

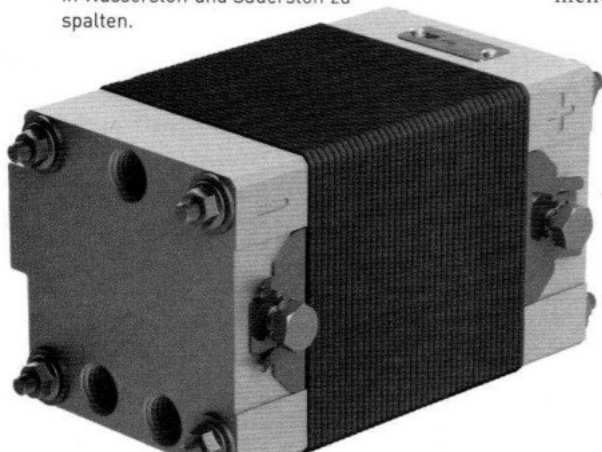
# Allrounder im Wartestand

Langzeitspeicher, Regelenergie-Erzeuger und Ökosprit-Lieferant – Power-to-Gas-Anlagen könnten bei der Energiewende eine zentrale Rolle übernehmen. Doch noch ist die Technik zu teuer.

Von Sascha Rentzing



**Gestapelte Trennwände:** PEM-Elektrolyseure verwenden spezielle protonenleitende Membranen, um Wasser mittels Strom in Wasserstoff und Sauerstoff zu spalten.



**A**uf guten Wind folgt bei Windradbetreibern in Schleswig-Holstein oft der Frust. Immer häufiger regeln Netzbetreiber ihre Turbinen ab, weil sonst zu viel Strom in die Leitungen drängen und die Balance im Netz gefährden würde. Allein im ersten Halbjahr 2015 konnten laut Bundesnetzagentur in Deutschland durch das sogenannte Einspeisemanagement fast 1500 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 Erneuerbaren-Projektierers GP Joule aus dem nordfriesischen Reußenköge.

Ein neues Kombikraftwerk der Firma könnte Abhilfe schaffen. Herzstück ist eine Biogasanlage, die um einen sogenannten Elektrolyseur erweitert ist. Immer dann, wenn Windräder in der Umgebung zu viel Strom produzieren, wandelt dieser die Überschüsse per Elektrolyse in Wasserstoff ( $H_2$ ) 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 BHKW der Anlage verbrannt. „Auf diese Weise kann eine dezentrale Biogasanlage als Regelkraftwerk fungieren“, sagt Petersen. Soeben hat GP Joule 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. Ab 2017 soll der „Stromlücken-



**Power im Kasten:** Der PEM-Elektrolyseur der Firma H-Tec Systems ist in einem Schranksystem untergebracht.

füller“ dann auch als Industrieanlage mit deutlich leistungsstärkeren 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 ließe. 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 einsetzen, etwa zur Entschwefelung von Kraftstoff, als Sprit für Brennstoffzellenfahrzeuge verwenden oder in Methan umwandeln, den ►



**Vorratslager:** Der Erdgasspeicher des Energiekonzerns Eon im Hamburger Stadtteil Reitbrook hat ein Volumen von rund 350 Millionen Kubikmetern.

”  
**Wenn die Energiewende im Wärmemarkt und  
 in der Mobilität Fahrt aufnehmen soll, werden wir  
 Power to Gas schon bald brauchen.“**

Michael Specht, ZSW

Hauptbestandteil von natürlichem Erdgas. Das Methan könnte problemlos in das vorhandene Erdgasnetz eingespeist werden, das Heizungen, Kraftwerke und Tankstellen versorgt. „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 von Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW) in Stuttgart.

#### 1000 Megawatt bis 2022

Auch die Deutsche Energie-Agentur (Dena) fordert in ihrer Roadmap für 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 Demonstrationselek-

trolyseure mit einer Gesamtleistung von 1000 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 und noch viele technische Fragen zu lösen sind. 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 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.

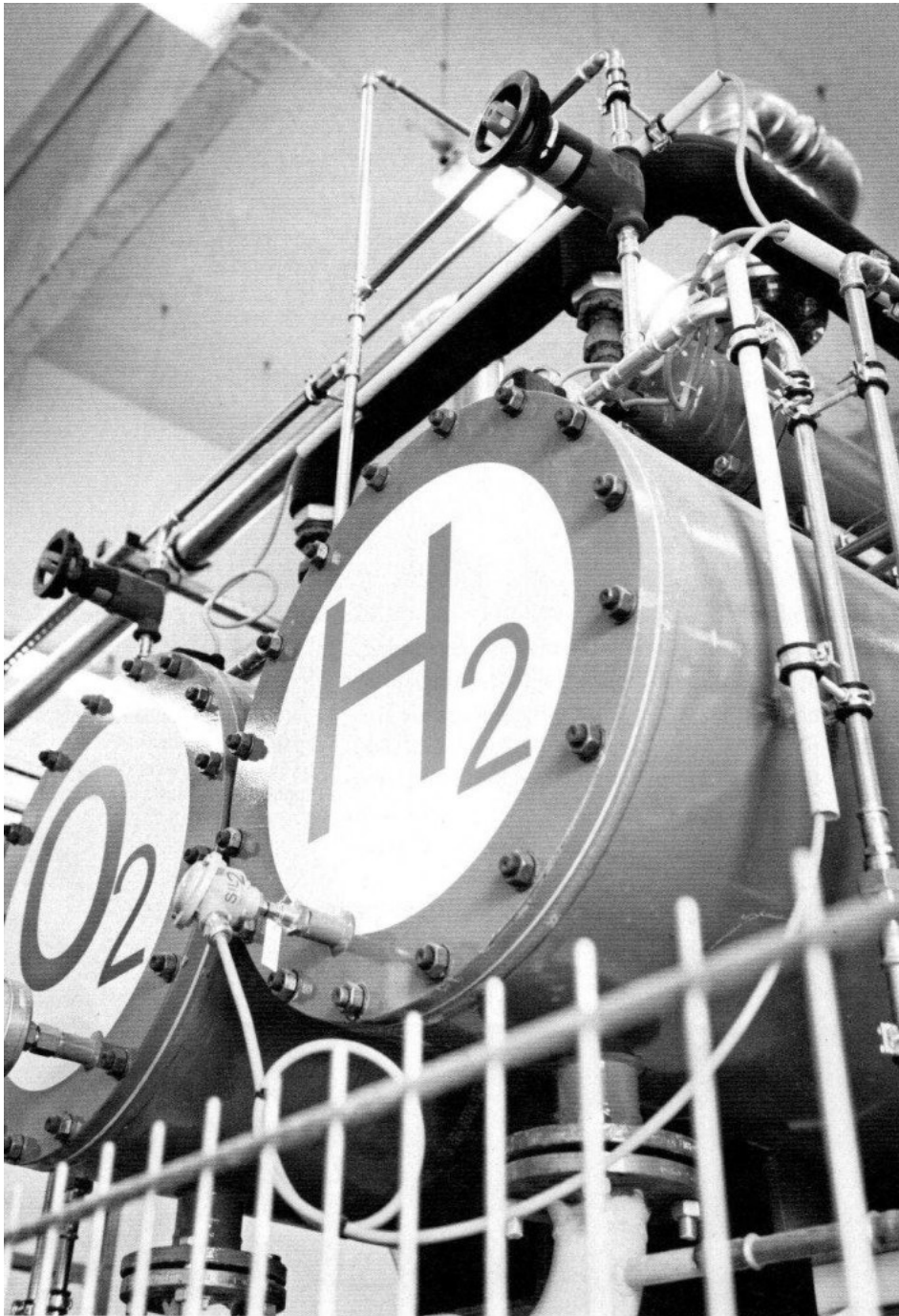
Ein weiteres Problem dabei: Die Methanisierung funktioniert nur mit Kohlendioxid, das mit Wasserstoff im sogenannten Sabatier-Prozess in Methan und Wasser umgewandelt wird. Bei einigen Pilotprojekten wird das CO<sub>2</sub> noch in Flaschen angeliefert. Doch wenn das Verfahren künftig im großen Stil Anwendung finden soll, sind weitaus größere Mengen nötig. Nur woher sollen diese kommen? Das CO<sub>2</sub> 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 CO<sub>2</sub>-Moleküle sammeln können. Allerdings benötigt auch dieser Prozess Energie, etwa um das CO<sub>2</sub> 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 1000 Euro pro Kilowatt installierte Leistung halbiert werden und bis 2030 sogar auf 720 Euro sinken. Maßgeblich hierfür seien Skaleneffekte durch die zunehmende Größe der Elektrolyseure. Liegt ihre Leistung heute meistens noch unter einem ▶



**Offen für neue Energiekonzepte?** Hessens Wirtschaftsminister Tarek Al-Wazir und seine rheinland-pfälzische Amtskollegin Eveline Lemke (beide Bündnis 90/Die Grünen) vor dem PEM-Elektrolyseur einer Power-to-Gas-Demonstrationsanlage in Frankfurt.



**System-Baustein:** Der Elektrolyseur gehört zu einem Hybridkraftwerk der Firma Enertrag in Prenzlau, zu dem auch drei Windräder, zwei Blockheizkraftwerke und eine Biogasanlage gehören.

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

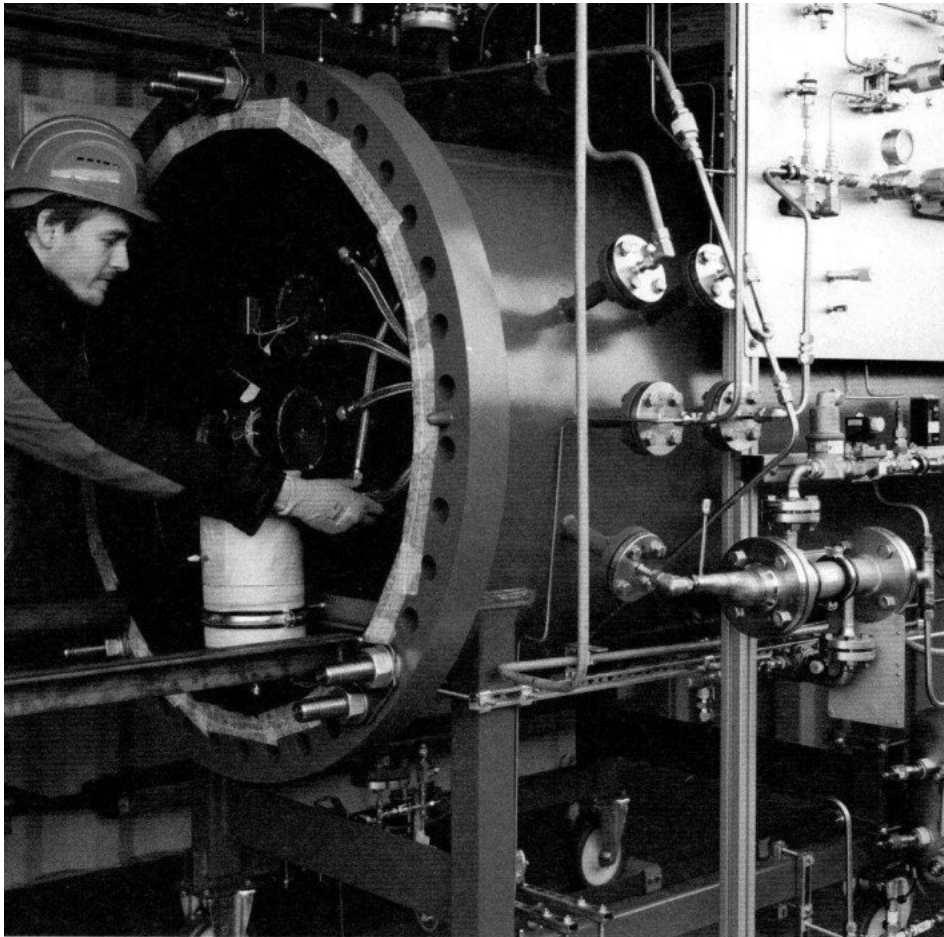
und der Methanisierung für die Heizung oder die Prozesswärme genutzt, steigt die Effizienz, weil die Wärme nicht wirkungslos verpufft.

#### Forschung auf breiter Front

Um das Potenzial von Power to Gas zu heben, erproben Industrie und Forschung die Technik in zahlreichen Projekten und entwickeln neue Geschäftsmodelle in diesem Bereich. So will GP Joule die PEM-Technik als eines der ersten Unternehmen im großtechnischen Maßstab anbieten. Der hierfür vorgesehene Ein-Megawatt-Stack wird derzeit von Firmentochter 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. „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 Eon und die Spezialfirmen Hydrogenics und Solvicore setzen in ihrem Gemeinschaftsprojekt „Windgas Hamburg“ bereits einen PEM-Elektrolyseur mit einem Megawatt Leistung ein. Die Anlagenoptimierung ist bei dem Vorhaben aber lediglich ein Aspekt. Die Akteure wollen außerdem testen, wie viel Wasserstoff das Erdgasnetz aufnehmen kann. Die Einspeisung von H<sub>2</sub> ist nur in bestimmten

Mengen möglich, da es eine wesentlich höhere Energiedichte und andere chemische Eigenschaften als Erdgas hat.

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 nun mit Hilfe einer im Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme in Freiburg entwickelten



**Power to Liquid:** In seiner Pilotanlage will das Dresdener Unternehmen Sunfire mit überschüssigem Strom einen Treibstoff-Ersatz aus Kohlendioxid und Wasserstoff herstellen.



**Biogas als Puffer:** Die Anlagen des „Biopower2gas“-Projekts sind so ausgelegt, dass sie ausgleichend wirken können.

”

## Wasserstoff könnte locker mit herkömmlichem Sprit konkurrieren.“

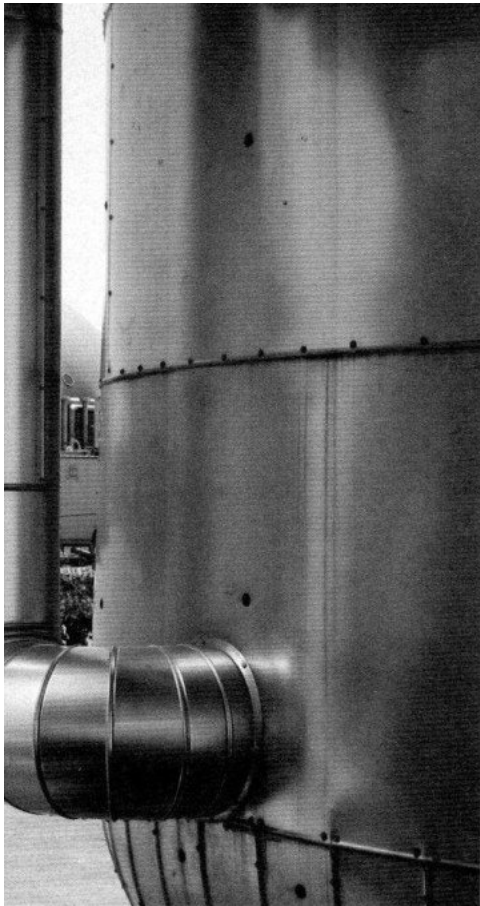
Jörg Müller, Enertrag

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  $H_2$ , das ins Erdgasnetz fließt. Bisher wird der Wasserstoff vom Ökoenergieanbieter Greenpeace Energy abgenommen, der es als Prowindgas verkauft. Müller hofft allerdings auch auf die Mobilitätsbranche – und auf stärkere politische Unterstützung. „Die

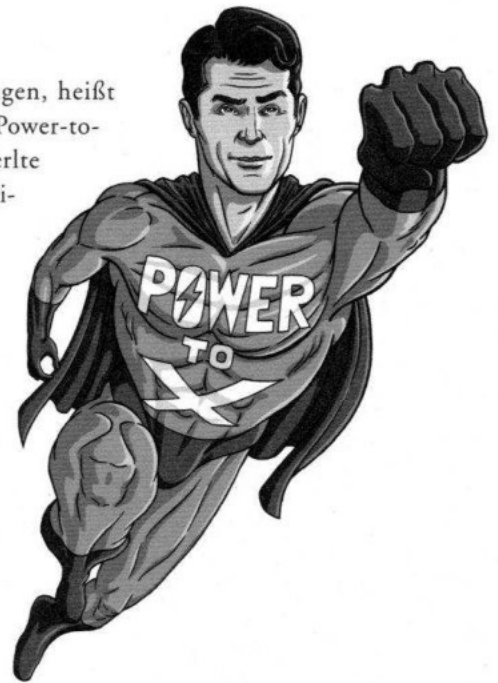
Wasserstofftechnologie ist ausgereift, Wasserstoff könnte locker mit herkömmlichem Sprit konkurrieren. Was fehlt, sind die Tankstellen und die Brennstoffzellenfahrzeuge, die das Gas nutzen könnten“, sagt Müller.

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 Hochtemperatur-Elektrolyse 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 Treib-



stofften deutliche CO<sub>2</sub>-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 einem bis 1,20 Euro pro Liter ist es derzeit noch fast doppelt so teuer wie Rohdiesel.

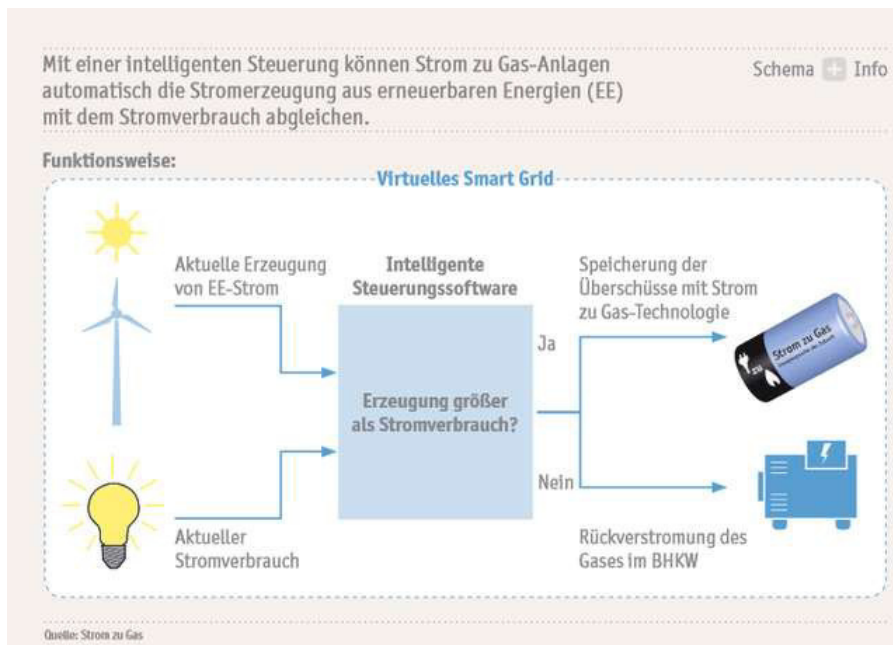
Damit steht Sunfire vor dem gleichen Problem wie alle Power-to-Gas-Akteure in Deutschland: Die Technik ist auf den Weg gebracht, Innovationen laufen, Sprit aus Solar- und Windstrom ist verfügbar. Doch um die Kosten für die Langzeitspeicher Wasserstoff, Methan und Kohlenwasserstoff weiter senken zu können,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



05. Feb 2016

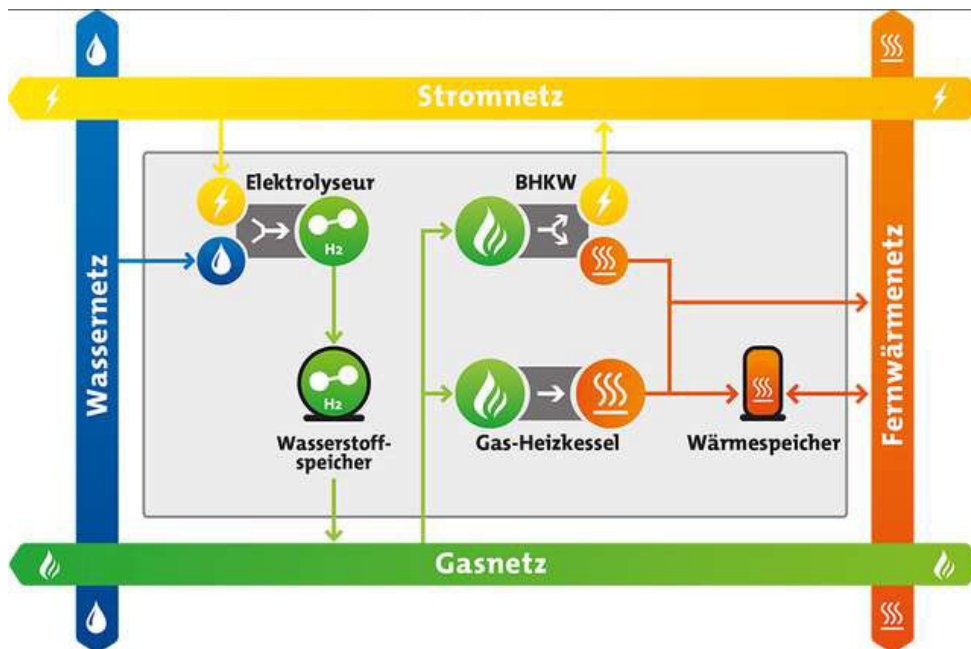


Der Elektrolyseur der Regio Energie Solothurn wandelt überschüssigen Strom in Wasserstoff um, der in Wasserstoffspeicherflaschen zwischengespeichert und dann dosiert ins Erdgasnetz eingeleitet wird. ©Bild: Elektrolyseur der Regio Energie Solothurn



Das System von Thüga: Mit einer intelligenten Steuerung können Power-to-Gas-Anlagen automatisch die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien mit dem Strombedarf abgleichen. Grafik: Thüga





So soll das Hybridwerk der Region Energie Solothurn funktionieren, das 2015 eingeweiht wurde. ©Bild: Elektrolyseur der Regio Energie Solothurn

## Power-to-Gas: Welche technische Fragen gibt es beim Hoffnungsträger der Energiewende noch zu lösen?

(©SR) Power-to-Gas-Anlagen könnten die fluktuierende Einspeisung aus erneuerbaren Quellen wirksam abfedern. Doch die Umwandlung von Ökostrom in die speicherbaren Gase Wasserstoff und Methan ist noch zu teuer und es gibt noch einige technische Fragen zu lösen. Bei der Forschung vorn dabei sind auch Unternehmen und Institute aus der Schweiz.

Auf guten Wind folgt bei Windradbetreibern oft der Frust. Immer häufiger regeln Netzbetreiber ihre Turbinen ab, weil sonst zu viel Strom in die Leitungen drängen und die Balance im Netz gefährden würde. Allein im ersten Halbjahr 2015 konnten laut deutscher Bundesnetzagentur in Deutschland durch das sogenannte Einspeisemanagement fast 1500 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 Erneuerbaren-Projektierers GP Joule aus dem nordfriesischen Reussenköge.

### Ab 2017 Ein-Megawatt-Stacks

Ein neues Kombikraftwerk der Firma könnte Abhilfe schaffen. Herzstück ist eine Biogasanlage, die um einen sogenannten Elektrolyseur erweitert ist. Immer dann, wenn Windräder in der Umgebung zu viel Strom produzieren, wandelt dieser die Überschüsse per Elektrolyse in Wasserstoff (H<sub>2</sub>) 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 BHKW der Anlage wieder verbrannt. „Auf diese Weise kann eine dezentrale Biogasanlage als Regelkraftwerk fungieren“, sagt Petersen. Soeben hat GP Joule 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. Ab 2017 soll der „Stromlückenfüller“ dann auch als Industrieanlage mit deutlich leistungsstärkeren Ein-Megawatt-Stacks verfügbar sein.

### „Die Frage ist, was wollen wir erreichen?...“

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 liesse. Die Kapazität der zum Austarieren von Stromerzeugung und Verbrauch bisher eingesetzten Pumpspeicherkraftwerke in Deutschland 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 einsetzen, etwa zur Entschwefelung von Treibstoff, als Sprit für Brennstoffzellenfahrzeuge verwenden oder in Methan umwandeln, den Hauptbestandteil von natürlichem Erdgas. Das Methan könnte problemlos in das vorhandene Erdgasnetz eingespeist werden, das Heizungen, Kraftwerke und Tankstellen versorgt. „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 von Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW) in Stuttgart.

---

### Power-to-Gas im Hybridwerk Aarmatt von Regio Energie Solothurn

Die Regio Energie Solothurn eröffnete im Juni 2015 das Hybridwerk Aarmatt, das Teil des Leuchtturmprogramms des Bundesamtes für Energie BFE ist. Im Hybridwerk – an der Schnittstelle vom Solothurner Strom-, Wasser-, Gas- und Fernwärmenetz – kommt die Power-to-Gas-Technologie zum Einsatz.

### Technische Daten des Elektrolyseur

<b>Aufnahmeleistung</b>	350 kW
<b>El. Output Wasserstoff</b>	60 Normkubikmeter pro h
<b>Wirkungsgrad</b>	50-60 %
<b>Modell</b>	Hogen C30 (Proton onsite)

[Weitere Informationen zum Hybridwerk Aarmatt >>](#)

---

### Schwankungen schnell folgen

Allerdings sind bei Power to Gas 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 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.

### **Grössere Mengen an CO<sub>2</sub>**

Ein weiteres Problem dabei: Die Methanisierung funktioniert nur mit Kohlendioxid (CO<sub>2</sub>), das mit Wasserstoff im sogenannten Sabatier-Prozess in Methan und Wasser umgewandelt wird. Bei einigen Pilotprojekten wird das CO<sub>2</sub> 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? Das CO<sub>2</sub> 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 CO<sub>2</sub>-Moleküle sammeln können. Allerdings benötigt auch dieser Prozess Energie, etwa um das CO<sub>2</sub> aus dem Filter zu lösen und für die Methanisierung nutzbar zu machen.

### **Ab 2020 mit Multimegawatt-Systemen**

Trotz der Hürden glauben die Experten an einen Erfolg von Power to Gas. Es gebe noch grosses Entwicklungspotenzial, sagt Wissenschaftler Specht. So können nach einer Studie der Beratungsunternehmen E4tech und Element Energy die Kosten noch deutlich sinken. Massgeblich hierfür seien Skaleneffekten durch die zunehmende Grösse der Elektrolyseure. Liegt ihre Leistung heute meistens noch unter einem Megawatt, rechnen die Experten ab 2020 mit Multimegawatt-Systemen. 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 wirkungslos verpufft.

Um das Potenzial von Power to Gas zu heben, erproben Industrie und Forschung die Technik in zahlreichen Projekten und entwickeln neue Geschäftsmodelle in diesem Bereich. So will GP Joule die PEM-Technik als eines der ersten Unternehmen im grosstechnischen Massstab anbieten. Der hierfür vorgesehene Ein-Megawatt-Stack wird derzeit von Firmentochter 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. „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-Forschung. Hier arbeitet das Paul Scherrer Instituts aus Villigen an der Optimierung der Technik. Dazu nutzen die Wissenschaftler ein Elektrolysesystem der Firma Siemens.

### **Im Verbund**

Der ostdeutsche 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 (siehe [ee-news.ch vom 15. Dezember >>](#)). Bis 2016 will das Unternehmen nun mit Hilfe einer im Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme in Freiburg entwickelten 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 H<sub>2</sub>, das in das Erdgasnetz fliesst. Bisher wird der Wasserstoff vom Ökoenergieanbieter Greenpeace Energy abgenommen, der es als Prowindgas verkauft. Müller hofft allerdings 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.

---

### **HSR: Forscht mit EU-Partnern an grosstechnischen Langzeit-Energiespeichern**

27 Forschungspartner aus sechs europäischen Ländern wollen der Power-to-Gas-Technologie aus den Kinderschuhen helfen. In den nächsten vier Jahren soll mit einem Budget von insgesamt 28 Millionen Euro erforscht werden, wie die europäischen Erdgasnetze als riesige Batterie für klimaneutral erzeugtes Methangas genutzt werden können.

Die HSR Hochschule für Technik Rapperswil koordiniert die Schweizer Aktivitäten im Rahmen des EU-Grossprojektes. 5.7 Millionen Euro des Gesamtbudgets entfallen auf die sechs beteiligten Schweizer Forschungspartner: HSR Hochschule für Technik Rapperswil, Regio Energie Solothurn, Schweizer Verband des Gas- und Wasserfachs, EPFL, EMPA, und das Unternehmen Climeworks.

[Siehe ee-news.ch-Beitrag vom 30.1.16 >>](#)

---

### **Für den Treibstoffmarkt**

Auch die Firma Sunfire aus Dresden zielt mit ihrem Produkt „Blue Crude“ vorrangig auf den Treibstoffmarkt. 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 Hochtemperatur-Elektrolyse wird ein Teil des Wasserstoffs mit CO<sub>2</sub>, 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<sub>2</sub>-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 einem bis 1.20 Euro pro Liter ist es derzeit noch fast doppelt so teuer wie Rohdiesel.

Damit steht Sunfire vor dem gleichen Problem wie alle Power-to-Gas-Akteure in Deutschland: 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?

©Text: [Sascha Rentzing](#), Beiträge in den Kästen: ee-new.ch

Quelle: <http://www.ee-news.ch/de/article/32912/power-to-gas-welche-technische-fragen-gibt-es-beim-hoffnungstrager-der-energiewende-noch-zu-losen>

## 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<sub>2</sub>), das mit Wasserstoff in Methan und Wasser umgewandelt wird. Bei einigen Pilotprojekten wird das CO<sub>2</sub> 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<sub>2</sub>-Moleküle sammeln können. Allerdings benötigt auch dieser Prozess Energie, etwa um das CO<sub>2</sub> 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<sub>2</sub> 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 CO<sub>2</sub>, 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<sub>2</sub>, 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<sub>2</sub>-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](http://www.solarspar.ch)

Sonnenenergie gewinnen



# Power-to-Gas schürt Hoffnungen

Power-to-Gas-Anlagen, die überschüssigen Ökostrom in die speicherbaren Gase Wasserstoff und Methan umwandeln, könnten den Ausbau der erneuerbaren Energien erleichtern. Und sie böten eine Chance für die Gasbranche, auf deren Infrastruktur es mehr denn je ankommen würde. *Von Sascha Rentzing*

Die Bundesregierung hat sich beim Klimaschutz viel vorgenommen. Bis 2050 soll der Anteil erneuerbarer Energien am Stromverbrauch von derzeit knapp 35 auf 100 Prozent verdreifacht werden. Experten halten sogar ein noch höheres Ausbautempo für nötig. „Wenn es die Bundesregierung mit ihrer auf dem Klimagipfel in Paris getroffenen Verpflichtung ernst meint, die Erderwärmung auf 1,5 Grad Celsius zu begrenzen, muss bis 2050 eine regenerative Vollversorgung auch in den Sektoren Mobilität und Wärme erreicht werden“, sagt der Berliner Energieprofessor Volker Quaschnig.

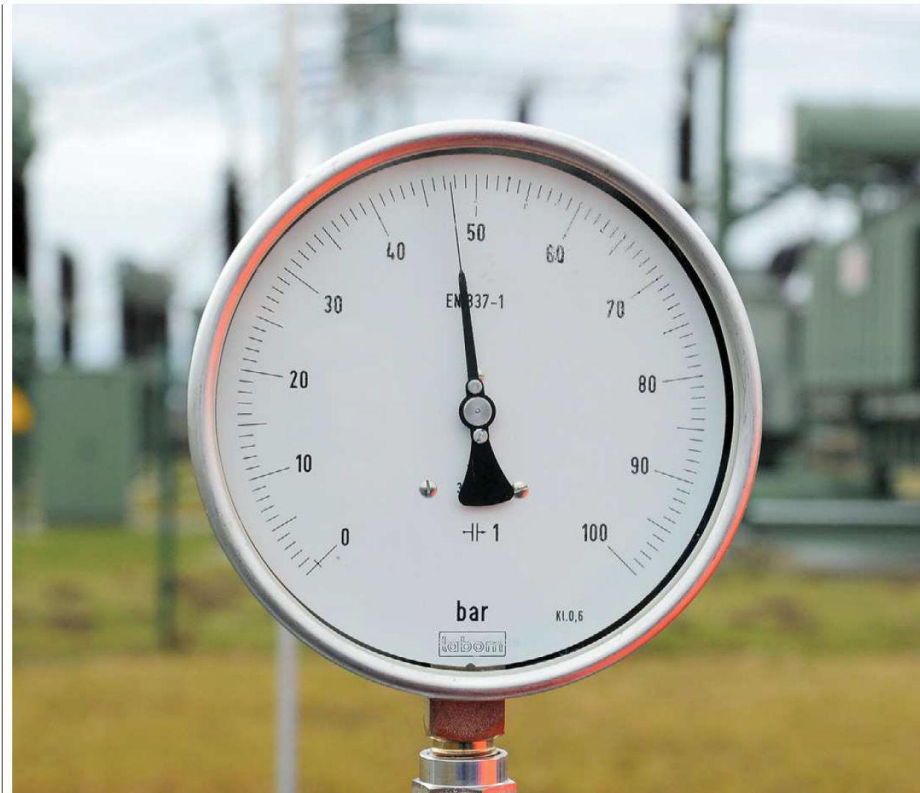
Die Schwierigkeit wird allerdings darin bestehen, die steigenden Ökostrommengen in den Stromleitungen unterzubringen. Die Produktion von Solar- und Windstrom unterliegt witterungsbedingten Schwankungen und muss an den Bedarf angepasst werden, um die Netzstabilität nicht zu gefährden.

## Entlastung für das Netz

Speicher können das Problem lösen, indem sie Stromüberschüsse aufnehmen und bei Bedarf wieder zur Verfügung stellen. Die Kapazität der deutschen Pumpspeicherkraftwerke reicht jedoch nicht aus, und Batterien sind ungeeignet, um große Strommengen über eine längere Zeit zu speichern. Doch es könnte eine Alternative geben. Denn auch Power-to-Gas-Anlagen können das Netz entlasten.

Eine der technisch fortschrittlichsten ihrer Art wurde jüngst in Reußenköge bei Husum fertiggestellt. Immer dann, wenn Windräder in der Umgebung zu viel Strom produzieren, wandelt ein Elektrolyseur mit 200 Kilowatt Leistung die Überschüsse in Wasserstoff um. Das Gas wird in Tanks gespeichert; die bei der Elektrolyse entstehende Wärme ins Fernwärmenetz eingespeist. Steigt der Strombedarf wieder, wird der Wasserstoff in einer angeschlossenen Biogasanlage wieder verbrannt. Ab 2017 will die Betreiberfirma GP Joule den Pilotstatus beenden und große Industrieanlagen im Megawattmaßstab anbieten.

Die Technik könnte eine wichtige Rolle spielen, denn der Wasserstoff lässt sich nicht nur im Stromsektor einsetzen. Er bietet sich auch als Rohstoff für die Chemieindustrie oder als Sprit für Brennstoffzellenfahrzeuge an. Oder er kann in Methan umgewandelt und in das Erdgasnetz eingespeist werden, das Heizungen, Kraftwerke und Tankstellen versorgt.



Power-to-Gas-Pilotanlage im brandenburgischen Falkenhagen: Die Anlage kann in der Stunde zwei Megawatt Strom in 360 Kubikmeter Wasserstoff umwandeln, der in das Erdgasnetz eingespeichert wird.

FOTO DPA

Nicht nur die Energiewende könnte von Power-to-Gas profitieren – weil Haushalte dank effizienterer Wärmedämmung und Technologien wie Wärmepumpen und Sonnenkollektoren immer weniger Gas zum Heizen benötigen, droht der Absatz fossiler Brennstoffe langfristig zu sinken. Über Power-to-Gas könnte die Gasinfrastruktur inklusive Erdgasnetz und Gasspeicher auch weiterhin ausgelastet werden. Viele Firmen der Gasbranche beteiligen sich daher an Power-to-Gas-Projekten, die derzeit aufgelegt werden.

Allerdings bestehen noch viele technische Fragen. Durch die volatile Ökostrom-

produktion müssen die Anlagen auf ständige Lastwechsel reagieren. Die herkömmlichen alkalischen Elektrolyseure eignen sich hierfür kaum, 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 Sauerstoff gespalten – das geschieht dank der sehr guten Leitfähigkeit der Membran in Millisekunden.

Für den großtechnischen Einsatz müssen die Anlagen aber noch kompakter und langlebiger werden. Ein weiteres Manko ist ihre Effizienz. 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.

Außerdem funktioniert die Methanisierung nur mit Kohlendioxid (CO<sub>2</sub>), das mit Wasserstoff in Methan und Wasser umgewandelt wird. Bei einigen Pilotprojekten

wird das CO<sub>2</sub> noch in Flaschen angeliefert. Doch industrielle Anlagen bräuchten künftig größere Mengen. Das CO<sub>2</sub> aus Kohlekraftwerken zu verwenden ist aus ökologischen Gründen keine Option. Erwogen wird deshalb, das Gas direkt vor Ort mit Adsorptionsanlagen aus der Luft zu filtern. Doch auch dieses Verfahren ist noch nicht ausgereift.

Trotz der Hürden glauben die Experten an einen Erfolg von Power-to-Gas. Es gebe großes Entwicklungspotential, sagt der Chemiker Michael Specht vom Forschungsinstitut ZSW in Stuttgart. So seien bei der Elektrolyse und den erneuerbaren Energien noch deutliche technische Fortschritte zu erwarten. 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 als Fernwärme genutzt, steigt die Effizienz.

Um das Potential von Power-to-Gas zu heben, erproben Industrie und Forschung die Technik in zahlreichen Projekten. GP-Joule-Tochter H-Tec entwickelt derzeit eine PEM-Elektrolyse-Einheit mit einem Megawatt Leistung. Diese sei kaum größer als die in der Pilotanlage in Reußenköge eingesetzten Fünf-Megawatt-Stacks, erreiche aber die 200fache Leistung, erklärt Firmensprecher Timo Bovi.

## Investoren gesucht

Die Firma Sunfire aus Dresden geht noch einen Schritt weiter und prozessiert Wasserstoff zu Kohlenwasserstoff, einem Kraftstoff. Ihr Verfahren: Nach der Elektrolyse wird ein Teil des Wasserstoffs mit CO<sub>2</sub>, das von außen zugeführt wird, zu Kohlenmonoxid (CO) reduziert. Dieses 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 könne fast ohne CO<sub>2</sub>-Emissionen hergestellt werden, heißt es bei Sunfire.

Der Nachteil: Die aufwendige Produktion treibt die Kosten in die Höhe. Mit einem bis 1,20 Euro pro Liter ist Blue Crude derzeit noch fast doppelt so teuer wie Rohdiesel. Damit steht Sunfire vor dem gleichen Problem wie alle Power-to-Gas-Akteure: Die Technik ist vielversprechend, aber noch nicht konkurrenzfähig. Um die Kosten weiter senken zu können, wären Investitionen in neue und größere Anlagen notwendig. Die Frage ist nur: Wann steigen Investoren ein?

# POWER-TO-GAS SCHÜRT HOFFNUNGEN

## Ausbau der erneuerbaren Energien erleichtern

**Power-to-Gas-Anlagen, die überschüssigen Ökostrom in die speicherbaren Gase Wasserstoff und Methan umwandeln, könnten den Ausbau der erneuerbaren Energien erleichtern. Und sie böten eine Chance für die Gasbranche, auf deren Infrastruktur es mehr denn je ankommen würde.**

Die deutsche Bundesregierung hat sich beim Klimaschutz viel vorgenommen. Bis 2050 soll der Anteil erneuerbarer Energien am Stromverbrauch von derzeit knapp 35 auf 100 Prozent verdreifacht werden. Experten halten sogar ein noch höheres Ausbautempo für nötig. «Wenn es die Bundesregierung mit ihrer auf dem Klimagipfel in Paris getroffenen Verpflichtung ernst meint, die Erderwärmung auf 1,5 Grad Celsius zu begrenzen, muss bis 2050 eine regenerative Vollversorgung auch in den Sektoren Mobilität und Wärme erreicht werden», sagt der Berliner Energieprofessor Volker Quaschnig. Die Schwierigkeit wird allerdings darin bestehen, die steigenden Ökostrommengen in den Stromleitungen unterzubringen. Die Produktion von Solar-

und Windstrom unterliegt witterungsbedingten Schwankungen und muss an den Bedarf angepasst werden, um die Netzstabilität nicht zu gefährden.

### Entlastung für das Netz

Speicher können das Problem lösen, indem sie Stromüberschüsse aufnehmen und bei Bedarf wieder zur Verfügung stellen. Die Kapazität der deutschen Pumpspeicherkraftwerke reicht jedoch nicht aus, und Batterien sind ungeeignet, um grosse Strommengen über eine längere Zeit zu speichern. Doch es könnte eine Alternative geben. Denn auch Power-to-Gas-Anlagen können das Netz entlasten. Eine der technisch fortschrittlichsten ihrer Art wurde jüngst in Reussenköge bei Husum fertiggestellt. Immer dann, wenn Windräder in der Umgebung zu viel Strom produzieren, wandelt ein Elektrolyseur mit 200 Kilowatt Leistung die Überschüsse in Wasserstoff um. Das Gas wird in Tanks gespeichert; die bei der Elektrolyse entstehende Wärme ins Fernwärmenetz eingespeist. Steigt der Strombedarf wieder,



# POWER-TO-GAS SCHÜRT HOFFNUNGEN

## Ausbau der erneuerbaren Energien erleichtern



wird der Wasserstoff in einer angeschlossenen Biogasanlage wieder verbrannt. Ab 2017 will die Betreiberfirma GP Joule den Pilotstatus beenden und grosse Industrieanlagen im Megawattmassstab anbieten.

Die Technik könnte eine wichtige Rolle spielen, denn der Wasserstoff lässt sich nicht nur im Stromsektor einsetzen. Er bietet sich auch als Rohstoff für die Chemieindustrie oder als Sprit für Brennstoffzellenfahrzeuge an. Oder er kann in Methan umgewandelt und in das Erdgasnetz eingespeist werden, das Heizungen, Kraftwerke und Tankstellen versorgt.

Nicht nur die Energiewende könnte von Power-to-Gas profitieren - weil Haushalte dank effizienterer Wärmedämmung und Technologien wie Wärmepumpen und Sonnenkollektoren immer weniger Gas zum Heizen benötigen, droht der Absatz fossiler Brennstoffe langfristig zu sinken. Über Power-to-Gas könnte die Gasinfrastruktur inklusive Erdgasnetz und Gasspeicher auch weiterhin ausgelastet werden. Viele Firmen der Gasbranche beteiligen sich daher an Power-to-Gas-Projekten, die derzeit aufgelegt werden.

Allerdings bestehen noch viele technische Fragen. Durch die volatile Ökostromproduktion müssen die Anlagen auf ständige Lastwechsel reagieren. Die herkömmlichen alkalischen Elektrolyseure eignen

sich hierfür kaum, 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 Sauerstoff gespalten - das geschieht dank der sehr guten Leitfähigkeit der Membran in Millisekunden.

Für den grosstechnischen Einsatz müssen die Anlagen aber noch kompakter und langlebiger werden. Ein weiteres Manko ist ihre Effizienz. 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.

Ausserdem funktioniert die Methanisierung nur mit Kohlendioxid (◀), das mit Wasserstoff in Methan und Wasser umgewandelt wird. Bei einigen Pilotprojekten wird das ◀ noch in Flaschen angeliefert. Doch industrielle Anlagen bräuchten künftig grössere Mengen. Das ◀ aus Kohlekraftwerken zu verwenden ist aus ökologischen Gründen keine Option. Erwogen wird deshalb, das Gas direkt vor Ort mit Adsorptionsanlagen aus der Luft zu filtern. Doch auch dieses Verfahren ist noch nicht ausgereift.

# POWER-TO-GAS SCHÜRT HOFFNUNGEN

## Ausbau der erneuerbaren Energien erleichtern

Trotz der Hürden glauben die Experten an einen Erfolg von Power-to-Gas. Es gebe grosses Entwicklungspotential, sagt der Chemiker Michael Specht vom Forschungsinstitut ZSW in Stuttgart. So seien bei der Elektrolyse und den erneuerbaren Energien noch deutliche technische Fortschritte zu erwarten. 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 als Fernwärme genutzt, steigt die Effizienz.

Um das Potential von Power-to-Gas zu heben, erproben Industrie und Forschung die Technik in zahlreichen Projekten. GP-Joule-Tochter H-Tec entwickelt derzeit eine PEM-Elektrolyse-Einheit mit einem Megawatt Leistung. Diese sei kaum grösser als die in der Pilotanlage in Reussenköge eingesetzten Fünf-Megawatt-Stacks, erreiche aber die 200fache Leistung, erklärt Firmensprecher Timo Bovi.

### Investoren gesucht

Die Firma Sunfire aus Dresden geht noch einen Schritt weiter und prozessiert Wasserstoff zu

Kohlenwasserstoff, einem Kraftstoff. Ihr Verfahren: Nach der Elektrolyse wird ein Teil des Wasserstoffs mit «, das von aussen zugeführt wird, zu Kohlenmonoxid (CO) reduziert. Dieses 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 könne fast ohne «-Emissionen hergestellt werden, heisst es bei Sunfire.

Der Nachteil: Die aufwendige Produktion treibt die Kosten in die Höhe. Mit einem bis 1,20 Euro pro Liter ist Blue Crude derzeit noch fast doppelt so teuer wie Rohdiesel. Damit steht Sunfire vor dem gleichen Problem wie alle Power-to-Gas-Akteure: Die Technik ist vielversprechend, aber noch nicht konkurrenzfähig. Um die Kosten weiter senken zu können, wären Investitionen in neue und grössere Anlagen notwendig. Die Frage ist nur: Wann steigen Investoren ein? Von Sascha Rentzing ●

Quelle: Frankfurter Allgemeine Zeitung Nr. 120

## ZOO ZÜRICH

### Nicola Spirig und Erdgas übernehmen Tierpatenschaft

**Sie hat ein scharfes Gehör, einen feinen Geruchssinn und kann sich im Jugendkleid hervorragend tarnen. Zudem ist sie eine gute Schwimmerin und bekannt als flinke Läuferin: die kleine Flachlandtapir-Dame Paz, geboren am 28. September 2015 und wohnhaft im Zoo Zürich. Nicola Spirig, Triathlon Olympiasiegerin und Titelverteidigerin an den Olympischen Spielen in Rio de Janeiro 2016, übernimmt zusammen mit Hauptsponsor Erdgas die Patenschaft des Flachlandtapirs Paz. Die Patenschaft wird am 30. März 2016 anlässlich einer Veranstaltung mit Nicola Spirig im Masoala Regenwald im Zoo Zürich bekannt gegeben.**

Mit der Tierpatenschaft von Flachlandtapir Paz möchte Nicola Spirig ein Zeichen setzen und einen nachhaltigen Beitrag gegen die Bedrohung des nur in Südamerika beheimateten Tieres leisten. Der Flachlandtapir wird von der Weltnaturschutzunion IUCN als bedrohte Art eingestuft. Einer der Hauptgründe ist die Bejagung, die in vielen Ländern Südamerikas nach wie vor erlaubt ist. Dabei werden das Fleisch und die Häute der grössten Säuger Südamerikas genutzt. Auch die fortschreitende Zerstörung

des Lebensraums durch Waldrodungen stellt eine Bedrohung für die Flachlandtapire dar. «Mit dieser Patenschaft möchte ich zusammen mit meinem Sponsor auf die Bedrohung dieser südamerikanischen Tierart aufmerksam machen», sagt Nicola Spirig, die nach den Olympischen Spielen in Rio zusammen mit ihrer Familie Brasilien bereist, wo Flachlandtapire beheimatet sind. ●



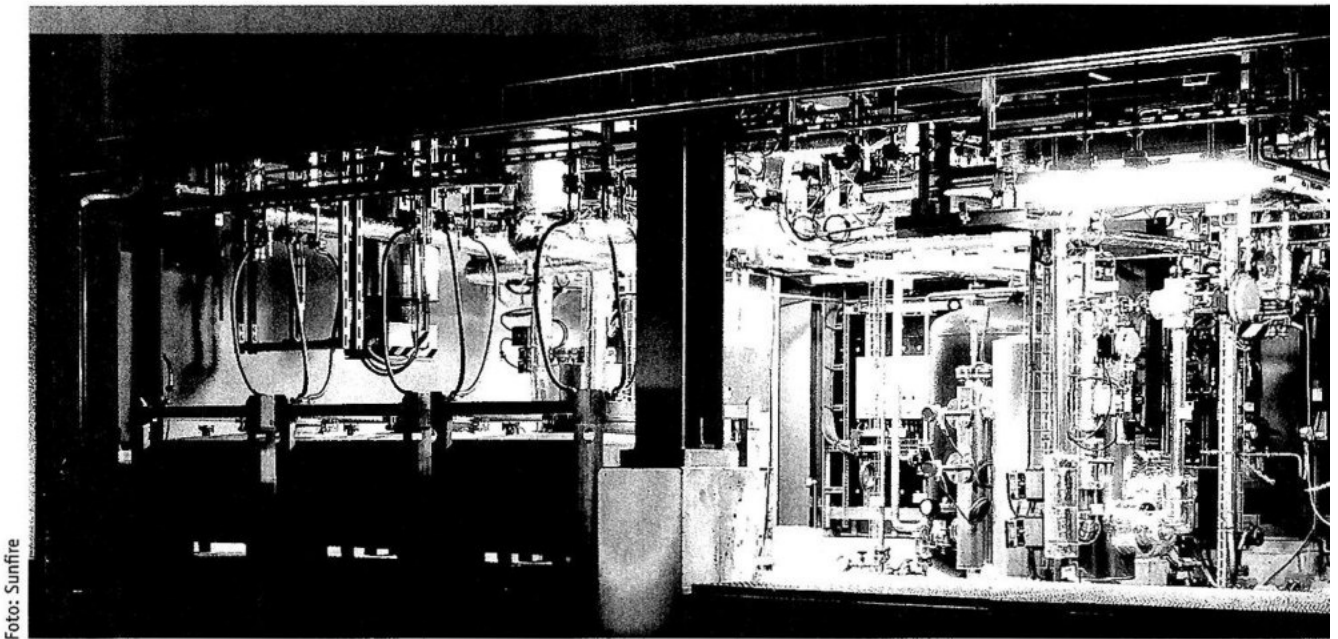


Foto: Sunfire

# Alleskönner im Wartestand

Langzeitspeicher, Regelenenergie- 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.

**A**uf 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-

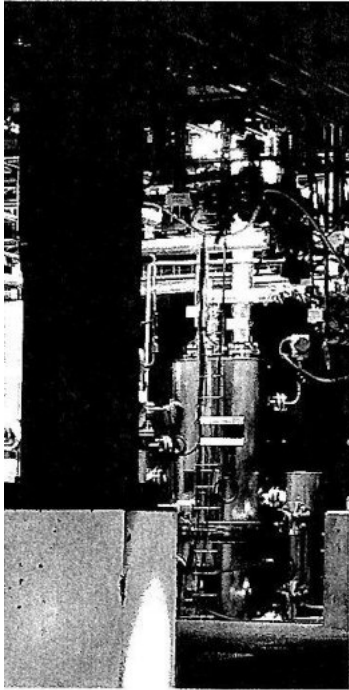
nen Elektrolyseur erweitert ist. Immer dann, wenn Windräder in der Umgebung zu viel Strom produzieren, spaltet dieser mithilfe der Stromüberschüsse Wasser in Wasserstoff und Sauerstoff. Der Wasserstoff wird in Tanks gespeichert. Die entstehende Wärme wird ins Fernwärmenetz eingespeist. Steigt der Strombedarf, 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 (CO<sub>2</sub>), das mit Wasserstoff im Sabatier-Prozess in Methan und Wasser umgewandelt wird. Bei einigen Pilotprojekten wird das CO<sub>2</sub> 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 CO<sub>2</sub> 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 CO<sub>2</sub>-Moleküle sammeln können. Allerdings benötigt auch dieser Prozess Energie, etwa um das CO<sub>2</sub> 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 Firmmentochter H-Tec entwickelt. GP Joule-Speicher 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 H<sub>2</sub>, 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 CO<sub>2</sub>, 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 CO<sub>2</sub>-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.

---

Sascha Rentzing, Dortmund

Abs	Neue Energie (2 / 2016)	ee-news (6.2.2016)	Abs
	<p style="text-align: center;"><b>Allrounder im Wartestand</b> (Sascha Rentzing)</p>	<p style="text-align: center;">Power-to-Gas: <u><a href="#">Welche technische Fragen gibt es beim Hoffnungsträger der Energiewende noch zu lösen?</a></u> (Sascha Rentzing)</p>	
0	<p>Langzeitspeicher, Regelenergie-Erzeuger und Ökosprit-Lieferant - <b>Power-to-Gas-Anlagen könnten</b> bei der Energiewende eine zentrale Rolle übernehmen. <b>Doch noch ist</b> die Technik <b>zu teuer</b>.</p>	<p>(©SR) <b>Power-to-Gas-Anlagen könnten</b> die fluktuierende Einspeisung aus erneuerbaren Quellen wirksam abfedern. <b>Doch</b> die Umwandlung von Ökostrom in die speicherbaren Gase Wasserstoff und Methan <b>ist noch zu teuer</b> und es gibt noch einige technische Fragen zu lösen. <b>Bei der Forschung vorn dabei sind auch Unternehmen und Institute aus der Schweiz.</b></p>	0
1	<p><b>Auf guten Wind folgt bei Windradbetreibern in Schleswig-Holstein oft der Frust.</b></p>	<p><b>Auf guten Wind folgt bei Windradbetreibern oft der Frust.</b></p>	1
	<p>Immer häufiger regeln Netzbetreiber ihre Turbinen ab, weil sonst zu viel Strom in die Leitungen drängen und die Balance im Netz gefährden würde. Allein im ersten Halbjahr 2015 konnten laut Bundesnetzagentur in Deutschland durch das sogenannte Einspeisemanagement fast 1500 Gigawattstunden Strom aus Erneuerbaren-Anlagen und Blockheizkraftwerken (BHKW) nicht produziert werden – das entspricht etwa dem Halbjahresverbrauch einer Metropole wie Hamburg.</p>	<p>Immer häufiger regeln Netzbetreiber ihre Turbinen ab, weil sonst zu viel Strom in die Leitungen drängen und die Balance im Netz gefährden würde. Allein im ersten Halbjahr 2015 konnten laut deutscher Bundesnetzagentur in Deutschland durch das sogenannte Einspeisemanagement fast 1500 Gigawattstunden Strom aus Erneuerbaren-Anlagen und Blockheizkraftwerken (BHKW) nicht produziert werden – das entspricht etwa dem Halbjahresverbrauch einer Metropole wie Hamburg.</p>	
	<p>„Die Planung von Windenergieanlagen im Norden wird schwieriger, da der Absatz nicht gesichert ist“, erklärt Ove Petersen, Geschäftsführer des Erneuerbaren-Projektierers GP Joule aus dem nordfriesischen Reußenköge.</p>	<p>„Die Planung von Windenergieanlagen im Norden wird schwieriger, da der Absatz nicht gesichert ist“, erklärt Ove Petersen, Geschäftsführer des Erneuerbaren-Projektierers GP Joule aus dem nordfriesischen Reussenköge.</p>	
		<p><b>Ab 2017 Ein-Megawatt-Stacks</b></p>	
2	<p>Ein neues Kombikraftwerk der Firma könnte Abhilfe schaffen. Herzstück ist eine Biogasanlage, die um einen sogenannten Elektrolyseur erweitert ist. Immer dann, wenn Windräder in der Umgebung zu viel Strom produzieren, wandelt dieser die Überschüsse per Elektrolyse in Wasserstoff (H<sub>2</sub>) 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 BHKW der Anlage verbrannt.</p>	<p>Ein neues Kombikraftwerk der Firma könnte Abhilfe schaffen. Herzstück ist eine Biogasanlage, die um einen sogenannten Elektrolyseur erweitert ist. Immer dann, wenn Windräder in der Umgebung zu viel Strom produzieren, wandelt dieser die Überschüsse per Elektrolyse in Wasserstoff (H<sub>2</sub>) 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 BHKW der Anlage <b>wieder</b> verbrannt.</p>	2
	<p>„Auf diese Weise kann eine dezentrale Biogasanlage als Regelkraftwerk fungieren“, sagt Petersen. Soeben hat GP Joule 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. Ab 2017 soll der „Stromlückenfüller“ dann auch als Industrieanlage mit deutlich leistungsstärkeren</p>	<p>„Auf diese Weise kann eine dezentrale Biogasanlage als Regelkraftwerk fungieren“, sagt Petersen. Soeben hat GP Joule 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. Ab 2017 soll der „Stromlückenfüller“ dann auch als Industrieanlage mit deutlich leistungsstärkeren</p>	



Abs	Neue Energie (2 / 2016)	ee-news (6.2.2016)	Abs								
	Ein-Megawatt-Stacks verfügbar sein.	Ein-Megawatt-Stacks verfügbar sein.									
		„Die Frage ist, was wollen wir erreichen?...“									
3	<p>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 ließe. 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 einsetzen, etwa zur Entschwefelung von Kraftstoff, als Sprit für Brennstoffzellenfahrzeuge verwenden oder in Methan umwandeln, den Hauptbestandteil von natürlichem Erdgas. Das Methan könnte problemlos in das vorhandene Erdgasnetz eingespeist werden, das Heizungen, Kraftwerke und Tankstellen versorgt. „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 von Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW) in Stuttgart.</p>	<p>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 liesse. Die Kapazität der zum Austarieren von Stromerzeugung und Verbrauch bisher eingesetzten Pumpspeicherkraftwerke in Deutschland 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 einsetzen, etwa zur Entschwefelung von Treibstoff, als Sprit für Brennstoffzellenfahrzeuge verwenden oder in Methan umwandeln, den Hauptbestandteil von natürlichem Erdgas. Das Methan könnte problemlos in das vorhandene Erdgasnetz eingespeist werden, das Heizungen, Kraftwerke und Tankstellen versorgt. „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 von Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW) in Stuttgart.</p>	3								
		<b>Power-to-Gas im Hybridwerk Aarmatt von Regio Energie Solothurn</b>									
		<p>Die Regio Energie Solothurn eröffnete im Juni 2015 das Hybridwerk Aarmatt, das Teil des Leuchtturmprogramms des Bundesamtes für Energie BFE ist. Im Hybridwerk – an der Schnittstelle vom Solothurner Strom-, Wasser-, Gas- und Fernwärmenetz – kommt die Power-to-Gas-Technologie zum Einsatz.</p> <p><b>Technische Daten des Elektrolyseur</b></p> <table> <tr> <td><b>Aufnahmeleistung</b></td> <td>350 kW</td> </tr> <tr> <td><b>El. Output Wasserstoff</b></td> <td>60 Normkubikmeter pro h</td> </tr> <tr> <td><b>Wirkungsgrad</b></td> <td>50-60 %</td> </tr> <tr> <td><b>Modell</b></td> <td>Hogen C30 (Proton onsite)</td> </tr> </table>	<b>Aufnahmeleistung</b>	350 kW	<b>El. Output Wasserstoff</b>	60 Normkubikmeter pro h	<b>Wirkungsgrad</b>	50-60 %	<b>Modell</b>	Hogen C30 (Proton onsite)	4
<b>Aufnahmeleistung</b>	350 kW										
<b>El. Output Wasserstoff</b>	60 Normkubikmeter pro h										
<b>Wirkungsgrad</b>	50-60 %										
<b>Modell</b>	Hogen C30 (Proton onsite)										
	<b>1000 Megawatt bis 2022</b>	<b>Schwankungen schnell folgen</b>									
4	<p>Auch die Deutsche Energie-Agentur (Dena) fordert in ihrer Roadmap für Power to Gas deshalb eine schnelle Entwicklung der Technik. Ab 2022 soll das Verfahren großtechnisch und</p>	<p>Allerdings sind bei Power to Gas noch viele technische Fragen zu lösen.</p>	5								

Abs	Neue Energie (2 / 2016)	ee-news (6.2.2016)	Abs
	<p>wirtschaftlich tragfähig eingesetzt werden können, heißt es. Um das Ziel zu erreichen, sollen bis dahin in Deutschland Pilot- und Demonstrationselektrolyseure mit einer Gesamtleistung von 1000 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 und noch viele technische Fragen zu lösen sind.</p>		
	<p>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 Sauerstoff gespalten — das geschieht dank der sehr guten Leitfähigkeit der Membran in Millisekunden.</p>	<p>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 Sauerstoff gespalten – das geschieht dank der sehr guten Leitfähigkeit der Membran in Millisekunden.</p>	
5	<p>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.</p>	<p>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.</p>	
		<b>Grössere Mengen an CO2</b>	
6	<p>Ein weiteres Problem dabei: Die Methanisierung funktioniert nur mit Kohlendioxid, das mit Wasserstoff im sogenannten 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 Anwendung finden soll, sind weitaus größere Mengen nötig. Nur woher sollen diese 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</p>	<p>Ein weiteres Problem dabei: Die Methanisierung funktioniert nur mit Kohlendioxid (CO2), das mit Wasserstoff im sogenannten 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 Anwendung finden soll, sind weitaus grössere Mengen nötig. Nur woher sollen diese 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</p>	6

Abs	Neue Energie (2 / 2016)	ee-news (6.2.2016)	Abs
	das CO2 aus dem Filter zu lösen und für die Methanisierung nutzbar zu machen.	das CO2 aus dem Filter zu lösen und für die Methanisierung nutzbar zu machen.	
		<b>Ab 2020 mit Multimegawatt-Systemen</b>	
7	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 1000 Euro pro Kilowatt installierte Leistung halbiert werden und bis 2030 sogar auf 720 Euro sinken.	Trotz der Hürden glauben die Experten an einen Erfolg von Power to Gas. Es gebe noch grosses Entwicklungspotenzial, sagt Wissenschaftler Specht. So können nach einer Studie der Beratungsunternehmen E4tech und Element Energy die Kosten noch deutlich sinken.	7
	Maßgeblich hierfür 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 wirkungslos verpufft.	Massgeblich hierfür seien Skaleneffekten durch die zunehmende Grösse der Elektrolyseure. Liegt ihre Leistung heute meistens noch unter einem Megawatt, rechnen die Experten ab 2020 mit Multimegawatt-Systemen. 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 wirkungslos verpufft.	
	<b>Forschung auf breiter Front</b>		
8	Um das Potenzial von Power to Gas zu heben, erproben Industrie und Forschung die Technik in zahlreichen Projekten und entwickeln neue Geschäftsmodelle in diesem Bereich. So will GP Joule die PEM-Technik als eines der ersten Unternehmen im großtechnischen Maßstab anbieten. Der hierfür vorgesehene Ein-Megawatt-Stack wird derzeit von Firmentochter H-Tec entwickelt. GP Joule-Speicher 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.	Um das Potenzial von Power to Gas zu heben, erproben Industrie und Forschung die Technik in zahlreichen Projekten und entwickeln neue Geschäftsmodelle in diesem Bereich. So will GP Joule die PEM-Technik als eines der ersten Unternehmen im grosstechnischen Masstab anbieten. Der hierfür vorgesehene Ein-Megawatt-Stack wird derzeit von Firmentochter H-Tec entwickelt. GP Joule-Speicher 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.	8
	„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 Eon und die Spezialfirmen Hydrogenics und	„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-	

Abs	Neue Energie (2 / 2016)	ee-news (6.2.2016)	Abs
	Solvicore setzen in ihrem Gemeinschaftsprojekt „Windgas Hamburg“ bereits einen PEM-Elektrolyseur mit einem Megawatt Leistung ein. Die Anlagenoptimierung ist bei dem Vorhaben aber lediglich ein Aspekt. Die Akteure wollen außerdem testen, wie viel Wasserstoff das Erdgasnetz aufnehmen kann. Die Einspeisung von H2 ist nur in bestimmten Mengen möglich, da es eine wesentlich höhere Energiedichte und andere chemische Eigenschaften als Erdgas hat.	Forschung. Hier arbeitet das Paul Scherrer Instituts aus Villigen an der Optimierung der Technik. Dazu nutzen die Wissenschaftler ein Elektrolysesystem der Firma Siemens.	
		<b>Im Verbund</b>	
9	<b>Energieversorger Thüga verfolgt mit seinem Power-to-Gas-Projekt in Frankfurt ein anderes Ziel.</b>	Der ostdeutsche <b>Energieversorger Thüga verfolgt mit seinem Power-to-Gas-Projekt in Frankfurt ein anderes Ziel.</b>	9
	<b>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.</b>	<b>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 (siehe ee-news.ch vom 15. Dezember &gt;&gt;).</b>	
	<b>Bis 2016 will das Unternehmen nun mit Hilfe einer im Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme in Freiburg entwickelten 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 H2, das <b>ins</b> Erdgasnetz fließt. Bisher wird der Wasserstoff vom Ökoenergieanbieter Greenpeace Energy abgenommen, der es als Prowindgas verkauft. Müller hofft allerdings 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.</b>	<b>Bis 2016 will das Unternehmen nun mit Hilfe einer im Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme in Freiburg entwickelten 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 H2, das <b>in das</b> Erdgasnetz fließt. Bisher wird der Wasserstoff vom Ökoenergieanbieter Greenpeace Energy abgenommen, der es als Prowindgas verkauft. Müller hofft allerdings 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.</b>	
		<b>HSR: Forscht mit EU-Partnern an grosstechnischen Langzeit-Energiespeichern</b>	
		27 Forschungspartner aus sechs europäischen Ländern wollen der Power-to-Gas-Technologie aus den Kinderschuhen helfen. In den nächsten vier Jahren soll mit einem Budget von insgesamt 28 Millionen Euro erforscht werden, wie die	10

Abs	Neue Energie (2 / 2016)	ee-news (6.2.2016)	Abs
		europäischen Erdgasnetze als riesige Batterie für klimaneutral erzeugtes Methangas genutzt werden können.	
		Die HSR Hochschule für Technik Rapperswil koordiniert die Schweizer Aktivitäten im Rahmen des EU-Grossprojektes. 5.7 Millionen Euro des Gesamtbudgets entfallen auf die sechs beteiligten Schweizer Forschungspartner: HSR Hochschule für Technik Rapperswil, Regio Energie Solothurn, Schweizer Verband des Gas- und Wasserfachs, EPFL, EMPA, und das Unternehmen Climeworks.	11
		<b>Für den Treibstoffmarkt</b>	
10	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 Hochtemperatur-Elektrolyse wird ein Teil des Wasserstoffs mit CO <sub>2</sub> , 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 <sub>2</sub> -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 einem bis 1,20 Euro pro Liter ist es derzeit noch fast doppelt so teuer wie Rohdiesel.	Auch die Firma Sunfire aus Dresden zielt mit ihrem Produkt „Blue Crude“ vorrangig auf den Treibstoffmarkt. 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 Hochtemperatur-Elektrolyse wird ein Teil des Wasserstoffs mit CO <sub>2</sub> , 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 <sub>2</sub> -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 einem bis 1.20 Euro pro Liter ist es derzeit noch fast doppelt so teuer wie Rohdiesel.	12
11	Damit steht Sunfire vor dem gleichen Problem wie alle Power-to-Gas-Akteure in Deutschland: 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?	Damit steht Sunfire vor dem gleichen Problem wie alle Power-to-Gas-Akteure in Deutschland: 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?	13

Abs	Neue Energie (2 / 2016)	Frankfurter Allgemeine Zeitung (25.5.2016)	Abs
	<b>Allrounder im Wartestand</b> (Sascha Rentzing)	Verlagsspezial / Energieträger Gas <b>Power-to-Gas schürt Hoffnungen</b> (Sascha Rentzing)	
0	Langzeitspeicher, Regelenergie-Erzeuger und Ökosprit-Lieferant - <b>Power-to-Gas-Anlagen könnten</b> bei der Energiewende eine zentrale Rolle übernehmen. <b>Doch noch ist die Technik zu teuer.</b>	<b>Power-to-Gas-Anlagen</b> , die überschüssigen Ökostrom in die speicherbaren Gase Wasserstoff und Methan umwandeln, <b>könnten</b> den Ausbau der erneuerbaren Energien erleichtern. Und sie böten eine Chance für die Gasbranche, auf deren Infrastruktur es mehr denn je ankommen würde.	0
1	Auf guten Wind folgt bei Windradbetreibern in Schleswig-Holstein oft der Frust. Immer häufiger regeln Netzbetreiber ihre Turbinen ab, weil sonst zu viel Strom in die Leitungen drängen und die Balance im Netz gefährden würde. Allein im ersten Halbjahr 2015 konnten laut Bundesnetzagentur in Deutschland durch das sogenannte Einspeisemanagement fast 1500 Gigawattstunden Strom aus Erneuerbaren-Anlagen und Blockheizkraftwerken (BHKW) nicht produziert werden — das entspricht etwa dem Halbjahresverbrauch einer Metropole wie Hamburg.	Die Bundesregierung hat sich beim Klimaschutz viel vorgenommen. Bis 2050 soll der Anteil erneuerbarer Energien am Stromverbrauch von derzeit knapp 35 auf 100 Prozent verdreifacht werden. Experten halten sogar ein noch höheres Ausbautempo für nötig. „Wenn es die Bundesregierung mit ihrer auf dem Klimagipfel in Paris getroffenen Verpflichtung ernst meint, die Erderwärmung auf 1,5 Grad Celsius zu begrenzen, muss bis 2050 eine regenerative Vollversorgung auch in den Sektoren Mobilität und Wärme erreicht werden“, sagt der Berliner Energieprofessor Volker Quaschnig.	1
	„Die Planung von Windenergieanlagen im Norden wird schwieriger, da der Absatz nicht gesichert ist“, erklärt Ove Petersen, Geschäftsführer des Erneuerbaren-Projektierers GP Joule aus dem nordfriesischen Reußenköge.	Die Schwierigkeit wird allerdings darin bestehen, die steigenden Ökostrommengen in den Stromleitungen unterzubringen. Die Produktion von Solar- und Windstrom unterliegt witterungsbedingten Schwankungen und muss an den Bedarf angepasst werden, um die Netzstabilität nicht zu gefährden.	2
		<b>Entlastung für das Netz</b>	
		Speicher können das Problem lösen, indem sie Stromüberschüsse aufnehmen und bei Bedarf wieder zur Verfügung stellen. Die Kapazität der deutschen Pumpspeicherkraftwerke reicht jedoch nicht aus, und Batterien sind ungeeignet, um große Strommengen über eine längere Zeit zu speichern. Doch es könnte eine Alternative geben. Denn auch Power-to-Gas-Anlagen können das Netz entlasten.	3
2	Ein neues Kombikraftwerk der Firma könnte Abhilfe schaffen. Herzstück ist eine Biogasanlage, die um einen sogenannten <b>Elektrolyseur</b> erweitert ist.	Eine der technisch fortschrittlichsten ihrer Art wurde jüngst in Reußenköge bei Husum fertiggestellt.	4
	<b>Immer dann, wenn Windräder in der Umgebung zu viel Strom produzieren, wandelt</b> dieser die <b>Überschüsse</b> per Elektrolyse <b>in Wasserstoff (H2)</b> um, der <b>in Tanks gespeichert</b> wird.	<b>Immer dann, wenn Windräder in der Umgebung zu viel Strom produzieren, wandelt</b> ein <b>Elektrolyseur</b> mit <b>200 Kilowatt Leistung</b> die <b>Überschüsse in Wasserstoff</b> um. Das Gas <b>wird in Tanks gespeichert</b> ;	
	<b>Die dabei entstehende Wärme</b> wird <b>ins Fernwärmenetz eingespeist</b> . Steigt der <b>Strombedarf wieder, wird der Wasserstoff</b> mit dem <b>Biogas</b> im BHKW der Anlage <b>verbrannt</b> .	<b>die bei der Elektrolyse entstehende Wärme</b> <b>ins Fernwärmenetz eingespeist</b> . Steigt der <b>Strombedarf wieder, wird der Wasserstoff</b> in einer angeschlossenen <b>Biogasanlage wieder verbrannt</b> .	
	„Auf diese Weise kann eine dezentrale		

Abs	Neue Energie (2 / 2016)	Frankfurter Allgemeine Zeitung (25.5.2016)	Abs
	Biogasanlage als Regelkraftwerk fungieren", sagt Petersen. Soeben hat GP Joule den Elektrolyseur der Anlage in der letzten Ausbaustufe auf eine Gesamtleistung von <b>200 Kilowatt</b> aufgestockt. Er besteht aus 40 einzelnen Einheiten (Stacks) mit jeweils fünf Kilowatt Leistung.		
	<b>Ab 2017</b> soll der „Stromlückenfüller“ dann auch als <b>Industrieanlage</b> mit deutlich leistungsstärkeren Ein-Megawatt-Stacks verfügbar sein.	<b>Ab 2017</b> will die Betreiberfirma GP Joule den Pilotstatus beenden und große <b>Industrieanlagen</b> im Megawattmaßstab anbieten.	
3	<b>Die Technik könnte für die Energiewende unverzichtbar werden.</b> 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 ließe. 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.	<b>Die Technik könnte eine wichtige Rolle spielen,</b> denn der Wasserstoff lässt sich nicht nur im Stromsektor einsetzen.	5
	<b>Er lässt sich auch als Rohstoff</b> in der <b>chemischen Industrie</b> einsetzen, etwa zur Entschwefelung von Kraftstoff, <b>als Sprit für Brennstoffzellenfahrzeuge</b>	<b>Er bietet sich auch als Rohstoff</b> für die <b>Chemieindustrie</b> oder <b>als Sprit für Brennstoffzellenfahrzeuge</b> an.	
	verwenden <b>oder in Methan</b> umwandeln, den Hauptbestandteil von natürlichem Erdgas. Das Methan könnte problemlos <b>in das vorhandene Erdgasnetz eingespeist werden, das Heizungen, Kraftwerke und Tankstellen versorgt.</b> „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 von Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW) in Stuttgart.	<b>Oder er kann in Methan umgewandelt und in das Erdgasnetz eingespeist werden, das Heizungen, Kraftwerke und Tankstellen versorgt.</b>	
	<b>1000 Megawatt bis 2022</b>		
4	Auch die Deutsche Energie-Agentur (Dena) fordert in ihrer Roadmap für 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 1000 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 und noch viele technische Fragen zu lösen sind.	Nicht nur die Energiewende könnte von Power-to-Gas profitieren — weil Haushalte dank effizienterer Wärmedämmung und Technologien wie Wärmepumpen und Sonnenkollektoren immer weniger Gas zum Heizen benötigen, droht der Absatz fossiler Brennstoffe langfristig zu sinken. Über Power-to-Gas könnte die Gasinfrastruktur inklusive Erdgasnetz und Gasspeicher auch weiterhin ausgelastet werden. Viele Firmen der Gasbranche beteiligen sich daher an Power-to-Gas-Projekten, die derzeit aufgelegt werden.	6

Abs	Neue Energie (2 / 2016)	Frankfurter Allgemeine Zeitung (25.5.2016)	Abs
	Da die <b>Ökostromproduktion</b> witterungsbedingt stark schwankt, <b>müssen die Anlagen auf ständige Lastwechsel reagieren.</b>	Allerdings bestehen noch viele technische Fragen. Durch die volatile <b>Ökostromproduktion müssen die Anlagen auf ständige Lastwechsel reagieren.</b>	7
	Die herkömmlichen alkalischen Elektrolyseure eignen sich hierfür <b>nur bedingt</b> , da sie für einen relativ konstanten Lastbereich ausgelegt sind. Neuartige PEM-Elektrolyseure (PEM steht für Polymer Electrolyte Membrane) können Schwankungen schneller folgen.	Die herkömmlichen alkalischen Elektrolyseure eignen sich hierfür <b>kaum</b> , 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 Sauerstoff gespalten — das geschieht dank der sehr guten Leitfähigkeit der Membran in Millisekunden.	Beim PEM-Verfahren wird statt Alkalilauge destilliertes Wasser als Elektrolyt verwendet und über eine spezielle, protonenleitende Membran durch Strom in Wasserstoff und Sauerstoff gespalten — das geschieht dank der sehr guten Leitfähigkeit der Membran in Millisekunden.	
5	Allerdings muss die <b>Technik</b> für den großtechnischen Einsatz noch kompakter und langlebiger werden.	Für den großtechnischen Einsatz müssen die <b>Anlagen</b> aber noch kompakter und langlebiger werden.	8
	Ein weiteres Manko ist die <b>Effizienz</b> des Power-to-Gas-Verfahrens.	Ein weiteres Manko ist ihre <b>Effizienz</b> .	
	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.	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.	
6	Ein weiteres Problem dabei: <b>Die Methanisierung funktioniert nur mit Kohlendioxid, das mit Wasserstoff im sogenannten Sabatier-Prozess in Methan und Wasser umgewandelt wird.</b>	Außerdem funktioniert die <b>Methanisierung nur mit Kohlendioxid (CO<sub>2</sub>), das mit Wasserstoff in Methan und Wasser umgewandelt wird.</b>	9
	Bei einigen Pilotprojekten wird das CO <sub>2</sub> noch in Flaschen angeliefert. Doch wenn das Verfahren künftig im großen Stil Anwendung finden soll, sind <b>weitaus größere Mengen</b> nötig. Nur woher sollen diese kommen?	Bei einigen Pilotprojekten wird das CO <sub>2</sub> noch in Flaschen angeliefert. Doch industrielle Anlagen bräuchten künftig <b>größere Mengen</b> .	
	Das CO <sub>2</sub> aus Kohlekraftwerken zu verwenden <b>wäre</b> eine Möglichkeit, wird aber <b>aus ökologischen Gründen</b> kritisch gesehen.	Das CO <sub>2</sub> aus Kohlekraftwerken zu verwenden <b>ist</b> aus ökologischen Gründen keine Option.	
	Erwogen wird deshalb unter anderem, das Gas <b>direkt vor Ort aus der Luft zu gewinnen</b> . Bei dem Verfahren der Schweizer Firma Climeworks etwa wird es in einen Filter mit speziellen Molekülen gesogen, an denen sich die CO <sub>2</sub> -Moleküle sammeln können.	Erwogen wird deshalb, das Gas <b>direkt vor Ort</b> mit Adsorptionsanlagen <b>aus der Luft zu filtern</b> .	
	<b>Allerdings benötigt auch dieser Prozess Energie, etwa um das CO<sub>2</sub> aus dem Filter zu lösen und für die Methanisierung nutzbar zu machen.</b>	<b>Doch auch dieses Verfahren ist noch nicht ausgereift.</b>	
7	Trotz der Hürden glauben die Experten an einen Erfolg von Power to Gas. Es gebe noch großes Entwicklungspotenzial, sagt <b>Wissenschaftler Specht</b> .	Trotz der Hürden glauben die Experten an einen Erfolg von Power-to-Gas. Es gebe großes Entwicklungspotential, sagt der <b>Chemiker Michael Specht</b> vom Forschungsinstitut ZSW in Stuttgart.	10
	So können nach der Studie „Development of Water Electrolysis in the European Union“ der Beratungsunternehmen E4tech und Element	So seien bei der Elektrolyse und den erneuerbaren Energien noch deutliche technische Fortschritte zu erwarten.	



Abs	Neue Energie (2 / 2016)	Frankfurter Allgemeine Zeitung (25.5.2016)	Abs
	<p>Energy die Kosten für PEM-Systeme bis 2020 auf rund 1000 Euro pro Kilowatt installierte Leistung halbiert werden und bis 2030 sogar auf 720 Euro sinken. Maßgeblich hierfür 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.</p>		
	<p>Abgesehen davon lässt sich der Gesamtwirkungsgrad von Power to Gas durch geschickte Anlagenkonfiguration deutlich erhöhen.</p>	<p>Abgesehen davon lässt sich der Gesamtwirkungsgrad von Power-to-Gas durch geschickte Anlagenkonfiguration deutlich erhöhen.</p>	
	<p>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.</p>	<p>Wird zum Beispiel die Abwärme der Elektrolyse und der Methanisierung als Fernwärme genutzt, steigt die Effizienz.</p>	
	<p><b>Forschung auf breiter Front</b></p>		
8	<p>Um das Potenzial von Power to Gas zu heben, erproben Industrie und Forschung die Technik in zahlreichen Projekten und entwickeln neue Geschäftsmodelle in diesem Bereich. ere chemische Eigenschaften als Erdgas hat.</p>	<p>Um das Potential von Power-to-Gas zu heben, erproben Industrie und Forschung die Technik in zahlreichen Projekten.</p>	11
	<p>So will GP Joule die PEM-Technik als eines der ersten Unternehmen im großtechnischen Maßstab anbieten. Der hierfür vorgesehene Ein-Megawatt-Stack wird derzeit von Firmentochter 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. „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 Eon und die Spezialfirmen Hydrogenics und Solvicore setzen in ihrem Gemeinschaftsprojekt „Windgas Hamburg“ bereits einen PEM-Elektrolyseur mit einem Megawatt Leistung ein. Die Anlagenoptimierung ist bei dem Vorhaben aber lediglich ein Aspekt. Die Akteure wollen außerdem testen, wie viel Wasserstoff das Erdgasnetz aufnehmen kann. Die Einspeisung von H2 ist nur in bestimmten Mengen möglich, da es eine wesentlich höhere Energiedichte und and</p>	<p>GP-Joule-Tochter H-Tec entwickelt derzeit eine PEM-Elektrolyse-Einheit mit einem Megawatt Leistung. Diese sei kaum größer als die in der Pilotanlage in Reußenköge eingesetzten Fünf-Megawatt-Stacks, erreiche aber die 200fache Leistung, erklärt Firmensprecher Timo Bovi.</p>	

Abs	Neue Energie (2 / 2016)	Frankfurter Allgemeine Zeitung (25.5.2016)	Abs
9	<p>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 nun mit Hilfe einer im Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme in Freiburg entwickelten 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 H<sub>2</sub>, das ins Erdgasnetz fließt. Bisher wird der Wasserstoff vom Ökoenergieanbieter Greenpeace Energy abgenommen, der es als Prowindgas verkauft. Müller hofft allerdings 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.</p>		
		<b>Investoren gesucht</b>	
10	<p>Auch <b>die Firma Sunfire aus Dresden</b> zielt mit ihrem Produkt „Blue Crude“ vorrangig auf den Kraftstoffmarkt. Dabei handelt es sich jedoch nicht um <b>Wasserstoff</b>, sondern um einen flüssigen <b>Kohlenwasserstoff</b>, aus dem sich nach Unternehmensangaben Benzin, Diesel, Kerosin und Wachse für die Industrie herstellen lassen.</p>	<p><b>Die Firma Sunfire aus Dresden</b> geht noch einen Schritt weiter und prozessiert <b>Wasserstoff zu Kohlenwasserstoff</b>, einem Kraftstoff.</p>	12
	<p>Sunfires <b>Verfahren</b>: Zunächst wird Wasserdampf mit Ökostrom bei 800 Grad Celsius in Wasserstoff und Sauerstoff gespalten.</p>	<p>Ihr <b>Verfahren</b>:</p>	
	<p>Nach der <b>Hochtemperatur-Elektrolyse</b> wird ein Teil des Wasserstoffs mit CO<sub>2</sub>, 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 <b>Blue Crude</b> entsteht. Es sei sehr <b>hochwertig und</b> ermögliche gegenüber herkömmlichen Treibstoffen deutliche CO<sub>2</sub>-</p>	<p>Nach der Elektrolyse wird ein Teil des Wasserstoffs mit CO<sub>2</sub>, das von außen zugeführt wird, zu Kohlenmonoxid (CO) reduziert. Dieses wird mit dem restlichen Wasserstoff vermischt und bildet die Basis für das sogenannte Fischer-Tropsch-Verfahren, bei dem schließlich das energiereiche <b>Blue Crude</b> entsteht. Es sei sehr <b>hochwertig und</b> könne fast ohne CO<sub>2</sub>-Emissionen hergestellt werden, <b>heißt es bei Sunfire</b>.</p>	

Abs	Neue Energie (2 / 2016)	Frankfurter Allgemeine Zeitung (25.5.2016)	Abs
	Einsparungen, <b>heißt es bei Sunfire</b> . Audi, das in einer Power-to-Gas-Anlage im emsländischen Werlte bereits synthetisches Methan für seine Erdgasflotte herstellt, beteiligt sich deshalb an dem Pilotprojekt.		
	<b>Der Nachteil: Die aufwendige Produktion treibt die Kosten des Ökosprits in die Höhe. Mit einem bis 1,20 Euro pro Liter ist es derzeit noch fast doppelt so teuer wie Rohdiesel.</b>	<b>Der Nachteil: Die aufwendige Produktion treibt die Kosten in die Höhe. Mit einem bis 1,20 Euro pro Liter ist Blue Crude derzeit noch fast doppelt so teuer wie Rohdiesel.</b>	13
11	<b>Damit steht Sunfire vor dem gleichen Problem wie alle Power-to-Gas-Akteure in Deutschland: Die Technik ist auf den Weg gebracht, Innovationen laufen, Sprit aus Solar- und Windstrom ist verfügbar.</b>	<b>Damit steht Sunfire vor dem gleichen Problem wie alle Power-to-Gas-Akteure: Die Technik ist vielversprechend, aber noch nicht konkurrenzfähig.</b>	
	<b>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?</b>	<b>Um die Kosten weiter senken zu können, wären Investitionen in neue und größere Anlagen notwendig. Die Frage ist nur: Wann steigen Investoren ein?</b>	