



Biowasserstoff-Magazin

Energie für neues Denken

11. Ausgabe • 18. Dezember 2008

Aktualisiert: 01.03.09 | 15.04.09

Das Team vom Biowasserstoff-Magazin wünscht allen Lesern
Frohe Weihnachten und ein gutes neues Jahr 2009

Themen in dieser Ausgabe:

- Der (Alb-)Traum vom Wüstenstrom (Aktual. 1.3.09)
- Weltgrößtes Brennstoffzellenwerk in Pohang, Republik Korea, eröffnet
- MCFC-Brennstoffzelle und SOFC-Brennstoffzelle
- Autotherme Wirbelschichtvergasung von Carbona/Andritz (Aktual. 15.4.09)
- Vergleich 'Stromwirtschaft' ./ 'Wasserstoffwirtschaft'
- Energiekonzept mit Wasserstoffspeicherung
- Wasserstoff-Speicherung in Salzkavernen zur Glättung des Windstromangebots
- Wasserstoff-Busse III
- Wasserstoff-Busse von VAN HOOL
- Autotram
- Wasserstoff-Tankstellen

Impressum: Seite 41

Bio-Wasserstoff ist aus Biomasse herstellbar und **billig!** Die **Energieausbeute** beträgt **90-110 %!**

Warum es ihn noch nicht gibt? Fragen Sie das die Politiker und Verantwortlichen der Energiekonzerne!

Wunschliste

Dezentrale Biowasserstofferzeugung
Brennstoffzellenautos
Wasserstoff-Tankstellen
Brennstoffzellenheizung
.....



Der (Alb-)Traum vom Wüstenstrom - Manfred Richey

Desertec Projekt: Energie für den ganzen Planeten (Aktualisiert 01.03.2009)

Strom ohne Ende - das DESERTEC Projekt der Deutschen Gesellschaft Club of Rome befasst sich mit Perspektiven erneuerbarer Energien und Fortschritte im Bereich der Gleichstrom-Hochspannungstechnik. Dadurch sind Überlegungen aufgenommen, einen Energieverbund mit nordafrikanischen Wüstengebieten zu realisieren. Am Meer nutzt man Windenergie, in der Wüste Spiegelkraftwerke. In Kalifornien arbeiten Spiegelkraftwerke schon seit 20 Jahren zuverlässig.

Lediglich Spiegelkraftwerke auf einer Fläche von der Größe Österreichs wären nötig, um den ganzen Planeten mit Strom-Energie unabhängig von Öl, Kohle, Atom und Gas zu machen! Für Europa reicht ein Fünftel davon.

Die deutsche Bundesregierung steht dem Solarstromverbund mit Afrika positiv gegenüber und betont, dass der Ausbau der solarthermischen Stromerzeugung in den Ländern Nordafrikas und des Nahen Ostens in Verbindung mit einem Stromverbund im Mittelmeerraum im gesamteuropäischen Interesse liege. Es bietet sich an, auch im Rahmen des "Barcelona Prozesses: Union für das Mittelmeer" entsprechende Programme und Projekte zu realisieren.

(Fortsetzung auf Seite 2)

Viele Länder handeln, verschläft Deutschland die Zukunft?

(Fortsetzung von Seite 1)

Strom ohne Ende - Sonnenenergie aus der Wüste

Projekt Desertec: Der kühne Traum, "grünen" Strom über tausende von Kilometern hinweg vom mittleren Osten und Nordafrika nach Europa zu transportieren.

Dazu ein Zitat aus Wikipedia:

"Das DESERTEC Konzept sieht vor, im Nahen Osten (engl. Middle East) und Nord-Afrika (MENA) mit Hilfe von Solarthermischen Kraftwerken und Windparks die Wasserentsalzung und Stromerzeugung voranzutreiben und den sauberen Strom dann mittels HVDC-Leitungen (High Voltage Direct Current = Hochspannungsgleichstromübertragung) in diese Länder und ab 2020 (mit insg. nur 10-15 % Übertragungsverlust bis nach Europa zu leiten.

Hinter dem Projekt steht die Trans-Mediterranean Renewable Energy Cooperation (TREC), eine Initiative, die sich für die Übertragung von in Wüstenregionen erzeugtem Solar- und Windstrom nach Europa einsetzt. TREC wurde 2003 vom Club of Rome, dem Hamburger Klimaschutz-Fonds und dem Jordanischen Nationalen Energieforschungszentrum (NERC) gegründet und hat das DESERTEC Konzept entwickelt und in Zusammenarbeit mit dem Deutschen Zentrum für Luft- und Raumfahrt wissenschaftlich untersucht."

Zitat-Ende

Ein Zitat aus www.umweltbrief.de:

Sahara elektrisiert Europa

Von Algeriens 2,38 Millionen Quadratkilometern sind 80% Wüste, über der ständig die Sonne scheint. Das könnte theoretisch sämtliche Energieprobleme der Welt lösen: Algeriens Solarenergiekapazität liegt bei 170.000 Terawattstunden (TWh) pro Jahr - der globale Energieverbrauch betrug 2005 knapp 140.000.

Solarprojekte in Algerien haben daher Hochkonjunktur. "Trec" (Transmediterrane Erneuerbare Energiekooperation), eine 2003 entstandene Kooperation des Club of Rome mit mehreren Forschungszentren, hat ein Konzept erarbeitet, Solarstrom aus Südalgerien nach Europa zu exportieren - "von Adrar nach Aachen".

Das Kabel soll über Sardinien und die Alpen nach Deutschland führen und zwei Milliarden Euro kosten. Teurer, mit bis zu 18 Milliarden, wären die Solarkraftwerke. Mehr bei <http://www.taz.de/digitaz/2008/07/18/a0042.nf/text>

Zitat-Ende

Eigener Kommentar

„... Von Algeriens 2,38 Millionen Quadratkilometern sind 80% Wüste, über der ständig die Sonne scheint...“ heißt es in dem Zitat. Auch nachts? Nachts scheint auch in den Wüstengebieten keine Sonne. Das im Parabolrinnen-Kraftwerk Andasol verwendete Prinzip erzeugt aus Sonnenstrahlen Wärme, die dann mittels Dampfturbine in Strom umgewandelt wird. Ein Teil der tagsüber eingefangenen Wärme wird in Salztanks gespeichert und kann dann nachts, wenn keine Sonne scheint, zur Stromerzeugung verwendet werden. Zusätzlich will man dann noch als Ergänzung Windkraftwerke installieren, die immer dann Strom erzeugen, wenn Wind weht.

„Stromübertragung per Kabel - von Algerien über Sardinien nach Deutschland...“ heißt es weiter.

Aber: Übertragungsverluste, Kabeldefekte, neue Abhängigkeiten, Sabotage- und Terrorgefahr, Durchleitungsgebühren - habe ich etwas vergessen? Die Übertragungsverluste wären noch das geringste Problem. Die Abhängigkeiten von den Wüstenländern - bzw. deren Herrschern - bereitet mir dagegen große Sorgen. Ebenso die Tatsache, dass wir dann zwar unabhängiger werden von teuren Öl- und Gasimporten, aber auch dann wieder viel Geld aus Deutschland (und den anderen EU-Ländern, die sich beteiligen) abfließt und in Regionen landet, die politisch nicht unbedingt als stabil einzustufen sind. Ob die Armut in diesen Ländern durch den Geldsegen gemildert wird, ist ebenfalls fraglich. Vielleicht bauen dann weitere Staaten noch höhere Superwolkenkratzer wie in Dubai und hoffen auf Einnahmen durch reiche Touristen... Neue Arbeitsplätze entstehen also dort und nicht bei uns!

(Fortsetzung auf Seite 3)

Traum oder Albtraum vom Wüstenstrom?

(Fortsetzung von Seite 2)

Natürlich haben diese mehrere tausend Kilometer langen Gleichstromkabel auch positive Aspekte: Wenn sie bei Sabotage- oder Terroranschlägen gesprengt werden, dann fließt wenigstens kein Öl oder Gas aus und die Umwelt wird nicht verschmutzt...

Soweit, so gut.

Stellen wir uns das Desertec-Projekt einmal fertig vor

Die möglichen Gebiete

Die Gebiete für die Solarplantagen umfassen folgende Länder:

Spanien, Marocco, Mauretania, Algerien, Mali, Niger, Tschad, Sudan, Tunesien, Libyen, Ägypten, Äthiopien, Griechenland, Türkei, Syrien, Irak, Jordanien, Saudi-Arabien, Kuwait, Bahrain, Iran, Vereinigte Arabische Emirate, Oman, Jemen. Auch Portugal und Italien (der Süden) wären gut geeignet.

Spanien, Portugal, Italien und Griechenland gehören zur EU und können damit als sichere Länder mit stabilen Verhältnissen eingestuft werden. Verträge mit diesen Ländern dürften auf lange Zeit als verlässlich gelten. Auch bliebe das Geld hier wenigstens innerhalb der EU-Länder.

Ganz anders sieht es in vielen anderen Ländern aus. Libyen, Algerien usw. möchte ich nicht als auf längere Sicht verlässliche Partner einstufen. Zwar dürften die jeweiligen Herrscher an den Einnahmen aus den Stromlieferungen stark interessiert sein und so alles tun, um diese ungestört aufrecht zu erhalten. Aber es gibt Gruppierungen, die diese eher westlich ausgerichteten Herrscher gerne stürzen möchten, um ‚Gottesstaaten‘ zu errichten oder einfach nur selbst die Macht zu übernehmen. Das geht am besten, wenn man die vorhandenen Herrscher schwächt, zum Beispiel, indem man ihnen durch Sabotage und Terroranschläge die Einnahmen aus den Stromlieferungen nimmt.

Dann sitzen die Menschen in den Abnehmerländern im Dunkeln.

Zwar heißt es, dass ‚nur‘ bis zu 15 Prozent unseres Stroms aus den Wüstenländern kommen sollen. Aber auch das würde schon kein geringes Problem darstellen, wenn diese 15 Prozent für längere Zeit ausfallen. Ganz abgesehen davon, dass viel Geld in Länder fließt, deren mögliche künftige Herrscher uns nicht auf Dauer wohl gesonnen sind.

Energiespeicherung

Man müsste also Energie zwischenspeichern, um die Zeiten zu überbrücken, wo kein Strom aus Sonnen- und Windenergie verfügbar ist. Und genau das ist das Problem. Bei der Stromerzeugung in den Wüstenländern wird Wärme direkt vor Ort zwischengespeichert, um auch nachts Strom liefern zu können. Wenn die Stromlieferungen aber ausfallen, dann fallen auch die Speichermöglichkeiten mit aus.

Strom, der zu uns über die Hochspannungskabel kommt, kann man aber nicht so gut direkt bei uns speichern - im Gegensatz zu Erdöl und Gas. Akkus für einige Megawatt, das geht eben nicht.

Zwar geistern schon Ideen herum, dass man nur genügend Elektroautos mit leistungsfähigen Akkus haben müsste, die bei Bedarf auch wieder Strom an das Stromnetz abgeben könnten. Aber wie soll das funktionieren? Nachts, wenn das Auto in der Garage steht, muss ich die Akkus meines Elektroautos aufladen, damit ich am Tag damit fahren kann. Ich kann also nachts keinen Strom abgeben, ich benötige welchen, um die Akkus aufzuladen. Und wenn ich tagsüber mit dem Auto fahren will (oder muss), kann ich auch keinen Strom abgeben.

Es bleibt also noch die Möglichkeit, den Strom umzuwandeln, z.B. in Wasserstoff, den man dann speichern kann. Wenn man Strom aus dem gespeicherten Wasserstoff benötigt, dann muss dieser wieder zurück gewandelt werden. Beides bedeutet nicht unerhebliche Verluste, die noch zu den Übertragungsverlusten zwischen Erzeugungs- und Verbrauchsort hinzu kommen.

Um diese Verluste gering zu halten, werden die Energiekonzerne versuchen, die Speicherung, z.B.

(Fortsetzung auf Seite 4)

Von einer Abhängigkeit in eine noch größere...

(Fortsetzung von Seite 3)

über den Zwischenweg Wasserstoff, so gering wie möglich auszulegen, also höchstens für einige Stunden bis wenige Tage.

Energiesicherheit

Von den bisher verwendeten Primärenergien Öl, Gas und Uran sind wir es gewohnt, dass man diese fast beliebig lang zwischenspeichern kann. So können Vorräte für mehrere Wochen bis mehrere Monate angelegt werden. Fällt ein Lieferant aus, oder fallen mehrere Lieferanten aus, bleibt genug Zeit, nach Lösungen zu suchen.

Bei der zuvor aufgeführten Problematik des 'Wüstenstroms' bleibt nur eine sehr geringe Zeit, um Lösungen zu finden - danach gehen die Lichter aus.

Ausfälle bei den geplanten 'Wüstenstromlieferungen' können viele Gründe haben:

Technische Defekte, Sabotage/Terroranschläge, Leitungsbruch oder ganz einfach Unwilligkeit auf der Lieferantenseite, weiter Strom zu liefern, weil er mehr Geld möchte und so Druck machen kann.

In vielen der für Solarplantagen aufgeführten Ländern sind weder die politische Lage noch die Regierungen stabil und Verträge/Vereinbarungen stehen somit auf wackeligen Beinen. Außerdem gibt es keine Kontrollmöglichkeiten, wohin das Geld, welches wir für die Lieferung des Stroms zahlen, wirklich fließt. Ob alle Menschen in den Erzeugergebieten etwas davon haben, oder ob nur einige Feudalherren in Saus und Braus leben - das können wir nicht beeinflussen.

Abhängigkeiten - wird der Traum zum Albtraum?

Zurzeit sind wir sehr stark abhängig von Öl-, Gas und Uranimporten. Allerdings gibt es bei diesen Energien gute **Speichermöglichkeiten** und damit genügend Vorräte. Öl und Gas kann man notfalls auch per Schiff transportieren, wenn eine Pipeline längere Zeit ausfällt.

Bei dem Wüstenstrom ist dies nicht möglich.

Wir geraten also von einer großen Abhängigkeit in eine noch größere. Wollen wir das? Können wir uns das leisten? Können und wollen wir das einfach so akzeptieren?

Für die Herrscher der Wüstenländer, die großen Energiekonzerne und die Leitungsbetreiber mag es der Traum vom Wüstenstrom sein. So können sie auch nach dem Versiegen des Öls den Markt weiterhin beherrschen und kräftig abkassieren.

Für alle anderen kann so der Traum vom Wüstenstrom zum Albtraum werden!

Bessere Lösungen

Wäre es nicht viel besser, wenn der größte Teil der benötigten Energie direkt vor Ort, im eigenen Land, in der eigenen Region erzeugt wird? Genau das sieht die dezentrale Biowasserstoffwirtschaft vor. Und Wasserstoff kann man genauso gut speichern, wie auch die zur Erzeugung benötigte Biomasse. Also eine doppelte Absicherung, um mögliche Ausfälle zu überbrücken.

Wenn die richtige Biomasse eingesetzt wird, dann steht diese auch nicht in Konkurrenz zu Lebensmitteln. Auch Ackerflächen gibt es mehr als genug. Und es wäre allemal besser, brach liegende Flächen für die Erzeugung von Biomasse zu nutzen und damit den Landwirten Gelegenheit zu geben, Geld zu verdienen, als ihnen Stilllegeprämien aus Steuergeldern zu zahlen, um die Lebensmittelpreise stabil (= hoch) zu halten und/oder nicht genutzte Flächen verwildern und versteppen zu lassen.

Strom und Wasser für die Wüste

Große Solarplantagen in Wüstengebieten kann man ja trotzdem errichten. Den Strom verwenden dann die Menschen in diesen Ländern, über kurze Leitungen mit geringen Verlusten. Damit kann man

(Fortsetzung auf Seite 5)

Es gibt bessere Lösungen - man muss diese nur wollen!

(Fortsetzung von Seite 4)

auch Meerwasser entsalzen und so Wüstengebiete fruchtbar machen. Das hilft den Menschen dort zu einem besseren Lebensstandard und gibt ihnen Unabhängigkeit. Außerdem hilft es, den Strom der Wirtschaftsflüchtlinge aus armen afrikanischen Ländern nach Europa einzudämmen. Wenn es in Afrika Strom, Wasser, Arbeit und genügend Nahrung gibt, dann wollen diese Menschen gar nicht mehr nach Europa und bleiben in ihrer Heimat.

Dass in Kalifornien Spiegelkraftwerke schon seit 20 Jahren zuverlässig arbeiten ist ein hervorragender Beweis für diese Technologie. Man sollte dieses Know-how nutzen. In Kalifornien wird damit Energie für Kalifornien erzeugt, was die Unabhängigkeit Kaliforniens stärkt. In Südspanien eingesetzt, kann Strom für Südspanien und für die mittleren Bereiche Spaniens erzeugt werden. Das stärkt die Unabhängigkeit Spaniens von Energieimporten. Solarmillennium ist mit dem Andasol-Projekt in Südspanien bereits auf dem besten Weg. Das ist gut!

Wenn man aber in fernen Wüstengebieten Strom erzeugt und diesen über tausende Kilometer lange Kabel verlustreich zu uns transportiert, dann geraten wir von einer Abhängigkeit in eine noch viel schlimmere! Das ist schlecht!

Nachdenken

Darüber sollten alle nachdenken, die das Wüstenstromprojekt ganz toll finden. Damit der Traum vom Wüstenstrom nicht zu einem Albtraum wird, der uns in eine düstere Zukunft der Unsicherheit und Abhängigkeit führt.

Darüber sollten all die Menschen nachdenken, die im nächsten Jahr zur Wahlurne gehen und ihre Stimme abgeben.

Wollen wir wirklich Politiker, die uns von einer Abhängigkeit in eine noch viel größere treiben - nur, weil es ihnen die Lobbygruppen massiv einflößen?

Wollen wir Verlängerungen für alte und marode Kernkraftwerke, wollen wir den Bau weiterer umweltschädlicher Kohlekraftwerke?

Wollen wir das alles - nur, weil es mächtige Lobbygruppen der Energieerzeuger gibt und (leider) sehr viele Politiker, die darauf hören?

Wenn wir das alles nicht wollen, dann sollten wir etwas dafür tun, dass diese für uns alle nicht sehr guten Umstände sich ändern. Zum Beispiel mit unserer Stimme bei den Wahlen im kommenden Jahr. Bestimmt gibt es noch genug von Lobbygruppen unbeeinflusste Politiker, die frei und unabhängig entscheiden können und sich für eine dezentrale Energieversorgung einsetzen und so dazu beitragen, dass wir wieder mehr Unabhängigkeit von Energieimporten erreichen. Es könnte sich lohnen, diese ausfindig zu machen und sie zu wählen.

Umweltschutz und CO₂-Reduzierung sind ein gutes und lobenswertes Ziel. Aber doch nicht um den Preis einer neuen Superabhängigkeit. Vor allem, wenn es auch andere, bessere Lösungen gibt - dezentral und direkt vor Ort - wo dann auch die Arbeitsplätze vor Ort entstehen.

Es lohnt sich, darüber nachzudenken.

Für uns.

Für unsere Zukunft.

Für die Zukunft unserer Kinder und Enkelkinder.

Das Alle Rechte an diesem Artikel liegen bei Manfred Richey, Nürtingen.
Nutzung bzw. Veröffentlichung nur nach vorheriger schriftlicher Zustimmung durch den Autor. Anfragen bitte an: kontakt@bio-wasserstoff.info

Dieser Beitrag ist auch als Webseite und im PDF-Format verfügbar:

<http://biowasserstoff-magazin.de/klarstellungen.htm>

Bio-Wasserstoff, dezentral erzeugt, ist die bessere Lösung!

Weltgrößtes Brennstoffzellenwerk in Pohang, Republik Korea (Südkorea) - Manfred Richey

In mehreren Pressemeldungen aus Korea vom September 2008 sowie in einer eigenen Veröffentlichung gibt der südkoreanische Energiekonzern POSCO (<http://www.posco.com/homepage/docs/eng/jsp/prcenter/news/s91c1010025v.jsp>) bekannt, dass das neu errichtete derzeit weltgrößte Brennstoffzellenproduktionswerk seinen Betrieb aufgenommen habe.

Gemeinsam mit der US-Firma FuelCell Energy (<http://www.fuelcellenergy.com/>) konnte der Konzern das Brennstoffzellenwerk zum weltweit größten seiner Art ausbauen.

Jährlich sollen Brennstoffzellenanlagen mit einer Gesamtleistung von 50 Megawatt hergestellt werden. Mit der Leistung von 50 MW der dort produzierten Brennstoffzellen könnten rund 17.000 Haushalte mit Strom versorgt werden. Die Produktionsleistung des Brennstoffzellenwerks in Pohang ist doppelt so hoch, wie das zuvor größte Brennstoffzellenwerk in Connecticut USA.

Der Bau des Brennstoffzellen-Kraftwerks hat laut offiziellen Angaben von Posco 120 Milliarden Won (entspricht ca. 90 Millionen Euro) gekostet. Weitere 40 Milliarden Won (ca. 27,5 Mio. Euro) wurden für Forschung und Entwicklung investiert und weitere 10 Milliarden Won (ca. 7 Mio. Euro) sind für weitere Forschung und Entwicklung bis 2012 geplant.



Produktionswerk

In diesem Brennstoffzellenproduktionswerk werden drei Typen von Brennstoffzellenanlagen mit Leistungen von 350 kW, 1,4 MW und 2,8 MW hergestellt. Die Brennstoffzellen-Stacks stammen von FuelCell Energy, Connecticut USA, alle weiteren Anlagenteile werden im Werk hergestellt, wo auch die komplette Montage erfolgt.



Das neue Brennstoffzellenanlagen-Werk in Pohang

POSCO's 50 megawatt fuel cell production plant starts operations in the southeastern port city of Pohang. / Courtesy of POSCO

Das Werk besteht aus folgenden Einrichtungen:

BOP-Produktions-Linie (BOP = 'Balance of Plant' = Anlagenperipherie), Produktmontage, Test-/Prüfeinrichtung, Ausstellungsraum, Büros usw.

Direkte Informationen: <http://www.poscofuelcell.com/english/business/condition03.asp>

(Fortsetzung auf Seite 7)

(Fortsetzung von Seite 6)

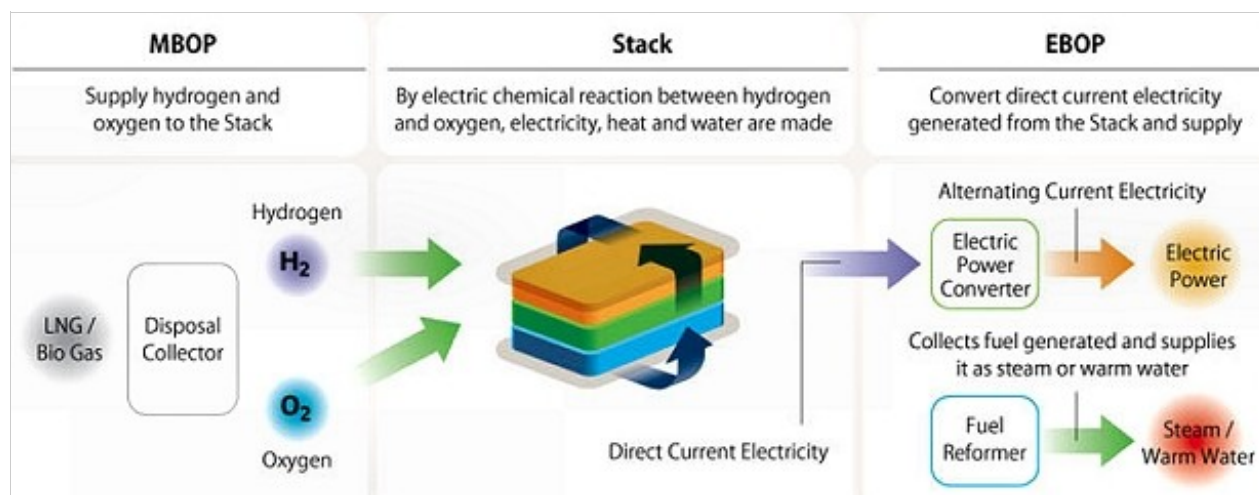
Bis zum Jahr 2012 soll ein zweites Werk, ebenfalls für die Produktion von Brennstoffzellenanlagen mit einer Gesamtleistung von 50 MW, gebaut werden. Dabei wird in Zusammenarbeit mit RIST (Research Institute of Industrial Science and Technology) und POSTECH (Pohang Institute of Science and Technology) ein auf Brennstoffzellen spezialisiertes Forschungszentrum eingerichtet, um die Grundlagentechnologie der Brennstoffzellen noch zu verbessern. Die nächste Generation soll so 10 Prozent mehr elektrische Energie erzeugen und 20 Prozent billiger werden.

Dafür will POSCO bis zum Jahr 2012 rund 170 Milliarden Won (148 Millionen US-Dollar, entspricht ca. 100 Mio. Euro) in den Bau eines zweiten Kraftwerks investieren, und so in der Sparte für umweltfreundliche Energieerzeugung weiterhin zulegen.

Mr. Ku Taek Lee, Präsident von POSCO, sagte (sinngemäß): "Das Brennstoffzellengeschäft ist die optimale Alternative, welche die Probleme der sich erschöpfenden fossilen Energien und der Umweltverschmutzung ebenso lösen kann, wie die Bestrebungen der Regierung zur CO₂-Reduzierung und der Ausweitung großer Kapazitäten erneuerbarer Energien. Es soll so eine große Kapazität an Brennstoffzellenproduktion für das weltweite Geschäft entstehen und Pohang soll durch kontinuierliche Weiterentwicklung zum Mekka des Brennstoffzellen-Geschäfts werden."

Brennstoffzellenanlagen-Struktur

Die bei POSCO in Pohang hergestellten Brennstoffzellenanlagen weisen folgende Struktur auf:



Grafik mit freundlicher Genehmigung von POSCO - <http://poscopower.co.kr>

Es handelt sich um Anlagen mit einem vorgeschalteten Reformer, der das verwendete Gas (LNG oder Biogas) in Wasserstoff umwandelt.

Glossar:

MBOP (Mechanical balance-of-plant) = Mechanischer Teil der Anlage, Aufbereitung von Erdgas (LNG) und Biogas zu Wasserstoff (H₂)

Stack = Brennstoffzellen-Module

EBOP (Electrical balance-of-plant) = Elektrischer Teil der Anlage, Stromerzeugung und -aufbereitung.

(Fortsetzung auf Seite 8)

Pohang soll zum Mekka des Brennstoffzellen-Geschäfts werden

(Fortsetzung von Seite 7)

Brennstoffzellenanlagen-Typen von POSCO

In dem Brennstoffzellenproduktionswerk werden drei Typen von Brennstoffzellenanlagen mit Leistungen von 350 kW, 1,4 MW und 2,8 MW hergestellt, die hier kurz dargestellt werden sollen.

DFC300MA

Das kleinste Modell liefert 350 kW elektrische Leistung. Die Ausgangsspannung beträgt 480 VAC (andere Spannungen, z.B. 380 V, 420 V usw. sind möglich).

Mögliche Einsatzgebiete: Kleine Fertigungsbetriebe, Hotels, Universitäten, Gebäudekomplexe, Lebensmittel-/Getränkehersteller bei denen Gase entstehen.

DFC1500MA

Das mittlere Modell liefert 1.400 kW (1,4 MW) elektrische Leistung. Die Ausgangsspannung beträgt 480 VAC (andere Spannungen, z.B. 380 V, 420 V usw. sind möglich).

Mögliche Einsatzgebiete: Abwasseraufbereitungsanlagen, Mülldeponien, Krankenhäuser, Herbergen und Produktionsbetriebe.

DFC3000MA

Das große Modell liefert 2.800 kW (2,8 MW) elektrische Leistung. Die Ausgangsspannung beträgt 13,8 kVAC (andere Spannungen sind möglich).

Mögliche Einsatzgebiete: Kraftwerksanlagen.

Einsatz von Brennstoffzellenanlagen in der Praxis

Im Zeitraum vom April 2005 bis April 2006 hat POSCO bereits Brennstoffzellenanlagen bei RIST, Seoul Tancheon Sewage Treatment Plant und Chosun University Hospital in Gwangju installiert. Im November 2006 wurde erstmals eine kommerzielle Brennstoffzellenanlage für KO-SEP's (Korea South-East Company, ein staatlicher Energieversorger) 'Bundang Generation Plant' installiert, die ihren Betrieb normal versieht.

Einsatz von Brennstoffzellenanlagen - Beispiele:



Bilder mit freundlicher Genehmigung von POSCO <http://www.poscofuelcell.com/english/>

(Fortsetzung auf Seite 9)

(Fortsetzung von Seite 8)



Bilder mit freundlicher Genehmigung von POSCO <http://www.poscofuelcell.com/english/>

Weitere Anlagen sind für folgende Orte geplant:

- Pohang 2 x DFC1500MA = 2,4 MW,
- Jeonju DFC3000MA = 2,4 MW,
- Gunsan 2 x DFC1500MA = 2,4 MW,
- Boryeong DFC300MA = 300 kW,
- Suncheon = 2 x DFC3000MA = 4,8 MW,
- Dangjin DFC3000MA = 2,4 MW,
- Ilsan = DFC3000MA = 2,4 MW.

Die Anlagen sollen im Zeitrahmen von Ende 2008 bis Ende 2009 installiert werden.

Ansichten der drei Brennstoffzellenanlagen-Modelle

DFC300MA model

DFC300MA generates 350kW of electricity per hour.
Installation area is less than 132~165 m² and this is much smaller than installation area of other power generating plants. It is possible to install in various areas such as small manufacturing facilities, hotels, universities, buildings, and food / drinks manufacturing factory that discharges ADG.

Grafik mit freundlicher Genehmigung von POSCO - <http://www.poscofuelcell.com/english/>

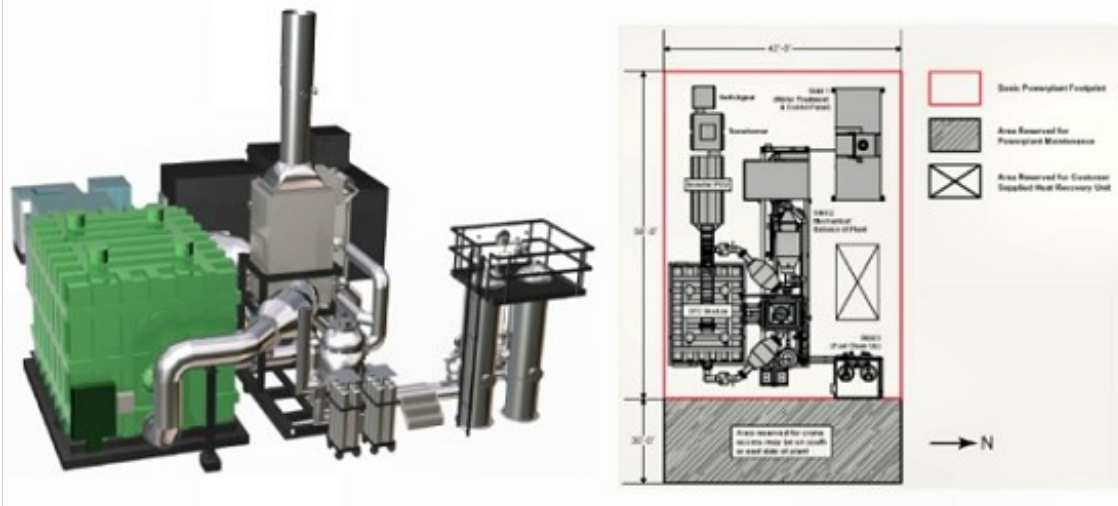
(Fortsetzung auf Seite 10)

(Fortsetzung von Seite 9)

DFC1500 model

DFC1500 generates 1,400kW (1.4MW) of electricity per hour.

Installation area is relatively small (330~495 m²), and therefore it can be widely used in areas like sewage disposal plants, landfills, hotels and hospitals, and manufacturing facilities.

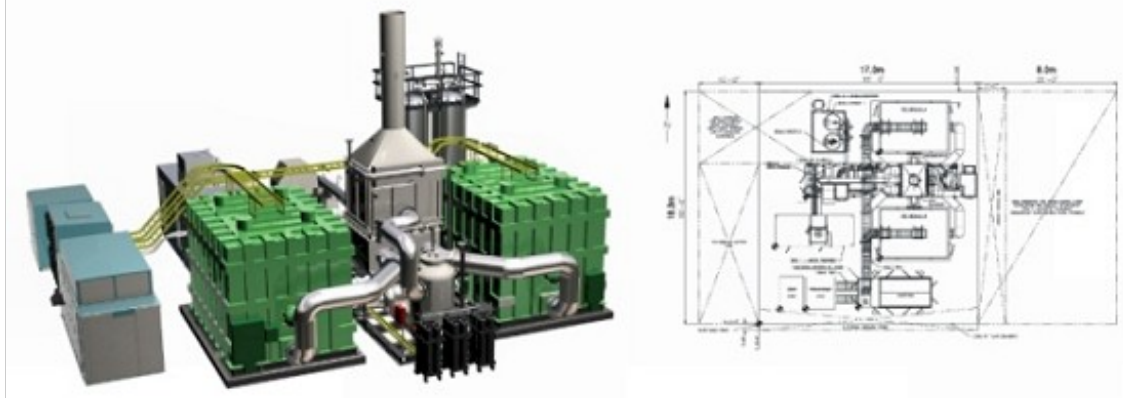


Grafik mit freundlicher Genehmigung von POSCO - <http://www.poscofuelcell.com/english/>

DFC3000MA model

DFC3000 generates 2,800kW (2.8MW) of electricity per hour.

It consists of 6 modules and installation area varies ranging 660~990 m² depending on the nature of installation environment. This product is appropriate for power plants that generate large volumes of electricity, and because of the small area required for installation compared to its volume, large volume of output in a relatively small area is possible.



Grafik mit freundlicher Genehmigung von POSCO - <http://www.poscofuelcell.com/english/>

(Fortsetzung auf Seite 11)

(Fortsetzung von Seite 10)

Schmelzcarbonat-Brennstoffzelle MCFC *(Molten Carbonate Fuel Cell - MCFC)*

Die Schmelzcarbonat-Brennstoffzelle (Molten Carbonate Fuel Cell - MCFC) gehört wie die SOFC zu den Hochtemperaturbrennstoffzellen. Ihre Arbeitstemperatur liegt typischerweise zwischen 600° C und 700° C und damit etwas niedriger als bei der SOFC.

Der Elektrolyt besteht aus einer Mischung aus Lithium- und Kaliumcarbonat ($\text{Li}_2\text{CO}_3 / \text{K}_2\text{CO}_3$). Sie ist unempfindlich gegen Kohlenmonoxid und benötigt keinen Katalysator. Als Brenngas wird vor allem Erdgas (oder Biogas/Synthesegas, Methan) verwendet. Das Brenngas, z.B. Methan (CH_4), kann in den Zellen direkt zu Wasserstoff (H_2) reformiert werden.

Ein Teil der Wärme wird in einem Vorreformer genutzt um das Brenngas in Kohlendioxid und Wasserstoff zu trennen. Der Wasserstoff wird der Anode zugeführt, das Kohlendioxid und Luftsauerstoff der Kathode. O_2 und CO_2 verbinden sich zu CO_3^{2-} und diese so genannten Karbonationen sind dann wieder in der Lage, sich durch die Salzschmelze (Elektrolyt, Schmelzpunkt bei 480 Grad Celsius) hindurch mit dem Wasserstoff an der Anode zu verbinden (daher auch die Bezeichnung Schmelzcarbonat-Brennstoffzelle). Je nach Bauart erfolgt eine externe oder eine interne Reformierung des Brennstoffes.

Der elektrische Wirkungsgradbereich liegt (derzeit) zwischen 48 % und 60 %. Dieser kann durch die Wärmegewinnung noch weiter bis auf 77 % und höher gesteigert werden. Eine weitere Verbesserung zu noch mehr elektrischem Wirkungsgrad auf Kosten der Wärmeerzeugung ist nur für Sonderanwendungen sinnvoll. Wärme wird stärker gebraucht als Strom.

Die Technologieentwicklung begann in den 1990er Jahren. Seit der Kommerzialisierung im Jahr 2002 wurden Brennstoffzellenanlagen dieses Typs in rund 50 Ländern weltweit installiert. Eine weitere rasche Verbreitung ist wegen der hohen Effizienz und Umweltfreundlichkeit zu erwarten.



Links: **POSCO Werk in Pohang**

Hier werden Brennstoffzellen-Anlagen mit MCFC-Brennstoffzellen in Serie gefertigt.

Unten: Technik im POSCO-Werk
(Bilder mit freundlicher Genehmigung von POSCO - <http://poscopower.co.kr>)



Anwendungen der Schmelzcarbonat-Brennstoffzelle

Schmelzcarbonat-Brennstoffzellen werden für den stationären Einsatz entwickelt. Sie eignen sich besonders für die Kraft-Wärme-Kopplung in industriellen und gewerblichen Anwendungen, wo hohe Temperaturen benötigt werden (Prozesswärme).

Eine Eigenschaft der MCFC, die ihre flexible Anwendung einschränkt, ist die lange Vorwärmzeit von einigen Tagen. Die Lebensdauer wird günstig beeinflusst, wenn die Betriebstemperatur immer konstant gehalten wird. Ein schnelles reagieren auf Lastwechsel ist somit für diese Technik nicht realisierbar, andererseits liefert das Gerät gleichmäßig Strom und Prozesswärme/Prozessdampf von max. 550 Grad Celsius für industrielle und kommunale Anwendungen.

(Fortsetzung auf Seite 12)

(Fortsetzung von Seite 11)

Festoxid Brennstoffzelle SOFC (*Solid Oxid Fuel Cell*)

Anlagen mit SOFC Brennstoffzellen werden als nächste Generation nach den PAFC^[1]- und MCFC-Brennstoffzellenanlagen bei POSCO entwickelt. Es wird erwartet, dass durch die SOFC-Brennstoffzellen die Kosten reduziert werden können bei gleichzeitig weiterer Erhöhung der Sicherheit und Wirkungsgrade.

Zurzeit ist der Einsatz der SOFC-Brennstoffzellenanlagen noch nicht kommerzialisiert. Die Entwicklung erfolgt durch POSCO Power und RIST sowie drei koreanische Forschungsinstitute (Korea Institute of Science and Technology, Korea Institute of Energy Research, and Korea Institute of Machinery and Materials), vier koreanische Universitäten (POSTECH, KAIST, Yonsei University, and Myongji University) sowie sechs ausländische Forschungsinstitute.

Die Festoxid-Brennstoffzelle arbeitet bei Temperaturen von 650 bis 1000 °C. Der Elektrolyt dieses Zelltyps besteht aus einem festen keramischen Werkstoff (klassisch: yttriumdotiertes Zirkoniumdioxid, YSZ; auch Zirkonoxid genannt), der in der Lage ist, Sauerstoffionen zu leiten, für Elektronen jedoch isolierend wirkt. Die Kathode ist ebenfalls aus einem keramischen Werkstoff (strontium-dotiertes Lanthanmanganat) gefertigt, der für Ionen und für Elektronen leitfähig ist. Die Anode wird aus Nickel mit yttriumdotierten Zirkonoxid (sogenanntes Cermet) gefertigt, der ebenfalls Ionen und Elektronen leitet.

Der Luftsauerstoff wird an die Kathode und der Wasserstoff an die Anode geführt. Die Sauerstoffionen (O₂) wandern durch den Elektrolyten von der Kathode an die Anode. Als elektrische Systemwirkungsgrad sollen 55 % bis 66 % erreicht werden können. Dieser kann durch die Wärmegewinnung noch weiter bis auf 77 % und höher gesteigert werden. Eine weitere Verbesserung zu noch mehr elektrischem Wirkungsgrad auf Kosten der Wärmeerzeugung ist nur für Sonderanwendungen sinnvoll. Wärme wird stärker gebraucht als Strom.

Durch die hohe Betriebstemperatur kann das Brenngas innerhalb der Zelle reformiert werden. An die Reinheit des Brenngases werden keine hohen Anforderungen gestellt. Festoxid-Brennstoffzellen eignen sich für den mobilen Einsatz und für stationäre Anlagen zur Hausenergieversorgung.

Auch die SOFC hat den Nachteil, dass sie eine stundenlange Vorwärmzeit benötigt und deshalb am besten konstant bei Betriebstemperatur gehalten wird. Natürlich eignet sie sich hervorragend für die Erzeugung von Prozesswärme/Prozessdampf.

Unter den verschiedenen Brennstoffzellentypen ist die SOFC-Hochtemperatur-Brennstoffzelle aus folgenden Gründen besonders interessant:

- Höchster elektrischer Wirkungsgrad,
- Direktnutzung von Erdgas ohne aufwendige Reformierung (interne Reformierung),
- Anfallende Wärme auf hohem Temperaturniveau ist vielseitig weiter nutzbar.

[1] PAFC-Brennstoffzelle

Die PAFC (Phosphoric Acid Fuel Cell) ist eine so genannte Phosphorsäure-Brennstoffzelle mit einer Arbeitstemperatur von etwa 200 °C. Als Elektrolyt kommt Phosphorsäure zum Einsatz. Sie wird angewendet in der stationären Strom- und Wärmeerzeugung.

(Fortsetzung auf Seite 13)

(Fortsetzung von Seite 12)

Auf einem guten Weg in eine bessere Zukunft

Mit der Brennstoffzellentechnologie können wir uns lösen - aus der Abhängigkeit der Primärenergien Öl, Erdgas und Uran. Einige Länder, darunter Südkorea, sind auf dem besten Weg, die Kommerzialisierung voran zu treiben und so einen Vorsprung an Know-how zu gewinnen.

Südkorea startet durch. Das weltgrößte Werk zur Serienfertigung von Brennstoffzellenanlagen ist in Betrieb. Ein zweites Werk ist in Planung und soll bis zum Jahr 2012 fertig sein. Der Präsident von POSCO, Mr. Ku Taek Lee, will Pohang „zum Mekka des Brennstoffzellen-geschäfts“ machen.

Gemäß seiner Aussage "Ist das Brennstoffzellengeschäft die optimalste Alternative, welche die Probleme der sich erschöpfenden fossilen Energien und der Umweltverschmutzung ebenso lösen kann, wie die Bestrebungen der Regierung zur CO₂-Reduzierung und der Ausweitung großer Kapazitäten erneuerbarer Energien. Es soll so eine große Kapazität an Brennstoffzellenproduktion für das weltweite Geschäft entstehen und Pohang soll durch kontinuierliche Weiterentwicklung zum Mekka des Brennstoffzellen-Geschäfts werden."

Allerdings wird vorerst noch Erdgas oder LNG (Flüssiggas) verwendet - also Primärenergie. Aber auch Biogas, z.B. Methangas, welches aus Biomüll von Mülldeponien gewonnen wird, eignet sich für den Betrieb der Brennstoffzellen. Es wird auch daran gearbeitet, die Wirkungsgrade noch weiter zu verbessern.

Interessante Versuche auch in Deutschland

In Deutschland wurden Versuche im deutschen Forschungszentrum Jülich mit dem Prototypen einer planaren anodengestützten Brennstoffzelle durchgeführt. Der größte Stack dieser Brennstoffzellen, der bisher in Jülich gefertigt worden ist, wurde im Juni 2004 gebaut und leistet 11,9 kW mit Methan und 13,3 kW mit Brenngas Wasserstoff.

Wenn man Wasserstoff direkt für den Betrieb der Brennstoffzellen verwendet, ergibt dies eine noch höhere Leistung. Außerdem entfällt dann die interne oder externe Reformierung des Brenngases zu Wasserstoff.

Wie wäre es also mit Biowasserstoff, dezentral aus Biomasse erzeugt?

Hoher Wirkungsgrad, Ersatz der Primärenergie Erdgas durch Wasserstoff aus Biomasse = erhebliche Reduzierung der CO₂-Werte, Unabhängigkeit von Öl, Gas und Uran - das alles können wir erreichen. Wenn wir nur wollen.

Es wäre gut, wenn auch Deutschland auf eine moderne Technologie mit Brennstoffzellen - am besten mit direktem Einsatz von Wasserstoff - setzen würde. Deutschland sollte sich Südkorea als Vorbild nehmen, und möglichst schnell den Bau von Werken für Brennstoffzellentechnologien auf den Weg bringen. Stattdessen werden verkrampte Anwendungen von Solarthermie für die Gewinnung von Prozesswärme propagiert, was nur zu Fehlentwicklungen führen kann.

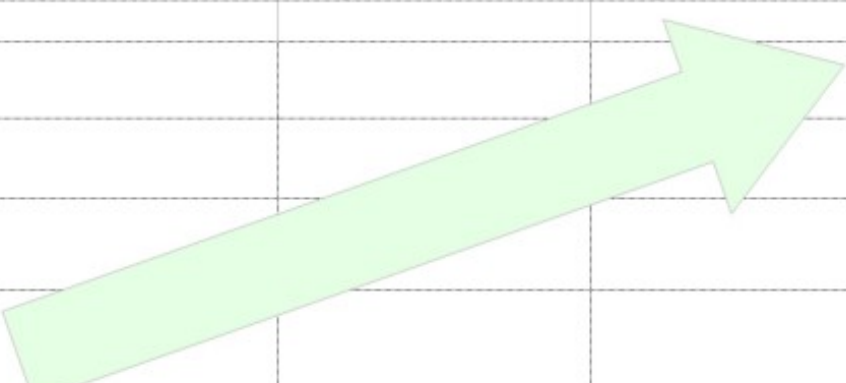
(Fortsetzung auf Seite 14)

(Fortsetzung von Seite 13)

Wasserstoffherzeugung in Südkorea

In Südkorea wurde im Oktober das weltgrößte Werk zur Serienfertigung von Brennstoffzellenanlagen in Betrieb genommen. Auch wenn diese vorerst noch überwiegend mit den Primärenergien Erdgas und LNG (Flüssiggas) betrieben werden, will das Land seine Wasserstoffherzeugung weiter ausbauen. Die koreanische Regierung hat Pläne erstellt, nach denen die Wasserstoffherzeugung voran gebracht werden soll. Die tabellarische Zusammenfassung zeigt die Planwerte.

Nationale Vision: Wasserstoffwirtschaft (Südkorea)			
Phase I	Phase II	Phase III	Phase IV
bis ~ 2012	bis ~ 2020	bis ~ 2030	bis ~ 2040
Klärung/Erprobung mit staatl. Subventionen	Einstieg 'Neue Energie Industrie'	Wachstum der Neuen Energie Industrie'	Zeitalter der Wasserstoffwirtschaft
	Energie aus H2: 2,4 %	Energie aus H2: 9,0 %	Energie aus H2: 15 %
H2 Stationen: 50 Orte			
Brennstoffzellenanlagen: 300 - (je 250 - 3.000 kW)			
Kleine BZ-Anlagen: 2.000 (je 5 - 50 kW)			
Anlagen für Gebäude: 10.000 (je < 3 kW)			
Transport/Verkehr: 200 Busse (200 kW BZ) 3.200 PKW (80 kW BZ)			



Eigene Darstellung, Daten aus: <http://www.h2fc.or.kr/eng/index.php>

Außer Brennstoffzellenanlagen für Gebäude und Kraftwerke ist auch der Brennstoffzelleneinsatz in Kraftfahrzeugen geplant. So sollen Busse und PKW mit Brennstoffzellen ausgerüstet werden.

Fazit

Es geht also zügig voran, wenigstens in dem früheren Entwicklungsland Südkorea. Dort hat man offensichtlich schon früh die Zeichen der Zeit erkannt und setzt beim Bau neuer Kraftwerke auf modernste Zukunftstechnologie mit Brennstoffzellen.

In Deutschland werden dagegen, trotz massiver Widerstände in breiten Massen der Bevölkerung, weiterhin Kohlekraftwerke gebaut. Technik aus dem letzten Jahrhundert, die die Umwelt massiv belastet und die rasche Einführung neuer und moderner Technologie blockiert oder verzögert.

Koreas Weg mit Brennstoffzellen, die (vorerst) mit Erdgas, Methan und Biogas betrieben werden, ist da wesentlich umweltfreundlicher. Gleichzeitig können damit Erfahrungen gesammelt und der Einstieg in die Wasserstoffwirtschaft vorbereitet werden. Das alles könnte den Einstieg in eine Wasserstoffwirtschaft mit Biowasserstoff, dezentral erzeugt, erleichtern und damit eine noch bessere und zukunftssichere Lösung bieten. Vielleicht sollten darüber auch die Verantwortlichen in der Politik und die Entscheidungsträger der Energiekonzerne in Deutschland mal nachdenken.

Autotherme Wirbelschichtvergasung von Carbona/Andritz

Torsten Pörschke (aktualisiert 15.04.2009)

Amerikanische Wurzeln

Das Gas Technology Institute (GTI) in Des Plaines, Illinois/USA forscht seit vielen Jahren im Bereich der Vergasungstechnologien. Die 250 Mitarbeiter arbeiten an konkreten Entwicklungs- und Demonstrationsprojekten für die Gasindustrie und andere Energiekunden.

Hier liegt auch die Wiege der in der Fachwelt bekannten Prozesse U-Gas (R) für alle Arten von Kohle und RENUGAS (R) für Torf, Biomasse und Abfällen der Papierindustrie. Schnell stellte man fest, dass eine einzige Bauart von Vergaser unterschiedlichste Rohstoffe verarbeiten konnte.

Für den RENUGAS (R) Prozess wurde viele Jahre lang ein Wirbelschichtreaktor in der Chicagoter Testeinrichtung unter einem Druck von 20 bar betrieben. Die erste, damals noch fast drucklos mit Luft gespeiste Versuchsanlage ging bereits im Jahr 1974 in Dienst. Damit konnten 24 Tonnen Kohle pro Tag vergast werden. Bis 1980 war sie unter wechselnden Bedingungen (Luft, angereicherte Luft, Sauerstoff, verschiedene Kohlen aus aller Welt) dann über 11.000 Stunden im Einsatz.

Man probierte auch verschiedene Biomassen aus, so u.a. Rinde-Papier-Schlammixturen, Bagasse (Abfallprodukt von Rohrzucker) und Luzernenstengel. Das USDOE wählte schließlich die Technik, um eine größere Anlage bei der Zuckermühle HC&S in Paia auf Hawaii aufzubauen. Das Projekt wurde eingestellt, nachdem man feststellte, dass sich die gering verdichtete gemahlene Bagasse nicht für das Verfahren eignete. Eine typische Zusammensetzung des Synthesegases war:

- 19 Prozent Wasserstoff
- 26 Prozent Kohlenmonoxid
- 37 Prozent Kohlendioxid
- 17 Prozent Methan

Der Heizwert des Produktgases betrug 13 MJ/m³. Die Vergasung erfolgte bei 850 Grad Celsius und etwas über 2 bar Druck. Obwohl die ursprünglich luftbetriebene Technik für IGCC-Technologien entwickelt wurde, erzeugt der Prozess ein Synthesegas, das zu hochreinem Wasserstoff umgewandelt werden kann. Über 25 verschiedene Ausgangsmaterialien wie verschiedene Biomassen, Abfälle, metallurgischen Koks und alle Arten von Kohlen sind bisher vergast worden. Eine sauerstoffbetriebene Variante hat den Testbetrieb erfolgreich bestanden.

Finnischer Stamm

Die Firma Tampella Power Inc. erwarb die Lizenzen der Technologien U-Gas (R) und RENUGAS (R) im Jahr 1989 und stellte eine Versuchsanlage mit einer Leistung von 15 MW (th) und einem Druck von 20 bar in Tampere/Finnland auf (andere Quelle 20 MW (th)). Im Jahr 1993 wurde der Vergaser in mehr als 2.000 Betriebsstunden mit verschiedenen Arten von Biomasse (u.a. Stroh, Forstabfälle, Weiden) betrieben, gleichzeitig testete man Heißgasfilter für IGCC-Kraftwerke. Unter dem Firmennamen Tampella liefen die Aktivitäten bis 1995 weiter. Ab 1996 erwarb die Firma Carbona die entsprechenden Lizenzen. Sie kooperiert heute u.a. mit dem VTT und der Firma Condens.

Machen wir noch einen kurzen Abstecher in die Geschichte, um den Ursprung verschiedener heute verwendeter Vergasungstechnologien zu beleuchten. Erste Arbeiten an kleinen Wirbel-

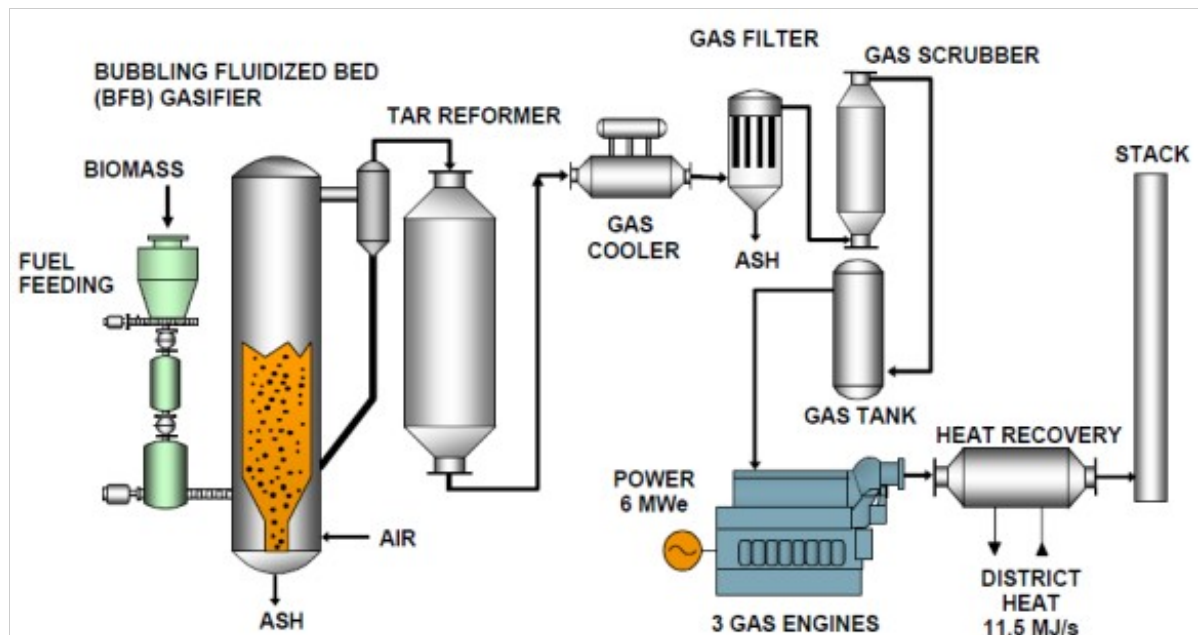
(Fortsetzung auf Seite 16)

(Fortsetzung von Seite 15)

schichtvergasern fanden bereits in der Zeit von 1978 bis 1984 beim Technical Research Centre of Finland (VTT) statt. Schwerpunkte der Entwicklung waren die Nasswäsche des Produktgases und die Filterentwicklung. Neben einer kleinen Versuchsanlage mit 40 kW (th) wurde auch der HTW-Vergaser in Oulu errichtet (siehe Biowasserstoff-Magazin Ausgabe 10, S. 12 ff). Von 1985 bis 1989 führten dann weitere Forschungsarbeiten an den Technologien Bioneer und Ahlstrom/Pyroflow (heute Foster Wheeler Oy; siehe Biowasserstoff-Magazin Ausgabe 7, S. 8 ff) zum Bau der vorn erwähnten Anlage in Tampere durch Tampella/Enviropower. Die Problemstoffe im Produktgas wie Teer, Alkali, Ammoniak, HCl (Korrosion!) und Schwermetalle standen dabei im Mittelpunkt der Gasaufbereitung.

Lebensbahnen

Die Einsatzstoffe werden vor dem Prozess getrocknet. In der Wirbelschicht des Vergasers reagieren die Biomassen mit Luft oder Sauerstoff sowie Wasserdampf bei Temperaturen zwischen 840 bis 1.100 Grad Celsius. Ziel ist ein möglichst vollständiger Kohlenstoffumsatz (95 Prozent und mehr) und eine nicht aufgeschmolzene Asche (Anmerkung: In früheren Ausgaben des Biowasserstoff-Magazins haben wir schon ausführlich beschrieben, wie der Vergasungsprozess in Wirbelschichten abläuft). Der Kaltgaswirkungsgrad des Prozesses beträgt über 80 Prozent. Je nach Nutzung des Synthesegases läuft die Reaktion bei 3 bis 30 bar Druck ab. Nach der Reinigung und Aufbereitung des Gases steht dieses auch in Form von reinem Wasserstoff für Anwendungen in Brennstoffzellen zur Verfügung. In dem einen oder den zwei an den Vergaser angeschlossenen Zyklonen werden kleine Reststoffpartikel gesammelt und in den Vergaser zurückgeleitet. Die dritte Reinigungsstufe ist dann ein Partikelfilter. Das gewonnene Produktgas ist frei von Teeren und Ölen. Als Bettmaterial kann Sand, Kalkstein oder Dolomit verwendet werden.



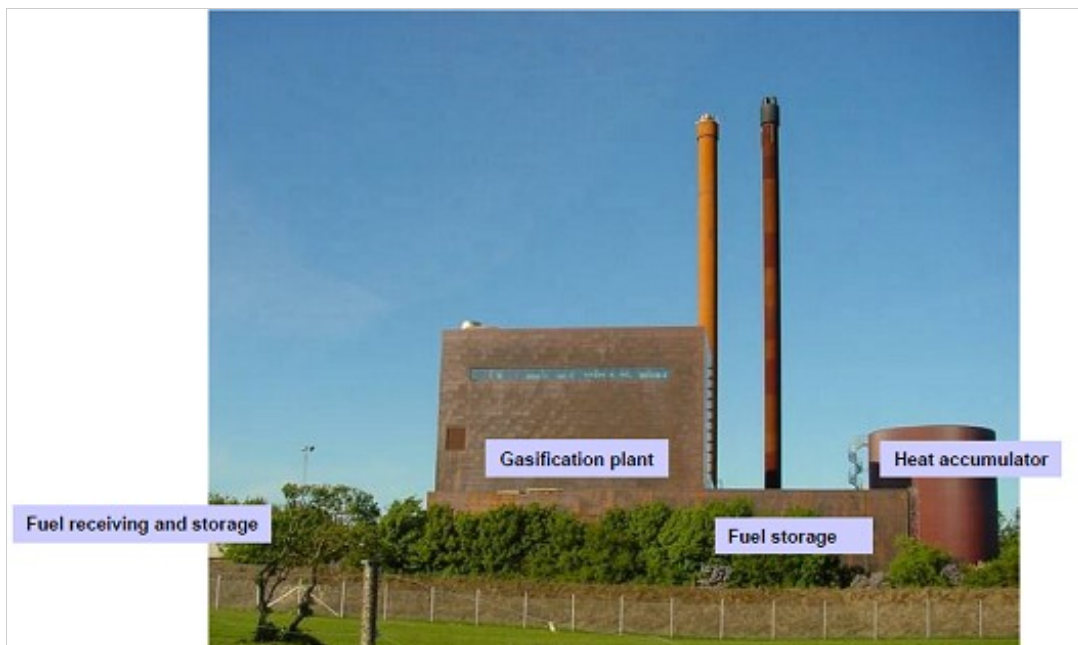
Prozess-Übersicht - Grafik mit freundlicher Genehmigung von carbona/andritz, www.andritz.com

(Fortsetzung auf Seite 17)

(Fortsetzung von Seite 16)

Dänischer Ast

Im Jahr 2006 begann die Firma Carbona (bestehend aus Carbona Corp./USA/Jim Patel und Carbona Inc./Finnland/Kari Salo) mit Hilfe von Geldern des USDOE, der Europäischen Union sowie der dänischen Regierung in der dänischen Gemeinde Skive als Ersatz für ein altes Biomassekraftwerk einen Wirbelschichtvergaser aufzubauen. Dieser hat eine Leistung von 20 MW (th) und gestattet die gleichzeitige Gewinnung von Strom und Wärme. Über drei Gasmotoren der Jenbacher AG und entsprechende Generatoren wird dabei das gewonnene Synthesegas mit einer Leistung von 5,5 MW verstromt, während das Fernwärmenetz von Skive 11,5 MW nutzen kann (allerdings nur im Sommer!). Die Anlage verbraucht ca. 110 t Biomasse am Tag, soll 8.000 Betriebsstunden im Jahr leisten und mindestens 15 Jahre zur Verfügung stehen. Die Fertigstellung erfolgte im ersten Quartal 2008.



Anlage in Skive - Bild mit freundlicher Genehmigung von carbona/andritz, www.andritz.com

Der Prozess läuft bei 2 bar Druck mit Luft und Wasserdampf ab und es gibt einen Zyklon für die Rückführung von Restbiomasse in den Vergaser. Das Rohgas wird über eine Umwandlungsstufe für Teer geschickt, die aus einem Filter mit in Rohren pulsierendem Stickstoff und einem Katalysereaktor besteht. Ein Katalysator auf Nickelbasis wandelt bei ca. 850 bis 900 Grad Celsius Stoffe wie NH₃ und HCN in Kohlenmonoxid und Wasserstoff um. Anschließend wird das Produktgas mittels Wasserkühlung auf 200 Grad Celsius gebracht und über Nassfilter geschickt. Dabei werden andere störende Begleitstoffe abgeschieden. Schließlich erfolgt die Kühlung des Gases auf 30 Grad Celsius.

(Fortsetzung auf Seite 18)

(Fortsetzung von Seite 17)

Das Synthesegas hat folgende Zusammensetzung:

- 20,5 Prozent Kohlenmonoxid
- 17,9 Prozent Wasserstoff
- 4,1 Prozent Methan
- 12,2 Prozent Kohlendioxid
- 41,7 Prozent Stickstoff

Bei einer Vergasung mit reinem Sauerstoff unter größerem Druck und anschließendem CO-Shift kann auch mit dieser Technik eine maximale Ausbeute an Wasserstoff gewonnen werden, wie bereits in früheren Ausgaben unseres Magazins festgestellt wurde. Das Potential des Prozesses haben auch andere Firmen erkannt.

Der neue Zweig Wasserstoff?

An der Firma Carbona hat sich im August 2006 der Papierkonzern Andritz Oy finanziell beteiligt. Seitdem werden Pläne für die Weiterentwicklung der Technologie und den Bau größerer Anlagen geschmiedet. Andritz Oy besitzt größere Papiermühlen, in denen auch entsprechende Mengen an Restbiomasse anfallen. Am 23. Mai 2007 war es dann soweit. Der Forstkonzern UPM Kymmene Corporation und Carbona/Andritz erklärten ihre Zusammenarbeit in einem Joint-Venture. Das anvisierte Ziel ist die Entwicklung einer Technologie zur Biomassevergasung und die anschließende Verwendung des Produktgases für die Herstellung von Biodiesel der zweiten Generation durch eine Fischer-Tropsch-Synthese.

Bereits im Juli 2007 begannen Modifizierungsarbeiten an der Versuchsanlage der GTI in den USA, um einsprechende Entwicklungsarbeiten dafür zu leisten. Gegen Ende 2008 sollen die Pilotierungsarbeiten abgeschlossen sein, die Kosten dafür belaufen sich auf 5 bis 10 Mio. EUR. Diese Anlage ging bereits im Jahr 2004 in Betrieb und stellt die technologisch fortschrittlichste Lösung für Vergasungstechnologien auf dem Gebiet der USA dar. Sie ist modular aufgebaut und erlaubt ein flexibles Testen unterschiedlicher Systeme zur Gaserzeugung und Gasaufbereitung. Pro Tag können 40 t Biomasse unter Sauerstoffzufuhr und Druck vergast werden.

UPM Kymmene möchte mit einer kommerziellen Anlage bald 100.000 bis 150.000 t Biodiesel aus 1.000.000 t Biomasse erzeugen. Dabei kann der Konzern unter 17 möglichen Standorten wählen. Für UPM Kymmene ist die Verwertung der kompletten Biomasse eines Baumes Hauptziel. Dazu sollen neben dem Sägewerk, und der Papiermühle zukünftig auch die Bioraffinerie beitragen. Die Finnen sind gut beraten, über eine Produktion von reinem Wasserstoff aus den Forstabfällen nachzudenken. Das ist viel effektiver als der angestrebte Biodiesel. Bleibt zu hoffen, dass sich die bessere Idee durchsetzt, im Interesse aller.

Alle Rechte an diesem Artikel liegen bei Torsten Pörschke, Pirna
Nutzung bzw. Veröffentlichung nur nach vorheriger schriftlicher Zustimmung
durch den Autor. Anfragen bitte an: kontakt@bio-wasserstoff.info

Vergleich 'Stromwirtschaft ./.. Wasserstoffwirtschaft' - Manfred Richey

Grundlagen

Das deutsche Stromnetz hat eine Länge von 1,6 Millionen Kilometern. Nur ein knappes Drittel davon sind als Freileitungen sichtbar. Der Rest liegt unter der Erde. Gemäß den Regeln der Physik fließt der Strom dahin wo der Widerstand am geringsten ist. Das heißt, im Netz muss ein ständiges Gleichgewicht herrschen zwischen Stromproduktion und Nachfrage. Ist die Balance zwischen der im Kraftwerk produzierten Leistung und der vom Verbraucher nachgefragten Energie gestört, verändert sich die Frequenz im Netz - es droht der Blackout.

Dieser Beitrag soll die Problematik der Stromwirtschaft - gerade bei zunehmender (unregelmäßiger/ungleichmäßiger) Einspeisung von Strom aus Solarkollektoren und Windanlagen - aufzeigen und die Vorteile einer dezentralen Wasserstoffwirtschaft herausstellen, die bei der Speicherung erheblich weniger Probleme hat.

Stromwirtschaft

Das Dilemma - Probleme der Stromwirtschaft

Immer mehr 'grüner' Strom aus Windanlagen und Solarkollektoren, gemäß EEG eingespeist, muss zu den Zeiten angenommen werden, zu denen er anfällt. Scheint viel Sonne und weht viel Wind, müssen die konventionellen Kraftwerke gedrosselt werden, scheint wenig Sonne und weht wenig Wind, muss ein Ausgleich durch konventionelle Kraftwerke erfolgen.

Solange nur einige wenige Prozent aus Wind- und Solarenergie eingespeist werden, spielt dies keine große Rolle. Aber bei immer weiterem Ausbau der Wind- und Solarenergie - wie dies ja im Sinne der Reduzierung von CO₂ erwünscht ist und erforderlich erscheint - gerät die gesamte Stromwirtschaft schnell an ihre Grenzen.

Strom lässt sich nicht (direkt) speichern - jedenfalls nicht wirtschaftlich in großen Mengen. Megawattstunden in Akkus - das geht eben nicht so einfach und wäre sehr teuer. Zudem haben Akkus nur begrenzte Lebensdauer und speichern Gleichstrom. Im Stromnetz wird aber Wechselstrom benötigt, also gibt es auch noch Umwandlungsverluste.

Bei der Übertragung von Strom über Leitungsnetze entstehen ebenfalls immer Verluste. Abhängig von Leitungslänge, Leitungsquerschnitt und der Stromstärke können diese bis zu 15% betragen.

Die Stromnetze sind sehr empfindlich. Die Spannungen sind exakt festgelegt und dürfen nur in einem sehr engen Bereich schwanken. Auch die Frequenz ist mit 50 Hz exakt festgelegt und darf ebenfalls nur in einem sehr geringen Bereich schwanken.

Den Stromleitungen kann immer nur soviel entnommen werden, wie gleichzeitig eingespeist wird. Oder - anders ausgedrückt: Es muss immer soviel Strom eingespeist werden, wie entnommen wird. Zudem muss der eingespeiste Strom noch exakt auf die im Netz herrschenden 50 Hz synchronisiert werden.

Die Entnahmen schwanken aber stark im Verlauf des Tages, wobei große Spitzenbelastungen ebenso möglich sind, wie Zeiten mit geringen Lasten. Durch immer mehr Einspeisung von Wind- und Solarstrom schwankt auch die Einspeiseleistung immer stärker und macht Vorhersagen und Planungen äußerst schwierig.

Dies ist das größte Problem und eigentliche Dilemma der Stromwirtschaft. Es erfordert einen sehr hohen Aufwand - Tendenz steigend - die Lastverteilung auszuregeln und auszugleichen, um die geforderte Konstanz der Spannung in den Netzen zu erhalten.

(Fortsetzung auf Seite 20)

(Fortsetzung von Seite 19)

Blackout

Konventionelle Kraftwerke müssen immer einen gewissen 'Überschuss' vorrätig haben und zudem in der Lage sein, auf kurzfristigen Bedarf (durch Mehrbedarf oder durch geringere Einspeisung mangels Sonne/Wind) sehr schnell zu reagieren.

Fällt ein Kraftwerk ganz aus, so kann das zum Zusammenbruch des Stromnetzes führen. Das gab es bereits öfter in den vergangenen Jahren und liegt im System der Stromverbundnetze: Fällt ein Kraftwerk aus, dann müssen die anderen Kraftwerke diese Leistung ausgleichen - also mehr Strom einspeisen. Arbeitet das eine oder andere Kraftwerk bereits an seiner Obergrenze, dann kann es ebenfalls ausfallen. Im Netz tritt dann eine Überlastung durch zu hohe Entnahmen auf (weil keine entsprechende Einspeisung in gleicher Höhe erfolgt), was dazu führt, dass vorhandene Sicherheitsvorrichtungen überlastete Kraftwerke und/oder Netzabschnitte trennen. Damit müssen die noch verbliebenen Netzabschnitte und Kraftwerke versuchen, auch dies auszugleichen... Eine Kettenreaktion läuft ab, in der immer mehr Kraftwerke bzw. Netzabschnitte wegen Überlastung getrennt werden - bis zum totalen 'Blackout'.

Je mehr umweltfreundlicher Strom aus Solarzellen und Windrädern in die vorhandenen Stromnetze eingespeist werden, umso kritischer wird die Situation. Immer mehr unregelmäßige Einspeisung durch Solar- und Windstrom müssen verarbeitet und ausgeglichen werden. Dabei können Extreme auftreten: Nachts: Kein Solarstrom und Windstille bis Tagsüber: Voller Sonnenschein und starker Wind... Also Schwankungen zwischen Null und voller Energieabgabe (Energieeinspeisung) der Wind- und Solarenergie.

Windräder über ganz Deutschland verteilt und in der Nordsee können das etwas mildern, aber nicht wirklich ausgleichen.

Es ist also eine große Aufgabe, alle diese unterschiedlichen Einspeisungen an die benötigten Verbrauchsbelastungen anzugleichen. Das alles erfordert einen sehr hohen Aufwand und immer einen gewissen (Reserve-)Überschuss, der für eine rasche Ausregelung bereit gehalten werden muss. Da dies Geld kostet, versuchen die Energieunternehmen, diese Reserve so klein wie möglich zu halten.

Große Solarfelder in afrikanischen Wüsten - wie dies in Überlegung ist - aus denen der Strom mittels sehr langen Gleichstromkabeln zu uns transportiert, dann in Wechselstrom umgewandelt und in die Netze eingespeist wird, haben ebenfalls hohe Übertragungs- und Umwandlungsverluste und machen uns abhängig von den Herrschern politisch instabiler Länder. Außerdem fließt so wieder sehr viel Geld aus Deutschland ab und landet in fremden Ländern. Auch das ist keine erstrebenswerte Lösung. Mehr dazu auf Seite 1 „Der Traum vom Wüstenstrom“.

Alles in allem kann man sagen, die Stromwirtschaft ist an ihre Grenzen gelangt und nicht mehr zukunftsfähig.



Mast- und Leitungsbruch durch Sturm

Zudem gibt es noch weitere Probleme mit Stromleitungen: Elektrosmog, Gefahr durch umstürzende Masten und abgerissene Leitungen bei Sturm und durch Vereisung usw.

(Fortsetzung auf Seite 21)

(Fortsetzung von Seite 20)

Wasserstoffwirtschaft

Ganz anders sieht es bei einer Wasserstoffwirtschaft (Gaswirtschaft) aus.

Bereits das Gasleitungsnetz ist ein riesiger Speicher (Puffer). Gas braucht nicht immer mit konstantem Druck durch die Leitungen strömen, der Druck kann in weiten Grenzen schwanken. Gas kann direkt und ohne Verluste gespeichert werden, z.B. in Gaskesseln, unterirdischen Kavernen oder leer gepumpten Öllagerstätten.

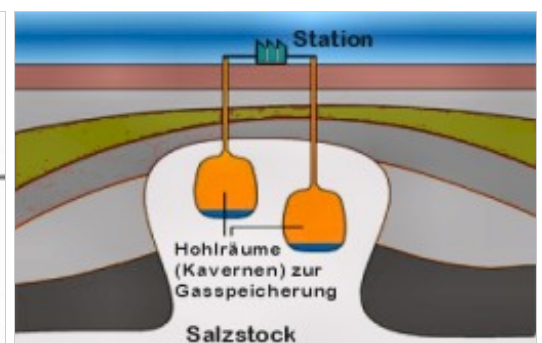
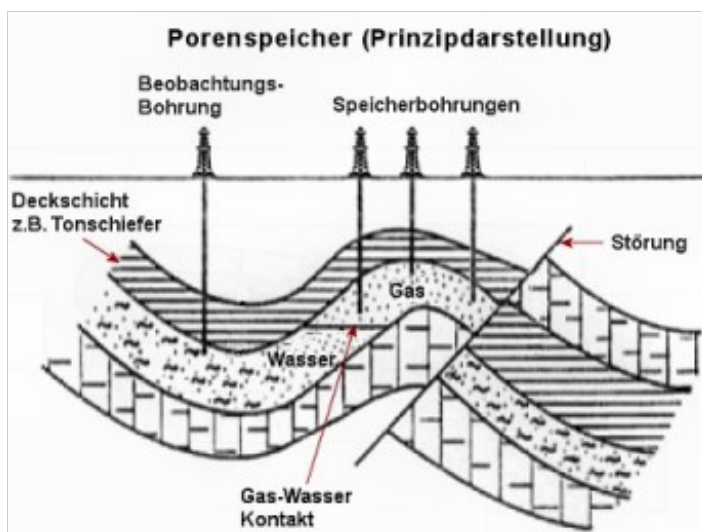
Zudem ist Wasserstoff ein sehr kompaktes Speichermedium. Pro Kubikmeter kann er 100-mal mehr Energie speichern als das Wasser in einem Pumpspeicher und 30-mal mehr als Druckluft.

Unterirdische Speicherung

Grundsätzlich unterscheidet man zwei Arten von Untergrundspeichern:

Die **Porenspeicher** (Aquifer-Speicher) bestehen aus porösem Gestein und nehmen, ähnlich wie ein Schwamm, das Gas in ihren Poren auf. Eine geschlossene Deckschicht sorgt dafür, dass kein Gas nach oben ausströmen kann. Nach unten ist die Dichtheit durch wasserführendes Erdreich gegeben.

Im **Kavernenspeicher** (Salzstockspeicher) wird das Gas in unterirdische Hohlräume gedrückt, die durch den Abbau von Salz entstanden sind. Durch die umhüllende Salzschrift kann kein Gas entweichen.



Oben: Kavernenspeicher (Prinzip)

Links: Porenspeicher (Prinzip)

Insgesamt sind zurzeit in Deutschland 44 Untergrundspeicher in Betrieb, davon 23 als Porenspeicher und 21 als Kavernenspeicher. Rund 16 weitere Untergrundspeicher, überwiegend Kavernenspeicher, sind im Bau bzw. in der Planung.

Kenndaten der deutschen Erdgasspeicherung:

Jahresverbrauch (Mrd. m ³)	Anzahl Speicher	Speicherkapazität (Mrd. m ³)	Speicherkapazität relativ zum Jahresverbrauch	Vorratsdauer (Tage)
101	44	19	19 %	69

(Fortsetzung auf Seite 22)

(Fortsetzung von Seite 21)

Gasnetz als Pufferspeicher

Aus dem Gasnetz kann auch dann noch Gas entnommen werden, wenn nichts mehr eingespeist wird. Dann reduziert sich zwar der Druck, was aber bei Gas unbedeutend ist. So können mehrere Stunden bis Tage problemlos überbrückt werden.

In Hochdruck-Gasleitungen kann ein Druck von bis zu 100 bar herrschen. In Nieder- und Mittel-druckleitungen, über die das Gas an die Verbraucher geführt wird, herrscht ein Druck von unter 100 mbar bis 1 bar. Der hohe Druck wird erst bei Überleitung in die Nieder-/Mitteldruckleitungen durch Druckminderer auf den geringeren Wert reduziert.

Daraus kann man schon sehen, dass sehr große Reserven im Hochdruckgasleitungsnetz vorhanden sind, was die Regelung und Beherrschbarkeit im Gegensatz zum Stromnetz erheblich vereinfacht.

Wenn die Einspeisung unterbrochen wird, dann ist noch immer genügend Vorrat vorhanden, um über Stunden bis Tage die Versorgung zu sichern.

Unterirdische Speicher

Zusätzlich kann Gas auf einfache Weise in unterirdischen Speichern gespeichert werden, was die Reserve weiter erhöht. Eine Überbrückung bis zu mehreren Wochen ist damit möglich.

Verluste entstehen dabei so gut wie keine, was an einem Beispiel erläutert werden soll.

Die Hochdruckgasleitung kann einen Druckbereich zwischen 10 und 100 bar haben. Wenn nun bei Drücken zwischen 20 und 100 bar die Zufuhrventile zum unterirdischen Speicher geöffnet werden, dann strömt das Gas mit dem vorhandenen Druck in den Speicher. Die Zufuhr zum/vom unterirdischen Speicher kann jederzeit geschlossen werden. Dann bleibt das gespeicherte Gas mit dem Druck im Speicher.

Wird z.B. bei 80 bar das Ventil geschlossen, dann bleibt das Gas mit 80 bar im unterirdischen Speicher. Fällt nun der Druck in der Hochdruckgasleitung z.B. auf 10 bar, weil mehr entnommen als zugeführt wird, dann wird das Ventil vom unterirdischen Speicher geöffnet und das Gas strömt zurück in die Gasleitung.

Es gibt unterirdische Gasspeicher, in denen Gas nur bis zu 20 bar Druck gelagert werden kann. Auch das ist kein Problem. Man kann Gasnetze 'abgestuft' auslegen - über längere Strecken z.B. mit 80-100 bar, über mittlere Strecken mit 10 bis 25 bar. In diese Leitungen kann man dann das Gas aus den Speichern mit 20 bar einspeisen, wenn der Druck z.B. unter 10 bar absinkt.

Sowohl bei der Einspeicherung als auch bei der Entnahme aus den Speichern strömt das Gas in diesen Fällen also immer von selbst, bis der Druckausgleich vollzogen ist oder bis das Ventil wieder geschlossen wird. Es braucht nicht unter Aufwendung von Fremdenergie 'gepumpt' werden.

In Situationen, wo ein höherer Druck für die Einspeicherung benötigt wird, als im Gasnetz vorhanden, muss eine Druckerhöhung erfolgen. Die dazu erforderlichen Verdichtereinheiten können direkt mit dem Wasserstoff betrieben werden. Die bei der Verdichtung entstehende Wärme kann größtenteils weiter verwendet werden, sodass auch hier nur geringe Verluste entstehen.

Verbraucherseite

Auf der Verbraucherseite können die Umwandlungsverluste ebenfalls sehr gering gehalten werden, wenn man Strom aus Wasserstoff mittels Brennstoffzellen erzeugt. Die dabei gleichzeitig anfallende Wärme kann man zur Aufbereitung des Warmwassers und/oder für Heizung/Kühlung

(Fortsetzung auf Seite 23)

(Fortsetzung von Seite 22)

verwenden.

Zum Kochen kann Wasserstoff direkt eingesetzt werden, so wie man jetzt Erdgas verwendet.

Vorteile der Wasserstoffwirtschaft

In den Gasleitungsnetzen gibt es keine Übertragungsverluste. Allenfalls auf sehr langen Transportwegen und/oder wenn der Gasdruck der Erzeugungsanlagen zu niedrig ist, muss der Druck erhöht werden. Das spricht dafür, kurze Transportwege zu wählen - wie dies in der dezentralen Wasserstoffwirtschaft vorgesehen ist. Damit entfällt die Notwendigkeit einer Druckerhöhung.

Strom aus Windkraftanlagen und Solarkollektoren kann mittels Elektrolyse in Wasserstoff umgewandelt werden. Ein Hochleistungs-Elektrolyseur liefert Wasserstoff mit einem Druck von etwa 30 bar bei einem Wirkungsgrad von ca. 80 % bei Nennlast. 20 % gehen also bei der Umwandlung verloren.

Wenn Wasserstoff direkt aus Biomasse gewonnen wird, entstehen keine Umwandlungsverluste, wie dies bei der Herstellung von Wasserstoff aus Solar-/Windstrom mittels Elektrolyse der Fall ist. Biowasserstoffanlagen können Wasserstoff mit etwa 20 bis 25 bar erzeugen.

Damit können sowohl der mittels Hochleistungs-Elektrolyseuren als auch der mit Biowasserstoffanlagen erzeugte Wasserstoff direkt und ohne weitere Druckerhöhung in Gasnetze bzw. Gasspeicher mit 10 bis 25 bar Druck eingespeist werden.

Wenn unterirdische Gasspeicher ebenfalls für bis zu 25 bar ausgelegt sind, dann können diese direkt von der Gasleitung gespeist werden.

Der Hauptvorteil einer Gaswirtschaft liegt ganz klar darin, dass keine konstanten Drücke in den Gasleitungsnetzen erforderlich sind und diese so gleichzeitig auch eine Pufferfunktion haben. Nur für den Mittel-/Niederdruckbereich für die Anschlüsse der Endverbraucher ist eine Druckreduzierung erforderlich. Diese Druckreduzierung erfolgt ohne Verluste über Druckminderer, so wie dies heute z.B. schon bei der Verwendung von Propangasflaschen geschieht. So kann der Gasdruck in der Hochdruckleitung z.B. bis auf 1 bar (oder sogar darunter) absinken, wenn an der Entnahmestelle nur Drücke von unter 100 mbar bis 1 bar benötigt werden.

Der größte Vorteil einer dezentralen Wasserstoffwirtschaft aber ist die Unabhängigkeit von fremden Ländern und deren nicht vorhersehbarer Politik, Stabilität und Zuverlässigkeit. Zusätzlich bleiben die Erlöse aus der Herstellung und dem Verkauf des Wasserstoffs im Land und in den jeweiligen Regionen - und damit auch die zugehörigen Arbeitsplätze.

Das Ende der Stromwirtschaft

Die Stromwirtschaft hat uns lange Jahre gute Dienste erwiesen. Jetzt ist sie am Ende. Auch, wenn das viele noch nicht bemerkt haben oder einsehen wollen - allen voran die großen Energieerzeuger, die um ihre Monopolstellung fürchten.

Wir dürfen uns aber nicht weiter vom Macht- und Gewinnstreben einiger weniger leiten lassen, sondern müssen über den Tellerrand hinausschauen und die moderne Energie für Morgen vorbereiten und einführen - Wasserstoff, dezentral erzeugt und über Gasleitungen direkt zum Verbraucher geleitet. Das ist die Zukunft!

Energiekonzept mit Wasserstoffspeicherung

Zukunft mit Wind, Sonne und Wasserstoff

Artikel von Norbert Jakobi vom 01.02.2007. Quelle:

<http://www.readers-edition.de/2007/02/01/zukunft-mit-wind-sonne-und-wasserstoff/>

Lizenzbedingungen/Copyright-Hinweis: <http://www.readers-edition.de/lizenz> bzw. <http://creativecommons.org/licenses/by-nc-sa/2.0/de/>

Abdruck mit freundlicher Genehmigung von Norbert Jakobi.

Der Klimawandel und stetig steigende Energiepreise stellen die Bedrohungen dar, denen wir uns zu stellen haben. Es sollten Lösungen gefunden werden, mit der ein echter Wettbewerb bei der Energieversorgung ermöglicht und der Klimawandel aufgehalten wird.

Die Pläne, die man uns derzeit präsentiert, wie der Einstieg in die Kernkraft oder das CO₂ freie Kohlekraftwerk, sind nicht zukunftsfähig. Dagegen ist der Ausbau von alternativ erzeugter Energie der richtige Weg, jedoch eben nur ein Teil der Lösung. Der andere Teil steckt in unserer zentralen Energieversorgung, die niemand ernsthaft in Frage stellt. Diese stellt aber regeltechnisch hohe Anforderungen an die Netzbetreiber, die der normale Verbraucher nicht nachvollziehen kann, denn sein Strom kommt schließlich aus der Steckdose. Durch den verstärkten Einsatz von alternativ erzeugter Energie wurde der Aufwand an Regeltechnik sowie die Belastung des Netzes noch größer, und die Energiepreise werden trotz Liberalisierung weiter steigen.

Windkraftkapazität verdoppeln

Nach einer Studie der Deutschen-Energie-Agentur (dena) würden beispielsweise im Jahr 2015 nur rund 6 Prozent der in Deutschland zu erwartenden 36.000 MW Windkapazität verlässlich zur Verfügung stehen. 94 Prozent der Windleistung müssen demzufolge durch konventionelle thermische Kraftwerke abgesichert werden. Denn die Physik des Netzes setzt voraus, dass zu jedem Zeitpunkt so viel Energie ins Netz eingespeist wie entnommen wird, verursacht durch die derzeitige Netzregelung (Quellenregelung). Dazu wird entsprechend einer Tagesverbrauchskurve Energie bereitgestellt, die einem Grundverbrauch entspricht (Grundlast). Diese Leistung muss ständig zur Verfügung stehen und wird derzeit durch Atom- und Kohlekraftwerke angeboten, da sie regeltechnisch sehr träge und ihren maximalen Wirkungsgrad nur im Dauerbetrieb erreichen können. Diese Grundlast kann durch Wind und Sonne nicht verlässlich erbracht werden.

Ungeheure Energieverschwendung

Steigt der Energiebedarf im Tagesverlauf, wird dieser durch Mittel- und Spitzenlastkraftwerke ausgeglichen. Spitzenlastkraftwerke stellen schnell verfügbare Energie über fossile Energieträger (Öl und Gas) oder Wasserkraft (Pumpspeicherwerk) bereit, die sie in kürzester Zeit ins Netz einspeisen können. Die Regelleistung muss zum Bedarfszeitpunkt vorhanden sein und stellt einen enormen Kostenfaktor dar. Dagegen können zig MW Grundlast (aus Atom-, Kohle- oder wenn vorhanden Windkraft) zu bestimmten Zeiten mit wenig Abnehmern keinen Cent kosten, da sie nur zu dem Zeitpunkt verfügbar aber nicht speicherbar und damit wertlos ist. Das Ausmaß an Verschwendung kostbarer Energie ist so riesig, dass der Standby-Verbrauch nur Peanuts darstellt. Energieeffizienz ist nicht ein Problem der Verbraucher, sondern der Energieerzeuger. Auch Regelleistung kann durch Wind und Sonne nicht zuverlässig bereitgestellt werden!

(Fortsetzung auf Seite 25)

(Fortsetzung von Seite 24)

Massive Leerlaufkosten

Ein weiteres Problem von alternativ erzeugter Energie besteht darin, dass zu bestimmten Zeiten, wenn sie reichlich vorhanden ist, konventionelle Kraftwerke heruntergefahren oder abgeschaltet werden müssen – dramatisch verstärkt durch das Einspeisegesetz, um bei Mangel an alternativ erzeugter Energie diese wieder ans Netz zu schalten. Die dabei entstehenden Leerlaufverluste konventioneller Kraftwerke werden uns als Verbraucher natürlich in Rechnung gestellt. Und jeder der behauptet, dass durch immer mehr alternative Energieerzeuger das Problem gelöst würde, täuscht sich gewaltig. Denn diese zentrale Netzsteuerung ist auf verlässliche Energie ursächlich angewiesen. Ein Beispiel: Inversionswetterlage, die im Winter immer mal entsteht. Nebel, keine Sonne, kein Wind den ganzen Tag lang: Wo soll die benötigte Energie in so einem Moment herkommen, wenn die gesamte Energieversorgung auf alternative Energien umgestellt ist?

Koppelung Regenerative Energie – Wasserstoff

Dazu hat man an der Universität Oldenburg ein Projekt mit dem Namen “HyWindBalance” ins Leben gerufen. Man versucht ein Wind-Wasserstoff-System zu entwickeln, das die Überschüsse an Windenergie chemisch in Wasserstoff speichert, um bei Bedarf an Regelenergie diese wieder ins Netz einzuspeisen. Der Nutzen ist rein finanzieller Art, da Regelenergie die kostspieligste Form an Energie in einem zentral gesteuerten Netz ist. Ca. 65 Prozent der eingesetzten Energie werden verschwendet und an die Umwelt abgegeben, um 35 Prozent wieder einzuspeisen. Eine zweite favorisierte Lösung ist, überschüssige Energie über Kompressoren als komprimierte Luft in unterirdische Hohlräume zu pressen, um bei Bedarf an Regelleistung diese Energie wieder in Form von Strom in das Netz einzuspeisen – mit Verlusten, wie bereits erwähnt.

Weitere Herausforderung: Die Blindleistung

Als Zugabe noch ein kleines Problem mit dem Namen Blindleistung. Der überwiegende Teil, der am Drehstromnetz angeschlossenen Geräte oder Maschinen, wie Asynchronmotoren (Stabmixer, Wasserpumpen etc.), Wechselrichter (Fernseher, Computer) und Transformatoren benötigen Blindleistung (Erregerstrom, Magnetisierungsstrom) zum Aufbau eines Magnetfeldes, um überhaupt zu funktionieren. Blindleistung belastet die Leitungen zusätzlich und führt zu erhöhten Spannungsabfällen und Verlusten. Deshalb werden die Standorte von Kraftwerken, die Blindleistung zur Verfügung stellen, so gewählt, dass sie relativ gleichmäßig über das Netz verteilt sind, um Leitungsverluste zu minimieren. Die derzeitigen vorhandenen Windkraftanlagen sind größtenteils aus Kosten- und konstruktiven Gründen mit Asynchron-Generatoren ausgestattet und müssen den notwendigen Magnetisierungsstrom (Blindleistung) extern beziehen. Werden nun große Offshorewindparks mit Asynchron-Generatoren in der Nordsee errichtet, muss dennoch dafür gesorgt werden, dass die Blindleistung in der Nähe des Bedarfs bereitgestellt wird.

Windparks im Norden – die Stromabnehmer im Süden

Um die Energie die aus riesigen Windparks im Norden zu den historisch gewachsenen Industriestandorten in der Mitte und im Süden zu transportieren, ist auch dringend das Netz auszubauen. Planung und Errichtung dieser Trassen benötigen Vorlaufzeiten von 10-20 Jahren und enorme finanzielle Mittel. Dazu kommen noch Bürgerproteste wegen Verunstaltung der Natur durch Überlandleitungen und Umweltschäden durch Erdkabelverlegung. Aus der Not heraus wurde eine technische Lösung entwickelt, mit der die Durchleitungskapazi-

(Fortsetzung auf Seite 26)

(Fortsetzung von Seite 25)

tät der Hochspannungsleitungen witterungsgeführt erhöht wird. Auch diese Lösung führt nur kurzfristig zu einer Verbesserung.

Für die hier angeführten Probleme einer zentral gesteuerten Energieversorgung sind real und derzeit sind keine plausiblen zukunftsfähigen Konzepte in Sicht.

Eine mögliche Lösung

Dazu ist es wichtig, alle technischen Möglichkeiten zur Energieerzeugung, die uns derzeit zur Verfügung stehen, kritisch zu betrachten.

Wind und Sonne sind nach unserer Meinung die Energielieferanten der Zukunft. Ihre Vorteile sind so enorm, dass deren Nachteile in den Hintergrund rücken. Nur haftet ihnen der scheinbare Mangel schwankender Verfügbarkeit an. Dieser Nachteil kann nur durch eine dezentrale Energieversorgung (regionale Erzeugung und Vermarktung) und durch Speicherung beim Verbraucher ausgeglichen werden.

Wasserstoff als Speichermedium

Der ideale Energieträger zur Speicherung ist Wasserstoff. Er entsteht bei der Elektrolyse durch Strom und Wasser. Den notwendigen Druck zur Zwischenspeicherung des Wasserstoffes in Druckgasflaschen erhält man durch die thermochemische Wasserstoffverdichtung auf Hydridbasis (Hydridpumpe). Die hierfür erforderliche thermische Energie liefert entweder die Verlustwärme des Elektrolyseurs oder eine gesteuerte elektrische Beheizung der Hydridröhrchen. Zu diesem Zweck einsetzbare Verfahren sind bekannt und müssen technisch optimiert werden.

Um die Speicherung von Energie beim Verbraucher zu steuern, benötigt man ein Energiemanagementsystem (EMS, Software-Datenbank), das die Kommunikation zwischen Verbraucher und Erzeuger herstellt, damit das Energieangebot mit der Energienachfrage abgestimmt wird, ohne das derzeitige Netz zu beeinflussen.

Mehr Wettbewerb mit Energiemanagement

Dazu muss jeder Energieerzeuger entsprechend seines mittleren jährlichen Energieangebotes genügend Kunden vertraglich binden, um die angebotene Energie an den Mann zu bringen und in Form von Wasserstoff zwischenspeichern zu lassen. Dieses Energiemanagementsystem registriert die angebotene Leistung des Energieanbieters sowie die relevanten Daten des Verbrauchers, wie Adresse, Name, Kundennummer, Anschlussleistung, vertraglich festgelegte Leistungsabnahme, Ladezustand, Speicher und die Speichergröße. Bei einem entsprechenden Leistungsangebot seitens des Energieerzeugers wird äquivalent durch das Energiemanagementsystem, bedingt durch die fest definierte und hinterlegte Anschlussleistung des Verbrauchers, eine entsprechende Anzahl Verbraucher und dessen Elektrolyseur zugeschaltet und die Energie in Form von Wasserstoff zwischengespeichert. Jeder Verbraucher ist daraufhin in der Lage, gemäß der Größe seines Speichers noch andere Energieanbieter vertraglich zu binden, was folglich zu Wettbewerb führt.

Dezentrale Energieversorgung mit Wasserstoffspeicherung

Die entsprechenden Wirkenergien (Wärme, Strom, Mobilität) können jetzt durch den zwischengespeicherten Wasserstoff beim Verbraucher bereitgestellt werden. Durch die direkte Verbrennung von Wasserstoff über einen Wasserstoffbrenner (thermischer Wirkungsgrad 100 Prozent) wird die Wärmeversorgung (Warmwasser und Heizung) im Gebäude realisiert.

(Fortsetzung auf Seite 27)

(Fortsetzung von Seite 26)

Denn ca. 92 Prozent unseres Energiebedarfes benötigen wir für Heizung und Warmwasser, davon fast die Hälfte von Dezember bis Februar und nur ca. 8 Prozent benötigen wir als Strom.

Stromerzeugung im Keller

Den Strom erzeugt man über einen Motorgenerator (Stirlingmotor) oder Brennstoffzelle, und die dabei entstehende Abwärme wird der Heizungsanlage des Gebäudes zugeführt. Die elektrische Energie wird mittels Batterien gepuffert. Diese Pufferung ist deshalb wichtig, da der Strombedarf entsprechend einer Tagesverbrauchskurve abgenommen wird und jahreszeitlich schwankt. Die Batterien müssen so dimensioniert werden, dass für einen ausreichenden Zeitraum die Versorgung des Gebäudes mit Strom über einen Wechselrichter sicher gestellt werden kann.

Mobilität mit Wasserstoff

Eine vierköpfige Familie erzeugt pro Jahr ca. 16 Tonnen CO₂ (Quelle: Greenpeace Magazin). Der Anteil der Mobilität liegt etwa bei 38 Prozent. Da wäre doch eine Wasserstofftankstelle am Haus, aus heutiger Sicht, eine sehr interessante Ergänzung. Wasserstoff, der über die hauseigene Photovoltaikanlage erzeugt wird, ist steuerfrei. Wenn die Autoindustrie die erforderlichen Wasserstofffahrzeuge entwickelt (Reichweiten bis 400 km sind für Kurzstrecken völlig ausreichend), stände CO₂ frei erzeugter Energie auch in diesem Bereich nichts mehr im Weg.

Soweit der Beitrag von Norbert Jakobi vom 01.02.2007

Fazit

Wenn weiterhin die Stromwirtschaft dominiert und gar noch weiter ausgebaut wird, dann bekommen wir schon sehr bald große Probleme. Die Stromwirtschaft hat uns lange Jahre gute Dienste erwiesen, ist jetzt aber am Ende.

Der vorherige Beitrag „Vergleich 'Stromwirtschaft ./ Wasserstoffwirtschaft'“ beschreibt die Problematik ebenfalls deutlich und zeigt die Vorteile einer Wasserstoffwirtschaft auf.

Ein schneller Einstieg in eine Wasserstoffwirtschaft, mit dezentraler Biowasserstoffherzeugung, unter Einbeziehung bereits vorhandener und geplanter umweltfreundlicher Energien aus Sonne und Wind, wäre eine hervorragende und zukunftssichere Lösung.

Die Technologien sind vorhanden und zum größten Teil bereits lange Jahre erprobt. Was noch fehlt, ist der Wille zur Umsetzung - bei Politikern und den Energiekonzernen.

Wir sollten daher Druck machen. Wir - das Volk!

Manfred Richey

Wasserstoff-Speicherung in Salzkavernen zur Glättung des Windstromangebots

F. Crotogino und R.Hamelmann

*KBB Underground Technologies GmbH, Baumschulenallee 16, D-30625 Hannover, und
Kompetenzzentrum für Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie,
Fachhochschule Lübeck, Mönkhofer Weg 239, 23562 Lübeck*

(Mit freundlicher Genehmigung von KBB Underground Technologies GmbH, www.kbbnet.de)

Zusammenfassung

Der zunehmende Anteil fluktuierender Windenergieerzeugung erfordert mittel- bis langfristig den Einsatz von Energiespeichern im Netzmaßstab. Die derzeitige Diskussion konzentriert sich weitgehend auf Druckluftspeicherwerke, deren Speicherkapazität jedoch begrenzt ist, was die Anwendung auf Ausgleich kurzfristiger Prognoseabweichungen und auf Stromhandel begrenzt.

Der Beitrag befasst sich deshalb mit Auslegung, Stand der Technik und Speicherkapazität von Wasserstoff-Salzkavernen aus Sicht der Untertagespeichertechnik. Untertägige Wasserstoffspeicher ermöglichen eine wesentlich größere Speicherkapazität bei allerdings schlechterem Wirkungsgrad bei Rückverstromung. Dennoch eröffnen sich hiermit neue Perspektiven z.B. bei der Reduzierung des Bedarfs an fossilen Schatzenkraftwerken, die als Backup für Windkraftwerke benötigt werden wie auch bei dem Einsatz von Wasserstoff aus Windenergie bei der Biokraftstoff-Produktion.

1 Einleitung

Die zukünftige Energieversorgung ist u.a. gekennzeichnet durch die Substitution fossiler Energieträger durch erneuerbare Energie beispielsweise über Nutzung fluktuierender Windenergie zur Stromerzeugung oder Umwandlung von Biomasse in Kraftstoff für den Straßenverkehr.

Die in den nächsten Jahrzehnten erwarteten Anteile dieser neuen Energieträger von 20 % und darüber erfordern eine umfassende Anpassung der erforderlichen Versorgungs-Infrastruktur. Dies betrifft auch erzeugernahe Speicher großer Kapazität zum Ausgleich saisonaler oder auch kurzfristiger Abweichungen zwischen Produktion und Verbrauch.

Die derzeitige Diskussion zum Thema Speicher zum Ausgleich fluktuierender Windenergie konzentriert sich weitgehend auf die Option Druckluftspeicher. Hierbei wird oft übersehen, dass die volumenbezogene Energiedichte im Vergleich zu Erdgas z.B. sehr gering ist und der Einsatz von Druckluftspeichern deshalb eher auf den kurzfristigen Ausgleich von Prognoseabweichungen beschränkt sein wird. Die Speicherung elektrischer Energie über den Umweg Speicherung von gasförmigem Wasserstoff im geologischen Untergrund erlaubt dagegen eine um zwei Größenordnungen höhere Energiedichte und stellt damit aus Kapazitätsgründen die einzige Speicheroption dar, die allein einen mehr als den kurzfristigen Ausgleich von Produktion und Verbrauch erlaubt. Die mit der Rückverstromung von gespeichertem Wasserstoff verbundenen Umwandlungsverluste rechtfertigen nicht, auf diese Option von vornherein zu verzichten.

Bei der zukünftigen Kraftstoffversorgung aus Biomasse werden insbesondere in Deutschland hohe Erwartungen in das BTL (biomass to liquid) Verfahren gesetzt. Der Hektarertrag dieses Verfahrens kann fast verdoppelt werden, wenn dem Prozess extern erzeugter Wasserstoff zugefügt werden kann. Hier bietet sich die Nutzung von Windenergie zur Wasserstoff-Erzeugung über Elektrolyse an, wenn in Zeiten hohen Aufkommens und geringer Last im Stromnetz überschüssige Windenergie zur Verfügung steht. Voraussetzung für die Realisierung dieses Konzeptes wären ebenfalls große Wasserstoffspeicher.

Ein weiteres Motiv für die Beschäftigung mit der Wasserstoffspeicherung im geologischen Untergrund ergibt sich aus dem starken Zuwachs an Wasserstoff – 10 bis 15 % p.a. in den USA - im Raffineriebereich. In den USA wird derzeit die zweite Wasserstoff-Speicherkaverne in Betrieb genommen, weitere Kavernen befinden sich in der Planungsphase.

Ziel dieses Beitrags ist deshalb, die technischen und auch ökonomischen Randbedingungen bei der Ausle-

(Fortsetzung auf Seite 29)

(Fortsetzung von Seite 28)

gung und dem Betrieb eines Wasserstoffspeichers im geologischen Untergrund speziell aus Sicht der Untertagespeichertechnik dazustellen. Dies erlaubt wiederum belastbare Angaben zu Möglichkeiten und auch zu Grenzen der Speicherung von Wasserstoff in Salzkavernen und zu den Kosten für nachfolgende energie-wirtschaftliche Betrachtungen zur Verfügung. Ein Beispiel hierfür sei die Studie zur Dämpfung der Netzbe-lastung durch Wasserstoffsystem, die kürzlich an der FH Lübeck unter Leitung von Roland Hamelmann für das Ministerium für Wissenschaft, Wirtschaft und Verkehr des Landes Schleswig-Holstein erarbeitet wurde und in der die Speicherung von Wasserstoff in Kavernen eine wichtige Rolle spielt, genannt [1].

2 Gasspeicherung im geologischen Untergrund

2.1 Erdgasspeicherung als Vorbild

Die Speicherung von Erdgas in ausgeförderten Erdgas- oder Erdöllagerstätten, in Aquiferformationen und in künstlich erstellten Salzkavernen stellt ein wichtiges Element der Erdgasversorgung in Industrieländern dar, die über geeignete geologische Formationen verfügen. In Deutschland z.B. lagern über 20 % des jährli-chen Verbrauchs in Untertagespeichern.

Untertagespeicher ermöglichen eine hohe Speicherdichte wegen hoher Betriebsdrücke von bis zu 200 bar und darüber;

- eine sehr hohe Speicherkapazität, wegen der großen Dimensionen der Lagerstätten und des geringen Bedarfs an obertägigen Flächen;
- eine hohe Sicherheit gegen unbeabsichtigtes Austreten von Gas, da im Fall von Porenspeichern die betreffenden Gaslagerstätten bereits über Jahrtausende die Dichtheit nachgewiesen haben und da im Fall von Salzkavernen Salzgestein eine extrem hohe Dichtheit gewährleistet;
- Erstellungs- und Betriebskosten pro Speichervolumen, die bei großen Kapazitäten weit unter denen obertägiger Druckbehälter liegen.

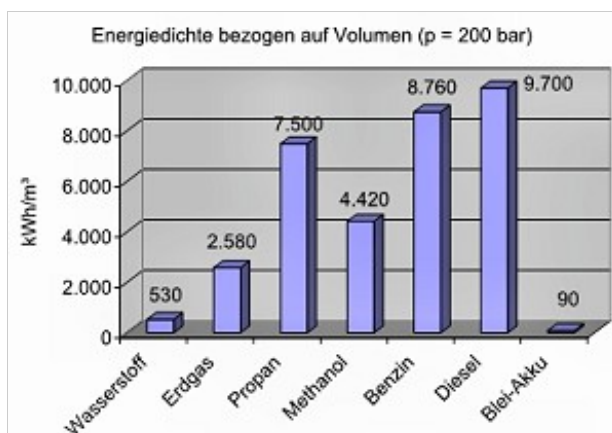
Erdgasspeicher werden als saisonaler und als strategischer Speicher sowie zum Abdecken von Verbrauchsspitzen genutzt.

Bei der untertägigen Wasserstoffspeicherung kann auf eine über 30-jährige Erfahrung mit Planung und Be-trieb von Erdgasspeichern zurück gegriffen werden; die Auslegung von Erdgas- bzw. Wasserstoffspeichern unterscheidet sich nur gering. (Abb. 1, Kavernenspeicher - Seite 17)

2.2 Wasserstoffspeicherung

2.2.1 Besonderheiten von Wasserstoff im Vergleich zu Erdgas

KOMPRESSIONSARBEIT: Wasserstoff besitzt mit 2 g/mol ein im Vergleich zu Methan (16 g/mol) und Luft (29 g/mol) sehr niedriges Molekulargewicht. Hieraus resultiert ein im Vergleich zu Methan bzw. Erdgas et-wa 8-fach höherer Aufwand für die Kompression.



ENERGIEDICHTE: Wasserstoff verfügt über eine hohe Massenbezogene Energiedichte;

für die Speicherung entscheidend ist allerdings die Volumenbezogene Energiedichte (s. Abb. 2), die im Vergleich zu Erdgas ¹⁾ um etwa den Faktor 5 geringer ist.

¹⁾ Die Angaben für Gase beziehen sich auf einen maximalen Speicherdruck von 200 bar und auf den Brennwert

Abbildung 2: Volumetrische Energiedichte ver-schiedener Energieträger

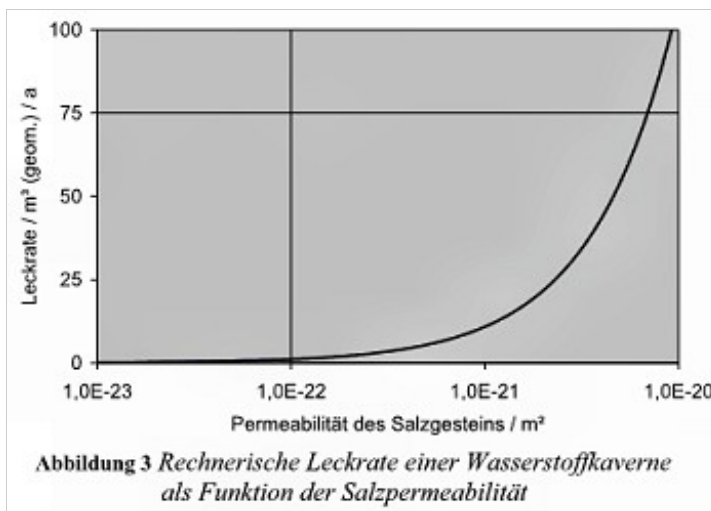
(Fortsetzung auf Seite 30)

(Fortsetzung von Seite 29)

MOBILITÄT: Wasserstoff ist bekannt für seine hohe Mobilität und das damit verbundene Risiko von Leckverlusten aufgrund des sehr geringen Moleküldurchmessers. Hieraus resultieren die niedrige Viskosität und die hohe Diffusionskonstante. Bei der Abschätzung möglicher Wasserstoff-Leckverluste in einer Salzkaverne unter hohem Druck kann auf umfangreiche Messdaten aus Permeationsversuchen mit Helium ²⁾ an Bohrungen im Salzgestein zurück gegriffen werden [2]; die Permeabilität unverritzten Salzgesteins ist mit Werten von $K = 10^{-21}$ bis 10^{-23} m^2 extrem gering; das Salzgestein kann damit auch für Wasserstoff als technisch dicht bezeichnet werden.

²⁾ Da das Heliumatom ebenfalls einen extrem geringen Durchmesser hat, kann von Messungen an Helium auf das Verhalten bei Wasserstoff geschlossen werden.

Abb. 3 zeigt das Ergebnis einer überschlägigen, theoretischen Abschätzung der Leckagerate bei einer Wasserstoffkaverne unter 100 m^3 (geom.) p.a.. Tests an einer Wasserstoffkaverne in den USA ergaben eine Verlustrate von ca. 70 m^3 (geom.) p.a. [3]. D.h., die Größenordnungen stimmen überein. Unter Annahme eines typischen Kavernenvolumens von $500\,000 \text{ m}^3$ ergibt sich damit ein extrem geringer Verlust von nur etwa $0,015 \%$ p.a.



2.2.2 Salzkavernen - die optimale Speicheroption für Wasserstoff

Erdgas wird vorrangig (60 % Anteil in Deutschland) in ausgeförderten Öl- oder Erdgaslagerstätten gelagert. Es bleibt zu untersuchen, ob diese Variante für die zukünftige Wasserstoffspeicherung infrage kommt, da der Wasserstoff mit Kohlenwasserstoffanteilen verunreinigt würde. Aquiferformationen (30 % Anteil) spielen derzeit bei Neubauten nur eine unter geordnete Rolle; Gründe sind Mangel an geeigneten Lokationen und hohes Explorationsrisiko.

Damit konzentriert sich die Diskussion auf die Option Salzkaverne; Vorteile sind die Möglichkeit hoher Ein- und Auslagerungsraten, häufiger Umschläge und eines geringen Kissengasanteils ³⁾; hiermit wird der bei Erreichen des Mindestdrucks in der Kaverne verbleibende Gasanteil im Gegensatz zu dem nutzbaren Arbeitsgasanteil bezeichnet. Dies ist gerade bei der Wasserstoffspeicherung wegen der hohen Kosten für das Produkt ein entscheidender Vorteil. Nachteile sind die Notwendigkeit, den Hohlraum erstellen zu müssen, was neben den Kosten mit einem Zeitaufwand von mehreren Jahren und der Notwendigkeit der umweltverträglichen Entsorgung großer Solevolumina verbunden ist.

³⁾ Bei Porenspeichern beträgt der Kissengasanteil ca. 50%, bei Kavernen ca. 30%

2.2.3 Auslegung einer Wasserstoffkaverne

Voraussetzung für die Errichtung einer Speicherkaverne ist die Verfügbarkeit einer geeigneten Salzlagerstätte (geeignete Teufenlage und Mächtigkeit, geringer Anteil unlöslicher Bestandteile, Möglichkeit der Ableitung der Sole).

Im Rahmen der gebirgsmechanischen Auslegung werden vor allem Teufenlage, Geometrie und Betriebsdrücke festgelegt.

Die zulässigen Betriebsdrücke ⁴⁾ können in erster Näherung wie folgt abgeschätzt werden:

$$p_{\max} = 0,18 \cdot l_{rs}$$

$$p_{\min} = p_{\max} / 3$$

⁴⁾ Drücke in bar; l_{rs} bedeutet Teufe des Rohrschuhs der innersten zementierten Verröhrung

(Fortsetzung auf Seite 31)

(Fortsetzung von Seite 30)

Bei einer Rohrschuh-teufe von $l_{rs} = 1\,000\text{ m}$ ergeben sich damit Drücke von $p_{max} = 180$ bzw. $p_{min} = 60$ bar. Ein Hohlraumvolumen von $500\,000\text{ m}^3$ kann damit eine nutzbare Gasgasmasse von $m_{H_2} = 4\,850\,000\text{ kg}$ ⁵⁾ speichern.

⁵⁾ Dies entspricht der Energie, die 12 WEA der 5 MW Klasse innerhalb 1 Jahr erzeugen

2.2.4 Stand der Technik

Bei der Wasserstoffspeicherung im geologischen Untergrund kann auf langjährige praktische Erfahrung zurückgegriffen werden. Vor der Einführung von Erdgas wurde vielfach Stadtgas über Pipelines und unter erfolgreicher Einbindung von Untertagespeichern verteilt. Stadtgas besteht zu über 50 % aus Wasserstoff.

Reiner Wasserstoff als Rohstoff für die chemische und petrochemische Industrie wird seit vielen Jahren erfolgreich in Salzkavernen sowohl in Teesside (SABIC EUROPE), Großbritannien, und in Texas, USA, gespeichert. Die 4 Kavernen in Teesside liegen in einer geringen Teufe von ca. 350 m und bei einem geringen Volumen von knapp $70\,000\text{ m}^3$. Wegen der ungünstigen geologischen Verhältnisse erfolgt der Speicherbetrieb nicht wie üblich über Kompression und Entspannung, sondern über Soleverdrängung bei konstantem Druck von ca. 45 bar aus einem obertägigen Becken [4].

Die beiden Kavernen in den USA (ConocoPhillips und Praxair) entsprechen hinsichtlich Teufenlage und Volumen typischen Speicherkavernen in norddeutschen Salzdomen. Das Volumen der Praxair-Kaverne beträgt $580\,000\text{ m}^3$ bei einer Dachteufe von 850 m. Der nutzbare Anteil des gespeicherten Wasserstoffs beträgt $2\,520\,000\text{ kg}$ [5].

3 Speicherkapazität einer Wasserstoffkaverne im Vergleich

Für die Speicherung elektrischer Energie im Übertragungsnetz-Maßstab (mehrere 100 Megawatt bis mehrere Gigawatt über Stunden bis Tage) stehen grundsätzlich drei Verfahren zur Verfügung:

I. Hydraulische Pumpspeicher-Kraftwerke: Stand der Technik, hoher Wirkungsgrad, kein Potential für Zubau mangels verfügbarer Lokationen.

II. Adiabate ⁶⁾ Druckluftspeicher-Kraftwerke: Adiabate Druckluftspeicher-Kraftwerke mit integriertem Wärmespeicher in der konkreten Entwicklung, hoher Wirkungsgrad, gute geologische Voraussetzungen im Nordsee-Küstenbereich.

⁶⁾ konventionelle diabate Druckluftspeicher-Gasturbinen-Kraftwerke (z.B. Huntorf) benötigen fossilen Brennstoff bei der Stromerzeugung, da die Energieverluste bei der Kühlung der komprimierten Luft kompensiert werden müssen. Die Planungen für zukünftige Druckluftspeicherkraftwerke in Deutschland basieren deshalb auf der adiabate Variante.

III. Wasserstoff-Speicher (in Zusammenhang mit Elektrolyse und Rückverstromung oder Nutzung als Rohstoff): Wasserstoffspeicher im geologischen Untergrund Stand der Technik; hohe Energiedichte pro Volumen, da Speicherung chemisch und nicht mechanisch; gute geologische Voraussetzungen im Nordsee-Küstenbereich; geringer Wirkungsgrad bei Rückverstromung.

Die derzeitige Diskussion fokussiert auf die Option adiabate Druckluftspeicherung. Die Option Wasserstoffspeicherung findet dagegen so gut wie keine Unterstützung, da der Wirkungsgrad bei Rückverstromung wesentlich geringer ist. Bei der Beurteilung eines geeigneten Speichers spielen aber abhängig von der Anwendung auch andere Kriterien eine Rolle wie z.B. die erreichbare Speicherkapazität. Die nachfolgende Tabelle 1 zeigt die erreichbare volumenbezogene Speicherkapazität für die drei Optionen:

	kWh / m ³	η	ANNAHMEN
Pumpspeicher	0,7	0,8	Fallhöhe 300 m
Druckluftspeicher (adiabat)	2,7	0,7	Druckspiel 20 bar
Wasserstoffspeicher	410 ⁷⁾	0,3	Druckspiel 144 bar

Tabelle 1: Speicherbare Energie pro Volumen und Wirkungsgrad η bei Rückverstromung

⁷⁾ Bezogen auf Brennwert

Die Tabelle zeigt, dass die volumenbezogene Speicherkapazität einer Wasserstoffkaverne um über 2 Größenordnungen höher als die der beiden anderen Varianten ist. Das geringe Druckspiel für den Druckluftspeicher resultiert aus den besonderen Anforderungen an die Teufenlage und die Auslegung des Wärme-

(Fortsetzung auf Seite 32)

(Fortsetzung von Seite 31)

speichers.

Bezieht man diese spezifischen Speicherkapazitäten auf realistische Speichervolumina realisierter Anlagen, so ergibt sich folgendes Bild, siehe Tabelle 2:

PUMPSPEICHER	1.970 MWh	2 GWh
DRUCKLUFTSPEICHER	8.150 MWh	8 GWh
WASSERSTOFFSPEICHER	1.230.000	1,2 GWh

Tabelle 2: Speicherbare Energie für Modell-Speicher mit jeweils 3.000.000 m³ Volumen

Als Speichervolumen wurde einheitlich ein Wert von 3 Mio. m³ angenommen. Zum Vergleich: Das größte und modernste deutsche Pumpspeicherkraftwerk in Goldisthal verfügt über ein geometrisches Speichervolumen von ca. 12 Mio. m³, der Erdgas-Kavernenspeicher, Nüttermoor, einer der großen deutschen Speicher, verfügt über ein geometrisches Volumen von ca. 7,5 Mio. m³.

4 Denkbare Einsatzmöglichkeiten für Wasserstoff-Kavernenspeicher

4.1 Entlastung fossiler Schattenkraftwerke

Abb. 4 zeigt die verschiedenen abgeschätzten Energiemengen bzw. Speicherkapazitäten der 3 Mio. m³ Speicher im Kontext mit der prognostizierten bzw. der tatsächlichen Windenergie-Leistung für einen zufällig ausgewählten Monat im Jahr 2007 im Übertragungsnetz der E.ON Netz AG:

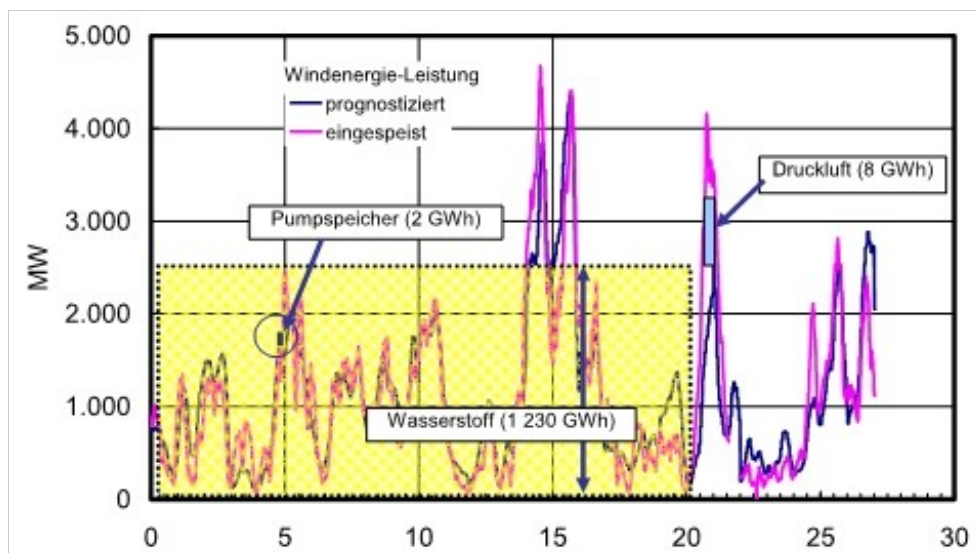


Abbildung 4: Windenergie im Höchstspannungsnetz und Kapazität verschiedener Speicherkraftwerke

- Die Kapazität des Pumpspeicherkraftwerks (blaues Rechteck im Kreis) ist so gering, dass nur ein sehr kurzfristiger Ausgleich der Prognoseabweichung (Bereitstellung von Regelenergie) geeignet ist; selbst die 4-fache Größe (Kapazität Goldisthal) ändert nicht viel an der Aussage.
- Das Druckluftspeicherkraftwerk erlaubt schon einen Ausgleich in größerem Maßstab, aber weit entfernt von einem Ausgleich über Tage. Die Graphik zeigt, dass diese Speichervariante ebenfalls nur für den Ausgleich von Prognoseabweichungen geeignet ist, weniger jedoch zum Ausgleich fluktuierender Einspeisung in Hinblick auf eine Fahrplanlieferung an den Netzbetreiber.
- Erst der Wasserstoffspeicher verfügt über eine Kapazität, die im gewählten Beispiel die innerhalb des Monats erzeugten Windenergieeinspeisung übertrifft; erst bei Speicherkapazitäten dieser Größenordnung ist an eine längerfristige Vergleichmäßigung der fluktuierenden Windenergie-Leistung zu denken. Hiermit könnte z.B. der Anteil an fossilen Schattenkraftwerken reduziert werden, die als Backup für die Windkraftwerke eingesetzt werden müssen.

(Fortsetzung auf Seite 33)

(Fortsetzung von Seite 32)

4.2 Einsatz von Wasserstoff aus erneuerbarer Energie bei der BTL-Produktion

Große deutsche Automobilhersteller wie Volkswagen erwarten mittelfristig eine Substitution fossiler Kraftstoffe durch Biomasse basierter BTL⁸⁾ Kraftstoffe. So unterstützen VW und Shell die Entwicklung des Choren-BTL-Verfahrens unter dem Produktnamen SUNFUEL. Als Zielvorgabe gilt langfristig ein Anteil des Dieselverbrauchs von 20%.

8) BTL - biomass to liquid

Der BTL Herstellungsprozess benötigt große Mengen Wasserstoff, der alternativ aus der Biomasse aus dem Prozess gewonnen oder extern zugeführt werden kann. In letzterem Fall erhöht sich der Hektarertrag um fast das Doppelte! [6] In Anbetracht der begrenzten Agrarflächen für die Biomasseerzeugung drängt sich die Idee auf, Wasserstoff aus erneuerbarer (Wind-)Energie zu erzeugen - als Ergänzung oder Alternative zur Rückverstromung. Um die fluktuierende Wasserstoffproduktion über Windenergie der kontinuierlichen BTL-Produktion anzupassen, wären Speicher großer Kapazität erforderlich.

Eine grobe Abschätzung der Größenordnungen ergibt folgendes Bild: 20 % des jährlichen Dieselverbrauchs von ca. 30 Mio. m³ ergeben 6 Mio. m³ p.a. BTL Kraftstoff, was einer durchschnittlichen Leistung von etwa 8 GW BTL Output entspricht. Sollte dieser Prozess zukünftig nennenswert von Wasserstoff - produziert aus fluktuierender Windenergie - unterstützt werden, sind küstennahe Untertagespeicher zur Vergleichmäßigung unverzichtbar.

Quellenangaben

- [1] R. Hamelmann: Wasserstoff aus Windenergie; 14. REGWA Symposium 2007 Kompetenzzentrum Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie
- [2] N. Jockwer: Excavation Damaged Zones in Rock Salt Formations; 6th Conference on the Mechanical Behavior of Salt; BGR Hannover, Mai, 2007
- [3] PowerPoint Präsentation des Betreibers des H₂-Speichers der CONNOCOPHILLIPS
- [4] persönliche Kommunikation mit dem Betreiber SABIC EUROPE
- [5] C. W. Forsberg: Assessment of Nuclear-Hydrogen; Synergies with Renewable Energy Systems and Coal Liquefaction Processes; ORNL/TM-2006/114 August 2006
- [6] E. Fjermestad Hagen: Biohydrogen - Prospects in a Transatlantic Perspective; Research & Technology Seminar 16-08-04

Soweit der Beitrag „Wasserstoff-Speicherung in Salzkavernen zur Glättung des Windstromangebots“. (Mit freundlicher Genehmigung von KBB Underground Technologies GmbH, www.kbbnet.de)

Bemerkungen:

In Abschnitt 3, Absatz 5 (über Tabelle 1) heißt es:

„Die derzeitige Diskussion fokussiert auf die Option adiabate Druckluftspeicherung. Die Option Wasserstoffspeicherung findet dagegen so gut wie keine Unterstützung, da der Wirkungsgrad bei Rückverstromung wesentlich geringer ist.“ ...

Wenn man von der Stromwirtschaft auf die Wasserstoffwirtschaft umstellen würde, entfällt die Rückverstromung. Der Wasserstoff kann direkt über Rohrleitungen zum Endverbraucher geleitet werden. Dieser erzeugt dann die Energie, die er benötigt, z.B. mittels Brennstoffzellen Strom und Wärme.

Manfred Richey

Wasserstoff-Busse III - Torsten Pörschke

Internationale Kooperation

Eine Anzahl von internationalen Städten und Regionen aus aller Welt haben am 6. Oktober 2006 die Hydrogen Bus Alliance gegründet. Die Allianz verfügt über eine Flotte von 12.000 Bussen und kauft jährlich 1.200 neue Fahrzeuge.

Die Partner sind:

- Amsterdam (GVB)
- Barcelona (TNB)
- Berlin (BVG)
- British Columbia (BC Transit)
- Cologne (Regionalverkehr Köln)
- Hamburg (Hamburger Hochbahn)
- London (Transport for London)
- South Tyrol
- Western Australia (Public Transport Authority of Western Australia)

Starke politische Unterstützung und aktive Programme zur Vorbereitung der kommerziellen Markteinführung von Wasserstoffbussen im Zeitraum 2010 bis 2015 sind Kennzeichen dieser Städte und Regionen. Weitere Interessenten haben Kontakt aufgenommen. Die Kosten der Technologie sind noch das Haupthindernis für einen breiten Durchbruch. Konkurrenzfähig sind Wasserstoffbusse erst dann, wenn über einen Einsatzzeitraum von mindestens 12 Jahren die Ausgaben für Beschaffung und Betrieb mit herkömmlichen Dieselfahrzeugen konkurrieren können. Hier geht es vor allem um die Ausgaben für Brennstoffzellen, Treibstofflagerung, Hybridsysteme, Langlebigkeit der Fahrzeugkomponenten und die Treibstoffökonomie. Außerdem liebäugeln viele der Partner mit der Anwendung der Wasserstofftechnik bei Doppeldeckerbussen. Bis zum Jahr 2015 hofft man nun auf einen entscheidenden Durchbruch. Einen Vorteil dürfte dabei der aus Biomasse gewonnene Biowasserstoff schon vorab ausspielen, denn er ist gegenüber Dieseldieselkraftstoff bereits heute viel billiger. Nur rechnen leider die Verkehrsgesellschaften noch nicht so, weil ihnen die echte Wasserstoffwirtschaft nicht bekannt ist. Mit Biowasserstoff bekommen sie auch die CO₂-Bilanz in den Griff, da ansonsten der Wasserstoff ja aus fossilen Energieträgern bzw. teurem Ökostrom hergestellt werden muss.

Die Garantieleistung auf alle teuren Fahrzeugkomponenten soll nach den Forderungen der Allianz bei mindestens 20.000 Betriebsstunden liegen. Alternativ wird ein Komponententausch mit preiswerten Ersatzteilkpaketen untersucht. Hinsichtlich der Betankungstechnik möchte man herausfinden, welche Technik zukünftig der Standard wird. Im Augenblick spricht alles für einen Druck in den Fahrzeugtanks von 700 bar. Kurzfristig steht zunächst die ausgereifte 350-bar-Technik zur Verfügung. Dementsprechend sind dann Investitionen zur Errichtung entsprechender Tankstellen einzuplanen. Ein Busdepot kann bis zu 250 Fahrzeuge beherbergen. Deshalb sind geringe Entfernungen zur Tankstelle und kurze Betankungszeiten von unter 10 Minuten gefragt. Starke Schwankungen bei der Abnahme des Wasserstoffs um bis zu 50 Prozent innerhalb eines Tages müssen aufgefangen werden können und der Preis sollte 3 US-Dollar pro Kilogramm Wasserstoff nicht überschreiten (Biowasserstoff ist viel günstiger !!!).

Konkrete Bestellungen

London hat im November 2007 angekündigt, bis zum Jahr 2010 zehn neue Wasserstoffbusse zu beschaffen. Dabei handelt es sich um fünf Brennstoffzellenfahrzeuge und fünf Fahrzeuge mit Wasserstoffverbrennungsmotor, die von der US-amerikanischen Firma ISE (Hybridtechnik) in Zusammenarbeit mit der Wright Group (Bushersteller) und Ballard (Brennstoffzellenhersteller) ge-

(Fortsetzung auf Seite 35)

(Fortsetzung von Seite 34)

baut werden. Der Auftrag ist insgesamt 9,65 Mio. britische Pfund wert. Bereits im Februar 2006 wurden Pläne veröffentlicht, wonach London die Beschaffung von 70 neuen wasserstoffgetriebenen Fahrzeuge vorsah, darunter auch die erwähnten 10 Busse. Die bestellten Fahrzeuge werden Hybridtechnik haben, damit sie vergleichbare Leistungen bei Reichweite und Betriebsstunden wie ihre dieselbetriebenen Konkurrenten erreichen können.

Die anderen Partner der Hydrogen Bus Alliance haben sich verpflichtet jeweils mindestens fünf Brennstoffzellenbusse in der Zeit von 2008 bis 2012 zu beschaffen.

Der neue Hyfleet/Cute- Bus von Evobus/Nucellsys mit einem Hybridantrieb sollte eigentlich noch in diesem Jahr fertiggestellt werden und in Erprobung gehen. Dazu entwickelt man den kürzlich vorgestellte Citaro G Blue Tech Hybrid weiter. Dieselmotor, Generator und Tanks für Diesel sowie Ad-blue entfallen. An deren Stelle treten Brennstoffzellenstacks im Motorraum und Wasserstofftanks auf dem Fahrzeugdach, während der Radnabenantrieb erhalten bleibt. Zur Speicherung der Bremsenergie werden neuartige Lithium-Ionen-Akkus zum Einsatz kommen (Wir berichten in einer späteren Ausgabe ausführlich !).

Zudem hat die BVG angekündigt, dieses Jahr möglicherweise noch 50 neue Wasserstoffbusse mit Verbrennungsmotor bestellen zu wollen. Sie sollen zwischen 2009 und 2016 zulaufen. Von den insgesamt 1.300 Stadtbussen in Berlin verfügen heute 1.000 über einen Rußpartikelfilter für Dieselmotoren.



Bild: Wasserstoffbus der Typenreihe A330 - van Hool / Belgien.
(mit freundlicher Genehmigung von <http://www.vanhool.be/>)

Weitere Informationen dazu in der folgenden Pressemeldung von van Hool.

Alle Rechte an diesem Artikel liegen bei Torsten Pörschke, Pirna
Nutzung bzw. Veröffentlichung nur nach vorheriger schriftlicher Zustimmung
durch den Autor. Anfragen bitte an: kontakt@bio-wasserstoff.info

Wasserstoffbusse von VAN HOOL

Pressemeldung vom 25.08.2008 von van Hool

Van Hool erhält Bestellung von 8 Brennstoffzellenbussen für die Vereinigten Staaten. Dies ist bisher der größte Einzelauftrag für Brennstoffzellenbusse in den USA.

Bestellung von 8 Brennstoffzellenbussen für die Vereinigten Staaten.



VAN HOOL hat von AC Transit einen neuen Auftrag erhalten für 8 Brennstoffzellenbusse der neuesten Generation mit einer Option für 4 zusätzliche Fahrzeuge. Es ist der größte Einzelkauf von umweltfreundlichen Brennstoffzellenbussen durch amerikanische Verkehrsgesellschaften. Mit dieser Bestellung verschafft Van Hool sich eine internationale Referenz und kommt der kommerziellen Realisierbarkeit der allgemeinen Anwendung von Wasserstoff für einen emissionsfreien öffentlichen Verkehr einen echten Schritt näher.

VAN HOOL hat im Zeitraum 2005/2006 bereits 5 Brennstoffzellenbusse in die Vereinigten Staaten geliefert, davon 3 an AC Transit, Oakland (Kalifornien), 1 an Sunline, San Diego (Kalifornien) und 1 an CTT Transit, Hartford (Connecticut).

Diese neue Generation von Bussen besitzt die neuesten Technologien und Produktvorteile. So befinden sich die Elektromotoren nunmehr zwischen den Rädern, so dass noch mehr Raum für stehende Fahrgäste geschaffen wird und die Podeste bis zur Hintertür vollständig verschwinden.

Die zweitürigen, 40 Fuß (12,20 m) langen Niederflurbusse werden leichter sein, einen niedrigeren Schwerpunkt haben und eine noch bessere Integration der Komponenten aufweisen als die erste Generation von Brennstoffzellenbussen, einschließlich der durch Van Hool entworfenen Kühlung auf dem Dach.

Im Gegensatz zu den 5 ersten Brennstoffzellenbussen werden diese neuen Busse – wie die Europäische Ausführung – vollständig durch Van Hool zusammengebaut.

UTC Power liefert das dazugehörige Brennstoffzellensystem des Typs PureMotionR, Modell 120 mit einer Leistung von 120 kW. (Die neuen Brennstoffzellen von UTC Power bieten einen Garantiezeitraum, der auf mehr als 10.000 Betriebsstunden verlängert werden kann, dies auf der Grundlage bestimmter, genau definierter Leistungen der Brennstoffzellen.)

Die positiven Erfahrungen von AC Transit und die konsequente Weiterentwicklung der Buskonzepte von Van Hool sind die Grundlage dieser neuen Bestellung. Unter anderem werden dank des geringen Verbrauchs nur noch 8 statt 9 Wasserstofftanks an Bord sein. Jetzt wurden Nickel-Metallhydrid-

(Fortsetzung auf Seite 37)

(Fortsetzung von Seite 36)

Antriebsbatterien gewählt, die nachts nicht mehr auf Temperatur gehalten werden müssen und eine lange Lebensdauer versprechen. Ansonsten entspricht der Hybridantrieb des Busses der Ausführung, die derzeit bei De Lijn getestet wird, und dies hat den amerikanischen Kunden von den technischen Fähigkeiten unserer flämischen Ingenieure überzeugt. Van Hool gibt damit die Richtung vor für eine allgemeine Einführung von Wasserstoffbussen und ihre realen kommerziellen Perspektiven auf mittlere Sicht.

Sowohl VAN HOOL als auch UTC Power haben die Erfahrungen mit der ersten Generation von Brennstoffzellenbussen für AC Transit sowie den für den europäischen Markt entwickelten Brennstoffzellenbus gebündelt und weiter in das neue Konzept integriert. Der Bus, der mittlerweile seit fast elf Monaten erfolgreich bei De Lijn getestet wird, soll nun in anderen europäischen Ländern eingesetzt werden, so wie es ursprünglich geplant war. Anfang Juni wird er bereits für drei Monaten in Spanien eingesetzt, um auf dem Gelände der Weltausstellung den Shuttle-Dienst zwischen den verschiedenen Eingängen zu gewährleisten. Die Expo Saragossa 2008 ist eine Weltausstellung zum Thema "Wasser und Nachhaltige Entwicklung". Der Bus ist ein perfektes Beispiel der nachhaltigen Entwicklung mit Wasserstoff als Energieträger.

Das Interesse für das Konzept der Brennstoffzellenbusse nimmt weiter zu. So wurde VAN HOOL eingeladen, der Arbeitsgruppe für nachhaltige Entwicklung des Europäischen Parlamentes den Bus und die Technologie vorzustellen.

Auch bei dem Internationalen Transportforum in Leipzig, wo alle europäischen Verkehrsminister über das Thema "Transport und Energie: Die Herausforderung des Klimawandels" beraten werden, wird VAN HOOL einen Beitrag leisten.

AC Transit ist eines der größten öffentlichen Verkehrsunternehmen in Kalifornien; es transportiert mehr als 67 Millionen Fahrgäste durch eine Region von 900 Quadratkilometer. Bereits seit 48 Jahren ist AC Transit als national führendes Unternehmen im öffentlichen Verkehr anerkannt. 2006 wurde AC Transit durch den Transportausschuss der Region San Francisco mit einem Preis für herausragende Leistungen der Pionierarbeit bei der Entwicklung von Technologien mit Nullemission und die führende Rolle bei der Geräuschkürzung im öffentlichen Verkehr ausgezeichnet.

Weitere Informationen zu AC Transit finden Sie unter: www.actransit.org/environment/.

VAN HOOL aus Lier (Belgien) hat 4350 Mitarbeiter. Van Hool baut Busse und Reisebusse sowie Nutzfahrzeuge. Das Unternehmen besitzt mehr als 60 Jahre Erfahrung und ist in Kreisen des Verkehrswesens anerkannt für sein Design, seine Qualität und seine Arbeit nach Maß mit hochstehender Technologie. VAN HOOL baut jährlich etwa 1600 Busse und Reisebusse sowie mehr als 4000 Auflieger, Tankauflieger und Tankcontainer. 80 % der Produktion werden weltweit exportiert. Seit 1987 ist ABC Companies der Exklusivvertreter von VAN HOOL in den Vereinigten Staaten und Kanada. VAN HOOL hat sich dort zum bedeutendsten Importeur entwickelt mit bisher mehr als 6000 verkauften Reisebussen.

In den vergangenen Jahren hat Van Hool seine Präsenz auf dem nordamerikanischen Markt beträchtlich ausgebaut mit mehr als 500 Fahrzeugen, die an öffentliche Verkehrsgesellschaften verkauft wurden, wie AC Transit (Oakland, CA), WMATA (Washington, DC), MWAA (Washington, DC), UTA (Salt Lake City, UT), RTL (Montreal) und York Rapid Transit (York, Ontario).

United Technologies Corporation, mit Sitz in Hartford, Connecticut (USA), liefert Produkte und Dienstleistungen der Spitzentechnologie für die kommerzielle Bau- und Luftfahrtindustrie. Die Abteilung UTC Power, niedergelassen in South Windsor, Connecticut (USA), liefert umweltfreundliche Energiequellen. Mit mehr als 50 Jahren Erfahrung ist UTC Power weltweit führend bei der Entwicklung und Produktion von Brennstoffzellen für statische Kraftwerke, Transport, Raumfahrt und militärische Anwendungen.

(Abdruck mit freundlicher Genehmigung von <http://www.vanhool.be/>)

Herzlichen Glückwunsch vom Biowasserstoff-Magazin an van Hool! Brennstoffzellenbusse haben eine große Zukunft, sind umweltfreundlich und helfen, den CO₂-Ausstoß zu verringern. Wenn es jetzt noch gelingt, die Biowasserstoffherzeugung auf den Weg zu bringen, trägt das zur weiteren Reduzierung des CO₂-Ausstoßes bei.

Manfred Richey, im Dezember 2008

Autotram - Torsten Pörschke

Ein Nahverkehrsmittel kündigt sich an

Eine Rückblende in die Geschichte der Technik hilft oftmals den Blick für die Zukunft zu schärfen. Im Omnibusbereich gab es bereits vor über 50 Jahren interessante Entwicklungen, die uns heute ein ganzes Stück voranbringen könnten. Der ÖPNV braucht kostengünstige und innovative Konzepte, um in einer Wasserstoffwelt gegen den Individualverkehr bestehen zu können. Die Urbanisierung ist auf der Welt nicht mehr aufzuhalten. Immer mehr Menschen wohnen und arbeiten in Städten, demnächst mehr als 50 Prozent der Weltbevölkerung. Für die Lösung der sich daraus ergebenden Transportprobleme stehen neben der Metro, der Straßenbahn und dem Omnibus auch noch weitere attraktive Möglichkeiten bereit.

Die Ursprünge der Autotram

In der Schweiz wurden ab 1950 erste Omnibusse mit Gyroantrieb gebaut. Zwischen Oktober 1953 und Oktober 1960 verkehrten im Stundentakt (bei Bedarf im Halbstundentakt) zwei Fahrzeuge auf einem 4,5 km langen Abschnitt zwischen den Städten Yverdon-les-Bains und Grandson (Laufleistung gesamt 720.000 km). Die Herstellerfirma Oerlikon MFO verkaufte einige Exemplare auch nach Gent (Belgien; 3 Fahrzeuge) und Leopoldville (ehem. Belgisch Kongo; 12 Fahrzeuge). Beim Gyrobus handelt es sich um einen Autobus mit Elektroantrieb, der seine Energie aus einem Schwungrad bezieht und nicht aus einer Fahrleitung bzw. Batterien. Der große Vorteil der Technik ist, dass er somit unabhängig von einem Fahrleitungsnetz auf unterschiedlichen Strecken verkehren kann. Gleichzeitig werden lokal keine Luftschadstoffe emittiert. Als nachteilig haben sich damals das hohe Gewicht des Schwungrades, der geringe Speicherinhalt und die Energieverluste durch Luftreibung im Speicher herausgestellt. Bei starken Neigungen und Gefällen traten problematische Kippkräfte durch die Lage der Schwungradachse auf, die sich auf das Fahrzeug übertrugen. Die Aufladung des Schwungrades erfolgte an den Endstationen der Buslinie über eine Verbindung zum Stromnetz. Mittlerweile hat sich die Schwungradspeichertechnik stark weiterentwickelt. Der Einsatz moderner kohlefaserverstärkter Kunststoffe und die luftdichte Lagerung des Schwungrades tragen zu erheblichen Verbesserungen der Leistung bei.

In den darauf folgenden Jahrzehnten gab es weitere Konzepte, die einen Kompromiss zwischen geringen Beschaffungskosten für Transportmittel und Infrastruktur sowie hohen Beförderungskapazitäten suchten. Hier seien nur der Spurbus (Straßenbahn auf Gummirädern) und die Busbahn (eine Führungsschiene, Bahn mit Gummirädern) erwähnt. In China, Frankreich und Italien kann man solche Lösungen unter den Namen Phileas, Translohr oder Civis bereits im praktischen Einsatz des ÖPNV finden.

Neuer Baukasten

Die am Fraunhofer Institut in Dresden zusammen mit den Schweizer Firmen CWA, DERAP AG und Frey AG entwickelte Autotram hat das Zeug zum internationalen Durchbruch. Bei diesem Fahrzeug handelt es sich um einen zweigliedrigen Zug mit einer Breite von 2,53 m und einer Gesamtlänge von knapp 18 m. Der Antrieb erfolgt über drei Achsen, die elektrohydraulisch lenkbar sind. Gummibereifte Radsätze gehören zur Grundausstattung und verfügen über entsprechende Notlaufeigenschaften. Insgesamt können 180 Personen befördert werden. Für einen höheren Bedarf steht ein Mittelmodul zur Verfügung, so dass dann bis zu 300 Personen mitfahren können. Es ist auch möglich, mehrere solche „Autozüge“ hintereinander zu koppeln.

Durch die weitgehende Nutzung des öffentlich zur Verfügung stehenden Verkehrsraumes (Wenderadius kleiner 13 m) verringern sich die Lebenszeitkosten gegenüber einer Straßenbahn um 50 bis 65 Prozent. Die größten Kostenvorteile werden durch das Einsparen von Oberleitungen und Schienen erreicht. Ein Streckenkilometer für die Straßenbahn kostet 5 bis 9 Mio. Euro. Höhere

(Fortsetzung auf Seite 39)

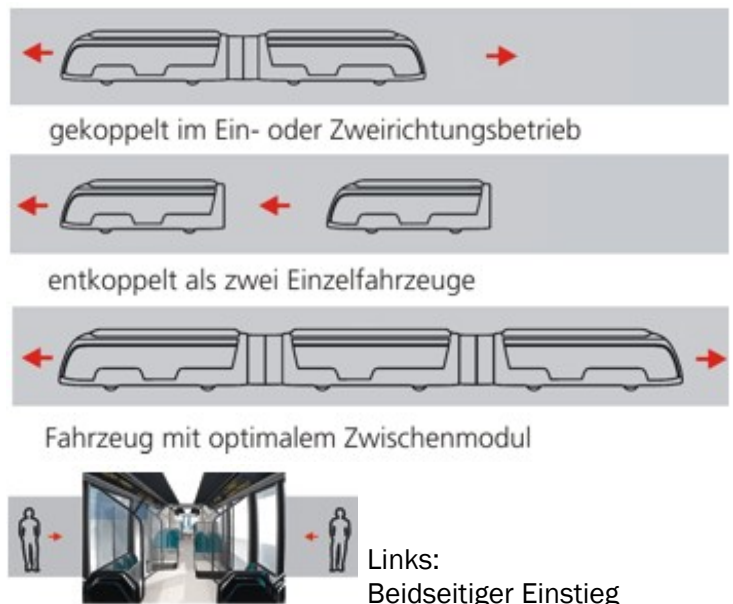
(Fortsetzung von Seite 38)

Kosten bei der Autotram gegenüber Omnibussen entstehen u. U. durch Anpassungen der Fahrwege, höhere Sicherheitsstandards und größeren Automatisierungsgrad (fahrerloser Betrieb).

Für die Energiebereitstellung gibt es ein universales Konzept. Zum einen ist es möglich, die Autotram konventionell diesel-elektrisch fahren zu lassen, zum anderen können auch Brennstoffzellen (z.B. von der Fa. Proton Motor) anstelle des Dieselmotors eingebaut werden. Letzteres ist in einer echten Wasserstoffwirtschaft die beste Variante. Für die Rückgewinnung von Bremsenergie stehen unterschiedliche Speichersysteme (Schwungräder, Ultra- und Super-Kondensatoren) zur Verfügung, die auch in Kombination miteinander erprobt worden sind. Das elektrische Aufladep Prinzip des Schwunghmassespeichers über Dockingstationen ist ebenfalls möglich. Der netzunabhängige vollelektrische Betrieb mit Biowasserstoff wird sich gegenüber dieser stromgebundenen Variante aber klar durchsetzen, weil keine langen Aufladezeiten und kurzen Reichweiten die Nutzung dieser Fahrzeuge einschränken werden. Mit Brennstoffzellen (80 kW el. Leistung) können Geschwindigkeiten von 70 km/h erreicht werden.



Oben: Erprobungsfahrzeug • Unten: Flexibler Fahrzeugaufbau



Alle Bilder auf dieser Seite mit freundlicher Genehmigung von: <http://www.ivi.fraunhofer.de/>

Alle Rechte an diesem Artikel liegen bei Torsten Pörschke, Pirna
Nutzung bzw. Veröffentlichung nur nach vorheriger schriftlicher Zustimmung
durch den Autor. Anfragen bitte an: kontakt@bio-wasserstoff.info

Wasserstoff-Tankstellen - Manfred Richey

Weiterer Ausbau des Hydrogen Highway in Kalifornien

In einer Mitteilung des ‚Hydrogen Highway Network, California‘ vom Winter 2008 wird dargestellt, dass das kalifornische ARB (Air Resources Board) 7,6 Mio. US-\$ für den Bau von drei neuen Wasserstoff-Stationen bereitstellt. Damit soll die Infrastruktur weiter ausgebaut werden, um die zunehmende Zahl der Brennstoffzellenautos mit Wasserstoff zu versorgen. Zwei der Tankstellenanlagen sind im Großraum von Los Angeles vorgesehen, die dritte nahe Oakland, im Norden Kaliforniens.

(Quelle: <http://hydrogenhighway.ca.gov/update/winter08.pdf>)

Wasserstoff Highway in Skandinavien

In unserer 7. Ausgabe des Biowasserstoff-Magazins vom April 2008 (Update im Juli 2008) berichteten wir über den Hydrogen Highway in Skandinavien. Dort hat man begriffen, dass Wasserstoff und Brennstoffzellenautos eine große Zukunft haben und man rüstet sich für diese Zukunft.

Und Deutschland?

Auch in Deutschland gab es schon Pläne zum Aufbau eines Wasserstofftankstellen-Netzes. ‚Die Welt‘ meldete am 23.02.2005 Überlegungen des Linde-Konzernchefs Reitzle, in Deutschland einen Wasserstoff-Highway zu errichten. Die Kosten für ein Wasserstofftankstellennetz entlang der Autobahnen wurden mit rund 30 Mio. Euro als überraschend gering genannt.

Allerdings hat sich bis heute nichts weiter getan. Es gibt zwar inzwischen einige wenige Wasserstofftankstellen in Deutschland, diese sind jedoch überwiegend für firmeneigene Fahrzeuge reserviert und nicht öffentlich zugänglich. Das könnte sich allerdings ändern, wenn Herr Zetsche ernst macht - mit seiner Aussage vom Juli 2008.

Hoffnungsschimmer - eine frohe Botschaft

Gemäß einer Pressemeldung vom Juli 2008 **will sich die Daimler AG am Aufbau eines Wasserstoff-Tankstellennetzes in Deutschland beteiligen:**

Zitat

Magdeburg (Deutschland), 05.07.2008

Die Daimler AG will sich in erheblichem Umfang am Aufbau eines Wasserstoff-Tankstellennetzes beteiligen. Das sagte am 2. Juli 2008 der Vorstandschef des Konzerns, Dieter Zetsche. Ort der Ankündigung war ein Umweltforum in Magdeburg, an dem unter anderem Vertreter des Umweltprogramms der Vereinten Nationen (UNEP) beteiligt waren. „Wir verhandeln intensiv mit mehreren Gesprächspartnern über den Aufbau einer Tank-Infrastruktur“, sagte Zetsche. Der Konzern sei bereit, sich in dieser Angelegenheit stark zu engagieren. Als Ziel nannte er 1.000 Tankstellen in Deutschland, die für eine flächendeckende Versorgung ausreichen würden. Um diese Anzahl zu erreichen, sei eine Investition von 500 Millionen Euro nötig.

Zitat-Ende

Bitte setzen Sie das möglichst rasch um, Herr Zetsche. Und wenn Daimler (und andere Autokonzerne) dann auch noch Brennstoffzellenautos zu bezahlbaren Preisen auf den Markt bringt, könnte die Absatzkrise bald überwunden sein. Dann brauchen wir allerdings auch noch Wasserstoff - am besten Biowasserstoff aus dezentraler Herstellung aus Biomasse (Keine Lebensmittel und nicht in Konkurrenz zu Lebensmitteln!).

Ein kleiner Hoffnungsschimmer zum Jahreswechsel. In diesem Sinne wünschen wir

Frohe Weihnachten und ein gutes neues Jahr 2009

Das Team vom Biowasserstoff-Magazin



Schafft Deutschland noch den Anschluss an die Einführung der Wasserstofftechnologie?

Impressum

Herausgeber/Verantwortlich

Manfred Richey

Im Wasserfall 2

D-72622 Nürtingen

Telefon: 07022 - 46210

Web: www.biowasserstoff-magazin.de

E-Mail: kontakt@bio-wasserstoff.info

Namentlich gekennzeichnete Beiträge stellen die Meinung des Autors dar.

Das Biowasserstoff-Magazin erscheint alle 1 bis 2 Monate im PDF-Format und ausschließlich online.

Wir sind ungebunden und unabhängig und wollen die Idee des Bio-Wasserstoffs als **neue umweltfreundliche Energie für Alle** verbreiten.

Beiträge sind willkommen - senden Sie diese bitte online an:
kontakt@bio-wasserstoff.info.

Mitstreiter / Mit-Autoren gesucht!

Hoffnungsschimmer

Vereinsgründung „H2Works“

Am 17. November 2008 wurde in Aachen der Verein „H2Works“ durch die Schüler Sebastian Muschik und Kai Hippler gegründet. Der Verein verfolgt gemeinnützige Ziele und will als international tätige Organisation die Chancen und Vorteile der Wasserstofftechnologie in die öffentliche Diskussion einbringen.

Wir sind also nicht mehr allein, um die Idee des Biowasserstoffs zu verbreiten.

Wenn auch junge Menschen die Möglichkeiten und Chancen erkennen, die ein Wechsel von der Stromwirtschaft zur Wasserstoffwirtschaft in sich trägt, dann macht mir das Hoffnung und Mut.

Es tut sich etwas in der Welt

Auch sonst tut sich etwas in der Welt. Die weltgrößte Brennstoffzellenfabrik ging in Pohang/Südkorea in Betrieb und Kalifornien baut das Netz der Wasserstofftankstellen weiter aus. Prototypen und Vorserienmuster mit Brennstoffzellen laufen dort ja schon seit geraumer Zeit. Jetzt wird es wohl nicht mehr lange dauern, bis die ersten Modelle mit Brennstoffzellen in Serie gehen. Ob diese allerdings aus Deutschland kommen, ist fraglich und bleibt abzuwarten. Das Warten darauf lohnt sich bestimmt!

Vielleicht wurden ja auch viele Menschen wachgerüttelt vom Banken- und Börsencrash und von der Explosion der Energiepreise - und sehen jetzt die Möglichkeiten einer dezentralen Biowasserstoff-Wirtschaft mit anderen Augen.

Das wäre jedenfalls besser, als weiter auf Kernkraft- und Kohlekraftwerke zu setzen.

Zwei Dinge sind unendlich: Das Universum und die menschliche Dummheit. Aber beim Universum bin ich mir noch nicht ganz sicher.

Albert Einstein, deutscher Physiker (1879-1955)

Betrachtet man den großen Banken- und Börsencrash, ausgelöst durch Gier, Machtbesessenheit, Egoismus und Ignoranz einiger Menschen, dann kann man Albert Einstein nur zustimmen - jedenfalls, was die Menschen betrifft.

Auch die Autokonzerne haben die Zeichen der Zeit ignoriert und sitzen jetzt auf großen Halden unverkäuflicher Autos. Die Zeit des „immer schwerer, immer stärker, immer teurer“ bei kaum gesenkten Verbräuchen ist vorbei. Bisher haben viele Autokäufer das einfach so hingenommen und diese Fahrzeuge trotzdem gekauft. Werbung und geschickt argumentierende Verkaufsprofis haben sie massiv dazu animiert und dann dachte man, es geht weiter so mit „immer mehr Luxus, immer mehr Einkommen, immer mehr Arbeitsplätze, immer neue Ölfunde und noch lange Zeit billige Energie“.

Aus der Traum. Für so manchen ist der Traum von einst schon zum Albtraum geworden.

So mancher Käufer ist mit dem Vorsatz, ein preiswertes und sparsames Auto zu kaufen zum Händler gegangen und dann mit einem Vertrag über ein edles, teureres und leistungsstarkes Modell nach Hause gekommen. Der im Hochglanzprospekt angegebene Normverbrauch wird um 10 Prozent oder mehr überschritten und ist in der Praxis nicht erreichbar.

Die Ölpreise - und damit die Benzin- und Dieselpreise, aber auch Gas- und Heizölpreise - explodierten förmlich in kurzer Zeit, noch angeheizt durch massive Spekulationen auf immer weiter steigende Preise.

Crash - und aus der Traum. Die Rohölpreise sind zurzeit so billig, wie lange nicht mehr. Dazu kommen noch Meldungen über immer weitere neue Erdölfunde - vor der Küste Brasiliens (in rund 6.000 Meter Tiefe) und auch vor der afrikanischen Westküste (bei Angola, in rund 3.000 Meter Tiefe). Die zu fördern lohnt sich allerdings erst, wenn der Ölpreis wieder kräftig steigt. Also muss man alles daran setzen, diesen so schnell wie möglich wieder hoch zu treiben. Und dann: Auf geht's - lasst uns diese letzten Reserven auch noch plündern. Ob die noch unerforschte Unterwasserwelt dabei leidet oder zerstört wird, merkt doch sowieso keiner - wer kommt denn schon in diese Tiefen? Und die CO2-Problematik löst man mit CO2-Zertifikaten, die Kosten dafür schlägt man auf die Preise, der Verbraucher wird's schon zahlen - was soll er denn auch machen?

Wollen wir das? Wollen wir das zulassen? Darüber sollten wir nachdenken und den Verantwortlichen in der Politik, bei den Verbänden und den Konzernen klar machen, dass es so nicht geht. Der schnelle Einstieg in die Biowasserstoffwirtschaft bietet eine hervorragende Lösung. Man muss es nur wollen.

Es liegt in der Macht der Verbraucher, hier etwa zu bewegen. In unserer Macht. Wir sind die Verbraucher!

Und dann sind ja auch im Jahr 2009 noch Wahlen in Deutschland...

Nürtingen, im Dezember 2008 - Manfred Richey

Verbrauchermacht kann Berge versetzen. Wir sind die Verbraucher – nutzen wir unsere Macht!