

# Management Summary

## Nutzen von Smart-Grid-Konzepten unter Berücksichtigung der Power-to-Gas-Technologie

März 2014

**Univ.-Prof. Dr.-Ing. Albert Moser**

Lehrstuhl für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft  
an der RWTH Aachen

**Univ.-Prof. Dr.-Ing. Markus Zdrallek**

Lehrstuhl für Elektrische Energieversorgungstechnik  
der Bergischen Universität Wuppertal

**Prof. Dr.-Ing. Hartmut Krause**

DBI-Gastechnologisches Institut gGmbH, Freiberg

**Dr.-Ing. Frank Graf**

DVGW-Forschungsstelle am Engler-Bunte Institut  
des KIT, Karlsruhe

## Management-Summary

### **Nutzen von Smart-Grid-Konzepten unter Berücksichtigung der Power-to-Gas-Technologie**

#### **Kernaussage:**

Gasnetze können zur Bewältigung aktueller und zukünftiger Herausforderungen in Stromverteilungsnetzen entscheidend beitragen. Durch die Integration der Kopplungselemente Power-to-Gas-Anlage und bivalente Gasvorwärmanlagen kann ein ausreichendes Verschiebepotenzial bereitgestellt werden. Dadurch kann der erforderliche Ausbaubedarf der Stromnetze bei netzdienlicher Fahrweise signifikant reduziert werden. Hierzu müssen die Power-to-Gas-Anlagen auf Verteilungsebene innerhalb der nächsten zehn Jahre errichtet werden, da der weitere Zubau an dezentralen Erzeugungsanlagen größtenteils in dieser Zeitspanne erfolgen wird. Eine Wirtschaftlichkeit übergreifender Smart-Grid-Konzepte für Strom- und Gasverteilungsnetze wird dabei erreicht durch Deckungsbeiträge aus Markt und Netz, Kopplung der Netze auf möglichst niedriger Spannungsebene, Investitionskosten für kleine Power-to-Gas-Anlagen (H<sub>2</sub>) von ca. 1.000 EUR/kW<sub>el</sub> (inkl. Einspeisung) sowie ein ausreichendes Zumischungspotenzial für Wasserstoff in den Gasnetzen. Weiterhin wird durch das Kopplungselement Power-to-Gas so dem Energiesystem die bei einer hohen Durchdringung mit erneuerbaren Energien langfristig benötigte Langzeitspeichertechnologie zur Verfügung gestellt, was für eine vollständige Darstellung des Nutzens der Technologie in weiterführender Forschung noch mitbetrachtet werden muss. Auch die voraussichtliche entlastende Wirkung bis in das Hochspannungsnetz hinein muss noch abgeschätzt werden und ist Bestandteil eines geplanten Nachfolgeprojektes.

#### **Hintergrund:**

Das deutsche Energieversorgungssystem befindet sich in einem grundsätzlichen und nie dagewesenen Wandel: Weg von einer zentralen Stromerzeugung durch große Kohle- oder Kernkraftwerke hin zu einer regenerativen Stromerzeugung, die im Wesentlichen auf kleinen dezentralen Erzeugungsanlagen (DEA) basiert. Nach dem Energiekonzept der Bundesregierung sollen bis 2050 über 80 Prozent der elektrischen Energie aus regenerativen Quellen stammen. Vor diesem Hintergrund ist zu erwarten, dass bis zum Jahr 2023 die installierte Leistung der DEA auf 125 GW ansteigt.

Dabei gilt es zwei wesentliche, bisher offene technische Herausforderungen zu bewältigen: Zum einen müssen bei langfristig hohen Anteilen von Erneuerbaren Energien (EE) erforderliche (Langzeit-)Speichermöglichkeiten entwickelt werden. Zum anderen fehlt es an geeigneten Netzstrukturen. Denn die Versorgungsnetze sind für die veränderte Aufgabenstellung nicht geplant, dimensioniert und gebaut worden. Dies betrifft insbesondere die ländlichen Verteilungsnetze, in denen der überwiegende Teil der Windenergie-, Biomasse- und Photovoltaik-Anlagen angeschlossen wird. Schon mit der heutigen Durchdringung mit DEA erreichen viele

ländliche Netze ihre technischen Grenzen und es kommt zu einer Invertierung der Lastflussrichtung.

Auf Seiten der Erdgasnetze ergeben sich durch den erwarteten Rückgang des Erdgasbedarfs u.a. in Folge einer höheren Energieeffizienz in der Wärmeversorgung von Gebäuden freie Kapazitäten, die anderweitig genutzt werden können. Gleichzeitig ermöglicht die verbesserte Ansteuerbarkeit einzelner Betriebsmittel in Strom- und Gasnetzen im Rahmen sogenannter „Smart Grids“ neue Möglichkeiten für Netzplanung und -betrieb.

### **Forschungsansatz:**

Vor diesem Hintergrund wird im Rahmen dieser Studie untersucht, wie die Gasnetze die Stromnetze bei der Bewältigung der Herausforderungen unterstützen können. Als Lösungsansatz wird die Kopplung von Strom- und Gasnetzen auf Nieder- und Mittelspannungsebene betrachtet. Erforscht wird, in welchem Umfang Nutzen durch den intelligenten gekoppelten Betrieb von Strom- und Gasverteilungsnetzen entstehen kann.

Für die Kopplung von Strom- und Gasnetzen auf Verteilungsebene kommen grundsätzlich folgende Kopplungselemente in Frage: Power-to-Gas-Anlagen, bivalente Gasvorwärmanlagen (GVWA) und Mikro-KWK-Anlagen. Dabei könnten Power-to-Gas-Anlagen und GVWA als Netzbetriebselemente in einem Smart Grid auch direkt vom Netzbetreiber gesteuert werden, weshalb diese von besonderer Relevanz sind. Außerdem können so der Stromversorgung die bei hohen EE-Anteilen erforderlichen Langzeitspeicher zur Verfügung gestellt werden. Die restlichen Kopplungselemente sowie weitere dezentrale Anlagen wie Wärmepumpen oder Elektro-Heizer werden mit einer ausschließlichen Steuerung durch den jeweiligen Anlagenbetreiber berücksichtigt.

Um aussagekräftige Ergebnisse erzielen zu können, wird zunächst ein energiewirtschaftliches Rahmenszenario für die Stützjahre 2023, 2033 und 2050 erstellt. Anschließend wird als Referenzvariante eine getrennte Planung von Stromverteilungs- und Gasnetzen vorgenommen. Hierfür wird zunächst der Anlageneinsatz für den Bereich Strom, Gas und Wärme bestimmt, und anschließend eine Zielnetzplanung jeweils getrennt für das Strom- und Gasnetz durchgeführt, um den Netzausbaubedarf zu quantifizieren. Bei der Stromzielnetzplanung wird dabei sowohl ein innovativer Stromnetzausbau unter der Berücksichtigung von Smart-Grid-Elementen als auch eine konventionelle Variante betrachtet. In der gekoppelten Planung wird untersucht, wie sich durch den Einsatz von Power-to-Gas-Anlagen und GVWA der Netzausbaubedarf auf Stromseite reduzieren lässt. Hierzu werden die Simulation des Anlageneinsatzes sowie die Zielnetzplanungen für Strom- und Gasnetz aufeinander abgestimmt durchgeführt. Abschließend erfolgt ein Vergleich sowie eine betriebswirtschaftliche Bewertung der Ausbauvarianten hinsichtlich der Investitionsausgaben, Betriebskosten und -erlöse. Zu den Kosten für die Umsetzung der Kopplung zählen dabei neben den Investitionen in Power-to-Gas-Anlagen und

GVWA auch die Kosten der intelligenten Systeme für die Umsetzung eines Smart-Grids.

Konkret werden in der Studie drei reale Verteilungsnetze im Emsland betrachtet, die bereits heute eine hohe Durchdringung mit EE-Anlagen aufweisen: Ein ländliches Niederspannungsnetz und ein (vor)städtisches Niederspannungsnetz (NS-Netze) sowie ein ländliches Mittelspannungsnetz (MS-Netz) inklusive der entsprechenden Gasnetze. Der Zubau von DEA sowie die Annahmen zur zukünftigen Nachfrage nach elektrischer Energie, Gas und Wärme in den drei Netzgebieten basieren auf dem energiewirtschaftlichen Rahmenszenario des Netzentwicklungsplans Strom 2013, der BMU Leitstudie 2011 sowie der DVGW Systemanalyse II. Der Anlageneinsatz der Kopplungselemente wird durch die Großhandelspreise determiniert, welche gasseitig aus dem Rahmenszenario entnommen und für die Stromseite aus einer deutschlandweiten fundamentalbasierten Preissimulation für Fahrplanenergie und Reserve abgeleitet werden.

### **Studienergebnisse:**

Bei der gekoppelten Planung zeigt sich, dass durch Einsatz der Power-to-Gas-Anlagen und GVWA eine signifikante Reduktion des erforderlichen Netzausbaus auf Stromseite erreicht werden kann. Kommt es zu einer Überlastung des lokalen Stromnetzes, so können Power-to-Gas-Anlagen und GVWA als zusätzliche Last die Rückspeisung in die vorgelagerte Netzebene verringern. Die Gasnetze stellen für in der Niederspannungsebene installierte Power-to-Gas-Anlagen ausreichend Potenzial zur Einspeisung von Wasserstoff zur Verfügung. Auch bivalente GVWA können überschüssige Energie aufnehmen, doch ist der Gasvorwärmbedarf in den betrachteten Gasdruckregelanlagen nicht ausreichend, um die erforderlichen Verschiebepotenziale bereitstellen zu können. Auf der Mittelspannungsebene fallen deutlich höhere Energieüberschüsse an. Da die Gasnetze hier nicht genügend Wasserstoff aufnehmen können, müssen Power-to-Gas-Anlagen mit einer nachgeschalteten Methanisierung eingesetzt werden. So kann auch auf der Mittelspannungsebene ein ausreichendes Verschiebepotenzial für das Stromnetz zur Verfügung gestellt werden.

Auf Seiten des Gasnetzes ergeben sich durch die gekoppelte im Vergleich zur getrennten Planung keine signifikanten Änderungen. Lediglich im (vor)städtischen NS-Verteilungsnetz ist eine zusätzliche Gasleitung erforderlich.

Die Betriebsweise der Kopplungselemente hat entscheidenden Einfluss auf das Einsparpotenzial beim Stromnetzausbau: Nur wenn Power-to-Gas-Anlagen in Korrelation mit der lokalen DEA-Einspeisung betrieben werden, d.h. dass sie nur zu Zeitpunkten mit hoher lokaler Einspeisung von elektrischer Energie durch PV-, Windenergie- und KWK-Anlagen eine hohe Leistung aufnehmen, entlasten sie das Stromnetz und sind somit netzdienlich. Werden Power-to-Gas-Anlagen und GVWA hingegen „frei am Markt“ eingesetzt, orientiert sich der Anlageneinsatz ausschließlich an den Großhandelspreisen für Strom und Erdgas. Somit ist die für die Entlastung der Netze erforderliche Korrelation des Einsatzes mit der lokalen DEA-Einspeisung

nicht automatisch gegeben und häufig ergibt sich dadurch sogar ein zusätzlicher Netzausbaubedarf für die Stromnetze. Daher müssen die Anlagen für eine netzdienliche Fahrweise in ein Smart-Grid integriert und im Betrieb zusätzlich Netzrestriktionen berücksichtigt werden.

Hinsichtlich der Topologie ergeben sich die größten Einsparungen von Stromnetzausbaumaßnahmen mit einer Kostenreduktion gegenüber dem konventionellen Ausbau um mehr als 60 Prozent in den NS-Verteilungsnetzen. Allerdings ist im (vor-)städtischen Netz aufgrund der Kopplung der Bau einer zusätzlichen Gasleitung erforderlich. Auch im ländlichen MS-Netz ergeben sich Einsparpotenziale, welche jedoch aufgrund der Topologie geringer ausfallen als in den NS-Netzen. Weiterhin zeigt sich in den Untersuchungen des MS-Netzes, dass in diesem durch netzdienlich eingesetzte Kopplungselemente in der untergelagerten NS-Ebene ebenso Netzausbau reduziert werden kann. Diese Einsparungen können bilanziell den Anlagen in den NS-Netzen zugeordnet werden. Daraus lässt sich folgern, dass zu einer effizienten Vermeidung von Netzausbau die Kopplung von Strom- und Gasnetzen auf möglichst niedriger Spannungsebene erfolgen sollte.

### **Fazit und Ausblick:**

Die Untersuchungen zeigen, dass am Markt keine ausreichenden Deckungsbeiträge für einen wirtschaftlichen Betrieb der Power-to-Gas-Anlagen erzielt werden können. Insbesondere in den ersten beiden Stützjahren 2023 und 2033 sind entsprechend des prognostizierten deutschlandweiten EE-Ausbaupfades die Preise für elektrische Energie nicht in ausreichend vielen Stunden gering genug, um einen positiven Deckungsbeitrag zu erzielen. Um eine Wirtschaftlichkeit der Kopplung zu erreichen, müssen deshalb zusätzlich zu den Deckungsbeiträgen aus dem Markt Erlöse aus dem vermiedenen Netzausbau generiert werden. Auch der langfristig erforderliche Zubau von (Langzeit-)Speichern kann kurz- und mittelfristig nur durch beide Erlöskomponenten wirtschaftlich werden. Da der höchste Ausbaubedarf im Stromverteilungsnetz bis zum Stützjahr 2023 besteht, muss eine Kopplung der Netze allerdings frühzeitig umgesetzt werden.

Die Wirtschaftlichkeit der Kopplung stellt sich im betrachteten (vor)städtischen NS-Verteilungsnetz sowie im ländlichen MS-Netz in der Gesamtbetrachtung nicht ein. Im ländlichen NS-Verteilungsnetz hingegen kann ein vergleichbares Kostenniveau gegenüber dem konventionellen Stromnetzausbau (ohne Kopplung von Strom- und Gasnetz) unter der Berücksichtigung der Reduktion des Netzausbaus im vorgelagerten MS-Netz erreicht werden. Voraussetzung hierfür sind Investitionskosten für kleine Power-to-Gas-Anlagen ( $H_2$ , Gesamtanlage inkl. Einspeisung) von rund 1.000 EUR/kW<sub>el</sub>, sowie ein ausreichendes Zumischungspotenzial für Wasserstoff in die Gasnetze. Neben dem vermiedenen Netzausbau in der MS-Ebene kann durch eine Kopplung von Strom- und Gasnetzen auf der NS-Ebene auch ein Ausbau im Hochspannungsnetz eingespart werden. Diese Einsparungen konnten aufgrund des Betrachtungsbereichs in dieser Studie

nicht quantifiziert werden, stellen jedoch einen zukünftigen Forschungsbedarf dar. Weiterhin ist die Erschließung neuer Absatzmärkte für Power-to-Gas, beispielsweise im Mobilitätssektor, zu untersuchen. Ein weiterer Mehrwert für Power-to-Gas könnte sich durch den Ausgleich kurzfristiger Prognoseunsicherheiten ergeben. Z. B. im Portfolio eines EE-Direktvermarktes kann eine Power-to-Gas-Anlage durch die Bereitstellung kurzfristiger Flexibilität das Risiko durch Unsicherheiten reduzieren.