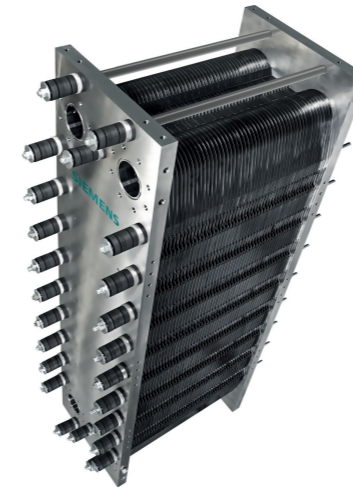
gestartet werden. Kernstück der neuen Forschungsanlage wird eines der weltweit größten PEM („Proton Exchange Membrane“)-Elektrolysemodul mit 6 MW Anschlussleistung sein, womit 1.200 m³ Wasserstoff pro Stunde produziert werden können. Das vom Projektpartner Siemens entwickelte Aggregat wird einen höheren Wirkungsgrad als bisherige vergleichbare Anlagen erreichen. Beim Protonen-Austausch-Membran-Elektrolyseur wird Wasser mit Hilfe von elektrischer Energie – in diesem Fall mit Strom aus erneuerbaren Quellen des Projektpartners VERBUND – in seine Grundkomponenten Wasserstoff und Sauerstoff zerlegt. Ziel von H2FUTURE ist es, diese nächste Entwicklungsstufe der PEM-Technologie im industriellen Maßstab sowie den Einsatz der Anlage im Rahmen des Regelenergiemarktes zu testen.

Warum „grüner“ Wasserstoff so wichtig ist.

Wasserstoff wird derzeit im Wesentlichen durch Dampfreformation mit fossilen Brennstoffen, meist Erdgas, erzeugt. Dabei entstehen erhebliche CO₂-Emissionen von 0,6 - 0,8 kg/m³ Wasserstoff. Künftig soll Elektrolyse von Wasser mittels Strom aus erneuerbaren Energien zur Hauptquelle von „grünem“ Wasserstoff werden.

Dies ist wichtig, weil der Umbau des Energiesystems die Grundvoraussetzung für die Entkarbonisierung energieintensiver Industrien

wie der Stahlherzeugung ist. Denn weniger CO₂ bedeutet im konkreten Fall nicht weniger, sondern sogar mehr Energie. Grund: Kohle/Koks, die als Reduktionsmittel be-



© SIEMENS AG

nötigt werden, um Eisenerz den Sauerstoff zu entziehen, sind zugleich die Hauptenergiequellen; Prozessgase werden in eigenen Kraftwerken zu Strom umgewandelt, der wiederum in den Produktions- und Verarbeitungsanlagen genutzt wird. Die Stahlproduktionsstandorte der voestalpine in

Linz und Donawitz sind aufgrund dieser integrierten Energiekreisläufe praktisch stromautark. Zur Illustration: dies entspricht einem Äquivalent von rund 33 TWh oder 30 Wasserkraftwerken, die künftig erforderlich wären, um den dann aus erneuerbaren Energien vom externen Netz zu deckenden Strombedarf zu decken.

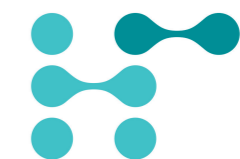
Die Entwicklung wasserstoffbasierter Stahlherzeugungstechnologien stellen nicht nur eine langfristige Herausforderung für Forschung und Entwicklung dar und brauchen daher noch Zeit und entsprechende Investitionen; für ihre Umsetzung muss vor allem frühzeitig der energiewirtschaftliche Rahmen geschaffen werden.

H2FUTURE soll dazu aus industrieller Sicht einen wichtigen Beitrag leisten. Ziel des Projektes – neben technischer Realisierbarkeit – ist es nicht zuletzt, daraus Erkenntnisse für den breitflächigen EU-weiten Einsatz dieser Energiegewinnungsform zu gewinnen.

Über H2FUTURE

Das Projektkonsortium H2FUTURE besteht aus voestalpine, VERBUND (Koordinator) und Siemens (Technologielieferant) sowie Austrian Power Grid (APG) und den wissenschaftlichen Partnern K1-MET (Kompetenzentrum für metallurgische und umwelttechnische Verfahrensentwicklung) und ECN (Energy research Centre of the Netherlands). Das Projekt wird im Rahmen des Horizon 2020-Programmes („Joint Undertaking Fuel Cells and Hydrogen“) von der EU-Kommission bis 2021 finanziell gefördert.

Internet:
www.h2future-project.eu



H2FUTURE
Green Hydrogen



© SIEMENS AG



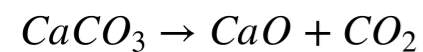
Dipl.-Ing. Ralf Martinelli MBA
Unternehmensbereichsleiter
Technischer Service und Energie
voestalpine Stahl GmbH, Linz

Die Bedeutung der Zementindustrie

in zukunftsfähigen Energiesystemen

Dr. Felix Papsch, Vereinigung der Österreichischen Zementindustrie, Wien
Dr. Günter Waldl, Zementwerk LEUBE GmbH, St. Leonhard

Zement ist ein hydraulisches Bindemittel auf mineralischer Basis. Verarbeitet im Beton ist er der Baustoff mit der weltweit größten volkswirtschaftlichen Bedeutung: Jährlich werden weltweit ca. 4,6 Milliarden Tonnen Zement produziert, in Österreich liegt diese Zahl bei ca. 4,5 Millionen Tonnen. Die Herstellung von Zement ist naturgemäß mit der Entstehung von Kohlendioxid (CO₂) verbunden. In einem Zementwerk fällt CO₂ direkt bei der Produktion der Hauptkomponente von Zement an, dem sogenannten Zementklinker. Dabei werden etwa zwei Drittel des CO₂ prozessbedingt bei der Dekarbonisierung des Rohmaterials freigesetzt (vgl. Formel 1). Ein weiteres Drittel resultiert aus der Verbrennung von Brennstoffen.



Formel 1: Entstehung von Kohlendioxid am Beispiel der Dekarbonisierung von Kalkstein

Unter dem Gesichtspunkt des Klimawandels spielen anthropogen bedingte Emissionen von CO₂ in die Atmosphäre eine bedeutende Rolle. Basierend auf Maßnahmen zur Steigerung der Energieeffizienz, zur Reduktion der Klinkerkomponente im Zement und zur Verwendung

von Ersatzbrennstoffen ist der Österreichischen Zementindustrie bereits eine beachtliche Reduktion der CO₂-Emissionen gelungen: Heute zählt Österreich im globalen Vergleich zu den Ländern mit den geringsten spezifischen CO₂-Emissionen aus der Herstellung von Zement (vgl. Abbildung 1).

Das Klimaschutzabkommen von

industriellen Niveau zu begrenzen [1]. Die Europäische Kommission schlägt in ihrem Fahrplan für den Übergang zu einer wettbewerbsfähigen Wirtschaft bis 2050 die Senkung der Treibhausgasemissionen in der Europäischen Union um mindestens 80 % gegenüber dem Stand von 1990 vor [2]. Die Analysen des CO₂-Minderungspotentials in der Europäischen

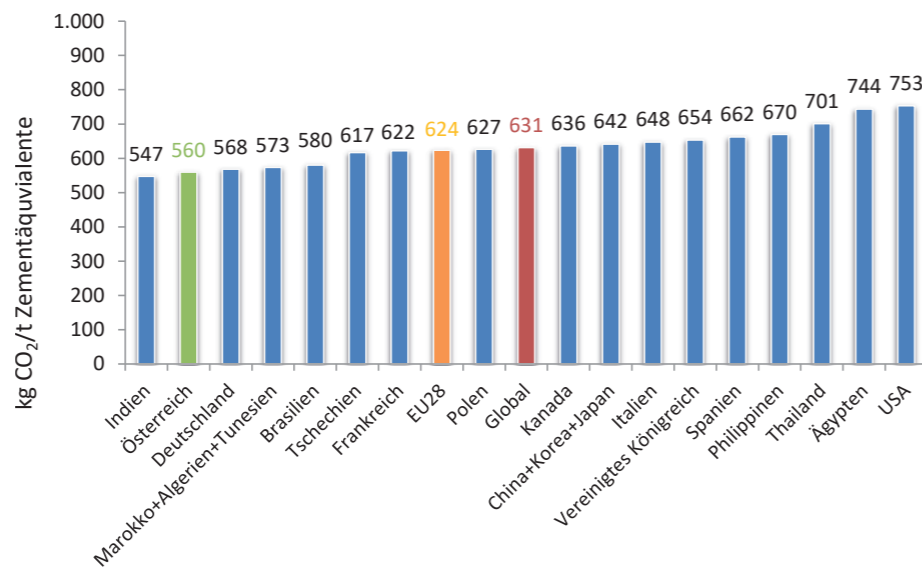


Abbildung 1: Spezifische CO₂-Emissionen bei der Herstellung von Zement im internationalen Vergleich [1]

Paris zielt darauf ab, den Anstieg der durchschnittlichen Erdtemperatur deutlich unter 2 °C über dem vorindustriellen Niveau zu halten und Anstrengungen zu unternehmen, um den Temperaturanstieg auf 1,5 °C über dem vorin-

dustry zeigen auf, dass zur Erreichung dieses Zieles bahnbrechende Zukunftstechnologien (sog. Breakthrough-Technologies) erforderlich sind und im Zementsektor 85 % der gesamten Klinkerproduktion beispielsweise mit

Technologien zur Abscheidung und Speicherung von CO₂ ausgestattet werden müssten [1].

Im Kontext der steigenden CO₂-Konzentration in der Atmosphäre kommt neben der sicheren geologischen Speicherung der Verwertung von CO₂ eine entscheidende Rolle zu. Bei der Verwertung von CO₂ ergeben sich in Kombination mit Wasserstoff vielfältige Möglichkeiten zur synthetischen Herstellung von chemischen Grundstoffen und Produkten, wie beispielsweise die Herstellung von Ameisensäure, Polymeren, Backpulver und Kraftstoffen.

hen aus folgenden wesentlichen Schritten:

1. Abscheidung von CO₂ aus dem Rauchgas industrieller Anlagen, z.B. einem Zementwerk
2. Produktion von Wasserstoff, z.B. mittels der Elektrolyse von Wasser
3. Katalytische Konversion von CO₂ mit Wasserstoff zur Herstellung von Treibstoffen

Nachfolgend wird auf diese drei Schritte weiter eingegangen.

Sidebox 1 – Herstellung von Backpulver mit CO₂ aus der Zementindustrie

Als Beispiel für die Herstellung eines Produktes aus CO₂ in der Zementindustrie sei der sog. SkyMine Prozess genannt, bei dem ein CO₂-haltiger Gasstrom in einem Absorbenturm mit Kochsalz/Natronlauge behandelt wird. Als Produkte entstehen dabei neben Wasserstoff- und Chlorgas hochreines und marktfähiges Backpulver (Natriumhydrogencarbonat NaHCO₃). Eine entsprechende Industrieanlage wurde im Jahr 2015 in einem Zementwerk in San Antonio/Texas mit der geplanten Verwertung von jährlich 83.000 Tonnen CO₂ in Betrieb genommen [1]

Bei der Entwicklung zukünftiger Energiesysteme werden die verschiedenen Möglichkeiten der katalytischen Reaktionen von Kohlendioxid mit Wasserstoff unter dem Begriff Power-To-X subsumiert. Im Allgemeinen werden die Konzepte für die Produktion von Methan unter dem Begriff Power-To-Gas und die Konzepte für Produktion von flüssigen Reaktionsprodukten wie Methanol oder Kohlenwasserstoffen mit dem Begriff Power-To-Liquids konkretisiert. Solche Projekte beste-

Technologien zur CO₂-Abscheidung aus dem Rauchgasstrom von Zementwerken

Für die Abscheidung von CO₂ aus dem Zementherstellungsprozess werden derzeit mehrere technische Ansätze erforscht. Dabei kann allgemein zwischen der Abscheidung von CO₂ am Ende des Produktionsprozesses (sog. „post-combustion“) und der sog.

„Oxyfuel-Technologie“ unterschieden werden. Der Vorteil bei der CO₂-Abscheidung am Ende des Produktionsprozesses liegt darin, dass keine fundamentalen Änderungen des Klinkerbrennprozesses erforderlich sind und diese Variante somit bei Erreichen eines entsprechenden Reifegrades auch auf bestehende Klinkeröfen angewendet werden könnte. Die Oxyfuel-Technologie erfordert hingegen grundlegende Eingriffe in den Klinkerbrennprozess, wodurch dieses Verfahren nach erfolgreicher Erprobung vordringlich bei der Errichtung neuer Zementwerke eine Option darstellen könnte. Die am weitesten entwickelte Post-Combustion Technologie stellt die chemische Absorption mit Aminen dar (sog. Aminwäsche). Hierfür liegen Betriebserfahrungen aus anderen Industriezweigen wie beispielsweise der chemischen Industrie vor und hohe Abscheideraten scheinen erzielbar zu sein. Diese Möglichkeit wird derzeit in der Zementindustrie in kleinen Pilotanlagen erprobt, die signifikanten zusätzlichen Kosten stellen jedoch nach wie vor eine erhebliche Barriere für eine Erprobung in Großanlagen dar. Langfristig könnten auch Membrantechnologien als Kandidat für eine Post-Combustion-Anwendung bei Zementwerken in Frage kommen. Dazu müssen jedoch zuerst geeignete Membrane mit anhaltend hoher Abscheideleistung entwickelt werden. Als eine weitere interessante Option wird der sog. Kalzium-Looping-Prozess bei einigen laufenden Forschungsprojekten verfolgt. Bei diesem Prozess wird Kalk als Kreislaufmedium für die CO₂Abscheidung verwendet. Synergien mit der Zementindustrie könnten sich dann ergeben, wenn das deaktivierte Sorbens als alternatives Rohmaterial für die Herstellung von Zementklinker eingesetzt werden kann.

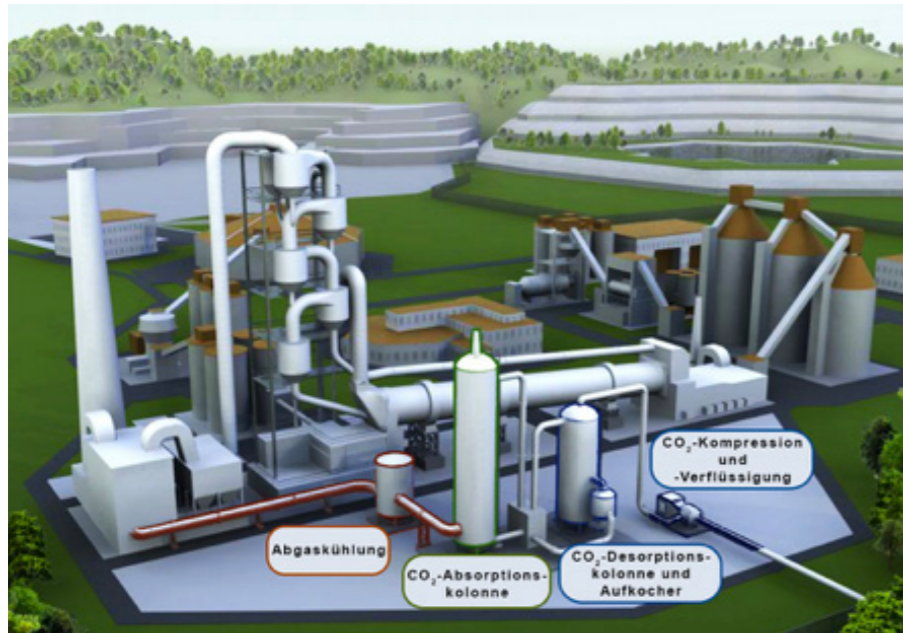


Abbildung 2: Potenzielles Design eines Zementwerks der Zukunft mit Post-Combustion-Technologie am Beispiel der Aminwäsche
© ECRA European Cement Research Academy []

Bei der Oxyfuel-Technologie wird Sauerstoff anstelle von Luft für den Verbrennungsprozess genutzt. Dadurch steigt die Flammentemperatur in der Sinterzone des Zementklinkerofens erheblich an. Dies hat grundlegende Auswirkungen auf den Klinkerbrennprozess, auf die Energiebilanz und das Verhältnis zwischen dem Enthalpiefluss des Ofengases sowie der benötigten Energie für die chemische/mineralogische Reaktion des Ausgangsmaterials. Um eine geeignete Flammentemperatur aufrecht zu erhalten, muss ein Teil des Verbrennungsgases recirkuliert werden. Die CO₂Konzentration im Verbrennungsgas erreicht dabei eine Konzentration von deutlich über 80 %. Die erzielbare CO₂-Konzentration im ausgeschleusten Rauchgasstrom hängt weiters u.a. von den Möglichkeiten zur Reduktion des Eintritts von Außenluft in das Ofensystem (sog. Falschlufteintritt) ab. Zwei Anwendungsoptionen der Oxyfuel-Technologie werden derzeit näher untersucht: Die Vollenwendung inkludiert das gesamte Zementwerk und benötigt daher die Anpassung sowohl der

Ofen- als auch der Kühlereinheit. Auf diese Weise könnten CO₂-Abscheideraten von 90 bis 99 % erzielt werden. Die Teilanwendung inkludiert nur den Kalzinator, wodurch nur ein Teil der Anlage adaptiert werden muss, die CO₂-Abscheiderate dadurch aber bei 5575 % begrenzt ist []. Beide Optionen benötigen aufgrund der Rezirkulation des Rauchgases und der erforderlichen Minimierung

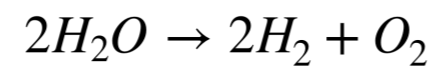


Abbildung 3: Potenzielles Design eines Zementwerks der Zukunft mit Oxyfuel-Technologie
© ECRA European Cement Research Academy [6]

des Falschlufteintrittes ein hochentwickeltes System zur Wärmerückgewinnung. Dies begrenzt die gegenwärtige Verwendung der Abwärme, z.B. für das Trocknen des Rohmaterials.

Produktion von Wasserstoff mittels Elektrolyse von Wasser

Als Elektrolyse wird ein Vorgang bezeichnet, bei dem durch eine von außen angelegte Spannung elektrochemische Reaktionen erzwungen werden. Im Falle der Elektrolyse von Wasser entstehen mit Hilfe von elektrischem Strom Wasserstoff und Sauerstoff. Die beiden Teilreaktionen laufen dabei an den beiden Elektroden ab, das Gesamt-Reaktionsschema dieser Redoxreaktion lautet (vgl. Formel 2):



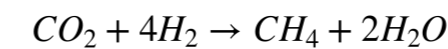
Formel 2: Gewinnung von Wasserstoff und Sauerstoff mittels der Elektrolyse von Wasser

Sidebox 2: Kryogene Luftzerlegung für die Gewinnung von Sauerstoff für die Oxyfuel-Technologie

Für die Bereitstellung von Sauerstoff stehen verschiedene Möglichkeiten zur Verfügung, welche auf den unterschiedlichen Eigenschaften der Luftbestandteile beruhen. Für die spezifischen Anforderungen des Klinkerbrennprozesses wurde die Technologie der kryogenen Luftzerlegung als geeignet identifiziert. Diese nützt die unterschiedlichen Siedepunkte der Luftbestandteile und ermöglicht die Produktion von 99,9 % reinem Sauerstoff. Bei diesem Verfahren wird die vorgereinigte Luft in einem Destillationsturm auf 185 °C abgekühlt wobei der Sauerstoff (Siedepunkt -183 °C) kondensiert und sich am Boden ansammelt. Der Stickstoff (Siedepunkt -196 °C) verlässt den Destillationsturm in gasförmiger Phase und anschließend einem Wärmetauscher zur Vorkühlung der vorgereinigten Luft zugeführt [6].

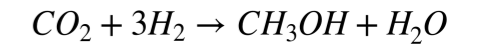
Herstellung von Kraftstoffen aus abgetrenntem Kohlendioxid und Wasserstoff

Mittels der katalytischen Konversion von CO₂ und Wasserstoff können Kraftstoffe wie beispielsweise Methan (CH₄) oder Methanol (CH₃OH) hergestellt werden. Die Produktion von Methan kann dabei mittels des sogenannten Sabatier-Prozesses erfolgen. Bei der zugrundeliegenden Reaktion reagiert Kohlenstoffdioxid bei Temperaturen von 300 bis 700 °C mit Wasserstoff zu Methan und Wasser (vgl. Formel 3). Diese Reaktion ist exotherm, muss jedoch durch einen Katalysator beschleunigt werden.



Formel 3: Sabatier-Prozess zur Herstellung von Methan

Methanol kann aus Kohlenstoffdioxid und Wasserstoff über die folgende chemische Reaktion hergestellt werden:



Formel 4: Herstellung von Methanol aus Kohlendioxid und Wasserstoff

Sidebox 3: Beispiel für die Produktion von Methanol aus Kohlendioxid und Wasserstoff

Das weltweit größte Werk zur Herstellung von Methanol aus Kohlendioxid, Wasserstoff und erneuerbarer Elektrizität hat Ende des Jahres 2011 in Island seine Produktion aufgenommen. Im Jahr 2015 wurde die Jahresproduktionskapazität von 1,3 Millionen Liter auf 5 Millionen Liter ausgeweitet. Inzwischen werden in dieser Anlage 5.500 Tonnen CO₂ pro Jahr aus einem naheliegenden Kraftwerk verwertet. Die Produktion wird dabei mit hydro- und geothermischer Energie aus dem isländischen Stromnetz gespeist. Das produzierte Methanol dient in weitere Folge als Energiespeicher und als Kraftstoff [].



Abbildung 4: Herstellung von Methanol aus Kohlendioxid und Wasserstoff in Island © Carbon Recycling International [8]

Nachfolgend werden einige Vor- und Nachteile von Methan und Methanol als alternative Kraftstoffe angeführt (vgl. Tabelle 1).

Kraftstoff	Vorteile	Nachteile
Methanol	<ul style="list-style-type: none"> • Herkömmliche Motoren lassen sich gut umrüsten • Geringe Schadstoffemissionen an unverbranntem Kraftstoff durch effiziente Verbrennung • Ist unter Normaldruck flüssig -> derzeitiges Tankstellennetz kann leicht umgerüstet werden 	<ul style="list-style-type: none"> • Niedrigerer Heizwert • Methanol ist giftig • Hohe Verdampfungswärme • Methanol ist korrosiv • Im Abgas relativ hoher Gehalt an giftigem Formaldehyd
Methan	<ul style="list-style-type: none"> • Etwa 80 % weniger Schadstoffemissionen im Vergleich zu Benzinfahrzeugen • Spezifische CO2-Emissionen geringer als bei Benzin und Dieselfahrzeugen; extrem klopffest 	<ul style="list-style-type: none"> • Speicherung bei 200 bar in Hochdruckbehältern -> geringe Reichweite pro Tankfüllung • Umrüstung des herkömmlichen Tankstellennetzes notwendig

Die technische Machbarkeit von Produktionsprozessen zur Abscheidung und Verwertung von CO₂, der Energiebedarf und die Wirtschaftlichkeit werden derzeit intensiv in Forschungsvorhaben behandelt. Derzeit wird der zusätzliche Strombedarf für CO₂-Abscheidung mittels Post-Combustion-Technologien unter Anwendung einer Aminwäsche mit 50-90 kWh pro Tonne Klinker abgeschätzt, was de facto einer Verdoppelung des derzeitigen Strombedarfes für die Klinkerherstellung entspricht. Die Investitionskosten werden für diese Technologie im Jahr 2030 mit 100 bis 300 Mio. Euro und die Betriebskosten mit 10 bis 50 € pro Tonne Zement beziffert. Bei der CO₂-Abscheidung mittels Oxyfuel-Technologie wird der Anstieg des Strombedarfs im Zuge der Sauerstoffgewinnung und der nachgelagerten Reinigung des Rauchgases in einem Bereich von 117 bis 180 kWh pro Tonne Klinker beziffert. Die Investitionskosten für die Oxyfuel-Technologie werden im

Falle der Nachrüstung einer bestehenden Anlage mit 105 bis 130 Mio. Euro und im Falle einer Neuanlage mit 355 bis 380 Mio. Euro prognostiziert. Für ein vergleichsweise großes Zementwerk mit einer Produktionskapazität von 2 Millionen Tonnen Klinker pro Jahr werden die Kosten für die CO₂-Abscheidung derzeit mit >50 bis >70 Euro pro Tonne CO₂ veranschlagt, bei dieser Abschätzung sind Kosten für den Transport und die Speicherung bzw. Verwertung von CO₂ nicht enthalten. Eine erste Machbarkeitsstudie in der deutschen Zementindustrie kam zum Schluss, dass für eine Power-To-Gas-Anlage, bestehend aus einer 50-MW-Wasserelektrolyse mit einer H₂-Produktion von 10.000 Normkubikmeter pro Stunde, einem Aminwäscher mit einer Abscheiderate von 117 Tonnen CO₂ pro Stunde und einer Methanproduktion von 42,9 Tonnen pro Tag der Investitionsaufwand bei 76 Mio. Euro und die Betriebskosten bei 12,3 Mio. Euro pro Jahr liegen würden [7]. Eine Power

to Gas Systemanalyse kommt zum Schluss, dass der Strombedarf für die elektrolitische Herstellung von 1 Nm³ Wasserstoff bei 5 - 5,4 kWh liegt [].
Gesamtbetrachtung
Die Abscheidung von CO₂ und seine Verwertung in Kombination mit Wasserstoff stellen einen interessanten Ansatz für zukünftige Energiesysteme dar. Zur Beurteilung der Umweltrelevanz muss die gesamte Produktionskette von der Primärenergie bis zur Endanwendung betrachtet werden. Die Herstellung von Wasserstoff mittels der Elektrolyse von Wasser wäre dann eine umweltfreundliche Option, wenn die benötigte elektrische Energie in Form von erneuerbar hergestelltem Strom bereitgestellt wird. Dieser Prozess würde sich beispielsweise zur Speicherung von überschüssiger Wind- oder Sonnenenergie eignen. Der Wasserstoff könnte dann zukünftig in Pipelines von Gebieten mit starker Windausbeute oder starker Sonneneinstrahlung zu den Anlagen für die Verwer-

tung von CO₂ transportiert werden. Parallel dazu könnte der bei der Elektrolyse von Wasser entstehende Sauerstoff für die Oxyfuel-Technologie in Zementwerken zur Abscheidung von CO₂ Anwendung finden.
Ein wichtiger Vorteil der Energiekonzepte zur synthetischen Herstellung von Kraftstoffen aus Kohlendioxid und Wasserstoff besteht darin, dass der Markt für Methan und flüssige Kraftstoffe bereits vorhanden und Speicherkapazitäten insbesondere im Erdgasnetz bereits sehr groß sind. Auch wenn die so hergestellten Kraftstoffe wieder CO₂ als Verbrennungsprodukt freisetzen, gelingt es, mit diesem Konzept in der Gesamtbetrachtung die CO₂-Emissionen aus der Zementindustrie und dem Verkehrssektor zu reduzieren, solange im Verkehrssektor fossile Brennstoffe eingesetzt werden. Diese Kraftstoffe stehen allerdings derzeit noch in direktem Wettbewerb mit den aktuell verfügbaren

Treibstoffen und da die Kosten für Erdgas signifikant niedriger sind als jene für die Herstellung von Methan, scheint die wirtschaftliche Machbarkeit der Methanherstellung über den Weg der katalytischen Methanisierung aktuell noch nicht gegeben zu sein.
Die sehr hohen Kosten für die CO₂-Abscheidung verdeutlichen zudem, dass diese Verfahren in der Zementindustrie nur dann Anwendung finden können, wenn die politischen Rahmenbedingungen das Risiko der Verlagerung der Zementklinkerproduktion in Drittstaaten ohne gleichwertige Klimaschutzvorgaben effektiv verhindern können.

Quellenangaben:

- [1] World Business Council for Sustainable Development: Cement Sustainability Initiative Getting the Numbers Right Project - Emissions Report 2015, 2017
- [2] United Nations Framework Convention on Climate Change: Adoption

- of the Paris Agreement, 2015
- [3] Europäische Kommission: Fahrplan für den Übergang zu einer wettbewerbsfähigen CO₂-armen Wirtschaft bis 2050, 2011
- [4] CEMBUREAU: The role of cement in the 2050 low carbon economy, 2013
- [5] <http://www.carbonfreechem.com/technologies/skymine>
- [6] <https://ecra-online.org/research/ccs/>
- [7] World Business Council for Sustainable Development, European Cement Research Academy GmbH: CSI/ECRA-Technology Papers 2017 - Development of State of the Art-Techniques in Cement Manufacturing - Trying to Look Ahead, 2017
- [8] <http://carbonrecycling.is/george-olah/2016/2/14/worlds-largest-co2-methanol-plant>
- [9] Hoinkis, J., Lindner, E.: Chemie für Ingenieure, WILEY-VCH Verlag GmbH, 13. Auflage, 2013
- [10] Andreas Zauner MSc., Energieinstitut an der Johannes Kepler Universität Linz, persönliche Mitteilung vom 2018.02.22 auf Basis von Steinmüller, H. et al.: Power to Gas – eine Systemanalyse



Mag. Dr. Felix Papsch

Vereinigung der österreichischen Zementindustrie – Abteilung Technologie und Umwelt | Kontakt: papsch@zement.at



Dipl. Ing. Dr. mont. Günter Waldl

Geschäftsbereichsleiter Technik bei Zementwerk LEUBE GmbH
Kontakt: guenter.waldl@leube.at

Stahlproduktion mit Öko-Wasserstoff

Ist das machbar?

Jules Vernes der Begründer der Science-Fiction Literatur schrieb 1870

„Das Wasser ist die Kohle der Zukunft. Die Energie von morgen ist Wasser, das durch elektrischen Strom zerlegt worden ist. Die so zerlegten Elemente des Wassers, Wasserstoff und Sauerstoff, werden auf unabsehbare Zeit hinaus die Energieversorgung der Erde sichern.“

Die Zukunft der Energieversorgung unserer Welt ist ein heute zentrales Thema bei der Diskussion über Maßnahmen zur Kontrolle der globalen Erwärmung. Im Fokus steht die Reduktion des Treibhausgas CO₂ durch Substitution fossiler Energieträger. Schlüsseltechnologien dafür sind die Gewinnung elektrischer Energie als nachhaltigen Energieformen wie Wasser-, Wind- und Solarenergie und die Erzeugung von Wasserstoff durch Elektrolyse von Wasser. Werden wir Menschen die Vision von Jules Vernes in den nächsten Jahren zur Realität machen? Können wir überhaupt mit Wasserstoff in allen Anwendungsfällen Kohle bzw. Kohlenwasserstoffe als Energieträger substituieren? Dieser Beitrag ist ein Versuch, in die Zukunft zu schauen und eine Antwort auf diese Frage für die Stahlproduktion zu geben.

Die meisten Metalle – mit Ausnahme der Edelmetalle – kommen auf unserer Erde in chemischen Verbindungen in Mineralien vor. Diese werden als Erze bergmännisch abgebaut und mit metallurgischen Verfahren werden die darin enthaltenen Metalle gewonnen. Dafür sind Reduktionsmittel und Energieträger notwendig, die heute fast ausschließlich aus fossi-

len Energieträgern wie Kohle, Erdgas und Erdöl gewonnen werden. Metalle wie Wolfram und Molybdän, können nur mit Wasserstoff als Reduktionsmittel gewonnen werden. Dafür wird der Wasserstoff durch Wasserelektrolyse oder Erdgasreformierung erzeugt.

2016 wurden 1,6 Milliarden Tonnen Stahl produziert und der größte Teil davon durch die Reduktion von Eisenerz zu metallischen Eisen mit Koks im Hochofenprozess. Die Stahlproduktion ist damit für 6 % der globalen CO₂ Emission verantwortlich. Im Hochofen werden Kohle, Erdgas, Öl oder Kunststoffe als Reduktionsersatzmittel für Koks eingesetzt, wodurch auch Wasserstoff neben Kohlenstoff zur Reduktion des Eisenerzes beiträgt und als Folge wird auch die CO₂ Emission verringert. Es gibt auch heute schon alternative Verfahren – sogenannte Direktreduktionsverfahren, die im industriellen Maßstab metallisches Eisen mit Wasserstoff erzeugen. Nur die Produktion des Wasserstoffes erfolgt dafür großtechnisch durch die Reformierung von Erdgas. Damit kann die CO₂ Emission für die Stahlerzeugung deutlich reduziert aber nicht vollständig vermieden werden.

Die technische Machbarkeit der

Herstellung von Stahl aus Eisenerz mit Wasserstoff als Reduktionsmittel ist nachgewiesen. Wenn die Stahlproduktion in Österreich auf Öko-Wasserstoff umgerüstet würde, könnten jährliche 11 Millionen Tonnen CO₂ Emission eingespart werden, was einer Reduktion der Gesamtemission in Österreich um 14% entspricht. Wie ist das realisierbar?

Dazu müssen neue Investitionen für die elektrische Energieerzeugung aus nachhaltigen CO₂ freien Energieformen getätigt werden, weiters sind der Neubau von Elektrolyseanlagen erforderlich und der Aufbau eines Pipeline-Netzes und Gasspeicher für Wasserstoff. Wenn die Hochofenanlagen an den beiden Standorten der Voestalpine in Linz und Donawitz durch Wasserstoff-Direktreduktionsanlagen ersetzt werden würden, müssten über 700.000 m³ Wasserstoff pro Stunde für die heutigen Produktionsmengen an Stahl bereitgestellt werden. Die elektrische Energie, die für die Erzeugung des Wasserstoffes und den Betrieb der beiden Hüttenwerke erforderlich wäre, würde 35.000 GWh pro Jahr betragen. Dies entspricht 55 % der derzeitigen elektrischen Energieerzeugung in Österreich. Es müssten dafür 30 neue Donaukraft-

werke oder 7000 neue Windräder installiert werden. Ein Szenario, dass so nicht realisierbar ist, wenn man berücksichtigt, dass der Verkehr und andere energieintensive Industrien ebenfalls auf erneuerbare elektrische Energie und Wasserstoff umsteigen wollen. Wenn Österreich bis 2050 die Ziele der EU 80 % Reduktion der CO₂ Emissionen von 2005 erreichen will, sind einige energie- und umweltpolitische Herausforderungen zu lösen. Die Stahlindustrie in Österreich muss da auch ihren Teil zur Zielerreichung beitragen.

Im Falle der Stahlindustrie wird ein Maßnahmenbündel erforderlich sein, um diese Zielvorgaben zu erreichen. Die Steigerung des Recyclings des sekundären Rohstoffes Stahlschrott wird ein wichtiger Beitrag sein, der zu einer deutlichen Senkung des Energieverbrauches und CO₂ Ausstoffes beitragen kann. Aus Qualitätsgründen kann nicht jede Stahlgüte aus 100 % Schrott hergestellt werden. Das heißt es wird auch in Zukunft Eisenerz zu Stahl verarbeitet, wozu ein Reduktionsmittel benötigt wird. Und das wird Wasserstoff sein, der aus erneuerbarer Energie erzeugt wird. Voraussetzung dafür ist die Bau und die Entwicklung der dafür notwendigen Infrastruktur zur Erzeugung und Versorgung Öster-

Sicht ein besonderes Element. Seine heutige Nutzung in metallurgischen Verfahren erfolgt ausschließlich in gasförmiger Form als Molekül H₂. Im Plasmazustand liegt Wasserstoff in atomarer und/oder ionisierter Form vor. In diesem Zustand ist der Wasserstoff, dass stärkste verfügbare Reduktionsmittel für Metalle überhaupt. D.h. es kann damit jedes Metall im Periodensystem in seinen metallischen Zustand reduziert werden. Der Lehrstuhl für Eisen- und Stahlmetallurgie, der Montanuniversität Leoben untersucht mit den Entwicklungspartnern K1-Met und Voestalpine eine neue disruptive Technologie zur direkten Herstellung von Stahl aus Eisenerzen mittel Wasserstoff-Plasma-Schmelzreduktion. Dazu wird eine Anlage im Technikumsmaßstab am Standort der Voestalpine Donawitz errichtet. Damit sollen die Grundlagen für das Up-scaling der Technologie in den nächst größeren Maßstab erforscht werden. Abb. 1 zeigt das Verfahrenskonzept einer industriellen Anlage zur Herstellung von Stahl aus Feineisenerz mit Wasserstoffplasma. Im Vergleich zu den heutigen Technologien der Stahlerzeugung erfolgt hier die Herstellung von Stahl aus Eisenerz in einem Prozessschritt.

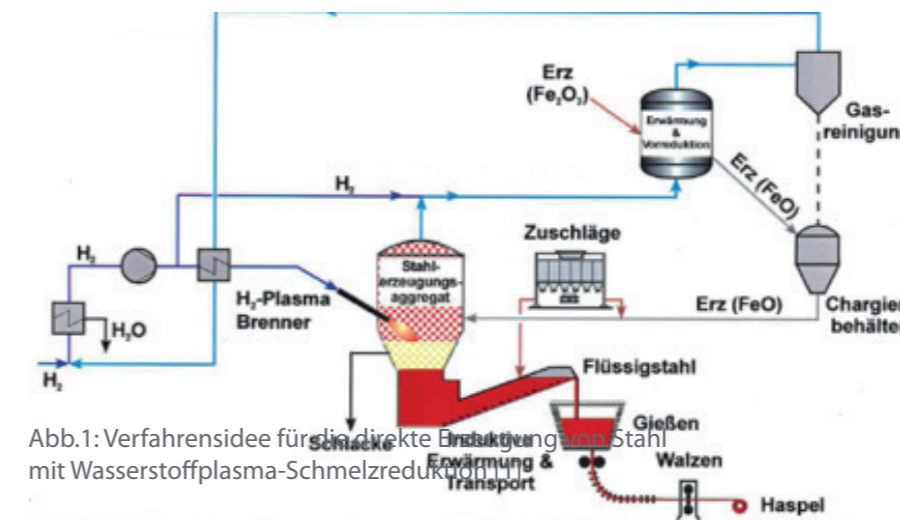


Abb.1: Verfahrensidee für die direkte Erzeugung von Stahl mit Wasserstoffplasma-Schmelzreduktion

reichs mit Öko-Wasserstoff. Wasserstoff ist aus metallurgischer

Mit Wasserstoff öffnen sich neue technologische Möglichkeiten für

eine effiziente und nachhaltige Stahlerzeugung. Die Vision von Jules Vernes lebt und Wasserstoff aus erneuerbarer Energie kann in Zukunft der neue Energierohstoff für die Stahlindustrie sein. An der Montanuniversität Leoben wird an der technologischen Machbarkeit geforscht. Die Umsetzung wird durch soziale, politische, ökonomische und ökologische Faktoren in den nächsten Jahrzehnten bestimmt.

[1] Sormann, A.; Hiebler, H; Preßlinger H.: Proc. Int. Conf. on New Smelting Reduction and Near Net Shape Casting Techn. for Steel, Vol. 4, Pohang, 1990, pp. 57–74



Univ.-Prof. Dipl.-Ing. Dr. techn. Johannes Schenk

Lehrstuhlleiter am Lehrstuhl für Eisen- und Stahlmetallurgie an der MU Leoben und Geschäftsführer der K1-Met GmbH

Forschungsschwerpunkte: Eisenerzreduktionsverfahren auf Wasserstoffbasis, Simulation von BOF Prozessen

Kontakt: johannes.schenk@unileoben.ac.at

Wasserstoff-Mobilität.

Komplementär oder Konkurrenz zur Elektro-Mobilität

Prof. Dr. Thomas Kienberger

Energiesystemische Bedeutung des Verkehrssektors in Österreich
In Österreich werden im Moment jährlich rund 400 TWh an Primärenergie eingesetzt um die Energiedienstleistungen von uns Konsumenten zu decken. Dabei kommen heute rund 30 % Erneuerbare zum Einsatz. Diese, im internationalen Vergleich durchaus beachtliche Zahl, ist zu einem großen Teil der österreichischen Topographie geschuldet: Mit unserer zentraleuropäischen Lage an großen Wasserläufen und dem Waldreichtum des Alpenraums haben wir für die Energiewende einen Startvorteil. Wasserkraft und Biomasse sind jedoch heute bereits zu einem Großteil ausgebaut. Die in der Zukunft zu errichtenden Wind- und Sonnenenergieanlagen weisen in der keiner der heute publizierten Studien das Potential auf, um in Summe den gesamten inländischen Primärenergiebedarf zu decken. Je nach Studie ist davon auszugehen, dass zwischen 180 und 200 TWh pro Jahr über Primärenergieeffizienzmaßnahmen und/oder über Importe an erneuerbare Energie aufzubringen sind.¹ Vergleiche dazu Abbildung 1.

Betrachtet man nun den Sektor Verkehr separat (Abbildung 1), so erkennt man, dass diesem über 100 TWh des österreichischen Primärenergiebedarfs zuzuordnen sind. Anders als im Sektor Haushalt/Gewerbe und dem Sektor des Produzierenden Bereichs, ist im Verkehr der Einsatz von Erneuerbaren heute sehr gering. Rund 90 % der Energieaufwendungen sind heute fossil und werden zum größten Teil über erdölbasierende Energieträger gedeckt. Vergleiche dazu Abbildung 2. Für den Betrachtungszeitraum von den 1990er Jahren bis heute sind für Österreich beträchtliche Änderungen sowohl in der Höhe als auch in der Struktur der verkehrsbezogenen CO₂-Emissionen festzustellen: Wie in Abbildung 3 dargestellt, haben sich diese in den letzten rund 30 Jahren um ca. 60 % erhöht, wobei in den letzten

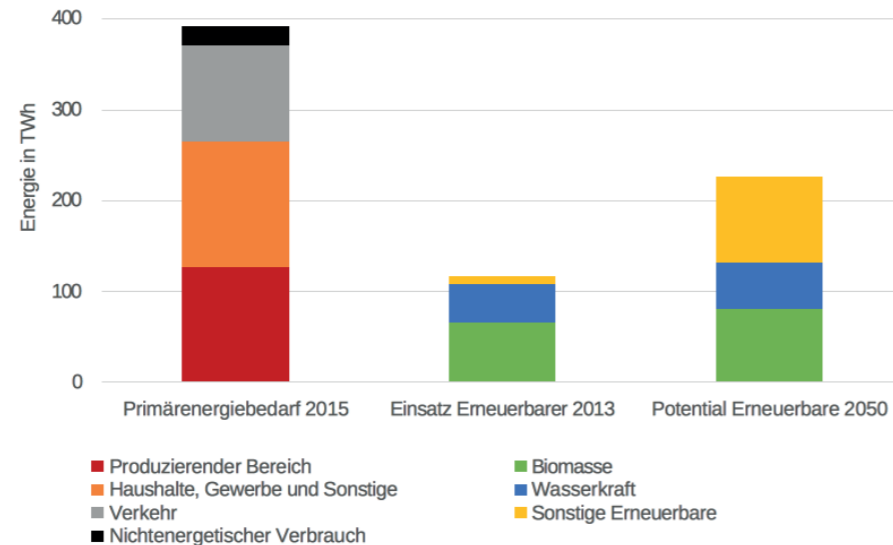


Abbildung 1: Gegenüberstellung Primärenergiebedarf und heutige und potentielle Erneuerbare Aufbringung in Österreich

erbaren heute sehr gering. Rund 90 % der Energieaufwendungen sind heute fossil und werden zum größten Teil über erdölbasierende Energieträger gedeckt. Vergleiche dazu Abbildung 2. Für den Betrachtungszeitraum von den 1990er Jahren bis heute

sind für Österreich beträchtliche Änderungen sowohl in der Höhe als auch in der Struktur der verkehrsbezogenen CO₂-Emissionen festzustellen: Wie in Abbildung 3 dargestellt, haben sich diese in den letzten rund 30 Jahren um ca. 60 % erhöht, wobei in den letzten

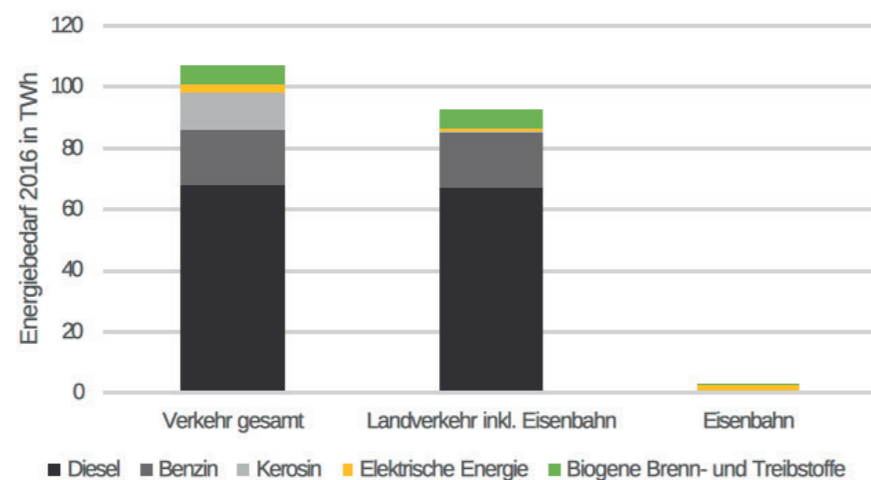


Abbildung 2: Energieträgereinsatz im Sektor Verkehr in Österreich² (Differenz zwischen Energiebedarf Verkehr gesamt und Landverkehr inkl. Eisenbahn ist der Energiebedarf von Flug- und Schiffsverkehr)

10 Jahren eine Reduktion von ca. 10 % erreicht werden konnte. Interessant ist zudem die zu beobachtende Verlagerung der Emissionsquellen vom motorisierten Individualverkehr (MIV) hin zum Güterverkehr: Während die heutigen MIV Emissionen in der gleichen Größenordnung wie jene des Jahres 1990 liegen, haben sich die Emissionen des Güterverkehrs im selben Betrachtungszeitraum mehr als verdoppelt.

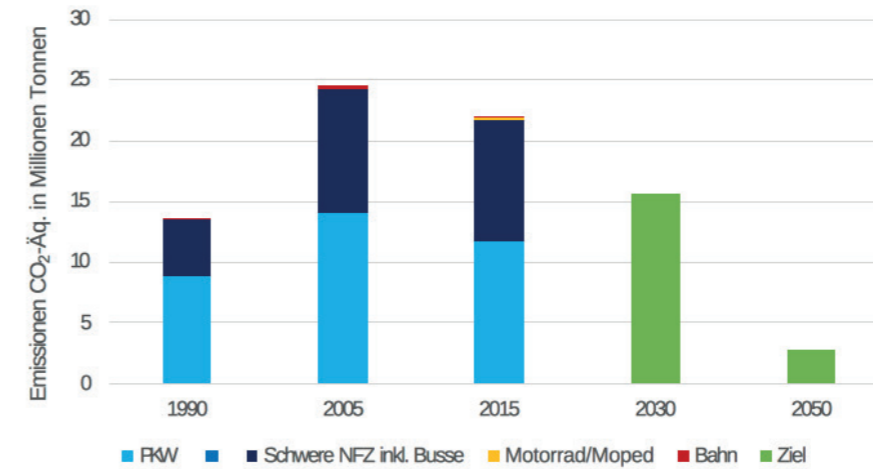


Abbildung 3: Entwicklung der österreichischen verkehrsbezogenen CO₂-Emissionen seit 1990; Ziele bis 2050³

Um nun sowohl national, als auch international bindende Klimaziele zu erreichen, müssen maßgebliche Schritte zur Dekarbonisierung des Sektors gesetzt werden. Für das Erreichen der 2030 Ziele des EU-SET Plans ist eine Reduktion des CO₂-Ausstoßes um 36 % bezogen auf 2005, bzw. 28 % bezogen auf 2015 erforderlich. Um im Jahr 2050 die COP21 Ziele zu erreichen, ist bekanntlich ein annähernd vollständiger Ausstieg aus fossilen Energieträgern erforderlich. Auf Österreich heruntergebrochen bedeutet dies für den Verkehrssektor eine Emissionsreduktion um rund 90 % auf Basis des heutigen CO₂-Ausstoßes.

Systemische Herausforderungen zur Dekarbonisierung im Verkehr

Vorausgesetzt es besteht gesellschaftlicher Konsens zur Umsetzung oben angeführter Ziele, ist in den nächsten Jahren eine technologische Umstellung auf neue Antriebstechnologien unumgänglich. Wie in Abbildung 4 dargestellt, stellt die seit über 100 Jahren zum Einsatz kommen-

gelagerten Wasserstoffherzeugung der höchste Energiebedarf zu erwarten. Eine Abkehr von der VKM ist jedoch insofern problematisch, als dass sie heute das Rückgrat der europäischen Automobilindustrie darstellt und entsprechende wirtschaftliche Bedeutung aufweist. Zur Sicherung der heutigen Stellung der europäischen Automobilindustrie werden in den nächsten Jahrzehnten mutige Richtungswechsel zu beobachten sein.

Wird zunächst davon ausgegangen, dass der Großteil, der im motorisierten Individualverkehr zurückgelegten Strecken so kurz sind, dass sie mit batteriebetriebenen Elektrofahrzeugen zurückgelegt werden können (gemäß aktueller Verkehrserhebungen⁵ sind 95 % aller in Österreich zurückgelegten Strecken kürzer als 50 km, aktuelle Elektrofahrzeuge mit Batterien mit ca. 30 kWh haben selbst unter sehr ungünstigen Bedingungen Mindestreichweiten von rund 150 km) lässt sich der theoretische Energiebedarf für eine derartige Umstellung ermitteln:

Gemäß Abbildung 4 beträgt der Gesamtenergieverbrauch (inkl. vorgelagerter Bedarfe) eines Elektrofahrzeugs rund 20 % von dem eines Fahrzeugs mit Verbrennungskraftmaschine. Der Energiebedarfsanteil des MIV am Gesamtenergiebedarfs des Verkehrs beträgt gemäß Abbildung 2 und 3 rund 53 %, oder 49 TWh pro Jahr. Wird nun postuliert, dass dieser

de Verbrennungskraftmaschine (VKM), weder hinsichtlich des Energiebedarfs noch hinsichtlich ihrer CO₂-Emissionen eine Dekarbonisierungstechnologie dar. Werden Verbrennungskraftmaschinen mit erneuerbarem Wasserstoff betrieben, kann zwar CO₂-Neutralität erreicht werden. Im Vergleich zu allen anderen Varianten ist jedoch in diesem Fall aufgrund des Wirkungsgrads der vor-

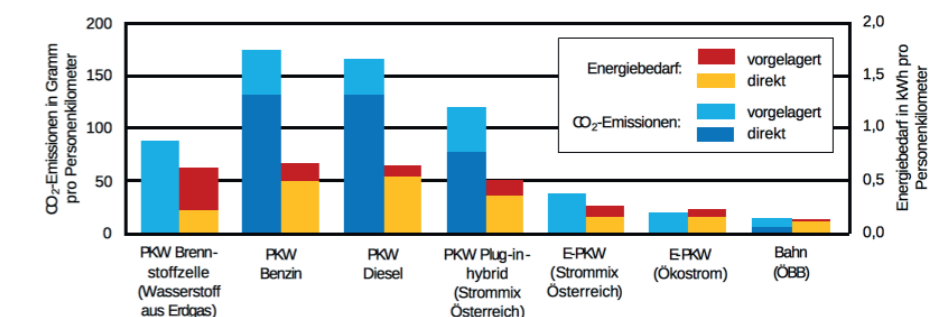


Abbildung 4: spez. Energiebedarf und spez. CO₂-Emissionen unterschiedlicher Antriebskonzepte⁴

VKM basierende Bedarf an fossilen Brennstoffen auf Erneuerbare Elektrizität umgestellt wird, so ergibt sich bei einer Einsparung von 49 TWh fossiler Energie ein zusätzlicher Strombedarf von rund 10 TWh. Wird dieser zusätzliche Bedarf mit dem heutigen Jahresstromverbrauch in Österreich von rund 70 TWh verglichen, erscheint ein solcher Zubau an erneuerbarem Strom bis 2050 als eine der einfacheren Aufgaben der Dekarbonisierung des Energiesystems. Die durch die Elektrifizierung des Verkehrs erzielbare Verringerung des heimischen Primärenergiebedarfs um rund 40 TWh ist zudem aufgrund unserer beschränkten Potentiale an Erneuerbaren (vgl. Abbildung 1) als sehr positiv zu bewerten.

Vergleich unterschiedlicher Antriebstechnologien zur Dekarbonisierung im Verkehr

Strecken bis ca. 150 km, zukünftig durch größere Akkukapazitäten vielleicht bis 250 km können mit Batteriebetriebenen Elektrofahrzeugen - BEVs problemlos durchgeführt werden. Die dafür benötigte Energiemenge kann und sollte aus Sicht der Verteilernetze über Ladung mit geringer Leistung in die Fahrzeuge eingebracht werden. Vgl. folgende Berechnung:

Niedrige Ladeleistung (AC-Wallbox, 1-phasig, 16A.): (1)
Soll die Energiemenge für eine Fahrstrecke von 100 km geladen werden, so dauert dies bei einem angenommenen Verbrauch von 15 kWh/100 km in etwa 4 Stunden. Die spezifische Ladedauer (s/Q_{100} km) ist in diesem Fall also mehr als 1200-mal höher als bei herkömmlicher fossiler Betankung (siehe Formel 2 ff). Bei praktischer Betrachtung stellt dies

für das Nachladen von Kurzstreckenverbräuchen keinen Nachteil dar, da Fahrzeugstillstandsdauern sowohl in der Nacht als auch über Tag dafür ausreichen.

Nachteilig erweisen sich BEVs bei Betrachtung jener Strecken, die über die oben genannte Distanz hinausgehen. Diese Strecken, die zwar weniger als 5 % der gesamten Kilometerleistung betragen, werden für die Elektrifizierung des Verkehrs entscheidend sein. Schnellladeinfrastruktur ist in diesem Zusammenhang nur bedingt als Lösung anzusehen: Faktum ist, dass Ladedauern, vergleichbar mit Betankungsdauern von VKM-Fahrzeugen mit BEV selbst mit sehr starken Schnellladesäulen nicht annähernd erreicht werden können. Vgl. dazu folgende Berechnung:

Betankung VKM-Fahrzeug
Massenstrom Kraftstoff: ; überschlagsmäßiger Heizwert fossiler Kraftstoff:

Betankungsleistung : (2)
Soll die Energiemenge für eine Fahrstrecke von 100 km getankt werden, so dauert dies bei einem angenommenen Verbrauch von 7 l/100 km (ca. 70 kWh/100 km) in etwa 12 Sekunden.

Ladung BEV
Hohe Ladeleistung (Schnellladesäule 50 kW DC.): (3)

Soll die Energiemenge für eine Fahrstrecke von 100 km mit einem Schnelllader geladen werden, so dauert dies bei einem angenommenen Verbrauch von 15 kWh/100 km in etwa 20 Minuten. Die spezifische Ladedauer (s/Q_{100} km) ist also selbst bei kostenintensiven Schnellladesäulen 90-mal höher als bei herkömmlicher fossiler Betankung. Selbst wenn wie vorgesehen, die Ladeleistung auf 120 kW angehoben wird, kann man sich die Autoschlängen an Autobahntankstellen vorstellen. Wasserstoffbetriebene Brennstoffzellenfahrzeuge (fuel-cell vehicles

- FCEV) werden als Alternative zu BEVs diskutiert. Aus energiesystemischer Sicht stellt sich schnell heraus, dass derartige Fahrzeuge keine Alternative zu Elektrofahrzeugen sind, sondern eine Komplementärtechnologie darstellen. Wie einleitend dargestellt, ist es in Zukunft verstärkt nötig primärenergieeffiziente Technologien einzusetzen. In diesem Zusammenhang weisen FCEVs im Vergleich zu BEVs systemische Nachteile auf, da zur Erzeugung der elektrischen Energie, die für den Antrieb eines Brennstoffzellenfahrzeugs nötig ist, eine Energieumwandlungskette gemäß Formel 4 zum Tragen kommt. (4)

Laut Abbildung 4 ist daher für FCEVs ein Gesamtenergiebedarf zu erwarten der ähnlich ist, wie der von heutigen Fahrzeugen mit Verbrennungskraftmaschine. Aktuell Studien zeigen, dass aufgrund der Energieumwandlungskette zu erwarten ist, dass die verbrauchsgebundenen Kosten eines FCEV durchaus höher liegen als die eines BEV^{6,7}.

Der Vorteil von FCEVs liegt zunächst in ihrer schnellen Betankbarkeit (vgl. Formel 5).

Betankung FCEV:
Massenstrom Kraftstoff: ; Heizwert Wasserstoff:

Betankungsleistung : (5)
Soll die Energiemenge für eine Fahrstrecke von 100 km getankt werden, so dauert dies bei einem angenommenen Verbrauch von 1,3 kg/100 km (ca. 50 kWh/100 km) in etwa 75 Sekunden. Ein Tankvorgang dauert damit zwar etwas länger als heute, die Größenordnung ist aber die Gleiche.

Neben dem Vorteil der Betankungsgeschwindigkeit, besteht zudem bei FCEVs die Möglichkeit große Druckspeichertanks einzusetzen, sodass Reichweiten ermöglicht werden, die denen von heutigen Fahrzeugen mit Verbrennungskraftmotor entsprechen.

Man erkennt, die Vorteile bzw. Nachteile von Elektromobilität und Wasserstoffmobilität sind gegengleich. Eine Kombination der beiden Technologien bietet sich an. Wie diese im MIV konkret aussieht, bleibt abzuwarten. Vorstellbar sind shared-mobility Lösungen, bei denen Kurzstrecken mit dem eigenen BEV absolviert und für Langstreckenfahrten entsprechende Wasserstofffahrzeuge entliehen werden. Eine andere Möglichkeit sind Wasserstoff-Plug-In Hybridfahrzeuge. Eine entsprechend große Traktionsbatterie wird zuhause geladen und für Kurzstrecken verwendet. Im Langstreckenbetrieb wird die Ladung dieser Batterie über eine Brennstoffzelle bewerkstelligt. Der Wasserstoff dafür wird wie oben beschrieben mit entsprechend komfortabler Betankungsdauer dem Fahrzeug zugeführt. Wasserstoffmobilität wird im Sinne obiger Überlegungen auch beim Güterverkehr eine Rolle spielen. Insbesondere für First/Last-Mile Logistik bieten sich Brennstoffzellen LKWs an. Ziel muss es im Güterverkehr natürlich sein, bereits bestehende Infrastrukturen verstärkt zu nutzen und so viel Verkehr wie möglich auf die Schiene zu bringen. Wie in Abbildung 3 dargestellt ist die Bahn in Punkto Energiebedarf und CO₂-Emissionen als extrem effizient anzusehen.

Ausblick

Am Lehrstuhl für Energieverbundtechnik befassen wir uns im Rahmen von mehreren Forschungsprojekten mit Herausforderungen, die eine Umstellung des Verkehrs auf regionale Erneuerbare mit sich bringt. Dabei beschäftigen wir uns insbesondere mit elektrischen Verteilernetzen sowohl auf Mittelspannungs- als auch auf Niederspannungsebene. Die Forschungsarbeiten, die sich mit Mittelspannungsnetzen beschäftigen zielen darauf ab, mittels zellularen Ansätzen optimale, sektorkoppelnde Energieverbunde zu designen. Dabei wird versucht volatile, regionale Erneuerbare so mit dem zukünftigen z.T. steuerbaren Verbrauch zu verbinden, dass Netzbelastungen als auch Lastflüsse ins Übertragungsnetz so gering als möglich bleiben – der Einfluss von Wasserstofftankstellen mit vorgelagerten Elektrolyseuren wird dabei auch in die Modelle integriert. Arbeiten auf der Niederspannungsseite beschäftigen sich mit konkreten netzplanerischen Fragestellungen die sich aus der Einbindung von Elektrofahrzeugen ergeben. So wurde beispielsweise in einer aktuellen Arbeit gezeigt, dass städtische Niederspannungsnetze in Wohngebieten bereits heute für einen Umstieg auf Elektromobilität fit sind, sofern Ladepunkte symmetrisch im Netz verteilt wer-

den. Weitere derartige Untersuchungen sind zukünftig geplant. Bei uns am Lehrstuhl für Energieverbundtechnik werden aktuelle Forschungsprojekte immer in die Lehre eingebunden. Entsprechende Abschlussarbeiten (Bachelorarbeiten, Projektarbeiten, Masterarbeiten) sind also jederzeit verfügbar.



Univ.-Prof. Dipl.-Ing.
Dr.techn. Thomas Kienberger

Lehrstuhlleiter am Lehrstuhl für Energieverbundtechnik an der MU Leoben

Forschungsschwerpunkte: Energiesysteme, -netze, -effizienz

Kontakt: thomas.kienberger@unileoben.ac.at



⁶ Fraunhofer ISI, 2010, Endbericht Vergleich von Strom und Wasserstoff als CO₂-freie Endenergieträger.

⁷ Markus F. Felgenhauer, Matthew A. Pellow, Sally M. Benson, Thomas Hamacher, Evaluating co-benefits of battery and fuel cell vehicles in a community in California, In Energy, Volume 114, 2016, Pages 360-368, ISSN 0360-5442, <https://doi.org/10.1016/j.energy.2016.08.014>.

Von der Lithium-Ionen-Batterie

zur Brennstoffzellen – *Future waste?*

E-mobility ist ein Trend, der offensichtlich immer weiter an Fahrt gewinnt. Die Verkaufszahlen von E-Autos sind zwar noch gering, allerdings weisen sie bereits enorme Steigerungsraten auf. Die Hybridfahrzeuge gelten hingegen als Übergangstechnologie, da bisher die Reichweite der reinen E-Fahrzeuge für viele Nutzer noch nicht ausreicht. Sowohl in reinen E-Autos als auch Hybrid Fahrzeugen sind leistungsfähige Batterien meist mit Lithium-Ionen Technologie im Einsatz. Alle namhaften Hersteller bringen in den nächsten Jahren reine Elektro oder Hybridfahrzeuge auf den Markt, deren Reichweite aufgrund leistungsfähigerer Batterien bis auf 500 Kilometer steigen wird. Ermöglicht haben diese Entwicklung Technologiesprünge bei der Batterieentwicklung insbesondere die Lithium-Ion-Batterie.

Einige wenige Autohersteller bringen Fahrzeuge mit Brennstoffzellen auf den Markt. Aus heutiger Sicht eine absolute Nische. Allerdings sind einige Experten vom Potential dieser Technologie überzeugt und sehen sie als langfristige Alternative zum herkömmlichen Elektromotor mit Batterie.

Noch vor wenigen Jahren war es völlig ungeklärt was mit Lithium-Ionen-Batterien am Ende ihres Lebenszyklus geschehen soll. Es stand kein hochwertiges Recyclingverfahren zur Verfügung, das die Vorgaben der EU-Batterierichtlinie erfüllen konnte. Seit 2010 wurde in mehreren geförderten Forschungsprojekten an der Montanuniversität mit renommierten Industriepartnern ein Verwertungsverfahren entwickelt. Dieses ermöglicht nach Entladung, Demontage, thermischer Vorbehandlung und mechanischer Aufbereitung die Auftrennung in verwertbare Sekundärrohstoffe. Derzeit wird in Bremerhaven (D) von der Fa. REDUX, einer 100 Prozent Tochter von Saubermacher, eine neue Recyclinganlage errichtet und voraussichtlich Mitte des Jahres fertiggestellt.

Immer wieder werden langlebige Produkte entwickelt und verkauft, auch wenn zum Zeitpunkt der Inverkehrsetzung noch nicht bekannt ist, was am Ende des Lebenszyklus mit dem Abfall passieren soll. Der Begriff „Future waste“ oder „Abfall der Zukunft“ scheint paradox. Er beschreibt Abfälle, die es heute noch gar nicht gibt, da

die neuen Produkte erst in mehreren Jahren zu Abfall werden. Und zum Zeitpunkt des Verkaufs weiß noch niemand wie die Entsorgung funktionieren soll. Eines ist allerdings gewiss: Jedes Produkt wird am Ende zu Abfall.

Hersteller von langlebigen neuen Gütern beschäftigen sich meist nicht mit der Frage welcher Beseitigung oder Verwertung ihr Produkt am Ende zugeführt werden soll. Diese Verantwortung wird entweder dem Konsumenten oder der Gesellschaft übergeben. Verstärkt wird allerdings die Verantwortung der Hersteller eingefordert. Die Hersteller oder Produzentenverantwortung zählt zu einem der Grundsätze der Europäischen Abfallgesetzgebung und wird mit dem neuen Kreislaufwirtschaftspaket der EU-Kommission weiter verstärkt werden.

Wie sieht nun die Entsorgung von Brennstoffzellen aus, wenn sie am Ende ihres Lebenszyklus angekommen sind? Real gibt es diesen Abfall noch nicht. Brennstoffzellenautos gibt es nur ganz vereinzelt und mir ist noch keines bekannt, das entsorgt werden musste. Ein klassischer „Future Waste“. Gerade deshalb wäre es

an der Zeit die Recyclingfähigkeit von Brennstoffzellen zu untersuchen. Mögliche Verwertungswege und Nutzung bestehender Recyclinganlagen sollten geprüft werden. Schadstoff- und Rohstoffpotentiale sollten untersucht werden. Sammellogistik und Demontagekonzepte wären zu entwickeln. Noch ist ausreichend Zeit um sich auf größere Stückzahlen bei der Entsorgung einzustellen. Es ist also zu fordern, dass Brennstoffzellenentwickler und Fahrzeughersteller diese Verantwortung übernehmen und Lösungen ausarbeiten, damit am Ende ihres Lebenszyklus auch die Brennstoffzellen Fahrzeuge hochwertig recycelt werden.

In diesem Zusammenhang ist auch der Begriff Ecodesign zu nennen. Es ist die Gestaltung von Produkten orientiert an den Prinzipien der Nachhaltigkeit. Ziel ist mit einem intelligenten Einsatz der verfügbaren Ressourcen ei-

nen möglichst großen Nutzen für alle beteiligten Akteure (entlang der Wertschöpfungskette) bei minimaler Umweltbelastung und unter sozial fairen Bedingungen zu erreichen. Ecodesign setzt voraus, dass im Zuge der Produktentwicklung bereits Überlegungen zur das Produktende als Abfall angestellt werden und Lösungsansätze entwickelt werden. Design for Recycling ist ein Aspekt von Ecodesign.

Bei unserem „Future Waste“ z.B. Brennstoffzellen werden diese Prinzipien noch nicht verwirklicht. Ein Umdenken der Produzenten und das Wahrnehmen der Produzentenverantwortung z.B. durch recyclingorientierte Verwertungskonzepte im Rahmen von Forschungsprojekten ist gefordert. Noch ist genug Zeit das Sinnvolle zu planen, wenn das Produkt zu Abfall geworden ist. Zur Erinnerung: JEDES Produkt wird zu Abfall, früher oder später.



Univ. Prof. DI Dr. mont. Roland Pomberger

Lehrstuhlleiter am Lehrstuhl für Abfallverwertungstechnik und Abfallwirtschaft

Forschungsschwerpunkte: Abfallverwertungstechnik und Recycling, Future Waste, Landfill Mining

Kontakt: roland.pomberger@unileoben.ac.at



www.ingenios.at
+43 699 145 236 05
office@ingenios.at

Engineering



CNC-Programmierung
Mess-, Steuer- und Regeltechnik
CAD-Konstruktion

Service



Montage, Inbetriebnahme, Wartung
und Reparatur von Industrieanlagen
und Maschinen

Consulting



Qualitätsmanagement,
Ablaufoptimierung und technische
Dokumentation



Wasserstoff im Erdgasnetz

Markus Lehner und Philipp Biegger

Der Ausbau der erneuerbaren Energieerzeugung ist verbunden mit einem steigenden Bedarf an Speichern. Erneuerbare Energien, insbesondere aus Wind- und Photovoltaikanlagen, unterliegen starken Produktionsschwankun-

gieträger Wasserstoff speichert die erneuerbare Energie chemisch. Wasserstoff kann unter hohem Druck als Gas oder auch verflüssigt gespeichert werden. Die volumetrische Energiedichte von Was-

tionen bei einem entsprechenden Ausbau führen würde. Es gibt daher Überlegungen, Wasserstoff in das Erdgasnetz einzuspeisen. Der Vorteil liegt auf der Hand: das Erdgasnetz ist flächendeckend bereits vorhanden, man kann praktisch überall einspeisen und wieder entnehmen. Es stellt sich jedoch die Frage, wieviel Wasserstoff verträgt das Erdgasnetz?

Regulatorische Rahmenbedingungen

Für Österreich werden in der ÖVGW-Richtlinie G31 für die Einspeisung und den Transport von Erdgas im Erdgasnetz folgende in Tabelle 1 gelisteten Gaskennzahlen gefordert. Daneben sind von den Gasnetz- und Fernleitungsbetreibern detailliertere Kennwerte für spezifische Leitungen festgelegt. Für den grenzüberschreitenden Handel mit Erdgas H ist die Qualität in der Richtlinie der ES-SEE-gas (European Association for Streamlining of Energy Exchange – Gas) beschrieben.

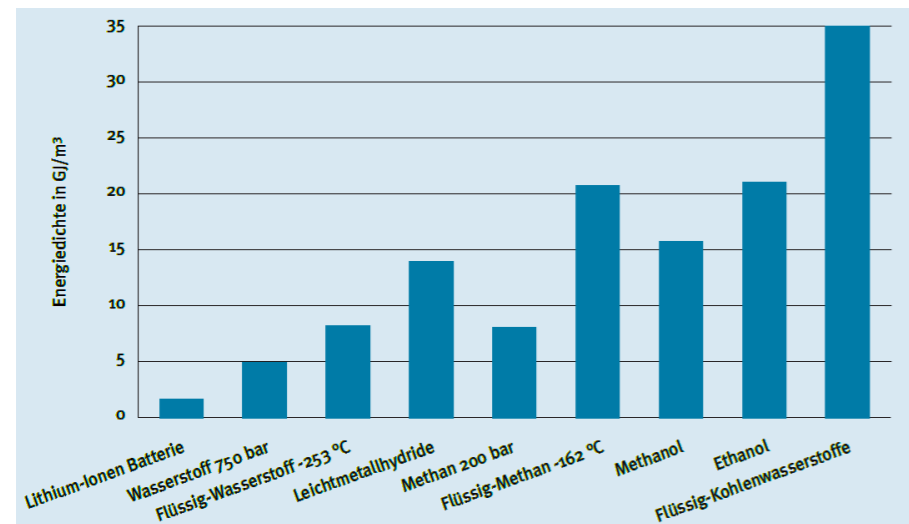


Abb. 1: Volumetrische Energiedichten alternativer Energieträger. Quelle: Dechema Positionspapier: Fortschrittliche alternative flüssige Brenn- und Kraftstoffe. Für Klimaschutz im globalen Rohstoffwandel. Frankfurt/Main, 2017

gen, was zu zeitlichen und/oder lokalen Überlastungen der Stromnetze führen kann. Zur Entlastung der Netze kann überschüssige Stromproduktion in einer Wasserelektrolyse zur Herstellung von Wasserstoff genutzt werden. Man spricht dann von einer Power-to-Gas Technologie. Der Ener-

gergiegehalt von Wasserstoff ist jedoch im Vergleich zu anderen chemischen Energiespeichern bzw. -trägern vergleichsweise gering (Abb. 1). Darüber hinaus ist die Verdichtung bzw. Verflüssigung von Wasserstoff energieaufwändig und verlustbehaftet. Zudem existiert keine flächendeckende Infrastruktur für Wasserstoff, was zu hohen Inves-

Bezeichnung	Einheit	Wert
Wobbe-Index (W_s) ¹	kWh/m ³	13,3 bis 15,7
Brennwert (H_s) ¹	kWh/m ³	10,7 bis 12,8
Relative Dichte (d) ¹	-	0,55 bis 0,65
Sauerstoff (O ₂)	Mol.-%	≤ 0,5
Kohlendioxid (CO ₂)	Mol.-%	≤ 2,0
Stickstoff (N ₂)	Mol.-%	≤ 5
Wasserstoff (H ₂)	Mol.-%	≤ 4

¹nach ISO 6796 für reales Gas, m³ bei 0°C und 1013,15 mbar, Ref. Temp 25°C

Tabelle 1: Anforderungen an die Gasbeschaffenheit nach ÖVGW Richtlinie G 31 (Auszug)

Wie Tabelle 1 zeigt, ist der Anteil von Wasserstoff im Erdgasnetz grundsätzlich auf maximal 4 Mol-% limitiert. Da Erdgas, das überwiegend aus Methan besteht, und Wasserstoff unterschiedliche Brennwerte und Dichten haben, beeinflusst eine Beimischung von Wasserstoff auch die Gaskennwerte. In Abb. 2 ist die Änderung der Gaskennwerte Brennwert, Wobbe-Index und relative Dichte exemplarisch für Erdgas der Qualität Russland H dargestellt. Schon eine Beimischung von 5 % H₂ lässt Brennwert und spezifische Dichte außerhalb der Norm liegen. Die derzeit geltenden regulatorischen Rahmenbedingungen lassen also eine Beimischung von Wasserstoff in nur sehr geringen Anteilen, jedenfalls maximal nur 4 Mol-% H₂, zu. Möchte man Wasserstoff in größeren Anteilen beimischen, müssten diese Bedingungen erst geändert bzw. angepasst werden. Doch welche technischen Auswirkungen wären dann zu erwarten?

Technische Auswirkungen der Wasserstoffbeimischung

Die Beimischung von Wasserstoff zu Erdgas wirft eine Reihe von technischen Fragestellungen auf. Diese betreffen

- die Änderung der Stoffwerte des Gemisches
- die Auswirkung auf die Transportkapazität des Erdgasnetzes
- die Materialverträglichkeit, z.B. für die Leitungen oder die Dichtungen
- die Art und Weise der Einspeisung bzw. die Art der Beimischung
- technische Möglichkeiten zur Abtrennung des Wasserstoffs aus dem Erdgas
- Sicherheitsaspekte (z.B. Explosionsschutz)
- die Einflüsse auf die verwendete Messtechnik und Druckregulierung im Erdgasnetz
- das Verhalten von Gasturbinen und Kompressoren
- sowie die Auswirkungen auf alle möglichen technischen Einrichtungen und Geräte, in denen Erdgas verwendet wird (Endnutzung).

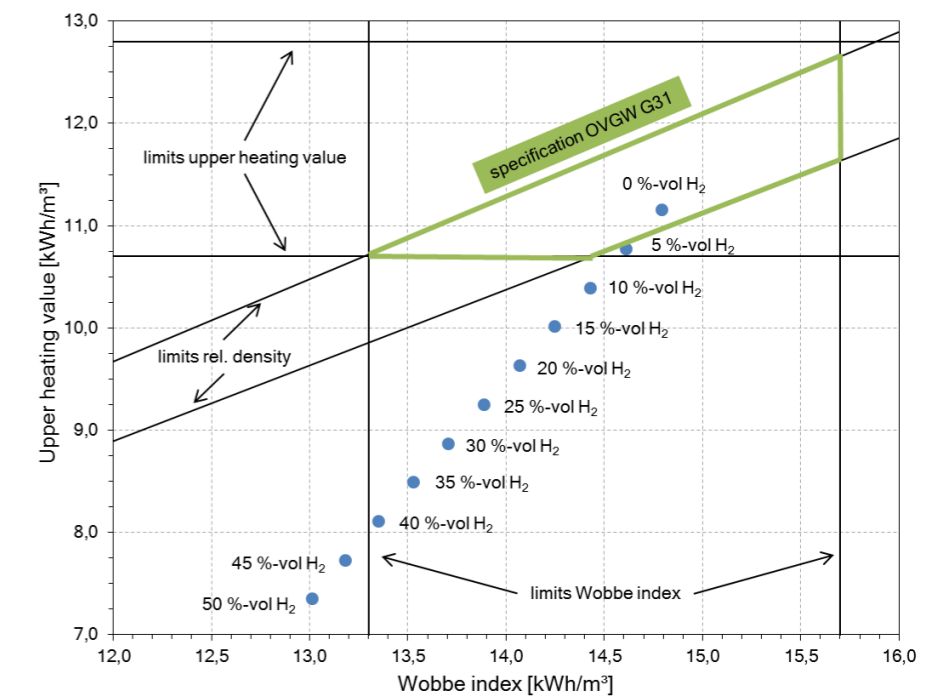


Abbildung 2: Änderung der Gaskennwerte von russischem Erdgas H durch H₂-Zu-mischung

Bereiche	Schlussfolgerungen
Transportleitungen (Kapazität)	<ul style="list-style-type: none"> Mit Wasserstoff sinkt die Transportkapazität Bei gleichem Energieoutput muss mehr Volumen gefördert werden, daher steigen Verdichterleistung als auch Druckverlust an
Transportleitungen (Material)	<ul style="list-style-type: none"> Generell keine Probleme mit Werkstoffen, aber Einzelfallbetrachtungen werden empfohlen Untersuchungs-/Prüfungsbedarf für konkret eingesetzte Werkstoffe
Mischungsverhalten Wasserstoff in Erdgas	<ul style="list-style-type: none"> Durch einfaches Zuspeisen lässt sich H₂ in Erdgas nicht ohne Weiteres mischen
Dichtungen	<ul style="list-style-type: none"> Werden als unbedenklich eingeschätzt Sollte aber für jede im Betrieb verwendete Dichtungsart (Material, Leckraten, Permeationsverluste) verifiziert werden
Sicherheitsaspekte/ Gefahrenpotential	<ul style="list-style-type: none"> Die Zündgrenzen weiten sich auf Die Explosionshäufigkeit nimmt zu Das Risiko wird im Nahbereich der Leitungen größer
Gaszähler (Ultraschall, Turbinenrad, Balgengas)	<ul style="list-style-type: none"> Unbedenklicher Einsatz Anpassungs-/Forschungsbedarf bei schwankenden Gaszusammensetzungen
Gasturbine	<ul style="list-style-type: none"> Strenge Wasserstofflimitierung (1-2 Vol.-%) Herstellerseitig teilweise schon Versuche mit höheren H₂-Konzentrationen erfolgreich (bis 14 Vol.-%) Einzelfallprüfung empfehlenswert
Verdichter	<ul style="list-style-type: none"> Bei gleichem Energieinhalt der Gaslieferung sind höhere Verdichterleistungen nötig Klärungsbedarf: besteht bezüglich der Leistungsabnahme mit H₂-Anteil, Enddruckänderung, Reaktion der Verdichter sowie Dichtungskonzepte auf Wasserstoff-zumischung
Fahrzeuge: Motoren	<ul style="list-style-type: none"> Prinzipiell macht H₂ den Motoren wenig Probleme Anpassungen an den Motoren müssen vorgenommen werden Begrenzung durch die Methanzahl
Fahrzeuge CNG-Tanks	<ul style="list-style-type: none"> Aufgrund von Richtlinien auf 2 Vol.-% H₂ beschränkt
Erdgastankstellen	<ul style="list-style-type: none"> Müssen an neue Gase angepasst werden Vor allem müssen Dichtungen und Verdichter untersucht und angepasst werden. Technisch sind Lösungen z.B. von Wasserstofftank-stellen vorhanden

Tabelle 2: Überblick zu den technischen Auswirkungen der Wasserstoffbeimengung

In Tabelle 2 werden einige ausgewählte Schlussfolgerungen zu den genannten technischen Auswirkungen der Wasserstoffbeimengung zusammengefasst. Es wird deutlich, dass jede technische Auswirkung separat zu betrachten und zu beurteilen ist. Generell sind Beimischungen im einstelligen Volumenprozentbereich eher unkritisch. Bei Wasserstoffbeimischungen über 10 Vol.-% sind insbesondere im Bereich der Endnutzung Probleme zu erwarten bzw. Anpassungsbedarf gegeben. Eine wichtige Erkenntnis ist auch, dass die Beimengung von Wasserstoff die Transportkapazität des Erdgasnetzes herabsetzt: Es wird weniger Energieinhalt über die Leitungen transportiert, da die volumetrische Energiedichte von Wasserstoff geringer ist als die von Erdgas (siehe Abb. 1). Andererseits ergeben sich keine technischen Aspekte, die die Zumischung von Wasserstoff in das Erdgasnetz grundsätzlich ausschließen.

Wasserstoff in Untertageporenspeichern

Die Erdgasinfrastruktur besteht nicht nur aus Transportleitungen und Verdichterstationen, sondern auch aus großen Speichereinrichtungen. In Österreich werden derzeit rund 7 Mrd. m³ Erdgas in ausgebeuteten Erdgaslagerstätten gespeichert. Diese Speicher sind kaum sichtbar, da das Erdgas über Sonden in poröses Gestein Untertage eingepresst, dort gelagert und bei Bedarf wieder ausgepresst wird (Abb. 3).

In dem Leitprojekt der Energieforschung „Underground Sun Storage“ unter der Führung der Rohölaufsuchungsgesellschaft (RAG) wurde unter Mitwirkung von vier Lehrstühlen der Montanuniversität Leoben die Auswirkungen der Wasserstoffeinspeisung in einen Untertagespeicher in Feldversuchen getestet. Es wurden

in das Gasfeld Lehen (Gemeinde Pilsbach, Oberösterreich) insgesamt 1,2 Mio. m³ Erdgas mit einer Beimischung von 10 Vol.-% Wasserstoff eingespeichert und über einen Zeitraum von 100 Tagen im Reservoir belassen. Danach wurde das Gemisch wieder ausgespeichert und die Zusammensetzung gemessen. Es zeigte sich, dass für die untersuchten geochemischen, geophysikalischen und materialtechnischen Rahmenbedingungen keine Beeinträchtigung der Speicherintegrität bei Wasserstoffbeimischungen von 10 Vol.-% bzw. 10 bar Wasserstoffpartialdruck zu erwarten ist. Bei der erstmaligen Beaufschlagung des Reservoirs mit Wasserstoff wird es jedoch zu Initialeffekten kommen. Darüber hinaus wurde Potential identifiziert, Erdgaslagerstätten als natürliche Reaktoren für die mikrobiologische Methanisierung von Wasserstoff und Kohlendioxid zu nutzen. Diese Erkenntnis führte zu einem weiteren Leitprojekt der Energieforschung, Underground Sun Conversion (www.underground-sun-conversion.at), das derzeit wieder unter der Führung der RAG und unter Beteiligung der Montanuniversität durchgeführt wird.

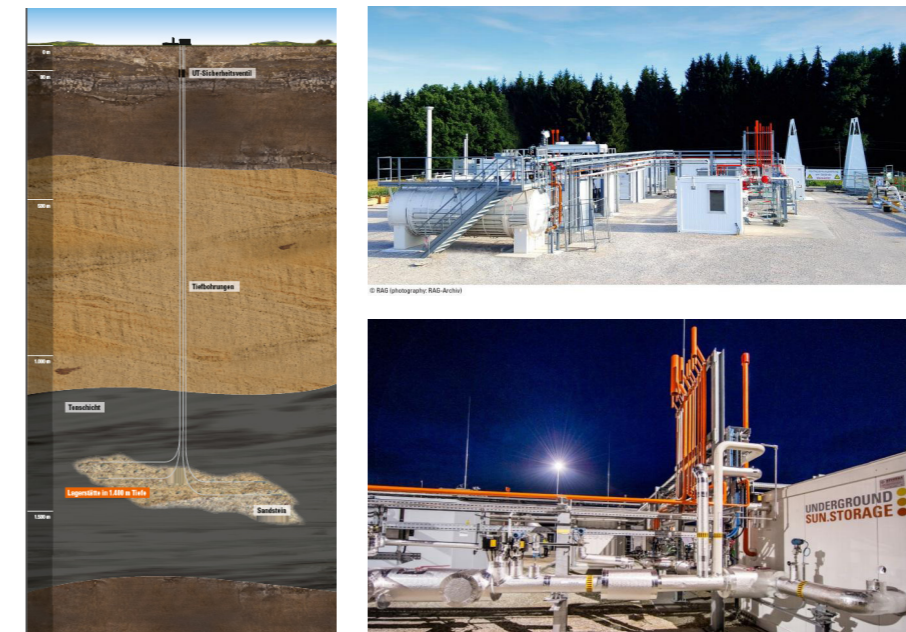


Abbildung 3: Erdgasspeicherung in porösen Untertagespeichern (Quelle: RAG)

Zusammenfassung

Die Beimischung von Wasserstoff in die Erdgasinfrastruktur stellt eine aussichtsreiche Möglichkeit dar, erneuerbare Energie in Form des chemischen Energiespeichers Wasserstoff zu transportieren und zu speichern. Beimischungen im unteren Vol.-%-Bereich sind sowohl aus regulatorischer als auch aus technischer Sicht möglich. Jede Beimischung bedarf aber einer Einzelfallprüfung. Die Beimischung großer Wasserstoffanteile ist jedenfalls nicht unkritisch und derzeit schon aufgrund der gesetzlichen Rahmenbedingungen nicht möglich.

Am Lehrstuhl für Verfahrenstechnik des industriellen Umweltschutzes gibt es eine Reihe weiterer spannender Forschungsaktivitäten mit Bezug zur Energietechnik, wie zum Beispiel Power-to-Gas, die industrielle Gasreinigung, die Untersuchung von Füllkörpern und Strukturpackungen, ein neu eingerichtetes Arbeitsgebiet zur verfahrenstechnischen Bearbeitung von erneuerbaren Rohstoffen („Renewable Materials Processing“) sowie umfangreiche Arbeiten zum chemischen und mechanischen Recy-

cling von Kunststoffabfällen. Alle interessierten Studierenden der industriellen Energietechnik sind zur Mitarbeit, z.B. in Form von Bachelor- und Masterarbeiten, eingeladen.



Univ.-Prof. Dipl.-Ing. Dr.-Ing. Markus Lehner

Lehrstuhlleiter am Lehrstuhl für Verfahrenstechnik des industriellen Umweltschutzes an der MU Leoben

Forschungsschwerpunkte: Gasreinigung und -aufbereitung, Energieverfahrenstechnik

Kontakt:
markus.lehner@unileoben.ac.at

Kohlendioxid für die Methanisierung

CO2 Quellen und CO2 Abscheidung

Im Sabatier-Prozess wird unter Einsatz von Wasserstoff und Kohlendioxid Methan erzeugt. Das eingesetzte Kohlendioxid kann dabei aus unterschiedlichen Quellen stammen. Nachfolgend werden die Möglichkeiten der CO2-Bereitstellung und die technischen Anforderungen an die Kohlendioxidquelle erläutert.

1. Kohlendioxidquellen

Grundsätzlich kann zwischen Kohlendioxid aus der Luft, aus der Verbrennung fossiler und biogener Energieträger und Kohlendioxid als anfallendes Nebenprodukt in Produktionsprozessen unterschieden werden. Abbildung 11 stellt die möglichen Kohlendioxid-Quellen für die Methanisierung dar.

1.1. Kohlendioxid als Nebenprodukt in Produktionsprozessen

In einigen Produktionsprozessen entsteht Kohlendioxid als Nebenprodukt und weist oft hohe Konzentrationen auf. Eine Aufreinigung wird dadurch erleichtert. Bei den Produktionsprozessen, in denen CO2 als Nebenprodukt anfällt, wird zwischen Prozessen

mit biogenen und nicht-biogenen Rohstoffen unterschieden. CO2 mit biogenem Ursprung wird in Produktionsprozessen als Nebenprodukt der Fermentation freigesetzt. Hierbei erscheinen folgende Prozesse als besonders geeignet:

- Alkoholproduktion (v.a. Bier, Bioethanol)
- Essigerherstellung
- Acetonproduktion
- Biogasproduktion

Höher konzentriertes Kohlendioxid als Nebenprodukt fällt auch in Produktionsprozessen mit nicht-biogenem Rohstoffeinsatz an:

- Erdgasraufbereitung
- Ammoniaksynthese
- Chemische Produktion von Aceton (Kalksalzdestillation)
- Natriumphosphat-Herstellung
- Kalkproduktion (thermische Zersetzung von Kalkstein)
- Ethylenoxidsynthese
- Synthesegaserzeugung

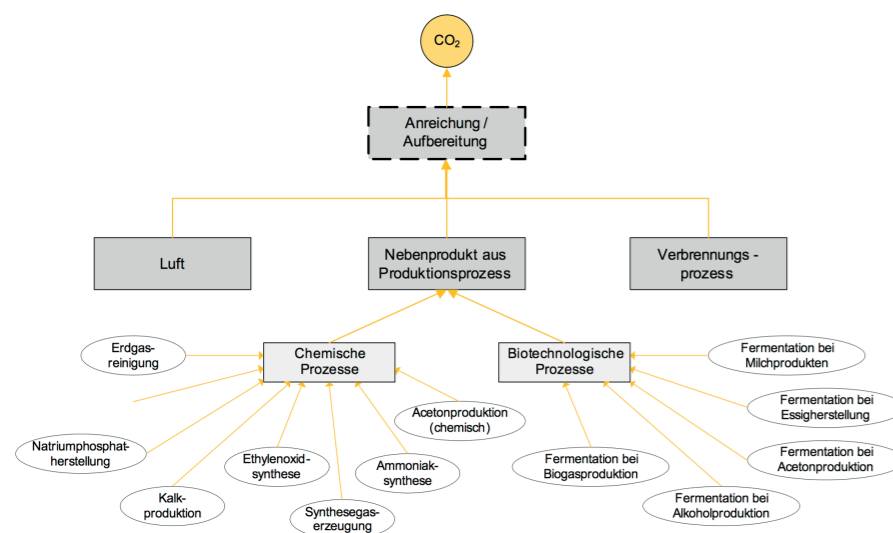


Abbildung 11: Mögliche Pfade zur Bereitstellung des Kohlendioxids
Quelle: Eigene Darstellung des Energieinstitutes an der JKU Linz

- Eisen- und Stahlindustrie, Hochofen, ULCORED-Direktreduktion

Das ausgestoßene CO2 bei der Zementherstellung entsteht zum Teil durch Verbrennung und zum Teil im Zuge der Kalzinierung der Rohstoffe. Das Abgas aus einem Zementwerk besteht hauptsächlich aus N2, CO2, H2O, und O2. Darüber hinaus sind geringe Mengen (<1Vol%) an NOx, SO2, Staub und anderen Komponenten (z.B. Schwermetalle) enthalten [1].

Das Ausmaß der CO2-Freisetzung durch Verbrennung hängt vom Brennstoffverbrauch des Zementofens, des Kohlenstoffgehalts des Brennstoffes und vom Klinker-Zement-Faktor ab. Der CO2-Ausstoß bei der Kalzinierung ist vom CaCO3-Gehalt des Rohmehls abhängig. Zementkraftwerke haben hohe Betriebszeiten und stehen meistens nur zu Zeiten geringer Nachfrage wie etwa im Winter still. Die Menge an CO2, die bei der Produktion von Roheisen anfällt, beträgt 842t CO2/kt Roheisen. Bei der Produktion von Stahl nach dem LD-Verfahren fallen 120t CO2/kt Stahl und bei der Produktion nach dem Elektrostahlverfahren 52t CO2/kt Stahl.[2] In der Stahlproduktion wird insbesondere in den Gichtgasprozessen eine CO2-Konzentration von 15-27% und in der Zementherstellung eine Konzentration von 14-33% erreicht.[3]

1.2. Kohlendioxid aus Verbrennungsprozessen

Eine Abtrennung des CO2 kann nach der Verbrennung (post-combustion), vor der Verbrennung (pre-combustion) oder durch Verbrennung mit reinem Sauerstoff im Oxyfuel-Verfahren erfolgen. Auch Chemical-Looping-Prozesse, die entweder Metall-basiert oder Ca-basiert ablaufen sind zu erwähnen.

1.3. Kohlendioxid aus der Luft
Die Gewinnung von Kohlendioxid aus der Luft kann insbesondere dann, wenn Methanisierungsanlagen in nicht-industrialisierten Gebieten z.B. in Wüstengebieten mit hoher Sonneneinstrahlung erreicht werden, notwendig werden. Dabei gilt aber zu bedenken, dass die Abscheidung aufgrund der geringen Konzentration von 0,039 Vol-% bzw. ca. 370 ppm als aufwendig und energieintensiv einzustufen ist.[4]

2. Kohlendioxidabscheidung

Zur Abtrennung von Kohlendioxid

Nr.	Anforderung	Grenzwert	Anmerkung
1	Inertgas	< 1%	z.B. N ₂ ; Reduktion der Umsatzrate
2	Katalysatorgift	< ppm	z.B. H ₂ S; Deaktivierung des Katalysators
3	Staub	< ppm	z.B. Feinstaub aus Rauchgas; Deaktivierung des Katalysators
4	Wasserdampf	< 1%	Erhöhung des Energiebedarfs
5	Sauerstoff	< 1%	Erhöhung des Energiebedarfs
6	Kontinuierlicher Volumenstrom		ausgelegt auf Maximalleistung der Anlage

Quelle: Specht, M. et al. [6]

Tabelle 31: Anforderungen an CO2-Quellen zur Verwendung in der Methanisierung

aus Gasgemischen kommen grundsätzlich vier Verfahren in Frage:

- Chemische, physikalische oder chemisch-physikalische Absorption: Gasmoleküle gehen physikalische oder chemische Verbindungen mit dem Lösungsmittel oder Festkörper ein
- Adsorption an Festkörper, z.B. an Molekularsieb-Zeolithen oder Aktivkohle
- Trennung von Gasen durch Membrane
- Kryogene Verfahren

Die am häufigsten industriell eingesetzten Verfahren im Fall von Synthesegas sind Druckwechsel-

adsorption und physikalische bzw. chemische Wäschen. Aminwäsche ist jenes Verfahren, welches die langjährigsten Erfahrungen im industriellen Betrieb der Abscheidung von Kohlendioxid aus verschiedensten Gasströmen, vorwiegend Kraftwerksabgasen, aufzuweisen hat. Bereits in den späten 1970er Jahren wurde auf diesem Weg CO2 zur stofflichen Nutzung gewonnen (Enhanced Oil Recovery EOR, Trockeneis- und Harnstoffproduktion, Karbonisierungseraktionen, Getränkeherstellung).[5]

Membranverfahren werden nur für ausgewählte Anwendungen industriell eingesetzt. Darüber hinaus kann Kohlendioxid auch auf

dem Weg der Kühlung und Kondensation oder Desublimation von anderen Gasen abgetrennt werden. Die hohe kritische Temperatur von CO2 führt dazu, dass der Phasenübergang von gasförmigem zu flüssigen oder festem CO2 bereits bei relativ hohen Temperaturen liegt und CO2 damit sehr einfach (bzw. bereits bei relativ hohen Temperaturen) abtrennbar ist.

3. Anforderungen bezüglich Kohlendioxid-Quellen

Die Methanisierung unter Einsatz von Kohlendioxid stellt einige Anforderungen an die CO2-Quelle. Das eingesetzte Kohlendioxid

muss eine bestimmte Reinheit aufweisen, darf keine Katalysatortgifte und nur geringe Mengen Inertgase, Wasserdampf und Sauerstoff enthalten.

Weiters sollte ein kontinuierlicher Mindest-Volumenstrom der CO₂-Quelle vorhanden sein, der die Maximalleistung der Methanisierung abdecken kann.

Die Anforderungen an CO₂-Quellen zur Verwendung in Power-to-Gas Anlagen werden in Tabelle 31: Anforderungen an CO₂-Quellen zur Verwendung in der Methanisierung zusammenfassend dargestellt.

4. Umweltrelevanz

Die Abscheidung aus biogenen Prozessen und Entnahme aus der Atmosphäre können als CO₂-neutral angesehen werden. Bei der Abscheidung des CO₂ aus Kraftwerks- oder Industrieprozessen findet hingegen nur eine Verlagerung des CO₂-Ausstoßes zum synthetischen Erdgas hin statt. Allerdings sinkt auch hier prinzipiell der spezifische CO₂-Ausstoß (kg CO₂/kWh), da der CO₂-Ausstoß entweder dem grundsätzlichen Produktionsprozess (Industrie/Kraftwerk) oder der Nutzung des

synthetischen Erdgases zugerechnet werden muss, aber jedenfalls nur einmal anfällt.

5. References

1. Steiner, A. (2012): „Numerische Analyse von technischen Lösungsansätzen zur Erhöhung der Energieeffizienz und zur CO₂-Abscheidung in der Zement-, Eisen- und Stahlindustrie“, Dissertation.
2. Global CCS Institute, (2010) Global Technology Roadmap for CCS in Industry: Steel Sectoral Report
3. Ausfelder et al. (2008), S. 8f.
4. Baciocchi R., Storti, G., Mazzotti, M., (2006) Process design and energy requirements for the capture of carbon dioxide from air, Chemical Engineering and Processing 45, pp. 1047–1058.
5. Rao, A. B., Rubin, E. S. (2002), „A Technical, Economic, and Environmental Assessment of Amine-Based CO₂ Capture Technology for Power Plant Greenhouse Gas Control.“ Environ. Sci. Technol. 36: 4467-4475 in Power to Gas eine Systemanalyse (2014), Projektteil Analyse des Segmentteils CO₂-Abtrennung
6. Specht, M. et al. (2000) CO₂-Recycling zur Herstellung von Methanol. Verfasst von Auto-

ren des Zentrums für Solarenergie und Wasserstoff (ZSW), Stuttgart, des Instituts für Technische Thermodynamik und Kältetechnik (ITTK), Universität Karlsruhe, und des Instituts für Physikalische Elektronik (IPE), Universität Stuttgart. Endbericht.



DI Dr. Horst Steinmüller

Geschäftsführer des Energieinstituts der JKU Linz

Forschungsschwerpunkte: Energie-, Qualitäts- und Umweltmanagement

Kontakt: steinmueller@energieinstitut-linz.at

Reversible Festoxidzellen:

Eine zukunftsweisende Kombination von

Hochtemperaturbrennstoff- und -elektrolysezellen

Brennstoffzellen dienen der direkten Umwandlung von chemischer Energie in elektrische Energie. Dasselbe leistet auch eine Batterie bzw. ein Akku. Der Unterschied liegt darin, dass in der Brennstoffzelle die chemischen Energieträger kontinuierlich zugeführt und deren Reaktionsprodukte kontinuierlich abtransportiert werden, so dass eine Brennstoffzelle im Prinzip ohne Unterbrechung betrieben werden kann, solange die Treibstoffzufuhr nicht gestoppt wird. Die chemische Energie wird in Form von Brennstoffen wie Wasserstoff, Methanol, Ethanol, Erdgas oder anderen Kohlenwasserstoffen zugeführt, als Reaktionsprodukte entstehen Wasser und – bei Einsatz von Kohlenwasserstoffen – CO₂.

Eine potentielle Stärke der Brennstoffzelle liegt darin, dass ihre Funktionsweise nicht auf der Umwandlung von Wärme in Arbeit beruht (obwohl bei ihrem Betrieb durchaus Wärme freigesetzt werden kann). Dadurch ist ihr Wirkungsgrad nicht durch den von der Thermodynamik für Wärmekraftmaschinen gegebenen Carnot'schen Wirkungsgrad begrenzt. Eine Unterteilung der verschiedenen Typen von Brennstoffzellen kann auf Basis der erforderlichen Betriebstemperatur in Niedertemperaturbrennstoffzellen und Hochtemperaturbrennstoffzellen getroffen werden, welche vorwiegend durch den Elektrolytventyp vorgegeben wird.

Die sogenannten Festoxidbrennstoffzellen (Solid Oxide Fuel Cells – SOFCs) stellen einen vielversprechenden und intensiv erforschten Brennstoffzellentyp dar. Typischerweise werden SOFCs bei ca. 800-1000°C betrieben, wobei die Absenkung der Betriebstemperatur auf 600-800°C einen gegenwärtigen Forschungsschwerpunkt darstellt. Die hohe Betriebstemperatur hat bei der SOFC durchaus auch Vorteile, da die auf hohem Temperaturniveau anfallende Wärme vielseitig genutzt werden kann und die hohe Temperatur den Betrieb mit Kohlenwasserstoffen und Alkoholen (Methan, Methanol, Ethanol etc.) durch vorgeschaltete interne Reformierung ermöglicht. Darüber hinaus sind die thermisch aktivierten Elektrodenreaktionen durch die hohen Betriebstemperaturen ausreichend schnell, was die Verwendung von teuren Edelmetallkatalysatoren (Pt, Ru u.a.) unnötig macht, wie sie beispielsweise bei der PEM-(Polymer Electrolyte Membrane)-Brennstoffzelle – dem gängigsten Typ im Bereich der Niedertemperaturbrennstoffzellen – eingesetzt werden. Der elektrische Wirkungsgrad der SOFC liegt derzeit bereits über 60%. Nutzt man auch die im Betrieb freigesetzte Wärme (Kraft-Wärme-Kopplung) kann sich der Wirkungsgrad auf über 90% erhöhen.

Analog zum Aufladen einer Batterie bzw. eines Akkus kann man auch Brennstoffzellen in Umkehrrichtung betreiben. Anstatt elektrische Leistung über einen Verbraucher zu entnehmen wird ein elektrischer Strom an die Brennstoffzelle angelegt und dadurch die in der Zelle spontan erfolgenden chemischen Reaktionen (z.B. Oxidation von Wasserstoff zu Wasser) in die Gegenrichtung ablaufen gelassen. Dabei wird elektrische Energie in chemische Energie umgewandelt und in Form chemischer Energieträger (z.B. Wasserstoff) gespeichert, was einen Schlüsselschritt im Bereich der Power-to-Gas Technologie darstellt. Potentielle Vorteile der Festoxidelektrolysezellen (Solid Oxide Electrolyser Cells – SOECs) gegenüber ihren Niedertemperaturvarianten bestehen einerseits in einem hohen Wirkungsgrad von bis zu 90% (sofern thermisch an bereits bestehende Infrastruktur angekoppelt werden kann, um Abwärme zur Wasserdampfung zu nutzen) sowie andererseits in der Möglichkeit der Ko-Elektrolyse. Bei der Ko-Elektrolyse wird der SOEC ein Gemisch aus Wasserdampf und Kohlendioxid zugeführt, welches in der SOEC zu Wasserstoff und Kohlenmonoxid (Synthesegas) umgewandelt wird. In einem nachgeschalteten Reaktor kann das produzierte Synthesegas in Abhängigkeit von



Altlastensicherung/-sanierung und Abwasserreinigung

den verwendeten Katalysatoren und Reaktionsbedingungen in Kohlenwasserstoffe bzw. Alkohole wie Methan oder Methanol umgewandelt werden. Dies hätte äußerst große Vorteile hinsichtlich Transport und langfristiger Speicherung der chemischen Energieträger, da Methan in das bereits vorhandene Erdgasnetz eingespeist werden kann bzw. Methanol als Flüssigkeit weniger aufwändig in der Handhabung wäre als etwa Wasserstoff.

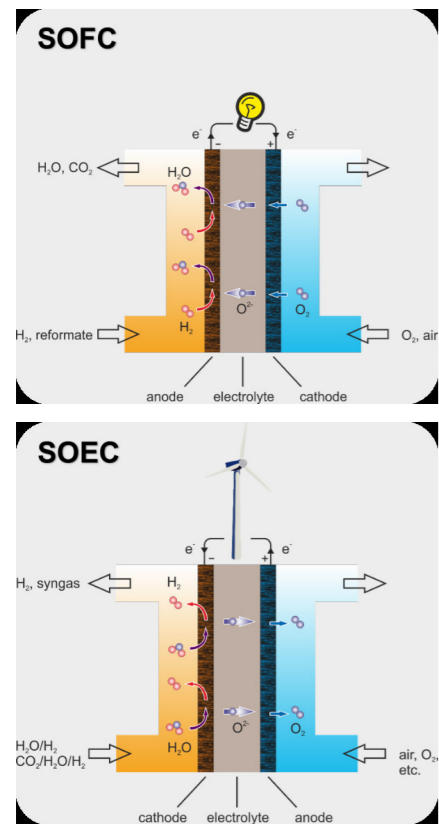


Bild 1: Prinzipbilder einer Hochtemperaturbrennstoffzelle (oben) und einer Hochtemperaturolektrolysezelle (unten).

Reversible Festoxidzellen

Durch den zunehmenden Anteil an stark fluktuierenden erneuerbaren Energien (Windkraft, Photovoltaik etc.) und der damit verknüpften Problematik der Netzstabilisierung stellt die kurzfristige und flexible Speicherung von elektrischer Energie ein hoch-

aktuelle Herausforderung dar. Anstatt getrennte SOFC- und SOEC-Einheiten in einem System zu integrieren, versucht man die Vereinigung beider Funktionen in einem Modul, welches wahlweise im Brennstoffzellenmodus oder im Elektrolysemodus betrieben werden kann. Diese innovative Kombination von SOFC und SOEC zu einer sogenannten reversiblen bzw. regenerativen Festoxidzelle (RSOC – Reversible Solid Oxide Cell) kann daher je nach Bedarf entweder gespeicherte chemische Energie in elektrische Energie umwandeln (Brennstoffzellenbetrieb) oder umgekehrt Strom in Form von chemischer Energie speichern (Elektrolysebetrieb). Die Kombination der beiden Technologien in einem Bauelement würde eine signifikante Verringerung der Investitionskosten mit sich bringen, stellt aber auch hohe Anforderungen an die Zellen und den Stack, welche nun auf beide Betriebsmodi ausgelegt und optimiert werden müssen. Der hohe Wirkungsgrad des RSOC-Systems und die Tatsache, dass neben reinem Wasserstoff auch Synthesegas und kommerzielle Energieträger (Erdgas, Alkohole, Diesel etc.) als Brennstoffe eingesetzt werden können, ist ein bedeutender Vorteil gegenüber anderen Brennstoffzellentypen, welche meist auf hochreinen Wasserstoff angewiesen sind und nur entweder im Brennstoffzellen- oder im Elekt-

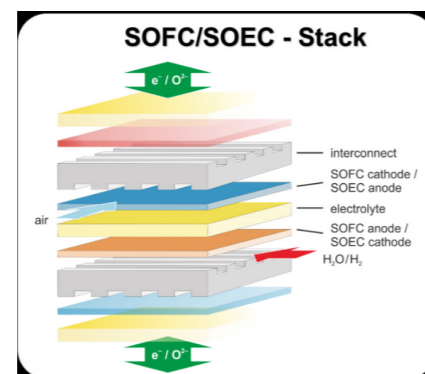


Bild 2: Ausschnitt eines RSOC-Stacks in Explosionsdarstellung.

rolysemodus betrieben werden können. Der reversible Betrieb ist allerdings nicht trivial. Durch den umgekehrten Stromfluss im Elektrolyten, unterschiedliche Gaszusammensetzungen und den Ablauf endothermer Reaktionen (im Unterschied zu stets exothermen Oxidationsreaktionen in einer SOFC), ergeben sich Unterschiede in den Verteilungsmustern von Temperatur, elektrischer Spannung und Stromdichte. Dies erklärt die derzeit noch höheren Degradationsraten von SOECs im Vergleich zu den wesentlich länger in Entwicklung befindlichen SOFCs und legt den aktuellen Schwerpunkt im Bereich der SOEC-Forschung auf die Untersuchung und Aufklärung von Degradationsmechanismen sowie die Erarbeitung von Maßnahmen zu ihrer Verminderung.

Weltweit gibt es zu reversiblen Festoxidzellen bislang nur wenige Untersuchungen und so wird auch am Lehrstuhl für Physikalische Chemie an vorderster Front der SOFC/SOEC-Forschung an der reversiblen Festoxidzelle zur kurzfristigen Speicherung von elektrischer Energie in chemischer Form und anschließender Rückverstromung gearbeitet. Durch den Betrieb von SOFC/SOEC-Zellen im RSOC-Modus ist die Langzeitstabilität unter anwendungsnahen Bedingungen ein besonders kritisches Thema, welches neben dem Kostenfaktor die großflächige Markteinführung dieser effizienten und umweltfreundlichen Energietechnologie erschwert. Eines der wichtigsten Forschungsziele ist daher, ein tieferes Verständnis für die der Zelldegradation zugrunde liegenden chemischen und elektrochemischen Vorgänge aufzubauen und damit Lösungsansätze zu deren Vermeidung bzw. für die Regene-

ration von Zellen zu entwickeln. Speziell im reversiblen Betrieb des RSOC-Systems stellen sich neue und zusätzliche Herausforderungen an Materialentwicklung, Prüfaufbauten, Messdatenerfassung und -analyse, welche am Lehrstuhl in verschiedenen Projekten adressiert werden. Besonders erfreulich ist, dass auf Grund der hohen Aktualität der Thematik der weitere Aufbau der Infrastruktur für reversible Festoxidzellen ab dem Jahr 2018 vom Zukunftsfonds des Landes Steiermark unterstützt wird.

Projekte und Kooperationspartner

Zur Zeit wird am Lehrstuhl für Physikalische Chemie im Rahmen von vier geförderten Projekten (FFG, bmvit, Land Steiermark) an der Entwicklung neuer Energiematerialien gearbeitet und Forschungsarbeiten zu neuen Komponenten für Hochtemperaturbrennstoff- und elektrolysezellen durchgeführt. Dabei kooperiert der Lehrstuhl für Physikalische Chemie mit einer Reihe nationaler und internationaler Firmen und Forschungseinrichtungen, wie z.B. AVL List, Plansee, TU Graz, Fraunhofer Institut IKTS Dresden, Zentrum für Elektronenmikroskopie Graz, Universität Innsbruck und dem Max-Planck-Institut für Festkörperforschung in Stuttgart.

Lehrveranstaltungen

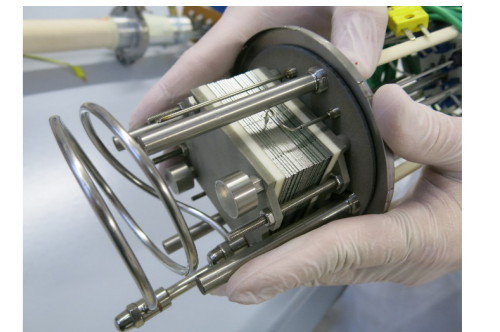
Im Bachelorstudium werden den Studierenden der Industriellen Energietechnik im Rahmen von Vorlesungen und Laborübungen die Grundlagen der Physikalischen Chemie vermittelt. Dabei sollen die Absolventen das physikalisch-chemische Verständnis erlangen, welches sie befähigt, komplexe Verfahren und Prozesse im industriellen Umfeld zu entwickeln bzw. weiter zu optimieren.

Im Masterstudium werden den Studierenden der Industriellen Energietechnik weiterführende Vorlesungen und Laborübungen im Bereich der elektrochemischen Energiespeicherung und -umwandlung sowie der Energiematerialien (Ionenleitende Keramiken etc.) angeboten. Im Rahmen des Projektes „Industrielle Energietechnik“ können interessierte Studierende Projektarbeiten in den Themenbereichen „Hochtemperaturbrennstoffzellen und -elektrolysezellen“ erstellen und dabei direkt im Forschungsbetrieb des



Bild 3: links: Montage einer SOFC-Buttoncell für Testmessungen; rechts: Demonstrationstack (16 Zellen) für Übungsversuche im Labormaßstab.

Anleitung zu den experimentellen Arbeiten erhalten die Studierenden von MitarbeiterInnen des Lehrstuhls für Physikalische Chemie (DI Nina Schrödl, DI Christian Berger, Dr. Andreas Egger). Neben der praktischen Arbeit sind auch die Aufnahme und Auswertung der Messdaten, die dafür notwendigen theoretischen Grundlagen und die Einarbeitung in die einschlägige Literatur Teil der Ausbildung. Für Anfragen zu den aktuell ausgeschriebenen Themen für Bachelor- und Masterarbeiten stehen Univ.-Prof. Werner Sitte



Lehrstuhlsmitarbeiter. Abschlussarbeiten

Am Lehrstuhl für Physikalische Chemie werden laufend Bachelor- und Masterarbeiten für die Studienrichtung Industrielle Energietechnik angeboten. Im Rahmen dieser Abschlussarbeiten wird von den Studierenden ein Teilgebiet aus einem aktuellen Forschungsthema des Lehrstuhls für Physikalische Chemie im Bereich der Hochtemperaturbrennstoffzellen und Hochtemperaturolektrolysezellen bearbeitet. Die Studierenden führen dabei unter Anleitung wissenschaftliche Arbeiten wie z.B. Synthesen von neuen Energiematerialien und deren Charakterisierung, Herstellung von Brennstoffzellen bzw. Elektrolysezellen und Zelltests durch. Eine umfassende Betreuung und

oder Assoz.Prof. Edith Bucher als Kontaktpersonen gerne zur Verfügung.

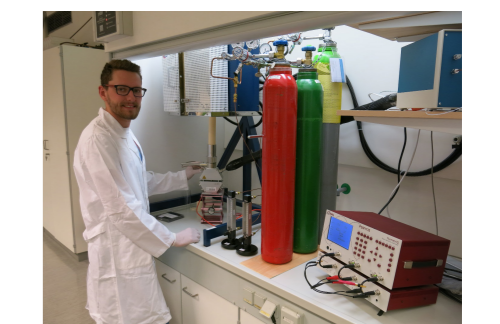


Bild 4: Messstand zur Untersuchung von SOFC- und SOEC-Buttoncells mit Gasversorgung, Befeuchtungsanlage und Instrumentierung für elektrochemische Untersuchungen.



Univ.-Prof. Dr. Werner Sitte

Lehrstuhlleiter am Lehrstuhl für Physikalische Chemie

Forschungsschwerpunkte: Masse- und Ladungstransportprozesse und Defektchemie von elektrokeramischen Materialien

Kontakt: werner.sitte@unileoben.ac.at



Assoz.Prof. Dr. Edith Bucher

Privatdozentin am Lehrstuhl für Physikalische Chemie

Forschungsschwerpunkte: Masse- und Ladungstransporteigenschaften sowie Defektchemie von gemischt ionisch-elektronisch leitenden komplexen Oxiden als Elektrodenmaterialien für Festoxidzellen

Kontakt: edith.bucher@unileoben.ac.at



Dr. Andreas Egger

Wissenschaftlicher Mitarbeiter am Lehrstuhl für Physikalische Chemie

Forschungsschwerpunkte: Masse- und Ladungstransporteigenschaften sowie Defektchemie von gemischt ionisch-elektronisch leitenden komplexen Oxiden als Elektrodenmaterialien für Festoxidzellen

Kontakt: andreas.egger@unileoben.ac.at



Intelligente Speicherung

von Wasserstoff aus erneuerbaren Energien

Bewertung der Risiken und Umweltaspekte im Rahmen des FFG-Projekts „Underground Sun Storage“

Franz J. Siegmeth, Karin Tschiggerl



Das Underground Sun Storage Projekt (USS) stellt im Rahmen für erneuerbare Energien und deren optimierte Nutzung, komplementär zu den Zielen des europäischen Klima- und Energiepakets bis 2030, ein sogenanntes Flagship-Projekt von strategischer Bedeutung dar. Das Projekt wurde von der Rohöl-Aufsuchungs AG (RAG) als Konsortialführer geleitet und durch die österreichische Forschungsförderungsgesellschaft (FFG) gefördert.

Da erneuerbare Energien aufgrund ihrer Variabilität, wie der verändernden Windgeschwindigkeit bei Windfarmen oder der saisonabhängigen Input von Solaranlagen, noch nicht auf die Anforderungen der Grundversorgung anwendbar sind, wurde mittels der Power-to-Gas (P2G) Technologie eine Lösung geschaffen, den Energieüberschuss in ein speicherbares Produkt umzuwandeln. Dabei wird Energie aus erneuerbaren Quellen mittels eines Elektrolyseprozesses in Wasserstoff umgewandelt (Abbildung 1). In Kombination mit einer intelligenten Speichermöglichkeit ist es nun möglich, diesen Energieüberschuss in Form des Produktes

Wasserstoff (H₂) zur Verfügung zu stellen.

Die Aufgabe des Lehrstuhls für Wirtschafts- und Betriebswissenschaften im Rahmen dieses Projektes war es, den bis dato noch nicht evaluierten Ansatz der Nutzung bestehender Gaslagerstätten als intelligente Speichermöglichkeit, hinsichtlich der Wasserstoffverträglichkeit des Untergrundgasspeichers zu entwickeln und einer Risikobewertung sowie einer Lebenszyklusanalyse zu unterziehen.

Das Risiko Assessment berücksichtigte die Evaluierung von Risiken und Sicherheitsaspekten der Untertage-Wasserstoffspeicherung in einem Porenspeicher, mit Ausrichtung auf zukünftige Projekte dieses Anwendungsbereiches. Das Ergebnis resultierte in einer Aufstellung der identifizierten Risiken und Sicherheitsaspekte der in dem betrachteten Projekt angewandten Technologien, sowie in einem verbesserten Modell zur Risikoevaluierung der Untertagespeicherung von Wasserstoff unter Berücksichtigung eines qualitativen und quantitativen Risiko Assessments. Weiters wurde das Risikomodell durch eine Monte Carlo Simulation ergänzt und trägt somit zu einem besseren Verständnis der Auswirkungen kritischer Risiken, wie z.B. dem Austritt von Wasserstoff, bei.

Die gewonnenen Daten aus dem Betrieb der Testanlage (Abbildung 2) am Standort Lehen/Oberösterreich konnten mittels des Risikomodells verifiziert werden und ermöglichen eine Anwendung einer generischen Methodologie für zukünftige Projekte. Das auf den zur Verfügung gestellten Daten basierende Ergebnis der Risikobe-

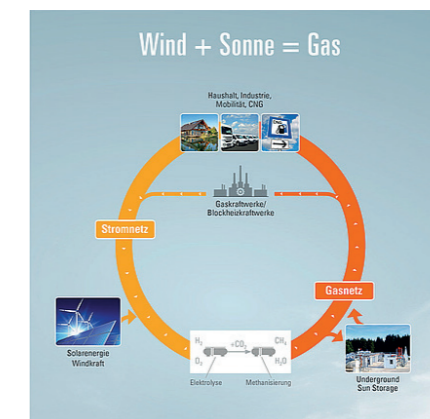


Abbildung 1: Power-to-Gas-Zyklus (RAG©)

trachtung lässt für den betrachteten Fall deutlich erkennen, dass die Speicherung von erneuerbarer Energie in Form von Wasserstoffbeimengungen in Erdgaspeicherlagerstätten samt zugehörigen Anlagen die untersuchten Risiko-Grenzwerte unterschreitet. Somit wurden weder signifikante noch erhöhte Risiken für Mensch und Umwelt durch den Betrieb der Anlage festgestellt.

Die ökologische Bewertung ausgewählter P2G-Anwendungsfelder, welche durch Projektpartner der JKU Linz identifiziert wurden, basiert auf der Vorgehensweise

gemäß ISO 14040:2006f „Umweltmanagement – Ökobilanzierung“. In diesem Rahmen erfolgte die softwaregestützte Durchführung der Lebenszyklusanalyse für zwei wirtschaftlich realisierbare Szenarien, deren Ergebnisse in die Risikoanalyse miteinbezogen wurden. Die Wirkungsabschätzung zur Identifikation potenzieller Umweltwirkungen erfolgte für neun Kategorien (u.a. Klimawandel, Ozonabbau, Humantoxizität, etc.), wobei Sensitivitätsanalysen für relevante Parameter die Vergleichbarkeit von fossilen und erneuerbaren Energiequellen ermöglichen. Die Wirkungsabschät-

zung zeigte eindeutig, dass die Energiequelle ausschlaggebend für die ökologischen Auswirkungen der ausgewählten P2G-Anwendungsfelder ist. Innerhalb ausgewählter Anwendungsfelder wurde die Elektrolyseeinheit als wichtigster Energieverbraucher und deren spezifische Effizienz als kritischer Parameter identifiziert. Zusammenfassend konnten keine potentiellen Umwelteinwirkungen von Signifikanz für die ausgewählten Anwendungsfelder identifiziert werden. Für die eindeutige Darstellung der Vorteilhaftigkeit und des ökologischen Verbesserungspotentials der P2G-Technologie mit Untergrundspeicherung erneuerbarer Energien bedarf es weiterer Analysen mit Daten über längere Zeiträume und für Anwendungen im industriellen Ausmaß.

Der evaluierte Ansatz zur Lösung der Speicherfrage von erneuerbaren Energien bestätigt als Ergebnis die Realisierbarkeit des angestrebten maximalen Anteils von Wasserstoff am Energiemix (10 Vol.%). In weiterer Folge ergibt sich dadurch eine substantielle Reduktion des CO₂ Ausstoßes. Somit können erneuerbare Energien durch die Nutzung intelligenter Speichermöglichkeiten effizienter genutzt werden, und im gleichen Ausmaß als Substitut von fossilen Energieträgern Anwendung finden. Die österreichischen Gaspeicher bieten mittels der Power-to-Gas Technologie und dem Medium Wasserstoff das Potenzial, einen signifikanten Beitrag zur jährlichen Einsparung von 15 Mio. t CO₂ zu leisten. Daher sind die erreichten Ergebnisse dieses Projektes von signifikanter Bedeutung für Unternehmen, politische Entscheidungsträger und Behörden zur strategischen Weiterentwicklung der künftigen Energiesysteme Österreichs und Europas.

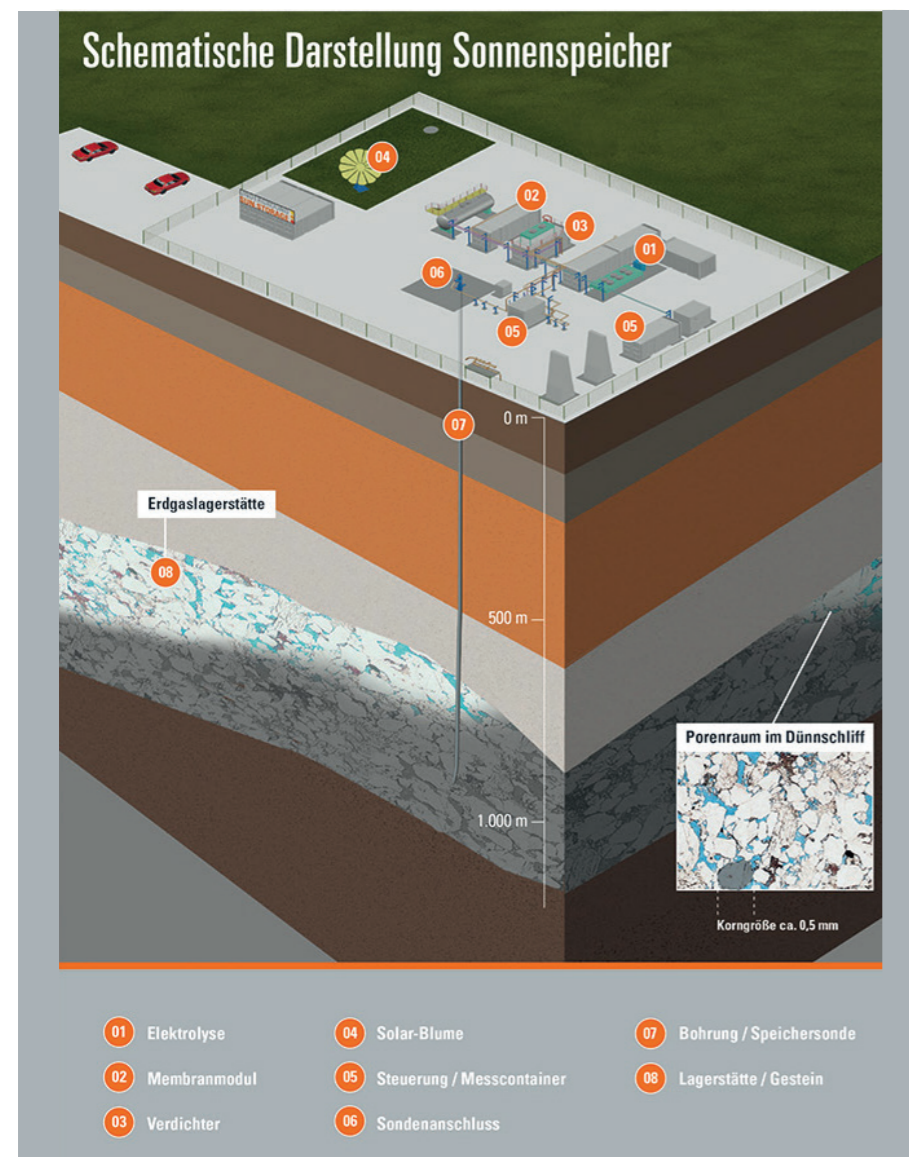


Abbildung 2: Schematische Darstellung der Untertage-Testspeicheranlage (RAG©)



Dipl.-Ing. Franz J. Siegmeth, MBA

Senior Lecturer am Lehrstuhl für Wirtschafts- und Betriebswissenschaften an der MU Leoben
 Forschungsschwerpunkte: Petroleum Economics und Risikomanagement
 Kontakt: franz.siegmeth@unileoben.ac.at



Mag.rer.soc.oec. Karin Tschiggerl

Universitätsassistentin am Lehrstuhl Wirtschafts- und Betriebswissenschaften an der MU Leoben
 Forschungsschwerpunkte: Ressourceneffizienz und Life Cycle Management
 Kontakt: karin.tschiggerl@unileoben.ac.at

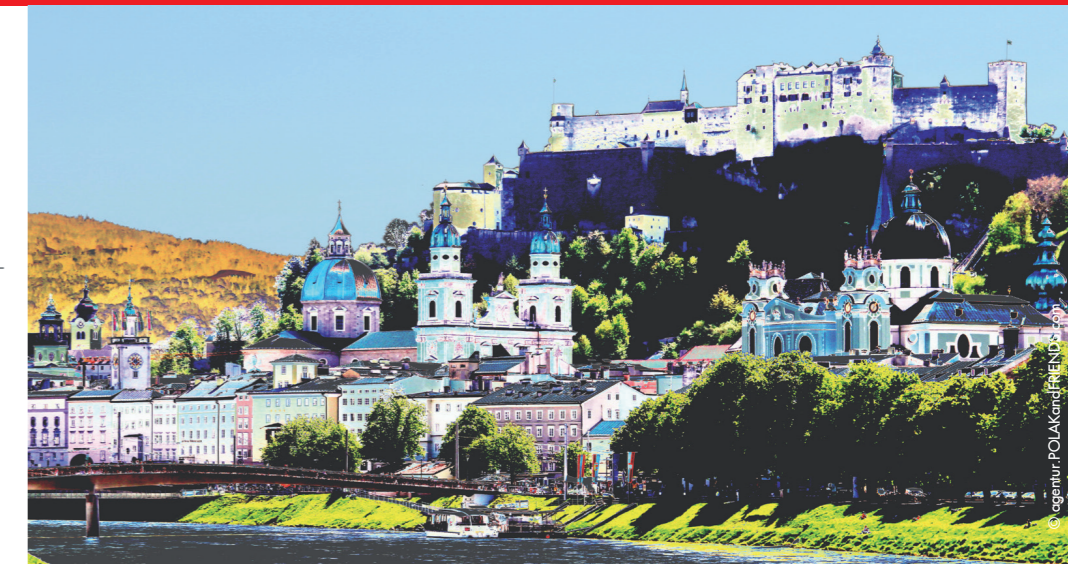


Was hält Salzburgs linke und rechte Altstadt zusammen?

Seit 180 Jahren

liefert LEUBE den Stoff, aus dem Zukunft entsteht. Wir arbeiten mit höchsten Qualitätsstandards am Fundament der nächsten Generation. Dabei werden all unsere Produkte ressourcen- und umweltschonend hergestellt – denn Fortschritt wird auf Verantwortung gebaut.

www.leube.at



Zement von LEUBE.

Seit Generationen für Generationen.

typisch





Gewebe aus nanoporöser Aktivkohle

Ein neuer Werkstoff für moderne Wasserstoffspeicher

Forschungsteam der Montanuniversität Leoben v.l.: Univ.-Prof. Dr. Christian Mitterer, Dipl.-Ing. Christian Koczvara, Dr. Nikolaos Kostoglou, M.Sc., Dipl.-Ing. Dr. Christian Prehal und Univ.-Prof. Dr. Oskar Paris; Foto: Christine Adacker



Die Lösung des Speicherproblems gilt als eine der letzten großen Herausforderung auf dem Weg hin zu einem weltweiten Energienetzwerk, in dem Wasserstoff (H₂) die Basis eines effizienten und CO₂ neutralen Energieträgers bildet. Voraussetzung dafür ist die Gewinnung von H₂ aus erneuerbaren Energiequellen und nicht - wie heute üblich - aus fossilen Brennstoffen. Wasserstoff als Energieträger weist eine Vielzahl von Einsatzmöglichkeiten auf, die sowohl stationäre als auch mobile Anwendungen umfassen. In der Automobilindustrie beispielsweise kann H₂ direkt als Treibstoff für Verbrennungsmotoren oder als Energieträger für Brenn-

stoffzellen eingesetzt werden. In beiden Fällen sind zuverlässige und effiziente Speichersysteme die Grundvoraussetzung für den Erfolg. Die besonderen Anforderungen der Automobilindustrie sind ein Grund für die seit Beginn des 21. Jahrhunderts verstärkten Forschungsaktivitäten auf diesem Gebiet.

Das Ziel moderner Speichersysteme für H₂ ist die Minimierung des Gasvolumens mit hoher Effizienz und minimalen Verlusten. Die besondere Herausforderung dabei ist die Entwicklung sicherer und kostengünstiger mobiler Speichersysteme, die dabei auch einen raschen Lade- und Entladevorgang ermöglichen. Es sind Systeme zu entwickeln, deren Reichweite und Ladedauer mit jenen fossiler Energieträger konkurrieren können. Um dies erreichen zu können, werden weltweit eine Vielzahl an Forschungsprojekten und Förderinitiativen zur Weiterentwicklung unterschiedlichen Speichertechnologien durchgeführt. Eine der wohl bekanntesten ist eine gemeinsame Initiati-

ve des US Department of Energy und des Council for Automotive Research: die FreedomCAR and Vehicle Technologies Initiative. Im Rahmen dieses Programms wurden technische Ziele definiert, die bis zum Jahr 2020 die Entwicklung energieeffizienter und umweltfreundlicher Transportmittel vorantreiben sollen. Diese Ziele beinhalten unter anderem die Entwicklung von Speichersystemen für die mobile Anwendung (Automobilindustrie) mit: einem Gewicht von 5-13 kg und einer Reichweite von bis zu 500 km.

einer Ladegeschwindigkeit von 1,5 kg H₂ pro Minute. einer minimalen Lebensdauer von 1500 Lade- und Entladezyklen. maximalen Kosten von 10 \$/kWh. Einsatztemperaturen im Bereich von -40 bis +60 °C. Heute verfügbare Speichertechnologien sind noch deutlich von diesen Zielen entfernt. Am weitesten verbreitet sind derzeit kryotechnische Systemen (Flüssiggasspeicher, -253 °C) und Hochdruck-Speicher (bis zu 700

bar). Diese Systeme bringen eine Reihe technischer Probleme und Sicherheitsrisiken mit sich, weshalb intensiv an neuen Speichermethoden geforscht wird. Die Entwicklung geht hier in Richtung Feststoffspeicher. Dabei wird der Wasserstoff chemisch oder physikalisch an ein Trägermaterial gebunden und durch Temperatur- und/oder Druckänderung wieder freigesetzt. Als besonders attraktive Methode gilt die physikalische Adsorption und Speicherung von H₂ in porösen Materialien, welche hohe spezifische Oberflächen und Porenvolumina aufweisen. Dieser Speicherprozess ist vollständig reversibel und erlaubt schnelle Lade- und Entladevorgänge. Aufgrund ihrer kleinen Dichte, der geringen Kosten sowie der guten Verfügbarkeit sind Aktivkohle-Materialien besonders gut für Speichersysteme im kommerziellen Maßstab geeignet. Aktivkohle-Materialien kommen neben H₂ Speichersystemen auch noch in modernen Superkondensatoren oder bei der kapazitiven Meerwasserentsalzung zum Einsatz. Aktuelle Studien gehen von einer um 12% steigenden Nachfrage an Aktivkohlen bis 2019 aus. Im Jahr 2021 soll das Marktvolumen bereits bei 4,9 Mrd. US-\$ liegen. Auch an der Montanuniversität Leoben wird an diesen zukunftssträchtigen Werkstoffen geforscht. In einem gemeinsamen Forschungsprojekt des Lehrstuhls für funktionale Werkstoffe und Werkstoffsysteme (Leitung: Prof. Christian Mitterer), dem Institut für Physik (Leitung: Prof. Oskar Paris), „der University of Cyprus, Nicosia“ (Zypern, Prof. Claus Rebolz, Gastforscher an der MUL) sowie der „University of Belgrade“ (Serbien) und dem „Demokritos National Center for Research“ (Griechenland) wurde ein flexibles nanoporöses Aktivkohlegewebe (ACC: activated carbon cloth) für

den Einsatz in modernen Energiespeichern entwickelt. Ausgangsmaterial dafür ist ein kommerziell erhältliches, zellulosebasierter Gewebe aus Viskosefasern, welches in N₂ Atmosphäre karbonisiert und anschließend aktiviert wird. Für die Aktivierung wird das Aktivkohlegewebe bei erhöhter Temperatur (630-930 °C) mit gasförmigem CO₂ gespült. Dadurch steigt sowohl die spezifische Oberfläche als auch das Porenvolumen. Das so erzeugte Gewebe ist mechanisch stabil und gleichzeitig flexibel, vergleichbar mit dem als Ausgangsmaterial verwendeten Textilgewebe. Mit einer spezifischen Oberfläche von ~1200 m²/g und einem spezifischen Porenvolumen von ~0,5 cm³/g stellt es ein geeigneten Werkstoff für den Einsatz in H₂ Speichersystemen dar. Makroskopisch betrachtet zeigt dieses Material immer noch die Form des als Ausgangsprodukt verwendeten Textilgewebes (Abbildung 1a). Bei genauerer Betrachtung im Elektronenmikroskop sind auch die einzelnen Kohlenstofffasern deutlich erkennbar

ifikant bessere Speicherkapazität als derzeit am Markt verfügbare Aktivkohlen mit vergleichbaren spezifischen Oberflächen. Bei einer Temperatur von 77 K und einem Druck von 70 bar konnte eine vollständig reversible gravimetrische Aufnahme von 3,1 Gew.-% erreicht werden. Dies entspricht einem um 25 % höheren Wert als bei herkömmlichen Aktivkohlen mit vergleichbaren Oberflächen. Dieses Verhalten wird den sub-Nanometer großen Poren (~0,7 nm), die durch die CO₂ Aktivierung gebildet werden, zugeschrieben. Diese Nano-Poren sorgen für ein Überlappen der Potentiale der gegenüberliegenden Porenwände, wodurch eine Adsorption von molekularem Wasserstoff begünstigt wird. Bei dem im Labor hergestellten ACC Material liegt eine enge Porengrößenverteilung vor als bei vergleichbaren kommerziellen Aktivkohle-Materialien, diese ist der Grund für die deutlich verbesserte Performance. Wasserstoffspeicherung ist nicht der einzige mögliche Einsatzbereich des entwickelten Aktivkoh-

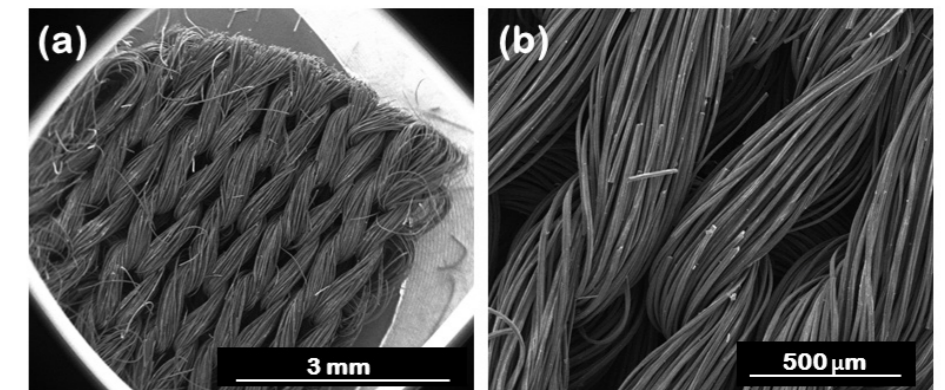


Abbildung 1 (a) Rasterelektronenmikroskopische Aufnahme des Aktivkohlegewebes, (b) Detailaufnahme eines Faserbündels

(Abbildung 1b). Das im Rahmen der genannten Kooperation entwickelte ACC-Material zeigt bei Kryoadsorptions-Versuchen eine signi-

legewebes. Berechnungen haben ergeben, dass CO₂ und CH₄ im Verhältnis 4,5 : 1 adsorbiert werden. Daraus lässt sich eine Anwendung als Membran für die

Reinigung von Erdgas ableiten. Aufgrund der mechanischen Stabilität kann dieses Material auch ohne Zusatz von Bindemitteln zu einer Elektrode für den Einsatz in Superkondensatoren verarbeitet werden. Da das verwendete Bindemittel keinen Beitrag zur

Kapazität des Kondensators leistet, kann somit die spezifische Kapazität erhöht werden. Durch das flexible Verhalten des Kohlenstoffgewebes sind auch beliebig geformte (und verformbare) Elektroden herstellbar, wodurch sich neue Anwendungsmöglichkeiten

ableiten lassen. Zusammenfassend kann festgestellt werden, dass dieses Aktivkohlegewebe eine attraktive Option für eine Vielzahl von „green-energy“ Applikationen darstellt.



Univ.-Prof. Dipl.-Ing. Dr. mont Christian Mitterer

Lehrstuhlleiter am Lehrstuhl für funktionale Werkstoffe und Werkstoffsysteme
Forschungsschwerpunkte: funktionale Materialien

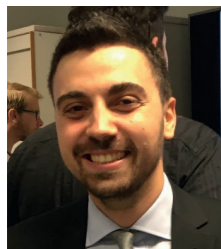
Kontakt: christian.mitterer@unileoben.ac.at



Univ.-Prof. Mag. et Dr.rer.nat. Oskar Paris

Studiendekan und Institutsvorstand am Institut für Physik an der MU Leoben
Forschungsschwerpunkte: Physik von nanostrukturierten Materialien

Kontakt: oskar.paris@unileoben.ac.at



Dr. mont. MEng. Nikolaos Kostoglou

Postdoc am Lehrstuhl für funktionale Werkstoffe und Werkstoffsysteme
Forschungsschwerpunkte: Nanoporöse Werkstoffe

Kontakt: nikolaos.kostoglou@unileoben.ac.at



DI Christian Koczwar

Universitätsassistent am Institut für Physik an der MU Leoben
Forschungsschwerpunkte: Superkondensatoren

Kontakt: christian.koczwar@unileoben.ac.at



Wasserstoff und Sicherheit

Warum wir uns mit Margarine und Düngemitteln mehr beschäftigen sollten als mit der Hindenburg Katastrophe

Ass.Prof. Dipl.- Ing. Dr. Hannes Kern, Lehrstuhl für Thermoprozesstechnik

Während die Energiewende in vollem Gange ist und unterschiedliche Träger- und Speichermedien in Diskussion stehen, scheint das Element Wasserstoff dabei in vielen Zukunftsvisionen eine tragende Rolle zu spielen. Aus dem Blickwinkel der Sicherheitstechnik ist das Thema Wasserstoff nicht neu. Für manche Industriezweige, aber auch für die Öffentlichkeit gibt es wie bei vielen „neuen“ Technologien aber Berührungspunkte. Gerade in der öffentlichen Diskussion wird immer wieder die Hindenburg Katastrophe von Lakehurst (1937) ins Gespräch gebracht. Im industriellen Umfeld gilt es den Wasserstoff nicht schlechter darzustellen als er tatsächlich ist. Es fehlt vielerorts schlichtweg die Erfahrung mit dem kleinsten aller Moleküle, obwohl es seit Jahrzehnten in unterschiedlichen Prozessen Anwendung findet. Die Einsatzmöglichkeiten der

Wasserstofftechnologie sind vielfältig. Früher als der Energiesektor wurde allerdings die chemische Industrie auf den Wasserstoff aufmerksam. Wasserstoff ist als industrielle Grundchemikalie in vielen Produktionsprozessen ein fixer Bestandteil. Objektiv betrachtet sind mit dem Wasserstoff in der Industrie mehr Erfolgsgeschichten verknüpft, als es das eingangs zitierte Hindenburg Unglück vermuten ließe. Großtechnisch wurde der Wasserstoff schon Anfang des 20. Jahrhunderts relevant. Bis ins 19. Jahrhundert wurden Düngemittel vorwiegend aus natürlichen Quellen gewonnen. Vor allem der so genannte „Chilesalpeter“ war eine wesentliche Grundchemikalie für die damals verwendeten Düngemittel. Der rasante Bevölkerungsanstieg im 19. Jahrhundert führte, gepaart mit der zunehmenden Industrialisierung zu einem Mangel an Stickstoffdüngern. Den deut-

lichen Chemikern und Nobelpreisträgern Fritz Haber und Carl Bosch gelang es ein Verfahren zu entwickeln, mit dem es gelang, Ammoniak aus Stickstoff und Wasserstoff direkt herzustellen. Es handelte sich dabei nicht nur um eine Verfahrenstechnische Meisterleistung, auch Sicherheitstechnisch waren massive Hürden zu überwinden. Die hohen Drücke von bis zu 350 bar oder Betriebstemperaturen bis 500 °C waren rein ingenieurtechnisch eine Herausforderung. Vor allem auch seitens der Werkstoffwissenschaften musste auf die besonderen Anforderungen des Wasserstoffes eingegangen werden, die Thematik der Wasserstoffkorrosion war damals vollkommen unbeherrscht. Heute wird der überwiegende Teil des weltweit produzierten Ammoniaks über das Haber-Bosch Verfahren hergestellt. Eine großtechnische Wasserstoffanwendung, die

längst Standard ist. Dass das Element Wasserstoff um die Wende vom 19. ins 20. Jahrhundert viele Forscher beflügelte, zeigen auch Entwicklungen wie das Bergius-Pier-Verfahren zur „Kohleverflüssigung“ oder die Fischer-Tropsch-Synthese zum Aufbau von Kohlenwasserstoffen. Grundlegende Verfahren, die über die folgenden Jahrzehnte zu industriellen Standardprozessen wurden, wurden auch noch heute Impulsgeber z.B. für die „Power to Gas“ Technologie sind. Kurios mutet die Idee des deutschen Chemikers Wilhelm Normann an, pflanzliche Öle mit Wasserstoff zu behandeln. Die von ihm 1909 erfundene „Fetthärtung“ erlaubt es heute aus pflanzlichen Ölen Margarine herzustellen, ihre maximale Lagerdauer zu steigern oder den Rauchpunkt von Ölen zu erhöhen. Auch hier war und ist der Wasserstoff langjähriger Begleiter im „Daily Business“. Die Sicherheitstechnik als Ingenieurwissenschaft spielte bei der Entwicklung dieser Prozesse eine wesentliche Rolle. Zwar können im Labormaßstab viele Synthesen zu brauchbaren Umsätzen geführt werden, die Überführung eines Verfahrens in einen großtechnischen Maßstab erfordert allerdings eine interdisziplinäre ingenieurwissenschaftliche Betrachtung die weit über die reine Verfahrensentwicklung hinaus geht. Das Lernen von Erfahrungen aus anderen Disziplinen ist vor allem für die Neueinsteiger in eine Technologie eine wichtige Grundlage für den weiteren Erfolg. Gerade in der Wasserstofftechnologie kann in der Industrie auf einen breiten Erfahrungsschatz zurückgegriffen werden. Abgesehen von der Raketentechnologie und den Zeppelin der Jahrhundertwende, stellt der Wasserstoff im Transportbereich eine eher neue Materie dar. Am KFZ-Sektor ist weniger die optimierte Nutzung des Wasserstoffes

als Energieträger, sondern eher die Thematik der Speicherung eine der größten Herausforderungen. Bei Personenkraftwagen kommen derzeit hauptsächlich Druckspeicher, am Nutzfahrzeugsektor vielfach auch Speicher für kaltverflüssigten Wasserstoff zur Anwendung. Aus sicherheitstechnischer Sicht stellen beide Systeme eine Herausforderung dar. Weniger im Betrieb, mehr im Unfallgeschehen. Speicher mit Drücken bis ca. 700 bar (derzeit) sowie Flüssigspeicher mit bis zu 1000 Liter verflüssigtem Wasserstoff stellen ein erhebliches Risiko auch für Rettungsmannschaften dar. Druckspeichersysteme schneiden in den momentanen Ausführungsvarianten im Crashtest sehr gut ab, Sicherheitssysteme für den Brandfall sind für den Schutz der Insassen ausreichend. Noch nicht zufriedenstellend gelöst ist der Schutz der Rettungskräfte. Zwar werden bei allen Druckspeichern entsprechende Sicherheitsventile verbaut, die Lage des Sicherheitsventils und maximalen Flammenlängen für ein Abblasen mit anschließender Zündung sind normativ nicht geregelt und herstellerabhängig. Derzeit können die entstehenden ca. 2000 °C heißen Wasserstoffflammen, 7- 8 m Länge erreichen ohne optisch wahrnehmbar zu sein. Wasserstoff verbrennt ohne sichtbares Flammenbild. Bei Unfällen müssen Rettungskräfte die Lage der Sicherheitseinrichtungen erst aufwändig in Datenbanken recherchieren, Rettungsmaßnahmen werden dadurch verzögert. Bei Fahrzeugen, die nicht sofort als Wasserstofffahrzeuge erkennbar sind, stellt dies ein zusätzliches Risiko dar. Das EU- Projekt Hyresponse (www.hyresponse.eu) hat sich speziell mit dieser Fragestellung auseinandergesetzt und die derzeitigen Defizite aufgezeigt. Bei E-Fahrzeugen konnte die Situation durch die in Österreich aus-

gegebenen grünen Nummerntafeln deutlich verbessert werden. Hier ist vor allem die internationale Normung bzw. auch die Fachkenntnis von Ingenieurinnen und Ingenieuren gefordert um ein gewohntes Maß an Sicherheit auch bei Unfällen zu gewährleisten. LKW mit Flüssigspeichern sind in einigen Ländern schon seit vielen Jahren im Einsatz. Einige große Nutzfahrzeughersteller bieten LKW mit Flüssigspeichern mittlerweile auch im Standardprogramm an. Gerade für den Nutzfahrzeugsektor stellt die Frage der Reichweite eine zentrale Anforderung dar. Derzeit verfügbare Nutzfahrzeuge mit Flüssigwasserstoff (LH2) Tanks verfügen über Kapazitäten von rund 1000 Liter flüssigem Wasserstoff, eine nicht unerhebliche Menge. Im Freien stellt sich der Abbrand einer Lache mit flüssigem Wasserstoff verhältnismäßig unspektakulär dar, Benzin und Diesel sorgen hier für deutlich intensivere Flammenbilder. Wasserstoff als brennbares Gas stellt aber vor allem dann eine Gefahr dar, wenn er eine explosionsfähige Atmosphäre bilden kann. Der Explosionsbereich von Wasserstoff liegt in der Mischung mit Luft zwischen 4 Vol.% und 75 Vol.%. Österreich als Land der Tunnel nimmt dabei eine gewisse Sonderstellung ein. Kommt es zum Beispiel in Tunnelanlagen zu einer unfallbedingten Freisetzung größerer Mengen an Wasserstoff, stellt dies sicherlich ein nicht vernachlässigbares Risiko dar. Eine Herausforderung der man sich in Zukunft stellen muss. Neben den Herausforderungen und Chancen die die Wasserstofftechnologie bietet ist sie aber jedenfalls eines, ein spannendes Forschungsthema. Die Mindestzündenergie von Wasserstoff weist mit 0,019 mJ einen derart niedrigen Wert auf, dass dieser auch experimentell nur sehr schwer zugänglich ist. Das Verhalten bei

großen Drücken und hohen Temperaturen ist für die derzeitigen Verfahren gut beschrieben. Neue Verfahren, vor allem auch in der Eisen- und Stahlindustrie, sind aber auch für die Sicherheitswissenschaften vielfach Neuland. Aufgrund der sehr geringen Grenzspaltweite von unter 0,3 mm, kann Wasserstoff kaum sichtbare Mikroflammen aus, welche durchaus wirksame Zündquellen darstellen können. Aber nicht nur im Mikromaßstab stellen sich interessante sicherheitstechnische

Forschungsfragen. Risikobetrachtungen entlang der Logistikpfade der Wasserstoffversorgung, Störfallauswirkungsbetrachtungen im Zusammenhang mit großtechnischen Speicheranlagen und der Umgang mit der Technologie im täglichen Leben bilden auch in Zukunft zentrale Themenkomplexe in der Sicherheitsforschung. Die Wasserstofftechnologie ist also auch für die Sicherheitstechnik kein unbeschriebenes Blatt, viele Erkenntnisse wurden in den letzten Jahrzehnten gewonnen.

Mit neuen Verfahrens- und Nutzungsformen sind aber auch immer neue sicherheitsrelevante Fragestellungen verbunden. Beim derzeitigen Kenntnisstand muss man jedoch zum Schluss kommen, dass es sich bei zahlreichen Anwendungen von Wasserstoff um bewährte Technologien mit kalkulierbaren Risiken handelt. Düngemittel, Margarine aber auch die Hindenburg haben ihres dazu beigetragen.



Ass. Prof. Dipl.-Ing. Dr. mont Hannes Kern

Assistenzprofessor am Lehrstuhl für Thermoprozesstechnik an der MU Leoben
Forschungsschwerpunkte: Prozess- und Anlagensicherheit

Kontakt: hannes.kern@unileoben.ac.at



Um uns den Herausforderungen von morgen stellen zu können, haben wir nie aufgehört dazu zu lernen. Es ist diese absolute Verlässlichkeit, diese Freude an der Herausforderung, die uns alle ausmacht. **Gemeinsam nehmen wir die Zukunft in die Hand.**

voestalpine Stahl GmbH
www.voestalpine.com/stahl

voestalpine
ONE STEP AHEAD.



Wir gratulieren...

...zum Forschungsstipendium der steirischen Wirtschaftskammer...

...DI Gregor Ohrenberger (am Bild 2. von links) für seine Masterarbeit mit dem Thema „Entwicklung einer Prüfmethode zur Ermittlung der Leistungsfähigkeit von Löschmittelzusätzen“ am Lehrstuhl für Thermoprozesstechnik.



...Gerhild Scheiber, BSc (am Bild 3. von rechts) für ihre Diplomarbeit „Modellierung von hybriden Netzen und Netzknoten mit exergetischer Bewertung“

...DI Bernd Thormann (am Bild 4. von links) Forschungsstipendium für seine Diplomarbeit „Auswirkungen der Elektromobilität auf die Niederspannungsebene“



...unserem Studiengangsbeauftragten Univ.-Prof. Dipl.-Ing. Dr.techn. Thomas Kienberger zum Preis der Lehre an der Montanuniversität Leoben:



...DI Christoph Sejkora (am Bild 5. von links) zum Young Author Award:



...dem Lehrstuhl für Verfahrenstechnik des industriellen Umweltschutzes...

...für das Research Studio Austria „EE-Methan aus CO2“ eine Auszeichnung in der Rubrik Forschung beim Energy Globe Styria Award:



Am Bild: Dipl.-Ing. Dr. mont. Alfred Friedacher (Christof Industries), Dipl.-Ing. Dr. mont. Philipp Biegger (VTIU), Prof. Lehner (VTIU), Landesrat Anton Lang

...für das Projekt „ReNOx“ eine Auszeichnung in der Rubrik Weltweit beim Energy Globe Styria Award:



Am Bild: Prof. Lehner (VTIU), Dipl.-Ing. Dr. mont. Alfred Friedacher (Christof Industries), Ass.-Prof. Dipl.-Ing. Dr. mont. Markus Ellersdorfer (VTIU), Dipl.-Ing. (FH) Mag.(FH) Martin Graf MBA (Vorstandsdirektor Energie Steiermark)

...dem Lehrstuhl für Abfallverwertung und Abfallwirtschaft...

...für das Projekt „Re-Use und Recycling von Batteriesystemen aus der E-Mobilität“ zum österreichischen Energy Globe Award in der Kategorie „Erde“.





Mein Auslandssemester am Trinity College Dublin

Schon sehr früh in meinem Studium fasste ich den Entschluss ein Auslandssemester zu machen. Im 2. Semester meines Masterstudiums war es endlich so weit.

Ich nahm am Erasmus-Austauschprogramm teil und durfte für ein Semester an das renommierte Trinity College nach Dublin übersiedeln. Warum Dublin?

Bereits 2014 konnte ich bei einem Kurztrip erste Eindrücke von Dublin und dem Trinity College gewinnen, sofort war ich begeistert vom Campus im „Hogwarts-Look“, der immer-freundlichen, liebenswürdigen irischen Mentalität, sowie der irischen Kultur.

Die Planung war etwas chaotisch. Jeder der ein Auslandssemester absolviert hat, beziehungsweise sich in der Planungsphase befindet weiß, man muss gefühlte 1000 Formulare ausfüllen und unterzeichnen lassen. Als einer der ersten Austauschstudenten, welche an das Trinity College wechselten, betrat ich im organisatorischen Bereich Neuland. Niemand wollte so richtig wissen, welche Kurse stattfinden, und ob diese von mir besucht werden können. Anfang Jänner 2017 war es trotz aller Startschwierigkeiten so weit, mein Abenteuer startete mit dem Flug von Wien nach Dublin.

Die ersten Wochen in Dublin waren geprägt von organisatorischen Dingen. Es galt meinen Stundenplan zu fixieren, und mich am verhältnismäßig großen Campus

nicht ständig zu verlaufen. Meine Bleibe in Dublin organisierte ich bereits von zuhause aus. Vom Trinity College bekam ich vorab eine Liste mit Studentenwohnheimen, aus der ich eines der kostengünstigeren auswählte, das Wohnheim des Marino Institute for Education, ca. 3 km vom Trinity College entfernt. Die Wohnungspreise in Dublin sind nicht zu vergleichen mit jenen in Leoben, für ein WG-Zimmer werden ca. 600 (im besten Fall) bis 900€ pro Monat fällig. Meine ersten Kontakte in Dublin bestanden vorwiegend aus anderen Austauschstudenten die wie ich, den Drang, die grüne Insel zu erkunden verspürten.

Am Beginn kommt man natürlich nicht an den unzähligen Pubs in Dublin vorbei, die stets Livemusik mit irischen Flair verbreiten. Im weiteren Verlauf des Semesters konnte ich einige Ausflüge in den Südwesten, an die Atlantikküste und nach Nordirland machen. Zu den Highlights in Irland die man gesehen haben sollte, zählen die Cliffs of Moher, der Ring of Kerry und der Giant's Causeway. Natürlich habe ich auch fleißig studiert, der Zeitaufwand für einen Kurs war definitiv höher als an der Montanuniversität. Das System am Trinity College gleicht eher einer FH als einer Universität. In jedem Kurs waren mehrere Assignments und Reports abzugeben, dazu kommen noch die Finals am

Ende des Semesters. Der Vorteil der Assignments war, dass man durch diese Punkte sammeln und so einfacher gute Gesamtnoten erzielen konnte. Neu für mich war ebenfalls eine typische Prüfungswoche am Ende des Semesters zu haben, da im irischen System alle Prüfungen des Studienjahres in einem abschließenden Prüfungsmonat absolviert werden. Einige meiner irischen Kommilitonen kamen so in den Genuss von 12 und mehr Prüfungen innerhalb eines Monats.

Es war mir sehr wichtig meine Kurse erfolgreich abzuschließen, doch bei einem Auslandssemester geht es um viel mehr, mein Auslandssemester hat meine Erwartungen übertroffen und ich würde es jeder Zeit wieder machen. In Bezug auf meine Ausbildung habe ich Einblick in ein anderes System mit einer unterschiedlichen Herangehensweise erhalten. Durch die ausschließlich englische Kommunikation konnte ich meine Englischkenntnisse deutlich verbessern. Weiters konnte ich viele neue Bekanntschaften mit Menschen aus Europa und der Welt schließen, mit denen ich teilweise noch immer in Kontakt stehe. Persönlich am meisten weiterentwickelt habe ich mich in Bezug auf Selbständigkeit und Flexibilität, da beim Reisen ständig unerwartete nicht geplante Probleme auftreten, es verlief bei weitem nicht alles reibungslos.



Mein Auslandssemester an der University of New South Wales – Australien

Für all die Unentschlossenen da draußen, die schon öfter mit dem Gedanken gespielt haben ein Auslandssemester zu machen, tut es. Nehmt die Chance wahr und traut euch. Ihr werdet es garantiert nicht bereuen. Und egal wo das Abenteuer Auslandssemester euch hinbringt, ihr lernt auf alle Fälle eine Menge. Mich hat dieses Abenteuer nach Australien gebracht und ich bereue es definitiv nicht.

Aufwändigster Teil waren sicherlich die Vorbereitungen und als dann endlich die Zusage seitens der University of New South Wales (UNSW) gegeben war, konnte auch mit der konkreteren Planung begonnen werden. Aufgrund mehrerer Faktoren beinhaltete diese Planung die Unterkunft in Sydney erst vor Ort zu suchen und glaubt mir, man möchte sich kurz vor Semesterbeginn nicht auf Wohnungssuche in dieser Stadt begeben. Stellt euch einen Haufen Möwen vor, die sich um etwas Essbares streiten und dieses Verhältnis spiegelt sich auch in den Wohnungspreisen wider. Aber auch diese Hürde wurde erfolgreich gemeistert und es konnte beruhigt ins Semester gestartet werden.

Ist man die überschaubare Uni in Leoben gewöhnt, wartet die UNSW mit über 50.000 Studenten auf, welche sich auf alle möglichen Studienrichtungen verteilen, angefangen bei Technik über Recht

und Medizin bis hin zu Kunst und Geisteswissenschaften. Dieses Angebot nahm ich wahr und belegte neben technischen Fächern auch einen Kurs zum Thema „Australische Eingeborenenkultur“, welcher durchaus half, etwas über Aborigines und das noch immer angespannte Verhältnis zu diesen zu lernen.

In puncto Energie sind die Australier nicht unbedingt die Energiesparweltmeister und auch nicht unbedingt sehr grün, was höchstwahrscheinlich auch am Rohstoffreichtum des Landes liegt. Energie stammt hauptsächlich aus konventionellen Quellen. Beim Gesamtenergieverbrauch von knappen 6000 PJ liegen Kohle (32%), Öl (38%) und Gas (24%) vorne und Erneuerbare machen lediglich einen kleinen Teil aus (6%).¹

Zum Leben ist Sydney eine wunderbare Stadt. Direkt am Meer gelegen gibt es zahlreiche Strände, die zum Sonnen, Schwimmen und Surfen einladen. Frei nach dem Motto „No Worries“ läuft alles ein bisschen lockerer und gelassener ab. Dies merkt man auch an der Art und Lebensweise der Menschen. Australien ist eine Outdoor-Nation. Viel Zeit an der frischen Luft ist ein Muss, am besten bei sportlicher Betätigung. Veranstaltet man stattdessen aber ein Barbecue mit dem fast obligatorischen Feierabendbier, hat auch keiner etwas einzuwenden. Sollte man im Zuge

dessen mal dem einen oder anderen giftigen Tierchen begegnen, gilt: Ruhe bewahren und immer daran denken „Tust du mir nichts, tu ich dir nichts“. (Wobei ich mir nicht ganz sicher bin, wer hier wohl den Kürzeren ziehen würde.)

Zu guter Letzt, was wäre ein Auslandssemester ohne Herumreisen? Und jedes Fleckchen faszinierte fast mehr als das zuvor erkundete. Zu den Highlights zählen sicherlich das Schnorcheln am Great Barrier Reef mit den farbenprächtigen Korallen und Fischen und am Ningaloo Reef mit Haien, Rochen und Schildkröten; Uluru und die Umgebung während eines Sonnenuntergangs in die atemberaubendsten Rottöne getaucht sehen; im Outback unter freiem Sternenhimmel mit fantastischem Blick auf die Milchstraße campen und die zahlreichen und unglaublichen Eindrücke entlang der Westküste zwischen Perth und Darwin, allen voran die Kimberleys und der Karajini-National-Park. Doch was die Reisen unvergesslich gemacht hat, waren auch die Menschen, die ich dabei kennen lernen durfte.

Alles in allem war mein Auslandssemester in Australien eine große Bereicherung, das mich sehr viel hat lernen lassen und das ich auf keinen Fall mehr missen möchte.

¹ Australian Energy Update 2016, Australian Government – Department of Industry Innovation and Science, Office of the Chief Economist



Hauptexkursion 2017

Durch die Brille des Energietechnikers

zukünftige Arbeitgeber wurden besichtigt...

Auf der mehrtägige Hauptexkursion durften einige Studenten verschiedene Firmen kennenlernen und deren Zugang zum Thema Energie mit all seinen Pasteten. Am Dienstag den 07.03.2017 ging die Reise um 7:05 los und brachte uns zur ersten Station nach Linz zu Siemens Transformers, wo wir die Produktionshallen und das Testfeld besichtigen durften. Nach diesem Ausflug in die Elektrotechnik war unser nächstes Ziel die thermische Welt von Ebner Industrieofenbau dort wurde uns ein Einblick in die Firmengeschichte sowie in die F&E Abteilung gewährt, wo uns auch ein Absolvent aus Leoben begegnete. Der Mittwoch stand ganz im Zeichen eines der größten Energieverbunde in Österreich der VOEST in Linz, wie Kerstin es treffend formulierte: jeder Energietechniker sollte die Firma gesehen haben, die einen eigenen Balken im Energieflußbild von Österreich hat. Die sehenswerte Stahlwelt und die Tour durch das Werksgelände, bei der findige Montanisten die Schlackegranulierungsanlage entdeckten die am Thermoprozeßtech-

niklehrstuhl mitentwickelt wurde, waren dabei Programm am Vormittag. Der Nachmittag war für das Thema Energie reserviert, und wie diese für den Standort bereitgestellt wird. Dabei wurden auch der Bereich Strom und Gasmarkt behandelt. Die Führung durch den neuen Kommandoraum sowie die Maschinen- und Kesselhäuser werden mir in Erinnerung bleiben. Um diesen Tag ausklingen zu lassen speisten wir, bevor es ins Hotel nach Wien ging, in der Buschen Schank Kienberger. Der erste Programmpunkt am Donnerstag war die OMV-Raffinerie in Schwechat, im Rahmen dieses Besuches wurden uns einige Projekte sowie Daten und Fakten rund um den Standort Schwechat, der mit seinen Produkten hauptverantwortlich für die Mineralölversorgung von Österreich ist, vorgestellt. Der Nachmittag führte uns zur Müllverbrennungsanlage in der Spittelau, wo wir leider nicht das Kesselhaus betreten durften, was dem ganzen etwas den Reiz nahm. Jedoch konnten die Architektur und die humorigen Anekdoten des Werksleiters

sowie seine Ausführungen zum Betrieb einer derartigen Anlage dieses Manko etwas ausbessern. Das AKW Zwentendorf bildete am Freitag das letzte Ziel unserer Exkursion. Durch die Ausführungen des EVN Personals wurde die spezielle Geschichte dieses Ortes vorgestellt. Die anschließende Führung durch das AKW hatte einen besonderen Charm da man viele Bereiche betreten konnte die Normalerweise durch die Strahlung unzugänglich wären. Durch unsere Ziele der Exkursion, vom Elektrotechnikbetrieb, einen Industrieofenbauer, ein integriertes Hüttenwerk und die damit verbundenen Herausforderungen, über die Erdölverarbeitung, die Müllverbrennung zur Kraft-Wärmenutzung, bis hin zum Energieversorgungsunternehmen und die Nukleartechnik wurde mir abermals die Breite unseres Studiengangs und die damit potentiellen Betätigungsfelder der Absolventen vor Augen geführt.

Mit leobner Glück Auf!
Gerhard Pertiller

Jahresbericht

Studienvertretung

Liebe Energietechniker!

Zuerst einmal möchten wir uns bei euch für die Wahl als eure neue Studienrichtungsvertretung und vor allem für die hohe Wahlbeteiligung bedanken. Wir freuen uns auf die nächsten Jahre und stehen euch gerne bei Fragen oder Problemen zur Verfügung.

Wir dürfen uns auch hier noch einmal vorstellen und euch darüber berichten, was sich dieses Semester bereits alles getan hat. Wir sind als eure gewählte Studienrichtungsvertretung nicht nur dafür verantwortlich eure Probleme und Anliegen gegenüber den Professoren zu vertreten, sondern auch dafür zuständig unser Studium stetig weiterzuentwickeln. Ihr könnt uns unter der Mail-Adresse stv-ie@oeh.unileoben.ac.at erreichen.

Den Start des neuen akademischen Jahres haben wir gleich genützt und in der ersten Woche unsere Schwammerl mit Speis-

und Trank herzliche in Empfang genommen. Auch unser Stammtisch zum Thema Auslandssemester war durch die Mitwirkung des MIRO und vor allem dank des Engagements der Studenten mit Auslandserfahrung ein voller Er-



folg. Deshalb wollen wir ein großes Dankeschön an alle Studen-

ten schicken, die sich für Fragen zu ihren Erfahrungen mit diesem Thema zur Verfügung gestellt und somit den Abend mitgestaltet haben. Bei unserem zweiten Stammtisch im Jänner durften wir einen interessanten Vortrag von Dr. Herbert Greisberger zum Thema „Energiesysteme und die damit verbundenen Herausforderungen bzgl. Speichersysteme“ hören. Ebenfalls ein voller Erfolg waren sowohl unser Glühweinstand, der in Kooperation mit dem Verein und der IAESTE organisiert wurde sowie unsere Weihnachtsfeier, bei der wir uns über die große Teilnahme gefreut haben. Gleichzeitig wollen wir hier die Gelegenheit nutzen und euch hiermit auch für die kommenden Stammtische einladen und hoffen euch dort zu sehen.

Glück Auf!
Lisa, Matthias und David





Jahresbericht

Vereinsobmann

Liebes Vereinsmitglied,

es freut mich sehr ein zweites Mal über den Energietechniker die Neuigkeiten aus dem Verein an die Mitglieder zu kommunizieren. Nach dem Erscheinen des ersten Mitgliedermagazine wurde eine Kooperation mit dem Alumni Club angestoßen, wodurch es künftig mögliche ist Mitglied im ViEt und im Alumni Club zu sein und dadurch den kombinierten Mitgliedsbeitrag von 60€ auf 40€ zu reduzieren. Ein weiterer Vorteil dieser Zusammenarbeit ergibt sich bei der Wahl des Termins für die Generalversammlung, die ab jetzt immer am Tag des Absolvententreffens (einen Tag vor dem alljährlichen Ledersprung) stattfindet. Auf diesem Weg sollte es für Absolventen noch attraktiver werden an diesem Tag die Alma Mater zu besuchen. Sollte ein Mitglied

dieses Modell wählen wollen bitte ich darum selbstständig mit dem Vorstand in Kontakt zu treten. Die Idee für die Mitglieder Firmenbesichtigungen zu organisieren wurde mit dem Besuch in der VOESTALpine in Donawitz ein erstes Mal umgesetzt. Leider ließ die Teilnehmer Zahl zu wünschen übrig, was der Qualität der Veranstaltung aber keinen Dämpfer verpaßte. Neben diesen Sonderprojekten wurden mit den Stammtischen und mittlerweile traditionellen Abschlussgrillerei das Sommersemester 2017 routiniert zu Ende geführt. Mit Beginn des Wintersemesters 2017/18 begann die neue Studienrichtungsververtretung mit ihrer Arbeit, und so wurde auch im Verein klar, dass ein Wandel Einzug hält. Da ich im März 2018 mein Studium beende und damit die Position als Obmann nicht wei-

terführen kann. Glücklicherweise erklärte sich Karin bereit diesen Posten zu übernehmen. Seit dem 23.11.2017 ist wieder eine Funktionsperiode abgelaufen und ein neuer Vorstand wurde gewählt. Deshalb möchte ich diesen Weg nutzen und mich bei allen alten und aktuellen Vorstandsmitgliedern für die hervorragende Zusammenarbeit bedanken und Wünsche der neuen Studienrichtungsververtretung und dem aktuellen Vorstand viel Erfolg beim Umsetzen der neuen Projekte und hoffe, dass die bisher geleistete Arbeit euch ein gutes Fundament bietet.

Mit montanstudentischem Glück Auf!
Gerhard Pertiller

Zukünftige Veranstaltung

Stammtisch VIET	KW20	Verbund – Netzstützung, Einsatz der Gaskraftwerke
Exkursion	25.5.	Hamburger Pitten und MedAustron Wiener Neustadt
Energytalks Stv.	6.6.	Prof. Kienberger - Elektromobilität
Grillfest IET	KW25	
Stammtisch VIET	KW45	
Weihnachtsfeier	KW50	
Stammtisch VIET	KW3/4 2019	
Generalversammlung	Donnerstag vor dem Ledersprung 2018	



ViET

Dein Vorstand



Obfrau
Karin Watschka
Quasi eh alles



Obmann-Stv
Philipp Lizzi
Herausgeber „Der Energietechniker“



Kassierin
Markus Klaming
Finanzwesen



Kassier-Stv.
David Schneiderbauer
Mitgliederverwaltung



Schriftführer
Benjamin Böckl
Controlling



Schriftführer-Stv
Aaron Marschnig
Redaktion der Newsletter



Beirat
Prof. Thomas Kienberger
Ratgeber



Beirat
Prof. Harald Raupenstrauch
Ratgeber

Mitgliedermagazin des Verein industrieller Energietechniker Leoben | Nr.: 2 Herausgeber und Medieninhaber: Verein industrieller Energietechniker Leoben | http://iet-iu.unileoben.ac.at/de/service-verein_iet/ | ZVR-Zahl: 767424149 | **Redaktion:** Philipp Lizzi | **Redaktionsbeirat:** Obfrau Karin Watschka, 8700 Leoben, Franz Josefstraße 18, Lehrstuhl für Energieverbundtechnik an der Montanuniversität Leoben, Mail: viet@unileoben.ac.at | **Druck:** Medienfabrik Graz **Alleinige Anzeigenaufnahme:** über die Redaktion | **Design:** Werbeagentur PR3000 | office@pr3000.at

Die grundlegende Richtung des ViET- Mitgliedermagazins wird durch die Satzungen des Verein industrieller Energietechniker Leoben bestimmt. Abgedruckte Beiträge geben die Meinung der Verfasser wieder. Für unverlangte Sendung wird keine Haftung übernommen; Retournierung nur gegen beiliegendes Rückporto. Adressänderungen bitte dem Vorstand bekanntgeben. Aus Gründen der einfacheren Lesbarkeit wird in „Der Energietechniker“ auf eine geschlechterspezifische sprachliche Differenzierung – wie zum Beispiel TechnikerInnen -verzichtet. Entsprechende Begriffe gelten nach Auffassung der Redaktion und im Sinne der Gleichbehandlung grundsätzlich für beide Geschlechter.