

Wasserstoffstrategie oder doch besser die Nutzung von Biomethan?

Fachgespräch Energieerzeugung und -nutzung im landwirtschaftlichen Betrieb
10.11.2022, Kirchberg
Dr. Frank Graf

1. Einleitung
2. Potenziale für grüne Gase
3. Integration von Wasserstoff in die Erdgasinfrastruktur
4. Optionen für Biomethan
5. Fazit

DVGW-Forschungsstelle am Engler-Bunte-Institut des KIT Themengebiete Wasserstoff + Biomethan

- Bereitstellung
 - Erzeugungsverfahren
 - Transportoptionen
 - Bereitstellungskosten
 - THG-Emissionen
- Wassermanagement PtX-Prozesse
- H₂-Readiness Gasnetze
- H₂-Readiness Gasanwendungen
- Durchführung von Feldtests
- Material-, Bauteil-, Geräteprüfungen
- Gasbeschaffheitsaspekte
- Regelwerksarbeit



www.dvgw-ebi.de



Fragestellungen zur Rolle von Biomethan und Wasserstoff bei der Energiewende

1. Wie hoch sind die Erzeugungspotenziale für EE-Gase?
2. Welche Importoptionen gibt es?
3. Wie hoch sind die Bereitstellungskosten?
4. Wie klimafreundlich sind die erzeugten Gase?
5. In welchen Anwendungen werden die EE-Gase eingesetzt?
6. Welche infrastrukturellen Maßnahmen sind notwendig?
7. Wie kann der Markthochlauf gestaltet werden?



Welchen gasförmigen Energieträger nutzen wir zukünftig?

Vorteile Wasserstoff	Vorteile Methan
Keine CO ₂ -Emissionen bei energetischen Nutzung	Infrastruktur ist flächendeckend vorhanden
Kein C-Bedarf für die Erzeugung	Gaswendungen sind in allen Sektoren verfügbar
Geringere Umwandlungsverluste bei Erzeugung	Transit/Importinfrastruktur ist vorhanden
Teilweise höhere Effizienz bei Anwendung	Hochlauf Biomethan könnte kurzfristig erfolgen

→ beide Energieträger werden gebraucht!

1. Einleitung
- 2. Potenziale für grüne Gase**
3. Integration von Wasserstoff in die Erdgasinfrastruktur
4. Optionen für Biomethan
5. Fazit

Markthochlauf Biomethan kann kurzfristig erfolgen

DVGW-Potenzialstudie Biomethan

Gesamtpotential 2050 – regionale Verteilung

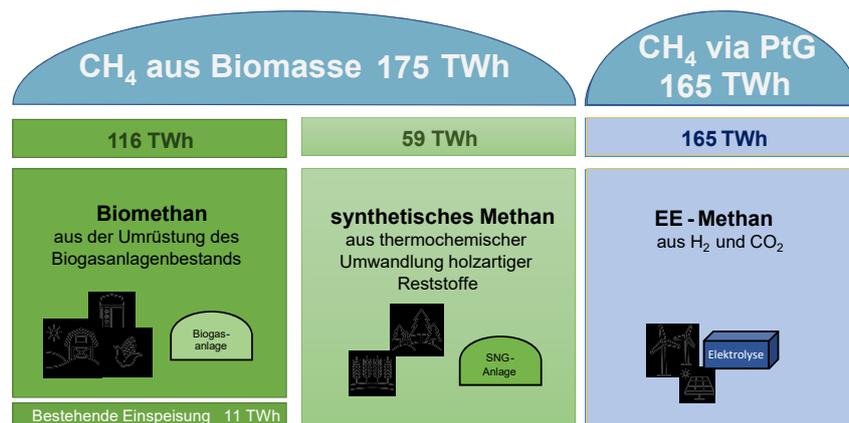
- ☉ 16,67 Mrd. m³ i.N./a Biomethan bis 2050
- ☉ PtG-Kopplung birgt hohes Potenzial
- ☉ Prinzipiell kann aus Biogas auch Wasserstoff erzeugt werden
 - ➔ negative THG-Emissionen möglich
- ☉ Zusätzliches erhebliches Potenzial über die thermo-chemische Vergasung von ligninreicher Biomasse



Quelle: Potentialeermittlung zur Erzeugung erneuerbarer Gase mittels Methanisierung, DVGW-Forschungsvorhaben (2019)



Erzeugungspotenziale für EE-Gas in Deutschland bis 2045 unter Berücksichtigung des Markthochlaufs

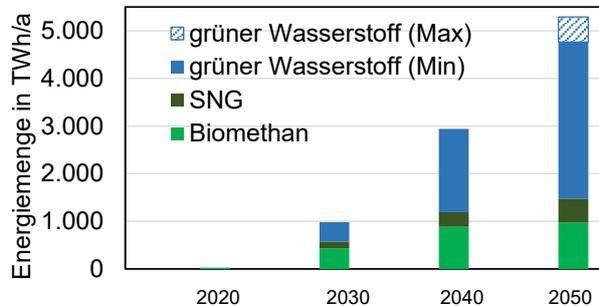


- Potenzial von biogenem CO₂ (15,3 Mrd. m³/a) wird vollständig methanisiert
- Grünes Wasserstoffpotenzial: 270 TWh*

*H₂-Szenario DVGW-Projekt Roadmap Gas 2050



Erzeugungspotenziale für EE-Gas der EU 27 + UK



1.800 TWh des H₂-Potenzials könnten auch für Methanisierung der grünen CO₂-Quellen (EE-CH₄) eingesetzt werden

- ➔ Berücksichtigung des Markthochlauf der Erzeugungstechnologien
- ➔ Biomethanpotenzial von 970 TWh (90 Mrd. m³ i.N.) [1]
- ➔ SNG-Potenzial von 500 TWh SNG (47 Mrd. m³ i.N.) [1]
- ➔ Wasserstoffpotenzial (grün) von 3.290 - 3.880 TWh H₂ [2]

[1] DVGW-Projekt Roadmap Gas 2050

[2] Kakoulaki, G. et al.: Green hydrogen in Europe – A regional assessment: Substituting existing production with electrolysis powered by renewables

Importpotenzial methanreiche Gase nach Deutschland im Jahr 2050



PtG: Umwandlung von EE-Strom mittels Elektrolyse in grünen Wasserstoff (EE-H₂) bzw. Methan (EE-CH₄)

Vorgehen

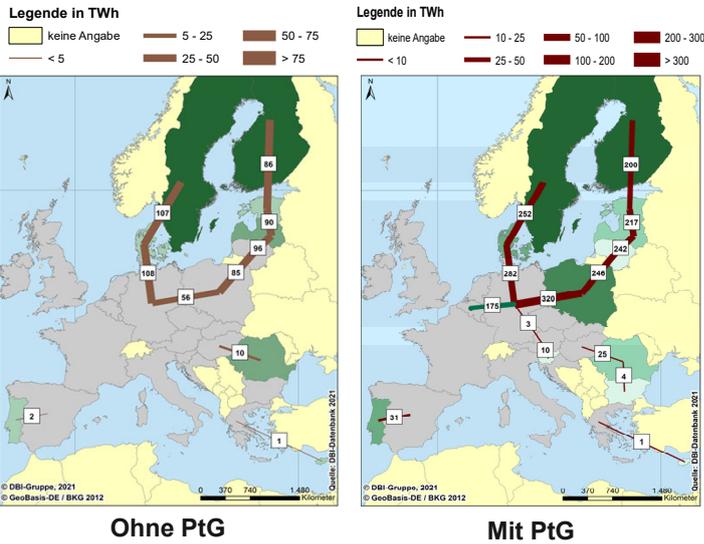
- Länderspezifische Potentialermittlung
- Markthochlauf der Erzeugungstechnologien
- Berücksichtigung des Eigenbedarfs der Erzeugungs- und Transitländer

Importpotenzial für Deutschland

- **Ohne PtG: 164 TWh**

Ohne PtG

Importpotenzial methanreiche Gase nach Deutschland im Jahr 2050



Vorgehen

- Länderspezifische Potentialermittlung
- Markthochlauf der Erzeugungstechnologien
- Berücksichtigung des Eigenbedarfs der Erzeugungs- und Transitländer

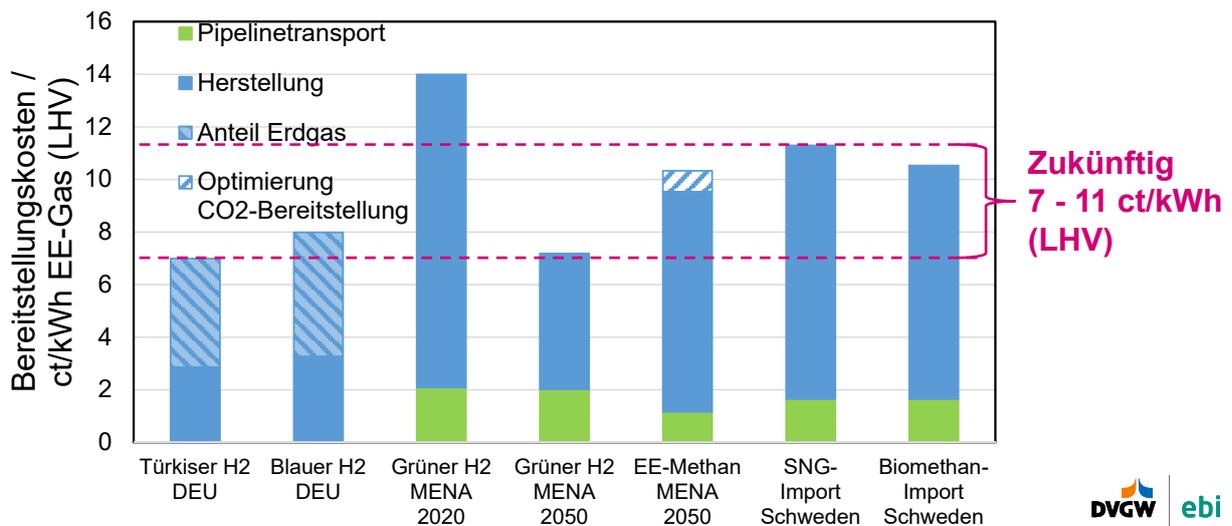
Importpotenzial für Deutschland

- **Ohne PtG: 164 TWh**
- **Mit PtG: 600 TWh**

Quelle: DVGW-Projekt Roadmap Gas 2050



Bereitstellungskosten verschiedener erneuerbarer Gase



1. Einleitung
2. Potenziale für grüne Gase
- 3. Integration von Wasserstoff in die Erdgasinfrastruktur**
4. Optionen für Biomethan
5. Fazit

Innovationsprogramm Wasserstoff des DVGW: Im Blick ist die gesamte Wertschöpfungskette

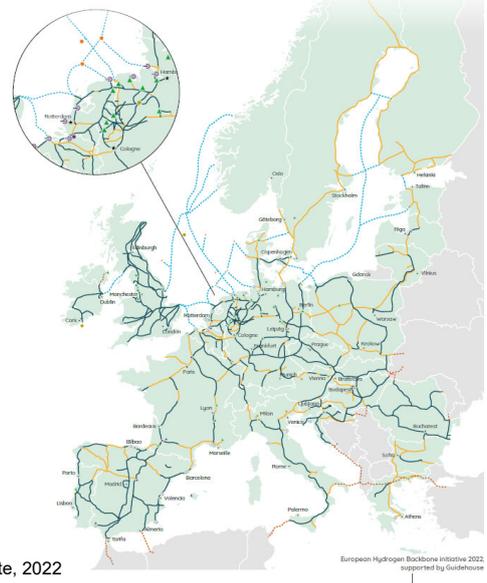


Weitere Infos unter www.dvgw.de/stoffwech2el

European Hydrogen Backbone

Kenndaten

- Analyse für 28 EU-Länder von 31 Unternehmen
- Gesamtlänge:
 - 28.000 km in 2030 (bei 330 TWh/a erwartetem H₂-Transport)
 - 53.000 km bis 2040 (bei 1.640 TWh/a erwartetem H₂-Transport)
- umfangreiche Nutzung der vorhandenen Erdgasinfrastruktur (69 %)
- 60 % bestehende Erdgasleitungen
- 40 % neue H₂-Pipelines
- 80 - 143 Mrd. € Gesamtinvestitionen bis 2040
- Erwartete Transportkosten:
 - Onshore: 11 - 21 Ct/(kg*1000 km)
 - Offshore: 17 - 32 Ct/(kg*1000 km)



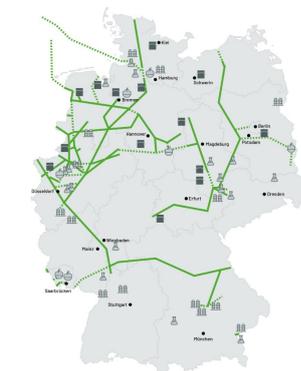
Quelle: Gas for Climate, 2022

European Hydrogen Backbone Initiative 2022
supported by Guidehouse

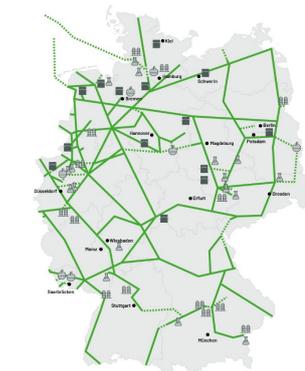
15

Aufbau eines H₂-Transportnetzes in Deutschland

H₂-Netz 2030



H₂-Netz 2050



Quelle: FNB Gas, 2022

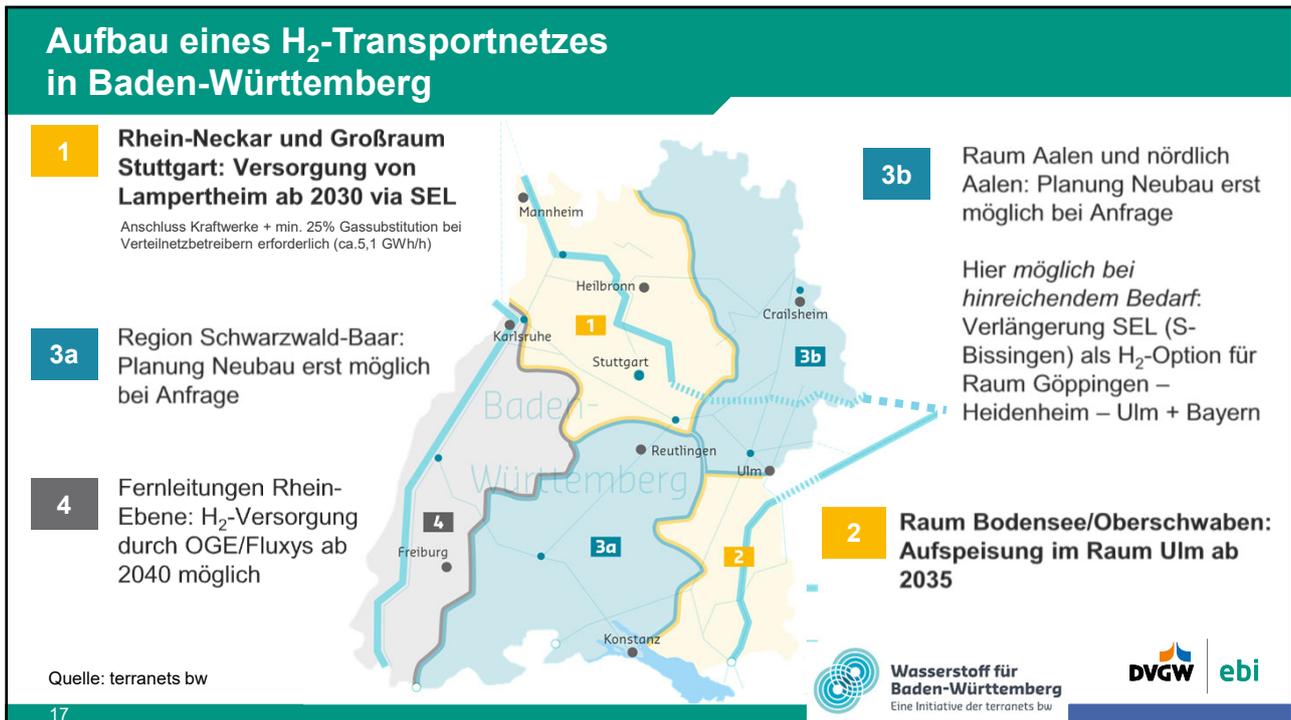
H₂-Netz 2030

- Gesamtlänge: 5.100 km
(3.700 km umgestellte Erdgasleitungen, 1.400 km Neubau)
- Erwarteter H₂-Bedarf (2030): 71 TWh
- Erwartete Spitzenabnahme: 10 GWh/h
- Investitionsvolumen bis 2030: 6 Mrd. €

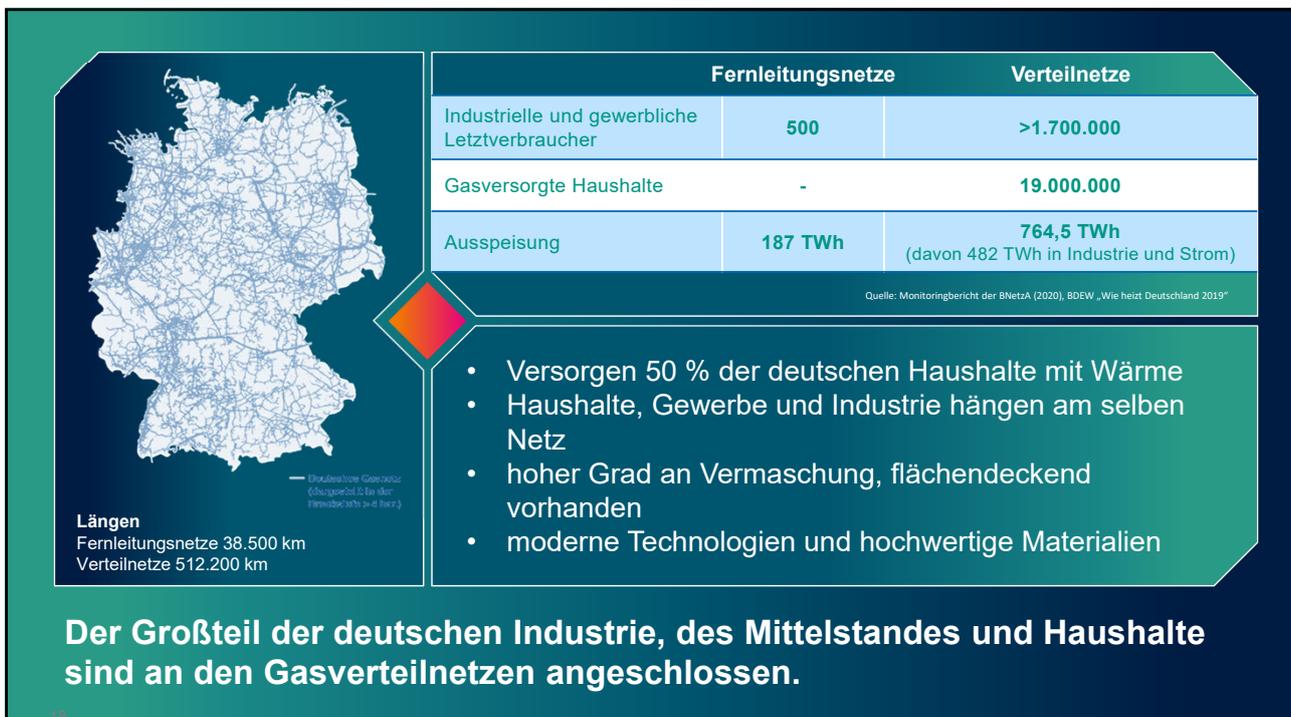
H₂-Netz 2050

- Gesamtlänge: 13.300 km
(11.000 km umgestellte Erdgasleitungen, 2.300 km Neubau)
- Erwarteter H₂-Bedarf (2050): 504 TWh
- Erwartete Spitzenabnahme: 110 GWh/h
- Investitionsvolumen bis 2050: 18 Mrd. €

16



17



18

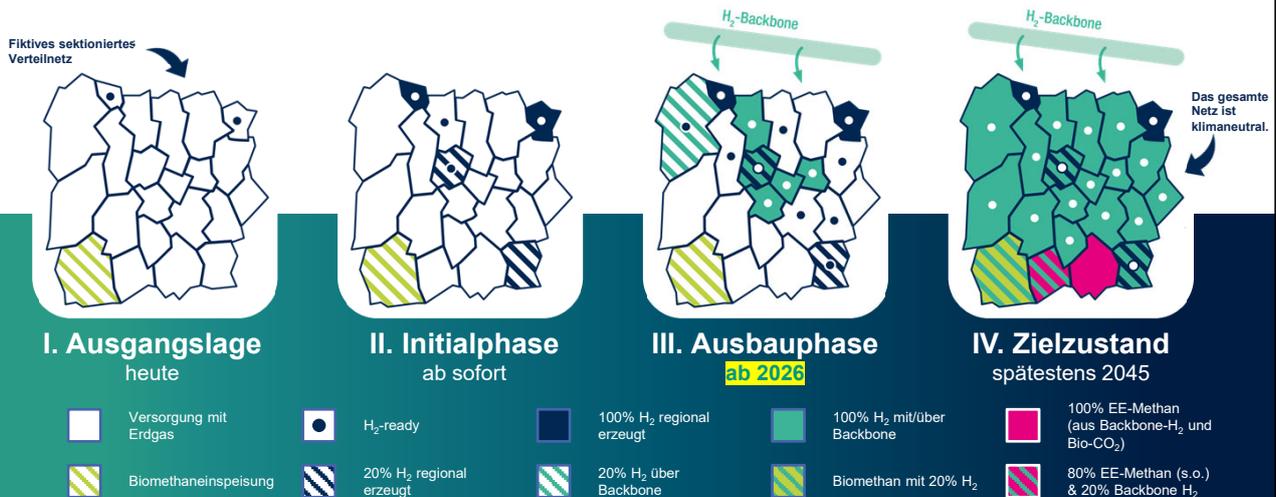
H2vorOrt ist die zentrale strategische Plattform für Gasverteilnetzbetreiber im DVGW

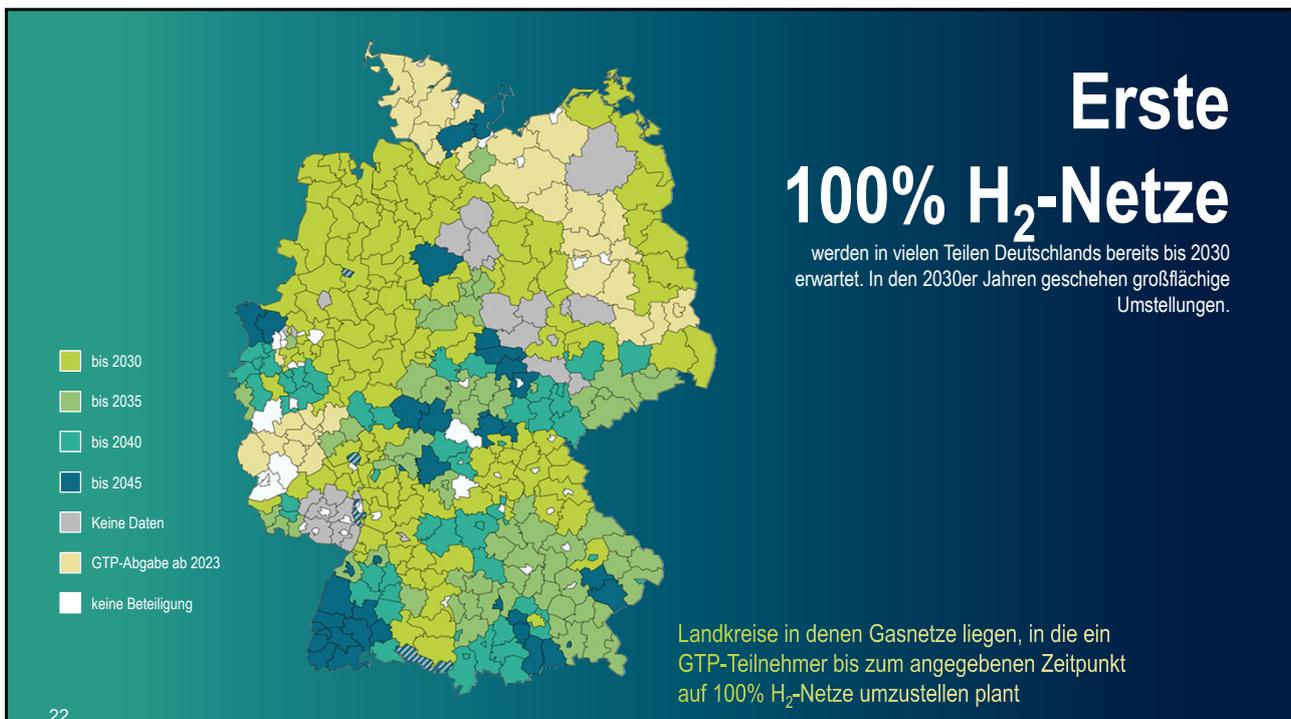
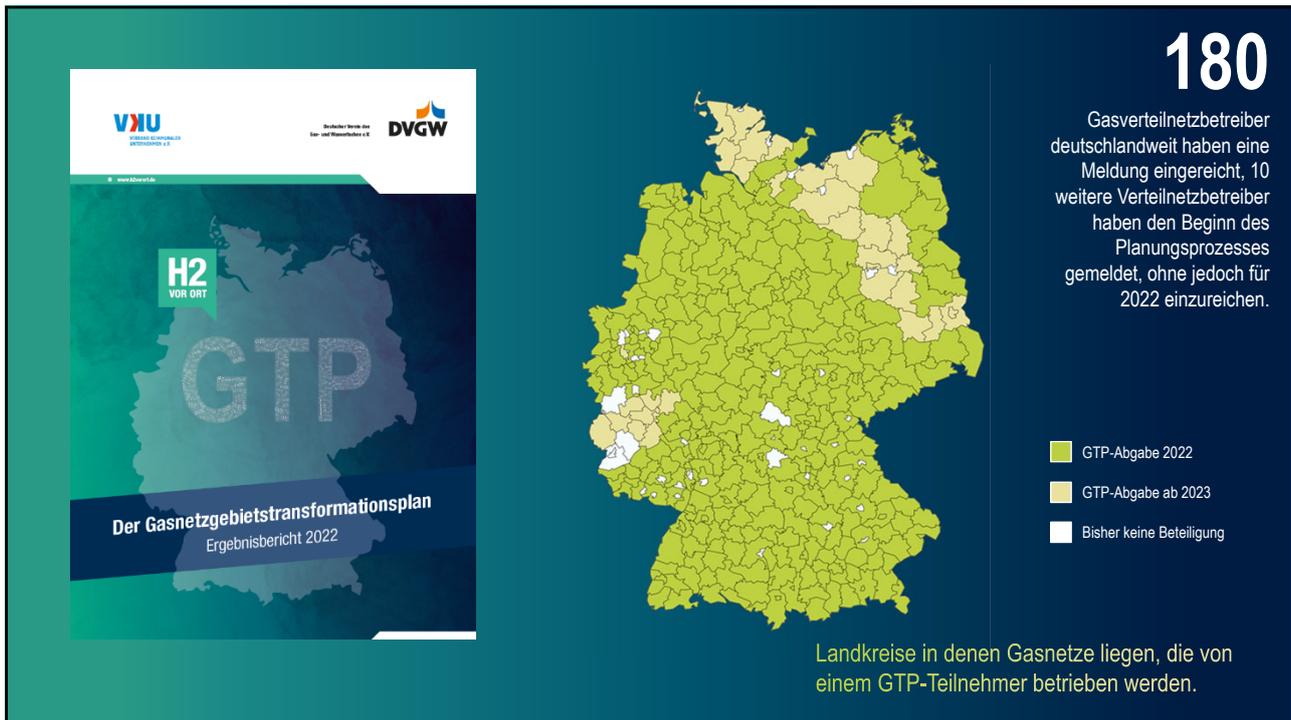


Vorsitzende:
Florian Feller (erdgas schwaben)
Dr. Jürgen Gröner (Westnetz)

- Mitgliederzahl wächst auf 45
- Zusammenarbeit mit dem VKU
- Zentrale Arbeit: GTP
 - Der GTP-Leitfaden wurde erarbeitet
- Mediale Sichtbarkeit:
 - Social Media
 - 5 Veröffentlichungen
 - Website
 - Parlamentarisches Frühstück
 - Pressehintergrundgespräch + Berichterstattung

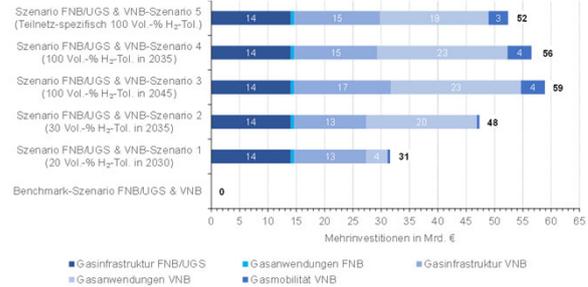
DER WEG IN DIE KLIMANEUTRALITÄT VOR ORT -
DAS IST UNSER FAHRPLAN:





Wie muss die Gasinfrastruktur angepasst werden?

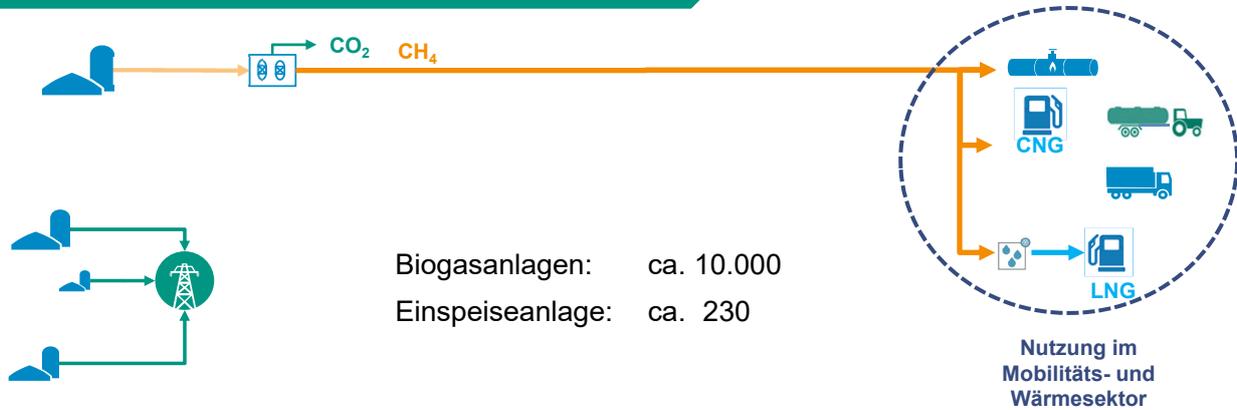
- H₂-Readiness der Gasinfrastruktur kann mit vertretbarem finanziellen Aufwand erreicht werden:
 - Mehrinvestitionen Gasinfrastruktur inkl. Anwendungen: 16 - 30 %
 - Mehrinvestitionen Verteilnetze: 9 - 24 %
- Die direkte Transformation auf 100 vol.-% H₂ready bietet kostenseitige und organisatorische Vorteile.



- ➔ H₂-Transportnetz ist schnellstmöglich aufzubauen
- ➔ in Verteilnetzen ist H₂-Zumischung oder komplette Umstellung auf H₂ möglich
- ➔ Transformationspfade und Umstellungskonzepte für Verteilnetze müssen entwickelt werden

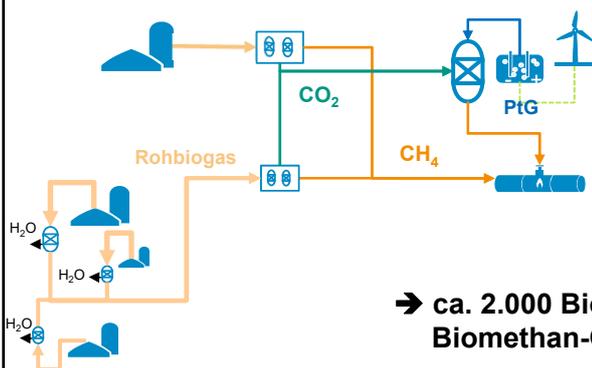
1. Einleitung
2. Potenziale für grüne Gase
3. Integration von Wasserstoff in die Erdgasinfrastruktur
4. **Optionen für Biomethan**
5. Fazit

Stand Biogasanlagen in Deutschland



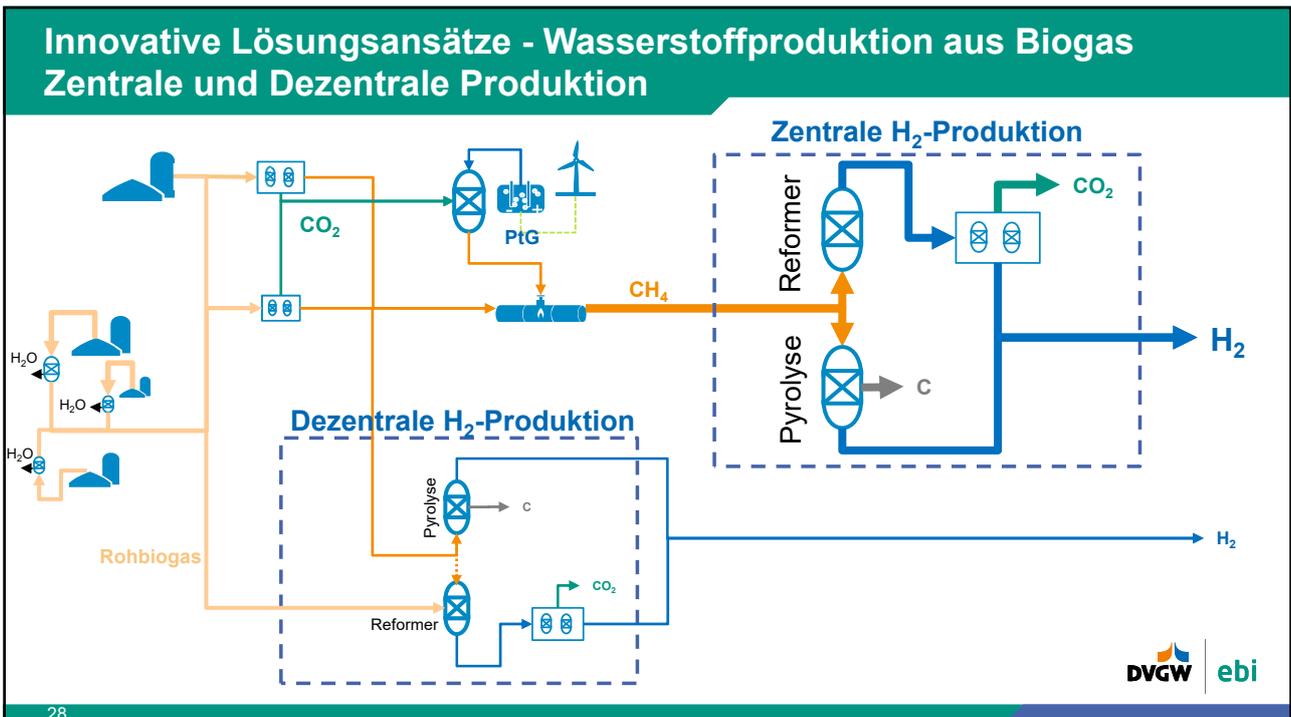
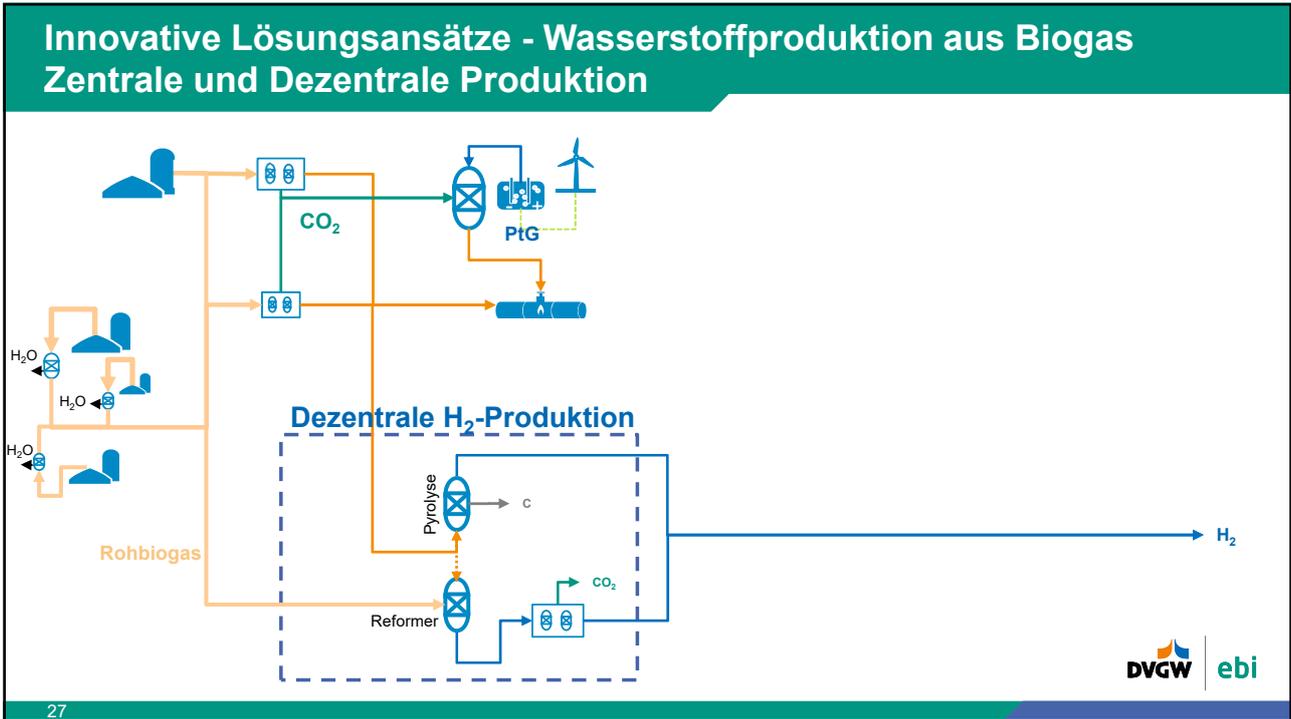
➔ Nur 10 % der Energie des in Deutschland erzeugten Biogases wird ins Gasnetz eingespeist

Innovative Lösungsansätze - Wasserstoffproduktion aus Biogas Zentrale und Dezentrale Produktion



➔ ca. 2.000 Biogasanlagen für Clustering geeignet
 Biomethan-Gestehungskosten: ca. 0,09 €/kWh

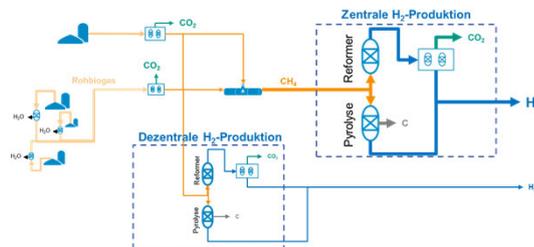
➔ Weiteres Potenzial für EE-Methan über Power-to-Gas



Innovative Lösungsansätze - Wasserstoffproduktion aus Biogas Zentrale und Dezentrale Produktion

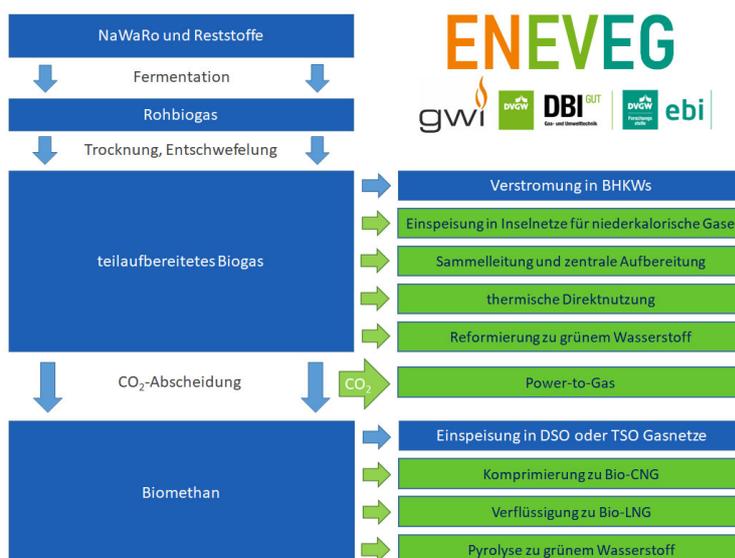
Qualitative Bewertung

- ☛ Für beide Ansätze gibt es Einsatzszenarien mit jeweiligen Vor- und Nachteilen
- ☛ TRL: 3 - 8 → großtechnische Umsetzung der Pyrolyse ab 2030



	Dezentral	Zentral
Versorgung von dezentrale H ₂ -Netzen und Verbrauchern	+	o
CO ₂ -/ C-Nutzung/Speicherung	o	+
H ₂ -Produktionskosten im Vgl. zum SdT	-	o

DVGW-Vorhaben Eneveg

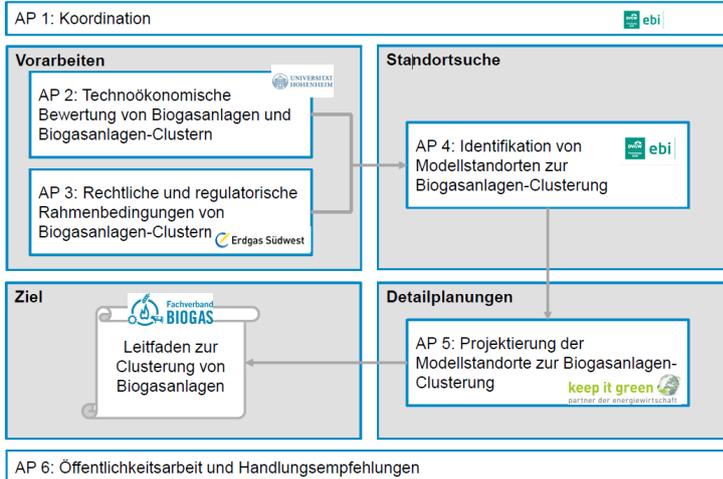


Das Projekt Eneveg untersucht verschiedene Technologien zur Nutzung des Biogaspotentials in Deutschland

Legende:

- Stand der Technik
- Innovative Technologien

Verbundprojekt BGA-Cluster



Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages



31

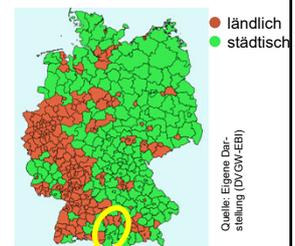
RegiotransH2O – Regionale THG-Null-Strategien am Beispiel der Modellregion Oberschwaben

- Partner:
- Laufzeit: 01/2022 - 12/2024
- Themenschwerpunkte:
 - Konzeptionierung eines klimaneutralen Energiesystems unter Beachtung der lokalen Randbedingungen (Bedarfe und Nutzerstrukturen, Infrastrukturen)
 - Aufzeigen lokaler Synergien sowie von Möglichkeiten bei der Einbindung von Biogas und Wasserstoff in die Energieversorgung
 - Identifikation von praxisnahen Geschäftsmodellen
 - Ableiten von allgemeingültigen Strategien für Stadtwerke und EVU zur klimafreundlichen Energieversorgung

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages



Region Oberschwaben



32

1. Einleitung
2. Potenziale für grüne Gase
3. Integration von Wasserstoff in die Erdgasinfrastruktur
4. Optionen für Biomethan
- 5. Fazit**

Fazit

- ☛ Um die Klimaziele mit Gas zu erreichen, werden schon 2030 große Mengen an klimafreundlichen Gasen benötigt
- ☛ Biomethan muss Nachhaltigkeitskriterien erfüllen
- ☛ Erzeugungspotenziale in Deutschland können wesentlich zu einer resilienten Energieversorgung beitragen
- ☛ Biomethanpotenziale in Deutschland könnten kurzfristig erschlossen werden
- ☛ Biomethan und Wasserstoff ergänzen sich und stehen nicht in Konkurrenz
- ☛ Biomethan wird mittelfristig eine wichtige Rolle spielen

