

LEE NRW | Präsentation Wasserstoffstudie | 03.11.2020

Bewertung der Vor- und Nachteile von Wasserstoffimporten im Vergleich zur heimischen Erzeugung

WI: Frank Merten, Alexander Scholz, Christine Krüger, Simon Heck

DIW Econ: Yann Girard, Marc Mecke, Marius Goerge



Spannungsfelder zwischen

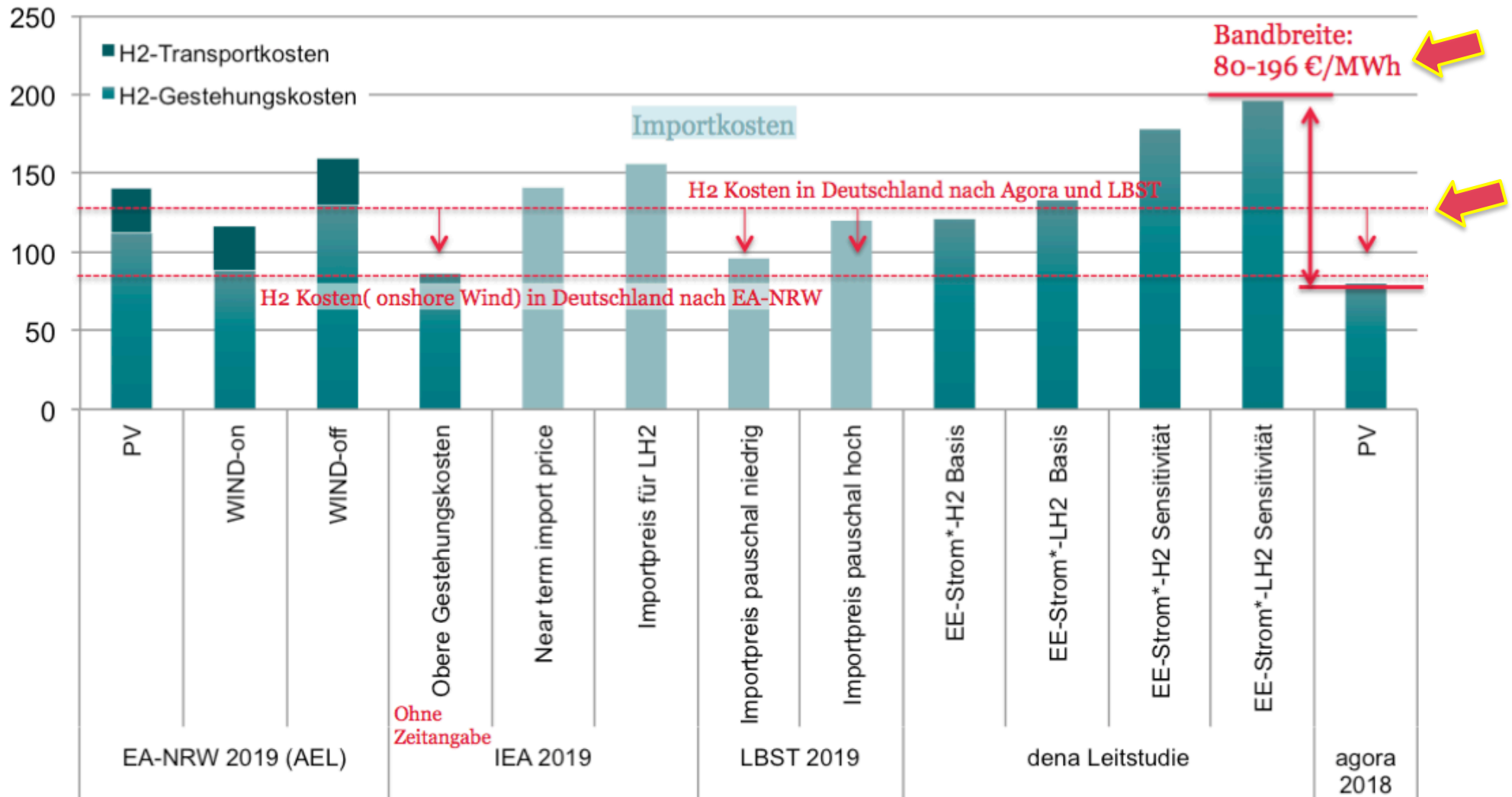
- **Heimatmarkt** entwickeln und **Importen** den Weg zu bereiten
- Erwarteten H₂-**Bedarfen** (≤ 110 TWh) und angestrebter eigener **Erzeugung** (5 GW, d.h. 14 TWh_{H₂}) bis 2030
- Europäischem und internat. H₂-Markt

Zentrale offene Fragen

- Wie hoch sind Kostenunterschiede zwischen heimischer und ausländischer H₂-Bereitstellung?
- Welche Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekte sind durch stärkere heimische Erzeugung möglich?

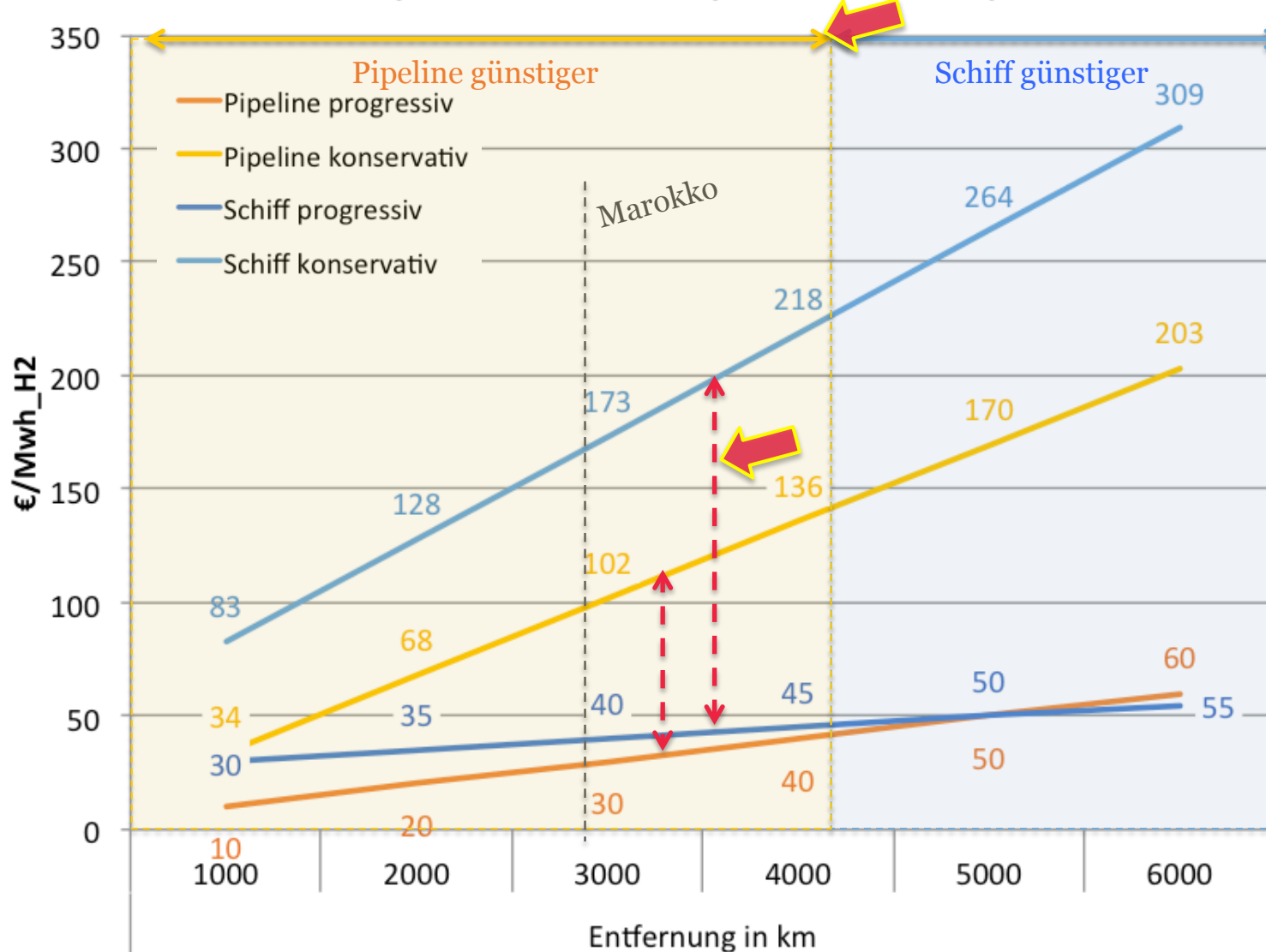
Die Studienlandschaft lässt rein kostenseitig nicht den Schluss zu, dass Importe von grünem Wasserstoff aus Nordafrika günstiger als die Produktion in Deutschland sind. (Dies gilt auch für 2050)

Importkosten für grünen Wasserstoff aus Nordafrika nach Studienlandschaft im Jahr 2030



Teure Schiffstransporte grenzen den Importradius für Wasserstoff weitgehend auf Pipelinelösungen ein

Spezifische H₂-Transportkosten via Pipeline und Schiff



Vorteile und Nachteile

Pipeline

Hohe Kapazität & Effizienz, Geringe Betriebskosten, Erdgasleitungen nutzbar

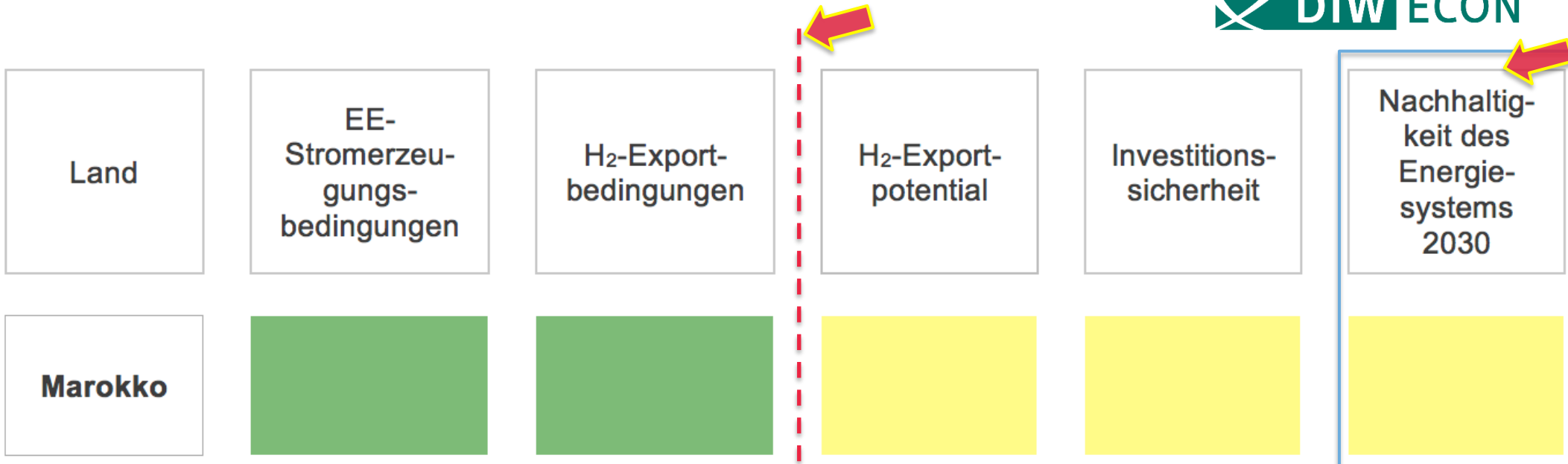
Kapitalintensiv u.a.

Schiffe

Große Transportentfernungen, Hohe Skalierbarkeit, Moderate Kostenzunahme mit Entfernung

Hohe Umwandlungsverluste u.a.

Wasserstoffexporte können die lokale Energiewende behindern (Beispiel Marokko)



(7) IEA (2019),
(8) Climate Action Tracker (2019)

Defossilierungsgrad Primärenergiemix	8,5% (2017) ⁷
Defossilierungsgrad Strommix	14% (2017) → 59% (2030) ⁷
Endenergieverbrauch (TWh)	66 (1990) → 187 (2017) ⁷
Stromverbrauch (TWh)	9 (1990) → 33 (2017) ⁷
THG-Emissionen (Mt CO ₂ _äq.)	32,5 (1990) → 107 (2020) → 145 (2030) ⁸

- EE-Strom wird vorrangig für eigene Energiewende und stark wachsenden Stromverbrauch benötigt
- Grüne Eigenschaft der H₂-Importe unsicher

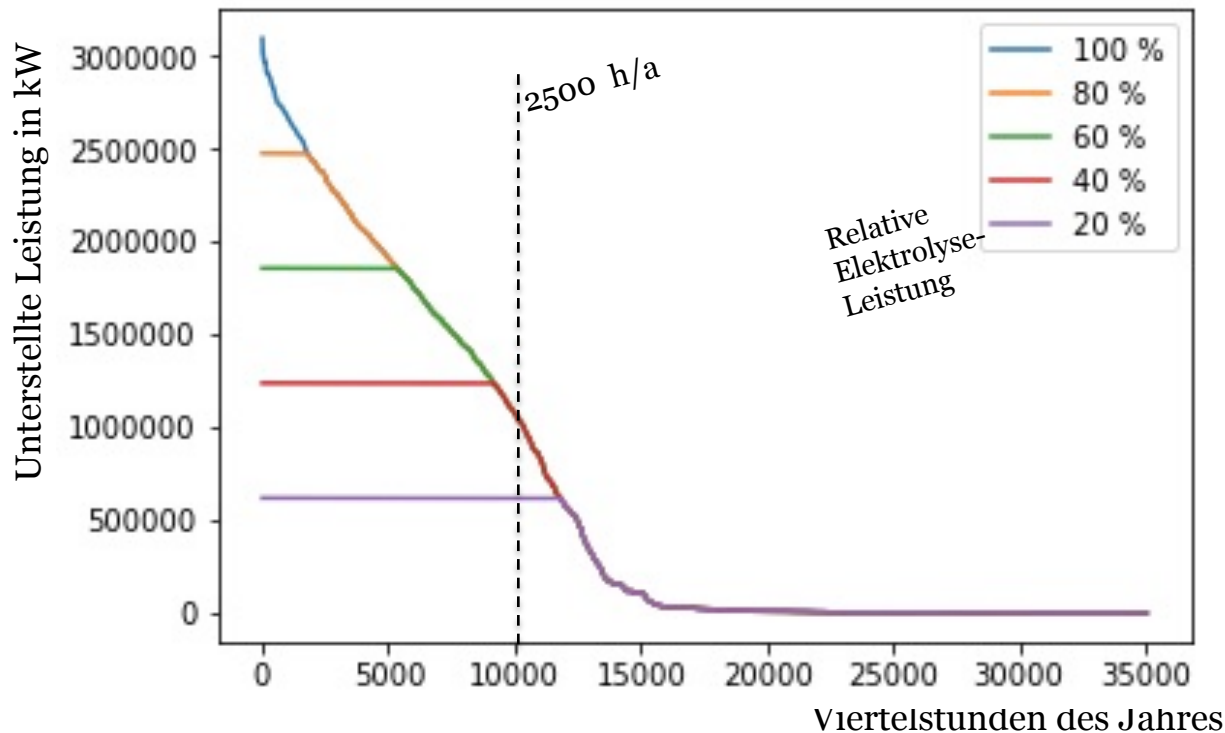
Studien zu Standorten von Elektrolyseuren konzentrieren sich häufig auf die Stromerzeugungsseite, bevorzugen den Norden von Deutschland und vernachlässigen die industriellen Abnehmer von Wasserstoff

- Es gibt bisher noch relativ wenig Untersuchungen zu Standorten für PtG-Anlagen
- Wichtiger Standortfaktor in fast allen Studien sind hohe EE-Leistungen oder Überschüsse
- Oft werden Standorte im Norden und bezogen auf Windkraft-onshore und offshore (Anlandungspunkte) bevorzugt
 - Eine solche Konzentration kann jedoch zu negativen Rückwirkungen wie lokalen Engpässen und hohen Abregelungen führen
 - Eine stärkere (dezentrale) Verteilung wird mit einer besseren Netzentlastung verbunden
- Die Nachfrageseite spielt für die Standortbewertungen und -bestimmungen eher eine geringere Rolle.

Regionen mit hohen und vielen Abregelungen von Windstrom könnten heute schon attraktiv für Elektrolyseanlagen sein

Explorative Fallanalyse für Schleswig-Holstein

Sortierter Verlauf der angenommenen abgeregelten Summen-Leistung in kW über 50 ONS mit der meisten Abregelung über die Viertelstunden des Jahres



- An einigen Ortsnetzstationen (ONS) könnten heute schon Elektrolyseure mit Volllaststunden von mehr als 2.000 h/a betrieben werden
- Für andere ONS ist dagegen eine „zentrale“ Elektrolyse an geeignetem Netzknoten sinnvoller*
- Nutzbarmachung eines nennenswerten Anteils der sonst abgeregelten Windstrommenge für grünen Wasserstoff möglich

*Achtung: Nur möglich, wenn EinsMan nicht wegen Netzengpass im Verteilnetz

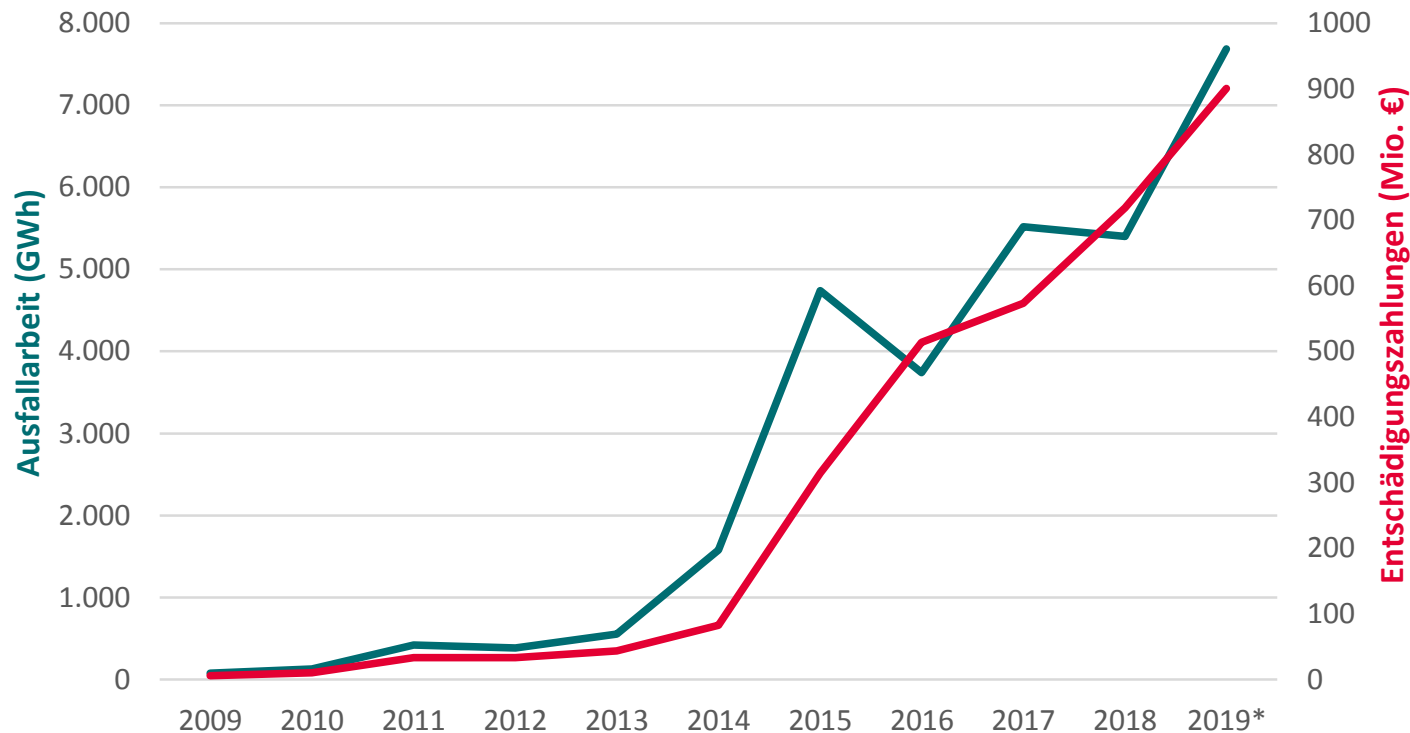
LEE NRW | Präsentation Wasserstoffstudie | 03.11.2020

Bewertung der Vor- und Nachteile von Wasserstoffimporten im Vergleich zur heimischen Erzeugung

WI: Frank Merten, Alexander Scholz, Christine Krüger, Simon Heck

DIW Econ: Yann Girard, Marc Mecke, Marius Goerge

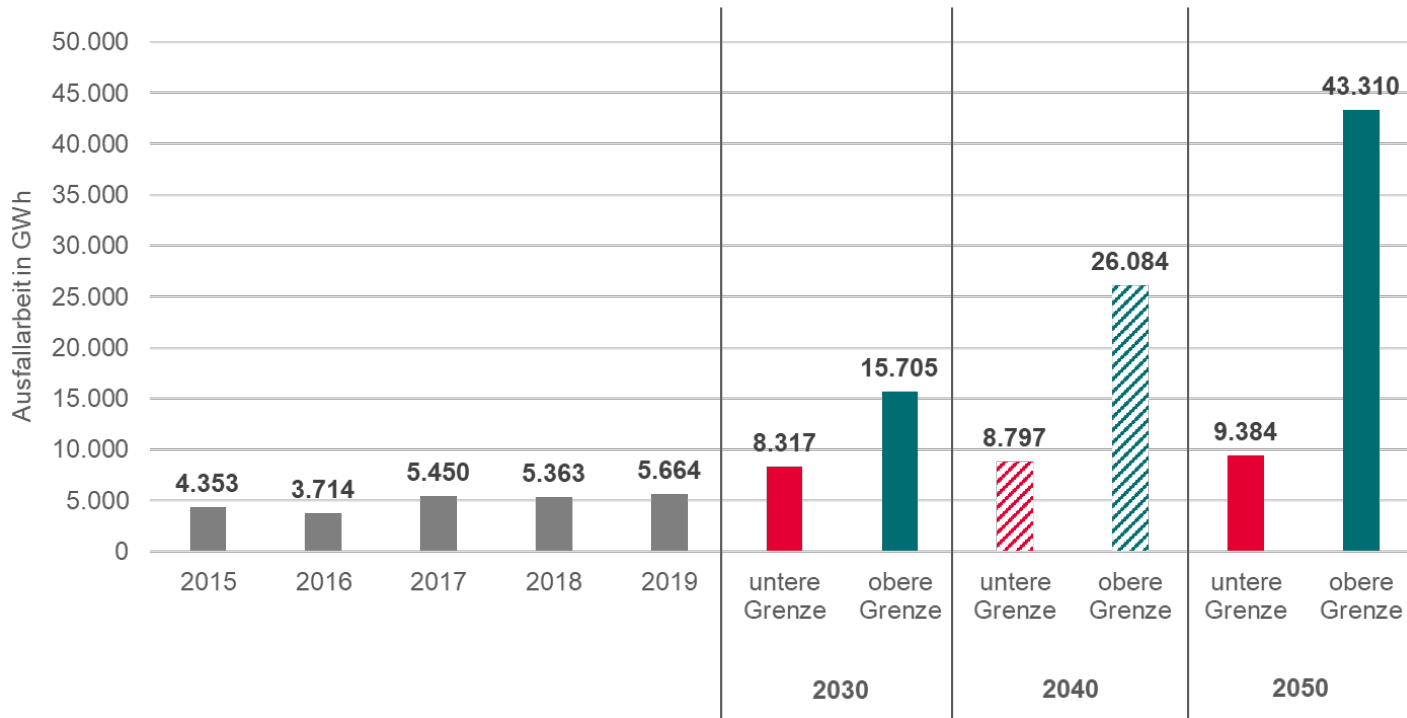
Wasserstoffproduktion als alternative Verwendung von ansonsten abgeriegeltem Strom aus erneuerbaren Energien (1)



- Starker Anstieg der Ausfallarbeit (**grün**) und Entschädigungszahlungen (**rot**) seit 2014
- Zukünftige Entwicklung der Ausfallarbeit der Erneuerbaren Energien hängt von vielen Faktoren ab

Quelle: Daten aus BNetzA (2019) Monitoringbericht; *2019 geschätzt.

Wasserstoffproduktion als alternative Verwendung von ansonsten abgeriegeltem Strom aus erneuerbaren Energien (2)



Ausbau installierten Leistung der EE 2050: 174-840 GW

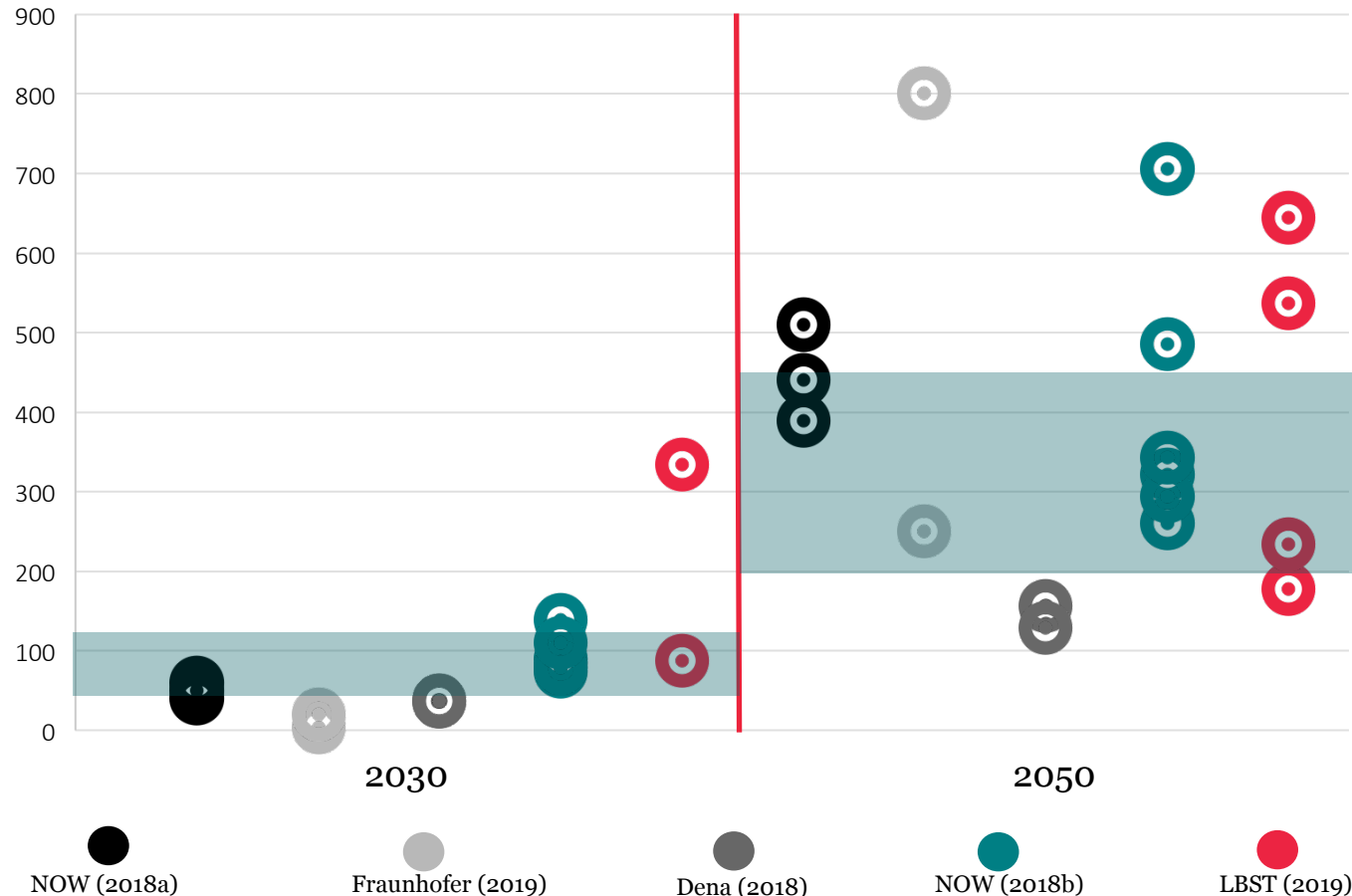
Entschädigungszahlungen 2050: 1-5 Mrd. Euro

- Korridor der zu erwartenden Ausfallarbeit in 2030 und 2050
- Die Ausfallarbeit stellen ungenutztes Potenzial der Energieerzeugung dar
- Die Nutzung zur Erzeugung von grünem Wasserstoff stellt jedoch nur einen kleinen Beitrag zur Deckung der zukünftigen heimischen Wasserstoffnachfrage dar

Vor 2018 Ausfallarbeit gesamt, ab 2018 nur Wind und PV.

Volkswirtschaftliche Wirkungen einer heimischen Wasserstoffproduktion (1)

Prognose der Wasserstoffnachfrage im Jahr 2030 bzw. 2050 (in TWh/a)



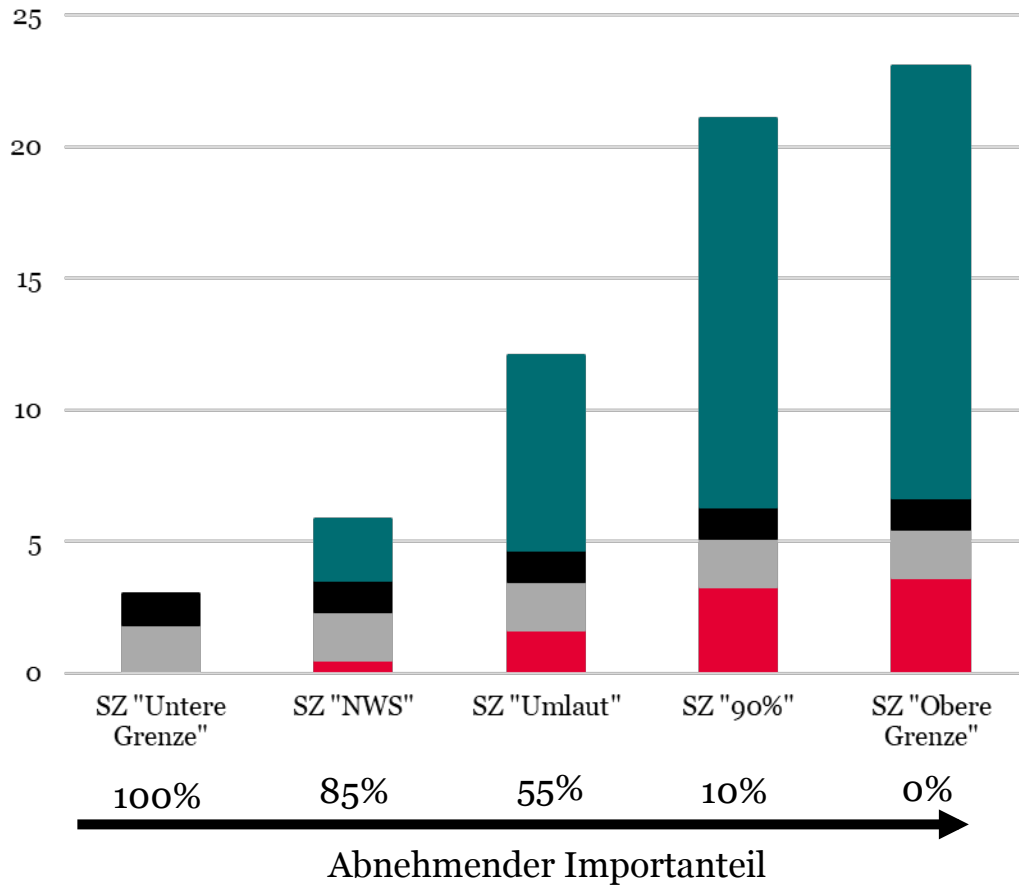
➤ Auf Basis der Metanalyse ergibt sich eine Bandbreite der zukünftigen Wasserstoffnachfrage von 80-110 TWh/a in 2030 und 200-450 TWh/a in 2050

Volkswirtschaftliche Wirkungen einer heimischen Wasserstoffproduktion (2)

■ H2-Erzeugung ■ H2-Speicherung ■ H2-Transport ■ EE-Stromerzeugung

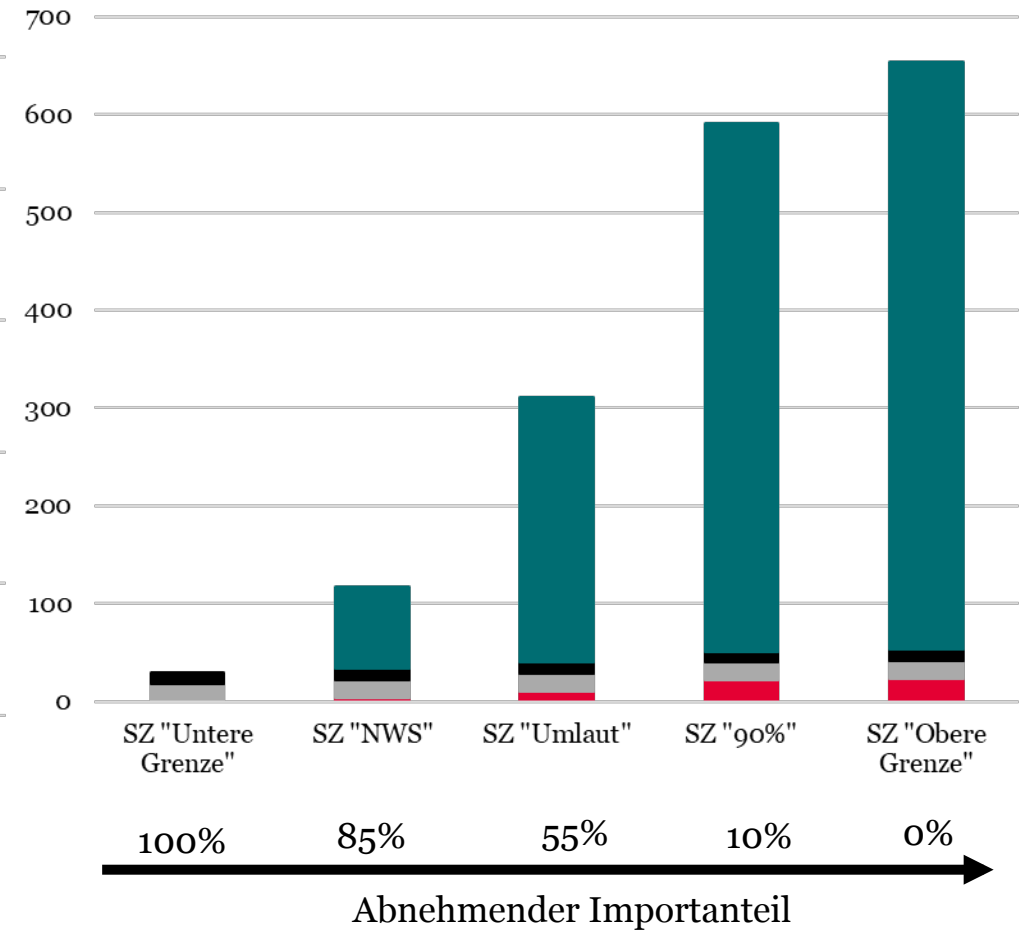
Wertschöpfung (in Mrd. Euro/Jahr)

2050



Beschäftigung (in Tsd.)

2050



Quelle: Eigene Darstellung und Berechnungen, basierend auf den Ergebnissen und Annahmen von LBST (2019).

Frank Merten | frank.merten@wupperinst.org

Yann Girard | YGirard@diw-econ.de

Vielen Dank für Ihre Aufmerksamkeit

Weitere Informationen finden Sie auf unseren Websites

www.wupperinst.org

www.diw-econ.de