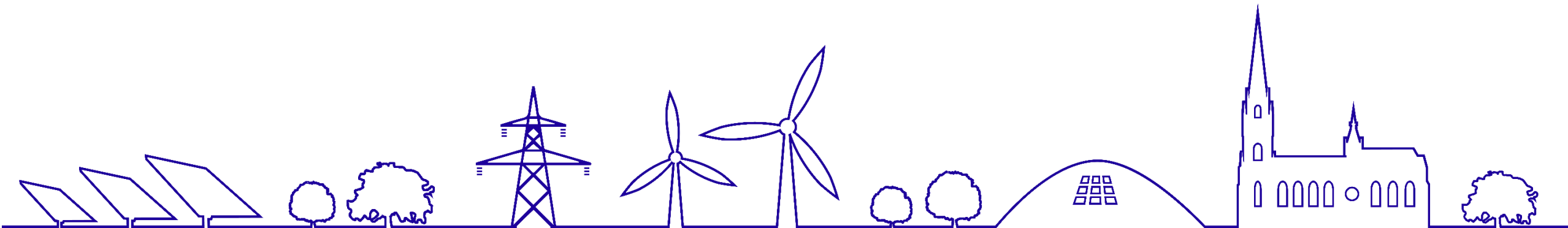


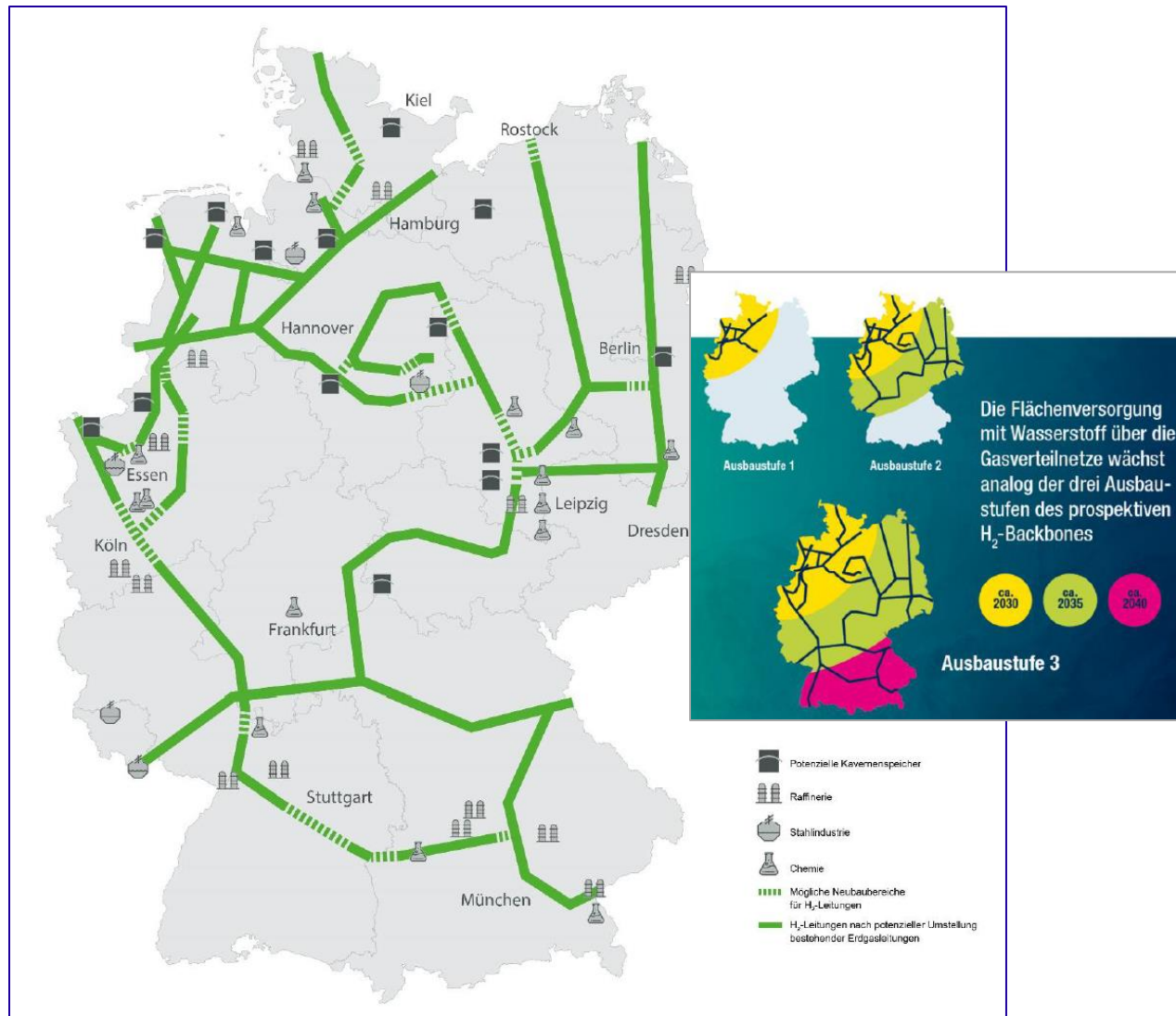
Ertüchtigung der Erdgasleitung am Oberrhein: Chance für eine erste H₂-Leitung auf deutscher Seite

Trinationale Konferenz Grüner Wasserstoff, 05-04-2022, Basel
Wasserstoffbedarf am Oberrhein und Herausforderungen an die Logistik

Peter Majer, Unternehmensentwicklung,
badenova AG & Co. KG



Grüner Wasserstoff aus Erneuerbaren Energien wird im Südwesten erst spät ankommen



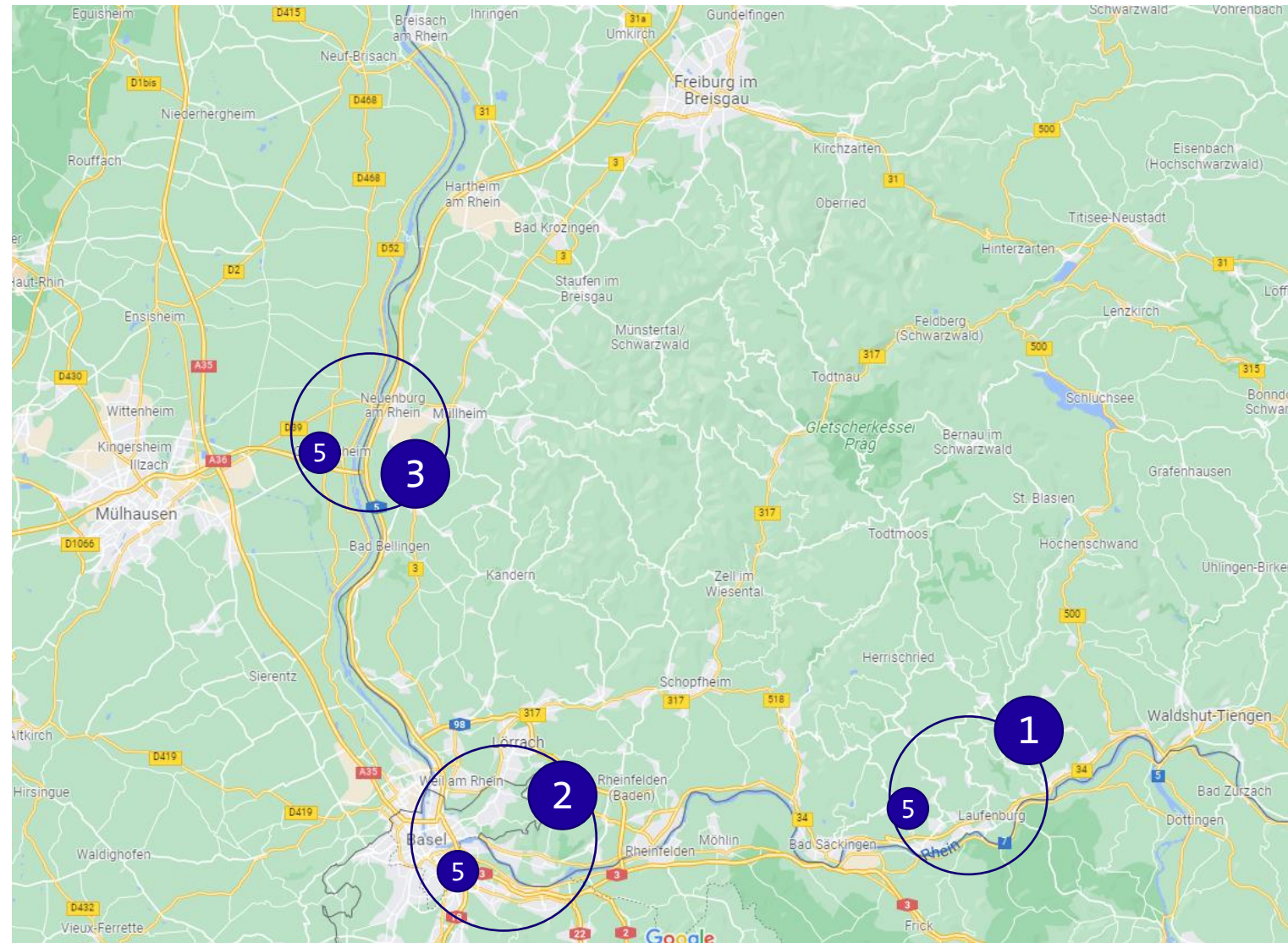
- Umwandlung von Strom in H₂ soll zunächst in den Gebieten mit einem Überhang an Windkraft geschehen (Norddeutschland)
- In der Verteilstrategie kommt der Südwesten Deutschlands nicht vor, da der Wasserstoff aus EE bereits vorher in den Chemiebetrieben im Ruhrgebiet und im Mannheimer Raum verwendet werden kann
- Transeuropäisch ist eine H₂-Pipeline durch das Rheintal geplant, allerdings sind derzeit dort bereits die Erdgas-Leitungskapazitäten knapp, es wäre hier ggf. ein Neubau notwendig

Die Region muss nach einer eigenen Lösung für die Versorgung mit Wasserstoff suchen

Derzeit ist der Aufbau regionaler H2-Produktion in 3 Clustern am Hoch- und Oberrhein geplant bzw. in Gang

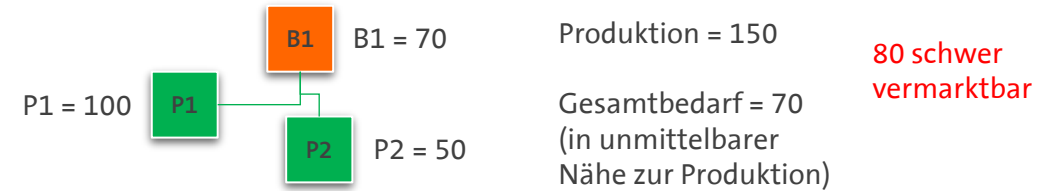
1. Cluster Albbbruck/Waldshut
 - Diskutiertes Vorhaben: 20-60 MW Elektrolyse
 - Verbindung mit Schluchsee-Pumpspeichern
 - Anfrage Netzanschluss bei bnNetze
2. Cluster Basel/Rheinfelden
 - Vorhandener Elektrolyseur 1 MW (bis 6 MW)
 - H2-Großverbrauch Evonik / Basel (> 100 MW)
 - 2 geplante Elektrolyseure IWB (2 MW)
3. Cluster Chalampé/Ottmarsheim
 - H2-Großverbrauch (> 200 MW)
 - Vorhandene H2-Leitung im Industriegebiet
 - „Grüne“ H2-Produktion > 100 MW geplant

Wie kann, ausgehend von den Produktionsclustern, die gesamte Region mit H2 versorgt werden?

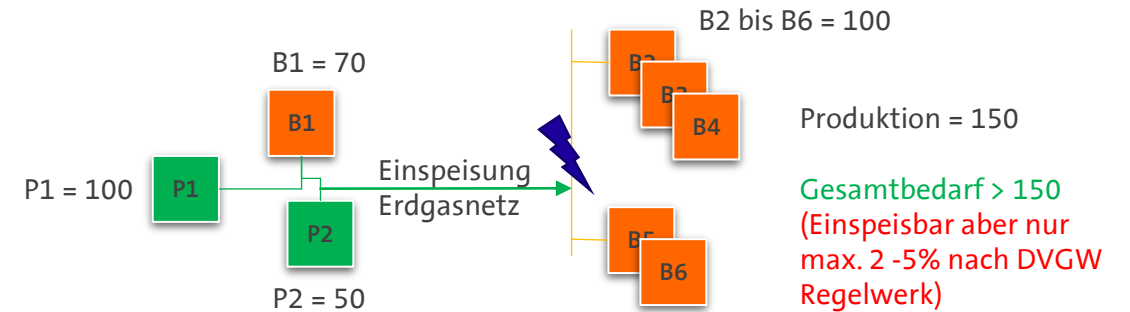


Das Absatz- und Handelspotenzials von H2 ist abhängig von Transport- und Speichermöglichkeiten (Beispiel Netzlogistik)

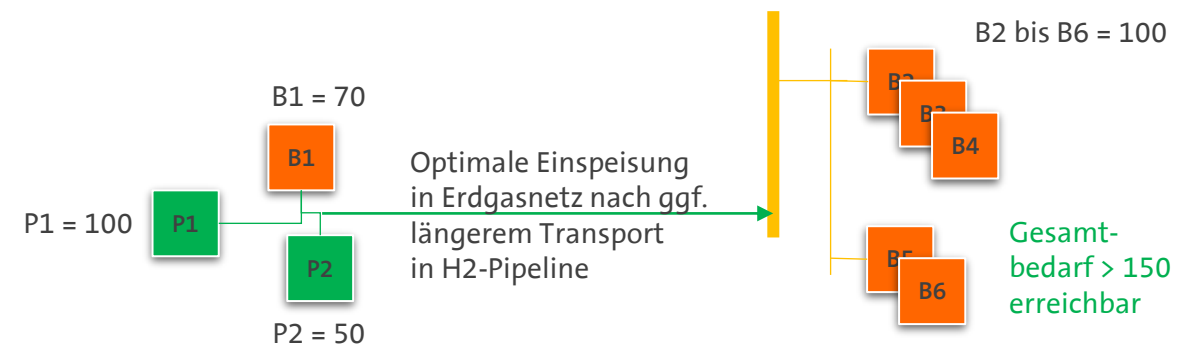
- Auch bei guter Wahl wird nicht die gesamte Produktionsmenge eines H2-Produktionsstandortes vor Ort bzw. in unmittelbarer Nachbarschaft abgesetzt werden können (Preis- und Bedarfsrestriktionen).



- Mit einer Einspeisung des Wasserstoffs in das Erdgasnetz ist ein landesweiter Verkauf des Wasserstoffs analog zum Verkauf von Biogas möglich – neben dem Direktverbrauch in Produktionsnähe gibt dies zusätzliche Absatzsicherheit.



- Bei netzkostengünstigen Direktverbindungen zwischen Produktionsort und Erdgasnetz wird nicht immer der absatz- und handelsoptimale Übergabepunkt umgesetzt. Dieses Optimierungsziel kann ggf. erst durch zusätzliche H2-Leitungen erreicht werden – wodurch zusätzlich ein größerer H2-Speicher/-Puffer entsteht.



Cluster Albruck/Waldshut: Elektrolyseur mit Sektorkopplung und Erdgasnetz-Kopplung

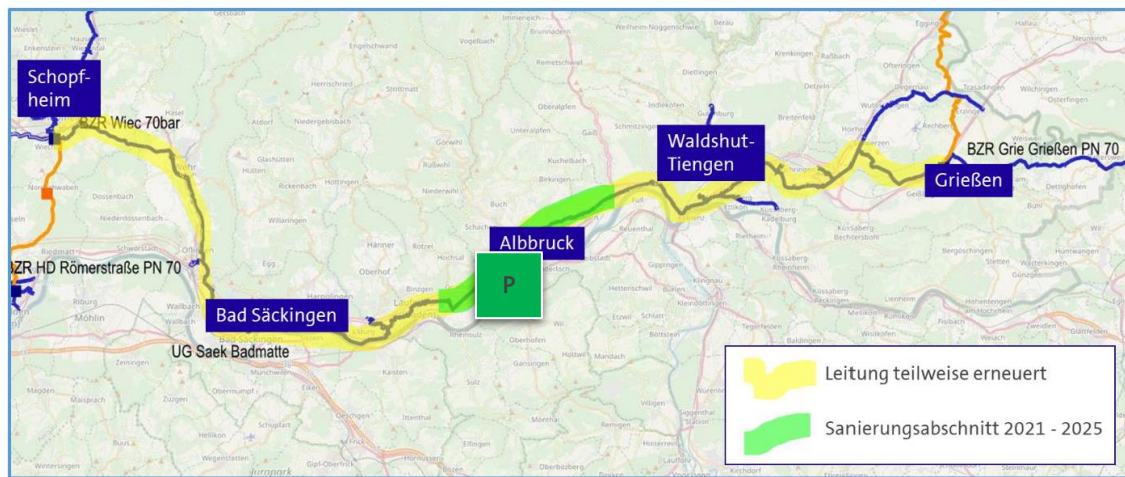
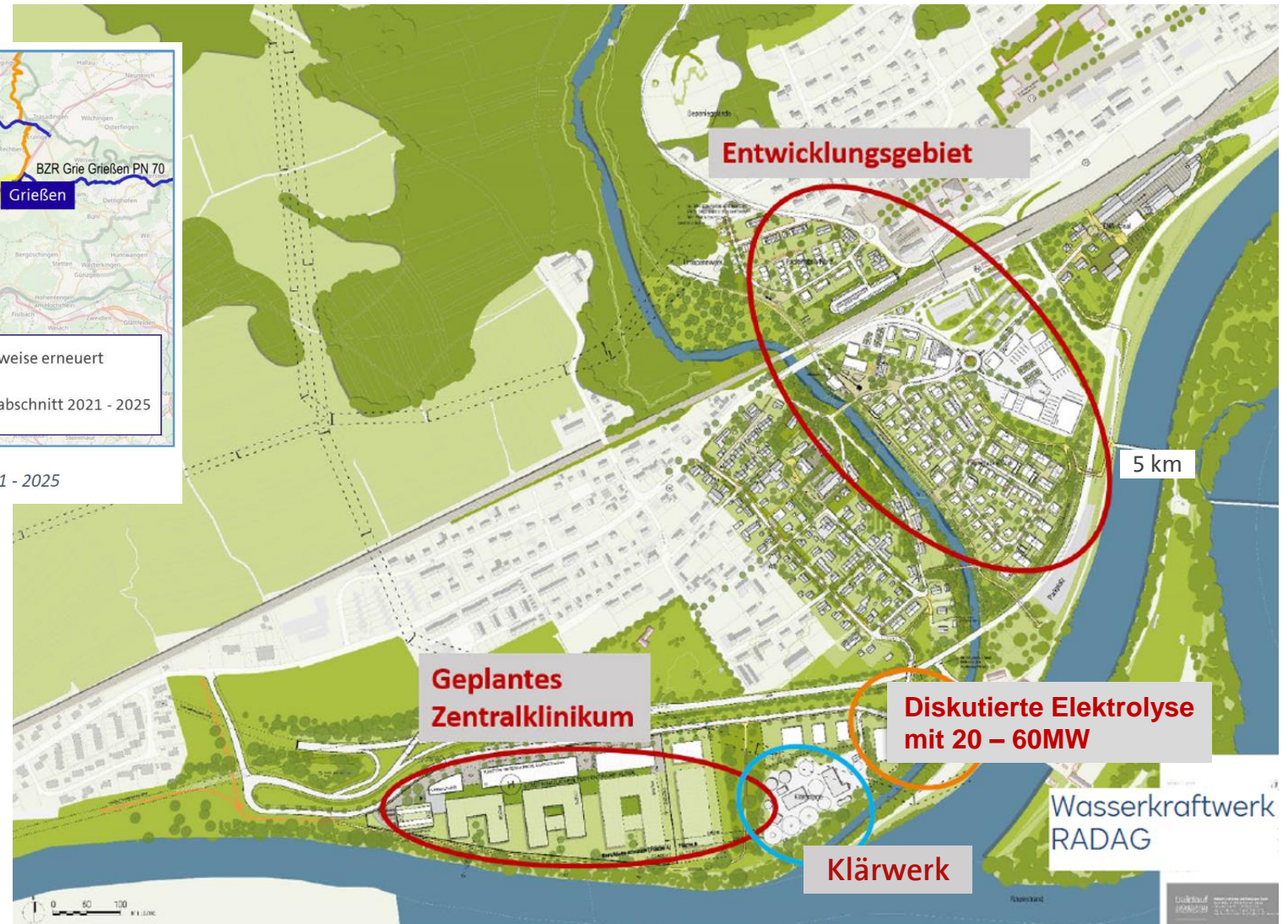


Abbildung 2: PN16-Erdgas-Hauptleitung der bnNetze mit in grün markiertem Sanierungsabschnitt 2021 - 2025

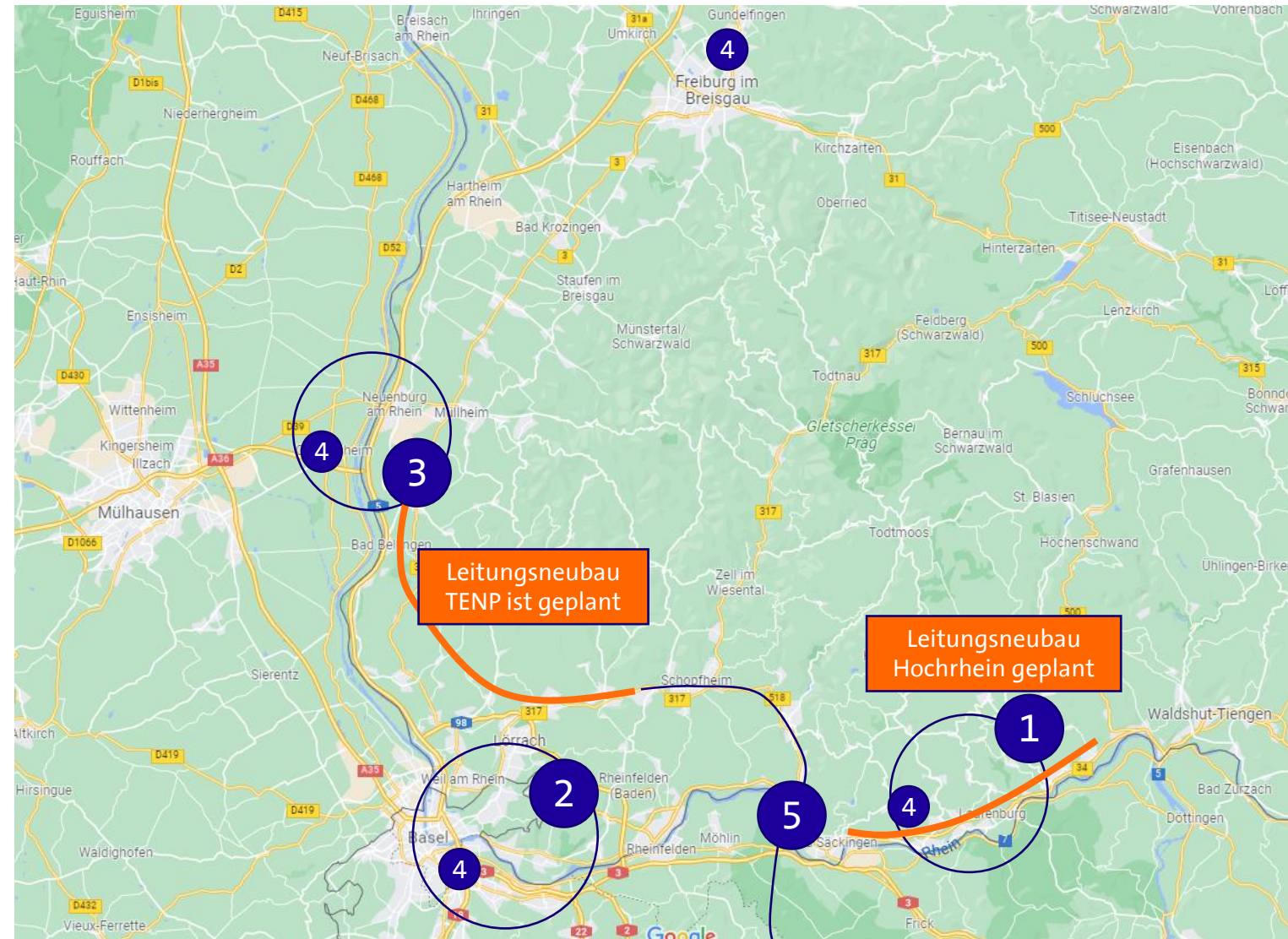
- Produktionsstandort liegt direkt an zu sanierender Erdgasleitung
- Für LKW-Logistik ist am Standort kein Platz, auch nicht für einen größeren H2-Speicher

Eine parallel verlegte H2-Leitung erschließt neue Absatzpfade

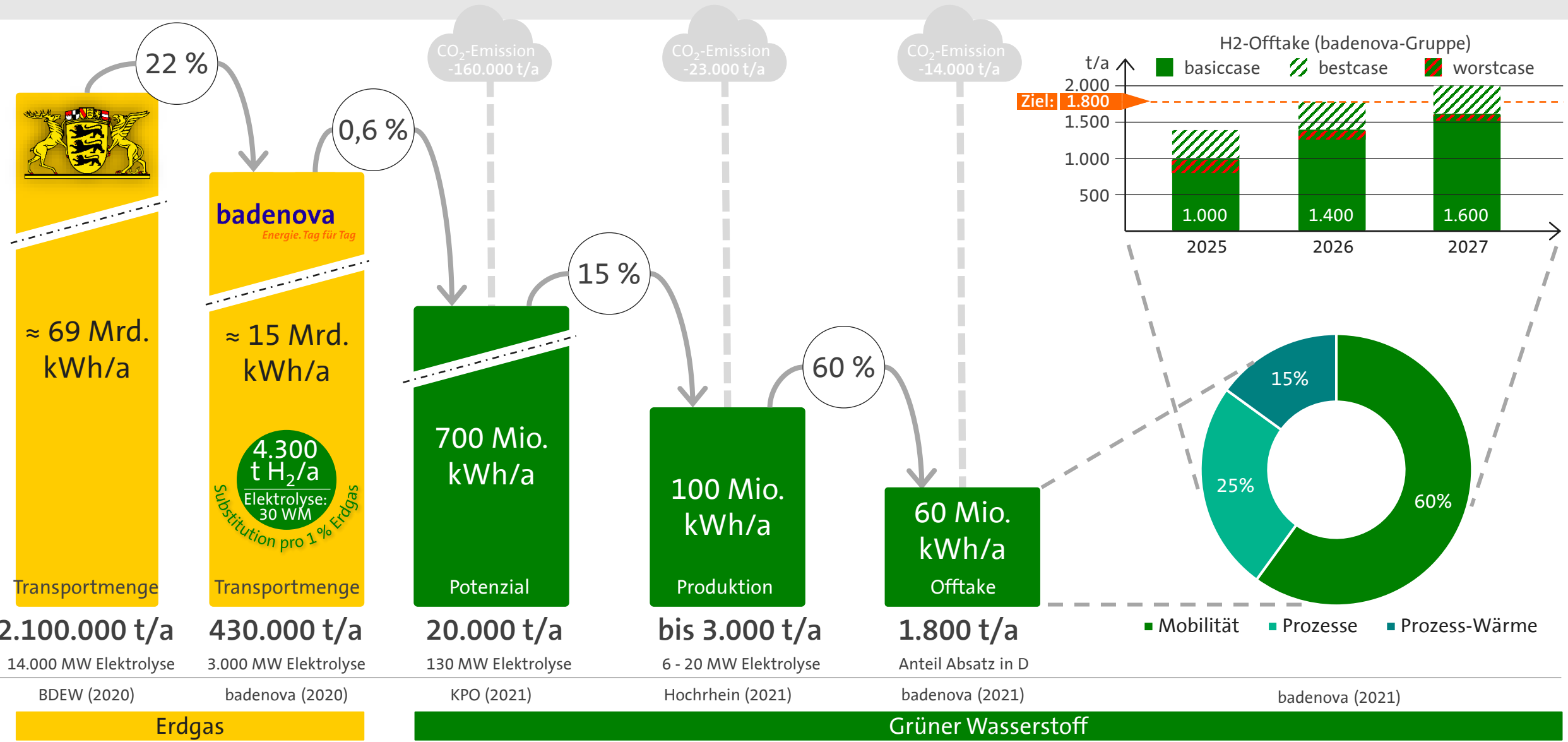


Derzeit ist der Aufbau regionaler H2-Produktion in 3 Clustern am Hoch- und Oberrhein geplant bzw. in Gang

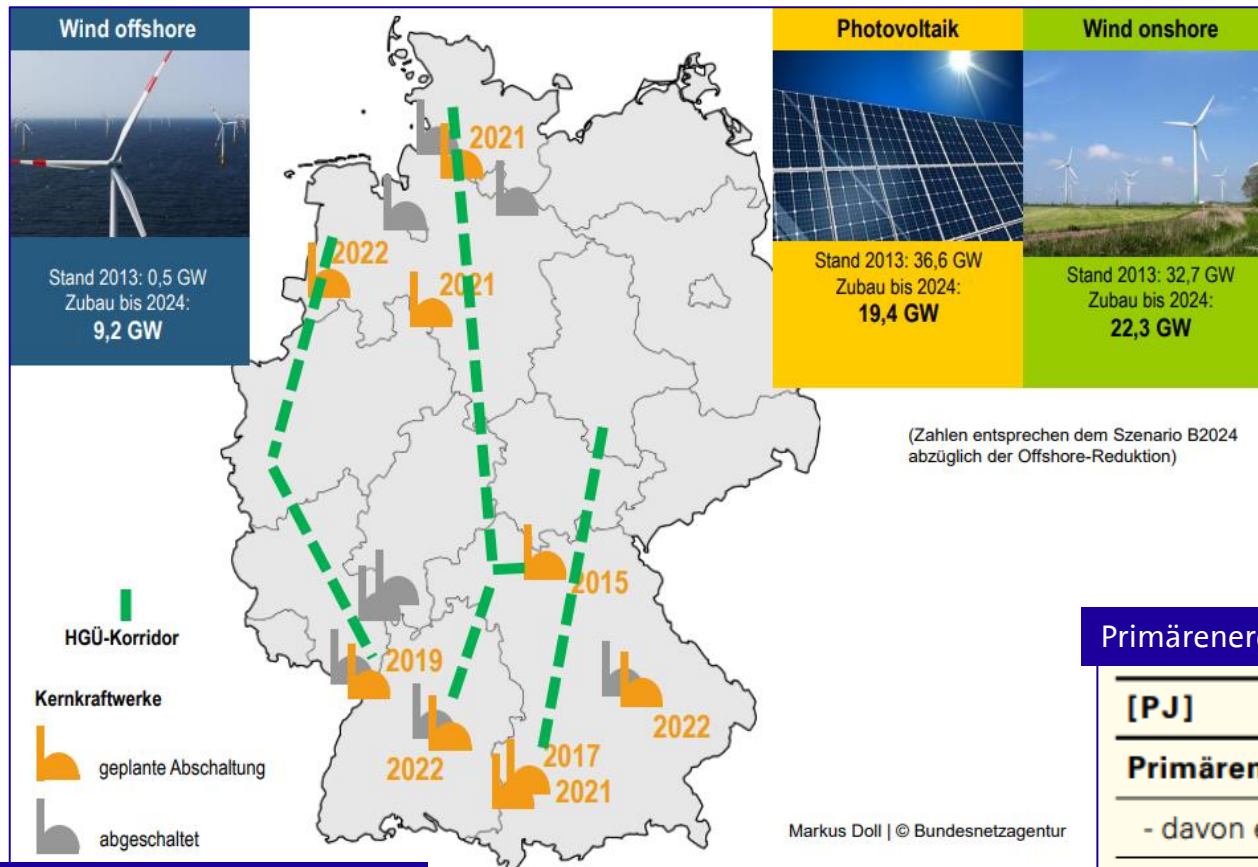
1. Cluster Albrbruck/Waldshut
 - Diskutiertes Vorhaben: 20-60 MW Elektrolyse
 - Verbindung mit Schluchsee-Pumpspeichern
 - Anfrage Netzanschluss bei bnNetze
2. Cluster Basel/Rheinfelden
 - Vorhandener Elektrolyseur 1 MW (bis 6 MW)
 - H2-Großverbrauch Evonik / Basel (> 100 MW)
 - 2 diskutierte Elektrolyseure IWB (2 MW)
3. Cluster Chalampé/Ottmarsheim
 - H2-Großverbrauch (> 200 MW)
 - Vorhandene H2-Leitung im Industriegebiet
 - „Grüne“ H2-Produktion > 100 MW geplant
4. Netzungebundene Logistik
 - Tankstellenpartner AVIA Schweiz, Total
 - Transportkonzept Badische Rheingas
5. H2-Leitung Hochrhein
 - Workshops zur Netzplanung
 - Prüfung des Anschlusses an transeuropäische Struktur



Absatzpotenziale im Netzgebiet badenova, Relationen Erdgas und Grüner Wasserstoff



... und woher kommt die restliche, in der Region benötigte Energie?



- Baden-Württemberg ist auf Energie-Import angewiesen
- Neue HGÜ können die Strommenge transportieren, die bisher von KKW erzeugt wurde
- Elektroautos und Wärmepumpen brauchen zusätzlichen Strom, für den keine weiteren Importpfade da sind

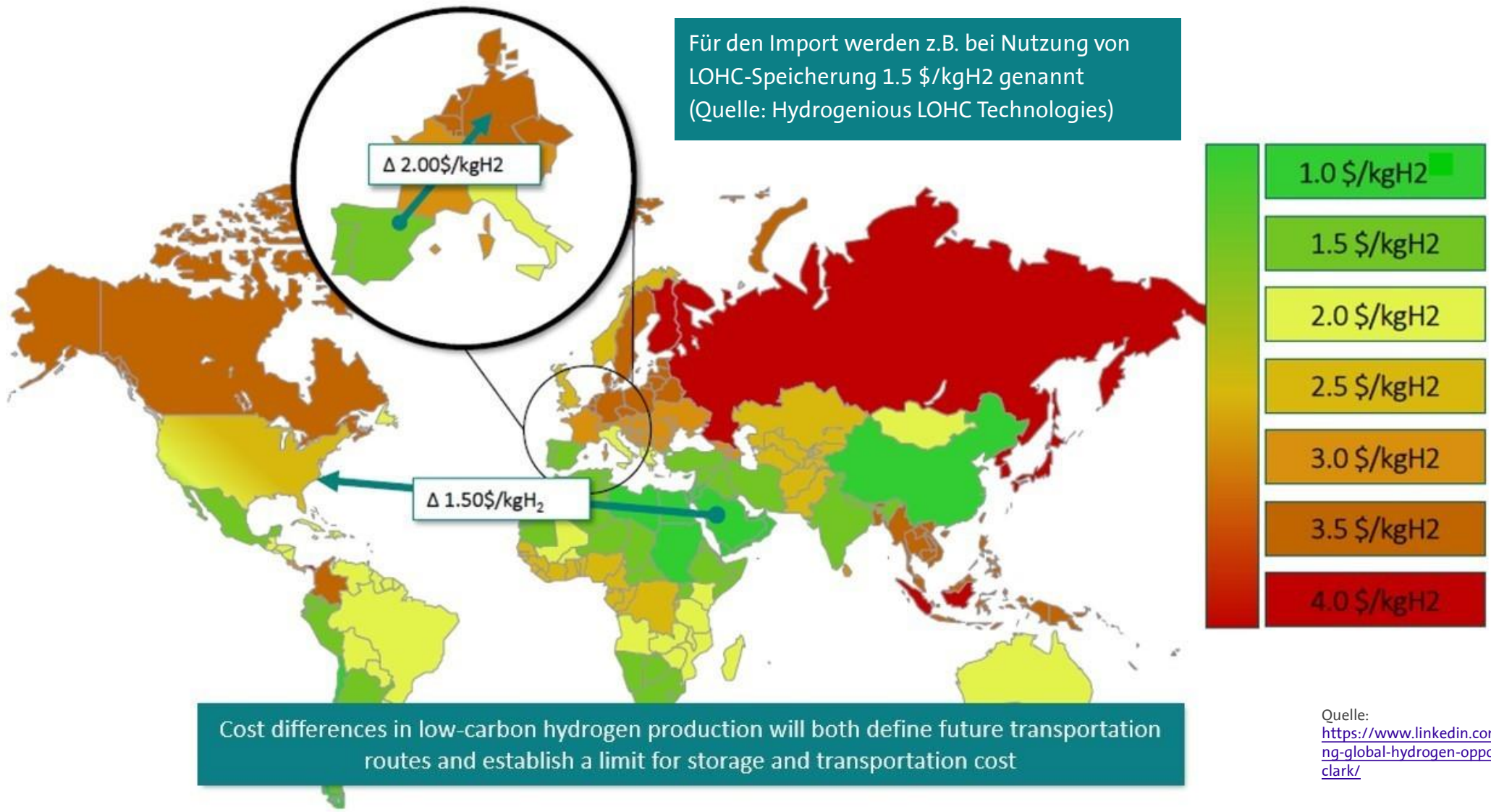
Neue Hochspannungskorridore von Nord nach Süd

Wohl nur für chemische Energieträger ist ausreichend Importkapazität vorhanden

Primärenergieverbrauch in Baden-Württemberg

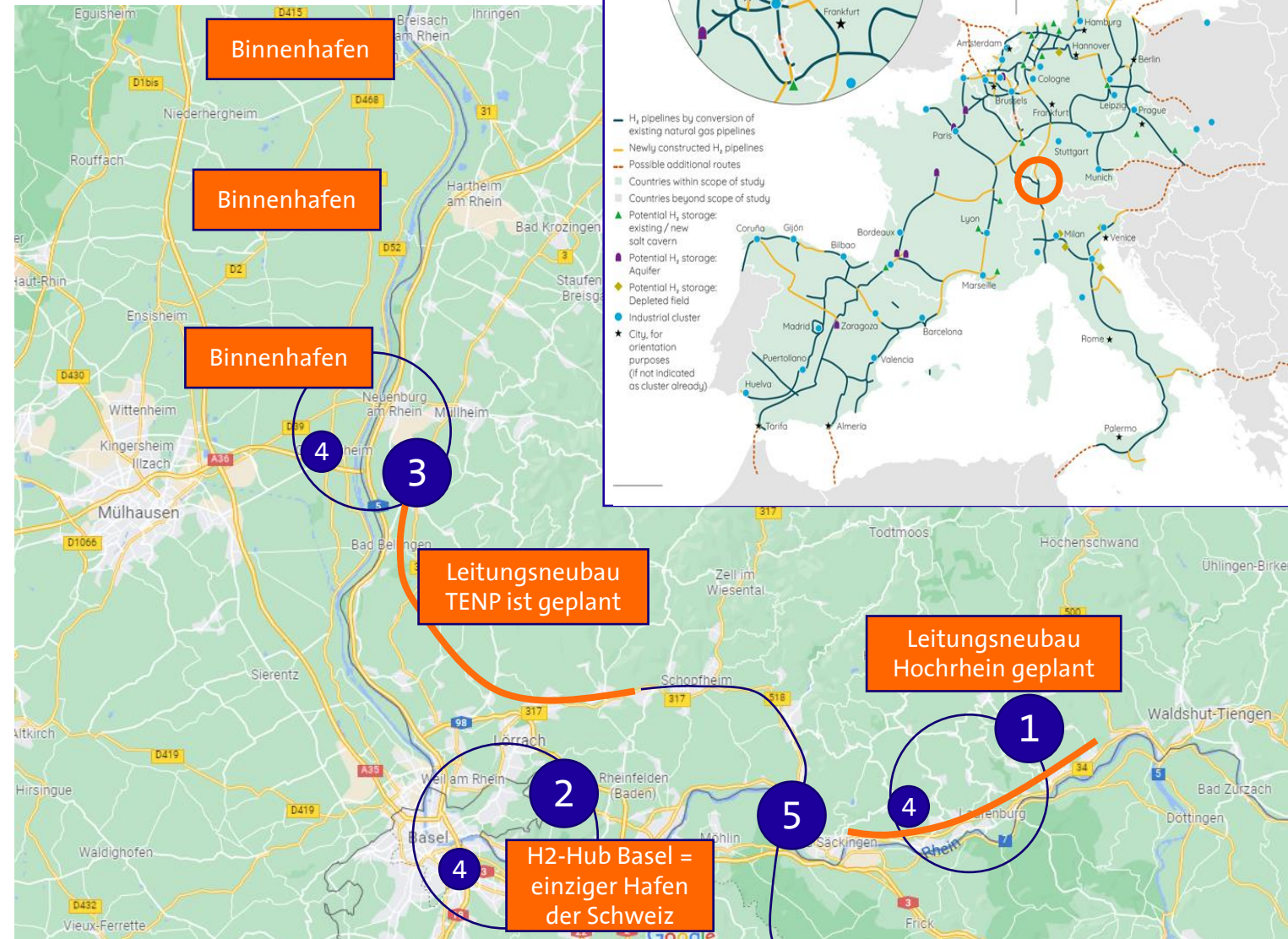
[PJ]	2019	2020	
Primärenergieverbrauch	1.408	1.259	-10,6 %
- davon erneuerbare Energien (EE)	196	202	+3,3 %
- davon Kernenergie	229	121	-47,1 %
- davon fossile Energieträger	929	842	-9,4 %
- davon Stromimport (netto) ¹⁾	54	94	+74,7 %
Anteil der EE am Primärenergieverbrauch	13,9 %	16,1 %	

Der Import von grünem Wasserstoff ist auch aus Kostengesichtspunkten relevant



Wichtigster Baustein für den Markthochlauf: eine „physische Handelsplattform“ = H2-Leitung

1. Cluster Albbbruck/Waldshut
 2. Cluster Basel/Rheinfelden
 3. Cluster Chalampé/Ottmarsheim
 4. Netzunggebundene Logistik
 5. H2-Netze Hochrhein/Oberrhein
- Über Schiff transportierter Wasserstoff kann relativ günstig die Binnenhafen am Rhein erreichen, z.B. einen Hub Basel
 - Im Dreiländereck treffen Erdgas-Transport-leitungen aus Süd und Nord zusammen, bei leitungsgebundenem Transport würde der „Verflüssigungs-Zwischenschritt“ entfallen



Derzeitiger Stand der Diskussion: eine „physische Handelsplattform“ = H2-Leitung

- H2-Leitungsmitleitverlegung kostet deutlich weniger als neue Leitungen, ist aber nur möglich, solange das Planungs- und Baufenster der Erneuerungsvorhaben offen ist
- Fördergeldakquisition lässt sich kaum auf diese Planungsfenster abstimmen, Fördermittel des Landes B-W passen zu so einem Vorhaben derzeit nicht
- Für die Mitverlegung einer H2-Leitung in der TENP Trasse passen Absatzhochlauf und Umsetzungszeitplan nicht zusammen
- Gespräche über eine Leitung Deutschland – Schweiz – Frankreich

