

Abschlussbericht

Erarbeitung von Basisinformationen zur Positionierung des Energieträgers Erdgas im zukünftigen Energiemix in Österreich

AP 2: Evaluierung der existierenden Infrastrukturen auf Grundlage der ermittelten Potenziale

Auftraggeber (AG): Österreichische Vereinigung für das Gas- und Wasserfach
Schumannring 14
A-1015 Wien

Auftragnehmer (AN): DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH
Karl-Heine-Straße 109-111
D-04229 Leipzig

Projektleiter des AN: Dipl.-Ing. (FH) Gert Müller-Syring
Tel.: (+49) 0341-2457129
Fax: (+49) 0341-2457137
E-Mail: gert.mueller-syring@dbi-gut.de

Projektbearbeitung: M.Eng. Jens Hüttenrauch
E-Mail: jens.huettenrauch@dbi-gut.de

M.Eng. Sylvana Zöllner
E-Mail: sylvana.zoellner@dbi-gut.de

Berichtszeitraum: 10.01.2012 bis 16.11.2012

Leipzig, 16.11.2012

Gert Müller-Syring

Jens Hüttenrauch

Inhaltsverzeichnis

Abbildungsverzeichnis	3
Abkürzungsverzeichnis	4
Zusammenfassung.....	5
1 Einleitung und Aufgabenstellung.....	9
2 Anforderungen an die Gasinfrastruktur	10
3 Optimierung der Netze zur Einspeisung erneuerbarer Gase.....	12
3.1 Optimierung der Anlagenstandorte	12
3.2 Erhöhung der Kapazität des Gasnetzes	14
3.3 Optimierte Konditionierung	15
3.4 Spartenübergreifende Netzführung.....	15
4 Wasserstofftoleranz	16
4.1 Wasserstoffverträglichkeit der Komponenten in der bestehenden Gasinfrastruktur	16
4.1.1 Gaskennwerte	18
4.1.2 Transportleitungen - Materialbetrachtungen (Stahl) - (1)/ (15)	19
4.1.3 Verteilungsleitungen (Kunststoffe) - (16).....	19
4.1.4 Gasturbinen - (2)	19
4.1.5 Verdichter - (3)	20
4.1.6 Kavernenspeicher - (4).....	20
4.1.7 Porenspeicher - (5).....	21
4.1.8 Gaszähler - (8), (9), (10).....	21
4.1.9 Gaswarngeräte.....	21
4.1.10 Mengenumwerter - (11).....	22
4.1.11 Prozessgaschromatographen - (12).....	22
4.1.12 Gasdruckregel- und Messanlagen - (13).....	22
4.1.13 Dichtungen und Verbindungen - (17).....	22
4.1.14 Armaturen und Hausinstallationen - (18).....	23
4.1.15 Gasströmungswächter - (19).....	23
4.2 Fazit Wasserstofftoleranz	24
5 Bewertung des Ist-Zustands der Gasinfrastruktur	25
6 Handlungsempfehlungen.....	26
Literaturverzeichnis	28

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1:	Beispiel für eine Potenziallandkarte zur Einspeisung erneuerbarer Gase	7
Abbildung 2:	Road Map für Smart Gas Grids	8
Abbildung 3:	Beispiel für eine Potenziallandkarte	13
Abbildung 4:	Grenzen der Wasserstoffverträglichkeit	17
Abbildung 5:	Veränderung der Gaskennwerte durch die Zumischung von Wasserstoff [4], [5]	18
Abbildung 6:	Road Map für Smart Gas Grids	27

Abkürzungsverzeichnis

AP	Arbeitspaket
CNG	Compressed Natural Gas
DP	Design Pressure - Auslegungsdruck
EE	Erneuerbare Energien
EU	Europäische Union
FID	Flammen-Ionisations-Detektor
H ₂	Wasserstoff
i.N.	
MOP	Maximum Operating Pressure – Maximaler Betriebsdruck
PGC	Prozessgaschromatograf
PtG	Power-to-Gas
WLD	Wärme-Leitfähigkeits-Detektor
Biogas	Gas aus fermentativen Prozessen einer Biogasanlage, für die Einspeisung aufbereitet und konditioniert. Nicht aufbereitetes Biogas wird als Rohbiogas bezeichnet. Aufbereitetes, aber unkonditioniertes Biogas wird als unkonditioniertes Biogas bezeichnet.

Zusammenfassung

Die geplanten Veränderungen in der Energieversorgung umfassen den effizienteren Umgang mit der zur Verfügung stehenden Energie sowie die Nutzung erneuerbarer Quellen. Im Rahmen dieses Projektes wurden bereits die Potenziale der Erneuerbaren Energien in Österreich (AP 1) ermittelt, sowie die resultierenden Anforderungen auf die Gasverwendungstechnologien (AP 3) untersucht. Ziel dieses Arbeitspaketes (AP 2) ist der Abgleich der verfügbarer Potenziale der österreichischen Erdgasinfrastruktur (AP 1) mit den zukünftigen Anforderungen.

Das Gasnetz kann mittel- bis langfristig mit 4,6 TWh Biogas und 1,5 TWh Wasserstoff insgesamt 6,1 TWh Gas aus Erneuerbaren Energien aufnehmen, speichern und verteilen. Das entspricht ca. 11 % des Erdgasabsatzes des Jahres 2010.

Um diese Potenziale erschließen zu können, muss die Gasinfrastruktur sich auf neue Herausforderungen einstellen. Neben den bisherigen Aufgaben, der sicheren und kostengünstigen Versorgung mit Erdgas, sind zunehmend neue Anforderungen an das Netz und den Netzbetrieb zu erwarten, welche schwerpunktmäßig im Folgenden skizziert sind.

Zukünftige Anforderungen an die Gasinfrastruktur

Die **Einspeise-, Transport- und Speicherfähigkeit** des Netzes sollte erhöht werden, um den Aufwand zur Integration erneuerbarer Gase in die bestehende Gasinfrastruktur bei gleichzeitiger Gewährleistung eines sicheren und effizienten Netzbetriebs zu vermindern.

Weiterhin muss eine **korrekte und regelwerkskonforme Gasabrechnung** gewährleistet sein, wenn vermehrt alternative Gase mit technisch und wirtschaftlich minimiertem Aufwand eingespeist werden.

Die effiziente Integration von sowohl Mirko-KWK- als auch Power-to-Gas-Anlagen erfordert eine **spartenübergreifende Netzführung**, über die Grenzen der Gas- und Stromnetze hinaus.

Die zunehmende Anzahl von Einspeiseanlagen für erneuerbare Gase und die Verbindung der Energienetze erfordert eine **Optimierung des Informationsmanagements**, um die Kapazitäten und die Vorteile beider Energienetze effizient nutzen zu können.

Einspeisung von Erneuerbaren Gasen - Biogas

Die langfristigen Ziele zum Ausbau der Erneuerbaren Energien und zur Nutzung der Potenziale sind ambitioniert. Bisher liegen in Österreich jedoch relativ wenig Erfahrungen mit Biogaseinspeiseanlagen vor. Von den über 350 vorhandenen Biogasanlagen speisen nur sechs Anlagen das erzeugte Biogas in das Gasnetz ein. Erfahrungen in anderen Ländern haben gezeigt, dass mit zunehmender Anzahl und Leistung der Biogaseinspeiseanlagen auch der Bedarf an Maßnahmen zur Kapazitätserhöhung im Gasnetz ansteigt, vor allem in Zeiten geringer Gasabnahme.

In Teilnetzen mit zeitweisem Biogasüberschuss können Maßnahmen zur Erhöhung der Kapazität geboten sein, auch wenn hierfür in Österreich noch keine gesetzliche Pflicht besteht. Dazu gehören u.a. die Nutzung des geometrischen Volumens und der nutzbaren Druckdifferenz des Leitungssystems als Netzpuffer, die Verbindung zweier Teilnetze, sowie die Rückspeisung in das vorgelagerte Netz.

Kapazitätsengpässe führen somit zu erhöhten Kosten im Gasnetz und können vermieden werden, indem frühzeitig Potenzialanalysen zur Bestimmung von Vorzugsstandorten durchgeführt werden. Dabei sollte neben dem regionalen Biogaserzeugungspotenzial auch das Potenzial für Power-to-Gas-Anlagen sowie die Kapazität des Gasnetzes berücksichtigt werden (siehe Abbildung 1). Ergebnisse aus fundierten Potenzialbetrachtungen sollten eine Grundlage für die Raumplanung sein und daher mit den entsprechenden Behörden gemeinsam erstellt werden.

Gasabrechnung

Zur Gewährleistung einer korrekten Gasabrechnung nach ÖVGW-Richtlinie G 177 bei gleichzeitiger Minimierung des Einsatzes von Flüssiggas zur Konditionierung können zukünftig Systeme zur Brennwertnachverfolgung eine wichtige Rolle spielen. Diese erlauben die Verfolgung der Gasbeschaffenheit und somit auch die Ermittlung und Zuweisung des Abrechnungsbrennwerts entsprechend der regionalen Lage des Kunden.

Wasserstofftoleranz

Hinsichtlich der Einspeisung von Wasserstoff besteht bei einigen Komponenten der Gasinfrastruktur noch Untersuchungsbedarf bezüglich ihrer Toleranz gegenüber diesem Energieträger. Hier sind mit Blick auf die heute erkennbaren bzw. vermuteten technischen Restriktionen vor allem die Porenspeicher, Gasturbinen, Erdgasfahrzeuge und Mengenumwerter zu nennen, bei höheren Wasserstoffkonzentrationen über 10 Vol.-% auch Verdichter. Anpassungsbedarf besteht vor allem bei den Prozessgaschromatographen, da diese in der Regel nicht für die Messung von Wasserstoff ausgerüstet sind.

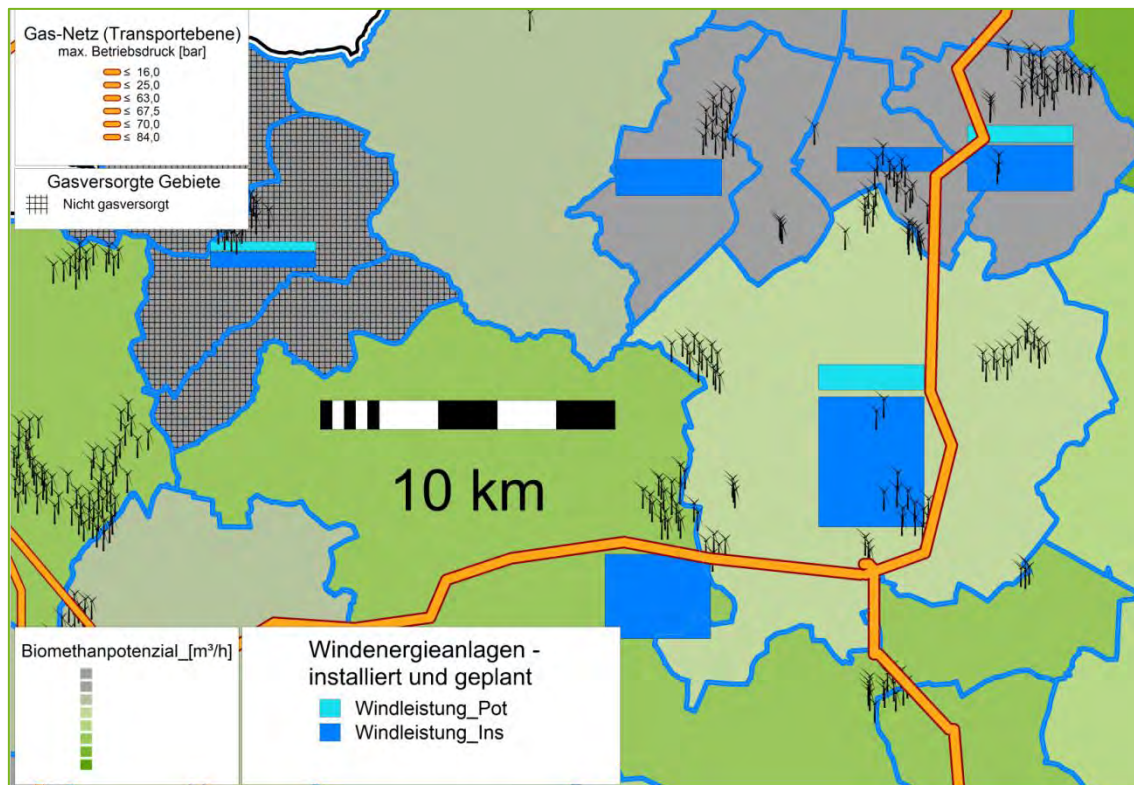


Abbildung 1: Beispiel für eine Potenziallandkarte zur Einspeisung erneuerbarer Gase

Handlungsbedarf

Aus den Anforderungen aufgrund der Potenziale und der langfristigen Entwicklung des Energiemix in Österreich resultiert Handlungsbedarf für die Betreiber der Gasinfrastruktur, dieser ist in Abbildung 2 dargestellt.

Kurzfristig sollten Vorzugsstandorte für die Produktion und Einspeisung Erneuerbarer Gase definiert und, basierend auf einer umfassenden Potenzialanalyse, ausgewiesen werden. Dadurch kann eine, sowohl für die Biogasanlagenbetreiber als auch für die Betreiber der Gasnetze, optimale regionale Verteilung der Anlagen erreicht und z.B. Kapazitätsengpässe damit vermieden werden.

Mittelfristig ist die Gasinfrastruktur auf eine zukünftige Wasserstoffeinspeisung vorzubereiten. Dazu gehört die Untersuchung der offenen Fragen zur Wasserstofftoleranz und die Umrüstung / Anpassung der Messinfrastruktur im Gasnetz hinsichtlich ihrer Eignung für wasserstoffhaltige Gase.

Mittelfristig sollten Power-to-Gas-Pilotanlagen errichtet werden, um Erfahrungen mit der Energiespeicherung, der Wasserstoffeinspeisung und dem spartenübergreifenden Netzbetrieb, über die Grenzen der Gas- und Stromnetze hinaus, zu generieren.

Langfristig, je nach Anteil der volatilen EE am Energiemix, besteht Bedarf an Power-to-Gas-Anlagen. Diese dienen im ersten Schritt vor allem der Optimierung konventioneller Kraftwerke und, mit steigendem Anteil der EE, der saisonalen Energiespeicherung.

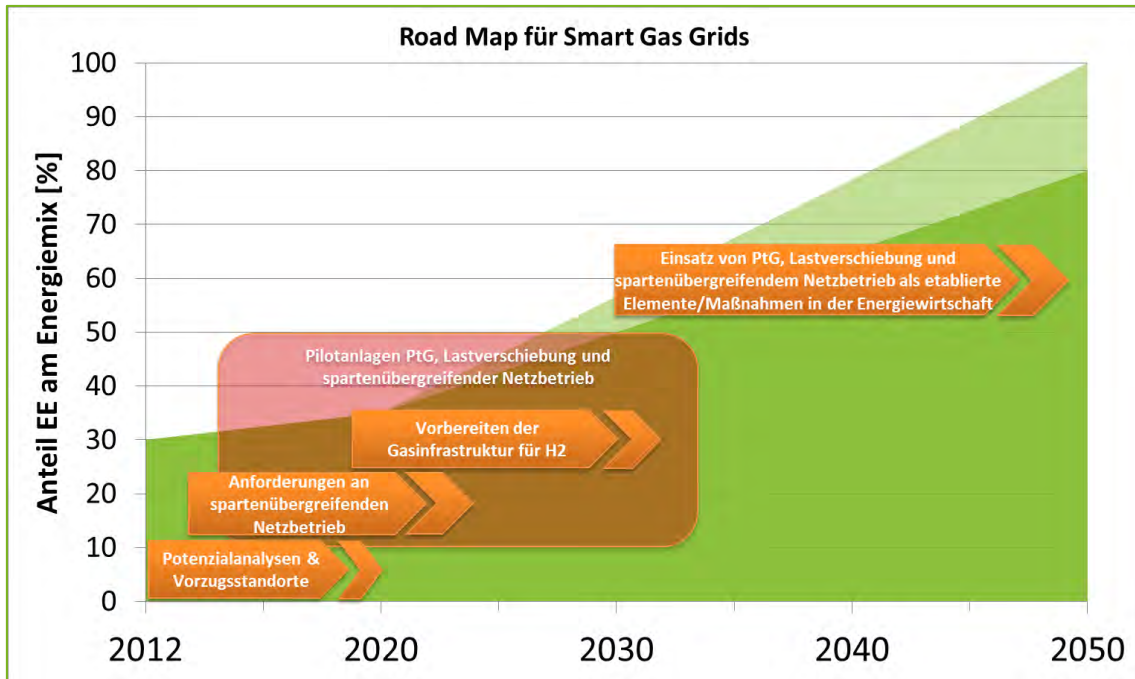


Abbildung 2: Road Map für Smart Gas Grids

1 Einleitung und Aufgabenstellung

Die Energiesysteme in Europa werden langfristig adaptiert, um Energie- und Klimaziele erreichen zu können. Dies führt zu grundlegenden Veränderungen, wie z.B. einer zunehmend dezentralen Energieerzeugung, welche immer stärker auf regenerativen Quellen basiert. Die geplanten Veränderungen in der Energieversorgung umfassen den effizienteren Umgang mit der zur Verfügung stehenden Energie sowie die Nutzung erneuerbarer Quellen. Zur Erfüllung dieser Aufgabe müssen die Potenziale der vorhandenen Gasinfrastruktur objektiv bewertet werden, um ggf. vorhandenen Anpassungs- und Forschungsbedarf zu identifizieren.

Im Rahmen dieses Projektes wurden bereits die Potenziale der Erneuerbaren Energien in Österreich (AP 1) ermittelt, sowie die resultierenden Anforderungen auf die Gasverwendungstechnologien (AP 3) untersucht.

Ziel dieses Arbeitspaketes (AP 2) ist der Abgleich der verfügbaren Potenziale Erneuerbarer Energien (AP 1) mit der österreichischen Erdgasinfrastruktur sowie die Ableitung zukünftigen Anforderungen. Konkret werden folgende Schwerpunkte adressiert:

- Definition von Anforderungen und Funktionalitäten an zukünftige Energieinfrastrukturen.
- Bewertung des Ist-Zustandes in Hinblick auf die zu erreichenden Ziele.
- Erstellung einer Road Map zur Entwicklung der bestehenden Strukturen an die Zielnetze und –funktionalitäten, sowie Lenkung bei der Ausgestaltung von Infrastrukturänderungen (z.B. gezielte Ansiedlung von EE-Anlagen in geeigneten Infrastrukturbereichen).
- Identifizierung von Forschungs- und Demonstrationsbedarf, vor allem hinsichtlich sensibler Infrastrukturen (z.B. Wasserstofftoleranz).

2 Anforderungen an die Gasinfrastruktur

Im Arbeitspaket 1 (AP 1) wurden die Potenziale für Erneuerbare Energien (EE) in Österreich dargestellt. Große Potenziale bestehen für die Produktion von Biogas aus nachwachsenden Rohstoffen und aus Reststoffen, mit anschließender Einspeisung in das Gasnetz. Bisher bestehen nur wenige Erfahrungen in Österreich zur Biogaseinspeisung. Zur Erreichung der Ziele hinsichtlich des Anteils von EE am Energiemix sollte das bestehende Biogaseinspeisepotenzial erschlossen werden. Ein weiterer Vorteil der Biogaseinspeisung ist das „Greening of Gas“, welches positive Effekte für das Image des Energieträgers Erdgas hat.

Neben der Einspeisung von Biogas ist mittel- bis langfristig auch die Einspeisung von Wasserstoff und Methan aus Power-to-Gas-Anlagen (PtG) zu erwarten. Dies dient zur langfristigen Speicherung von Energie aus volatilen EE, wie z.B. des Stroms aus Windenergieanlagen, und erhöht damit den nutzbaren Anteil EE am Energiemix.

Zurzeit ist die Einspeisung von Wasserstoff auf maximal 4 Vol.-% begrenzt, entsprechend der ÖVGW-Richtlinie G 31 [1]. Details zur Wasserstofftoleranz der Komponenten der Gasinfrastruktur sind in Kapitel 4 beschrieben.

Die Einspeisung erneuerbarer Gase in die bestehende Gasinfrastruktur führt zeitweise zu Veränderungen der Fließrichtungen im Netz und somit auch zu Anpassungen des Netzbetriebs. Daneben werden, bei zunehmender Biogaseinspeisung, u.U. Maßnahmen zur Erhöhung der Kapazität der Verteilernetze notwendig, um auch in Zeiten geringen Gasabsatzes das Biogas aufnehmen zu können.

Die Aufbereitung des Biogases vor der Einspeisung in das Erdgasnetz erfolgt entsprechend der ÖVGW-Richtlinien G 31 [1] und G B220 [2], daher sind keine Auswirkungen auf die Gasinfrastruktur oder die Gasverbrauchseinrichtungen zu erwarten.

Die Einspeisung von Wasserstoff stellt darüber hinaus zusätzliche Anforderungen an die Gasmessung und -abrechnung, sowie an die Kommunikation zwischen den Energienetzen Strom und Gas.

Aus der Einspeisung von erneuerbaren Gasen, sowie der hierzu erforderlichen und ggf. gewollten Verbindung der Energienetze, resultieren vier generelle Anforderungen. Diese muss das Gasnetz der Zukunft erfüllen, um seine traditionelle Kernaufgabe, die sichere und kostengünstige Gasversorgung auch langfristig weiterhin zu erfüllen:

1. Erhöhung der Einspeise-, Transport- und Speicherfähigkeit

Verringerung des Aufwands zur Integration erneuerbarer Gase in die bestehende Gasinfrastruktur bei gleichzeitiger Gewährleistung eines sicheren und effizienten Netzbetriebs.

2. Gewährleistung der korrekten Gasabrechnung

Gewährleistung einer regelwerkskonformen Abrechnung trotz vermehrter Einspeisung alternativer Gase mit technisch und wirtschaftlich minimiertem Aufwand.

3. Ermöglichen einer spartenübergreifenden Netzführung

Die effiziente Integration von Erzeugungsanlagen für erneuerbare Gase sowie Mikro-KWK-Anlagen erfordert ein neues Informationsmanagement im Rahmen einer spartenübergreifenden Netzführung.

4. Optimierung des Informationsmanagements

Die effiziente Integration von Biogaseinspeiseanlagen und Power-to-Gas-Anlagen bedingt die schnelle und zuverlässige Bereitstellung und Auswertung netzspezifischer und spartenübergreifender Informationen.

Je nach den Parametern des Gasnetzes und der Anlage zur Einspeisung alternativer Gase werden unterschiedliche Ansätze zur Optimierung benötigt. Möglichkeiten zur Optimierung der Biogaseinspeisung durch Maßnahmen zur Kapazitätserhöhung oder verminderter Konditionierung zur Reduzierung der Kosten sind im folgenden Kapitel 3 dargestellt.

3 Optimierung der Netze zur Einspeisung erneuerbarer Gase

Die Optimierung der Einspeisung erneuerbarer Gase zielt vor allem auf die Erhöhung der Kapazität der Netze und die Minimierung der Konditionierung ab, um die Kosten für die Biogaseinspeisung zu minimieren.

3.1 Optimierung der Anlagenstandorte

Der erste Schritt zur Optimierung sollte bereits vor der Errichtung von Einspeiseanlagen für erneuerbare Gase erfolgen, indem die Standorte so gewählt werden, dass für eine Einspeisung geeignete Gasleitungen mit ausreichender Kapazität in der Nähe des Anlagenstandortes liegen (siehe Abbildung 3). In Zeiten geringer Gasabnahme kann es ansonsten dazu kommen, dass die erneuerbaren Gase nicht eingespeist werden können oder Maßnahmen zur Kapazitätserhöhung notwendig werden. Diese Maßnahmen sind mit zusätzlichem technischem und wirtschaftlichem Aufwand verbunden.

Die Potenziale, welche ohne kapazitätserhöhende Maßnahmen tatsächlich erschlossen werden können, sind stark abhängig von den Betriebsparametern der Leitung und der Abnehmerstruktur. In AP 1 wurden vier reale Leitungen hinsichtlich ihrer maximalen Kapazität für eine Wasserstoffeinspeisung untersucht. Folgende Kernaussagen, die weitestgehend auch für die Biogaseinspeisung gelten, lassen sich daraus ableiten:

- Leitungen mit hohem Volumenstrom und geringen Schwankungen sind am besten für eine Wasserstoff-/Biogaseinspeisung geeignet, da ganzjährig von hohen Kapazitäten ausgegangen werden kann.
- Leitungen mit geringen Volumenströmen und/oder großen Schwankungen sind bedingt für eine Wasserstoff-/Biogaseinspeisung geeignet, da die ganzjährige Einspeisung u.U. nicht gewährleistet werden kann und dadurch zusätzliche Speicher notwendig werden, welche die Kosten für die Einspeisung erhöhen.

Daher sollten Anlagen, die erneuerbaren Gase die in das bestehende Gasnetz einspeisen wollen, möglichst in der Nähe geeigneter Leitungen errichtet werden. Dazu sollten im Vorfeld Abstimmungen mit den Netzbetreibern erfolgen. Untersuchungen zu Erzeugungs- und Einspeisekapazitäten sowie die Veröffentlichung der Ergebnisse können bei der sinnvollen Allokation der Anlagen lancierend wirken. Im Detail sind hierzu die Ermittlung der regionalen Verteilung der Biogaserzeugungskapazitäten sowie der leitungs- oder teilnetzschaffen Gasnetzkapazitäten erforderlich.

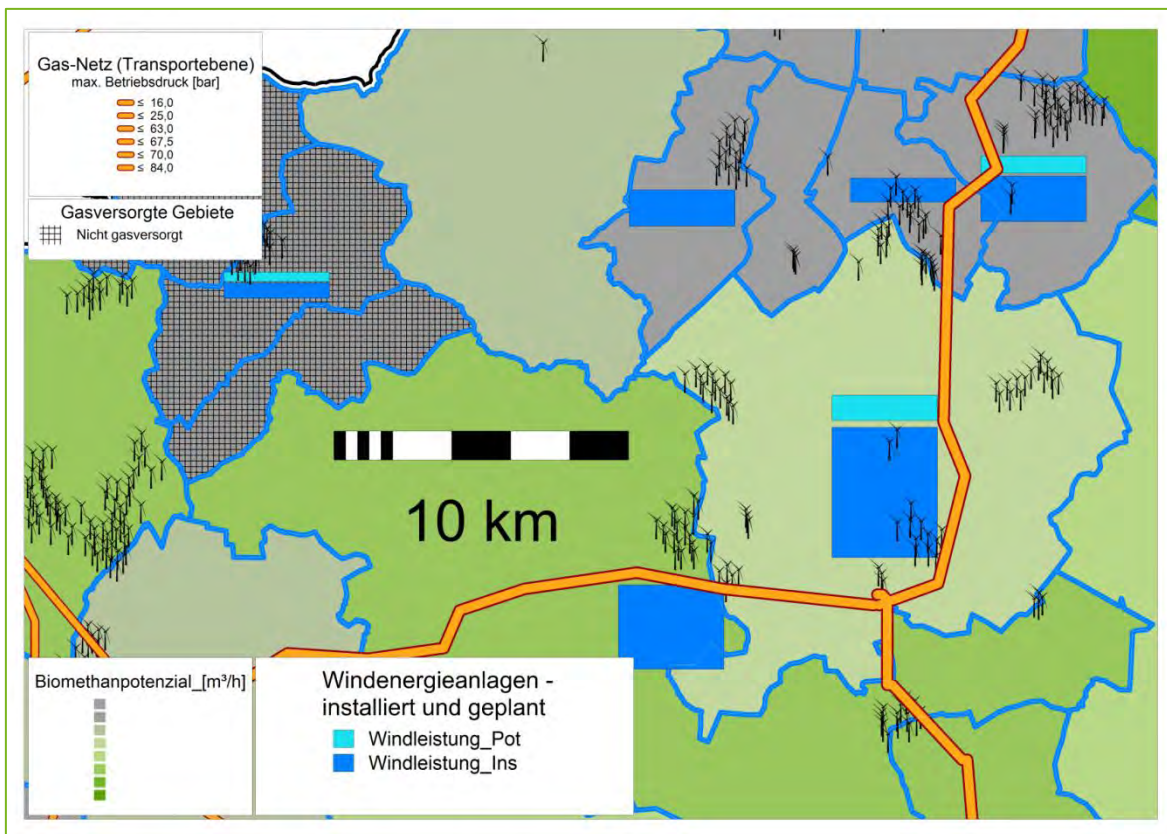


Abbildung 3: Beispiel für eine Potenziallandkarte

Dieses Vorgehen ermöglicht die Definition der am besten geeigneten Standorte für beide Seiten, was die Gesamtkosten der Einspeisung von erneuerbarem Gas und damit auch die zusätzlichen Kosten für die Gaskunden, minimiert. Es wird empfohlen bei der Erstellung von Potenzialabschätzungen die für die Raumplanung verantwortlichen Behörden einzubinden.

3.2 Erhöhung der Kapazität des Gasnetzes

Bei Bestandsanlagen oder ungenügender Abstimmung im Vorfeld kann es dazu kommen, dass die Kapazität des Gasnetzes nicht ganzjährig ausreichend für die Aufnahme des erzeugten Biogases ist. Wenn eine ganzjährige Einspeisung gewährleistet werden soll, sind Maßnahmen zur Erhöhung der Kapazität des betreffenden Gasnetzes notwendig.

Möglichkeiten zur Erhöhung der Kapazität einzelner Netze sind u.a.:

- **Nutzung des Netzpuffers**
Ausnutzen der verfügbaren Druckdifferenz zwischen DP und MOP zur kurzzeitigen Speicherung von überschüssigem Biogas im Gasnetz.
- **Verbindung von Teilnetzen**
Kopplung von geeigneten Teilnetzen zur Vergrößerung der Kapazität. Des Weiteren führt dieses Vorgehen zu einem zusätzlichen Einspeisepunkt in den jeweiligen Netzen, was die Versorgungszuverlässigkeit erhöht.
- **Ständige oder unterjährige Zusammenschaltung von Teilnetzen**
Die dauerhafte oder zeitweise Zusammenschaltung von Teilnetzen zu einem größeren hydraulisch verbundenen Netzgebiet erhöht, aufgrund der steigenden Anzahl der Abnehmer, die abnahmebedingte Kapazität des Netzes und, durch Vergrößerung des geometrischen Volumens, auch den nutzbaren Netzpuffer.
- **Rückspeisung in das vorgelagerte Netz**
Die Rückspeisung erfordert eine Rückspeiseanlage mit entsprechendem Verdichter und ggf. einer Anlage zur Deodorierung. Diese Variante ist aufwändig und führt zu hohen Kosten für Investitionen und Betrieb.

Es kann vorkommen, dass zwar die Kapazität des Teilnetzes an sich ausreichend ist, aufgrund einer hohen Vermaschung die Fließgeschwindigkeiten aber so gering werden, dass eine ausreichende Odorierung nicht mehr gewährleistet werden kann. Hier besteht die Möglichkeit über **gezielte Sektionierung** des Netzes die Fließgeschwindigkeiten zu erhöhen. Die reduzierte Vermaschung führt zu höheren Fließgeschwindigkeiten.

Diese Option kann auch sinnvoll sein, um durch die Erhöhung des Volumenstroms in einzelnen Leitungsabschnitten eine ganzjährige Einspeisung von erneuerbaren Gasen zu ermöglichen. Dies gilt insbesondere für die Wasserstoffeinspeisung, da diese einen entsprechenden Grundvolumenstrom verlangt, damit die maximal zulässige H₂-Konzentration im Erdgas nicht überschritten wird.

3.3 Optimierte Konditionierung

Mit zunehmender Biogaseinspeisung steigen auch die Kosten für die Konditionierung des Biogases zur Anpassung des Brennwertes an den des Erdgases im Netz, um die zulässige Abweichung (3 %) zwischen Abrechnungsbrennwert und mittlerem Einspeisebrennwert nach G 177 nicht zu überschreiten [3].

Eine Möglichkeit zur Reduzierung der Aufwendungen ist der teilweise oder komplette Verzicht auf die Konditionierung, was allerdings zu erhöhten Anforderungen an die Gasabrechnung und die Einhaltung der ÖVGW-Regel G 177 führt.

Eine Biogaseinspeisung mit verminderter oder vermiedener Konditionierung kann möglich sein, wenn z.B. zwischen Erdgaseinspeisung und Biogaseinspeisung keine weiteren Abnehmer liegen. Dadurch wäre gewährleistet, dass Biogas und Erdgas vollständig durchmischt beim Kunden ankommen und alle Kunden mit einem Gas, welches einen einheitlichen Brennwert aufweist, versorgt werden.

Eine weitere Lösung zur Minimierung der Biogaskonditionierung sind Systeme zur Brennwertnachverfolgung. Diese erlauben durch die Auswertung von verschiedenen Eingangsdaten (geeichte Messwerte der Brennwerte an den Einspeisestellen, Volumina der Ein- und Ausspeisestellen und Leitungsdrücke) die Ermittlung des Abrechnungsbrennwertes für den Kunden entsprechend seiner regionalen Lage zu jeder Zeit und gewährleisten somit eine korrekte Abrechnung nach ÖVGW-Richtlinie G 177 [3]. Die Kenntnisse über die Brennwerte im Netz können zudem genutzt werden, um den notwendigen Soll-Brennwert für die Konditionierung des Biogases dynamisch abzuleiten.

3.4 Spartenübergreifende Netzführung




Die effiziente Integration von sowohl Mirko-KWK- als auch Power-to-Gas-Anlagen erfordert eine spartenübergreifende Netzführung, mit dem Ziel des abgestimmten Einsatzes der Gas- und Stromnetze im Sinne eines Gesamtnetzoptimums.

Weiterhin erfordert die zunehmende Anzahl von Anlagen zur Einspeisung von erneuerbaren Gasen eine Optimierung des Informationsmanagements, um die Kapazitäten und die Vorteile beider Energienetze effizient nutzen zu können.

4 Wasserstofftoleranz

4.1 Wasserstoffverträglichkeit der Komponenten in der bestehenden Gasinfrastruktur

In nachstehender Abbildung 4 sind die zur Zeit bekannten Grenzen der Wasserstoffverträglichkeit für die wesentlichen Komponenten der existierenden Gasinfrastruktur dargestellt. Bei den Grenzen erfolgt eine Unterteilung nach:

1.  Unbedenklicher Bereich hinsichtlich der Zumischung von Wasserstoff.
2.  Bereich der Wasserstoffzumischung, in welchem derzeit Anpassungs- und Regelbedarf besteht.
3.  Bereich der Wasserstoffzumischung, für welchen derzeit noch Forschungs- und Untersuchungsbedarf besteht.

Die Zahlen in Klammern hinter den Überschriften der Unterkapitel beziehen sich auf die folgende Abbildung 4.

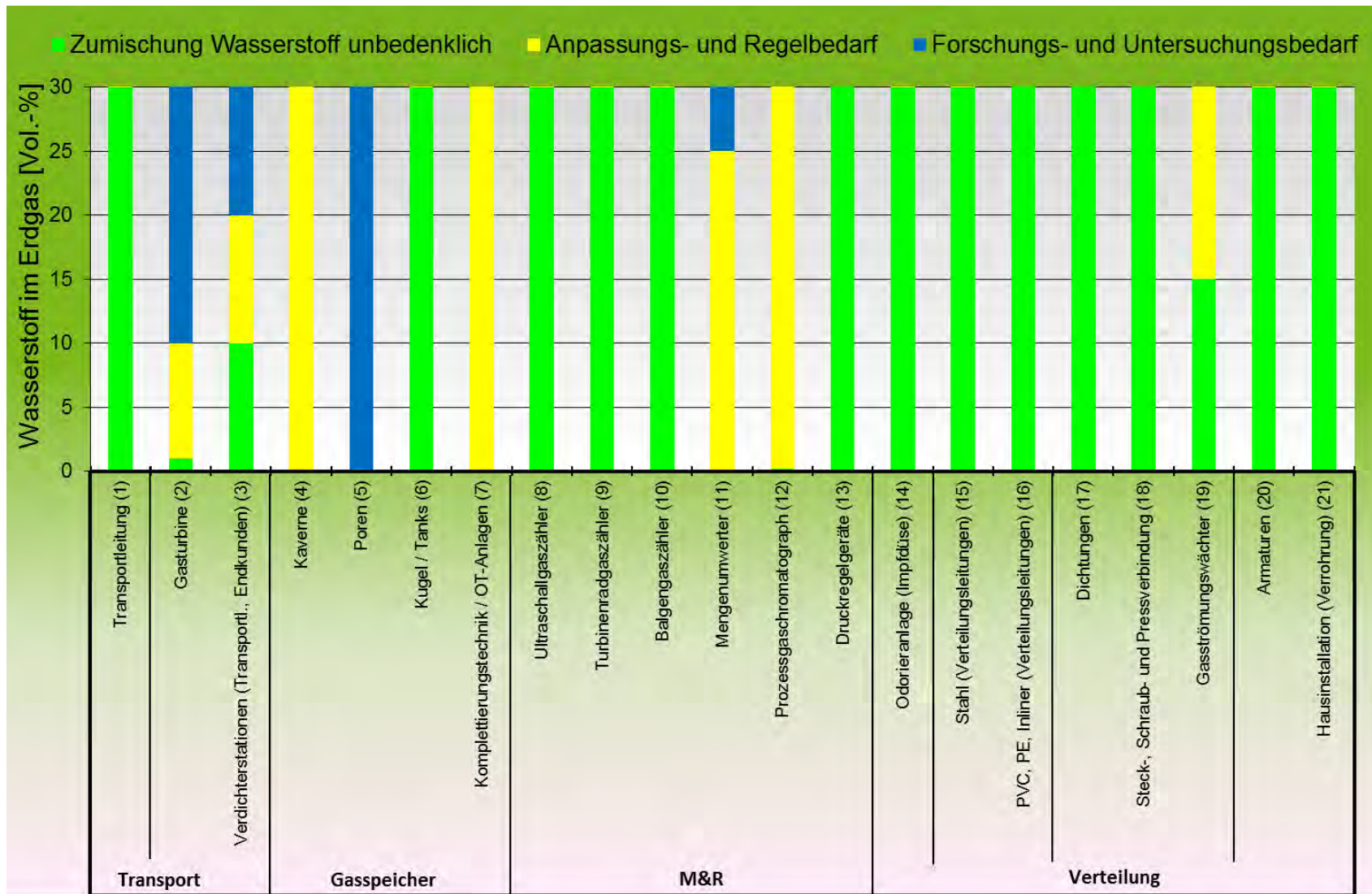


Abbildung 4: Grenzen der Wasserstoffverträglichkeit

4.1.1 Gaskennwerte

In Bezug auf Brennwert, Wobbeindex sowie der relativen Dichte lassen sich im Rahmen der spezifizierten Grenzen der ÖVGW-Richtlinie G 31 [1] H₂-Konzentrationen bis ca. 4 Vol.-% realisieren (Abbildung 5, grüner Bereich), ungeachtet möglicher Einschränkungen bei der Gasverwendung.

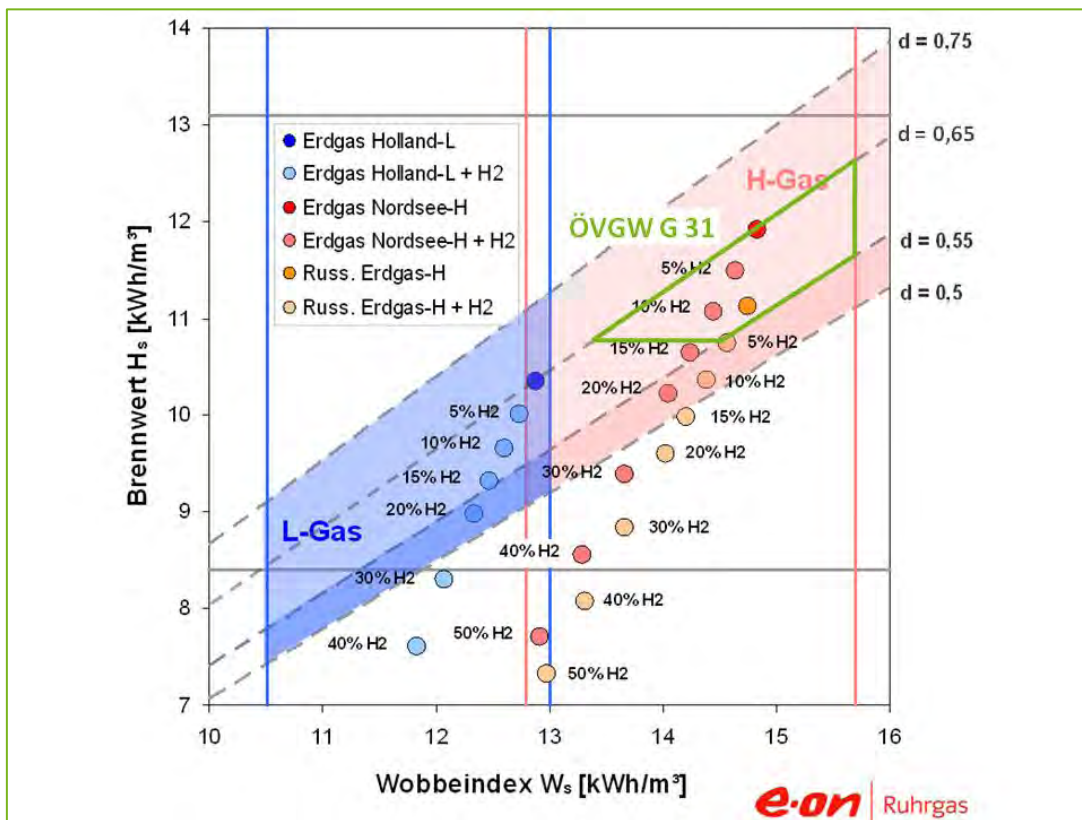


Abbildung 5: Veränderung der Gaskennwerte durch die Zumischung von Wasserstoff [4], [5]

Die Zumischungsgrenzen für Erdgas Nordsee-H unter Beachtung der Gaskennwerte für Brennwert, Wobbeindex und relative Dichte liegen bei 14 Vol.-% H₂ und für Russlandgas-H bei 5 Vol.-% H₂.

4.1.2 Transportleitungen - Materialbetrachtungen (Stahl) **- (1)/ (15)**

Beschleunigtes Risswachstum kann in Rohrleitungen bei hohen H₂-Konzentrationen, vor allem durch kritische Spannungszustände und Elektrolyten in der Rohrleitung auftreten. Die Transportleitungen sind, sofern keine ausgeprägten Störstellen (z.B. Wanddickenverschwächungen) auftreten, keinen oder sehr wenigen dynamischen Belastungen ausgesetzt. In F&E-Projekten (z.B. Naturalhy) wurden bis zu Konzentrationen von 50 Vol.-% H₂ keine spürbaren Effekte auf das Risswachstum in ausgewählten typischen Pipelinestählen festgestellt.

Dennoch wird bei Stahlleitungen im Transport- und Verteilungsbereich (1)/ (15) ab einer Zumischung von 10 Vol.-% H₂ im Erdgas die Berücksichtigung von Rissen in PIM-Systemen (Piping Inspection and Management System) empfohlen. Weiterhin sollten Untersuchungen mit weiteren Stahlwerkstoffen durchgeführt werden. [6]

4.1.3 Verteilungsleitungen (Kunststoffe) - (16)

Die erhöhte Permeation von H₂ durch Kunststoffrohrleitungen ist sicherheitstechnisch unbedenklich. Die eingesetzten Kunststoffrohrleitungen sind beständig gegenüber H₂ (keine Alterungserscheinungen festgestellt) und auch bei Verteilungsleitungen aus PE und PVC sowie bei sanierten Rohrleitungen (Inlining) werden hohe H₂-Konzentration als unbedenklich eingestuft. [5]

Sanierte Verteilungsleitungen sollten allerdings auf Grundlage von praktischen Untersuchungen (noch erforderlich) bewertet werden. [5]

4.1.4 Gasturbinen - (2)

Da Erdgas bisher kaum Wasserstoff enthielt gibt es zur Wasserstoffverträglichkeit von Erdgasturbinen wenig Erfahrungen. Die Hersteller begrenzen daher den H₂-Anteil im Brenngas auf 1 – 3 Vol.-%, insbesondere um juristische Probleme z.B. bei Gewährleistungsansprüchen zu vermeiden. Es besteht daher Untersuchungsbedarf zur Ermittlung belastbarer technischer Grenzen sowie bei der rechtlichen Bewertung im Falle von Maschinenschäden. [7]

Laborversuche mit 9 Vol.-% H₂ im Brenngas (Solar Turbines) waren bereits erfolgreich. Siemens Industriegasturbinen mit modernen Vormischbrennern (bis 50 MW_{el}) sind bis 10 Vol.-% H₂ geeignet (kaum im Bestand) und Siemens-turbinen mit DLN-Brennkammern bis 14 Vol.-%-H₂. [7], [8]

4.1.5 Verdichter - (3)

Mit steigendem H₂-Anteil im Erdgas nimmt der Energieinhalt des Mischgases ab, bei 10 Vol.-% H₂ sinkt der Heizwert um ca. 7 % gegenüber dem Grundgas (z.B. russisches Erdgas H). Wenn eine energetische Kompensation erforderlich ist, muss eine größere Gasmenge transportiert und geliefert werden. Diese wiederum führt zur einer Erhöhung des Druckverlustes. Bei einer H₂-Konzentration von 10 Vol.-% und gleichem Energietransport (für eine Rohrleitung mit einer Länge von 250 km (Durchmesser 1.000 mm) sowie einem Erdgasvolumenstrom von 1 Mio. m³ (i.N.)) ergibt sich für die Erdgase Holland-L und Russland-H eine Zunahme des Druckverlustes von etwa 11 %, im Falle von Erdgas Nordsee-H sind es ca. 14 %. Um das mit H₂ angereicherte Erdgas dann wieder auf den ursprünglichen Druck zu verdichten, muss eine um 25 % (Holland-L / Russland-H) bzw. 32 % (Nordsee-H) höhere Verdichterleistung aufgebracht werden.

Zur Bewertung der Effizienz wird die für den Transport des mit H₂ angereicherten Erdgase zusätzlich aufzubringende Verdichterleistung auf die transportierte Leistung des H₂ (P_{H₂}) bezogen. Für eine Leitungslänge von 250 km ergibt sich für die verschiedenen Erdgase mit einer Zumischung von 10 Vol.-% H₂ ein Verhältnis von $\Delta P_V/P_{H_2}$ zwischen 0,35 % und 0,45 %. Für einen Transport von H₂ über 500 km betragen die Effizienzverluste somit weniger als 1 %. Die Zumischung von H₂ kann aber (wenn die Lieferung der gleichen Energiemenge stets erforderlich ist) den Austausch des Verdichterantriebs und ggf. die Modifikationen der Arbeitsmaschine (Erdgasverdichter) erfordern. [9], [10]

4.1.6 Kavernenspeicher - (4)

Die Erfahrungen aus Stadtgaszeiten zeigen, dass der Speicherprozess mit bis zu 55 Vol.-% H₂ technisch beherrschbar war (zwei Kavernenspeicher wurden in Deutschland mit Stadtgas unter gleichen Druckbedingungen wie bei der heutigen Erdgasspeicherung betrieben).

Kavernenspeicher bieten vor allem durch die geringere für Bakterienwachstum verfügbare spezifische Oberfläche als in Porenraumspeichern bessere Voraussetzungen für die Speicherung von Erdgas-/Wasserstoffgemischen. Forschungsbedarf besteht insbesondere im Bereich der Werkstoffe, Bauteile, Zemente und Bohrkompletierungsverfahren. Die singuläre Bewertung der Kavernen ist empfohlen um ggf. den Anpassungsbedarf der bestehenden Infrastruktur zu ermitteln.

[5], [11], [12]

4.1.7 Porenspeicher - (5)

Aus Erfahrungen der Stadtgasspeicherung (acht Aquiferspeicher wurden in Deutschland mit Stadtgas unter gleichen Druckbedingungen wie bei der heutigen Erdgasspeicherung betrieben) sind Probleme hinsichtlich H_2S -Bildung und Korrosion in feuchter Umgebung bekannt.

Klärungs- bzw. Forschungsbedarf besteht hauptsächlich bezüglich des Hydratbildungsverhaltens, Auswirkungen der Permeation durch poröse Gesteine, Wechselwirkung mit Mikroorganismen im Speicher und Korrosionseffekten (z.B. Sulfide Stress Cracking, Stahlversprödung in feuchten Systemen).

Die Speicherung von wasserstoffhaltigen Gasen wurde bereits in der Vergangenheit praktiziert und ist möglich. Eine Bewertung der einzelnen Speicher ist aus heutiger Sicht aufgrund der geologischen Unterschiede der Speicherformationen unbedingt erforderlich.

[5], [11], [12]

4.1.8 Gaszähler - (8), (9), (10)

Der Einsatz von Ultraschallgas-, Turbinengas und Balgengaszählern ist unbedenklich auch für zweistellige H_2 -Konzentrationen. Materialeitig werden keine Probleme erwartet, eine Prüfung dieses Analogieschlusses zu metallischen Rohrleitungen ist jedoch empfohlen. Die Anpassung von Ultraschallgaszählern (Algorithmus) auf die Dichte des Gasgemisches ist vorzunehmen.

Forschungsbedarf besteht in Überprüfung der Messgenauigkeiten bei wechselnden Gasbeschaffenheiten sowie der Langzeitbeständigkeit der eingesetzten Materialien.

[5], [11]

4.1.9 Gaswarngeräte

Die untere Explosionsgrenze sinkt z.B. bei der Zumischung von 10 Vol.-% H_2 nur geringfügig ab und hat daher nur einen geringen Einfluss, wodurch der Einsatz bisheriger Gaswarngeräte weiterhin möglich ist. Für das Aufspüren von Erdgas- H_2 -Gasgemischen mit geringen H_2 -Anteilen sind die am Markt verfügbaren Geräte, z.B. mit FID- oder WLD-Technik, geeignet, da Erdgas als Hauptbestandteil des Gasgemisches detektiert werden kann. Dennoch wird bei diesen Geräten die Zumischung von H_2 zu geringeren Messwerten führen. Hier werden auf Grundlage weiterer Betrachtungen betriebliche Maßnahmen empfohlen. Für reinen Wasserstoff eignen sich Geräte mit Halleitersensoren, diese können kleinste Wasserstoffspuren erfassen. [13]

4.1.10 Mengenumwerter - (11)

Die Eignung der Mengenumwerter mit der AGA NX 19 (modifiziert)-Gleichung für die Umwertung von Erdgas-Wasserstoffgemischen sollte in zukünftigen Untersuchungen geprüft werden.

Der Einsatz von Mengenumwertern mit Anwendung der AGA8-Gleichung ist hingegen bis zu 10 Vol.-% H₂ ohne Einschränkungen bereits möglich. Auch bei Zumischungen bis 50 Vol.-% H₂ betragen die Abweichungen z.B. bei der AGA8-Gleichung weniger als 0,1 %. Bei Anwendung der GERG88-Gleichung ist bei Wasserstoffanteilen größer 10 Vol.-% H₂ eine nachträgliche Korrektur durchzuführen. [11]

Bei dem Mengenumwerter ist die Beschränkung über die relative Dichte zu überprüfen und wenn möglich anzupassen.

4.1.11 Prozessgaschromatographen - (12)

Die derzeit eingesetzten Prozessgaschromatographen können H₂ nicht eindeutig detektieren, wodurch das Nachrüsten einer zusätzlichen Trennsäule ab Wasserstoffzumischungen von 0,2 Vol.-% H₂ oder der Wechsel des Trägergases von Helium auf z.B. Argon zur verbesserten H₂-Detektion (ggf. neue Zulassung) notwendig ist. Weiterhin ist auch der Einsatz von neuen Geräten, die für die Messung von H₂ zugelassen sind z.B. Firma Elster bis 5 Vol.-% H₂ möglich. [5], [11]

4.1.12 Gasdruckregel- und Messanlagen - (13)

Es existieren Erfahrungen bei dem Betrieb von GDRM-Anlagen mit Kokereigas (bis 67 Vol.-% H₂) unter Einsatz von standardisierten Bauelementen der Erdgastechnik. [11]

Für wesentliche Komponenten von Gasdruckregel- und Messanlagen existieren Prüfgrundlagen (DIN EN 334 für DIN EN 14382 für Sicherheitseinrichtungen) deren Testgase bis zu 60 Vol.-% H₂ enthalten.

In der Praxis ist jedoch sicherzustellen, dass die eingesetzten Geräte nach diesen Richtlinien und damit auch für wasserstoffreiche Gase zertifiziert wurden.

4.1.13 Dichtungen und Verbindungen - (17)

Dichtungen und Verbindungen sind aufgrund der guten chemischen Beständigkeit gegenüber Wasserstoff und den Erfahrungen aus der Stadtgaszeit für Erdgas-Wasserstoffgemische geeignet. Im Einzelnen sind jedoch Dichtungs- und Materialbeständigkeitsprüfungen sowie Permeationsmessungen empfohlen. [5]

4.1.14 Armaturen und Hausinstallationen - (18)

Armaturen und Hausinstallationen sind für Gase nach der ÖVGW-Richtlinie G 31 (für einen Anteil von Wasserstoff bis 4 Vol.-%) konzipiert, wodurch die Zulassung für wasserstoffhaltige Gase bis mindestens 4 Vol.-% H₂ besteht.

Die Einschätzung der Materialverträglichkeit entspricht der von Gasleitungen gleichen Materials, so dass die Wasserstoffverträglichkeit gegeben ist. [5]

4.1.15 Gasströmungswächter - (19)

Nach bisherigen Einschätzungen und Erfahrungen sind Gasströmungswächter für unterschiedliche H₂-Konzentrationen einsetzbar. Untersuchungsbedarf besteht in den Bereichen Schließvolumenstrom, absicherbare Länge und Überströmmenge, welche Praxisuntersuchungen erfordern. [11]

4.2 Fazit Wasserstofftoleranz

Entsprechend der ÖVGW-Richtlinie G 31 ist zurzeit eine Zumischung von maximal 4 Vol.-% Wasserstoff in Österreich möglich.

Bei moderater, volkswirtschaftlich sinnvoller H₂-Zumischung (mittelfristig ca. 10 Vol.-% H₂) wurde F&E- bzw. Anpassungsbedarf für folgende Kernelemente identifiziert:

- Gasturbinen (F&E sowie juristischer Klärungsbedarf)
- Transport- und Speicherverdichter (technische Lösung bekannt und verfügbar)
- Poren- / Kavernenspeicher (F&E-Bedarf)
- PGCs (technische Lösung bekannt und verfügbar)
- CNG-Fahrzeugtanks (F&E sowie juristischer Klärungsbedarf)

Die ermittelten Fragestellungen sind Gegenstand aktueller bzw. in Anbahnung befindlicher Forschungsprojekte, teilweise auf europäischer Ebene. Juristischer Klärungsbedarf bezieht sich hier auf den Umgang mit bestehenden Anlagen, welche noch nicht für Wasserstoff ausgelegt sind, und die daraus resultierenden Fragestellungen zur Gewährleistung bei Beeinträchtigungen durch sich verändernde Gaszusammensetzungen.

Die dargestellten H₂-Toleranzen und der ermittelte F&E-Bedarf wurden im Rahmen von Recherchen ermittelt und zitieren daher die Ergebnisse einer Vielzahl von F&E- sowie Demonstrationsvorhaben. Diese sind aufgrund unterschiedlicher Rahmenbedingungen unter Umständen nicht auf alle Anwendungsfälle übertragbar.

5 Bewertung des Ist-Zustands der Gasinfrastruktur

Die zukünftigen Veränderungen der Anforderungen an die Gasinfrastruktur resultieren vor allem aus den großen Potenzialen zur Biogaseinspeisung und mittel- bis langfristig aus der dezentralen Einspeisung von Wasserstoff/Methan aus Power-to-Gas-Anlagen zur Stromspeicherung.

In Österreich existieren bisher nur verhältnismäßig wenige Erfahrungen mit Biogaseinspeiseanlagen. Von den über 350 vorhandenen Biogasanlagen speisen nur sechs Anlagen das erzeugte Biogas in das Gasnetz ein. Vier dieser Anlagen setzen NaWaRo um (Niederösterreich, Oberösterreich und zwei Anlagen in Salzburg), eine Biogasanlage in Oberösterreich wird mit Klärgas betrieben und eine Biogasanlage in Niederösterreich setzt Reststoffe zur Biogaserzeugung ein.

Im Vergleich dazu speisen in Deutschland derzeit ca. 90 Biogaseinspeiseanlagen in das Gasnetz ein. Dies führt in einigen Netzgebieten, vor allem in Zeiten geringer Gasabnahme, teilweise bereits zu einem Bedarf an Möglichkeiten zur Kapazitätserhöhung bis hin zur Rückspeisung.

Derzeit sind noch keine Kapazitätsengpässe in Österreich zu erwarten. Diese könnten durch eine ganzheitliche Potenzialanalyse, welche sowohl das Biogas- und Wasserstoff-erzeugungspotenzial als auch die Kapazitäten des Gasnetzes berücksichtigt, vermieden werden.

Hinsichtlich der Einspeisung von Wasserstoff besteht bei einigen Komponenten der Gasinfrastruktur noch Untersuchungsbedarf bezüglich der Wasserstofftoleranz (siehe Kapitel 4). Hier sind vor allem die Porenspeicher, Gasturbinen und Mengenumwerter zu nennen, bei höheren Wasserstoffkonzentrationen über 10 Vol.-% auch Verdichter. Anpassungsbedarf besteht vor allem bei den Prozessgaschromatographen, da diese in der Regel nicht für die Messung von Wasserstoff ausgerüstet sind.

6 Handlungsempfehlungen

Basierend auf der Ermittlung der Potenziale für EE in AP 1 sollte der Fokus der netzrelevanten Aktivitäten auf der Biogaseinspeisung liegen. Es wird daher empfohlen, zeitnah die Rahmenbedingungen für die Einspeisung von Biogas, aber auch von weiteren erneuerbaren Gasen wie z.B. Wasserstoff, zu klären.

Hierzu sind werden u. A. folgende Maßnahmen empfohlen:

- Abschätzung der zu erwartenden Biogas- und Wasserstoffeinspeiseanlagen inkl. ihrer regionalen Verteilung auf Basis detaillierter Potenzialanalysen.
- Abgleich der Erzeugungspotenziale mit den Gasnetzkapazitäten. Hier sind vor allem Min-Flow-Betrachtungen interessant, um die ganzjährige Aufnahmekapazität und ggf. den Rückspeisebedarf ableiten zu können.
- Ausweisung von Vorzugsstandorten zur gerichteten Allokation von Einspeiseanlagen für erneuerbare Gase zur Vermeidung von Anlagen an, aus Sicht der Gasnetze, ungeeigneten Standorten.
- Schaffung von Standardprozessen, z.B. für die Betriebsführung und Wartung der Anlagen zur betrieblichen Optimierung.
- Entwicklung von Standardanlagenkonzepten zur Beschleunigung von Genehmigungen und zur Reduzierung der gesamtwirtschaftlichen Kosten.
- Mitwirkung an laufenden und kommenden F&E-Vorhaben zur Klärung offener Fragestellungen.

Mittel- bis langfristig sollte die Gasinfrastruktur hinsichtlich einer Wasserstoffeinspeisung vorbereitet werden. Dazu zählen die Untersuchung der offenen Fragen zur Wasserstofftoleranz und die Umrüstung / Anpassung der Messinfrastruktur im Gasnetz hinsichtlich ihrer Eignung für wasserstoffhaltige Gase (siehe Kapitel 4).

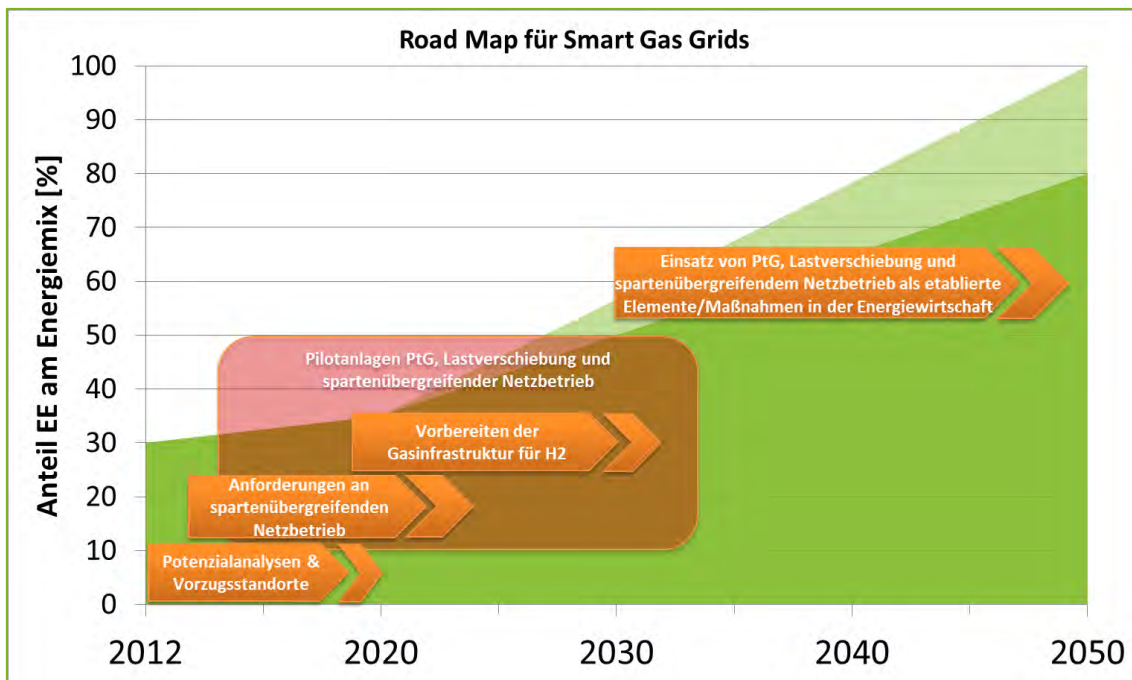


Abbildung 6: Road Map für Smart Gas Grids

Literaturverzeichnis

- [1]. **ÖVGW**. Erdgas in Österreich - Gasbeschaffenheit. *G* 31. Mai 2001.
- [2]. —. Regenerative Gase - Biogas. *G* B220. November 2011.
- [3]. —. Gasabrechnung. *G* 177. November 2002.
- [4]. **E.ON Ruhrgas**. 2011.
- [5]. **DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH**.
- [6]. **NATURALHY**. www.naturalhy.net. [Online] www.naturalhy.net.
- [7]. **Dr. J. Larfeldt, Siemens Industrial Turbomachinery AB, Sweden**. *Kommunikation mit Dr. Altfeld, E.ON Ruhrgas AG*. 2011.
- [8]. **Tacke, Markus**. Vortrag GAT 2012. *Gas - Rückgrat einer nachhaltigen Stromversorgung*. München : s.n., 2012.
- [9]. **Open Grid Europe GmbH**. 2011.
- [10]. **DBI, DVGW-EBI, E.ON, VNG, IWES im Auftrag vom DVGW** . *DVGW-Projekt G1-07-10: Entwicklung von modularen Konzepten zur Erzeugung, Speicherung und Einspeisung von Wasserstoff und Methan ins Erdgasnetz*. Bonn : s.n., 2010 bis 2013.
- [11]. **E.ON Ruhrgas AG**.
- [12]. **VNG - Verbundnetz Gas AG**. 2011.
- [13]. **Heydenreich, M**. *Gasspüren im Bereitschaftsdienst IV*. 2009. DVGW Berufsbildung.