

# Power-to-Gas

## Speicherung von Strom aus Windkraft- und Photovoltaikanlagen in der Erdgasinfrastruktur

*Um den Anteil von Windkraft und Solarenergie an der Stromerzeugung zu erhöhen, ist ein umfassender Ausbau von Speichern für elektrische Energie erforderlich. Als geeignete Techniken sind im Wesentlichen Pumpspeicherkraftwerke, Druckluftspeicher und chemische Energieträger einsetzbar. Chemische Energieträger wie Wasserstoff und Methan könnten in Kombination mit der vorhandenen Erdgasinfrastruktur interessante Speichermöglichkeiten eröffnen.*

*Um die gut ausgebaute Erdgasinfrastruktur für den Transport und die Speicherung zu nutzen, könnte aus Überschussstrom Wasserstoff ( $H_2$ ) mit Hilfe von Elektrolyseuren erzeugt und ggfs. – zusätzlich hierzu – dieser Wasserstoff mit Methanisierungsanlagen in Methan ( $CH_4$ ) umgewandelt werden (Power-to-Gas-Konzept). Diese Gase könnten dann zeit- und ortsverschoben entweder wieder in Strom „zurückverwandelt“ für die Wärmebereitstellung eingesetzt oder im Verkehrssektor genutzt werden.*

*Untersuchungen des Deutschen Vereins des Gas- und Wasserfaches (DVGW) gehen davon aus, dass dem Erdgas im Netz im Mittel bis zu etwa 10 % Wasserstoff beigemischt werden könnte. Die  $H_2$ -Verträglichkeit von Bauelementen im Erdgasnetz und bei Gas verbrauchenden Techniken ist dabei in den meisten Fällen gewährleistet. Die  $CH_4$ -Verträglichkeit der Erdgasinfrastruktur ist ohnehin gegeben. Die spezifischen Kosten von Power-to-Gas-Konzepten hängen stark von den jeweiligen Standortbedingungen ab. Eine Wirtschaftlichkeit lässt sich unter heutigen Kostenstrukturen auch bei optimalen Standortbedingungen nicht erreichen, ist jedoch auf lange Sicht hin nicht ausgeschlossen.*



Prof. Dr.-Ing.  
Martin Dehli, Hochschule Esslingen

### 1. Fluktuierende Stromerzeugung aus Sonne und Wind führt künftig zu einem hohen Anpassungs- und Speicherbedarf

Die Bundesrepublik Deutschland hat sich sehr ambitionierte Ziele gesetzt, um den Aspekten des Klimaschutzes, der Energieeffizienz sowie der stärkeren Nutzung erneuerbarer Energien gerecht zu werden. Die bis zum Herbst 2013 amtierende Bundesregierung formulierte u. a., dass die  $CO_2$ -Emissionen – bezogen auf den Wert des Jahres 1990 – bis 2020 um 40 % und bis 2050 um 80 % gesenkt werden sollen. Weiter soll der Strombedarf bis 2020 zu 35 % und bis 2050

zu 80 % durch erneuerbare Energien gedeckt werden [1 – 4]. Angesichts der zahlreichen Anstrengungen hierzu, den damit verbundenen Mehrkosten, einer – im Gegensatz dazu – absehbaren Preisstabilität bei Erdgas, Steinkohle und Braunkohle [5 – 8], dem inzwischen nicht unerheblichen Strompreisanstieg [8] und einer eher reservierten Haltung anderer Staaten zu Teilen der deutschen Energiewende ist es offen, wie weit diese Ziele für die jetzige Regierung und künftige Regierungen verbindlich bleiben.

Im Jahr 2013 wurden in Deutschland 23,4 % der elektrischen Energie aus erneuerbaren Energien erzeugt; deren Beitrag belief sich auf 147,3 Mrd. kWh. Dazu trugen Biomassen sowie Wind- und Sonnenenergie am stärksten bei: Strom aus Windenergie belief sich auf 49,8 Mrd. kWh (7,9 %), Strom aus Photovoltaikanlagen auf 28,3 Mrd. kWh (4,5 %) sowie Strom aus festen, flüssigen und gasförmigen Biomassen auf 48,0 Mrd. kWh (7,6 %) [5]. Die Potenziale von Sonnen- und Windenergie werden für die künftige Entwicklung als erheblich eingeschätzt: Für 2020 wurden in [4] für Strom aus Wind- und Sonnenenergie insgesamt 103 Mrd. kWh erwartet (53,5

Mrd. kWh aus landgestützten Windkraftanlagen, 33,7 Mrd. kWh aus seegestützten Windkraftanlagen und 15,5 Mrd. kWh aus Photovoltaikanlagen) [4]. Bereits 2014 wird der erzeugte Photovoltaikstrom mindestens doppelt so hoch sein wie der in [4] für 2020 erwartete Wert.

Die Erzeugung von Strom aus Windkraft und Sonneneinstrahlung findet in der Regel nicht bedarfsnah statt und ist starken zeitlichen und mengenmäßigen Schwankungen unterworfen: Die Schwankungsbreite kann sich im Bereich von Monaten (infolge der Jahreszeiten) und örtlich im Bereich von Stunden bis hin zu Sekunden (z. B. infolge von Wolkenbeschattung, örtlichen Wetterlagen oder plötzlicher Windstille) bewegen. Deshalb ist Strom aus Windkraft nur zu etwa 8 bis 15 % „grundlastwirksam“ [9]; ähnliche Werte gelten für Strom aus Photovoltaikanlagen.

Das Stromnetz weist – für sich genommen – keine Speicherkapazität auf; deshalb muss zu jeder Zeit Strom in demselben Umfang erzeugt werden, wie er dem Netz entnommen wird. Schwankungen bei der Stromer-



zeugung und bei der Stromnachfrage müssen sofort ausgeglichen werden, indem mit Kraftwerken, Speichern und Regelsystemen Strom in großem Umfang und flexibel erzeugt sowie ein- und gespeichert wird.

Inzwischen liegen Untersuchungen vor, die den Bedarf an Speicherkapazitäten abschätzen, die künftig zum Ausgleich des fluktuierend erzeugten Stroms aus Windkraft- und Photovoltaik-Anlagen nötig sein werden; dabei wurden komplexe Modelle entwickelt, die auf unterschiedlichen Szenarien hinsichtlich des Beitrags von Strom aus erneuerbaren Energien, auf unterschiedlichen Annahmen zur Stromnachfrage, auf Entwicklungen im Wärmemarkt und im Verkehrssektor, auf verschiedenen Lastmanagementkonzepten und auf statistischen Daten – etwa auf Wetterdaten – beruhen. [10 – 13].

Eines der Ergebnisse dieser Untersuchungen ist, dass im deutschen Stromnetz bereits bei weniger als 50% Anteil der erneuerbaren Energien an der Gesamtstrombereitstellung Spitzenleistungen auftreten können, die über den tatsächlichen Bedarf hinausgehen [10]. In einer weiteren Untersuchung ([13], Umweltbundesamt, Szenario „Regionenverbund“) werden für das Jahr 2050 Werte von bis zu etwa 60.000 MW an Überschussleistung gegenüber der erforderlichen Leistung sowie – kurzzeitig verschoben – umgekehrt bis zu rund 60.000 MW Leistungsdefizit zwischen der notwendigen Leistung und der gerade verfügbaren Leistung aus erneuerbaren Energien ausgewiesen. Dabei wird davon ausgegangen, dass erneuerbare Energien 100% der Stromerzeugung abdecken und dass die Höchstlast der Stromversorgung in Deutschland im Bereich von etwa 60.000 MW liegen dürfte. Im Hinblick auf den Verlauf der Stromnachfrage und auf die stark fluktuierende Stromerzeugung werden im Netz hohe Speicherkapazitäten benötigt; andernfalls würden Stromüberschüsse sowie Stromdefizite zu großen Problemen führen. Bereits 2012 und 2013 wurde Strom teilweise weit unter den Gestehungskosten z. B. in ausländische Netze abgegeben und zum Teil ein negativer Strompreis in Kauf genommen [9].

Beispielsweise kann aus dem genannten Szenario des Umweltbundesamts [13] gefolgert werden, dass bei einer maximalen residualen Last von kurzzeitig knapp 60.000 MW – unter der Annahme eines zwei- bzw. dreiwöchigen Überbrückungszeitraumes, der z. B. durch Windflauten verursacht wird – der Speicherbedarf dementsprechend

bei etwa 17 Mrd. kWh bzw. 25 Mrd. kWh läge [14]. Die vorhandene Infrastruktur in Deutschland verfügt bei Weitem nicht über die erforderlichen mechanischen oder elektrochemischen Speicheranlagen, mit denen ein solcher Speicherbedarf gedeckt werden könnte.

Als eine Möglichkeit zur Speicherung von Überschussstrom und zur raschen Bereitstellung im Bedarfsfalle gilt die Erzeugung von gasförmigen Brennstoffen und die gleichzeitige Nutzung der vorhandenen Erdgasinfrastruktur. Gegenwärtig verfügen die Gasversorgungsunternehmen in Deutschland über

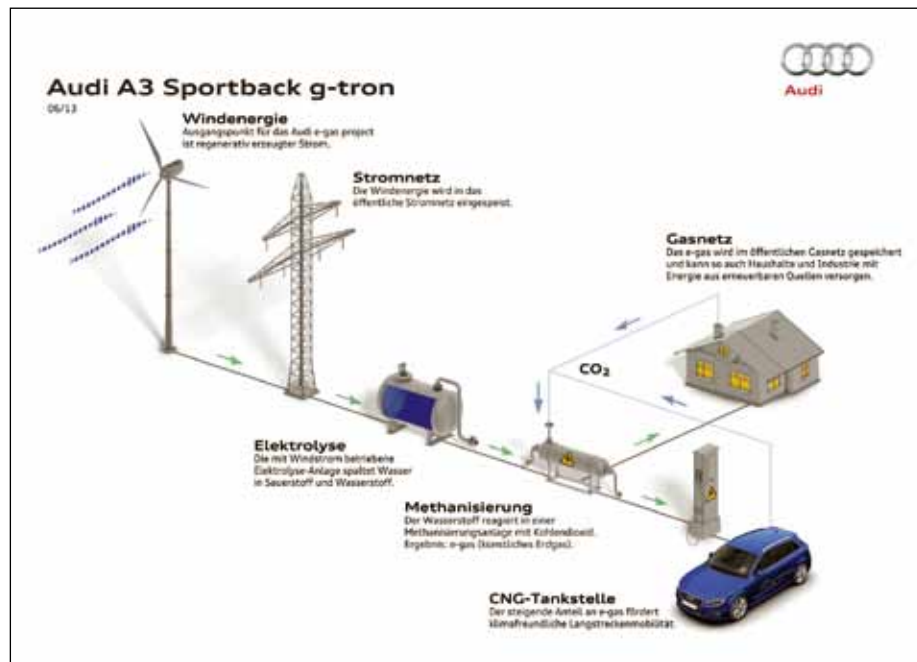


Bild 1: Schema der Anlage in Werlte zur Erzeugung von Methan aus Windstrom (e-Gas-Erzeugungsanlage der Audi AG) [25].

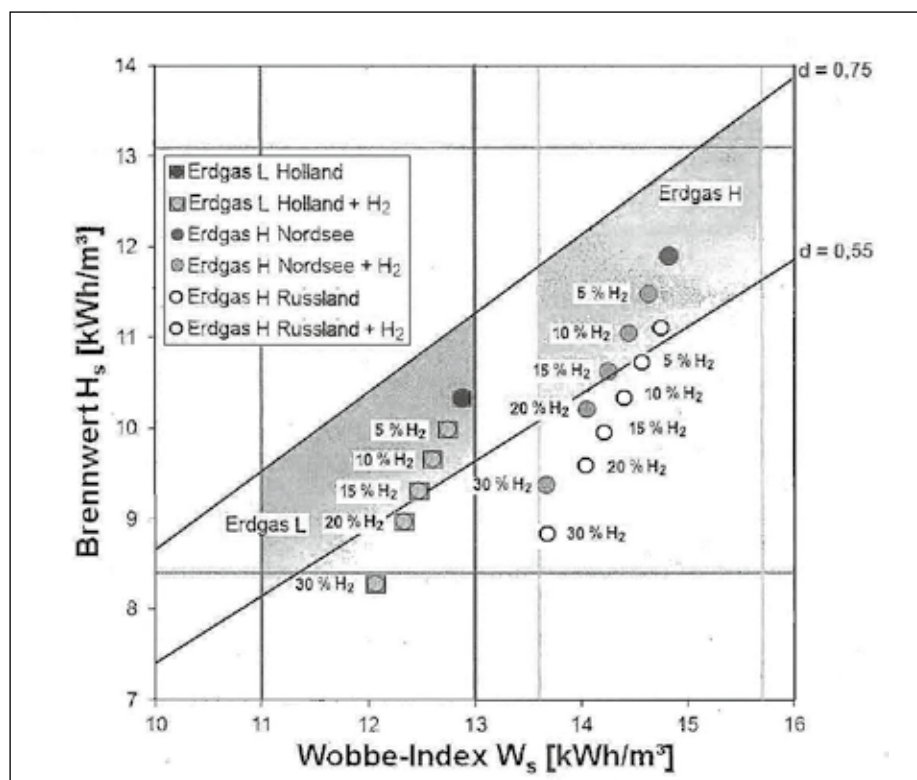


Bild 2: Zumischgrenzen von Wasserstoff in Erdgas [22].

unterirdische Poren- und Kavernenspeicher mit einem Speicherraum von knapp 25 Mrd. Normkubikmeter Erdgas (Nm<sup>3</sup>) [15]; dies entspricht einer Speicherkapazität von etwa 240 Mrd. kWh. Bereits im Bau befindliche Speicher sowie in absehbarer Zeit verwirklichte Vorhaben werden den Speicherraum auf mehr als 36 Mrd. Nm<sup>3</sup> (entsprechend rund 350 Mrd. kWh) ausweiten [16]. Gemäß [14] übersteigt diese Kapazität den angenommenen Bedarf zur Pufferung der fluktuierenden Stromerzeugung aus Sonnen- und Windenergie um ein Vielfaches.

Der jährliche Verbrauch an Erdgas lag in Deutschland im Jahr 2013 bei etwa 89,6 Mrd. Nm<sup>3</sup> (875 Mrd. kWh [5]). Damit beträgt das

Verhältnis von Speicherkapazität zu jährlich verbrauchtem Erdgas etwa 23%; dies entspricht einer Zeit von etwa 80 bis 90 Tagen im Jahr, innerhalb derer ein mittlerer Verbrauch aus den Speichern gedeckt werden könnte. Geht man von einem künftig sinkenden Verbrauch an „fossilem“ Erdgas aus [12], würden zusätzliche Speicherkapazitäten frei werden.

## 2. Speichertechniken

Als Möglichkeiten zur direkten und indirekten Speicherung elektrischer Energie gelten die folgenden Techniken (vgl. [17, 18]):

*Pumpspeicherkraftwerke* sowie *Speicherwasserkraftwerke* haben in der jetzigen

Struktur der Elektrizitätswirtschaft die größte Bedeutung bei der Bereitstellung von Regelenergie. Dabei wird Wasser aus tiefer liegenden in höher liegende Wasserspeicher gepumpt und auf damit elektrische Energie in potentielle Energie umgewandelt. Bei erhöhtem Strombedarf wird das Wasser über Turbinen wieder in tiefer liegende Speicher geleitet. Der Wirkungsgrad beträgt bei neueren Kraftwerken bis zu 85% [19]; er übertrifft damit andere Speichermöglichkeiten. Neue Pumpspeicherkraftwerke – die spezifisch kostengünstigste Art der Energiespeicherung – sind in Deutschland politisch schwer durchzusetzen [18]. Die Speicherkapazität entspricht rund 2,3% des mittleren Tagesstrombedarfs in Deutschland und ist damit zu gering, um den künftig erhöhten Anforderungen zu genügen. [21]. Dem Bau und der Nutzung von Pumpspeicherkraftwerken etwa in Norwegen für die deutsche Stromversorgung stehen fehlende Höchstspannungsverbindungen entgegen.

*Druckluftspeicherkraftwerke:* In Deutschland liegen Erfahrungen mit der Speicherung von Druckluft in einer Anlage in Nordwestdeutschland vor. Dabei wird Strom zur Verdichtung von Luft auf hohen Druck eingesetzt; bei erhöhtem Strombedarf wird die dadurch gespeicherte Energie durch Entspannen über Turbinen wieder in Strom rückumgewandelt. Hierzu sind große Druckluftspeicher – etwa Untertage-Kavernen – nötig. Um künftig Wirkungsgrade von 50 bis 60% zu erreichen, muss die bei der Kompression anfallende Wärme der Luft entzogen, gleichfalls gespeichert und bei der Expansion der Luft wieder zugeführt werden

Pfad	Wirkungsgrad
<b>Strom-zu-Gas</b>	
Strom → H <sub>2</sub>	54 – 77 %
Strom → CH <sub>4</sub>	49 – 65 %
<b>Strom-zu-Gas-zu-Strom</b>	
Strom → H <sub>2</sub> → Strom	34 – 44 %
Strom → CH <sub>4</sub> → Strom	30 – 38 %
<b>Strom-zu-Gas-zu-KWK</b>	
Strom → H <sub>2</sub> → KWK	48 – 62 %
Strom → CH <sub>4</sub> → KWK	43 – 54 %

Bild 3: Wirkungsgrade der Power-to-Gas-Pfade [26].

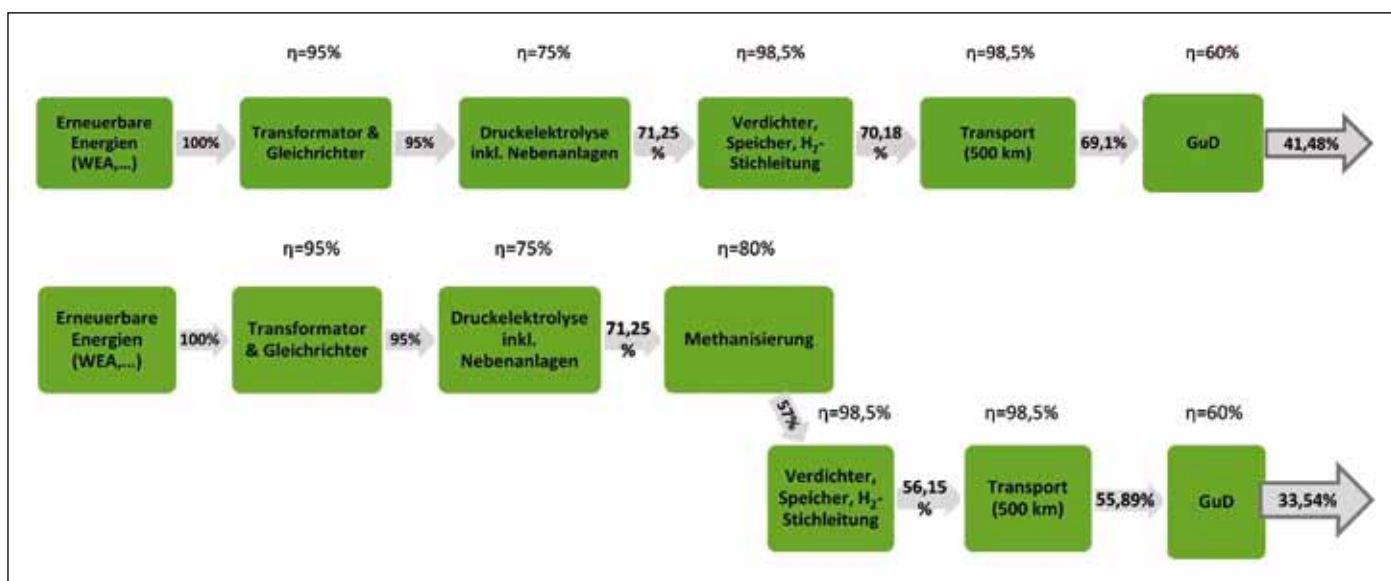


Bild 4: Wirkungsgrade der Power-to-Gas-Kette bei einer Stromerzeugung aus Wasserstoff (oben) sowie aus Methan (unten) [26, 28 - 30.]

[19]; solche Verfahren sind künftig technisch möglich und könnten die spezifischen Kosten der Druckluftspeicherung, die heute deutlich über denen von Pumpspeicherkraftwerken liegen, senken.

*Schwungräder*, elektrochemische Kondensatoren und supraleitende Spulen sind geeignet, kurzzeitig – etwa im Sekundenbereich – erhebliche Mengen an Energie aufzunehmen und wieder abzugeben. Der Wirkungsgrad sinkt bei wachsender Speicherdauer (z. B. im Stundenbereich) bis zur vollständigen Entladung stark: deshalb sind diese Speicher nicht als Langzeitspeicher geeignet. Deren hohe spezifische Kosten machen sie nicht für einen Einsatz in der Stromwirtschaft attraktiv.

Bei *elektrochemischen Speichern* werden Reaktanten (Edukte) durch eine endotherme elektrochemische Reaktion – z. B. unter Stromzufuhr – in Produkte mit einem höheren chemischen Energieinhalt umgewandelt. Bei Bedarf lässt sich über die entsprechende Rückreaktion Strom erzeugen. Bei elektrochemischen Speichern mit interner Speicherung sind der Reaktionsraum und der Ort der Energiespeicherung identisch (z. B. bei Blei-Säure- und Lithium-Ionen-Akkumulatoren). Zurzeit hohe spezifische Kosten, eine geringe Energiedichte sowie eine allmähliche Selbstentladung und Degradation sind nachteilig. Bei elektrochemischen Speichern mit externem Speicher (z. B. Wasserstoffdruckspeicher) werden die Produkte getrennt gespeichert. Damit sind große Speicher und lange Speicherzeiten möglich [14].

Die genannten Sachverhalte verdeutlichen, dass chemische Energieträger technisch interessant sind, um hohe volumetrische Energiedichten bei der Speicherung verwirklichen zu können. Hierzu erscheint insbesondere gasförmiger Wasserstoff ( $H_2$ ) geeignet, da dieser sich über die Elektrolyse von Wasser mit Hilfe von Überschussstrom erzeugen, darauf speichern und bei Bedarf wieder verstromen lässt. Allerdings gibt es in Deutschland – abgesehen von einem  $H_2$ -Verbundsystem im rheinischen Revier – keine flächendeckende Infrastruktur für den Transport, die Verteilung, die Speicherung und die Anwendung von  $H_2$ . Andererseits verfügt die Gaswirtschaft über umfassende Erfahrungen mit diesem Gas, da es mit über 50% Anteil die Hauptkomponente des bis in die siebziger Jahre des 20. Jahrhunderts eingesetzten Energieträgers Stadtgas war und auch heute noch im Kokereigas ähnliche

anteilige Bedeutung hat.  $H_2$  kann innerhalb technisch vertretbarer Grenzen dem Erdgas beigemischt werden. Aktuelle Untersuchungen, auf die im Folgenden eingegangen wird, zeigen auf, dass Zumischraten mindestens im einstelligen Prozentbereich technisch problemlos erscheinen [22, 14].

Ergänzend zu Wasserstoff als Energiespeicher erscheint auch Methan  $CH_4$  attraktiv. Die volumetrische Energiedichte von  $CH_4$  ist rund dreimal so groß wie die von  $H_2$  [23] und mehr als 26-mal so groß wie die von – auf den gleichen Druck verdichteter – Druckluft. Für Methan spricht auch, dass es vielseitig und leicht zu handhaben ist: Alle bestehenden Heizgeräte, erdgasbetriebenen Kraftfahrzeuge und weitere Erdgasanwendungen können ohne Nachteile auch mit synthetisch erzeugtem Methan (SNG) betrieben werden. Für Aufgaben des Wärmemarkts würde sich SNG in großem Umfang eignen. Auch für eine erneute Verstromung, – z. B. zur Erzeugung von Spitzenstrom und Strom für Regelaufgaben – erscheint SNG gut geeignet.

Ein Beispiel für die Erzeugung von Wasserstoff aus Windstrom, dessen Umwandlung in Methan und die Nutzung von Methan in erdgasbetriebenen Kraftfahrzeugen stellt die Initiative eines süddeutschen Automobilherstellers dar (vgl. Bild 1) [25].

Aus Sicht der Gaswirtschaft sind chemische Energiespeicher zum Ausgleich der fluktuierenden Stromerzeugung eine sinnvolle Lösung, wie dies in zahlreichen Stellungnahmen und Untersuchungen zum Ausdruck gebracht wird (z. B. in [22]). Im Rahmen einer möglichen Konfiguration eines Verbunds aus  $H_2$ - bzw. ggfs. auch  $CH_4$ -

Erzeugungsanlagen, Speichern und Netzanbindungen wird der folgende Weg präferiert: Aus Überschussstrom wird in einem Elektrolyseur Wasserstoff erzeugt, der anschließend ins Erdgasnetz eingespeist und darüber hinaus auch zur Synthese von Methan (SNG) als chemischem Energiespeicher verwendet wird. Nicht allein  $H_2$ , sondern gegebenenfalls auch ein Gemisch aus  $H_2$  und SNG kann ins Erdgasnetz eingespeist werden. Als Absatzgebiete können dann über das vorhandene Gasnetz Kraftwerke, Heizkraftwerke bzw. dezentrale Blockheizkraftwerke, der Gebäudewärmemarkt, der gewerbliche und industrielle Wärmemarkt sowie der Verkehrssektor (Bild 1) erschlossen werden [14].

In DVGW-Forschungsvorhaben ist die maximale Zumischgrenze von Wasserstoff im Hinblick auf die Gasinfrastruktur und Gasverwendung – differenziert nach den jeweiligen Techniken – untersucht worden (vgl. [22, 23]). Sollen der maximale energetische Wirkungsgrad der Prozesskette und vertretbare Kosten erreicht werden sowie zugleich den Anforderungen des DVGW-Regelwerks entsprochen werden, sollte  $H_2$  bis zur möglichen Zumischgrenze direkt ins Erdgasnetz eingespeist werden. Erst nach Ausschöpfung dieser Möglichkeit sollte weiterer Überschussstrom – über den Weg der  $H_2$ -Produktion – in einem zusätzlichen Schritt zur Erzeugung von Methan genutzt werden.

Die Zumischgrenzen von Wasserstoff sind – je nach Beschaffenheit des aufnehmenden Erdgases – unterschiedlich (Bild 2 [22]). Gute Möglichkeiten eröffnen sich für eine Beimischung zu Erdgas L aus heimischen und aus niederländischen Quellen (in Bild 2 als Erdgas L Holland bezeichnet): Diesem Gas



Bild 5: Drei Elektrolyseure der e-Gas-Anlage Werlte (Alkali-Elektrolyse bei Umgebungsdruck; eingesetzte elektrische Leistung jeweils etwa 2 MW) .

könnten bis zu knapp 15 Volumen-% H<sub>2</sub> beigemischt werden. Auch dem brennwertreicheren Erdgas H aus der Nordsee (in Bild 2 als Erdgas H Nordsee bezeichnet) könnten bis zu knapp 15 Volumen-% H<sub>2</sub> beigemischt werden. Demgegenüber sind die Zumischmöglichkeiten von H<sub>2</sub> in westsibirisches Erdgas (in Bild 2 als Erdgas H Russland bezeichnet) mit höchstens etwa 3 % wesentlich geringer. Diese Zumischwerte wurden entsprechend den Vorgaben der – für die Beschaffenheit von Brenngasen für die öffentliche Gasversorgung maßgebenden – DVGW-Technischen Regel Arbeitsblatt DVGW G 260 [27] ermittelt, wobei die dort festgelegten Grenzen hinsichtlich des normvolumenbezogenen Brennwertes H<sub>s,n</sub>, der relativen Dichte d und des normvolumenbezogenen Wobbe-Index W<sub>s,n</sub> berücksichtigt wurden. In der die Sicht des DVGW repräsentierenden Studie [22] wird somit festgestellt: „Es ist davon auszugehen, dass die bestehende Erdgasinfrastruktur weitgehend für ca. 10 Vol-% H<sub>2</sub> im Erdgas geeignet ist.“ In der Gaswirtschaft wird u. a. auch eine Modifikation des DVGW-Arbeitsblatts G 260 diskutiert.

Die Wirkungsgrade der Gesamtprozesskette von der erneuerbaren Energiequelle bis zum ins Hochdrucknetz eingespeisten Wasserstoff betragen – je nach eingesetzter Technik und örtlichen Voraussetzungen (z. B. hinsichtlich des Netzdrucks) – 54 bis 77 %. Wird Wasserstoff noch weiter zu Methan umgewandelt, belaufen sich die Wirkungsgrade auf 49 bis 65 %. Dabei ist vorausgesetzt, dass

die in H<sub>2</sub> bzw. CH<sub>4</sub> gespeicherte chemische Energie mit der primär erzeugten elektrischen Energie verglichen wird (vgl. Bild 3 [26, 28 – 30]). Durch die Nutzung von Abwärme als Heiz- oder Prozesswärme könnte der energetische Wirkungsgrad bei einzelnen, örtlich günstigen Vorhaben erhöht werden.

Die Wirkungsketten bei der Erzeugung von Strom in einem Gas- und Dampfturbinen(GuD)-Kraftwerk aus den Gasen Wasserstoff bzw. Methan, die zuvor mit Hilfe von Strom aus Windkraft und Solarstrom gewonnen wurden, sind in Bild 4 dargestellt [26, 28 – 30]. Diese begrenzten Wirkungsgrade wirken sich entsprechend auf den technischen Aufwand für die Power-to-Gas-Konzepte sowie auf deren spezifische Stromerzeugungskosten aus.

Geht man von einem möglichen mittleren Wasserstoffanteil von etwa 10 % aus, dann könnten bei einem Erdgasverbrauch in Deutschland von etwa 90 Mrd. Nm<sup>3</sup>/a theoretisch rund 8 bis knapp 9 Mrd. Nm<sup>3</sup>/a H<sub>2</sub> zugemischt werden. Zu dessen Erzeugung würden 38 Mrd. kWh/a Strom benötigt, wovon bei Annahme eines optimal hohen Wirkungsgrades von 80 % etwa 30 Mrd. kWh/a in Form von H<sub>2</sub> im Erdgasnetz gespeichert würden. Geht man von einem möglichen mittleren Wasserstoffanteil von etwa 5 % aus, oder nimmt man bei 10 % H<sub>2</sub>-Anteil eine Verringerung des Erdgasverbrauchs in Deutschland bis zum Jahr 2050 auf 45 Mrd. Nm<sup>3</sup>/a an, würden theoretisch rund 4 bis 4,5

Mrd. Nm<sup>3</sup>/a H<sub>2</sub> zugemischt werden können. Hierfür wären 19 Mrd. kWh/a Strom nötig, wovon bei Annahme eines Wirkungsgrades von 80 % rund 15 Mrd. kWh/a in Form von H<sub>2</sub> im Erdgasnetz gespeichert würden (vgl. auch [14]).

#### 4. H<sub>2</sub>-Toleranz von Bauelementen im Erdgasnetz und bei Gas verbrauchenden Techniken

Bei Rohrleitungen des Hochdruck-, Mitteldruck- und Niederdrucknetzes wird eine H<sub>2</sub>-Beimischung von bis zu 50 Vol.-% als unkritisch eingeschätzt. Die Permeation von H<sub>2</sub> durch Stahl- und Kunststoffrohrleitungen, Verbindungstechniken, Dichtungen und Membranen kann unter technischen, wirtschaftlichen und ökologischen Gesichtspunkten vernachlässigt werden [22].

Bestehende Gasturbinenanlagen können durch H<sub>2</sub>-Beimischungen im Erdgas geschädigt werden. Je nach Hersteller wird dort die H<sub>2</sub>-Konzentration auf 1 bis 5 Vol.-% begrenzt. Neue Turbinen werden von verschiedenen Herstellern auf größere H<sub>2</sub>-Beimischungen hin ausgelegt. Dasselbe gilt für Gasturbinen als Antriebsmaschinen von Verdichtern im Erdgasnetz. Diese können jedoch ggfs. mit einer Brenngasmethanisierung ausgerüstet werden [22]. Ferngasnetzbetreiber erwarten deshalb – hinsichtlich ihrer mit Gasturbinen als Antriebsmaschinen ausgerüsteten Verdichterstationen – nennenswerte Umrüstkosten im Falle einer Beimischung von 5 bis 10 Vol.-% H<sub>2</sub> ins Erdgas [31]. Entsprechende Überlegungen sind im Netzentwicklungsplan Gas von 2012 festgehalten [32].

Bei Unterspeichern – weniger bei Kavernengasspeichern und eher bei Poren-gasspeichern – können höhere H<sub>2</sub>-Gehalte im Erdgas zur Stimulation einer bakteriellen Bildung von H<sub>2</sub>S führen [22, 33].

Ultraschall-, Turbinen- und Balgengaszähler werden als geeignet auch für hohe H<sub>2</sub>-Konzentrationen eingestuft. Mengenumwerter können ohne Einschränkungen für Gasgemische mit bis zu 10 Vol.-% H<sub>2</sub> eingesetzt werden [22]. Zurzeit verwendete Prozessgaschromatographen mit Helium als Trägergas zur Gasbeschaffenheitsmessung können H<sub>2</sub> nicht eindeutig detektieren. Seit 2013 ist jedoch eine weiterentwickelte Technik verfügbar, die auch den Anteil von H<sub>2</sub> in Brenngasen erfassen kann [34].

In Deutschland werden Gasdruckregelanlagen, Armaturen, Gashausinstallationen



Bild 6: Ansicht der e-Gas-Anlage Werlte zur Erzeugung von Methan aus Windstrom.

und Gasströmungswächter entsprechend dem DVGW-Arbeitsblatt G 260 geplant, gebaut und betrieben. Insoweit ergeben sich bei H<sub>2</sub>-Anteilen in den Grenzen des DVGW-Arbeitsblatts G 260 keine Einschränkungen [22].

Bei häuslichen Gasendgeräten werden in Deutschland seit Jahrzehnten die Vorgaben des DVGW-Arbeitsblatts G 260 berücksichtigt. Moderne vormischende Geräte zeigen auch bei 20 Vol.-% H<sub>2</sub> im Erdgas keine Beeinträchtigungen. Möglicherweise können jedoch ältere Gasgeräte im Bestand für H<sub>2</sub>-Konzentrationen über 10 Vol.-% nicht geeignet sein. Gasanwendungsgeräte werden seit Langem mit Gasen unterschiedlicher Beschaffenheit – darunter mit einem 12 Vol.-% H<sub>2</sub> enthaltenden Erdgas – getestet [22]. Alle – für den Einsatz in der öffentlichen Gasversorgung vorgesehenen – Gasgeräte für die Gruppe Erdgas H sind nach DIN EN 437 mit einem Prüfgas mit einem H<sub>2</sub>-Anteil von 23 Vol.-% auf einen zumindest kurzfristig sicheren Betrieb zu prüfen [24].

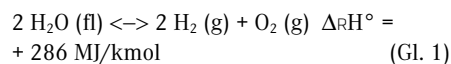
Bei Gasgeräten im industriellen Bereich erscheinen Praxisuntersuchungen für einzelne Anwendungsfälle hinsichtlich Emissionen und Wirkungsgraden angebracht, um die Wirkung von H<sub>2</sub>-Zumischungen, die bei 10 Vol.-% und höher liegen, überprüfen zu können. Bei einzelnen Industriezweigen (z. B. der Glas- und Keramikindustrie) stellt offenbar nicht der H<sub>2</sub>-Gehalt im Erdgas, sondern eher eine schwankende Gasbeschaffenheit (auch wenn diese innerhalb der Grenzen des DVGW-Arbeitsblatts G 260 liegt) ein Problem dar [35]. Es ist denkbar, dass H<sub>2</sub> bei einzelnen industriellen Prozessen aus dem Brenngas zu entfernen oder eine Alternativversorgung einzurichten ist [22].

Bei Erdgastanks und Erdgas-Tankstellen wird in [22] ein Untersuchungsbedarf hinsichtlich der Druckwechselbeanspruchung der eingesetzten Stahltanks gesehen. In laufenden Vorhaben werden werkstofftechnische Fragen untersucht. Bei Gasmotoren werden bei H<sub>2</sub>-Anteilen von bis zu 20 Vol.-% und bei Einhaltung der motorenspezifischen Methanzahlen (MZ) keine Probleme erwartet. Doch stellt die DIN 512624 mit der Vorgabe einer maximalen H<sub>2</sub>-Zumischung von 2 Vol.-% eine starke Restriktion dar. Deshalb wird zurzeit überprüft, ob diese Restriktion gelockert werden kann. Als positiv wird gesehen, dass bei einer H<sub>2</sub>-Zumischung die Zündgrenzen erweitert werden sowie die Flammgeschwindigkeit steigt und sich deshalb bei sehr mageren Gas-Luft-Gemischen eine

effizientere Verbrennung ergibt. Die Verminderung der Methanzahl infolge einer H<sub>2</sub>-Zumischung kann bei Gasen mit einer niedrigen Methanzahl (etwa bei Nordsee-Erdgas oder schweren Flüssigerdgas-Sorten) zu Problemen führen [22].

## 5. Elektrolyse

Zur Erzeugung von H<sub>2</sub> aus Überschussstrom kann u. a. die stark endotherme Wasser-Elektrolyse eingesetzt werden. Dabei wird Wasser in Wasserstoff und Sauerstoff gemäß der Reaktionsgleichung



zerlegt. Die zuzuführende molare Reaktionsenthalpie beträgt  $\Delta_{\text{RH}}^\circ = + 286 \text{ MJ/kmol}$ . Es sind im Wesentlichen zwei Techniken einsetzbar: die alkalische Elektrolyse (Bild 5) und die PEM-Elektrolyse (PEM = Proton Exchange Membrane), die sich sowohl bei Umgebungsdruck als auch unter Drücken von bis zu 30 bar bei Temperaturen von 50 bis 80 °C betreiben lassen. Die Wirkungsgrade können bei neuen Techniken bis zu 80 % erreichen [14]. Ein weiteres Verfahren zur Wasserspaltung ist die Hochtemperatur-Thermolyse, die allerdings nicht kommerziell verfügbar ist [36, 37].

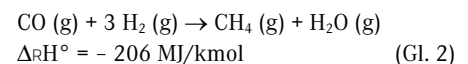
Die alkalische Elektrolyse ist die am häufigsten eingesetzte Technik. Dabei werden Anode und Kathode durch ein für OH-Ionen durchlässiges Diaphragma getrennt. Als Elektrolyt dient eine KOH-Lösung. Die PEM-Elektrolyse findet bisher nur im kleinen Maßstab Verwendung. Als Elektrolyt wird eine H<sup>+</sup>-leitende Feststoff-Membran aus Kunststoff eingesetzt. Die spezifischen Kosten liegen zurzeit wesentlich höher als bei der alkalischen Elektrolyse. Die Standzeiten und die Lebensdauer weisen noch Verbesserungspotenzial auf, wobei Erfahrungen aus der Weiterentwicklung der PEM-Brennstoffzelle einfließen können [38 – 40].

Bei der Nutzung von stark schwankendem Strom aus Sonnen- und Windenergie werden hohe Anforderungen an eine zeitlich und mengenmäßig flexible Betriebsweise von Elektrolyseanlagen gestellt. Weiter sollte H<sub>2</sub> für die Netzeinspeisung sowie für eine ggfs. nötige Methanisierung am Besten bei Drücken von mehr als 10 bis 30 bar verfügbar sein. Diese Anforderungen könnte der PEM-Elektrolyseur erfüllen, da er u. a. aufgrund seines Feststoff-Elektrolyten einen einfachen Aufbau hat, der eine bessere Anpassung auf höhere Drücke ermöglicht. Auch könnte

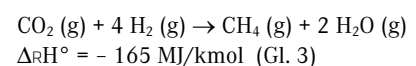
das PEM-Verfahren u. a. wegen seiner peripheren Technik (etwa für die Wasser- und Gasreinigung) auf schnelle Lastwechsel flexibel reagieren [14, 38].

## 6. Methanisierung

Falls bei der Einspeisung von Wasserstoff in die Erdgasleitungen die durch das DVGW-Arbeitsblatt G 260 vorgegebenen Grenzen erreicht werden, ist bei einer Verfügbarkeit von darüber hinausgehendem Überschussstrom eine Methanisierung des Wasserstoffs erforderlich [41 – 49]; Methan kann ohne Einschränkungen in beliebig großen Anteilen ins Gasnetz eingespeist werden. Allerdings ist damit ein beträchtlicher Mehraufwand sowie ein Rückgang des Gesamtwirkungsgrades verbunden. Nachteilig ist, dass die beiden infrage kommenden Methanisierungsreaktionen stark exotherm sind: Bei der CO-Methanisierung aus einem Synthesegas mit Kohlenmonoxid und Wasserstoff als Komponenten (Gl. 2) beträgt die molare Reaktionsenthalpie  $\Delta_{\text{RH}}^\circ = - 206 \text{ MJ/kmol}$ :

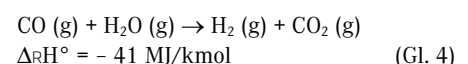


Wird die CO<sub>2</sub>-Methanisierung aus einem Synthesegas mit Kohlendioxid und Wasserstoff als Komponenten betrachtet (Gl. 3), so beträgt die molare Reaktionsenthalpie  $\Delta_{\text{RH}}^\circ = - 165 \text{ MJ/kmol}$ :



Die CO-Methanisierungsreaktion benötigt einen Feststoff-Katalysator z. B. mit Nickel. Nickelkatalysatoren setzen eine hohe Reinheit des Gases hinsichtlich Schwefelverbindungen und Sauerstoff voraus und erfordern Temperaturen von mindestens 200 bis 220 °C.

Die CO-Methanisierung kann als Kombination der CO-Konvertierung (Gl. 4) und der CO<sub>2</sub>-Methanisierung (Gl. 3) aufgefasst werden. Bei der CO-Konvertierungsreaktion (Gl. 4) wird eine molare Reaktionsenthalpie von  $\Delta_{\text{RH}}^\circ = - 41 \text{ MJ/kmol}$  frei:



Methanisierungsverfahren wurden in den 1970er Jahren zur Gewinnung von Methan bzw. SNG aus Synthesegasen auf Kohlebasis entwickelt. Inzwischen stehen auch Synthesegase aus Feststoff-Biomasse (Holz) im Blickpunkt. Die seit den 1970er Jahren bis heute entwickelten Verfahren und Anla-

gentechiken (vgl. z. B. Bild 6) können gemäß [14] in der folgenden Weise eingeteilt werden:

- 2-Phasen-Systeme (Einsatzstoffe gasförmig, Katalysator fest) mit Festbettreaktor oder Wirbelschichtreaktor (Stand der Technik) oder mit beschichteten Waben (großtechnische Einsetzbarkeit noch nicht gegeben)
- 3-Phasen-System (Einsatzstoffe gasförmig, Wärmeträgermedium flüssig, Katalysator fest): mit Blasensäulen-Reaktor (Stand der Technik)

Dabei ist die Abfuhr der hohen molaren Reaktionsenthalpie von Bedeutung. Bei den 2-Phasen-Systemen mit Festbett-Reaktoren sind mehrere Reaktoren hintereinander geschaltet und zwischen den Reaktoren Wärmeübertrager zur isobaren Kühlung verwirklicht. Je nach Verfahren werden 2 bis 6 Stufen mit teilweise komplizierten Anlagenschaltungen eingesetzt. Bei den 2-Phasen-Systemen mit Wirbelschichtreaktor ist nur ein Reaktor notwendig; damit ist ein einfacherer Aufbau gegeben. Nachteilig sind die begrenzten Standzeiten des Katalysators. Bei einem weiteren Methanisierungsverfahren ist die Verwendung von metallischen Wabenstrukturen im Zwei-Phasen-System vorgesehen [28, 29]; der Nachweis der großtechnischen Einsetzbarkeit ist noch nicht erbracht.

Zweiphasige Reaktorkonzepte haben gemäß [14] den Nachteil, dass ein effizienter Betrieb nur dann möglich ist, wenn ein ausreichender Gasstrom der Einsatzstoffe verfügbar ist. Bei einer Unterbrechung des aus dem Elektrolyseur kommenden  $H_2$ -Stroms – wie dies bei zeitlich schwankenden Mengen an Überschussstrom für die Elektrolyse zu erwarten ist – kühlt der Reaktor rasch ab, und es ist der Reaktor durch Nachheizung wieder auf Betriebstemperatur zu erwärmen.

Dieser Nachteil wird gemäß [14] beim 3-Phasen-System mit einem flüssigen Wärmeträgermedium vermieden: Dort wird der Feststoff-Katalysator in einem mineralischen Öl aufgeschwemmt und durch die aufsteigenden Gasblasen fluidisiert. Das Verfahren wurde 1976 patentiert [48]. Das Konzept wird derzeit von einer DVGW-Forschungsstelle weiterentwickelt. Dabei stehen die Modularität und das Teillastverhalten im Blickpunkt [49].

## 7. Standort-Analysen: Erfordernisse und Rahmenbedingungen an den Gas-Einspeisepunkten

Die spezifischen Investitions- und Betriebskosten von Elektrolyseuren und ggfs. erforderlichen Methanisierungsanlagen hängen stark von den Anlagengrößen ab. Dies spricht dafür, Anlagen von zumindest 100 MW<sub>el</sub> bis einigen hundert MW<sub>el</sub> an ausgewählten Standorten vorzusehen [31]; dagegen erscheinen viele kleine, dezentral eingesetzte Anlagen aus wirtschaftlicher Sicht nicht zielführend. Ein optimaler Standort sollte die folgenden Randbedingungen aufweisen [31]:

- Zugang zum elektrischen Hoch- bzw. Höchstspannungsnetz
- Umfeld mit vielen Anlagen zur Stromerzeugung aus Windkraft bzw. Solarenergie
- Zugang zu einem Gas-Hochdrucknetz mit großem Gasvolumenstrom und gleichmäßig hoher Auslastung
- Zugang zu einem Wassernetz (im Bestfall zu einem Fernwassernetz mit hohem Durchfluss)
- Verfügbarkeit von CO<sub>2</sub> aus regenerativen Quellen (z. B. aus Biogasanlagen) oder ggfs. aus nichtregenerativen Quellen (konventionelle Wärmekraftwerke, Industrieanlagen mit CO<sub>2</sub>-Emissionen)
- Verwertbarkeit von Abwärme aus der Elektrolyse
- Benachbarte technische Großanlagen oder Siedlungen mit Bedarf an Prozesswärme oder Heizwärme aus der Methanisierung

- Benachbarte technische Großanlagen mit Bedarf an elektrolytisch erzeugtem Sauerstoff
- Benachbarte technische Großanlagen oder Siedlungen mit Bedarf an speziellen Prozessgasen z. B. zur Eigenstromerzeugung und/oder Wärmeerzeugung

Es wird nicht möglich sein, Standorte zu finden, die allen genannten Kriterien entsprechen können. Erste Untersuchungen hierzu sind in [31, 50, 51] ausgewiesen.

In [22] sind Standortanalysen dargestellt, die durch vier verschiedene Rahmenbedingungen z. B. hinsichtlich der Verfügbarkeit elektrischer Überschussenergie, den Gaseinspeisemöglichkeiten und den dabei erreichbaren jährlichen Volllastbenutzungsstunden der Anlagentechniken gekennzeichnet sind. Dabei wird nicht von einer örtlich möglichen Wärme- und Sauerstoffnutzung ausgegangen:

1. Standort in Norddeutschland mit Verbund von mehreren Windkraftparks; Einspeisung des erzeugten Gases in eine regionale Gastransportleitung mit geringem jahrestypischem Erdgaslastfluss
2. Standort in Norddeutschland mit Verbund von mehreren großen Windkraftparks; Einspeisung des erzeugten Gases in eine überregionale Gastransportleitung mit einem hohen, stark schwankenden Erdgaslastfluss
3. Standort in Nordostdeutschland mit einigen Windkraftanlagen; Einspeisung des erzeugten Gases in eine regionale Gastransportleitung mit einem geringen jahrestypischen Erdgaslastfluss
4. Standort in Südwestdeutschland mit mehreren Photovoltaikanlagen; Einspeisung des erzeugten Gases in ein regionales Gasverteilnetz

Die Ergebnisse weisen aus, dass am Standort 1 eine Methaneinspeisung und an den Standorten 2 und 4 eine Wasserstoffeinspeisung sinnvoll wäre. Beim Standort 3 wäre wegen zu geringen jährlichen Volllastbenutzungsstunden keine sinnvolle Lösung möglich.

Eine Wirtschaftlichkeitsbetrachtung zeigt entsprechend [22] – bei einer Bewertung von 5 Ct/kWh des eingesetzten Überschussstroms – spezifische Kosten der Gaserzeugung auf, die bei 1200 jährlichen Volllast-



Bild 7: Power-to-Gas-Anlage RH2-WKA in Grapzow [56].

benutzungsstunden zwischen etwa 28,2 und 93,9 Ct/kWh und bei 7000 jährlichen Volllastbenutzungsstunden zwischen rund 13 und 26 Ct/kWh liegen würden. Diese Ergebnisse verdeutlichen, dass für die vier betrachteten Fälle aus heutiger Sicht keine wirtschaftlichen Voraussetzungen für Power-to-Gas-Systeme gegeben sind. Gemäß [22] könnte jedoch im Falle einer erfolgreichen Markteinführung bei den eingesetzten Techniken noch mit größeren Kostensenkungspotenzialen gerechnet werden.

## 8. Pilotprojekte

Zur Erforschung und Entwicklung der Power-to-Gas-Techniken sind inzwischen verschiedene Test- bzw. Pilotanlagen – sowie bereits eine Anlage nach industriellem Maßstab – in Betrieb oder in Planung. Auf einige dieser Anlagen wird im Folgenden kurz eingegangen [52 - 54]:

Die „SolarFuel Alpha-Anlage“ ging im Jahr 2009 in Stuttgart in Betrieb [54]. Sie erzeugte bis zu 25 Nm<sup>3</sup> Methan je Tag. Eine zweite Testanlage mit einer Methan-Erzeugungsleistung von 300 Nm<sup>3</sup> je Tag nahm dort 2012 den Betrieb auf. Betreiber der Anlagen ist der Anlagenbauer Etogas GmbH (früher Solarfuel), unterstützt durch das Fraunhofer IWES und das Zentrum für Solarenergie- und Wasserstoffforschung (ZSW).

2011 wurde das Hybridkraftwerk der Firma Enertrag AG in Wittenhof bei Prenzlau (Brandenburg) in Betrieb genommen [54]. Mit einem 500 kW-Druckelektrolyseur (alkalisch) werden rund 120 Nm<sup>3</sup>/h H<sub>2</sub> gewonnen. Zu dessen Zwischenspeicherung sind Gasspeicher vorhanden. Die Anlage kombiniert Windpark, Elektrolyseur, Biogasanlage, Blockheizkraftwerk und H<sub>2</sub>-Tankstelle. Eine Methanisierung von H<sub>2</sub> erfolgt nicht. Ziel der Anlage ist u. a. der Nachweis, dass die Stromerzeugung an den wechselnden Strombedarf im Netz angepasst werden kann, um eine an der Nachfrage orientierte Vermarktung von Strom aus erneuerbaren Energien und dessen Einsatz als Regelenergie zu ermöglichen.

Der Windpark „RH2-Werder/Kessin/Altenreptow“ (RH2-WKA) ist ein landgestützter Windkraftpark mit einer elektrischen Leistung von maximal 140 MW in der Gemeinde Grapzow (Mecklenburg-Vorpommern) (Bild 7). Sie verfügt seit 2011 über eine integrierte Wasserstoff-Erzeugungsanlage und ein kleines Blockheizkraftwerk. Ziel von RH2-WKA ist die Konzeption und der Betrieb eines Windparks als so genanntes „Regeneratives Regelkraftwerk“ zur opti-



Bild 8: Power-to-Gas-Anlage der E.ON in Falkenhagen [58].

mierten Netzintegration von erneuerbaren Energien. Dieses Wind-Wasserstoff-System mit einer Strom-Einspeiseleistung von 500 kW und einer H<sub>2</sub>-Erzeugungsleistung von 120 Nm<sup>3</sup>/h speichert diskontinuierlichen Windstrom und kann diesen zu einem späteren Zeitpunkt bedarfsorientiert wieder zurückspeisen [54].

Seit 2013 wird die „SolarFuel Beta-Anlage“ im Rahmen des „g-tron“-Projektes der Audi AG in Werlte im Emsland betrieben, die von der Firma Etogas GmbH errichtet wurde (Bilder 1, 5 und 6). Die Anlage soll eine CO<sub>2</sub>-neutrale Mobilität nachweisen. Hierzu wird überschüssiger Strom aus seegestützten Windkraftanlagen zur Erzeugung von H<sub>2</sub> über drei Alkali-Elektrolyseure genutzt. In einem Rohrbündel-Festbettreaktor wird aus H<sub>2</sub> und CO<sub>2</sub> synthetisches Methan erzeugt, das ins Gasnetz eingespeist wird. Nutzer von Erdgas-Kraftfahrzeugen können ab 2014 an Erdgastankstellen das so genannte „e-Gas“ erwerben. Die Lieferung des für die Methanisierung erforderlichen CO<sub>2</sub> erfolgt aus einer Biogasanlage. Die Anlage stellt mit 6,3 MW elektrischer Anschlussleistung und einer CH<sub>4</sub>-Erzeugung von rund 3.900 Nm<sup>3</sup>/h die erste größere Anlage dar. Der angestrebte Wirkungsgrad beträgt etwa 54 % [25, 54].

Die E.ON AG betreibt seit 2013 eine Pilotanlage in Falkenhagen (Brandenburg) (Bild 8). Die Anlage gewinnt aus Strom mittels Alkali-Elektrolyse rund 360 Nm<sup>3</sup>/h H<sub>2</sub>, der als Beimischkomponente ins Erdgasnetz eingespeist wird. Der Standort Falkenhagen

wurde u. a. wegen der nahe gelegenen Strom- und Gasinfrastruktur sowie wegen des günstigen Windangebots im umliegenden Gebiet gewählt [54].

Die RWE Power AG betreibt an ihrem Braunkohle-Kraftwerksstandort Niederaußen eine Anlage zur Methanisierung von Wasserstoff. Dort werden betriebstechnische Fragen untersucht [54]. Das Projekt steht in Verbindung mit einer weiteren Power-to-Gas-Initiative, die unter der Bezeichnung „CO<sub>2</sub>-rrect“ von 15 Partnern aus der chemischen Industrie, der Energiewirtschaft und der Wissenschaft getragen wird.

Die RWE Deutschland AG errichtet in Ibbenbüren eine Power-to-Gas-Demonstrationsanlage mit einer elektrischen Leistung von 100 kW, womit eine PEM-Elektrolysetechnik der Firma Ceram Hyd getestet wird. Der erzeugte Wasserstoff wird ins RWE-Gasnetz eingespeist und kann bei Bedarf unter Ausnutzung von Kraft-Wärme-Kopplung wieder rückverstromt werden. Ziel ist der Nachweis, dass diese Technik die Leistungsgradienten bei der Stromerzeugung aus Wind und Photovoltaik im teilweise intermittierenden Betrieb abfahren kann und somit zur Systemintegration der regenerativen Stromerzeugung beiträgt [54].



## 9. Quellen

- [1]: Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU): 100 Prozent Klimaschutz – Die Nationale Klimaschutzinitiative des Bundesumweltministeriums. Berlin 2013.
- [2]: Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU): Die Energiewende Zukunft made in Germany. Berlin 2012.
- [3]: Nitsch et al.: Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global. Bericht zur Leitstudie im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU), DLR Stuttgart, Fraunhofer-IWES Kassel, IFNE Teltow. Berlin 2012. <http://www.erneuerbare-energien.de>
- [4]: Bundesministerium für Wirtschaft (BMWi), Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU); Energiekonzept – Neun Punkte für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung; Entwurf erstellt auf Basis der Studie „Energieszenarien für ein Energiekonzept der Bundesregierung“ durchgeführt durch Prognos AG, Energiewirtschaftliches Institut (EWI) und Gesellschaft für Wirtschaftliche Strukturforchung mbH (GWS); September 2010.
- [5]: Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen (AGEB): Energieverbrauch in Deutschland. <http://www.ag-energiebilanzen.de/>
- [6]: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi): Energie in Deutschland – Trends und Hintergründe zur Energieversorgung. Berlin 2013. <http://www.bmwi.de/>
- [7]: Internationale Energie-Agentur (International Energy Agency IEA): World Energy Outlook 21013. Paris 2013. <http://www.worldenergyoutlook.org/publications/weo-2013/>
- [8]: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie: Zahlen und Fakten – Energiedaten. Gesamtausgabe Berlin 2013. <http://www.bmwi.de/>
- [9]: Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (BDEW): Energiemarkt Deutschland – Zahlen und Fakten zur Gas-, Strom- und Fernwärmeversorgung; 2013.
- [10]: Fraunhofer IWES; Abschlussbericht: Dynamische Simulation der Stromversorgung in Deutschland nach dem Ausbauszenario der Erneuerbaren-Energien-Branche; Dezember 2009.
- [11]: Bundesverband Erneuerbare Energien (BEE): Strom-Ausbauprognoze der Erneuerbare-Energien-Branche: Stromversorgung 2020 – Wege in eine moderne Energiewirtschaft. 2009.
- [12]: Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU): Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau erneuerbarer Energien in Deutschland – Leitszenario. Berlin 2009.
- [13]: Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU): Energieziel 2050: 100 % Strom aus erneuerbaren Quellen. Berlin 2010.
- [14]: Bajohr, Siegfried; Götz, Manuel; Graf, Frank; Ortloff, Felix: Speicherung von regenerativ erzeugter elektrischer Energie in der Erdgasinfrastruktur. gfw-Gas Erdgas 4/2011, S. 200/208.
- [15]: Hankeln, Christoph: Gasspeicher – ihre Rolle heute und in Zukunft. Energie wasser-praxis 9/2013, S. 8/12.
- [16]: Sedlacek, R.: Untertage-Gasspeicherung in Deutschland; Erdöl Erdgas Kohle, Heft 11, (2010) – S. 394–403.
- [17]: Forschungsinitiative Energiespeicher mehrerer Bundesministerien: <http://www.erneuerbare-energien.de/die-themen/forschung/forschungsinitiative-energiespeicher/>
- [18]: Berger, Harald: Möglichkeiten und Kosten der Speicherung eines Überangebots von erneuerbaren Energien am Beispiel eines Netzgebietes. Masterarbeit in der Fakultät Gebäude Energie Umwelt der Hochschule Esslingen. Esslingen 2013.
- [19]: Ter-Gazarian, A.: Energy Storage for Power Systems; Stevenage: Peter Peregrinus Ltd., Norwich, NY: Kovel, 1994.
- [20]: Tamme, R.: Speichertechnologien für erneuerbare Energien – Voraussetzung für eine nachhaltige Energieversorgung; Forschungsverbund Sonnenenergie FVS, Themen 2006.
- [21]: Sachverständigenrat für Umweltfragen (SRU); Sondergutachten – Wege zur 100 % erneuerbaren Stromversorgung; 2011.
- [22]: Müller-Syring, Gert; Henel, Marco; Köppel, Wolfgang; Mlaker, Herwig; Sterner, Michael; Höcher, Thomas: Entwicklung von modularen Konzepten zur Erzeugung, Speicherung und Einspeisung von Wasserstoff und Methan ins Erdgasnetz. Deutscher Verein des Gas- und Wasserfachs e.V., Bonn 2013.
- [23]: Hüttenrauch, J.; Müller-Syring, G.: Zumischung von Wasserstoff zum Erdgas; energie wasser-praxis, 10/2010, S. 68/71.
- [24]: Cerbe, Günter; Dehli, Martin; Kätelhön, Jan Eibe; Kleiber, Torsten; Kuck, Jürgen; Lendt, Benno; Mischner, Jens; Mundus, Bernhard; Pietsch, Hartmut; Spohn, Dietmar; Thielen, Walter: Grundlagen der Gastechnik. 7., vollständig neu bearbeitete Auflage. Carl Hanser Verlag, München Wien 2008.
- [25]: Rieke, Stephan: Erste industrielle Power-to-Gas-Anlage mit 6 Megawatt. Gwf-Gas Erdgas 9/2013, S. 660/664.
- [26]: Keles, Sanem: Effiziente Einbindung von Erneuerbaren Energien durch das Power-to-Gas Konzept – Betrachtung von Technologie, Marktumfeld und wirtschaftlichen Potenzialen. Diplomarbeit an der Technischen Universität Darmstadt. Darmstadt 2012.
- [27]: DVGW Technische Regel Arbeitsblatt DVGW G 260. Nutzung von Gasen in der öffentlichen Gasversorgung. Deutscher Verein des Gas- und Wasserfachs e.V., Bonn 2008.
- [28]: Sterner, M.; Jentsch, M.; Holzhammer, U.: Energieökonomische und ökologische Bewertung eines Windgas-Angebotes. Im Auftrag von: Greenpeace Energy e.G., Fraunhofer IWES, Kassel 2011.
- [29]: Wietschel, M.: Welche Rolle spielt die Speicherung erneuerbarer Energien im zukünftigen Energiesystem?. Fachvortrag im Rahmen der Veranstaltung „ETP Energy Innovation Day Windgas“, Berlin 13.03.2012: Fraunhofer ISI, 2012.
- [30]: Müller-Syring, G./ Henel, M.: Power-to-Gas: Konzepte, Kosten, Potenziale. Fachvortrag im Rahmen der Veranstaltung „DBI Fachforum: Energiespeicherkonzepte und Wasserstoff“, 13.09.2011, Berlin. DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH, 2011.
- [31]: Schmücker, Arnd; Danker, Christian; Raß, Nicolai; Sandmann, Wilko; Tschirner, Inga; Wolf, Marcus: Power to Gas – Beitrag der Ferngasnetze zur Energiewende. Information des Unternehmens Open Grid Europe. energie wasser-praxis 9/2013, S. 179/182.
- [32]: Bundesministerium für Wirtschaft (BMWi): Plattform „Zukunftsfähige Netze“ (Hinweis auf den Netzentwicklungsplan Gas). Berlin 2012.
- [33]: DVGW Technische Regel – Arbeitsblatt DVGW G 262 (A) – Nutzung von Gasen aus regenerativen Quellen in der öffentlichen Gasversorgung. Deutscher Verein des Gas- und Wasserfachs e.V., Bonn 2011.
- [34]: Sturm, Hannes; Suhr, Jan; Zajc, Achim: Gasbeschaffheitsmessung von neuen Erdgasqualitäten – Einspeisung von wasserstoffhaltigen Gasen. gwf-Gas Erdgas 9/2013, S. 684/687.
- [35]: Fleischmann, Bernhard: Einfluss von Gasbeschaffheitsänderungen auf industrielle Prozessfeuerungen am Beispiel der Glasindustrie. energie wasser-praxis 9/2013, S. 158/161.
- [36]: Haussinger, P. et al.: Hydrogen; Ullmann's Encyclopedia of Industrial Chemistry: Electronic Release 2007.
- [37]: Pregger, T. et al.: Perspektiven solarthermischer Verfahren zur Wasserstoffherzeugung; Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V. (DLR), Stuttgart, 2008.
- [38]: Smolinka, T.: Wasserstoff aus Elektrolyse – ein technologischer Vergleich der alkalischen und PEM-Wasserelektrolyse; FVS Workshop 2007.
- [39]: Wenske, M.: Wasserstoff – Herstellung per Elektrolyse; Vortrag „REGWA“ FH Stralsund, 06.11.2008; Enertrag AG, 2008.
- [40]: Brinner, A.; Hug, W.: Dezentrale Herstellung von Wasserstoff durch Elektrolyse; Vortrag; Institut für Fahrzeugkonzepte des DLR, Stuttgart; Hydrotechnik GmbH, Karlsruhe; 2002.
- [41]: Informationen des Zentrums für Sonnenenergie- und Wasserstoffforschung Baden-Württemberg zu – im Rahmen des Verbundprojekts „Power to Gas“ geförderten – Forschungsarbeiten. Stuttgart 2013.
- [42]: Deutsche EnergieAgentur GmbH (dena) Energiesysteme und Energiedienstleistungen: Integration erneuerbaren Stroms in das Erdgasnetz. Power to Gas – eine innovative Systemlösung für die Energieversorgung von morgen entwickeln. Berlin 2012.
- [43]: Liese, Torsten: Erfahrungen und Ergebnisse aus dem RWE Power-to-Gas-Projekt am Standort Nieder-österreich. RWE Power AG, Essen. Vortrag auf der Gasfachlichen Aussprachetagung (gat), Nürnberg 2013.
- [44]: Kopyscinski, J.: Production of synthetic natural gas (SNG) from coal and dry biomass – A technology review from 1950 to 2009. Paul Scherrer Institut; Fuel, 89 (2010) 8, S. 1763–1783.
- [45]: Eisenlohr et al., Fuels ACS. Div Preprints 1–9. 1974.
- [46]: Henrich et al.: Potential von katalysatorbeschichteten „strukturierten Packungen“ für die Methanisierung biomassestämmiger Synthesegase; DVGW-Forschungsstelle am Engler-Bunte-Institut, DGMM-Tagungsbericht „Energetische Nutzung von Biomasse“, ISBN 978-3-936418-80-4, 2008.
- [47]: Bajohr, S.; Henrich, T.: Entwicklung eines Verfahrens zur Methanisierung von biomassestämmigem Synthesegas in Wabenkatalysatoren; DVGW-Forschungsstelle am Engler-Bunte-Institut, gfw-Gas Erdgas 150, 2009.
- [48]: Alper, S. B.; Sherwin, M. B.; Cochran, N. P.: United States Patent 3,989,734. 2. November 1976.
- [49]: Bajohr, Siegfried: Aktuelle Entwicklungen auf dem Gebiet der Methanisierung. DVGW-Forschungsstelle am Engler-Bunte-Institut des Karlsruher Instituts für Technologie (KIT). Vortrag auf der Gasfachlichen Aussprachetagung (gat), Nürnberg 2013.
- [50]: Stademann, Arnd: Einspeisung von Wasserstoff ins Gasnetz – Sicht der Gasnetzbetreiber. Ontras VHG Gastransport GmbH, Leipzig. Vortrag auf der Gasfachlichen Aussprachetagung (gat), Nürnberg 2013.
- [51]: Müller-Syring, Gert: Energiespeicherkonzepte mit Power-to-Gas – eine technoökonomische Bewertung. DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH, Leipzig. Vortrag auf der Gasfachlichen Aussprachetagung (gat), Nürnberg 2013.
- [52] Projekte des Leuchtturms Wind-Wasserstoff-Kopplung der Bundesregierung. Berlin 2014. <http://www.erneuerbare-energien.de/die-themen/forschung/forschungsinitiative-energiespeicher>
- [53]: dena Strategieplattform Power-to-Gas: <http://www.powertogas.info/>
- [54] Strategieplattform Power to Gas: <http://www.powertogas.info/strategieplattform/strategieplattform.htm>



# IKZ<sup>®</sup> HAUSTECHNIK



**Neuaufgabe unter  
Berücksichtigung der  
zweiten Novelle der  
Trinkwasserverordnung!**



## Keine Kompromisse beim Trinkwasser!

---

**Trinkwassernovelle • Forschung und Lehre • Praxiswissen  
Planung • Installationstechnik • Marktübersicht • Produkte**

---

Das Sonderheft zum Thema Trinkwasserhygiene 2013 sollte in keinem Haustechnik-Fachbetrieb fehlen. 132 Seiten stark! Sichern Sie sich Ihr persönliches Exemplar (Einzelpreis € 10,- inkl. MwSt. inkl. Versand)!

Heftbestellungen bitte schriftlich an: [leserservice@strobel-verlag.de](mailto:leserservice@strobel-verlag.de)

Kontakt für Rückfragen: Eva Lukowski, Tel. 02931 8900-54



STROBEL VERLAG GmbH & Co KG  
Zur Feldmühle 9-11  
59821 Arnsberg  
Tel. 02931 8900 0  
Fax 02931 8900 38  
[www.strobel-verlag.de](http://www.strobel-verlag.de)

Besser informiert.