Synergieeffekte zwischen Gas- und Stromnetzen für die Energiewende

Quelle: Maksim Shebeko – Fotolia.com

Die Perspektiven von Power-to-Gas und der bestehenden Gasinfrastruktur werden bisher vor allem durch den langfristig erwarteten Bedarf an Langzeitspeichern für die Energiewende bestimmt. Der gezielte Einsatz von Power-to-Gas kann bei synchroner Kopplung mit der Verstromung von Gas zuvor jedoch auch für einen weiträumigen virtuellen Stromtransport genutzt werden. Diese neue Perspektive wurde im DVGW-Forschungsprojekt „Synergieeffekte Gas- und Stromnetze" durch das Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie dargestellt und untersucht [1].

von: Frank Merten & Christine Krüger (Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie)

Die Umstellung der Energieversorgung auf erneuerbare Energien (EE) verändert die Eigenschaften und Strukturen der Versorgung. Die Stromversorgung wird dargebotsabhängiger und dezentraler. Zur Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit erfordert dies u. a. einen Ausbau des Stromnetzes, mehr flexible Kraftwerke und steuerbare Lasten sowie neue Energiespeicher. Der für die Energiewende dringend nötige Netzausbau kommt jedoch aus unterschiedlichen Gründen bisher nur schleppend voran, bremst den EE-Ausbau und führt zu höheren Kosten. Vor diesem Hintergrund kommt der Analyse alternativer Optionen zum Netzausbau eine besondere Bedeutung zu. Als steuerbare Last könnte Power-to-Gas zusätzlich zur Energiespeicherung auch zur besseren Auslastung des Stromnetzes und damit zur Entlastung des Netzausbaus beitragen. Darüber hinaus könnten Power-to-Gas und die bestehenden Gasnetze durch eine synchrone, aber räumlich getrennte Kopplung von Stromspeicherung im Norden und Stromerzeugung im Süden zudem auch für einen weiträumigen virtuellen Stromtransport genutzt werden.

Bedarf an neuen Stromleitungen und Energiespeichern

Der Bedarf an stärkeren und neuen Stromleitungen wird im Wesentlichen durch drei sich überschneidende Faktoren beeinflusst: Versor-

[1] Für neue Pumpspeicherwerke in Deutschland wird von den betrachteten Studien weder ein großes Ausbaupotenzial noch ein großer Bedarf für diese spezifische Speicheroption erwartet. Die dargestellten Ergebnisse hängen jedoch von der Szenario-„Philosophie" und den getroffenen Annahmen ab. Dies ist bei einem Vergleich mit anderen Studienaussagen zu beachten.

gungssicherheit, Erweiterung des EU-Binnenmarktes und EE-Ausbau. Letzterer steht im Fokus der öffentlichen Diskussion sowie Untersuchungen und bestimmt zunehmend den Ausbaubedarf. Die meisten der betrachteten Studien und Entwicklungspläne sehen einen deutlichen und mit dem Zeithorizont bzw. EE-Ausbau wachsenden Netzausbaubedarf. Der mittelfristige Gesamtbedarf ist von 850 Trassen-Kilometern bis zum Jahr 2015 über gut 1.800 Trassen-Kilometer bis 2017/2020 auf über 7.000 Trassen-Kilometer, davon jedoch etwa die Hälfte in bestehenden Trassen, angestiegen [2–4]. Der große Zuwachs geht zuletzt zum großen Teil auf den Neubau von HGÜ-Leitungen (1.700 Trassen-Kilometer) für den weiträumigen Abtransport von Windstrom aus dem Norden in den Süden zurück. Der Ausbau des Stromnetzes wird damit jedoch nicht abgeschlossen, sondern voraussichtlich langfristig nötig sein. Bedarf und Tempo werden aber im Vergleich zu heute zurückgehen.

Langfristig, d. h. bis zum Jahr 2050, wird zusätzlich ein sehr großer Bedarf an neuen Stromspeichern gesehen. Dabei werden je nach Studie die folgenden zwei Optionen besonders adressiert[1]:

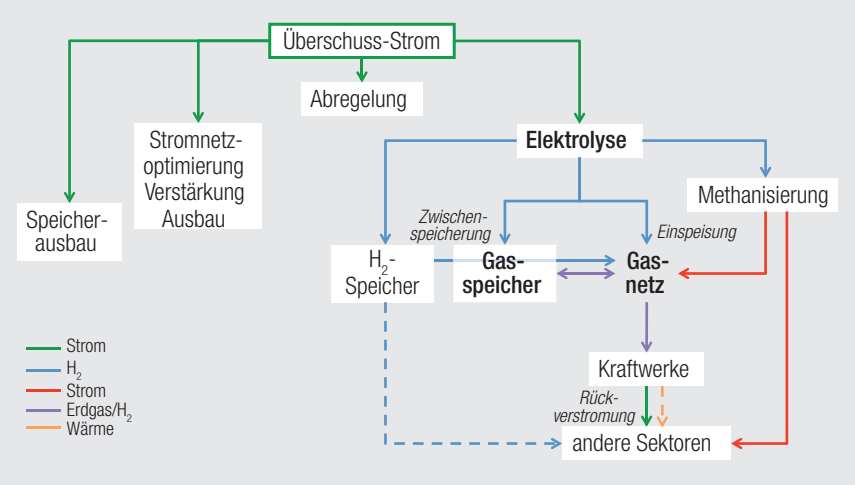
- neue adiabate Druckluftspeicher in einem Umfang zwischen rund 14 und 37 GW_{el} und einer Speicherkapazität von bis zu 3,5 TWh_{el} in Kombination mit der Erschließung der großen Wasserspeicherkapazitäten in Skandinavien [5] und
- Power-to-Gas für die Speicherung von überschüssigen EE-Strommengen im Gasnetz in Form von Wasserstoff oder Methan in einem Umfang, der je nach Szenariovariante in einer großen Bandbreite zwischen 16 und 293 TWh_{th} für Wasserstoff bzw. zwischen 75 und 385 TWh_{th} für Methan liegt [6, 7].

Die aus EE-Strom erzeugten Gase werden entweder überwiegend als klimaneutraler Kraftstoff im Verkehrssektor oder verteilt auf alle drei Endenergiesektoren (Verkehr, Wärme und Strom) eingesetzt. Eine Rückverstromung in Gaskraftwerken wird dabei nur in geringem Umfang vorgesehen. Wenn der Netzausbau weiterhin verzögert wird, wären laut dena im Jahr 2020 entweder 1,6 TWh_{el} in Wasserstoff- oder 0,6 TWh_{el} in Druckluftspeichern notwendig, um die EE-Überschüsse zu speichern, die aufgrund des fehlenden Netzausbaus entstehen [3].

Neue Perspektiven für Power-to-Gas

Der Bedarf an saisonaler Energiespeicherung mittels Power-to-Gas in Kombination mit dem Gasnetz wird mit dem Ausbau der fluktuierenden erneuerbaren Energien steigen. Dieser führt heute bereits zu netzbedingten und mittel- bis langfristig auch zu erheblichen, dargebotsbedingten Überschüssen an EE-Strom. Letztere sind unabhängig vom Netzausbau und können in Summe hinsichtlich der Größenordnung genauso hoch werden wie der gesamte residuale Bedarf, der noch nicht durch EE-Strom direkt gedeckt werden konnte [8]. Sie könnten also bilanziell zur Deckung dieser Bedarfe eingesetzt werden, wenn die zeitliche Verschiebung möglich ist. Durch die chemische Speicherung von Strom in Form von Wasserstoff oder Methan eröffnet Power-to-Gas diese Möglichkeit und kann so dazu beitragen, dass weniger EE-Strom abgeregelt werden muss und für eine spätere (oder andere) Bedarfsdeckung nutzbar bleibt. Von der Bundesregierung, den einschlägigen Ministerien und den Verbänden wird Power-to-Gas dementsprechend langfristig als vielversprechende Option für eine Speicherung von großen EE-Strommengen über längere Zeiträume eingestuft. Forschung und Entwicklung sollen vorher dazu beitragen, die Kosten und die Umwandlungsverluste zu senken.

Der Bedarf an Langzeitspeicherung mittels Power-to-Gas kann bei hohem EE-Ausbautempo allerdings im Unterschied zur zuvor genannten, langfristigen Perspektive auch schon deutlich früher einsetzen. Darüber hinaus kann Power-to-Gas bereits von Beginn an zur besseren Auslastung und damit zur Entlastung des Stromnetzes beitragen. Dies ist zum einen lokal durch einen netzorientierten Einsatz der schnell regelbaren Elektrolyseure im Rahmen von Lastmanagement möglich. Zum anderen könnte durch eine synchrone, aber räumlich getrennte Kombination von



Quelle: Wuppertal Institut 2012

Abb. 1: Vielfältige Perspektiven für Power-to-Gas im Kontext von Engpässen im Stromnetz

„Stromspeicherung“ (Power-to-Gas) und Stromerzeugung (Gas-to-Power) prinzipiell auch ein virtueller „Stromtransport“ über das bestehende Gasnetz erfolgen. Diese Option stellt eine neue Alternative zu Abregelung von EE-Anlagen und Stromnetzausbau dar **(Abb. 1)** und bietet sich besonders für den weiträumigen virtuellen Stromtransport von Norden nach Süden an.

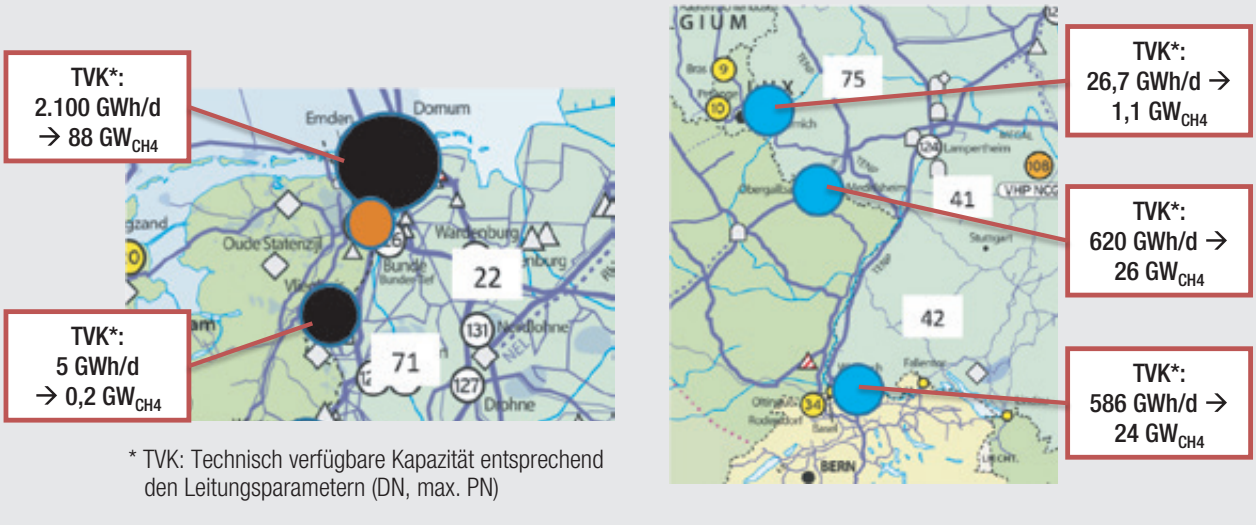
Virtueller Stromtransport vom Nordwesten in den Südwesten Deutschlands

Der Ausbau der Windkraft auf der Nordsee und der Wegfall großer thermischer (Kern-)Kraftwerkskapazitäten im Süden Deutschlands wird mittelfristig zu großen Leistungsflüssen in Nord-Süd-Richtung führen. Diese werden vom heutigen Stromnetz immer häufiger nicht mehr vollständig übertragen werden können. Im Nordwesten wird es aufgrund der strukturell niedrigen Lastdichte auch langfristig zu Überschüssen an EE-Strom kommen, während im Süden bzw. Südwesten der Bedarf aufgrund der hohen Lastdichte häufig nicht durch EE-Strom gedeckt werden kann. Es wird daher langfristig einen erheblichen Transportbedarf für EE-Strom vom Nordwesten in den Südwesten geben.

Für diese strukturelle Herausforderung der Energiewende bestehen zwischen dem Gas- und dem Stromnetz viele Synergieeffekte für einen virtuellen Stromtransport via Power-to-Gas. Im Nordwesten sind große Aufnahme-, Transport- und Speicherkapazitäten für Erdgas vorhanden, die auch für die Einspeisung von EE-Wasserstoff oder EE-Methan genutzt werden können. Im Westen gibt es eine sehr gut ausgebaute Nord-Süd-Verbindung, die für den Abtransport der eingespeisten EE-Gase dienen kann und im Süden große Entnahmekapazitäten, die zeitgleich zur Stromabnahme in der Überschussregion die Stromerzeugung in der Bedarfsregion ermöglichen.

Statische Potenzialanalyse

Das technische Potenzial für einen virtuellen Stromtransport via Power-to-Gas und Gasnetz vom Nordwesten nach Südwesten wird zunächst rein statisch untersucht. Dazu werden die regionalen Einspeise-, Abgabe- und Transportpotenziale im Gasnetz betrachtet. Die technisch verfügbaren Kapazitäten der „Entry-Points“ im Nordwesten entsprechen zusammen einer möglichen Einspeiseleistung von rund 88 GW_{th} für Erdgas oder EE-Methan und von maximal 2,8 GW_{th} für Wasserstoff (Zumischgrenze ≤ 10 Volumen-Prozent). Die entsprechende Transportkapazität der Ferngasleitungen aus dieser Region heraus beträgt allein in südöstlicher Richtung etwa



* TVK: Technisch verfügbare Kapazität entsprechend den Leitungsparametern (DN, max. PN)

Quelle: Henel, M. (2012); Berechnung/Annahmen nach DBI-GUT

Abb. 2: links: Entry-Kapazitäten in der Überschussregion (dena-Region 22 „Raum Bremen“), rechts: Exit-Kapazitäten in den Zielregionen im Südwesten (dena-Regionen 75, 41 und 42)

53 GW_{th} für Erdgas oder EE-Methan bzw. maximal 1,7 GW_{th} für Wasserstoff. In der Zielregion im Südwesten sind verschiedene „Exit-Points“ mit einer Abgabeleistung von insgesamt 50 GW_{th} für Erdgas vorhanden, die zeitgleich zur Einspeisung von EE-Gas im Nordwesten für eine „Rückverstromung“ genutzt werden können und somit einen virtuellen Stromtransport ermöglichen.

Auf der Seite des Stromnetzes wird im Vergleich dazu in der zweiten dena-Netzstudie zwischen dem Nordwesten (dena Region 22, Raum Bremen) und den südlich angrenzenden Regionen (71/südwestlich und 23/südöstlich) für den unterstellten Netzausbauzustand im Jahr 2020 eine nicht übertragbare elektrische Leistung (NÜL) in Höhe von bis zu 7,4 GW_{el} ermittelt [3], die ohne Netzausbau oder Speicherung abgeregelt werden müsste. Diese Leistung könnte mittels Power-to-Gas vollständig in Form von EE-Methan ins Gasnetz eingespeist und abtransportiert werden. Ohne Methanisierung, also als EE-Wasserstoff, könnten die Spitzen der Überschüsse nicht vollständig aufgenommen werden, da die Konzentration von Wasserstoff auf ≤ 10 Volumen-Prozent begrenzt ist. Hierfür würden zusätzlich Gasspeicherkapazitäten benötigt, die dort in hinreichendem Maße vorhanden sind. Im Südwesten sind ausreichend hohe Gasentnahmekapazitäten vorhanden, um dort eine Stromerzeugung in Höhe der nicht übertragbaren elektrischen Leistung sicherzustellen **(Abb. 2)**.

Dynamische Potenzialanalyse

Um mögliche Restriktionen durch die zeitlich schwankenden Auslastungen von Gasleitungen und -speichern zu berücksichtigen, wird zusätzlich eine modellbasierte Potenzialanalyse in stündlicher Auflösung für die dena-Regionengrenze 22 und 23 (Raum Bremen und Raum Hannover) durchgeführt. Dort soll es laut der dena-Studie im Jahr 2020 im Stromnetz zu Überschüssen (NÜL) von bis zu 4,8 GW_{el} kommen [3].

Auf der Gasseite wurden in dieser Region zwölf Ferngasleitungen mit einer Übertragungskapazität von schätzungsweise insgesamt 4,8 Mio. Nm^3/h ermittelt. Diese wurden im Modell zu einer Leitung mit einem realitätsnahen Nutzungsprofil auf der Basis verfügbarer realer Auslastungsdaten zusammengefasst. Analog wurden die dort verfügbaren acht Gasspeicher mit einem Arbeitsgasvolumen von insgesamt 6,7 Mio. Nm^3 (94 Prozent davon allein in Region 22) auf der Basis von historischen Zeitreihendaten abgebildet.

Die Modellanalysen zeigen, dass der virtuelle Stromtransport für den betrachteten Fall unter Einbindung der vorhandenen Gasspeicher auch in stündlicher Auflösung und damit unter zusätzlichen Restriktionen wie z. B.

dynamischer Netzauslastung durchgängig möglich ist. Dabei gelangen die Gasleitungen jedoch häufig bis an die unterstellte maximale H_2-Konzentrationsgrenze von 10 Volumen-Prozent und die H_2-Konzentration in den Gasspeichern steigt im Frühjahr bis auf ca. 4 Volumen-Prozent an. Dies liegt daran, dass der Speicherfüllstand, also die Menge an Gas, mit dem der Wasserstoff vermischt werden kann, am Ende der Heizperiode den Tiefststand erreicht. Die Leitungen werden dann wegen des zurückgehenden Gasbedarfs geringer ausgelastet, sodass weniger Wasserstoff zugemischt und „ausgespeichert" werden kann. Die H_2-Konzentration geht daraufhin nur leicht zurück, sodass ein Erreichen der Konzentrationsgrenzen in den folgenden Jahren absehbar ist. Diese neuralgischen Punkte können jedoch alternativ durch Umwandlung des Wasserstoff zu Methan oder durch direkte Speicherung in H_2-Kavernen gelöst werden.

Fazit

Die Energiewende führt zu einer überwiegend dezentralen und dargebotsabhängigen, fluktuierenden Stromversorgung mit einer signifikant anderen räumlichen Verteilung der Erzeugung als heute. Für die Umsetzung werden dringend neue Stromleitungen, mehr flexible regelbare Kraftwerke und steuerbare Lasten sowie mittel- bis langfristig und im großen Umfang neue Energiespeicher benötigt.

Power-to-Gas in Kombination mit dem Gasnetz wird in diesem Kontext langfristig als vielversprechende Option für eine Speicherung von großen EE-Strommengen über längere Zeiträume eingestuft. Power-to-Gas kann darüber hinaus mittels Lastmanagement bereits von Beginn an zur besseren Auslastung des Stromnetzes und über eine synchrone, aber räumlich getrennte Kombination von Stromspeicherung (Power-to-Gas) und Stromerzeugung (Gas-to-Power) auch für einen weiträumigen virtuellen Stromtransport genutzt werden.

Der Ausbau der Windkraft im nachfrageschwachen Norden und der Wegfall großer thermischer Kraftwerksleistungen im nachfragestarken Süden Deutschlands führen langfristig zu einem erheblichen Transportbedarf und damit auch Neubaubedarf im Stromnetz von Norden nach Süden. Das bestehende Gasnetz (inkl. Gasspeicher) bietet diesbezüglich viele Synergieeffekte zum Stromnetz und für einen virtuellen Stromtransport von „überschüssigem" EE-Strom aus dem Nordwesten in den Südwesten. Die dazu durchgeführten Fallanalysen auf Basis der zweiten dena-Netzstudie [3] für das Jahr 2020 zeigen, dass die Aufnahme-, Transport-, Speicher- und Abgabekapazitäten im Gasnetz dafür ausreichend sind, wenn EE-Stromüberschüsse zu Methan umgewandelt werden. Im Unterschied dazu gilt dies für EE-Wasserstoff nur unter gezielter Einbindung der großen Gasspeicherkapazitäten im Nordwesten. Die Gasspeicher könnten dann allerdings nach einiger Zeit an die unterstellte Konzentrationsgrenze gelangen. Als Lösung dafür kommen neben der Methanisierung auch Kavernen für eine direkte Speicherung von Wasserstoff infrage.

Power-to-Gas und die bestehenden Gasnetze können somit neben der für die Energiewende nötigen Energiespeicherung auch für die Entlastung der Stromnetze, bezogen auf ihren weiträumigen Ausbau, eingesetzt werden. Dies ermöglicht eine Verringerung des Risiko eines überdimensionierten Stromnetzausbaus. Die Synergieeffekte sollten daher künftig bei den Netzentwicklungsplänen zum Gas- und Stromnetz berücksichtigt und diese stärker miteinander verzahnt werden. ■

Literatur:

[1] Fischedick, M.; Merten, F.; Krüger, C. (2013): Synergieeffekte Gas- und Stromnetze – Nutzung von Gasnetzen und -speichern für die Integration von Strom aus Erneuerbaren Energien und zur Entlastung der Stromnetze; Studie im Auftrag der DVGW Innovationsoffensive; Abschlussbericht (G 2/01/11). http://www.dvgw-innovation.de/die-projekte/archiv/synergien-gas-u-stromnetz/.

[2] dena (2005): dena-Netzstudie: Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windenergie in Deutschland an Land und Offshore bis zum Jahre 2020, Berlin.

[3] dena (2010): dena-Netzstudie II: Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum 2015–2020 mit Ausblick 2025, Berlin: Deutsche Energie Agentur GmbH. http://www.dena.de/fileadmin/user_upload/Download/Dokumente/Studien___Umfragen/Endbericht_dena-Netzstudie_II.PDF.

[4] 50 Hertz Transmission GmbH; Amprion GmbH; TenneT TSO GmbH; TransnetBW GmbH (2013): Netzentwicklungsplan Strom 2013, Erster Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber. http://www.netzentwicklungsplan.de/NEP_2013_Teil_I.pdf.

[5] SRU (2010): 100 Prozent erneuerbare Stromversorgung bis 2050: klimaverträglich, sicher, bezahlbar. Stellungnahme No. 15. Sachverständigenrat für Umweltfragen. http://www.umweltrat.de/cln_135/SharedDocs/Downloads/DE/04_Stellungnahmen/2010_05_Stellung_15_erneuerbareStromversorgung.html.

[6] BMU (2011): Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global: „Leitstudie 2010". http://www.bmu.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/leitstudie2010_bf.pdf.

[7] UBA (2010): Energieziel 2050: 100 Prozent Strom aus erneuerbaren Quellen. http://www.umweltdaten.de/publikationen/fpdf-l/3997.pdf.

[8] Nast, M.; Horst, J. (2011): Vorbereitung und Begleitung der Erstellung des Erfahrungsberichtes 2011 gemäß § 65 EEG Vorhaben V Integration der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien und konventionellen Energieträgern.

Die Autoren

Frank Merten ist Projektleiter im Forschungsschwerpunkt „Low Carbon Infrastrukturen" der Forschungsgruppe Zukünftige Energie- und Mobilitätsstrukturen am Wuppertal Institut für Klima, Umwelt und Energie.

Christine Krüger ist wissenschaftliche Mitarbeiterin im Forschungsschwerpunkt „Low Carbon Infrastrukturen" der Forschungsgruppe Zukünftige Energie- und Mobilitätsstrukturen am Wuppertal Institut für Klima, Umwelt und Energie.

Kontakt:
Frank Merten
Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie
Döppersberg 19
42103 Wuppertal
Tel.: 0202 2492-126
E-Mail: frank.merten@wupperinst.org
Internet: www.wupperinst.org

Deutscher Verein des
Gas- und Wasserfaches e.V.

DVGW
FORSCHUNG

www.dvgw-forschung.de

Management Summary

Synergieeffekte Gas- und Stromnetze – Nutzung von Gasnetzen und -speichern für die Integration von Strom aus Erneuerbaren Energien und zur Entlastung der Stromnetze

Dezember 2013

Prof. Dr. Manfred Fischedick
Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie, Wuppertal

Dipl.-Phys. Frank Merten
Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie, Wuppertal

M.Sc. Christine Krüger
Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie, Wuppertal

Dipl.-Ing. Arjuna Nebel
Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie, Wuppertal

Wuppertal Institut
für Klima, Umwelt, Energie
GmbH

Management Summary

Synergieeffekte Gas- und Stromnetze – Nutzung von Gasnetzen und -speichern für die Integration von Strom aus Erneuerbaren Energien und zur Entlastung der Stromnetze

Kernaussage;

In Deutschland besteht aktuell dringender und nennenswerter Bedarf für den Ausbau des Stromnetzes sowie mittel- bis langfristig auch zunehmender Bedarf an großen saisonalen Speicherkapazitäten für die Energiewende. Das Gasnetz inkl. Speicher ist hierfür eine vielversprechende Speicheroption. Es kann die wachsenden „überschüssigen“[1] Strommengen aus erneuerbaren Energien (EE) in Form von Wasserstoff oder synthetischem Methan (Power-to-Gas) aufnehmen und zeitversetzt wieder in Form von Wärme, Strom, oder Kraftstoff abgeben. Neben der Energiespeicherung ist Power-to-Gas zusammen mit dem Gasnetz aber auch zum virtuellen Stromtransport und damit zur Entlastung des Stromnetzes einsetzbar. Dieser Zusatznutzen wächst dank der bereits bestehenden Gasinfrastruktur weitgehend entfernungsunabhängig und dezentral mit dem ohnehin benötigten Ausbau von Power-to-Gas-Speicherkapazitäten mit. Dadurch kann das Stromnetz insbesondere bezogen auf weiträumige Transporte von Norden nach Süden entlastet und das Risiko eines überdimensionierten Netzausbaus verringert werden. Zudem können Systemkosten durch verzögerten Stromnetzausbau und Kosten für andere Speicher zum Teil reduziert werden. Sie sind bei der Kostenbewertung des Ausbaus von Power-to-Gas-Speicherkapazitäten zu berücksichtigen.

Hintergrund:

Durch den geplanten starken Ausbau der Windkraft in Norddeutschland und in der Nordsee und durch den Wegfall großer thermischer Kraftwerkskapazitäten im Süden Deutschlands werden mittelfristig große Stromleistungsflüsse vor allem in Nord-Süd-Richtung entstehen. Diese können vom heutigen Stromnetz wegen mangelnder Kapazität nicht vollständig übertragen werden.

Zwischen Gas- und Stromnetz bestehen diesbezüglich viele Synergieeffekte für einen virtuellen Stromtransport via Power-to-Gas und Gasnetz. Im Nordwesten sind große Aufnahme-, Transport- und Speicherkapazitäten für Erdgas vorhanden, die auch für die Einspeisung von EE-Wasserstoff aus der Elektrolyse oder EE-Methan (aus EE-Wasserstoff) genutzt werden können. Im Westen gibt es eine sehr gut ausgebaute Nord-Süd-Verbindung für den Gastransport, die auch für den Abtransport eingespeister EE-Gase dienen kann, und im Süden eine ausreichend leistungsstarke Gasinfrastruktur. Dies ermöglicht die Stromerzeugung in der Bedarfsregion, zeitgleich zur Stromabnahme in der Überschussregion (virtueller Stromtransport). Dafür sind neben den bestehenden Kapazitäten an Gaskraftwerken im Süden ggf. zusätzliche Kapazitäten zu installieren. Damit wird hier jedoch unabhängig vom Power-to-Gas-Ausbau gerechnet, da durch die geplante Abschaltung von großen Kernkraftwerken im Süden und für die Integration weiterer fluktuierender EE-Kraftwerke ohnehin neue flexible Gaskraftwerke vorzugsweise im Süden benötigt werden.

Die technische Machbarkeit eines virtuellen Stromtransports via Power-to-Gas wurde anhand einer Fallstudie untersucht. Als Basis dafür diente die dena Netzstudie II und die Aufgabe, die laut dena-Studie nicht übertragbaren Leistungen aus dem Nordwesten (7,4 GW_{el} im Jahr 2020) mittels Power-to-Gas und Gasnetz in den Südwesten Deutschlands zu transportieren. Die statische Analyse bestätigt diese Option für EE-Methan und zum großen Teil auch für EE-Wasserstoff. Die

[1] Im Fall von Netzengpässen oder wenn das Angebot die Nachfrage insgesamt übersteigt.

technisch verfügbare Aufnahme-Kapazität des Gasnetzes im Nordwesten entspricht einer möglichen Einspeiseleistung in Höhe von 88 GW_{th} für Erdgas oder EE-Methan und von max. 2,8 GW_{th} für Wasserstoff (unter Voraussetzung einer möglichen Zumischung zum Erdgas von bis zu 10 Vol.-%). Die entsprechende Transportkapazität der Ferngasleitungen aus dieser Region heraus beträgt allein in südöstlicher Richtung etwa 53 GW_{th} für Erdgas oder EE-Methan bzw. max. 1,7 GW_{th} für Wasserstoff (≤10 Vol.-%). Im Südwesten sind ausreichend hohe Gastransportkapazitäten vorhanden, um dort eine Stromerzeugung sicherzustellen, die der im Nordwesten auftretenden nicht übertragbaren Leistung entspricht.

Eine zusätzlich durchgeführte, dynamische modellbasierte Analyse anhand der Regionengrenze im Nordwesten (Raum 22 „Bremen“ und Raum 23 „Hannover“), an der in der dena-Studie der größte Teil der nicht übertragbaren Leistung (4,8 GW_{el}) anfällt, zeigt ebenfalls die Machbarkeit des virtuellen Stromtransports via Power-to-Gas auf. Dieser ist unter Einbindung der vorhandenen Gasspeicher in stündlicher Auflösung und damit unter zusätzlichen Restriktionen wie z. B. dynamischer Netzauslastung auch für EE-Wasserstoff möglich. Dabei gelangt das Gasgemisch in den Leitungen jedoch häufig bis an die unterstellte maximal zulässige Konzentrationsgrenze für Wasserstoff in Höhe von 10 Vol.-% und in den Gasspeichern steigt der Wasserstoffanteil im Winter bis auf ca. 4 Vol-% an. Diese neuralgischen Engpässe können jedoch alternativ durch Umwandlung des Wasserstoff zu Methan oder durch direkte Speicherung in Wasserstoff-Kavernen gelöst werden.

Kosten-Nutzen-Analyse:

Die Elektrolyse bestimmt maßgeblich die Kosten von Power-to-Gas-Technologie. Die alkalische Elektrolyse mit hohem Ausgangsdruck wurde dabei als Referenztechnik für die Analyse ausgewählt, da sie heute von allen drei möglichen Verfahren die besten technischen und ökonomischen Voraussetzungen hat. Für neue, große Anlagen (5 MW_{el}) ist heute mit spezifischen Investitionen von etwa 1.000 €/kW_{el} zu rechnen. Diese können durch Optimierung des Produktionsdesigns kurz- bis mittelfristig um 17 % auf etwa 830 €/kW_{el} und durch Übergang in die Serienfertigung und Ausnutzung von Skaleneffekten noch um bis zu 50 % bzw. bis auf etwa 500 €/kW_{el} gesenkt werden, wie die Auswertung verschiedener einschlägiger Studien zeigt. Für den Vergleich mit den Kosten für neue Stromleitungen und Energiespeicher werden die erforderlichen Investitionen in neue Anlagen mit einem Annuitätenfaktor in Jahreskosten umgerechnet. Zusätzlich werden jährliche Fixkosten für Betrieb und Wartung sowie pauschale Kosten für Verlustenergie bestimmt. Eine virtuelle Power-to-Gas-Stromtransportkapzität von 1.000 MW_{el} würde demnach unter den getroffenen Annahmen (u. a. keine Kosten für die Stromabnahme und für den Neubau von Gaskraftwerken) mit heutigen Elektrolyseuren etwa 130 Mio. Euro pro Jahr und in Zukunft, mit seriengefertigten Elektrolyseuren, noch etwa 87 Mio. Euro pro Jahr kosten. Dem stehen potenziell reduzierbare Kosten gegenüber, die durch die Verzögerung des Netzausbaus, den Neubau von Stromleitungen und den Neubau von anderen Energiespeichern entstehen.

Ausblick:

Für die Markteinführung sind zunächst generell noch mehr Betriebs- und Markterfahrungen, z.B. für den intermittierenden Betrieb von Elektrolyse und ggf. Methanisierung, die intermittierende Gaseinspeisung und den ferngesteuerten Einsatz vieler Power-to-Gas-Anlagen zu sammeln. Es fehlt aus verschiedenen Gründen, wie z.B. niedrige Volllaststunden für den intermittierenden Betrieb, noch an den Voraussetzungen für einen wirtschaftlichen Anlagenbetrieb. Die Einspeisung von Wasserstoff in das Gasnetz wird durch die zulässigen Konzentrationsgrenzen für die Einspeisung, und eine in Zukunft rückläufige Auslastung der Gasleitungen aufgrund von energetischen Gebäudesanierungen eingeschränkt. Zudem wird sie durch die erwarteten hohen Anpassungskosten in der Gasinfrastruktur erschwert. Diese Hemmnisse können zwar durch EE-Methan

überwunden werden, dann jedoch steht die Aufgabe an geeignete CO_2-Quellen für die Methanisierung zu erschließen und es fallen zusätzliche Umwandlungsverluste und Anlagenkosten an. Ein zentrales Hemmnis stellen schließlich die hohen Anfangsinvestitionen für die Errichtung von Power-to-Gas-Anlagen dar, die für den Markteinstieg zunächst erforderlich sind. Der (volks-) wirtschaftliche Nutzen wird dagegen erst mittel- bis langfristig zur Geltung kommen. Dieser wird mit den derzeitigen regulatorischen Randbedingungen betriebswirtschaftlich nicht belohnt.

Zur Überwindung der Hemmnisse sind weitere Pilotprojekte nötig, um mehr Erfahrungen mit dem intermittierenden, ferngesteuerten Betrieb, der Markt- und Systemintegration, der intermittierenden Einspeisung von Wasserstoff und der netzentlastenden Wirkung zu sammeln. Es sollten möglichst frühzeitig Standards für Power-to-Gas-Anlagen und den Schnittstellen zur Fernwirktechnik entwickelt werden. Zusätzlich zur Unterstützung von Forschung und Entwicklung und von Pilotprojekten erscheint auch eine gezielte, aber zunächst zeitlich oder mengenmäßig begrenzte Förderung der Markteinführung sinnvoll, um schneller Erfahrungen für die Kosten- und Systemoptimierung sammeln zu können. Mittelfristig besteht die Erfordernis, durch ein geeignetes Energie- und Strommarktdesign ökonomische Anreize für den Bau von Speichern zu setzen. In Zukunft sollten die jeweiligen Netzentwicklungspläne für Strom und Gas so bald wie möglich sowohl prozedural als auch inhaltlich stärker miteinander verzahnt und abgestimmt werden. Nicht zuletzt sollte so bald wie möglich in Ergänzung zu den Netzentwicklungsplänen eine nationale langfristige Roadmap für die Entwicklung und den Einsatz von Power-to-Gas in Kombination mit dem Gasnetz erstellt und fortlaufend weiterentwickelt werden.

Deutscher Verein des
Gas- und Wasserfaches e.V.

DVGW
FORSCHUNG

www.dvgw-forschung.de

Studie

Synergieeffekte Gas- und Stromnetze – Nutzung von Gasnetzen und -speichern für die Integration von Strom aus Erneuerbaren Energien und zur Entlastung der Stromnetze

Dezember 2013

Prof. Dr. Manfred Fischedick
Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie, Wuppertal

Dipl.-Phys. Frank Merten
Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie, Wuppertal

M.Sc. Christine Krüger
Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie, Wuppertal

Dipl.-Ing. Arjuna Nebel
Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie, Wuppertal

Wuppertal Institut
für Klima, Umwelt, Energie
GmbH

Herausgeber
DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e. V.
Technisch-wissenschaftlicher Verein
Josef-Wirmer-Straße 1–3
53123 Bonn

T +49 228 91885
F +49 228 9188990
info@dvgw.de
www.dvgw.de

DIE DVGW Innovationsoffensive.

www.dvgw-innovation.de

Studie
Synergieeffekte Gas- und Stromnetze – Nutzung von Gasnetzen und -speichern für die Integration von Strom aus Erneuerbaren Energien und zur Entlastung der Stromnetze

DVGW-Förderkennzeichen G 2/01/11

Inhaltsverzeichnis

1 MANAGEMENT SUMMARY 1

2 NEUE STROMLEITUNGEN UND NEUE ENERGIESPEICHER – NÖTIGE BAUSTEINE FÜR DIE ENERGIEWENDE 6

2.1 AUSBAUBEDARF STROMNETZ (TRANSPORTEBENE) 7
2.2 AUSBAUBEDARF ENERGIESPEICHER 11
2.3 FAZIT – NEUE STROMLEITUNGEN UND NEUE ENERGIESPEICHER 19

3 DIE PERSPEKTIVEN VON POWER-TO-GAS ALS SPEICHER- UND TRANSPORTSYSTEM .. 21

3.1 METAANALYSE ZU DEN PERSPEKTIVEN VON POWER-TO-GAS 24
3.2 NEUE PERSPEKTIVE FÜR POWER-TO-GAS: ENTLASTUNG DES STROMNETZAUSBAUS 29
3.3 FAZIT – PERSPEKTIVEN VON POWER-TO-GAS 31

4 POTENZIALANALYSE FÜR EINEN BEISPIELHAFTEN VIRTUELLEN STROMTRANSPORT VIA POWER-TO-GAS VON NORDWESTEN NACH SÜDWESTEN 32

4.1 FALLBEISPIEL NORD-SÜD-ÜBERTRAGUNG 32
4.1.1 Statische Potenzialanalyse 34
4.1.2 Dynamische Potenzialanalyse zur Aufnahmefähigkeit der Gasinfrastruktur für Wasserstoff im Norden 36
4.1.3 Methanisierung des Wasserstoffs 43
4.1.4 Direkte Speicherung des Wasserstoffs 44
4.2 FAZIT – BEISPIELHAFTE POTENZIALANALYSE 45

5 KOSTENSENKUNGSPOTENZIALE FÜR VIRTUELLEN STROMTRANSPORT VIA POWER-TO-GAS UND VERMEIDBARE SYSTEMKOSTEN 47

5.1 KOSTENSENKUNGSPOTENZIALE 47
5.2 REDUZIERBARE SYSTEMKOSTEN 55
5.2.1 Kosten durch verzögerten Netzausbau 55
5.2.2 Kosten für den Bau neuer Stromtransportleitungen 58
5.2.3 Kosten für den Bau neuer Pumpspeicher und Druckluftspeicher 63
5.3 FAZIT – KOSTENSENKUNGSPOTENZIALE UND VERMEIDBARE KOSTEN 67

6 HEMMNISSE UND LÖSUNGSANSÄTZE 69

7 FAZIT 72

8 LITERATUR- UND QUELLENVERZEICHNIS 79

9 ANHANG 82

9.1 ANNAHMEN, PARAMETER UND FORMELN FÜR DIE BERECHNUNGEN IN KAPITEL 5 82

Tabellen

Tabelle 1-1: Überblick über Studien und Bedarfspläne zum Netzausbau in Deutschland und Europa _____ 9

Tabelle 1-2: Überblick über Studien zum Speicherbedarf von Strom in Deutschland _____ 17

Tabelle 3-1: Gastransportkapazitäten von Region 22 nach Region 23 _____ 38

Tabelle 3-2: Gasspeicherkapazitäten in den dena-Regionen 22 und 23 _____ 40

Tabelle 4-1: Technisch ökonomische Kennwerte zu verschiedenen Elektrolysetechnologien im Vergleich _____ 49

Tabelle 8-1: Annahmen (Teil 1) für die Berechnungen der jährlichen Fixkosten für den virtuellen Stromtransport mittels Power-to-Gas mit einer Leistung von 1.000 MW_{el} (siehe Kapitel 4.1) _____ 82

Tabelle 8-2: Annahmen (Teil 1) für die Berechnungen der jährlichen Fixkosten für den virtuellen Stromtransport mittels Power-to-Gas mit einer Leistung von 1.000 MW_{el} (siehe Kapitel 4.1) _____ 83

Abbildungen

Abbildung 2-1: Entwicklung der Residuallast in Deutschland als Jahresdauerlinie (2020 bis 2050) auf Basis der Leitstudie 2010 des Bundesumweltministeriums 23

Abbildung 2-2: Vielfältige Perspektiven für Power-to-Gas im Kontext von Netzengpässen 30

Abbildung 3-1: links: Erzeugung (Spitzen) und Verbrauch (Senken) für eine exemplarische Lastsituation im Jahr 2022; rechts: Nicht-übertragbare Leistung an dena-Regionengrenzen in Deutschland 33

Abbildung 3-2: links: Netzausbaubedarf gemäß dem bestätigten Netzentwicklungsplan 2012; rechts: Struktur des Fernleitungs-Gasnetzes 34

Abbildung 3-3: links: Entry-Kapazitäten in der Überschussregion (dena-Region 22) rechts: Exit-Kapazitäten in den Zielregionen (dena-Regionen 75, 41 und 42) 35

Abbildung 3-4: Komponenten des Modells 37

Abbildung 3-5: Nicht übertragbare Leistung (NÜL) im zeitlichen Verlauf (links) und sortiert in der Jahresdauerlinie (rechts) 38

Abbildung 3-6: Angenommenes Auslastungsprofil der Leitung über die dena Regionengrenze 22-23 39

Abbildung 3-7: Auslastung der Gasspeicher im Jahresverlauf 40

Abbildung 3-8: Ergebnisse der Simulation bei Wasserstoffübertragung (a) Nicht übertragbare Leistung (elektrisch), (b) H_2-Konzentrationen und (c) Füllstände in Speichern und Leitungen 42

Abbildung 3-9: Ergebnisse bei Methanisierung 44

Abbildung 3-10: Ergebnisse bei H_2-Zwischenspeicherung 45

Abbildung 4-1: Spezifische Investitionen für alkalische Druck-Elektrolyseure 50

Abbildung 4-2: Kurz- bis mittelfristige Einsparpotenziale bei den spezifischen Investitionen für Druck-AEL durch Optimierung des Produktionsdesigns, differenziert nach wesentlichen Komponenten 51

Abbildung 4-3: Spezifischer Investitionsaufwand für alkalische Druckelektrolyseure in der Zukunft 52

Abbildung 4-4: Dynamische Betrachtung der jährlichen Fixkosten für den virtuellen Stromtransport via Power-to-Gas für heutige und zukünftige Anlagen 55

Abbildung 4-5: Möglicher Zusatznutzen von P2G-Anlagen im Rahmen des Einspeisemanagements nach § 11 EEG 58

Abbildung 4-6: Jährliche Fixkosten für den Bau neuer Stromleitungen am Beispiel von AC-Freileitungen und -Kabeln sowie von HGÜ-Stromleitungen und für verschiedene Längen 60

Abbildung 4-7: Jährliche Fixkosten für den Ausbau von Pumpspeicherwerken und Druckluftspeichern _____ 64

Abbildung 8-1: Spezifische Kosten für AC-Freileitungen nach Leistung und verschiedenen Studien 84

Abbildung 8-2: Spezifische Kosten für Erdkabel nach Leistung und verschiedenen Studien _ 84

1 Management Summary

Problem- und Aufgabenstellung

Die Umstellung der Energieversorgung auf erneuerbaren Energien (EE) verändert die Eigenschaften und Strukturen der Versorgung. Die Stromversorgung wird dargebotsabhängiger und dezentraler. In Deutschland dominiert vor allem der Ausbau der fluktuierenden EE-Quellen, Windkraft im Norden und Photovoltaik im Süden. Dies erfordert aus systemtechnischer Sicht zur Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit u. a. einen Ausbau des Stromnetzes, mehr flexible Kraftwerke und steuerbare Lasten sowie neue Energiespeicher. Der dringend nötige Netzausbau kommt jedoch aus unterschiedlichen Gründen bisher nur schleppend voran, droht den EE-Ausbau zu bremsen und punktuell zu verteuern. Vor diesem Hintergrund kommt der Analyse alternativer Optionen zum Netzausbau wie Power-to-Gas eine besondere Bedeutung zu. Power-to-Gas könnte dabei zusätzlich zur Energiespeicherung auch zur besseren Auslastung des Stromnetzes und damit zur Entlastung des Netzausbaus beitragen. Eine synchrone aber räumlich getrennte Kopplung von Stromspeicherung (Power-to-Gas) und Stromerzeugung (Gas-to-Power) könnte in diesem Sinn ferner auch für weiträumige Transportaufgaben genutzt werden.

Daher wird in dieser Studie für Deutschland zunächst dargestellt, welcher Bedarf an neuen Stromleitungen und Energiespeichern kurz- bis mittelfristig sowie langfristig (bis zum Jahr 2050) besteht und welche Perspektiven für Power-to-Gas diesbezüglich in einschlägige Studien und von einschlägigen Stakeholdern gesehen werden. Vor diesem Hintergrund wird die zusätzliche Perspektive von Power-to-Gas für die Entlastung der Stromnetze und des Netzausbaubedarfs dargestellt und anhand einer Fallstudie betrachtet, wie groß das technische Potenzial für einen weiträumigen virtuellen Stromtransport ist und welche Systemkosten sich dadurch ggf. reduzieren lassen. Abschließend werden wesentliche Hemmnisse benannt und Lösungsansätze zu ihrer Überwindung dargestellt.

Bedarf an neuen Stromleitungen und Energiespeichern (Meta-Analyse)

Der Bedarf an stärkeren und neuen Stromleitungen wird im wesentlichen durch drei, sich überschneidende Faktoren beeinflusst: Versorgungssicherheit, Erweiterung des EU-Binnenmarktes und EE-Ausbau. Letzterer steht im Fokus der öffentlichen Diskussion und Untersuchungen und bestimmt zunehmend den Ausbaubedarf. Die meisten der betrachteten Studien und Entwicklungspläne sehen einen deutlichen und mit dem Zeithorizont bzw. EE-Ausbau wachsenden Netzausbaubedarf. Der mittelfristige Gesamtbedarf ist von 850 Trassen-km bis zum Jahr 2015 über gut 1.800 Trassen-km bis 2017/2020 auf zuletzt über 7.000 Trassen-km, davon jedoch etwa die Hälfte in bestehenden Trassen, angestiegen. Der letzte Zuwachs geht dabei zum großen Teil auf den Neubau von HGÜ-Leitungen (1.700 Trassen-km) für den weiträumigen Abtransport von Windstrom aus dem Norden in den Süden zurück. Der Ausbau des Stromnetzes wird damit jedoch nicht abgeschlossen, sondern voraussichtlich langfristig nötig sein. Bedarf und Tempo werden aber im Vergleich zu heute zurückgehen.

Langfristig, d. h. bis zum Jahr 2050, wird zudem ein nennenswerter bis sehr großer Bedarf an neuen Energiespeichern gesehen. Dieser kann einer Studie zufolge durch den Neubau von adiabaten Druckluftspeichern (bis zu 37 GW_{el} und ca. 3,5 TWh_{el}) in Deutschland zusammen mit der Erschließung der großen Wasserspeicherkapazitäten in Skandinavien

gedeckt. In zwei anderen Studien wird dagegen auf die Speicherung von „überschüssigen“ EE-Strommengen in Form von Wasserstoff- oder Methan gesetzt. Der Umfang liegt dabei je nach Szenariovariante in einer großen Bandbreite zwischen 16 und 293 TWh für Wasserstoff respektive 75 und 385 TWh für Methan. Die aus EE-Strom erzeugten Gase werden entweder überwiegend als klimaneutraler Kraftstoff im Verkehrssektor oder verteilt auf alle drei Endenergiesektoren (Verkehr, Wärme und Strom) eingesetzt. Wenn verfügbarer EE-Strom aufgrund von Netzengpässen nicht mehr bzw. nur noch zur Hälfte abgeregelt werden soll, dann entsteht bei verzögertem Netzausbau bereits im Jahr 2020 ein nennenswerter Speicherbedarf in einer Größenordnung von 1,6 TWh (Wasserstoff) bzw. 0,6 TWh_{el} (Druckluft). Für neue Pumpspeicherwerke in Deutschland wird von den betrachteten Studien weder ein großes Ausbaupotenzial noch ein großer Bedarf für diese spezifische Speicheroption erwartet.

Neue Perspektiven für Power-to-Gas in Kombination mit dem Gasnetz

Die Perspektiven für die Energiespeicherung mittels Power-to-Gas (P2G) in Kombination mit dem Gasnetz wachsen mit dem Ausbau der fluktuierenden erneuerbaren Energien, der heute bereits zu netzbedingten und mittel- bis langfristig auch zu erheblichen, dargebotsbedingten Überschüssen an EE-Strom führt. Letztere werden in Summe je nach Ausbautempo etwa im Jahr 2050 genau so hoch sein wie der Bedarf, der noch nicht durch EE-Strom direkt gedeckt werden konnte. Power-to-Gas kann durch die gezielte Umwandlung und Speicherung des Stroms in Form von EE-Wasserstoff oder EE-Methan dazu beitragen, dass weniger EE-Strom verworfen werden muss und er für eine spätere (oder andere) Bedarfsdeckung nutzbar bleibt. Von der Bundesregierung und einschlägigen Stakeholdern wird Power-to-Gas dementsprechend langfristig als vielversprechende Option für eine Speicherung von großen EE-Strommengen über längere Zeiträume eingestuft. Forschung und Entwicklung sollen vorher dazu beitragen, die Kosten und die Umwandlungsverluste zu senken. Der Bedarf an Langzeitspeichern und damit die Perspektive für Power-to-Gas kann bei hohem EE-Ausbautempo allerdings im Unterschied zur zuvor genannten, langfristigen Perspektive auch schon deutlich früher einsetzen. Darüber hinaus kann Power-to-Gas bereits kurz- bis mittelfristig auch zur besseren Auslastung und damit zur Entlastung des Stromnetzes beitragen. Dies ist zum einen lokal durch einen netzorientierten Einsatz der Elektrolyseure im Rahmen von Lastmanagement möglich. Zum anderen könnte durch eine synchrone aber räumlich getrennte Kombination von „Stromspeicherung“ (Power-to-Gas) und Stromerzeugung (Gas-to-Power) prinzipiell auch ein virtueller „Stromtransport“ über das bestehende Gasnetz erfolgen. Dieser bietet sich aufgrund der bestehenden Gasinfrastrukturen besonders für den weiträumigen virtuellen Stromtransport von Norden nach Süden an.

Synergieeffekte zwischen Gas- und Stromnetz und technische Potenziale für einen virtuellen Stromtransport vom Nordwesten in den Südwesten Deutschlands

Durch den geplanten Ausbau der Windkraft auf der Nordsee und durch den Wegfall großer thermischer Kraftwerkskapazitäten im Süden Deutschlands werden je nach Szenario mittelfristig große Leistungsflüsse vor allem in Nord-Süd-Richtung entstehen, die vom heutigen Stromnetz nicht übertragen werden können. Im Nordwesten wird es aufgrund der relativ niedrigen Lastdichte auch langfristig zu Überschüssen an EE-Strom kommen, während im Süden bzw. Südwesten der Bedarf aufgrund der relativ hohen Lastdichte häufig nicht lokal durch den EE-Strom gedeckt werden kann. Es zeichnet sich somit auch langfristig ein nennenswerter Transportbedarf für EE-Strom vom Nordwesten in den Südwesten ab.

Diesbezüglich bestehen zwischen dem Gas- und dem Stromnetz viele Synergieeffekte für einen virtuellen Stromtransport via Power-to-Gas, so dass für diesen Fall beispielhaft das technische Potenzial untersucht wird. Im Nordwesten sind große Aufnahme-, Transport- und Speicherkapazitäten für Erdgas vorhanden, die auch für die Einspeisung von EE-Wasserstoff oder EE-Methan genutzt werden können. Im Westen gibt es eine sehr gut ausgebaute Nord-Süd-Verbindung, die für den Abtransport der eingespeisten EE-Gase dienen kann und im Süden große Entnahmekapazitäten, die zeitgleich zur Stromabnahme in der Überschussregion die Stromerzeugung in der Bedarfsregion ermöglichen.

Die technisch verfügbare Kapazität der „Entry-Points“ des Gasnetzes im Nordwesten beträgt insgesamt etwa 2.100 GWh/d, was einer möglichen Einspeiseleistung von 88 GW für Erdgas oder EE-Methan und von max. 2,8 GW für Wasserstoff (≤10 Vol.-%) entspricht. Die entsprechende Transportkapazität der Ferngasleitungen aus dieser Region heraus beträgt allein in südöstlicher Richtung etwa 53 GW für Erdgas oder EE-Methan bzw. max. 1,7 GW für Wasserstoff (≤10 Vol.-%). Im Vergleich dazu wird in der zweiten dena Netzstudie zwischen dem Nordwesten (dena Region 22) und den südlich angrenzenden Regionen (71/südwestlich und 23/südöstlich) für den unterstellten Netzausbauzustand im Jahr 2020 eine nicht übertragbare elektrische Leistung in Höhe von bis zu 7,4 GWel ermittelt. Diese Leistung könnte mittels Power-to-Gas vollständig in Form von EE-Methan aufgenommen und abtransportiert werden. Für eine vollständige Aufnahme in Form von EE-Wasserstoff (≤10 Vol.-%) reicht die Aufnahmekapazität der Gasleitungen im Nordwesten allein zunächst nicht aus. Hierfür würden zusätzlich die dortigen umfangreichen Gasspeicherkapazitäten benötigt, die dann aber dafür ausreichen.

Im Südwesten sind mit ca. 1.200 GWh/d (d. h. 50 GW für Erdgas) ausreichend hohe Gasentnahmekapazitäten vorhanden, um dort eine Stromerzeugung gemäß der nach Abschätzungen der dena Netzstudie auftretenden nicht übertragbaren Leistung von bis zu 7,4 GW_{el} aus der Überschussregion gen Süden sicherzustellen. Eine zusätzlich durchgeführte, modellbasierte Analyse für den virtuellen Stromtransport der nicht übertragbaren Leistung über die dena-Regionengrenze 22-23 (4,8 GW_{el}) zeigt, dass dieser unter Einbindung der vorhandenen Gasspeicher auch in stündlicher Auflösung und damit unter zusätzlichen Restriktionen wie z. B. dynamischer Netzauslastung möglich ist. Dabei gelangen die Gasleitungen jedoch häufig bis an die maximale H_2-Konzentrationsgrenze von 10 Vol.-% und die H_2-Konzentration in den Gasspeichern steigt im Winter bis auf ca. 4 Vol-% an. Diese neuralgischen Punkte können alternativ durch Umwandlung des Wasserstoff zu Methan oder durch direkte Speicherung in H_2-Kavernen gelöst werden.

Kostensenkungspotenziale für und vermeidbare Systemkosten durch Power-to-Gas

Die Elektrolyse bestimmt maßgeblich die Kosten von P2G-Anlagen. Die alkalische Elektrolyse mit hohem Ausgangsdruck wurde dabei als Referenztechnik für die Analyse ausgewählt, da sie heute von allen drei möglichen Verfahren die besten technischen und ökonomischen Voraussetzungen hat. Für neue, große Anlagen (5 MW_{el}, 1.000 Nm^3H_2/h) ist heute mit spezifischen Investitionen von etwa 1.000 €/kW_{el} zu rechnen. Diese können durch Optimierung des Produktionsdesigns kurz- bis mittelfristig um 17 % auf etwa 830 €/kW_{el} und durch Übergang in die Serienfertigung und Ausnutzung von Skaleneffekten noch um bis zu 50 % bzw. bis auf etwa 500 €/kW_{el} gesenkt werden, wie die Auswertung verschiedener einschlägiger Studien zeigt.

Für den Vergleich mit den Kosten für neue Stromleitungen und Energiespeicher werden die erforderlichen Investitionen in neue Anlagen mit einem Annuitätenfaktor in Jahreskosten umgerechnet. Zusätzlich werden jährliche Fixkosten für Betrieb und Wartung sowie pauschale Kosten für Verlustenergie bestimmt. Eine virtuelle P2G-Stromtransportkapzität von 1.000 MW_{el} würde demnach unter den getroffenen Annahmen mit heutigen Elektrolyseuren etwa 130 Mio. Euro pro Jahr und in Zukunft, mit seriengefertigten Elektrolyseuren, noch etwa 87 Mio. Euro pro Jahr kosten. Dem stehen potenziell reduzierbare Kosten gegenüber, die durch die Verzögerung des Netzausbaus (mehr als 160 Mio. Euro im Jahr 2011 für redispatch, countertrading und Einspeisemanagement), den Neubau von Stromleitungen und den Neubau von anderen Energiespeichern entstehen.

Die jährlichen Fixkosten für neue Stromleitungen sind im direkten Vergleich je nach Technik und Entfernung zwar erheblich (Freileitungen) bis deutlich (HGÜ-Leitungen) niedriger als für den virtuellen P2G-Stromtransport. Dieser Vergleich lässt jedoch u.a. den Speicher-Nutzen, der dem Ausbau von Power-to-Gas primär zugrunde liegt, außen vor. Der Bedarf an und damit die Kosten von neuen Speichern, die durch Power-to-Gas verringert werden können, sind dabei aus gesamtwirtschaftlicher Sicht zu berücksichtigen. Aufgrund vergleichbarer Eigenschaften ist P2G vor allem eine Alternative zu neuen Druckluftspeichern, die zwischen etwa 71 und 120 Mio. €/a kosten. Der Zusatznutzen des virtuellen Stromtransports wächst quasi „kostenlos und entfernungsunabhängig“ mit dem ohnehin benötigten Ausbau der P2G-Speicherkapazitäten mit. Das Stromnetz kann dadurch insbesondere bezogen auf weiträumige Transporte von Norden nach Süden zunehmend entlastet werden, so dass bei adäquat und ausreichend kumulierter Verbundleistung ggf. auch der Neubau einer relativ teuren, langen HGÜ-Leitung mit Kosten im oberen zweistelligen Millionenbereich vermieden werden kann. Dafür werden sich aufgrund der fortgeschrittenen aktuellen Ausbauplanungen allerdings erst für neue Planungen von HGÜ-Leitungen Chancen bieten.

Hemmnisse und Lösungsansätze

Zu den Hemmnissen gehören zunächst generell noch fehlende Betriebs- und Markterfahrungen, z.B. für den intermittierenden Betrieb, die intermittierende Gaseinspeisung und den ferngesteuerten Einsatz vieler P2G-Anlagen. Es fehlt aus verschiedenen Gründen, wie z. B. niedrige Volllaststunden für den intermittierenden Betrieb, noch an den Voraussetzungen für einen wirtschaftlichen Anlagenbetrieb. Die direkte Nutzung von Wasserstoff wird durch die zulässigen Konzentrationsgrenzen für die Einspeisung (≤10 Vol.-%), und eine in Zukunft, aus Klimaschutzgründen, rückläufige Auslastung der Gasleitungen eingeschränkt sowie durch die geschätzten hohen Anpassungskosten im Fernleitungsgasnetz erschwert. Diese Hemmnisse können zwar durch EE-Methan überwunden werden, dann jedoch steht die Aufgabe an geeignete CO_2-Quellen zu erschließen und es fallen zusätzliche energetische Umwandlungsverluste und Anlagenkosten an. Ein zentrales Hemmnis stellen schließlich die hohen Anfangsinvestitionen dar, die für den Markteinstieg zunächst erforderlich sind, während sich der (volks-)wirtschaftliche Nutzen erst mittel- bis langfristig erschließen lässt.

Zur Überwindung der Hemmnisse könnten weitere Pilotprojekte dienen, um mehr Erfahrungen mit dem intermittierenden, ferngesteuerten Betrieb, der Markt- und Systemintegration, der intermittierenden Einspeisung von Wasserstoff und der netzentlastenden Wirkung zu sammeln. Es sollten möglichst frühzeitig Standards für P2G-Anlagen und den Schnittstellen zur Fernwirktechnik entwickelt werden. Zusätzlich zur Unterstützung von Forschung und Entwicklung und von Pilotprojekten erscheint auch eine gezielte, aber zunächst zeitlich oder

mengenmäßig begrenzte Förderung der Markteinführung sinnvoll, um schneller Erfahrungen für die Kosten- und Systemoptimierung sammeln zu können. Mittelfristig besteht die Erfordernis, durch ein geeignetes Energie- und Strommarktdesign ökonomische Anreize für den Bau von Speichern zu setzen. In Zukunft sollten die jeweiligen Netzentwicklungspläne Strom und Gas so bald wie möglich sowohl prozedural als auch inhaltlich stärker miteinander verzahnt und abgestimmt werden. Nicht zuletzt sollte so bald wie möglich in Ergänzung zu den Netzentwicklungsplänen eine nationale langfristige Roadmap für die Entwicklung und den Einsatz von Power-to-Gas in Kombination mit dem Gasnetz erstellt und fortlaufend weiterentwickelt werden.

2 Neue Stromleitungen und neue Energiespeicher – nötige Bausteine für die Energiewende

Die Nutzung von Energie ist für etwa 80 % und die Erzeugung von Strom dabei für etwa knapp 40 % der Treibhausgasemissionen in Deutschland verantwortlich (BMU 2013a). Für das Erreichen der nationalen Klimaschutzziele[1] wird daher neben Maßnahmen zur Steigerung der Energieeffizienz, zur energetischen Gebäudesanierung und zur „Verkehrswende“ derzeit besonders der Ausbau von erneuerbaren Energien (EE) zur Stromerzeugung unterstützt. Dafür werden bezogen auf den Bruttostromverbrauch EE-Anteile von mindestens 35 % bis zum Jahr 2020 und 80 % bis zum Jahr 2050 angestrebt (BMWi und BMU 2010). Der größte Anteil wird dabei im Jahr 2050 (je nach Szenario, siehe abb) aus Windkraft offshore (22 bis 61 %) und onshore (14 bis 23 %) sowie aus Photovoltaik (6 bis 11 %) stammen. Die Stromerzeugung ändert sich dadurch grundsätzlich. Sie wird dezentraler sowie überwiegend dargebotsabhängig und ist damit durch eine andere räumliche Verteilung sowie eine (stark) schwankende Erzeugungscharakteristik gekennzeichnet.

Die zuvor skizzierte Transformation der Stromversorgung („Energiewende“) hin zu Erneuerbaren Energien erfordert daher eine umfassende Anpassung der gesamten Elektrizitätswirtschaft. Aus systemtechnischer Sicht sind dafür neben einem räumlich ggf. anders strukturierten EE-Ausbau drei Schlüsseltechnologien mit unterschiedlicher zeitlicher Priorität (abhängig von der EE-Ausbaugeschwindigkeit) nötig:

- Neue Stromleitungen für die räumliche Anpassung der Stromversorgung an die dezentralere und räumlich anders verteilte Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien, viel Windkraft im Norden und viel Photovoltaik im Süden Deutschlands. Bereits heute fehlt es an nennenswerten zusätzlichen Transportkapazitäten, um den Windstrom aus dem Norden zu der Mehrheit der Verbraucher im Westen und Süden abzutransportieren. Aber auch langfristig wird es einen Bedarf an neuen Stromleitungen geben, u. a. aufgrund des weiteren EE-Ausbaus.
- Mehr flexible thermische bzw. regelbare Kraftwerke – zzgl. steuerbare Lasten – für die Erbringung von Systemdienstleistungen und zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit, insbesondere bei mangelndem EE-Angebot („dunkle Windflaute“). Hier besteht bereits kurz-bis mittelfristig ein nennenswerter Bedarf, u. a. durch die geplanten und absehbaren Stilllegungen von Kraftwerken. Flexible, regelbare Kraftwerke sind für den Ausgleich der fluktuierenden Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in Zukunft unentbehrlich.
- Neue Speicher für die zeitliche Anpassung von zunehmend dargebotsabhängigem schwankendem Stromangebot aus Wind und Sonne und schwankender Stromnachfrage. Dazu gehören insbesondere Langzeitspeicher auf der Basis chemischer Energieträger, die in der Lage sind große Strommengen aufzunehmen und über längere Zeit bis zur Rückverstromung vorzuhalten (saisonaler Ausgleich). Sie werden je nach Geschwindigkeit des EE-Ausbaus mittel- bis langfristig benötigt.

[1] Senkung der Treibhausgasemissionen um 40 % bis zum Jahr 2020 und um mindestens 80 % bis zum Jahr 2050 im Vergleich zu 1990

Während die systemtechnische und strategische Bedeutung dieser drei Schlüsseltechnologien für das Gelingen der Energiewende eher unstrittig ist, gehören die konkrete technologische, räumliche und zeitliche Gestaltung sowie die Fragen nach Umfang, Kosten und Wirtschaftlichkeit zum Gegenstand der aktuellen Diskussionen und Untersuchungen. Um einen möglichst neutralen Überblick über die wissenschaftlichen Einschätzungen bezogen auf Stromnetz und Speicher zu erhalten, die im Fokus dieser Untersuchung stehen, werden nachfolgend aktuelle einschlägige (Szenario-)Studien im Hinblick auf Zeitraum, Umfang, Kosten und betrachtete Technologien dargestellt und miteinander verglichen (Metaanalyse).

2.1 Ausbaubedarf Stromnetz (Transportebene)

Der Bedarf an stärkeren bzw. neuen Transportleitungen im (europäischen) Stromnetzverbund wird im wesentlichen durch drei Faktoren bestimmt: Versorgungssicherheit, Erweiterung des EU-Binnenmarktes und EE-Ausbau. Der EE-Ausbau gewinnt dabei in den letzten beiden Zehnjahresplänen des Verbands der europäischen Übertragungsnetzbetreiber (ENTSO-E[2]) im Vergleich zu den anderen beiden Faktoren an Bedeutung. Während der Gesamtbedarf von 2010 auf 2012 „nur“ um 22 % auf insgesamt 51.500 Trassen-km ansteigt, steigt der Bedarf der u. a. dem EE-Ausbau zugeordnet wird um 120 % auf 44.700 Trassen-km (ENTSO-E 2010), (ENTSO-E 2012).[3] Aufgrund des starken EE-Ausbau hierzulande steht dieser Ausbaufaktor hier im Fokus der Betrachtung. Gleichwohl ist es wichtig, zu beachten, dass auch ohne EE-Ausbau ein nennenswerter Bedarf ein neuen Stromleitungen besteht.

Der EE-bedingte Bedarf an neuen Transportleitungen in Deutschland folgt vor allem aus dem Ausbau der Windkraft im Norden Deutschlands (Küstenländer plus Nord- und Ostsee). Die dort Ende 2012 installierte elektrische Leistung beträgt insgesamt etwa 12 GW_{el}, was einem Anteil von rd. 40 % an der gesamten Windleistung entspricht (Ender 2013). Dies zusammen mit dem sehr guten Windangebot führt dazu, dass von dort der überwiegende Teil des Windstroms stammt. Der weitere Zubau wird überwiegend auf der Nordsee stattfinden, wo bis zum Jahr 2020 bzw. 2050 mit weiteren ca. 13 bzw. 32 GW_{el} zu rechnen ist (Übertragungsnetzbetreiber 2012), (BMU 2012). Für den Abtransport der künftig zu erwartenden großen Windstrommengen zu den Verbrauchsschwerpunkten im Westen und im Süden wird der Zu- und Neubau von Stromleitungen und –trassen insbesondere von Norden nach Süden als besonders dringlich angesehen. Dafür wird im Energiekonzept der Bundesregierung zusätzlich auch die Planung eines deutschen „Overlay-Netzes“ aus sog. „Stromautobahnen“ verfolgt (BMWi und BMU 2010). Die Aufnahmen von neuen HGÜ[4]-Trassen in den Netzentwicklungsplan stellen diesbezüglich einen ersten Schritt dar.

In welcher Höhe und bis wann neue Stromleitungen in Deutschland als nötig angesehen werden fasst die Tabelle 2-1 zusammen, die einen Überblick über die entsprechenden Ergebnisse von einschlägigen Studien, Gesetzen und Entwicklungsplänen gibt. Im Jahr 2005 wurde durch die erste „Netzstudie“ der Deutschen Energie-Agentur (Dena 2005) zum

[2] European Network of Transmission System Operators for Electricity

[3] Jedem Neubaubedarf werden zum Teil mehrere Ausbaugründe zugeordnet, so dass sich die Bedarfsangaben nicht eindeutig nach Gründen differenzieren lassen. Im Gesamtbedarf sind auch Netzverstärkungen enthalten (ca. 16 % bis 2020).

[4] Hochspannungsgleichstromübertragung

ersten Mal der bundesweite Bedarf an neuen Stromleitungen in den nächsten 10 Jahren ermittelt. Dieser betrug 851 km bis zum Jahr 2015, für einen EE-Anteil von 20 %. Diese Ergebnisse wurden zusammen mit weiteren Vorgaben aus den europäischen TEN-E[5] Leitlinien im Jahr 2009 im Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG) aufgenommen, das einen Bedarf an 24 neuen Trassen mit insgesamt 1.834 km zwischen 2010 und 2020[6] per Gesetz als energiewirtschaftlich erforderlich festlegt. Da die folgenden, anderen Studien und Pläne darauf aufbauen, stellt das EnLAG de jure bisher den minimalen kurzfristigen Ausbaubedarf im deutschen Stromnetz dar. Im Vergleich zum heutigen Transportnetz mit einer Stromkreislänge von etwa 36.000 km (Stand 2008; (Dena 2010)) bedeutet dies einen relativen Zubau in Höhe von mindestens 5 %.

Der kurz- bis mittelfristig über das EnLAG hinaus als notwendig eingestufte Ausbaubedarf inkl. Optimierungs- und Verstärkungsmaßnahmen mit der dena-Netzstudie II und den Netzentwicklungsplänen „stetig“ weiter gestiegen, von bis zu 3.600 Trassen-km (Dena 2010) über bis zu 6.500 km (Übertragungsnetzbetreiber 2012) auf bis zu 7.200 km (Übertragungsnetzbetreiber 2013). Dabei wurden mit den Netzentwicklungsplänen zusätzlich neue HGÜ-Trassen für den weiträumigen Punkt-zu-Punkt Transport in die Planungen aufgenommen, die zuvor in der dena Netzstudie II aus Kostengründen nicht weiter berücksichtigt wurden. Die Ergebnisse des ersten bestätigten Netzentwicklungsplan dienten als Basis für den Entwurf des Bundesbedarfsplans, in dem 36 Vorhaben als energiewirtschaftlich notwendig und vordringlich festgelegt werden (BMWi 2012).

Im Unterschied zum mittelfristigen Ausbaubedarf in den nächsten 10 bis 20 Jahren konnte für den langfristig notwendigen Bedarf nur eine Studie (Dena 2012) ermittelt werden, in der bis zum Jahr 2050 (EE-Anteil 80 %) ein Zubaubedarf im deutschen Stromtransportnetz in Höhe von 12.900 km (+36 % im Vergleich zu 2008) angegeben wird. Dies kann im Vergleich zum mittelfristig festgestellten Bedarf in Höhe von etwa 7.200 Trassen-km laut aktuellem Netzentwicklungsplan folgendes bedeuten: Umfang und Tempo beim Netzausbau können langfristig deutlich reduziert werden oder der langfristige Bedarf wird unterschätzt oder der jetzige, mittelfristige Bedarf wird überschätzt. Für letzteres spricht zumindest die Studie (CONSENTEC und R2B 2010), die bemerkenswerterweise als einzige Studie nur einen geringen zusätzlichen Ausbaubedarf in Höhe von 500 Stromkreis-km feststellt, wenn der Anteil von EE-Strom die Marke von 40 % überschreitet. Dabei wurde allerdings eine andere Vorgehensweise gewählt, die die Studienergebnisse nicht direkt vergleichbar macht (Consentec und r2b 2011)).

Insgesamt ist aber sowohl kurzfristig als auch langfristig eher mit einem nennenswerten Ausbaubedarf im Stromnetz zu rechnen (siehe Fazit auf Seite 19).

[5] Transeuropäische Energienetze

[6] Die meisten EnLAG Vorhaben sollen bis zum Jahr 2017 realisiert werden.

Tabelle 2-1: Überblick über Studien und Bedarfspläne zum Netzausbau in Deutschland und Europa

Studie Quelle	Dena Netzstudie I (Dena 2005)	EnLAG (BNetzA 2012)	Dena Netzstudie II (Dena 2010)	Consentec-Studie (CONSENTEC und R2B 2010)	NEP 2013 (1. Entw) (Übertragungsnetz-betreiber 2013)	Dena Integration (Dena 2012)	TYNDP 2010 (ENTSO-E 2010)	TYNDP 2012 (ENTSO-E 2012)
Zeithorizont	2015	2008-2020	2015 - 2020	2020	2013-2023	2050	2020 (Europa)	2022 (Europa)
Benötigte Trassenlänge	851 km	1.855 km	1.700 – 3.600 km (zzgl. zu dena I & EnLAG)	500 SK*-km für ≥40% EE-Anteil (zzgl. zu dena I & EnLAG)	AC: 1.700 km AC*: 3.400 km HGÜ: 1.700 km HGÜ*: 400 km (zzgl. zum Startnetz)	12.900 SK*-km	42.100 km (Europa), davon 20.000 km u. a. für EE-Integration*	51.500 km (Europa), davon 44.700 km u. a. für EE-Integration*
Benötigte Investitionen	160 Mio. €/a (Ges.: 1,1 Mrd. €)	k.A.	1 - 2,5 Mrd. €/a (Ges.: 6 Mrd.€ plus 3,7 Mrd.€ für offshore)	Ca. 30-35 Mio €/a (zzgl. dena I)	Gesamt: 21 Mrd. € (inkl. Startnetz)	3-7 Mrd. €/a	6,3 Mrd. €/a (Europa) 23-28 Mrd. € bis 2014	104 bzw. 30 Mrd. bis 2022 für Europa bzw. Deutschland
Betrachtete Technologien	AC-FL / -Kabel	AC-FL / -Kabel	AC-FL und –Kabel HGÜ-FL	AC-FL (Neubau parallel zum best. Netz)	AC-FL, HGÜ-FL	AC-FL	AC-FL, HGÜ-FL	AC-FL, HGÜ-FL
Anmerkungen	Mit ÜNB-Mitarbeit Inkl. Betrachtung von Neubau, Verstärkung und Neubeseilung	Gesetzlich festgelegter Bedarf	Mit ÜNB-Mitarbeit Inkl. Betrachtung von FLM, HTS und Speicherausbau	Ohne ÜNB-Mitarbeit Modellnetzanalyse von je drei charakteristischen Stunden (Starklast & Starkwind, Starklast & mittl. Wind und mittl. Last & Starkwind)	Mit ÜNB-Mitarbeit Neubau zzgl. zum sog. Startnetz *Neubau in bestehenden Trassen	Ohne ÜNB-Mitarbeit Netzausbaubedarf bis 2050 für den Netznutzungsfall Starkwind & Starklast abgeschätzt.	Mit ÜNB-Mitarbeit Zusammenfassung aller geplanten Neubauten u. Verstärkungen in Europa *Darin aber auch andere Ausbaugründe mit enthalten.	Mit ÜNB-Mitarbeit Zusammenfassung aller gepl. Neubauten u. Verstärkungen in Europa *Darin aber auch andere Ausbaugründe mit enthalten.

- Abkürzungen: AC: Alternate Current; FL=Freileitung; HGÜ: Hochspannungsgleichstromübertragung; SK=Stromkreis; FLM: Freileitungsmonitoring; HTS: Hochtemperaturleiter

2.2 Ausbaubedarf Energiespeicher

Für die im Rahmen der Energiewende immer wichtiger werdende zeitliche Trennung von Stromerzeugung und -nachfrage im großen bzw. großtechnischen Maßstab kommen nur relativ wenige Speichertechnologien in Frage. Dazu gehören die heute etablierten Pumpspeicherwerke plus innovative Nutzungskonzepte[7], innovative Druckluftspeicher sowie die neuen Power-to-Gas Konzepte der Wasserstoff- und/oder Methanspeicherung. Während für diese Technologien im aktuellen Energiekonzept und Forschungsprogramm der Bundesregierung ein allgemeiner Bedarf und verschiedene Forschungs- und Entwicklungsstrategien formuliert werden, gibt es zu dem konkreten, zukünftigen Speicherbedarf, den verfügbaren technischen Potenzialen und den geeigneten Entwicklungsstrategien bzw. –pfaden noch Diskussions- und Untersuchungsbedarf. Um den Bedarf an und die Perspektiven für Power-to-Gas besser einordnen zu können wird im folgenden ein Überblick über den status quo der Energiespeichertechniken und über die Szenarioergebnisse von verschiedenen, aktuellen, einschlägigen Szenario-Studien (siehe Tabelle 2-2) gegeben.

Pumpspeicherwerke

Die großtechnische Speicherung von Strom erfolgt bisher aus technisch-ökonomischen Gründen nahezu ausschließlich mittels Pumpspeicherwerken. In Deutschland sind derzeit ca. 30 Anlagen mit einer elektrischen Gesamtleistung von ca. 6,5 GW_{el} und einer Speicherkapazität für insgesamt 0,04 TWh_{el} pro Zyklus verfügbar (ZfES 2012) . Sie werden bisher (noch) hauptsächlich zur besseren Auslastung von Grundlastkraftwerken sowie als Spitzenlast- und Regelleistungskraftwerke eingesetzt. Sie gehören zu den Kurzzeitspeichern mit einer möglichen Einsatzdauer unter Volllast von bis zu etwa acht Stunden.

Die Bundesregierung strebt in ihrem Energiekonzept mittelfristig eine Erschließung der national und langfristig auch der in europäischen Nachbarländern[8] noch verfügbaren PSW-Potenziale an (BMWi und BMU 2010). Zum nationalen Ausbaupotenzial gibt es von wissenschaftlicher Seite teils sehr unterschiedliche Angaben. Die Mehrzahl der betrachteten Szenario-Studien[9] (siehe Tabelle 2-2) gehen von einem moderaten Zubau zwischen 1,4 und 2,5 GW_{el} aus, der im wesentlichen aus den bekannten Ausbau- und Neubauplanungen folgt.[10] Die Leistung kann allerdings grundsätzlich auch ohne Erhöhung der Speicherkapazitäten erfolgen, zur Entwicklung der Speicherkapazitäten gibt es aber in den betrachteten Studien kaum Aussagen. Lediglich in (BMU 2010) wird eine Erhöhung auf 0,14 TWh_{el} angegeben.

Allein die Studie vom Sachverständigenrat für Umweltfragen (SRU 2010) sieht in ihren Szenarien einer vollständigen Stromversorgung aus EE kaum Potenzial und auch keinen

[7] Dazu gehört z. B. die Nutzung von stillgelegten, unterirdischen Förderstätten für Kohle und Gas sowie von Tagebauen (siehe z. B. (Niemann, A. 2011) und (Perau, E. et al. 2011). Da diese Konzepte noch am Anfang von Forschung und Entwicklung stehen, werden sie hier nicht weiter betrachtet.

[8] Mittelfristig sollen zunächst die national noch verfügbaren Potenziale erschlossen werden, langfristig darüber hinaus auch diejenigen in den Alpen und in Skandinavien (BMWi und BMU 2010).

[9] In den Energieszenarien für die Bundesregierung (BMWi 2010)) werden aus methodischen Gründen (Simulation von Typtagen) keine Speicher betrachtet bzw. analysiert. Sie enthalten daher keine Aussagen zum Ausbau von (neuen) Speichern.

[10] Nach (ZfES 2012) ist abweichend eine Zubauleistung von 4.400 MW_{el} (Stand 2011) in Deutschland geplant.

Bedarf an neuen Pumpspeicherwerken in Deutschland. Sie setzt national vielmehr auf einen Ausbau an Druckluftspeichern (s.u.) und in der Szenariofamilie 2 auf eine stärkere Einbeziehung der (Pump-)Speicherwerkskapazitäten in Norwegen. In diesem Studienrahmen wird die verfügbare deutsche PSW-Leistung nach den Modellrechnungen sogar nur in einem geringen Umfang (0,5-1,2 GW_{el} bzw. 0,4-1,4 TWh_{el}) als Speicher für EE-Strom eingesetzt.

Es gibt jedoch auch Studien, die noch relativ große technische Ausbaupotenziale für Pumpspeicherwerke in Deutschland sehen. Dazu gehört nach (BMU 2012)[11] und (ZfES 2012) insbesondere die Studie (Czisch, G. 2005), in der allein für Ostdeutschland noch ein Potenzial von 20 Standorten mit insgesamt 14 GW_{el} und einer Speicherkapazität von 77 Mio. kWh_{el} angegeben werden. Dies würde eine Verdopplung der heutigen Speicherleistung und –kapazität im Stundenbereich bedeuten. Diese Kapazitäten dürfen dennoch bei weitem nicht für die in Zukunft anfallenden großen „überschüssigen" Strommengen aus erneuerbaren Energien ausreichen (vgl. Kapitel 0).

Druckluftspeicher

Als Alternative bzw. Ergänzung zu (neuen) Pumpspeicherwerken bietet sich die Errichtung von Druckluftspeichern an. In ihnen wird Strom mittels Kompressoren in Druckluft umgewandelt, diese dann in Kavernen gespeichert und später bei Bedarf über Turbinen wieder „rückverstromt". Dabei werden diabate (ohne Wärmespeicherung) und adiabate (mit Wärmespeicherung) Druckluftspeicher unterschieden. Das hohe Vorkommen von Kavernen im windreichen Norden von Deutschland lässt die Perspektiven von Druckluftspeichern im Kontext der Energiewende prinzipiell günstig erscheinen.

Weltweit sind derzeit allerdings nur drei Druckluftspeicher (zwei in den USA und einer in Deutschland) fertig gestellt bzw. in Betrieb. Der deutsche Druckluftspeicher wurde 1976-78 in Huntorf (Niedersachsen) errichtet und in Betrieb genommen. Das Speicherwerk verfügt über eine Leistung (Ladedauer) von 290 MW_{el} (2 h) für die Turbine und 60 MW_{el} (8 h) für die Kompressoren und einem Speichervolumen von insgesamt 300.000 m^3 in zwei Salzkavernen, nach (Nölke 2006) und (BINE 2005). Das Speichervermögen für Strom liegt damit bei etwa gut 600 Tsd. kWh_{el} (SRU 2010)[12] und ist damit heute als vernachlässigbar gering einzustufen.[13]

Die Gründe für den bisher geringen Ausbau (und Einsatz) liegen in dem relativ niedrigen Wirkungsgrad (ca. 40-50 %) für die heutigen, diabat betriebenen Druckluftspeicher, dem dafür zusätzlich nötigen Gasanschluss und -einsatz für die Rückverstromung der komprimierten Luft und den daraus folgenden relativ hohen Speicherkosten. Daher wird für einen künftigen Einsatz auf die Entwicklung von adiabaten Druckluftspeicher gesetzt, da diese größere Wirkungsgrade (bis zu ca. 70%) sowie den Verzicht auf Erdgas ermöglichen. Ihre spezifischen Speicherkosten könnten dadurch trotz höherer spezifischer Investitionen etwa gleich hoch bis etwas niedriger ausfallen als die heutige Technik (ZfES 2012). Für die Reali-

[11] Seite 199f

[12] Seite 60

[13] Rein rechnerisch könnte mit dem Druckluftspeicher Huntorf acht Stunden lang der Windstrom aus 30 Windkraftanlagen à 2 MW_{el} aufgenommen werden. Die aufgrund von Netzengpässen abgeregelte Windstrommenge betrug im Jahr 2011 gut 400 Mio. kWh_{el} und damit ein Vielfaches der vorhandenen Speicherkapazität.

sierung von adiabaten Druckluftspeichern ist jedoch noch Forschung und Entwicklung insbesondere bezogen auf die Systemkomponenten Kompressoren und Wärmespeicher nötig. Sie soll nach dem Energiekonzept der Bundesregierung intensiviert und um Markteinführungsaspekte ergänzt werden (BMWi und BMU 2010).

Das Potenzial für den Ausbau von Druckluftspeichern ist im wesentlichen an die Verfügbarkeit von geeigneten Kavernen gebunden, die in Deutschland hauptsächlich im Norden bzw. Nordseebereich lokalisiert sind. Dabei ist zu berücksichtigen, dass es Nutzungskonkurrenzen mit anderen Anwendungen insbesondere als Erdgasspeicher gibt. Zu den Potenzialen gibt es laut (Dena 2010) noch keine belastbaren Aussagen, erste Abschätzungen für Salzkavernen sehen nach (SRU 2010) ein Speichervermögen in Druckluftspeichern[14] von bis zu etwa 3,5 Mrd. kWh_{el} und in (ZfES 2012) sogar bis zu 27 TWh (inkl. offshore Salzkavernen). Sie könnten demnach je nach Referenzwert etwa 25 bis 58 mal so viel Strom aufnehmen wie die heutigen Pumpspeicherwerke (vgl. Tabelle 2-2).

Von den betrachteten Szenario-Studien setzt langfristig allein (SRU 2010) auf einen erheblichen Ausbau dieser Speichertechnik. Je nach Szenariovariante wird darin für eine 100 prozentige Stromversorgung ein Leistungsbedarf zwischen rd. 14 und 37 GW_{el} und eine eingespeicherte Strommenge zwischen 0,7 und 60,3 Mrd. kWh_{el} ermittelt. Die unteren Werte gelten für das Szenario 3.b, in dem zusätzlich zu Anbindung und Ausbau von Wasserspeicherwerken in Norwegen (Szenariofamilie 2) der europäische Stromverbund und die Region Nordafrika mit Nettoimporten von bis zu 15 % berücksichtigt werden. Aufgrund der besonderen und weiträumigen Ausgleichsmöglichkeiten fällt der Speicherbedarf in diesem Szenario am niedrigsten aus. Die Druckluftspeicher kommen demnach nur marginal zum Einsatz (ca. 100 Volllaststunden pro Jahr) und dienen offenbar eher als Absicherung der Versorgungssicherheit. Die beiden oberen Werte stellen dagegen den (extremen) Bedarf für eine rein nationale Stromvollversorgung von 700 TWh_{el} dar (Szenario 1.b) Die Druckluftspeicher würden in dem Fall mit jährlich insgesamt gut 3.200 Volllaststunden gut ausgelastet und über das Jahr etwa 9% bezogen auf die gesamte Stromnachfrage speichern.

Der langfristige Bedarf an Druckluftspeichern nach (SRU 2010) wird in der Tendenz bzw. indikativ durch die Berechnungen der dena-Netzstudie II für das Jahr 2020 gestützt. Hier wird rein rechnerisch, bereits kurz- bis mittelfristig ein Bedarf in Höhe von 6,4 GWel mit einer Speicherkapazität von 0,6 Mrd. kWh_{el} ermittelt, wenn die Hälfte der nicht übertragbaren Leistung und Energie gespeichert werden soll (Szenariovariante BAS-050). Diese Werte gelten für einen EE-Anteil von 39 % bezogen auf den Bruttostromverbrauch, der bis zum Jahr 2020 um 8 % gesenkt werden kann. Die verschiedenen Größenordnungen an mittel- und langfristig benötigter Leistung in Druckluftspeichern der beiden Studien erscheinen stimmig und geben einen Hinweis auf die zeitliche Entwicklung des Speicherbedarfs. Die Ableitung des Speicherbedarfs erfolgt in (Dena 2010) aber nachrichtlich und stellt keinen strategisch begründeten Entwicklungspfad dar, der Fokus für die Integration von EE-Strom liegt vielmehr auf dem Stromnetz und dessen Optimierungs- und Ausbaubedarf.

[14] Im Technologiesteckbrief von (ZfES 2012) wird im Vergleich dazu eine 7 bis 8 mal so große Speicherkapazität in Höhe von 27 Mrd. kWh_{el} angegeben, allerdings ohne weitere Erläuterungen und Quellenangabe. Laut (Übertragungsnetzbetreiber 2012), S. 439 seien die Kavernenvorkommen im Nordseebereich „…ausreichend um mehrere 200 MW Kraftwerke zu errichten".

Die Szenario-Studien (UBA 2010), (BMU 2011) und (BMU 2012) setzen im Unterschied zu (SRU 2010) nicht auf den Ausbau von Druckluftspeichern[15], da sie noch in der Entwicklung stecken und nicht die heute beste verfügbare Technik darstellen und da so große Speicherkapazitäten nur mittels chemischen Energieträgern erbracht werden können (BMU 2011). Beide Studien setzen dagegen auf die Speicherung von Strom mittels Wasserstoff- bzw. Methanspeicher (siehe unten).

Wasserstoff- und Methan-Speicher (Power-to-Gas)

Für die Speicherung großer überschüssiger Strommengen aus EE, wie sie künftig im Fall von Netzengpässen bzw. im Rahmen der Energiewende vorkommen werden, kommt besonders ihre Umwandlung in die chemischen Energieträger Wasserstoff (H_2) und Methan (CH_4) mit ihren hohen volumetrischen Energiedichten[16] in Frage. Dazu wird der Strom in beiden Fällen mittels Elektrolyse zunächst in Wasserstoff umgewandelt. Dieser kann zum einen direkt in H_2-Kavernen gespeichert bzw. bis zu einer bestimmten Konzentration[17] in das Gasnetz bzw. in Gasspeicher eingespeist werden. Zum anderen kann er durch den Sabatierprozeß weiter zur Erzeugung von synthetischem Methan (Methanisierung) genutzt werden, welches ohne Restriktionen direkt in Gasnetz und –speicher eingespeist werden kann. Die aus dem Strom erzeugten Gase können später wieder in Gaskraftwerken unterschiedlicher Größe (z.B. BHKW und GuD) „rückverstromt“ werden, erlauben aber auch die Nutzung in anderen Sektoren (Verkehr und Industrie). Für die Erprobung und Demonstration des P2G-Konzeptes gibt es mittlerweile eine Reihen an Pilotprojekten, die von verschiedenen Akteuren z. B. aus Wissenschaft, Energieversorgung und sogar dem Kraftfahrzeugbereich durchgeführt werden.[18]

Die sektorübergreifenden Nutzungsmöglichkeiten von regenerativ hergestelltem Wasserstoff (EE-H_2) und synthetischem Methan (EE-CH_4) sind auch ein wesentlicher Grund für die hohe strategische Bedeutung[19] in den BMU-Szenariostudien (BMU 2011) und (BMU 2012). Darin wurde der EE-H_2 bis zur vorletzten Studie (BMU 2010) und in den meisten Szenariovarianten zur Verringerung der CO_2-Emissionen im Verkehrssektor eingesetzt. Dadurch kann im Jahr 2050 überschüssiger EE-Strom in Höhe von etwa gut 100 Mrd kWh_{el} (vgl. Tabelle 2-2) der ansonsten hätte voraussichtlich abgeregelt werden müssen, aufgenommen und anderweitig sinnvoll genutzt werden. Power-to-Gas trägt in dem Fall in einem anderen Sektor maßgeblich zu einer nachhaltigen Entwicklung bei.

Dieser Ansatz wird in den neuen Szenariovarianten von (BMU 2011) weiter diversifiziert. Hier wird der regenerativ hergestellte Wasserstoff (84 Mrd. kWh_{el}) in 2050 zusätzlich im Wärmebereich und zur kurzzeitigen Rückverstromung eingesetzt. Alternativ zeigt das Sze-

[15] In (BMU 2011), S. 199f wird allerdings die bestehende CAES-Kapazität zzgl. der Kapazität des geplanten Projekts ADELE in den Berechnungen (insgesamt Ca. 500 MW_{el}) berücksichtigt.

[16] Diese liegen mit ca. 0,3 MWh/m^3 für Wasserstoff und ca. 3 MWh/m^3 für Methan um einen Faktor 100 bis 300 höher als für die Nutzung von Druckluft (Dena 2010), S. 476).

[17] Die Anforderungen an die Einspeisung ins Gasnetz werden im DVGW-Arbeitsblatt G 260 bzw. G 262 geregelt.

[18] Ein Überblick über die P2G-Pilotprojeke ist unter http://www.powertogas.info/ zu finden.

[19] Auch in (SRU 2010) wird Power-to-Gas „…bei sektorübergreifendem Ansatz zukünftig als interessant angesehen…“, findet aber trotzdem keine weitere Berücksichtigung und taucht in den Ergebnissen nicht explizit auf.

nario C mit 16 Mrd. kWh_{el} den im Studienkontext minimalen Bedarf an EE-H_2 auf, wenn der Verkehr zu 100 % auf Elektromobilität umgestellt wird und der Wasserstoff „nur“ in KWK-Anlagen und zur kurzzeitigen Rückverstromung genutzt wird. Für eine 100-prozentige Stromversorgung aus EE bzw. eine Reduktion der nationalen Treibhausgasemissionen um 95 % (statt 80 %) steigt der Bedarf an Wasserstoff nach den BMU-Studien 2010 und 2011 dagegen bis auf 254 bzw. 293 Mrd. kWh_{el} erheblich an. Die Speicherung mittels Power-to-Gas erhält in diesen Fällen eine Schlüsselfunktion.

In (UBA 2010)[20] wird dagegen für eine vollständige Stromversorgung aus EE mit max. 85 Mrd. kWh_{th}[21] nur etwa 1/3 der Wasserstoffmenge wie im entsprechenden BMU-Szenario benötigt. Dies lässt sich damit begründen, dass dort kein Wasserstoff für den Verkehrssektor bereitgestellt werden muss und dass die insgesamt installierte elektrische EE-Leistung mit ca. 236 GW_{el} um etwa einen Faktor 1,4 höher als in (BMU 2011) ist.

Selbst kurz- bis mittelfristig, d.h. bis zum Jahr 2020, könnte nach der dena Netzstudie II schon ein nennenswerter Bedarf zur Wasserstoffspeicherung in Deutschland entstehen (vgl. Tabelle 2-2), wenn die nicht über das Stromnetz übertragbaren Leistungen vollständig gespeichert werden soll. Pumpspeicherwerke sind in dem Fall aufgrund ihrer vorherrschend südlichen Lage nicht wirksam und ein Ausbau von Druckluftspeichern würde nicht für die ermittelten Mengen ausreichen. Als Lösungsoption kommt nur die Wasserstoffspeicherung (oder Methanspeicherung) in Frage. Für die vollständige Aufnahme der hohen überschüssigen Leistungsspitzen wird eine Elektrolyseleistung von rd. 13 GW_{el} benötigt, die im Vergleich zur gespeicherten Strommenge (1,6 Mrd. kWh_{el}) relativ hoch ausfällt. Die resultierende Auslastung ist daher ungünstig gering. Aus ökonomischen Gründen würde in der Praxis deutlich weniger Elektrolyseleistung installiert werden. Gleichwohl stellt das Ergebnis von (Dena 2010) ein starkes Indiz für einen hohen langfristigen Bedarf an Wasserstoffspeicherung dar.

Die Methanspeicherung wird bisher „nur“ 1:1 als Alternative zur Wasserstoffspeicherung betrachtet, weil dadurch die vorhandene Gasinfrastruktur genutzt und keine neue Infrastruktur aufgebaut werden muss.[22] Daraus folgt je nach Szenario und Studie ein langfristiger Bedarf an regenerativem Methan zwischen 75 und 416 Mrd. kWh_{th} im Jahr 2050 (siehe Tabelle 2-2). Die Höhe hängt maßgeblich davon ab, ob das Methan auch als Kraftstoff im Verkehrssektor eingesetzt wird bzw. ob eine Vollversorgung aus EE angestrebt wird. Die untere Bandbreite (75-93 Mrd. kWh_{th}) gilt entweder für eine 100-prozentige Stromversorgung aus EE ohne Beiträge für den Verkehr (UBA 2010) oder für einen EE-Stromanteil von etwa 80 % und hauptsächlicher Nutzung des Methans als Kraftstoff (BMU 2011), Szenario B. Die oberen Werte (293 bis 416 Mrd. kWh_{th}) folgen für eine vollständige regenerative Stromversorgung bzw. ambitioniertere Klimaschutzpolitik (-95 % Treibhausgase im Vergleich zu 190) zuzüglich nennenswerter Beiträge für den Verkehrssektor.

[20] Seite 126f

[21] Dem liegt eine installierte Elektrolyse-Leistung von 44 GW zu Grunde (UBA 2010), 124.

[22] Hybride Strukturen aus Wasserstoff- und Methanspeicherung bzw. aufeinander aufbauende Strategien (zuerst H_2 dann CH_4) werden in den Szenariostudien bisher nicht betrachtet.

Tabelle 2-2: Überblick über Studien zum Speicherbedarf von Strom in Deutschland

	Dena II (Dena 2010)	**SRU 100 %** (SRU 2010)	**UBA 100 %** (UBA 2010)	**BMU Leitstudie 2010** (BMU 2011)	**BMU Leitstudie 2011** (BMU 2012)
Zeithorizont	2020	2050	2050	2050	2050
Pumpspeicher installierte Leistung und Speicherkapazität	Variante BAS000: 8,4 GW_{el}	Ca. 7 GW_{el} (wie heute) davon aber nur 0,5-1,2* GW_{el} benötigt	8,6 GW_{el} mit 0,06 TWh_{el} (davon 1,6 GW_{el} Zubau bis 2020 und 0,3 GW_{el} Repowering)	8,1 GW_{el} (davon 1,4 GW_{el} mit 0,14 TWh_{el} zugebaut[1)])	9 GW_{el} (davon 2,5 GW_{el} Zubau bereits bis 2030)
Adiabate Druckluftspeicher installierte Leistung und Speicherkapazität	Variante BAS050: 6,4 GW_{el} mit 0,6 TWh_{el}	13,5 GW_{el}, (Sz. 3.b) bis 37 GW_{el}, (Sz. 1.a & 1.b) mit jew. ≤ 3,5 TWh_{el}	/	/	/
Wasserstoff (H_2) aus EE-Strom, installierte Leistung und Speicherkapazität	Variante BAS100: 12,9 GW_{el} mit 1,6 TWh_{el}	0	85 TWh_{th} (Szenario Reg.-verbund)[1)] oder … (s.u.)	77 TWh_{th} (Szenario A-C)[2)] bis 254 TWh_{th} (Szenario B-100%-S-H2)[3)] oder … (s.u.)	16 TWh_{th} (Szenario C)[1)] 84 TWh_{th} (Szenario A)[2)] 293 TWh_{th} (Szenario THG95)[3)]
Methan (CH_4) aus H_2 und EE-Strom, installierte Leistung u. Speicherkapazität	/	/	… oder 75 TWh_{th} (Szenario Reg.-verbund)[1)]	… 354-416 TWh_{th} (Szenario B-100%-S-H2)[4)]	93 TWh_{th} (Szenario B)[4)]
Anmerkung	Alle Angaben sind für das jeweilige Basisszenario	* je nach Szenario Sz. 1.a/1.b: Autarkes Deutschland Sz. 3.b: ≤15% Nettoimporte aus EU & Nordafrika (700 TWh_{el} Verbrauch)	[1)] Angaben entsprechen der max. nötigen Speichergröße abgeleitet aus Speicherfüllständen	[1)] PSW Atdorf [2)] H_2 für den Verkehr; [3)] wie zuvor plus Rückverstromung für 100% EE-Strom [4)] Ausblick für energetische Vollversorgung aus EE	[1)] H_2 nur für Rückverstromung [2)] H_2 für Verkehr, Wärme und Rückverstromung [3)] H_2 für alle Sektoren [4)] wie Sz. A nur mit CH_4 statt H_2

Quellen: Eigene Darstellung nach den o.g. Quellen

2.3 Fazit – Neue Stromleitungen und neue Energiespeicher

Der Ausbau von erneuerbaren Energien, insbesondere von Windkraft im Norden und Photovoltaik im Süden Deutschlands, wird zu einer dezentraleren und überwiegend dargebotsabhängigen Stromversorgung mit einer signifikant anderen räumlichen Verteilung als heute führen. Für die Anpassung der Elektrizitätswirtschaft an die neuen Strukturen werden im wesentlichen drei Schlüsseltechnologien benötigt:

- Neue Stromleitungen für die räumliche Anpassung von Angebots und Abnahme
- Mehr flexible, regelbare Kraftwerke, aber auch steuerbare Lasten, für die Erbringung von Systemdienstleistungen und für den Ausgleich des fluktuierenden EE-Stroms
- Neue Speicher für die zeitliche Anpassung von schwankendem Stromangebot und schwankender Stromnachfrage.

Um die strategische Bedeutung von neuen Stromleitungen und Energiespeichern, die im Fokus dieser Untersuchung stehen, besser einordnen zu können, wird der erwartete – künftige – Bedarf durch eine Metaanalyse insbesondere von aktuellen einschlägigen Szenariostudien dargestellt. Aus den betrachteten Studien etc. lassen sich bezogen auf neue Stromleitungen und Energiespeicher folgende Hauptaussagen ableiten:

- Der mittelfristige Ausbaubedarf im deutschen Stromübertragungsnetz nimmt im Zeitverlauf bzw. mit dem Zeithorizont stark zu, von rd. 850 Trassen-km bis zum Jahr 2015 bis zuletzt gut 7.000 Trassen-km bis zum Jahr 2023
- Der Ausbaubedarf wird langfristig, wenigstens bis zum Jahr 2050, anhalten, wobei Umfang und Tempo im Vergleich zum mittelfristigen Bedarf heute abnehmen werden
- Die Kosten für den Stromnetzausbau steigen ebenfalls mit zunehmenden Zeithorizont deutlich an, von 1,1 Mrd. Euro bis 2015, auf 21 Mrd. Euro bis 2023 und auf schätzungsweise 80 Mrd. Euro bis zum Jahr 2050
- Die alternative Übertragungstechnik HGÜ gewinnt für den weiträumigen Abtransport großer (Wind-)Strommengen aus dem Norden in Richtung Süden stark an Bedeutung
- Gleichwohl sind o.g. Netzausbaubedarf und die zugehörigen Kosten nicht unumstritten und könnten auch deutlich niedriger liegen, dabei ist zu beachten, dass der EE-Ausbau zwar der wichtigste aber insgesamt nur eine von mehreren Gründen dafür ist.
- Langfristig entsteht ein großer Bedarf an zusätzlichen neuen Energiespeichern
- Neue Pumpspeicher spielen für die Energiewende nur eine marginale Rolle. Die betrachteten Szenariostudien sehen kaum noch Potenziale, teils auch keinen Bedarf und erwarten nur noch einen moderaten Ausbau zwischen 1,4 und 2,5 GW_{el} gemäß bekannter Planungen. Große Potenziale werden dagegen in Skandinavien gesehen, deren Erschließung zum Teil auch für Deutschland erwartet wird.
- Druckluftspeicher spielen in einer der betrachteten Studien (SRU 2010) eine zentrale Rolle für die Speicherung von EE-Strom. Hier wird je nach Variante ein Bedarf zwi-

schen rd. 14 und 37 GW_{el} bis zum Jahr 2050 erwartet, mit einer Speicherkapazität für ca. 3,5 TWh_{el}.

- Wasserstoff- oder Methanspeicherung bilden in den zwei Studien (UBA 2010) und (BMU 2012) die zentrale Speichertechnik. Hier wird bis zum Jahr 2050 eine große Bandbreite für den Speicherbedarf erwartet, der je nach Szenariovariante zwischen 16 und 293 TWh_{el} für Wasserstoff oder alternativ zwischen 75 und 385 TWh_{el} für Methan liegt.

3 Die Perspektiven von Power-to-Gas als Speicher- und Transportsystem

Die Perspektiven von Power-to-Gas hängen eng mit dem Ausbau von fluktuierenden erneuerbaren Energien (FEE) für die Stromerzeugung ab, genauer von den so genannten „überschüssigen“ EE-Strommengen. Dabei handelt es sich um EE-Strom, der zum Zeitpunkt seiner Verfügbarkeit aufgrund von Netzengpässen oder zu geringer Nachfrage nicht vom Stromnetz oder den Verbrauchern aufgenommen werden kann. Ohne rechtzeitigen adäquaten Netzausbau, Lastmanagement- oder Speichermöglichkeiten muss dieser Strom dann abgeregelt werden, da er sonst die Netzstabilität beeinträchtigt. Power-to-Gas kann hier durch die gezielte Abnahme und Umwandlung des Stroms in Wasserstoff oder Methan plus Einspeisung ins Gasnetz bzw. -speicher dazu beitragen, dass weniger Strom abgeregelt werden muss. Dabei ist zu unterscheiden zwischen der aktuellen bis mittelfristigen und der längerfristigen, zukünftigen Überschusssituation.

Aktuell übersteigt das EE-Stromangebot, besonders aus Windkraft im Norden, immer häufiger die lokale Nachfrage, kann aber aufgrund von Netzengpässen auch nicht über die bestehenden Stromleitungen zu weiter entfernten Abnehmern, transportiert werden, deren Bedarf noch nicht gedeckt ist. Der Überschuss bezieht sich in dem Fall auf die verfügbaren Netzkapazitäten, die durch den Einsatz von so genannten *must-run*-Kraftwerken[23] zusätzlich limitiert werden, und nicht auf die gesamte Stromnachfrage. Als Indikator für den Umfang der heute anfallenden, „netzbedingten“ Überschüsse aus EE-Strom können die Daten der Bundesnetzagentur zum Einspeisemanagement herangezogen werden. Demnach wurden im Jahr 2011 insgesamt rd. 421 Mio. kWh_{el} an EE-Strom gemäß dem § 11 EEG abgeregelt (sog. Ausfallarbeit), was etwa 0,4 % des insgesamt eingespeisten EE-Stroms und 0,9 % der gesamten Windstromeinspeisung entspricht (BNetzA 2013)[24]. Von der Abregelung sind mit 97 % nahezu ausschließlich Windkraftanlagen und überwiegend die Netzgebiete in Norddeutschland betroffen. Die dafür geleisteten Entschädigungszahlungen von den jeweils zuständigen Netzbetreibern an die Anlagenbetreiber summieren sich bisher auf 33,5 Mio. Euro im Jahr 2011.[25] Im Vergleich zum Vorjahr ist sowohl die Menge des abgeregelten Stroms als auch die Entschädigungssumme um einen Faktor drei angestiegen. Bei weiter stockenden Netzausbau und anhaltenden bzw. zunehmenden EE-Ausbau ist mit einer weiteren bzw. verstärkten Zunahme von Ausfallarbeit und Entschädigungen zu rechnen.

Der Ausbau des elektrischen Übertragungsnetzes stellt bis zu einem bestimmten Grad die energiewirtschaftlich günstigste Lösungsoption dar, um diese „netzbedingten“ Stromüberschüsse zu reduzieren bzw. nutzbar zu machen. Doch selbst wenn es gelingt, die derzeit starken sozialen, rechtlichen und politischen Hemmnisse beim Netzausbau zu überwinden und das Stromnetz im erforderlichen Umfang auszubauen, stößt diese Option absehbar an folgende Grenze: die nötige, regionale Spitzenlast. Mit anderen Worten es kann nicht mehr übertragen werden als es der Bedarf in den „Zielregionen“ (den Lastsenken) erfordert.

[23] Dabei handelt es sich in der Regel um große, thermische Kraftwerke, die ständig oder zu festgelegten Zeiten in Betrieb sind, um im Fall von Störungen, wie z. B. Kurzschlüssen, den Netzbetrieb stabil halten zu können.

[24] Seite 58f

[25] Diese Summe kann sich noch erhöhen, da für 12 % des abgeregelten Stroms die Forderungen bzw. Verhandlungen zur Entschädigung noch offen sind.

Aufgrund der niedrigen gesicherten Leistung (Kapazitätsfaktor) der FEE muss aber ein Vielfaches der mittleren Last als Erzeugungsleistung errichtet werden, um den Bedarf in der Energiebilanz überwiegend durch die FEE decken zu können. Daher wird es selbst bei idealem Stromnetz zusätzlich zu den „netzbedingten" auch zu „dargebotsbedingten" EE-Stromüberschüssen kommen, wie nachfolgend gezeigt wird.

Die dargebotsbedingten Überschüsse können die netzbedingten Überschüsse deutlich übersteigen und stellen künftig eine der wesentlichen Herausforderungen für die „Energiewende" und den Treiber für neue Speicher dar, wie die folgenden Beispielrechnungen zeigen. Als Indikator dafür dient die Residuallast, die angibt wie viel nachgefragte elektrische Leistung nicht durch die erneuerbaren Energien gedeckt werden konnte und demnach noch durch Importe, Lastmanagement oder thermische Kraftwerke zu decken ist.

Eine mögliche Entwicklung der Residuallast zeigt die Abbildung 3-1 für die Jahre 2020, 2030 und 2050 auf, die auf Basis der Leitstudie 2010 (BMU 2011) und eigener Berechnungen für ein ideales deutsches Stromnetz, ohne Restriktionen durch begrenzte Übertragungskapazitäten („Kupferplatte"), aber ohne Austausch mit den Nachbarländern, beruht (Nast und Horst 2011). Bei negativen Werten handelt es sich um Überschüsse, die regenerative Erzeugung übersteigt die Verbraucherlast, bei positiven Werten um Defizite bezogen auf die elektrische Gesamtlast. Demnach ist bezogen auf das gesamte Bundesgebiet spätestens im Jahr 2020 mit ersten EE-Überschüssen trotz idealem Stromnetz zu rechnen, die sich aber noch auf sehr wenige Stunden des Jahres beschränken.[26] Gleichwohl liegt die überschüssige Leistung in der Spitze mit knapp 20 GW_{el} bereits mehr als das Doppelte über der insgesamt installierten Pumpleistung in Pumpspeicherwerken. Im Jahr 2030, nur 10 Jahre später, kommt es bereits in 2.000 von 8.760 Stunden des Jahres (d. h. etwa 23 %) und im Jahr 2050 bereits in der Hälfte des Jahres zu EE-Leistungsüberschüssen. Dabei kommt es 2050 in mehr als 2.500 h des Jahres zu Überschüssen größer als 10 GW_{el}, die somit über der installierten Leistung in Pumpspeicherwerken liegen. Die Überschussmengen steigen mit dem angestrebten EE-Ausbau also unabhängig vom Netzausbau stark an und verändern die Versorgungsstrukturen dadurch grundlegend. Heutige Grundlastkraftwerke werden verdrängt und statt dessen erheblich mehr flexible Kraftwerke, steuerbare Lasten sowie große Energiespeicher benötigt.

[26] Da die Annahmen der Leitstudie 2010 für das Jahr 2020 mittlerweile zumindest bei der Photovoltaik vom aktuellen Ausbau übertroffen wurden, ist auch schon früher als hier dargestellt mit Überschüssen zu rechnen.

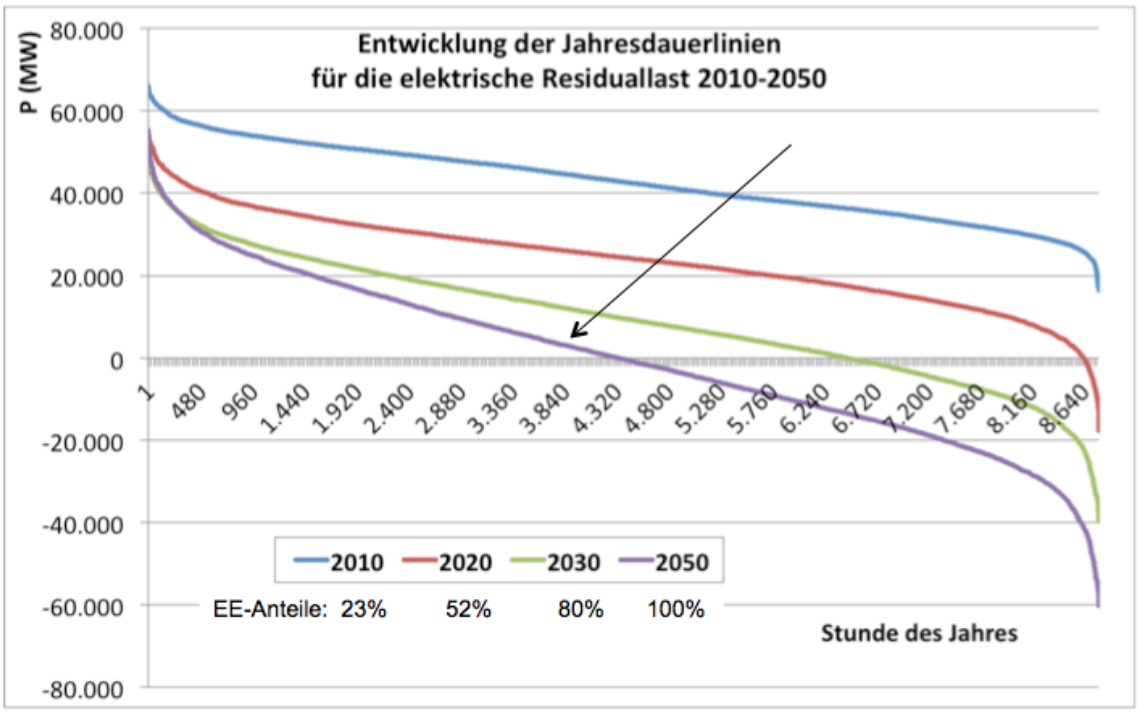


Abbildung 3-1: Entwicklung der Residuallast in Deutschland als Jahresdauerlinie (2020 bis 2050) auf Basis der Leitstudie 2010 des Bundesumweltministeriums

Quelle: (Nast und Horst 2011); eigene Darstellung

Der Bedarf und damit die Perspektive für die Energiespeicherung mittels „Power-to-Gas“ in Kombination mit dem Gasnetz folgt vor allem aus den langfristig auftretenden, großvolumigen EE-bedingten Überschüssen. Dabei handelt es sich, wie in Abbildung 3-1 zu sehen ist, in etwa um die gleiche Menge Strom, die noch nicht durch den umweltfreundlich erzeugten Strom aus erneuerbaren Energien gedeckt werden konnte, da die Flächen über und unter der x-Achse im Jahr 2050 nahezu gleich sind. Für diese Nachfrage müssten ohne weitere Maßnahmen wie Lastmanagement und Speicherung weiterhin thermische Kraftwerke auf der Basis fossiler Energieträger eingesetzt werden, während der überschüssige EE-Strom verworfen werden müsste. Dies ist aus Klima- und Ressourcenschutzgründen nicht zielführend bzw. politisch opportun. Die Potenziale von Lastmanagement und konventionellen Energiespeichern wie Pump- und Druckluftspeicher werden aber nur einen kleinen Teil der EE-Stromüberschüsse nutzbar machen können. Das liegt neben ihren begrenzten Aufnahmemöglichkeiten, sowohl in Bezug auf Leistung und Speichervolumen, auch an ihren auf wenige Stunden (Lastmanagement und Pumpspeicherwerke) bis wenige Tage (Druckluftspeicher) begrenzten Einsatzzeitraum. Besonders windbedingte Stromüberschüsse können aber auch über einen längeren Zeitraum mit großer Leistung anfallen.

Vor diesem Hintergrund wurden die Perspektiven für die Umwandlung von überschüssigem EE-Strom in Wasserstoff bzw. Methan (Power-to-Gas) in den letzten Jahren stärker in Richtung Energiespeicherung für den Stromsektor entwickelt. Dies lässt sich exemplarisch sehr schön an der Entwicklung der Annahmen und Ergebnisse in den verschiedenen „EE-Langfristszenarien“ (auch bekannt als Leitszenarien/-studien) des Bundesumweltministeriums verdeutlichen. In den ersten „Leitstudien“ von 2007 bis 2009 lag der inhaltliche Fokus allein auf der Nutzbarmachung von EE-Strom mittels Elektrolyse zu Wasserstoff für den

Verkehrssektor. Durch seinen Einsatz in hocheffizienten Brennstoffzellenfahrzeugen, plus einem kleinen Anteil im Wärmesektor, sollten dadurch die verkehrsbedingten Treibhausgasemissionen in ausreichendem Umfang reduziert werden (BMU 2007), (BMU 2009). Die Nutzung von Wasserstoff für den Stromsektor (Lastmanagement von Elektrolyseuren und Rückverstromung) und das damit verbundene Konzept Power-to-Gas wird explizit erstmals in der „Leitstudie 2010“ erwähnt und etwas näher untersucht (BMU 2011). Der erzeugte Wasserstoff wird trotzdem weiterhin überwiegend im Verkehrssektor eingesetzt. Mit dem Abschluss der Studienreihe (BMU 2012) wurden die Potenziale und Einsatzmöglichkeiten von Power-to-Gas dann im Hinblick auf (saisonale) Energiespeicherung weiter vertieft. Weitergehende Perspektiven wie eine bessere Auslastung und damit Entlastung des Stromnetzes wurden bisher noch nicht berücksichtigt.

Wie die Perspektiven von Power-to-Gas vor diesem Hintergrund und im Vergleich dazu aktuell von Dritten eingeschätzt werden, lässt sich zusätzlich zur vorhergehenden Studienanalyse (siehe Kapitel 2.2) anhand von Aussagen, Planungen, Zielen und Strategien einschlägiger Institutionen und *stakeholder* darstellen. Dafür werden anschließend in Form einer Metaanalyse die Positionen von Bundesregierung, zuständigen Bundesministerien, in den Netzentwicklungsplänen und von einschlägigen Verbänden[27] dargestellt und anschließend kurz zusammengefasst und bewertet**.**

3.1 Metaanalyse zu den Perspektiven von Power-to-Gas

Die **Bundesregierung** stellt diesbezüglich in ihrem aktuellen Energiekonzept (BMWi und BMU 2010) zunächst fest, dass „langfristig der Ausbau von Speicherkapazitäten wichtig und geboten ist“. Dazu setzt sie mittelfristig auf die weitere Erschließung verfügbarer Pumpspeicherwerke in Deutschland und langfristig auch auf die Potenziale im Ausland, speziell in Norwegen und in der Alpenregion. Wasserstoff, vorzugsweise aus überschüssigem regenerativem Strom erzeugt, wird in Kombination mit Gasnetz und –speichern langfristig als Speicheroption betrachtet. Der Wasserstoff könnte dann später zur Rückverstromung in Gaskraftwerken eingesetzt werden und auch als Kraftstoff für Brennstoffzellenfahrzeuge im Verkehrssektor an Bedeutung gewinnen (Biundesregierung 2013 o. J.). Da sich die Technologie noch im Forschungs- und Entwicklungsstadium befindet, die Kosten heute noch vergleichsweise hoch sind und zusätzlich Energie für die Umwandlungen benötigt wird, unterstützt die Bundesregierung die einschlägige Forschung und Entwicklung. Dazu wurde in April 2011 u. a. die ressortübergreifende **Förderinitiative Energiespeicher**[28] gestartet, die mit 200 Mio. € an Fördergeldern ausgestattet ist und in der das Thema Power-to-Gas, als Leuchtturm "Wind-Wasserstoff-Kopplung", neben der Batterieforschung eines von zwei Schwerpunkten ist.

Forschungsseitig spielt die stoffliche Speicherung von EE-Strom mittels Wasserstoff sowie Methan zusätzlich zur o.g. Initiative auch in anderen Forschungsinitiativen des „6. Energieforschungsprogramms der Bundesregierung“ (BMWi 2011) eine Rolle. In den Forschungsbereich des **Bundeswirtschaftsministeriums** (BMWi) fallen dabei zwei Initiativen. Die

[27] Die Position des DVGW als Auftraggeber der Studie wird dabei nicht dargestellt, da sie keine Außensicht darstellt. Hierzu wird u. a. verwiesen auf http://www.dvgw-innovation.de/

[28] Dafür sind die Bundesministerien für Wirtschaft (BMWi), Umwelt (BMU) und Forschung (BMBF) zuständig.

Erste mit dem Titel „Energiespeicher für stationäre und mobile Anwendungen“ (siehe S. 44ff) geht davon aus, dass „leicht speicherbare stoffliche Energieträger [wie Wasserstoff] künftig an Bedeutung gewinnen werden. Die Technologien zur Gewinnung von Wasserstoff … [dafür] aber noch effizienter und aufskaliert werden müssen.“ Forschungsschwerpunkte werden demnach auf „… die Erprobung der Gesamtkette der Erzeugung, Speicherung und Nutzung von stofflichen Speichern, inklusive Ermittlung der Anforderungen an geologische Speicherformationen…“ gelegt. In der zweiten BMWi-Initiative „Brennstoffzellen und Wasserstoff“ (BMWi 2011)[29] stellt der Bereich Wasserstoffproduktion einen von fünf strategisch wichtigen Förderbereichen[30] dar. Hierin werden besonders die Synergieeffekte mit dem Verkehrssektor adressiert, da „künftig ein steigendes Potenzial [für Wasserstoff als Kraftstoff] aus der Notwendigkeit zur Speicherung von großen Strommengen [im GWh- bis TWh-Bereich] durch den Ausbau der erneuerbaren Energien … erwartet wird.“ Als konkrete Forschungsaktivitäten dafür werden u. a. die Entwicklung der PEM- bzw. alkalischen Elektrolyse zu Anlagen im MW-Bereich, die Weiterentwicklung von großtechnischen Speicherverfahren und die Herstellung von Methan bzw. Kraftstoff aus Wasserstoff genannt.

Beim **Bundesumweltministerium** (BMU) gehören Energiespeichertechnologien zu den Kernthemen des Förderschwerpunktes „Integration erneuerbarer Energien und regenerative Energieversorgungssysteme“ (siehe Seite 91ff). Darin wird zwischen Kurz- und Langzeitspeichern sowie der Verknüpfung vieler kleiner Speicher zu virtuellen Großspeichern unterschieden. Die Langzeitspeicherung von EE-Strom in Form von Power-to-Gas sowie die Entwicklung von flexiblen Elektrolyseuren, die dafür benötigt werden, stellen dabei zwei explizit genannte Forschungsschwerpunkte des BMU dar.

Das **Bundesministerium für Forschung Bildung** (BMBF) fördert die Forschung zu Energiespeichern unter dem Titel Speicher für mehr erneuerbaren Strom“ (siehe Seite 115f). Im Hinblick auf die „…Versorgungssicherheit bei reduziertem Kraftwerkspark“ hat „die Entwicklung neuartiger Speichertechnologien und -konzepte höchste Priorität. … Aktuell sind dies elektrische, thermische, mechanische und stoffliche Speichertechnologien.“ Dabei „erscheinen aus heutiger Sicht z. B. stoffliche Speicher (wie Methan oder Wasserstoff) vielversprechend für eine saisonale Speicherung.“ Neben dem generellen Schwerpunkt der BMBF-Forschungsförderung im Grundlagenbereich[31] liegt „ein weiterer wichtiger Schwerpunkt in der Entwicklung von Simulationsverfahren für die Verwendung von Speichern im Stromnetz … u. a. [um], systemanalytische Untersuchungen zu den Wechselwirkungen der Strom- und Gasnetze unter Berücksichtigung von Speichern mit Umwandlung der Energieform [d. h. Power-to-Gas] durchzuführen.“

Im Rahmen des **politischen Dialogs zur Reform des EEG** wurde im 4. EEG-Dialogforum „Die Rolle von Speichern im Kontext der Energiewende“ diskutiert, siehe (BMU 2013b). Darin wurde zwischen Kurzzeitspeichern als Leistungs- und als Verschiebespeicher sowie Langzeit- bzw. Saisonalspeichern unterschieden. Für letztere „kommen derzeit nur große

[29] Seite 56ff

[30] Dazu gehören ferner die Bereiche Verkehr (inklusive Wasserstoffinfrastruktur), Hausenergieversorgung, Industrieanwendungen, Spezielle Märkte für Brennstoffzellen und Querschnittsaufgaben. Diese bilden zugleich das Arbeitsprogramm, den sog. „Nationalen Entwicklungsplan Wasserstoff und Brennstoffzellentechnologien“, im Rahmen des „Nationalen Innovationsprogramms Wasserstoff und Brennstoffzellen“ (NIP) ab.

[31] Dazu gehören u. a. die Themen effizientere Konversionsprozesse in der Elektrochemie, thermisch stabile Elektroden und neue Materialien.

saisonale Wasserspeicher und perspektivisch die Umwandlung von Strom in Wasserstoff bzw. in Methan („power-to-gas“) in Frage“. Diesbezüglich wird (allein) aus energiewirtschaftlichen Gründen die These aufgestellt, dass „Langzeitspeicher erst ab 2050 systemrelevant werden und keine spezielle Förderung brauchen“. Zum einen „geben die Strommärkte aufgrund ihrer Preissignale derzeit nur geringe Anreize um in Speicher zu investieren.“ Zum anderen könnten sich „Speicher nach verschiedenen Studien erst ab einem EE-Anteil größer 40% oder sogar größer 75% im Kostenwettbewerb mit anderen Flexibilitätsoptionen durchsetzen“ (BMU 2013b). Aus wettbewerblichen Gründen wird daher für neue Speichertechnologien insgesamt auf gezielte Förderung von Forschung und Entwicklung gesetzt. „Die ‚Power-to-Gas-Technologie’ sollte technisch weiter entwickelt werden und [dadurch] zur Marktfähigkeit gebracht werden.“ Zugleich weist das Thesenpapier aber auf das Dilemma zwischen den ökonomischen Anforderungen und den sich rasch wandelnden systemtechnischen Anforderungen hin. Während Erstere die Markteinführung bzw. Förderung von Speichern hemmen, sind Letztere der Grund warum wir künftig zusätzliche Speicher benötigen. Dazu stellt das Thesenpapier fest, dass „allerdings jetzt schon zu prüfen ist, ob und welche Speicher bei hohen Anteilen erneuerbaren Stroms in systemrelevanten Ausmaß benötigt werden und dafür Vorkehrungen zu treffen sind, damit sie rechtzeitig zur Verfügung stehen.“ (siehe Seite 4).

In den aktuellen „**Netzentwicklungsplänen Gas**“ (NEP) 2012 und 2013 wird Power-to-Gas als eine „… vielversprechende und technisch verfügbare Option [angesehen, um] die beabsichtigte Integration der erneuerbaren Energien in das Energiesystem zu ermöglichen.“ (Fernleitungsnetzbetreiber 2012). Aufgrund von derzeit noch offenen Fragen zu Mengen, Einspeisepunkten und Wirtschaftlichkeit wird das Thema sowohl in den jeweiligen Szenariorahmen als auch in den Netzentwicklungsplänen derzeit „nur“ qualitativ behandelt (prognos 2011). Der Netzentwicklungsplan 2012 konzentriert sich dabei auf erneuerbaren Wasserstoff, für den beispielhaft erste Einspeisepotenziale und Konzentrationsverläufe im Gasnetz sowie Folgekosten für die technische Anpassung von Betriebsmitteln wie z. B. Verdichter angegeben werden. Im Netzentwicklungsplan 2013 liegt der Fokus dagegen auf erneuerbarem Methan, d. h. der exemplarischen Bestimmung von erforderlichen CO_2 Mengen und der Identifikation von entsprechend geeigneten Standorträumen für dessen Produktion.

In den aktuellen **Szenariorahmen und Netzentwicklungsplänen für den Stromsektor** werden bisher neben Pumpspeichern und innovativen Druckluftspeicherprojekten keine weiteren Speicheroptionen berücksichtigt. Zum einen, „da sie sich zurzeit noch im Entwicklungsstadium befinden“, „die regionale Zuordnung solcher zukünftig denkbaren Speicher vom heutigen Standpunkt aus offen ist“ (prognos 2012) und „für den großflächigen Einsatz von Elektrolyse und Methanisierung … die nötigen großdimensionierten Umwandlungsanlagen fehlen“ (Übertragungsnetzbetreiber 2012). Zum anderen, weil die Methodik für den Netzentwicklungsplan als Datenbasis allein den Szenariorahmen der (unabhängigen) Übertragungsnetzbetreiber vorsieht, „der Bau und Betrieb von Speichern [aber] den Marktmechanismen unterliegt und durch die Übertragungsnetzbetreiber nicht ohne konkrete Grundlage vermutet werden kann“. Gleichwohl „gehen die Übertragungsnetzbetreiber [im überarbeiteten NEP 2012] aber davon aus, dass durch die jährliche Fortschreibung … sukzessive die Einbeziehung von wirtschaftlichen Speichertechniken erfolgt“ Perspektiven für Power-to-Gas werden in diesem Kontext zwar nicht genannt, es wird aber insgesamt resümiert, dass „die Technologie Power-to-Gas eine Chance bietet, zukünftig große Mengen regenerativ gewonnener Energie im Erdgasnetz zu transportieren und zu speichern“ (Übertragungsnetz-

betreiber 2012).[32] Damit zeigen die Übertragungsnetzbetreiber als Einzige der betrachteten *stakeholder* grundsätzlich auch den zusätzlichen inhärenten Wert, die mögliche Transportfunktion, von Power-to-Gas auf (s.u.).

Der **Bundesverband der Energie und Wasserwirtschaft (BDEW)** e. V. vertritt nach (Ahlers, E. 2012) bezogen auf Power-to-Gas u. a. die Thesen, dass

- Power-to-Gas das Potenzial hat, der wesentliche Treiber einer Entstehung zukünftiger Hybridnetze zu sein,
- bezogen auf eine mittelfristige Implementierung von Power-to-Gas als Erstes noch deutliche technologische Weiterentwicklungen notwendig sind,
- die Methanisierung die einzige relevante Option zur Langfristspeicherung von Überschussstrom aus erneuerbaren Energien ist
- [dafür insgesamt noch] Unterstützung durch positive rechtliche Rahmenbedingungen notwendig ist.

Der BDEW sieht die Strom-, Gas- und Wärmenetze durch Power-to-Gas in Symbiose treten, wobei die technologischen Fragestellungen adressiert werden müssten und die Förderung von P2G-Anlagen nötig seien. In diesem Kontext begleitet der Verband nach eigener Aussage die technischen Entwicklungen und legt dabei den Fokus auf die Förderung von Demoanlagen. Im Rahmen von smart grids wird die Marktnähe von Elektrolyse und Power-to-Gas zwischen den Jahren 2020 und 2030 verortet, wobei das Potenzial für die Methanisierung qualitativ höher eingeschätzt wird als für die Wasserstoffspeicherung.

Beim **Bundesverband Erneuerbare Energien (BEE)** e. V. stützt man sich diesbezüglich im Wesentlichen auf die in Auftrag gegebene Studie „Möglichkeiten zum Ausgleich fluktuierender Einspeisungen aus Erneuerbaren Energien“, die unlängst vom Büro für Energiewirtschaft und technische Planung GmbH (BET) erstellt wurde (Brandt 2013). Demnach „wird die Technik in den nächsten zwei bis drei Jahrzehnten nicht benötigt. Sie kommt sinnvollerweise erst zum Einsatz, wenn die Stromversorgung fast ausschließlich auf Erneuerbaren Energien basiert. Ausnahmen kann es [aber] geben im Fall von Netzengpässen, die sich aus Akzeptanzgründen nicht beseitigen lassen. …“[33] (Krzikalla et al. 2012). Bei weiteren Verzögerungen des Netzausbaus ist daher für den BEE auch eine kurzfristige Förderung denkbar. Ansonsten sieht der Verband nach eigener Aussage die Speicherung mittels Power-to-Gas eher als langfristige Option an, die besonders bei hohen Anteilen von EE-Strom ihr volles Potenzial entfalten kann.

Über die hier betrachteten Förderprogramme und Studien hinaus ist zu erkennen, dass die noch relativ junge Energiespeicheroption Power-to-Gas insgesamt und in kurzer Zeit stark an Bedeutung gewonnen hat. Dies wird durch die explizite Schwerpunktsetzung in der Energieforschung (s.o.), die Einrichtung bzw. Gründung verschiedener Plattformen und

[32] Zusätzlicher Nutzen für die Stromnetze: „Je besser die stark fluktuierenden, von Wind und Sonne abhängigen erneuerbaren Energien zwischengespeichert werden können, desto gleichmäßiger kann das Stromnetz ausgelastet werden. Das wird speziell für langfristigere Betrachtungen eine wichtige Einflussgröße sein.

[33] Dabei ist zu beachten, dass die Studie selber keine nähere Untersuchung (Modellierung) von Regionen oder Netzen vornimmt.

Kooperationen[34] und nicht zuletzt durch die derzeit sechs Pilotprojekte unterschiedlicher Akteure (siehe www.powertogas.info) verdeutlicht.

Zwischenfazit

Die zuvor dargestellten Sichtweisen auf Power-to-Gas weichen insgesamt wenig voneinander ab und lassen sich zu den folgenden, zentralen Perspektiven zusammenfassen:

- Es besteht künftig (langfristig) Bedarf an zusätzlichen Speicherkapazitäten.
- Power-to-Gas ist eine vielversprechende langfristige Option für die saisonale Speicherung von großen EE-Strommengen.
- Für Power-to-Gas, wie auch für andere neue Speichertechnologien, besteht noch Forschungs- und Entwicklungsbedarf, insbesondere um die Kosten und Umwandlungsverluste zu senken und dadurch die Wettbewerbs- bzw. Marktfähigkeit zu stärken.

Power-to-Gas in Kombination mit dem Gasnetz (inkl. Gasspeichern) wird demnach aktuell hauptsächlich als Langzeitspeicheroption diskutiert, die sich noch im Forschungs- und Entwicklungsstadium befindet und (daher) erst langfristig als systemrelevant angesehen wird. Dabei wird die Lösung eng mit dem EE-Ausbau und ihre zeitliche Perspektive mit bestimmten EE-Anteilen, ab der sie marktreif würde (s.o.), verknüpft. Der Fokus auf die Energiespeicherung und auf den langen Zeithorizont greift jedoch aus folgenden Gründen zu kurz und unterschätzt daher die Perspektiven von Power-to-Gas: Zum einen handelt es sich im Hinblick auf den zügig fortschreitenden EE-Ausbau nicht um eine statische sondern vielmehr um eine sehr dynamische Perspektive. Dabei werden die EE-Ziele, min. 35 % bis 2020 und min. 50 % bis 2030 an der Stromerzeugung, in allen Szenarien des (Übertragungsnetzbetreiber 2012) erreicht. Energiespeicher für große Strommengen aus EE könnten daher – je nach Ausbautempo - schon deutlich schneller benötigt werden, als es das o.g. Thesenpapier („erst ab 2050“) ableitet.

Zum anderen kann Power-to-Gas nicht nur für die Energiespeicherung, sondern auch für Lastmanagement und Energietransport, der im Fokus dieser Untersuchung liegt, eingesetzt werden. Das Lastmanagement wird durch die schnelle Regelbarkeit und gute Teillastfähigkeit der Elektrolyseure ermöglicht. Ihre Leistung kann bei steigendem bzw. sinkendem Angebot von fluktuierendem EE-Strom gezielt hoch bzw. runter gefahren werden. Dadurch wird die elektrische Last lokal besser an das fluktuierende Angebot angepasst, so dass die Schwankungen der Einspeisungen geglättet und der Bedarf für den Abtransport des EE-Stroms oder an anderen Ausgleichsmaßnahmen reduziert werden kann. In dieser Hinsicht steht Power-to-Gas zwar im Wettbewerb mit anderen Lastmanagementoptionen, weist aber die folgenden Alleinstellungsmerkmale bzw. Vorteile auf:

- Reine Lasten (d. h. ohne Speicheroption wie z. B. industrielle Prozesse) werden in der Regel als negative Ausgleichsmaßnahme (Lastreduktion) eingesetzt, während die Elektrolyseure aufgrund ihrer Speicheroption auch bzw. gerade für den positiven Ausgleich (Laststeigerung) genutzt werden können.

[34] Dazu gehören z. B. die „Strategieplattform Power to Gas“ der dena, und die „North Sea Power-to-Gas Plattform“ u. a. von DNV KEMA (DNV KEMA Energy & Sustainability 2013)

- Im Vergleich zu anderen, kleineren Lasten mit Speicheroption wie z. B. Wärmepumpen, müssen entweder weniger Anlagen gebündelt werden, um die gleiche Wirkung zu erzielen oder wird direkt eine größere Wirkung erzielt.
- Im Fall von Netzengpässen durch zu viel Windstrom im Norden können viele große Lasten, insbesondere die in der Industrie, sowie die Pumpen der Pumpspeicherwerke aufgrund ihrer Standorte nicht wirksam eingesetzt werden.

3.2 Neue Perspektive für Power-to-Gas: Entlastung des Stromnetzausbaus

Eine neue relevante Perspektive für Power-to-Gas könnte sich im Hinblick auf die Herausforderungen beim Ausbau des Stromnetzes, besonders die gegenwärtigen sowie auch die künftig zu erwartenden Verzögerungen, bieten. Die Gründe für diese Verzögerungen sind vielfältig, teils komplex und überwiegend nicht technischer sondern vielmehr sozialer und rechtlicher sowie wirtschaftlicher Natur.[35] Jedenfalls wurden von den 1.834 km neuen Leitungen, die bisher nach dem EnLAG in Deutschland als nötig angesehen werden, bis Ende Juli 2012 nur 214 km (d. h. 12 % des o. g. Bedarfs) fertiggestellt (BNetzA 2012).[36] Nach dem aktuellen, genehmigten Netzentwicklungsplan 2012 werden bis zum Jahr 2022 noch zusätzlich 1.700 km an neuen Trassen für Drehstrom plus 1.700 km an neuen Trassen für Gleichstrom benötigt. Auch wenn unlängst weitere Maßnahmen zur Beschleunigung des Netzausbaus eingeführt bzw. auf den Weg gebracht wurden[37], ist noch nicht absehbar in welchem Umfang und wie schnell diese wirksam werden. Es ist im Gegenteil aus verschiedenen Gründen[38] zu erwarten, dass es auch bei den neuen Projekten eher zu Verzögerungen als zur Beschleunigung kommt.

So lange jedenfalls der EE-Ausbau, insbesondere im Norden, schneller vorangeht als der erforderliche Netzausbau für den Abtransport in Richtung Süden, werden Netzengpässe und demzufolge Abregelungen bei der EE-Stromproduktion zunehmen. Dies hemmt die Investitionsbereitschaft in neue EE-Anlagen, erschwert ggf. ihre Anschlussmöglichkeiten und verschlechtert ihre Wirtschaftlichkeit. Der EE-Ausbau, die angestrebten Ziele und die Energiewende im Stromsektor werden damit (zunehmend) abhängig vom Netzausbau. Dies gilt in besonderer Weise für den Ausbau der Windkraft offshore und die dafür neu geplanten „Stromautobahnen“ in Nord Süd Richtung mittels Hochspannungsgleichstromübertragung (HGÜ).

Vor diesem Hintergrund bietet sich folgende neue Perspektive für Power-to-Gas im Bereich des Energietransports. Durch eine synchrone aber räumlich getrennte Kombination von „Stromspeicherung“ (Power-to-Gas) und Stromerzeugung (Gas-to-Power) können die bestehenden Gasleitungen (inkl. Speicher) prinzipiell auch für einen virtuellen, insbesondere

[35] Zur Vertiefung siehe z. B. (Schröder, J. 2012)

[36] Zudem gelten auch in Europa bereits ein Drittel der geplanten EU-Maßnahmen als verzögert (ENTSO-E 2012).

[37] Hierzu gehören z. B. das NABEG sowie die zuletzt eingeführte offshore-Umlage und der Bundesbedarfsplan.

[38] Dazu gehören neben den unbestimmbaren Akzeptanzproblemen und rechtlichen Auseinandersetzungen u. a. der aufgelaufene „Bearbeitungs-Stau“ bei den aktuellen EnLAG-Vorhaben, die umfangreichen neuen anzustoßenden Planungsprozesse, die erforderliche Zeit für die Anpassung von Zuständigkeiten und Verfahren an die neuen Rahmenbedingungen sowie die Höhe der zu stemmenden Investitionen.

weiträumigen, Stromtransport genutzt werden (siehe Abbildung 3-2).). Anstatt Strom von A nach B zu transportieren, wird also am Punkt A EE-Gas erzeugt und in das Gasnetz oder einen Speicher eingespeist, während gleichzeitig am Punkt B Gas verstromt wird. Dadurch können Engpässe im Stromnetz reduziert bzw. „umgangen“ sowie entsprechende Abregelungen von EE-Strom verringert werden.[39] Der Ausbau des Stromnetzes kann in zeitlicher Hinsicht entlastet werden und Folgekosten, die durch Verzögerungen anfallen, können kompensiert werden. Bei einem schnellen und massiven Ausbau von P2G-Kapazitäten ist sogar die Vermeidung neuer Stromtrassen denkbar. Selbst wenn dies nicht möglich oder sinnvoll zu realisieren ist, dann könnte Power-to-Gas Im ausgebauten Zustand auch als eine „virtuelle“ Redundanz zum weiträumigen Stromtransport einen Synergieeffekt darstellen.

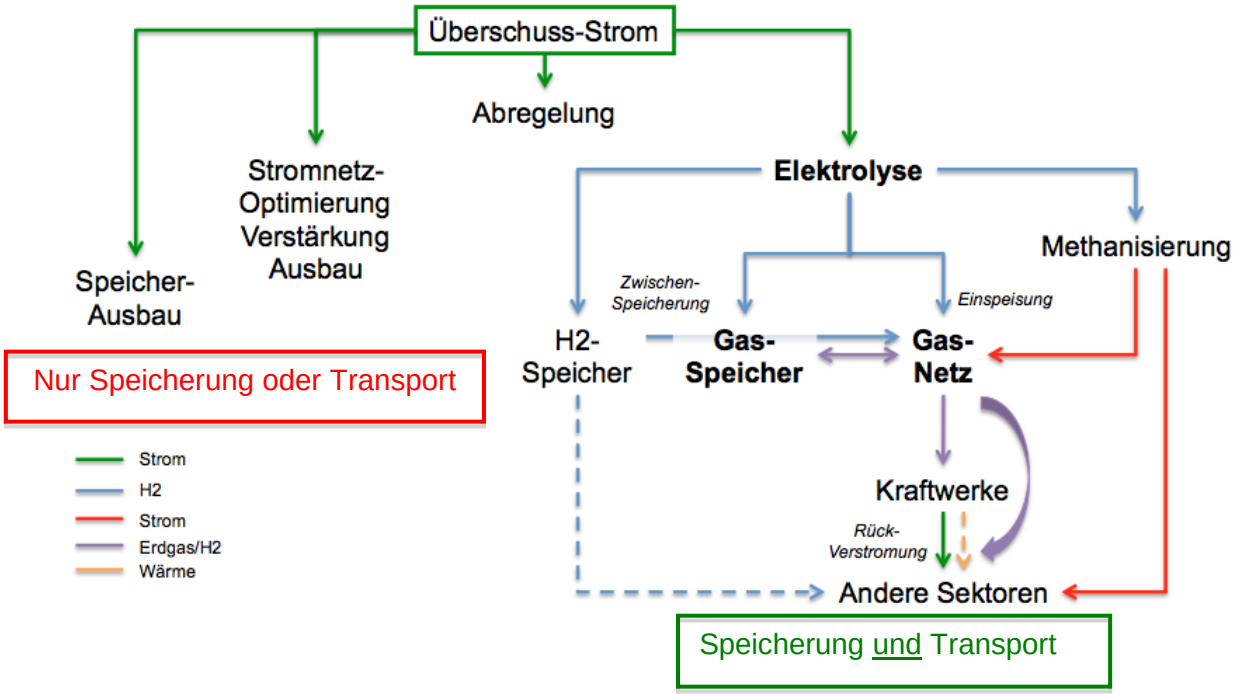


Abbildung 3-2: Vielfältige Perspektiven für Power-to-Gas im Kontext von Netzengpässen

Quelle: Eigene Darstellung

Dabei spielt der Bedarf an neuen Stromtransportleitungen über weite Entfernungen eine besondere Rolle, da die Herausforderungen, Hemmnisse und Verzögerungen in der Regel mit der benötigten Trassenlänge (vermutlich überproportional) steigen. Dagegen ist für den virtuellen Stromtransport via Power-to-Gas im besten Fall kein zusätzlicher Ausbau des Gasnetzes notwendig, sondern „nur“ die vorgezogene, netzgetriebene Errichtung von Elektrolyseuren, die langfristig für die Energiespeicherung ohnehin benötigt werden. Die besonders großen Gasaufnahmekapazitäten (entry points) im Nordwesten und die großen Kapazitäten für Gasentnahme sowie an Gaskraftwerken im Süden scheinen dafür besonders vorteilhaft. Dies wird im folgenden Kapitel 4 näher betrachtet.

[39] Die netzentlastende Wirkung kann dabei mit großen Anlagen im MW-Bereich von Beginn an realisiert werden. Dies wird zunächst durch reines Lastmanagement erfolgen. Ab einer gewissen, räumlich konzentrierten Summenleistung an Elektrolyseuren (z. B. 100 MW) und abhängig vom Markt sind dann auch „Transportscheiben“ via Power-to-Gas denkbar.

3.3 Fazit – Perspektiven von Power-to-Gas

Die Perspektiven von Power-to-Gas resultieren aus dem angestrebten Ausbau von fluktuierenden erneuerbaren Energien und den mit dem Ausbau zunehmenden so genannten „überschüssigen“ EE-Strommengen. Dabei ist zwischen den heute „netzbedingten“ und den in Zukunft anfallenden „dargebotsbedingten“ Überschüssen zu unterscheiden. Erstere entstehen im Fall von Netzengpässen, wenn der EE-Strom, der den lokalen Bedarf übersteigt, nicht zu weiter entferntem – noch unbedecktem – Bedarf abtransportiert werden kann. Die Einspeisung aus thermischen Kraftwerken und EE-Anlagen muss dann reduziert werden. Im Jahr 2011 konnten deswegen rd. 421 Mio. kWh_{el} an EE-Strom (ca. 0,9 % des Windstroms) nicht eingespeist und genutzt werden, Tendenz stark steigend. Power-to-Gas kann durch die gezielte Abnahme und Speicherung des Stroms in Form von Wasserstoff oder Methan dazu beitragen, dass weniger EE-Strom verworfen werden muss.

Dies gilt besonders für den zweiten Fall der dargebotsbedingten Stromüberschüsse, die in Zukunft selbst bei einem idealem Stromnetz mit unbegrenzten Transportkapazitäten auftreten werden. Zur Deckung der Energiebilanz überwiegend durch erneuerbaren Energien muss deutlich mehr EE-Leistung installiert werden als zum Zeitpunkt der höchsten Nachfrage (Spitzenlast) benötigt wird. Daher kommt es mit dem EE-Ausbau künftig immer häufiger dazu, dass die gesamte Stromerzeugung aus EE die gesamte Nachfrage übersteigt. Der entsprechende Überschuss an EE-Strom wird je nach Ausbautempo etwa im Jahr 2050 in Summe etwa genau so hoch sein, wie die noch fehlenden Strommengen, wenn das EE-Angebot nicht zur Bedarfsdeckung ausreicht. Hier bietet sich Power-to-Gas in Kombination mit Gasnetz und Gasspeichern als Langzeitspeicher an, um einen großen Teil der überschüssigen Strommengen für die Zeiten mit zu geringem EE-Stromangebot nutzbar zu machen.

Inwiefern sich diese eigene Sichtweise zur Perspektive von Power-to-Gas mit den Einschätzungen der Bundesregierung, einschlägigen Bundesministerien und *Stakeholdern* aus der Energiewirtschaft deckt, wurde im Rahmen einer Metaanalyse betrachtet. Demnach ist Power-to-Gas eine vielversprechende langfristige Option für die saisonale Speicherung von großen EE-Strommengen. Allerdings gibt es für Power-to-Gas, analog zu anderen neue Speichertechnologien, noch Forschungs- und Entwicklungsbedarf, insbesondere um die Kosten und Umwandlungsverluste zu senken und dadurch die Wettbewerbs- bzw. Marktfähigkeit zu stärken. Power-to-Gas wurde daher unlängst in den Förderprogrammen des „6. Energieforschungsprogramms der Bundesregierung“ aufgenommen.

Zusätzlich zu der mittel- bis langfristigen Perspektive als Langzeitspeicher kann Power-to-Gas aber bereits heute auch zur besseren Auslastung und damit Entlastung des Stromnetzes beitragen. Dies ist zum einen lokal durch einen netzorientierten Einsatz der Elektrolyseure im Rahmen von Lastmanagement möglich. Zum anderen könnte durch eine synchrone aber räumlich getrennte Kombination von „Stromspeicherung“ (Power-to-Gas) und Stromerzeugung (Gas-to-Power) prinzipiell auch ein virtueller „Stromtransport“ über das bestehende Gasnetz erfolgen. Dadurch können Netzengpässe vermieden bzw. „umgangen“ werden, entsprechende Abregelungen von EE-Strom reduziert, der nötige Ausbau des Stromnetzes in zeitlicher Hinsicht entlastet und unter Umständen auch reduziert werden. Dabei bietet sich Power-to-Gas aufgrund der bestehenden Fernglasleitungen und Gaskraftwerkskapazitäten im Süden Deutschlands besonders für den weiträumigen virtuellen Stromtransport an.

4 Potenzialanalyse für einen beispielhaften virtuellen Stromtransport via Power-to-Gas von Nordwesten nach Südwesten

Wenn zur gleichen Zeit in Region A Strom abgenommen und in Form von Wasserstoff oder Methan in das Gasnetz oder Gasspeicher eingespeist und in der Zielregion B im gleichen Umfang Strom aus Gas erzeugt wird, dann kann Power-to-Gas zusätzlich zur Energiespeicherung prinzipiell auch für einen virtuellen Stromtransport genutzt werden. Dafür kann die bereits bestehende Gasinfrastruktur genutzt werden, die im Vergleich zum Stromnetz über größere energetische Transportkapazitäten und Speichervolumina verfügt.[40] Dies kann angesichts des relativ großen Ausbaubedarfs und der Verzögerungen beim Stromnetzausbau eine wichtige Ergänzung darstellen. Doch für welche neue Transportaufgaben kommt ein virtueller Stromtransport über das Gasnetz in Betracht? Reichen die Kapazitäten des Gasnetzes für die Aufnahme sowie Abtransport oder Speicherung von Wasserstoff und die synchrone Abgabe von Gas in den entsprechenden Regionen aus?

Diese Fragen werden im Folgenden anhand eines Fallbeispiel für einen weiträumigen virtuellen Stromtransport mittels Power-to-Gas analysiert. Dafür wird zunächst die Situation betrachtet, die sich ergibt, wenn der mittels Power-to-Gas erzeugte Wasserstoff direkt in das Erdgasnetz eingespeist wird. Anschließend wird darauf eingegangen, wie sich die Situation darstellt, wenn der Wasserstoff zunächst zu EE-Methan weiter prozessiert wird.

4.1 Fallbeispiel Nord-Süd-Übertragung

Im Lauf der nächsten Dekade wird der Zubau von Windenergieanlagen im Norden und der Wegfall großer Kraftwerkskapazitäten im Süden Deutschlands ein räumliches Ungleichgewicht zwischen Verbrauch und Erzeugung entstehen lassen (siehe Abbildung 4-1 links). Dadurch entstehen gemäß den Untersuchungen zum Netzentwicklungsplan nennenswerte Leistungsflüsse vor allem in Nord-Süd-Richtung, die vom Stromnetz in seiner heutigen Form plus den bis dahin als realisiert unterstellten Ausbauten nicht übertragen werden können. In Abbildung 4-1 rechts ist zum Vergleich das regionale Defizit an Übertragungsleistung, die so genannte „nicht übertragbare Leistung“ (NÜL), dargestellt, dass sich aus solchen Lastsituationen nach Berechnungen der dena Netzstudie II ergibt. Demnach gibt es mittelfristig vor allem im Nord-Westen, in der Mitte und im Südwesten Deutschlands Bedarf an zusätzlicher Übertragungsleistung.

[40] Über das Gasnetz werden jährlich etwa 1.000 TWh_{th} und über Stromnetz gut 600 TWh_{el} transportiert und die Speicherkapazitäten betragen für Gas etwa 230 TWh_{th} und für Strom etwa 0,06 TWh_{el}. (http://www.dvgw-innovation.de/die-ideen/gasnetz-als-speicher-erneuerbarer-energien/)

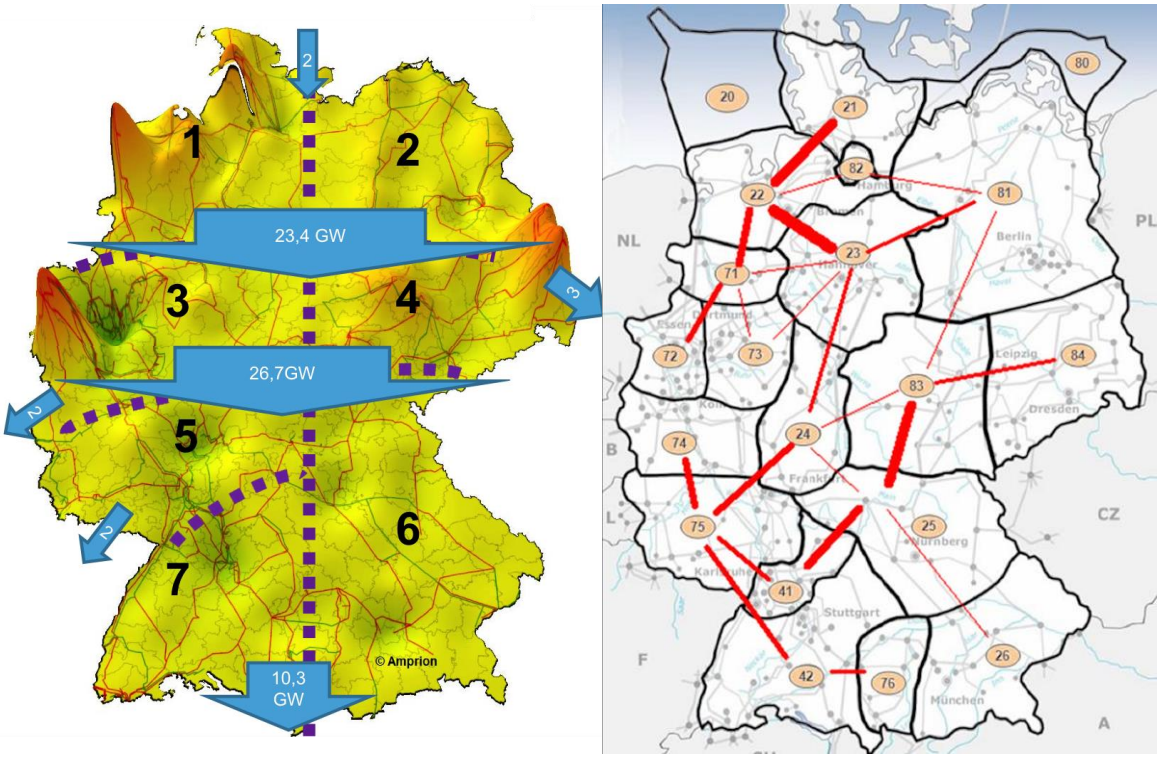


Abbildung 4-1: links: Erzeugung (Spitzen) und Verbrauch (Senken) für eine exemplarische Lastsituation im Jahr 2022; rechts: Nicht-übertragbare Leistung an dena-Regionengrenzen in Deutschland

Quellen: links (C. Neus 2012)]; rechts nach (Dena 2010); eig. Darstellung

Vergleicht man die Ausbau- und Neubauplanungen im Stromnetz für die nächste Dekade, wie sie der Netzentwicklungsplan 2012 beschreibt, mit der Topografie des Gasnetzes (siehe dazu Abbildung 4-2), zeigen sich folgende Synergieeffekte: Im Westen Deutschlands gibt es im Gasnetz eine sehr gut ausgebaute Nord-Süd-Verbindung, bestehend aus zahlreichen Ferngasleitungen wie beispielsweise MIDAL[41], TENP[42] oder METG[43]. Auch die umliegende Gasinfrastruktur in Mittel- und Ostdeutschland oder den Benelux-Ländern trägt zu dieser Achse bei. Im Nordwesten Deutschlands, also in der Region, in der wegen der hohen installierten Windkraftleistung langfristig die meisten Stromüberschüsse zu erwarten sind, sind zahlreiche große Kavernen- und Porenspeicher vorhanden, die für eine Zwischenspeicherung von regenerativ erzeugtem Gas genutzt werden können. Außerdem bietet das Gasnetz eine gute Anbindung von Ost- nach Süddeutschland, wie sie im Elektrizitätsnetz ausgebaut werden soll.

Daher bietet sich als Fallbeispiel für die Potenzialanalyse ein virtueller P2G-Stromtransport aus dem Nordwesten in den Südwesten an. Für die quantitative Untersuchung wird dabei auf Berechnungen der dena Netzstudie II zurückgegriffen. Die benötigten regionalen Angaben zum zeitlichen Verlauf der NÜL im Nordwesten „Richtung“ Süden wurden uns freundlicherweise von den Bearbeitern der dena Netzstudie II zur Verfügung gestellt wurden. Die Untersuchung bildet daher einen virtuellen Stromtransport aus der dena-Region 22 (Erzeu-

41 MIDAL: Mitte-Deutschland Anbindungs-Leitung

42 TENP: Trans-Europa-Naturgas-Pipeline

43 METG: Mittelrheinische Erdgastransportleitungsgesellschaft

gungsüberschuss) in die dena-Regionen 75, 41 und 42 (Energiebedarf) ab (siehe Abbildung 4-1 rechts). Dabei wird davon ausgegangen, dass die Wasserstoffkonzentration in der Einspeiseregion und somit an der ersten zu passierenden Regionengrenze die potenziell kritischste Größe ist. Deswegen wird hier die NÜL von der Region 22 in südlich angrenzenden Regionen 71 und 23 betrachtet. Diese beträgt nach (Dena 2010) insgesamt 7,4 GWel und ist zu-gleich der Referenzwert für die benötigten Gasentnahmekapazitäten in der südlichen Zielre-gion, da eine dementsprechende Gas-Entnahmeleistung für die zeitgleiche Rückverstromung zur Verfügung stehen muss.

Auch wenn die konkreten Angaben zur NÜL bzw. zum Netzausbaubedarf lediglich für den Zeitraum bis zum Jahr 2020 bzw. 2023 quantifiziert sind, ist angesichts des angestrebten Ausbaus der Windkraft auf der Nordsee auch langfristig damit zu rechnen, dass der Nordwesten eine „Stromüberschussregion“ bleiben wird. Der Süden wird demgegenüber aufgrund seiner Industriestruktur voraussichtlich auch langfristig eine starke Abnahmeregion für Strom bleiben. Die Charakteristik der Problemstellung, die der getroffenen Auswahl des Fallbeispiels zugrunde liegt, wird daher als robust eingestuft.

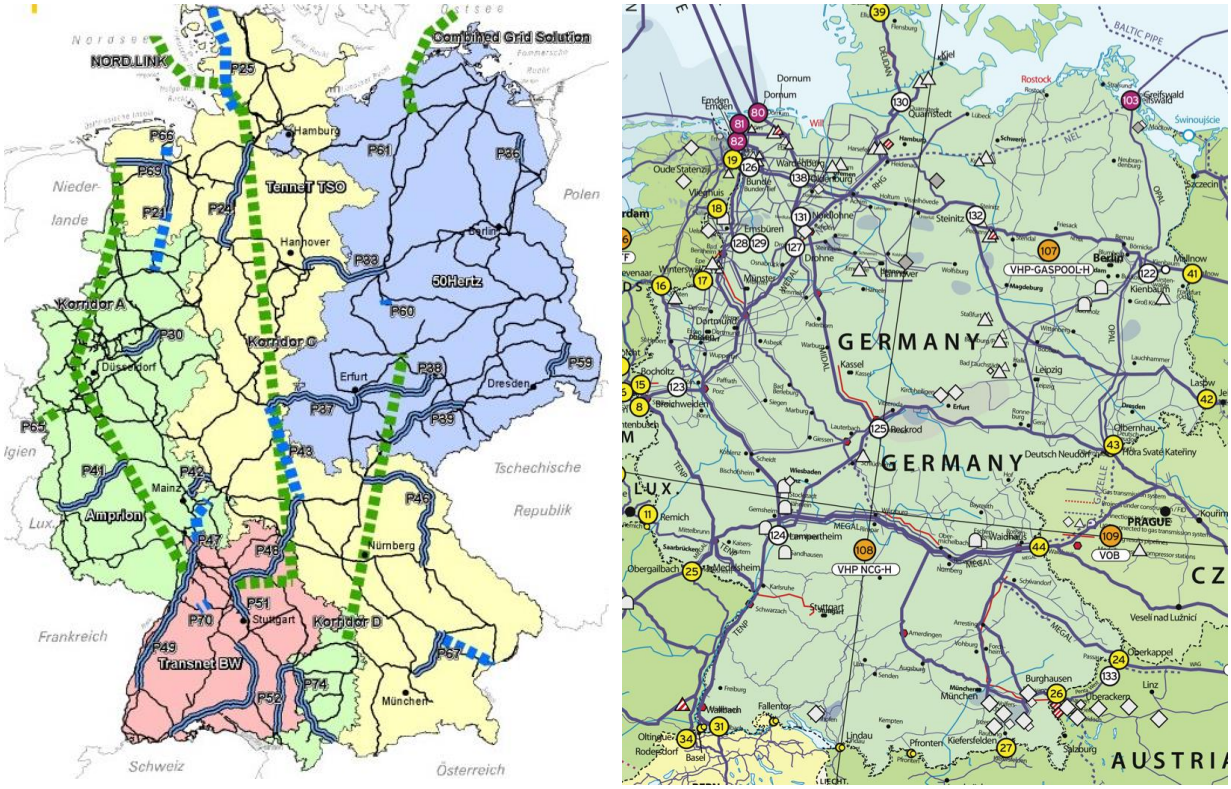


Abbildung 4-2: links: Netzausbaubedarf gemäß dem bestätigten Netzentwicklungsplan 2012; rechts: Struktur des Fernleitungs-Gasnetzes

Quellen: links (Übertragungsnetzbetreiber 2012); rechts (entsog 2012)

4.1.1 Statische Potenzialanalyse

Zunächst wird in einer statischen Betrachtung geprüft, ob der in der Überschussregion aus der NÜL hergestellte Wasserstoff (oder Methan) vollumfänglich in das Gasnetz eingespeist werden kann. Dabei sind die Möglichkeiten zum Speichern und zum Abtransportieren des Gases zu berücksichtigen. Analog wird untersucht, ob in den Zielregionen zeitlich korrelie-

rend und in entsprechender Menge Gas entnommen werden kann, so dass die Gaskraftwerke dort eine Leistung in Höhe der NÜL einspeisen können. Das bedeutet jedoch nicht, dass der Wasserstoff selber in die Zielregion transportiert werden muss, er verteilt sich vielmehr im Gasnetz entsprechend der Lastflüsse in den Leitungen. Wichtig ist die Leistungsbilanz, dass also in der Überschussregion zeitgleich so viel Energie in das Gasnetz eingespeist wie in der Zielregion entnommen wird.

In der dena-Region 22 sind große Gas-Entry-Kapazitäten vorhanden, die „Technisch Verfügbare Kapazität“ (TVK) zur Gasaufnahme beträgt etwa 2.100 GWh/d, was einer Leistung von 88 GW_{CH4} entspricht (Abbildung 4-3, links). In der Region werden also große Gasmengen umgesetzt, sie ist ein wichtiger Knotenpunkt sowohl im norddeutschen als auch im europäischen Gastransportsystem. Allein in die benachbarte dena-Region 23 sind Erdgasleitungen mit einer Gesamttransportkapazität von mindestens 4,8 Mio. m^3CH_4/h vorhanden (s.u.). Damit lassen sich 53 GW_{CH4} an Erdgas aus der Region heraus abtransportieren. Darüber hinaus bietet die dena-Region 22 große Gasspeicherkapazitäten für den zeitlichen Ausgleich, deren Arbeitsgasvolumen sich in ausgebautem Zustand auf etwa 6,3 Mrd. m^3CH_4 summiert (s.u.).

Demnach ist in der betrachteten Stromüberschussregion aus statischer Sicht eine vielfach höhere Aufnahmekapazität für die Erzeugung und Einspeisung von regenerativ hergestelltem Methan vorhanden, als sie aufgrund der im Jahr 2020 erwarteten NÜL anfallen wird. Dagegen wird die Aufnahmekapazität der Gasleitungen nicht vollständig für die Einspeisung von aus der NÜL hergestelltem Wasserstoff (bei einer zulässigen Wasserstoffkonzentration ≤ 10vol-%) ausreichen, da sie selbst bei maximaler Auslastung nur eine Leistung von bis zu ca. 2,8 GW_{H2} aufnehmen und abtransportieren können. Dies gilt allerdings aus statischer Sicht nur für die relativ wenigen Stunden, in denen die NÜL oberhalb von 4 GW_{el} liegt (s.u.). Zusammen mit den vorhandenen, großen Gasspeicherkapazitäten würde die Aufnahmekapazität in der Region jedoch in der statischen Betrachtung auch für die Aufnahme des regenerativen Wasserstoff gemäß der NÜL weit mehr als ausreichen. Da sich u. a. durch die Auslastungen von Gasleitungen und Gasspeichern im Zeitverlauf zusätzliche Restriktionen für die Aufnahmekapazität ergeben können, ist es erforderlich, die Machbarkeit des virtuellen Nord-Süd-Transports in einer zeitlich aufgelösten, dynamischen Betrachtung zu prüfen. Das hierfür entwickelte Modell und die erzielten Simulationsergebnisse werden im folgenden Kapitel 4.1.2 dargestellt.

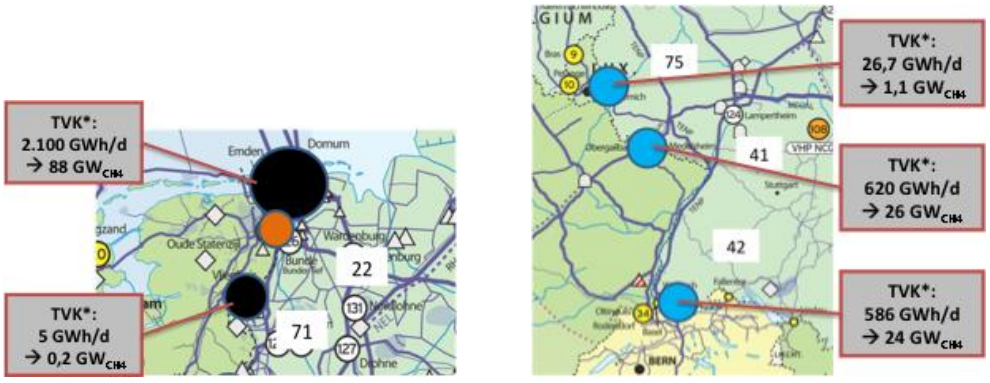


Abbildung 4-3: links: Entry-Kapazitäten in der Überschussregion (dena-Region 22)
rechts: Exit-Kapazitäten in den Zielregionen (dena-Regionen 75, 41 und 42)

Quellen: (Henel, M. 2012); plus eig. Berechnungen und Darstellungen

In den Zielregionen im Südwesten hingegen sind Gasentnahmekapazitäten mit einer TVK von ca. 1.200 GWh/d (entspricht 50 GW_{CH4}) vorhanden. Wenn diese im Jahresmittel zu 50 % ausgelastet sind, steht somit im Durchschnitt eine freie, zusätzlich nutzbare Gasentnahmekapazität von 25 GW_{CH4} zur Verfügung. Daraus lässt sich mit einem angenommenen Kraftwerkswirkungsgrad von 50 % eine elektrische Leistung in Höhe von 12,5 GW_{el} bereitstellen. Diese Kraftwerksleistung wird aller Wahrscheinlichkeit nach, auch wenn sie saisonalen Schwankungen unterliegt, ausreichen, um eine Stromerzeugung in den Zielregionen entsprechend der NÜL in Höhe von maximal 7,4 GW_{el} zu generieren.

4.1.2 Dynamische Potenzialanalyse zur Aufnahmefähigkeit der Gasinfrastruktur für Wasserstoff im Norden

Zunächst wird hier das ausgewählte Fallbeispiel für einen virtuellen Stromtransport vom Nordwesten nach Südwesten detailliert für den Fall der Wasserstoffnutzung untersucht. Anschließend wird die Situation analysiert, die sich ergibt, wenn der Wasserstoff vor der Einspeisung methanisiert wird (Kapitel 4.1.3). In diesem Fall sind die Randbedingungen einfacher als für die H_2-Übertragung: Bei der Wasserstoffzumischung muss einerseits genügend freie Kapazität vorhanden sein, um das Gas aufzunehmen, andererseits müssen auch die geltenden Konzentrationsgrenzen (hier 10 Vol.-%) eingehalten werden, es müssen also entsprechende Erdgaslastflüsse vorhanden sein. Bei methanisiertem Wasserstoff entfällt diese zweite Bedingung, einzig die freie Leitungskapazität muss gewährleistet sein. Deswegen lässt sich die Machbarkeit des virtuellen Stromtransports mittels regnerativ hergstelltem Methan qualitativ aus den Ergebnissen der Wasserstoffbetrachtungen ableiten.

Im Fokus der Modellierung steht der Abtransport des Wasserstoffs aus der Überschussregion über die dena-Regionengrenze 22-23. Die tatsächliche Zielregion, zu der Energie transportiert werden soll, liegt bei den Verbrauchszentren im Süden. Diese Zielregion wird in der Modellierung nicht explizit betrachtet, da der kritische Punkt des H_2-Transports bereits an der ersten Regionengrenze liegt. Deswegen wird hier vereinfachend angenommen, dass die Rückverstromung bereits in Region 23 stattfindet. In Region 23 sind Gasspeicher vorhanden, wenn auch mit viel geringerer Kapazität als in Region 22. Im Modell erfüllen diese Speicher die Funktion, in der Zielregion Erdgas bereitzuhalten, dass dort verstromt werden kann. In der Zielregion in Süddeutschland existieren solche Speicher nicht. Die Funktion, die sie im Modell erfüllen, lässt sich allerdings durch entsprechende Entnahmekapazitäten aus dem Gasnetz ersetzen. Wenn in der folgenden Beschreibung des Modells von Gasspeichern in der Zielregion die Rede ist, können dafür also äquivalente Gas-Entnahmekapazitäten eingesetzt werden. Die Abbildung 4-4zeigt die im Modell genutzten Komponenten.

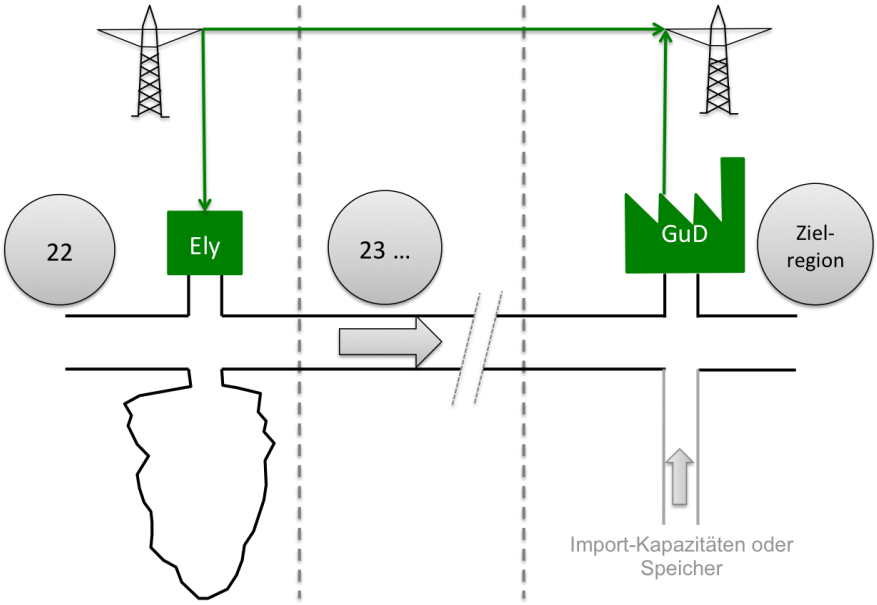


Abbildung 4-4: Komponenten des Modells

Quelle: eigene Darstellung

Notwendige **Eingangsparameter** für die Modellierung sind, neben den angenommenen Wirkungsgraden und Konzentrationsgrenzen für die Gaseinspeisung, die zeitlich aufgelösten Ganglinien der anfallenden NÜL an der betrachteten Regionengrenze, der Leitungskapazität und -auslastung sowie die Speicherkapazität und -auslastungen in der Überschussregion.

Im Rahmen dieser Untersuchung wird in Abstimmung mit DBI Gas- und Umwelttechnik (DBI GUT) ein **Wirkungsgrad** von 71,3 % für die Elektrolyse und 50,8 % für die Rückverstromung in GUD-Anlagen angenommen. Die Methanisierung des Wasserstoffs ist mit weiteren 20 % Umwandlungsverlusten behaftet. Als kurz- bis mittelfristig realisierbare maximale **Konzentrationsgrenze** werden 10 Vol.-% Wasserstoff im Erdgas gesetzt. Dabei wird angenommen, dass der **Brennwert** des im Netz transportierten und gespeicherten Erdgases homogen 11 kWh/m^3 beträgt (H-Gas). Der Brennwert von Wasserstoff beträgt 3,55 kWh/m^3. Bei der Einspeisung von Wasserstoff in Gasleitungen oder -speicher wird vereinfachend angenommen, dass dieser sich homogen verteilt und der Brennwert des Gasgemisches entsprechend sinkt.

Die an den Regionengrenzen anfallende **NÜL** bildet die Basis für die Berechnungen des Netzausbaubedarfs in der dena II Netzstudie (Dena 2010). Für die Betrachtungen in dieser Fallstudie wird die NÜL an der Regionengrenze 22-23 genutzt. Die Jahresganglinie der NÜL an der Regionengrenze wurde für diese Untersuchung freundlicherweise von den Bearbeitern der dena Netzstudie II am Energiewirtschaftlichen Institut an der Universität zu Köln zu Verfügung gestellt [Mail Katharina Grawe 10.02.2012]. Abbildung 4-5 zeigt die NÜL im Zeitverlauf (linke Seite) und in der sortierten Jahresdauerlinie (rechte Seite). Die maximal auftretende NÜL beträgt 4.560 MW, die allerdings nur in sehr wenigen Stunden des Jahres in voller Höhe anfallen. In etwa 75 % der Stunden kann die Leistung an der Regionengrenze vollständig übertragen werden und es fällt keine NÜL an.

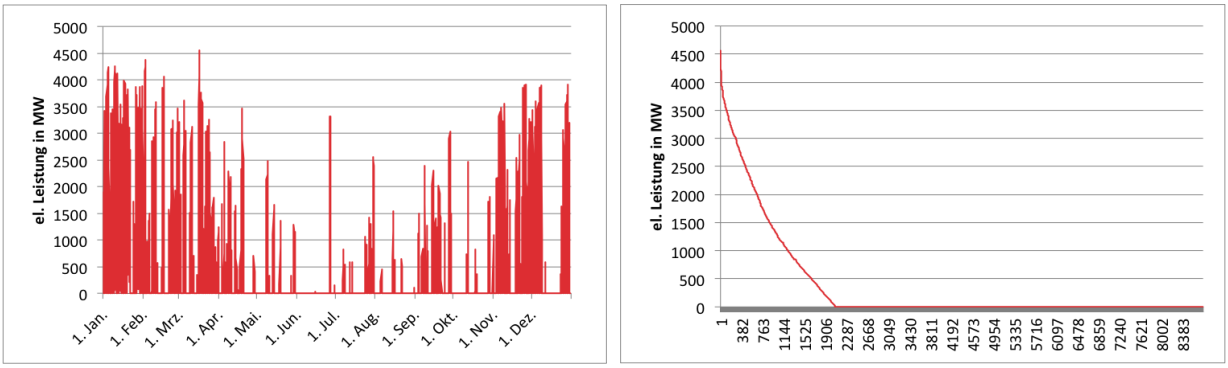


Abbildung 4-5: Nicht übertragbare Leistung (NÜL) im zeitlichen Verlauf (links) und sortiert in der Jahresdauerlinie (rechts)

Quelle: (Mail Katharina Grawe 10.02.2012); eigene Darstellung

Zur Ermittlung der **Gas-Übertragungskapazität** von Region 22 nach Region 23 wurde von DBI GUT eine Übersicht aller Gas-Transportleitungen über diese Regionengrenze hinweg angefertigt und soweit möglich die Flussrichtung der Leitungen bestimmt. Anhand der Durchmesser und Druckniveaus wurden die Gas-Volumenströme pro Stunde aller von Region 22 nach 23 führenden Gasleitungen errechnet. Die folgende Tabelle 4-1 zeigt die ermittelten Leitungskapazitäten. Es zeigt sich, dass die Übertragungskapazität im Wesentlichen durch die NETRA-Leitung bestimmt wird, die etwa 90 % der Gesamt-Übertragungskapazität repräsentiert. Für die Modellierung wird vereinfachend angenommen, dass lediglich eine Leitung die beiden Regionen verbindet, welche die kumulierte Gesamtkapazität von etwa 4,8 Mio. m^3/h repräsentiert.

Tabelle 4-1: Gastransportkapazitäten von Region 22 nach Region 23

Nr.	Netzbetreiber	DN	PN	v	K	Volumen-strom [m³/h]
1	Gasunie Deutschland Services GmbH	400	25	10	0,944	118.184
2	Erdgas Münster GmbH	250	16	10	0,964	28.933
3	Erdgas Münster GmbH	100	4	10	0,991	1.126
4	Erdgas Münster GmbH	100	4	10	0,991	1.126
5	EWE Netz GmbH	100	4	10	0,991	1.126
6	EWE Netz GmbH	100	4	10	0,991	1.126
7	EWE Netz GmbH	200	70	10	0,844	92.526
8	EWE Netz GmbH	200	84	10	0,813	115.278
9	NETRA GmbH Norddeutsche Erdgas Transversal & Co. KG	1.200	84	10	0,813	4.150.008
10	EWE Netz GmbH	300	16	10	0,964	41.664
11	Gasunie Deutschland Services GmbH	200	70	10	0,844	92.526
12	Gasunie Deutschland Services GmbH	250	70	10	0,844	144.572
Kumulierte Übertragungskapazität von Region 22 nach Region 23						**4.788.196**

DN: Durchmesser in mm, PN: Druck in bar, v: Flussgeschwindigkeit in m/s, K: Kompressibilitätsfaktor (ohne Einheit)

Quelle: (VGE/WGI 2011); (Henel, M. 2012)

Im nächsten Schritt wurde die **zeitliche Auslastung der Gesamtleitung** bestimmt. Dazu wurden Nutzungsprofile verschiedener Leitungen gesichtet und in Rücksprache mit DBI GUT eine Leitung mit einem repräsentativen Auslastungsverlauf aus dem Jahr 2010 ausgewählt. Um stochastische Schwankungen im Auslastungsverlauf zu eliminieren, wurde der gleitende Durchschnitt über sieben Tage berechnet. Dieser wird als Auslastung der Leitung im Modell angenommen (siehe Abbildung 4-6). Die mittlere Leitungsauslastung beträgt hier 45 %, in den Wintermonaten treten Auslastungsspitzen auf, im Sommer geht die Leitungsauslastung aufgrund des geringen Heizwärmebedarfs stark zurück.

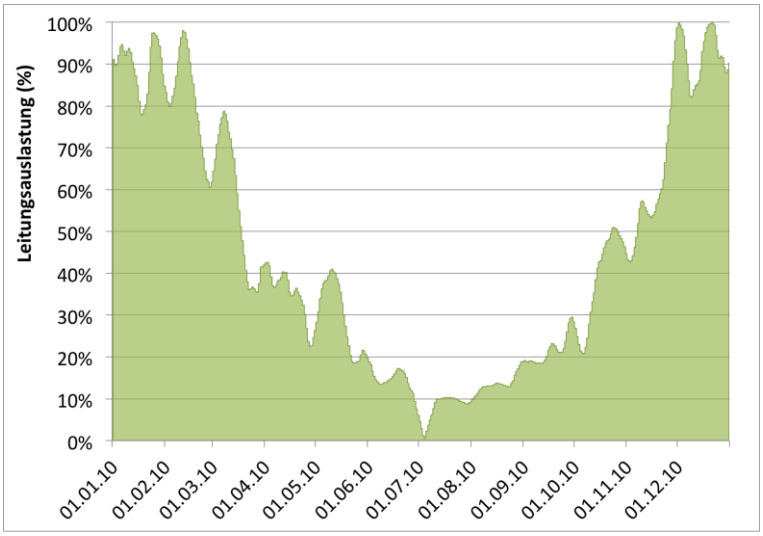


Abbildung 4-6: Angenommenes Auslastungsprofil der Leitung über die dena Regionengrenze 22-23

Quelle: (Henel, M. 2012); eigene Darstellung

Zur Bestimmung der **Speicher-Kapazitäten und-Auslastung** wurde ähnlich vorgegangen wie bei den Gasleitungen. Im ersten Schritt wurde die insgesamt verfügbare Speicherkapazität bestimmt, anschließend die Auslastung anhand realer Nutzungsprofile festgelegt.

Für die Aufnahme von Wasserstoff wurden nur die verfügbaren Kavernenspeicher betrachtet. In Region 22 sind deutschlandweit die meisten Gasspeicher vorhanden. Dabei verfügt der Speicher Etzel über die größte Speicherkapazität, insbesondere, wenn die zur Zeit geplanten Ausbauten bis zum Betrachtungsjahr 2020 umgesetzt werden. Die Speicherkapazität in Region 23 ist deutlich geringer (siehe Tabelle 4-2). Für die Modellierung wurde analog zum Vorgehen bei den Gasleitungen jeweils ein großer Speicher in beiden Regionen angenommen, der die kumulierte Speicherkapazität repräsentiert. Die maximale Entnahme- und Einspeiseleistung liegen nicht für alle Speicher vor und wurden anhand verfügbarer Daten mit 0,36 ‰ bzw. 0,77 ‰ des Arbeitsgasvolumens pro Stunde angenommen.

Tabelle 4-2: Gasspeicherkapazitäten in den dena-Regionen 22 und 23

Arbeitsgasvolumen [Mio. m^3]			
Region 22		**Region 23**	
Etzel	4.146	Peckensen	220
Krummhörn	236	Empelde	159
Nüttermoor H	445		
Nüttermoor L + Huntorf L	1.069		
Harsefeld	119		
Lesum	279		
Gesamt	**6.294**		**379**

Quelle: (Gas Infrastructure Europe 2012a)

Für die Modellierung der Speicherauslastung standen verschiedene Daten zur Verfügung. Teilweise sind reale Auslastungsverläufe für einzelne Speicher bekannt, in diesen spiegeln sich jedoch stochastische bzw. für diese Speicher typische Charakteristika wieder, so dass sie nicht verallgemeinert werden können. Deswegen wurden historische Zeitreihen der kumulierten Auslastung aller deutschen Gasspeicher aus dem Jahr 2010 genutzt, die auf der Plattform „Gas Infrastructure Europe“ veröffentlicht werden (Gas Infrastructure Europe 2012b). Die Abbildung 4-7 zeigt den resultierenden Auslastungsverlauf, der für die Modellierung angenommen wurde.

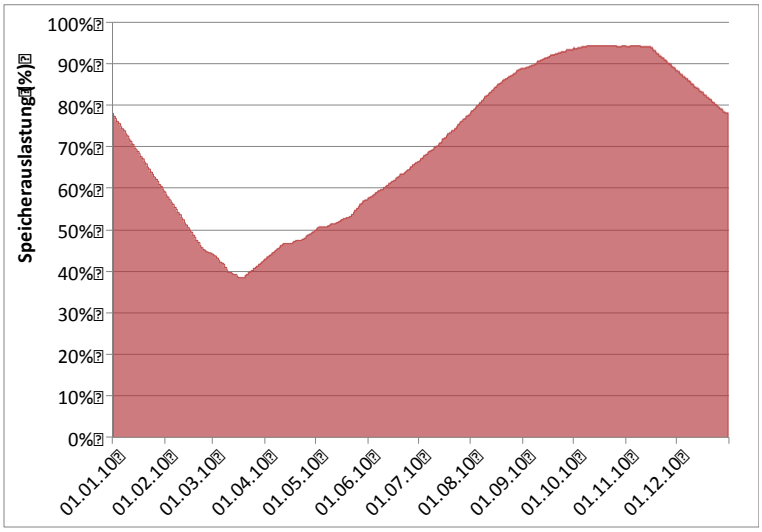


Abbildung 4-7: Auslastung der Gasspeicher im Jahresverlauf

Quelle:

Die Aufgabe des Modells ist es, für ein Beispieljahr die Machbarkeit der Aufnahme und des Abtransports von regenerativ erzeugtem Wasserstoff oder Methan zu prüfen. Komponenten des Modells sind dabei der in das Gassystem aufgenommene Wasserstoff bzw. das Methan, der Gasspeicher in der Überschussregion, die Gasleitung aus der Überschussregion hinaus und der Gasspeicher in der Zielregion. An Stelle des Gasspeichers in der Zielregion können auch entsprechende Gasimportkapazitäten angenommen werden

Die Elektrolyse, Methanisierung und die Rückverstromung des Wasserstoffs sind selber nicht Teil des Modells. Es wird angenommen, dass, sobald NÜL anfällt, eine entsprechende Menge Wasserstoff bzw. Methan in der Überschussregion eingespeist und eine entsprechende Menge Gasgemisch in der Zielregion entnommen wird, um elektrische Leistung in Höhe der NÜL zu erzeugen.

Eine Prämisse des Modells ist, dass sich der Energieinhalt des Gesamtsystems durch die Umwandlung von Strom in Wasserstoff nicht ändern darf. Das bedeutet, dass die Energieverluste, die durch die Umwandlung von elektrischer Energie in Wasserstoff bzw. Methan und die Rückverstromung entstehen, durch entsprechende Mengen an Gas (hier „Zusatzgas“ genannt) ersetzt werden müssen, so dass elektrische Leistung äquivalent zur NÜL aus diesem Gas produziert werden kann.

Da die höchste NÜL im Winter auftritt, wurde die Modellierung im Sommer begonnen. Dadurch kann sich das Modellsystem zunächst initialisieren, ohne das größere Mengen Wasserstoff aufgenommen werden. Das Modell arbeitet dabei in Zeitschritten von einer Stunde. Es wird vereinfachend angenommen, dass die Strecke, über die das Gasgemisch übertragen wird, so kurz ist, das der Gastransport zwischen den Regionen nicht mehr als eine Stunde in Anspruch nimmt und die Übertragung somit in einem Zeitschritt möglich ist. Zudem werden in der vereinfachten Simulation keine weiteren technischen Gegebenheiten oder Dispatch-Fähigkeiten innerhalb der Erdgas-Infrastruktur berücksichtigt.

Im Modell ist folgende Einsatzreihenfolge implementiert:

- Gleichzeitig mit dem Auftreten von NÜL an der Regionengrenze muss in der Zielregion elektrische Leistung in entsprechender Höhe bereitgestellt werden. Dazu wird in der Zielregion die entsprechende Menge Gas-Wasserstoffgemisch aus der Leitung bezogen. Reicht diese Energie nicht aus, wird Gas aus anderen Leitungen oder verfügbaren Speichern in der Zielregion entnommen.
- Zeitgleich mit der NÜL in der Überschussregion anfallender Wasserstoff wird in die Leitung eingespeist. Es kann dabei nur so viel Wasserstoff zugesetzt werden, dass die gewählte Konzentrationsobergrenze von 10 Vol.-% nicht überschritten wird.
- Sollte die Konzentrationsgrenze in der Leitung erreicht werden und die Leitung noch nicht voll ausgelastet sein, wird die freie Kapazität genutzt, um maximal soviel Zusatzgas und weiteren Wasserstoff aufzunehmen, dass die Leitung voll ausgelastet ist und Konzentrationsgrenzen nicht verletzt werden.
- Wasserstoff, der nicht in die Leitung aufgenommen werden kann, und das noch nicht übertragene Zusatzgas werden in den Gasspeicher geladen. Hierfür wird ebenfalls eine homogene Vermischung angenommen. Sollte dabei die Konzentrationsgrenze oder die Speicherkapazität überschritten werden, gibt das Modell für diesen Zeitschritt die Rückmeldung, dass die Aufgabe nicht gelöst werden kann.

Ergebnisse der Simulation – Fähigkeit zur Aufnahme und zum Abtransport von Wasserstoff in der Region 22

In der folgenden Abbildung 4-8 werden die Ergebnisse für den virtuellen Stromtransport mittels Power-to-Gas und Wasserstoff dargestellt. Bei der Darstellung ist zu beachten, dass die Zeitreihen aus den zuvor beschriebenen Gründen jeweils nicht am ersten Januar, sondern am ersten Juli beginnen.

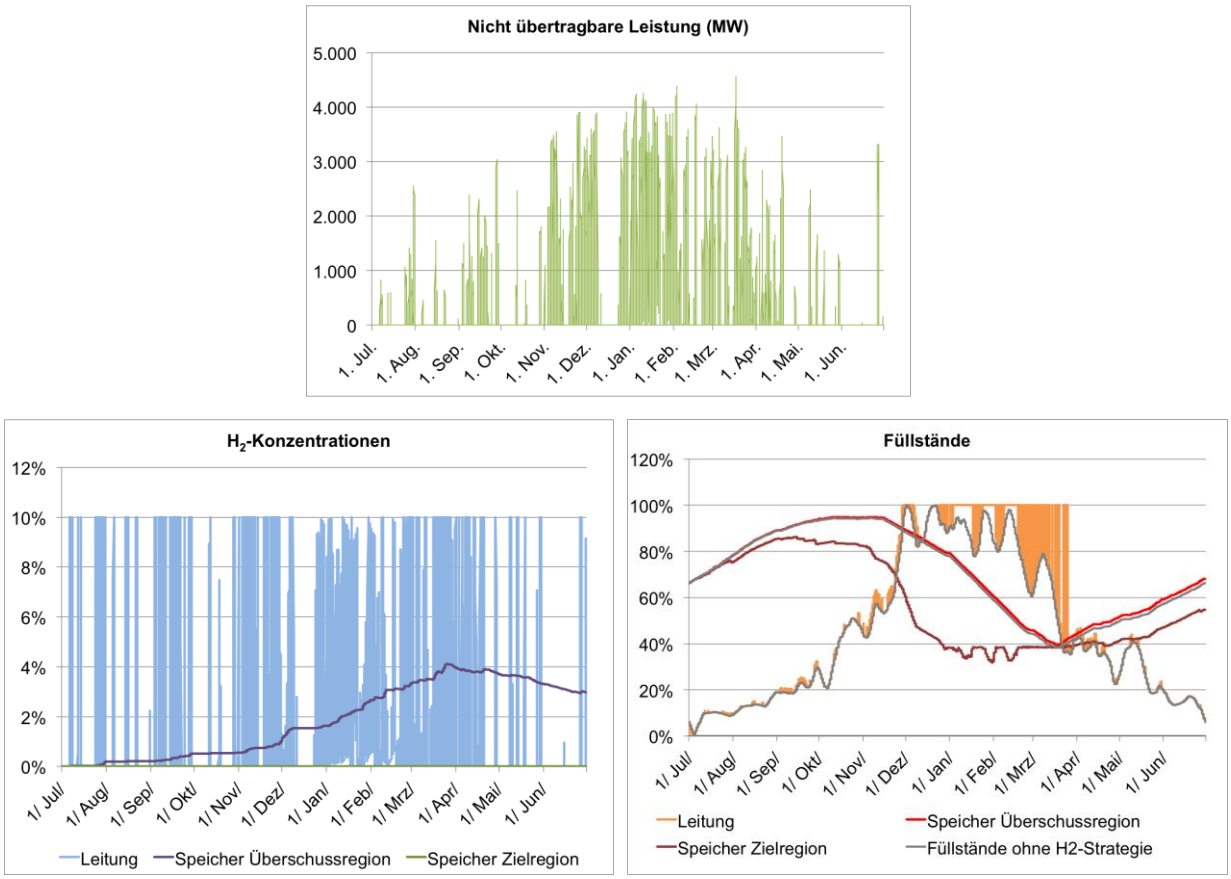


Abbildung 4-8: Ergebnisse der Simulation bei Wasserstoffübertragung (a) Nicht übertragbare Leistung (elektrisch), (b) H_2-Konzentrationen und (c) Füllstände in Speichern und Leitungen

Quelle: eigene Berechnungen und Darstellungen

Durch die Wasserstoffeinspeisung wird die Gasleitung häufig bis an die maximale Konzentrationsgrenze ausgenutzt. Die Wasserstoffkonzentration im Speicher in der Überschussregion steigt zunächst kaum an, da der Wasserstoff fast vollständig abtransportiert werden kann. Im Winter fällt mehr NÜL an, dazu kommt, das die Leitung zu vielen Zeitpunkten bereits voll ausgelastet ist. Dadurch kann der Wasserstoff nicht abtransportiert werden und wird eingespeichert, die H_2-Konzentration im Speicher steigt auf bis zu 4 Vol.-% an. Leitungen und Speicher in der Zielregion werden genutzt, um zeitgleich mit der NÜL Elektrizität zu erzeugen. Dadurch ist der Speicherfüllstand zu den meisten Zeitpunkten geringer, als er es ohne die Wasserstoffstrategie wäre, es wird also kein Wasserstoff eingespeichert. Deswegen ist es möglich, statt diesem Speicher eine ausreichend hohe Gasimport- und Entnahmekapazität bereit zu halten.

Für das betrachtete Jahr und die zugehörige NÜL konnte die Übertragungsaufgabe gelöst werden. Es zeigen sich allerdings neuralgische Punkte, die in den folgenden Jahren kritisch werden könnten.

Besonders hoch steigt die Konzentration im Speicher während des Frühjahrs. Der Speicherfüllstand, also die Menge an Gas, mit dem der Wasserstoff vermischt werden kann, erreicht hier am Ende der Heizperiode den Tiefststand. Die Leitungen jedoch werden wegen des

zurückgehenden Heizungsbedarfs nur gering ausgelastet, so dass dort nur wenig Wasserstoff zugemischt werden kann.

Bei den hier dargestellten Ergebnissen ist zu beachten, dass lediglich ein Jahr simuliert wurde und zu Beginn der Simulation noch kein Wasserstoff im System war. Am Ende dieses Jahres liegt die Konzentration im Speicher bereits über drei Prozent. Die Konzentration würde von Jahr zu Jahr weiter ansteigen und dann voraussichtlich nach wenigen Jahren die Konzentrationsgrenze überschreiten. Sollten höhere Leistungen anfallen, ergeben sich ebenfalls Konzentrationsprobleme.

Um diesen Problemen zu begegnen, bieten sich zwei Lösungsoptionen an: Der Wasserstoff kann entweder vor der Einspeisung zu Methan weiterverarbeitet werden (Abschnitt 4.1.3) oder in reiner Form zwischengespeichert werden (Abschnitt 4.1.4). Darüber hinaus sind weitere Lösungsansätze auf der Stromseite denkbar. So können beispielsweise bestehende Leitungen mit Hochtemperatur-Freileitungsseilen nachgerüstet werden oder abhängig von den herrschenden Temperatur- und Wetterbedingungen betrieben werden (Freileitungsmonitoring). Diese Maßnahmen erhöhen die elektrische Übertragungsfähigkeit, so dass die NÜL geringer oder vollständig abgebaut wird. Auch eine Kombination solcher Maßnahmen mit Elektrolyse und/oder Methanisierung ist denkbar. Wenn keine ausreichenden Gas-Speicherkapazitäten vorhanden sind, kann dadurch die NÜL so weit herabgesetzt werden, dass die verbleibende Leistung vollständig auf der Gasseite übertragen werden kann. Im Rahmen dieser Untersuchung erfolgt jedoch keine weitere Analyse dieser Optionen.

4.1.3 Methanisierung des Wasserstoffs

Wird der Wasserstoff vor der Einspeisung in das Gasnetz oder einen Speicher zu Methan weiterverarbeitet (hier „EE-Methan“ genannt), hat er die gleichen Eigenschaften wie Erdgas und kann wie dieses behandelt werden. Es müssen keine Konzentrationsgrenzen mehr eingehalten werden. Während bei der Übertragung von Wasserstoff bereits möglichst viel Gas in der Leitung vorhanden sein muss, in das der Wasserstoff eingemischt werden kann, können bei EE-Methan sämtliche freien Leitungskapazitäten genutzt werden. Dadurch kann bereits ein großer Anteil des anfallenden Gases abtransportiert werden. Die Gasmenge, die nicht direkt übertragen werden kann, wird in der Überschussregion eingespeichert.

Im Falle der Wasserstoffübertragung wurde stets eine Menge an zusätzlichem Erdgas in die Betrachtungen einbezogen, die notwendig ist, um die Wirkungsgradverluste der Gasgewinnung und –Rückverstromung auszugleichen. Äquivalent dazu wird hier ebenfalls angenommen, dass eine entsprechende Menge Erdgas bezogen und übertragen werden muss.

Die NÜL fällt besonders stark in den Wintermonaten an, in denen auch die Gasleitungen bereits stark ausgelastet sind. Deswegen steht zeitweise nicht genügend Leitungskapazität zur Verfügung, um die entsprechende Menge EE-Methan aufzunehmen. Das Gas muss zwischengespeichert werden. Im Modell wird das gespeicherte EE-Methan weitergeleitet, sobald freie Leitungskapazität verfügbar ist.[44] Damit ergeben sich die in Abbildung 4-9 dargestellten Gasmengen. Im Jahresverlauf steigt der Speicherfüllstand im Winter zeitweise

[44] Im Rahmen dieser Untersuchung wird, analog zu den Betrachtungen im Wasserstofffall, angenommen, dass das EE-Methan zusätzlich zu ohnehin transportierten Gasmengen in das Gasnetz aufgenommen werden muss. Zukünftig ist es jedoch auch denkbar, dass EE-Methan statt Erdgas genutzt wird.

an, liegt dabei aber zumeist unter 2 Mio. m^3. Anfang Dezember sind die Leitungen der Annahme entsprechend voll ausgelastet, so dass das Gas nicht abtransportiert werden kann. In diesem Zeitraum müssen etwa 16,5 Mio. m^3 EE-Methan für kurze Zeit zwischengespeichert werden. Zu diesem Zeitpunkt Anfang Dezember ist der Speicher in der Überschussregion etwa zu 80 – 90 % gefüllt (vgl. Abbildung 4-7). Bei einem Gesamtspeichervolumen von 6.294 Mio. m^3 (vgl. Tabelle 4-2) bleibt ein nutzbares Speichervolumen von 629 – 1.258 Mio. m^3, das für die Zwischenspeicherung des EE-Methans genutzt werden kann. Somit ist eine ausreichend hohe Speicherkapazität vorhanden, um die NÜL in Form von EE-Methan aufzunehmen und den Abtransport aus der Region zu ermöglichen.

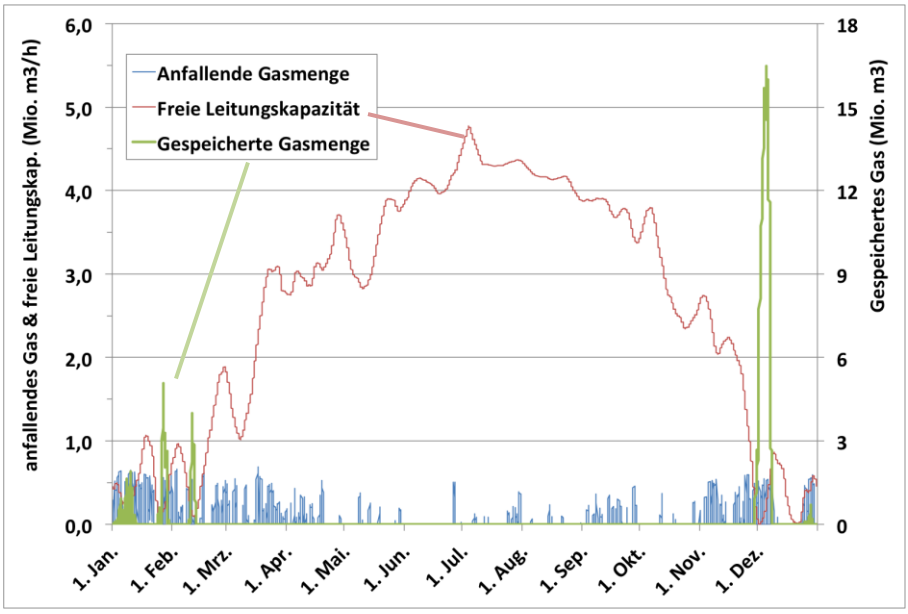


Abbildung 4-9: Ergebnisse bei Methanisierung

Quelle: eigene Berechnungen und Darstellung

4.1.4 Direkte Speicherung des Wasserstoffs

Eine weitere Möglichkeit ist, den Wasserstoff in reiner Form zu speichern, ohne ihn im Speicher mit Erdgas zu vermischen. In diesem Fall ist die Wasserstoffkonzentration im Speicher kein begrenzender Faktor mehr. In der folgenden Beispielrechnung wird das zuvor beschriebene Modell entsprechend abgewandelt: Wasserstoff, der nicht direkt übertragen werden kann, wird in reiner Form zwischengespeichert und übertragen, sobald Leitungskapazitäten verfügbar sind. Abbildung 4-10 zeigt das Ergebnis dieser Berechnungen. Die darin dargestellte H_2-Transportkapazität korreliert mit der Leitungsauslastung und dem Bezug von Zusatzgas. Wie auch im zuvor betrachteten Fall wird deutlich, dass die anfallende H_2-Menge zu vielen Zeitpunkten nicht aufgenommen werden kann. Diese Zeitpunkte treten sowohl im Winter auf, wenn hohe NÜL anfällt und die Leitungen bereits stark ausgelastet sind, als auch im Sommer, wenn die Gasflüsse in der Leitung nicht ausreichen, um die anfallenden H_2-Mengen aufzunehmen. Daraus resultiert, dass für das Fallbeispiel ein entsprechender H_2-Speicher eine Speicherkapazität von etwa 6 Mio. m^3 haben müsste.

Setzt man dies in Relation zu den in der Region 22 vorhanden Speicherkapazitäten in Höhe von über 6 Mrd. m^3 wird deutlich, dass es ausreicht, einen Bruchteil der Speicher zur Wasserstoffspeicherung umzuwidmen, um die Übertragungsaufgabe lösen zu können.

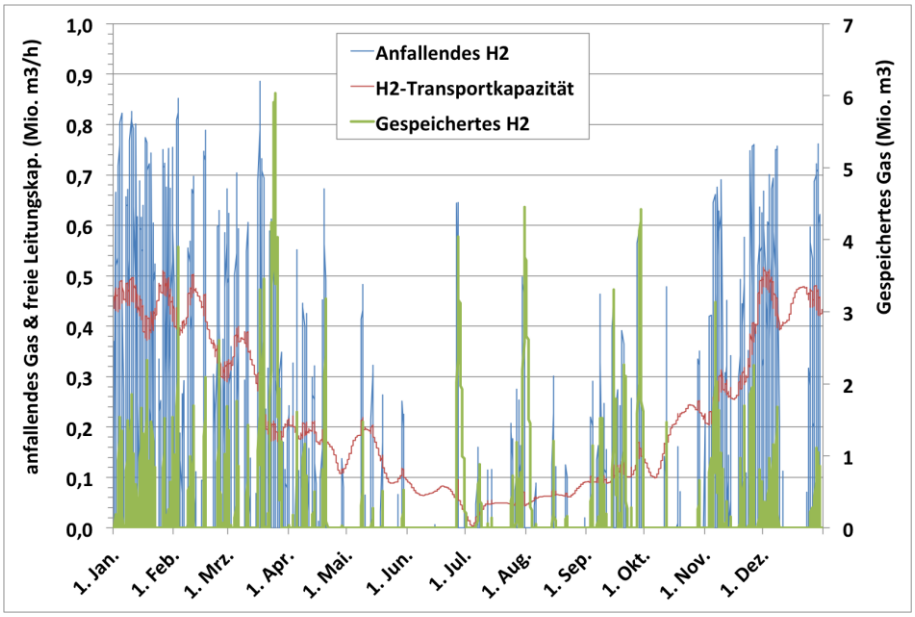


Abbildung 4-10: Ergebnisse bei H_2-Zwischenspeicherung

Quelle: eigene Berechnungen und Darstellung

4.2 Fazit – Beispielhafte Potenzialanalyse

Durch den Zubau von Windenergieanlagen im Norden und den Wegfall großer Kraftwerkskapazitäten im Süden Deutschlands wird ein strukturelles räumliches Ungleichgewicht zwischen Verbrauch und Erzeugung entstehen. Dies verursacht nach den Untersuchungen zum Netzentwicklungsplan große zusätzliche Leistungsflüsse vor allem in Nord-Süd-Richtung, die vom heutigen Stromnetz nicht übertragen werden können. Große Überschüsse an EE-Strom sind aufgrund der umfangreichen Neubauplanungen für die Windkraft auf der Nordsee – auch langfristig – vor allem im Nordwesten zu erwarten.

Im Hinblick auf diese Herausforderungen für das Stromnetz gibt es viele Synergieeffekte mit der bestehenden Gasinfrastruktur. Im Nordwesten sind große Aufnahme-, Transport- und Speicherkapazitäten für Erdgas vorhanden, die auch für die Einspeisung von aus EE-Strom hergestelltem Wasserstoff oder Methan genutzt werden können. Im Westen gibt es eine sehr gut ausgebaute Nord-Süd-Verbindung, die für den Abtransport der eingespeisten Gase dienen kann und im Süden große Entnahmekapazitäten, die zeitgleich zur Stromabnahme in der Überschussregion die Stromerzeugung in der Bedarfsregion ermöglichen. Daher wird als robustes Fallbeispiel ein virtueller P2G-Stromtransport aus dem Nordwesten in den Südwesten Deutschlands analysiert.

Für die quantitative Untersuchung wird auf Ergebnisse der dena Netzstudie II zurückgegriffen, da hierüber die benötigten Daten für die Überschussregion im Nordwesten (dena-Region 22) in Form der im Jahr 2020 nicht übertragbaren Leistung (NÜL) in die beiden südlich angrenzenden Regionen zur Verfügung steht. Diese summiert sich in der Spitze zu

maximal 7.4 GW_{el}. Dieser Wert dient im Folgenden als Referenz für die statische Potenzialanalyse. Für die zusätzlich durchgeführte, modellbasierte dynamische Analyse wird die NÜL zwischen den dena-Regionen 22 und 23 ausgewählt, da sie mit bis zu rd. 4,6 GW_{el} größer ist als für die andere Regionengrenze.

In der betrachteten Stromüberschussregion besteht eine „Technisch Verfügbare Kapazität" zur Gasaufnahme in Höhe von etwa 2.100 GWh/d, was einer möglichen Einspeiseleistung von 88 GW für Erdgas oder Methan entspricht. Über die in die benachbarte dena-Region 23 führenden Ferngasleitungen mit einer Gesamttransportkapazität von mindestens 4,8 Mio. m^3CH_4/h lassen sich 53 GW an Erdgas/Methan aus der Region heraus gen Süden transportieren. Zudem befinden sich im Nordwesten sehr große Gasspeicherkapazitäten mit einem Arbeitsgasvolumen – im ausgebauten Zustand – von insgesamt etwa 6,3 Mrd. m^3. Demnach ist im Gasnetz aus statischer Sicht eine vielfach höhere Aufnahmekapazität für EE-Methan vorhanden, als aufgrund der im Jahr 2020 erwarteten NÜL benötigt wird. Dagegen werden die Kapazitäten der Gasleitungen allein nicht für die Einspeisung von EE-Wasserstoff (≤ 10vol-%) ausreichen, da sie nur maximal eine Leistung von bis zu ca. 2,8 GW_{H2} aufnehmen und abtransportieren können. Im Zusammenspiel mit den vorhandenen, großen Gasspeicher würde die Aufnahmekapazität in der Überschussregion jedoch auch für die Aufnahme des aus der NÜL hergestellten Wasserstoff weit mehr als ausreichen.

In den Zielregionen im Südwesten sind mit ca. 1.200 GWh/d (d. h. 50 GW Erdgas) ausreichend hohe Gasentnahmekapazitäten vorhanden, um dort eine Stromerzeugung gemäß der auftretenden NÜL in der Überschussregion sicherzustellen, da die im Jahresdurchschnitt resultierende „freie" Einspeiseleistung mit 12,5 GW_{el} deutlich über der NÜL-Spitze in Höhe von 7,4 GW_{el} liegt.

Da sich bei zeitlich aufgelöster Betrachtung der NÜL und der Auslastungen der Gasleitungen und –speicher zusätzliche Restriktionen für die Aufnahmekapazität ergeben können, wird zusätzlich eine dynamische Betrachtung am Beispiel der dena-Regionengrenze 22-23 durchgeführt. Diese zeigt, dass die Aufnahme und der Abtransport von bis zu 10 Vol.-% EE-Wasserstoff gemäß der anfallenden NÜL aus der Überschussregion möglich ist. Allerdings gelangen die Gasleitungen durch die Wasserstoffeinspeisung häufig bis zur maximal unterstellten Konzentrationsgrenze von 10 Vol.-% und die H_2-Konzentration in den Gasspeichern steigt im Winter bis auf ca. 4 Vol-% an. Diese neuralgischen Punkte können unter geänderten Rahmenbedingungen zu Einschränkungen führen.

Alternativ könnte der Wasserstoff vor der Einspeisung weiter in Methan umgewandelt oder direkt in Wasserstoffkavernen gespeichert werden, um ihn zu geeigneten Zeiten in das Gasnetz einzuleiten. Beide Optionen erweisen sich als geeignete Lösungen. Trotz der sehr hohen Gastransportkapazität aus der betrachteten Region hinaus kann die Übertragungsaufgabe allerdings in keinem der untersuchten Fälle gelöst werden, ohne dass Gasmengen gespeichert werden müssen. Es müssen also entsprechende Speicher vorhanden sein. Daher sind die Ergebnisse des Fallbeispiels nur bedingt auf andere Regionen übertragbar.

Insgesamt konnte jedoch gezeigt werden, dass unter den getroffenen Annahmen der virtuelle Stromtransport mittels Power-to-Gas und Wasserstoff aus dem Nordwesten in den Südwesten möglich ist, wenn Wasserstoff bis zu 10 Vol-% auch in die dort vorhandenen Speichern eingespeist werden kann.

5 Kostensenkungspotenziale für virtuellen Stromtransport via Power-to-Gas und vermeidbare Systemkosten

Power-to-Gas ist in Kombination mit der Gasinfrastruktur zusätzlich zur Energiespeicherung grundsätzlich auch für einen virtuellen Stromtransport geeignet. Diese Option ist machbar und weist nennenswerte Potenziale für den weiträumigen Transport in Nord-Südrichtung auf, wie in der vorigen Fallstudie (siehe Kapitel 4) für die Einspeisung von Wasserstoff ins Gasnetz beispielhaft gezeigt werden konnte. Dadurch wird eine Entlastung des Netzbetriebes und des erforderlichen zusätzlichen Stromnetzausbaus möglich. Dieser Zusatznutzen von Power-to-Gas in Kombination mit dem Gasnetz wäre bereits heute hilfreich und gewinnt an Bedeutung, je länger und stärker sich der Ausbau des Stromnetzes verzögert. Für eine spürbare Netzentlastung werden jedoch bereits kurz- bis mittelfristig erhebliche P2G-Kapazitäten benötigt. Die netzgetriebene Markteinführung von P2G müsste im Vergleich zur speichergetriebenen Markteinführung, die erst mittel- bis langfristig als nötig eingestuft wird (siehe Kapitel 3), deutlich vorgezogen werden.

Dies bedeutet, dass weniger Zeit für die technische Kostenoptimierung durch entsprechende Forschung- und Entwicklung sowie Durchführung und Auswertung von Pilotprojekten bleibt und der Markteinstieg eher auf dem heutigen, noch relativ hohen, Kostenniveau der Anlagentechnik (s.u.) erfolgt. Ein zügiger und breiter Power-to-Gas Ausbau, wie er für eine signifikante Netzentlastung nötig ist, wird daher auf der einen Seite voraussichtlich zu höheren kumulierten Markteinstiegskosten führen als ein erst späterer, speichergetriebener Ausbau. Andererseits können durch die mögliche Netzentlastung dann aber auch an anderer Stelle in stärkerem Umfang Kosten reduziert oder sogar vermieden werden. Dazu gehören Kosten, die durch die Verzögerung des Netzausbaus anfallen, sowie ggf. Kosten für den “konventionellen“ Netz und Speicherausbau. Zudem ermöglicht ein zügiger Markteinstieg unter Umständen ein schnelleres Durchlaufen der Kostenlernkurve, so dass eine wettbewerbsfähigere Position von Power-to-Gas bereits zu einem früheren Zeitpunkt erreicht wird.

Vor diesem Hintergrund wird in diesem Kapitel zunächst betrachtet, wie hoch die Systemkosten für Power-to-Gas und Wasserstoff heute sind und welche dynamischen Kostensenkungspotenziale hier noch bestehen. Dies wird ergänzt um die Darstellung welche Kosten eine Verzögerung des Netzausbau zur Folge hat sowie welche Kosten durch den Bau von neuen Stromleitungen und Speichern anfallen und wie diese Kosten im Vergleich zum doppelten Nutzen, Speicherung und virtueller Stromtransport, von Power-to-Gas aus gesamtwirtschaftlicher Sicht einzuordnen sind.

5.1 Kostensenkungspotenziale für P2G

Im Folgenden werden die jährlichen Fixkosten für einen virtuellen Stromtransport via Power-to-Gas auf der Basis von Wasserstoff und mit einer kumulierten elektrischen Leistung von 1.000 MW bestimmt. Diese hängen anlagenseitig neben den Kosten einer Ertüchtigung von Betriebsmitteln des Gassystems (vor allem im Bereich der gasnutzenden Technologien) maßgeblich von den Kosten für die Elektrolyse, als zentralem neuen Baustein, ab. Zusätzlich fallen Kosten für die Anschlüsse an das Gas- und Stromnetz an sowie für Erdgas, welches zusätzlich zum Ausgleich der Umwandlungsverluste benötigt wird, um bei der Stromerzeugung in der Zielregion die gleiche Strommenge wie beim reinen Stromtransport zu erhalten.

Investitionen in neue Gaskraftwerke und neue Gasleitungen werden dagegen aus folgenden Gründen nicht berücksichtigt. Die bestehenden Kapazitäten an Gaskraftwerken werden zunächst ausreichen und neue Kapazitäten, insbesondere im Süden, werden im Rahmen der Energiewende und aus Gründen der Versorgungssicherheit mittelfristig ohnehin benötigt und demzufolge voraussichtlich auch errichtet werden.[45] Der virtuelle Stromtransport via Power-to-Gas ermöglicht dabei diesen Kraftwerken eine höhere Auslastung. Dies stellt einen positiven ökonomischen Nebeneffekt dar, der hier aber auch unberücksichtigt bleibt. Schließlich wird davon ausgegangen, dass die bestehende Gasinfrastruktur bereits ausreichend leistungsstark ist (vgl. Kapitel 4) und, dass künftig ohnehin noch Transportkapazitäten frei werden (vgl. Kapitel 6), da der Gasabsatz durch die angestrebten Primärenergieeinsparungen für den Klima- und Ressourcenschutz stark zurückgehen wird.

Für die Einspeisung von Wasserstoff bis zu einer Konzentration in Höhe von 10 vol-% ist allerdings auch mit Kosten für die Anpassung von Betriebsmitteln im Fernleitungsnetz, von nachgelagerten Netzen und von Abnehmern wie z. B. Kraftwerken zu rechnen. Erste Abschätzungen zu nötigen Folgeinvestitionen allein im Fernleitungsnetz summieren sich diesbezüglich auf etwa 3.730 Mio. Euro. Davon beziehen sich rund 98 % auf Modifikationen und Ersatzmaßnahmen bei Gasturbinen sowie Umrüstungen von Verdichtern (Fernleitungsnetzbetreiber 2012)[46]. Dabei ist allerdings offen, wann und in welchem Umfang sie zusätzlich anfallen werden oder inwiefern sie zeitlich gestreckt und mit ohnehin anstehenden Ertüchtigungs- bzw. Ersatzmaßnahmen gekoppelt werden können, so dass diese Kosten auch geringer ausfallen können. Vor diesem Hintergrund werden sie hier nur nachrichtlich angegeben, sie sind aber bei den folgenden Kostenangaben für den Neubau von P2G-Anlagen und die Nutzung von Wasserstoff im Hinterkopf zu behalten und zumindest zum Teil zusätzlich anzurechnen.[47]

5.1.1 Elektrolyse

Für die Elektrolyse kommen generell drei verschiedene technologische Konzepte mit unterschiedlichem Stand bezogen auf technische Entwicklung, Potenziale und Marktverbreitung in Frage, siehe (Smolinka et al. 2011), die alkalische Elektrolyse mit atmosphärischem oder hohem Ausgangsdruck, die Elektrolyse mittels PEM[48]-Zellen und die Hochtemperatur-Elektrolyse. Die alkalische Elektrolyse mit hohem Ausgangsdruck (Druck-AEL) wird dabei von den Autoren als erste Wahl für den Aufbau von Power-to-Gas angesehen und daher für die folgende ökonomische Bewertung ausgewählt. Die Gründe dafür sind, dass die Druck-AEL im Vergleich zur PEM-Elektrolyse deutlich niedrigere spezifische Investitionen bei deutlich höheren Produktionsraten aufweisen und ihre Stacks eine deutlich höhere Lebensdauer erreichen. Zudem ist die alkalische Elektrolyse breiter im Markt vertreten als die PEM-Elektrolyse, die aufgrund der höheren Kosten bisher vor allem in Nischenbereichen (z. B. Militär) zur Anwendung kommt.

[45] Siehe hierzu u. a. die Studie (BNE (Hrsg.) 2011)

[46] Siehe Seite 89f

[47] Diese Anpassungskosten könnten durch die Umwandlung des Wasserstoffs in Methan prinzipiell vermieden bzw. reduziert werden. Dann sind allerdings die Kosten für die Methanisierung zu berücksichtigen.

[48] Proton Exchange Membrane

Die kurz- bis mittelfristigen Entwicklungsperspektiven, die hier im Fokus stehen, sind daher für die Druck-AEL günstiger als die für die PEM-Elektrolyse. Letztere zeichnet sich allerdings durch einen besonders niedrigen unteren Teillastbereich und ein deutlich höheres Dynamikpotenzial für den intermittierenden Lastfolgebetrieb aus und ist dadurch in technischer Hinsicht prädestiniert für die Kopplung mit fluktuierenden erneuerbaren Energien. Zudem können künftig im Vergleich zur alkalischen Elektrolyse bessere Wirkungsgrade erzielt werden. Es ist daher zu erwarten, dass die PEM-Elektrolyse künftig für die Integration von EE-Strom an Bedeutung gewinnen wird. Die Hochtemperatur-Elektrolyse befindet sich dagegen im Vergleich mit den anderen beiden Technologien noch im Stadium der Grundlagenforschung und ist aus technischer Sicht wenig für eine dynamische Kopplung ihrer Betriebsweise mit fluktuierendem Strom aus erneuerbaren Energien geeignet (Smolinka et al. 2011). Sie wird daher auch nicht in die Bewertung mit aufgenommen.

Elektrolyse-Technik	**Atmosph. AEL**	**Druck-AEL**	**PEM-EL**	**HT-EL**
Intermittierend einsetzbar	+	+	++	-/?
Spez. Investitionen [€/kW_{H2}]	$\geq$ 700	$\geq$ 1.000	>> 1.500	
Anlagengröße [Nm^3/h]	< 760		< 30	
Wirkungsgrad [kWh_{el}/Nm^3H_2]	4,5 – 7,0		4,5 – 7,5	
Unterer Teillastbereich [%]	20 – 40		0 – 10	
Ausgangsdruck [bar]	0	< 30+	< 30+	
Status Quo	Stand Technik /Markt	Künftig breiter verfügbar	Nischen-markt	FuE

Tabelle 5-1: Technisch ökonomische Kennwerte zu verschiedenen Elektrolysetechnologien im Vergleich

Quelle: (Smolinka et al. 2011); eigene Darstellung

Für die Bestimmung der heute und in Zukunft benötigten spezifischen Investitionen für Druck-AEL Anlagen, bezogen auf die Produktionsrate von Wasserstoff, wurden verschiedene einschlägige Studien ausgewertet. Demnach ist heute für große Anlagen mit einer Produktionskapazität von mehr als 500 m^3 H_2 pro Stunde mit Investitionen zwischen gut 600 und bis zu 1.400 Euro pro kW_{el} zu rechnen (siehe Abbildung 5-1). Die Hälfte der betrachteten Studien erwartet für solche Anlagengrößen einen spezifischen Investitionsaufwand von 1.000 €/kW_{el}. Dabei ist zu berücksichtigen, dass der Wert für die größte Anlage, eine Konzeptanlage in der Größenordnung von 1.000 m^3 H_2/h, zusätzlich eine Risikopauschale in Höhe von 2,3 Mio. Euro enthält (Müller-Syring und Henel, M. 2011). Diese macht etwa 30 % des Investitionsvolumens aus und trägt somit maßgeblich zum spezifischen Aufwand bei. Für die ersten Anlagen und für die frühe Markteinstiegsphase ist eine solche Pauschale sicherlich sinnvoll und angemessen, sie dürfte aber mit fortschreitender technischer Etablierung dieser Anlagengröße und zunehmenden Marktanteilen deutlich sinken. Dies wird bei den Prognosen für die künftig zu erwartenden Anlagenkosten jedenfalls unterstellt.

Vor diesem Hintergrund wird für heutige Druck-AEL in dieser Untersuchung mit einem spezifischen Investitionsaufwand von 1.000 €/kW_{el} gerechnet, da dieser Wert in der Mitte der Studienbandbreite liegt und durch die meisten Studien gestützt wird. Dabei wird ferner ein erzielbarer Wirkungsgrad von 71 % für die Umwandlung von Strom in Wasserstoff und ein Ausgangsdruck von 30 bar unterstellt.

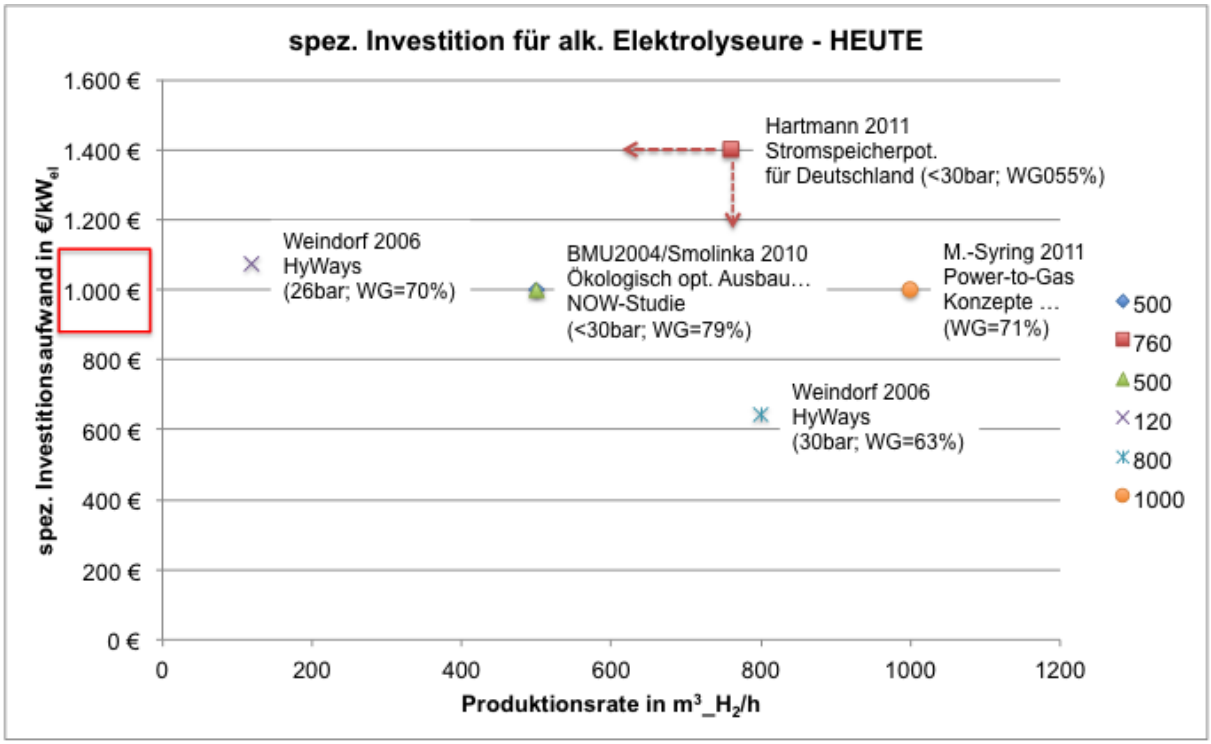


Abbildung 5-1: Spezifische Investitionen für alkalische Druck-Elektrolyseure

Quellen: siehe Abbildung; eigene Darstellung

Die alkalische Elektrolyse ist zwar Stand der Technik, die Anlagen werden aber aufgrund der geringen Verbreitung noch nicht in großen Stückzahlen bzw. in Serie gefertigt. Die Produktionskosten und damit der Investitionsaufwand können daher zum einen noch durch produktionstechnische Optimierung des Designs und der Fertigung und zum anderen durch Ausweitung der Produktionszahlen und Übergang zur Serienfertigung (ökonomische Skaleneffekte) gesenkt werden. Welche Kostensenkungen durch die technisch-ökonomische Optimierung des Anlagendesigns möglich sind, wurde in der Studie (Saur, G. 2008) anhand der Aufschlüsselung der Kosten nach wesentlichen Komponenten und einer Befragung einschlägiger Stakeholder untersucht. Demnach ist der Stack des Elektrolyseurs mit ca. 57 % der mit Abstand größte Kostenblock, für den die befragten Stakeholdern eine Einsparung der Produktionskosten zwischen 10 % (“pessimistische“ Sicht) und 40% („optimistische“ Sicht) erwarten (siehe Abbildung 5-2). Durch produktionstechnische Optimierungen des Stacks können somit die gesamten spezifischen Investitionen zwischen 6 und 23 %, d. h. im günstigen Fall bis auf etwa 730 €/kW_{el}, reduziert werden.

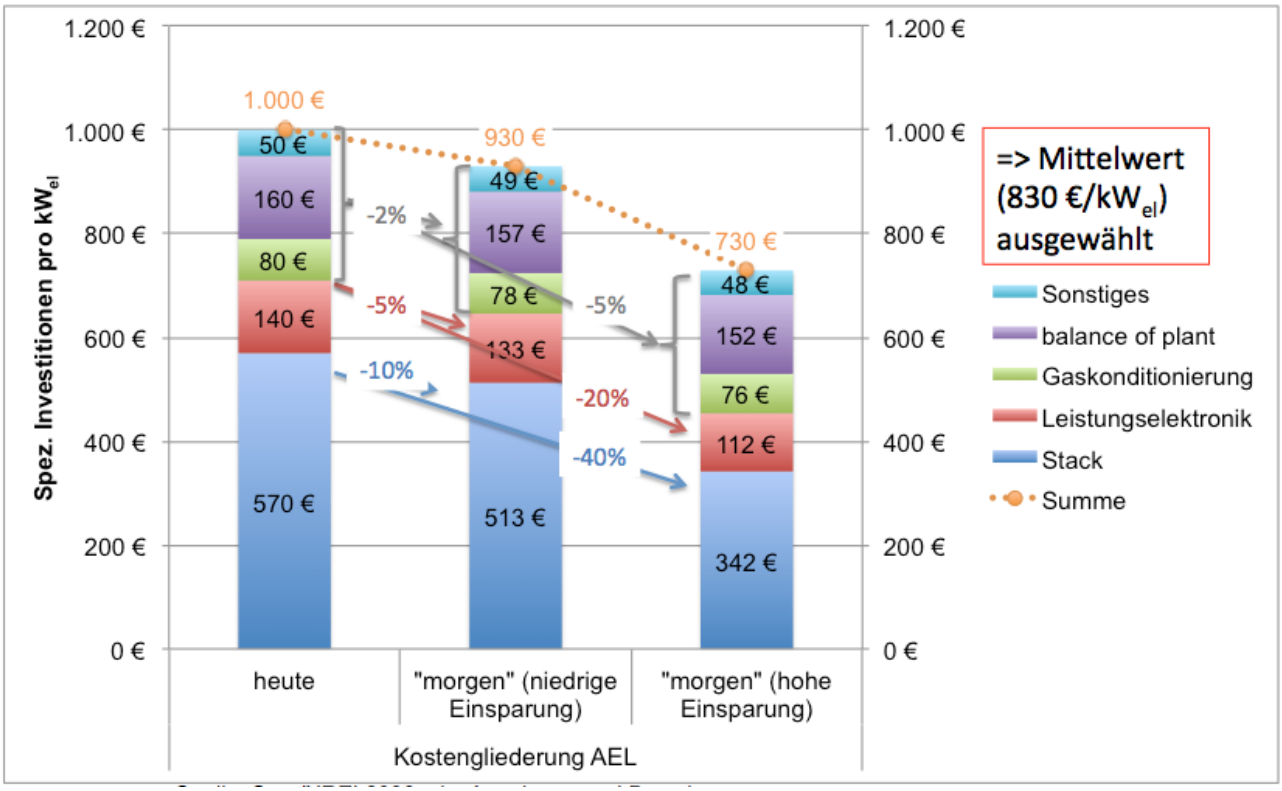


Abbildung 5-2: Kurz- bis mittelfristige Einsparpotenziale bei den spezifischen Investitionen für Druck-AEL durch Optimierung des Produktionsdesigns, differenziert nach wesentlichen Komponenten

Quellen: (Saur, G. 2008); plus eigene Annahmen und eigene Darstellung

Die anderen Komponentengruppen, die Leistungselektronik, die Gaskonditionierung, *balance of plant* und Sonstiges, haben im Vergleich zum Stack nur einen jeweils geringen Anteil (zwischen 5 und 16 %) an den spezifischen Investitionen. Produktionstechnische Optimierungen in diesen Bereichen können die Anschaffungskosten für alkalische Druckelektrolyseure daher im Einzelnen nur wenig senken. Konkrete Kosteneinsparpotenziale wurden in der o. g. Studie nur noch für den Bereich der Leistungselektronik genannt, die mit etwa 14 % den drittgrößten Anteil an den heutigen spezifischen Investitionen hat. Hier erwarten die befragten Experten noch produktionstechnische Kosteneinsparpotenziale zwischen 5 und 20 %, die somit insgesamt zu einer Verringerung der gesamten Anlagenkosten um bis zu 3 % beitragen können. Für die verbleibenden drei Komponentengruppen wird mangels Studienaussagen eine eigene pauschale, eher konservative Abschätzung vorgenommen und Kosteneinsparpotenziale zwischen 2 und 5 % unterstellt (siehe Abbildung 5-2).

Die spezifischen Anschaffungskosten von alkalischen Druckelektrolyseuren können, nach den vorigen Ausführungen, allein durch Optimierungen des Anlagen- und Produktionsdesigns von heute etwa 1.000 €/kW$_{el}$ um insgesamt bis zu 27 % bis auf etwa 730 €/kW$_{el}$ gesenkt werden. Auch wenn dieser Wert nach Expertenmeinungen in (Saur, G. 2008), ergänzt um eigene Annahmen und Analysen, realisierbar ist, wird hier für die weiteren Berechnun-

gen „nur“ der Mittelwert[49] in Höhe von 830 €/kW_{el} verwendet, um „auf der sicheren Seite“ zu bleiben.

Dieser Wert stellt aber noch nicht das Ende der möglichen Kostensenkungen bzw. die untere Grenze der erzielbaren spezifischen Anschaffungskosten dar. Er liegt vielmehr am oberen Ende der relativ großen Bandbreite, die sich aus der Auswertung ausgewählter einschlägiger Studien ergibt, die spezifische Investitionen für die Jahre 2020 und 2030 ableiten (siehe Abbildung 5-3). Die Anschaffungskosten für alkalische Druckelektrolyseure reichen demnach von etwa 800 €/kW_{el} im Jahr 2020 nach (Smolinka et al. 2011) bis herunter zu etwa 250 €/kW_{el} im Jahr 2030 nach (Weindorf, W. 2006). Dabei ist zu beachten, dass die teureren Systeme mit deutlich höheren Wirkungsgraden (76 und 82 %) einhergehen als die günstigeren Systeme (61, 63 und 70 %). Die o. g. Kostenbandbreite wird sich daher bei einer Vollkostenbetrachtung und bei hoher Anlagenauslastung deutlich verringern.

Ferner ist zu beachten, dass die Angaben in (Smolinka et al. 2011) und (Nitsch et al. 2004) überwiegend auf rein technischen Kostensenkungen beruhen, ähnlich denen, die zuvor dargestellt wurden. Die erheblich größeren Kostensenkungen sind nach (Weindorf, W. 2006) auf die Realisierung ökonomischer Skaleneffekte durch Massenproduktion zurückzuführen.

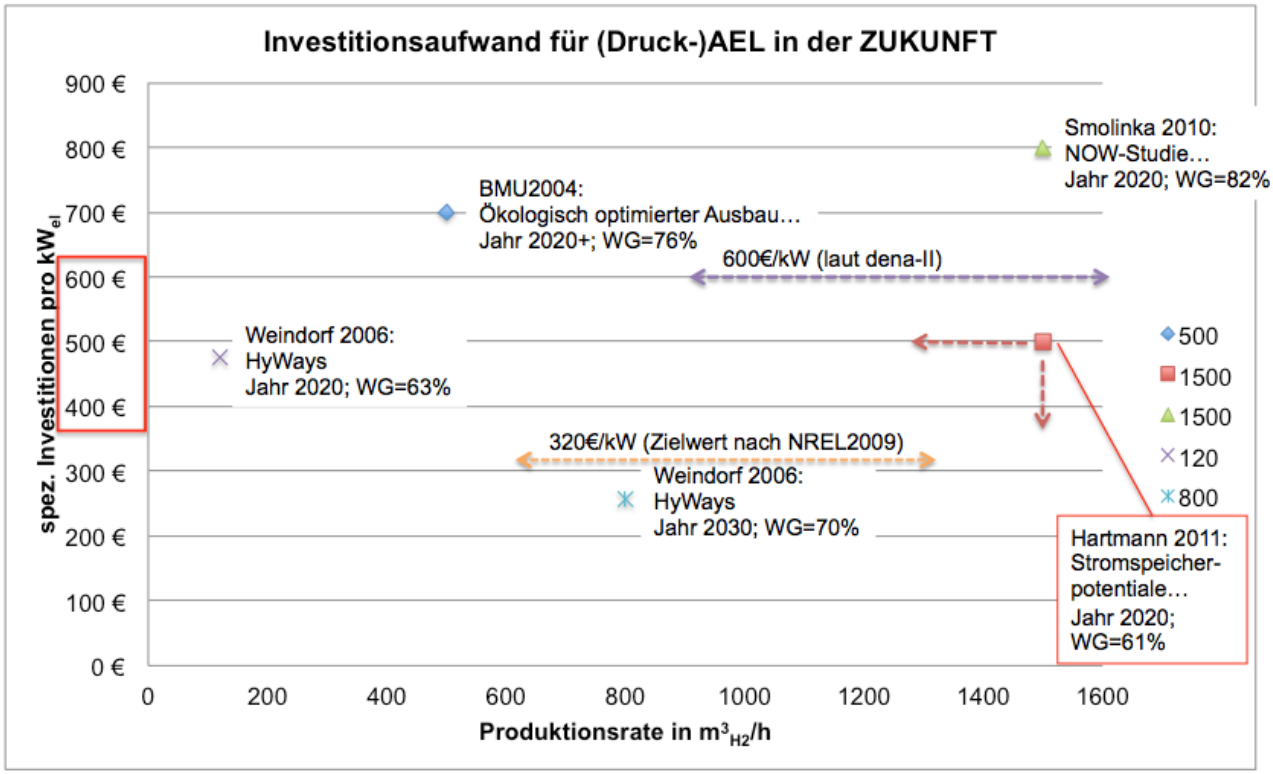


Abbildung 5-3: Spezifischer Investitionsaufwand für alkalische Druckelektrolyseure in der Zukunft

Quellen: siehe Abbildunge; eigene Darstellung

Angesichts der großen Bandbreite für die langfristig zu erwartenden spezifischen Anschaffungskosten für alkalische Druckelektrolyseure, die auf der Basis teils sehr unterschiedlicher

[49] Dieser bezieht sich auf die jeweils „optimistischen“ und „pessimistischen“ Annahmen bei den Kosteneinsparungen für die betrachteten Komponenten.

Annahmen ermittelt wurden, wird hier für die weiteren Berechnungen eine spezifische Investition in Höhe von 500 €/kW_{el}, die etwa in der Mitte der Studienwerte liegt, zu Grunde gelegt.

Nach den vorherigen Ausführungen sind die folgenden spezifischen Anschaffungskosten für alkalische Druckelektrolyseure (5 MW_{el}, 1.000 m^3H_2/h, 71 % el. Wirkungsgrad) als realistisch anzusehen und werden daher für eine dynamische ökonomische Einordnung aus gesamtwirtschaftlicher Perspektive von Power-to-Gas für den virtuellen Stromtransport verwendet:

- 1.000 €/kW_{el} für heutige Anlagen
- 830 €/kW_{el} für produktionstechnisch optimierte Anlagen (kurz- bis mittelfristig erreichbar)
- 600 €/kW_{el} nachrichtlich zum Vergleich mit der zweiten dena Netzstudie
- 500 €/kW_{el} für technisch optimierte Anlagen in Serienfertigung nach erfolgreicher Marktentwicklung

5.1.2 Weitere Kostenkomponenten

Für den virtuellen Stromtransport via Power-to-Gas und Wasserstoff werden neben der Elektrolyse noch weitere (technische) Einrichtungen etc. benötigt, die bei der Kostenbestimmung berücksichtigt wurden. Dazu gehören insbesondere Strom- und Gasanschluss, Gelände und Gebäude sowie zusätzliches Gas für den Ausgleich der Umwandlungsverluste. Einen weiteren, wenn auch relativ geringen, Kostenfaktor stellen die jeweiligen festen Betriebskosten für Wartung etc. dar. Dagegen bleiben Gaskraftwerke, die für die synchrone Rückverstromung benötigt werden und mit zur Prozesskette gehören, bei der Kostenbetrachtung außen vor, da sie (im Süden) entweder bereits mit ausreichender Kapazität vorhanden sind oder zur Wahrung der Versorgungssicherheit ohnehin ausgebaut werden müssen. Gleiches gilt für die Nutzung der Gasinfrastruktur (Rohre und Speicher). Zudem brauchen analog zum Transport via Stromnetz keine Kosten für den Strom aus fluktuierenden erneuerbaren Energien einbezogen werden. Für die Anpassung der Betriebsmittel im Fernleitungsnetz an Wasserstoffkonzentrationen von bis zu 10vol-% ist allerdings zusätzlich mit erheblichen Investitionen zu rechnen (siehe oben, Seite 48), die der exemplarischen Betrachtung hier aber nicht näher zugeordnet werden können.

5.1.3 Gesamtkosten für einen Ausbau von P2G

Alle für die Berechnungen der jährlichen Fixkosten für den virtuellen Stromtransport via Power-to-Gas verwendeten Annahmen sind in Tabelle 9-1 und Tabelle 9-2 im Anhang aufgelistet. Dabei ist zu beachten, dass die Bestimmung der Kosten aus volkswirtschaftlicher und nicht aus betriebswirtschaftlicher Perspektive erfolgt und dass im Rahmen dieser Studie keine Annahmen über Eigenkapitalrenditen oder Erlöse getroffen werden. Daher wird mit einem festen Diskontierungszinssatz von 3 % gerechnet. Als Zeitraum für die Berechnung der jährlichen Fixkosten wurden in Abstimmung mit dem Auftraggeber ferner die technikspezifischen Abschreibungsdauern aus den öffentlich verfügbaren AfA-Tabellen verwendet. Die verwendeten Formeln sind im Anhang (Kapitel 9.1) zu finden.

Die ermittelten jährlichen Fixkosten erlauben keine Rückschlüsse auf die Wirtschaftlichkeit, sie sollen vielmehr eine Orientierung zum erwarteten Aufwand für die verschiedenen Optionen Power-to-Gas, neue Stromleitungen und neue Energiespeicher geben.[50]

Die Abbildung 5-4 zeigt die jährlichen Fixkosten für einen virtuellen Stromtransport mittels Power-to-Gas mit einer Leistung von 1.000 MW_{el}, wie sie für verschiedene Technik- und Marktgenerationen bezogen auf alkalische Druckelektrolyseure (heute, kurz- bis mittelfristig, und mittel- bis langfristig) entstehen. Mit der Technik und den Anschaffungskosten von heute summieren sich die jährlichen Fixkosten auf etwa 130 Mio. Euro. Diese werden zu etwa 83 % weit überwiegend durch den Elektrolyseur inkl. Grundstück, Gebäude und Einzäunungen bestimmt. Weitere gut 12 % der Kosten entfallen auf die Anschlüsse an Strom- und Gasnetz. Dabei wurde für Strom ein Anschluss an die Mittelspannungsebene mittels Kabel über eine Länge von 5 km und für Gas ein Anschluss an das Hochdruckebene mittels entsprechendem Gasrohr über eine Länge von 1 km angenommen. Die Standortauswahl orientierte sich dabei pauschal stärker am Gas- als am Stromnetz, da die längenabhängigen Verlegekosten für den Anschluss ans Gasnetz höher sind als für den Stromanschluss.

In den jährlichen Fixkosten ist zudem eine Art Sockelbetrag für die Verlustenergiekosten enthalten, um ihre Bedeutung besser einordnen zu können[51]. Dafür wurde ein relativ niedriger Jahresnutzungsgrad in Höhe von 11% angenommen, was einer transportierten Energiemenge von 1.000 GWhel im Jahr entspricht. Die dafür benötigten, beispielhaften Kosten für das zusätzliche Gas zur Kompensation der Energieverluste summieren sich auf ca. 7 Mio. €/a, entsprechend einem Anteil von rd. 5 % an den dargestellten Gesamtkosten.

Die jährlichen Fixkosten für den virtuellen Stromtransport mittels Power-to-Gas können kurz- bis mittelfristig um etwa 11 % und langfristig um etwa 33 % gesenkt werden. Sie würden dann „nur“ noch in einer Größenordnung von 88 Mio. €/a liegen, wobei die Kosten für die Elektrolyse immer noch einen Anteil von gut 2/3 ausmachen.

[50] Dabei sind für einen Vergleich neben den Kostenangaben auch die verschieden Nutzungsoptionen zu berücksichtigen.

[51] Sie hängen von der realen Auslastung und der Entwicklung der einschlägigen Preise ab und gehören daher eigentlich zu den variablen Kosten.

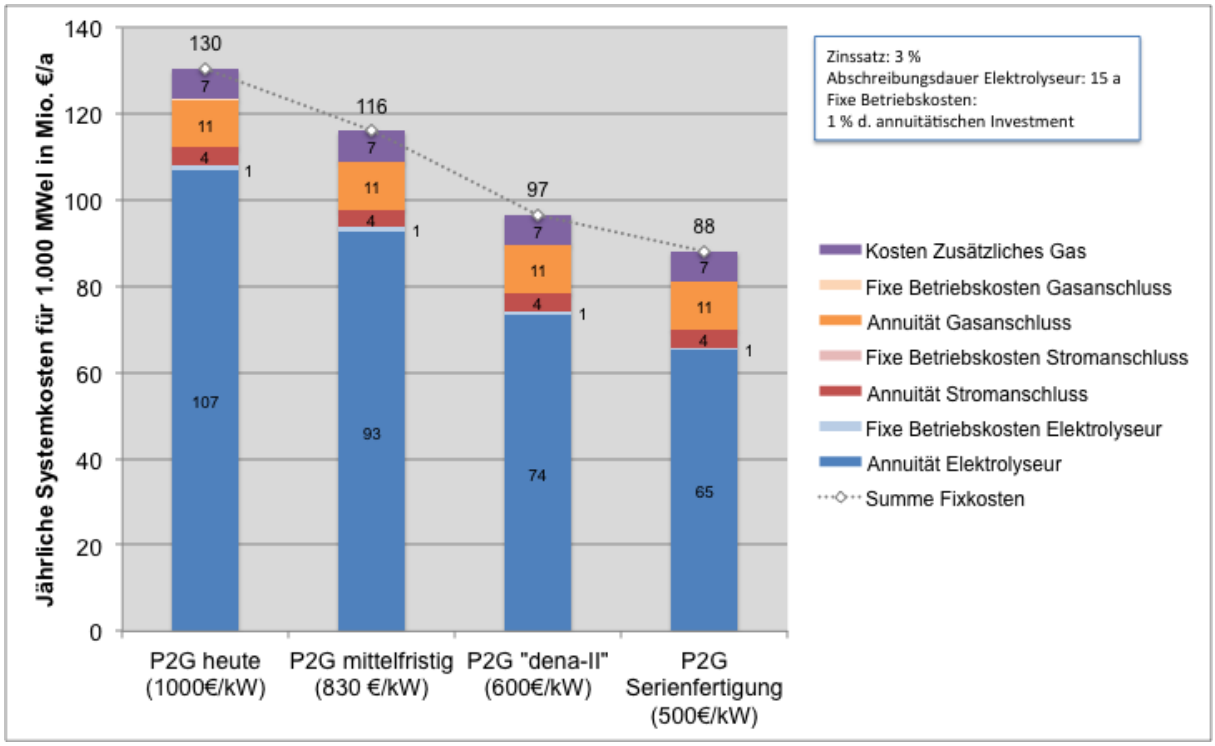


Abbildung 5-4: Dynamische Betrachtung der jährlichen Fixkosten für den virtuellen Stromtransport via Power-to-Gas für heutige und zukünftige Anlagen

Quellen: eigene Berechnungen

5.2 Durch P2G reduzierbare Systemkosten

Durch einen zeitnahen Ausbau und Einsatz von P2G-Anlagen könnten sich folgende Kosten reduzieren lassen: Kosten durch verzögerten Netzausbau, Kosten für neue Stromtrassen bzw. Stromleitungen und für andere, neue Energiespeicher.

5.2.1 Kosten durch verzögerten Netzausbau

Die Kosten, die durch die Verzögerung des Netzausbau entstehen, sind unterschiedlicher Art und lassen sich zunächst direkt auf folgende Maßnahmen zurückführen, die zur Vorbeugung bzw. Beseitigung von drohenden bzw. auftretenden Netzengpässen durchgeführt werden:

- *Redispatch* und *countertrading* nach § 13.1 EnWG zur Vorbeugung eines Netzengpasses
- Anpassung von Stromeinspeisungen, -Transiten und -abnahmen nach § 13.2 EnWG sowie
- Reduzierung der Stromeinspeisung aus erneuerbaren Energien nach § 11 und 12 EEG, jeweils zur Beseitigung eines Netzengpasses

Beim *redispatch* wird die Einspeisung aus thermischen Kraftwerken räumlich verlagert, d. h. „vor“ dem drohenden Netzengpass reduziert und „hinter“ ihm erhöht, um der drohenden Überlastung der betroffenen Stromleitungen entgegenzuwirken. Die gesamte Einspeiseleis-

tung bleibt in diesem Fall unverändert. Die Anordnung und Vergütung der Maßnahmen obliegt den Übertragungsnetzbetreiber. Die Kosten für *redispatch* Maßnahmen sind zuletzt von 13 Mio. Euro im Jahr 2010 um einen Faktor drei auf 42 Mio. Euro im Jahr 2011 gestiegen (BNetzA 2013). Aufgrund der deutlichen Zunahme von Maßnahmen und Kosten wurden die einschlägigen Regelungen durch die Bundesnetzagentur im Dezember 2012 maßgeblich geändert. Alle Betreiber von größeren Kraftwerken, d. h. mit Leistungen ab 50 MW_{el}, sind nunmehr zur Teilnahme verpflichtet, während die Vergütungen vereinheitlicht wurden, siehe (Energie-Chronik 2012a) und (Energie-Chronik 2012b). Beim *countertrading* werden durch die Übertragungsnetzbetreiber Änderungen der Handelsgeschäfte veranlasst, um analog und ggf. zusätzlich zum *redispatch* eine netzentlastende Wirkung zu erzielen. Die Kosten für das *countertrading* stiegen zwischen 2010 und 2011 ebenfalls kräftig an, von 35 auf 88 Mio. Euro. (BNetzA 2013). Die Kosten für beide Maßnahmen summieren sich auf 130 Mio. Euro im Jahr 2011 und fielen damit um 82 Mio. Euro höher aus als im Jahr 2010. Durch die Verzögerung des Netzausbau im Vergleich zum EE-Ausbau, insbesondere der Windkraft im Norden, sowie durch abgehende fossile und nukleare Kraftwerkskapazitäten im Süden, ist mit einer weiteren Zunahmen von Maßnahmen und Kosten zu rechnen.

Wenn sich ein Netzengpass oder andere Störungen des Netzbetriebs nicht rechtzeitig durch die obigen Maßnehmen vermeiden lässt, dann dürfen und müssen die Übertragungs- sowie die Verteilnetzbetreiber zu diesem Zweck weitere Anpassungsmaßnahmen ergreifen (s.o.). Als Folge davon wurde im Jahr 2011 die Einspeisung ins Übertragungsnetz um bis zu 1.000 MW_{el} reduziert, was einer „ausgefallenen“ Energie von rd. 45 Mio. kWh entspricht. Zusammen mit den Anpassungen im Verteilnetz erhöht sich die reduzierte Energiemenge auf rd. 50 Mio. kWh (BNetzA 2013). Für die Anpassungsmaßnahmen nach § 13.2 EnWG bestehen jedoch keine Ansprüche auf Entschädigungen durch die Übertragungsnetzbetreiber. Die Kosten fallen daher auf der Angebots- und Nachfrageseite an. Ihre Höhe ist zwar nicht bekannt, dürften jedoch, da es sich auch um eine Reduktion der Abnahme („value of lost load“) handelt, erheblich sein.

Zur Vermeidung und Beseitigung von Netzengpässen bzw. Netzstörungen dürfen die Netzbetreiber nach § 11 EEG (Einspeisemanagement) auch die Stromeinspeisungen aus EE-Anlagen reduzieren. Durch die zugehörigen Maßnahmen konnten im Jahr 2011 insgesamt etwa 421 Mio. kWh an EE-Strom nicht in das Netz eingespeist werden, was zu Entschädigungszahlungen von insgesamt mindestens 33,5 Mio. Euro führte. Angesichts der starken Zunahme im Vergleich zum Vorjahr um jeweils plus gut 200 %, ist bei stockendem Netzausbau auf Verteilungs- und Übertragungsebene mit weiteren Steigerungen zu rechnen.

Die zuvor genannten Maßnahmenkosten lassen sich maßgeblich dem verzögerten Netzausbau zuordnen und summierten sich im Jahr 2011 auf etwa rd. 163 Mio. Euro, Tendenz stark steigend.

Darüber hinaus führt die Verzögerung des Netzausbaus zu unsicheren Rahmenbedingungen für die gesamte Energiewirtschaft, insbesondere jedoch für den weiteren EE-Ausbau und damit mittelbar zu gesamtwirtschaftlichen Folgekosten. Diese sind vielfältiger Art und z. B. verbunden mit:

- schlechteren Finanzierungsbedingungen bzw. höheren Risikoaufschlägen für neue Investitionen in EE-Anlagen und damit höheren Neubaukosten,

- Verzögerung von Neubauplanungen durch fehlende bzw. aufwändigere Netzanschlussmöglichkeiten und draus resultierenden Anpassungskosten
- Zurückhaltung bei neuen Investitionen und dadurch gebremsten EE-Ausbau mit in Folge geringeren gesamtwirtschaftlich positiven Effekten wie z. B. vermiedene Kosten für fossile Energieträgern und für Umweltschäden sowie durch Verlust an Arbeitsplätzen
- Bindung von Personal und Ressourcen für die aufwändigere und längere Planung, Genehmigung und Realisierung von neuen Stromleitungen.

Die zugehörigen gesamtwirtschaftlichen Folgekosten lassen sich im Rahmen dieser Studie zwar nicht quantitativ abschätzen, sie dürften aber von nennenswertem Umfang sein.

Der Nutzen von Power-to-Gas bezogen auf verzögerten Stromnetzausbau, den damit verbundenen Netzengpässen und Kosten, besteht zunächst grundsätzlich darin, dass der Handlungsspielraum für die Vorbeugung und Beseitigung von Netzengpässen durch die Einsatzmöglichkeiten der Elektrolyseure in Kombination mit dem Gasnetz erweitert wird. Dabei ist von Vorteil, dass sie stromseitig in der Regel im Verteilnetz angeschlossen werden[52], wo der größte Teil der EE-Anlagen bereits auch angeschlossen ist. Hier entstehen bisher die meisten Netzengpässe, wobei zukünftig auch die EE-bedingten Netzengpässe auf der Transportebene zunehmen werden. Sie können damit bei passend ausgewählten Standorten einer zu hohen Belastung des Stromnetzes durch EE-Strom direkt durch ihre zusätzliche Last(-erhöhung) entgegenwirken. Dabei sind zwei grundsätzlich verschiedene Einsatzstrategien der Elektrolyseure zu unterscheiden, die „produktionsorientierte“ und die „markt-/netzorientierte“ Betriebsweise.

Der **produktionsorientierte Einsatz** verfolgt aus betriebswirtschaftlichen Gründen in der Regel eine möglichst hohe Auslastung. Dadurch wird das lokale Lastniveau nahezu konstant und unabhängig von der fluktuierenden Einspeisung von EE-Strom angehoben. Der erzeugte Wasserstoff kann in dem Fall nur gemäß der aktuellen EE-Anteile als regenerativ erzeugter Wasserstoff gezählt werden. Gleichwohl wird dies dazu führen, dass entsprechend der installierten P2G-Leistungen weniger EE-Leistung über das Stromnetz abtransportiert werden muss, was den Bedarf an den o.g. Maßnahmen und damit die Kosten reduziert. In Zeiten mit niedrigem EE-Angebot wird das Verteilnetz dann allerdings auch stärker als ohne P2G-Anlagen ausgelastet bzw. belastet.

Der **markt-/netzorientierte Betrieb** würde sich dagegen z. B. vor allem an der aktuellen Einspeisung aus erneuerbaren Energien ausrichten, in dem die Leistung (Netzlast) der Elektrolyseure der EE-Einspeisung folgt.[53] Dadurch können sowohl die Fluktuationen des EE-Stroms als auch die Belastungen der vorgelagerten Netzebenen gedämpft bzw. reduziert werden. In dem Fall wird der Einsatz der P2G-Anlagen zum Teil zu den o.g. Maßnahmen zur Vorbeugung und Beseitigung von Netzengpässen gehören. Durch die "Speicherfunktion" von Power-to-Gas wird im Unterschied zu den „konventionellen“ Engpassmaßnahmen aber weniger verfügbare Energie, insbesondere aus EE-Anlagen, „verworfen“. Die aufgenomme-

[52] Aufgrund des hohen Ausgangsdruckes wird die P2G-Anlage gasseitig direkt am Fernleitungsnetz angeschlossen.

[53] Als Indikator dafür könnte die Entwicklung des Spotmarktpreises dienen, der sich prinzipiell umgekehrt proportional zur Einspeisung von Wind- und Photovoltaikstrom, die keine Grenzkosten aufweisen, verhält.

ne Energie kann später abzüglich der Umwandlungsverluste weiter genutzt werden. Dieser Zusatznutzen wird in der Abbildung 5-5 am Beispiel der Prozesse im Rahmen des Einspeisemanagements verdeutlicht. Durch die Abregelung des EEG-Stroms im Fall von Netzengpässen oder –störungen wird der Strom nicht mehr von den Übertragungsnetzbetreiber aufgenommen und an der Börse vermarktet (durchgestrichene grüne Pfeile). Für diese Ausfallarbeit muss aus thermischen Kraftwerken in entsprechendem Umfang „Ersatzstrom" zum intraday Preis bezogen werden. Die Übertragungsnetzbetreiber müssen für den abgeregelten EEG-Strom in der Regel zudem Entschädigungen zahlen. Die anfallenden Mehrkosten werden über die EEG-Umlage und die Netzentgelte an die Endkunden weitergereicht. Dies ist die Situation heute, ohne P2G-Anlagen. Mit P2G-Anlagen kann zumindest ein Teil des sonst abgeregelten Stroms in Wasserstoffs umgewandelt werden. Dieser kann dann im hier betrachteten Fall dem Gasnetzbetreiber zur Verfügung gestellt werden (blauer Pfeil). Alternativ könnte der Wasserstoff aber auch direkt als Kraftstoff für den Verkehr oder als Rohstoff für Industrie- oder Gewerbetriebe zur Verfügung gestellt werden.

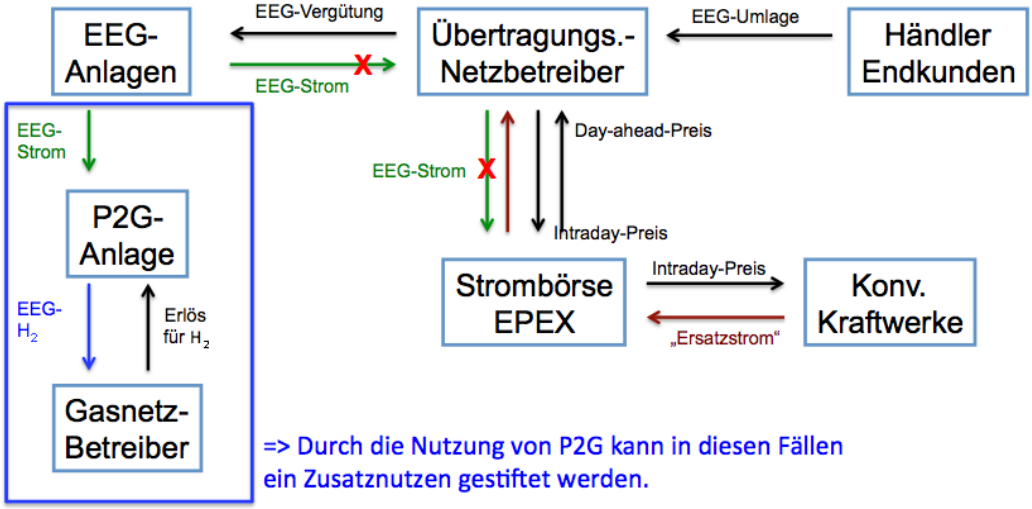


Abbildung 5-5: Möglicher Zusatznutzen von P2G-Anlagen im Rahmen des Einspeisemanagements nach § 11 EEG

Quelle: Nach (Leprich, U. et al. 2011); eigene Darstellung

5.2.2 Kosten für den Bau neuer Stromtransportleitungen

Der Bau von neuen Stromleitungen ist aus technischen und ökonomischen Gründen und nach dem Ausschöpfen von Optimierungs- und Verstärkungsmaßnahmen in der Regel die beste Wahl, um einen neuen (wachsenden) Bedarf an Transportkapazitäten zu decken. Die technische Umsetzung kann dabei prinzipiell auf verschiedene Arten erfolgen, als Freileitung oder Kabel, mit Dreh- bzw. Wechselstrom (AC) oder Gleichstrom (DC bzw. HGÜ). Die Baukosten für eine neue Stromleitung hängen in erster Linie von der Technikauswahl sowie von der benötigten Länge ab. Aufgrund unterschiedlicher elektrischer Eigenschaften und Kostenfaktoren ist jedoch nicht jede Technik für jede Übertragungsaufgabe gleichermaßen gut geeignet. Daher konzentrieren sich die folgenden Betrachtungen auf ausgewählte „übliche" und relevante Konstellationen.

Dazu gehört zunächst die Ausführung als Freileitung mit unterschiedlichen Leiterquerschnitten, die mit Drehstrom bei einer Spannung von 380 kV betrieben wird und in der Regel in Deutschland und Europa zum Einsatz kommt. Übertragbare Leistung und Kosten steigen dabei u.a. mit dem gewählten Leiterquerschnitt. Als Alternative kommt auch der Einsatz von in der Erde verlegten Kabeln mit vergleichbarer Spannung aber größeren Kabelquerschnitten für gleich hohe Übertragungsleistungen in Betracht. Für kurze Strecken (bis ca. 200 km) werden sie aus technisch-ökonomischen Gründen meistens mit Wechselstrom betrieben, auf langen Strecken und auf See dagegen bevorzugt mit Gleichstrom. Für die Übertragung großer Leistungen über große Strecken wird aktuell auch in Deutschland der Einsatz von Freileitungen auf der Basis von HGÜ[54]-Technik geplant. Diese ermöglicht eine Übertragung großer Leistungen über lange Distanzen und ist zudem mit der Steuerbarkeit der Wirk- und Blindleistung in der Lage, das umgebende AC-Netz zu stützen.

Die für die Kostenbestimmung verwendeten technischen und ökonomischen Parameter wurden überwiegend aus einschlägigen Studien entnommen. Die erforderlichen spezifischen Investitionen für AC-Freileitungen und AC-Kabel stammen aus der (Meta-)Studie (Leprich, U. et al. 2011), die diesbezüglich verschiedene Studien und Kostenanalyen ausgewertet hat. Da die Werte für den betrachteten Freileiterquerschnitt (265/35)[55] eine große Bandbreite (450.000 bis 900.000 €/km) aufweisen, wurde hier mit dem Mittelwert (751.000 €/km) aus den Studienangaben gerechnet. Die Kennwerte für die HGÜ-Freileitung wurden dem Netzentwicklungsplan (Übertragungsnetzbetreiber 2012) entnommen. Demnach ist mit 1,4 Mio. €/km für die Trasse und zusätzlich mit 260 Mio. Euro für jede DC-Konverterstation am Anfang und Ende der Leitung zu rechnen. Alle weiteren verwendeten Annahmen sind in der folgenden Abbildung 5-6 dargestellt.

Diese Abbildung zeigt, beispielhaft für drei verschiedene Längen (50, 200 und 500 km), mit welchen unterschiedlichen jährlichen Fixkosten inkl. einem pauschalen Beitrag an Verlustenergiekosten[56] über die gesamte Abschreibungsdauer heute für die betrachteten Neubauvarianten (AC-Freileitungen, AC-Kabel und HGÜ-Leitungen) in etwa zu rechnen ist.[57] Dabei wurde unterstellt, dass Drehstromkabel aus technisch-ökonomischen Gründen in der Regel nur bis zu einer Länge von etwa 200 km und HGÜ-Leitungen für größere Entfernungen zum Einsatz kommen. Die AC-Freileitungen weisen demnach in allen drei Fällen die geringsten annuitätischen Fixkosten auf. Sie schneiden sowohl auf der kurzen als auch der mittellangen Entfernung etwa um einen Faktor 3,3 (bei 1.800 MVA) bis 5,5 (bei 3600 MVA) deutlich besser ab als AC-Kabel. Ihr ökonomischer Vorteil gegenüber Kabeln steigt mit der benötigten Übertragungsleistung. Gleichwohl werden für die Auswahl, ob Freileitung oder Kabel verwendet werden, auch andere Aspekte wie z. B. Umwelt- und Gesundheitsschutz eine Rolle spielen. Eine HGÜ-Freileitungstrasse über 500 km führt zu Fixkosten von rd. 80 Mio. Euro pro Jahr und fällt damit knapp vier Mal so teuer aus wie eine vergleichbare AC-

54 Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung

55 Die beiden Zahlen stehen für die Querschnittsflächen der verwendeten Leitermaterialeien, dazu gehören in der Regel Aluminium und Stahl. Die o. g. Angabe steht für 265 mm^2 Aluminium und 35 mm^2 Stahl.

56 Um die Bedeutung dieser variablen Kosten besser einordnen zu können, werden sie analog zur vorigen Berechnung bei P2G bezogen auf eine zu transportierende Energiemenge von 1.000 GWh_{el} exemplarisch bestimmt. Dafür wird vereinfacht ein Verlustfaktor in Höhe von 1 % für die Transportnetzebene unterstellt.

57 Die ermittelten Kosten stellen Orientierungswerte dar. Die konkreten Projektkosten können aufgrund der jeweils unterschiedlichen individuellen Anforderungen und Voraussetzungen wie z. B. Geländebeschaffenheiten und Eigentumsverhältnisse auch signifikant davon – in der Regel nach oben – abweichen.

Freileitung. Da sie bei einer Übertragung von großer Leistung über weite Strecken aber zum einen geringere Verluste aufweist und zum anderen ein wichtiger Baustein in einem noch zu planendem Europäischen HGÜ-Overlaynetz sein kann wird sie trotzdem geplant. Zusätzlich wird auf Grund der geringeren elektromagnetischen Felder und der einfachen Teilverkabelung bei einer solchen Verbindung mit einer höheren Anwohnerakzeptanz gerechnet.

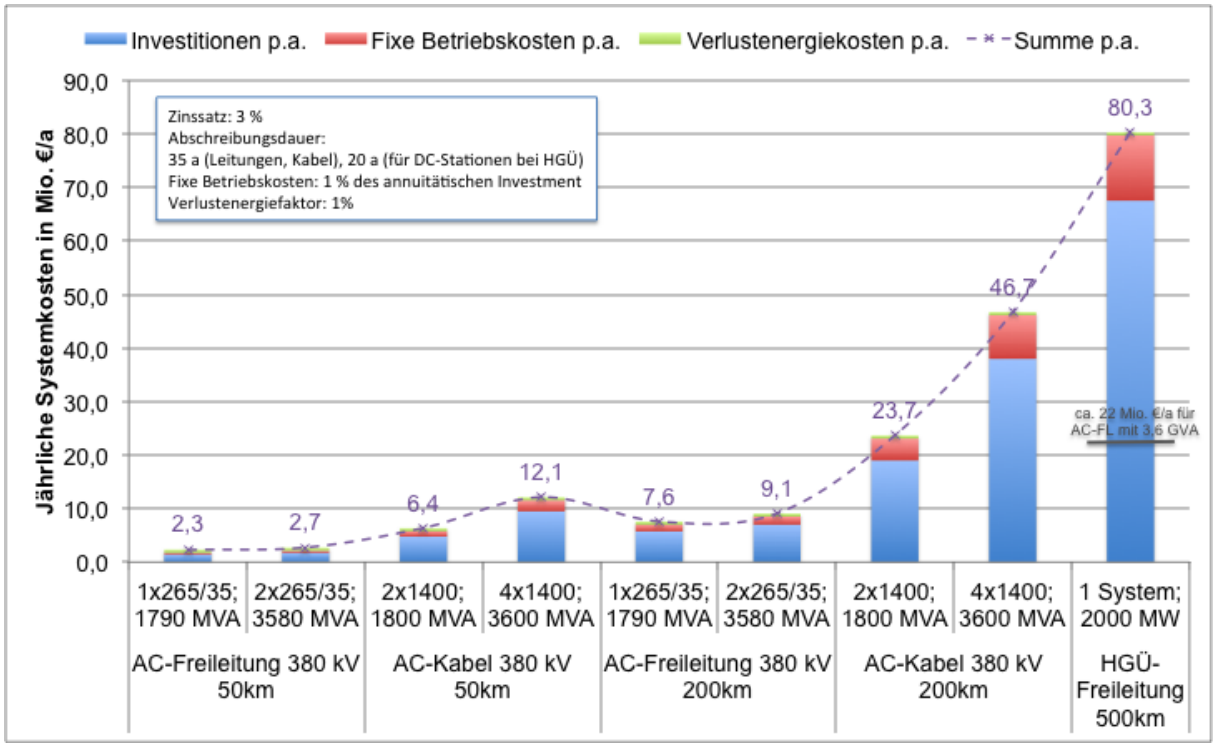


Abbildung 5-6: Jährliche Fixkosten für den Bau neuer Stromleitungen am Beispiel von AC-Freileitungen und -Kabeln sowie von HGÜ-Stromleitungen und für verschiedene Längen

Quelle: (Leprich, U. et al. 2011); (Übertragungsnetzbetreiber 2012); eigene Darstellung

Vor dem zuvor dargestellten Hintergrund lassen sich im Hinblick auf die Nutzungsmöglichkeiten von Power-to-Gas folgende zwei Zwischenfazit ziehen.

Mehrfachnutzen von Power-to-Gas relativiert den Kostenvorteil von neuen Stromleitungen

Zum einen zeigt sie, dass ein Neubau von Stromleitungen im direkten Vergleich zum virtuellen P2G-Stromtransport, selbst bei kostenoptimierten Elektrolyseuren, je nach Technik und Entfernung deutlich (bzgl. HGÜ) bis erheblich (bzgl. Freileitungen) kostengünstiger ist. Dies war aufgrund der unterschiedlich hohen spezifischen Anschaffungskosten auch zu erwarten. Gleichwohl bleiben bei diesem direkten Vergleich folgende Aspekte unberücksichtigt, die den Kostenvorteil aus Sicht des Gesamtsystems und der Volkswirtschaft etwas zu Gunsten von Power-to-Gas relativiert.

Der wichtigste Aspekt davon ist, dass der virtuelle Stromtransport nur ein Zusatznutzen des Aufbaues von P2G-Kapazitäten ist. Das primäre Ziel ist der Aufbau von Kapazitäten für die Langzeitspeicherung von großen überschüssigen EE-Strommengen, die langfristig in der Zukunft bei hohem Angebot und schwacher Nachfrage anfallen und für die Deckung der Nachfrage benötigt werden, wenn zu wenig EE-Strom verfügbar ist. Die in Abbildung 5-4 dargestellten Kosten stehen daher für einen doppelten Nutzen, für den virtuellen Strom-

transport und die Energiespeicherung. Dieser müsste beim Vergleich mit den Kosten für neue Stromleitungen, die keine Speicheroption bieten, zu Gunsten von Power-to-Gas berücksichtigt werden. Als Anhaltspunkt dafür können die Kosten dienen, die für einen separaten Neubau von Energiespeichern anfallen bzw. benötigt werden (siehe Kapitel 5.2.3).

Ein weiterer Zusatznutzen ist, dass der Wasserstoff auch in anderen Sektoren z. B. als Kraftstoff für den Verkehr oder als Rohstoff in der Industrie verwendet werden kann. Die Elektrolyseure können daher auch von anderen Investoren bzw. in Kooperation mit ihnen zunächst hauptsächlich für diese Zwecke gebaut werden. Sie können zumindest phasenweise oder partiell auch für die Energiespeicherung oder den virtuellen Stromtransport, wenn sie eine ausreichend hohe Verbundleistung erreichen, eingesetzt werden. Die anlegbaren Kosten für Power-to-Gas auf der Basis von Wasserstoff werden in dem Fall deutlich geringer ausfallen als zuvor dargestellt.

Der modulare und dezentrale Aufbau von Power-to-Gas Kapazitäten (Elektrolyseure und dezentrale KWK) ist sowohl kostenseitig als auch anlagenseitig zeitlich weniger lang gebunden. Dies erlaubt eine flexiblere Anpassung an sich ändernde Angebots- und Nachfragestrukturen und ist mit weniger Risiken durch eine langfristige Finanzierung verbunden. Es besteht demnach bei Power-to-Gas ein geringeres Risiko für langfristige Fehlinvestitionen als im Fall des Neubaus von Stromleitungen, das aber kostenseitig nicht berücksichtigt wurde.

Außerdem müssten bei den in Abbildung 5-6 angegebenen Kosten für neue Stromleitungen prinzipiell noch die gesamtwirtschaftlichen Folgekosten durch die Verzögerung des Netzausbaus (siehe Kapitel 5.2.1). angerechnet werden. Die Verzögerung bindet zudem verschiedene Ressourcen der betroffenen Übertragungsnetzbetreiber, z. B. um die Planungen anzupassen, rechtliche Fragen bzw. Klagen zu klären und die Kommunikation rund um ein Neubauprojekt aufrechtzuhalten. Damit sind ebenfalls Kosten verbunden, die bisher noch nicht berücksichtigt wurden. Sie dürften für Freileitungen höher sein als bei Kabeln, da sie im allgemeinen auf weniger Akzeptanz stoßen. Der Bau von Elektrolyseuren dürfte dagegen auf noch weniger gesellschaftliche Hemmnisse stoßen, da er die Umwelt nur punktuell beeinflusst und seine Standortwahl besser an die externen Belange z. B. von betroffenen Bürgern angepasst werden kann.

Virtueller Stromtransport durch Power-to-Gas könnte insbesondere den Neubau von HGÜ-Leitungen reduzieren bzw. vermeiden

Zum anderen zeigt die obige Abbildung 5-6 die möglichen direkten Kosteneinsparungen auf, wenn durch den rechtzeitigen Aufbau von Kapazitäten für den virtuellen Stromtransport via Power-to-Gas der Bau von neuen Stromleitungen reduziert werden könnte. Diese fallen um so höher aus, desto länger die nötigen Stromleitungen sind, da die Kosten des virtuellen P2G-Stromtransportes aufgrund des bestehenden Gasnetzes entfernungsunabhängig sind („Distanzvorteil“ von P2G). Da nicht nur die Kosten, sondern auch die Hemmnisse in der Regel mit der Leitungslänge zunehmen, werden Neubauten mit großer Länge besonders von Verzögerungen betroffen sein und sich daher bevorzugt für eine Entlastung durch Power-to-Gas eignen.

Dies passt im Fall der langen, vier neuen HGÜ-Trassen auch am besten mit der zeitlichen Perspektive überein, da sie als letztes in die Planungen aufgenommen wurden und daher noch ganz am Anfang ihrer Realisierung stehen. Sie wurden zwar im Rahmen des aktuellen

Netzentwicklungsplans genehmigt, es wurden aber bisher lediglich grobe Korridore und noch keine genauen Trassen ermittelt. Hier bestehen die größten Chancen, dass ein rascher und umfangreicher Aufbau von P2G-Kapazitäten nicht nur zu einer Entlastung des laufenden Netzbetriebs und zu einer Reduzierung der Verzögerungskosten, sondern unter Umständen auch zur Vermeidung einer, relativ teuren, HGÜ-Leitung dienen kann. Die Chancenverwertung wird allerdings zum einen stark davon abhängen wie schnell die Planungen und Genehmigungen der HGÜ-Trassen im Vergleich zum Bau von Elektrolyseuren voranschreiten und zum anderen wie sehr der virtuelle Stromtransport als Alternative wahrgenommen wird (siehe Kapitel 6). Dabei ist zu beachten, dass der zuvor dargestellte virtuelle Stromtransport nur für die Transportrichtung von Norden nach Süden genutzt werden kann, während die HGÜ-Leitungen auch Transporte in umgekehrter Richtung erlaubt.

Der Bau von neuen Stromleitungen nach dem EnLAG und die damit verbundenen direkten Kosten können durch Power-to-Gas nicht mehr beeinflusst werden, da ihre Planungen und Genehmigungen bereits weit fortgeschritten sind. Bis auf wenige Ausnahmen wird Stand heute mit der Fertigstellung der Teilabschnitte bis Ende des Jahres 2017 gerechnet (BNetzA 2012). Selbst wenn noch EnLAG-Leitungen durch Power-to-Gas vermieden werden könnten, dann würden die möglichen Kosteneinsparungen niedrig ausfallen, da nur ein Vorhaben eine Gesamtlänge über 200 km aufweist, etwa die Hälfte der meisten Vorhaben „nur“ zwischen 50 und 200 km lang sind und es sich in der Regel um relativ kostengünstige AC-Freileitungen handelt. Aus den zuvor genannten Gründen können auch die neuen Vorhaben nach dem aktuellen Netzentwicklungsplan voraussichtlich nicht durch den virtuellen P2G-Stromtransport beeinflusst werden.

Doch selbst wenn durch den virtuellen Stromtransport mittels Power-to-Gas keine der heute bekannten und als nötig angesehenen neuen Stromleitungen vermieden werden kann, bieten sich für diese Zusatzoption von Power-to-Gas als Energiespeicher in Zukunft noch folgende zwei Perspektiven bezogen auf das Stromnetz.

- Es ist in künftigen Netzentwicklungsplänen mit zusätzlichen Bedarf an weiteren Transportkapazitäten zu rechnen, da der EE-Ausbau und die Energiewende bis zum Ende des aktuellen Zeithorizontes Ende 2023 (plus 10-Jahresausblick) nicht abgeschlossen sein wird. Erst Schätzungen zum langfristigen Bedarf gehen von insgesamt etwa 12.900 km an neuen Stromkreisen bis zum Jahr 2050 aus (Dena 2012). Der resultierende zusätzliche langfristige Bedarf wird erst sukzessive näher bestimmt und in Planungen überführt werden können. Diese Zeit kommt dem Aufbau von P2G-Kapazitäten entgegen, so dass diesbezüglich die besten Chancen für eine Vermeidung von neuen Stromleitungen und ihren Kosten durch virtuellen P2G-Stromtransport bestehen.
- Mit zunehmenden Aufbau von P2G-Kapazitäten, die auch für den virtuellen Stromtransport genutzt werden können, wird eine Redundanzoption geschaffen, die mittelbar die Ausfallsicherheit von Stromleitungen insbesondere der geplanten langen HGÜ-Leitungen erhöhen kann. Dadurch können ggf. entsprechende stromseitige Maßnahmen wie z. B. Verstärkungen bzw. Ausbauten des Stromnetzes oder Anpassungen des Netzbetriebs und die damit verbundenen Kosten reduziert und eingespart werden.

5.2.3 Kosten für den Bau neuer Pumpspeicher und Druckluftspeicher

Um den künftigen Bedarf an Energiespeicherung im Stromsektor zu decken (vgl. Kapitel 2.2) wird auch über die Errichtung neuer Pumpspeicherwerke (inkl. Ausbau und Modernisierung) und – adiabater – Druckluftspeicher diskutiert. Dabei ist technisch und kostenseitig zwischen dem Leistungsteil (Pumpen, Kompressoren, Turbinen und Generatoren) und dem Kapazitätsteil (Staubecken und Kavernen) zu unterscheiden. Während die Leistung in einem weiten Bereich nahezu unabhängig von der Kapazität zu Lasten der Einsatzdauer erhöht werden kann, ist umgekehrt eine Steigerung der Kapazität nur innerhalb der gegebenen topographischen und geologischen Randbedingungen möglich. Ein wichtiger energiewirtschaftlicher Faktor ist daher das Verhältnis von Kapazität zur Leistung, das die maximale durchgängige Einsatzdauer für die vollständige Entladung oder Beladung des Speichers angibt. Diese liegt bei den deutschen Pumpspeicherwerken häufig bei etwa 7 h. Da es sich auch bei den Druckluftspeichern in der Regel um Kurzzeitspeicher handelt, wird dieser Wert für die Bestimmung der jährlichen Fixkosten für Neubauten für beide Speicher verwendet.

Für die neu zu bauenden Speicher wird eine elektrische Leistung von 1.000 MW_{el} unterstellt, um einen besseren Vergleich mit den abgeleiteten Fixkosten für Power-to-Gas zu ermöglichen. Da die benötigten Investitionen für neue Pump- und Druckluftspeicher stark von den örtlichen Gegebenheiten abhängen, wird sowohl eine relativ „günstige“ Variante als auch eine relativ „teure“ Neubauvariante betrachtet, um eine plausible Kostenbandbreite darstellen zu können. Die entsprechenden spezifischen Investitionsfaktoren wurden aus der Metastudie (ZfES 2012) abgeleitet, die Kostenangaben bzw. -bandbreiten aus verschiedenen einschlägigen Studien enthält. Dabei ist zu beachten, dass die Kostenangaben für Pumpspeicherwerke zumindest teilweise empirisch belegt und daher als robuster anzusehen sind als diejenigen für neue innovative Druckluftspeicher, die auf Prognosen und Schätzungen beruhen. Gleichwohl können die Baukosten für Pumpspeicherwerke bei sehr ungünstigen lokalen Voraussetzungen auch noch deutlich über der ausgewählten teuren Variante liegen.[58] Es wird dann allerdings auch zunehmend unwahrscheinlicher, dass sie gebaut werden.

Für die anfallenden fixen Kosten pro Jahr für Betrieb und Wartung wird gemäß (BMU 2012) für beide Speicher mit drei Prozent der gesamten Investitionssumme gerechnet. Da die Energieverluste mit ca. 20 % für Pumpspeicherwerke und schätzungsweise 65 % für adiabate Druckluftspeicher nicht vernachlässigbar gering sind, werden auch die Kosten für den Ausgleich der Verlustenergie angegeben. Als Parameter dafür wurden 1.000 Volllaststunden und ein Preis von 60 €/MWh_{el} (siehe (Dena 2010) verwendet. Ansonsten wurde wie zuvor mit einem Zinssatz von 3 % und technologiebezogenen Abschreibungsdauern nach AfA gerechnet.

Für den Neubau eines Pumpspeicherwerkes mit einer Leistung von 1.000 MW_{el} und einem Speichervermögen von 7 GWh_{el} ist demnach mit jährlichen Fixkosten zwischen etwa 40 und 57 Mio. Euro plus etwa 12 Mio. Euro pro Jahr für Verlustenergie zu rechnen (siehe Abbildung 5-7). Ähnlich große neue adiabate Druckluftspeicher sind im Vergleich dazu mit 71 bis 120 Mio. Euro an jährlichen Fixkosten und etwa 21 Mio. Euro p.a. an Verlustenergiekosten in

[58] In (ZfES 2012) wird eine Studie zitiert, die diesbezüglich als oberen Wert 3.000 €/kW angibt, der vier Mal so hoch ist wie hier in der teuren Variante unterstellt wurde.

etwa 1,8 bis 2 mal so teuer wie neue Pumpspeicherwerke. Die Kapitalkosten sind kostenbestimmend, da sie unter den getroffenen Annahmen zwischen etwa 70 bis 80 % zu den dargestellten jährlichen Gesamtkosten beitragen. Für die Verlustenergie ist entsprechend der pauschalen Annahmen mit einem Anteil von 10 bis 20 % zu rechnen. Netzanschlusskosten wurden dagegen nicht berücksichtigt.

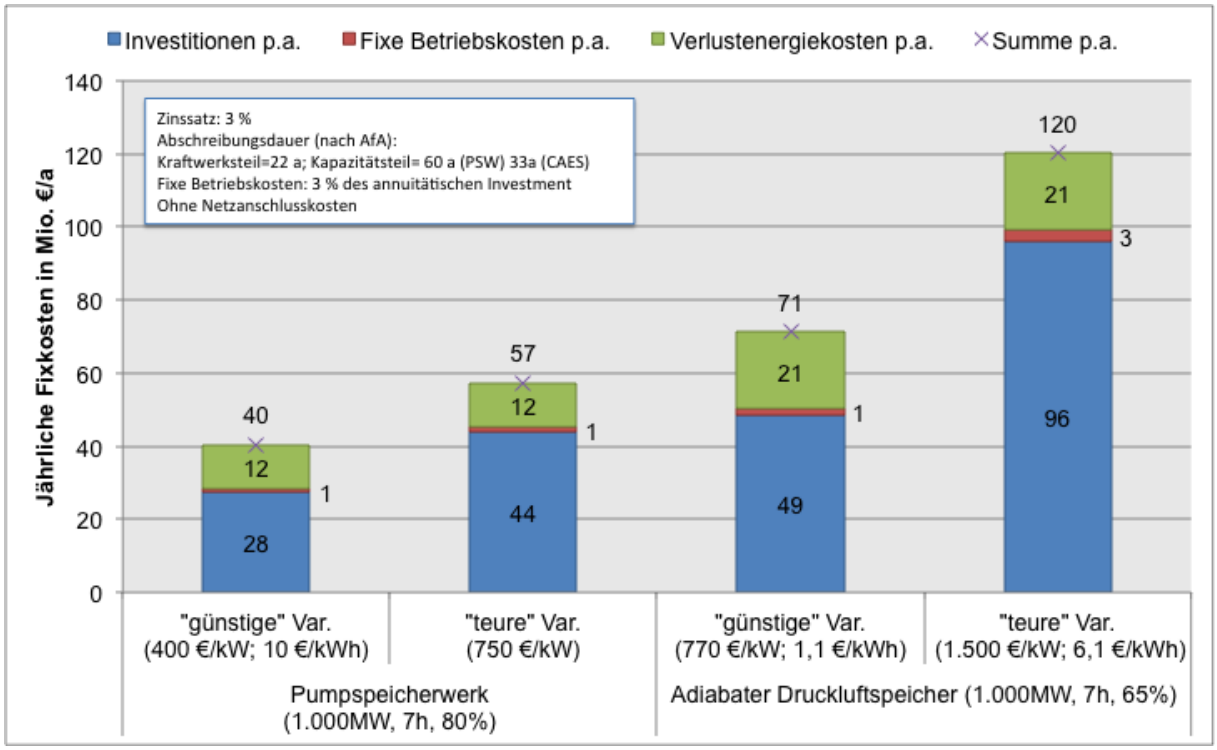


Abbildung 5-7: Jährliche Fixkosten für den Ausbau von Pumpspeicherwerken und Druckluftspeichern

Quelle: (ZfES 2012); eigene Darstellung

Welche Bedeutung haben diese Kostenwerte und Speichertechnologien im Kontext von Power-to-Gas und der Energiewende?

Pumpspeicherwerke sind keine sinnvoll anlegbare Konkurrenz für Power-to-Gas

Angesichts der relativ niedrigen Fixkosten und zugleich niedrigen Energieverluste für neue Pumpspeicherwerke im Vergleich zu Power-to-Gas und Druckluftspeichern wären sie aus wirtschaftlicher Sicht die erste Wahl für den großtechnischen Speicherausbau. Aus den folgenden anderweitigen Gründen erscheint dies jedoch wenig realistisch und wenig sinnvoll. Es wird zunächst von den meisten Energiestudien bzw. -szenarien für Deutschland (siehe Tabelle 2-2) nur noch wenig technisches Potenzial für den Ausbau von Pumpspeicherwerken gesehen. Dies gilt insbesondere im Hinblick auf die eingeschränkten Erweiterungsmöglichkeiten der Speicherkapazitäten, die von den – teilweise geschützten – naturräumlichen Gegebenheiten abhängen. Einzelne Studien weisen hier zwar noch auf deutliche Steigerungsoptionen durch neue und innovative Standorte hin. Es ist dann jedoch zumindest fraglich, ob diese zu den o.g. Kosten erschlossen werden können. Nur in einem Fall wird dazu eine obere Kostenangabe gemacht (ZfES 2012)[59], die mit „unter 1.300 €/kW um bis zu

[59] Seite 56

einem Faktor 1,7 über der Annahme für die „teure“ Variante liegt und bei den o. g. Annahmen zu insgesamt ca. 91 Mio. Euro an jährlichen Fixkosten für den Neubau führen würde.

Wenn höhere Fixkosten als in der betrachteten „teuren“ PSW-Variante anfallen, dann verringert sich der Fixkostenvorteil im Vergleich zum P2G-Ausbau und kann je nach Kostenhöhe und Realisierungszeitpunkt an Bedeutung verlieren. Dabei ist zu berücksichtigen, dass bei den obigen PSW-Kosten noch keine Netzanschlusskosten enthalten sind. Ferner werden die Kapitalkosten über einen längeren Zeitraum als bei Power-to-Gas abgeschrieben, aber ohne Risikoaufschlag z. B. für die Gefahr von *stranded investment* für die langfristige Kapitalbindung. Die annuitätischen Kosten werden dadurch im Vergleich zu kurzfristigeren Abschreibungen prinzipiell unterschätzt.

Selbst wenn in nennenswertem Umfang neue Pumpspeicherwerke zu den o. g. Kosten errichtet werden können, dann liegen sie – wie bereits die heutigen Pumpspeicherwerke – überwiegend nicht im Norden Deutschlands. Damit stellen sie aber im Fall von Netzengpässen für den geplanten starken Ausbau der Windkraft auf der Nordsee keine hinreichend wirksame Speicherlösung für den Windstrom dar. Ihre Wirksamkeit und damit ihr anlegbares Kosten-Nutzen-Verhältnis diesbezüglich ist damit – wie der EE-Ausbau – abhängig von der Geschwindigkeit des Stromnetzausbaus. Die damit verbundenen gesamtwirtschaftlichen Folgekosten sind nur schwer zu bestimmen, müssten aber prinzipiell hier bei der Bewertung zu Gunsten von Power-to-Gas berücksichtigt werden. Bei PSW-Neubauten handelt es sich in der Regel um Großprojekte mit erheblichem Eingriff in die Umwelt. Dafür ist zusätzlich zu den aufwändigen Planungs- und Genehmigungsverfahren mit erheblichen gesellschaftlichen Widerständen zu rechnen. Damit stellt sich zudem die Frage, inwiefern neue Pumpspeicherwerke schnell genug errichtet werden können, um einen Lösungsbeitrag zur Energiewende leisten zu können.

Ein weiterer wesentlicher Punkt, der den direkten Vergleich der Fixkosten von Pumpspeicherwerken mit denen von P2G-Kapazitäten stark relativiert, ist, dass es sich bei Pumpspeicherwerken um Kurzzeitspeicher handelt. Sie können mit voller Pumpleistung (in Summe heute ca. 8 GW_{el}) aus „entladendem“ Zustand nur wenige Stunden (Richtwert ca. 7 h) lang eingesetzt werden bis die Speicherbecken voll sind. Sie sind daher selbst bei deutlichem Ausbau nicht für die Aufnahme der großen „Überschussmengen“ von EE-Strom geeignet, die in der Zukunft teilweise über mehrere Tage lang anfallen werden. Pumpspeicherwerke (bzw. Kurzzeitspeicher allgemein) können daher den im Rahmen der Energiewende auftretenden Bedarf an Langzeitspeicherung nicht abdecken und somit höchstens marginal den dafür nötigen Neubau von Power-to-Gas und die damit verbundenen Kosten reduzieren. Umgekehrt kann Power-to-Gas jedoch prinzipiell auch für die Kurzzeitspeicherung eingesetzt werden und dadurch einen Bedarf an neuen Pumpspeicherwerken reduzieren helfen.

Vor dem obigen Hintergrund ist zu überlegen, inwiefern neue Planungen von Pumpspeicherwerken bei zeitnahem Markteinstieg von Power-to-Gas überhaupt nötig und sinnvoll sind. Dies gilt um so mehr, als dass die bisher üblichen Bauzeiten (ohne Planung und Genehmigung) zwischen zwei und 11 Jahren liegen (Wikipedia 2010), neue Pumpspeicherwerke also keine schnellen Lösungsbeiträge leisten können. Das Augenmerk sollte aus Sicht des Gesamtsystems und besonders in Bezug auf Süddeutschland vielmehr auf neue Gaskraftwerke gelegt werden, da dort aufgrund der anstehenden Abschaltungen von Kernkraftwerken mehr Bedarf an regelbarer Kraftwerksleistung als an Speicherkapazitäten besteht.

Adiabate Druckluftspeicher stehen in starker Konkurrenz zu Power-to-Gas

Druckluftspeicher haben im Vergleich zu den Pumpspeichern den Vorteil, dass sie nach heutigen Schätzungen signifikant höhere Speicherpotenziale, im ein- bis zweistelligen TWh-Bereich, und damit auch deutlich längere Einsatzdauern, bis zu mehreren Tagen, ermöglichen. Die für die Speicherung benötigten Salzkavernen liegen nahezu ausschließlich im Norden Deutschlands und damit in räumlicher Nähe zum Windkraftausbau auf See. Druckluftspeicher stellen somit eine geeignete Option mit nennenswerten Speicherkapazitäten dar, um in Zukunft überschüssigen Windstrom speichern zu können.

Neue adiabate Druckluftspeicher sind allerdings bezogen auf die fixen Errichtungs- und Betriebskosten auch deutlich teurer als neue Pumpspeicherwerke (siehe Abbildung 5-7) und liegen im Mittel, mit ca. 96 Mio. Euro pro Jahr, um 17 % unter den Kosten eines virtuellen Stromtransports (inkl. Speicherfunktion), die auf der Basis produktionstechnisch optimierter Elektrolyseure mittelfristig erwartet werden kann (vgl. Abbildung 5-4). Die „teure“ Variante eines neuen Druckluftspeichers liegt nur um 7 % unter den heute anlegbaren fixen Systemkosten von Power-to-Gas, die „günstige“ Variante jedoch um rd. 18 % unter den langfristig zu erwartenden P2G-Systemkosten auf der Basis von Serienfertigung. Bei den Druckluftspeichern sind allerdings die Netzanschlusskosten noch nicht enthalten, so dass sich der direkte Vergleich noch etwas zu Gunsten von Power-to-Gas verschiebt.

Da Druckluftspeicher prinzipiell die gleichen geologischen Untergrundformationen (Salzkavernen) als „Speicherbecken“ benötigen wie Power-to-Gas, das allerdings auch das Gasnetz nutzen kann, stehen sie diesbezüglich in direkter Konkurrenz zu Power-to-Gas. Dabei befindet sich die adiabate Technik, ähnlich wie Power-to-Gas, noch im Forschungs- und Entwicklungsstadium. Dabei steht dort die Entwicklung und Hochskalierung technischer Komponenten, wie z. B. adäquate Wärmespeicher und –tauscher, im Vordergrund, während der Fokus bei Power-to-Gas mit Wasserstoff auf der Hochskalierung von Elektrolyseuren und Untersuchungen zur Systemeinbindung liegen. Vor diesem Hintergrund wird die Ausgangslage im Hinblick auf einen möglichen Markteinstieg für beide Technologien als vergleichbar angesehen. Mit Druckluftspeichern können allerdings aufgrund ihrer größeren Dimensionierung schneller größere Leistungen und Speicherkapazitäten aufgebaut werden.

Im Vergleich zu Power-to-Gas mit Wasserstoff haben Druckluftspeicher jedoch eine um den Faktor 60 niedrigere Energiedichte und können viel weniger Energie speichern als es mit Power-to-Gas möglich ist, bei dem zusätzlich noch die Gasnetze als Speicher (und für den Transport) genutzt werden können. Sie sind daher prinzipiell weniger gut für die Langzeitspeicherung geeignet und bieten angesichts vergleichbarer Systemkosten auch keinen wirtschaftlichen Vorteil gegenüber Power-to-Gas, vgl. auch (ZfES 2012)). Es ist daher nicht zu erwarten, dass Druckluftspeicher den Bedarf an Langzeitspeicherung hinreichend abdecken können, zumindest nicht, solange sie nicht durch andere Maßnahmen wie z. B. die großmaßstäbliche Erschließung der Speicherseen in Skandinavien, wie in (SRU 2010) unterstellt wurde, ergänzt werden. Zur Bewertung dieses Falls wäre aber eine neue Kostenvergleichsrechnung nötig. Neue Druckluftspeicher können den Bedarf an Langzeitspeichern zwar reduzieren aber nicht ersetzen. Power-to-Gas kann jedoch umgekehrt auch den Bedarf und damit die Kosten für den Neubau von Druckluftspeichern reduzieren. Da Power-to-Gas zusätzlich zur Speicherung auch für den virtuellen Stromtransport eingesetzt werden kann, sind diese vermeidbaren Systemkosten dort im Sinne einer Gutschrift zu berücksichtigen.

5.3 Fazit – Kostensenkungspotenziale und vermeidbare Kosten

Um die netzentlastende Wirkung von Power-to-Gas mit Wasserstoffeinspeisung ökonomisch einordnen zu können, wurde ein Vergleich zwischen den zu erwartenden Kosten des P2G-Ausbaus und den alternativ erforderlichen zusätzlichen Systemkosten ohne P2G-Ausbau durchgeführt. Auf der einen Seite wurden die Kosten für den Neubau von P2G-Anlagen heute sowie künftig mögliche bzw. zu erwartende Kostensenkungspotenziale abgeschätzt. Dem gegenüber wurden zu erwartende Kosten für die Verzögerung des Netzausbaus, für neue Stromleitungen und für neue Energiespeicher (Pump- und Druckluftspeicher) ermittelt. Die jeweils erforderlichen Investitionen in neue Anlagen wurden mittels einem Annuitätenfaktor in Jahreskosten umgerechnet, um sie vergleichbar zu machen. Zusätzlich wurden statische, jährliche Fixkosten für Betrieb und Wartung sowie für Verlustenergie berücksichtigt.

Als Referenztechnik für die ökonomische Bewertung eines Markteinstiegs in P2G wurde die alkalische Elektrolyse mit hohem Ausgangsdruck ausgewählt. Sie hat heute von allen drei möglichen Verfahren die besten technischen und ökonomischen Voraussetzungen. Für neue, große Anlagen (5 MW_{el}, 1.000 Nm^3H_2/h) ist heute mit Investitionen von etwa 1.000 €/kW_{el} zu rechnen. Diese können durch Optimierung des Produktionsdesigns kurz- bis mittelfristig um 17 % auf etwa 830 €/kW_{el} und durch Übergang in die Serienfertigung und Ausnutzung von Skaleneffekten noch um bis zu 50 % bzw. bis auf etwa 500 €/kW_{el} gesenkt werden, wie verschiedene Studien zeigen. Eine virtuelle P2G-Stromtransportkapzität von 1.000 MW_{el} würde unter den getroffenen Annahmen mit heutigen Anlagen etwa 130 Mio. Euro pro Jahr und in Zukunft, mit seriengefertigten Anlagen, noch etwa 88 Mio. Euro pro Jahr kosten.

Eine vorgezogene „netzgetriebene“ Markteinführung von Power-to-Gas wird daher voraussichtlich mit deutlich höheren kumulierten Kosten verbunden sein, als eine spätere „speichergetriebene“ Markteinführung. Sie ermöglicht dafür jedoch ggf. auch in größerem Umfang Kosten zu reduzieren, die heute bereits durch die Verzögerung des Stromnetzausbau sowie künftig für neue Stromleitungen und Energiespeicher anfallen:

- Durch den verzögerten Netzausbau müssen die Übertragungsnetzbetreiber vermehrt verschiedene Maßnahmen ergreifen, um Netzengpässe zu vermeiden und zu beseitigen. Die zugehörigen Kosten sind zuletzt von ca. 60 Mio. Euro (2010) auf mindestens gut 160 Mio. Euro im Jahr 2011 gestiegen[60], rd. 34 Mio. Euro (21 %) davon werden allein für die Abregelung von EE-Strom bezahlt. Dieser könnte durch Power-to-Gas zumindest zum Teil abgenommen und für eine spätere energetische Nutzung in Form von Wasserstoff (oder Methan) gespeichert werden.
- Die jährlichen Fixkosten für neue Stromleitungen sind im direkten Vergleich je nach Technik und Entfernung zwar erheblich (Freileitungen) bis deutlich (HGÜ-Leitungen) niedriger als für den virtuellen P2G-Stromtransport. Dieser Vergleich lässt jedoch u.a. den Speicher-Nutzen, der dem Ausbau von Power-to-Gas primär zugrunde liegt, außen vor.

[60] Folgekosten, die aus der Durchführung von Anpassungsmaßnahmen nach § 13.2 EnWG sowie aus verschlechterten energie- und gesamtwirtschaftlichen Rahmenbedingungen entstehen, sind darin noch nicht enthalten.

- Der Bedarf an und damit die Kosten von neuen Speichern sind dabei zu berücksichtigen. Sie liegen für neue Pumpspeicherwerke zwischen etwa 40 und 57 Mio. €/a und für neue Druckluftspeicher zwischen etwa 71 und 120 Mio. €/a. Im Hinblick auf noch verfügbare Potenziale und geeignete Standorte für den Neubau, Einsatzdauer und Ausgangslage stehen die Druckluftspeicher stärker in Konkurrenz zu Power-to-Gas. Ihr Ausbau und die damit verbundenen, vergleichbar hohen Kosten könnten durch einen P2G-Ausbau reduziert werden.
- Der Zusatznutzen des virtuellen Stromtransports wächst dabei quasi „kostenlos und entfernungsunabhängig“ mit dem ohnehin benötigten Ausbau der Speicherkapazitäten mit. Das Stromnetz kann dadurch insbesondere bezogen auf weiträumige Transporte von Norden nach Süden zunehmend entlastet werden, so dass bei adäquat und ausreichend kumulierter Verbundleistung ggf. auch der Neubau einer relativ teuren, langen HGÜ-Leitung mit Kosten im oberen zweistelligen Millionenbereich vermieden werden kann.
- Das Realisierungszeitfenster dafür wird sich bezogen auf die bekannten Ausbauplanungen allerdings schon bald schließen, da sie rasch vorangetrieben bzw. fortschreiten werden. Sie decken aber nicht den langfristigen Bedarf an neuen Strom- und HGÜ-Leitungen ab, für die sich für Power-to-Gas dann bessere Chancen bieten.

6 Hemmnisse und Lösungsansätze

Innovationen sind in der Regel nicht direkt wettbewerbsfähig, sondern werden noch durch eine Reihe verschiedener Hemmnisse an der Markteinführung behindert. Das gilt auch für das innovative Konzept Power-to-Gas mit seinen zuvor dargestellten Perspektiven zur Speicherung großer EE-Strommengen, zur Entlastung des Stromnetzes und für einen virtuellen Stromtransport. Dabei ist zu beachten, dass die Innovation in der neuartigen Kombination und Einsatzweise verschiedener Technologien sowie in der Anpassung der Infrastrukturen liegt, während die Einzeltechnologien zum größten Teil bereits zum Stand der Technik gehören. Daher wird zum Ende dieser Untersuchung noch ein Blick auf einige wesentliche Hemmnisse geworfen und Lösungsansätze dafür abgleitet.

Die Markteinführung von Power-to-Gas wird aus Sicht der Autoren unter anderem durch die folgenden **Hemmnisse** erschwert.

- Es fehlt noch an Erfahrungen für den intermittierenden Betrieb von (großen) Elektrolyseuren, um ihre Leistungsaufnahme an die fluktuierende Stromeinspeisung aus erneuerbaren Energien zu koppeln. Dies gilt zum einen in technischer Hinsicht, bezogen auf das interne Anlagenmanagement, die Auswirkungen auf Wartung und Standzeiten der Komponenten, die nötige Fernwirktechnik und den ferngesteuerten Betrieb. Zum anderen betrifft dies auch diverse handelstechnische und –rechtliche Aspekte wie z. B. die Zulassungen zu Märkten und Gestaltung von Verträgen.
- Es fehlt diesbezüglich auch noch an Erfahrungen für eine intermittierende Einspeisung von Wasserstoff in das Gasnetz und die daraus resultierende zeitliche und räumliche Verteilung der H_2-Konzentration im Gasnetz. Damit ist offen, inwiefern die punktuelle Einspeisung ins Gasnetz die zulässigen Konzentrationswerte an anderen Stellen verletzen kann und es Anpassungsbedarf im Netz gibt.
- Es fehlen noch die Voraussetzungen für einen wirtschaftlichen Anlagenbetrieb. Die Gründe dafür sind vielfältig und komplex, daher wird hier nur ein Grund genannt, der sich aus der charakteristischen Einsatzweise der P2G-Anlagen für die Integration von EE-Strom ergibt. Das ist der niedrige Nutzungsgrad, der sich vor allem in der Anfangszeit, bei noch relativ niedrigen EE-Anteilen, durch die Kopplung an die nur temporär auftretenden Stromüberschüsse aus erneuerbaren Energien ergibt. Dadurch erhöhen sich die spezifischen Kosten für den Einsatz, während für den integrativen Nutzen auf dem Markt keine adäquaten Erlöse zu erzielen sind.
- Der erzeugte Wasserstoff kann aus technischen Gründen nicht beliebig in das Gasnetz eingespeist werden, sondern es sind die zulässigen Konzentrationsgrenzen einzuhalten. Diese begrenzen die H_2-Aufnahmefähigkeit des Gasnetzes und damit das Potenzial von Power-to-Gas mit Wasserstoff für die Energiespeicherung und den virtuellen Stromtransport. Dabei ist für die Zukunft zu beachten, dass der Absatz von Erdgas und damit die Auslastung des Gasnetzes aus Klimaschutzgründen deutlich zurückgehen wird. Ohne Anhebung der H_2-Konzentrationsgrenzen oder Methanisierung wird dann künftig nur noch deutlich weniger EE-Wasserstoff in das Gasnetz eingespeist werden können als heute. Darüber hinaus werden für die derzeit angestrebte H_2-Konzentrationsgrenze von 10 Vol.-% hohe Anpassungskosten im Fernleitungsgasnetz erwartet.

- Die zuvor genannten Potenzialrestriktionen und Anpassungskosten bei Wasserstoff können zwar durch eine Weiterverarbeitung zu synthetischem EE-Methan überwunden werden. Dafür sind dann jedoch geeignete CO_2-Quellen zu erschließen und es fallen zusätzliche energetische Umwandlungsverluste und Anlagenkosten an.
- Insgesamt sind für den Aufbau von P2G-Kapazitäten, ob für Wasserstoff oder Methan, zunächst hohe Anfangsinvestitionen erforderlich, die jedoch voraussichtlich erst mittel- bis langfristig und unter geänderten Rahmenbedingungen die erwarteten (volks-)wirtschaftlichen Nutzen entfalten können. Dabei kommt erschwerend hinzu, dass ein signifikanter Nutzen in der Regel erst ab einer gewissen Mindestgröße realisiert werden kann. Dies zusammen hemmt in der Regel die nötige Bereitschaft sowohl für kommerzielle Investitionen als auch staatliche unterstützte Förderprogramme und damit den Markteinstieg wesentlich.

Um die zuvor genannten Hemmnisse zu verringern bzw. zu überwinden, werden ergänzend zu den bestehenden Forschungs- und Entwicklungszielen (siehe Kapitel 3.1) die folgenden **Lösungsoptionen** vorgeschlagen. Eine vertiefende Analyse oder Bewertung dieser Optionen ist dabei im Rahmen dieser Studie nicht vorgesehen.

- Entwicklung, Durchführung und zeitnahe Evaluierung von weiteren Pilotprojekten, um mehr Erfahrungen mit dem intermittierenden, ferngesteuerten Betrieb von Elektrolyseuren und dessen Markt- und Systemintegration sowie mit der intermittierenden Einspeisung von Wasserstoff sowie dessen dynamischer Verteilung im Gasnetz zu sammeln. Dabei sollten auch vertiefende Analysen zur netzentlastenden Wirkung und zum virtuellen Stromtransport mittels Power-to-Gas integriert werden. Die Ergebnisse werden als wichtig für die weitere Markteinführung und die Standortauswahl von P2G-Anlagen mit Wasserstoff im Hinblick auf eine möglichst optimale Einspeisung ins Gasnetz angesehen.
- Möglichst frühzeitige Entwicklung von Standards für P2G-Anlagen, für die Schnittstellen zur Fernwirktechnik und für entsprechende Fernwirktechnik, um einen ferngesteuerten Betrieb durch Dritte bzw. einen Zugriff von Netzbetreibern zu ermöglichen.
- Durchführung von detaillierten Wirtschaftlichkeitsberechnungen für verschiedene P2G-Betriebsmodelle unter Berücksichtigung der aktuellen sowie denkbarer künftiger Rahmenbedingungen, um die wirtschaftlichen Hemmnisse differenzierter und genauer bestimmen zu können und dementsprechend konkretere Vorschläge für sinnvolle Veränderungen der Rahmenbedingungen entwickeln zu können.
- Zusätzlich zur Unterstützung von Forschung und Entwicklung und von Pilotprojekten erscheint auch eine gezielte, aber zunächst zeitlich begrenzte Förderung der Markteinführung z. B. bis zu einer bestimmten kumulierten Kapazität sinnvoll, um schneller Erfahrungen für die Kosten- und Systemoptimierung sammeln zu können. Zudem können dadurch auch schneller die Kapazitäten für eine signifikante Entlastung des Stromnetzes und damit verbundene gesamtwirtschaftliche Kosteneinsparungen erreicht werden. Da die genaue Gestaltung der Förderung auf verschiedenen Wegen erfolgen kann, sollten hierzu vorab vertiefende Überlegungen und Bewertungen angestellt werden. Zur Vermeidung von unnötigen Kostenbelastungen, ineffektiven Anreizen und zur Fortentwicklung der Förderung ist dabei unbedingt eine zeitnahe und periodische externe Evaluierung vorzusehen.

- Da die Nutzung von Power-to-Gas das Strom- und das Gasnetz in Zukunft stärker miteinander verbinden wird als heute, sollten die jeweiligen Netzentwicklungspläne so bald wie möglich stärker miteinander verzahnt und abgestimmt werden. Dies gilt sowohl für die prozedurale als auch für die inhaltliche Ebene. Power-to-Gas sollte dabei in beiden Plänen explizit als Baustein aufgenommen und fortlaufend berücksichtigt werden.
- Nicht zuletzt sollte so bald wie möglich eine nationale langfristige Roadmap für die Entwicklung und den Einsatz von Power-to-Gas in Kombination mit dem Gasnetz erstellt und fortlaufend weiterentwickelt werden. Dafür bietet sich als Ausgangspunkt die Strategieplattform „Power to Gas“ der dena an, die bereits viele einschlägige Akteure zusammengeführt und erste Eckpunkte für eine Roadmap bis zum Jahr 2020 erarbeitet hat. Eine Roadmap dient der Transparenz und kann damit zur allgemeinen Akzeptanzgewinnung beitragen und sie bietet einen wichtigen Rahmen für die gemeinsame und damit verlässlichere Abstimmung von Entwicklungsschritten und Rahmenbedingungen.

7 Fazit

Der Ausbau von erneuerbaren Energien, insbesondere von Windkraft im Norden und Photovoltaik im Süden Deutschlands, wird zu einer dezentraleren und überwiegend dargebotsabhängigen Stromversorgung mit einer signifikant anderen räumlichen Verteilung als heute führen. Aus systemtechnischer Sicht werden für eine entsprechende strukturelle Anpassung der Elektrizitätswirtschaft, neben einem räumlich ggf. anders strukturierten EE-Ausbau, im wesentlichen drei Schlüsseltechnologien benötigt:

- Neue Stromleitungen für die räumliche Anpassung von Angebots und Abnahme
- Mehr flexible, regelbare Kraftwerke, aber auch steuerbare Lasten, für die Erbringung von Systemdienstleistungen und für den Ausgleich des fluktuierenden EE-Stroms
- Neue Speicher für die zeitliche Anpassung von schwankendem Stromangebot und schwankender Stromnachfrage.

Um die strategische Bedeutung von neuen Stromleitungen und Energiespeichern, die im Fokus dieser Untersuchung stehen, besser einordnen zu können, wird der erwartete – künftige – Bedarf durch eine Metaanalyse insbesondere von aktuellen einschlägigen Szenariostudien dargestellt. Aus den betrachteten Studien etc. lassen sich bezogen auf neue Stromleitungen und Energiespeicher folgende Hauptaussagen ableiten:

- Der mittelfristige Ausbaubedarf im deutschen Stromübertragungsnetz nimmt im Zeitverlauf bzw. mit dem Zeithorizont stark zu, von rd. 850 Trassen-km bis zum Jahr 2015 bis zuletzt gut 7.000 Trassen-km bis zum Jahr 2023
- Der Ausbaubedarf wird langfristig, wenigstens bis zum Jahr 2050, anhalten, wobei Umfang und Tempo im Vergleich zum mittelfristigen Bedarf heute abnehmen werden
- Die Kosten für den Stromnetzausbau steigen ebenfalls mit zunehmenden Zeithorizont deutlich an, von 1,1 Mrd. Euro bis 2015, auf 21 Mrd. Euro bis 2023 und auf schätzungsweise 80 Mrd. Euro bis zum Jahr 2050
- Die alternative Übertragungstechnik HGÜ gewinnt für den weiträumigen Abtransport großer (Wind-)Strommengen aus dem Norden in Richtung Süden stark an Bedeutung
- Gleichwohl sind o.g. Netzausbaubedarf und die zugehörigen Kosten nicht unumstritten und könnten auch deutlich niedriger liegen, dabei ist zu beachten, dass der EE-Ausbau zwar der wichtigste aber insgesamt nur einer von mehreren Gründen dafür ist.
- Langfristig entsteht ein großer Bedarf an zusätzlichen neuen Energiespeichern
- Neue Pumpspeicher spielen für die Energiewende nur eine marginale Rolle. Die betrachteten Szenariostudien sehen kaum noch Potenziale, teils auch keinen Bedarf und erwarten nur noch einen moderaten Ausbau zwischen 1,4 und 2,5 GW_{el} gemäß bekannter Planungen. Große Potenziale werden dagegen in Skandinavien gesehen, deren Erschließung zum Teil auch für Deutschland erwartet wird.
- Druckluftspeicher spielen in einer der betrachteten Studien (SRU 2010) eine zentrale Rolle für die Speicherung von EE-Strom. Hier wird je nach Variante ein Bedarf zwi-

schen rd. 14 und 37 GW_{el} bis zum Jahr 2050 erwartet, mit einer Speicherkapazität für ca. 3,5 TWh_{el}.

Wasserstoff- oder Methanspeicherung bilden in zwei Studien (UBA 2010) und (BMU 2012) die zentrale Speichertechnik. Hier wird bis zum Jahr 2050 eine große Bandbreite für den Speicherbedarf erwartet, der je nach Szenariovariante zwischen 16 und 293 TWh_{el} für Wasserstoff oder alternativ zwischen 75 und 385 TWh_{el} für Methan liegt.

Die Perspektiven von Power-to-Gas resultieren aus dem angestrebten Ausbau von fluktuierenden erneuerbaren Energien und den mit dem Ausbau zunehmenden so genannten „überschüssigen" EE-Strommengen. Dabei ist zwischen den heute „netzbedingten" und den in Zukunft anfallenden „dargebotsbedingten" Überschüssen zu unterscheiden. Erstere entstehen im Fall von Netzengpässen, wenn der EE-Strom, der den lokalen Bedarf übersteigt, nicht zu weiter entferntem – noch unbedecktem – Bedarf abtransportiert werden kann. Die Einspeisung aus thermischen Kraftwerken und EE-Anlagen muss dann reduziert werden. Im Jahr 2011 konnten deswegen rd. 421 Mio. kWh_{el} an EE-Strom (ca. 0,9 % des Windstroms) nicht eingespeist und genutzt werden, Tendenz stark steigend. Power-to-Gas kann durch die gezielte Abnahme und Speicherung des Stroms in Form von Wasserstoff oder Methan dazu beitragen, dass weniger EE-Strom verworfen werden muss.

Dies gilt besonders für den zweiten Fall der dargebotsbedingten Stromüberschüsse, die in Zukunft selbst bei einem idealem Stromnetz mit unbegrenzten Transportkapazitäten auftreten werden. Zur Deckung der Energiebilanz überwiegend durch erneuerbaren Energien muss deutlich mehr EE-Leistung installiert werden als zum Zeitpunkt der höchsten Nachfrage (Spitzenlast) benötigt wird. Daher kommt es mit dem EE-Ausbau künftig immer häufiger dazu, dass die gesamte Stromerzeugung aus EE die gesamte Nachfrage übersteigt. Der entsprechende Überschuss an EE-Strom wird je nach Ausbautempo etwa im Jahr 2050 in Summe etwa genau so hoch sein, wie die noch fehlenden Strommengen, wenn das EE-Angebot nicht zur Bedarfsdeckung ausreicht. Hier bietet sich Power-to-Gas in Kombination mit Gasnetz und Gasspeichern als Langzeitspeicher an, um einen großen Teil der überschüssigen Strommengen für die Zeiten mit zu geringem EE-Stromangebot nutzbar zu machen.

Inwiefern sich diese eigene Sichtweise zur Perspektive von Power-to-Gas mit den Einschätzungen der Bundesregierung, einschlägigen Bundesministerien und *Stakeholdern* aus der Energiewirtschaft deckt, wurde im Rahmen einer Metaanalyse betrachtet. Demnach ist Power-to-Gas eine vielversprechende langfristige Option für die saisonale Speicherung von großen EE-Strommengen. Allerdings gibt es für Power-to-Gas, analog zu anderen neue Speichertechnologien, noch Forschungs- und Entwicklungsbedarf, insbesondere um die Kosten und Umwandlungsverluste zu senken und dadurch die Wettbewerbs- bzw. Marktfähigkeit zu stärken. Power-to-Gas wurde daher unlängst in den Förderprogrammen des „6. Energieforschungsprogramms der Bundesregierung" aufgenommen.

Zusätzlich zu der mittel- bis langfristigen Perspektive als Langzeitspeicher kann Power-to-Gas aber bereits heute auch zur besseren Auslastung und damit Entlastung des Stromnetzes beitragen. Dies ist zum einen lokal durch einen netzorientierten Einsatz der Elektrolyseure im Rahmen von Lastmanagement möglich. Zum anderen könnte durch eine synchrone aber räumlich getrennte Kombination von „Stromspeicherung" (Power-to-Gas) und Stromerzeugung (Gas-to-Power) prinzipiell auch ein virtueller „Stromtransport" über das bestehende

Gasnetz erfolgen. Dadurch können Netzengpässe vermieden bzw. „umgangen“ werden, entsprechende Abregelungen von EE-Strom reduziert, der nötige Ausbau des Stromnetzes in zeitlicher Hinsicht entlastet und unter Umständen auch reduziert werden. Dabei bietet sich Power-to-Gas aufgrund der bestehenden Fernglasleitungen und Gaskraftwerkskapazitäten im Süden Deutschlands besonders für den weiträumigen virtuellen Stromtransport an.

Durch den Zubau von Windenergieanlagen im Norden und den Wegfall großer Kraftwerkskapazitäten im Süden Deutschlands wird ein strukturelles räumliches Ungleichgewicht zwischen Verbrauch und Erzeugung entstehen. Dies verursacht nach den Untersuchungen zum Netzentwicklungsplan große zusätzliche Leistungsflüsse vor allem in Nord-Süd-Richtung, die vom heutigen Stromnetz nicht übertragen werden können. Große Überschüsse an EE-Strom sind aufgrund der umfangreichen Neubauplanungen für die Windkraft auf der Nordsee – auch langfristig – vor allem im Nordwesten zu erwarten.

Im Hinblick auf diese Herausforderungen für das Stromnetz gibt es viele Synergieeffekte mit der bestehenden Gasinfrastruktur. Im Nordwesten sind große Aufnahme-, Transport- und Speicherkapazitäten für Erdgas vorhanden, die auch für die Einspeisung von aus EE-Strom hergestelltem Wasserstoff oder Methan genutzt werden können. Im Westen gibt es eine sehr gut ausgebaute Nord-Süd-Verbindung, die für den Abtransport der eingespeisten Gase dienen kann und im Süden große Entnahmekapazitäten, die zeitgleich zur Stromabnahme in der Überschussregion die Stromerzeugung in der Bedarfsregion ermöglichen. Daher wird als robustes Fallbeispiel ein virtueller P2G-Stromtransport aus dem Nordwesten in den Südwesten Deutschlands analysiert.

Für die quantitative Untersuchung wird auf Ergebnisse der dena Netzstudie II zurückgegriffen, da hierüber die benötigten Daten für die Überschussregion im Nordwesten (dena-Region 22) in Form der im Jahr 2020 nicht übertragbaren Leistung (NÜL) in die beiden südlich angrenzenden Regionen zur Verfügung steht. Diese summiert sich in der Spitze zu maximal 7.4 GW_{el}. Dieser Wert dient im Folgenden als Referenz für die statische Potenzialanalyse. Für die zusätzlich durchgeführte, modellbasierte dynamische Analyse wird die NÜL zwischen den dena-Regionen 22 und 23 ausgewählt, da sie mit bis zu rd. 4,6 GW_{el} größer ist als für die andere Regionengrenze.

In der betrachteten Stromüberschussregion besteht eine „Technisch Verfügbare Kapazität“ zur Gasaufnahme in Höhe von etwa 2.100 GWh/d, was einer möglichen Einspeiseleistung von 88 GW für Erdgas oder Methan entspricht. Über die in die benachbarte dena-Region 23 führenden Ferngasleitungen mit einer Gesamttransportkapazität von mindestens 4,8 Mio. m^3CH_4/h lassen sich 53 GW an Erdgas/Methan aus der Region heraus gen Süden transportieren. Zudem befinden sich im Nordwesten sehr große Gasspeicherkapazitäten mit einem Arbeitsgasvolumen – im ausgebauten Zustand – von insgesamt etwa 6,3 Mrd. m^3. Demnach ist im Gasnetz aus statischer Sicht eine vielfach höhere Aufnahmekapazität für EE-Methan vorhanden, als aufgrund der im Jahr 2020 erwarteten NÜL benötigt wird. Dagegen werden die Kapazitäten der Gasleitungen allein nicht für die Einspeisung von EE-Wasserstoff (≤ 10vol-%) ausreichen, da sie nur maximal eine Leistung von bis zu ca. 2,8 GW_{H2} aufnehmen und abtransportieren können. Im Zusammenspiel mit den vorhandenen, großen Gasspeicher würde die Aufnahmekapazität in der Überschussregion jedoch auch für die Aufnahme des aus der NÜL hergestellten Wasserstoff weit mehr als ausreichen.

In den Zielregionen im Südwesten sind mit ca. 1.200 GWh/d (d. h. 50 GW Erdgas) ausreichend hohe Gasentnahmekapazitäten vorhanden, um dort eine Stromerzeugung gemäß der

auftretenden NÜL in der Überschussregion sicherzustellen, da die im Jahresdurchschnitt resultierende „freie“ Einspeiseleistung mit 12,5 GW_{el} deutlich über der NÜL-Spitze in Höhe von 7,4 GW_{el} liegt.

Da sich bei zeitlich aufgelöster Betrachtung der NÜL und der Auslastungen der Gasleitungen und –speicher zusätzliche Restriktionen für die Aufnahmekapazität ergeben können, wird zusätzlich eine dynamische Betrachtung am Beispiel der dena-Regionengrenze 22-23 durchgeführt. Diese zeigt, dass die Aufnahme und der Abtransport von bis zu 10 Vol.-% EE-Wasserstoff gemäß der anfallenden NÜL aus der Überschussregion möglich ist. Allerdings gelangen die Gasleitungen durch die Wasserstoffeinspeisung häufig bis zur maximal unterstellten Konzentrationsgrenze von 10 Vol.-% und die H_2-Konzentration in den Gasspeichern steigt im Winter bis auf ca. 4 Vol-% an. Diese neuralgischen Punkte können unter geänderten Rahmenbedingungen zu Einschränkungen führen.

Alternativ könnte der Wasserstoff vor der Einspeisung weiter in Methan umgewandelt oder direkt in Wasserstoffkavernen gespeichert werden, um ihn zu geeigneten Zeiten in das Gasnetz einzuleiten. Beide Optionen erweisen sich als geeignete Lösungen. Trotz der sehr hohen Gastransportkapazität aus der betrachteten Region hinaus kann die Übertragungsaufgabe allerdings in keinem der untersuchten Fälle gelöst werden, ohne dass Gasmengen gespeichert werden müssen. Es müssen also entsprechende Speicher vorhanden sein. Daher sind die Ergebnisse des Fallbeispiels nur bedingt auf andere Regionen übertragbar.

Insgesamt konnte jedoch gezeigt werden, dass unter den getroffenen Annahmen der virtuelle Stromtransport mittels Power-to-Gas und Wasserstoff aus dem Nordwesten in den Südwesten möglich ist, wenn Wasserstoff bis zu 10 Vol-% auch in die dort vorhandenen Speichern eingespeist werden kann.

Um die netzentlastende Wirkung von Power-to-Gas mit Wasserstoffeinspeisung ökonomisch einordnen zu können, wurden Kosten für den Neubau von P2G-Anlagen heute sowie die möglichen Kostensenkungspotenziale abgeschätzt. Ergänzend wurden Kosten für die Verzögerung des Netzausbaus, für neue Stromleitungen und für neue Energiespeicher (Pump- und Druckluftspeicher) ermittelt. Die erforderlichen Investitionen in neue Anlagen wurden mittels einem Annuitätenfaktor in Jahreskosten umgerechnet, um sie vergleichbar zu machen. Zusätzlich wurden statische, jährliche Fixkosten für Betrieb und Wartung sowie für Verlustenergie bestimmt.

Die alkalische Elektrolyse mit hohem Ausgangsdruck wurde als Referenztechnik für den Markteinstieg ausgewählt, da sie heute von allen drei möglichen Verfahren die besten technischen und ökonomischen Voraussetzungen hat. Für neue, große Anlagen (5 MW_{el}, 1.000 Nm^3H_2/h) ist heute mit Investitionen von etwa 1.000 €/kW_{el} zu rechnen. Diese können durch Optimierung des Produktionsdesigns kurz- bis mittelfristig um 17 % auf etwa 830 €/kW_{el} und durch Übergang in die Serienfertigung und Ausnutzung von Skaleneffekten noch um bis zu 50 % bzw. bis auf etwa 500 €/kW_{el} gesenkt werden, wie verschiedene Studien zeigen. Eine virtuelle P2G-Stromtransportkapzität von 1.000 MW_{el} würde unter den getroffenen Annahmen mit heutigen Anlagen etwa 130 Mio. Euro pro Jahr und in Zukunft, mit seriengefertigten Anlagen, noch etwa 87 Mio. Euro pro Jahr kosten.

Eine vorgezogene „netzgetriebene“ Markteinführung von Power-to-Gas wird daher voraussichtlich mit deutlich höheren kumulierten Kosten verbunden sein, als eine spätere „speichergetriebene“ Markteinführung. Sie ermöglicht dafür jedoch ggf. auch in größerem Um-

fang Kosten zu reduzieren, die heute bereits durch die Verzögerung des Stromnetzausbau sowie künftig für neue Stromleitungen und Energiespeicher anfallen. Durch den verzögerten Netzausbau müssen die Übertragungsnetzbetreiber vermehrt verschiedene Maßnahmen ergreifen, um Netzengpässe zu vermeiden und zu beseitigen. Die zugehörigen Kosten sind zuletzt von ca. 60 Mio. Euro (2010) auf mindestens gut 160 Mio. Euro im Jahr 2011 gestiegen[61], rd. 34 Mio. Euro (21 %) davon werden allein für die Abregelung von EE-Strom bezahlt. Dieser könnte durch Power-to-Gas zumindest zum Teil abgenommen und für eine spätere energetische Nutzung in Form von Wasserstoff (oder Methan) gespeichert werden.

Die jährlichen Fixkosten für neue Stromleitungen sind im direkten Vergleich je nach Technik und Entfernung zwar erheblich (Freileitungen) bis deutlich (HGÜ-Leitungen) niedriger als für den virtuellen P2G-Stromtransport. Dieser Vergleich lässt jedoch u.a. den Speicher-Nutzen, der dem Ausbau von Power-to-Gas primär zugrunde liegt, außen vor. Der Bedarf an und damit die Kosten von neuen Speichern sind dabei zu berücksichtigen. Sie liegen für neue Pumpspeicherwerke zwischen etwa 40 und 57 Mio. €/a und für neue Druckluftspeicher zwischen etwa 71 und 120 Mio. €/a. Im Hinblick auf noch verfügbare Potenziale und geeignete Standorte für den Neubau, Einsatzdauer und Ausgangslage stehen die Druckluftspeicher stärker in Konkurrenz zu Power-to-Gas. Ihr Ausbau und die damit verbundenen, vergleichbar hohen Kosten könnten durch einen P2G-Ausbau reduziert werden. Der Zusatznutzen des virtuellen Stromtransports wächst dabei quasi „kostenlos und entfernungsunabhängig“ mit dem ohnehin benötigten Ausbau der Speicherkapazitäten mit. Das Stromnetz kann dadurch insbesondere bezogen auf weiträumige Transporte von Norden nach Süden zunehmend entlastet werden, so dass bei adäquat und ausreichend kumulierter Verbundleistung ggf. auch der Neubau einer relativ teuren, langen HGÜ-Leitung mit Kosten im oberen zweistelligen Millionenbereich vermieden werden kann. Das Realisierungszeitfenster dafür wird sich bezogen auf die bekannten Ausbauplanungen allerdings schon bald schließen, da sie rasch vorangetrieben bzw. fortschreiten werden. Sie decken aber nicht den langfristigen Bedarf an neuen Strom- und HGÜ-Leitungen ab, für die sich für Power-to-Gas dann bessere Chancen bieten.

Innovationen wie Power-to-Gas stehen bei der Markteinführung in der Regel noch verschiedenen Hemmnisse gegenüber. Dazu gehören zunächst generell fehlende Betriebs- und Markterfahrungen, die bei Power-to-Gas insbesondere den intermittierenden Betrieb und eine entsprechend intermittierende Gaseinspeisung betreffen. Es fehlt aus verschiedenen Gründen noch an den Voraussetzungen für einen wirtschaftlichen Anlagenbetrieb. Dazu gehört beispielsweise der niedrige Nutzungsgrad, der sich zumindest mittelfristig durch die Kopplung des Einsatzes an die nur temporär auftretenden Stromüberschüsse aus erneuerbaren Energien ergibt. Dadurch erhöhen sich die spezifischen Kosten für den Einsatz, während für den integrativen Nutzen auf dem Markt keine adäquaten Erlöse zu erzielen sind. Die direkte Nutzung von Wasserstoff wird zudem durch die zulässigen Konzentrationsgrenzen für die Einspeisung und eine in Zukunft, aus Klimaschutzgründen, rückläufige Auslastung der Gasleitungen eingeschränkt. Darüber hinaus werden für die derzeit angestrebte H_2-Konzentrationsgrenze von 10 Vol.-% hohe Anpassungskosten im Fernleitungsgasnetz erwartet. Diese Hemmnisse können zwar durch Methanisierung des Wasserstoffs

[61] Folgekosten, die aus der Durchführung von Anpassungsmaßnahmen nach § 13.2 EnWG sowie aus verschlechterten energie- und gesamtwirtschaftlichen Rahmenbedingungen entstehen, sind darin noch nicht enthalten.

überwunden werden. Dafür sind dann jedoch geeignete CO_2-Quellen zu erschließen und es fallen zusätzliche energetische Umwandlungsverluste und Anlagenkosten an. Ein zentrales Hemmnis stellen schließlich die hohen Anfangsinvestitionen dar, die für den Markteinstieg zunächst erforderlich sind, während sich der (volks-)wirtschaftliche Nutzen erst mittel- bis langfristig erschließen lässt. Dies hemmt in der Regel die nötige Bereitschaft sowohl für kommerzielle Investitionen als auch staatliche unterstützte Förderprogramme und damit den Markteinstieg wesentlich.

Vor diesem Hintergrund werde die folgenden Lösungsoptionen vorgeschlagen:

- Entwicklung, Durchführung und zeitnahe Evaluierung von weiteren Pilotprojekten, um mehr Erfahrungen mit dem intermittierenden, ferngesteuerten Betrieb von Elektrolyseuren und dessen Markt- und Systemintegration sowie mit der intermittierenden Einspeisung von Wasserstoff sowie dessen dynamischer Verteilung im Gasnetz zu sammeln. Dabei sollten auch vertiefende Analysen zur netzentlastenden Wirkung und zum virtuellen Stromtransport mittels Power-to-Gas integriert werden.
- Möglichst frühzeitige Entwicklung von Standards für P2G-Anlagen, für die Schnittstellen zur Fernwirktechnik und für entsprechende Fernwirktechnik, um einen ferngesteuerten Betrieb durch Dritte bzw. einen Zugriff von Netzbetreibern zu ermöglichen.
- Durchführung von detaillierten Wirtschaftlichkeitsberechnungen für verschiedene P2G-Betriebsmodelle unter Berücksichtigung der aktuellen sowie denkbarer künftiger Rahmenbedingungen, um die wirtschaftlichen Hemmnisse differenzierter und genauer bestimmen zu können und dementsprechend konkretere Vorschläge für sinnvolle Veränderungen der Rahmenbedingungen entwickeln zu können.
- Zusätzlich zur Unterstützung von Forschung und Entwicklung und von Pilotprojekten erscheint auch eine gezielte, aber zunächst zeitlich begrenzte Förderung der Markteinführung z. B. bis zu einer bestimmten kumulierten Kapazität sinnvoll, um schneller Erfahrungen für die Kosten- und Systemoptimierung sammeln zu können. Zudem können dadurch auch schneller die Kapazitäten für eine signifikante Entlastung des Stromnetzes und damit verbundene gesamtwirtschaftliche Kosteneinsparungen erreicht werden.
- Da die Nutzung von Power-to-Gas das Strom- und das Gasnetz in Zukunft stärker miteinander verbinden wird als heute, sollten die jeweiligen Netzentwicklungspläne so bald wie möglich stärker miteinander verzahnt und abgestimmt werden. Dies gilt sowohl für die prozedurale als auch für die inhaltliche Ebene. Power-to-Gas sollte dabei in beiden Plänen explizit als Baustein aufgenommen und fortlaufend berücksichtigt werden.
- Nicht zuletzt sollte so bald wie möglich eine nationale langfristige Roadmap für die Entwicklung und den Einsatz von Power-to-Gas in Kombination mit dem Gasnetz erstellt und fortlaufend weiterentwickelt werden. Dafür bietet sich die Strategieplattform „Power to Gas“ der dena an, die bereits viele einschlägige Akteure zusammengeführt und erste Eckpunkte für eine Roadmap bis zum Jahr 2020 erarbeitet hat. Eine Roadmap dient der Transparenz und kann damit zur allgemeinen Akzeptanzgewinnung beitragen und sie bietet einen wichtigen Rahmen für die gemeinsame und damit verlässlichere Abstimmung von Entwicklungsschritten und Rahmenbedingungen.

Zum Schluss bleibt festzuhalten, dass Power-to-Gas zusätzlich zur Energiespeicherung auch zur besseren Auslastung und Entlastung des Stromnetzes und darüber hinaus auch für einen virtuellen Stromtransport eingesetzt werden kann. Dadurch könnte den stark gestiegenen Kosten durch die Verzögerung des Netzausbaus entgegengewirkt und ein Beitrag zur Versorgungsqualität und –sicherheit geleistet werden. Dies spricht dafür den Ausbau von Power-to-Gas (schneller) voranzutreiben.

8 Literatur- und Quellenverzeichnis

BNE (Hrsg.) (2011): KAPAZITÄTSMARKT Rahmenbedingungen, Notwendigkeit und Eckpunkte einer Ausgestaltung. Berlin.

Ahlers, E. (2012): Die Rolle von Power-to-Gas im zukünftigen Energiesystem. BDEW e.V. , http://www.dbi-gti.de/fileadmin/downloads/5_Veroeffentlichungen/Tagungen_Workshops/2012/H2-FF_2012/01_Ahlers_BVEWW.pdf

BINE (2005): Druckluftspeicher-Kraftwerke projektinfo 05/07.

Biundesregierung 2013 (o. J.).: Energiekonzept - Fragen und Antworten - Erneurbare Energien. http://www.bundesregierung.de/Webs/Breg/DE/Themen/Energiekonzept/Fragen-Antwor-ten/3_ErneuerbareEnergien/1_allgemein/_node.html;jsessionid=830E4CED6E0DF6DAC90995F2DDF2BEAD.s2t1#doc606052bodyText3. Last access: 23 April 2013.

BMU (2007): Leitstudie 2007: Ausbaustrategie Erneuerbare Energien - Aktualisierung und Neubewertung bis zu den Jahren 2020 und 2030 mit Ausblick bis 2050. Text. Berlin: Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. www.bmu.de/erneuerbare_energien/downloads/doc/38787.php. Last access: 03 Mai 2010.

BMU (2009): Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau erneuerbarer Energien in Deutschland: Leitszenario 2009 [Long-Term Scenarios and Strategies for the Deployment of Renewable Energies in Germany: Lead Scenario 2009]. Umweltpolitik. Berlin: Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit.

BMU (2010): Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland im Jahr 2009. Berlin: Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. http://www.erneuerbare-energien.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/ee_hintergrund_2009_bf.pdf. Last access: 09 August 2010.

BMU (2011): Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global: „Leitstudie 2010“. http://www.bmu.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/leitstudie2010_bf.pdf

BMU (2012): Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global. Studie. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. http://erneuerbare-energien.de/erneuerbare_energien/doc/48514.php. Last access: 25 April 2012.

BMU (2013a): Treibhausgasausstoß in Deutschland. http://www.bmu.de/fileadmin/Daten_BMU/Download_PDF/Klimaschutz/hintergrund_treibhausgasausstoss_d_2012_bf.pdf

BMU (2013b): Thesenpapier 4. EEG-Dialogforum: „Die Rolle von Speichern im Kontext der Energiewende“.

BMWi (2010): Energieszenarien für ein Energiekonzept der Bundesregierung. Basel/Köln/Osnabrück.

BMWi (2011): Forschung für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung. Berlin.

BMWi (2012): Bundesbedarfsplangesetz – BBPlG. http://www.kommunen-in-nrw.de/mitgliederbereich/mitteilungen/detailansicht/dokument/entwurf-des-bundesbedarfsplans-strom-2012.html?cHash=79fc3f4ed6b6b1b9a73a182d83828bd4

BMWi; BMU (2010): Energiekonzept. Berlin. http://www.bmu.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/entw_energiekonzept_kf_bf.pdf

BNetzA (2012): Bauliche Fertigstellung der EnLAG-Vorhaben.

BNetzA (2013): Monitoringbericht 2012 – Monitoringbericht gemäß § 63 Abs. 3 i.V.m. § 35 EnWG und § 48 Abs. 3 i.V.m. § 53 Abs. 3 GWB.

Brandt, R. (2013): Mündliche Informationen vom BEE-Referenten für Energiemärkte und Regulierung.

Bundesministerium der Finanzen (o. J.).: AfA-Tabelle für die allgemein verwendbaren Anlagegüter („AV“).

C. Neus (2012): Veränderte Herausforderungen für das Übertragungsnetz.

Consentec; r2b (2011): Information.

CONSENTEC; R2B (2010): Voraussetzungen einer optimalen Integration erneuerbarer Energien in das Stromversorgungssystem. http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/Publikationen/Studien/endbericht-optimale-intergration-erneuerbare-energie,property=pdf,bereich=bmwi,sprache=de,rwb=true.pdf

Czisch, G. (2005): Szenarien zur zukünftigen Stromversorgung - Kostenoptimierte Variationen zur Versorgung Europas und seiner Nachbarn mit Strom aus erneuerbaren Energie. Dissertation. Kassel: Institut für Elektrische Energietechnik / Rationelle Energiewandlung.

Dena (2005): Dena-Netzstudie: Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windenergie in Deutschland an Land und Offshore bis zum Jahre 2020. Berlin.

Dena (2010): Dena-Netzstudie II: Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum 2015 – 2020 mit Ausblick 2025. Berlin: Deutsche Energie Agentur GmbH. http://www.dena.de/fileadmin/user_upload/Download/Dokumente/Studien___Umfragen/Endbericht_dena-Netzstudie_II.PDF. Last access: 28 Januar 2011.

Dena (2012): Integration der erneuerbaren Energien in den deutsch-europäischen Strommarkt. Berlin: Deutsche Energie-Agentur.

Ender (2013): Wind Energy Use in Germany (Februar 2013)31–41.

Energie-Chronik (2012a): Entschädigungen für gestoppte Windkraftanlagen stiegen auf das Dreifache. http://www.energie-chronik.de/121108.htm. Last access: 02 Juli 2013.

Energie-Chronik (2012b): Bundesnetzagentur regelt „Redispatch“ einheitlich – Kraftwerksbetreiber drohen mit Klagen. http://www.energie-chronik.de/121109.htm. Last access: 02 Juli 2013.

ENTSO-E (2010): Ten-year network development plan 2010-2020. ENTSO-E. https://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/_library/SDC/TYNDP/TYNDP-final_document.pdf. Last access: 22 Januar 2011.

ENTSO-E (2012): Project Ten-Year Network Development Plan 2012. https://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/_library/SDC/TYNDP/2012/TYNDP_2012_report.pdf

entsog (2012): ENTSOG Maps - „The European Natural Gas Network“. http://www.entsog.eu/mapsdata.html. Last access: 10 Dezember 2012.

Fernleitungsnetzbetreiber (2012): Netzentwicklungsplan Gas 2012. Berlin. www.netzentwicklungsplan-gas.de

Gas Infrastructure Europe (2012a): Gas Storage Europe (GSE) Storage Map. http://www.gie.eu/index.php/maps-data/gse-storage-map

Gas Infrastructure Europe (2012b): GSE Aggregated Gas Storage Inventory - Historical data. https://transparency.gie.eu.com/daily_history.php?r=20. Last access: 24 Januar 2013.

Henel, M. (2012): Berechnung/Annahmen nach DBI-GUT.

Katharina Grawe (2012): Re: Anfrage auf Datenweitergabe aus der dena-Netzstudie II.

DNV KEMA Energy & Sustainability (2013): Europäische Power-to-Gas-Kooperation für das zukünftige Energiesystem | Pressemitteilung DNV KEMA. http://www.presseportal.de/pm/104491/2459364/europaeische-power-to-gas-kooperation-fuer-das-zukuenftige-energiesystem. Last access: 02 Juli 2013.

Krzikalla et al. (2012): Möglichkeiten zum Ausgleich fluktuierender Einspeisungen aus Erneuerbaren Energien. http://www.bee-ev.de/_downloads/publikationen/studien/2013/130327_BET_Studie_Ausgleichsmoeglichkeiten.pdf

Leprich, U. et al., U. (2011): Ausbau elektrischer Netze mit Kabel oder Freileitung unter besonderer Berücksichtigung der Einspeisung Erneuerbarer Energien. Saarbrücken.

Müller-Syring; Henel, M. (2011): Power-to-Gas Konzepte, Kosten, Potenziale. Berlin.

Nast, M.; Horst, J. (2011): Vorbereitung und Begleitung der Erstellung des Erfahrungsberichtes 2011 gemäß § 65 EEG – Vorhaben V Integration der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien und konventionellen Energieträgern.

Niemann, A. (2011): Machbarkeitsstudie zur Nutzung von Anlagen des Steinkohlebergbaus als Pumpspeicherwerke. Essen.

Nitsch, J.; Krewitt, W.; Nast, M.; Viebahn, P.; Gärtner, S.; Pehnt, M.; et al. (2004): Ökologisch optimierter Ausbau der Nutzung erneuerbarer Energien in Deutschland. (BMU, Hrsg.). Berlin. http://www.bmu.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/nutzung_ee_lang.pdf. Last access: 11 August 2008.

Nölke, M. (2006): Compressed Air Energy Storage (CAES) – eine sinnvolle Ergänzung zur Energieversorgung?

Perau, E. et al. (2011): Nutzung von Anlagen des Bergbaus zur Speicherung regenerativer Energien durch Unterflur-Pumpspeicherwerke. Essen.

prognos (2011): Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan Gas 2012 der Fernleitungsnetzbetreiber. Berlin.

prognos (2012): Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan Gas 2013 der Fernleitungsnetzbetreiber. Berlin.

Rasmusson, H.; Henel, M.; Fiedler, H. (2012): Mündliche Informationen zu Kostenannahmen.

Saur, G. (2008): Wind-To-Hydrogen Project: Electrolyzer Capital Cost Study Technical Report NREL/TP-550-44103. Colorado: National Renewable Energy Laboratory.

Schröder, J. (2012): Herausforderungen für den Stromnetzausbau – Analyse anhand ausgewählter Einzelfallbeispiele in Deutschland (Master Arbeit). Koblenz.

Smolinka et al., T. (2011): Stand und Entwicklungspotenzial der Wasserelektrolyse zur Herstellung von Wasserstoff aus regenerativen Energien“.

SRU (2010): 100% erneuerbare Stromversorgung bis 2050: klimaverträglich, sicher, bezahlbar. Stellungnahme No. 15. Sachverständigenrat für Umweltfragen. http://www.umweltrat.de/cln_135/SharedDocs/Downloads/DE/04_Stellungnahmen/2010_05_Stellung_15_erneuerbareStromversorgung.html. Last access: 09 August 2010.

UBA (2010): Energieziel 2050: 100% Strom aus erneuerbaren Quellen. http://www.umweltdaten.de/publikationen/fpdf-l/3997.pdf. Last access: 16 April 2012.

Übertragungsnetzbetreiber (2012): Netzentwicklungsplan 2012/ 2. Entwurf.

Übertragungsnetzbetreiber (2013): Netzentwicklungsplan 2013, erster Entwurf. http://www.netzentwicklungsplan.de/NEP_2013_Teil_I.pdf

VGE/WGI (2011): Gasversorgungsnetz in Deutschland – digitale Karte, Version 2.0, 21.02.2011.

Weindorf, W. (2006): HyWays: Modelling of hydrogen supply chains for Germany in the E3-database. LBST.

Wikipedia (2010): Pumpspeicherkraftwerk – Wikipedia. http://de.wikipedia.org/wiki/Pumpspeicherkraftwerk. Last access: 23 Juli 2012.

ZfES (2012): Stromspeicherpotenziale für Deutschland. Zentrum für Energieforschung Stuttgart (ZfES).

9 Anhang

9.1 Annahmen, Parameter und Formeln für die Berechnungen in Kapitel 5

Indikator	Auslegung		Spezifische Werte			
Alkalische Druck-Elektrolyse						
Investitionen						
- heute	5	[MW_{el}]			1.000	[€/kW_{el}]
- kostenoptimiert "morgen"	5	[MW_{el}]			830	[€/kW_{el}]
- nach dena II	5	[MW_{el}]			600	[€/kW_{el}]
- nach erfolgreicher Marktentwicklung & Serienfertigung	5	[MW_{el}]			500	[€/kW_{el}]
H_2-Pufferspeicher	10	[Tanks á 100 m^3]	80.000	[€/Tank]	160	[€/kW_{el}]
Gebäude und Gelände						
Gebäude	2.376	[m^3]	250	[€/m^3]	119	[€/kW_{el}]
Befestigungsarbeiten	3.245	[m^2]	100	[€/m^2]	65	[€/kW_{el}]
Zaun	200	[m]	100	[€/m]	10	[€/kWel]
Tor	1	[Stück]	8.000	[€/Stück]		
Stromanschluss						
MS Kabel (≤ 5000 m)	< 5000	[m]	65	[€/m]		[€/kW_{el}]
Trafo	200	[Stück]	80.000	[€/Stück]	16	[€/kW_{el}]
Gasanschluss						
H_2-Verdichter		[Stück]		[€/Stück]	60	[€/kW_{el}]
Gebäude Verdichter / Einspeisung	480	[m^3]	250	[€/m^3]	24	[€/kW_{el}]
Gasrohr	< 1000	[m]	150	[€/m]	30	[€/kW_{el}]
Zusätzliches Gas*						
Gaspreis			3	[€/MWh_{gas}]		

Anmerkungen: * Kompensation für Umwandlungsverluste

Tabelle 9-1: Annahmen (Teil 1) für die Berechnungen der jährlichen Fixkosten für den virtuellen Stromtransport mittels Power-to-Gas mit einer Leistung von 1.000 MW_{el} (siehe Kapitel 5.1)

Quellen: (Müller-Syring und Henel, M. 2011); (Rasmusson, H. et al. 2012)

	Abschreibungszeiten [a]	
	Afa- Tabelle	**Gas-/Strom-NEV**
Elektrolyse		
Alkalischen Druck-Elektrolyseur	25	
H_2-Pufferspeicher	15	
Gebäude und Gelände		
Gebäude	50	50 - 60
Zaun	17	
Tor		
Befestigungen	19	
Stromanschluss		
MS Kabel	35	40 - 45
Trafo, Leistungselektronik	20	30 -45
Gasanschluss		
Verdichter	25	25
Einspeisung	15	25
Gasrohr	25	45 - 55
Gas-Turbinen, PSW-/CAES-Kraftwerktsteil	22	

Tabelle 9-2: Annahmen (Teil 1) für die Berechnungen der jährlichen Fixkosten für den virtuellen Stromtransport mittels Power-to-Gas mit einer Leistung von 1.000 MW_{el} (siehe Kapitel 5.1)

Quellen: (Bundesministerium der Finanzen o. J.)

Verwendete Formeln für die Berechnung der jährlichen Fixkosten:

$$Ka = (I_o \cdot AF) + \left(I_o \cdot k_{b,fix} \cdot AF\right) + K_{VE}$$

mit

$$AF = \frac{(1+z)^t \cdot z}{(1+z)^t - 1}$$

K_a: Jährliche Fixkosten [€/a]; I_0: Investitionssumme zum Zeitpunkt 0 [€]; AF: Annuitätenfaktor [-]; $K_{b,fix}$: Fixer Betriebskostenfaktor bezogen auf die Investitionssumme [%]; K_{VE}: Verlustenergiekosten [€/a]; z: Diskontierungsszinsatz [%]; t: wirtschaftliche Nutzungsdauer nach AfA-Tabellen [a]

Formel 1: Berechnung der jährlichen Fixkosten

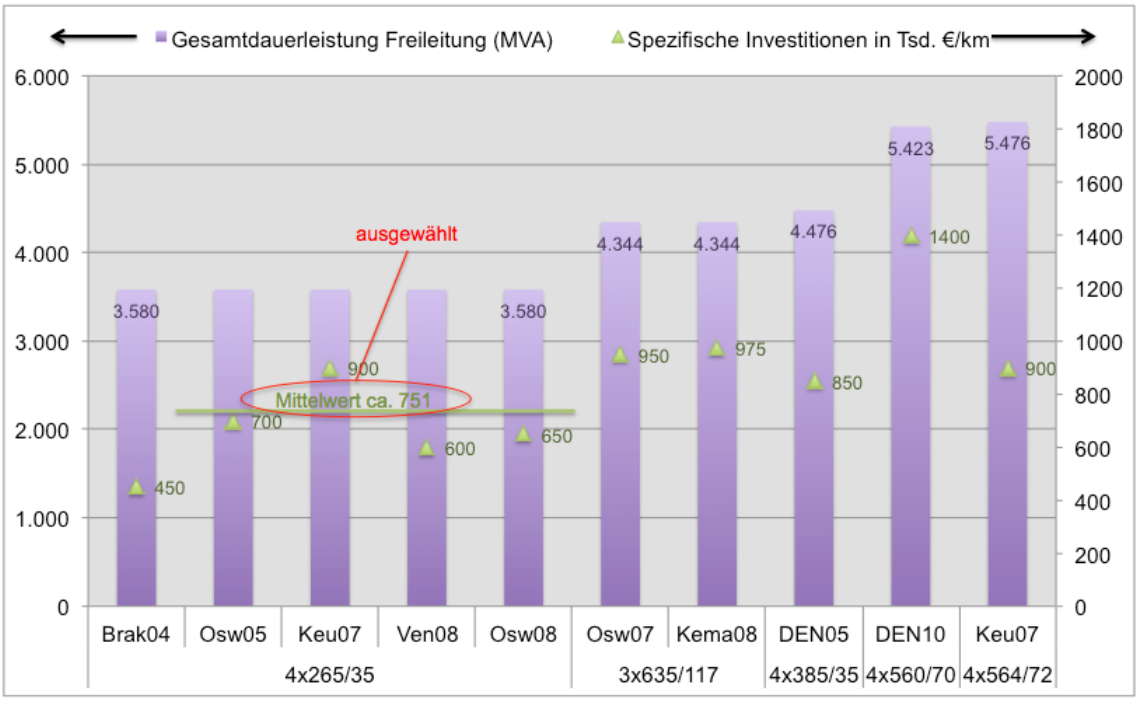


Abbildung 9-1: Spezifische Kosten für AC-Freileitungen nach Leistung und verschiedenen Studien

Quelle: nach (Leprich, U. et al. 2011)

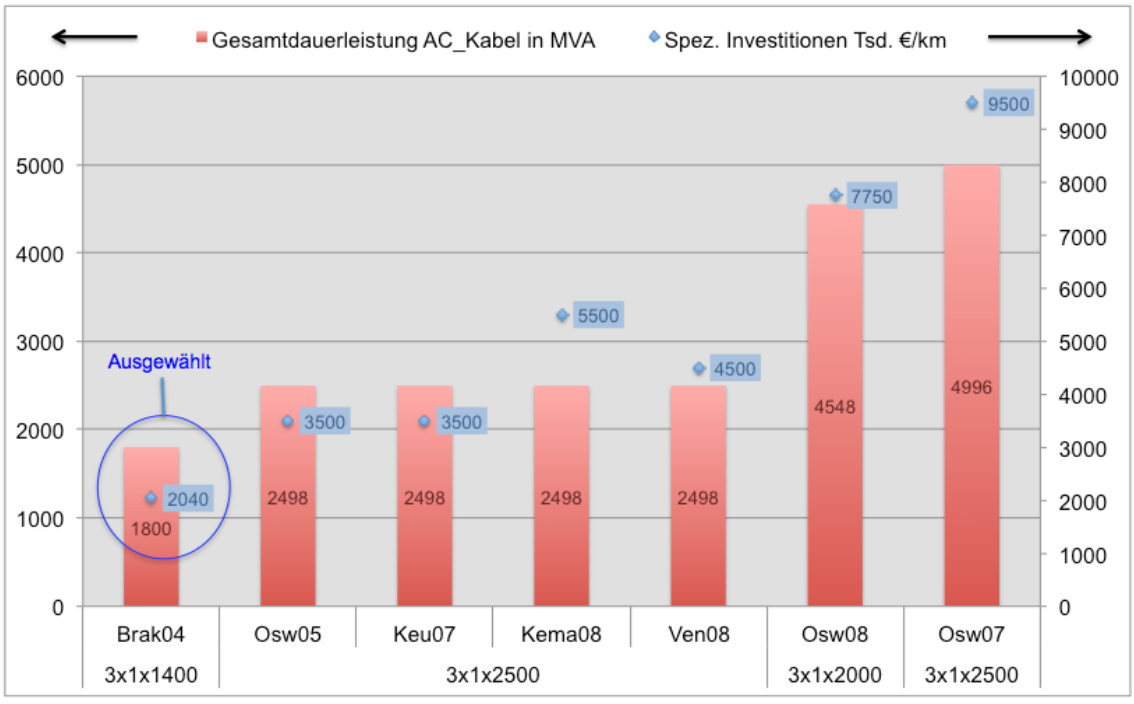


Abbildung 9-2: Spezifische Kosten für Erdkabel nach Leistung und verschiedenen Studien

Quelle: nach (Leprich, U. et al. 2011)

Deutscher Verein des
Gas- und Wasserfaches e.V.

DVGW
FORSCHUNG

www.dvgw-forschung.de

Management Summary

Synergieeffekte Gas- und Stromnetze – Nutzung von Gasnetzen und -speichern für die Integration von Strom aus Erneuerbaren Energien und zur Entlastung der Stromnetze

Dezember 2013

Prof. Dr. Manfred Fischedick
Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie, Wuppertal

Dipl.-Phys. Frank Merten
Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie, Wuppertal

M.Sc. Christine Krüger
Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie, Wuppertal

Dipl.-Ing. Arjuna Nebel
Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie, Wuppertal

Wuppertal Institut
für Klima, Umwelt, Energie
GmbH

Management Summary

Synergieeffekte Gas- und Stromnetze – Nutzung von Gasnetzen und -speichern für die Integration von Strom aus Erneuerbaren Energien und zur Entlastung der Stromnetze

Kernaussage;

In Deutschland besteht aktuell dringender und nennenswerter Bedarf für den Ausbau des Stromnetzes sowie mittel- bis langfristig auch zunehmender Bedarf an großen saisonalen Speicherkapazitäten für die Energiewende. Das Gasnetz inkl. Speicher ist hierfür eine vielversprechende Speicheroption. Es kann die wachsenden „überschüssigen“[1] Strommengen aus erneuerbaren Energien (EE) in Form von Wasserstoff oder synthetischem Methan (Power-to-Gas) aufnehmen und zeitversetzt wieder in Form von Wärme, Strom, oder Kraftstoff abgeben. Neben der Energiespeicherung ist Power-to-Gas zusammen mit dem Gasnetz aber auch zum virtuellen Stromtransport und damit zur Entlastung des Stromnetzes einsetzbar. Dieser Zusatznutzen wächst dank der bereits bestehenden Gasinfrastruktur weitgehend entfernungsunabhängig und dezentral mit dem ohnehin benötigten Ausbau von Power-to-Gas-Speicherkapazitäten mit. Dadurch kann das Stromnetz insbesondere bezogen auf weiträumige Transporte von Norden nach Süden entlastet und das Risiko eines überdimensionierten Netzausbaus verringert werden. Zudem können Systemkosten durch verzögerten Stromnetzausbau und Kosten für andere Speicher zum Teil reduziert werden. Sie sind bei der Kostenbewertung des Ausbaus von Power-to-Gas-Speicherkapazitäten zu berücksichtigen.

Hintergrund:

Durch den geplanten starken Ausbau der Windkraft in Norddeutschland und in der Nordsee und durch den Wegfall großer thermischer Kraftwerkskapazitäten im Süden Deutschlands werden mittelfristig große Stromleistungsflüsse vor allem in Nord-Süd-Richtung entstehen. Diese können vom heutigen Stromnetz wegen mangelnder Kapazität nicht vollständig übertragen werden.

Zwischen Gas- und Stromnetz bestehen diesbezüglich viele Synergieeffekte für einen virtuellen Stromtransport via Power-to-Gas und Gasnetz. Im Nordwesten sind große Aufnahme-, Transport- und Speicherkapazitäten für Erdgas vorhanden, die auch für die Einspeisung von EE-Wasserstoff aus der Elektrolyse oder EE-Methan (aus EE-Wasserstoff) genutzt werden können. Im Westen gibt es eine sehr gut ausgebaute Nord-Süd-Verbindung für den Gastransport, die auch für den Abtransport eingespeister EE-Gase dienen kann, und im Süden eine ausreichend leistungsstarke Gasinfrastruktur. Dies ermöglicht die Stromerzeugung in der Bedarfsregion, zeitgleich zur Stromabnahme in der Überschussregion (virtueller Stromtransport). Dafür sind neben den bestehenden Kapazitäten an Gaskraftwerken im Süden ggf. zusätzliche Kapazitäten zu installieren. Damit wird hier jedoch unabhängig vom Power-to-Gas-Ausbau gerechnet, da durch die geplante Abschaltung von großen Kernkraftwerken im Süden und für die Integration weiterer fluktuierender EE-Kraftwerke ohnehin neue flexible Gaskraftwerke vorzugsweise im Süden benötigt werden.

Die technische Machbarkeit eines virtuellen Stromtransports via Power-to-Gas wurde anhand einer Fallstudie untersucht. Als Basis dafür diente die dena Netzstudie II und die Aufgabe, die laut dena-Studie nicht übertragbaren Leistungen aus dem Nordwesten (7,4 GW_{el} im Jahr 2020) mittels Power-to-Gas und Gasnetz in den Südwesten Deutschlands zu transportieren. Die statische Analyse bestätigt diese Option für EE-Methan und zum großen Teil auch für EE-Wasserstoff. Die

[1] Im Fall von Netzengpässen oder wenn das Angebot die Nachfrage insgesamt übersteigt.

technisch verfügbare Aufnahme-Kapazität des Gasnetzes im Nordwesten entspricht einer möglichen Einspeiseleistung in Höhe von 88 GW_{th} für Erdgas oder EE-Methan und von max. 2,8 GW_{th} für Wasserstoff (unter Voraussetzung einer möglichen Zumischung zum Erdgas von bis zu 10 Vol.-%). Die entsprechende Transportkapazität der Ferngasleitungen aus dieser Region heraus beträgt allein in südöstlicher Richtung etwa 53 GW_{th} für Erdgas oder EE-Methan bzw. max. 1,7 GW_{th} für Wasserstoff (≤10 Vol.-%). Im Südwesten sind ausreichend hohe Gastransportkapazitäten vorhanden, um dort eine Stromerzeugung sicherzustellen, die der im Nordwesten auftretenden nicht übertragbaren Leistung entspricht.

Eine zusätzlich durchgeführte, dynamische modellbasierte Analyse anhand der Regionengrenze im Nordwesten (Raum 22 „Bremen“ und Raum 23 „Hannover“), an der in der dena-Studie der größte Teil der nicht übertragbaren Leistung (4,8 GW_{el}) anfällt, zeigt ebenfalls die Machbarkeit des virtuellen Stromtransports via Power-to-Gas auf. Dieser ist unter Einbindung der vorhandenen Gasspeicher in stündlicher Auflösung und damit unter zusätzlichen Restriktionen wie z. B. dynamischer Netzauslastung auch für EE-Wasserstoff möglich. Dabei gelangt das Gasgemisch in den Leitungen jedoch häufig bis an die unterstellte maximal zulässige Konzentrationsgrenze für Wasserstoff in Höhe von 10 Vol.-% und in den Gasspeichern steigt der Wasserstoffanteil im Winter bis auf ca. 4 Vol-% an. Diese neuralgischen Engpässe können jedoch alternativ durch Umwandlung des Wasserstoff zu Methan oder durch direkte Speicherung in Wasserstoff-Kavernen gelöst werden.

Kosten-Nutzen-Analyse:

Die Elektrolyse bestimmt maßgeblich die Kosten von Power-to-Gas-Technologie. Die alkalische Elektrolyse mit hohem Ausgangsdruck wurde dabei als Referenztechnik für die Analyse ausgewählt, da sie heute von allen drei möglichen Verfahren die besten technischen und ökonomischen Voraussetzungen hat. Für neue, große Anlagen (5 MW_{el}) ist heute mit spezifischen Investitionen von etwa 1.000 €/kW_{el} zu rechnen. Diese können durch Optimierung des Produktionsdesigns kurz- bis mittelfristig um 17 % auf etwa 830 €/kW_{el} und durch Übergang in die Serienfertigung und Ausnutzung von Skaleneffekten noch um bis zu 50 % bzw. bis auf etwa 500 €/kW_{el} gesenkt werden, wie die Auswertung verschiedener einschlägiger Studien zeigt. Für den Vergleich mit den Kosten für neue Stromleitungen und Energiespeicher werden die erforderlichen Investitionen in neue Anlagen mit einem Annuitätenfaktor in Jahreskosten umgerechnet. Zusätzlich werden jährliche Fixkosten für Betrieb und Wartung sowie pauschale Kosten für Verlustenergie bestimmt. Eine virtuelle Power-to-Gas-Stromtransportkapzität von 1.000 MW_{el} würde demnach unter den getroffenen Annahmen (u. a. keine Kosten für die Stromabnahme und für den Neubau von Gaskraftwerken) mit heutigen Elektrolyseuren etwa 130 Mio. Euro pro Jahr und in Zukunft, mit seriengefertigten Elektrolyseuren, noch etwa 87 Mio. Euro pro Jahr kosten. Dem stehen potenziell reduzierbare Kosten gegenüber, die durch die Verzögerung des Netzausbaus, den Neubau von Stromleitungen und den Neubau von anderen Energiespeichern entstehen.

Ausblick:

Für die Markteinführung sind zunächst generell noch mehr Betriebs- und Markterfahrungen, z.B. für den intermittierenden Betrieb von Elektrolyse und ggf. Methanisierung, die intermittierende Gaseinspeisung und den ferngesteuerten Einsatz vieler Power-to-Gas-Anlagen zu sammeln. Es fehlt aus verschiedenen Gründen, wie z.B. niedrige Volllaststunden für den intermittierenden Betrieb, noch an den Voraussetzungen für einen wirtschaftlichen Anlagenbetrieb. Die Einspeisung von Wasserstoff in das Gasnetz wird durch die zulässigen Konzentrationsgrenzen für die Einspeisung, und eine in Zukunft rückläufige Auslastung der Gasleitungen aufgrund von energetischen Gebäudesanierungen eingeschränkt. Zudem wird sie durch die erwarteten hohen Anpassungskosten in der Gasinfrastruktur erschwert. Diese Hemmnisse können zwar durch EE-Methan

überwunden werden, dann jedoch steht die Aufgabe an geeignete CO_2-Quellen für die Methanisierung zu erschließen und es fallen zusätzliche Umwandlungsverluste und Anlagenkosten an. Ein zentrales Hemmnis stellen schließlich die hohen Anfangsinvestitionen für die Errichtung von Power-to-Gas-Anlagen dar, die für den Markteinstieg zunächst erforderlich sind. Der (volks-) wirtschaftliche Nutzen wird dagegen erst mittel- bis langfristig zur Geltung kommen. Dieser wird mit den derzeitigen regulatorischen Randbedingungen betriebswirtschaftlich nicht belohnt.

Zur Überwindung der Hemmnisse sind weitere Pilotprojekte nötig, um mehr Erfahrungen mit dem intermittierenden, ferngesteuerten Betrieb, der Markt- und Systemintegration, der intermittierenden Einspeisung von Wasserstoff und der netzentlastenden Wirkung zu sammeln. Es sollten möglichst frühzeitig Standards für Power-to-Gas-Anlagen und den Schnittstellen zur Fernwirktechnik entwickelt werden. Zusätzlich zur Unterstützung von Forschung und Entwicklung und von Pilotprojekten erscheint auch eine gezielte, aber zunächst zeitlich oder mengenmäßig begrenzte Förderung der Markteinführung sinnvoll, um schneller Erfahrungen für die Kosten- und Systemoptimierung sammeln zu können. Mittelfristig besteht die Erfordernis, durch ein geeignetes Energie- und Strommarktdesign ökonomische Anreize für den Bau von Speichern zu setzen. In Zukunft sollten die jeweiligen Netzentwicklungspläne für Strom und Gas so bald wie möglich sowohl prozedural als auch inhaltlich stärker miteinander verzahnt und abgestimmt werden. Nicht zuletzt sollte so bald wie möglich in Ergänzung zu den Netzentwicklungsplänen eine nationale langfristige Roadmap für die Entwicklung und den Einsatz von Power-to-Gas in Kombination mit dem Gasnetz erstellt und fortlaufend weiterentwickelt werden.