

# Power2Gas – Hype oder Schlüssel zur Energiewende?

Anika Regett, Christoph Pellinger und Sebastian Eller

Die Gewinnung von Wasserstoff oder Methan unter Verwendung elektrischer Energie in einem chemischen Umwandlungsprozess wird als „Power2Gas“ bezeichnet. Der Wasserstoff wird dabei durch die Elektrolyse von Wasser gewonnen. In einem anschließenden Methanisierungsschritt kann aus dem Wasserstoff unter Zufuhr von  $\text{CO}_2$  Methan synthetisiert werden. Die erzeugten Gase können in die existierende Erdgasinfrastruktur, bestehend aus dem Gasnetz und Gasspeichern, eingespeist und dort über lange Zeiträume gespeichert werden. Da das Gas, abgesehen von der Rückverstromung, auch in anderen Bereichen des Versorgungssystems, wie dem Wärme- oder Mobilitätssektor, eingesetzt werden kann, liegt die Nutzung des Gases außerhalb der Bilanzgrenzen der hier betrachteten Systeme. Im Rahmen des Verbundforschungsprojekts „Merit Order der Energiespeicherung im Jahr 2030“ werden aktuell die Einsatzoptionen von Power2Gas unter Berücksichtigung relevanter technischer Kennzahlen aus volks- und betriebswirtschaftlicher Sicht untersucht und bewertet.

Ein Power2Gas-System besteht aus einem Elektrolyse- und gegebenenfalls einem Methanisierungssystem, welche neben dem Elektrolyseur bzw. dem Reaktor auch die notwendigen peripheren Komponenten beinhalten. Die technischen Kennwerte werden hier für das Elektrolyse- und das Methanisie-



Power2Gas kann über das Jahr 2030 hinaus für die langfristige Speicherung großer elektrischer Energiemengen relevant werden  
Foto: alphaspirt | Fotolia.com

## Überblick

Vorliegend werden zunächst die technischen Kennzahlen von Power2Gas-Systemen, welche den Stand der Technik sowie Entwicklungen bis zum Jahr 2030 umfassen, dargestellt. Anschließend wird die heutige und zukünftige Kostenstruktur dieser Systeme betrachtet, wobei explizit auf die spezifischen Investitionen und die betriebsgebundenen Kosten eingegangen wird. Die ermittelten technischen und wirtschaftlichen Kennzahlen fließen dann in die Identifikation von Einsatzoptionen für Power2Gas im Jahr 2030 sowie deren wirtschaftliche Bewertung ein. Die Bewertung eines Einsatzes für die saisonale Speicherung erfolgt über die Gasgestehungskosten des Power2Gas-Systems in Abhängigkeit der Volllaststunden. Für den negativen Sekundärregelleistungsmarkt werden die auf Basis historischer Daten zu erzielenden Erlöse den Investitionen und Betriebskosten gegenübergestellt. Abschließend wird ein Fazit zu den möglichen Einsatzgebieten von Power2Gas bis 2030 abgeleitet und ein Ausblick hinsichtlich der langfristigen Einsatzoptionen über das Jahr 2030 hinaus gegeben.

rungssystem getrennt ausgewiesen, so dass die Werte in Abhängigkeit der Anlagenkonfiguration kombiniert werden können.

## Technische Kennwerte von Power2Gas-Systemen

In Tab. 1 werden die Ergebnisse des technischen Reviews unter Berücksichtigung des Stands der Technik sowie technischer Potenziale bis 2020 und 2030 dargestellt. Es zeigt sich, dass Power2Gas-Systeme – insbesondere im Falle einer zusätzlichen Methanisierung – einen geringen Wirkungsgrad aufweisen. So wäre die Methanherzeugung mit einem alkalischen Elektrolyse-System im Jahr 2030 mit Verlusten von 48 % verbunden.

Die ausgewiesenen Lastgradienten sowie die Möglichkeit eines Teil- und Überlastbetriebs lassen darauf schließen, dass ein intermittierender Betrieb von Elektrolysesystemen im Sekundenbereich möglich ist. Wegen Aktivierungszeiten aus dem Stillstand von mehreren Minuten wird jedoch ein Standby-Betrieb zur Aufrechterhaltung der Betriebstemperatur, der mit einem kontinuierlichen Energieverbrauch einhergeht, vorausgesetzt. Aufgrund höherer Lastgradienten sowie einer besseren Teil- und Überlastfähigkeit ist die PEM-Elektrolyse für den dynamischen Betrieb besser geeignet als die alkalische Elektrolyse. Das Methanisierungssystem hingegen weist sehr hohe Aktivierungszeiten sowie geringe Lastgradienten auf, so dass für den dynamischen Betrieb ein Zwischenspeicher benötigt wird.

Weiterhin lässt sich erkennen, dass trotz einer hohen Lebensdauer der Systeme eine Teilüberholung einzelner Komponenten, wie z. B. der Elektrolyseur-Stacks, in regelmäßigen Abständen notwendig ist. Der resultierende Wartungsaufwand erhöht die betriebsgebundenen Kosten des Systems. Durch die thermische Beanspruchung im intermittierenden Betrieb werden die Wartungsintervalle und die Lebensdauer der Anlage verkürzt. Das Ausmaß dieser Auswirkungen ist Gegenstand aktueller Forschung [1, 3].

### Kostenstruktur von Power2Gas-Systemen

Wie in Abb. 1 dargestellt, wird von Herstellern und Forschungseinrichtungen bis zum Jahr 2030 mit einer Senkung der spezifischen Investitionen von derzeit ca. 1 000 €/kW<sub>el</sub> auf <500 €/kW<sub>el</sub> für AEL-Systeme und von heute ca. 2 000 €/kW<sub>el</sub> auf <1 000 €/kW<sub>el</sub> für PEMEL-Systeme gerechnet. Für Anlagen inklusive Methanisierungssystem werden zukünftige Investitionskosten von 1 000 €/kW<sub>el</sub> angegeben. Die großen Spannbreiten der spezifischen Investitionen sind durch die Kosten für die peripheren Komponenten zu erklären, welche nahezu unabhängig von der Kapazität des Elektrolysesystems anfallen. Eine verringerte Spannbreite der Werte für das Potenzial im Jahr 2030 im Vergleich zum Stand der Technik ist darauf zurückzuführen, dass für die Zukunft von großskaligen Anlagen im MW<sub>el</sub>-Bereich ausgegangen wird.

Neben den Investitionen fallen Kosten für die Anlieferung und den Aufbau der Anlage, welche nach Smolinka et al. [1] mit 10 % der spezifischen Investitionen angesetzt werden, sowie Gasnetzanschlusskosten, welche sich in Anlehnung an Lohmann et al. [12] auf ca. 225 €/kW<sub>th, Methan</sub> belaufen, an. Des Weiteren entstehen betriebsgebundene Kosten, zu denen neben den fixen Kosten für die Wartung, den Betrieb und die Versicherung von ca. 3 % der spezifischen Investitionen pro Jahr [8] auch die variablen Kosten zu zählen sind. Zu diesen gehören die Strombezugskosten sowie die Netzentgelte für den Strombezug und die Gaseinspeisung. Da eine Prognose dieser stark variierenden Kosten bis zum Jahr 2030 mit großen Unsicherheiten behaftet ist, werden die variablen Kosten hier nicht explizit ausgewiesen.

Eine Kostensenkung ist aufgrund der nahezu unabhängig von der Anlagengröße anfallenden Kosten für die Peripherie vor allem durch Hochskalierung der Anlagengröße möglich. Neben der Verbesserung der technischen Kennwerte, wie der Erhöhung der Leistungsdichte, Überlastfähigkeit und Dauerstabilität, wird für die PEM-Elektrolyse

eine Kostenreduktion insbesondere durch Reduktion und Substitution der Platinmetallkatalysatoren angestrebt [4].

### Einsatzoptionen für Power2Gas

Dem im Vergleich zu anderen Speichertechnologien geringen Wirkungsgrad des

**Tab. 1: Technische Kennwerte von Elektrolysesystemen (AEL = alkalische Elektrolyse; PEMEL = Protonen-Austausch-Membran-Elektrolyse) und Methanisierungssystemen**

| Elektrolysesysteme   | Stand der Technik                               |       | 2020 |       | 2030 |       |
|--|---|-------|------|-------|------|-------|
|  | AEL   | PEMEL | AEL  | PEMEL | AEL  | PEMEL |
| Spez. Energiebedarf in kWh <sub>el</sub> /Nm <sup>3</sup> H <sub>2</sub> [1] | 5,8   | 6     | 5,2  | 4,9   | 5    | 4,5   |
| Wirkungsgrad in % <sup>2</sup>   | 52  | 50    | 58   | 61    | 60   | 67    |
| Zelldruck in bar [1]   | <30   | <30   | 60   | 60    | 60   | <100  |
| Minimale Teillast in % <sup>3</sup> [1, 2, 3]                                | 20  | 0     | 10   | 0     | 10   | 0     |
| Überlast in % Dauerbetrieb <sup>4</sup> [3, 4]                               | 150   | 200   | 150  | 250   | 150  | 300   |
| Lastgradient in %/s <sup>5</sup> [5, 6, 7]                                   | 1/3   | 10    | 1/3  | 10    | 1/3  | 10    |
| Aktivierungszeit <sup>5</sup> [7]  | Aus Standby: 30 s<br>Aus Stillstand: 10 min     |       |      |       |      |       |
| Lebensdauer in a <sup>1</sup> [1, 2]   | 25  | 15    | 28   | 25    | 30   | 30    |
| Teilüberholung nach a <sup>6</sup> [1, 2]                                    | 11  | 6     | 16   | 8     | 20   | 10    |
| Verfügbarkeit in % <sup>5,7</sup> [1]  | 98  |       |      |       |      |       |
| <b>Methanisierungssysteme<sup>5</sup></b>                                    |   |       |      |       |      |       |
| Wirkungsgrad in % <sup>8</sup> [7]   | 80  |       |      |       |      |       |
| Minimale Teillast in % [8]   | 25  |       |      |       |      |       |
| Lastgradient in %/h <sup>9</sup> [7]   | 10  |       |      |       |      |       |
| Aktivierungszeit [6, 7]  | Aus Standby: <15 min<br>Aus Stillstand: h – 1 d |       |      |       |      |       |
| Lebensdauer in a <sup>1</sup> [7, 8]   | 23  |       |      |       |      |       |

<sup>1</sup> Mittelwert aus Spannbreite der Literaturdaten.

<sup>2</sup> Abgeleitet aus spez. Energiebedarf, bezogen auf den unteren Heizwert LHV = 3 kWh/Nm<sup>3</sup> H<sub>2</sub>.

<sup>3</sup> Unterer Wert der Spannbreite der Literaturdaten.

<sup>4</sup> Für AEL in [3] nur Wert für den Stand der Technik verfügbar, Annahme: Wert bleibt für zukünftige Jahre konstant; Potenzial für PEMEL in 2020 nach [4] bereits im Jahr 2015 erreichbar.

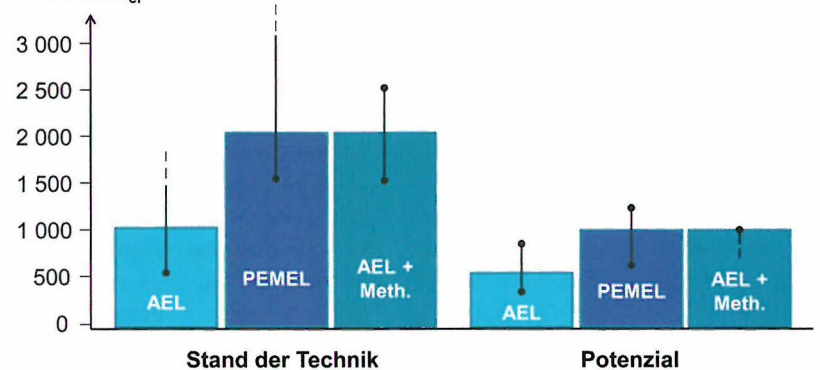
<sup>5</sup> Werte nur für den Stand der Technik verfügbar, Annahme: Werte bleiben für zukünftige Jahre konstant.

<sup>6</sup> Mittelwert aus Spannbreite der Literaturdaten für Stand der Technik und 2030; Werte für 2020 durch lineare Interpolation.

<sup>7</sup> Verfügbarkeit nach [1] bezieht sich auf AEL; wird auch für PEMEL angenommen.

<sup>8</sup> Maximalwert nach [7].

### Spezifische Investitionen in €/kW<sub>el</sub>



**Abb. 1** Stand der Technik und zukünftiges Potenzial der spezifischen Investitionen inklusive Spannbreite der Literaturwerte für die alkalische Elektrolyse (AEL), die Protonen-Austausch-Membran-Elektrolyse (PEMEL) und ein System inklusive Methanisierung (AEL + Meth.) [1, 2, 4, 8, 9, 10, 11]

Power2Gas-Systeme stehen große Speicherkapazitäten gegenüber. So besteht im Falle einer Speicherung in Untertage-Erdgasspeichern eine Speicherkapazität von derzeit etwa 235 TWh<sub>th, Erdgas</sub> [13]. Aufgrund einer vernachlässigbaren Selbstentladung der Untertage-Gasspeicher von 0,01 % pro Jahr [14] kann das Gas ohne nennenswerte Verluste über mehrere Jahre gespeichert werden. Unter Berücksichtigung des tolerierten Wasserstoffanteils der Erdgasinfrastruktur von 2 bzw. 10 Vol.-% [3] sowie des Erdgasabsatzes in 2011 nach Daten des BDEW [15] kann die minimale Elektrolyseleistung, die das Erdgasnetz jederzeit allein aufzunehmen in der Lage ist, bestimmt werden. Diese beträgt bei einem Wirkungsgrad des Elektrolysesystems von 60 % ca. 0,5 bzw. 2,5 GW<sub>el</sub>. Aufgrund eines lokal temporär niedrigen Erdgasabsatzes kann in Einzelfällen bereits eine Einspeiseleistung im MW<sub>el</sub>-Bereich zu Einschränkungen bei der Wasserstoffeinspeisung führen.

Angesichts der großen Speicherkapazitäten wurde für Power2Gas insbesondere die Speicherung von Energiemengen im TWh-Bereich als Einsatzoption identifiziert. Da der Begriff „saisonale Speicherung“ geläufig ist, wird dieser auch hier verwendet. Es ist jedoch zu beachten, dass die Speicherung nicht nur saisonal, sondern auch stunden-, tage- oder wochenweise erfolgen kann. Zudem ergibt sich aus den eingangs vorgestellten technischen Kennwerten ein Einsatz von Power2Gas für die Regelleistungsbereitstellung.

### Saisonale Speicherung

Aufgrund großer Speicherkapazitäten und vernachlässigbarer Selbstentladeraten wird das technisch umsetzbare Potenzial von Power2Gas für die saisonale Speicherung nur durch die Verfügbarkeit eines Gasnetzanschlusses und, im Falle der Methanisierung, durch die Verfügbarkeit einer CO<sub>2</sub>-Quelle begrenzt. Um zu bestimmen, ob der Einsatz von Power2Gas für die saisonale Speicherung im Jahr 2030 notwendig und geeignet ist, wird die benötigte Energiemenge und die aufzunehmende Leistung mit den zuvor dargestellten Potenzialen von Power2Gas verglichen.

Im Rahmen des Projekts „Merit Order der Energiespeicherung im Jahr 2030“ [16]

wurde die durch Lastüberdeckung auftretende zu speichernde Energiemenge sowie die maximale negative Residuallast im Jahr 2030 gemäß der Ausbauziele für die regenerative Erzeugung nach Szenario C des Netzentwicklungsplans 2013 [17] bestimmt. Dies erfolgte auf Basis der ENTSO-E-Verbraucherlast [18] und – je nach Szenario – mithilfe normierter Leistungsgänge [16, 17, 19, 20]. Ohne Berücksichtigung des internationalen Stromhandels und unter Annahme eines flexiblen Systems ergibt sich für alle Szenarien eine zu speichernde Energiemenge im Jahr 2030 von <6,4 TWh<sub>el</sub>. Dies entspricht <3,5 % der Gesamtzeugung aus Wind und Photovoltaik in 2030 bzw. 1,4 % des jährlichen Stromverbrauchs in 2012 nach Daten der ENTSO-E [18]. Konventionelle Kraftwerke können aufgrund der für die Systemstabilität notwendigen thermischen Mindestleistung nicht beliebig flexibel betrieben werden. Wird von einer konventionellen Must-Run-Kapazität von 10 GW<sub>el</sub> ausgegangen, welche im unteren Bereich der in [21] ausgewiesenen Spannbreite liegt, erhöht sich die zu speichernde Energiemenge von 6,4 auf 18 TWh<sub>el</sub>. Diese Energiemenge ist jedoch im Vergleich zum Netto-Exportüberschuss im Jahr 2012 in Höhe von ca. 22,5 TWh<sub>el</sub> [22] als gering einzustufen.

Die gesamte, nicht in Deutschland ad hoc nutzbare Energiemenge von 18 TWh<sub>el</sub> könnte in Untertage-Gasspeichern aufgenommen werden, wenn der Methanisierungsschritt durchgeführt wird. Anders verhält es sich für die Aufnahme reinen Wasserstoffs, da im Falle einer Begrenzung der Wasserstoffkonzentration auf 10 Vol.-% nur 7 TWh<sub>H<sub>2</sub></sub> von den Untertagspeichern aufgenommen werden können. Allerdings wird der Wasserstoffabsatz allein für die Ammoniakherstellung, die Methanol-Synthese und verschiedene Raffinerieprozesse für das Jahr 2030 auf 46,2 TWh<sub>H<sub>2</sub></sub> geschätzt [23]. Dies entspricht bei einem Wirkungsgrad des Elektrolysesystems von 60 % der Aufnahme einer elektrischen Energiemenge von 77 TWh<sub>el</sub>.

Werden 2,5 GW<sub>el</sub> Elektrolyseleistung installiert, welche einen gesicherten dauerhaften Wasserstoffabsatz im Erdgasnetz garantieren, können nur 3,8 TWh<sub>el</sub> der maximal zu speichernden 18 TWh<sub>el</sub> aufgenommen



VDI-Fachkonferenz

## Hydraulic Fracturing in Erdöl- und Erdgaslagerstätten

10. und 11. Dezember 2014, Hannover

HÖREN SIE VORTRÄGE ZU FOLGENDEN THEMEN

- Potentiale und Realisierungschancen für das Hydraulic Fracturing in Deutschland
- Green Fracking: neuartige Frackflüssigkeiten, deren Zusammensetzung, Entsorgung und Flowback
- Seismische Überwachung von Hydraulic Fracturing in Erdöl- und Erdgaslagerstätten
- Komplettierungstechnik für die Frackoperationen
- Technologische Entwicklungen des Hydraulic Fracturing
- Politische Situation und Möglichkeiten zur Schaffung von Bevölkerungsakzeptanz

LEITER DER KONFERENZ

- Prof. Dr.-Ing. Mohamed Amro, Professor und Institutsdirektor für Geoströmungs-, Förder- und Speichertechnik, Institut für Bohrtechnik und Fluidbergbau, TU Bergakademie Freiberg

MIT BEITRÄGEN VON

- Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe
- Europäische Kommission
- ExxonMobil Production Deutschland GmbH
- Gelsenwasser AG
- Halliburton Company Germany GmbH
- Helmholtz-Zentrum Potsdam Deutsches Geoforschungszentrum
- RWE Dea AG
- RWTH Aachen
- TECSOL GmbH
- TU Bergakademie Freiberg
- Weatherford International Eastern Europe S.R.L.
- Wirtschaftsverband Erdöl- und Erdgasgewinnung e.V.
- Wintershall Holding GmbH

Veranstaltung der VDI Wissensforum GmbH  
www.vdi.de/fracking  
Telefon +49 211 6214-201 | Fax +49 211 6214-154

Bildquelle: Wirtschaftsverband Erdöl- und Erdgasgewinnung e.V.

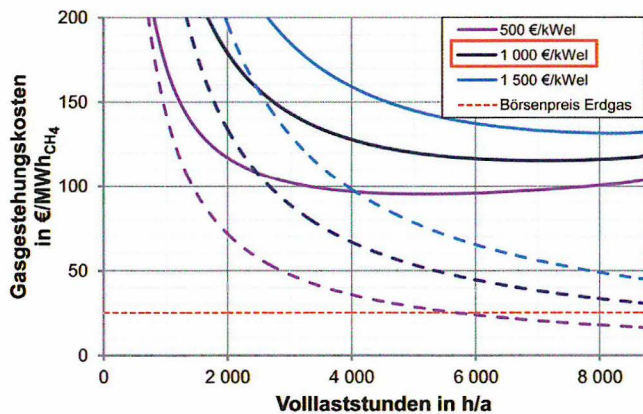


Abb. 2 Methangestehungskosten in Abhängigkeit der Volllaststunden für verschiedene Szenarien der spezifischen Investitionen (durchgehende Linien: inklusive Strombezugskosten, gestrichelte Linien: kostenloser Strombezug); Berechnungshinweise: [28]

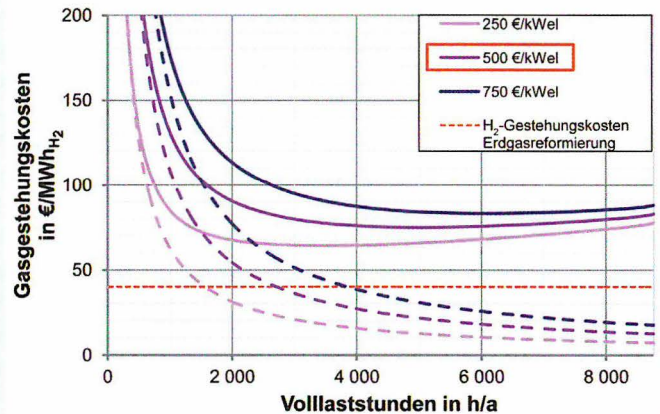


Abb. 3 Wasserstoffgestehungskosten in Abhängigkeit der Volllaststunden für verschiedene Szenarien der spezifischen Investitionen (durchgehende Linien: inklusive Strombezugskosten, gestrichelte Linien: kostenloser Strombezug); Berechnungshinweise: [28]

werden, da negative Residuallasten bis zu 44 GW<sub>el</sub> auftreten. Es ist darauf hinzuweisen, dass die Leistung von 2,5 GW<sub>el</sub> eine Minimalabschätzung ist. Eine detaillierte Untersuchung der Fragestellung, wie viel Energie bei welcher installierten Power2Gas-Leistung aufgenommen werden kann, fand in dieser Studie nicht statt. Die Minimalabschätzung soll als Orientierung dienen.

### Bereitstellung von Regelleistung

Neben der saisonalen Speicherung weisen Power2Gas-Systeme im Standby-Betrieb zudem geeignete technische Kennwerte für die Bereitstellung negativer Sekundärregelleistung und Minutenreserve auf. Die flexibler fahrbare PEM-Elektrolyse wird hier der alkalischen Elektrolyse vorgezogen. Da das Methanisierungssystem sich nicht für den intermittierenden Betrieb im Sekundenbereich eignet, sondern einen Zwischenspeicher erforderlich macht, wird für den Einsatz am Regelleistungsmarkt im Folgenden ein reines PEM-Elektrolysesystem betrachtet.

## Wirtschaftliche Bewertung von Power2Gas

Für die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung von Power2Gas werden die beschriebenen Einsoptionen – die saisonale Speicherung und die negative Regelleistungsvermarktung – auf Basis der technischen Kennwerte und der erarbeiteten Kostenstruktur bewertet.

### Saisonale Speicherung

Die Bewertung eines Einsatzes für die saisonale Speicherung erfolgt über die Gasgestehungskosten des Power2Gas-Systems. Durch einen Vergleich mit dem Großhandelspreis von Erdgas sowie den Wasserstoffgestehungskosten aus Erdgasreformierung gemäß [24] können die notwendigen Volllaststunden für verschiedene Szenarien der spezifischen Investitionen abgeleitet und mit der Anzahl der Stunden negativer Residuallast in den Szenarien für das Jahr 2030 verglichen werden.

Für die Berechnung der Gasgestehungskosten werden neben den Investitionen und

fixen Betriebskosten sowie den für 2030 zu erwartenden Wirkungsgraden und der erwarteten Lebensdauer der alkalischen Elektrolyse und der Methanisierung auch die Strombezugskosten berücksichtigt. Für diese wird der Börsenpreis am Day Ahead-Markt im Jahr 2012 aus den EPEX-Spot-Marktdaten verschiedener Jahre [25] angesetzt und eine optimierte Betriebsweise der Anlage nach Strompreisen angenommen. Da in Zeiten hoher Einspeisung aus erneuerbaren Erzeugern die Börsenpreise für Strom sinken, wird zudem der Fall eines kostenlosen Strombezugs betrachtet. Netzentgelte sowie Steuern und Abgaben für den Strombezug und die Gaseinspeisung werden nicht berücksichtigt. Zudem werden keine Kosten für den CO<sub>2</sub>-Bezug und die Wasseraufbereitung angesetzt. Die folgenden Berechnungen sind daher als Best Case-Szenarien zu interpretieren.

In Abb. 2 wird den Gasgestehungskosten eines Power2Gas-Systems inklusive Methanisierung der Erdgaspreis aus dem Monitoringbericht der Bundesnetzagentur [26], welcher den mittleren Tagesreferenzpreis an der Börse im Jahr 2012 darstellt, gegenübergestellt. Es ist zu erkennen, dass bei in Zukunft zu erwartenden spezifischen Investitionen von 1 000 €/kW<sub>el</sub> keine Wirtschaftlichkeit gegeben ist. Erst bei Kosten unter 500 €/kW<sub>el</sub> sowie 5 500 Volllaststunden stellt die Vermarktung von Methan aus Power2Gas bei heutigen Marktpreisen eine

Tab. 2: Historische Entwicklung des negativen Sekundärregelleistungsmarkts [27]

|   | 2010  | 2011  | 2012  | 2013  |
|---|-------|-------|-------|-------|
| Ø Arbeitspreis in €/MWh <sub>el</sub>       | 6,5   | 9,5   | 6,1   | 6,4   |
| Ø Abrufgrad                                 | 24 %  | 22 %  | 14 %  | 13 %  |
| Ø Leistungspreis in €/(MW <sub>el</sub> ×h) | 15,8  | 11,7  | 11,7  | 11,7  |
| Volllaststunden in h/a                      | 2 071 | 1 925 | 1 217 | 1 100 |

wirtschaftliche Option dar. Dies gilt jedoch nur für den Fall eines kostenlosen Strombezugs in allen Betriebsstunden.

Für eine Anlage ohne Methanisierung zeigt sich, dass sich die Wasserstoffgestehungskosten dem Referenzwert unter Berücksichtigung historischer Strombezugskosten annähern (vgl. Abb. 3). Im Falle eines kostenlosen Strombezugs ist ein wirtschaftlicher Betrieb für im Jahr 2030 erwartete spezifische Investitionen von 500 €/kW<sub>el</sub> möglich, wenn ca. 2 800 Volllaststunden erreicht werden.

Diesen für eine Wirtschaftlichkeit notwendigen Volllaststunden steht die Anzahl der Stunden mit negativer Residuallast für die verschiedenen Szenarien im Jahr 2030 gegenüber. Diese belaufen sich – unter Vernachlässigung der Übertragungskapazitäten ins Ausland – auf weniger als 750 Stunden für ein flexibles System und auf unter 1 700 Stunden im Falle einer Must Run-Kapazität konventioneller Kraftwerke von 10 GW<sub>el</sub>.

Eine Wirtschaftlichkeit von Power2Gas für die saisonale Speicherung im Jahr 2030 ist demnach aufgrund der hohen spezifischen Investitionen nicht gegeben. Insbesondere das System mit einem zusätzlichen Methanisierungsschritt kann – aufgrund höherer Investitionen und Umwandlungsverluste sowie einem geringen Marktwert des Methans – nicht wirtschaftlich betrieben werden. Zudem kann die Verfügbarkeit konzentrierter CO<sub>2</sub>-Ströme in einem treibhausgasarmen Szenario zunehmend einen Engpass darstellen [23].

### Bereitstellung von Regelleistung

Für den negativen Sekundärregelleistungsmarkt werden auf Basis historischer Daten aus dem Jahr 2012 die zu erzielenden Erlöse aus der Regelleistungsvermarktung sowie dem Gasverkauf ermittelt. Diese werden den annuitätischen Investitionsausgaben und Betriebskosten gegenübergestellt. Für die Berechnung gelten die gleichen Annahmen wie für die saisonale Speicherung, jedoch wird für den zukünftigen Wirkungsgrad des Elektrolysesystems der Wirkungsgrad der PEM-Elektrolyse von 67 % angenommen, da diese für den dyna-

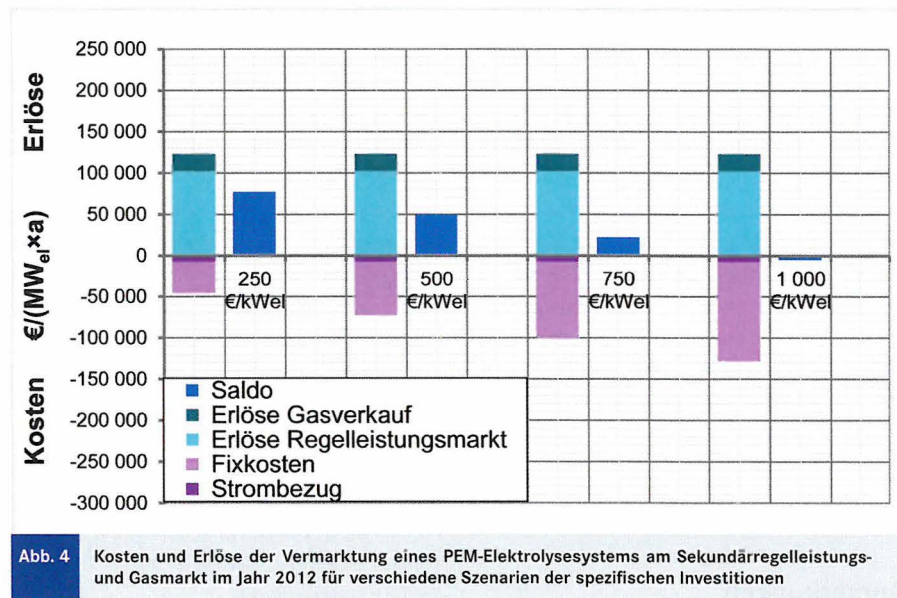


Abb. 4 Kosten und Erlöse der Vermarktung eines PEM-Elektrolysesystems am Sekundärregelleistungsmarkt und Gasmarkt im Jahr 2012 für verschiedene Szenarien der spezifischen Investitionen

mischen Betrieb besser geeignet ist als die alkalische Elektrolyse.

Wie die Ergebnisse in Abb. 4 zeigen, kann ein Einsatz an den negativen Regelleistungsmärkten – unter Berücksichtigung der historischen Abrufgrade und Vergütungssätze des Jahres 2012 aus Tab. 2 – unter betriebswirtschaftlichen Gesichtspunkten auch bei spezifischen Investitionen >500 €/kW<sub>el</sub> sinnvoll sein. Es ist jedoch zu beachten, dass Power2Gas-Anlagen auf dem negativen Regelleistungsmarkt in direkter Konkurrenz mit bereits wirtschaftlichen Technologien, wie z. B. Power2Heat, stehen [16].

### Power2Gas für den Stromsektor erst langfristig relevant

Da im Rahmen der Erdgasinfrastruktur sehr große Speicherkapazitäten mit geringen Selbstentladeraten zur Verfügung stehen, stellt Power2Gas eine Option für die Speicherung großer Energiemengen im TWh-Bereich dar. Bis 2030 sind die zu speichernden elektrischen Energiemengen sowie die Stunden negativer Residuallast jedoch so gering, dass der wirtschaftliche Betrieb einer Power2Gas-Anlage bei den zu erwartenden Investitionen und heutigen Marktpreisen nicht gegeben ist.

Wegen weiterer Umwandlungsverluste und höherer Investitionen verschlechtert sich die betriebswirtschaftliche Relevanz der Anlage im Falle einer zusätzlichen Metha-

nisierung. Relevant wird ein Methanisierungsschritt folglich erst, wenn aufgrund sehr hoher zu speichernder Energiemengen der produzierte Wasserstoff die Nachfrage übersteigt und aufgrund der Volumenbeschränkung für Wasserstoff die direkte Einspeisung in das Erdgasnetz nicht möglich ist. In diesem Fall kann jedoch die Verfügbarkeit einer konzentrierten CO<sub>2</sub>-Quelle insbesondere in einem treibhausgasarmen System eine zusätzliche Herausforderung darstellen.

Eine Option, die Wirtschaftlichkeit einer Power2Gas-Anlage zu steigern, ist das Anbieten auf den negativen Regelleistungsmärkten. Hier sind jedoch konkurrierende Technologien, die bereits negative Regelleistung wirtschaftlich anbieten können, sowie die Auswirkungen einer dynamischen Fahrweise auf die Lebensdauer zu berücksichtigen. Neben der Verbesserung technischer Parameter muss eine starke Kostenreduktion erzielt werden, um Power2Gas-Anlagen in Zukunft wirtschaftlich vermarkten zu können. Aufgrund der nahezu unabhängig von der Anlagengröße anfallenden Kosten der Peripherie ließen sich die spezifischen Investitionen insbesondere durch die Steigerung der Systemgröße in den MW<sub>el</sub>-Bereich senken. Weiterhin ist im Falle der flexibler fahrbaren und somit für die Regelleistungsvermarktung besser geeigneten PEM-Elektrolyse eine weitgehende Substitution der kostenintensiven Platinmetallkatalysatoren notwendig.

Der bereits bestehende Markt für Wasserstoff in der Industrie wird – im Falle einer politischen Förderung der wasserstoffbasierten Mobilität – kurz- bis mittelfristig gegebenenfalls um einen weiteren Markt ergänzt. Unter Berücksichtigung der Ausbauziele der Bundesländer hat Power2Gas im Jahr 2030 hingegen noch keine Relevanz für die Speicherung elektrischer Energie in Zeiten von Lastüberdeckungen durch Einspeisung aus erneuerbaren Erzeugern. Bei einem Ausbau der erneuerbaren Energien auf einen Anteil von >50 % der Stromerzeugung kann Power2Gas über das Jahr 2030 hinaus jedoch auch für die langfristige Speicherung großer elektrischer Energiemengen im TWh-Bereich relevant werden.

## Anmerkungen

- [1] Smolinka, T.; Günther, M.; Garcke, J.: Stand und Entwicklungspotenzial der Wasserelektrolyse zur Herstellung von Wasserstoff aus regenerativen Energien. Nationale Organisation Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie (NOW), Berlin 2011.
- [2] Wenske, M.: Wasserstoff – Herstellung per Elektrolyse. ENERTRAG AG, Dauerthal 2008.
- [3] Entwicklung von modularen Konzepten zur Erzeugung, Speicherung und Einspeisung von Wasserstoff und synthetischem Methan in das Erdgasnetz. Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches (DVGW), Bonn 2013.
- [4] Report 2013 – Langlebige Elektrochemische Verfahrenstechnik. In: Schriften des Forschungszentrums Jülich, Reihe Energie & Umwelt, Band 172. Forschungszentrum Jülich GmbH, Jülich 2013.
- [5] Hartmann, N.; Eltrop, L.; Bauer, N.; Salzer, J.; Schwarz, S.; Schmidt, M.: Stromspeicherpotenziale für Deutschland. Zentrum für Energieforschung Stuttgart (ZfES), Stuttgart 2012.
- [6] Block, T.: Telefonkonferenz zur Power-to-Gas-Demonstrationsanlage in Werlte. AUDI AG, Ingolstadt 2014.
- [7] Beck, H.-P.; Engel, B.; Hofmann, I.; Menges, R.; Turek, T.; Weyer, H.: Eignung von Speichertechnologien zum Erhalt der Systemsicherheit. Energie-Forschungszentrum Niedersachsen, Goslar 2013.
- [8] Sterner, M.: Bioenergy and renewable power methane in integrated 100% renewable energy systems – Limiting global warming by transforming energy systems. Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES), Kassel 2009.
- [9] Rieke, S.: Telefonat zur Kostenentwicklung und Flexibilisierung von Power-to-Gas. ETOGAS GmbH, 2014.
- [10] Specht, M.; Zuberbühler, U.: Power-to-Gas (P2G): Layout, operation and results of the 25 and 250 kW<sub>el</sub> research plants. Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung (ZSW), Stuttgart 2012.
- [11] Michaelis, J.; Junker, J.; Wietschel, M.: Eine Bewertung der Regellenergievermarktung im Power-to-Gas-Konzept. In: Zeitschrift für Energiewirtschaft, Heft 37/2007, S. 161-175.
- [12] Lohmann, H.; Girod, K.; Urban, W.: Technologien und Kosten der Biogasaufbereitung und Einspeisung in das Erdgasnetz – Ergebnisse der Markterhebung 2007-2008. Fraunhofer Institut Umwelt-, Sicherheits-, Energietechnik (UMSICHT), Oberhausen 2008.
- [13] Erdöl und Erdgas in der Bundesrepublik Deutschland 2012. Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie (LBEG), Hannover 2013.
- [14] Rundel, P.; Meyer, B.; Meiller, M.; Meyer, I.; Daschner, R.; Jakuttis, M.; Franke, M.; Binder, S.; Hornung, A.: Speicher für die Energiewende. Fraunhofer-Institut für Umwelt-, Sicherheits- und Energietechnik UMSICHT, Sulzbach-Rosenberg 2013.
- [15] Energiemarkt Deutschland – Zahlen und Fakten zur Gas-, Strom und Fernwärmeversorgung. Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW), Berlin 2012.
- [16] Pellingner, C.; Schmid, T. et al.: Laufendes Projekt: Merit Order der Energiespeicherung im Jahr 2030 – Entwicklung und Darstellung kostenoptimierter Speicherinfrastrukturen in Form von Merit Order Kurven. Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V., München 2012.
- [17] Feix, O.; Obermann, R.; Strecker, M.; Brötel, A.: Netzentwicklungsplan Strom 2013 – Zweiter Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber. CB.e Clausecker Bingle AG, Berlin 2013.
- [18] Transparency Platform der Entso-E, abrufbar unter: <https://www.entsoe.net/>; European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E), Brüssel 2014.
- [19] Beer, M. et al.: flex: Flexibilisierung der Betriebsweise von KWK – Projekt im Verbund „Eneff:Stadt – Chancen und Risiken von KWK im politischen Umfeld“. Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V. (FFE), München 2012.
- [20] Schmid, T. et al.: Masterplan: Optimierte Energieversorgung – Projekt im Verbund „Eneff:Stadt – Chancen und Risiken von KWK im politischen Umfeld“. Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V. (FFE), München 2012.
- [21] Studie zur Ermittlung der technischen Mindestenergieerzeugung des konventionellen Kraftwerksparks zur Gewährleistung der Systemstabilität in den deutschen Übertragungsnetzen bei hoher Einspeisung aus erneuerbaren Energien – Abschlussbericht, 20.1.2012. Forschungsgemeinschaft für Elektrische Anlagen und Stromwirtschaft (FGH), Consentec GmbH, Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft RWTH Aachen (IAEW), Aachen 2012.
- [22] Pellingner, C.; Hinterstocker, M.; von Roon, S.: Deutschland steigert Stromexportüberschüsse um 50 % in 2013. Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V., München 2014.
- [23] Hermann, H.; Emele, L.; Loreck, C.: Prüfung der klimapolitischen Konsistenz und der Kosten von Methanisierungsstrategien. Öko-Institut e. V., Berlin 2014.
- [24] Deutscher Wasserstoff- und Brennstoffzellen-Verband (DWV): Wasserstoff – Der neue Energieträger. Berlin 2009.
- [25] Marktdaten verschiedener Jahre. Abrufbar unter: [www.epexspot.com](http://www.epexspot.com); Paris 2013.
- [26] Monitoringbericht 2013 – gemäß § 63 Abs. 3 i. V. m. § 35 EnWG und § 48 Abs. 3 i. V. m. § 53 Abs. 3 GWB. Bundesnetzagentur (BNetzA), Bonn 2013.
- [27] Ausschreibungsplattform Regellenergie (Daten verschiedener Jahre). Abrufbar unter: <https://www.regelleistung.net/>; Vattenfall Europe Information Services, Hamburg 2013.
- [28] Berechnung mit der Methode des finanzmathematischen Mittelwerts nach Konstantin, P.: Praxisbuch Energiewirtschaft – Energieumwandlung, -transport und -beschaffung im liberalisierten Markt. Springer-Verlag, Stuttgart 2008. Annahmen: Wirkungsgrade und Lebensdauer für 2030 aus Abschnitt 1, spezifische Investitionen und fixe Betriebskosten gemäß Abschnitt 2, Zinssatz = 6 %, Marktpreise des Jahres 2012.

*A. Regett, M. Sc., Dipl.-Phys. C. Pellingner, Dipl.-Ing. S. Eller, Forschungsstelle für Energiewirtschaft (FFE) e. V., München  
aregett@ffe.de*

Das Verbundforschungsprojekt „Merit Order der Energiespeicherung im Jahr 2030“ (Förderkennzeichen: 03ESP110A) wird vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie im Rahmen der Förderinitiative Energiespeicher gemeinsam mit 13 Industriepartnern gefördert. Die Autoren bedanken sich beim BMWi sowie den Industriepartnern für ihre Unterstützung.