ECONSTOR
Make Your Publications Visible.

A Service of

ZBW Leibniz-Informationszentrum Wirtschaft
Leibniz Information Centre for Economics

Dezernat Zukunft e.V. (Ed.)

Research Report

Die Zukunft der energieintensiven Industrien in Deutschland. Zwischenbericht: Energiekosten energieintensiver Industrien auf dem Weg in die Klimaneutralität - ein internationaler Vergleich

Fachtexte

Provided in Cooperation with:
Dezernat Zukunft - Institute for Macrofinance, Berlin

Suggested Citation: Dezernat Zukunft e.V. (Ed.) (2023) : Die Zukunft der energieintensiven Industrien in Deutschland. Zwischenbericht: Energiekosten energieintensiver Industrien auf dem Weg in die Klimaneutralität - ein internationaler Vergleich, Fachtexte, Dezernat Zukunft e.V., Berlin

This Version is available at:
https://hdl.handle.net/10419/277918

Standard-Nutzungsbedingungen:

Die Dokumente auf EconStor dürfen zu eigenen wissenschaftlichen Zwecken und zum Privatgebrauch gespeichert und kopiert werden.

Sie dürfen die Dokumente nicht für öffentliche oder kommerzielle Zwecke vervielfältigen, öffentlich ausstellen, öffentlich zugänglich machen, vertreiben oder anderweitig nutzen.

Sofern die Verfasser die Dokumente unter Open-Content-Lizenzen (insbesondere CC-Lizenzen) zur Verfügung gestellt haben sollten, gelten abweichend von diesen Nutzungsbedingungen die in der dort genannten Lizenz gewährten Nutzungsrechte.

Terms of use:

Documents in EconStor may be saved and copied for your personal and scholarly purposes.

You are not to copy documents for public or commercial purposes, to exhibit the documents publicly, to make them publicly available on the internet, or to distribute or otherwise use the documents in public.

If the documents have been made available under an Open Content Licence (especially Creative Commons Licences), you may exercise further usage rights as specified in the indicated licence.

WWW.ECONSTOR.EU

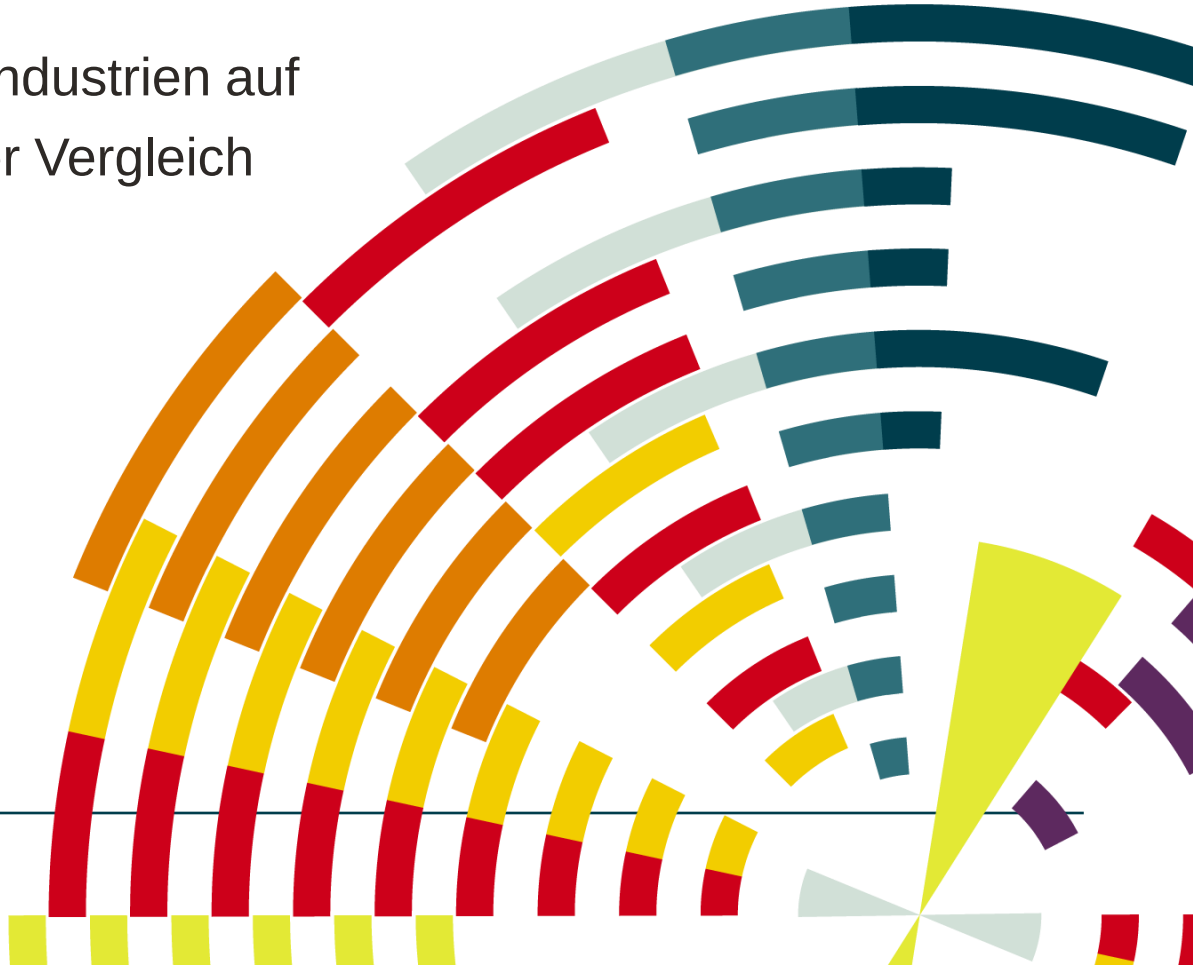
Mitglied der Leibniz-Gemeinschaft

Die Zukunft der energieintensiven Industrien in Deutschland

Zwischenbericht: Energiekosten energieintensiver Industrien auf dem Weg in die Klimaneutralität – ein internationaler Vergleich

Studie im Auftrag von Dezernat Zukunft

März 2023



Eckpunkte der Studie

- Dieses Folienset ist ein **Zwischenbericht** einer laufenden Studie, die Frontier Economics gemeinsam mit der IW Consult im Auftrag des Dezernat Zukunft ausführt. Im Zentrum des Projektes steht die Frage, wie sich globale Kostenunterschiede für *erneuerbare* Energien auf dem Weg in die Klimaneutralität auf die Wettbewerbsfähigkeit der energieintensiven Industrien in Deutschland auswirken werden.
- **Die Analyse erfolgt in drei Schritten**: In einem ersten Arbeitsschritt werden internationale Energiekosten analysiert und abgeschätzt, wie die Herstellung industrieller Grundstoffe (Stahl, Aluminium, Ammoniak, HVC) in Deutschland im Vergleich zum Import ausländischer Produkte bzw. Vorprodukte zukünftig abschneiden wird (Lead: Frontier Economics). Die Analyse fokussiert sich auf Energie- und Transportkosten. In einem zweiten Schritt analysieren wir, welche Auswirkungen die betrachteten Energiekostenunterschiede auf die industriellen Wertschöpfungsketten in Deutschland sowie die Kaufentscheidungen von Downstream-Abnehmern potenziell haben werden. In einem dritten Schritt dimensionieren wir zudem die sich ergebenden Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekte (Lead: IW Consult).
- **Dieser Zwischenbericht fasst die vorläufigen Ergebnisse der Energiekostenanalyse (Arbeitsschritt 1) zusammen**. Die vollständige Studie wird voraussichtlich im Juni 2023 erscheinen.
- Ein wesentlicher Input für die Validierung der komparative Energiekostenanalyse waren Experteninterviews mit Unternehmen in den betrachteten Branchen. Für die Herleitung der Auswirkungen auf die Wertschöpfungsketten führen wir zudem weitere Interviews mit Downstream-Unternehmen und weiteren Stakeholdern.
- **Über kritische Rückmeldungen zu diesem Zwischenbericht freuen wir uns.**
  Richten Sie diese bitte an Lino Sonnen: lino.sonnen@frontier-economics.com.
- Der Ansprechpartner beim Dezernat Zukunft für diese Studie ist Janek Steitz: (janek.steitz@dezernatzukunft.org).

Executive Summary (1/2)

Zwischenergebnisse

Gestehungskosten erneuerbarer Energien und Transportkosten

- **Deutschland wird im internationalen Standortvergleich wesentlich höhere Gestehungskosten für erneuerbare Energien haben**. Volatile Stromgestehungskosten (LCOE) in Deutschland werden im Jahr 2045 voraussichtlich bis zu 100 Prozent über den Kosten der günstigsten Standorte liegen, Wasserstoff-Gestehungskosten (LCOH) bis zu 65 Prozent über den günstigsten Vergleichsländern. Dabei sind Opportunitätskosten auf Nachfrageseite durch begrenzte Erzeugungspotenziale in Deutschland noch nicht berücksichtigt.
- **Die klimaneutrale Herstellung industrieller Grundstoffe verlangt relativ konstante Energiezuführung. Saisonalität und Speicherkosten müssen deshalb berücksichtigt werden.** Deutschland steht hier dank bestehender Speicherinfrastrukturen gut da, doch die Nachteile niedriger Volllaststunden überwiegen. In Deutschland sind Kosten für Bandstrom („geglättete Energie“) bis zu 65 Prozent und Kosten für Band-Wasserstoff bis zu 45 Prozent höher als in Vergleichsländern. Norwegen ist der einzige wettbewerbsfähige Standort in Europa unter den Vergleichsländern.
- **Gestehungskosten erneuerbarer Energien reagieren sensibel auf Änderungen in den Kapitalkosten.** Günstigere Kapitalkosten in Deutschland, verglichen mit anderen Standorten, können strukturelle Nachteile jedoch nicht ausgleichen. Standorte mit hohen Volllaststunden, günstigen Speicheroptionen und geringen Kapitalkosten, z.B. Australien oder die USA, stehen insgesamt am besten da.
- **Transportkosten haben einen wesentlichen Einfluss auf die deutschen Wasserstoff-Importkosten.** Der Transport via Pipeline (z.B. aus Norwegen, Spanien oder Marokko) ist wesentlich günstiger als mit dem Schiff. Der Schiffstransport ist kaum sensibel gegenüber der Transportdistanz, Kosten entstehen vor allem durch Umwandlungsschritte. Bei Nutzung von purem Wasserstoff in Deutschland sind Schiffsimporte deshalb nicht kosteneffizient. Das ändert sich bei direkter Nutzung von Wasserstoff-Derivaten, die gut transportierbar sind und nicht mehr umgewandelt werden müssen (z.B. Ammoniak oder Methanol).

Executive Summary (2/2)

Zwischenergebnisse

Auswirkung auf industrielle Wertschöpfungsketten

- Wir betrachten **verschiedene Verlagerungsszenarien** für die Wertschöpfungsketten der Primärerzeugung der Grundstoffe Aluminium, High-Value-Chemicals (Olefine), Ammoniak und Stahl.
- **Der Kostennachteil heimischer Produktion gegenüber Importszenarien wächst mit zunehmenden Verlagerungsschritten.**
  - **Aluminium**: Die Energiekosten der heimischen Produktion liegen etwa 80 Prozent über dem günstigsten Standort (inkl. Transport).
  - **High-Value-Chemicals/Olefine**: Der Energiekostenaufschlag der heimischen Produktion gegenüber dem Import von Olefinen vom günstigsten Standort beträgt knapp 50 Prozent. Auch die heimische Produktion mit importiertem Zwischenprodukt (Methanol) ist ähnlich vorteilhaft. Heimische Produktion mit importiertem Wasserstoff lohnt sich nur mit Pipeline-Import aus Norwegen.
  - **Ammoniak:** Der Kostenaufschlag gegenüber der ausländischen Ammoniakproduktion beträgt circa 30 Prozent. Der Import von Ammoniak ist günstiger als die Herstellung von Ammoniak mit importiertem Wasserstoff (außer im Fall von Import aus Norwegen).
  - **Stahl:** Die vollständige Auslagerung der Rohstahlerzeugung ist im Vergleich die kosteneffizienteste Route. Allerdings beträgt der Energiekostenaufschlag der heimischen Produktion im günstigen Fall nur 25 Prozent. Die Rohstahlerzeugung mit importiertem Zwischenprodukt (DRI) ist ebenfalls mit Kostenvorteilen verbunden. Heimische Produktion mit importiertem Wasserstoff ist teurer als die „all-domestic“-Produktion (ohne Berücksichtigung von Opportunitätskosten im H2-Einsatz durch begrenzte Erzeugungspotenziale).
- **Die heimische Produktion hat Vorteile, die den Energiekostennachteilen gegenüberzustellen sind** (z.B. Verbundeffekte, Qualität, lokale Vernetzung). Experteninterviews und jüngste Entwicklungen (z.B. Ammoniak-Abbau bei der BASF) deuten darauf hin, dass es zwischen vollständiger Produktionsverlagerung und unveränderter Fortführung ein Spektrum industrieseitiger Reaktionsoptionen gibt.

Agenda

#	Kapitel	Seite
1	Fragestellung und Analyseansatz	5
2	Strom- und Wasserstoffkosten	10
3	Energiekosten energieintensiver Industrien	23
4	Schlussfolgerungen und Ausblick	39

Agenda

#	Kapitel	Seite
1	**Fragestellung und Analyseansatz**	**5**
2	Strom- und Wasserstoffkosten	10
3	Energiekosten energieintensiver Industrien	23
4	Schlussfolgerungen und Ausblick	39

Fragestellung der Studie: Wie wirken sich globale Kostenunterschiede grüner Energie auf die Wettbewerbsfähigkeit energieintensiver Industrien in Deutschland aus?

Hintergrund und Problematik

Veränderung der Standortvoraussetzungen für die Industrie in Deutschland

- Grundlegende Energiequellen für Deutschland, wie Braunkohle, Erdgas und Steinkohle, werden durch erneuerbare Energiequellen ersetzt, deren Gestehungskosten in Deutschland potenziell über den Gestehungskosten in anderen Regionen liegen
- Dadurch könnten sich die Standortvoraussetzungen für die energieintensiven Industrien in Deutschland langfristig verschlechtern, insb. im internationalen Vergleich

Zu beantwortende Fragestellungen

Kostennachteile im internationalen Vergleich und Implikationen für Industrie und Wirtschaft

- Welche Kostenunterschiede werden voraussichtlich für energieintensive Branchen zwischen Deutschland und anderen Ländern bestehen?
- Wie wirken sich diese Veränderungen auf die Wettbewerbsfähigkeit der Industriebranchen aus?
- Welche Folgen hat eine Veränderung der Kostenstrukturen bei den Grundstoffproduzenten für die nachgelagerten Wertschöpfungsketten und die Gesamtwirtschaft?

Fokus der Studie

Betrachtung von vier energieintensiven Industrieprodukten („Verticals“)

- Analyse am Beispiel der Produktion von Stahl, Aluminium, Ammoniak und High Value Chemicals (HVC)
- Fokus der Impactanalyse auf die Folgen von veränderten (höheren) Energiekosten
- Betrachtung der mittleren und langen Frist mit Blick auf grüne Elektrizität und grünen Wasserstoff

Analyseansatz: Die komparative Kostenanalyse (Fokus dieser Veröffentlichung) ist Input für die Analyse der Effekte auf die Wertschöpfungsketten und Gesamtwirtschaft

Komparative Kostenanalyse

Vergleich der zukünftigen Energiekosten für die betrachteten Industrien im internationalen Vergleich.

Fokus auf die Kostenunterschiede bei einer Umstellung der Produktionsrouten und Energie auf **Strom und Wasserstoff aus regenativen Energiequellen**.

Berücksichtigung von **Transportkosten** für den Import von Energie bzw. Vorprodukten.

Effekte auf Wertschöpfungsketten

Dimensionierung der Effekte auf Wertschöpfung und Beschäftigung der nachgelagerten Abnehmerbranchen je Vertical.

Grundlage bildet die szenarische **Ausleuchtung mittel- und langfristiger Anpassungsstrategien** der Unternehmen der jeweiligen Branchen.

Implikationen für die Gesamtwirtschaft

Zusammenführung der Einzelergebnisse zu einer Gesamtbewertung für die deutsche Volkswirtschaft.

Aufspannen eines Ergebnisraums, der die verschiedenen Wahrscheinlichkeiten der Verlagerung der betrachteten Wertschöpfungsketten und deren Effekte kombiniert und diskutiert.

Diese Veröffentlichung stellt die **vorläufigen Ergebnisse für die komparative Kostenanalyse** dar. Die Analysen der Effekte auf die Wertschöpfungskette und Gesamtwirtschaft werden **im Juni 2023** veröffentlicht.

Die Analyse leistet einen neuen Beitrag zur bisherigen Studienlandschaft zu den Energie-Gestehungskosten und Effekten für die energieintensive Industrien

Gestehungskosten unter Berücksichtigung von Industrie-Anforderungen an Energieversorgung

- Berücksichtigung von Energiebedarfsprofil der Industrie: „**Strukturierung**“ von EE-Profil zu Abnehmerprofil, z.B. Bandprofil (siehe nächste Seite)
  - Berücksichtigte **Speichertechnologien**: Batterien, PtG(tP) und lokale Gasspeicherinfrastruktur
- Einsatz von **Modell zur Optimierung** der Gestehungskosten unter Berücksichtigung von Capex und Opex von Erzeugung und Speicherung

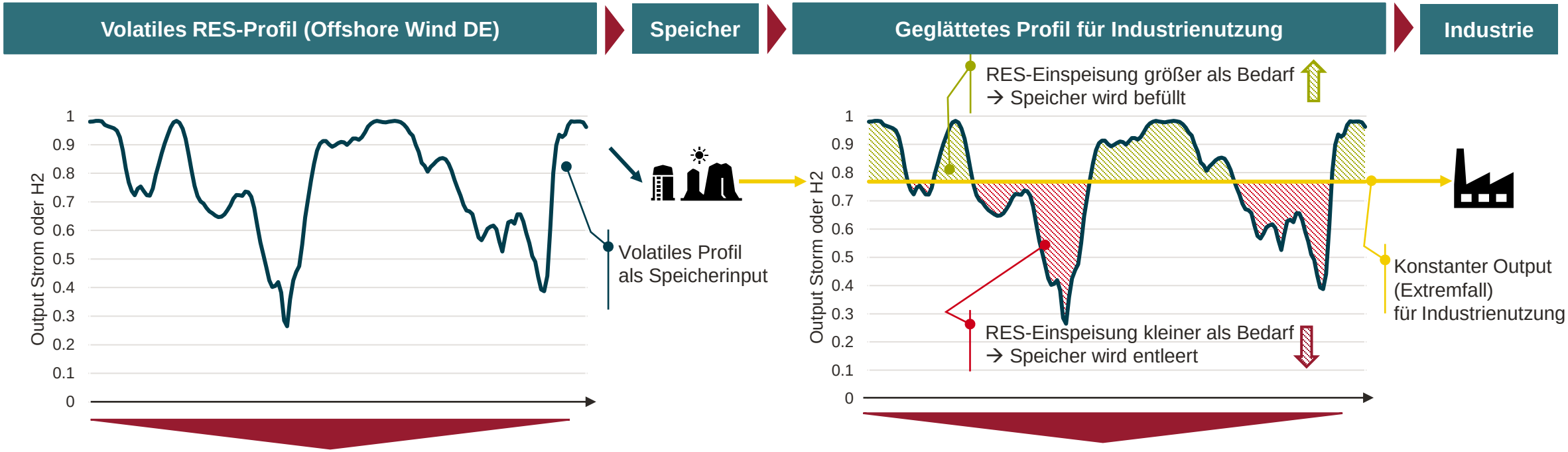
Transportkosten für Importe

- **Energie oder Industrie-Produkte** („gebundene Energie“) können importiert werden
  - **H2-Import** z.B. via Ammoniak oder Pipeline
  - Import von **Feststoff-Industrieprodukt**

Auswertung und Vergleich der Energiekosten

- Berücksichtigung **klimaneutraler Produktionsrouten** und jeweiliger spezifischer **Energiebedarfe**
- **Kostenvergleich** zwischen Ländern pro Produktionsstufe

Kontext: LCOE und LCOH beziehen sich häufig auf reine Gestehungskosten mit volatilem Auslastungsprofil…



LCOE / LCOH (volatil)

Gestehungskosten für RES-Profil volatilem Output. Viele Industrieprozesse benötigen jedoch eine konstantere Energiezufuhr

LCOE / LCOH (veredelt als Band)

z.B. H2-Speicher, Batterien und Rückverstromung von H2 sorgen für einen konstanten Output, der für Industrie sinnvoller nutzbar ist

…für Industrieprozesse sind meist Kosten von "geglätteter" Energie relevanter

Agenda

#	Kapitel	Seite
1	Fragestellung und Analyseansatz	5
2	**Strom- und Wasserstoffkosten**	**10**
3	Energiekosten energieintensiver Industrien	23
4	Schlussfolgerungen und Ausblick	39

Hintergrund zum Modellierungsansatz: Betrachtung umfasst Kosten für Gestehung, Strukturierung, Speicherung, Transport und differenzierte Kapitalkosten

Betrachtungslogik

- Energiekostenbetrachtung auf Basis von **LCOE bzw. LCOH**, mit zusätzlicher Berücksichtigung von Veredelung (z.B. auf Bandprodukt)
  - D.h. keine Berücksichtigung von Verbundeffekten/-netzen oder begrenzten EE-Verfügbarkeiten
  - EE-Profile aus wetterbasierten Wind-/PV-Modellen

Wichtige Einschränkung für DE, da hier hohe Opportunitätskosten für EE-Strom/-H2

Strukturierung

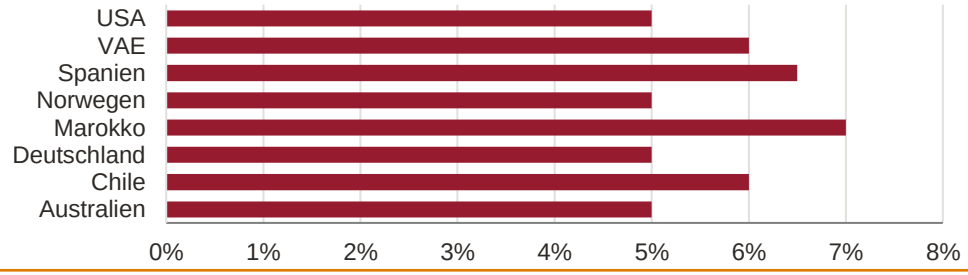
- Mehrere **Speichermöglichkeiten** berücksichtigt: Strom via Batterien, PtG(tP) und Wasserstoff via Druckspeicher, Kavernenspeicher (je nach geographischen Voraussetzungen)
- Optimierung der Kosten für „geglättete“ Energie auch z.B. via „Kapazitäts-Überbau“

Transport

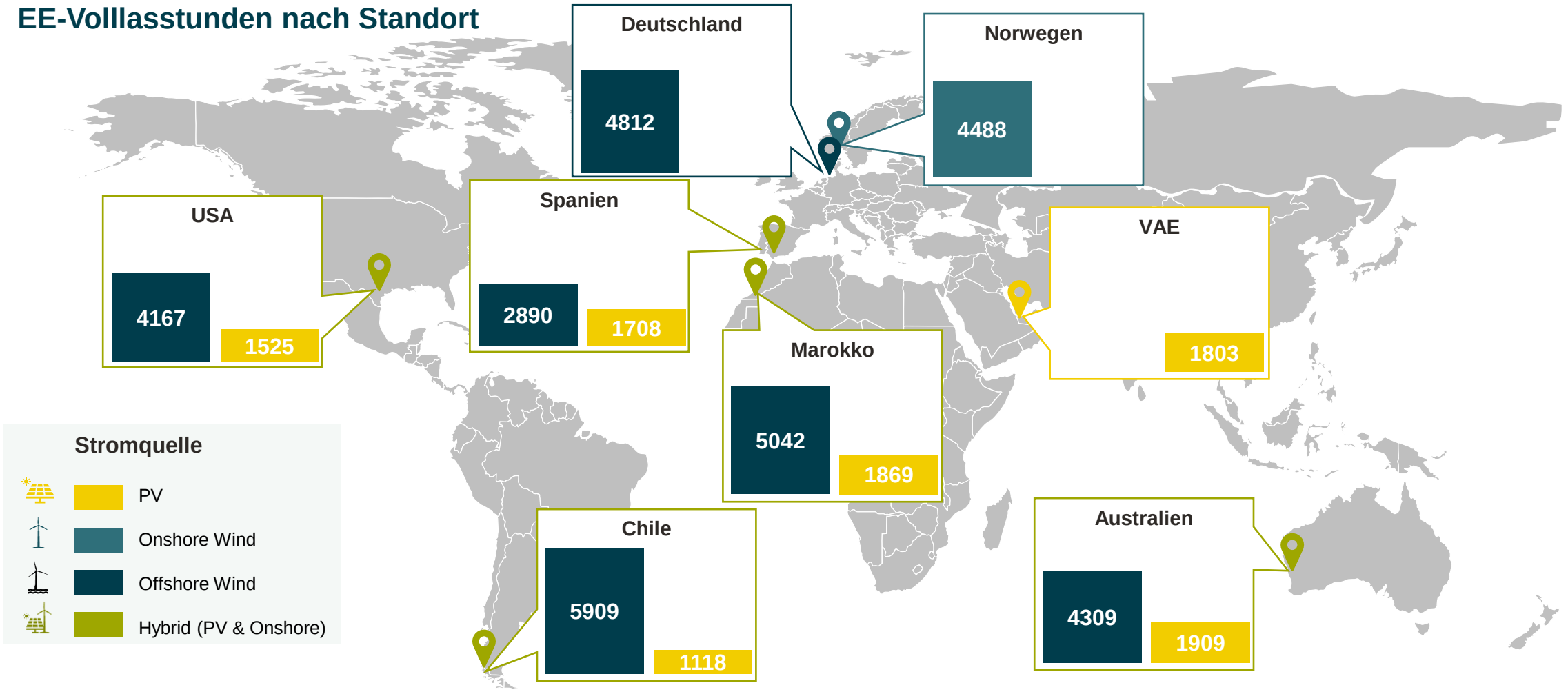
- Schiffstransport erfolgt über **Ammoniak** als Energieträger
- **Pipelinerouten** sind entsprechend dem EHB verfügbar:
  - 2025 noch keine Importpipelines
  - 2030 Pipeline aus Norwegen und Spanien
  - 2045 Pipeline aus Spanien und Marokko
- Es wird immer Wasserstoff “Band” transportiert

WACC

- Länder-spezifischer WACC hinterlegt
- Grundlage:
  - Damodaran (2023) Country Default Spreads and Risk Premiums
- Sensitivität berechnet: Einheitliche WACC



Hintergrund: Wir betrachten standortspezifische stündliche Profile verschiedener Kombinationen von erneuerbaren Energien



Quellen: Standortwahl (VLH) basierend auf Fraunhofer PtX Atlas, Stündliche Profile basierend auf MERRA-2 Daten, aus wetterbasierten Wind-/PV-Modellen.

Hintergrund: Wir verwenden ein Optimierungstool zur Ermittlung der Energiekosten (für volatile und geglättete Energieprofile), inkl. Berücksichtigung von Speicherung

Input - Nachfrage

Stündliches Nachfrageprofil

Input - Angebot

RES-Produktion je Land

Value of Lost Load

Input - Kosten

EE: Wind & PV

Elektrolyseur

Batterie, H2-Speicher

H2-Speicher

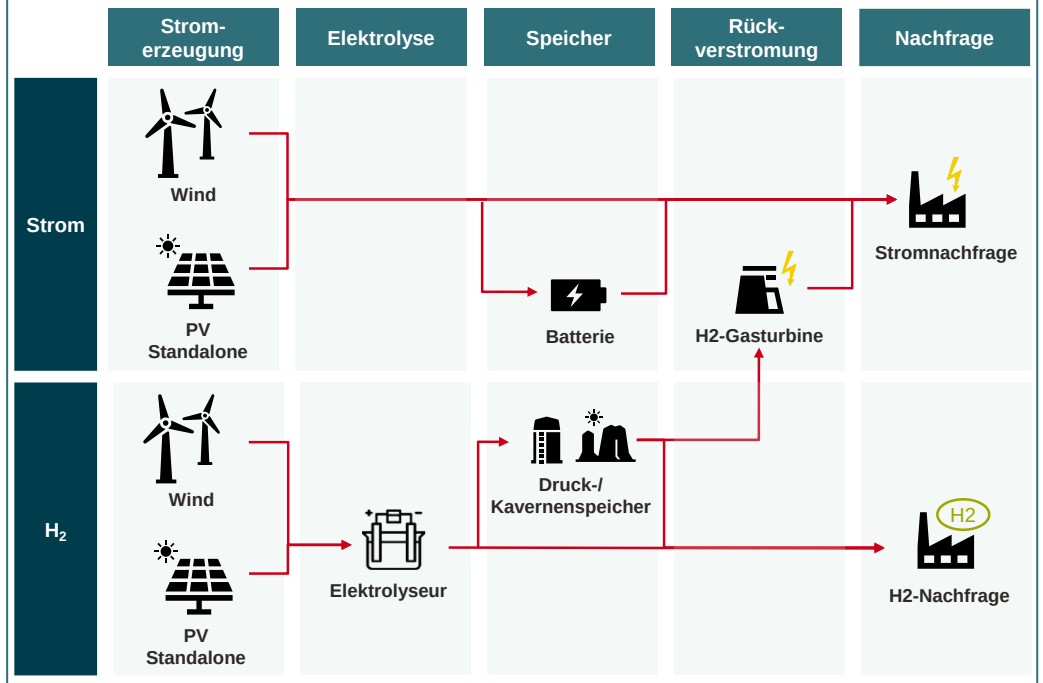
Input - Effizienzen

Elektrolyse

Speicherzyklen

Rückverstromung

Optimierungsmodell



- Berücksichtigung der Jahre 2025, 2030 und 2045
- Optimierungsproblem unter mehreren Randbedingungen
- Zielsetzung: Minimierung der Systemkosten
- Gelöst in GAMS (Tool zur Lösung großer eingeschränkter Optimierungsprobleme)

Output – Systemkosten

LCOE

LCOH

Speicherkosten

Infrastrukturkosten

Output – Flows

Produktionsprofil Strom

Produktionsprofil Wasserstoff

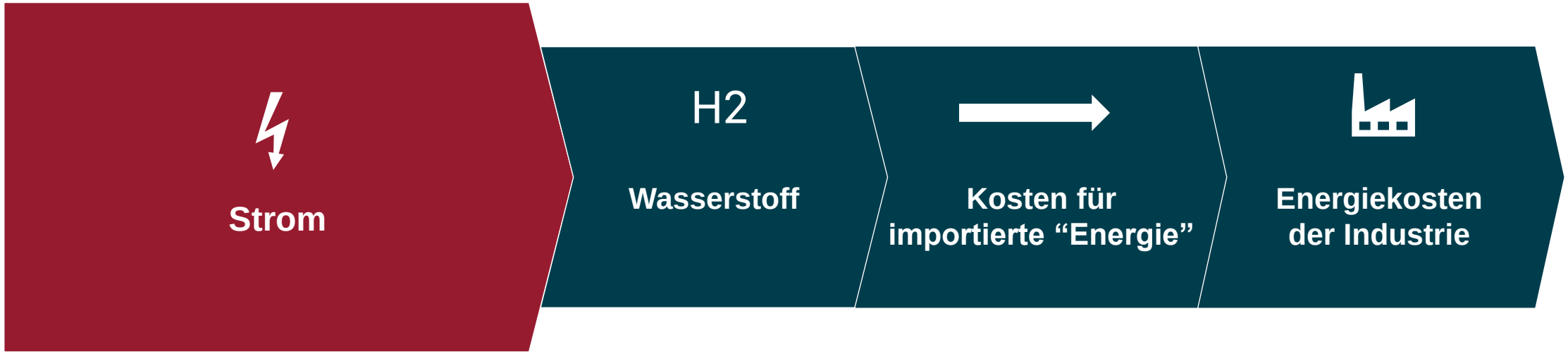
Profil der abgeriegelten Leistung

Speicherflows

Output - Kapazitäten

Optimale Infrastrukturkapazitäten

Ausgangspunkt für die Analyse ist die Erzeugung von erneuerbarem Strom in den betrachteten Ländern

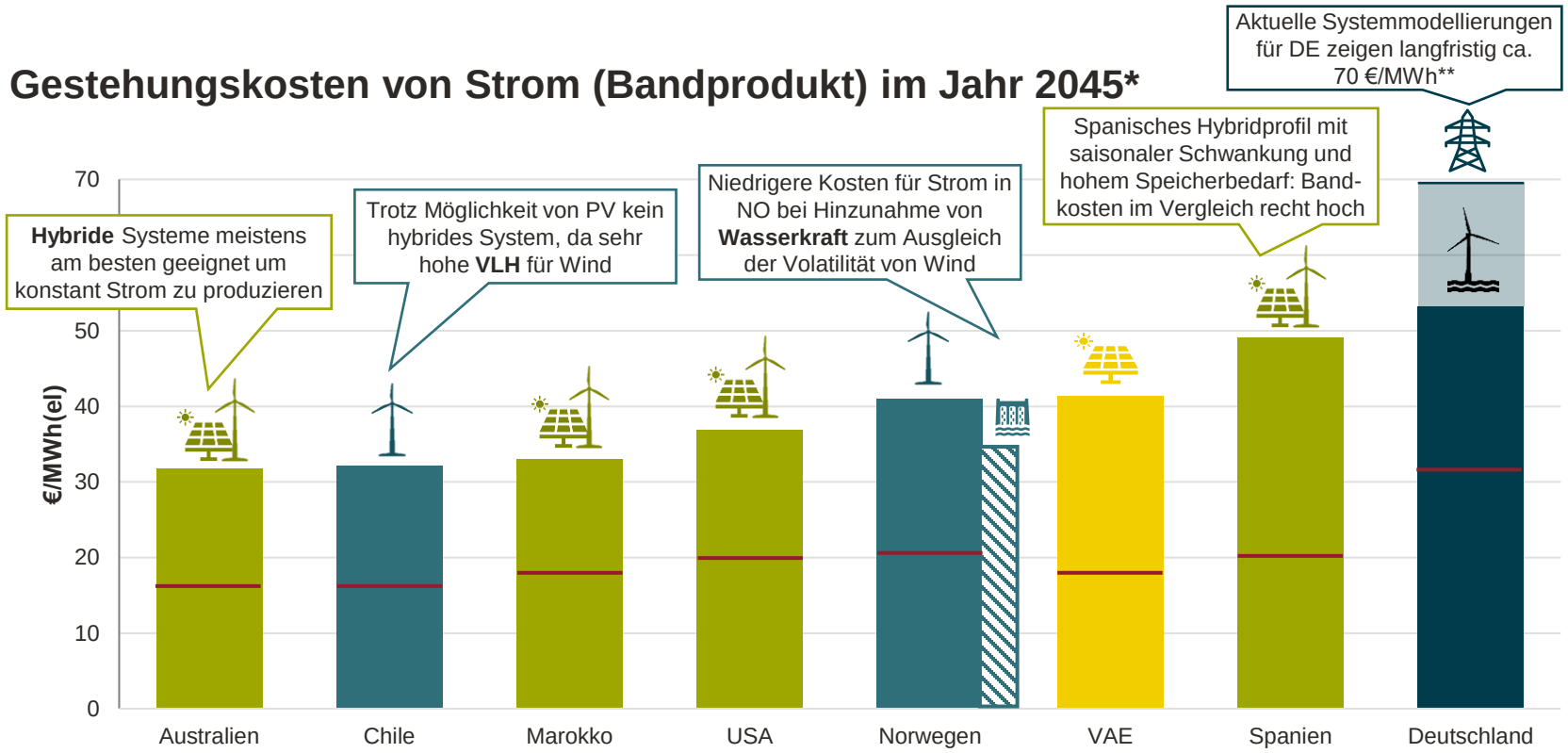


- **Erneuerbaren-Erzeugung**: Capex, Opex, Profile
- **Speicherkosten**: Capex, Opex, Speicherverluste
- **Optimierung**:
  - Erzeugungskapazitäten
  - Speicherbedarf: Batterie, PtGtP
- Treiber für **regionale Unterschiede**:
  - Regionale Saisonalität der Erneuerbaren-Erzeugungsprofile und VLH

Hinweis: In diesem Zwischenbericht keine Darstellung „aller“ Ergebnisse (z.B. exkl. LCOE-volatil und LCOH-volatil), sondern Fokus auf Bandprodukte. Vollständige Ergebnisse werden im Endbericht dargestellt.

Strom als Band: Volllaststunden und Saisonalität entscheidend für niedrige Kosten

Gestehungskosten von Strom (Bandprodukt) im Jahr 2045*



Stromquellen

- PV
- Onshore Wind
- Offshore Wind
- Hybrid (PV & Onshore)

LCOE volatil (reine Gestehungskosten ohne Speicherung & Veredelung auf Band)

Berücksichtigte Speichermöglichkeiten

- Batterie (v.a. kleine Mengen kurzfristig)
- PtGtP (H2-Kosten aus LCOH-Modellierung)

- Höhere **Gestehungskosten** für erneuerbaren Strom als Bandprodukt in Deutschland als in anderen Ländern
- (Hohe) **Volllaststunden** (VLH) und (geringe) **Saisonalität** entscheidend für niedrige Kosten
  - Sensitivität: Steuerbare erneuerbare Erzeugung (z.B. Wasserkraft in Norwegen) mit hohem preissenkenden Effekt auf Gestehungskosten
- **Optimale „Veredelung“ variiert mit Stromquelle**
  - Bei PV ohne große Saisonalität Batterie zum Ausgleich über Nacht gut geeignet (Modellierung zeigt höchste Batteriekapazität in VAE)
  - Batterie ungeeignet, um langfristige saisonale Unterschiede in der Auslastung auszugleichen (kaum Batteriekapazität in DE)

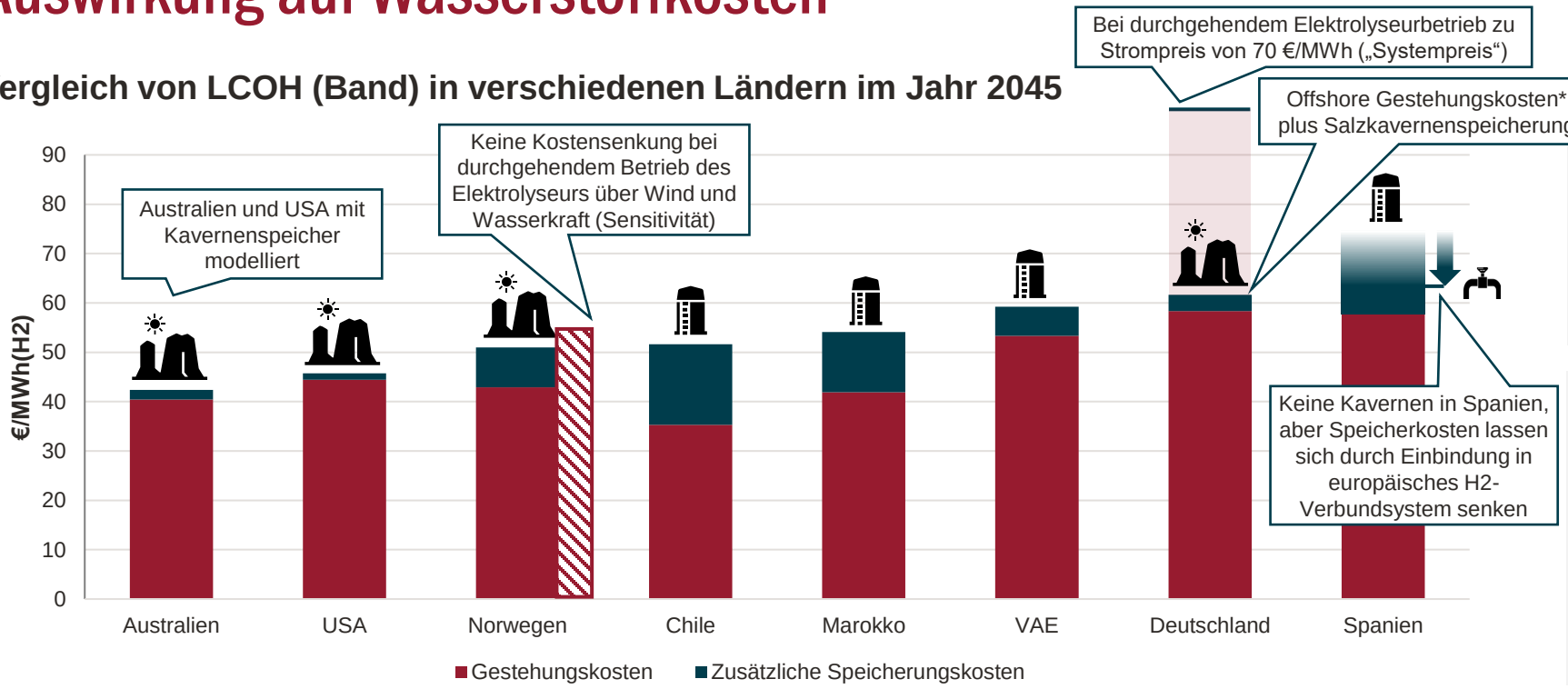
* Hinweis: Keine Systemmodellierung, sondern Betrachtung nach LCOE-Logik
** Quellen: Frontier Investment- and Dispatch-Modell für 2040 und EWI (2022) für 2035.

Aufbauend auf den Erzeugungskosten für erneuerbaren Strom haben wir die Kosten für erneuerbaren Wasserstoff optimiert

- **Elektrolyse**: Capex, Opex, Umwandlungsverluste
- **Gasspeicherkosten**: Capex, Opex, Speicherverluste
- **Optimierung**:
  - Kapazitätsverhältnis Strom-/Elektrolyse
  - Speicherbedarf
- Treiber für **regionale Unterschiede**:
  - Regionale Saisonalität der Erneuerbaren und VLH
  - Regionale Verfügbarkeit von Gasspeichern

LCOH als Band: Regional verfügbare Speichermöglichkeiten mit deutlicher Auswirkung auf Wasserstoffkosten

Vergleich von LCOH (Band) in verschiedenen Ländern im Jahr 2045



Modellierung

Optimierte Kapazitätsverhältnisse zwischen RES, Elektrolyse und Speicherinfrastruktur zur Kosten-minimierung

H2-Speicherung

Salz- oder Felsenkavernen in Ländern mit entsprechenden geologische Potentialen

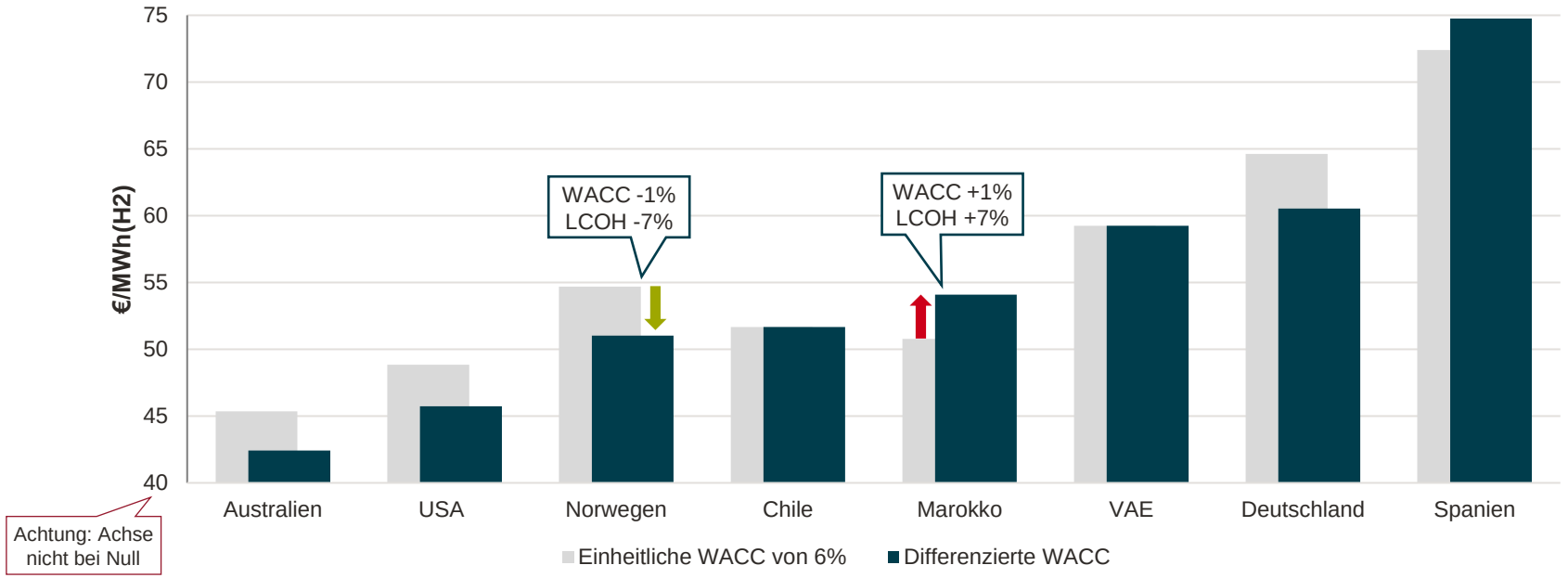
H2-Drucktanks, wo keine alternative Speicherinfrastruktur verfügbar

- Reine **Gestehungskosten** zwar ein wichtiger Faktor, aber nicht allein ausschlaggebend für Bedarf nach konstanter Versorgung („Band“)
  - Speicherung von Wasserstoff günstiger als von Strom, sodass Saisonalität der EE bei Wasserstoff weniger „kostet“ als bei Strom
- **Vorhandene Speicherinfrastruktur**, z.B. Kavernenspeicher, hat einen hohen Wert (günstige Speicherungskosten)
  - Energiekosten für LCOH als Band „näher beieinander“ als bei Strom: z.B. Chile und Marokko „teurer“, Australien und Deutschland „günstiger“
- Spaniens Band-LCOH aufgrund hoher Speicherkosten, volatilem EE-Profil und höheren Finanzierungskosten auffallend abgeschlagen

* Potenziale für Wasserstoff aus Offshore Wind in Deutschland allerdings stark begrenzt. Durchschnittliche Kosten der Wasserstoffherstellung daher noch höher.

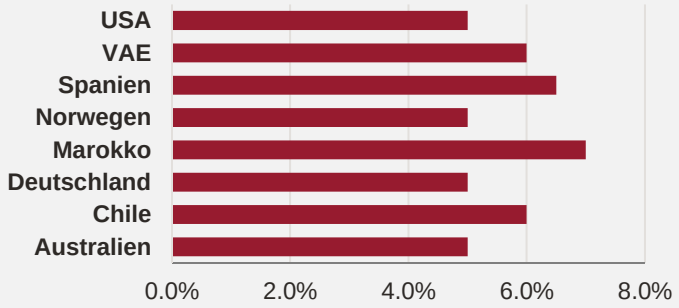
Kapitalkosten haben einen signifikanten Einfluss auf Energiekosten und damit auch auf die Ergebnisse zur kosteneffizienten Produktion von energieintensiven Verticals

Vergleich von LCOH (Band) im Jahr 2045 für einheitliche (6%), sowie länderspezifische WACC



Länder-spezifischer WACC

- Grundlage:
  - DE 10-Jahres Staatsanleihe zzgl.
  - Damodaran (2023) Country Default Spreads and Risk Premiums

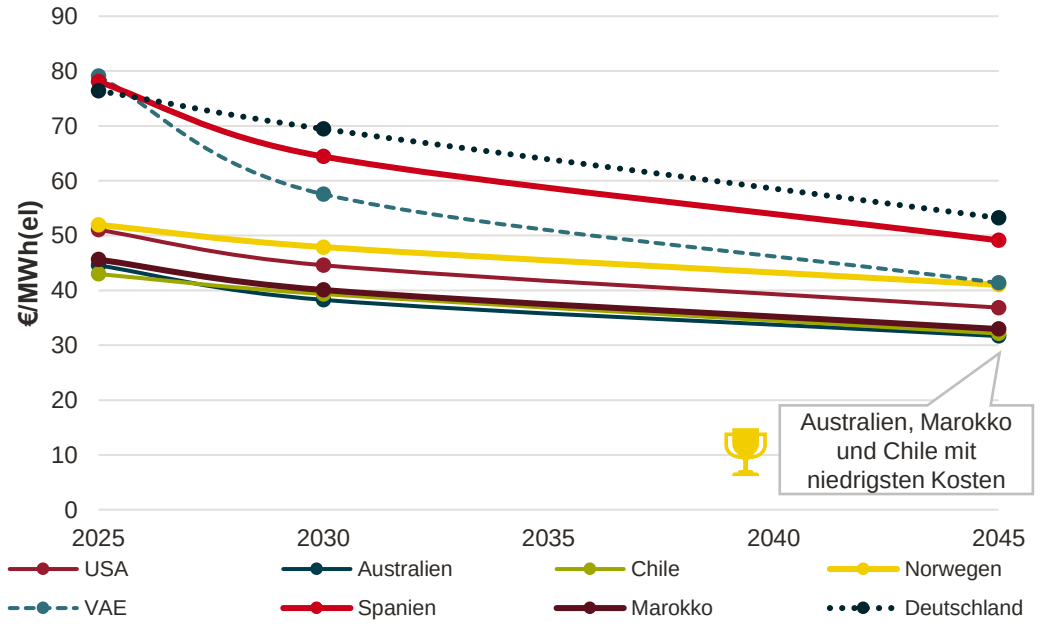


- **Niedrigere Finanzierungskosten verschaffen einen Vorteil** im Energiekostenvergleich
- Beispiel Marokko und Norwegen:
  - Bei einheitlichen WACC Marokko mit niedrigeren Wasserstoffkosten. Bei WACC-Differenzierung nehmen Kosten für Marokko zu und für Norwegen ab
  - Norwegen nicht aufgrund besserer RES-Bedingungen mit niedrigeren LCOH (Band), sondern aufgrund niedrigerer Finanzierungskosten

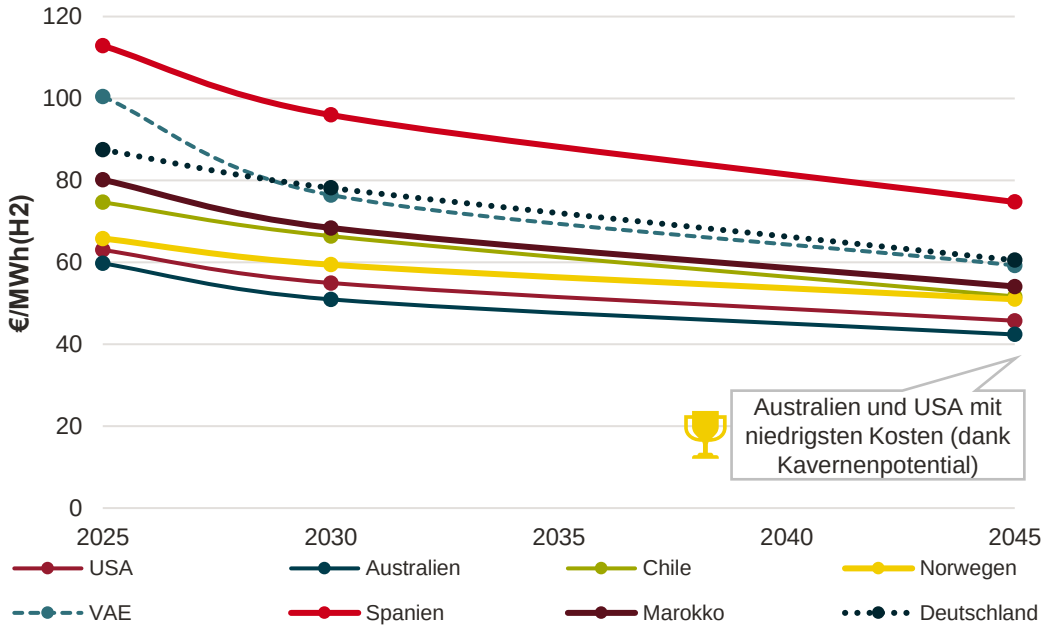
→ **Ergebnisse sind sensitiv gegenüber WACC-Änderungen**

Im Zeitverlauf: Sowohl LCOE als auch LCOH sinken signifikant über den Zeitraum der betrachteten Jahre

Entwicklung von LCOE (Band)

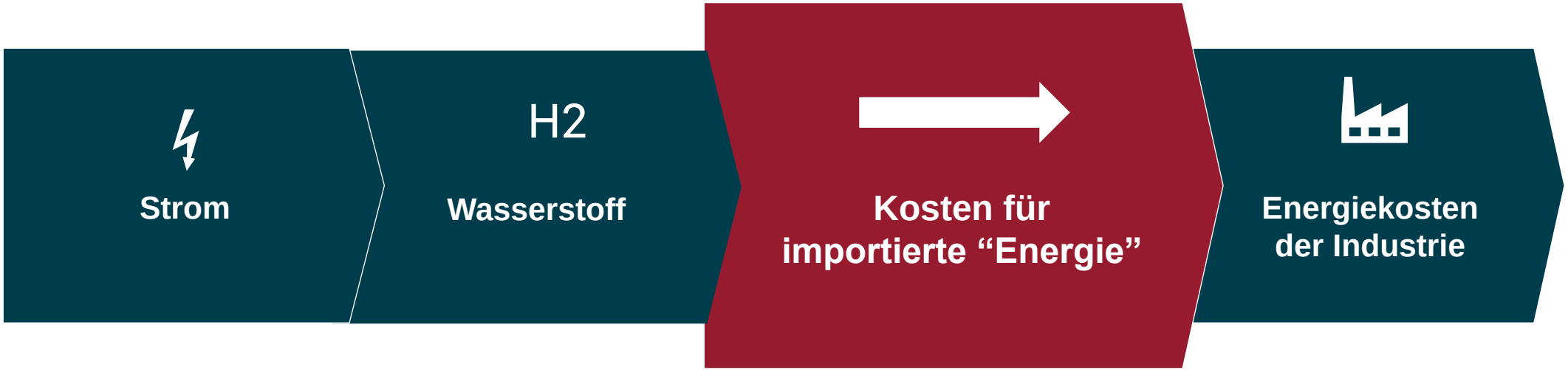


Entwicklung von LCOH (Band)



- Besonders starke **Kostendegression** bei PV (relativ zu Wind). PV-Standorte (VAE) dadurch langfristig mit stärkerer Kostendegression als andere Standorte
- Elektrolyse: Aufgrund der Kostendegression wird der Nachteil von weniger guten EE-Standorten (z.B. DE) wird langfristig im Verhältnis zu anderen Standorten absolut gesehen kleiner (Auslastung der Elektrolyse wird weniger entscheidend)

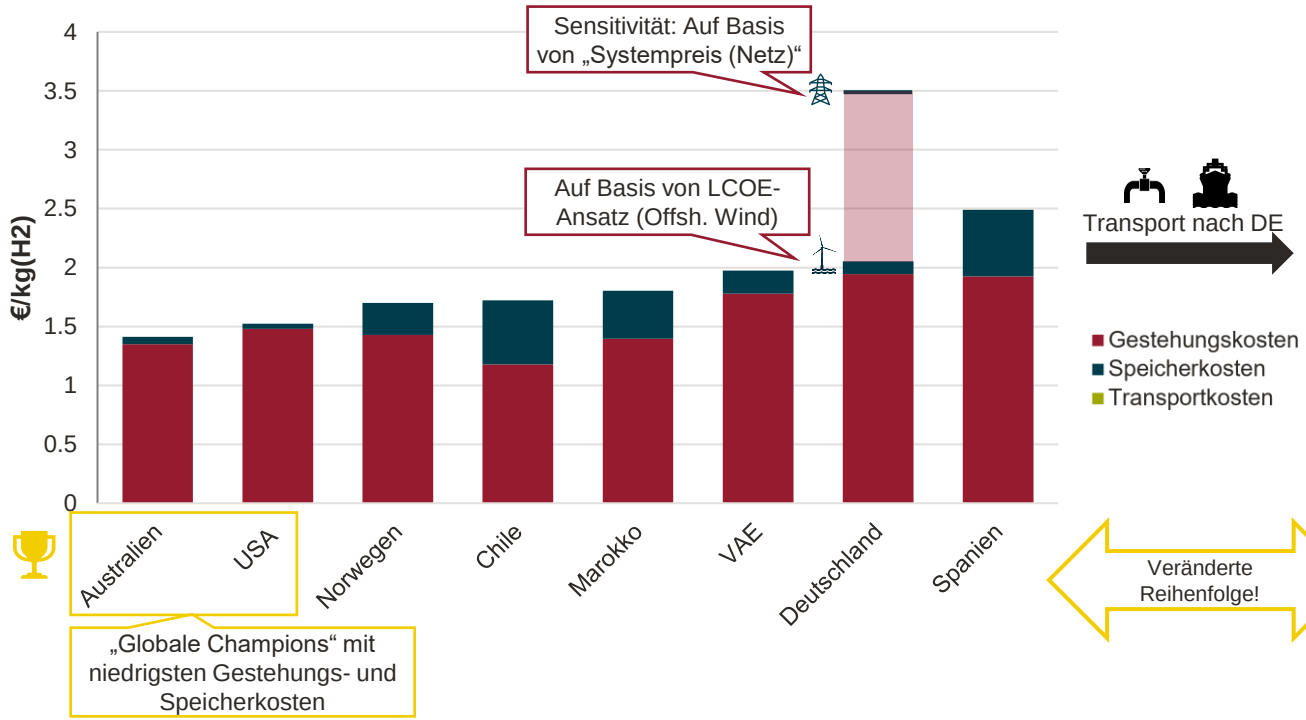
Aufbauend auf den Erzeugungskosten für erneuerbaren Wasserstoff vergleichen wir die Kosten von importiertem und in Deutschland erzeugtem Wasserstoff



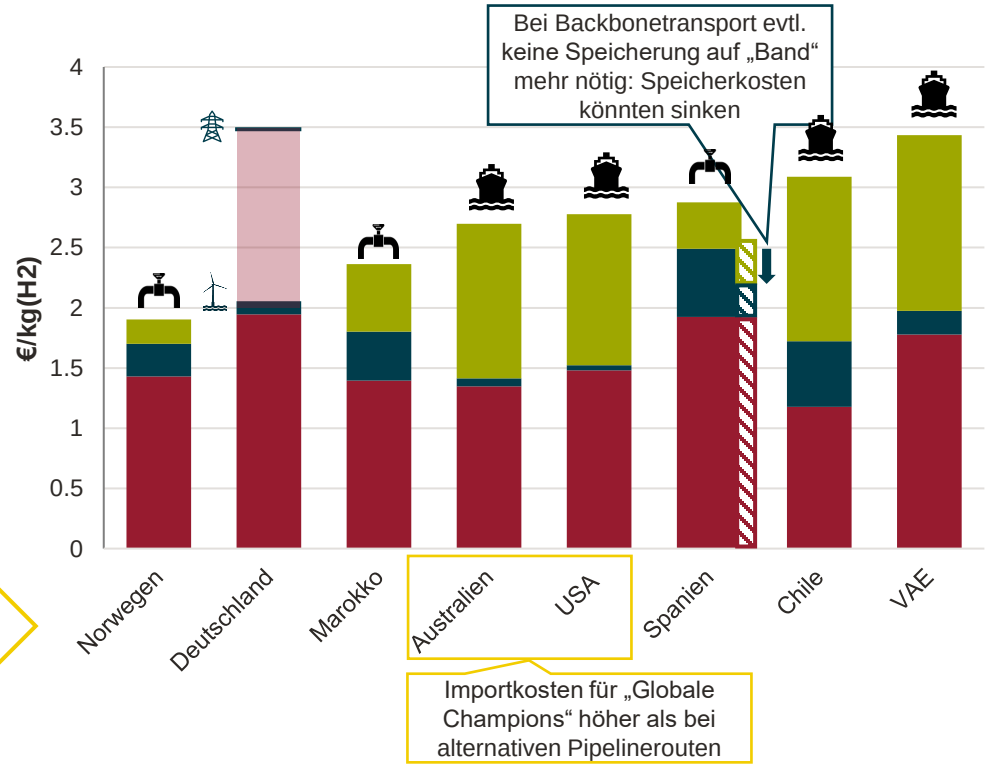
- **Transportkosten**: Capex, Opex
- Ggf. **Umwandlungsverluste**
- Treiber für **regionale Unterschiede**:
  - Transportdistanz nach Deutschland
  - Transportart nach Deutschland (Implikationen für Kosten und Umwandlungsbedarf)

H2-Band ist (noch) nicht das relevante Entscheidungskriterium für die Industrie…

LCOH (Band) im Jahr 2045



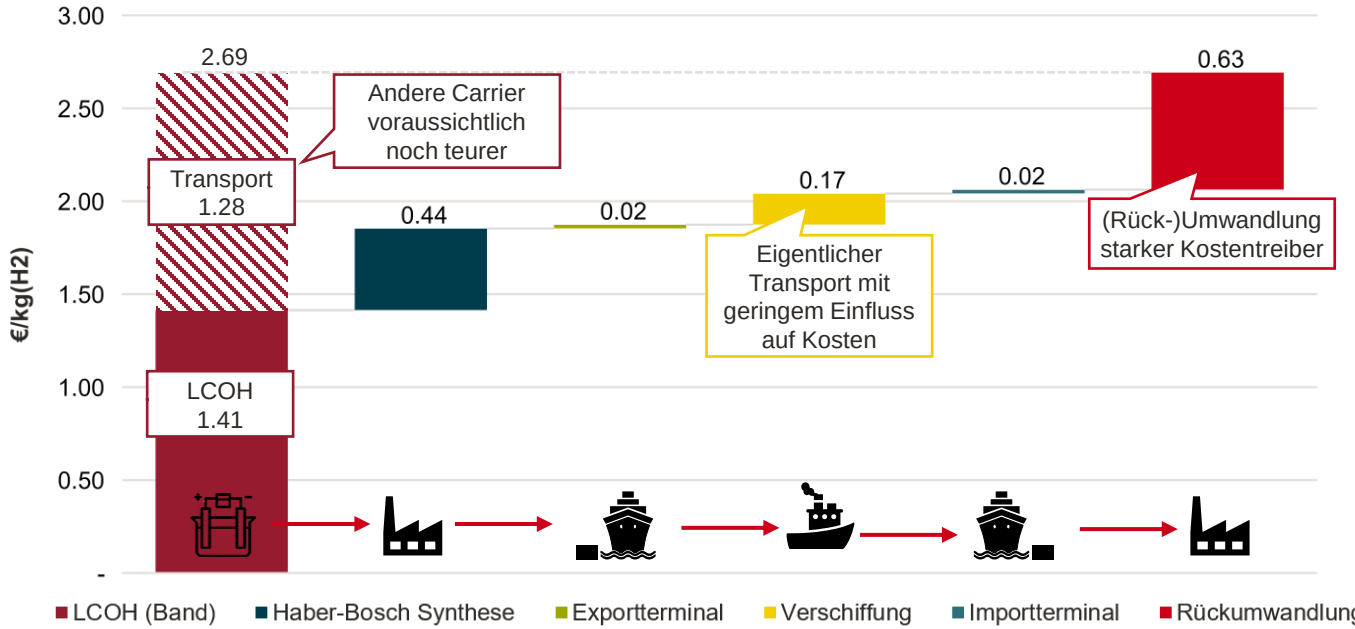
Wasserstoffimporte in DE im Jahr 2045

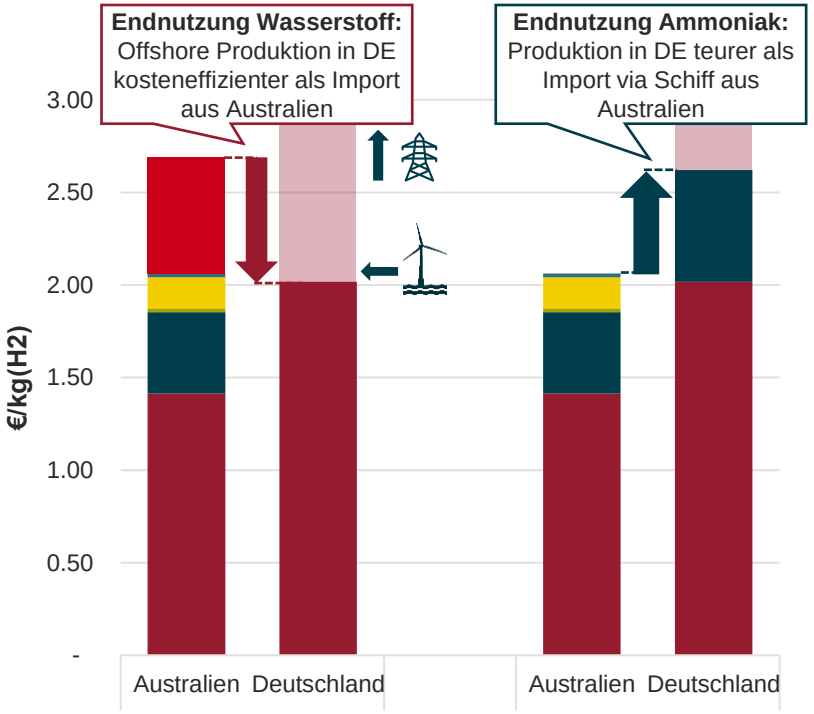


- Transportkosten mit hohem **Einfluss auf deutsche Wasserstoff-Importkosten**
- **Pipeline-Transport** (Norwegen, Marokko, Spanien) deutlich günstiger als Schiffstransport nach Deutschland
- Auch nationale **Wasserstoff-Erzeugung** „konkurrenzfähig“ zu Wasserstoffimporten bei Berücksichtigung von Transportkosten
- Einfluss von **Systemeffekten** (vorhandene Pipelines, Kavernenspeicher) relevant für zukünftige Wahl von Wasserstoff-Importrouten

Transport: Kosten für Schiffstransport entstehen vor allem durch energieintensive Umwandlungsprozesse – Wirtschaftlichkeit hängt von Endnutzung und Knappheit ab

Kosten für Wasserstoff in DE aus Australien via Ammoniak in 2045



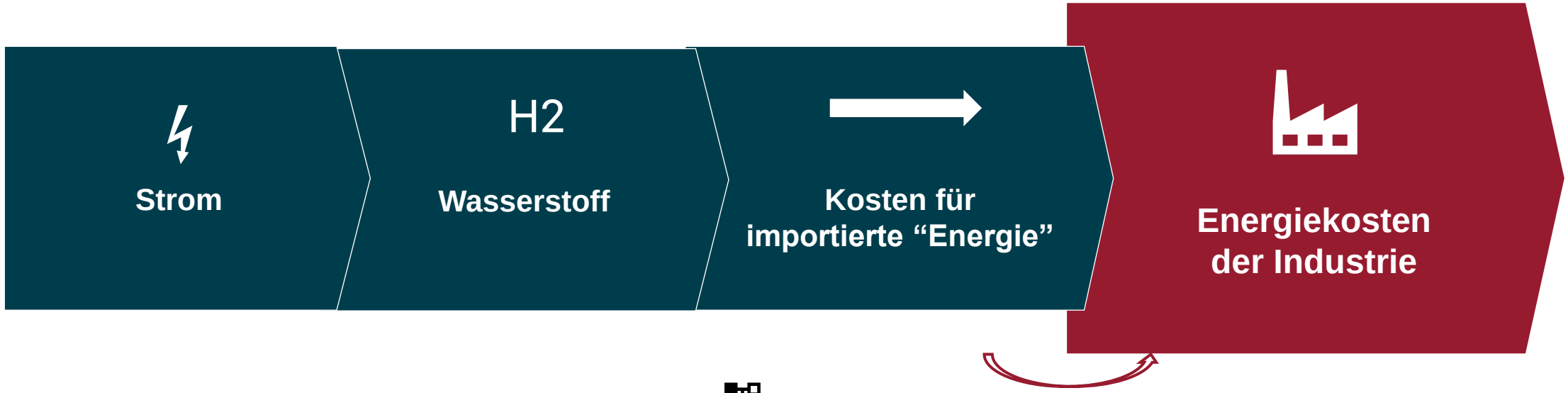


- Schiffstransport ist **kaum sensibel gegenüber der Transportdistanz**, Kosten entstehen v.a. durch Umwandlungsschritte
- Die Wahl des optimalen **Carriers** zur Verschiffung (LH2, LOHC, NH3) hängt von verschiedenen Faktoren ab: Ammoniak ist dabei mit den geringsten zukünftigen Unsicherheiten verbunden
- Bei Nutzung von purem **Wasserstoff sind Schiffsimporte nicht kosteneffizient**, das **ändert sich bei direkter Nutzung von wasserstoffbasierten Energieträgern** (z.B. Ammoniak oder Methanol)
- Wirtschaftlichkeit hängt zudem von Knappheit (Opportunitätskosten) im Zielland ab – in Deutschland werden Opportunitätskosten zukünftig wahrscheinlich höher sein als in anderen (für einen Energieexport in Frage kommenden) Ländern

Agenda

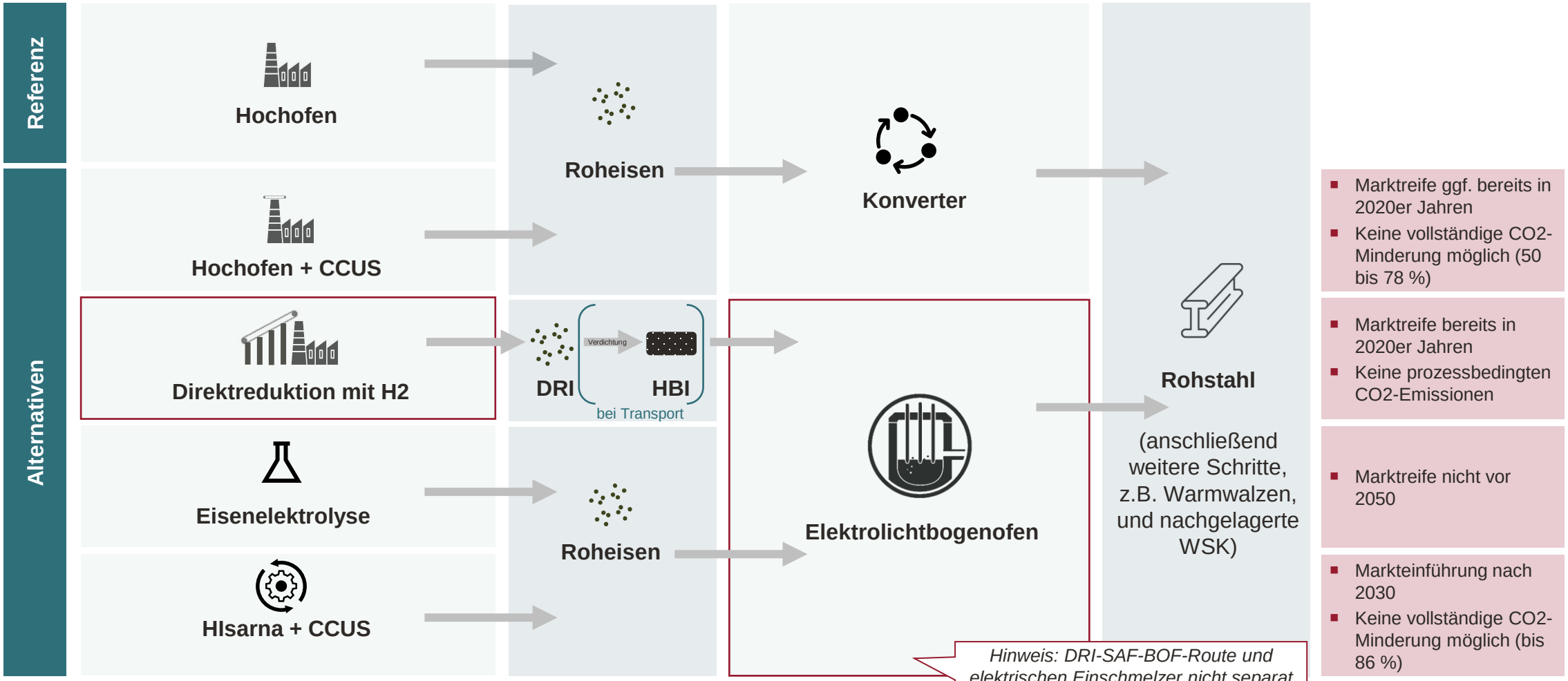
#	Kapitel	Seite
1	Fragestellung und Analyseansatz	5
2	Strom- und Wasserstoffkosten	10
3	**Energiekosten energieintensiver Industrien**	**23**
4	Schlussfolgerungen und Ausblick	39

Aufbauend auf Energiekosten in Deutschland und weiteren Ländern betrachten wir die Energiekosten in der Produktion der Verticals und mögliche „Bruchstellen“



- Klimaneutrale **Produktionsmethode**
- **Industrieprozesse**:
  - Energieträger
  - Höhe des spez. Energiebedarfs
- Ggf. **Transportkosten**
- Treiber für **regionale Unterschiede**:
  - Lokale Stromkosten
  - Lokale Wasserstoffkosten
  - Unterschiedliche Transportkosten ja nach Zwischen-/Endprodukt

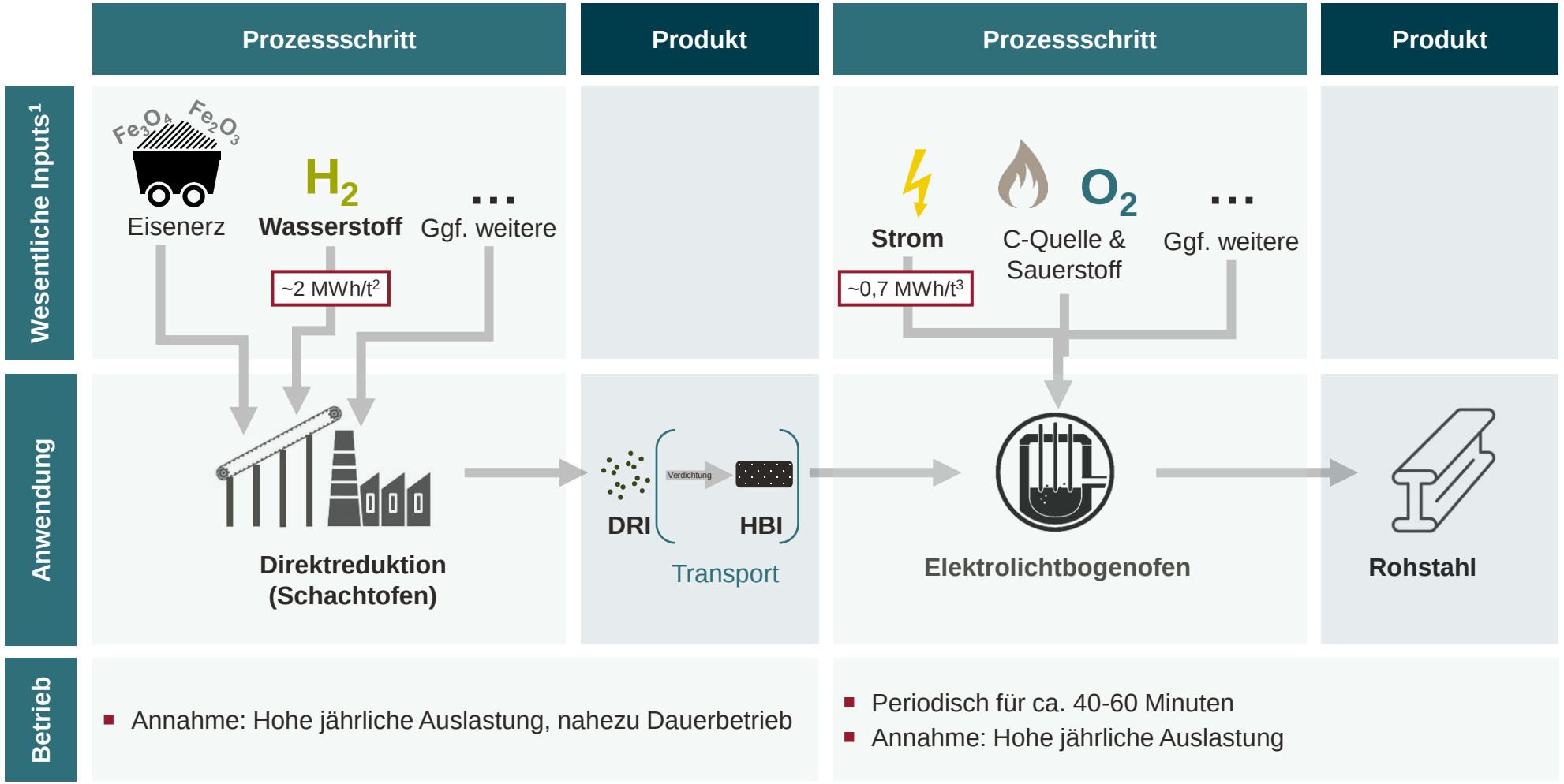
Stahl: Direktreduktion mit Wasserstoff nahezu marktreif für Umstellung auf klimaneutrale Produktionsmethode



Betrachteter Produktionsprozess in folg. Analyse der Energiebedarfe

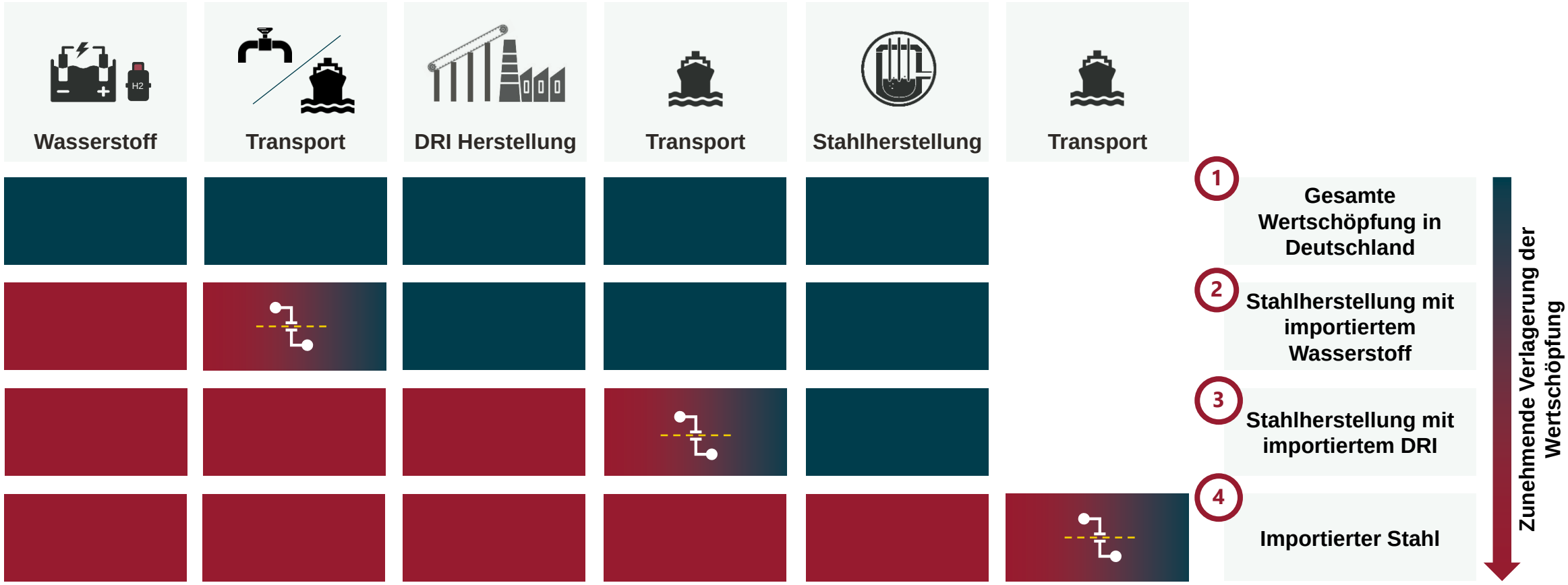
Quellen: Deloitte (2020), Agora (2020)

Stahl: Direktreduktion ist der energieintensivste Prozessschritt, v.a. durch Wasserstoffbedarf

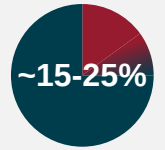


[1] Wesentliche Inputs vor dem Hintergrund der Energiekostenanalyse; ggf. weitere Inputs benötigt
[2] Einheit: MWh_{H2}/t_{DRI}. Angaben reichen von 1,6 bis 2,6 MWh/t. Bei Einsatz von Erdgas ca. 2,8 MWh/t. Quelle: LBST (2022).
[3] Einheit: $MWh_{el}/t_{Rohstahl}$. Auf Basis von c-DRI. Angaben reichen von 0,43 bis 0,75 MWh/t. Quellen: Agora Energiewende und Wuppertal Institut (2019), AIT et al (2022), LBST (2022).

Im Kosten-Vergleich werden verschiedene Verlagerungsstufen entlang der Wertschöpfungskette betrachtet (Beispiel Stahl)

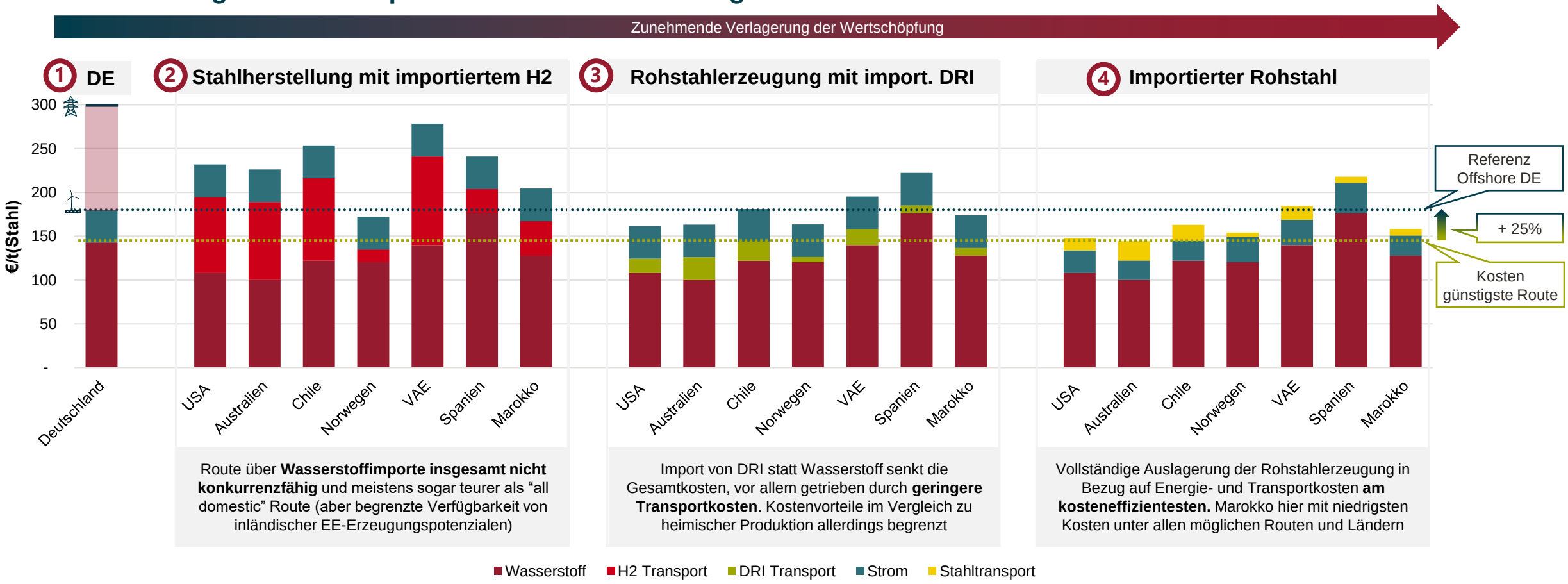


Stahl: Importierter Stahl ist am kosteneffizientesten, Import von Energie lohnt sich nur via Pipeline



Ungefährer zukünftiger Energiekostenanteil von Rohstahl

Kosten für Energie und Transport in der Stahlherstellung im Jahr 2045

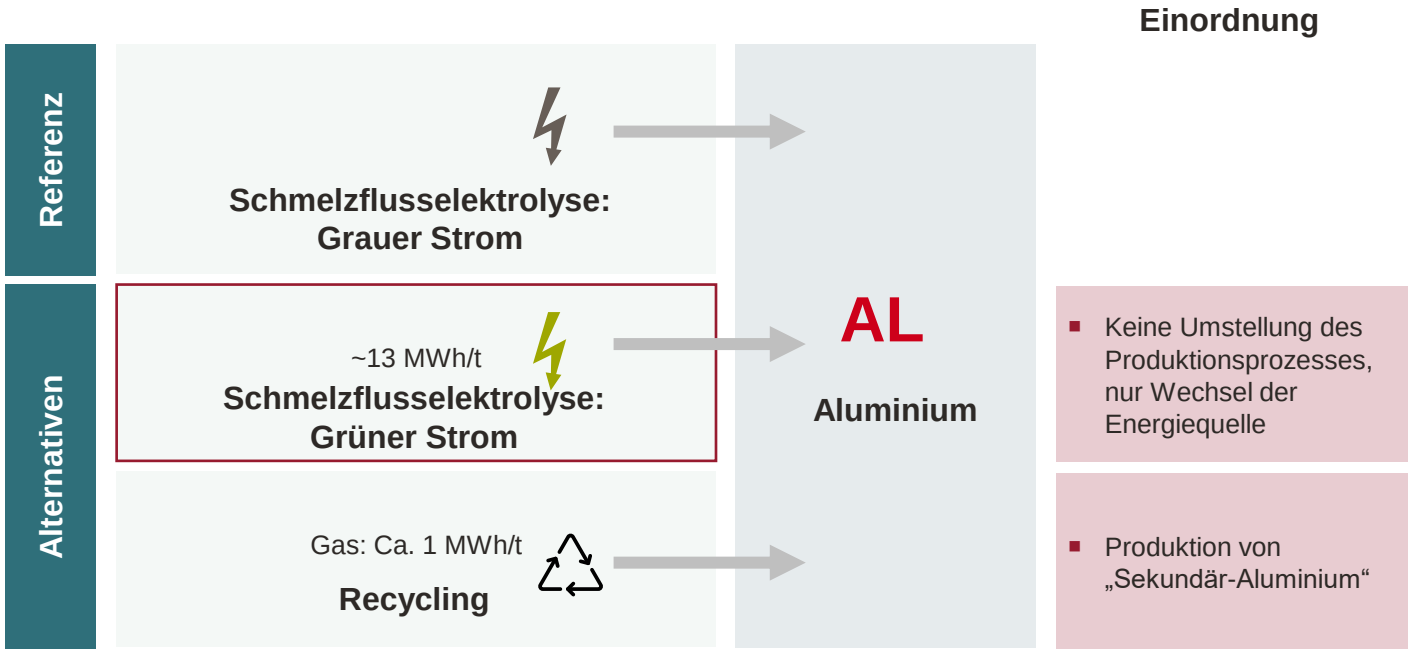


Route über **Wasserstoffimporte insgesamt nicht konkurrenzfähig** und meistens sogar teurer als "all domestic" Route (aber begrenzte Verfügbarkeit von inländischer EE-Erzeugungspotenzialen)

Import von DRI statt Wasserstoff senkt die Gesamtkosten, vor allem getrieben durch **geringere Transportkosten**. Kostenvorteile im Vergleich zu heimischer Produktion allerdings begrenzt

Vollständige Auslagerung der Rohstahlerzeugung in Bezug auf Energie- und Transportkosten **am kosteneffizientesten.** Marokko hier mit niedrigsten Kosten unter allen möglichen Routen und Ländern

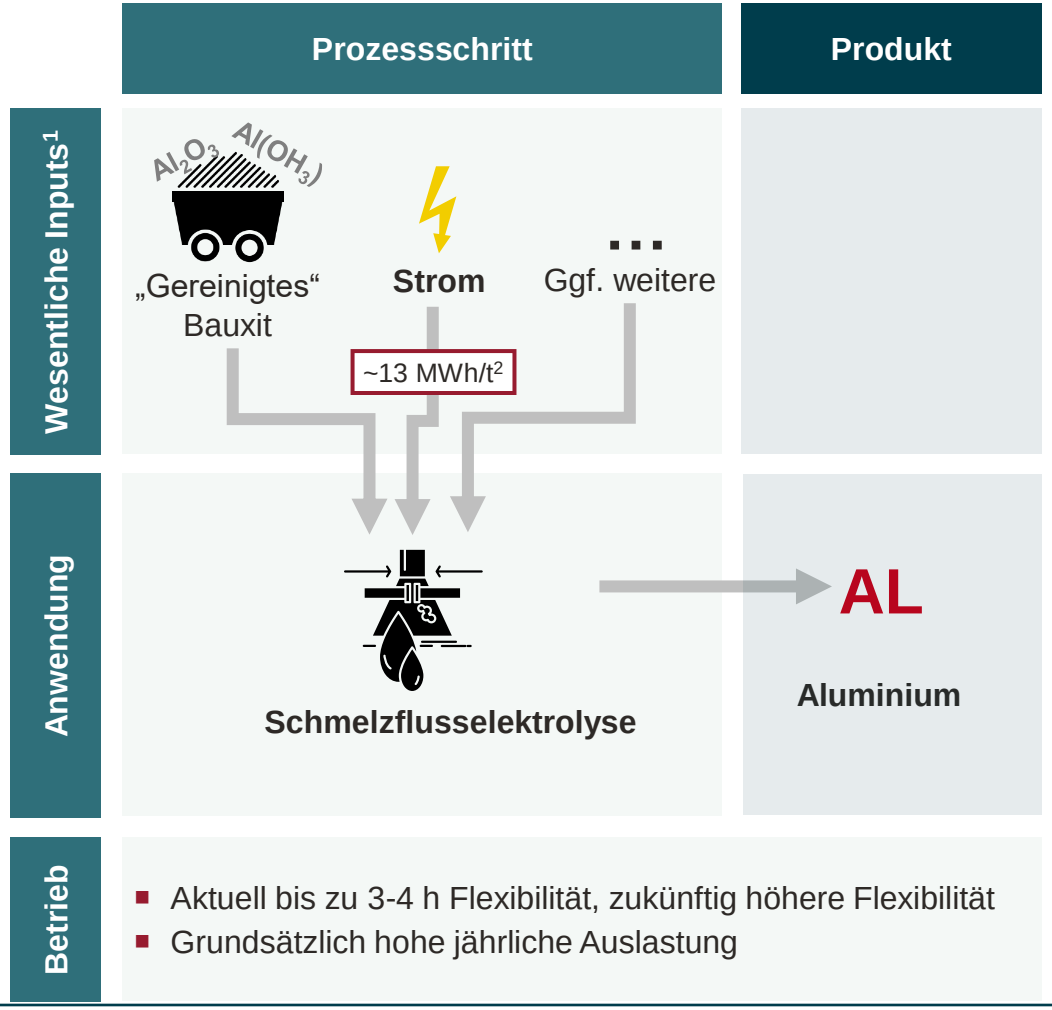
Aluminium: Wesentlicher Energieinput für Produktion von Primäraluminium ist Strom – Hier erfolgt Umstellung auf erneuerbare Stromquellen



Betrachteter Produktionsprozess in folg. Analyse der Energiebedarfe

Quelle: BGR (2020)

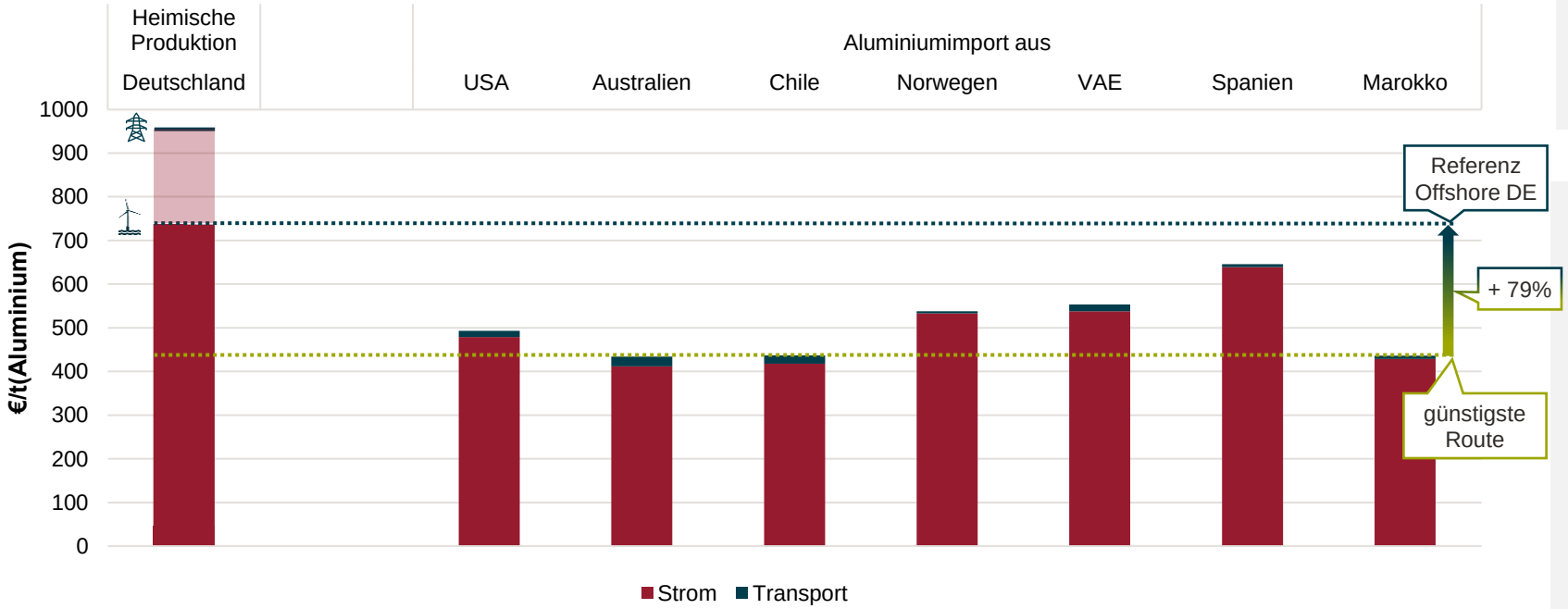
Aluminium: Hoher spezifischer Strombedarf für Schmelzflusselektrolyse

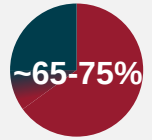


[1] Wesentliche Inputs; ggf. weitere (z.B. nicht-energetische) Inputs in geringeren Mengen benötigt
[2] Einheit: $MWh_{el}/t_{Aluminium}$. Quelle: BGR (2020)

Aluminium: Hoher Strombedarf ist der relevante Kostentreiber, Transportkosten mit geringerer Relevanz für Produktionskette von Aluminium

Kosten für Energie und Transport von Aluminium im Jahr 2045





Ungefährer zukünftiger Energiekostenanteil von Primäraluminium

Eckpunkte

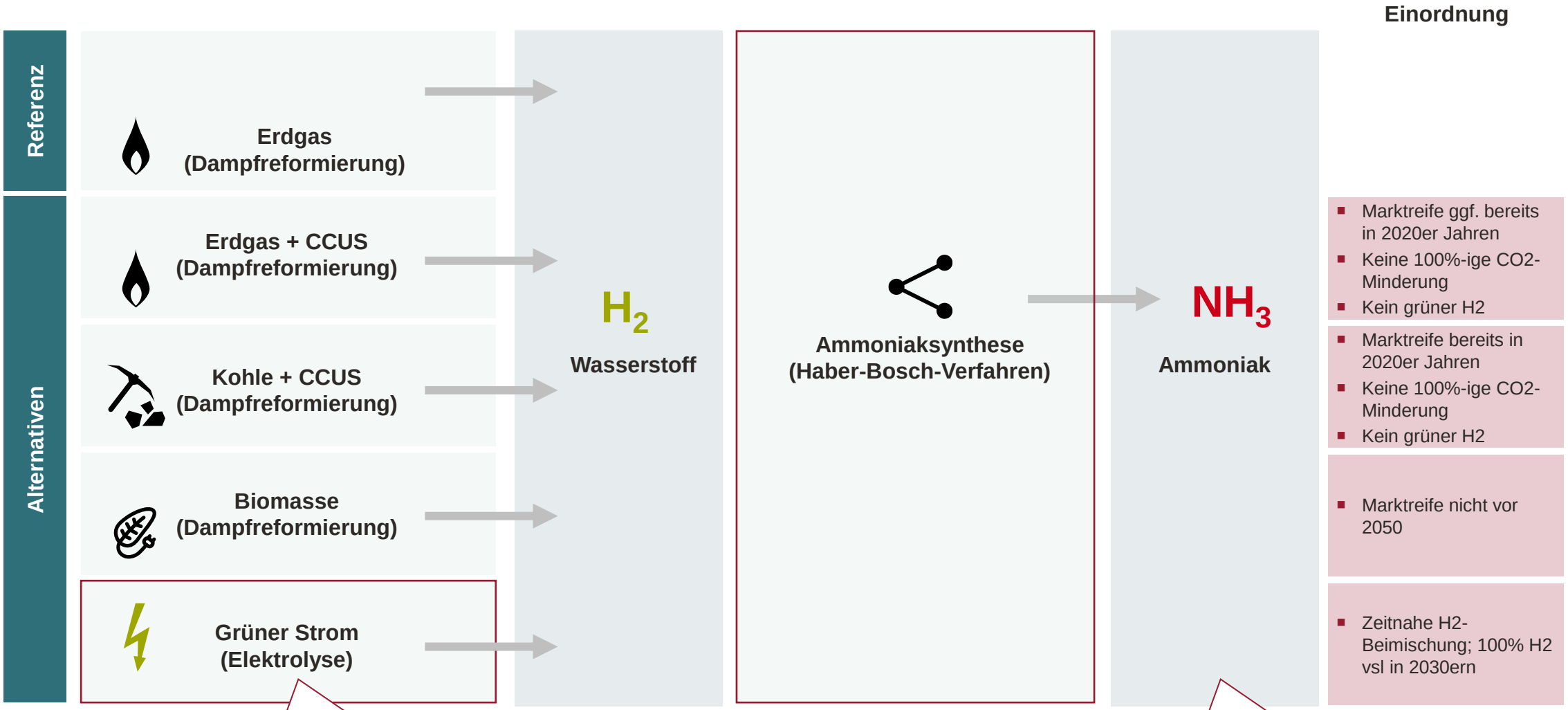
Strombedarf von 13MWh pro Tonne Aluminium

Produktion mit gewisser, aber nur kurzfristiger Flexibilität (tendenziell LCOE “Band” relevanter)

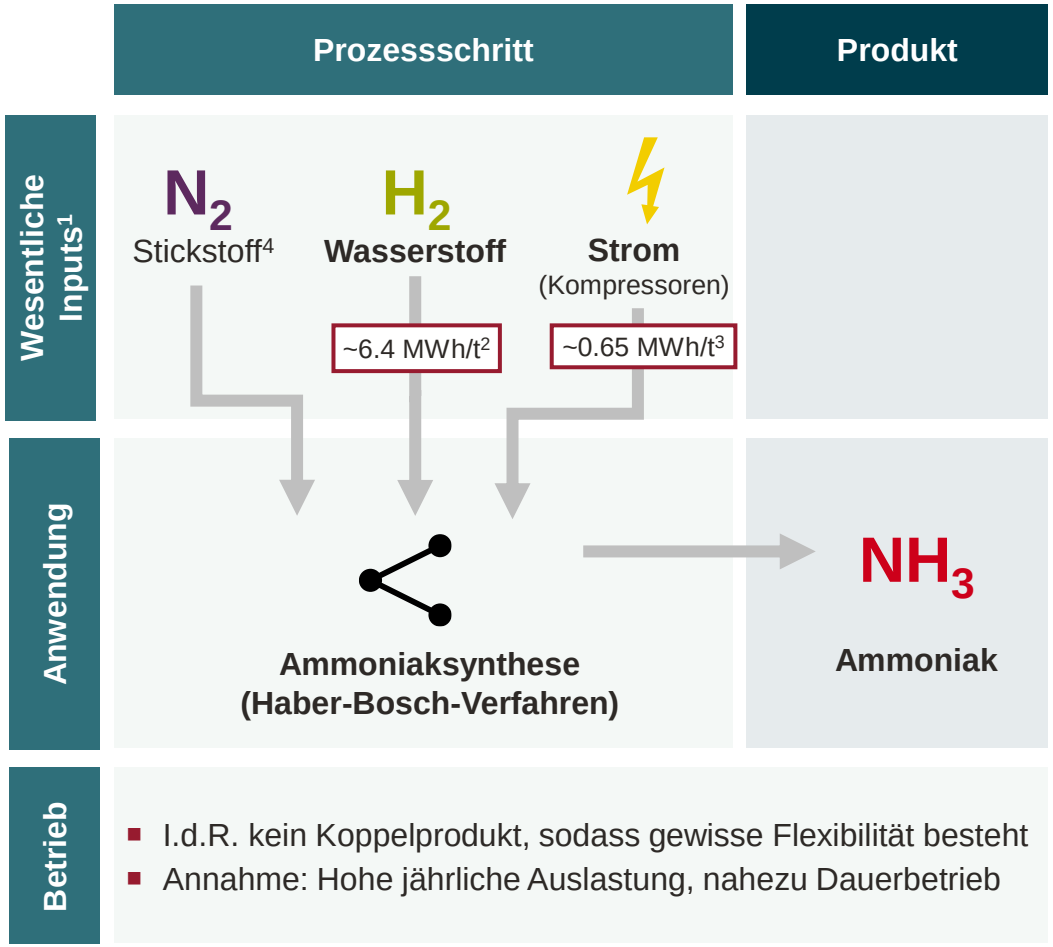
Verschiffung als Feststoff via Massenguttransporter

- Hohe Stromintensität in der Wertschöpfung sorgt dafür, dass **Deutschland in der Aluminiumproduktion hohe Kostennachteile** hat
  - Zudem bestehen in Deutschland in Bezug auf Strom höhere Opportunitätskosten als in anderen Ländern
- Aluminiumproduktion mit niedrigsten Kosten in Ländern mit **günstigem erneuerbaren Bandstrom** (z.B. Chile, Marokko, Norwegen mit Wasserkraft)
- **Transportkosten** spielen keine signifikante Rolle (Feststoff günstiger im Transport)

Ammoniak: Großskalige Erzeugung zukünftig voraussichtlich auf Basis von grünem Wasserstoff aus Elektrolyse



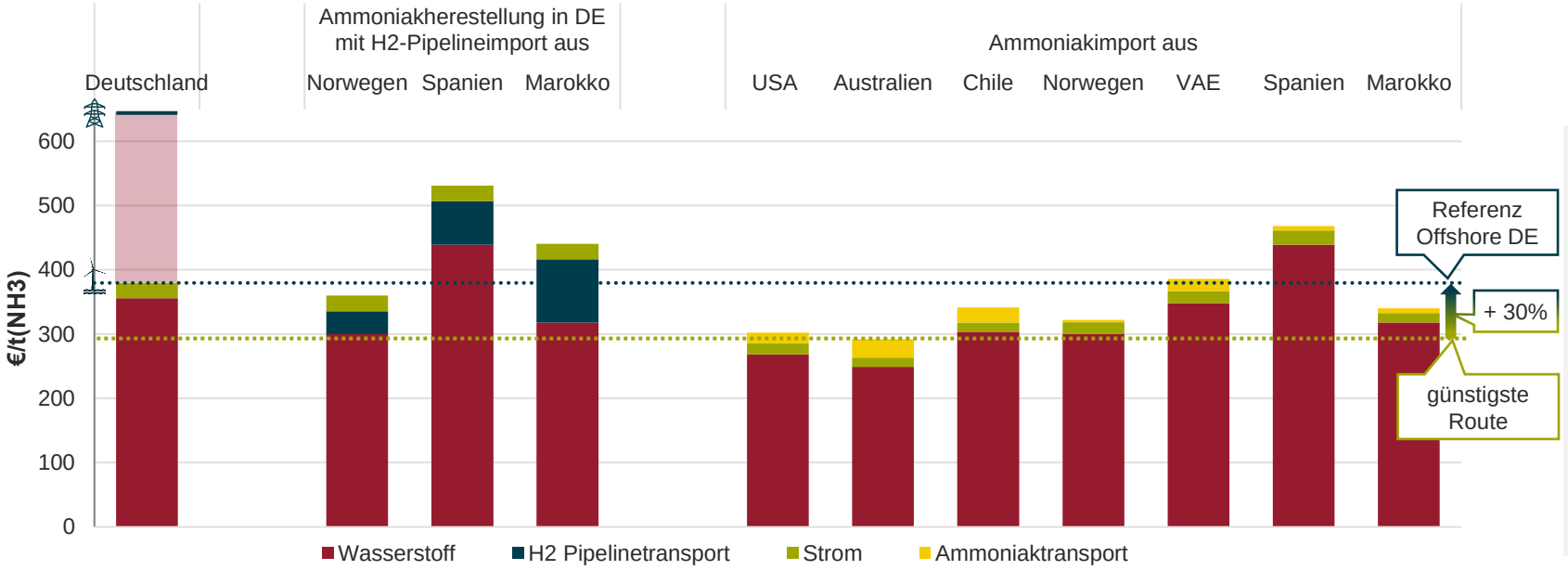
Ammoniak: Wasserstoffherstellung der energieintensivste Schritt, v.a. in Form von Wasserstoffbedarf

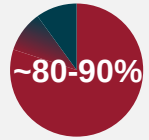


[1] Wesentliche Inputs; ggf. weitere (z.B. nicht-energetische) Inputs in geringeren Mengen benötigt
[2] Einheit: MWh_{H2}/t_{NH3} entspricht einer Effizienz von 88%; Quelle: IRENA (2022)
[3] Einheit: MWh_{el}/t_{NH3}. Quelle: IRENA (2022)
[4] Stickstoffgewinnung weniger energieintensiv als Elektrolyse und Ammoniaksynthese und in Energiekosten für NH3-Herstellung bereits enthalten

Ammoniak: Import von Ammoniak via Schiff durch bessere Transportfähigkeit der Chemikalie die kosteneffizienteste Route

Kosten für Energie und Transport von Ammoniak im Jahr 2045





Ungefährer zukünftiger Energiekostenanteil von Ammoniak

Eckpunkte

H2

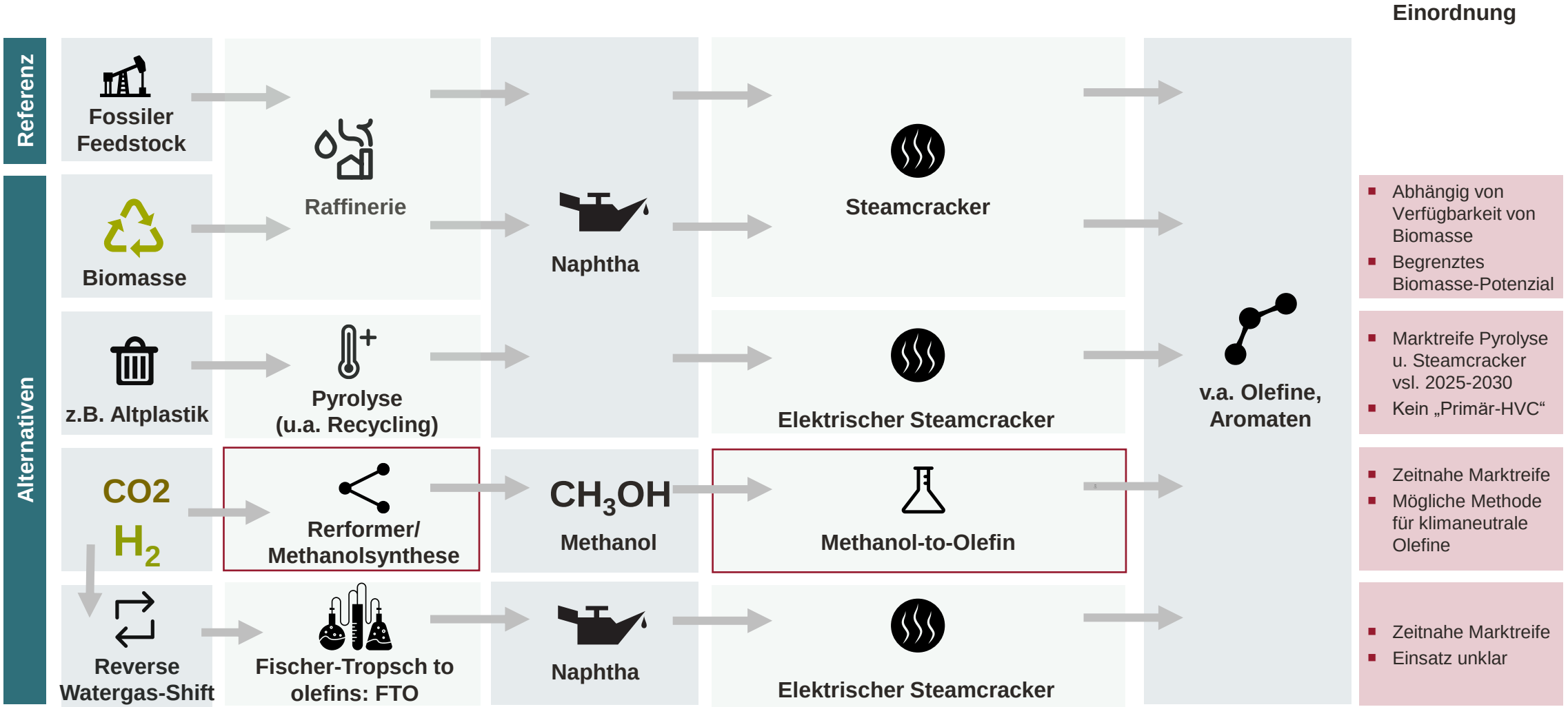
Hoher Wasserstoffbedarf von 6.44MWh(H2)/t(NH3)

Anlage für Herstellung via Haber-Bosch-Prozess muss hoch ausgelastet werden, d.h. Bandnachfrage für Wasserstoff

Transport in LPG-Tankern

- **Wettbewerbsfähigkeit** der Ammoniakproduktion hängt stark von **Wasserstoffkosten** ab
  - **Deutsche Produktion** von Ammoniak global nicht konkurrenzfähig, Ammoniakimporte aus „low-LCOH“-Ländern lohnenswert
- **Import von erneuerbarem Ammoniak** stellt eine „no-regret“ Option im Aufbau der Wasserstoffwirtschaft dar, da in DE nachgefragte Mengen Ammoniak langfristig aus CO2-armer Produktion kommen müssen

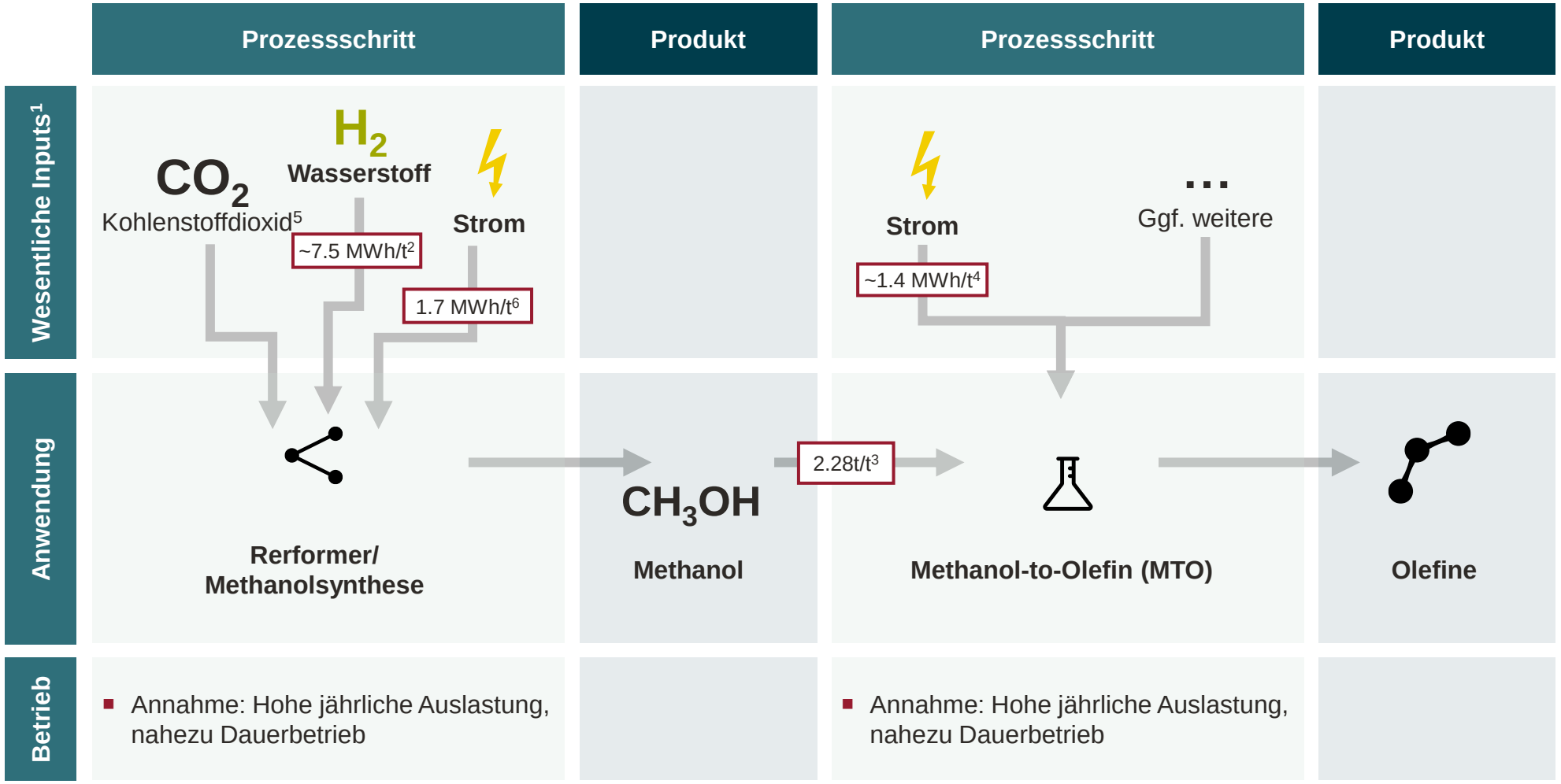
High Value Chemicals (HVC): Defossilisierungs-Optionen für die Produktion von Olefinen und Aromaten



Betrachteter Produktionsprozess in folg. Analyse der Energiebedarfe

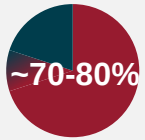
Hinweis: Als HVC werden die Produkte des Naphtha-Steamcracking bezeichnet. Hierbei sind Ethylen und Propylen die Hauptbestandteile.
Quellen: Reznichenko, A., & Harlin, A. (2022), Hannula, I., & Arpiainen, V. (2015)

High Value Chemicals (HVC): Energiebedarfe am Beispiel des Methanol-to-Olefin-Prozesses



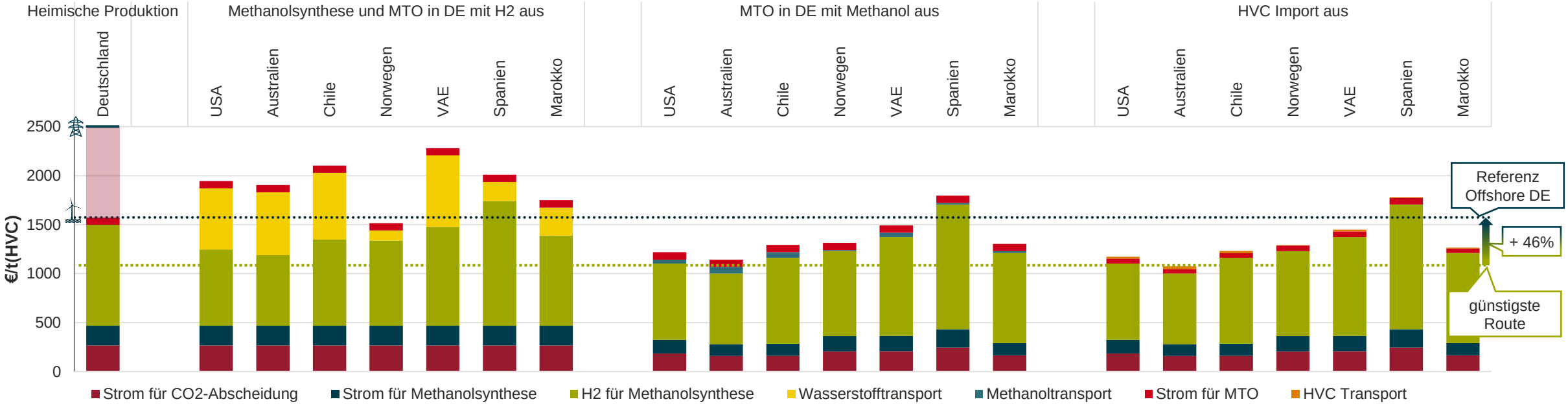
[1] Wesentliche Inputs; ggf. weitere Inputs in geringeren Mengen benötigt
[2] Einheit: MWh_{H2}/t_{CH3OH}. Quelle: Moritz et al (2022)
[3] Einheit: $t_{Methanol}/t_{Olefine}$. Quelle: Bazzanella und Ausfelder (2017)
[4] Einheit: $MWh_{el}/t_{Olefine}$. Quelle: Bazzanella und Ausfelder (2017)
[5] 1.2-1.8 MWh_{el}/t_{CO2}, 0.25 kg_{CO2}/kwh_{CH3OH} Quelle: Moritz et al (2022)
[6] Einheit: $MWh_{el}/t_{Methanol}$ Quelle: Moritz et al (2022)

HVC: Hoher Bedarf an Strom und Wasserstoff, daher größte absolute Kostenunterschiede zwischen Produktionsrouten aller Verticals



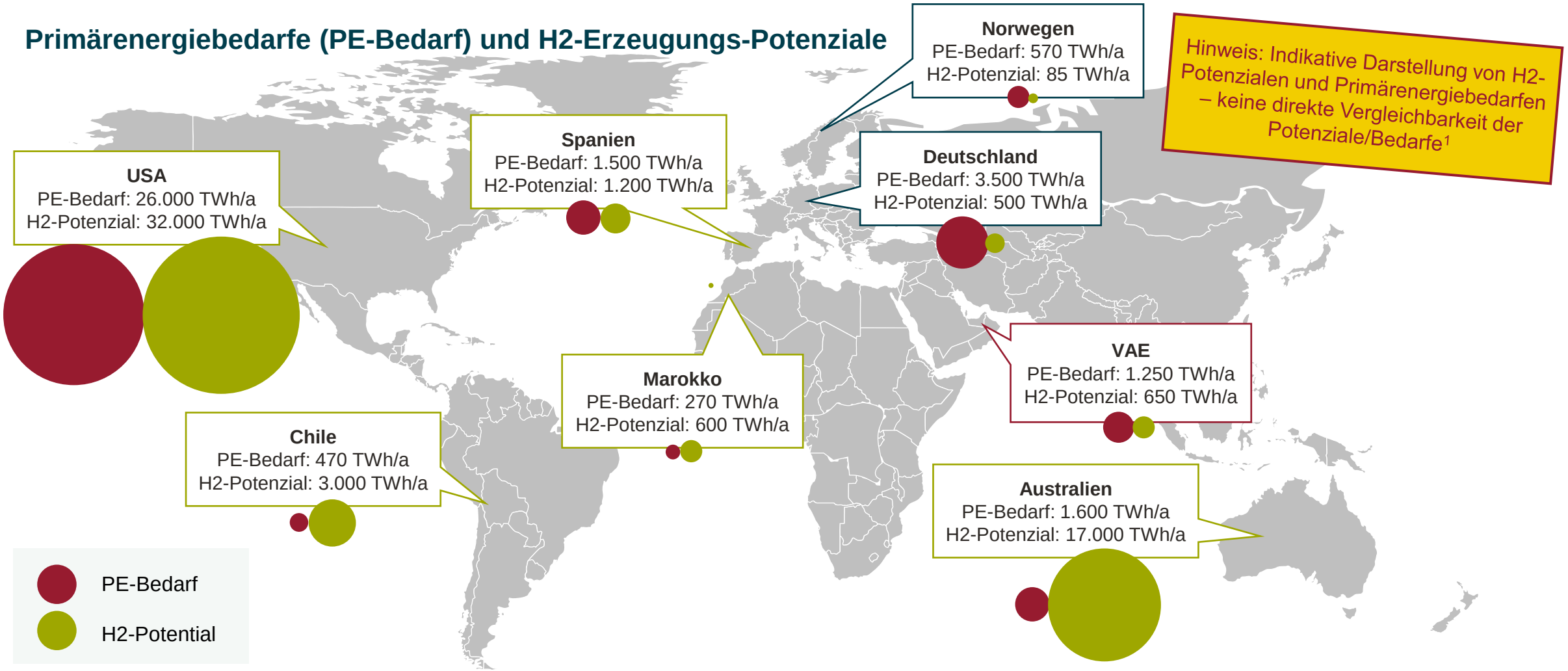
Ungefährer zukünftiger Energiekostenanteil von HVCs

Kosten für Energie und Transport von High Value Chemicals (Olefine) im Jahr 2045



- Kosten sinken mit stärkerer **Verlagerung** der Wertschöpfungskette (hier am Beispiel von Olefin-Produktion via MTO)
- **Stärkstes Einsparungspotential durch Import von Methanol** anstatt Methanolproduktion in Deutschland
  - Relativ geringe Kostenunterschiede bei MTO in DE mit Methanolimport vs. komplette Verlagerung und HVC-Import
  - **Standorte** mit großer Entfernung zu Deutschland bzgl. Importen konkurrenzfähig, da spezifische Transportkosten im Vergleich zu Energiekosten sehr gering
- MTO ist ein **Verbundprozess**. Auslagerung einzelner HVCs, wie z.B. Ethylen, daher nicht sinnvoll

Allerdings sind die Opportunitätskosten in DE hoch: Begrenzte H2-Erzeugungs-Potenziale und hoher Energiebedarf



Quellen: H2-Potenzial für Nicht-EU basierend auf *Fraunhofer PtX Atlas*, H2-Potenzial DE und ES auf Technical potential (green electricity) aus *Kakoulaki et al. (2021)* und Wasserstoff-Elektrolyse mit angenommenem Wirkungsgrad von 71%, Energieverbrauch (2021) basierend *BP Statistical Review of World Energy 2022*

[1] Primärenergiebedarf umfasst gesamten Energiebedarf und ist abhängig von Energieträgern und Endanwendungen. H2-Erzeugungs-Potenziale umfassen EE-Potenziale geeigneter Standorte (z.B. mit Wasserversorgung) für H2-Erzeugung. Daher ist kein direkter Vergleich dieser beiden Parameter möglich und die Darstellung dient der Illustration. Für DE und ES wird das gesamte EE-Potential innerhalb der Landesgrenzen ohne Berücksichtigung des Wasserbedarfs betrachtet.

Agenda

#	Kapitel	Seite
1	Fragestellung und Analyseansatz	5
2	Strom- und Wasserstoffkosten	10
3	Energiekosten energieintensiver Industrien	23
4	**Schlussfolgerungen und Ausblick**	**39**

Schlussfolgerungen 1/3: Reine LCOE-/LCOH-Vergleiche sind nur Teil der Story

- **Vergleich der Energiekosten für die Industrie muss „Veredelungsgrad“ berücksichtigen**: „Veredelung“ verändert Strompreise substanziell. Volatiler EE-Strom ist im Ausland deutlich günstiger, Unterschiede deutlich kleiner bei Betrachtung von grünem „Bandprodukt“.
  - Gerade bei H2 zeigt sich der „**Wert von Bestands-Infrastruktur**“: H2-Gestehungskosten sind in DE relativ hoch, wenn es aber um einen H2-Bandbezug geht, sind die Kostenunterschiede ggü. Ausland deutlich geringer, weil auf Gasspeicher (Kavernen) zurückgegriffen werden kann.
  - Großer Wert besteht durch (bestehende) **europäische Pipeline-Infrastruktur**, die relativ günstigen H2-Transport bzw. –Import erlaubt. Für H2-Import sind Pipeline-angebundene Länder (vsl. Norwegen, Spanien, Marokko) relativ am günstigsten.

- **Kosten für Speicherung**: Batterie zum kurzzeitigen Ausgleich (innerhalb eines Tages) geeignet. Saisonale Schwankungen über **Power-to-Gas-to-Power** ausgeglichen.
  - Batterie vor allem in Verbindung mit PV wertvoll (Einspeicherung bei Tag und Ausspeicherung bei Nacht), z.B. am VAE-Standort

- **Kosten von deutschem H2-Band sind vergleichbar mit importiertem H2, aber Verfügbarkeit ist das Problem**: DE verfügt nicht über ausreichende Potentiale erneuerbarer Energien, daher sind reine Kosten weniger relevant, sondern die Opportunitätskosten der alternativen Verwendung.
  - Grenzen der Betrachtungslogik einer „Insellösung“ bei Versorgung von Strom/Wasserstoff (d.h. lokale Erzeugung, Speicherung und Umwandlung).

- **Wasserstoffimport nur per Pipeline in ähnlichen Kostensphären wie nationale Gestehungskosten** (exkl. Berücksichtigung von späteren Industrieprozessen bzw. -umwandlungen): Werden Kosten von Netzstrom als Referenz angenommen, lohnt sich H2-Import auch per Schiff.

- **WACC haben einen signifikanten Einfluss** auf Energiekosten und damit auch auf die Ergebnisse zur kosteneffizienten Produktion von energieintensiven Verticals

Schlussfolgerungen 2/3: Import von H2 zur Industriellen Nutzung in Deutschland ist häufig die teuerste Variante

- **Import von H2 zur Industriellen Nutzung in Deutschland ist fast immer die teuerste Variante**
  - H2-Import (via Ammoniak) für Industrieproduktion in Deutschland, ist in der Regel teuer.
    → daher in vielen Fällen günstiger, zumindest die erste Wertschöpfungsstufe der Verticals „zum Wasserstoff zu bringen“, statt den Wasserstoff zu importieren
  - Wenn **lokaler H2 in Deutschland zu Kosten-plus Konditionen** zur Verfügung steht, wäre Produktion in Deutschland aber oft zumindest in einer ähnlichen Kostengröße möglich (aber Herausforderung der Verfügbarkeit günstiger Produktionsflächen)
  - Gut **transportierbares „Zwischenprodukt“** (z.B. Methanol, DRI) bedeutet, dass Kosten des letzten Produktionsschritts in Deutschland geringeren Kostennachteil ggü. Import von „fertigem“ Industrieprodukt (z.B. HVC) hätte
  - Nachteil bei Energiekosten der nationalen Produktion wird über die Zeit absolut gesehen geringer durch **Konvergenz der Energiekosten** (z.B. durch Kapitalkostendegression der Elektrolyse)

Schlussfolgerungen 3/3: Energiekosten bei „Produktion im Ausland“ in der Regel geringer als in DE, jedoch hat „lokale Produktion“ auch einen Wert

Strom-Gestehungskosten | H2 Wasserstoff-Gestehungskosten | Kosten für importierte “Energie” | **Energiekosten in Produktion der Verticals**

- **Energiekosten bei „Produktion im Ausland“ in der Regel geringer als in Deutschland:**
  - Ausländische Standorte, v.a. USA, Australien, Norwegen, Marokko z.T. relativ „günstige“ Industrie-Produktionsstandorte
  - Kapitalmarktbedingungen signifikanter Einflussfaktor für Produktionskosten (Nachteile für Marokko, Spanien, Chile; Vorteile für Deutschland, Australien, USA und Norwegen)

- **Lokale Produktion hat Wert**
  - Laut Experteninterviews gibt es in Deutschland eine starke lokale Vernetzung der Unternehmen und oft wird Qualitätsführerschaft angestrebt. Schon heute hat Deutschland nicht die niedrigsten Produktionskosten, dies wird jedoch durch Kundennähe und teils Qualitätsvorteile ausgeglichen.
  - Kostennachteile werden zukünftig eher zunehmen. Die Frage ist daher, ob und wie lokale „Benefits“ auch zukünftig noch Nachteile ausgleichen können. *(Diese Frage wird Teil der weiteren Analysen dieser Studie sein.)*

- **Potenzielle „Sollbruchstelle“ (Verlagerung der Wertschöpfungskette) bei der ersten Wertschöpfungsstufe:** Import von „erstem Zwischenprodukt“ (z.B. DRI/HBI an Stelle von Energie- bzw. H2-Import) und Behalt der weiteren Wertschöpfungsstufen in Deutschland
  - **Verlagerung der weiteren Wertschöpfungsstufen** führt ggf. zu weiterer Energiekostenreduktion, jedoch Abwägung mit den Vorteilen lokaler Produktion. Die Analyse dieser Dynamiken wird in den weiteren Arbeitsschritten genauer beleuchtet.

Ausblick: Weitere Analysen zu den Effekten auf die Wertschöpfungsketten und Gesamtwirtschaft werden derzeit durchgeführt und im Frühsommer veröffentlicht

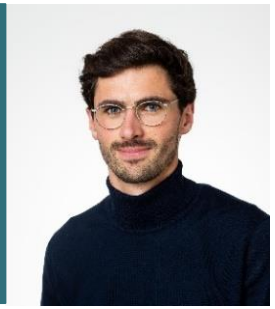
Weitere Analysen

- **Workshops mit Stakeholdern** der einzelnen Industrien und Downstream-Akteuren im Mai 2023
- **Veröffentlichung** der gesamten Analysen, inkl. der Effekte auf die Wertschöpfungskette und Gesamtwirtschaft, im Juni 2023

Die Autoren der Studie – treten Sie gerne mit uns in Kontakt

DR. DAVID BOTHE
Director
+49 (0)221 33713-106
David.bothe@frontier-economics.com

LINO SONNEN
Senior Consultant
+49 (0)221 33713-140
Lino.sonnen@frontier-economics.com



GREGOR BRAENDLE
Consultant
+49 ((0)221 33713- 168
Gregor.braendle@frontier-economics.com

DR. KARL LICHTBLAU
Geschäftsführer
+49 (0)221 4981-759
lichtblau@iwkoeln.de

CORNELIUS BÄHR
Senior Consultant
+49 (0)221 4981-797
baehr@iwkoeln.de

DR. HILMAR KLINK
Senior Manager
+49 ((0)221 4981-795
klink@iwkoeln.de

Quellen

- Agora Energiewende und Wuppertal Institut (2019). Klimaneutrale Industrie: Schlüsseltechnologien und Politikoptionen für Stahl, Chemie und Zement.
- AIT et al (2022). Flexibilitätsangebot und –Nachfrage im Elektrizitätssystem Österreichs 2020/2030.
- Bazzanella, Alexis Michael/Ausfelder, Florian/DECHEMA (2017): Low carbon energy and feedstock for the European chemical industry
- BGR (2020). Aluminium, Sustainability Information.
- Damodaran (2023). Country Default Spreads and Risk Premiums, Last updated: January 5, 2023, https://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/New_Home_Page/datafile/ctryprem.html.
- Deloitte (2020). Durch Sektorenkopplung zu einer dekarbonisierten und nachhaltigen Ökonomie.
- EWI (2022). Energiepreise in Europa bleiben mittelfristig auf hohem Niveau, https://www.ewi.uni-koeln.de/de/aktuelles/esys/.
- Kakoulaki et al. (2021). Green hydrogen in Europe.
- Hannula, I., & Arpiainen, V. (2015). Light olefins and transport fuels from biomass residues via synthetic methanol: performance and cost analysis. Biomass Conversion and Biorefinery, 5(1), 63-74.
- Ingvarsdóttir, A. (2020). Comparison of direct air capture technology to point source CO2 capture in Iceland.
- IRENA (2021). Innovation Outlook, Renewable Methanol.
- LBST (2022). Emissionsfreie Stahlerzeugung Metastudie zu den technischen, technologischen und wirtschaftlichen Parametern für die Umstellung der deutschen Stahlindustrie auf eine emissionsarme Stahlproduktion auf Basis von grünem Wasserstoff.
- Reznichenko, A., & Harlin, A. (2022). Next generation of polyolefin plastics: improving sustainability with existing and novel feedstock base.

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.