

> POWER TO GAS

Chancen und Risiken für kommunale Unternehmen

IMPRESSUM

Herausgeber Verband kommunaler Unternehmen e.V. (VKU)
Invalidenstraße 91, 10115 Berlin
Fon: +49 30 58580-0, Fax +49 30 58580-100
www.vku.de, info@vku.de

Produktion VKU Verlag GmbH, Berlin/München
Invalidenstraße 91, 10115 Berlin
Fon: +49 30 58580-850, Fax +49 30 58580-6850
www.vku-verlag.de, info@vku-verlag.de

Fachliche
Ansprechpartner Isabel Orland
Fon: +49 30 58580-196, E-Mail: orland@vku.de

Rainer Stock
Fon: +49 30 58580-190, E-Mail: stock@vku.de

Gestaltung Jana Dimmey, Art Direction VKU Verlag, Berlin

Bildnachweis ITM-Power (Titel), Erich Westendarp/pixelio.de (Seite 6), ENERTRAG AG (Seite 12),
VKU/regentaucher.com (Seite 16), THÜGA AG (Seite 19), Rainer Sturm/pixelio.de (Seite 20),
ENERTRAG AG (Seite 26)

Die nachfolgenden Ausführungen sollen ohne Anspruch auf Vollständigkeit einen Überblick über die aus Sicht des VKU grundsätzlichen und typischen Sorgfaltspflichten vermitteln, die für kommunale Unternehmen in den einzelnen genannten Betätigungsfeldern prinzipiell relevant sind. Zugleich sollen sie als unverbindliche Orientierungshilfe die wesentlichen Grundsätze des Compliance-Managements in einer speziell auf kommunale Unternehmen zugeschnittenen Form erläutern; Rechts- und/oder Handlungspflichten werden dadurch mithin nicht begründet.

› INHALT

	Vorwort	4
01	Wenn's stürmt, wird Strom zu Wasserstoff Power to Gas als Antwort auf Schwankungen in der Energieerzeugung	7
02	Power to Gas in der Praxis Wirkungsgrade und Anlagensteuerung	13
03	Austauschgas ja, Zusatzgas nur bedingt Potenziale und Grenzen des deutschen Gasnetzes	17
04	Vom Gasnetz zum Verbraucher Märkte, Absatzmöglichkeiten und Investitionen	21
05	Smarte Speicherlösung aus einer Hand Power to Gas als Option für Mehrspartenunternehmen	27
	Abkürzungsverzeichnis / Glossar	30



Der Ausstoß von Treibhausgasemissionen bis 2050 soll in Deutschland gegenüber 1990 um mindestens 80 Prozent reduziert werden. Dazu soll der Anteil der erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung im Jahr 2050 auf mindestens 80 Prozent anwachsen und durch Steigerung der Energieeffizienz der Energieverbrauch um 50 Prozent reduziert werden.

Die Unterstützung der klima- und energiepolitischen Ziele der Bundesregierung und der damit einhergehende Transformationsprozess des Energiesystems ist für die Stadtwerke mit beachtlichen Herausforderungen verbunden: Elektrizität sowie Heiz- und Prozesswärme aus erneuerbaren Energieträgern können nicht immer verfügbar sein, da die daraus resultierende Energieerzeugung witterungsbedingten Verfügbarkeitschwankungen unterworfen ist.

Für eine sichere Energieversorgung braucht es darum zum einen ergänzende – konventionelle, vorzugsweise hocheffiziente, KWK-basierte – Erzeugungskapazitäten, die Wind- und Sonnenflauten abfangen können. Zum anderen ist eine dichte und stabile Netzinfrastruktur notwendig, über die vor allem off- und onshore produzierter Windstrom von der norddeutschen Küste und aus den windstarken ostdeutschen ländlichen Regionen in die industriellen Zentren West- und Süddeutschlands transportiert sowie über intelligent aus- und umgebaute Verteilnetze zu den Verbrauchern vor Ort gelangen kann.

Ohne ein zielgerichtetes Erzeugungs- und Lastmanagement, den Ausbau der Übertragungs- und Verteilnetze sowie deutlich ausgeweitete Speicherkapazitäten wird die Umstrukturierung des Energiesystems nicht zu erreichen sein.

Eine interessante und zukunftssträchtige Speicheroption stellt die Power-to-Gas-Technologie dar: Strom aus erneuerbaren Quellen wird in Wasserstoff oder synthetisches Erdgas umgewandelt.

Mithilfe von Power to Gas wird Strom aus erneuerbarer Erzeugung örtlich und zeitlich flexibel nutzbar gemacht. Einmal in der Gasinfrastruktur gespeichert, kann die Energie bei Bedarf in Kraftwerken zurückverstromt, als Brennstoff im Wärmemarkt oder auch als Kraftstoff in Erdgasfahrzeugen eingesetzt werden. Power to Gas kann damit einen wichtigen Beitrag zum Klimaschutz leisten und ist ein weiteres Instrument zur Flexibilisierung der Energieversorgung. Daneben ist mit weiteren Power-to-X-Konzepten, wie Power to Liquid, Power to Compression, Power to Heat oder Power to Chemicals, die Speicherung oder der direkte Einsatz von nicht bedarfsgerecht erzeugtem Strom in verschiedenen Anwendungspfaden möglich.

Derzeit sind Power-to-Gas-Anlagen wirtschaftlich nicht rentabel. Um den Übergang zum wirtschaftlichen Betrieb einer Anlage zu erreichen, bedarf es einerseits Fortschritten in der Forschung und Entwicklung der Anlagentechnik, andererseits aber auch Anpassungen des ordnungspolitischen Rahmens.

Für Stadtwerke kann Power to Gas eine attraktive Option sein, vor allem wenn Energieerzeugung, Strom- und Gasnetzbetrieb in kommunalen Händen liegen. Einige kommunale Unternehmen sind bereits dabei, Erfahrungen mit Power to Gas zu sammeln und Synergien im Querverbund zu heben – einige Praxisbeispiele finden Sie in der vorliegenden Broschüre.

Power to Gas kann im „Zeitalter der Erneuerbaren“ und auf dem Weg in die „Dekarbonisierung“ der Energieversorgung einen wertvollen Beitrag zum Ausgleich von Erzeugungsschwankungen leisten. Es liegt an der Politik, dieses Potenzial durch geeignete Anreize zu erschließen.

Weitere Eindrücke zu den Entwicklungen am Speichermarkt können Sie auch dem VKU-Speicherleitfaden – Marktüberblick „Energiespeicher in der Kommunalwirtschaft“ entnehmen.

Michael Ebling
Präsident

Katherina Reiche
Hauptgeschäftsführerin



01



WENN'S STÜRMT, WIRD STROM ZU WASSERSTOFF

Power to Gas als Antwort auf Schwankungen in der Energieerzeugung

Wie funktioniert Power to Gas? Welche Standorte sind für Power-to-Gas-Anlagen besonders gut geeignet? Und ab wann könnte die Technologie systemrelevant werden?

Energie aus Sonne, Wind, Biomasse und Wasser – so lautet, kurz gesagt, das Ziel der deutschen Energiewende. Vor allem Windkraft- und Photovoltaikanlagen sollen Kohle- und Kernkraftwerke ersetzen. Die Neuausrichtung der Erzeugung bringt jedoch immense Herausforderungen mit sich, die über die reine Energiegewinnung weit hinausgehen. Während Kohle- oder Kernkraftwerke stetig Energie liefern, ist die Erzeugung aus erneuerbaren Quellen schwankend. Die Stromausbeute aus Windkraft und Sonnenenergie ist wetterabhängig – an windstillen Tagen ohne Sonne wird zu wenig Strom produziert, an Tagen mit Wind und Sonnenschein gibt es mehr Elektrizität, als von den Netzen aufgenommen und von Verbrauchern genutzt werden kann.

Im Zuge der Energiewende und der wachsenden Erzeugung aus erneuerbaren Quellen werden die Unterschiede zwischen Stromangebot und -nachfrage weiter bestehen – die Energieerzeugung wird weniger stetig und es gilt, Fluktuationen auszugleichen.

Fluktuationen ausgleichen...

Den Ausgleich soll der Strommarkt schaffen: Hier ergibt sich jederzeit im Verhältnis von Stromangebot und -nachfrage ein Strompreis. Bei Stromknappheit kommt es zu Preisspitzen, die ein Hochfahren von Erzeugungsanlagen anreizen sollen. So kann zum Beispiel ein modernes Gaskraftwerk für Ausgleich sorgen, wenn Wind- und Sonnenenergie fehlen, da es sich innerhalb von wenigen Minuten hochfahren lässt und damit deutlich flexibler reagiert als alte Anlagen. In Zeiten von Stromüberschuss sollen die sehr niedrigen Strompreise dann ein Herunterfahren von Erzeugungsanlagen bewirken.

Auch Verbraucher können ihren Beitrag leisten: Bei Stromknappheit schalten sie den flexiblen Teil ihres Verbrauchs ab, bei Stromüberschuss zu. Hier können intelligente Messeinrichtungen (Smart Meter) zum Beispiel darüber informieren, ob gerade zu viel oder zu wenig Strom erzeugt wird – und entsprechend kann etwa die Wärmepumpe dann eingeschaltet werden, wenn viel Wind- und Sonnenenergie zu einem Stromüberschuss führen.

Neben den technischen Voraussetzungen stehen und fallen diese Anreize mit der Preisspreizung am Markt. Häufig auftretende und hohe Preisunterschiede am Strommarkt fördern eine Flexibilisierung zum Ausgleich der Fluktuationen aber nur, wenn die Preisunterschiede die Verbraucher und Erzeuger auch erreichen und das marktorientierte Verhalten nicht durch Netzengpässe behindert wird.

... durch Ausbau der Übertragungsnetze

Eine Notwendigkeit, um den Schwankungen in der Erzeugung zu begegnen, ist die großräumige Verteilung des EE-Stroms. Hierzu müssen die Übertragungsnetze ausgebaut werden. Gäbe es mehr und leistungsstärkere dieser sogenannten Stromautobahnen, so könnte für den Norden überschüssig erzeugter Windstrom aus Offshore-Windparks in der Nordsee zum Beispiel nach Süddeutschland transportiert werden, wo es nach dem vollständigen Ausstieg aus der Kernenergie an Erzeugungskapazität zur Deckung des Verbrauchs mangeln wird.

Doch der Bau neuer Höchstspannungsleitungen ist ein längerfristiges Projekt. Obwohl der Gesetzgeber bereits mehrfach die Beschleunigung des Netzausbaus in Angriff genommen hat, liegt der Übertragungsnetzausbau weit hinter den Planungen zurück.

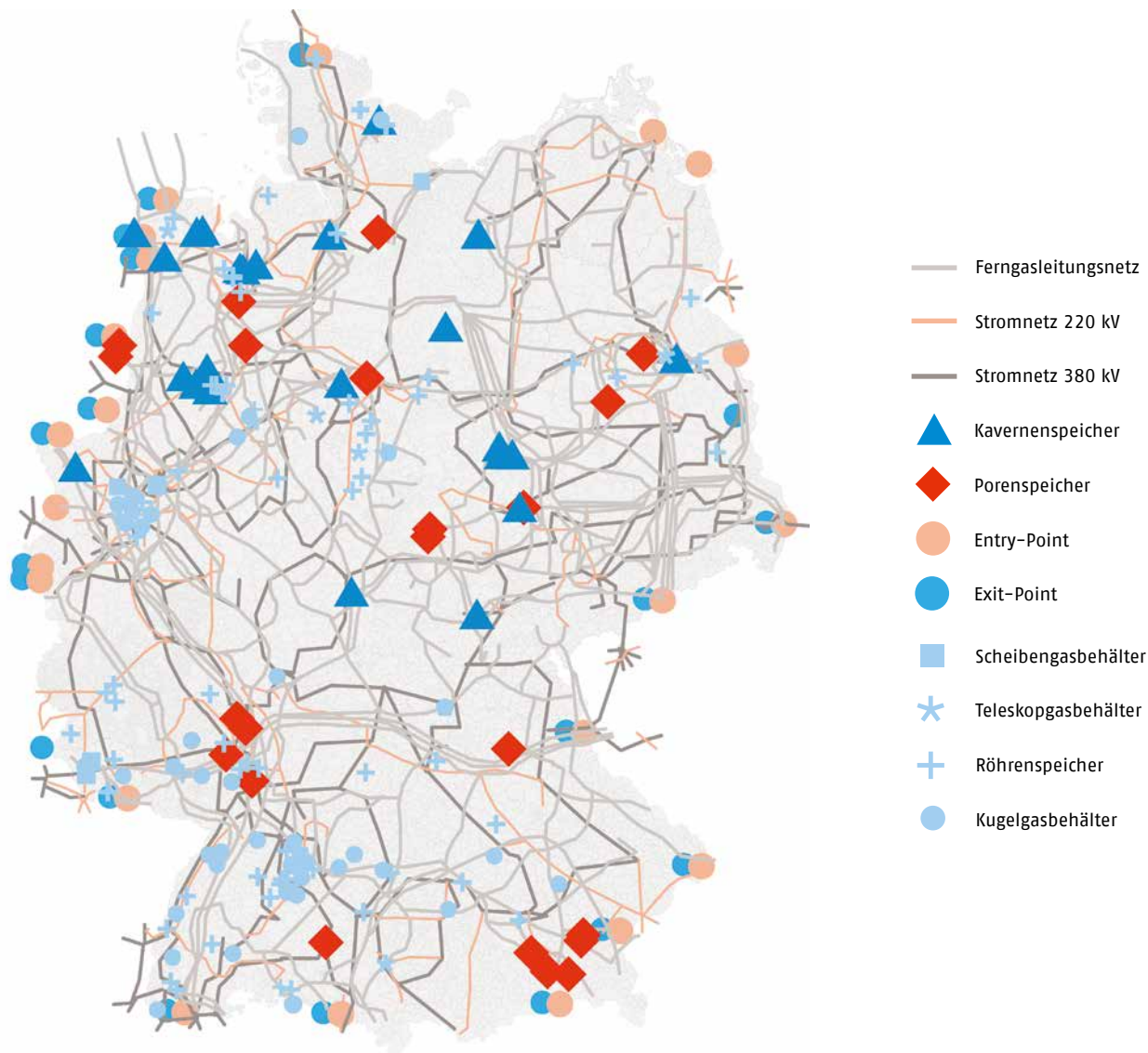
... durch Anpassungen in den Verteilnetzen

Die Dezentralisierung der Erzeugung auf die Hoch-, Mittel- und Niederspannungsebene erfordert aber vor allem Anpassungen in Verteilnetzen – immerhin speisen rund 97 Prozent der Erneuerbare-Energien-Anlagen in diese Netzebenen ein. Energie muss dort nicht mehr nur verteilt werden, sondern aufgenommen, integriert und – im Falle regional überschüssig erzeugten Stroms – in höhere Netzebenen abtransportiert werden. Hierzu sind Investitionen in die Infrastruktur, etwa für Kabel und Leitungen, regelbare Trafos und die Erneuerung von Ortsnetzstationen, erforderlich. Darüber hinaus erhalten zeitnahe Informationen über Netzzustände eine größere Bedeutung für die Netzsteuerung. Bei den Netznutzern entstehen mit Smart Metering große Datenmengen, die bewältigt werden müssen. Hier bedarf es einer Umgestaltung und Erneuerung der IT-Landschaft bei den Verteilnetzbetreibern. Wesentliche Trends sind demnach Ausbau von und Investitionen in IT und Infrastruktur und Investitionen in die Aus- und Fortbildung der Mitarbeiter zur Bewältigung der neuen Aufgaben.

... durch Erzeugungs- und Lastmanagement

Und auch der Aus- und Umbau auf allen Netzebenen reicht allein nicht aus: Die Stromnetze müssen durch den Einzug von Informations- und Kommunikationstechnologien in Verbindung mit Steuerungstechnik intelligenter werden. Denn auch nach erfolgtem Netzausbau können die volatile Stromeinspeisung aus Erneuerbare-Energien-Anlagen und der verstärkt marktorientierte Stromverbrauch zu Netzengpässen führen. Immer dann ist ein intelligentes Erzeugungs- und Lastmanagement erforderlich, je nachdem, wie es die Netzsituation gerade erfordert und die Region an Flexibilität hergibt.

SCHNITTSTELLEN VON STROM- UND GASNETZ SOWIE ERDGASSPEICHER IN DEUTSCHLAND



© DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH, Stand: Ende 2015

... und durch Speicherlösungen

Eine Lösung aber, die schon jetzt verfügbar ist, sind Speicher, die überschüssigen Wind- und Sonnenstrom aufnehmen und bei Bedarf wieder abgeben. In Batterien und Druckluftspeichern kann Strom für einige Tage vorgehalten werden. Soll Energie länger gespeichert werden, so ist dies durch Pumpspeicherkraftwerke, etwa in Österreich oder Skandinavien, in Form von Wärme (Power to Heat) oder – noch dauerhafter – durch die Umwand-

lung von Strom in speicherbares Gas (Power to Gas) möglich. Die Wahrnehmung von Power to Gas in der Öffentlichkeit ist noch recht diffus. Deswegen hat sich der VKU zusammen mit seinen Mitgliedsunternehmen und unter Verweis auf die einschlägige Fachliteratur mit den Chancen und Risiken dieser noch jungen Technologie ergebnisoffen auseinandergesetzt. Kommunalen Unternehmen bleibt nun die Aufgabe, vor dem Hintergrund ihrer konkreten Situation – beispielsweise durch Synergien im Querverbund – das Für und Wider von Power to Gas abzuwägen.

Wie kommt die Power ins Gas?

Power to Gas ermöglicht die chemische Speicherung von regional überschüssigem Strom. Die Technologie besteht darin, Strom in Wasserstoff oder – in einem zweiten Schritt – in synthetisches Erdgas umzuwandeln und das gewonnene Gas zu speichern oder zu transportieren. Mithilfe von Power to Gas kann Strom aus erneuerbarer Erzeugung also örtlich und zeitlich flexibel nutzbar gemacht werden.

Einmal im Gasnetz gespeichert, kann die Energie bei Bedarf in Kraftwerken zurückverstromt, als Brennstoff im Wärmemarkt oder auch als Kraftstoff in Erdgasfahrzeugen eingesetzt werden. Power to Gas kann durch diese Sektorkopplung mittelfristig einen wichtigen Beitrag zum Klimaschutz leisten und als Instrument zur Flexibilisierung unserer Energieversorgung dienen. Daneben ist mit weiteren Power-to-X-Konzepten, wie Power to Liquid, Power to Compression, Power to Heat oder Power to Chemicals, die Speicherung oder der direkte Einsatz von nicht bedarfsgerecht erzeugtem Strom in verschiedenen Anwendungspfaden möglich.

Power-to-Gas-Anlagen sind an manchen Standorten sinnvoller zu betreiben als an anderen. Die Deutschlandkarte auf Seite 9 bildet die Stromübertragungsnetze, die Gasfernleitungsnetze und ihre Schnittpunkte, sowie die Gasspeicher ab. Um die

Netze zu stabilisieren und die Versorgung flexibler zu machen, sind sie an Orten ideal, wo die Stromnetze stark belastet sind und die Gasnetze ausreichend Kapazitäten zur Aufnahme von Wasserstoff oder synthetischem Erdgas haben. Das ist beispielsweise in Norddeutschland der Fall, wo die Stromleitungen durch große Mengen an Windstrom stark belastet sind und gleichzeitig eine gute Gasnetzinfrastruktur vorhanden ist. Ein weiterer Faktor für die Standortauswahl ist eine technisch verfügbare CO₂-Quelle.

In der Praxis läuft die Umwandlung von Strom in Gas, die sogenannte Elektrolyse, wie folgt ab: Aus Strom wird mittels Wasserelektrolyse Wasserstoff gewonnen. Dieser Wasserstoff kann in begrenzter Konzentration ins vorhandene Erdgasnetz und dessen unterirdische Speicher eingespeist werden. Denkbar ist auch, Wasserstoff in Großspeichern wie Salzkavernen zwischenspeichern.

Alternativ kann der Wasserstoff auch durch Reaktion mit Kohlendioxid in synthetisches Erdgas (SNG) umgewandelt, also methanisiert werden. Das so gewonnene Gas kann – anders als Wasserstoff – zu 100 Prozent ins bestehende Erdgasnetz geleitet werden. Das benötigte Kohlendioxid kann aus Kraftwerken, der Industrie, Biogas-, Kläranlagen oder direkt aus der Umgebungsluft gewonnen werden.

PRENZLAU: ENERTRAG-HYBRIDKRAFTWERK LIEFERT BEDARFSGERECHTE ENERGIE

Das ENERTRAG-Hybridkraftwerk im brandenburgischen Prenzlau zielt darauf ab, die Machbarkeit einer sicheren und nachhaltigen Energieversorgung und Energiespeicherung mit einem Mix aus rein erneuerbaren Energiequellen im Praxistest nachzuweisen. Erstmals werden Wind, Wasserstoff und Biogas zu einem System vereint.

Der in drei Windenergieanlagen erzeugte Strom wird anteilig zur Herstellung von CO₂-freiem Wasserstoff eingesetzt und gespeichert. Für die Erzeugung des Wasserstoffs wird ein druckloser alkalischer Elektrolyseur eingesetzt. Der als Wasserstoff gespeicherte Strom wird in Zeiten von hoher Energienachfrage und wenig Wind in zwei Blockheizkraftwerken rückverstromt und versorgt zudem einen Teil des Nahwärmenetzes der Stadt Prenzlau. Der Wasserstoff wird dem Biogas mit einem Anteil von bis zu 30 Prozent beigemischt. Zusätzlich kann der hochreine Wasserstoff komprimiert für die Mobilität bereitgestellt werden. Die Einspei-

sung von Wasserstoff ins Erdgasnetz ist seit Dezember 2014 in Betrieb. Das Gasnetz nimmt nun den größten Anteil des grünen Wasserstoffs ab und liefert ihn als Windgas an Endverbraucher in ganz Deutschland.

Standort:

Prenzlau, Brandenburg

Projektpartner:

ENERTRAG AG, TOTAL Deutschland GmbH, Vattenfall Europe Innovation GmbH, Deutsche Bahn AG

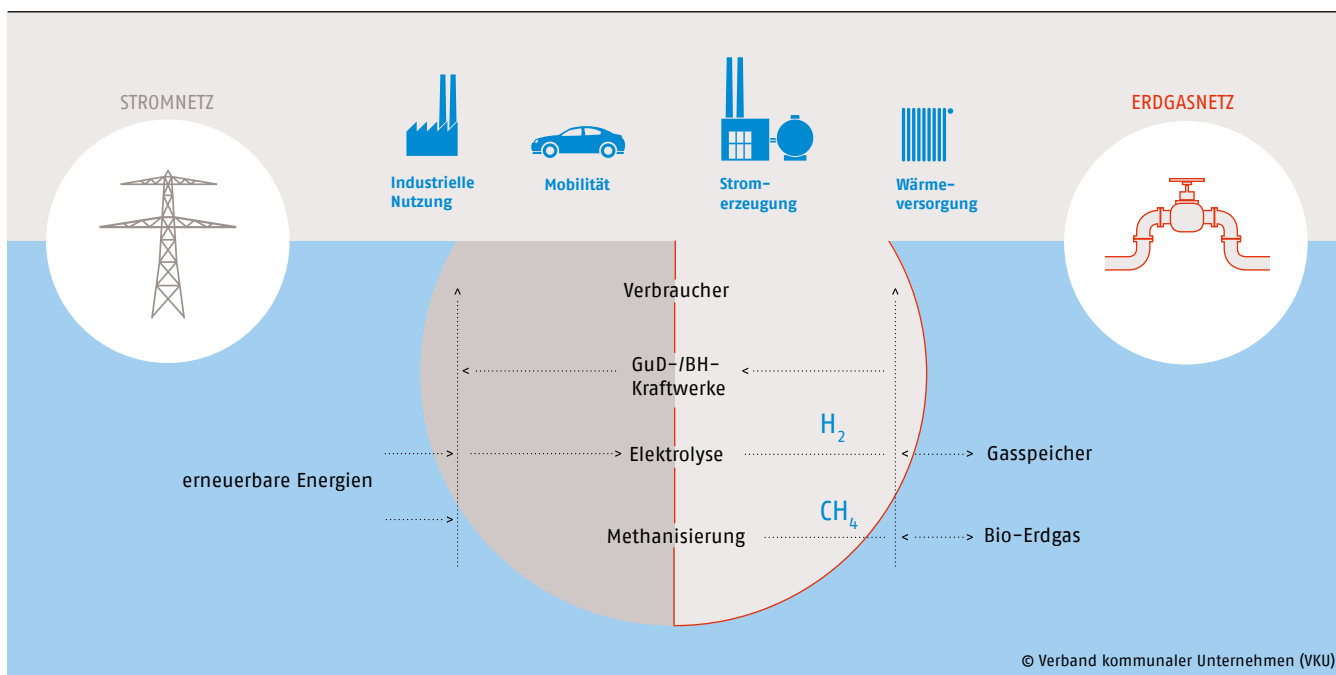
Inbetriebnahme:

Oktober 2011

Ansprechpartner:

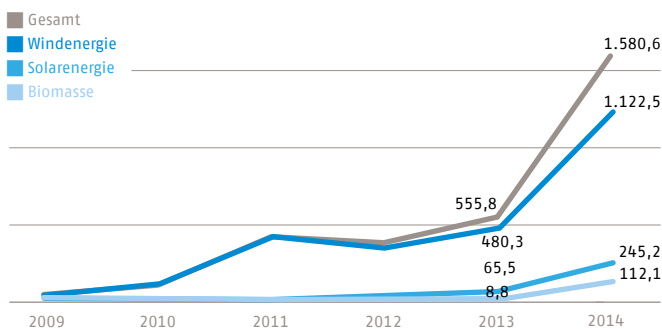
ENERTRAG AG, enertrag@enertrag.com

FUNKTIONSWEISE POWER TO GAS



Mit einem zunehmenden Anteil von EE-Strom steigt der Flexibilitätsbedarf und unter den derzeitigen Bedingungen der Anteil an „Überschussstrom“: Im Jahr 2014 konnten bereits 1.581 Gigawattstunden Strom aus erneuerbaren Energien nicht in das Stromnetz integriert werden und mussten im Rahmen des Einspeisemanagements abgeregelt werden. Das entspricht im Vergleich zum Vorjahr einer Verdreifachung und hat Kosten in Höhe von rund 187 Mio. Euro (2013: 44 Mio. Euro) verursacht. Die Ausfallarbeit kann sich perspektivisch noch deutlich erhöhen.

ENTWICKLUNG DER AUSFALLARBEIT (IN GWh)



Quelle: Monitoringbericht 2015 (BNetzA/BKartA) | © Verband kommunaler Unternehmen (VKU)

Einschlägige Studien gehen von einem Bedarf an Langfristspeichern für mehrere Tage oder Wochen bei einem Anteil von mindestens 60 bis 80 Prozent erneuerbarer Energien am Stromver-

brauch aus. Gemäß den Zielen der Bundesregierung wäre dies also etwa ab 2035 der Fall. Der Bedarf an Kurzzeitspeichern für die Bereitstellung von Systemdienstleistungen zur Stromnetzstabilisierung steigt dagegen deutlich früher.

Zudem könnten Ausgleichstechniken wie das Power-to-Gas-Konzept schon früher nachgefragt werden – dann nämlich, wenn eine der folgenden Situationen eintritt:

- Der bestehende Kraftwerkspark erweist sich als weniger flexibel als in den Studien angenommen, woraus sich zusätzliche Speicherbedarfe ergeben.
- Der tatsächliche Stromnetzausbau hinkt weiterhin dem Plan hinterher.
- Es treten zunehmend kritische Stromnetzsituationen auf, weil steigende Transportaufgaben und die Dezentralisierung der Energieerzeugung die Netze an den Rand ihrer Belastbarkeit bringen.
- Anlagen, die Energie aus erneuerbaren Quellen erzeugen, müssen immer häufiger abgeregelt werden, das heißt, Strom wird nicht produziert beziehungsweise eingespeist. Die Kosten für Ausfallarbeit, also die Entschädigungszahlungen der Netzbetreiber an die betroffenen Erzeuger, steigen deutlich an und belasten die Stromkunden zunehmend.
- Wenn in einem neuen Marktmodell EE-Anlagen gesicherte Leistung anbieten, das heißt, ein Teil des erzeugten Stroms etwa in Form von synthetischem Erdgas gespeichert wird und so in windarmen Zeiten zur Absicherung des Fahrplanes rückverstromt werden kann.





POWER TO GAS IN DER PRAXIS



Wirkungsgrade und Anlagensteuerung

Wie viel Energie bleibt trotz Umwandlung von Strom in Gas erhalten? Kann eine Power-to-Gas-Anlage nach Bedarf im wechselnden Betrieb laufen? Und welche Verfahren gibt es zur Elektrolyse?

Die Umwandlung von Strom in Gas und gegebenenfalls wieder in Strom durch das Power-to-Gas-Verfahren geht mit einem gewissen Energieverlust einher. Wird Strom in Gas umgewandelt, so kostet dies rund ein Drittel der Energie (Abbildung, Pfad A). Wird das Gas anschließend in Strom transformiert, so liegt der Wirkungsgrad bei rund 30 Prozent (Abbildung, Pfad B). Mit 50 Prozent wäre der Wirkungsgrad höher, wenn bei der Verstromung des Gases in Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen die entstehende Wärme genutzt wird (Abbildung, Pfad C).

Ein Einsatzfeld von Power to Gas liegt in der Verwendung von Strom aus erneuerbaren Quellen. Genau dies stellt eine Herausforderung dar, denn das schwankende Energieangebot führt dazu, dass eine Power-to-Gas-Anlage nicht im Dauerbetrieb laufen kann: Viel Sonne und Wind bedeuten Hochbetrieb, bei Dunkelflaute steht die Anlage still. Power-to-Gas-Anlagen müssen also flexibel gesteuert werden können: Elektrolyseure und Methanisierungsanlagen müssen auf einen intermittierenden,

das heißt nicht dauerhaften, Betrieb ausgerichtet sein und häufiges Hoch- und Herunterfahren der Anlage tolerieren können.

Herstellern zufolge ist der intermittierende Betrieb mit Standard-Elektrolyseuren möglich, kann sich jedoch auf die Lebensdauer und den Wirkungsgrad der Anlage auswirken. Die Geschwindigkeit des Hoch- und Herunterfahrens, Reaktionszeiten, Nutzungsdauerbeschränkungen und andere Merkmale der Betriebsführung unterscheiden sich je nach Art der Elektrolyse. Aktuell gibt es zwei standardisierte Verfahren, die alkalische Elektrolyse und die Proton Exchange Membran-Elektrolyse (PEM-Elektrolyse).

Der intermittierende Betrieb von Methanisierungsanlagen ist nur bedingt möglich. Auch die Auswirkungen des Ab- und Anfahrens der Anlage auf die Stabilität des Katalysators sind nicht endgültig untersucht. Dies ist aber nicht prioritär, da der aus der Elektrolyse gewonnene Wasserstoff ja bereits eine Möglichkeit bietet, den Überschussstrom chemisch zwischenzuspeichern.

WIRKUNGSGRAD VON POWER TO GAS

Pfad	Wirkungsgrad	Randbedingung
A) Strom zu Gas		
2/3		
Strom => Wasserstoff	54-72%	bei Kompression auf 200 bar (Arbeitsdruck der meisten Gasspeicher)
Strom => Methan (SNG)	49-64%	
Strom => Wasserstoff	57-73%	bei Kompression auf 80 bar (Einspeisung Fern-/Transportleitung)
Strom => Methan (SNG)	50-64%	
Strom => Wasserstoff	64-77%	ohne Kompression
B) Strom zu Gas zu Strom		
1/3		
Strom => Wasserstoff => Strom	34-44%	bei Verstromung mit 60% und Kompression auf 80 bar
Strom => Methan => Strom	30-38%	
C) Strom zu Gas zu KWK (Wärme und Strom)		
1/2		
Strom => Wasserstoff => KWK	48-62%	bei 40% Strom und 45% Wärme und Kompression auf 80 bar
Strom => Methan => KWK	43-54%	
<ul style="list-style-type: none"> • versus 65-68% mit norwegischen Pumpspeichern (75% vor Ort plus 7-10% Verlust durch Stromtransport) • versus 0% durch Abregelung oder • versus effizientere, aber kapazitätslimitierendere Speicheralternativen 		

ELEKTROLYSEVERFAHREN IM VERGLEICH

Technologie	Alkalische Elektrolyse	PEM-Elektrolyse
Erprobtheit	etablierte Technologie für kontinuierlichen Betrieb	neue Technologie, wird derzeit noch erforscht – Investitionskosten höher als bei alkalischer Elektrolyse
max. Kapazität in m ³ /h (NTP) pro Einheit	760	30
Druck in bar	<30	<30
Temperatur in °C	50–80	50–80
Teillastbereich in %	20–100	0–100
Anfahrtszeit von Stand-by auf Nennlast	unter 5 Minuten	weniger als 10 Sekunden
Auswirkungen eines intermittierenden Betriebs	durch schwankende Eingangsleistung können Elektroden degradieren => mechanische Stabilität und Effizienz sinken => negative Auswirkungen auf Lebensdauer, Verfügbarkeit und Wirkungsgrad	kann intermittierenden Betrieb besser tolerieren als alkalische Elektrolyse
verfügbare Stackgröße	450 m ³ /h	250 m ³ /h
Investitionskosten	1.000–5.000 €/kW*	>2.000 €/kW

* die Spannbreite entsteht durch Skaleneffekt; unterer Wert bezieht sich auf Anlagen im MW-Maßstab

© Verband kommunaler Unternehmen (VKU)

WERLTE: AUDI NUTZT CO₂ AUS BIOGASAUFBEREITUNGSANLAGE DER EWE FÜR WASSERSTOFF-METHANISIERUNG

Im Auftrag der Audi AG entstand im niedersächsischen Werlte eine industrielle Pilotanlage, in der synthetisches Methan erzeugt und ins Erdgasnetz der EWE NETZ GmbH eingespeist wird. Der Standort Werlte wurde gewählt, weil die EWE ERNEUERBARE ENERGIEN GmbH dort seit 2002 Biogas aus Abfällen erzeugt, aufbereitet und anschließend in das Netz der EWE NETZ GmbH einspeist. Das für die Methanisierung benötigte Kohlendioxid wird direkt aus dieser Biogasaufbereitungsanlage bezogen.

Die Anlage nutzt überschüssigen regenerativ erzeugten Wind- und Solarstrom zur Elektrolyse. Der dabei entstehende Wasserstoff kann als Kraftstoff für künftige Brennstoffzellen-Fahrzeuge dienen. Da die dazu erforderliche Infrastruktur momentan noch nicht vorhanden ist, wird vorerst synthetisches Erdgas erzeugt. Die Anlage bindet das CO₂, das sonst ungenutzt in die Atmosphäre gelangen würde, in den Kraftstoff ein. Das CO₂ wird dadurch klimaneutral.

Damit das synthetische Erdgas ins Netz eingespeist werden kann, betreibt der Netzbetreiber, hier die EWE NETZ GmbH, die Einspeiseanlage mit der erforderlichen Druckanpassung, Druckabsicherung, Sicherung der Gasbeschaffenheit, Gasmessung und Odorierung. Das konditionierte synthetische Erdgas wird über diese Einspeiseanlage in das Mittel- und Hochdrucknetz der EWE NETZ GmbH geleitet.

Standort:

Werlte, Niedersachsen

Projektpartner:

Audi AG, EWE AG

Inbetriebnahme:

August 2013

Ansprechpartner:Jan-Bernd Meyer,
Projektmanager Biogasaufbereitungsanlagen
jan-bernd.meyer@ewe.de





AUSTAUSCHGAS JA, ZUSATZGAS NUR BEDINGT



Potenziale und Grenzen des deutschen Gasnetzes

Wie viel Speicherpotenzial bietet das deutsche Erdgasnetz? Inwiefern unterscheiden sich Wasserstoff und synthetisches Erdgas vom Gas im Netz? Und welches Gas darf wie ins Netz eingespeist werden?

Im Vergleich zu bestehenden Speicherlösungen kann das Erdgasnetz ein Vielfaches an Energie aufnehmen. Mit über 500.000 Kilometern Leitungen und Speichermöglichkeiten für 24 Milliarden Kubikmeter Gas ist das bestehende Erdgasnetz in der Lage, in synthetisches Erdgas umgewandelte Elektrizität in großen Mengen aufzunehmen: Während die bestehenden Pumpspeicher in Deutschland maximal 0,04 Terawattstunden_{el}

speichern können, beläuft sich das Speicherreservoir des Erdgasnetzes auf 60–100 Terawattstunden_{el}. Kurz: Das Erdgasnetz kann 1.500– bis 3.000-mal so viel Elektrizität speichern wie die vorhandenen Pumpspeicher und bietet damit eine enorme Kapazität, um Energie vorzuhalten und je nach Bedarf als Kraft- oder Brennstoff einzusetzen oder in Strom umzuwandeln.

LANGFRISTIG VERFÜGBARE SPEICHERKAPAZITÄT IN DEUTSCHLAND

Speicher	speicherbares Volumen langfristig in Mrd. m ³ (V _n)	darin Speicherkapazität Wasserstoff in TWh	Speicherkapazität Methan in TWh
Porenspeicher/Aquifere	10,8	-	119
Kavernenspeicher	19,8	70,3	218
Summe	30,6		337
Gasspeicher gesamt	0,612	2,17	
Gasspeicher gesamt 10 Vol.-%-Wasserstoff	3,06	10,9	

© Verband kommunaler Unternehmen (VKU)

Bei der Speicherung muss zwischen Wasserstoff und synthetischem Erdgas (SNG/EE-Methan) unterschieden werden: Wasserstoff kann nur in begrenztem Umfang ins Erdgasnetz eingespeist und ausschließlich in Kavernenspeichern gelagert werden. Synthetisches Erdgas hingegen kann problemlos vom Netz aufgenommen und sowohl in Kavernen- als auch in Porenspeichern gelagert werden. Hierdurch erschließt sich ein zusätzliches technisches Speicherpotenzial für Wasserstoff von rund 0,6 bis 3,1 Milliarden Kubikmetern (abhängig von der Höhe der Wasserstoffbeimischung). Zum Vergleich: Der Erdgasverbrauch lag 2014 in Deutschland bei rund 85 Mrd. Kubikmetern. Stellt man dieser Zahl das Speicherpotenzial gegenüber (30,6 Milliarden Kubikmeter (V_n)), so wird klar: Allein die bestehende Speicherinfrastruktur ermöglicht es, die Erdgasversorgung Deutschlands für einige Monate zu sichern.

Wie muss Gas beschaffen sein, um ins deutsche Erdgasnetz zu dürfen? Diese Frage regelt der Deutsche Verein des Gas- und Wasserfaches (DVGW) in seinen Arbeitsblättern. Wenn gasförmige Verbindungen ins Erdgasnetz eingespeist werden, wird zwischen Austauschgas und Zusatzgas unterschieden. Austauschgas hat dieselbe Gasqualität wie das im Netz vorhandene Erdgas. Das im Rahmen von Power to Gas erzeugte synthetische Erdgas ist ein solches Austauschgas und kann zu 100 Volumenprozent eingespeist werden. Wasserstoff hingegen ist ein Zusatzgas und unterscheidet sich in der Zusammensetzung und in den brenntechnischen Kenndaten deutlich vom Erdgas im Netz. Wird Wasserstoff zugemischt, führt das dazu, dass sich die Gaskennwer-

te signifikant verändern. Damit das festgelegte Brennverhalten nicht von der erlaubten Bandbreite abweicht, kann ein Zusatzgas wie Wasserstoff lediglich zugemischt werden. Im Falle von Wasserstoff liegt der zulässige Anteil bei 5 Volumenprozent. Ist eine Erdgastankstelle ans Netz angeschlossen, so darf der Wasserstoffanteil sogar nur bei maximal 2 Volumenprozent liegen.

Denkbar ist, dass in Zukunft mehr Wasserstoff als bisher in die Netze geleitet werden darf. Aktuell wird untersucht, wie das Netz und Endanwendungen auf höhere Wasserstoffkonzentrationen reagieren. Nach derzeitigem Kenntnisstand sind Gasturbinen, Kavernen-/Porenspeicher, Komplettierungstechnik/Obertage-Anlage, in Fahrzeugen: CNG-Tanks und Großbrenner die wesentlichen kritischen Komponenten.

Ausgehend von einer Wasserstoffeinspeisung ins Erdgasverteilnetz ohne Erdgastankstellen und komplexer Industrie kann von einer Verträglichkeit von 10 Volumenprozent Wasserstoff heute schon ausgegangen werden.

FRANKFURT/MAIN: THÜGA-ANLAGE SPEIST DIREKT INS KOMMUNALE GASVERTEILNETZ EIN

In einer Projektplattform bündeln 13 Unternehmen der Thüga-Gruppe ihr Know-how und Kapital, um gemeinsam in die Entwicklung der Power-to-Gas-Speichertechnologie zu investieren. Im Fokus steht die Prüfung der Praxistauglichkeit der Power-to-Gas-Technologie. Zu diesem Zweck entwickeln, bauen und betreiben die Unternehmen über mehrere Jahre (2012–2016) gemeinsam eine eigene Demonstrationsanlage in Frankfurt am Main. Ende 2013 hat die Anlage erstmalig Wasserstoff in das Frankfurter Gasverteilnetz eingespeist. Damit ist sie bundesweit die erste Anlage, die in Wasserstoff umgewandelten Strom ins Gasverteilnetz eingespeichert hat. Kernstück der Anlage ist ein Protonen-Austausch-Membran(PEM)-Elektrolyseur mit einer elektrischen Nennleistung von 300 Kilowatt und einer zugehörigen Wasserstofferzeugung von rund 60 Kubikmetern pro Stunde. Der erzeugte Wasserstoff wird mit ca. 3,5 bar eingespeist. Eine Verdichtung des erzeugten Gases ist dabei nicht nötig, wodurch die Effizienz der Umwandlung erhöht wird. In ihrem relevanten Lastbereich zwischen 50 und circa 325 Kilowatt erreicht die Gesamtanlage – von der Stromentnahme bis zur Gaseinspeisung – einen Wirkungsgrad von bis zu 77 Prozent, bezogen auf den Brennwert. Gefördert wird das Projekt vom hessischen Ministerium für Wirtschaft, Energie, Verkehr und Landesentwicklung sowie der Europäischen Union.

Weitere Informationen:

www.szg-energiespeicher.de

Standort:

Frankfurt am Main

Projektpartner:

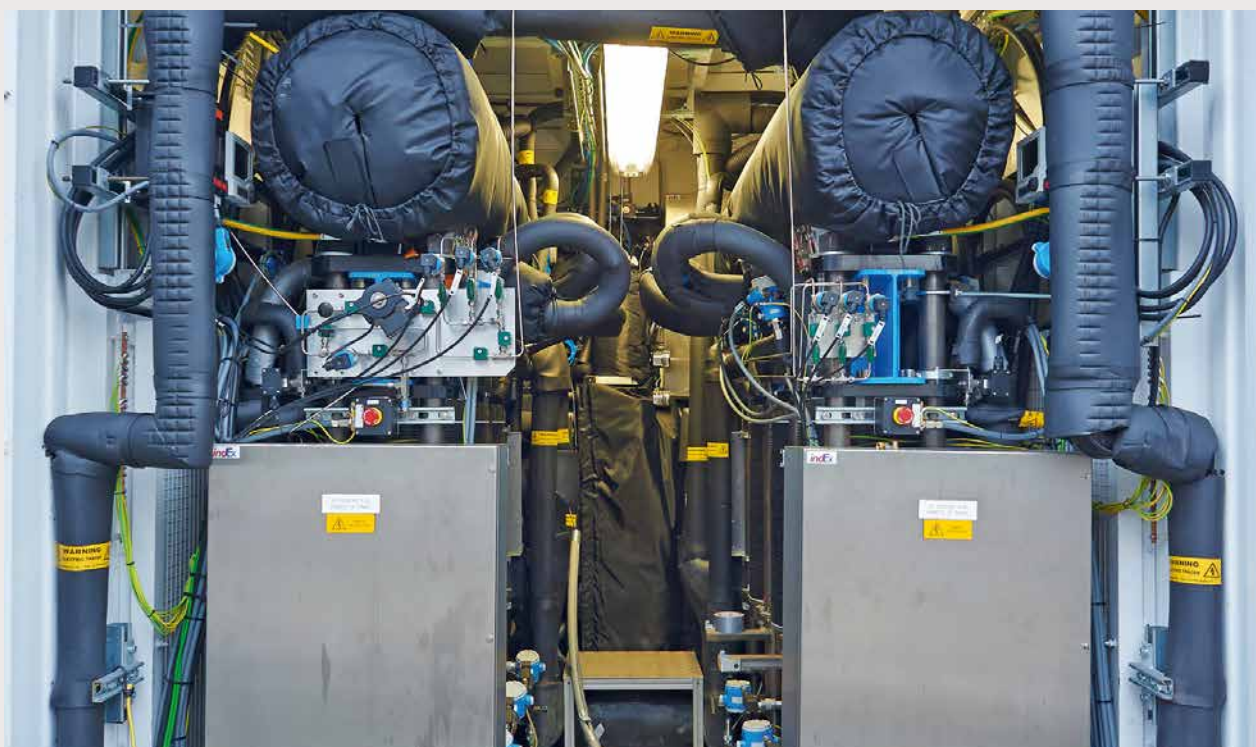
badenova AG & Co. KG, Erdgas Mittelsachsen GmbH, Energieversorgung Mittelrhein AG, erdgas schwaben GmbH, e-rp GmbH, ESWE Versorgungs AG, Gasversorgung Westermwald GmbH, Mainova Aktiengesellschaft, Stadtwerke Ansbach GmbH, Stadtwerke Bad Hersfeld GmbH, Thüga Energienetze GmbH, Thüga AG (Projektkoordinatorin), WEMAG AG

Inbetriebnahme:

Ende 2013

Ansprechpartnerin:

Dr. Elke Wanke,
Projektleiterin,
elke.wanke@thuega.de



Blick in den Elektrolyseur der Power-to-Gas-Demonstrationsanlage



04



VOM GASNETZ ZUM VERBRAUCHER

Märkte, Absatzmöglichkeiten und Investitionen

Woher kommt der eingesetzte Strom? Wer sind die Abnehmer für das erzeugte Gas? Und inwiefern ist Power to Gas wirtschaftlich attraktiv?

Eine Power-to-Gas-Anlage kann verschiedene Märkte in den Bereichen Strom, Gas, Wärme, Industrie und Verkehr bedienen. Um diese verschiedenen Märkte genauer zu betrachten, bietet es sich an, zwischen Input-Seite (Beschaffung der Energie, die in die Power-to-Gas-Anlage fließt) und Output-Seite (Absatz des von der Anlage erzeugten Gases) zu unterscheiden.

Strombeschaffung: Woher kommt die in der Power-to-Gas-Anlage eingesetzte Energie?

• Abschaltkontingente

In Phasen, in denen eine Erzeugungsanlage ihren Strom nicht ins Netz einspeisen kann, entstehen sogenannte Abschaltkontingente, die in einer Power-to-Gas-Anlage genutzt werden können.

• Handel allgemein

Strom kann stundenweise direkt zwischen den Vertragsparteien („over the counter“) oder an der Börse eingekauft werden, wenn die Preise günstig sind. Ein solcher preisgesteuerter Strombezug hat jedoch zur Folge, dass die Power-to-Gas-Anlage nicht kontinuierlich betrieben werden kann.

• Regelernergie-Strom

Strom kann am Regenergiemarkt, beispielsweise abhängig von den Preissignalen, gekauft werden. Auch hier wäre ein nicht-kontinuierlicher Betrieb der Power-to-Gas-Anlage die Folge.

• Kontingente durch Netzmanagement

Für die Gewährung der Netzstabilität können Stromkontingente zur Ein- und Ausspeisung bereitgestellt werden: Strom aus einem Netzabschnitt kann in einer Power-to-Gas-Anlage eingesetzt und zu einem späteren Zeitpunkt wieder ins Netz geleitet werden.

HASSFURT: HÖHERE WASSERSTOFFBEIMISCHUNG WIRD ERPROBT

Als Verbundpartner betreiben die Stadtwerk Haßfurt GmbH und Greenpeace Energy ein Power-to-Gas-Modellprojekt im fränkischen Haßfurt. Die Hochschule erforscht und optimiert die Anlagenkonstellation im Hinblick auf Betriebszeiten, Erzeugung sowie Einspeisung. Weitere Partner sind industrielle Systemzulieferer: Die PEM-Elektrolyse liegt in den Händen von Siemens, Linde Pfaffinger stellt die Gasspeichertechnik und die DBI GmbH die Gaseinspeisetechnik.

Für die Stadtwerk Haßfurt GmbH steht die Umwandlung von regenerativem Überschussstrom aus eigener Erzeugung (Solar, Wind) in Wasserstoff im Fokus des Modellprojekts. Erprobt werden soll zudem die Zumischung von Wasserstoff mit einem Anteil bis zu 5 Volumenprozent in das Niederdruck-Erdgas-Verteilnetz der Stadt. Die elektrische Anschlussleistung des PEM-Elektrolyseurs von Siemens beträgt dabei 1.250 Kilowatt. Die heizwertgerechte Gasabrechnung erfolgt über moderne Messeinrichtungen, sogenannte Smart Meter. Die Besonderheit liegt zudem in der Erzeugung des Wasserstoffs aus überschüssigem Strom aus erneuerbaren Energien. Vorgesehen sind nur Betriebszeiten, in denen im Bilanzkreis mehr Energie erzeugt als verbraucht wird.

Mit dem Vorhaben wird die gesamte energetische und stoffliche Kette zur Nutzung des regionalen Erdgasnetzes als Speicher für regenerativen Überschussstrom vollständig gekoppelt abgebildet. Weiterhin werden die möglichen Be-

triebsweisen der Anlage analysiert und optimiert, um so die gewonnenen Erfahrungen auf andere Gasnetze und andere Betreiber übertragen zu können. Im Rahmen des Modellprojekts wird erprobt, inwiefern sich das Erdgasnetz als Speicher für regenerativen Strom nutzen lässt, ohne dass der Weg über die Methanisierung des Wasserstoffs nötig wird. Dennoch kann das Projekt optional um eine Methanisierungsanlage erweitert werden.

Standort:

Haßfurt

Projektpartner:

Stadtwerk Haßfurt GmbH, Hochschule für angewandte Wissenschaften Würzburg-Schweinfurt, Siemens AG, Linde AG, DBI GmbH, Greenpeace Energy, Pfaffinger Unternehmensgruppe

Inbetriebnahme:

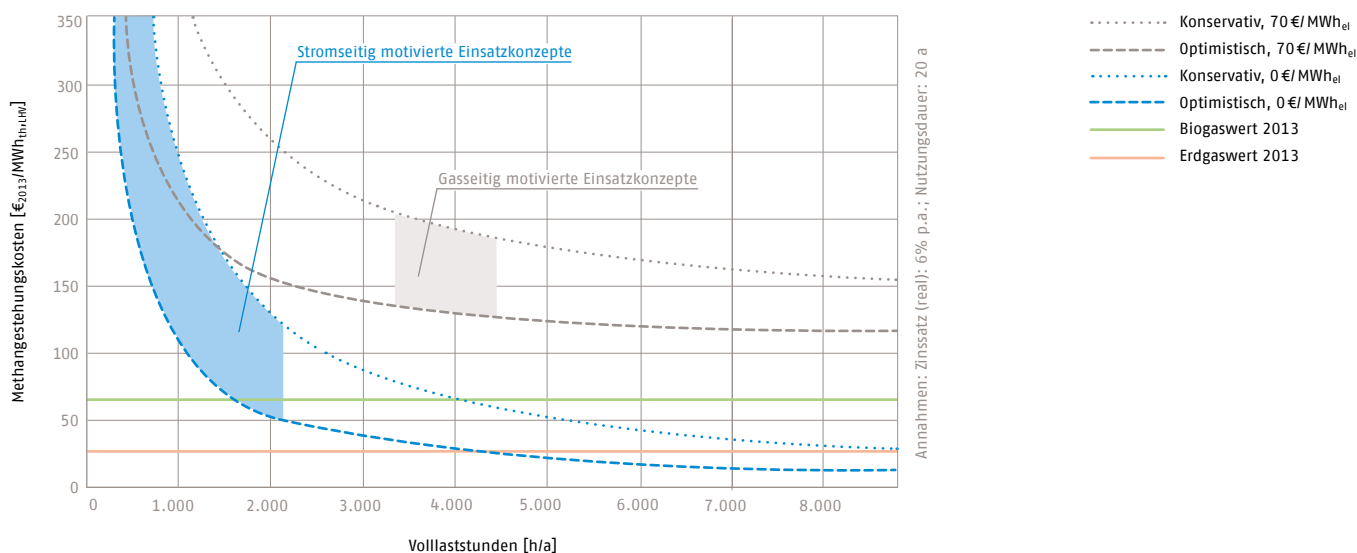
geplant für Frühjahr 2016

Ansprechpartner:

Markus Eichhorn,
Labor für Thermodynamik und Energietechnik,
markus.eichhorn@stwhas.de

GESTEHUNGSKOSTEN FÜR EE-GAS IN RELATION ZU VOLLLASTSTUNDEN

Konservativ: Elektrolyse 1.000 €/2013/kW_{el} u.η = 70%; Methanisierung 700 €/2013/kW_{el} u.η = 80%
 Optimistisch: Elektrolyse 500 €/2013/kW_{el} u.η = 80%; Methanisierung 350 €/2013/kW_{el} u.η = 85%



Output-Märkte: Wohin geht das erzeugte Gas?

Output-Märkte für synthetisches Erdgas

- Haushaltskunden
- Großhandel
- Industriekunden, beispielsweise Gaskraftwerke: Weiterverkauf auf Strommarkt nach Einsatz von synthetischem Erdgas für Rückverstromung (Großhandel/Regelenergie)
- Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen: Weiterverkauf von Strom und Wärme – synthetisches Erdgas wird ins Gasnetz eingespeist und kann an anderer Stelle von einem Blockheizkraftwerk aufgenommen werden. An diesem entfernten Standort können dann Wärme und Strom erzeugt werden, etwa durch Wärme-Contracting-Lösungen.
- Industrie: Einsatz als Prozessgas zur Weiterverarbeitung, Wärme-, Kühl- und Trocknungsprozesse
- Tankstellen

Doch kann synthetisches Erdgas diesen Nachfragern zu einem marktfähigen Preis angeboten werden? Ausschlaggebend für den Marktpreis sind die Gestehungskosten. Diese sind stark abhängig von den Strombezugskosten und der Anzahl der Volllaststunden. In der Regel gilt: Je günstiger der Strombezugspreis und je mehr Stunden die Power-to-Gas-Anlage läuft, desto niedriger werden die Kosten für die Erzeugung von einer Kilowattstunde SNG.

Die obere Abbildung zeigt die Bandbreite der Gestehungskosten von Power to Gas für eine technisch-optimistische und eine technisch-konservative Schätzung mit vereinfachten Annahmen. Hier sind zwei Fälle zu unterscheiden: Ein Strombe-

zugspreis von 0 € und ein Strombezugspreis von 70 €/MWh_{el} (dies entspricht etwa den durchschnittlichen Kosten für Windstrom (onshore)). Zur Einordnung sind auch die Wertigkeit für Bio-Erdgas sowie der Grenzübergangspreis von Erdgas aufgeführt. Es wird deutlich, dass nur unter technisch-optimistischer Schätzung ein wirtschaftlicher Betrieb der Power-to-Gas-Anlage möglich ist. Inwiefern die Gestehungskosten von synthetischem Erdgas künftig reduziert werden können, ist derzeit auf Basis einiger individueller Pilotprojekte schwer zu prognostizieren. Viele Faktoren spielen eine Rolle, wie die Prozess- und Standortparameter, so dass eine verlässliche Aussage schwer zu treffen ist. Flankierende Politikmaßnahmen können zur Kostenreduktion beitragen. Solche Maßnahmen könnten darin bestehen, die Definition von Speichergas zu erweitern, Power-to-Gas-Anlagen als Systemdienstleister einzustufen oder die Regeln zum Gasnetz-zugang auch bei nicht überwiegendem Einsatz von erneuerbaren Energien bei der Gaserzeugung anzuwenden. Flankierende Maßnahmen könnten zudem entsprechende Förderprogramme in den Bereichen Forschung und Entwicklung sein.

Es drängt sich also die Frage nach der Wirtschaftlichkeit von Power-to-Gas-Anlagen auf: Wie kann Power to Gas rentabel sein, wenn sich sogar das heute relativ hoch subventionierte Konkurrenzprodukt Bio-Erdgas trotz seines deutlich niedrigeren Verkaufspreises von rund 6,4 Cent pro Kilowattstunde eher schleppend vermarktet?

Es zeichnet sich ab, dass synthetisches Erdgas unter den derzeitigen Rahmenbedingungen nicht bei den verschiedenen Endverbrauchern (Haushalten, Industrie) oder an Tankstellen zum Einsatz kommen wird.

Output-Märkte für Wasserstoff

- direkt: Industrie und Tankstellen
- nach Rückverstromung: Elektrizitätsmarkt
- Strombörse/OTC
- Regelenergiemarkt

Kann Wasserstoff kostendeckend oder gar gewinnbringend vermarktet werden?

Der direkte Verkauf von Wasserstoff (an Industrien und Tankstellen) ist aktuell wohl der attraktivste Markt. Noch wird Wasserstoff nur in bestimmten Modellregionen als Kraftstoff eingesetzt, vor allem für den Langstrecken- und Lastverkehr. Vor dem Hintergrund der Klimaziele im Verkehrssektor könnte Wasserstoff aufgrund seiner CO₂-freien Verbrennung allerdings künftig stärker eingesetzt werden.

In Bezug auf den Handel auf dem Strommarkt erscheint die Rückverstromung von Wasserstoff wirtschaftlich sinnvoller als die Rückverstromung von synthetischem Erdgas, da hier der Schritt der Methanisierung mit den entsprechenden Umwandlungsverlusten nicht erforderlich ist. Auch für die Teilnahme am Regelenergiemarkt wäre es eher denkbar, dass rückverstromter Wasserstoff – anders als synthetisches Erdgas – als positive Regelenergie angeboten werden kann.

Wasserstoff könnte bei 7.000 Volllaststunden und einem angenommenen Strombezugspreis von 0 Cent pro Kilowattstunde wirtschaftlich erzeugt werden. Diese Bedingungen wären ideal, sind jedoch als äußerst ambitioniert zu bewerten. Damit gilt: Wie synthetisches Erdgas ist auch Wasserstoff aktuell zu teuer, um mit anderen Energieträgern konkurrieren zu können.

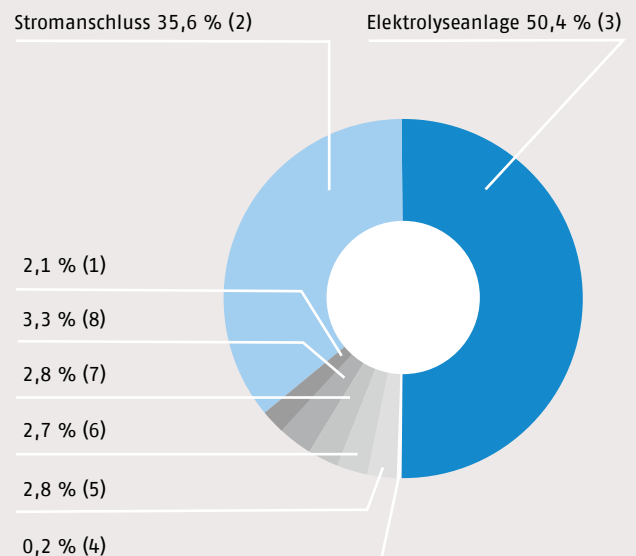
Eine Power-to-Gas-Anlage kann zum einen primär der Gaserzeugung (Wasserstoff/SNG) dienen, zum anderen der Nutzung oder Speicherung von Überschussstrommengen. Um zu beurteilen, welche der beiden Alternativen wirtschaftlicher ist, müssen der Wert des erzeugten Gases und die resultierenden Stromgestehungskosten mit den Stromgestehungskosten aus anderen Energieträgern verglichen werden.

Wird Strom in Gas umgewandelt, fallen zwei Nebenprodukte an: Sauerstoff und Wärme. Damit kann der Anlagenbetreiber Umsätze generieren, denn beide Nebenprodukte können einer weiteren Verwendung zugeführt werden: So kann beispielsweise Sauerstoff an Klärwerke verkauft werden und dort etwa in Belebungsbecken genutzt werden. Die beim Power-to-Gas-Prozess entstehende Abwärme kann in vorhandene Nah- und Fernwärmenetze eingespeist oder in den Heizungsrücklauf geleitet und bei der Gasvorwärmung genutzt werden. Auch in Biogasanlagen und in anderen Einsatzbereichen kann Wärme weiterverwertet werden.

KOSTENSTRUKTUR EINER 5MW(e) ELEKTR. ELEKTROLYSEANLAGE INKLUSIVE EINSPEISUNG

Investitionskosten Power-to-Gas-Anlage (5 MW, 1.000 m³/h Wasserstoff) in Euro

		gerundet
Bau, Aufstellung, Fundamente, Gebäude, Straßen, Zaun (1)	209.000	210.000
Stromanschluss (Trafo, Kabel, Gleichrichter) (2)	3.497.000	3.500.000
Elektrolyseanlage (Wasseraufbereitung, Piping, MSR ...) (3)	4.950.000	4.950.000
MSR (Einbindung in Warte), Medienheranführung, Piping (extern) (4)	22.000	20.000
Verdichter (bis 50 bar) (5)	275.000	280.000
Pufferspeicher (bis 50 bar, 15.000 m ³) (6)	264.000	260.000
Einspeiseanlage (7)	275.000	280.000
Unvorhergesehenes, Ausgleichsmaßnahmen (8)	321.750	320.000
Summe	9.813.750	9.820.000



Allgemein gilt: Power-to-Gas-Anlagen können zeitgleich oder wechselnd in mehrere Märkte eingebunden sein. Um eine Anlage wirtschaftlich betreiben zu können, muss daher der richtige Markt oder die richtige Kombination verschiedener Märkte gewählt werden. Voraussetzung ist, dass die Ausrichtung laufend überprüft und optimiert wird.

Generell ist die Wirtschaftlichkeit einer Power-to-Gas-Anlage abhängig von den Investitionskosten, dem Strombezugs- und Gasverkaufspreis, dem Stand der Technologie (Wirkungsgrad der Anlage) und der Entwicklung des Regelenergiemarktes.

EU-FORSCHUNGSPROJEKT HELMETH

Durch Synergien in Elektrolyse und Methanisierung sollen Wirkungsgrade über 85 % möglich werden.

Die Wirtschaftlichkeit von Power-to-Gas-Anlagen kann gesteigert werden, indem die Wirkungsgrade erhöht werden. Das Forschungsprojekt HELMETH (Integrated High-Temperature **E**lectrolysis and **M**ETHanation for Effective Power to Gas Conversion) soll zeigen, dass Wirkungsgrade über 85 % möglich sind. Hier wird das zweistufige Verfahren weiterentwickelt: Bei der Elektrolyse wird der Strom zunächst genutzt, um Wasserdampf in Sauerstoff und Wasserstoff zu zersetzen. Bei der Methanisierung wird der erzeugte Wasserstoff dann durch Reaktion mit Kohlendioxid in einspeisefähiges synthetisches Erdgas umgewandelt. Bei HELMETH werden Elektrolyse und Methanisierung nicht getrennt voneinander betrachtet, sondern Synergien zwischen diesen Verfahrensschritten besser genutzt: Ein großes Potenzial liegt in der Nutzung der Prozesswärme aus der Methanisierung, um den Wasserdampf für die Hochtemperaturdampfelektrolyse zu erzeugen. Insbesondere die neu entwickelte Hochtemperaturdampfelektrolyse bei rund 800 °C und bei bis zu 30 bar Druck hat thermodynamische Vorteile, die den Wirkungsgrad in Kombination mit einer thermischen Integration der exothermen CO₂-Methanisierung weiter steigern. Im Rahmen von HELMETH soll eine Demonstrationsanlage entstehen, die mit einem Wirkungsgrad von rund 85 % aus erneuerbaren Energien Methan erzeugt. Parallel werden Studien zur Wirtschaftlichkeit und Klimabilanz der neuen Technologie erstellt.

Projektpartner:

Karlsruher Institut für Technologie (KIT),
Universität Turin, TU Athen, Sunfire GmbH, EthosEnergy Italy,
European Research Institute of Catalysis, Deutscher Verein
des Gas- und Wasserfaches e.V.

Forschungsbudget:

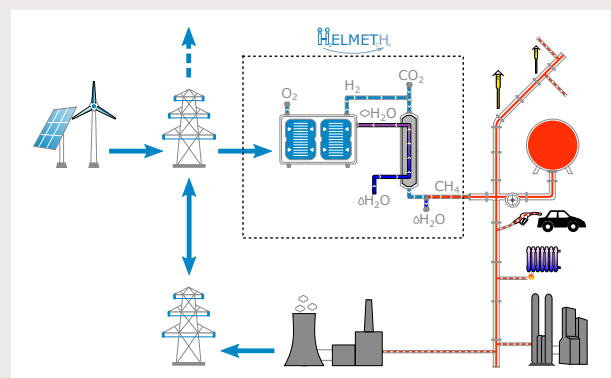
3,8 Mio. Euro

Weitere Informationen:

www.helmeth.eu

Ansprechpartner:

Manuel Gruber, Lehrstuhl für Verbrennungstechnik,
Manuel.Gruber2@kit.edu





05



SMARTE SPEICHERLÖSUNG AUS EINER HAND



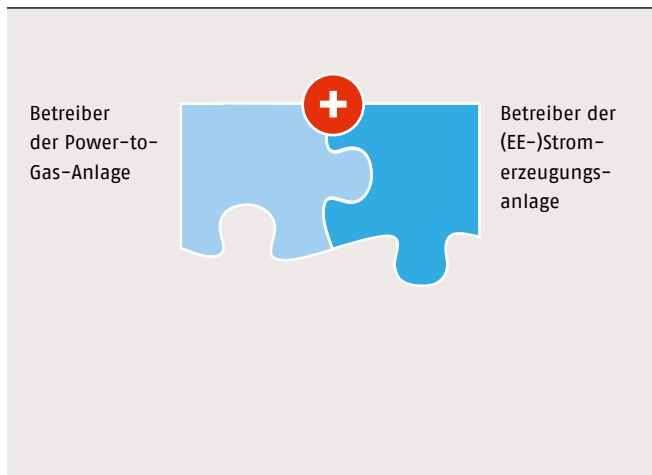
Power to Gas als Option für Mehrspartenunternehmen

Lohnt sich Power to Gas für kommunale Unternehmen? Welche Rolle spielen Verbundeffekte? Und wie sind die Chancen und Risiken insgesamt zu bewerten?

Am Betrieb einer Power-to-Gas-Anlage sind verschiedene Akteure beteiligt: der Betreiber der Power-to-Gas-Anlage, der Betreiber der (EE-)Stromerzeugungsanlage, Strom- und Gasnetzbetreiber sowie Händler und Dienstleister.

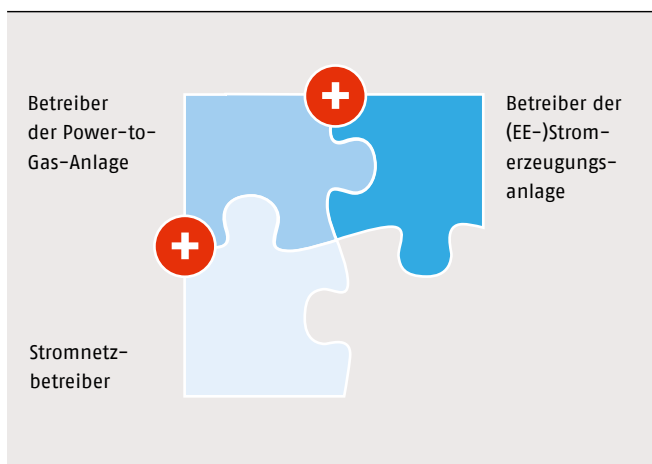
Für kommunale Unternehmen kann Power to Gas vor allem dann interessant sein, wenn das kommunale Unternehmen mehrere der genannten Akteure in sich vereint.

KOMMUNALES UNTERNEHMEN IST



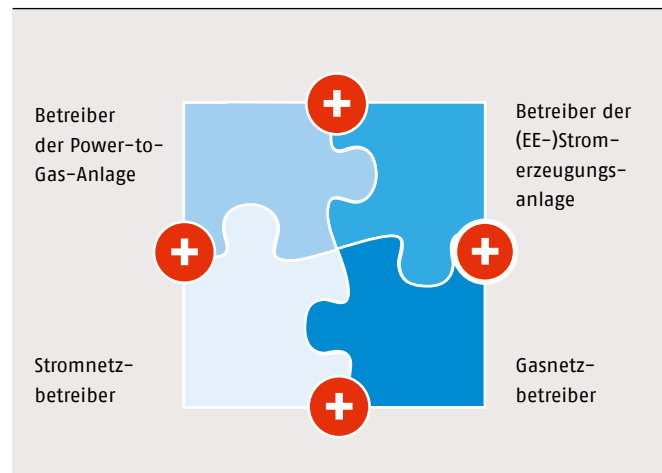
Für ein kommunales Unternehmen ist der Betrieb einer Power-to-Gas-Anlage umso interessanter, wenn es selbst Strom aus erneuerbaren Quellen erzeugt. Grund: Die Power-to-Gas-Anlage kann den selbst erzeugten Strom zu einem Preis beziehen, der einen wirtschaftlichen Betrieb der Power-to-Gas-Anlage ermöglicht. Auf der anderen Seite profitiert das kommunale Unternehmen als Stromerzeuger davon, dass durch Power to Gas ein neuer Absatzkanal entsteht, über den das erzeugte Gas auch in Zeiten von Stromüberschüssen gewinnbringend vermarktet werden kann.

KOMMUNALES UNTERNEHMEN IST



Wenn das kommunale Unternehmen nicht nur die EE-Erzeugungs- und Power-to-Gas-Anlage, sondern auch das Stromnetz betreibt, ergeben sich, zumindest in den Fällen, in denen der Netzbetrieb nicht gesellschaftsrechtlich entflochten ist, weitere Synergieeffekte: Dank Power to Gas können kritische Stromnetzsituationen durch fluktuierende EE-Einspeisungen und somit erforderliche Investitionen ins Stromnetz vermieden werden. Dies reduziert die Kosten insgesamt.

KOMMUNALES UNTERNEHMEN IST



Ist ein kommunales Unternehmen zudem auch Betreiber des Gasnetzes, so kann durch Power to Gas die Auslastung der Gasnetze erhöht werden. Die Wirtschaftlichkeit des überregionalen Gasnetzes ist eng mit der Netzauslastung verbunden – bei guter Auslastung können Netzentgelte reduziert werden.

Damit ist klar: Power to Gas ist vor allem für Unternehmen interessant, die Gasnetze im Umfeld von EE-Anlagen betreiben und in deren Umfeld die Stromnetzsituation kritisch ist. Ideal eignet sich Power to Gas also für Mehrspartenunternehmen. Natürlich gilt auch hier: Der Betreiber muss die geltenden Entflechtungsvorschriften einhalten und einen diskriminierungsfreien Netzzugang gewährleisten.

Power-to-Gas-Anlagen, die Wasserstoff erzeugen, können in der Regel eher wirtschaftlich betrieben werden, wenn sie das erzeugte Gas direkt ins Fernleitungsnetz einspeisen. Dies trifft auf große regionale und überregionale Fernleitungsnetzbetreiber zu, oder auch auf Stadtwerke, die Zugang zum Fernleitungsnetz haben. Ist die Anlage jedoch an die regionale oder örtliche Netzebene angeschlossen, so kann aufgrund der Zumischbegrenzungen möglicherweise nicht genug Wasserstoff eingespeist werden, um die Power-to-Gas-Anlage wirtschaftlich betreiben zu können.

Angesichts schwankender Erzeugung und steigenden Speicherbedarfs stellt Power to Gas eine vielversprechende Option dar. Die Umwandlung von Strom aus erneuerbaren Energien

in Wasserstoff oder synthetisches Erdgas ermöglicht es, Energie zu speichern und gezielt einzusetzen, wo und wann sie gebraucht wird. Stromüberschüsse aus volatilen Quellen können im Erdgasnetz aufgenommen und bedarfsgerecht bereitgestellt werden. Power to Gas verbindet die Strom-, Gas- und Wärmemärkte miteinander und stellt die Verbindung zum Mobilitätssektor sowie zur Industrie her.

Dennoch: Power to Gas wirft in der Industrie wie in der Politik aktuell noch viele Fragen auf:

- Wie lassen sich die Elektrolyseur- und Methanisierungstechnik mit einem systembedingt intermittierenden Betrieb der Anlage vereinbaren?
- Unter welchen Voraussetzungen kann eine Power-to-Gas-Anlage kostendeckend betrieben werden?
- Und inwiefern ist die Technologie eine attraktive Option für kommunale Unternehmen?

Klar ist: Aus heutiger Sicht lässt sich Power to Gas aufgrund der technischen Entwicklung und des ordnungspolitischen Rahmens nicht wirtschaftlich betreiben. Vor diesem Hintergrund tut es not, schnellstmöglich die notwendigen Gesetzesgrundlagen für Energiespeicher zu schaffen.

Ein verbindlicher Rahmen und entsprechende Förderprogramme könnten den wirtschaftlichen Betrieb von Power to Gas in Deutschland gewährleisten und den Weg ebnen für eine sinnvolle Eingliederung der Technik in das künftige Energiesystem. Auf dem Weg ins Zeitalter der erneuerbaren Energieversorgung ist Power to Gas ein wichtiger Baustein – auch und gerade für die kommunale Energiewirtschaft.

Kommunalen Unternehmen bleibt vorerst die Aufgabe, die Chancen und Risiken von Power to Gas individuell abzuwägen. Investitionen in eine nachhaltige Energieversorgung, ob durch Power to Gas oder andere Technologien, sollten sorgfältig geprüft werden.

› ABKÜRZUNGSVERZEICHNIS / GLOSSAR

Ausfallarbeit	Differenz zwischen möglicher Einspeisung und tatsächlich realisierter Einspeisung
Austauschgas	Gas, das ähnliche Eigenschaften wie Erdgas aufweist und dessen Austauschbarkeit mit Erdgas möglich ist
EE	Erneuerbare Energien
EE-Gas	Alle aus EE-Strom erzeugten gasförmigen Energieträger – als EE-Wasserstoff, EE-Methan=EE-SNG, oder eine Mischung daraus (EE-Hythane)
Gestehungskosten	Kosten, die für die Erstellung eines Produktes entstehen
kW	Kilowatt
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
Methanisierungsanlage	Anlage, in der Wasserstoff mit Kohlendioxid angereichert und so in Methan umgewandelt wird
NTP	Standardbedingungen (Normal Temperature and Pressure)
PEM-Elektrolyse	Proton-Exchange-Membran-Elektrolyse
Regelenergie	Energie zum Ausgleich von Verbrauch und Leistung zur Gewährleistung der Stromnetzstabilität
SNG	Synthetisches Erdgas (Synthetic Natural Gas)
Zusatzgas	Gas, das andere Eigenschaften als Erdgas aufweist, dessen Austauschbarkeit mit Erdgas nicht, eine Beimischung jedoch möglich ist

› LITERATUR

- Agentur für Erneuerbare Energien e.V., Ingenieurbüro für neue Energien (IfnE) (2015):
Metaanalyse Stromspeicher in Deutschland, Berlin, Agentur für Erneuerbare Energien e.V.
- Bergische Universität Wuppertal, DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH, DVGW, RWTH Aachen (2015):
Nutzen der Power-to-Gas-Technologie zur Entlastung der 110 kV-Stromverteilungsnetze, Bonn: DVGW.
- Brunner, C., Michaelis, J., Möst, D. (2015):
Competitiveness of Different Operational Concepts for Power-to-Gas in Future Energy Systems, Köln: Zeitschrift für Energiewirtschaft.
- DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH (2014):
Wasserstofftoleranz der Erdgasinfrastruktur inklusive aller assoziierten Anlagen, Bonn, DVGW.
- DVGW, DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH, Outotec GmbH, Energieinstitut an der Johannes Kepler Universität (2014):
Technoökonomische Studie von Power-to-Gas-Konzepten, Bonn: DVGW.
- Energy Brainpool, Forschungsstelle für Energienetze und -speicher der OTH Regensburg (2015):
Warum Windgas die Energiewende sicher macht und Kosten senkt, Hamburg: Greenpeace Energy eG.

www.vku.de