

Foto: Sunfire

Alleskönner im Wartestand

Langzeitspeicher, Regelenegie- und Ökosprit-Lieferant – Power-to-Gas-Anlagen könnten bei der Energiewende eine wichtige Rolle übernehmen. Industrie und Forschung erproben die Herstellung von Wasserstoff und Methan mittels überschüssigen Windstroms.

Auf guten Wind folgt bei Betreibern von Windenergieanlagen in Schleswig-Holstein oft der Frust. Immer häufiger regeln Netzbetreiber ihre Turbinen ab, weil sonst zu viel Windstrom in die Leitungen drängt und die Balance im Netz gefährdet wäre. Allein im ersten Halbjahr 2015 konnten laut Bundesnetzagentur in Deutschland durch das Einspeisemanagement fast 1 500 Gigawattstunden Strom aus Erneuerbaren-Anlagen und Blockheizkraftwerken (BHKW) nicht produziert werden – das entspricht etwa dem Halbjahresverbrauch einer Metropole wie Hamburg. „Die Planung von Windenergieanlagen im Norden wird schwieriger, da der Absatz nicht gesichert ist“, erklärt Ove Petersen, Geschäftsführer des Projektierers GP Joule aus dem nordfriesischen Reußenköge. Ein Kombikraftwerk der Firma könnte Abhilfe schaffen. Herzstück ist eine Biogasanlage, die um ei-

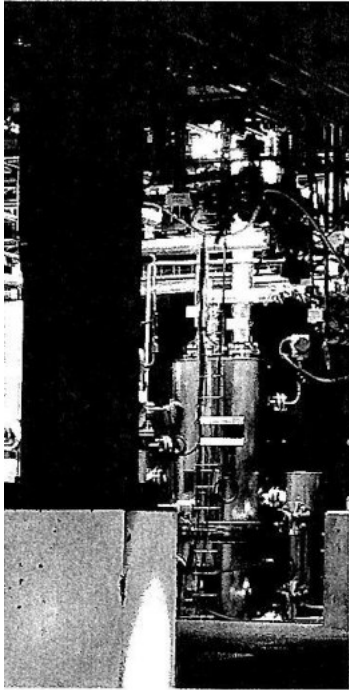
nen Elektrolyseur erweitert ist. Immer dann, wenn Windräder in der Umgebung zu viel Strom produzieren, spaltet dieser mithilfe der Stromüberschüsse Wasser in Wasserstoff und Sauerstoff. Der Wasserstoff wird in Tanks gespeichert. Die entstehende Wärme wird ins Fernwärmenetz eingespeist. Steigt der Strombedarf, wird der Wasserstoff mit dem Biogas im BHKW verbrannt. „Auf diese Weise kann eine dezentrale Biogasanlage als Regelkraftwerk fungieren“, sagt Petersen. Soeben hat GP Joule den Elektrolyseur in der letzten Ausbaustufe auf eine Gesamtleistung von 200 Kilowatt aufgestockt. Er besteht aus 40 Einheiten (Stacks) mit jeweils fünf Kilowatt Leistung. Ab 2017 soll der „Stromlückenfüller“ als Industrieanlage mit stärkeren Ein-Megawatt-Stacks verfügbar sein.

Die Technik könnte für die Energiewende unverzichtbar werden. Denn mit Power-to-Gas können große Speicherkapazitäten erschlossen werden, ohne die sich die steigende Zahl der fluktuierenden erneuerbaren Quellen in Zukunft nicht mehr in den Griff bekommen lässt. Die Kapazität der zum Austarieren von Stromerzeugung und Verbrauch bisher eingesetzten Pumpspeicherkraftwerke ist begrenzt, Batterien wiederum können Stromüberschüsse nur vorübergehend aufnehmen. Wasserstoff hingegen

kann elektrische Energie langfristig speichern und bringt nicht nur dem Stromsektor Nutzen. Er lässt sich auch als Rohstoff in der chemischen Industrie nutzen (etwa zur Entschwefelung von Kraftstoff), als Sprit für Brennstoffzellen-Fahrzeuge verwenden oder in Methan umwandeln, das Hauptbestandteil des Erdgases ist und problemlos ins Erdgasnetz eingespeist werden kann. „Die Frage ist, was wollen wir erreichen? Wenn die Energiewende im Wärmemarkt und in der Mobilität Fahrt aufnehmen soll, werden wir Power-to-Gas schon bald brauchen“, sagt Michael Specht vom Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW) in Stuttgart.

Als Letztverbraucher mit Abgaben belastet

Auch die Deutsche Energie-Agentur (Dena) fordert in ihrer Roadmap Power-to-Gas deshalb eine schnelle Entwicklung der Technik. Ab 2022 soll das Verfahren großtechnisch und wirtschaftlich tragfähig eingesetzt werden können, heißt es. Um das Ziel zu erreichen, sollen bis dahin in Deutschland Pilot- und Demonstrationselektrolyseure mit einer Gesamtleistung von 1 000 Megawatt errichtet werden. Das ist ein ehrgeiziges Vorhaben, wenn man bedenkt, dass hierzulande erst 20 Power-to-Gas-Anlagen



mit insgesamt 30 Megawatt Leistung in Betrieb sind. Ambitioniert ist das Ziel auch deshalb, weil die Rahmenbedingungen für die Technik derzeit alles andere als günstig sind. Der Haken: Energiespeicher, und dazu zählen Power-to-Gas-Anlagen, werden hierzulande als Letztverbraucher eingestuft und daher mit zusätzlichen Abgaben und Umlagen für den Strombezug belastet. Der Wasserstoff, aktuell per Power-to-Gas für durchschnittlich rund 15 Cent pro Kilowattstunde erzeugt, verteuert sich dadurch um etwa zehn Cent. Das hemmt Investoren und bremst auch die Wasserstoffmobilität, die die Bundesregierung an anderer Stelle mit Milliarden fördert. Kurt Sigl vom Bundesverband eMobilität sagt, dass es unter diesen Umständen wesentlich günstiger sei, auf batteriebetriebene Elektrofahrzeuge zu setzen, die Ökostrom direkt verbrauchen.

Wirkungsgrad nicht sehr hoch

Außerdem sind bei Power-to-Gas noch 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 = Polymer Electrolyte Membrane) können Schwankungen schneller folgen. Beim PEM-Verfahren wird statt Alkalilauge destilliertes Wasser als Elektrolyt verwendet und über eine spezielle protonenleitende Membran unter elektrischer Spannung in Wasserstoff und 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. Ein weiteres Manko ist 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.

Kohlendioxid aus der Luft

Schließlich funktioniert die Methanisierung nur mit Kohlendioxid (CO₂), das mit Wasserstoff im Sabatier-Prozess in Methan und Wasser umgewandelt wird. Bei einigen Pilotprojekten wird das CO₂ noch in Flaschen angeliefert. Doch wenn das Verfahren künftig im großen Stil angewandt werden soll, sind größere Mengen nötig. Nur woher sollen sie kommen? Das CO₂ aus Kohlekraftwerken zu verwenden wäre eine Möglichkeit, wird aber aus ökologischen Gründen kritisch gesehen. Erwogen wird deshalb unter anderem, das Gas direkt vor Ort aus der Luft zu gewinnen. Bei dem Verfahren der Schweizer Firma Climeworks etwa wird es in einen Filter mit speziellen Molekülen gesogen, an denen sich die CO₂-Moleküle sammeln können. Allerdings benötigt auch dieser Prozess Energie, etwa um das CO₂ aus dem Filter zu lösen und für die Methanisierung nutzbar zu machen.

Trotz der Hürden glauben die Experten an einen Erfolg von Power-to-Gas. Es gebe noch großes Entwicklungspotenzial, sagt Wissenschaftler Specht. So können nach der Studie „Development of Water Electrolysis in the European Union“ der Beratungsunternehmen E4tech und Element Energy die Kosten für PEM-Systeme bis 2020 auf rund 1 000 Euro pro Kilowatt installierter Leistung halbiert werden und bis 2030 sogar auf 720 Euro sinken. Maßgeblich seien Skaleneffekte durch die zunehmende Größe der Elektrolyseure. Liegt ihre Leistung heute meistens noch unter einem Megawatt, könne ab 2020 mit Multimegawatt-Systemen gerechnet werden. Außerdem steige durch optimierte Elektrolysezellen die Effizienz des Verfahrens. Schließlich ist davon auszugehen, dass dank technischer Fortschritte bei den Erneuerbaren auch die Kosten für Solar- und Windstrom weiter sinken werden. Wird die Elektrolyse günstiger, dürften auch die Wasserstoffpreise nachgeben. 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 verpufft.

Großtechnischer Maßstab

Um das Potenzial von Power-to-Gas zu heben, erproben Industrie und Forschung die Technik in zahlreichen Projekten und entwickeln neue Geschäftsmodelle. So will GP Joule als eines der ersten Unternehmen die PEM-Technik im großtechnischen Maßstab anbieten. Der hierfür vorgesehene Ein-Megawatt-Stack wird derzeit von Firmtochter H-Tec entwickelt. GP Joule-Specher Timo Bovi veranschaulicht den Vorteil der Neuentwicklung: Die Fünf-Kilowatt-Stacks der

Pilotanlage in Reußenköge hätten jeweils die Größe eines Schuhkartons, die neue Ein-Megawatt-Einheit sei bei 200-facher Leistung nur etwa doppelt so groß. „Wir haben vor allem bei den Zellenmembranen viel

Material gespart“, erklärt Bovi. Auch Eon und die Spezialfirmen Hydrogenics und Solvicore setzen in ihrem Gemeinschaftsprojekt „Windgas Hamburg“ einen PEM-Elektrolyseur mit einem Megawatt Leistung ein. Die An-

lagenoptimierung ist bei dem Vorhaben aber nur ein Aspekt. Die Akteure wollen außerdem testen, wie viel Wasserstoff das Erdgasnetz aufnehmen kann. Die Einspeisung von Wasserstoff ist nur in bestimmten Mengen möglich, da es eine wesentlich höhere Energiedichte und andere chemische Eigenschaften als Erdgas hat.

Im intelligenten Stromnetz

Der Energieversorger Thüga verfolgt mit seinem Power-to-Gas-Projekt in Frankfurt ein anderes Ziel. Im vergangenen Herbst hat er 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 mithilfe einer im Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme in Freiburg entwickelten Steuerungssoftware herausfinden, ob die Technik Erzeugung und Verbrauch 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 H₂, das in das Erdgasnetz fließt. Bisher wird der Wasserstoff von Greenpeace Energy abgenommen und als Prowindgas verkauft. Müller hofft allerdings auch auf den Verkehr – und auf stärkere politische Unterstützung. „Die Wasserstofftechnologie ist ausgereift, Wasserstoff könnte locker mit herkömmlichem Sprit konkurrieren. Was fehlt, sind die Tankstellen und die Brennstoffzellen-Fahrzeuge“, sagt er.

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 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 Hochtemperatur-Elektrolyse reduziert ein Teil des Wasserstoffs mit CO₂, das von außen zugeführt wird, zu Kohlenmonoxid (CO). Es wird mit dem restlichen Wasserstoff vermischt und bildet die Basis für das Fischer-Tropsch-Verfahren, bei dem schließlich das energiereiche Blue Crude entsteht. Es sei hochwertig und ermögliche deutliche CO₂-Einsparungen gegenüber herkömmlichen Treibstoffen, heißt es bei Sunfire. Die Firma Audi, die in einer Power-to-Gas-Anlage im emsländischen Werlte bereits synthetisches Methan für seine Erdgasfahrzeuge herstellt, beteiligt sich deshalb an dem Pilotprojekt. Der Nachteil: Die aufwendige Produktion treibt die Kosten des Ökosprits nach oben. Mit 1,00 bis 1,20 Euro pro Liter ist es derzeit noch fast doppelt so teuer wie Rohdiesel.

Fazit: Alle Power-to-Gas-Akteure in Deutschland stehen vor dem gleichen Problem: 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, bedarf es Investitionen in neue und größere Anlagen, die ohne einen geeigneten energiewirtschaftlichen Rahmen aber wohl ausbleiben dürften. Wenn Power-to-Gas ein Erfolg werden soll, braucht es den Anschlag der Politik.