

Intelligente Sektorenkopplung – Ermittlung des volkswirtschaftlichen sowie des klimarelevanten Nutzens mittels Power-to-Gas

Eine Expertise für Amprion GmbH und Open Grid Europe GmbH

Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH: Uwe Albrecht, Ulrich Bünger, Hubert Landinger, Jan Michalski, Tetyana Raksha, Evi Pschorr-Schoberer, Werner Weindorf, Jan Zerhusen, Martin Zerta, Werner Zittel

Ottobrunn, 22.02.2018

Kernergebnisse auf einen Blick:

- 1) **Flexibilitätsvorteile** von Power-to-Gas (d.h. Speicherung und Nutzung vorhandener Infrastrukturen) überwiegen die Effizienz Nachteile (d.h. Umwandlungsverluste), insbesondere im Verkehrssektor und in der Industrie
- 2) Einbezug von Gasspeicherkapazitäten als **saisonale Energiespeicher** über Power-to-Gas ist bei wirtschaftlicher Erreichung der ambitionierten Klimaschutzziele - Reduktion der CO₂-Emissionen um 95% gegenüber 1990 bis 2050 - unausweichlich, zusätzlich zu kurzfristigen Batterie-Leistungsspeichern
- 3) Langfristig, d.h. ab einem Anteil von ca. 400-450 TWh jährlicher Stromerzeugung aus EE-Anlagen, kann Power-to-Gas eine sinnvolle **Ergänzung zum Ausbau der Stromnetze nach Realisierung der NEP-Maßnahmen** darstellen
- 4) Power-to-Gas hat im Vergleich zu „all-electric“ Lösungen aufgrund der geringeren Gesamtinvestitionen bei gleicher CO₂-Vermeidung **negative CO₂-Vermeidungskosten** und bietet so einen volkswirtschaftlich sinnvollen Weg zur Erreichung der gesetzten Klimaschutzziele
- 5) **Kosten der Endanwendungen sind ein wesentlicher Kostentreiber** bei der CO₂-Vermeidung
- 6) Je ambitionierter die Klimaschutzziele bis 2050, desto ausgeprägter die Vorteile von Power-to-Gas gegenüber einem „all-electric“-Ansatz

HINTERGRUND UND ZIELSETZUNG:

Welche Vorteile ermöglicht Power-to-Gas (PtG) im Vergleich zu einer „all-electric“ Welt?

Erneuerbar hergestellter Strom wird als wichtigster Energieträger der Energiewende gesehen. Es wird erwartet, dass er neben den traditionellen Stromanwendungen künftig auch alle anderen Endverbrauchssektoren zur Bereitstellung von Kraft (Mobilität) und Wärme (Haushalte und Industrie) bedienen soll sowie über den industriellen Strombedarf hinaus auch für die Synthetisierung von Grundstoffen zum Einsatz kommt. Daher wird davon ausgegangen, dass der Strombedarf bis zum Jahr 2050 auf weit mehr als das Doppelte des heutigen Volumens wachsen wird.

Mit Sektorenkopplung ist im Kontext dieser Studie die Kopplung von Strom- und Gasnetz zur optimalen Integration erneuerbarer Energien in die Endverbrauchssektoren gemeint. Das Stromnetz könnte auch bei einer erfolgreichen Umsetzung der Ausbaupläne gemäß Netzentwicklungsplan Strom (NEP-Strom 2030 Version 2017) nicht in der Lage sein, die Energieverteilung bei einem weiteren Wachstum der Erzeugung aus Erneuerbaren Energien über den NEP-Strom alleine zu leisten. Durch die Sektorenkopplung könnte der Stromnetzausbau bis 2050 mittel- und langfristig durch die Energietransport- und -speicherkapazitäten des bestehenden Gasnetzes kosteneffizient ergänzt werden.

Amprion GmbH und Open Grid Europe GmbH haben gemeinsam im Frühjahr 2017 die Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH (LBST) beauftragt, die volkswirtschaftlichen und klimarelevanten Auswirkungen einer breiten Einführung von Power-to-Gas (PtG) im Vergleich zu einer „all-electric“ Welt für Deutschland bis 2050 in sektorspezifischem Detail zu analysieren. Dabei wurde der Stromsektor mit den ihm inhärenten Flexibilitätsoptionen bis auf das Stromverteilnetz vollständig modelliert.

Die Einführung von PtG wurde in drei ausgewählten Anwendungen/Sektoren dargestellt (Pkw/Mobilität, Hausheizungen/Wärme und Substitution fossiler Wasserstoffproduktion in der Industrie), unter Annahme einer Integration zusätzlichen erneuerbaren Stroms sowohl auf Erzeugung- als auch Verbrauchsseite über den NEP-Strom hinaus. Der

Vergleich der Gesamtkosten für die Energiebereitstellung zwischen PtG, getrennt nach Power-to-Hydrogen (PtH₂) und Power-to-Methane (PtCH₄), und der „all-electric“ Welt wurde für zwei CO₂-Emissionsreduktionsszenarien berechnet (-80% bzw. -95% bis 2050 ggü. 1990). Die kostenminimierende Modellierung des deutschen Energiesystems erfolgte in räumlicher (4 Regionen) und zeitlicher (1-Stunden-Raster) Auflösung.

WESENTLICHE ERKENNTNISSE:

Flexibilitätsvorteile von PtG überwiegen die Effizienz Nachteile

Die in dieser Studie untersuchten Gesamtkosten setzen sich grundsätzlich aus fünf Bestandteilen zusammen: Kosten aus (1) dargebotsabhängiger erneuerbarer sowie regelbarer Stromerzeugung, (2) dem Energiespeicherbedarf samt der gewählten technischen Optionen (z.B. Batterien oder Wasserstoff- bzw. Methanspeicher), (3) weiteren Flexibilitätsoptionen (z.B. Energieimport/-export oder Demand Side Management, etc.), (4) Energietransport über das Strom- und Rohrleitungsnetz sowie (5) endanwendungsnahen Kosten wie z.B. für Fahrzeuge und dazugehörige Tankstellen oder Heizsysteme. In diesem Zusammenhang hat die PtG-Technologie zwar den Nachteil, dass durch Umwandlungsverluste der Energiebedarf steigt (bei PtCH₄ stärker als bei PtH₂), dafür aber hat sie auch den Vorteil, dass sich die universellen Energieträger Wasserstoff (PtH₂) bzw. synthetisches Methan (PtCH₄) einfach speichern und transportieren lassen. Zudem verfügen die beiden PtG Anwendungen unter den in dieser Studie getroffenen Annahmen über günstigere Endanwendungen.

Insbesondere unter der Annahme, dass künftig alle Energiesektoren durch erneuerbaren Strom bedient werden, zeigen die Analysen, dass die PtG-Varianten aus Kostengründen vorteilhaft sind. Aus Gesamtsicht ergibt sich ein Kostenvorteil von PtG insbesondere in der Industrie und im Verkehr. In diesen beiden Sektoren sind im Vergleich zur „all-electric“ Welt in allen Szenarien die Kosteneinsparungen aus der Nutzung der Elektrolyse und der H₂- bzw. CH₄-Speicher als Flexibilisierungsoptionen größer als die Zusatzkosten, die aufgrund der Umwandlungsverluste für die Bereitstellung zusätzlicher Primärenergie anfallen. Dies ist darauf zurückzuführen, dass in der „all-electric“ Welt nur vergleichsweise teure stationäre Batterien als Stromspeicher zur Verfügung stehen sowie die weiteren Flexibilisierungsoptionen wie z.B. Stromimport bzw. -export oder Demand Side Management eingeschränkt sind. Dieser Effekt wird zudem durch die geringeren Kosten der Endanwendungen von PtG verstärkt.

Kosten der Endanwendungen sind ein wichtiger Kostentreiber

Dabei zeigen die Analysen auch, dass die Kosten der Endanwendungen (d.h. für Fahrzeuge oder Heizsysteme) aus volkswirtschaftlicher Sicht in allen Anwendungsfällen, Sektoren (hier insbesondere in der Mobilität) und Szenarien einen dominanten Anteil an den Gesamtkosten haben und langfristig die Energiekosten sogar übersteigen können. PtCH₄ stellt in der Mobilität und im Wärmebereich aufgrund der vorhandenen Gasinfrastruktur sowie der kurzfristig noch kostengünstigeren Verbrennungsmotoren- und Heizungstechnik die günstigste Alternative dar, gefolgt von PtH₂, welches langfristig aber seine Effizienzvorteile, z.B. über den Technologiesprung zur Brennstoffzellentechnik, ausspielen kann. Die Kosten für die zusätzliche Transport- bzw. Bereitstellungsinfrastruktur machen dabei nur einen kleinen Teil der volkswirtschaftlichen Gesamtkosten aus, weswegen die Kostenvorteile oder -nachteile auf Infrastrukturseite allein nicht über Erfolg oder Misserfolg der PtG-Technologie entscheiden werden.

Einbezug von Gasspeicherkapazitäten ist bei wirtschaftlicher Erreichung des 95%-Ziels unausweichlich

In einer „all-electric“ Welt stellen die Kosten für die stationären Batterien den bei weitem größten Kostentreiber bei den Flexibilisierungsmaßnahmen dar. Dem gegenüber stehen auf der PtG-Seite die Aufwendungen für Elektrolyse- bzw. Methanisierungsanlagen. So wurde je nach Szenario und Annahmen bis 2050 bei einer separaten Betrachtung der einzelnen Verbrauchssektoren ein hoher Elektrolysekapazitätsbedarf ermittelt. Für einen wirtschaftlich erfolgreichen Betrieb der PtG-Anlagen ist dabei deren möglichst hohe Auslastung wesentlich. Diese kann insbesondere dadurch erzielt werden, dass mit Hilfe der Sektorenkopplung unterschiedliche Endanwendungen adressiert werden.

Im Hinblick auf die Erfüllung der Klimaschutzziele zeigt die Studie einen „Kippunkt“ zwischen den beiden CO₂-Emissionsreduktionszielen von -80% und -95%. Bei einer CO₂-Reduktion von 95% werden nicht nur kurzfristige Leistungsspeicher sondern auch große saisonale Energiespeicher notwendig, die in einer strikten „all-electric“ Welt in Form stationärer Batterien prohibitiv teuer wären. Auch der Einsatz von Erdgas zur Substitution CO₂-intensiver

Kohlekraftwerke zur regionalen Leistungsbereitstellung z.B. in Süddeutschland wird dann zunehmend eingeschränkt.

Langfristig kann PtG eine sinnvolle Ergänzung zum Ausbau der Stromnetze darstellen

Die Analyse der Energieinfrastrukturen zeigt, dass ein Stromnetzausbau über den NEP-Strom bis 2035 im Basisszenario (-80% CO₂) bzw. bis 2030 im ambitionierten Klimaschutzszenario (-95%) auch in einer „all-electric“ Welt nicht erforderlich ist, da die Flexibilitäten im Stromsystem unter den gegebenen CO₂-Restriktionen noch genügen. Dies ändert sich jedoch jenseits einer Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien von ca. 400 bis 450 TWh/a. Durch Effizienzsteigerung insbesondere im Wärmebereich, z.B. in Folge von Wärmedämmung, und durch einen allgemeinen Trend zur Elektrifizierung, z.B. durch Einsatz elektrischer Wärmepumpen, wird von einem insgesamt nachlassenden Erdgastransport- und -verteilungsbedarf ausgegangen. Damit ergab sich in dieser Studie, dass im Fall von PtCH₄ kein Ausbau des Gasnetzes und im PtH₂-Fall nur die Ertüchtigung von bestehenden Gasleitungen auf Wasserstoff erforderlich sein wird.

PtG hat im Vergleich zu „all-electric“ Lösungen negative CO₂-Vermeidungskosten

Der Vorteil von PtG im Vergleich zur „all-electric“ Lösung wird auch anhand der relativen CO₂-Vermeidungskosten sichtbar, die sich durch Division der kumulierten Gesamtkosten durch die absolute kumulierte Menge an vermiedenen CO₂-Emissionen berechnen. Da in den beiden Fällen definitionsgemäß die gleichen CO₂-Emissionsmengen vermieden werden, weist die PtG-Lösung dank der geringeren Gesamtkosten auch deutlich geringere CO₂-Vermeidungskosten auf. Mit dem „all-electric“ Fall als direkter Vergleichsbasis ergeben sich dann für beide PtG Anwendungen (PtH₂ und PtCH₄) negative CO₂-Vermeidungskosten.

STRATEGISCHE EINORDNUNG DER ERGEBNISSE:

Vorteile von PtG bei ambitionierten Klimaschutzzielen bis 2050 besonders ausgeprägt

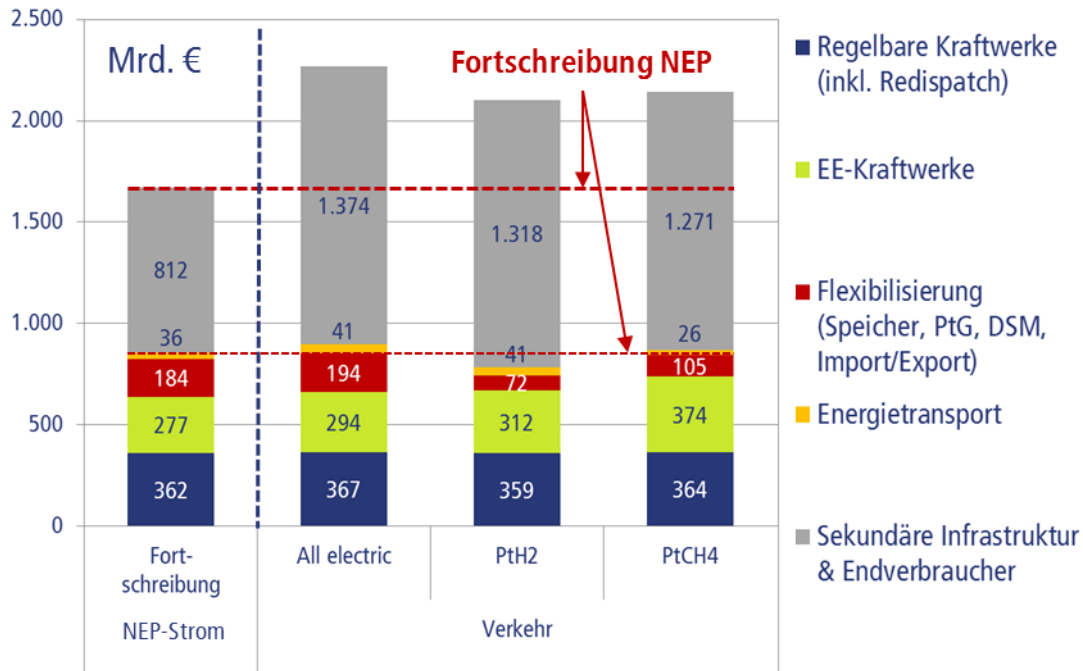
Im künftigen Energiesystem wird erneuerbarer Strom absehbar eine dominante Rolle als Energieträger spielen. Die Ergebnisse dieser Studie unterstreichen aber, dass aus volkswirtschaftlicher Kostensicht die Effizienznachteile der PtG-Technologie im Vergleich zur „all-electric“ Welt durch ihren Vorteil der Nutzung bestehender Gasinfrastrukturen und kostengünstiger Speicherkapazitäten sowie günstigere Endanwendungen überkompensiert werden. Während die PtCH₄-Technologie dabei kurz- und mittelfristig von bereits existierenden Infrastrukturen und Anwendungstechnologien profitieren kann, überwiegen mittel- und langfristig die Vorteile der PtH₂-Technologie durch geringere Umwandlungsverluste. Insgesamt werden die PtG-Technologien ihre Vorteile kostenseitig (insbesondere Speicher) und akzeptanzseitig (Infrastrukturausbau) besonders bei der Erzielung ambitionierter Klimaziele voll ausspielen können.

Eine Markteinführung der PtG-Technologien wird erfordern, dass frühzeitig Aufbau, Erprobung und Marktetablierung der Kerntechnologien im relevanten Maßstab erfolgen. Wegen der Komplexität der Aufgabe durch die Beteiligung vieler Akteure sollte damit kurzfristig begonnen werden, um die ambitionierten Klimaschutzziele rechtzeitig und mit möglichst geringen Kosten zu erreichen.

ANHANG:

Kumulierte Gesamtkosten bis 2050 im Basisszenario im Verkehrssektor

In der nachfolgenden Abbildung sind beispielhaft für den Verkehrssektor die kumulierten Gesamtkosten des Energiesystems bis 2050 (Basisszenario) dargestellt. Dabei sind nicht nur die Investitionsausgaben auf Annuitätenbasis für neue Anlagen, sondern auch die jährlichen Betriebskosten (z.B. Wartungskosten oder Kosten für fossile Primärenergieträger) erfasst. Bei diesen Kosten handelt es sich um Bruttokosten, die zum großen Teil auch anfallen würden, wenn das Energiesystem nicht auf erneuerbare Energien umgestellt würde. Das heißt, dass ein Teil der Investitionsausgaben, z.B. in neue Fahrzeuge, Kraftwerke, Netze etc., unabhängig von der gewählten Technologie auf jeden Fall anfallen würde. Als Vergleich dient die Fortschreibung des NEP Strom 2017 Szenario B2030.



Aus diesem Kontext ergeben sich folgende Einsichten:

- Gesamtkosten für alle Versorgungsfälle sind in vergleichbarer Größenordnung. Dennoch ist der PtCH₄-Fall kurz- bis mittelfristig am günstigsten (gefolgt von PtH₂-Fall), langfristig dreht sich jedoch das Verhältnis um.
- Langfristig übersteigen die Kosten für die sekundäre Infrastruktur und die Endverbraucher die Energiekosten um ein Vielfaches (insbesondere im „all-electric“ Fall) und haben so signifikanten Einfluss auf die Gesamtkosten.
- Auch die Stromnachfrage (absolute Höhe und Bedarfsprofil) ist ein wichtiger Einflussparameter auf die Gesamtkosten.
- Die Energiekosten werden vor allem durch den Trade-off zwischen Speicherbedarf, EE-Zubau und Nutzung der flexiblen Kraftwerke sowie weiterer Flexibilitätsoptionen bedingt.
- Im PtH₂- und PtCH₄-Fall kommen Synergieeffekte zum Tragen und sind damit eine wichtige Stütze im Energiesystem.
- Beide Power-to-Gas-Technologien entlasten zwar das Stromnetz, der Transport von Energie alleine begründet aber nicht den Vorteil von PtG.