

# Rolle der Gasinfrastruktur in einem klimaneutralen Österreich 2040



Hydrogen Platform – Gasinfrastruktur Webinar

Dr Aria Rodgarkia-Dara (Frontier Economics)

Dr Sebastian Zwickl-Bernhard (TU Wien)

29.09.2023

# Agenda

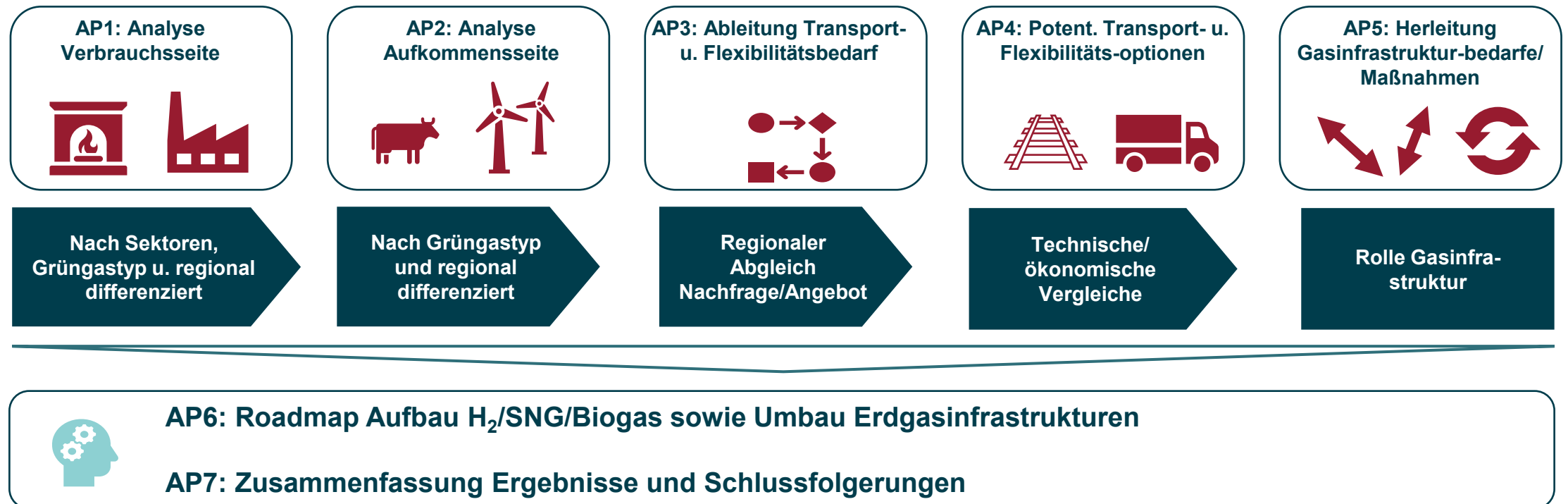
#	Topic	Page
1	Zielsetzung und Aufgabe der Studie	3
2	Szenarien & Transite	5
3	Methodik der Modellierung	12
4	Methannetz - Ergebnisse	16
5	H2 Netz - Ergebnisse	21
6	Handlungsempfehlungen und Roadmap	26
7	Kontakt	28

# Agenda

#	Topic	Page
<b>1</b>	<b>Zielsetzung und Aufgabe der Studie</b>	<b>3</b>
2	Szenarien & Transite	5
3	Methodik der Modellierung	12
4	Methannetz - Ergebnisse	16
5	H2 Netz - Ergebnisse	21
6	Handlungsempfehlungen und Roadmap	26
7	Kontakt	28

# Arbeitspakete der Studie im Überblick: 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)



# Agenda

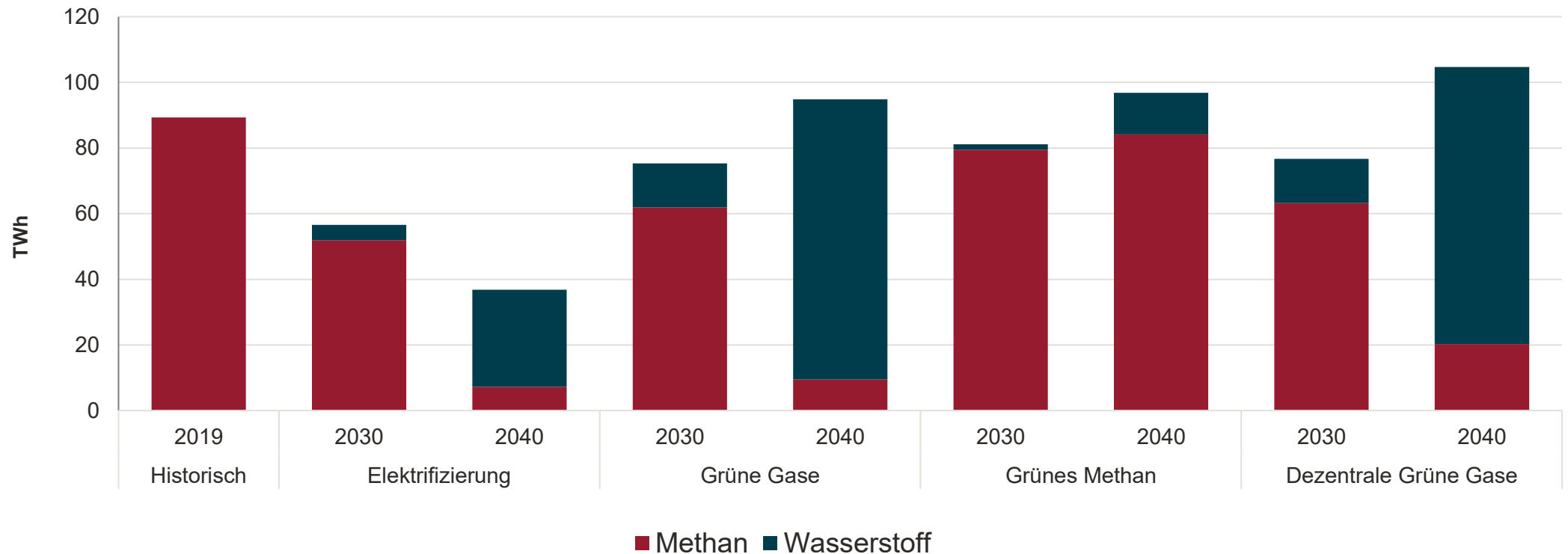
#	Topic	Page
1	Zielsetzung und Aufgabe der Studie	3
<b>2</b>	<b>Szenarien &amp; Transite</b>	<b>5</b>
3	Methodik der Modellierung	12
4	Methannetz - Ergebnisse	16
5	H2 Netz - Ergebnisse	21
6	Handlungsempfehlungen und Roadmap	26
7	Kontakt	28

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

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

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

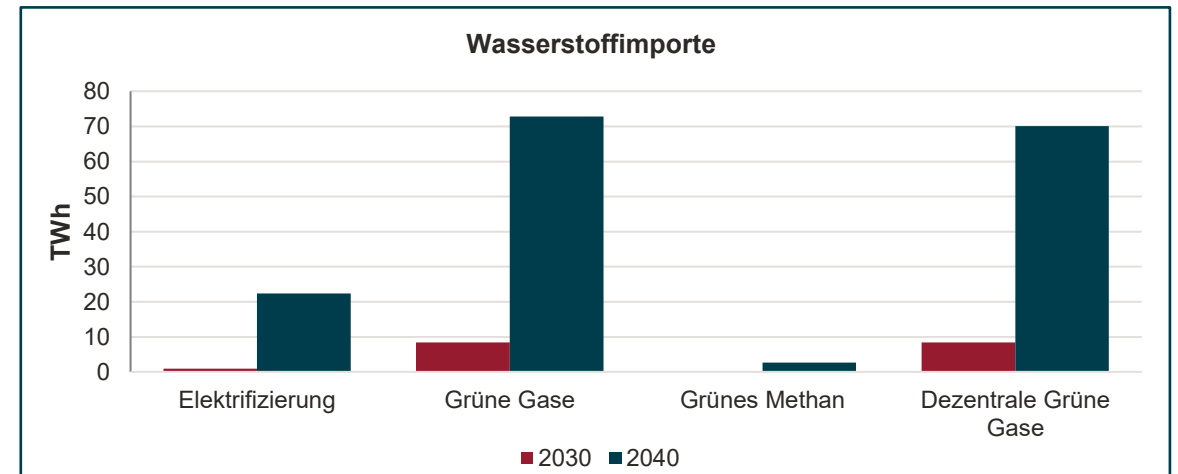
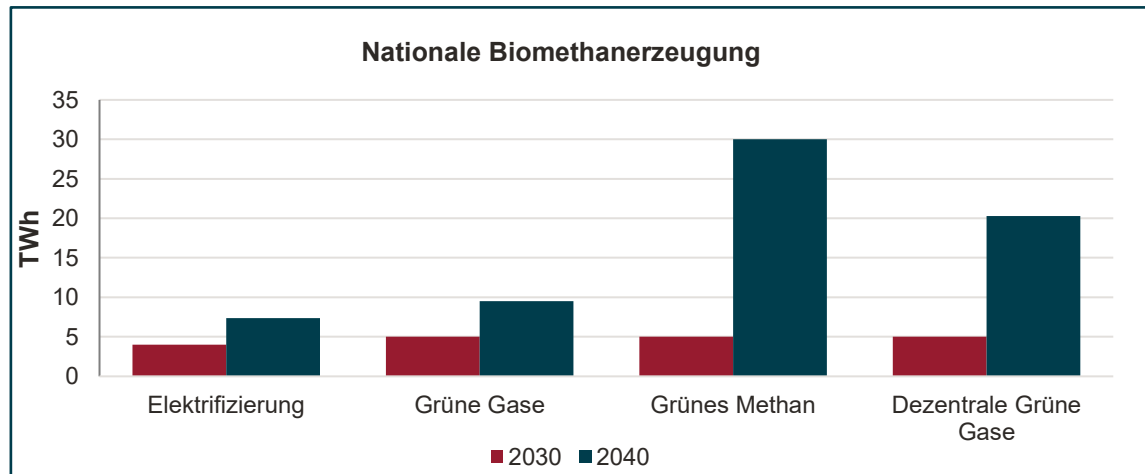
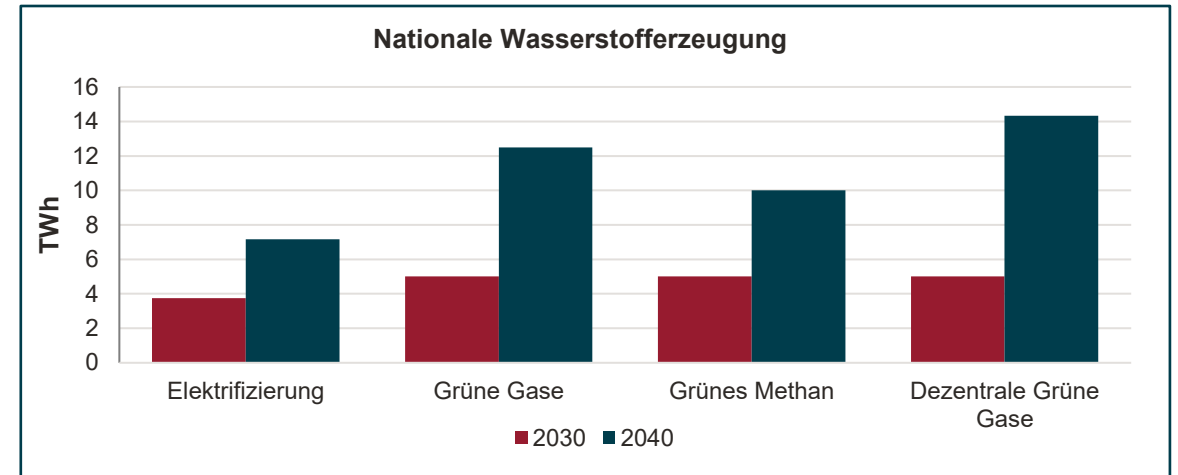
“Elektrifizierung” 
 “Grüne Gase” 
 “Grünes Methan” 
 “Dezentrale Grüne Gase” 



# 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





# Transportbedarf für den Transit ist durch Ukraine-Krieg und das Ziel der Unabhängigkeit von Gas aus Russland der EU (REPowerEU) getrieben

## Herausforderung

- **ENTSOG TYNDP 2022 Szenarien** beinhalten noch nicht explizit
  - **Nachfrageseite:** zusätzliche Zielsetzungen zur **Energieeffizienz aus REPowerEU**
  - **Aufkommenseite:** aktuelle Anstrengungen der EU und nationalen Regierungen zur **Erhöhung der LNG Kapazitäten und Pipeline Kapazitäten** für die Substitution von Gas aus Russland
- Wir haben für die Studie deshalb eine Abschätzung eines plausiblen Transportbedarfs für den Transit durch Österreich für 2030/2035/2040 vorgenommen werden

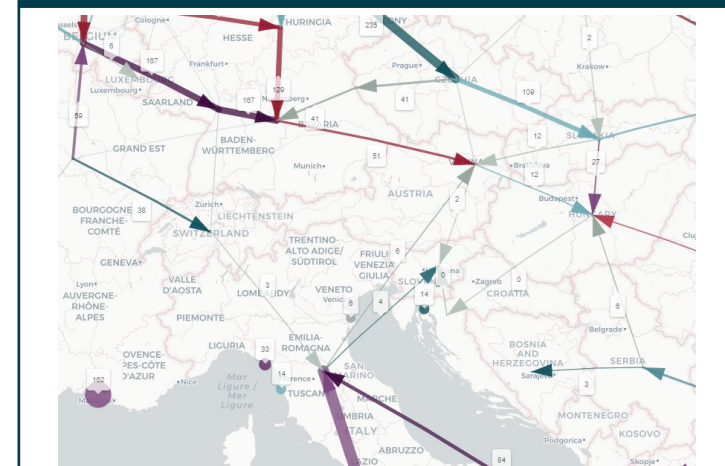
## Nachfrage

- Für EU Länder (exkl. Österreich) werden Nachfrageszenarien aus **ENTSOG TYNDP 2022 (z.B. Global Ambition)** herangezogen
- **Zusätzliche Nachfragereduktionen aus REPowerEU** aktuell nur auf EU-Ebene als Ziele angeführt und **noch nicht auf einzelne EU Länder** runtergebrochen
- **Keine Anpassung der ENTSOG TYNDP 2022 Werte**

## Aufkommenseite

- **Nationale Produktion** in EU Länder auf Basis von **ENTSOG TYNDP 2022 Szenarien**
- Ausgangspunkt für **Importpotentiale aus ENTSOG TYNDP 2022 Szenarien** (unter Ausklammerung von RUS)
- Ergänzung der Importpotentiale um eine Abschätzung von neuen LNG\* und Pipeline Kapazitäten

## Abschätzung Gasflüsse durch AT



- **Analysetool: Frontier Gasflussmodell**

\* Die Annahme ist hier, dass die LNG Kapazitäten auch ausgelastet sind.

# Auswirkung von Transiten auf Fernleitungsnetze und potentielle Umstellung auf H2

TAG

- Schon für 2030 wird eine deutliche Reduktion der Auslastung der TAG-Pipeline erwartet, da Italien unabhängig von Erdgas aus Russland wird.
- Gleichzeitig ergibt sich auch eine Umkehr der Flussrichtung auf der TAG. Die TAG wird nicht mehr für Exporte nach Italien, sondern für Importe aus Italien verwendet.
- Im Ergebnis bedeutet dies, dass schon im Jahr 2030 nicht mehr alle drei Pipelines für den Transport von Erdgas erforderlich sind und somit zumindest ein Strang in eine reine Wasserstoffleitung umgewandelt werden kann.
- **PCI-Projekt: "H2 Readiness of the TAG pipeline system"** fügt sich in dieses Bild ein mit der geplanten Umwidmung eines Leitungsstranges auf H2 und Inbetriebnahme 2030
- **Implikation für H2 Importrouten:** 2030 Importe aus Italien

WAG/Penta West

- Auf Penta-West im Jahr 2030 eine sehr hohe Auslastung, die durch Gasflüsse aus Deutschland getrieben werden.
- Das Leitungssystem ist somit in seiner vollen Dimensionierung auch noch 2030 erforderlich. Im Jahr 2040 sinkt die Auslastung stark ab.
- **PCI Projektkandidat „H2 Backbone WAG+PW“** sieht teilweise Umwidmung der bestehenden parallel laufenden Leitungssegmente auf H2 Leitung sowie einen Lückenschluss der fehlenden parallel laufenden Leitungssegmente vor. Projekt sieht eine geplante Inbetriebnahme 2030 vor. Gasflussmodellierung würde tendenziell die Investition nach 2030 verorten. Allerdings ist die Inbetriebnahme 2030 grundsätzlich möglich
- **Implikationen für H2 Importrouten:** 2030 Exporte nach Deutschland und noch keine Importe

# Herleitung von Annahmen zu Wasserstoffimporten und -exporten

## Herausforderung

- Künftige Entwicklung von Produktion, Importrouten und Verbrauch von H2 mit hohen Unsicherheiten behaftet
- Abschätzung für H2 Importe/Exporte erforderlich

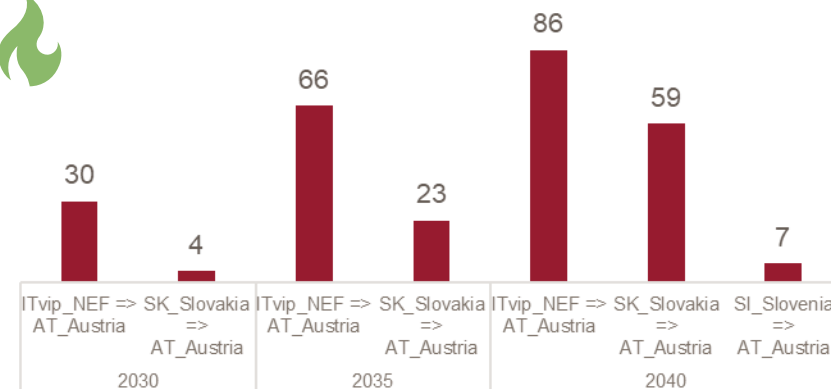
## Importe (exkl. nationaler Bedarf) und Exporte

- Keine Unterscheidung zwischen den vier Szenarien
- 2030: Importe aus Italien (20 TWh) zur Versorgung von Süddeutschland (20 TWh)
- 2035: Importe aus Italien (35 TWh) ergänzt durch Importe aus Slowakei (10 TWh) zur Versorgung von Deutschland (45 TWh)
- 2040: Importe aus Italien (50 TWh) ergänzt durch Importe aus Slowakei (30 TWh) zur Versorgung von Deutschland (70 TWh) und Ungarn (10 TWh)

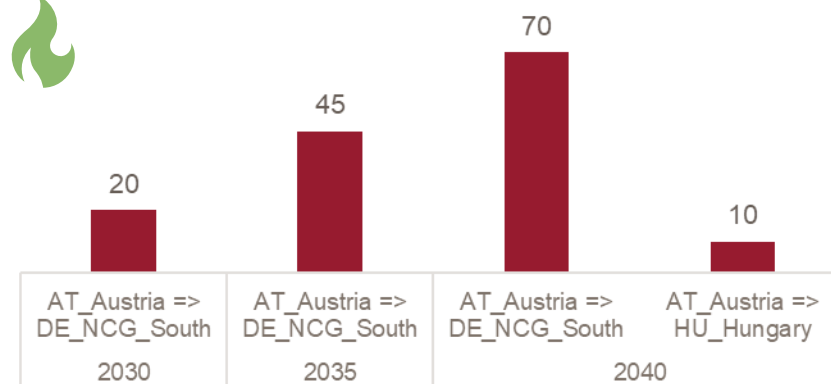
## Deckung nationaler H2 Netto-Bedarf durch Importe

- Nationaler Netto-Bedarf von H2 abhängig von vier Szenarien
- Nationaler Netto-Bedarf gedeckt durch Importe aus:
  - Italien Anteil: 70% (2030/35), 50% (2040)
  - Slowakei Anteil: 30% (2030/35), 40% (2040)
  - Slowenien Anteil: 0% (2030/35), 10% (2040)

## “Grüne Gase” H2 Importe (TWh)



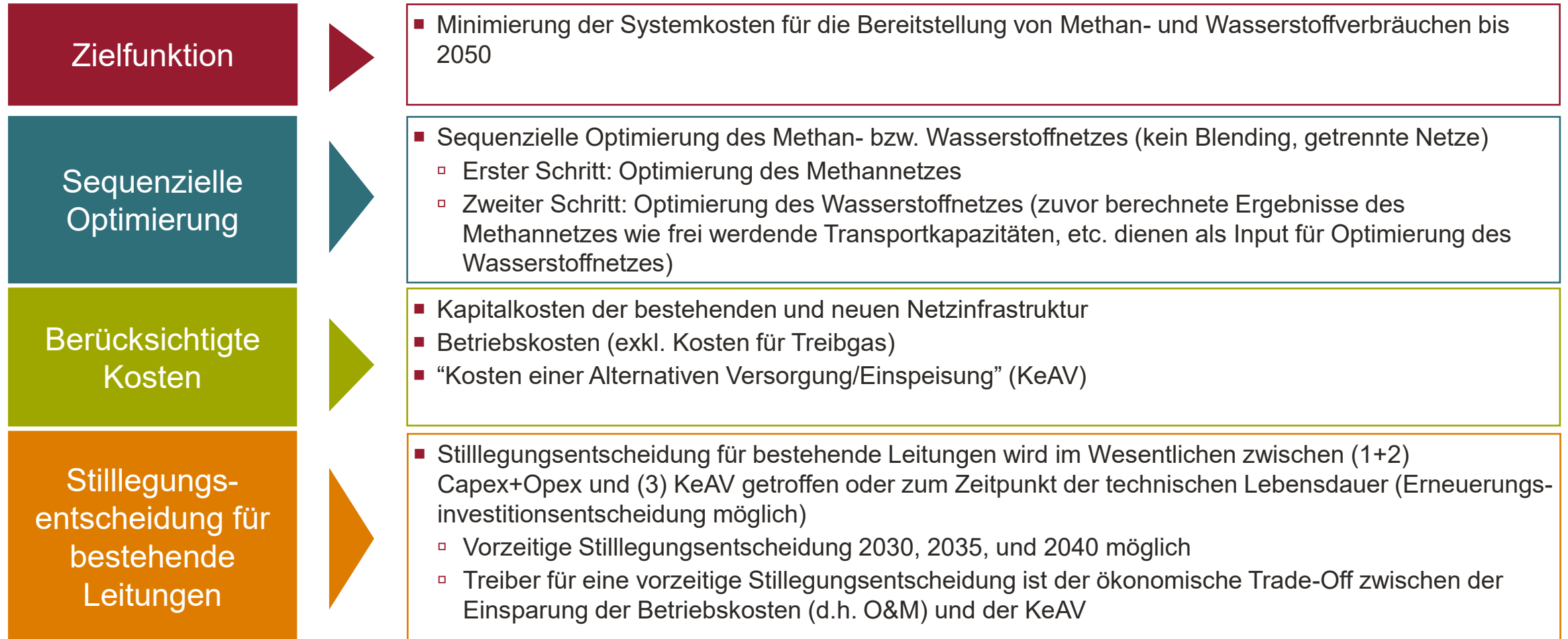
## “Grüne Gase” H2 Exporte (TWh)



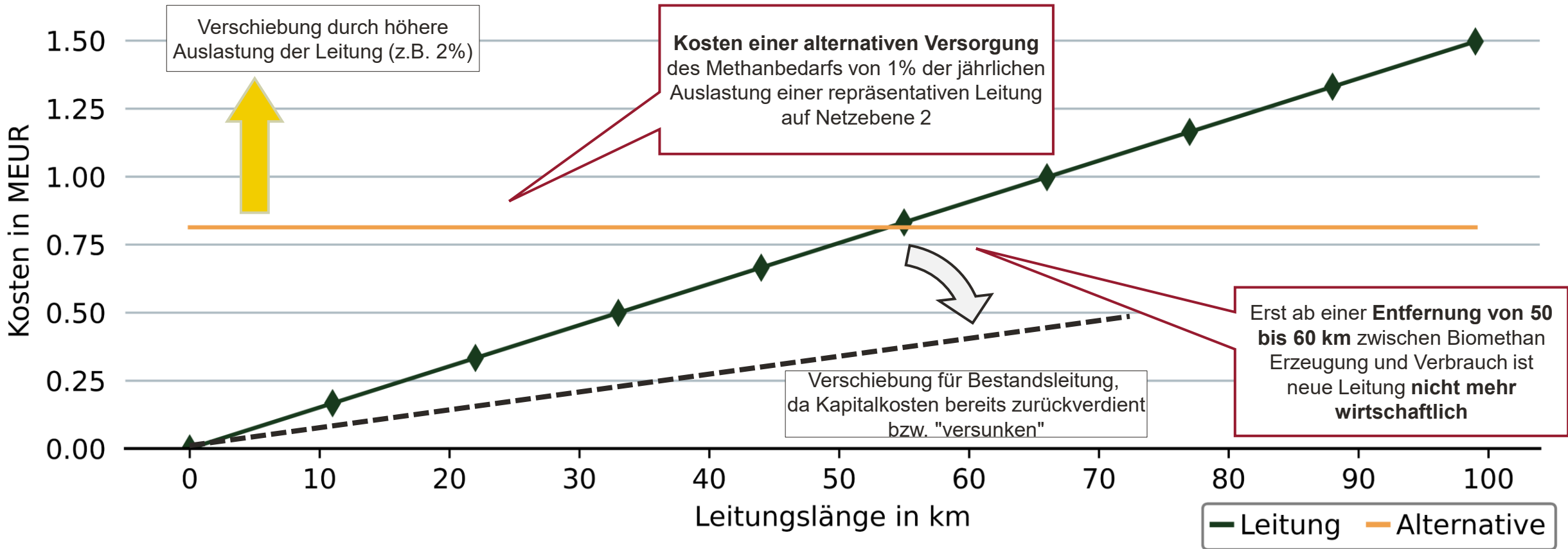
# Agenda

#	Topic	Page
1	Zielsetzung und Aufgabe der Studie	3
2	Szenarien & Transite	5
<b>3</b>	<b>Methodik der Modellierung</b>	<b>12</b>
4	Methannetz - Ergebnisse	16
5	H2 Netz - Ergebnisse	21
6	Handlungsempfehlungen und Roadmap	26
7	Kontakt	28

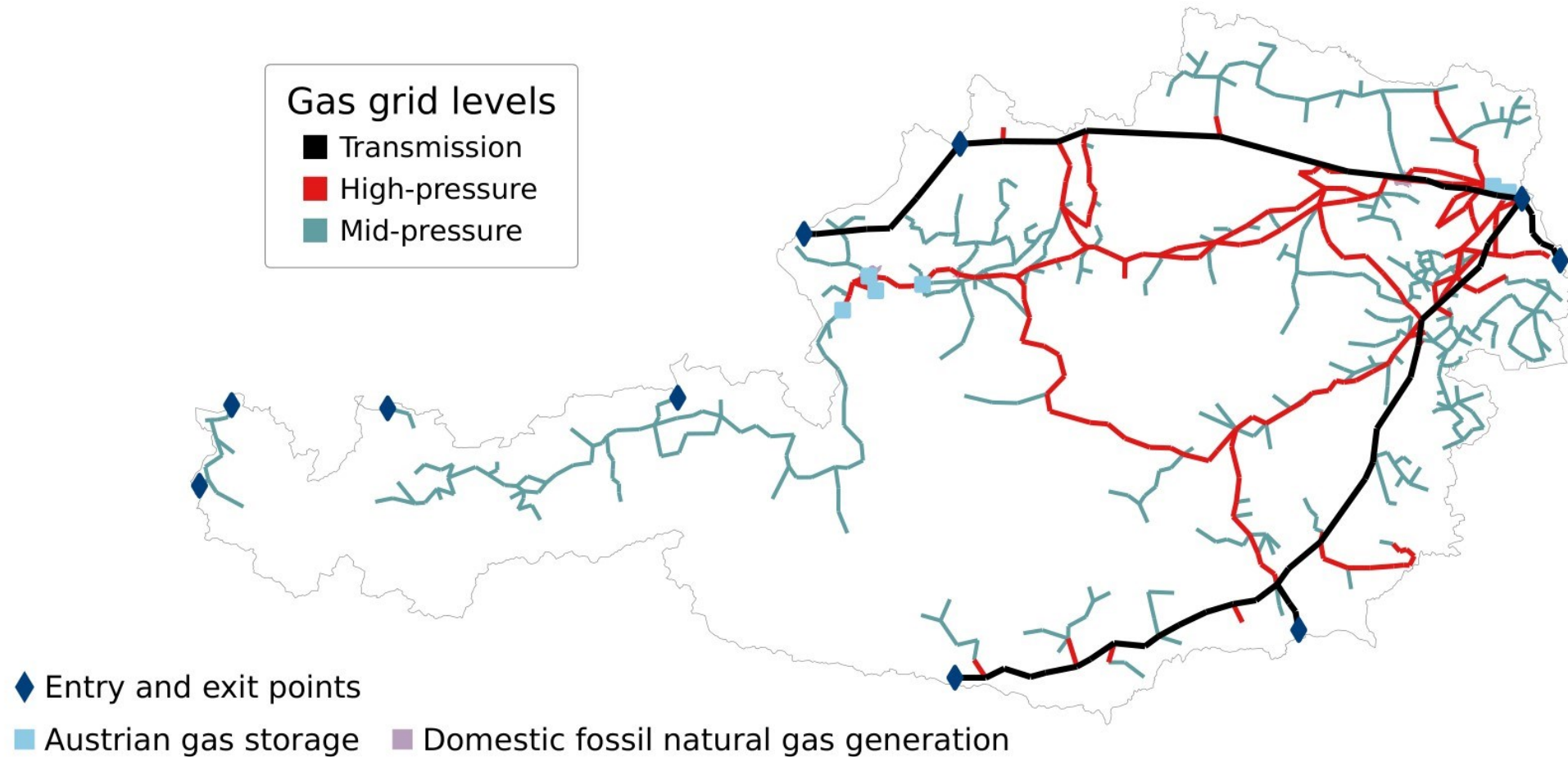
# Grundsätze der Modellierung



# Veranschaulichung der Wirtschaftlichkeit einer nur sehr schwach ausgelasteten Leitung (1% bezogen auf jährliche Transportmenge) auf der Netzebene 2



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



# Agenda

#	Topic	Page
1	Zielsetzung und Aufgabe der Studie	3
2	Szenarien & Transite	5
3	Methodik der Modellierung	12
<b>4</b>	<b>Methannetz - Ergebnisse</b>	<b>16</b>
5	H2 Netz - Ergebnisse	21
6	Handlungsempfehlungen und Roadmap	26
7	Kontakt	28



# Wesentliche Ergebnisse der Modellierung für das Methanetz

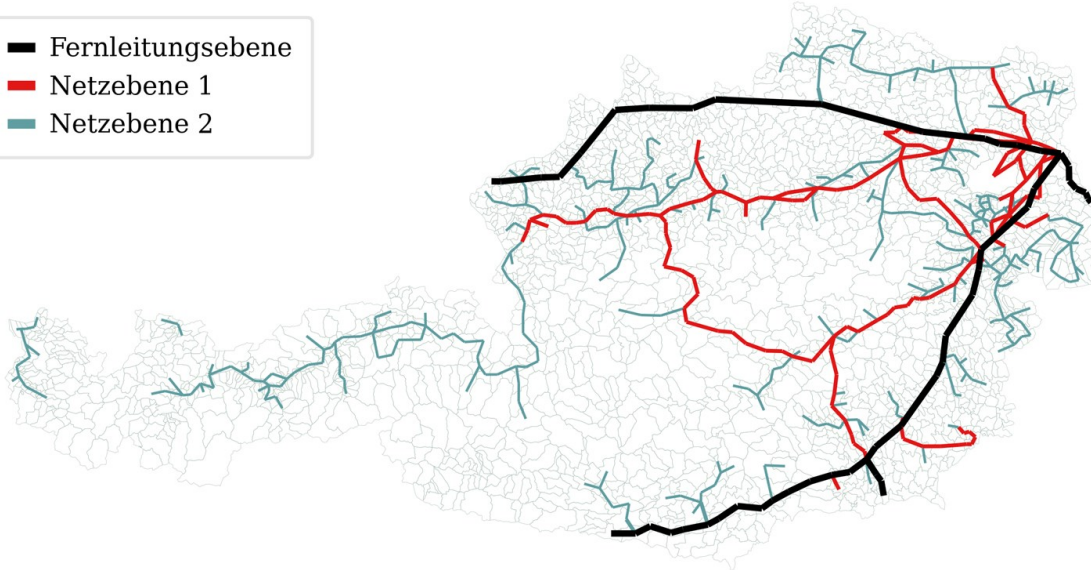
- 1** Das **heutige Methanetz (Fernleitung, Netzebene 1 und 2)** bleibt vom Trend her in allen Szenarien **bis zum Jahr 2030 hinsichtlich der Dimensionierung recht stabil**. Das **Methanetz 2035 (Fernleitung, Netzebene 1 und 2)** ist dem von 2030 weiterhin sehr ähnlich, da nur wenige zusätzliche Stilllegungen/Umwidmungen zu einer unwesentlichen Reduzierung des Netzes und der Leitungslängen führen.
- 2** Die (noch überschaubare) **Reduktion des Methanetzes (Fernleitung, Netzebene 1 und 2)** erfolgt bis zum Jahr 2035 insbesondere durch die Nutzung von parallelen Leitungen und die damit verbundene **Umwidmung bestehender Methanleitungen für den Transport von Wasserstoff**. Eine Stilllegung aufgrund einer zu geringen Auslastung der Methanleitung findet nur im Ausnahmefall statt.
- 3** Das **Methanetz 2040 (Fernleitung, Netzebene 1 und 2)** unterscheidet sich **deutlich zwischen den Szenarien** und im Vergleich zum Startnetz. 2040 kommt es zu deutlicheren Stilllegungen von Leitungen in einer Bandbreite von -26% bis -39% (bzw. ca. -780km bis 1.800km) bezogen auf die Leitungslänge des Startnetzes.
- 4** Das **künftige Methanetz der Netzebene 1 und Netzebene 2** wird zunehmend von einem von der Nachfrage zu einem durch die **Biomethaneinspeisung getriebenen Netz**, d.h. die Dimensionierung der Netzebene 1 und Netzebene 2 wird durch die regional verstreute Verortung der künftigen Biomethan-Erzeugung und den dadurch erforderlichen überregionalen Transport zu geographisch getrennter Methannachfrage bzw. Speicherung determiniert.
- 5** Bis zum Jahr 2040 sind aufgrund der noch recht jungen Altersstruktur und der langen Anlagenlebensdauer des österreichischen Methanetzes nur **geringe Reinvestitionen in das Methanetz (Fernleitung, Netzebene 1 und 2) erforderlich**.

# Methannetz im „Elektrifizierung“ und „Dezentrale Grüne Gase“ Szenario im Jahr 2030 sehr ähnlich

2030 – „Elektrifizierung“



- Fernleitungsebene
- Netzebene 1
- Netzebene 2

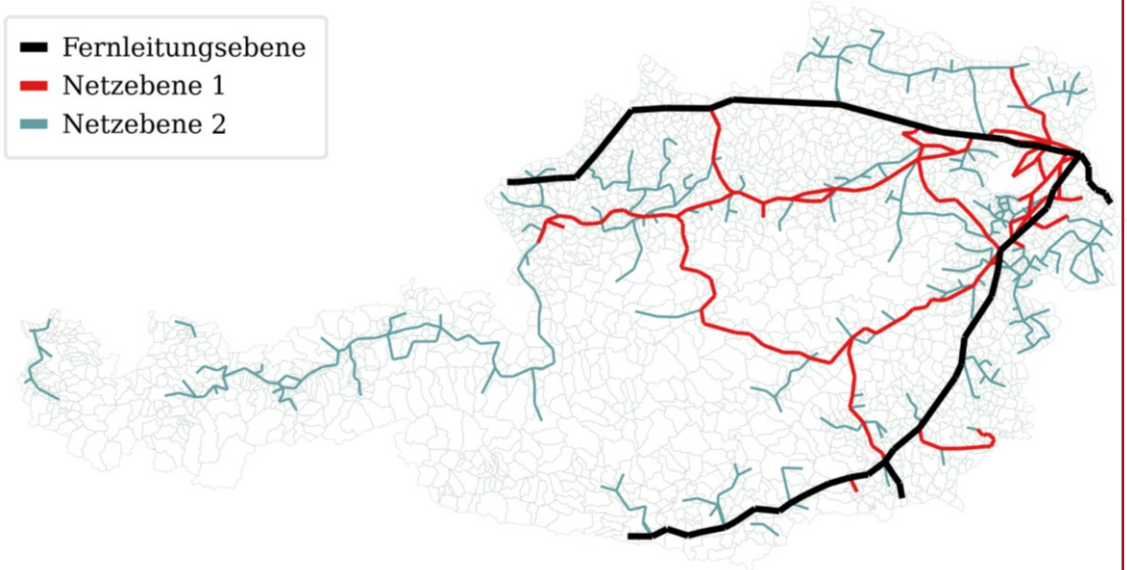


- **Importe über Fernleitungsebene** decken weiterhin den Großteil des inländischen Verbrauchs
- **Umwidmungen von Bestandsleitungen** für den H<sub>2</sub>-Transport und **kaum Stilllegungen** von Leitungen auf Netzebene 1 und 2

2030 – „Dezentrale Grüne Gase“



- Fernleitungsebene
- Netzebene 1
- Netzebene 2



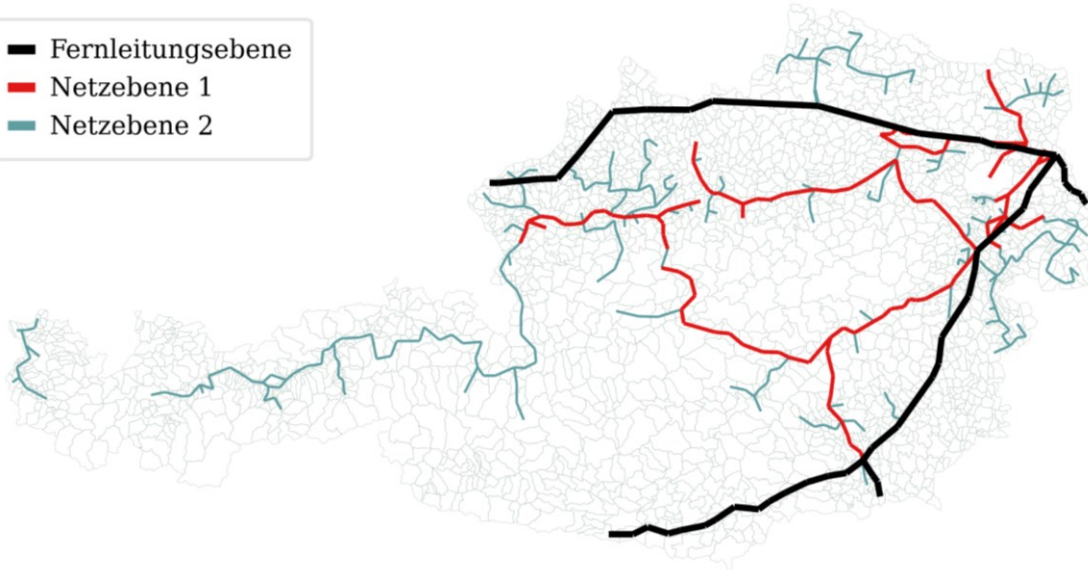
- Bis 2030 nur **geringfügige Unterschiede** im Methannetz im Vergleich zum Szenario „Elektrifizierung“
- Etwas **geringere Stilllegungsanteil auf Netzebenen 1 und 2** sowie insgesamt etwas höher ausgelastete Leitungen

# Im Jahr 2040 werden Unterschiede beim Methannetz im „Elektrifizierung“ und „Dezentrale Grüne Gase“ erkennbar und reflektieren unterschiedlichen Energiemix

## 2040 – „Elektrifizierung“



- Fernleitungsebene
- Netzebene 1
- Netzebene 2

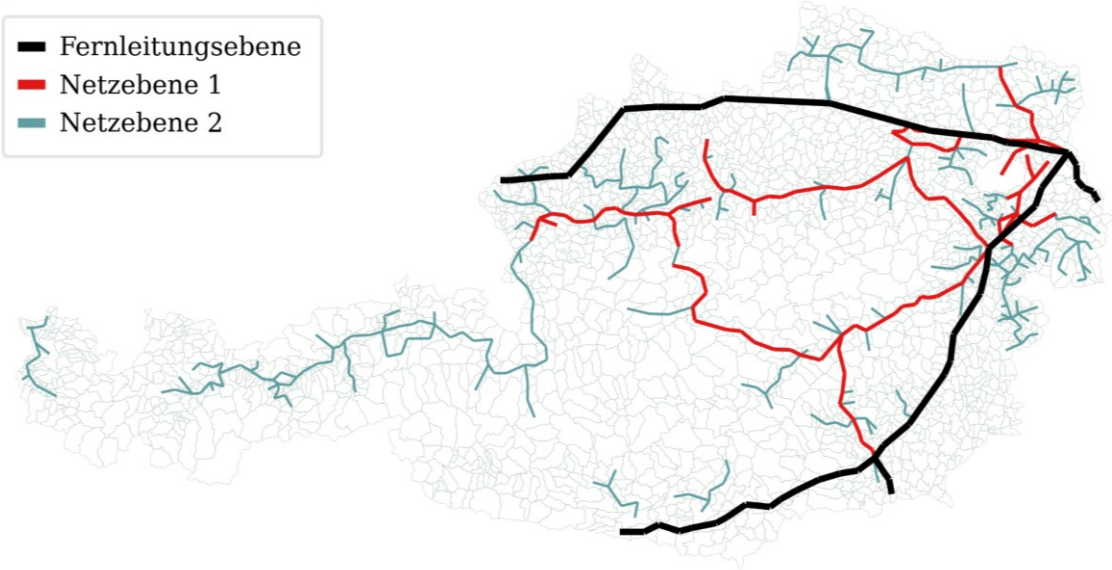


- **Reduktion des Methannetzes** auf Netzebene 1 um ca. 30% und auf der Netzebene 2 um ca. 40% (bezogen auf Ausgangsnetzes)
- Reduktion getrieben durch **Wegfall des überregionalen Transports von Importen** und der deutliche Rückgang des Verbrauchs (absolut und räumliche Verteilung)

## 2040 – „Dezentrale Grüne Gase“

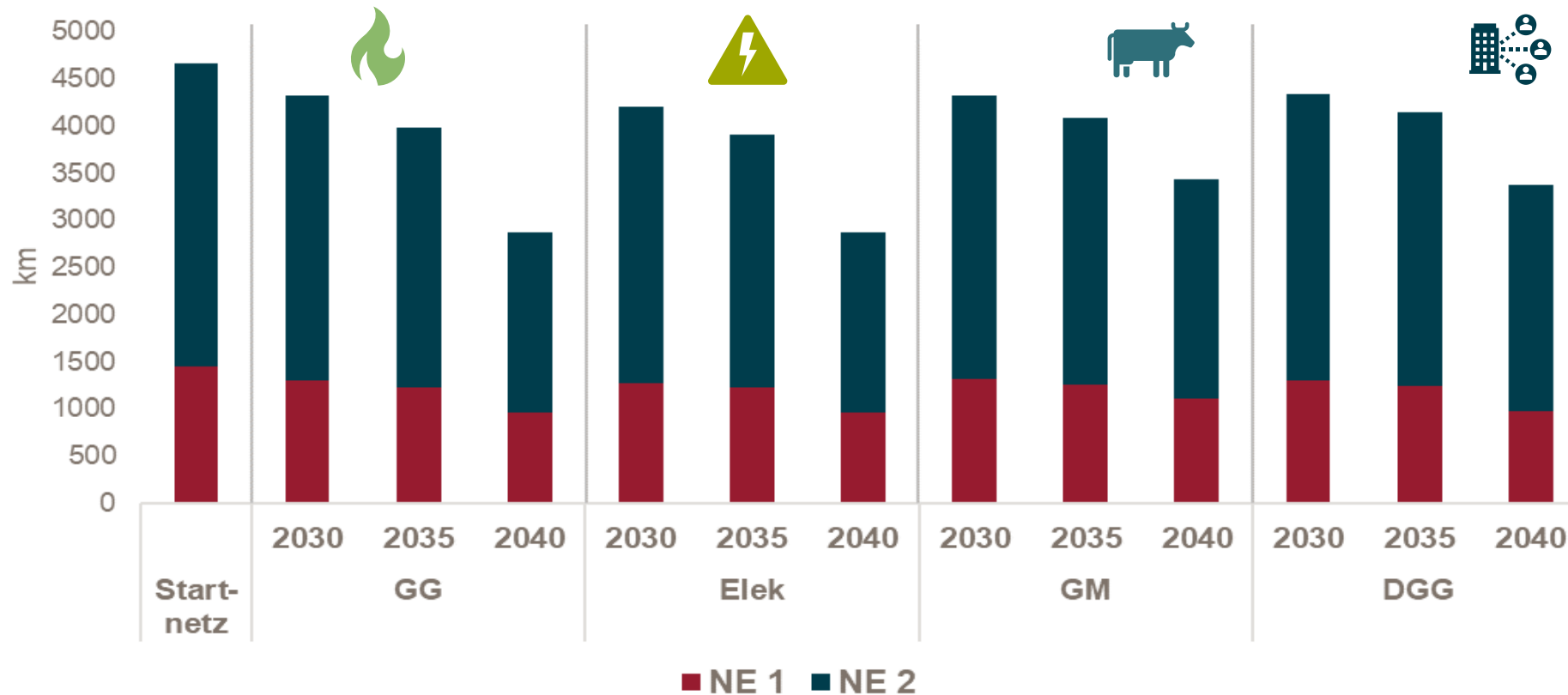


- Fernleitungsebene
- Netzebene 1
- Netzebene 2



- **Reduktion des Methannetzes** auf Netzebene 1 und Netzebene 2 **geringer** als bei „Elektrifizierung“
- Geringer Reduktion getrieben durch **höheren überregionalen Transport von Biomethan** und räumliche Verteilung des Verbrauchs

# 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.

# Agenda

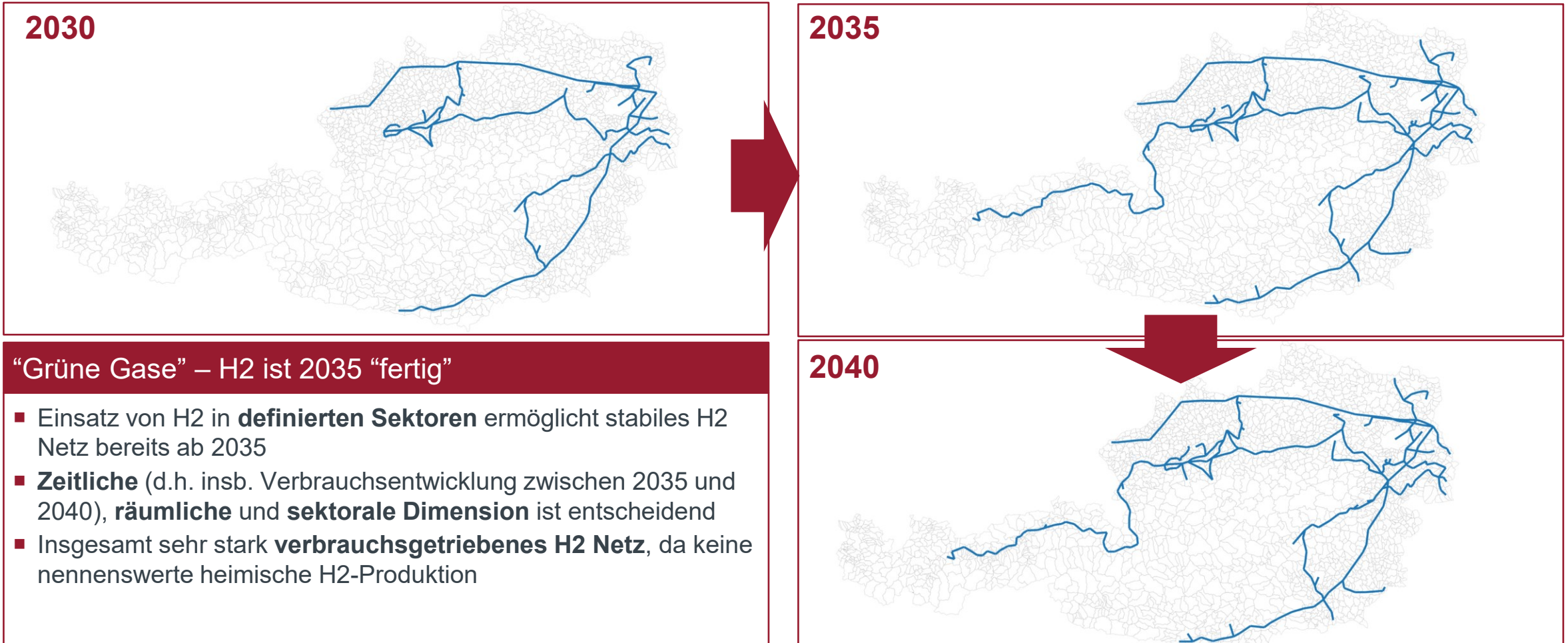
#	Topic	Page
1	Zielsetzung und Aufgabe der Studie	3
2	Szenarien & Transite	5
3	Methodik der Modellierung	12
4	Methanetz - Ergebnisse	16
<b>5</b>	<b>H2 Netz - Ergebnisse</b>	<b>21</b>
6	Handlungsempfehlungen und Roadmap	26
7	Kontakt	28

# Wesentliche Ergebnisse der Modellierung für das Wasserstoffnetz

- 1** Die **Konzentration der Wasserstoffnachfrage auf die großen Verbrauchszentren** (d.h., auf die Sektoren Chemie, Stahl, Schwerverkehr und Umwandlung) führt zu einem **räumlich konzentrierten Wasserstoffnetz 2030**. Dabei ist insbesondere nicht nur der Verbrauchssektor, sondern auch die geographische Verortung bzw. Standort von hoher Relevanz.
- 2** Der Anstieg des Wasserstoffverbrauchs in weiteren Sektoren nach 2030, sowie damit verbunden der Anstieg der Anzahl der Wasserstoffverbraucher und ihre räumliche Verteilung führt bereits zu einem **regional größer dimensionierten Wasserstoffnetz 2035**. Das **Wasserstoffnetz 2035 entspricht mit Ausnahme des Szenarios „Dezentrale Grüne Gase“**, in dem eine weitere räumliche Verteilung des Wasserstoffbedarfs erfolgt, im Wesentlichen dem **Wasserstoffnetz 2040**.
- 3** Die „Fertigstellung“ des Wasserstoffnetzes schon im Jahr 2035 führt zu einer Überschneidung mit dem noch bestehenden Bedarf des Methannetzes 2035, wodurch in dieser Studie das **Umwidmungspotential von Methan- auf Wasserstoffleitungen limitiert** wird. Dies kann allerdings als eine zu konservative Schätzung gelten, da durch eine **zeitliche und regionale Koordination** zwischen dem Rückgang des Methanbedarfs sowie dem Hochlauf des Wasserstoffbedarfs ein **größeres Umwidmungspotential** erschlossen werden kann.
- 4** Die Ergebnisse der Netzmodellierung lassen den Schluss zu, dass **Parallelstrukturen zwischen Methan- und Wasserstoffleitungen** nicht gänzlich vermieden werden können. Die Abschätzung der Investitionskosten für das Wasserstoffnetz lassen allerdings den Schluss zu, dass auch Parallelstrukturen – sofern nicht vermeidbar – für den Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft in Kauf genommen werden können

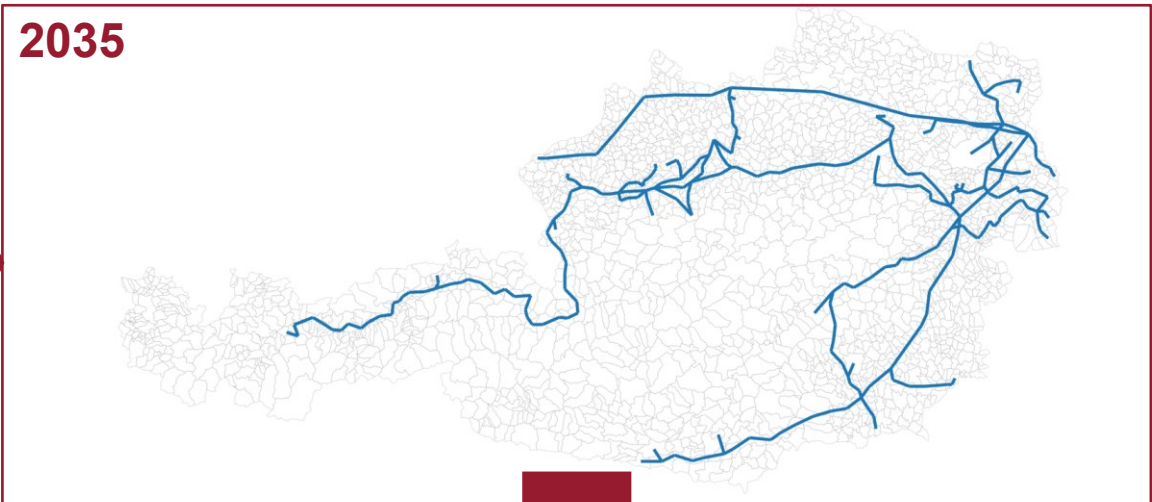
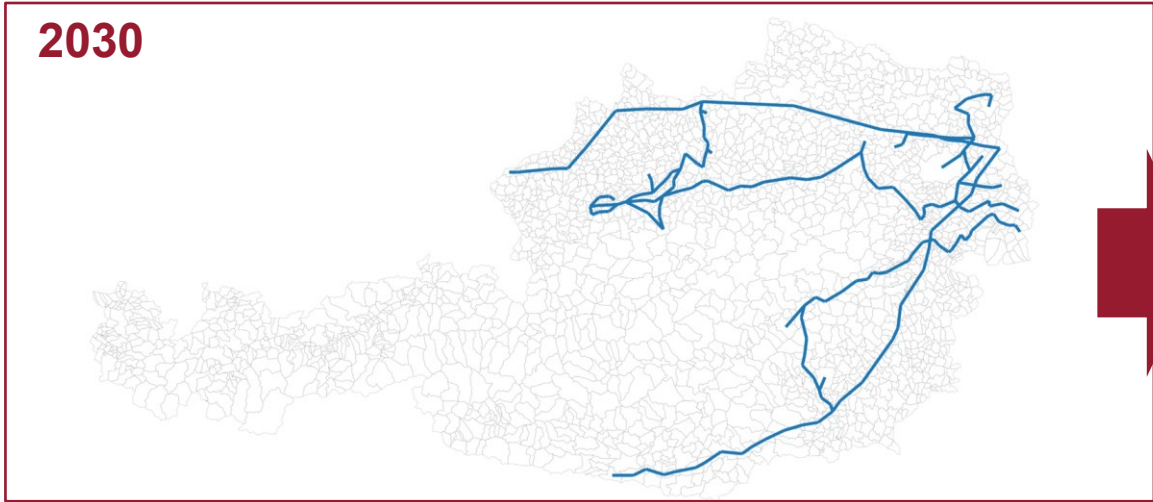


# H2 Netz im „Grüne Gase“ Szenario ist 2035 „fertig“



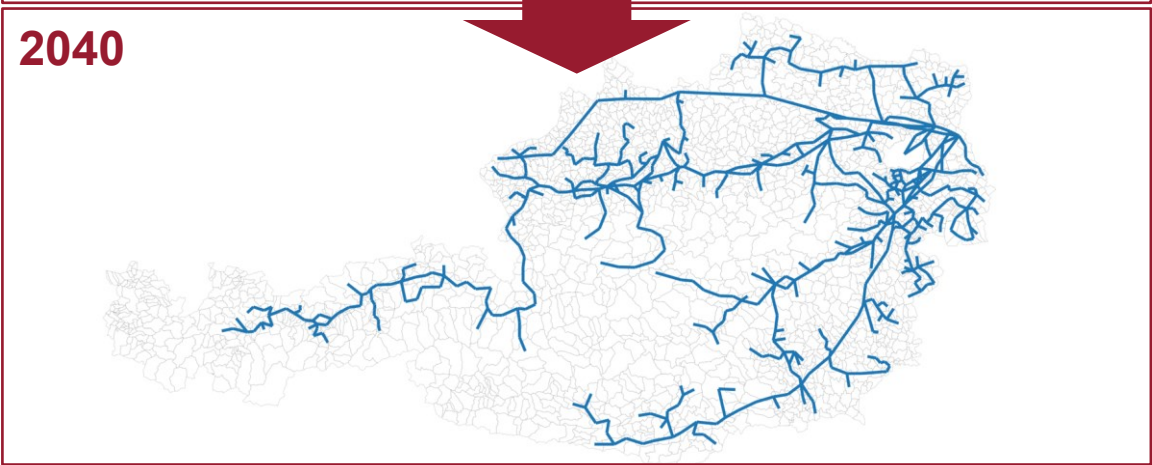


# H2 Netz im „Dezentrale Grüne Gase“ wächst 2040 aufgrund einer weiteren räumlichen Verteilung des Wasserstoffbedarfs an



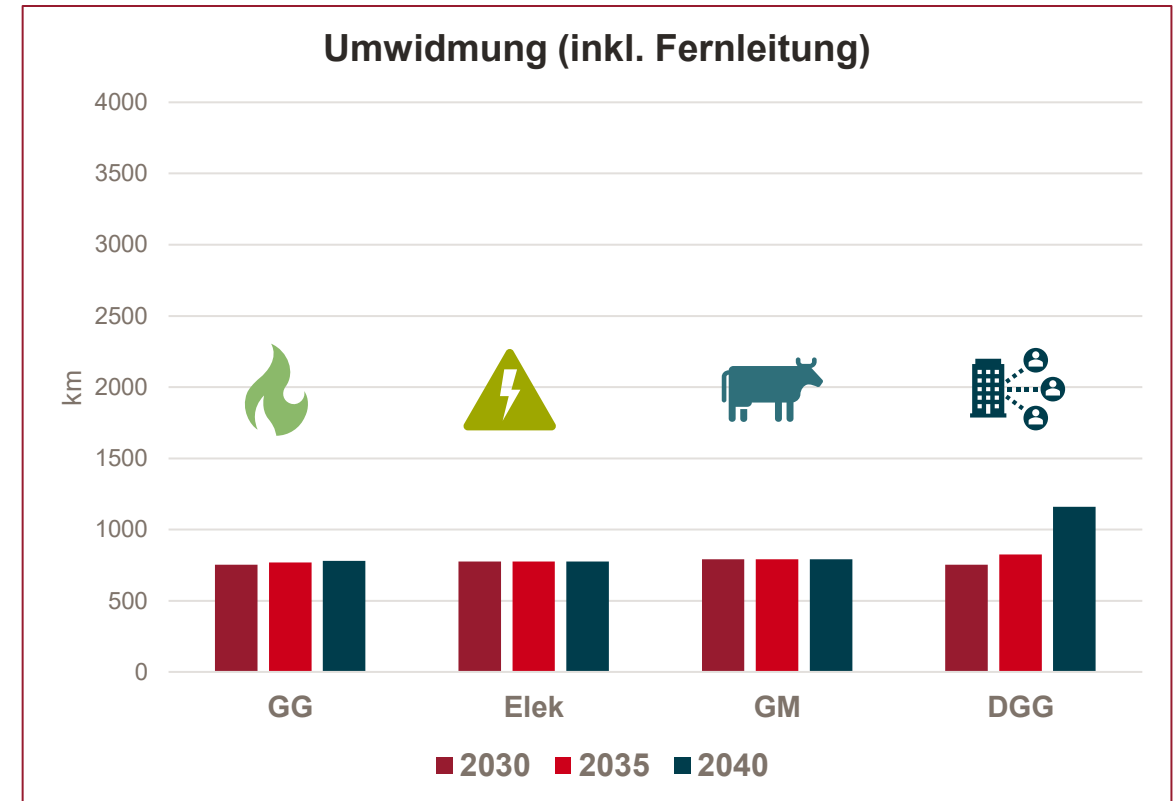
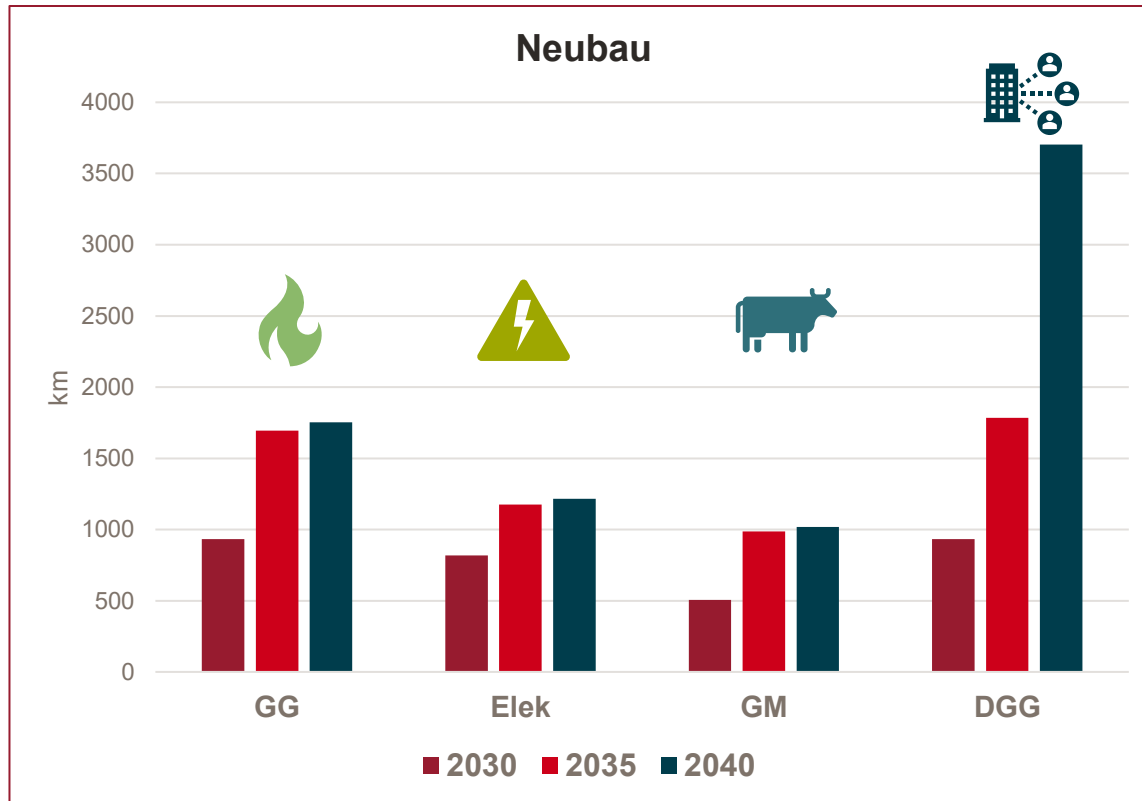
**„Dezentrale Grüne Gase“ – H2 erst 2040 „fertig“**

- Anstieg von H2 zwischen 2035 und 2040 unterstreicht Bedeutung des **Entwicklungspfad**es für **Dimensionierung** des H2 Netzes
- **Steigerung der heimischen H2-Produktion** (insbesondere deren geografische Verteilung) ein weiterer Treiber für ein flächendeckendes H2-Netz im Jahr 2040.
- Ergebnisse betonen die **Relevanz der drei Dimensionen** (zeitlich, räumlich und sektoral)





# „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

# Agenda

#	Topic	Page
1	Zielsetzung und Aufgabe der Studie	3
2	Szenarien & Transite	5
3	Methodik der Modellierung	12
4	Methannetz - Ergebnisse	16
5	H2 Netz - Ergebnisse	21
<b>6</b>	<b>Handlungsempfehlungen und Roadmap</b>	<b>26</b>
7	Kontakt	28

# Handlungsempfehlungen und Roadmap – Was, wann und wie wichtig?

Thema	Empfehlung	Umsetzung	Priorität
Allgemein	Rasche <b>Umsetzung der Europäischen Vorschriften</b> über die Binnenmärkte für erneuerbare Gase und Erdgas sowie für Wasserstoff	2024	Hoch
	Gesetzliche Grundlagen für <b>integrierte Netzinfrastukturplanung</b> auf Verteilernetzebene in Ergänzung zum integrierten Netzinfrastukturplan für den Bereich Strom und Gas	2024	Hoch
	<b>Keine allgemeine Rückbauverpflichtung</b> für stillgelegte Methanleitungen und Rückbau nur in Ausnahmefällen	2025ff	Hoch
	<b>Rahmenbedingungen für nationale und internationale Wasserstoffwirtschaft</b> festlegen sowie Angebot und Nachfrage etablieren	2023ff	Hoch
Gasnetzregulierung	<b>Fernleitungs-, Netzebene 1 und Netzebene 2:</b> Analyse von „Stranded Investment“ Risiko	2023/24	Mittel
	<b>Netzebene 3:</b> 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 <b>Verlängerung der technischen Nutzungsdauer</b> zur Minimierung des künftigen Reinvestitionsbedarfs	2026/27	Mittel
Gasnetzentgelte	Entwicklung von <b>Regulierungsinstrumenten für „letzte Netzkund:innen“</b>	2026/27	Hoch
	Biomethaneinspeisung „ <b>Verursachungsgerechte Netzentgelte</b> “	2024	Mittel
	<b>Standortsignale</b> für Biomethaneinspeisung prüfen	2024	Mittel
Gasnetzanschluss	Biomethaneinspeisung: Evaluierung von <b>gebündelten Netzanschlusskonzepten</b>	2024	Mittel
	Recht von Gasverteilernetzbetreiber zur <b>Trennung von Netzkund:innen</b> bei ausreichender Vorlaufzeit und Entfall der allgemeinen Netzanschlusspflicht	2025ff	Hoch
Wasserstoffnetzregulierung	<b>Eckpunkte für Regulierung</b> von Wasserstoffnetz definieren	2023/24	Hoch
	Maßnahmen zur <b>Reduktion des Investitionsrisiko</b> in Wasserstoffnetze entwickeln	2023/24	Hoch
	In Hochlaufphase <b>regulatorische Prüfung von Wasserstoffleitung Neubau in Netzebene 1 und Netzebene 2</b> zur Minimierung von paralleler Leitungsstruktur von Methan und Wasserstoff	2029ff	Mittel

# Agenda

#	Topic	Page
1	Zielsetzung und Aufgabe der Studie	3
2	Szenarien & Transite	5
3	Methodik der Modellierung	12
4	Methannetz - Ergebnisse	16
5	H2 Netz - Ergebnisse	21
6	Handlungsempfehlungen und Roadmap	26
<b>7</b>	<b>Kontakt</b>	<b>28</b>

# 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](mailto:aria.rodgarkia-dara@frontier-economics.com)



[www.frontier-economics.com](http://www.frontier-economics.com)



**Dr. Sebastian Zwickl-Bernhard**



+43 1 58801 370356



[zwickl@eeg.tuwien.ac.at](mailto:zwickl@eeg.tuwien.ac.at)



[eeg.tuwien.ac.at/](http://eeg.tuwien.ac.at/)



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.