

# Der unsichtbare **Speicher**

Ein Energiesystem auf Basis erneuerbarer Energien braucht **Langzeitspeicher**. Aus Wind- oder Solarstrom gewonnenes Gas bietet das mit Abstand größte Potenzial. Ist die Technologie vor dem Durchbruch?



Text: Karsten Wiedemann

Wenn der Berliner Marathon in Sachen Energiepolitik beendet ist und das Ende der Kernkraft besiegelt, ist die Arbeit noch nicht getan. Sie geht erst richtig los. Unser Energiesystem muss fit gemacht werden für steigende Anteile an erneuerbaren Energien, die fluktuierende Stromproduktion aus Wind und Sonne mit dem ebenfalls fluktuierenden Verbrauch übereingebracht werden. Wie kann das gelingen? „Wir müssen die Stromnetze ausbauen, wir brauchen flexible Kraftwerke, die schnell hoch und runterfahren und wir müssen den Verbrauch flexibilisieren“, sagt Michael Sterner vom Fraunhofer-Institut für Windenergie- und Energiesystemtechnik in Kassel (Iwes). Energiespeicher seien aus Effizienzgründen die letzte Option, auf die aber beim erwarteten Zuwachs der Erneuerbaren nicht verzichtet werden kann. „Der Speicherbedarf wird exponentiell wachsen“, so Sterner. Wie schnell, hänge vom Netzausbau ab und davon, wie flexibel der Kraftwerkspark ist. Nach den Berechnungen von Fraunhofer-Iwes wird es schon ab 30 Prozent Erneuerbare an der Stromproduktion nicht ohne Speicher gehen. Bei einem Anteil von 80 Prozent, wie ihn die Bundesregierung für das Jahr 2050 plant, sind demnach Speicher im Umfang von 30 Terawattstunden (TWh) nötig.

Klar ist: Deutschlands Kapazitäten reichen nicht aus – sie liegen bei 0,04 TWh – und es gibt nur kurz- bis mittelfristige Speicher (siehe Kasten und Tabelle). „Was wir brauchen sind Langzeitspeicher“, sagt Michael Sterner. Als Option werden immer wieder die norwegischen Pumpspeicherkraftwerke genannt. Dort gibt es keine Speicherbecken sondern Seen mit imposanten

Kapazitäten (neue energie 7/2010). Ob und wann diese genutzt werden können, ist offen. Es fehlt an den nötigen Unterseekabeln und nicht nur Deutschland würde gerne Strom im hohen Norden parken.

Die Norwegen-Connection kann also nur eine Antwort sein. Wissenschaftler Sterner fand eine andere. Sie liegt quasi vor unseren Füßen: das Erdgasnetz. In seinen dicken Rohren ist Platz, viel Platz. Über die mehr als 400 000 Kilometer Erdgasleitungen wird jährlich doppelt so viel Energie transportiert wie über das Stromnetz. Die 47 unterirdischen Gasspeicher in Deutschland haben eine Kapazität von 217 TWh, das entspricht einem Drittel des jährlichen Stromverbrauchs in Deutschland. Weitere 80 TWh sollen bis 2030 dazu kommen, eine Menge allein so groß wie die norwegischen Pumpspeicher. Zwei Monate lang könnte es Deutschland komplett mit Energie beliefern.

Aber wie kommt der Grünstrom in Gasnetz? Indem er in Wasserstoff oder Methan umgewandelt und eingespeist wird. Überschüssiger Wind- oder Solarstrom könnte Elektrolyseure antreiben, die Wasser in Sauerstoff und Wasserstoff spalten. In einer Reaktion mit Kohlendioxid (CO<sub>2</sub>) reagiert Wasserstoff zu Wasser und Methan, dem Hauptbestandteil von Erdgas. Neudeutsch wird von Power to Gas gesprochen. Ein Vorteil: mehr Flexibilität. Das erneuerbare Gas oder e-Gas, wie Michael Sterner es nennt, kann als Wärme, Strom und Kraftstofflieferant genutzt werden. Erzeugung und Verbrauch sind räumlich wie zeitlich entkoppelt. „Idealerweise nutzen wir das e-Gas später, um Gaskraftwerke ▶

„Der Speicherbedarf wird exponentiell wachsen.“

Michael Sterner, Iwes

emissionsfrei zu befeuern“, betont er. Ein Kreislauf wäre geschlossen.

**Wasserstoff oder Methan?**

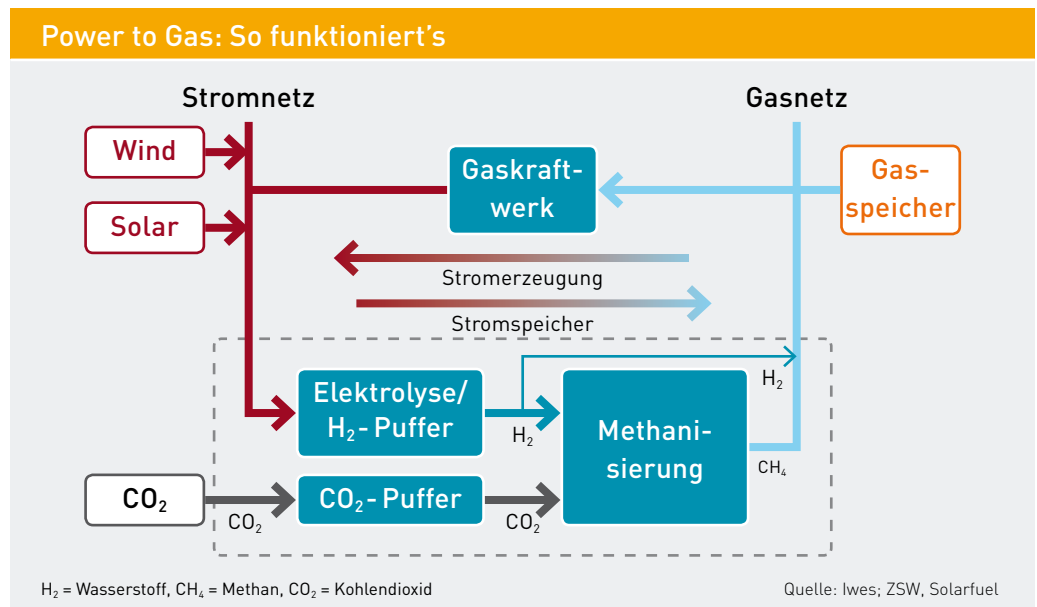
Das Prinzip ist bekannt: Die Elektrolyse wird seit mehr als 150 Jahren in der chemischen Industrie genutzt. Die Methanisierung geht auf eine Anfang des 20. Jahrhunderts entwickelte Reaktion des französischen Chemikers Paul Sabatier zurück (siehe Kasten). Und in den USA wird seit Jahrzehnten im großen Stil aus Braunkohle gewonnenes Synthesegas methanisiert. Die Vereinigten Staaten wollen so unabhängiger von Erdgasimporten sein. „Neu ist, dass wir nun Gas aus Strom gewinnen und dafür die Elektrolyse und die Methanisierung kombinieren,“ sagt Ulrich Zuberbühler vom Zentrum von Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung in Baden-Württemberg (ZSW). Was dabei rauskommt ist SNG, ein synthetisches Erdgas. Das ZSW arbeitet gemeinsam mit Fraunhofer-Mann Sterner und der Firma Solarfuel an dem Power-to-Gas-Verfahren. Seit einem Jahr läuft eine Pilotanlage in Stuttgart, eine neue, größere Anlage ist in Planung (neue energie 6/2010). Mittlerweile ist Autobauer Audi auf das Konzept aufmerksam geworden und will selbst Kraftstoff aus Strom gewinnen (siehe Seite 35). „Der Prozess ist keine Zaubererei“, sagt Zuberbühler. Es gibt aber noch reichlich Forschungsbedarf. „Bisher waren Elektrolyseure auf einen Dauerbetrieb ausgelegt. In den Pilotanlagen muss sich zeigen, wie die Maschinen auf den Bedarfsbetrieb reagieren“, nennt Zuberbühler ein Thema.

Das ZSW konzentriert sich auf das zweistufige Verfahren aus Elektrolyse und Methanisierung. Doch Wasserstoff kann auch direkt ins Erdgasnetz eingespeist werden. Vorteil: Der Wirkungsgrad liegt höher. Bei der Elektrolyse gehen rund 20 Prozent der Energie verloren, wird im Anschluss methanisiert, sind es weitere 20 Prozent. Experten raten deshalb, wenn möglich den reinen Wasserstoff einzuspeisen, um die Energieverluste im Rahmen zu halten. Diesen Weg gehen beispielsweise Greenpeace Energy sowie Windkraftbetreiber Enertrag und Mineralöl-Konzern Total im gemeinsamen Kombikraftwerk in Prenzlau (neue energie 10/2007). „Ziel ist, die regenerative Stromerzeugung mit der Produktion, Speicherung und Nutzung von Wasserstoff intelligent zu vernetzen“, sagt Total-Presseprecher Manuel Fuchs. Der zulässige Anteil von Wasserstoff im Erdgasnetz ist in technischen Regelwerken allerdings auf bis zu zehn Prozent beschränkt. Der Grund: Wasserstoff hat einen niedrigeren Brennwert und kann die Kennwerte des Erdgases verändern.

Dabei ist Wasserstoff im Erdgasnetz kein Novum. Bis in die 80er Jahre gab es in Deutschland das so genannte Stadtgas mit einem Wasserstoffanteil von rund 50 Prozent sowie Anteilen von Methan und Kohlenmonoxid. Es stammte aus dem Vergasen von Kohle. Weil dieser Prozess aufwändig ist und Erdgas günstig aus Russland zu haben war, wurde das Stadtgas abgeschafft. Mittlerweile stehen die Regelwerke, die den Anteil des Wasserstoffs begrenzen, in der Diskussion (siehe Seite 35). In einem EU-Forschungsprojekt

**Wer hat's erfunden?**

Der französische Chemiker Paul Sabatier wurde 1854 im südfranzösischen Carcassonne geboren. Zum Studium ging er nach Toulouse, wo er 1884 einen Lehrstuhl für Chemie übernahm, von dem er sich erst 46 Jahre später zurückzog. Bis zu seinem Tod im Jahr 1941 hielt er weitere Vorlesungen. Heute ist die medizinisch-naturwissenschaftliche Universität von Toulouse nach Paul Sabatier benannt. In seiner wissenschaftlichen Arbeit beschäftigte er sich vor allem mit der Katalyse, 1913 erschien sein Werk „Die Katalyse in der organischen Chemie“. 1902 entwickelte er die so genannte Sabatier-Reaktion: die Umwandlung von Kohlendioxid und Wasserstoff in Methan und Wasser. Für diese Arbeit erhielt er zehn Jahre später den Nobelpreis für Chemie.





**Kreislauf schließen:** Das grüne Gas könnte in flexiblen Gas- und Dampfkraftwerken rückverstromt werden. Rund 40 Prozent der Energie gingen dabei allerdings verloren.

hat sich bereits gezeigt, dass Endgeräte wie Heizungen oder Gasherde höhere Wasserstoffanteile vertragen. Für Gaskraftwerke gibt es noch keine genauen Angaben.

### Knackpunkt Energieverlust

Egal ob Wasserstoff oder Methan, das saubere Wind- oder Solargas gibt es nicht zum Nulltarif. Vom Windstrom, der in Methan umgewandelt und später in Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) rückverstromt wird, bleiben am Ende 50 Prozent übrig. Wird das Gas ohne KWK verstromt ist es nur Drittel. Wissenschaftler Sterner hält den Energieverlust für tolerabel. „Die Anlagen sollen ja nur bei Bedarf laufen, das heißt, sie tragen vielleicht fünf Prozent zur Stromproduktion bei.“ Außerdem würde der überschüssige Strom sonst gar nicht genutzt. Ein schon heute bekanntes Problem: Laut einer Studie im Auftrag des Bundesverbands WindEnergie gehen pro Jahr 89 Gigawattstunden verloren, weil Windparks wegen des überbelasteten Stromnetzes abgeregelt werden (neue energie 3/2011). Mit dem Ausbau der Erneuerbaren wird die Menge des fluktuierenden Stroms zunehmen.

**„Der Prozess ist keine Zauberei.“**

Ulrich Zuberbühler, ZSW

Bleibt die Frage, wie sich der Prozess rechnen kann. „Die Technologie ist teuer, von alleine wird sie nicht kommen“, weiß Sterner. Windgas braucht Anschubförderung und angepasste Rahmenbedingungen. Zum Beispiel, indem es rechtlich mit aufbereitetem Biogas gleichgestellt und auch entsprechend vergütet wird. Nach dem Willen der Bundesregierung soll dies geschehen. Im Kabinettsbeschluss zum Energiewirtschaftsgesetz wird die Definition für Biogas um Wasserstoff und synthetisch erzeugtes Methan erweitert, sofern der Strom für die Elektrolyse und das für den Prozess notwendige CO<sub>2</sub> zu 80 Prozent aus erneuerbaren Energiequellen stammen.

Für Biomethan werden derzeit sieben bis acht Cent pro Kilowattstunde bezahlt. „In dieser Dimension könnten die Anlagen einmal wirtschaftlich betrieben werden“, sagt Sterner. Allerdings dürfte der Strom für die Elektrolyse dann nicht mehr als zwei Cent pro Kilowattstunde kosten, zu diesen Bedingungen produzieren derzeit nur Kernkraftwerke. Ein weiterer Knackpunkt: die Auslastung der Anlagen. Elektrolyseure sind teuer und brauchen entsprechende Betriebszeiten. Das Verwerten von Stromüberschüssen allein ▶



**Speicherkugel:** Überirdisch wird Gas nur noch selten gespeichert.

## Welche Speicher es hierzulande gibt und was sie leisten

Technologie	Kapazität	Anwendung	Entladedauer	Wirkungsgrad
Pumpspeicher	0,04 TWh	Minutenreserve, Spitzenlast	Kurz- bis Mittelfrist	75–80%
Druckluftspeicher	0,0006 TWh	Minutenreserve, Spitzenlast	Kurz- bis Mittelfrist	max. 70 %
Batterien	0,45 TWh*	Regelenergie, Eigenverbrauch	Kurzzeit	über 90 %**
Gasnetz	130 TWh	Strom, Wärme, Mobilität	Langzeit	60–80%***

\*Annahme: 42 Millionen E-Fahrzeuge, \*\*bezogen auf Lithium-Ionen-Technik, \*\*\*bezogen auf Umwandlung von Strom zu Methan oder Wasserstoff, ohne Rückverstromung  
Quelle: Iwes, DLR

Wenn gleichzeitig alle Kraftwerke in Deutschland ausfallen, gehen nach wenigen Stunden die Lichter aus. Denn die vorhandenen Speicher dienen dazu, bei geringer Nachfrage Strom aus Großkraftwerken, also Kohle- und Atomstrom, aufzunehmen – auch die knapp zwei Dutzend Pumpspeicherkraftwerke (neue energie 07/2010). Deren Becken wären nach wenigen Stunden leer. Ein weiterer Ausbau der **Pumpspeicher** ist wegen der Widerstände in der Bevölkerung unwahrscheinlich. Aus wirtschaftlichen Gründen sind Pumpspeicher auf einen Tagesbetrieb ausgelegt. Sie könnten aber in Zukunft statt Atomstrom über den Tag die Spitzen der Solarstromproduktion aufnehmen. Ebenfalls für wenige Stunden Energie liefern könnten **Druckluftspeicher**. Das Prinzip: Per Kompressor wird Luft verdichtet und in einen unterirdischen Speicher gepresst. Wird die Energie wieder gebraucht, strömt die verdichtete Luft in eine Brennkammer, wo sie mit Erdgas vermischt in einer Turbine verbrennt und Strom erzeugt. Weltweit gibt es nur zwei solcher Anlagen, eine davon wird von Energieversorger Eon im niedersächsischen Huntorf betrieben. Sie wurde gebaut, um Strom aus dem AKW Unterweser aufzunehmen, und kann für zwei Stunden Energie produzieren. Die Potenziale für Druckluftspeicher sind ebenfalls limitiert: Die Technik ist teuer, die Standorte begrenzt.

Eine größere Rolle könnten **elektrochemische Speicher** spielen. Einem Schwarm gleich sollen in naher Zukunft die Batterien von Millionen E-Fahrzeugen Energie aufnehmen – so die Theorie. Noch gibt es erst ein paar Tausend solcher Fahrzeuge und selbst wenn alle Benziner durch Stromer ersetzt würden: Sie könnten zwar zehn Mal so viel Energie speichern wie alle deutschen Pumpspeicher – allerdings nur für einige Stunden.

reicht nicht aus. Ein Option: Power-to-Gas-Anlagen könnten am Regelenergiemarkt teilnehmen (siehe Seite 37).

Die Erdgaswirtschaft hat sich mit dem Gedanken, ihre Infrastruktur als Energiespeicher zu nutzen, bereits angefreundet. Im Auftrag der Branchenunternehmen lässt der Deutsche Verein des Gas- und Wasserfaches (DVGW) untersuchen, welche Rolle das Gas im Energiesystem spielen kann. DVGW-Mann Frank Gröschel hält das Power-to-Gas-Verfahren für viel versprechend. Das Interesse der Unternehmen kommt nicht von ungefähr. Der Wärmebedarf, bisher Hauptabsatzfeld für Erdgas, ist rückläufig und wird bei vermehrten Effizienzsteigerungen kontinuierlich schrumpfen. „Auf den Energieträger Gas kommen nun neue Aufgaben zu“, freut sich Gröschel.

Neben der Kostenfrage stellt sich die nach möglichen Standorten. Experten gehen davon aus, dass eine größere Zahl von Power-to-Gas-

Anlagen in Norddeutschland gebaut wird, wo viel Windstrom anfällt. Für die Standortwahl entscheidend ist zudem die Nähe zu Strom- und Gasleitungen und, wenn methanisiert werden soll, der Zugang zu CO<sub>2</sub>-Quellen. Da ein Transport über lange Strecken nicht lohnt, muss der Stoff vor Ort verfügbar sein, beispielsweise aus Anlagen, die Biogas zu Biomethan aufbereiten und dabei den Kohlenstoff abtrennen. Der Vorteil: Es handelt sich um biogenes CO<sub>2</sub>, also solches, das die Pflanze beim Aufwuchs gespeichert hat.

Den Ausbau des Stromnetzes obsolet machen wird die Speicherung von Erneuerbarem Strom im Gasnetz nicht, darin sind sich Experten einig. Allenfalls lokal könnte es Entlastung geben. So erwägen derzeit einige Stadtwerke den Bau von Elektrolyseuren. Der Grund: Der wachsende Anteil von Solarenergie überlastet deren Mittelspannungsnetze. Statt das Netz auszubauen könnte hier beispielsweise Wasserstoff als Speicher genutzt werden. ◀