

Flexibilitäten zwischen Strom und Erdgas (Power-To-Gas)

Power-To-Gas im
Kontext von Hybridnetzen

R. Hinterberger

Factsheet

Berichte aus Energie- und Umweltforschung

22/2015

Impressum:

Eigentümer, Herausgeber und Medieninhaber:
Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie
Radetzkystraße 2, 1030 Wien

Verantwortung und Koordination:
Abteilung für Energie- und Umwelttechnologien
Leiter: DI Michael Paula

Liste sowie Downloadmöglichkeit aller Berichte dieser Reihe unter
<http://www.nachhaltigwirtschaften.at>

Flexibilitäten zwischen Strom und Erdgas (Power-To-Gas)

Power-To-Gas im
Kontext von Hybridnetzen

Factsheet

DI Robert Hinterberger
NEW ENERGY Capital Invest GmbH

Wien, September 2014

Vorbemerkung

In der Strategie der österreichischen Bundesregierung für Forschung, Technologie und Innovation ist deutlich verankert, dass Forschung und Technologieentwicklung zur Lösung der großen gesellschaftlichen Herausforderungen beizutragen hat, wobei die Energie-, Klima- und Ressourcenfrage explizit genannt wird. In der vom Rat für Forschung und Technologieentwicklung für Österreich entwickelten Energieforschungsstrategie wird der Anspruch an die Forschung durch das Motto „Making the Zero Carbon Society Possible!“ auf den Punkt gebracht. Um diesem hohen Anspruch gerecht zu werden sind jedoch erhebliche Anstrengungen erforderlich.

Im Bereich der Energieforschung wurden in den letzten Jahren die Forschungsausgaben deutlich gesteigert und mit Unterstützung ambitionierter Forschungs- und Entwicklungsprogramme international beachtete Ergebnisse erzielt. Neben der Finanzierung von innovativen Forschungsprojekten gilt es mit umfassenden Begleitmaßnahmen und geeigneten Rahmenbedingungen eine erfolgreiche Umsetzung der Forschungsergebnisse einzuleiten. Ein wesentlicher Erfolgsfaktor für die Umsetzung ist die weitgehende öffentliche Verfügbarkeit der Resultate. Die große Nachfrage und hohe Verwendungsquoten der zur Verfügung gestellten Ressourcen bestätigen die Sinnhaftigkeit dieser Maßnahme. Gleichzeitig stellen die veröffentlichten Ergebnisse eine gute Basis für weiterführende innovative Forschungsarbeiten dar. In diesem Sinne und entsprechend dem Grundsatz des „Open Access Approach“ steht Ihnen der vorliegende Projektbericht zur Verfügung. Weitere Berichte finden Sie unter www.NachhaltigWirtschaften.at.

DI Michael Paula

Abteilung für Energie- und Umwelttechnologien

Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie

Vorbemerkung zur Smart Grids Begleitforschung

In den letzten Jahren setzt das BMVIT aufgrund der Aktualität des Themas einen strategischen Schwerpunkt im Bereich der Weiterentwicklung der Elektrizitätsversorgungsnetze. Dabei stehen insbesondere neue technische, aber auch sozio-technische und sozio-ökonomische Systemaspekte im Vordergrund.

Im Rahmen der „Smart Grids Begleitforschung“ wurden daher Fragestellungen von zentraler Bedeutung für die Weiterentwicklung diesbezüglicher F&E-Strategien identifiziert und dementsprechende Metastudien, Detailanalysen und Aktionspapiere initiiert und - zum Teil gemeinsam mit dem Klima- und Energiefonds - finanziert. Der gegenständliche Bericht dokumentiert eine in diesem Zusammenhang entstandene Arbeit, die nicht zwingend als Endergebnis zur jeweiligen Fragestellung zu verstehen ist, sondern vielmehr als Ausgangspunkt und Grundlage für weiterführende Forschung, Strategieentwicklung und Entscheidungsfindung.

Michael Hübner

Themenmanagement Smart Grids

Abteilung Energie- und Umwelttechnologien

Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie

Inhaltsverzeichnis

| | |
|--|----|
| 0. Ziele dieses Fact Sheets (Vorwort) | 4 |
| 1. Motivation..... | 5 |
| 2. Beschreibung von Technologieoptionen und Best Practice Beispielen..... | 5 |
| 3. Potentialabschätzungen (technisch, wirtschaftlich) | 11 |
| 4. Chancen und Hindernisse für die Umsetzung, Zusammenfassung und abschließende Empfehlungen | 15 |
| 5. Literatur..... | 17 |
| 6. Danksagung..... | 18 |

0. Ziele dieses Fact Sheets (Vorwort)

Zielsetzung der BMVIT-Arbeitsgruppe Hybridnetze und der nun vorliegenden Strategiedokumente war es, erste Vorschläge bezüglich der Umsetzung von Hybridnetzen/-systemen zu erarbeiten und Empfehlungen hinsichtlich vielversprechender Entwicklungspfade zu geben. Mögliche Optionen und Möglichkeiten für die Umsetzung von Hybridnetze sollten aufgezeigt werden, ohne dabei jedoch Anspruch auf eine abschließende Bewertung zu erheben.

Ergänzend zu einem zeitgleich erarbeiteten Visions- und Strategiepapier zu Hybridnetzen wurden in diesem Fact-Sheet die technischen und wirtschaftlichen Potentiale von Power-To-Gas Technologien und deren Umsetzungshindernisse dargestellt.

Ebenfalls zeitgleich wurde vom Energieinstitut an der Johannes Kepler Universität Linz eine FTI-Roadmap „Power-To-Gas für Österreich“ erstellt. Diese Roadmap und das vorliegende Factsheet ergänzen sich inhaltlich. Während sich die FTI-Roadmap mit den notwendigen Forschungsbedarfe beschäftigt, liegt der Schwerpunkt der folgenden Darstellung auf den technischen und wirtschaftlichen Potentialen, technischen Umsetzungshindernissen sowie darin, die P2G-Technologie in einen größeren energiewirtschaftlichen Kontext zu stellen.

Es war jedoch nicht Ziel der Arbeitsgruppe bzw. dieses Dokumentes, einzelne Entwicklungspfade detaillierter zu beschreiben und zu analysieren. Dies ist vielmehr Aufgabe einer auf die nun vorliegenden Arbeiten aufbauenden, detaillierten quantitativen Erhebung und Analyse.

1. Motivation

Eine der größten Herausforderungen in Europa ist der Umbau des Energiesystems in Richtung 100% erneuerbare Energie. Aufgrund der stochastischen Natur der neuen Einspeiser kommt dabei der Energiespeicherung eine umso wichtigere Rolle zu, je höher deren Anteil an der gesamten Stromerzeugung ist.

Im Gegensatz zu Strom ist die Speicherung gasförmiger Energieträger technisch einfach und verhältnismäßig kostengünstig möglich. Durch eine intelligente Verknüpfung der Strom- und Erdgasnetze und -systeme kann das Erdgasnetz zu einem großen „Stromspeicher“ werden, in dem sehr große zusätzliche Energiemengen gespeichert werden können, um nicht nur kurzfristige Stromüberschüsse, sondern z.B. auch Windflauten von mehreren Wochen oder Schwankungen über Monate im Dargebot der erneuerbaren Energien auszugleichen.

Trotz der großen (theoretischen) Potentiale dieser Technologie ist eine größere Anzahl an technischen und regulatorischen Umsetzungshindernissen zu überwinden. Zugleich ist Power-To-Gas im Kontext des Gesamtenergiesystems zu sehen, wobei die weiteren möglichen, funktionalen Stromspeicherlösungen (ins. Power-To-Heat) als Alternativ- bzw. Konkurrenztechnologien zu berücksichtigen sind.

2. Beschreibung von Technologieoptionen und Best Practice Beispielen

Im Folgenden werden die Umwandlungsprozesse der Power-To-Gas Technologie beschrieben¹. Zunächst wird das Prinzipschema der einzelnen Umwandlungsstufen in Abbildung 1 dargestellt.

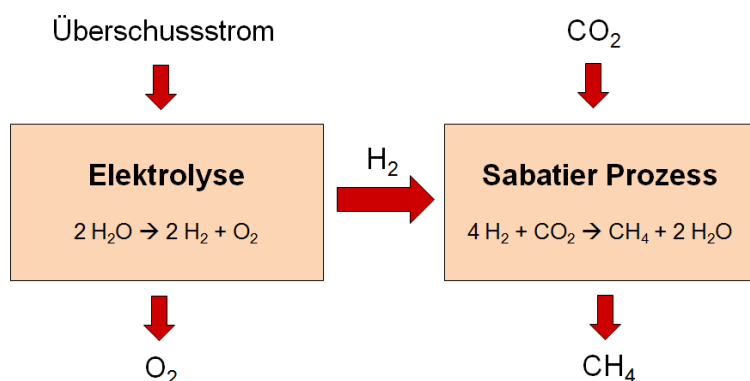


Abbildung 1: Prinzipschema der Methanisierung von Überschussstrom (Quelle: New Energy)

¹ Detailliertere Darstellungen zur Power-To-Gas Technologie sowie auch zu sonstigen Synergiepotentialen zwischen Strom- und Erdgasnetzen/-systemen finden sich u.a. in [Hinterberger 2010], [Müller-Syring 2011], [Hinterberger 2012a]

Die Technologien der ersten Stufe, der Herstellung von Wasserstoff durch Elektrolyse, sind grundsätzlich marktreif. Elektrolyseure sind bereits seit Jahrzehnten in der Megawatt-Klasse verfügbar. Marktgängige Elektrolyseure zur Wasserstofferzeugung sind beispielhaft in Abbildung 2 zu sehen.



Abbildung 2: Marktgängige Elektrolyseure zur Wasserstofferzeugung (Quelle: Wasserelektrolyse Hydrotechnik GmbH)

Allerdings werden Elektrolyseverfahren zur Wasserstofferzeugung im Regelfall lediglich außerhalb Europas eingesetzt, da die Dampfreformierung² in Europa deutlich kostengünstiger ist. Ausnahme ist Norwegen, wo aufgrund der günstigen Wasserkraft bereits in den 1920´er Jahren Elektrolyseure zur Wasserstofferzeugung eingesetzt wurden.

Elektrolyse zur Wasserstofferzeugung wurde vor allem nur in jenen Ländern verwendet, wo kein Erdgas, dafür aber kostengünstiger Strom vorhanden ist. In Tabelle 1 sind einige ausgewählte Standorte von Großelektrolyseuren angeführt.

| Land | Kapazität | Leistung | Typ | Anzahl | Bauzeit |
|----------------------|---------------------------|----------|-------------|---------|---------------------------|
| Simbabwe / Kwe-Kwe | 21.000 Nm ³ /h | ~ 95 MW | Lurgi | 28 | 1972 – 74 |
| Norwegen / Glomfjord | 27.100 Nm ³ /h | ~ 142 MW | Norsk Hydro | ca. 150 | 1949 (außer Betrieb 1980) |
| Norwegen / Rjukan | 27.900 Nm ³ /h | ~ 142 MW | Norsk Hydro | ca. 150 | 1929 (außer Betrieb 1971) |
| Ägypten / Assuan | 32.400 Nm ³ /h | 160 MW | BBC/DEM AG | 132 | 1965 – 70 |
| Peru / Cuzco | 4.700 Nm ³ /h | 22 MW | Lurgi | 7 | ? |
| Canada / Trail | 21.000 Nm ³ /h | ? | Trail | ? | ? |
| Indien / Nangal | 30.000 Nm ³ /h | ~ 142 MW | De Nora | ? | bis 1961 |

Tabelle 1: Standorte von Großanlagen zur Wasserstofferzeugung durch Elektrolyse (Quelle: Fraunhofer ISE)

² Dabei wird Wasserstoff aus Erdgas erzeugt.

Grundsätzlich stehen zwei unterschiedliche Technologien zur Verfügung. Dies ist zum einen die alkalische, zum anderen die PEM-Elektrolyse³.

Bei alkalischen Elektrolyseuren unterscheidet man wiederum zwischen Druckelektrolyseuren und drucklosen Anlagen. Beide Anlagentypen können als marktreif angesehen werden.

Die spezifischen Investitionskosten solcher Elektrolyseure, in Abhängigkeit von deren Produktionskapazität, sind in Abbildung 3 dargestellt. Größenordnungsmäßig kann man in der Megawatt-Klasse von spezifischen Investitionskosten von rd. 1.000 Euro/kW ausgehen.

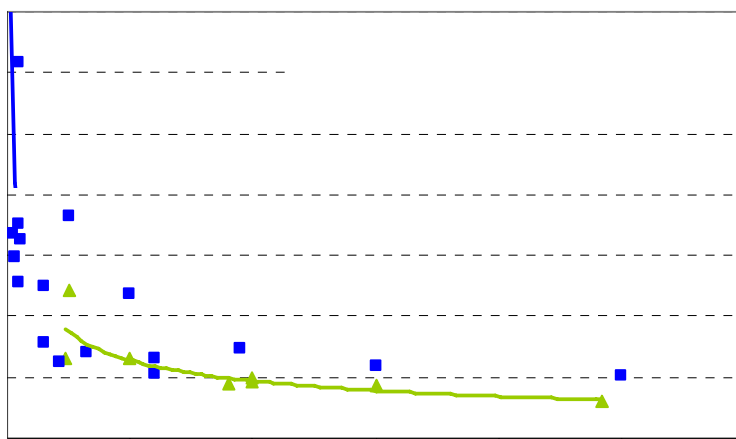


Abbildung 3: Spezifische Investitionskosten für alkalische Elektrolyse (Quelle: Fraunhofer ISE)

PEM-Elektrolyseure werden hingegen kommerziell vorwiegend für geringe Produktionsraten angeboten. Diese haben sich vor allem in Nischenanwendungen etabliert. Grundsätzlicher Vorteil der PEM-Elektrolyse im Vergleich zur alkalischen Elektrolyse ist ein größerer Teillastbereich. Allerdings sind die spezifischen Investitionskosten deutlich höher bzw. Lebensdauer geringer als bei der alkalischen Elektrolyse. Bezüglich größerer Anlagen ist man noch im Forschungsstadium.

Grundsätzlich kann Wasserstoff als sogenanntes Zusatzgas auch direkt in das Erdgasnetz eingespeist werden. Die maximal möglichen Mengen sind jedoch aus technischen Gründen begrenzt. Die maximal erlaubten Anteile von Wasserstoff im Erdgasnetz sowie die jeweiligen Normen in den D-A-CH Ländern sind in Tabelle 2 dargestellt.

³ PEM ist die Abkürzung für „polymer electrolyte membrane“

| | Deutschland | Österreich | Schweiz |
|--|--------------------------|------------------------|------------------------|
| Maximaler Anteil von Wasserstoff im Erdgas | 5 % (vol.) | 4 % (vol.) | 4 % (vol.) |
| Rechtsquellen (Norm) | DVGW G 260 DVGW G 262 | ÖVGW G 30 ÖVGW G 33 | SVGW G 18 SVGW G 13 |

Tabelle 2: Maximal erlaubte Anteile von Wasserstoff im Erdgas (Quelle: New Energy; auf Basis der Angaben von DVGW, ÖVGW, SVGW)

Da Wasserstoff einen Brennwert von lediglich einem Drittel von Methan hat, sind - neben diesen absoluten Grenzen für den Wasserstoffanteil – zusätzlich auch die Grenzwerte für den Brennwert bzw. den Wobbe-Index für Erdgas einzuhalten⁴. Des Weiteren ist zu berücksichtigen, dass für die Verwendung von Erdgas in Fahrzeugen und den Betrieb von Erdgastankstellen niedrigere Grenzwerte für den maximalen Anteil von Wasserstoff im Erdgas gelten⁵.

Betreffend die Gesamtinvestitionskosten ist bei der Direkteinspeisung von Wasserstoff in das Erdgasnetz zu berücksichtigen, dass zusätzliche Kosten für die notwendige elektro- und gastechnische Anbindung (Pufferspeicher, Kompressoren, Transformatoren, etc.) anfallen, die - beispielsweise bei einer 5 MW Anlage – in etwa gleich hoch sein können wie die eigentlichen Elektrolyseure.

Die zweite Stufe der Prozesskette, die Erzeugung von Methan durch eine katalytische Reaktion aus Wasserstoff und CO₂, ist hingegen noch im Entwicklungs- bzw. Demonstrationsstadium⁶. Obwohl bereits eine Vielzahl von Pilot- und Demonstrationsprojekten umgesetzt werden bzw. wurden, vor allem in Deutschland, kann noch nicht von Marktreife gesprochen werden. Eine Übersicht über diese Projekte⁷ findet sich in Abbildung 4 (Projektlandkarte).

⁴ Grundsätzlich sind deutlich höhere Anteile von Wasserstoff im Erdgas denkbar. So hat der Wasserstoffanteil in den Stadtgasnetzen bis zu 50 % betragen. Allerdings würden Anteile von über 5 % erhebliche Anpassungen sowohl bei den Endgeräten wie bei der Erdgasinfrastruktur notwendig machen.

⁵ So darf in Deutschland der Anteil von Wasserstoff im als Treibstoff genutztem Erdgas gemäß Kraftstoffnorm DIN 51624 - Kraftstoffe für Kraftfahrzeuge maximal 2 % betragen.

⁶ Der Sabatier Prozess ist seit mehr als 100 Jahren bekannt, wurde aber zuvor mangels Anwendungen nicht im großtechnischen Maßstab eingesetzt.

⁷ Sowohl synthetisches Methan- wie Wasserstoffeinspeisung

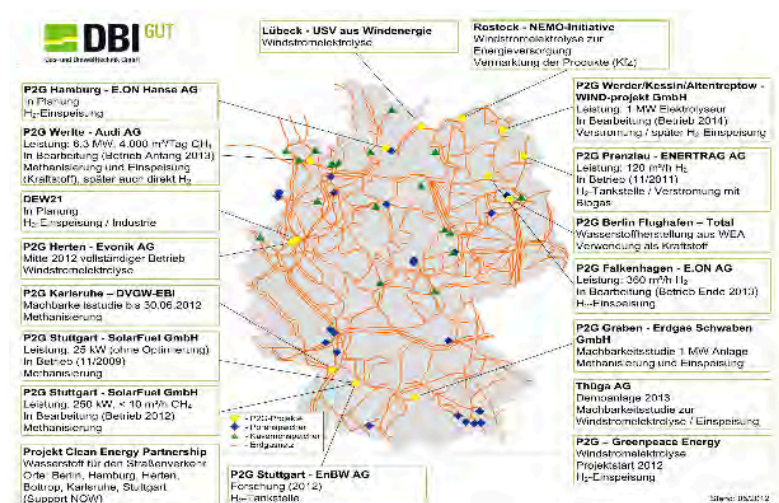


Abbildung 4: Power-To-Gas Anlagen in Deutschland (Quelle: DBI-GUT)

Bei der Methanisierung von Überschussstrom handelt es sich aber nur auf den ersten Blick vorwiegend um verfahrenstechnische Herausforderungen. Insbesondere die Integration und Anbindung an unterschiedliche, bereits vorhandene Systeme und Infrastrukturen sind von Interesse.

So sind die entscheidenden Faktoren für die Verbreitung von P2G-Technologien einerseits die energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen und deren energetische Wirkungsgrade, andererseits die Wirtschaftlichkeit der jeweiligen Umwandlungsprozesse⁸. Sowohl zur Verbesserung des Gesamtwirkungsgrades wie der Wirtschaftlichkeit der gesamten Wertschöpfungskette ist die Nutzung von Synergiepotentialen entscheidend. Diesbezüglich bieten sich v.a. solche im Zusammenhang mit Prozessen der chemischen Industrie sowie mit kommunalen Infrastrukturen an [Hinterberger 2012a].

Vor allem die Integration von Überschussstrom aus urbanen PV-Anlagen könnte durch kleinere, dezentrale Methanisierungsanlagen erfolgen, die aus Effizienzüberlegungen in bestehende (kommunale) Infrastrukturen zu integrieren wären.

Diesbezüglich sind folgend Möglichkeiten zur Ein- bzw. Anbindung von Methanisierungsanlagen an kommunale Kläranlagen angeführt⁹:

- Einblasen des bei der Elektrolyse anfallenden Sauerstoffs in die Klärbecken (anstelle von Luft); alleine dadurch kann der Stromverbrauch der Gebläse auf ein

⁸ Zu energetischen Wirkungsgraden von P2G-Technologien, siehe u.a. [Hinterberger 2010], [Müller-Syring 2011], [Lenz 2012].

⁹ Beispiele entnommen aus [Hinterberger 2013]

Fünftel reduziert werden¹⁰. Alternativ kann der Sauerstoff auch stofflich genutzt werden, z.B. als technisches Gas.

- Einbindung der großen Stromverbraucher der Kläranlage (Gebläse, Pumpen) in ein Lastmanagementsystem. Die Strombezugskosten können dadurch, vor allem bei Einbeziehung der bei größeren Anlagen ohnehin vorhandenen, mit Klärgas betriebenen KWK-Anlagen (Eigenstromerzeugung), erheblich reduziert werden. Entscheidendes Auslegungskriterium ist die Speicherkapazität des zumeist bereits vorhandenen Gasspeichers für das Klärgas.
- Die Elektrolysestufe ist teillastfähig und eignet sich daher besonders gut für die Bereitstellung von Ausgleichs- bzw. Regelenergie.
- Insbesondere bei Aufbereitung des Klärgases auf Erdgasqualität, z. B. bei Netzeinspeisung oder lokalen Biomethantransportlösungen wie in Schweden, kann das bei der Methanaufbereitung anfallende CO₂ direkt in der Methanisierungsstufe verwendet und dadurch Zusatzkosten (z.B. bei Abtrennung von CO₂ aus der Luft durch das Membranverfahren) vermieden werden.
- Der Sabatier-Prozess ist exotherm; d.h. es wird Wärme frei. Die Abwärme kann zur Beheizung der Klärbecken verwendet und der Gesamtwirkungsgrad weiter gesteigert werden.

Durch diese Integration unterschiedlicher Energieträger, Stoffströme und Zwischenprodukte (H₂, O₂, Rohgas) können mit Hilfe IKT-gestützter Steuer- und Regelmechanismen, neben der Ermöglichung der Nutzung von Überschussstrom, insbesondere folgende Ziele erreicht werden:

- Maximierung Gesamtwirkungsgrad der Anlagen (technisches Optimum)
- Verwertung aller Nebenprodukte (z.B. O₂, CO₂) sowohl bei Methanisierungs- wie auch Kläranlage (in allen Prozessschritten)
- Sicherstellung der Betriebssicherheit (z.B. hinsichtlich Reinigungsleistung der Klärbecken, trotz getaktetem Betrieb der Gebläse)
- Herstellung eines wirtschaftlichen Optimums, insb. durch Minimierung von Strombezugskosten und Optimierung der Polygeneration (Maximierung Wertschöpfung)

Eine solche Verschränkung ist nicht nur bei Kläranlagen, sondern insbesondere auch bei industriellen Großverbrauchern möglich. Produkte bzw. Zwischenprodukte der Methanisierung können an verschiedenen Schnittpunkten der Verbundnetze eingespeist bzw. mit diesen verschränkt werden.

¹⁰ Dies liegt an der Reduktion des Volumenstroms auf ein Fünftel, da Sauerstoff anstatt Luft in die Klärbecken eingeblasen wird.

3. Potentialabschätzungen (technisch, wirtschaftlich)

Das Power-To-Gas Konzept hat grundsätzlich ein sehr hohes (theoretisches) Potential zur (indirekten) Stromspeicherung, das zunächst durch die verfügbare Speicherkapazität der Erdgaswirtschaft begrenzt ist. Diese ist jedoch sehr hoch.

So gehören die Erdgasspeicherkapazitäten in Österreich schon lange – bezogen auf den Inlandsgasverbrauch – zu den höchsten in ganz Europa. Diese wurden in 2011/2012 noch um weitere 50 % auf 7,4 Mrd. Nm³ Arbeitsgasvolumen erhöht¹¹. In diesem Zeitraum wurde u.a. die zweite Ausbaustufe des Erdgasspeichers Haidach fertig gestellt und die erste Ausbaustufe des von RAG und E.ON Gas Storage entwickelten Joint-Venture Speichers „7Fields“ mit einem Arbeitsgasvolumen von rund 1,1 Mrd. Nm³ in Betrieb genommen [E-Control 2012].

Geographisch konzentrieren sich die Speicherkapazitäten in Österreich - aufgrund der geologischen Bedingungen - auf zwei Regionen, den Nord-Osten von Wien (rd. 2.200 Mio. Nm³) sowie den Raum Oberösterreich/Salzburg (rd. 5.200 Mio. Nm³). Die Kapazitäten der österreichischen Untergrundspeicher sind in Abbildung 5 dargestellt.

| Speicherunternehmen/Speicher | Einspeicherrate in cm/h | Anteil an gesamter Einspeicherrate | Entnahmerate in cm/h | Anteil an gesamter Entnahmerate | Arbeitsgasvolumen in mcm | Anteil an gesamtem Arbeitsgasvolumen |
|------------------------------|-------------------------|------------------------------------|----------------------|---------------------------------|--------------------------|--------------------------------------|
| OMV-Schönkirchen | 650.000 | 21,78% | 960.000 | 27,07% | 1.780 | 23,89% |
| OMV-Tallesbrunn | 125.000 | 4,19% | 160.000 | 4,51% | 400 | 5,37% |
| OMV-Thann | 115.000 | 3,85% | 130.000 | 3,67% | 250 | 3,36% |
| OMV Speicher gesamt | 890.000 | 29,82% | 1.250.000 | 35,24% | 2.430 | 32,61% |
| RAG-Puchkirchen | 520.000 | 17,42% | 520.000 | 14,66% | 1.100 | 14,76% |
| RAG-Haidach 5 | 20.000 | 0,67% | 20.000 | 0,56% | 16 | 0,21% |
| RAG-Aigelsbrunn | 50.000 | 1,68% | 50.000 | 1,41% | 100 | 1,34% |
| RAG Speicher gesamt | 590.000 | 19,77% | 590.000 | 16,63% | 1.216 | 16,32% |
| Wingas-Haidach | 367.400 | 12,31% | 367.400 | 10,63% | 880 | 11,81% |
| Gazprom-Haidach | 732.600 | 24,54% | 732.600 | 20,65% | 1.760 | 23,62% |
| Eon-Gas-Storage-7fields | 405.030 | 13,57% | 607.000 | 17,11% | 1.165 | 15,64% |
| gesamt | 2.985.030 | 100% | 3.547.000 | 100% | 7.451 | 100% |

Abbildung 5: Kapazitäten der österreichischen Untergrundspeicher (Quelle: E-Control; Stand Dezember 2011)

Das hohe Potential der Erdgasspeicher für die funktionale Stromspeicherung lässt sich auch durch folgendes Gedankenexperiment verdeutlichen.¹² So könnte bei der vollständigen Umwandlung der jährlichen Stromproduktion aus allen Windkraftanlagen in der Ostregion in gasförmige Energieträger mittels P2G-

¹¹ Im Vergleich dazu betrug der gesamte Inlandsgasverbrauch in Österreich 8,5 Mrd. Nm³ Erdgas (2011; Quelle: [E-Control 2012])

¹² Die errechneten Werte sind als Indikatoren bzw. Vergleichszahlen zu verstehen und berücksichtigen nicht vorhandene technische Einschränkungen wie z.B. notwendige Druckerhöhungsanlagen oder Einschränkungen bzgl. des maximalen Anteils von Wasserstoff in den Speicheranlagen.

Technologien¹³ - bei einem angenommenen Wirkungsgrad von 80% [Lenz 2012] für die Elektrolyse - das 3,7-fache der jährlich anfallenden Strommenge in den Untertagespeichern der Ostregion¹⁴ gespeichert werden, bei weiterer Umwandlung in Methan¹⁵ würde es sogar 17,1 Jahre bis zum Erreichen der Kapazitätsgrenze dauern¹⁶. Dabei ginge durch den Wirkungsgrad von P2G allerdings mindestens zwischen 20 % und 35 % der Energie verloren.

Die Speicherkapazität der österreichischen Erdgasspeicher ist jedenfalls deutlich höher als die in Österreich vorhandenen Kapazitäten der Pumpspeicherkraftwerke (ca. 18-mal höher; siehe Abbildung 5; vgl. [Hinterberger 2012]). Dieses Verhältnis ist in Deutschland, aufgrund der nur in sehr kleinem Umfang verfügbaren Pumpspeicherkapazitäten, noch erheblich größer (ca. 4.000).

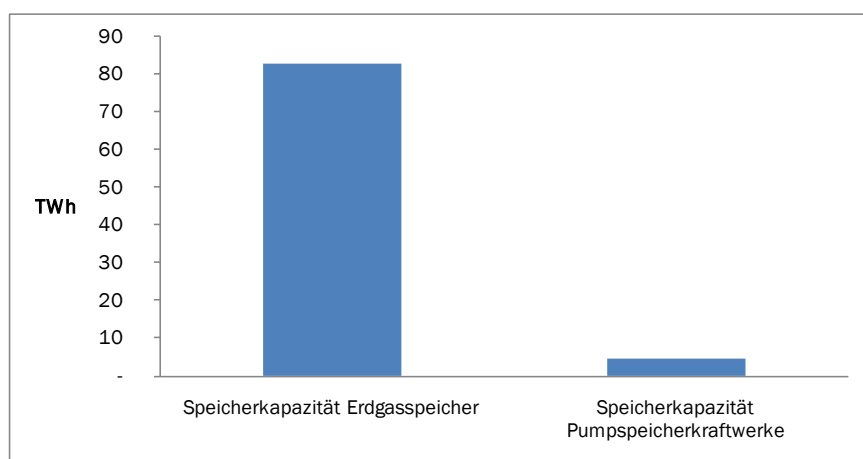


Abbildung 6: Vergleich der Speicherkapazitäten der Erdgasspeicher und der Pumpspeicherkraftwerke in Österreich (Quelle: New Energy; Daten: E-control, VDE-Studie Energiespeicher)

Die vorhandenen Energiespeicherkapazitäten auf Ebene der Gasnetze in der Ostregion können jedenfalls als ausreichend für die mittel-/langfristige bzw. saisonale Speicherung von Energie aus regional anfallenden, überschüssigem Strom angesehen werden, insbesondere da noch weitere Ausbaupkapazitäten möglich sind.

¹³ Erzeugung von Wasserstoff ohne die weitere Umwandlung in Methan (in diesem „Gedankenexperiment“ wird angenommen, dass die Speicherung von Wasserstoff in Porenspeichern möglich wäre; siehe dazu auch Exkurs: Eignung von Untertagespeichern zur Speicherung von Wasserstoff)

¹⁴ Speicher in Thallesbrunn und Schönkirchen

¹⁵ Bei angenommenem Wirkungsgrad von 80% für den Sabatier-Prozess.

¹⁶ Aufgrund der höheren Energiedichte kann bei der Speicherung von Methan - bei gleichem Speichervolumen und Druck - mehr als das Dreifache an Energie gespeichert werden wie im Falle von Wasserstoff.

In der Betrachtung der (theoretischen) Potentiale des Power-To-Gas Konzepts sind neben den Speicher- auch die Transportkapazitäten der Erdgasnetze/-systeme von Interesse.

Diesbezüglich ist anzumerken, dass Österreich eines der wichtigsten Erdgastransitländer in Europa ist. So sind die Transportmengen über die Transportleitungen TAG, WAG und HAG deutlich größer als der gesamte Erdgas-Inlandsverbrauch. Die Höhe der Transportkapazitäten wird vor allem auch im Vergleich zum Stromnetz deutlich. So ist alleine die maximale jährliche Transportkapazität der TAG-Leitung rd. 10 mal höher als die gesamte, im Netz der Austrian Power Grid jährlich transportierte Energiemenge (siehe Abbildung 7; [Hinterberger 2012]).

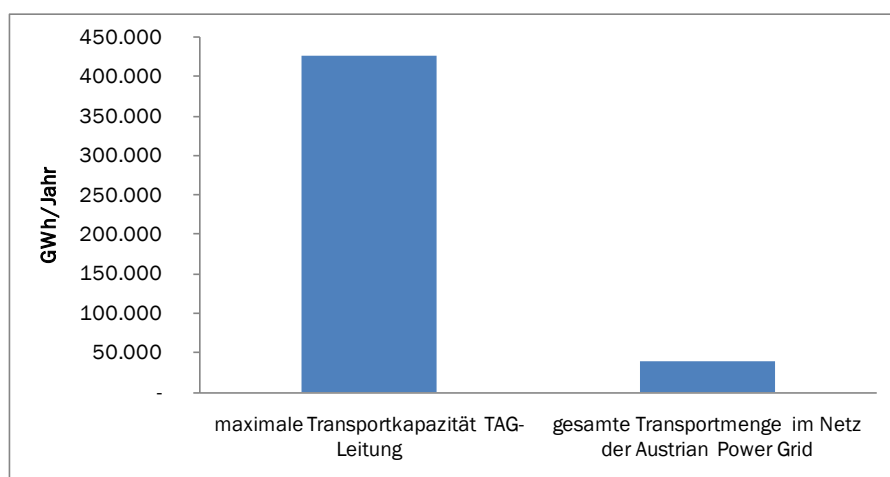


Abbildung 7: Vergleich der Transportkapazität der TAG Erdgasleitung mit der gesamten Transportmenge im Übertragungsnetz der APG (Quelle: New Energy; Daten: E-control Marktbericht 2010, APG)

Insbesondere wenn man sich die Trassenführungen der Erdgas- und Stromleitungen in Deutschland ansieht, kann man erkennen, dass diese zu einem großen Teil parallel laufen [Hinterberger 2013a]. Da der Bau von Hochspannungsleitungen aufgrund von langwierigen Genehmigungsprozessen deutlich langsamer als der Ausbau der Erdgasinfrastruktur voranschreitet, bietet sich das „Ausweichen“ von der Strom- auf die Erdgasschiene an, vor allem hinsichtlich der großen, zukünftig in den Offshore-Windparks produzierten Energiemengen, die zu den großen Energieverbrauchern in Süddeutschland transportiert werden müssen.

Diesem sehr hohen theoretischen Potential des Power-Gas-Konzeptes, das nach oben durch die Speicherkapazität in den großen Untertagespeichern beschränkt ist, steht jedoch eine Vielzahl von technischen Restriktionen gegenüber. Dies sind zum einen die Ein- und Ausspeiseleistung der Untertagespeicher, die (lokalen)

Netzkapazitäten auf Ebene der Strom- wie der Gasnetze wie auch Restriktionen in der Netztopologie.

So kann beispielsweise – im Unterschied zum Stromnetz – das Erdgas nicht direkt von einer niedrigeren auf eine höhere Netzebene fließen. Eine Rückspeisung in die übergeordneten Erdgasnetze benötigt nicht nur eine entsprechende Steuerung, sondern insbesondere den Ausbau bzw. die Ergänzung der Druckreduzierstationen um Verdichter (Kompressionsanlagen).

Für eine erste Abschätzung wird trotzdem (stark) vereinfacht angenommen, dass die oben genannten Netzrestriktionen nicht existieren (d.h. das Stromnetz wäre eine „Kupferplatte“, das Gasnetz ein „Gasse“) und das Flexibilitätspotential lediglich anhand der Erdgasspeicher in der Ostregion und deren jeweiligen Ein- und Ausspeisekapazitäten abgeschätzt.

So verfügen die Untertagespeicher in der Ostregion derzeit über eine maximale Ausspeiseleistung von 1.250.000 Nm³/h sowie eine maximale Einspeiseleistung von 890.000 Nm³/h. In GWh umgerechnet entspricht dies 14 GW_{th} maximaler Ausspeise- und 10 GW_{th} Einspeiseleistung.

Unter Zugrundelegung von typischen Wirkungsgraden (Gasturbine: 40%; Wirkungsgrad von Elektrolysestufe und Sabatierprozess: 65%) würde dies einem (theoretischen) Flexibilitätspotential von + 5,6 GW_{el} / - 15,4 GW_{el} entsprechen.

Dieses Potential bezieht sich auf den sogenannten „Methanpfad“. Würde der erzeugte Wasserstoff hingegen direkt in das Erdgasnetz eingespeist werden, wären die Flexibilitätspotentiale hingegen um ein Vielfaches niedriger.

So darf laut geltenden ÖVGW-Normen der Anteil des Wasserstoffes im Erdgasnetz an keiner Stelle den Anteil von 4% überschreiten. Des Weiteren darf Wasserstoff nicht in die Untertagespeicher gelangen, um keine Schäden hervorzurufen, da es sich bei diesen Speichern um sogenannte Porenspeicher handelt (im Gegensatz z.B. zu den Kavernenspeichern im Norden Deutschland)¹⁷.

Die Flexibilitätspotentiale beim Wasserstoffpfad wäre daher durch die 4%-ige Grenze für Wasserstoff im Erdgas und insbesondere die Jahreslastkurve im jeweiligen Netzabschnitt des Erdgasnetzes beschränkt. Die Potentiale des Wasserstoffpfades wären daher wesentlich geringer und würden nur einen Bruchteil des Methanpfades betragen¹⁸.

Dabei ist zu beachten, dass es sich um eine erste Abschätzung der Größenordnung handelt. Die tatsächlichen technischen Potentiale würden aufgrund einer Vielzahl von

¹⁷ Siehe dazu auch den Exkurs am Ende dieses Factsheets

¹⁸ Eine Abschätzung des Flexibilitätspotentials erscheint mit einer Top-Down Methode nicht sinnvoll möglich. Vielmehr müssten einzelne Netzabschnitte beispielhaft betrachtet, das jeweilige Potential auf Basis der Jahreslastkurven abgeschätzt, aggregiert und auf Österreich hochgerechnet werden. Es sind keine diesbezüglichen Untersuchungen bzw. Abschätzungen für Österreich bekannt.

Einflussfaktoren deutlich geringer sein (oder könnten sich bei entsprechender Anpassung der Erdgasinfrastruktur auch erhöhen).

Wichtige Faktoren, die zu einer Erniedrigung des Flexibilitätspotentials führen:

- Netzrestriktionen auf Ebene der lokalen Verteilnetze (Strom)
- Netzrestriktionen auf Ebene der lokalen Verteilnetze (Erdgas)
- Jahreslastkurven des jeweiligen Netzabschnittes Erdgas (Notwendigkeit zur Erweiterung der Druckreduzierstationen um Kompressionsanlagen)

Wichtige Faktoren, die zu einer Erhöhung des Flexibilitätspotentials führen:

- Erhöhung der Ein- und Ausspeiseleistung der bestehenden Untertagespeicher
- Neubau von weiteren bzw. Ausbau von bestehenden Untertagespeichern
- Erhöhung der 4 %-Grenze für Wasserstoff im Erdgasnetz¹⁹ (beim „Wasserstoffpfad“)

4. Chancen und Hindernisse für die Umsetzung, Zusammenfassung und abschließende Empfehlungen

- Die Power-To-Gas Technologie hat ein sehr hohes theoretisches Potential, vor allem in Hinblick auf die saisonale Energiespeicherung. So ist die Speicherkapazität der österreichischen Erdgasspeicher deutlich höher als jene der Pumpspeicherkraftwerke (ca. 18-mal höher).
- In einer ersten Abschätzung (auf Basis der maximalen Ein- und Ausspeiseleistungen der Untertagespeicher in der Ostregion; ohne Berücksichtigung von weiteren technischen Restriktionen) kann das theoretische Potential des Methanpfades mit +5,6 GW_{el} / - 15,4 GW_{el} angegeben werden.
- Eine deutlich kostengünstigere P2G-Option wäre die Erzeugung von Wasserstoff durch Elektrolyse und Direkteinspeisung in das Erdgasnetz („Wasserstoffpfad“). Der Anteil von Wasserstoff darf dabei jedoch an keiner Stelle 4 % überschreiten. Durch die typischen Jahreslastkurven beim Erdgasverbrauch wäre man dadurch bezüglich der möglichen Standorte und Einspeisemengen stark eingeschränkt.
- Power-To-Gas Anlagen sind derzeit noch nicht wirtschaftlich betreibbar. Des Weiteren lässt sich nach derzeitigem Wissenstand nur schwer absehen, ab wann die (hohen) Flexibilitätspotentiale der P2G-Technologien überhaupt benötigt werden. So geht etwa die Plattform Erneuerbare Energien des (deutschen) Bundesministeriums für Umwelt davon aus, dass der Einsatz von P2G erst ab einem sehr hohen Anteil von (fluktuierenden) erneuerbaren Energien im

¹⁹ So wären Wasserstoffanteile von bis zu 20% im Erdgasnetz durchaus möglich. Allerdings würde dies teilweise erhebliche Anpassungen bei den Verbrauchseinrichtungen bedingen, z.B. bei Gasturbinen, Gasmotoren, Erdgastankstellen sowie sonstigen Verbrauchseinrichtungen.

Stromsystem überhaupt notwendig ist (ca. 80 % Anteil an (fluktuierender) erneuerbarer Stromproduktion; siehe dazu auch Abbildung 8).

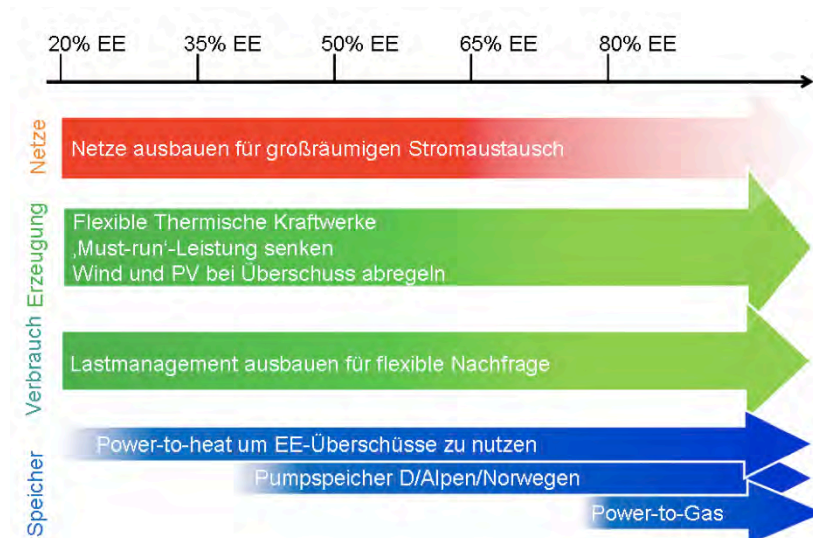


Abbildung 8: Technologiebedarfe in Abhängigkeit vom Anteil erneuerbarer fluktuierender Energieerzeuger an der Gesamtstromerzeugung (Quelle: Plattform Erneuerbare Energien des BMU)

- Die (saisonale) Speicherfähigkeit der Erdgasnetze ließe sich auch indirekt erschließen, ohne dass - mit großem Aufwand und Effizienzverlusten - synthetisches Erdgas erzeugt wird („virtuelle Methanisierung“; vgl. [Kleimaier 2012]).

So kann durch die (zweitweise) Substitution von Erdgas im Wärmemarkt - etwa mittels Power-To-Heat - das nicht genutzte Erdgas in den Untertagespeichern gespeichert bleiben und damit frei für andere Anwendungen gemacht werden. Dieser indirekte Weg ist deutlich effizienter und lässt sich zudem viel kostengünstiger realisieren. P2G wird daher erst dann erforderlich und sinnvoll einsetzbar, wenn Energiesysteme mit annähernd 100 % erneuerbare Energien angestrebt werden, bei denen praktisch kein fossiles Erdgas mehr eingesetzt werden soll, sodass sich etwa durch P2H kein Erdgas mehr substituieren lässt.

- Dies ist auch der Hintergrund dafür, dass in einer Vielzahl von Studien und Handlungsempfehlungen bezüglich Power-To-Gas empfohlen wird, eine Markteinführung zurückzustellen, da diese Technologie im Laufe der nächsten Jahrzehnten zur Flexibilisierung des Stromsystems (noch) nicht benötigt werden bzw. im Kostenvergleich andere, einfachere Technologien zu bevorzugen bzw. ausreichend wären (vgl. u.a. [Groscurth 2013], [Herrmann 2014], [Schill, W.-P.

2013))²⁰. Power-To-Gas Technologien wären zwar zu erforschen und zu erproben, während ein großtechnischer Einsatz vor 2030 aus Gesamtsicht hingegen nicht zielführend wäre²¹.

5. Literatur

[Cerbe 2008] Cerbe, G.; et al.: Grundlagen der Gastechnik. 7., vollständig neu bearbeitete Auflage. Carl Hanser Verlag. München/Wien. 2008.

[Crotogino 2011] Crotogino, F.: Wasserstoffspeicherung in Kavernen. In: Wind-Wasserstoff-Systeme – Wie geht's Weiter?. Tagungsband zum Pro H2 Technologie Forum 2011. Hannover. 2011

[E-Control 2012] E-Control (Hrsg.): Marktbericht 2012. Nationaler Bericht an die europäische Kommission. Wien. 2012.

[Groscurth 2013] Groscurth, H.-M.; et al.: „Power-to-heat“ oder „Power-to-gas“?. Discussion Paper Nr. 9. Arrhenius Institut für Energie- und Klimapolitik. Hamburg 2013.

[Herrmann 2014] Herrmann, H.; et al: Prüfung der klimapolitischen Konsistenz und der Kosten für Methanisierungsstrategien. Studie des Öko-Institut. Berlin 2014.

[Hinterberger 2010] Hinterberger, R.; Kleimaier, M.: Die Intelligenten Gasnetze der Zukunft: Herausforderung und Chance für die Gaswirtschaft. In: Energie/Wasser Praxis Ausgabe Nr. 6/2010. Verbandsorgan des DVGW (Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches). Bonn 2010.

[Hinterberger 2012] Hinterberger, R: Intelligent verknüpfte Gas- und Stromnetze entfalten enorme Mehrwerte. Proceedings zu den Energy Talks Ossiach 2012. Ossiach 2012.

[Hinterberger 2012a] Hinterberger, R.; Kleimaier, M.: Energieversorgung der Zukunft: Intelligente Gasnetze und Energie-Hybridnetze. In: Aqua&Gas. Verbandsorgan des Schweizerischen Vereins des Gas- und Wasserfaches SVGW, Ausgabe Nr. 10/2012. Zürich 2012.

²⁰ Diese Studien beziehen sich zwar auf Deutschland. Da der Anteil fluktuierender erneuerbarer Stromerzeugung in Deutschland deutlich größer ist, gelten die Schlussfolgerung – sogar im vermehrten Maße – auch für Österreich.

²¹ Diese Überlegungen beziehen sich auf die für den Umbau des Stromsystems notwendigen Speicherbedarfe. Bezüglich von Nischenanwendungen oder stofflicher Verwertung von Wasserstoff kann die Wirtschaftlichkeit unter Umständen deutlich früher dargestellt werden [Herrmann 2014]. Auch der Einsatz von P2G zur Erzeugung von Treibstoffen wäre eine mögliche denkbare Nutzung. Allerdings würde man dabei in direkte Konkurrenz zum Aufbau der Infrastrukturen für Elektromobilität treten.

[Hinterberger 2013] Hinterberger, R.; Kleimaier, M.: Vergleichende Analyse der Möglichkeiten für die Umsetzung von Hybridnetzen (Strom, Gas, Wärme) in städtischen Ballungsgebieten der D-A-CH Region. Proceedings zur 8. Internationalen Energiewirtschaftstagung an der TU Wien (IEWT 2013). Wien 2013.

[Hinterberger 2013a] Hinterberger, R.; Kleimaier, M.: Identifikation von Möglichkeiten zur Realisierung von Hybridnetzen (Strom, Gas, Wärme) in 5 ausgewählten Städten der D-A-CH Region. Tagungsband zum internationalen VED/ETG-Kongress 5.-6. 11. 2013. Berlin 2013.

[Kleimaier 2012] Kleimaier, M.: Direktnutzung statt Speichern – Hybridsysteme als Teil der Lösung der Speicherungsproblematik. Tagungsband zum VDE Kongress 2012. Stuttgart 2012.

[Lenz 2012] Lenz, J.: Ausbau erneuerbarer Energien – Innovation in der Gaswirtschaft: das Forschungscluster „Power to Gas“. Vortrag auf der dena-Konferenz „Power to Gas – innovative Systemlösungen für ein zukunftsfähiges Energiesystem entwickeln“ am 13. 6. 2012. Berlin. 2012.

[Müller-Syring 2011] Müller-Syring; et al.: Power to Gas: Untersuchungen im Rahmen der DVGW-Innovationsoffensive zur Energiespeicherung. In: energie/wasser-praxis. Nr. 4/2011. Bonn. 2011.

[Schill, W.-P. 2013] Schill, W.-P.: Integration von Wind- und Solarenergie. Flexibles Stromsystem verringert Überschüsse. In: DIW Wochenbericht 34/2013. Berlin 2013.

[VDE 2012] Verband der Elektrotechnik (Hrsg.): Energiespeicher für die Energiewende. Speicherungsbedarf und Auswirkungen auf das Übertragungsnetz für Szenarien bis 2050. VDE Studie. Frankfurt 2012.

6. Danksagung

Die Arbeiten zu diesem Dokument erfolgten im Rahmen der BMVIT-Arbeitsgruppe „Hybridnetze und Synergiepotentiale mit kommunalen Infrastrukturen“.

Die redaktionellen Arbeiten sowie die inhaltliche und organisatorische Vorbereitung und Unterstützung der Arbeitsgruppe wurden durch eine Beauftragung der NEW ENERGY durch das BMVIT und die FFG ermöglicht.

EXKURS: Eignung von Untertagespeichern zur Speicherung von Wasserstoff²²

Grundsätzlich stehen für die Speicherung von Erdgas in Untertagespeichern zwei unterschiedliche Technologien zur Verfügung. Das Erdgas kann zum einen in Porenspeichern, d.h. in ausgebeuteten Gas- und Ölfeldern oder in Aquiferen, gespeichert werden. Dazu müssen poröse und durchlässige Gesteinsschichten vorhanden sein, die wiederum durch undurchlässige Erdschichten abgedeckt sein müssen [Cerbe 2008].

Alternativ ist bei einigen Gesteinsarten auch der Bau von Hohlräumen möglich, die entweder bergmännisch oder durch Aussolung hergestellt werden. Für den Bau solcher Speicher – Kavernenspeicher genannt – sind Salzstöcke besonders geeignet [Cerbe 2008].

Während im Norden von Deutschland aufgrund der dortigen Gesteinsarten sowohl Kavernen- wie auch Porenspeicher möglich sind, wurden in Österreich und Süddeutschland bisher nur Porenspeicher errichtet.

Die Speicherung von Wasserstoff in Salzkavernen ist Stand der Technik und wird in der chemischen Industrie in UK und vor allem in den USA (Texas) bereits seit langem angewandt. Die Leckageverluste sind aufgrund der geringen Durchlässigkeit von Salzgestein auch für Wasserstoff vernachlässigbar [Crotogino 2011]. Dies ist bei Porenspeichern, wie diese in Österreich errichtet wurden, technisch deutlich problematischer bzw. liegen nur unzureichende wissenschaftliche Ergebnisse vor²³. Dies hat entsprechende Auswirkungen auf die zu verwendeten P2G Technologien, geeignete Standorte und Anlagengrößen.

Während im Norden Deutschlands die Einspeicherung von Wasserstoff in den großen Untertagespeichern in den Salzstöcken grundsätzlich problemlos möglich wäre²⁴, ist die Sachlage in Österreich anders.

Dort wäre aufgrund des Speichertyps (Porenspeicher) und der technischen Unsicherheiten vielmehr sicherzustellen, dass der regional erzeugte Wasserstoff in nur vernachlässigbaren Anteilen in die Untertagespeicher gelangt. Entweder dürfte Wasserstoff lediglich auf Ebene der Netzebene 2 zugemischt werden, was die Anlagengröße der Wasserstoff-Elektrolyseure nach oben hin begrenzt, oder der erzeugte Wasserstoff müsste mittels des Sabatier-Prozesses weiter in synthetisches Methan umgewandelt werden, welches in unbegrenzter Menge zum Erdgas zugemischt und auch in Porenspeichern gespeichert werden kann.

²² Gekürzt entnommen aus [Hinterberger 2013]

²³ Die Eignung hängt im Wesentlichen von der Porosität der umgebenden Gesteinsschichten ab. Detaillierte Untersuchungen dazu erfolgen derzeit im europäischen Projekt HyUnder (siehe <http://www.hyunder.eu>).

²⁴ Langjährige praktische Erfahrungen gibt es beispielsweise seit den 70er-Jahren bei den Stadtwerken Kiel.