

Aktuelle energiepolitische Entwicklungen – Implikationen für den Aufbau einer ostdeutschen Wasserstoffinfrastruktur



Infracon – Energie für die Zukunft, 11. November 2021

Dirk Manske, Leiter Regulierung und Energiepolitik

Herausforderung Klimaschutz

EU Klimaziel 2030

-55%

EU Klimaziel 2050

0

Wasserstoff als Lösungsoption in Europa ...

Wasserstoffstrategie der EU

- 13-14% Wasserstoff im Energiemix der EU bis 2050
- Grüner Wasserstoff: 40 GW Elektrolysekapazität bis 2030 (6 GW bis 2024)
- Import: 40 GW bis 2030
- Aufbau einer Wasserstoffinfrastruktur
- Anpassung des regulatorischen Rahmens

Wasserstoff als “Rockstar” der Energiewende



... und in Deutschland

Nationale Wasserstoffstrategie

- 90 – 110 TWh Gesamtbedarf 2030
- inländische Erzeugung von 14 TWh Wasserstoff bis 2030
- 5 GW Elektrolyseleistung bis 2030, weitere 5 GW bis 2035/2040
- Gründung eines Wasserstoffrates
- Transformationsprozess der Infrastruktur einleiten



Die
Bundesregierung



Bundesrat

- Abschaffung EEG-Umlage für Elektrolyseure
- Anpassung des EnWG
- Verordnung für Wasserstoffnetzentgelte („H2NEV“)
- Reallabore und IPCEI

Der H2-Regulierungsrahmen in Deutschland

Novelliertes EnWG: Eine Regulierung für den Übergang

- **Definition** von Wasserstoff als Energie
- Gas- und H2 **getrennt reguliert**
- Freiwilliges **Opt-in** für Regulierung
- **Regulierte & nicht regulierte** Netzbetreiber



EnWG-Regelungen für H2-Netzbetreiber

Regelungen für alle H2-Netzbetreiber	Zusätzliche Regelungen für regulierte H2-Netzbetreiber (Opt-in)
<p>Kooperationspflicht zwischen allen Netzbetreibern (§28j (4))</p>	<p>Buchhalterische Entflechtung (Verhinderung gemeinsamer Entgelte für Erdgas und H2) (§28k)</p>
<p>Pflicht zur Zusammenarbeit bei H2-Netzentwicklungsplanung (§28q (1))</p>	<p>Entflechtung von H2-Erzeugung, -transport & -vertrieb (§28m)</p>
<p>Klarstellung der Regeln zum Aufbau von H2-Netzen, inklusive umfangreicher genehmigungsrechtlicher Erleichterungen für die Umstellung von Leitungen und Anlagen auf H2 (§43l)</p>	<p>Erstellung eines Berichts zum Ausbaustand des H2-Netzes und zur Entwicklung einer zukünftigen H2-Netzplanung (Zieljahr 2035) gemeinsam mit den FNB bis Sep. 2022 (§112b)</p>
<p>Überleitung von Wegenutzungsrechten von Erdgas- auf Wasserstoffleitungen (§113a)</p>	<p>Prüfung der Bedarfsgerechtigkeit von Wasserstoffnetzen durch die BNetzA (§28p)</p>
<p>Anwendbarkeit des technischen Regelwerks des DVGW bzw. auch der Gashochdruckleitungsverordnung auf H2 (§49)</p>	<p>Regelungen zu Finanzierung in separater Wasserstoffnetzentgelt-Verordnung (§28o)</p>
<p>Anzeige von perspektivisch umzustellenden Leitungen im NEP der FNB möglich (§113b)</p>	<p>Ebenso separate Rechtsverordnung für den Netzzugang angedacht (§28n), die aber noch nicht in Erarbeitung ist</p>

H2-Netzentgeltverordnung

Positiv bewertet	Risiken
<ul style="list-style-type: none"> • H2-NEV an etablierte Gas-NEV angelehnt 	<ul style="list-style-type: none"> • Kooperation zwischen H2-Netzbetreibern bedarf Zustimmung des Bundeskartellamts
<ul style="list-style-type: none"> • EK-Zinssatz (EK I) von 9% für Neuanlagen und 7,73% für Altanlagen (vor 2006) 	<ul style="list-style-type: none"> • Begrenzung EK I Quote auf 40% • EK I -Zinssätze sind nur bis Ende 2027 determiniert • EK II- Zinssatz wird jährlich neu ermittelt
<ul style="list-style-type: none"> • Übertragung der Restwerte der Erdgas-Assets in das H2-Geschäftsfeld (keine Wertminderung) 	<ul style="list-style-type: none"> • Gefahr der Stranded Assets bei schleppendem Markthochlauf
<ul style="list-style-type: none"> • Möglichkeit Afa-Dauern projektindividuell festzulegen und damit Risiken zu minimieren 	<ul style="list-style-type: none"> • Zielkonflikt, dass kurze Afa die Entgelte erhöhen, lange Afa aber mehr Unsicherheit für Amortisation bedeuten
<ul style="list-style-type: none"> • Regulierungskonto-Logik mit Verteilung der Differenzen über 10 Jahre 	<ul style="list-style-type: none"> • Falls keine wachsende Kundenbasis wird ggf. Bugwelle an Kosten in die Zukunft mitgenommen
<ul style="list-style-type: none"> • Berücksichtigung verschiedener Fördermodelle (CAPEX-Förderung, Netzentgeltzuschüsse) 	<ul style="list-style-type: none"> • CAPEX-Förderung wird angerechnet beim Abzugskapital und schmälert so die Verzinsungsbasis

Fazit: Welchen Rahmen haben wir in Deutschland bekommen?

- Regulierungsrahmen für **Übergangszeit**
- Primäres Ziel: **Dekarbonisierung der Industrie**
- **Getrennte Regulierung und Finanzierung** von Erdgas- und H2-Netzen
- **Klare Regeln** für den Ausbau von H2-Netzen
- Genehmigungsrechtliche **Erleichterungen** für Umwidmungen von Erdgasleitungen
- Rahmen für die **Netzentgeltbildung** im regulierten Bereich



EnWG und **H2-NEV** ermöglichen im Zusammenspiel mit **IPCEI-Förderungen** die **ersten Schritte** zu gehen für die Entwicklung von H2-Leitungen und Cluster

Welchen Rahmen brauchen wir perspektivisch?

Unser Zielbild

- **Nachhaltige Perspektive** für Dekarbonisierung der Gaswirtschaft
- H2 zur **Energieversorgung**
- H2 als Enabler für **Sektorenkopplung**
- H2 für **alle Verbrauchsgruppen**
- **Engmaschiges H2-Netz** vor allem aus **umgewidmeten Erdgasleitungen**

Anforderungen an die Regulierung

- **Langfristige** Perspektive
- **Synergien nutzen:** Erdgas und H2 integriert betrachten
- Kernprinzipien der Erdgasregulierung **auf H2 übertragen**
- Durch gemeinsame Entgelte **Risiken** für Netzbetreiber und Kunden **reduzieren**

Gaspaket

Anpassung der EU Gasmarchrichtlinie und Erdgasfernleitungsnetzverordnung

Ziele

- **Hochlauf** wettbewerbsintensiver H2-Markt
- **Vereinfachter Netzzugang** für grüne Gase
- Transparenter und inklusiver **Netzplanungsprozess**
- **Einfacher Zugang** der Verbraucher zu grünen Gasen
- **Versorgungssicherheit** während Transformation



Die wichtigsten Themen und unsere Position

Regulierung von H2-Infrastruktur

- Integration der H2-Regulierung in die bestehende Gasmarktregulierung

vs.

- Eigenständige neue H2-Regulierung

Finanzierung von H2-Infrastruktur

- Quersubventionierung über die Netzentgelte für Erdgas

vs.

- Kostenreflektivität (strikte Trennung zwischen Erdgas- und H2-Entgelten)

Netzplanung

- Integrierte Planung Strom-Gas-Wasserstoff (TYNDP-Prozess)

vs.

- Eigenständige H2-Netzplanung

Die wichtigsten Themen und unsere Position

Betrieb/Eigentum von H2-Infrastruktur

- Gas-TSOs werden Schritt für Schritt die H2-TSOs der Zukunft

vs.

- Eigenständige Neugründungen von H2-TSOs (ggs. ein europäischer H2-TSO)

Betrieb/Eigentum von PtG Anlagen

- Gas-TSOs könnten als Back-Up Option zur Verfügung stehen, wenn sich nach einer Abfrage kein marktlicher Akteur findet

vs.

- Kein Betrieb von PtG-Anlagen durch TSOs

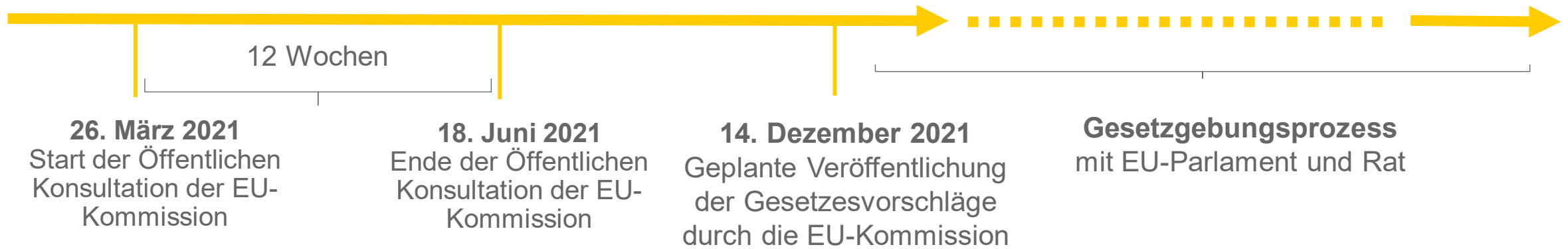
Beimischung

- Beimischung auch als wichtige Übergangslösung zur Dekarbonisierung des Fernleitungsnetzes (Einsatz von Membranen)

vs.

- Ausschluss von Beimischung auf der FNB-Ebene

Zeitraahmen für das Gaspaket



Fit-for-55 Paket




Mittelbare Auswirkungen

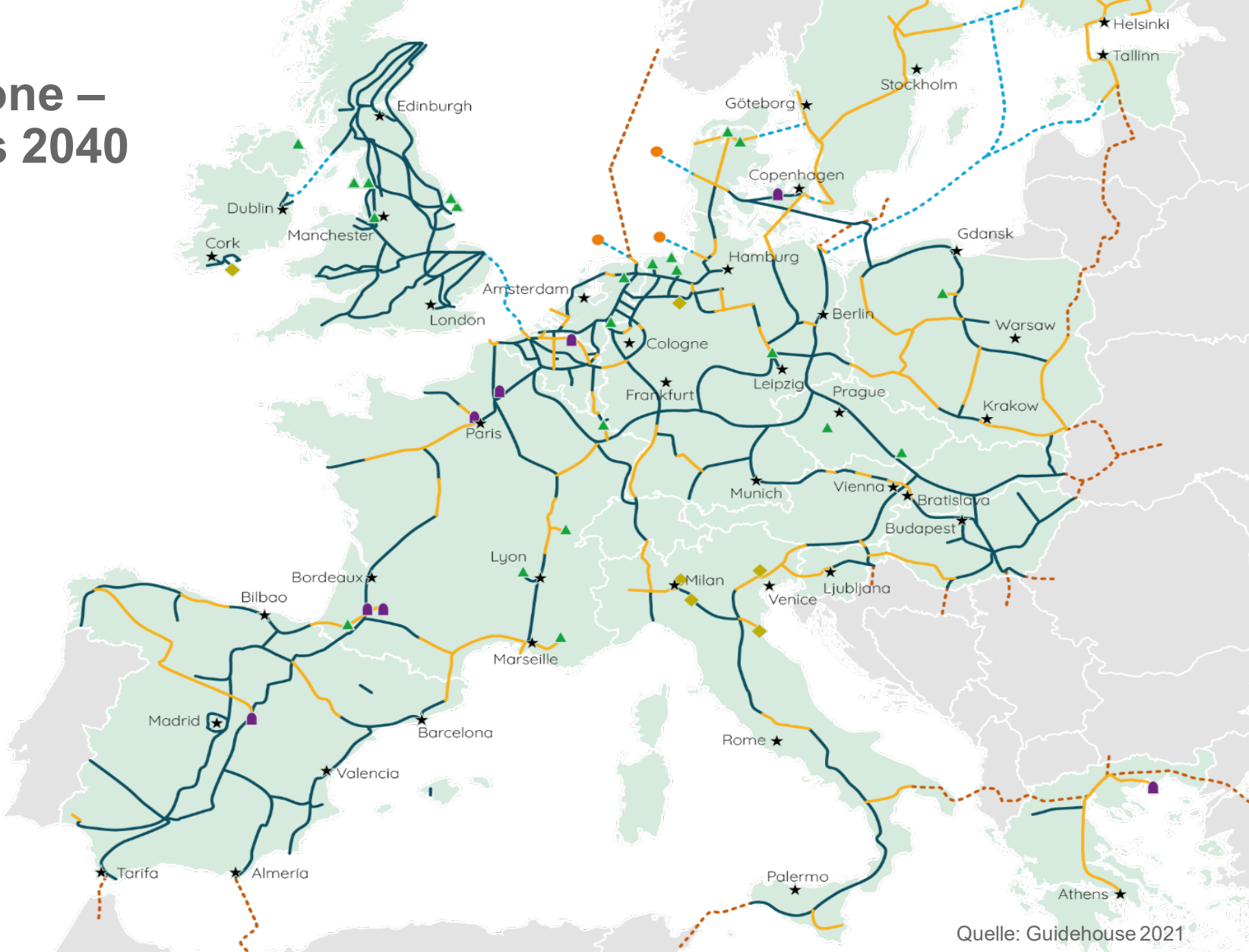
Direkte Auswirkungen

European Hydrogen Backbone – Ausgereifte Infrastruktur bis 2040

39.700 km

Legende

-  H2 Pipelines durch Umstellung bestehender Erdgasleitungen
-  Neu errichtete H2 Pipelines
-  Mögliche H2 Speicherung: Aquifer
-  Mögliche H2 Speicherung: Bestehende / neue Salzkaverne
-  Mögliche H2 Speicherung: Aufgebrauchte Erdgasfelder
-  Industrielle Cluster
-  Städte, zur Orientierung (wenn nicht bereits als Cluster angegeben)

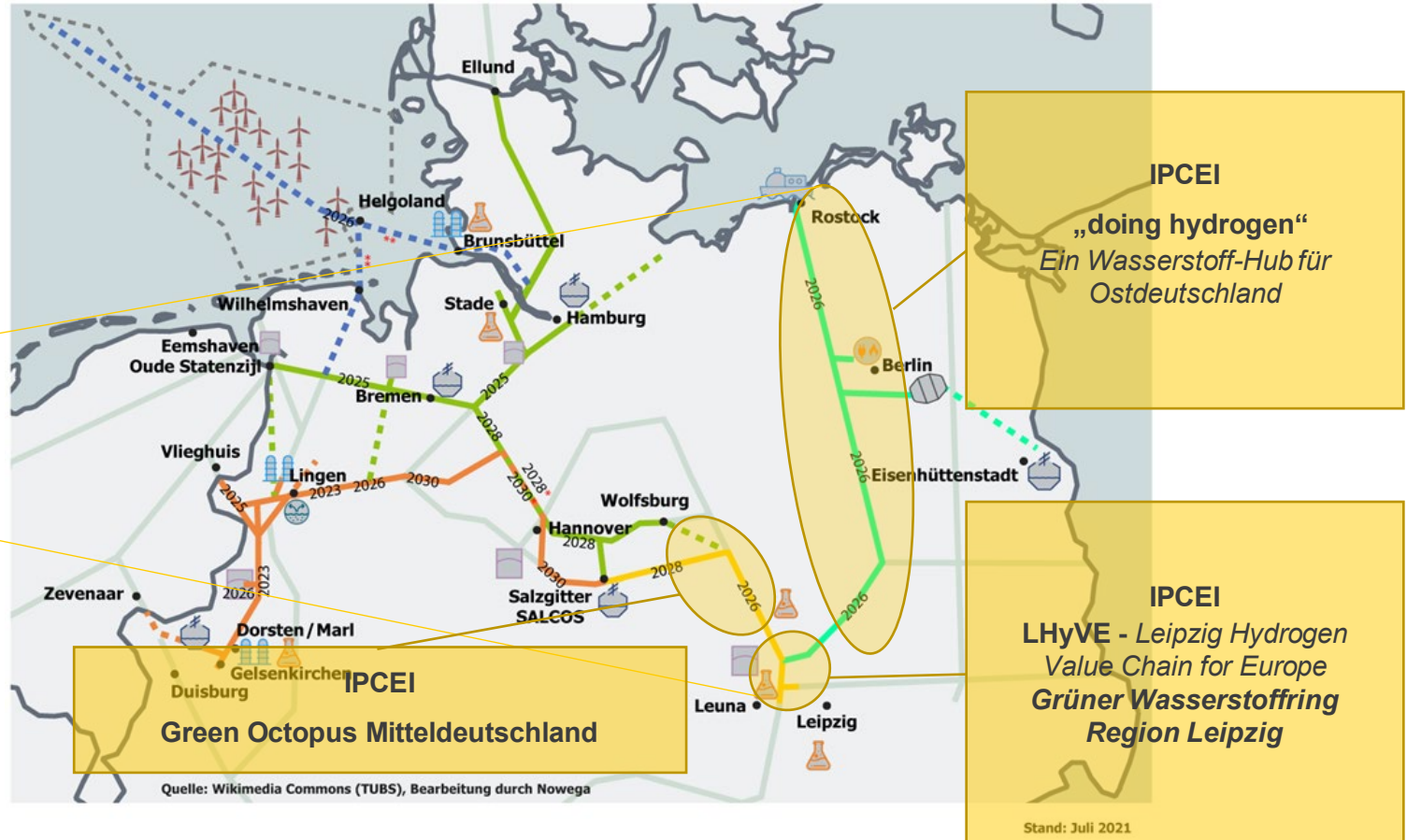
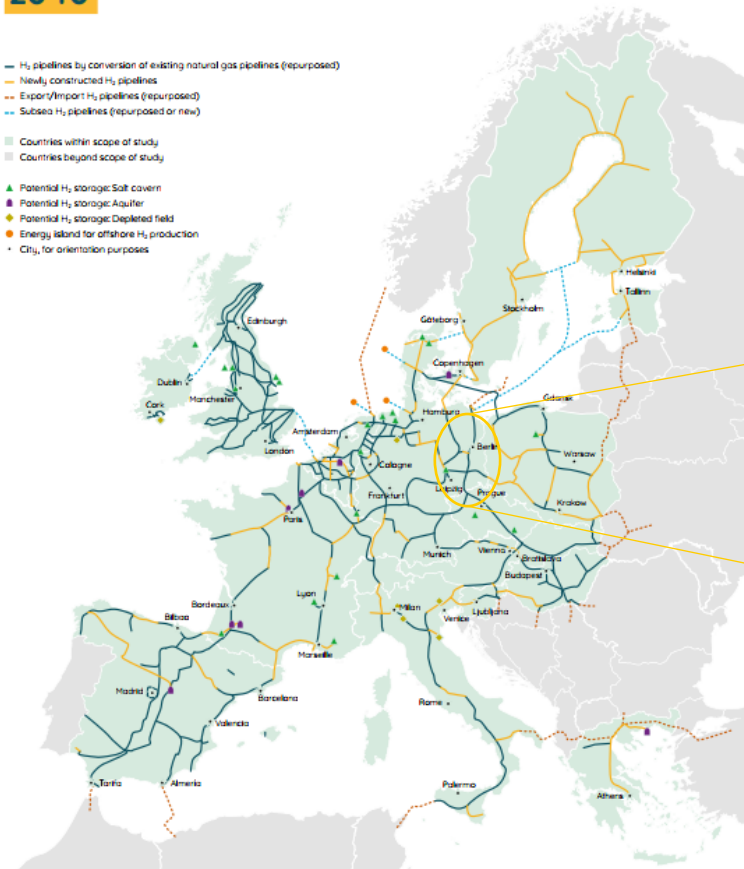


Quelle: Guidehouse 2021

IPCEI Wasserstoff – erster Schritt zur Umsetzung des Wasserstoffnetzes

2040

- H₂ pipelines by conversion of existing natural gas pipelines (repurposed)
- Newly constructed H₂ pipelines
- - - Export/Import H₂ pipelines (repurposed)
- - - Subsea H₂ pipelines (repurposed or new)
- Countries within scope of study
- Countries beyond scope of study
- ▲ Potential H₂ storage: Salt cavern
- Potential H₂ storage: Aquifer
- Potential H₂ storage: Depleted field
- Energy island for offshore H₂ production
- City, for orientation purposes



Quelle: Gas for Climate – European Hydrogen Backbone (EHB) Stand 2021



Dirk Manske, Regulierung und Energiepolitik

+49 341 27111-2095 (Tel.)

+49 151 14618733 (Mob.)

E-Mail: Dirk.Manske@ontras.com