

Rolle der Gasinfrastruktur in einem klimaneutralen Österreich 2040



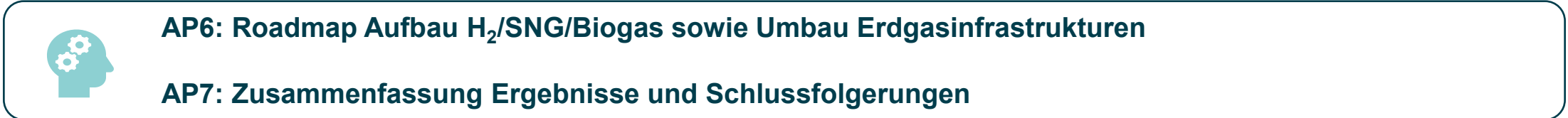
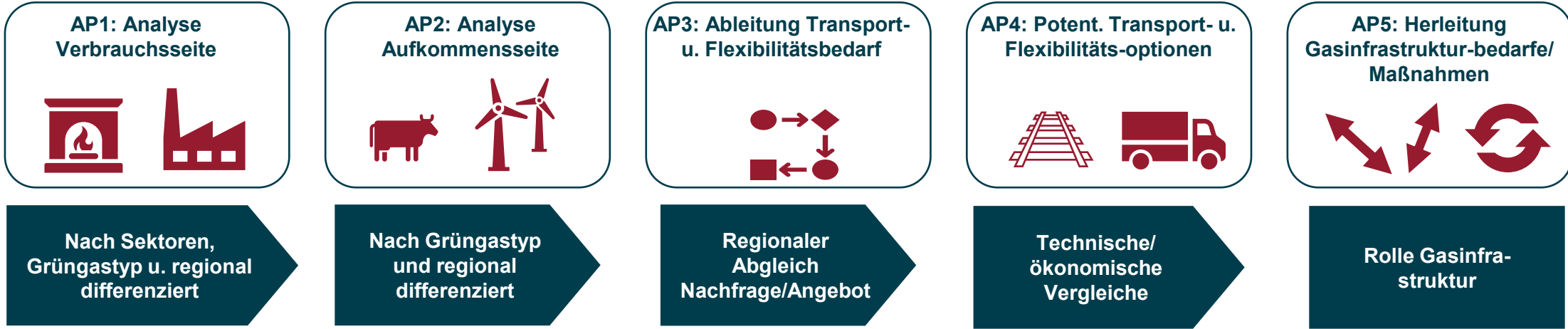
SEG Jahreskonferenz 2023

Dr Aria Rodgarkia-Dara (Frontier Economics)








21.11.2023

Modellbasierte Analyse der Transportbedarfe und Gasinfrastrukturbedarfe sowie Ableitung von Handlungsempfehlungen

Rolle Gasinfrastruktur – Vom politischen Szenario hin zu den Auswirkungen für Österreich und dem Bedarf an (Grün-)Gasinfrastrukturen (FNB, VNB, Speicher)



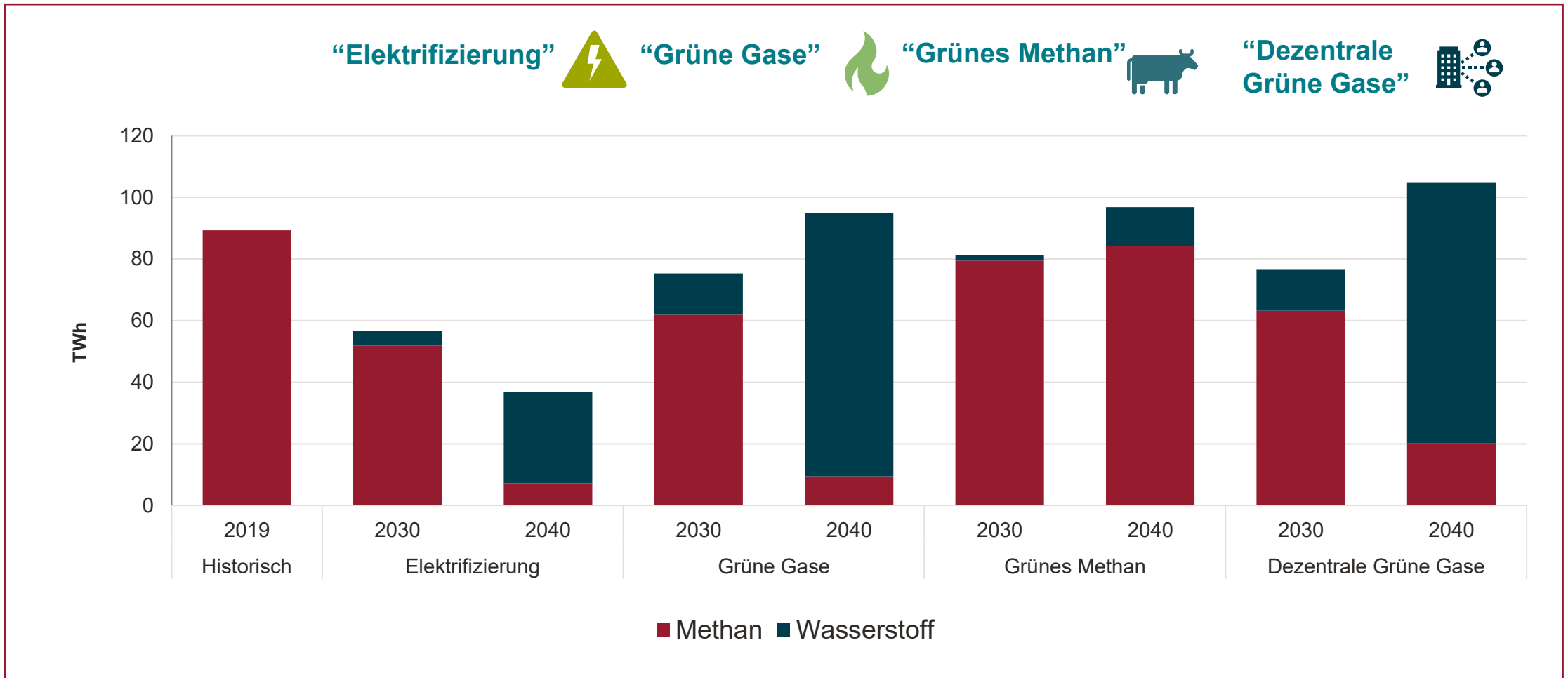
Szenario-Ansatz – Wir haben vier Szenarien entwickelt, indem wir drei Dimensionen variieren, die kritisch für die Gasinfrastruktur sind

	“Elektrifizierung” 	“Grüne Gase” 	“Grünes Methan” 	“Dezentrale Grüne Gase” 
Grad der Elektrifizierung 	<ul style="list-style-type: none"> Hoher Grad der Elektrifizierung und Effizienzsteigerung bei Endanwendungen Starke Gasverdrängung über alle Sektoren hinweg 	<ul style="list-style-type: none"> Geringerer Elektrifizierungsgrad bei Endanwendungen Wasserstoff als zentraler gasförmiger Energieträger 	<ul style="list-style-type: none"> Geringerer Elektrifizierungsgrad Methan (synthetisch und Biomethan) als zentrale gasförmige Energieträger 	<ul style="list-style-type: none"> Geringerer Elektrifizierungsgrad bei Endanwendungen Weiterhin Gasausstieg bei Haushalten Wasserstoff als zentraler gasförmiger Energieträger
Sektorenverteilung 	<ul style="list-style-type: none"> H2 zu wesentlichem Anteil in Stahl, Chemie Geringer Einsatz von Gas (Biomethan) in Haushalten und GHD 	<ul style="list-style-type: none"> Neben Gas in Stahl und Chemie auch verstärkt in Umwandlungssektor und Verkehr, z.T. in Stein/Erde u. Glas, sonstiger Industrie, GHD 	<ul style="list-style-type: none"> Neben H2 in Stahl, Chemie und Umwandlungssektor auch in Verkehr, Stein/Erde u. Glas, sonstiger Industrie (Prozesswärme >200°C) und Gewerbe 	<ul style="list-style-type: none"> Neben H2 in Stahl, Chemie und Umwandlungssektor auch in Verkehr, Stein/Erde u. Glas, sonstiger Industrie (Prozesswärme >200°C) und Gewerbe
(De-) Zentralität 	<ul style="list-style-type: none"> Hohe Zentralität bei H2-Einsatz, vor allem in Industrie 	<ul style="list-style-type: none"> Hohe Zentralität bei H2-Einsatz, vor allem in Industrie 	<ul style="list-style-type: none"> Hohe Zentralität in Bezug auf Gas: Industrie, (KWK)-Kraftwerke sowie Gasspeicher Moderate Biomethan-Erzeugung in AT 	<ul style="list-style-type: none"> Höhere Dezentralität in der Nachfrage (z.B. Haushalte, GHD) in Bezug auf Gas; weniger Fernwärme Höhere nat. Biomethan-Erzeugung
Grundlage	<ul style="list-style-type: none"> UBA (2022) Szenario Transition 	<ul style="list-style-type: none"> AEA (2021) Exergieeffizienz (H2-Route) 	<ul style="list-style-type: none"> AEA (2021) Exergieeffizienz (CH4-Route) 	<ul style="list-style-type: none"> AEA (2021) Exergieeffizienz (H2-Route)

Wie in “Grüne Gase”

Wie in “Grüne Gase”

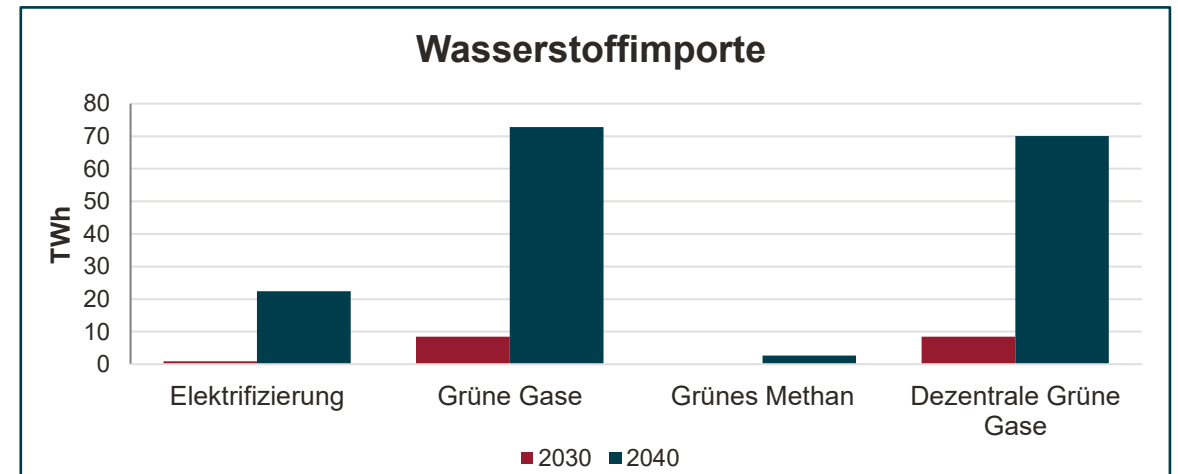
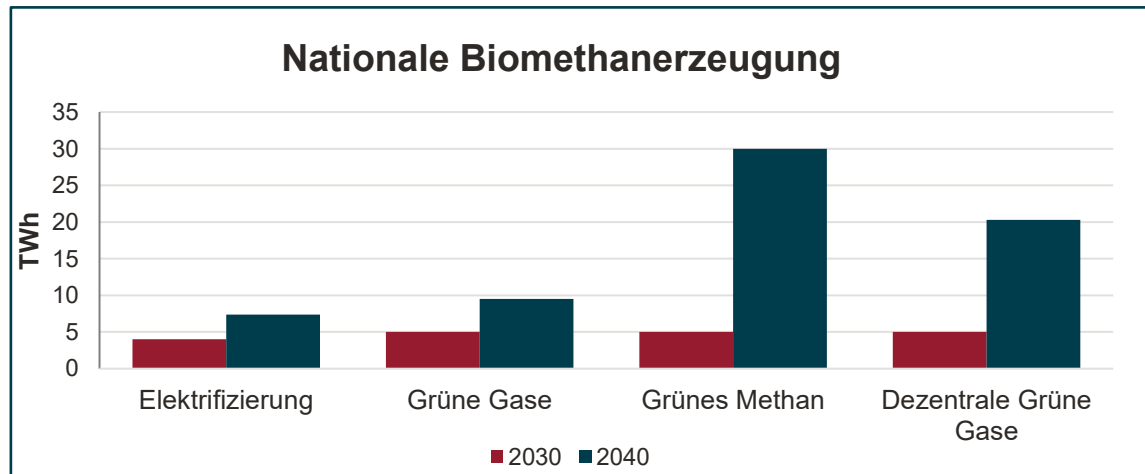
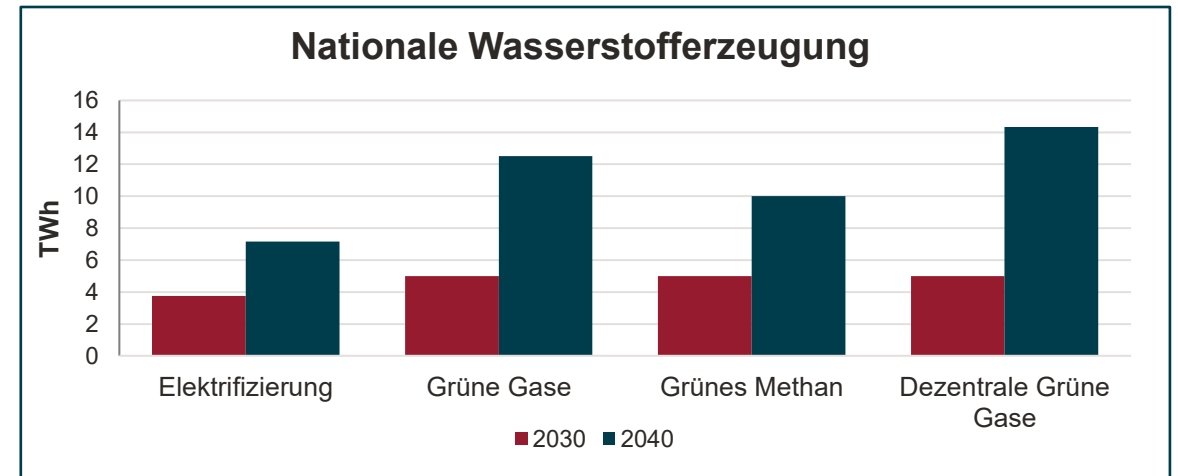
Die vier Szenarien reflektieren unterschiedliche potenzielle Entwicklungen der Bedarfe für Methan und Wasserstoff in Österreich



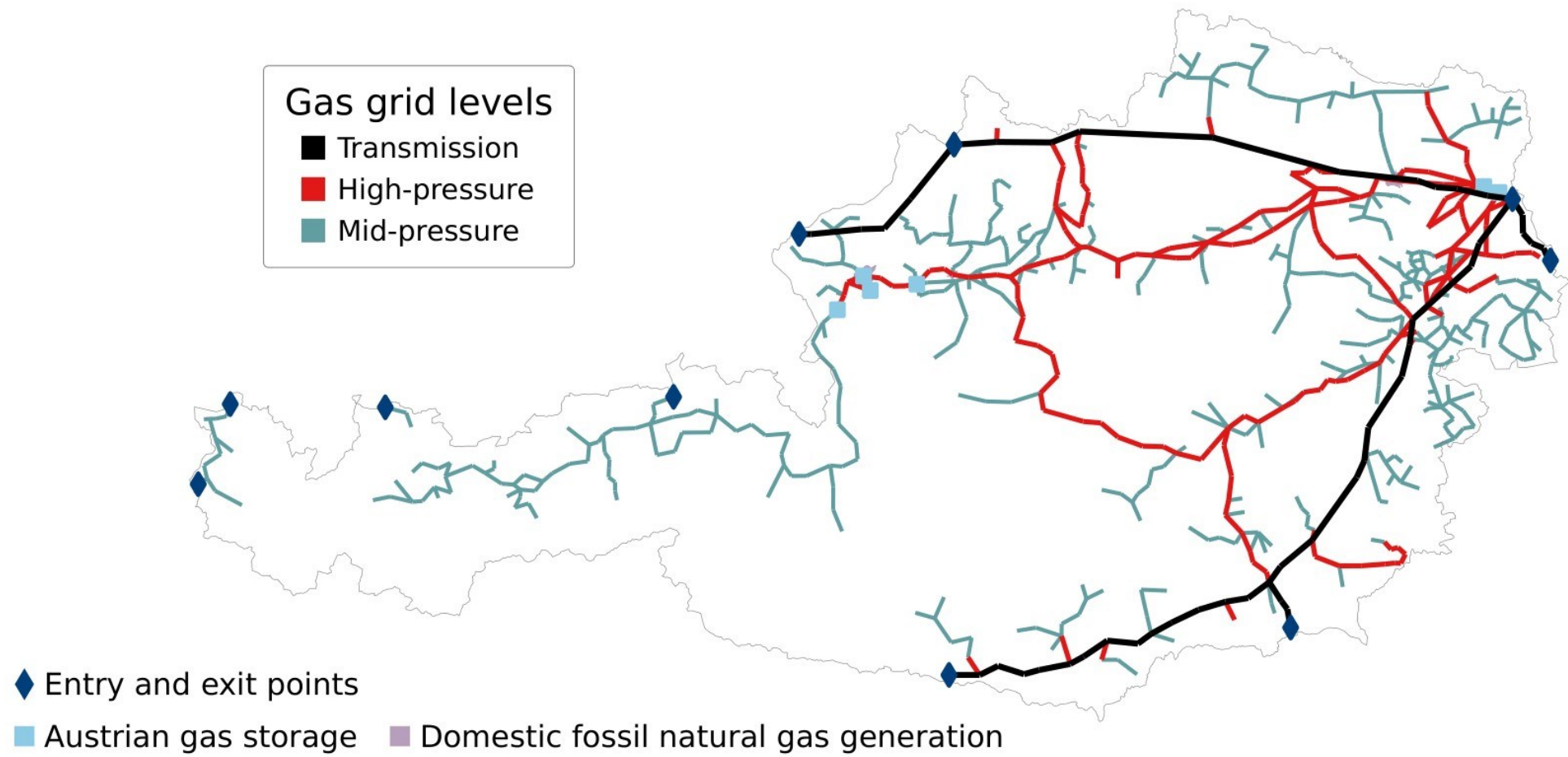
Die vier Szenarien reflektieren unterschiedliche potenzielle Entwicklungen der Aufbringung von „grünen Gasen“

Aufbringung „grüne Gase“ abgeleitet aus Studien

- **Analyse von Studien** für Potentiale von „grünen Gasen“ in Österreich (z.B. AEA (2021), UBA, AK (2021), ENTSOG (2022))
- Abgleich mit **politischen Zielen** zu Ausbau „grüne Gase“
- **Zuweisung** von Werten für Aufbringung von „grünen Gasen“ zu **definierten Szenarien** entsprechend dem Narrativ der Szenarien



Startnetz – Repräsentation der existierenden Methaninfrastruktur (Methanleitungen, -speicher, und nationale fossile Methanproduktion) in der Modellierung



Wesentliche Ergebnisse der Modellierung für das Methannetz und Wasserstoffnetz

Methannetz (Fernleitung, Netzebene 1 und 2)

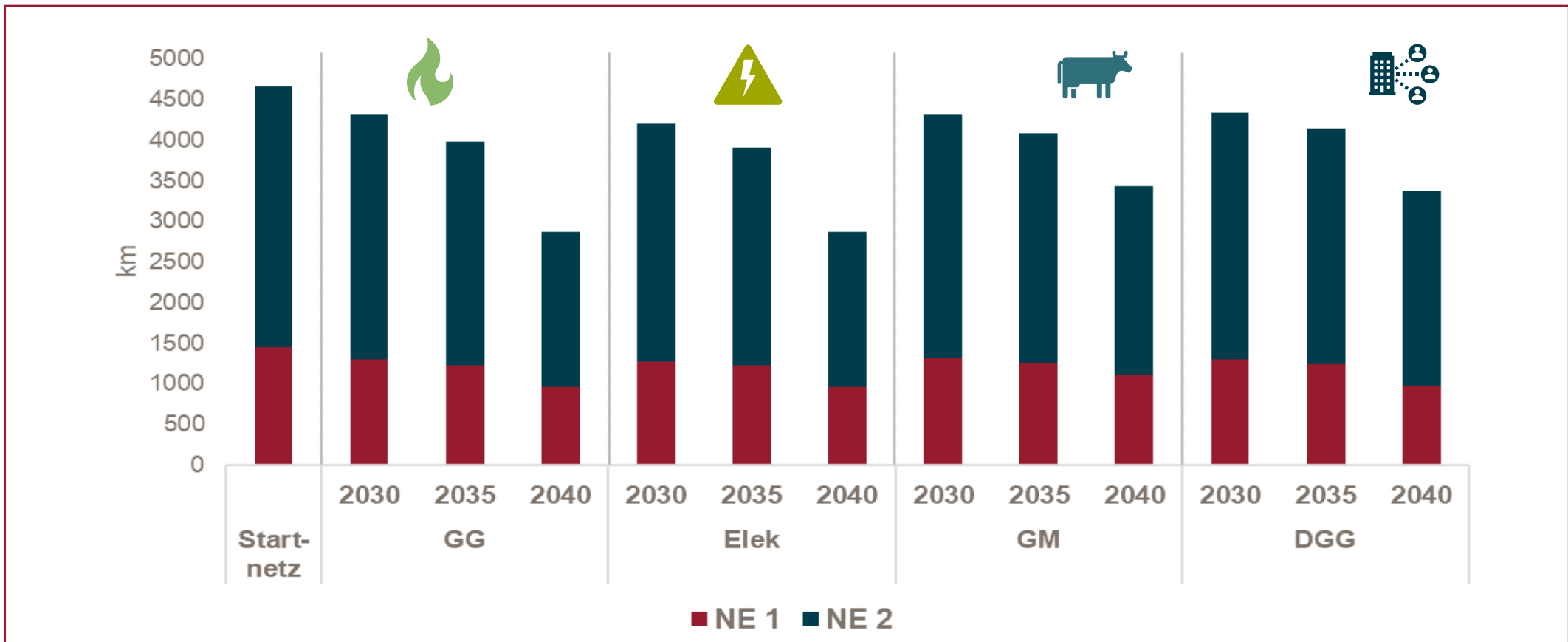
- **Heutiges Methannetz** in allen Szenarien **bis zum Jahr 2030** hinsichtlich der Dimensionierung recht **stabil**
- **Reduktion des Methannetzes** bis 2035 insbesondere durch die Nutzung von parallelen Leitungen und **Umwidmung bestehender Methanleitungen für den Transport von Wasserstoff**
- **Methannetz 2040 unterscheidet sich deutlich zwischen den Szenarien** und im Vergleich zum Startnetz
- **Künftiges Methannetz der Netzebene 1 und Netzebene 2** von einem von der Nachfrage zu einem durch die **Biomethaneinspeisung getriebenen Netz**

Wasserstoffnetz

- **Räumlich konzentriertes Wasserstoffnetz 2030**
- Anstieg des Wasserstoffverbrauchs in weiteren Sektoren nach 2030 und ihre räumliche Verteilung führt zu **regional größer dimensionierten Wasserstoffnetz 2035**
- **Wasserstoffnetz 2035 entspricht mit Ausnahme des Szenarios „Dezentrale Grüne Gase“ im Wesentlichen dem Wasserstoffnetz 2040.**
- Überschneidung des Wasserstoffnetz 2035 mit Methannetz 2035 limitiert **Umwidmungspotential von Methan- auf Wasserstoffleitungen**
- **Größeres Umwidmungspotential** durch **zeitliche und regionale Koordination** zwischen Rückgang Methanbedarf und Hochlauf Wasserstoffbedarf

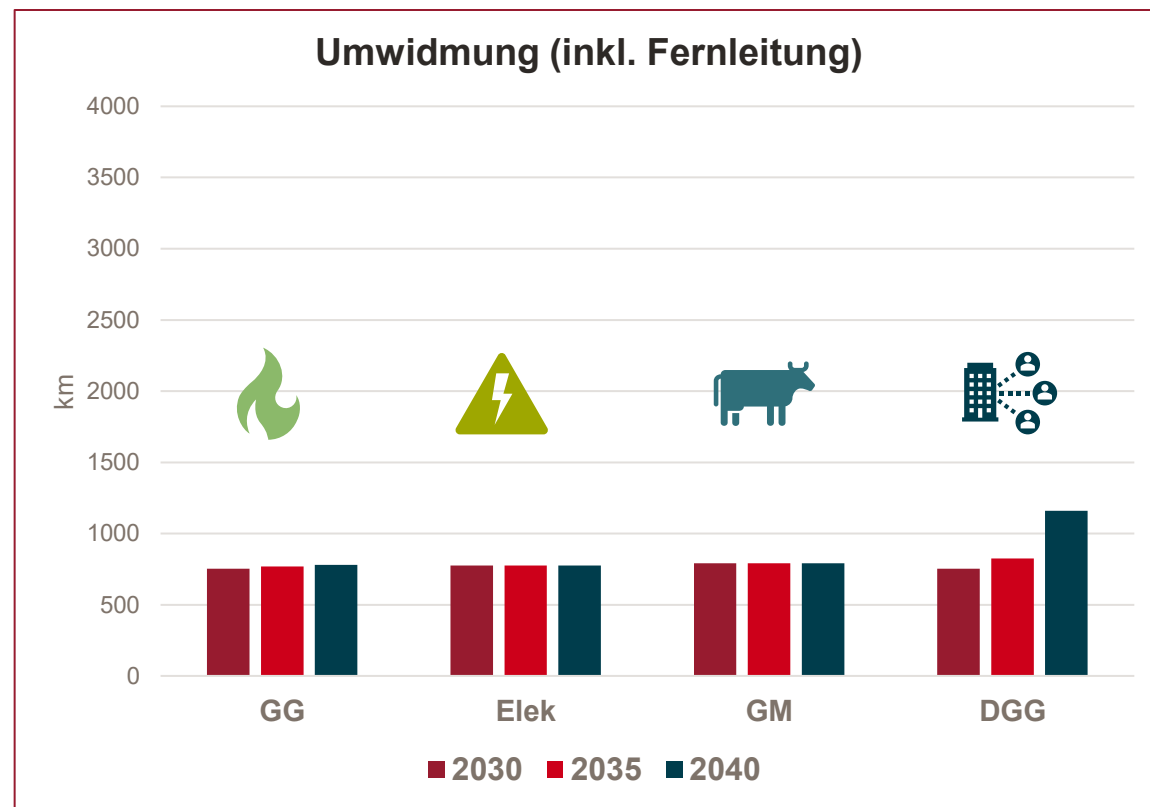
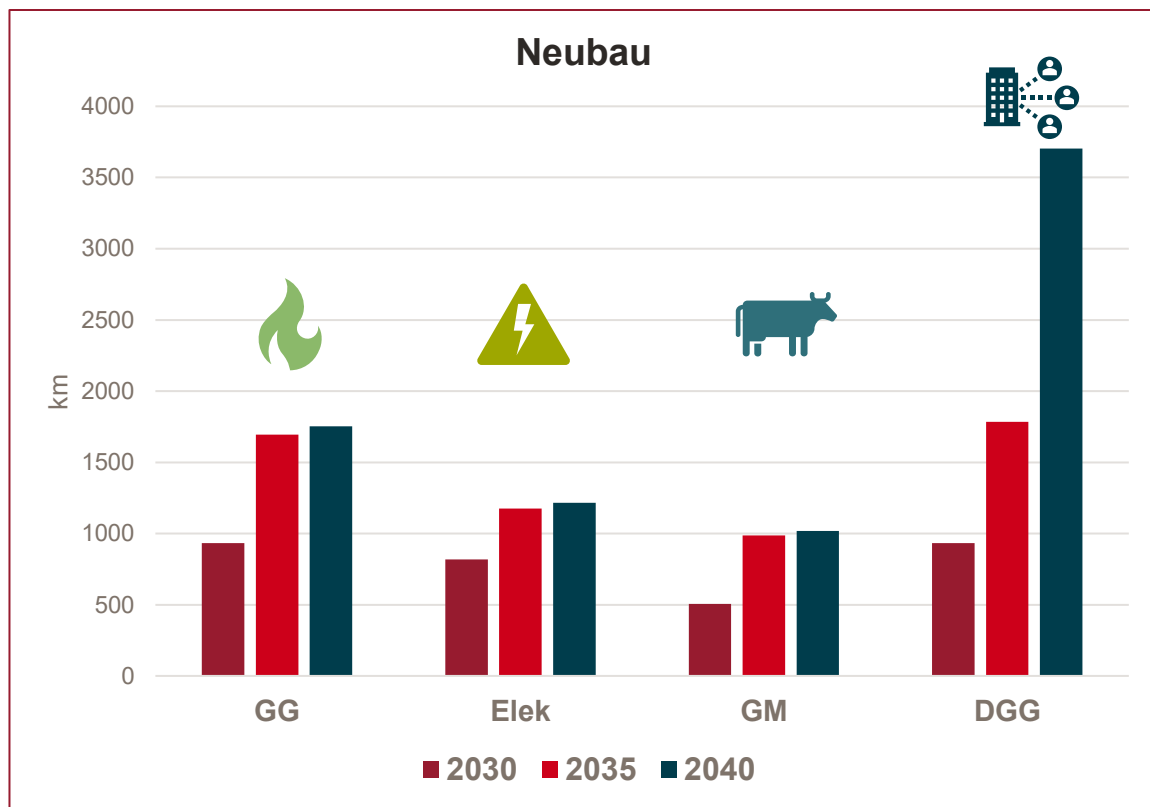
4

Vergleich der Leitungslängen der Netzebene 1 und 2 in den vier Szenarien mit Startnetz zeigt Unterschiede für 2040 auf ...



... und kann in Verbindung mit Gasmengen Ausblick auf künftige Netzentgelte geben.

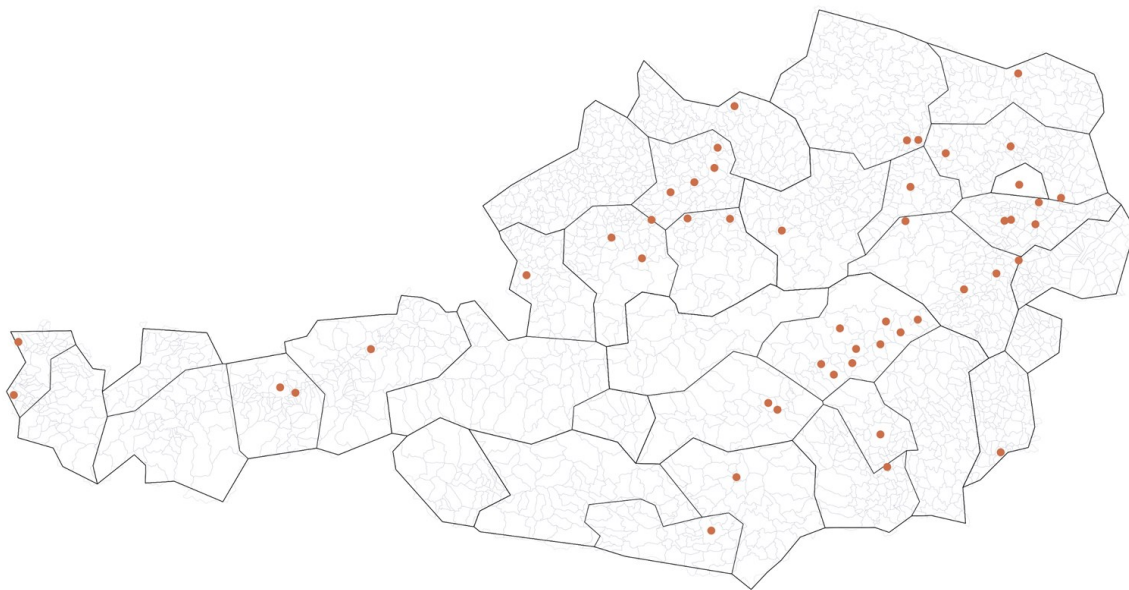
„Fertigstellung“ des Wasserstoffnetzes schon im Jahr 2035 führt zu einer Überschneidung mit dem noch bestehenden Bedarf des Methanetzes 2035 ...



... und in der Modellierung zu weniger Umwidmung und mehr Neubau

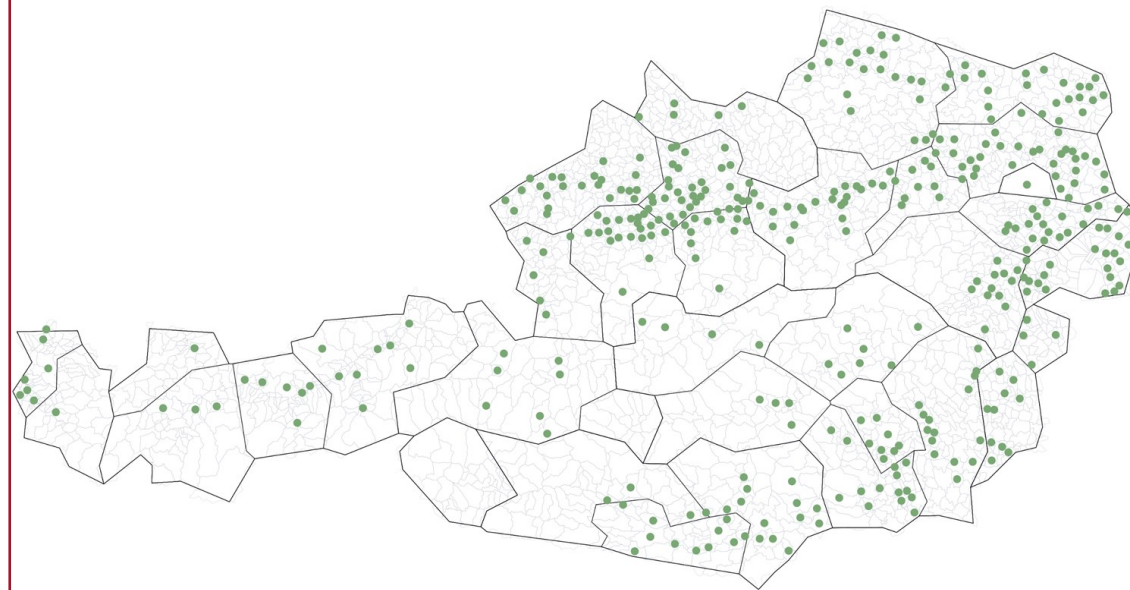
Künftiges Methanetz der Netzebene 1 und Netzebene 2 wird von einem von der Nachfrage zu einem durch Biomethaneinspeisung getriebenen Netz

Methanbedarf 2040 – “Grüne Gase”



- **Methanverbrauch reduziert** sich deutlich sowie die **flächendeckende Verteilung**
- **Netzknoten zu Gemeinden** nehmen stark ab

Biomethanerzeugung 2040 – “Grüne Gase”



- **Regionale Verteilung der Biomethanerzeugung** getrieben durch regionale Verteilung erfordert zum **Abtransport Netzinfrastruktur der Netzebene 1 und 2**

5

Handlungsempfehlungen und Roadmap – Was, wann und wie wichtig? (I)

Thema	Empfehlung	Wann	Priorität
Allgemein	Rasche Umsetzung der Europäischen Vorschriften über die Binnenmärkte für erneuerbare Gase und Erdgas sowie für Wasserstoff	2024	Hoch
	Gesetzliche Grundlagen für integrierte Netzinfrastrukturplanung auf Verteilernetzebene in Ergänzung zum integrierten Netzinfrastrukturplan	2024	Hoch
	Keine allgemeine Rückbauverpflichtung für stillgelegte Methanleitungen und Rückbau nur in Ausnahmefällen	2025ff	Hoch
	Rahmenbedingungen für nationale und internationale Wasserstoffwirtschaft festlegen sowie Angebot und Nachfrage etablieren	2023ff	Hoch
Gasnetz-regulierung	Fernleitungs-, Netzebene 1 und Netzebene 2: Analyse von „Stranded Investment“ Risiko	2023/24	Mittel
	Netzebene 3: Analyse von „Stranded Investment“ Risiko	2023/24	Hoch
	Fernleitungseben: Prüfung „Front-Loading“ von Netzkosten	2023/24	Gering
	Netzebene 1 und 2: Prüfung „Front-Loading“ von Netzkosten	2026/27	Gering
	Netzebene 3: Prüfung „Front-Loading“ von Netzkosten	2026/27	Hoch
	Anreize für Verlängerung der technischen Nutzungsdauer zur Minimierung des künftigen Reinvestitionsbedarfs	2026/27	Mittel
Entwicklung von Regulierungsinstrumenten für „letzte Netzkund:innen“	2026/27	Hoch	

5

Handlungsempfehlungen und Roadmap – Was, wann und wie wichtig? (II)

Thema	Empfehlung	Wann	Priorität
Gasnetzentgelte	Biomethaneinspeisung „ Verursachungsgerechte Netzentgelte “	2024	Mittel
	Standortsignale für Biomethaneinspeisung prüfen	2024	Mittel
Gasnetz-anschluss	Biomethaneinspeisung: Evaluierung von gebündelten Netzanschlusskonzepten	2024	Mittel
	Recht von Gasverteilernetzbetreiber zur Trennung von Netzkund:innen bei ausreichender Vorlaufzeit und Entfall der allgemeinen Netzanschlusspflicht	2025ff	Hoch
Wasserstoff-netzregulierung	Eckpunkte für Regulierung von Wasserstoffnetz definieren	2023/24	Hoch
	Maßnahmen zur Reduktion des Investitionsrisiko in Wasserstoffnetze entwickeln	2023/24	Hoch
	In Hochlaufphase regulatorische Prüfung von Wasserstoffleitung Neubau in Netzebene 1 und Netzebene 2 zur Minimierung von paralleler Leitungsstruktur von Methan und Wasserstoff	2029ff	Mittel

Kontakt – Wenn Sie mehr zur Studie wissen wollen?



Dr. Aria Rodgarkia-Dara



+43 660 110 99 35



+49 221 337 13 113



aria.rodgarkia-dara@frontier-economics.com



www.frontier-economics.com



Frontier Economics Ltd is a member of the Frontier Economics network, which consists of two separate companies based in Europe (Frontier Economics Ltd) and Australia (Frontier Economics Pty Ltd). Both companies are independently owned, and legal commitments entered into by one company do not impose any obligations on the other company in the network. All views expressed in this document are the views of Frontier Economics Ltd.