



Power-to-Gas ins Verteilnetz

Wo Power-to-Gas sinnvoll in Verteilnetzen eingesetzt werden kann

Die Gasinfrastruktur ist ein wichtiges Klimaschutz-Asset der Energiewirtschaft. Durch einen Wechsel von Erdgas hin zu erneuerbaren Gasen, den Content-Switch ([DVGW-Energie-Impuls](#)), kann diese treibhausgasneutral werden und zum Gelingen der Energiewende beitragen. Wasserstoff und synthetisches Methan aus Power-to-Gas-Prozessen mit erneuerbarem Strom können dem System beigemischt werden und sukzessive herkömmliches Erdgas reduzieren. In dieser Zwei-Energieträger-Welt lassen sich Treibhausgasemissionen erheblich senken und ambitionierte Klimaszustziele erreichen. Das Nutzungspotenzial von Power-to-Gas wurde in einem vom DVGW geförderten Projekt untersucht. Die Ergebnisse zeigen, dass in bestimmten Netzstrukturen Power-to-Gas-Anlagen auch in Verteilnetzen technisch sinnvoll sind und ein wirtschaftliches Potenzial bergen. Die so erzeugten, klimaneutralen Gase können unter geeigneten Randbedingungen netzplanerische Vorteile bieten und monetäre Erlöse generieren.

Anhand mehrerer Beispielregionen, die repräsentativ für über zwei Drittel aller deutschen Gemeinden stehen, wird deutlich, dass Power-to-Gas den Stromnetzausbau auf Verteilnetzebene optimieren kann und somit eine sinnvolle und effiziente Klimaschutzmaßnahme darstellt¹. Allerdings besteht im derzeitigen Marktumfeld ein Ungleichgewicht zwischen den erzielbaren Deckungsbeiträgen beim Einsatz von Power-to-Gas am Strom-Spotmarkt und den Investitions- und Betriebskosten der Anlagen.

Um das vielseitige Potenzial von Power-to-Gas ausschöpfen zu können, müssen daher die Rahmenbedingungen angepasst werden. Es bedarf Maßnahmen sowohl seitens der Netzbetreiber als auch der Politik, die im Zusammenspiel zur breitflächigen Integration von Power-to-Gas als Schlüsseltechnologie der Energiewende und zur Kopplung der Strom- und Gasinfrastrukturen führen.

Handlungsempfehlungen des DVGW

An die Netzbetreiber

1. Verteilnetzbetreiber sollten eine integrierte Zielnetzplanung für die Versorgungsnetze von Strom und Gas anstreben. Nur so können die entscheidenden Kopplungspunkte der Infrastrukturen entsprechend zueinander positioniert und Power-to-Gas-Anlagen wirtschaftlich betrieben werden.
2. Verteilnetzbetreiber sollten bei der Identifikation optimaler Kopplungspunkte über Gemeindegrenzen hinweg kooperieren, um so die gemeinsamen Einspeise- und Erlöspotenziale der synthetischen Gase zu erhöhen.
3. Die zulässigen Wasserstoffkonzentrationen im Gasnetz sollen deutlich erhöht werden, weshalb Gasnetzbetreiber schon jetzt ihre Netze für größere Anteile an Wasserstoff ertüchtigen sollten. Denn nur so kann das Potenzial von Power-to-Gas vollumfänglich zum Einsatz kommen.

An die Politik

1. Ein Markteinführungsprogramm² über die geplanten Reallabore hinaus sollte zügig etabliert werden. Es könnte z. B. über die gezielte Förderung der CO₂-Vermeidungseffekte dabei unterstützen, die Wirtschaftlichkeit von Power-to-Gas zu erhöhen und die Technologie im Energiesystem zu verankern.
2. Abgaben und Umlagen sollten so angepasst werden, dass Power-to-Gas-Anlagen wirtschaftlich operieren und die Kosten für den Verteilnetzausbau reduzieren können.
3. Anreize sollten Netzbetreiber dabei unterstützen, ihre Gasnetze für größere Wasserstoffanteile startklar zu machen.
4. Die Anrechenbarkeit synthetischer Gase in den ans Verteilnetz angeschlossenen Sektoren sollte eingeführt werden. Dies schafft neue Erlösmöglichkeiten für Power-to-Gas-Anlagenbetreiber und erhöht die öffentliche Akzeptanz für den notwendigen Infrastrukturausbau.

Power-to-Gas in Verteilnetzen – technisch sinnvoll und wirtschaftlich machbar

Wissenschaftler von der Bergischen Universität Wuppertal, der RWTH Aachen, des Gastechnologischen Instituts am DBI und des Gas- und Wärme-Instituts Essen GWI haben das technische und wirtschaftliche Potenzial von Power-to-Gas-Anlagen in deutschen Strom- und Gasverteilnetzen untersucht. Hierfür wurden die Netzstrukturen von über 11.000 Gemeinden anhand von neun repräsentativen Netzgebieten analysiert. Die detaillierten Ergebnisse der realen Strom- und Gasnetzstrukturen wurden anschließend für Deutschland verallgemeinert. Die Modellierungen lassen – unter Berücksichtigung der Pariser Klimaschutzziele – folgende Schlussfolgerungen zu:

1. Einspeisepotenziale in Gasverteilnetze vorhanden

Die Gasverteilnetze bieten im gesamten Bundesgebiet die technische Möglichkeit, erneuerbare Gase aufzunehmen. Ausgehend von einer Power-to-Gas-Anlage pro Gemeinde mit mindestens 500 kW elektrischer Leistung ergibt sich im Fall der Methanisierung ein gesamtes Einspeisepotenzial von fast 40 GW im Jahr 2030. Dieses ist je nach Gasbedarf der Gemeinden regional verteilt. Mittlere und große Anlagen sind insbesondere in urbanen und industriellen Gemeinden mit hohem Gasvolumenstrom möglich. In ländlichen Regionen ist das Potenzial entsprechend geringer. Bei einer maximalen Beimischung von 15 Vol.-% ins Verteilnetz und einer Mindestanlagengröße von 10 kW entspricht die Einspeisung von Wasserstoff rund 1,6 GW.³

2. Monetäre Erlöspotenziale für synthetische Gase möglich

In den meisten Netzstrukturen existieren monetäre Erlösmöglichkeiten durch den Absatz von erneuerbaren Gasen durch eine Vermarktung

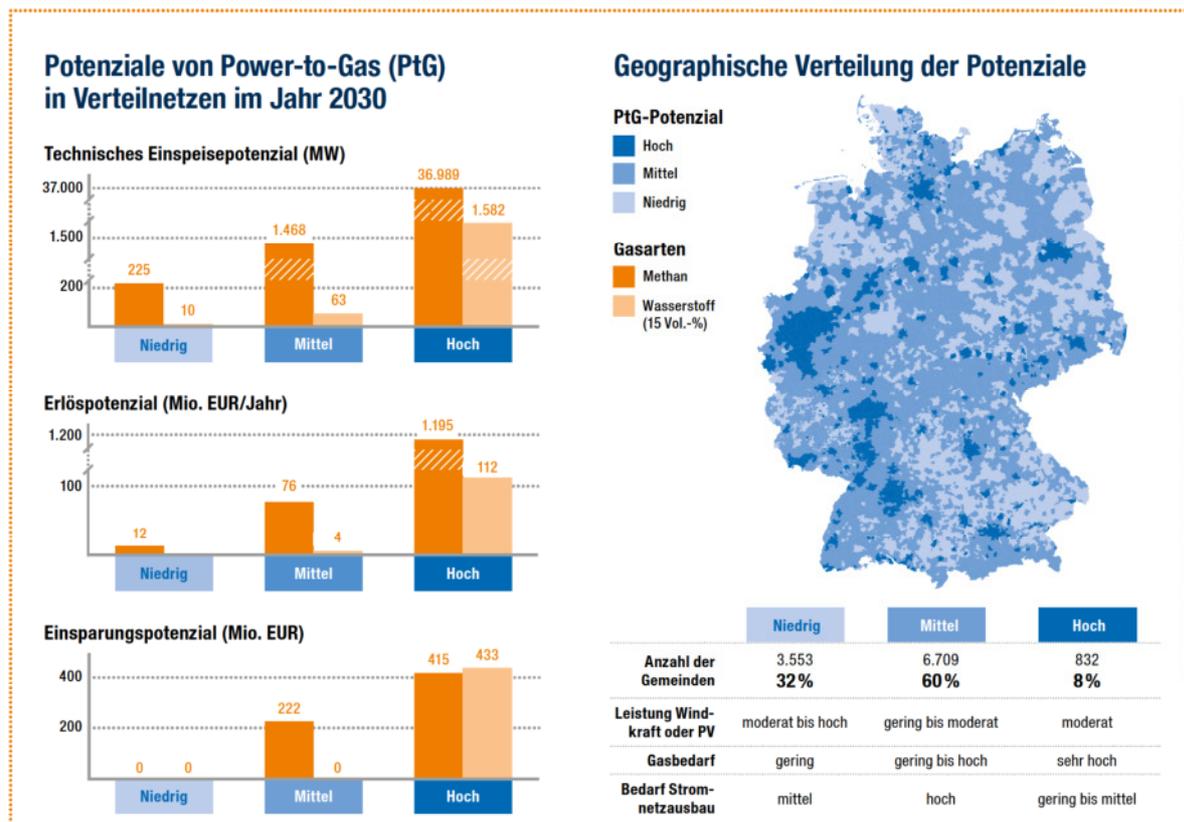
der Power-to-Gas-Anlage am Strom-Spotmarkt. In Ballungsgebieten sind diese aufgrund des höheren Gasabsatzes weitaus größer als in ländlichen Regionen. Durch Einspeisung von synthetischem Methan könnten im Jahr 2030 Erlöse in Höhe von rund 1,3 Mrd. Euro jährlich erwirtschaftet werden. Unter den angenommenen Randbedingungen³ erreichen die Erlöse für Wasserstoff 116 Mio. Euro pro Jahr. Bei einer weiteren, signifikanten Erhöhung der Wasserstoffanteile über 15 Vol.-% steigt auch das technische und wirtschaftliche Potenzial dieser Anlagen.

3. Senkungspotenziale von Stromnetzausbaukosten

Der Aufbau von Power-to-Gas-Kapazitäten kann stromseitige Ausbaukosten auf der Mittelspannungsebene reduzieren. Frühere Studien des DVGW haben gezeigt, dass damit auch der Ausbaubedarf auf den überlagerten Netzebenen und die Wirtschaftlichkeit von Power-to-Gas-Anlagen gesteigert werden kann⁴.

Einsparungsmöglichkeiten gibt es vor allem dort, wo die Einspeisung erneuerbarer Energien mit dem Gasabsatz korreliert und ein hoher Bedarf an Stromnetzausbau besteht. Dies betrifft etwa die Hälfte der über 11.000 berücksichtigten Gemeinden. Relevante Einsparungen sind unter den gesetzten Randbedingungen über den Schritt der Methanisierung möglich und können im Jahr 2030 rund 640 Mio. Euro erreichen.

Power-to-Gas-Anlagen, die Wasserstoff erzeugen, haben gegenüber der Methanisierung zwar wirtschaftliche Vorteile – aufgrund höherer Wirkungsgrade, geringerem Strombezug und niedrigerer Kosten. Diese kommen aber erst bei hohen Anteilen an Wasserstoff im Netz zum Tragen. Ist die Beimischung so wie in der Studie auf 15 Vol.-% Wasserstoff begrenzt, kann Power-to-Gas vor allem in Großstädten die Kosten der Sektorenkopplung senken. Die Fähigkeit der Gasinfrastruktur, Wasserstoff zu großen Anteilen aufzunehmen, ist damit ein wichtiger Faktor zur Kostensenkung eines zukunftsfähigen Energiesystems.



¹⁾ Die möglichen positiven Effekte von Power-to-Gas auf den Ausbaubedarf und Maßnahmen zur Systemsicherheit im Hochspannungs- und Übertragungsnetz wurden in dieser Studie nicht bewertet.

²⁾ <https://www.ptx-allianz.de/markteinfuehrungsprogramm>

³⁾ Randbedingungen: 1 Anlage/Gemeinde, minimaler Gasbedarf an Sommertagen, Mindestanlagengröße und 15 Vol.-% Beimischungsgrenze für Wasserstoff.

⁴⁾ DVGW (2015): Nutzen der Power-to-Gas-Technologie zur Entlastung der 110-kV-Stromverteilungsnetze