

POWER TO GAS

WENN ES GELÄNGE, ÜBERSCHÜSSIGEN ÖKOSTROM ZU VERTRETBAREN KOSTEN IN DIE SPEICHERBAREN GASE WASSERSTOFF UND METHAN UMZUWANDELN, WÄRE EIN GROSSES PROBLEM DER ENERGIEWENDE GELÖST. DOCH BIS ZUR MARKTREIFE DER POWER-TO-GAS-TECHNIK IST ES NOCH EIN WEITER WEG.



TEURER HOFFNUNGSTRÄGER

||||| TEXT: SASCHA RENTZING

Die Windkraft bringt das Stromnetz an seine Grenzen. In Deutschland werden Windturbinen immer häufiger abgeschaltet, weil der viele Ökostrom die Netzstabilität gefährden würde. Allein im ersten Halbjahr 2015 konnten durch das sogenannte Einspeisemanagement in Deutschland fast 1500 Gigawattstunden aus Windanlagen nicht produziert werden. Die Menge hätte ausgereicht, um in diesem Zeitraum den Strombedarf Hamburgs zu decken.

Die Windmüller erhalten für den ungenutzten Strom eine Entschädigung. Allerdings müssen dafür die Stromkunden geradestehen. Im ersten Halbjahr 2015 wurden über die Netzentgelte insgesamt rund 250 Millionen Euro auf die Verbraucher umgelegt. Wenn der Ausbau der erneuerbaren Energien wie geplant weitergeht,

dürfte diese Summe noch deutlich steigen. Und Deutschland ist nur der Vorreiter. Auch andere Staaten, die auf erneuerbare Energien setzen, werden über kurz oder lang die Frage klären müssen, wie sie mit überschüssigem Ökostrom umgehen.

Speicher böten einen Ausweg, indem sie die Energie aufnehmen und so die teuren Abschaltungen vermeiden. Als ein wirkungsvoller Weg gelten Power-to-Gas-Anlagen, die die Überschüsse in Wasserstoff und Methan umwandeln. Der Wasserstoff liesse sich als Sprit für Brennstoffzellenfahrzeuge verwenden, das Methan wiederum könnte problemlos in das vorhandene Erdgasnetz eingespeist werden, das Heizungen, Kraftwerke und Tankstellen versorgt. Power to Gas würde somit nicht nur helfen, das Stromnetz zu entlasten, sondern auch die beiden anderen energieverbrauchenden Sektoren Wärme und Mobilität anzukurbeln, die

bisher kaum zum Klimaschutz beitragen. «Wenn die Energiewende im Wärmemarkt und in der Mobilität Fahrt aufnehmen soll, werden wir Power to Gas schon bald brauchen», sagt der Wissenschaftler Michael Specht vom Forschungszentrum ZSW in Stuttgart.

Allerdings sind noch viele technische Fragen zu lösen. Da die Ökostromproduktion witterungsbedingt stark schwankt, müssen die Anlagen auf ständige Lastwechsel reagieren. Die herkömmlichen alkalischen Elektrolyseure eignen sich hierfür nur bedingt, da sie für einen relativ konstanten Lastbereich ausgelegt sind. Neuartige PEM-Elektrolyseure (PEM steht für Polymer Electrolyte Membrane) können Schwankungen schneller folgen. Beim PEM-Verfahren wird statt Alkalilauge destilliertes Wasser als Elektrolyt verwendet und über eine spezielle, protonenleitende Membran durch Strom in Wasserstoff und



Ökoverbund: Das Energieunternehmen Enertrag kombiniert im ostdeutschen Prenzlau drei Windturbinen, zwei Blockheizkraftwerke, eine Biogasanlage und einen Elektrolyseur zu einem Hybridkraftwerk, das Stromschwankungen austariert.

Bild: Enertrag

Sauerstoff gespalten – das geschieht dank der sehr guten Leitfähigkeit der Membran in Millisekunden. Allerdings muss die Technik für den grosstechnischen Einsatz noch kompakter und langlebiger werden.

SCHLÜSSELTECHNIK AUS DER SCHWEIZ

Ein Manko ist auch die Effizienz des Power-to-Gas-Verfahrens. Elektrolyseure wandeln Strom mit einem Wirkungsgrad von maximal 80 Prozent in Wasserstoff um. Schaltet man die Methanisierung nach, fällt der Wert auf 50 Prozent. Wird am Ende wieder elektrische Energie erzeugt, sinkt die Effizienz auf weniger als 40 Prozent. Ein weiteres Problem dabei: Die Methanisierung funktioniert nur mit Kohlendioxid (CO_2), das mit Wasserstoff in Methan und Wasser umgewandelt wird. Bei einigen Pilotprojekten wird das CO_2 noch in Flaschen angeliefert. Doch wenn das Verfahren künftig im grossen Stil Anwendung finden soll, sind weitaus grössere Mengen nötig. Nur woher sollen diese kommen? Erwogen wird, das Gas direkt vor Ort aus der Luft zu gewinnen. Bei dem Verfahren der Schweizer Firma Climevents etwa wird es in einen Filter mit speziellen Molekülen gesogen, an denen sich die CO_2 -Moleküle sammeln können. Allerdings benötigt auch dieser Prozess Energie, etwa um das CO_2 aus dem Filter zu lösen und für die Methanisierung nutzbar zu machen.

Trotz den Hürden glauben die Experten an einen Erfolg von Power to Gas. Es gebe noch grosses Entwicklungspotenzial, sagt ZSW-Experte Specht. So können nach

einer Studie der Beratungsunternehmen E4tech und Element Energy die Kosten durch die zunehmende Leistungsstärke der Elektrolyseure und Effizienzgewinne noch deutlich sinken. Ausserdem ist davon auszugehen, dass auch die Kosten der Solar- und Windstromproduktion weiter fallen werden. Wird die Elektrolyse günstiger, dürfte auch der Wasserstoff preiswerter werden. Abgesehen davon lässt sich der Gesamtwirkungsgrad von Power to Gas durch geschickte Anlagenkonfiguration deutlich erhöhen. Wird zum Beispiel die Abwärme der Elektrolyse und der Methanisierung für die Heizung oder die Prozesswärme genutzt, steigt die Effizienz, weil die Wärme nicht wirkungslos verpufft.

Genau so arbeitet zum Beispiel das sogenannte Kombikraftwerk der Firma GP Joule aus dem norddeutschen Reussenköge. Herzstück ist eine Biogasanlage, die um einen PEM-Elektrolyseur erweitert ist. Immer dann, wenn Windräder in der Umgebung zu viel Strom produzieren, wandelt dieser die Überschüsse in Wasserstoff um, der in Tanks gespeichert wird. Die dabei entstehende Wärme wird ins Fernwärmenetz eingespeist. Steigt der Strombedarf wieder, wird der Wasserstoff mit dem Biogas im Blockheizkraftwerk (BHKW) der Anlage wieder verbrannt. Auf diese Weise könne eine dezentrale Biogasanlage als Regelkraftwerk fungieren, das unvorhergesehene Leistungsschwankungen im Stromnetz ausgleicht, sagt GP-Joule-Chef Ove Petersen. Soeben hat das Unternehmen den Elektrolyseur der Anlage in der letzten Ausbaustufe auf eine Gesamtleistung von 200 Kilowatt aufgestockt. Er besteht aus 40 einzelnen Einheiten (Stacks) mit jeweils fünf Kilowatt Leistung.

GP Joule hat das Ziel, die PEM-Technik ab 2017 als eines der ersten Unternehmen im grosstechnischen Massstab anzubieten. Der hierfür vorgesehene 1-Megawatt-Stack wird derzeit von Firmtochter H-Tec entwickelt. GP-Joule-Sprecher Timo Bovi veranschaulicht den Vorteil der Neuentwicklung: Die 5-Kilowatt-Stacks der Pilotanlage in Reussenköge hätten jeweils die Grösse eines Schuhkartons, die neue 1-Megawatt-Einheit sei bei 200-facher Leistung nur etwa doppelt so gross. «Durch Materialeinsparungen und eine konsequente Weiterentwicklung der Technologie können wir so die PEM-Elektrolysestacks immer kompakter bauen und den Raumbedarf für die Anlagen damit sehr gering halten», erklärt Bovi. Auch die Schweiz beteiligt sich an der PEM-For-



Bild: Sunfire/Cleantech Media

Grüner Kraftstoff: Die Firma Sunfire produziert mit Ökostrom hochwertigen Kohlenwasserstoff, der herkömmlichem Sprit Konkurrenz machen soll.

schung. Hier arbeitet das Paul Scherrer Institut (PSI) aus Villigen an der Optimierung der Technik. Es hat dafür einen Reaktor entwickelt.

KONKURRENZ FÜR DIESEL?

Für Eon und die Spezialfirmen Hydrogenics und Solvicore ist die Erprobung der PEM-Technik in ihrem Gemeinschaftsprojekt «Windgas Hamburg» nur ein Aspekt. Die Akteure wollen ausserdem testen, wie viel Wasserstoff das Erdgasnetz aufnehmen kann. Die Einspeisung von H_2 ist nur in bestimmten Mengen möglich, da es eine wesentlich höhere Energiedichte und andere chemische Eigenschaften als Erdgas hat.

Der ostdeutsche Energieversorger Thüga verfolgt mit seinem Power-to-Gas-Projekt in Frankfurt ein anderes Ziel. Er hat seinen Elektrolyseur virtuell in ein Smart Grid, ein intelligentes Stromnetz, integriert, das aus Windturbinen, Solaranlagen, einem BHKW und Stromverbrauchern besteht. Bis 2016 will das Unternehmen nun mithilfe einer speziellen Steuerungssoftware herausfinden, ob die Technik Erzeugung und Verbrauch der Energielandschaft austarieren kann. Bei der Thüga ist man nach den ersten Eindrücken zuversichtlich, dass das klappt. Power to Gas könne Unterschiede auf die Minute genau automatisch aussteuern, heisst es.

«Das haben wir bereits bewiesen», entgegnet Jörg Müller vom Ökostromanbieter Enertrag. Das Unternehmen betreibt in Prenzlau seit 2011 ein Hybridkraftwerk, das aus drei Windturbinen, zwei BHKW, einer Biogasanlage und einem Elektrolyseur besteht. Überschüssiger Strom dient der Produktion von Wasserstoff, der in das Erdgasnetz fliesst. Bisher wird der Wasserstoff vom Ökoenergieanbieter Greenpeace Energy abgenommen, der ihn als Prowindgas verkauft. Müller hofft al-



Bild: Eon

Windstrom zu Wasserstoff: Die Energieversorger Eon und Swissgas testen im Rahmen eines Power-to-Gas-Pilotprojekts in Ostdeutschland, wie sich Wasserstoff im Erdgasnetz speichern lässt.

lerdings auch auf die Mobilitätsbranche – und auf stärkere politische Unterstützung. «Die Wasserstofftechnologie ist ausgereift, Wasserstoff könnte locker mit herkömmlichem Sprit konkurrieren. Was fehlt, sind die Tankstellen und die Brennstoffzellenfahrzeuge, die das Gas nutzen könnten», sagt Müller.

WENIGER CO₂ ALS NORMALER TREIBSTOFF

Auch die Firma Sunfire aus Dresden zielt mit ihrem Produkt «Blue Crude» vorrangig auf den Kraftstoffmarkt. Dabei handelt es sich jedoch nicht um Wasserstoff, sondern um einen flüssigen Kohlenwasserstoff, aus dem sich nach Unternehmensangaben Benzin, Diesel, Kerosin und Wachse für die Industrie herstellen lassen. Sunfires Verfahren: Zunächst wird Wasserdampf mit Ökostrom bei 800 Grad Celsius in Wasserstoff und Sauerstoff gespalten. Nach der Hochtemperaturelektrolyse wird ein Teil des Wasserstoffs mit CO_2 , das von aussen zugeführt wird, zu Kohlenmonoxid (CO) reduziert. Es wird mit dem restlichen

Wasserstoff vermischt und bildet die Basis für das sogenannte Fischer-Tropsch-Verfahren, bei dem schliesslich das energiereiche Blue Crude entsteht. Es sei sehr hochwertig und ermögliche gegenüber herkömmlichen Treibstoffen deutliche CO_2 -Einsparungen, heisst es bei Sunfire. Audi, das in einer Power-to-Gas-Anlage im emsländischen Werlte bereits synthetisches Methan für seine Erdgasflotte herstellt, beteiligt sich deshalb an dem Pilotprojekt. Der Nachteil: Die aufwendige Produktion treibt die Kosten des Ökosprits in die Höhe. Mit 1 bis 1,2 Euro pro Liter ist er derzeit noch fast doppelt so teuer wie Rohdiesel.

Damit steht Sunfire vor dem gleichen Problem wie alle Power-to-Gas-Akteure: Die Technik ist auf den Weg gebracht, Innovationen laufen, Sprit aus Solar- und Windstrom ist verfügbar. Doch um die Kosten für die Langzeitspeicher Wasserstoff, Methan und Kohlenwasserstoff weiter senken zu können, sind Investitionen in neue und grössere Anlagen notwendig. Die Frage ist nur: Wann steigen Investoren ein? ■■■■■

Sonne tanken, besonnen handeln und 100% Sonnenstrom kaufen. Sonnenklar!

Gewonnen durch Solaranlagen des Vereins Solarspar mit 21 000 Mitgliedern

www.solarspar.ch

solarspar 

Sonnenenergie gewinnen