

Transformation der Gasinfrastruktur für H₂: Aufwand und Kosten

DVGW Wasserstoff-Wochen 16.06.2021
Vortragender: Jens Hüttenrauch (DBI)

Transformationspfadmodell

Grundlegende Fragestellungen

- Wie viel Wasserstoff und andere erneuerbare Gase können in die Gasinfrastrukturen integriert werden?
- Was sind begrenzende Faktoren?
- Welcher Anpassungsbedarf für die Gasinfrastrukturen besteht zukünftig?



Ziel des Modells:

- Identifizierung des **kostenoptimalen Transformationspfades** für Gasnetze und Gasspeicher **zur Integration von Wasserstoff und Methan** aus Power-to-Gas-Anlagen

Transformationspfadmodell

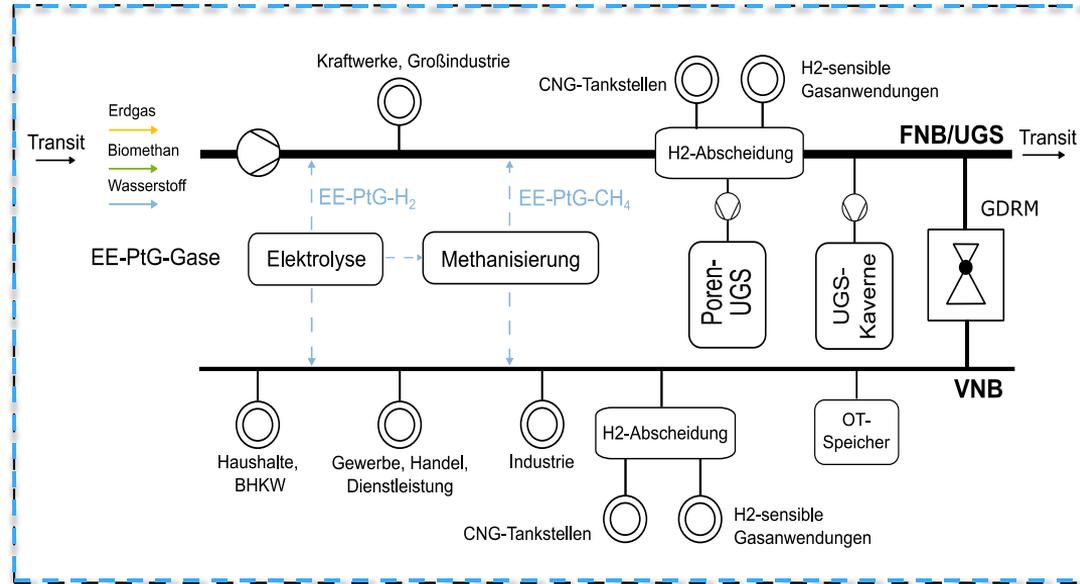
Datenbasis und Systemgrenzen

Ergebnisse sind: (Mehr-)Aufwand für die Anpassung der Gasinfrastrukturen ggü. der „normalen“ Erneuerung

- Kosten und Leitungslängen, Anlagen, ...
- jährlich aufgelöst bis 2050
- separat für Transport- und Verteilnetzebene

dabei berücksichtigen wir

- Szenariorahmen
- Ergebnisse der H₂-Ist-Zustandsanalyse
- Altersstruktur
- Nutzungs-/Abschreibungsdauern



Systemgrenze Transformationspfade-Modell - - -

Transformationspfade

Kostenoptimale Transformation

- Zielwert: Kostengünstigste Transformation zur Integration erneuerbarer Gase

Definierte Transformation

- Zielwert: vorgegebener Hochlauf der H₂-Verträglichkeit

Technologiepfade

Integration Wasserstoff

- Anpassung Gasinfrastruktur zur bedarfsgerechten Erhöhung H₂-Verträglichkeit

Integration Methan

- Aufbau von Methanisierungsanlagen zur Begrenzung des H₂-Anteils im Gas

Ergebnisse Vorgängerprojekt

„Transformationspfade zur Treibhausgasneutralität der Gasnetze und Gasspeicher nach COP 21“

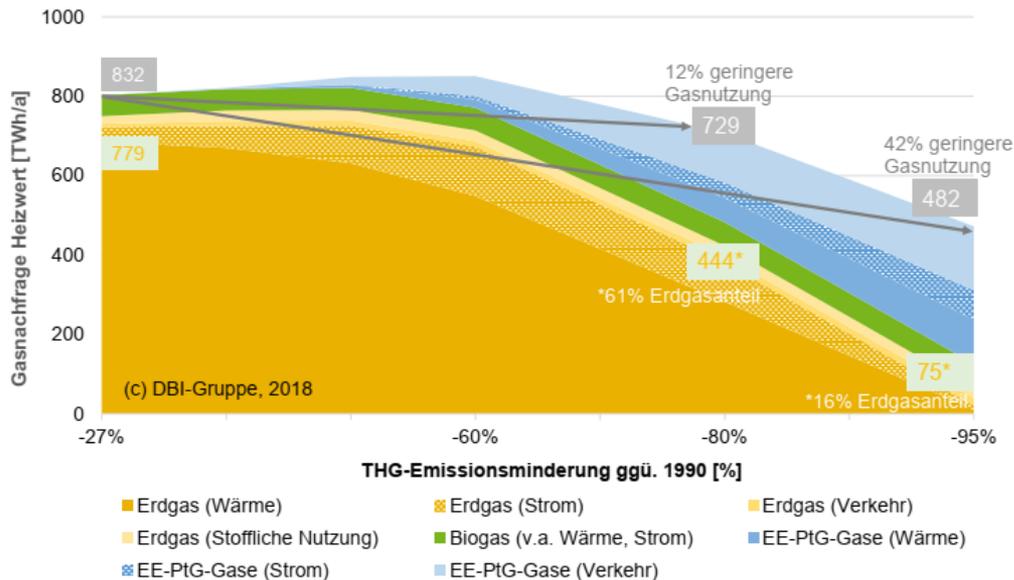
<https://www.dvgw.de/themen/forschung-und-innovation/forschungsprojekte/dvgw-forschungsbericht-g-201624>

Szenariorahmen Vorgängerprojekt

weicht von den Szenarien in Roadmap Gas 2050 ab

Entwicklungsszenarien für die Gasnachfrage in Dtl.

nach J. Nitsch (2016): Energiewende nach COP21, Szenario "KLIMA 2050"



Anmerkung: Gasnachfrage nach EE-PtG-Gasen nicht aufgeteilt nach EE-PtG-H₂ bzw. EE-PtG-CH₄ in zugrunde liegendem Szenario; Aufteilung wird im Rahmen dieser Studie vorgenommen

Fossiles Erdgas

- Verstärkte Nachfrage aus dem Stromsektor bis 60%-THG-Reduktion (plus 235%)
- Stoffliche Nutzung ist bei -95%-THG für den Hauptteil der Nachfrage nach fossilem Erdgas verantwortlich

EE-PtG-Gase

- entfallen bei 95%-THG-Reduktion etwa zu
 - jeweils 25% auf die klassischen Sektoren Wärme und Strom und zu
 - 50% auf Verkehr
- Hochlauf der Nachfrage beginnt im Verkehr, Wärme und Strom folgen zeitlich mit leichter zeitlicher Verzögerung
- EE-PtG-Gase (Strom) enthalten Nachfrage zur Deckung in „Kalten Dunkelflauten“ (vgl. AP1)

Biogas

- Nachfrage in etwa konstant über gesamten Betrachtungszeitraum

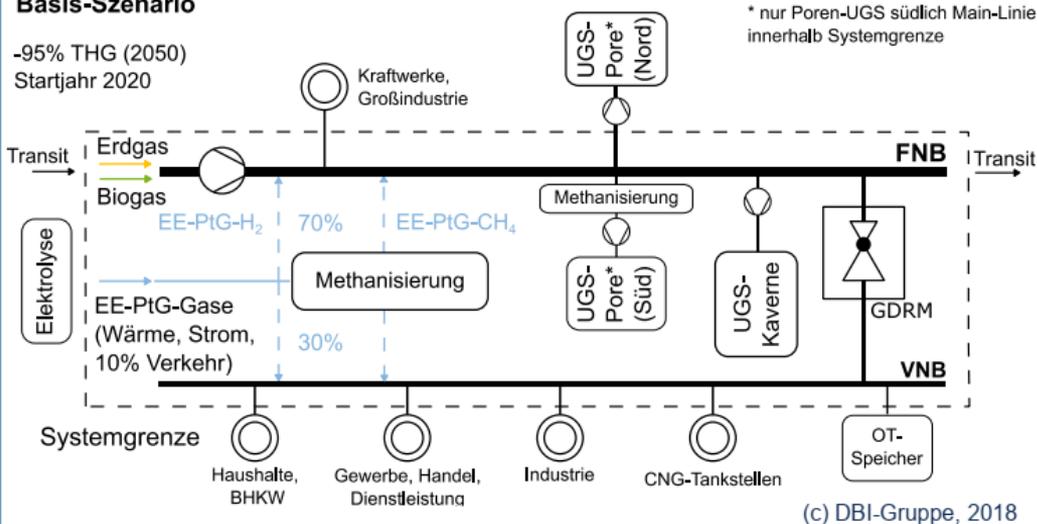
Modellübersicht Vorgängerprojekt

weicht von dem Modell in Roadmap Gas 2050 ab

Systembild

Basis-Szenario

-95% THG (2050)
Startjahr 2020



Beschreibung

- 95% THG-Reduktion bis 2050
- **Einspeisung EE-PtG-Gase zu 70% in FNB und zu 30% VNB¹**
- **10% EE-PtG-Gase (Verkehr) im Gasnetz¹**
- Nur Poren-UGS südlich Main-Linie in Betrieb (H₂-Anteil am einzuspeichernden Gas wird methanisiert)¹
- **Keine Begrenzung der H₂-Konzentration im Gasnetze vorgegeben**

¹ Erläuterungen siehe [Back-Up \(Folie 31 ff.\)](#) bzw. Bericht

Modellierungs-Szenarien Vorgängerprojekt

weichen von den Ergebnissen in Roadmap Gas 2050 ab

Trend-Szenario "Ausschließlich Ersatzinvestitionen"

Welcher Anpassungspfad für höhere Wasserstofftoleranzen ist für Gasnetze und Gasspeicher (FNB/UGS, VNB) bis 2050 erreichbar, wenn ausschließlich Ersatzinvestitionen genutzt werden und Klimaziele nicht berücksichtigt werden?

Basis-Szenario

Welcher ist der kostenoptimale Anpassungspfad für Gasnetze und Gasspeicher (FNB/UGS, VNB) zur Integration von nachgefragten EE-PtG-Gasen innerhalb der Technologiepfade Beimischung von EE-PtG-H₂ und Beimischung von EE-PtG-CH₄ in einem als realistisch angenommenen Basis-Szenario unter Berücksichtigung der Klimaziele bis 2050?

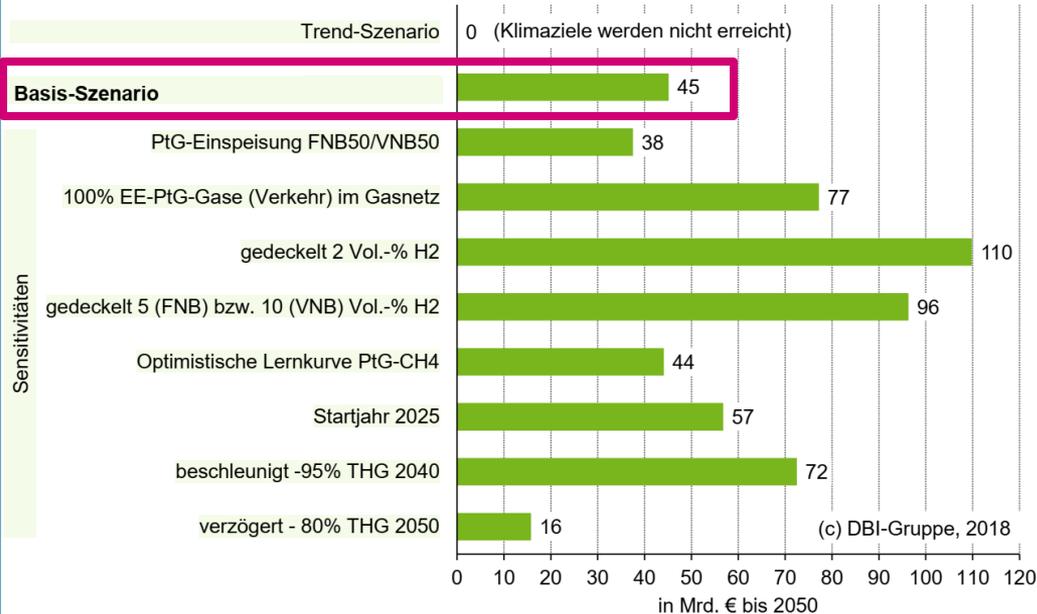
Sensitivitäten

Wie empfindlich reagieren die Ergebnisse des Basis-Szenarios auf ausgewählte Änderungen einzelner Parameter, Annahmen bzw. Randbedingungen (wie etwa Startjahr oder Technologie-Investitionskosten)?

Ergebnisse Vorgängerprojekt

weichen von den Ergebnissen in Roadmap Gas 2050 ab

Transformationspfade Gasnetze und Gasspeicher - Mehrkosten in Mrd. €



Hinweis: Szenariendefinition s. [Folie 10 \(Trend-Szenario\)](#), [Folie 13 \(Basis-Szenario\)](#) sowie [Folie 28 \(Sensitivitäten\)](#)

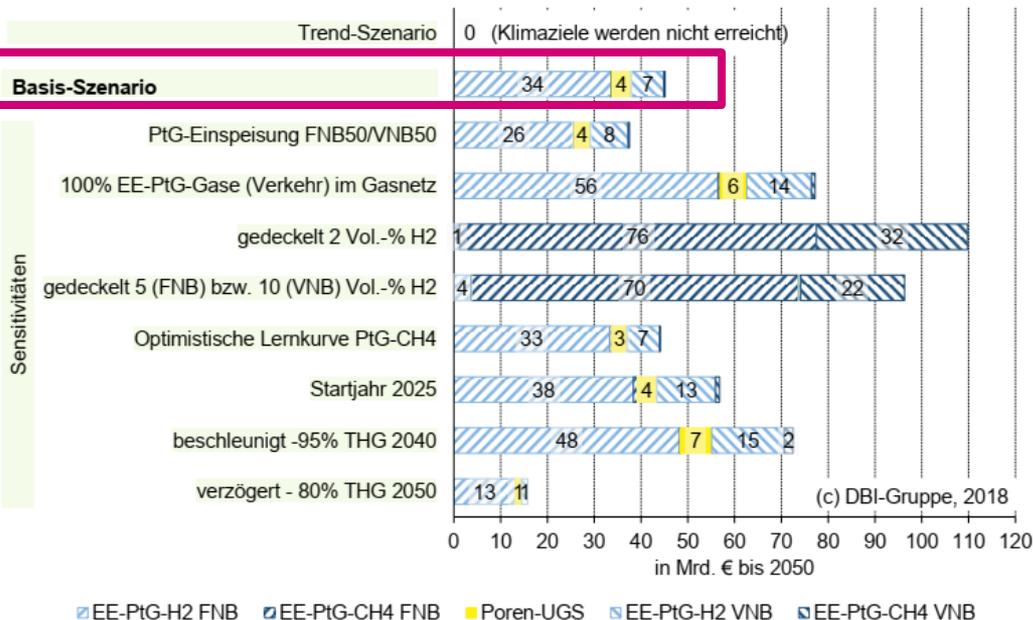
Kernaussagen

- Über Ersatzinvestitionen (Trend-Szenario) allein lässt sich bis 2050 keine Treibhausgasneutralität der Gasnetze und Gasspeicher erreichen
- Im Basis-Szenario sind Mehrkosten in Höhe von 45 Mrd.€ erforderlich (ggü. 192 Mrd.€ Ersatzinvest.)
- Je höher der Anteil an EE-PtG-Gasen, der auf FNB/UGS-Ebene eingespeist wird, desto höher die erforderlichen Mehrkosten
- Eine Begrenzung der Wasserstoff-Einspeisung führt zu deutlichen Steigerungen der erforderlichen Mehrkosten in der Gasinfrastruktur gegenüber dem Basis-Szenario
- Die Systemintegration der PtG-Gase aus dem Verkehrssektor führt absolut zu höheren Mehrkosten, PtG-gasmengenspezifische Mehrkosten sind kleiner
- Wird die Transformation erst 2025 begonnen, steigen die erforderlichen Mehrkosten bis 2050 etwa um weitere 12 Mrd. €

Ergebnisse Vorgängerprojekt

weichen von den Ergebnissen in Roadmap Gas 2050 ab

Transformationspfade Gasnetze und Gasspeicher - Mehrkosten in Mrd. €



(c) DBI-Gruppe, 2018

Hinweis: EE-PtG-H₂ entspricht Außerordentliche Kosten der Wasserstoff-Einspeisung; EE-PtG-CH₄ entspricht Methanisierungskosten Netz; Poren-UGS entspricht Methanisierungskosten (Definitionen s. Folie 8)

Kernaussagen

- Im Basis-Szenario findet die für Gasnetze und Gasspeicher kostenoptimale Integration der EE-PtG-Gase vorwiegend als Wasserstoff statt (ohne Berücksichtigung der Wasserstofferzeugung und Kosten für Anpassungen Gasverwendung)
- Der deutlich überwiegende Teil der erforderlichen Mehrkosten ist auf der Ebene der Transportnetze und Untergrundgasspeicher zu tätigen
- Selbst bei optimistischer Technologieentwicklung der Methanisierung bleibt die Anpassung der Gasinfrastruktur für höhere Wasserstoff-Konzentrationen die kostengünstigere Alternative
- Die Deckelung des Wasserstoff-Anteils führt zur starken Nutzung des Technologiepfades Methanisierung bei erheblichen Mehrkosten

Ausblick & Nächste Schritte

- Aktuell:
 - Zusammenstellung der Daten für das Mengen-Kosten-Gerüst (Netze, Anlagen, Anwendungen, ...)
- Nächste Schritte:
 - Bewertung der aktuellen H₂-Verträglichkeit
 - Simulation verschiedener Szenarien
 - Hochlauf der H₂-Verträglichkeit in verschiedenen Varianten hinsichtlich Zielwert und Zeitschiene
 - Optimierte Transformation
 - Berücksichtigung der Ergebnisse in der Energiesystemmodellierung im TP 4 / RMG2050

Vielen Dank.

Jens Hüttenrauch
DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH
jens.huettenrauch@dbi-gruppe.de
+49 341 2457 128