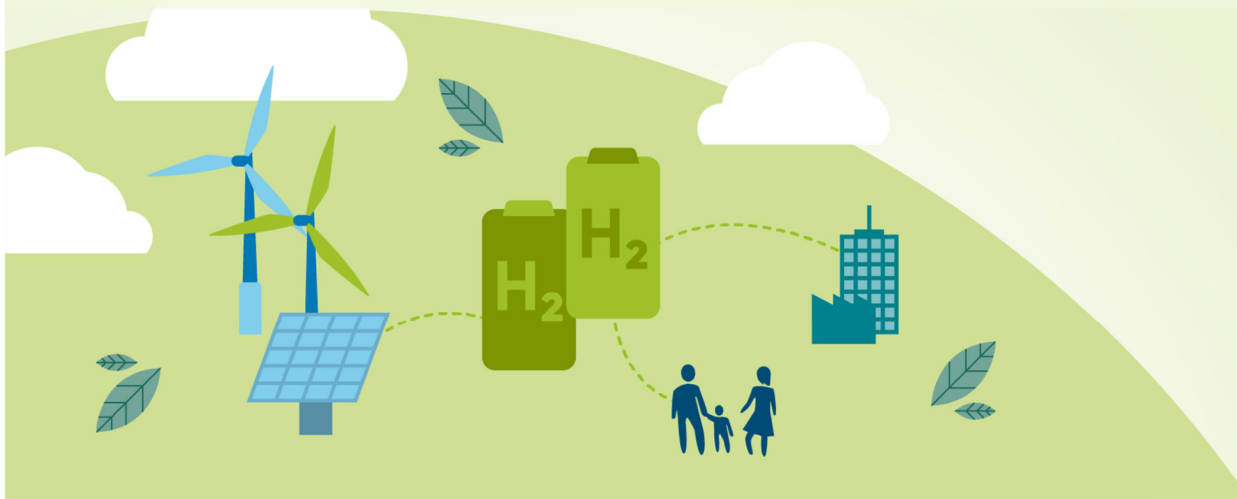


Dynamische Analyse der Gestehungs- und Transportkosten für PtX-Produkte in ausgewählten Ländern

Methodik, Parameter, finale Ergebnisse



Disclaimer

Die Studie “Dynamische Analyse der Gestehungs- und Transportkosten für PtX-Produkte in ausgewählten Ländern” wurde vom Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE im Auftrag der Unternehmensallianz Grüner Wasserstoff (H2A) von September 2021 bis April 2022 durchgeführt.

Die Unternehmensallianz dient als Schnittstelle zwischen der europäischen Privatwirtschaft und dem Bundesministerium für wirtschaftliche Zusammenarbeit und Entwicklung (BMZ). Das Unternehmensnetzwerk unterstützt eine sozial-ökologische Transformation in ausgewählten Partnerländern durch die Förderung eines nachhaltigen Markthochlaufs von grünem Wasserstoff und Power-to-X. Die Unternehmensallianz ist ein von der Deutschen Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) durchgeführtes Projekt.

Autoren

Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme ISE: Christoph Hank, Marius Holst, Dominik Peper, Christoph Kost, Achim Schaadt, Tom Smolinka

Kontakt

Green Hydrogen Business Alliance / Unternehmensallianz Grüner Wasserstoff
c/o Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH
Farhanja Wahabzada
wasserstoff@giz.de
www.giz.de

April 2022

Supported by the



Executive Summary

The competitiveness of green hydrogen (H₂) and power-to-x (PtX) products will largely depend on production and transport costs. These costs will be a determining factor in which countries will be at the forefront of first-mover investments. Some partner countries of German development cooperation have very good pre-conditions to produce H₂ and PtX products and expect great development opportunities through the establishment of a green hydrogen economy in their country. In the future, however, they will internationally compete with other export-oriented countries (e.g. Saudi Arabia, Australia, Spain), some of which already have existing industrial infrastructures and better financing options.

To assess how competitive selected partner countries are, as realistically as possible, the Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems (ISE) was commissioned to analyze them in detail with regard to their site-specific production potential, including the production and transport costs for the year 2023. **The aim of the analysis was to identify and evaluate different sites with regard to their short-term PtX generation potential and the respective production costs, including their transport (exclusively to the port of destination) to Germany.**

For this purpose, Fraunhofer ISE analyzed a total of 26 regions in nine countries pre-selected by GIZ (*see page 11, chart 7*) with regard to their potential PtX generation and supply costs. For a large part of the countries, the PtX products **liquid hydrogen, ammonia and methanol** were considered. For the two potential producer countries, South Africa and Ukraine, **synthetic kerosene and gaseous hydrogen** transported by pipeline, respectively, were considered. A key requirement was the generation and use of **exclusively dedicated renewable energies for the production of 100 % green hydrogen**. This also includes the operation of the syntheses and associated peripheral components such as hydrogen and carbon dioxide compressors, CO₂ capture and seawater desalination. A PtX system based on variable renewable energies demands a holistic system design and operating strategy. The methodology used for this includes site-dependent GIS (Geographic Information System) analyses as well as hourly-resolved simulation and optimization of complete Power-to-X supply chains. Since the analyses were based on a relatively short-term time horizon (target year 2023), the size of the specific PtX hubs was set at an installed capacity of 150 MW_{el} of electrolysis rated capacity. On the one hand, this is a reliable size for large first-mover projects and the export of green synthesis products, but on the other hand, it is a moderate magnitude compared to current studies for target years in 2030 or 2040, which are partly investigated for single- to double-digit GW-capacities.

In the overall comparison of the identified provisioning costs, Saudi Arabia, Algeria and Brazil are particularly noteworthy. Numerous regions in these countries achieve comparatively low provisioning costs. For example, the **2023 supply costs** (production and transport) of liquid hydrogen are 202-240 €/MWh_{LHV} (6,70-8,00 €/kg Hydrogen) and those of ammonia are 191-216 €/ MWh_{LHV} (990-1120 €/ton Ammonia), and those of green methanol 246-272 €/ MWh_{LHV} (1360-1500 €/ton Methanol). An important basis for these low costs are the very favorable technical prerequisites for power generation from wind and solar in these countries. The levelized cost of electricity produced (LCOE) was determined on the basis of the respective

irradiation and wind values as well as the country-specific capital costs. In Saudi Arabia, PV production costs of only 23 €/MWhel were calculated. With regard to wind, for example, the locations considered in Brazil stand out with LCOE of 45-47 €/MWhel. In addition, for the sites with very good, combined conditions for PV and wind power production, significantly increased full load hours of the electrolysis and the complete PtX chain can be achieved. An example of such a hybrid site is the analyzed region of *Rio Grande do Norte* in northeastern Brazil, which not only achieves good LCOE, but also very high electrolysis utilization of up to nearly 7000 hr/yr. Such effects become apparent only through time-resolved analyses (as in this study with 1-hour resolution) and highlight the importance of site-specific analyses for planning and optimizing large-scale PtX projects. For the other countries analyzed, it can be stated that the ECOWAS region (here: Senegal, Nigeria) has a few suitable sites near the coast. However, a high level of infrastructure development (roads to the hinterland, power grids, ports, possibly water) is necessary for the long-term development of the top RE sites far from the coast. In Ukraine, a high proportion of cropland, which was one of the exclusion criteria for RE and PtX generation in the study, limits the particularly suitable areas. In further analyses, it would have to be examined on a case-specific basis whether this arable land could be used for RE generation, especially in the case of wind energy.

With regard to the **key challenges and geopolitical dependencies**, it should be noted that power-to-X projects of significant size in the triple-digit megawatt to gigawatt range will have long planning and construction phases. Thus, the scenarios analyzed here reflect hypothetical short term projects, which aimed to reveal differences of the individual potential producer countries and to shed light on technological intricacies of the PtX chains. If one takes into account the future demand for imported hydrogen and derivatives in the numerous energy system analyses of recent years, it becomes clear that even in the smallest quantities at least several terawatt hours of green energy carriers could be required in Germany alone by 2030. The realization of the first large-scale projects in the corresponding countries must therefore be initiated now in order to be able to rely on Power-to-X import volumes in at least the single-digit terawatt hour range in the next ten years. Regarding any infrastructure bottlenecks, it is important not only to focus on power-to-X generation side, but also to build the downstream process chains needed for large-scale import. Import ports must have appropriate offloading and local storage infrastructure for power-to-X products. LNG terminals currently existing or under construction must be suitable for a subsequent utilization phase for the turnover of (liquid) hydrogen or ammonia, for example. If this is not considered, there is a risk of having extensive stranded assets or unnecessarily extending the life of these fossil energy imports. If a pipeline connection for domestic hydrogen transport exists, energy-efficient conversion facilities such as liquid hydrogen regasification plants or ammonia reformers must be considered.

For the partner countries studied, the creation and establishment of RE and PtX hubs represents not only the possibility of new sales opportunities through the trade of green energies. The establishment of green electricity and hydrogen plants also offers the possibility to defossilize the own energy system, to establish new industrial sectors in this area through synergy effects and to create numerous jobs and apprenticeships. Accordingly, it should be emphasized that the creation of global PtX trade vectors should not only be unidirectional but should enable value creation in both

directions and that a dialogue in the producing and exporting countries with local stakeholders and interested parties is essential. In the next few years, bilateral agreements between countries will therefore form an important initial basis for enabling and testing the ramp-up not only on the PtX production side but also on the logistics and, not least, the off-taker side. In subsequent years, starting in 2030, trading in hydrogen and its derivatives will then become not only more cost-efficient but also more diversified, ensuring the necessary security of energy supply.

Basically, the present study and the presented country analyses illuminate a section of the possible PtX producing countries, the possible supply costs and thus pave the way for further analyses of larger projects which must follow this first ramp-up phase until 2030. These will enable numerous developing and emerging countries to gradually defossilize their energy systems while supporting energy security in Germany and Europe. This, coupled with further necessary transformation measures such as direct electrification where possible, comprehensive efficiency and also sufficiency measures, a comprehensive domestic expansion of renewable energy production as well as the European interconnected grids, will make it possible to support Germany on its way towards greenhouse gas neutrality.

INHALT

- [Übersicht](#)
- [Methodik](#)
- [Zentrale Parameter](#)
- [Ergebnisse](#): Standortspezifische KPI & Gestehungskosten
- [Ergebnisse](#): Sensitivitätsanalysen und zusätzliche Szenarien
- [Ergebnisse](#): Detaillierte Ergebnisse zur Standortanalyse
- [Zusammenfassung](#) - Abschließende Erkenntnisse und Aussagen
- [Abkürzungen und Quellennachweise](#)
- [Anhang](#)

Abkürzungsverzeichnis (I)

Abkürzung	Beschreibung
ASU	Luftzerlegungsanlage („Air Separation Unit“)
AEL	Alkalische Elektrolyse
CAPEX	Capital expenditure / Investitionskosten
CO ₂	Kohlendioxid
DAC	Direkte CO ₂ Gewinnung aus der Luft („Direct Air Capturing“)
EE	Erneuerbare Energie(n)
FT	Fischer-Tropsch-Synthese
GH ₂	Gasförmiger Wasserstoff
GIS	Geoinformationssystem
H ₂	Wasserstoff
kt	Kilotonne (Tausend Tonnen)
kW _{el}	Kilowatt elektrische (Anschluss)Leistung
LCOE	Stromgestehungskosten
LCoPtX	Gestehungskosten des jeweiligen PtX-Produktes
LH ₂	Liquid Hydrogen / Flüssigwasserstoff
LHV	Heizwert („Lower Heating Value“)
MW _{el}	Megawatt elektrische (Anschluss)Leistung
MWh _{LHV}	Energiegehalt in Megawattstunden, basierend auf dem Heizwert (Lower Heating Value)
N ₂	Stickstoff
NH ₃	Ammoniak
OPEX	Operational expenditures / Betriebskosten
PEMEL	Protonen-Austauschmembran-Elektrolyse

Abkürzungsverzeichnis (II)

Abkürzung	Beschreibung
PtX	Power-to-X
PV	Photovoltaik
tpd	tons per day / Tonnen pro Tag (meist für Produktionskapazitäten)
tpy	tons per year / Tonnen pro Jahr (meist für Produktionskapazitäten)
TRL	Technology Readiness Level
WACC	Weighted average cost of capital / Gewichtete durchschnittliche Kapitalkosten
wt%	Gewichtsprozent

- Übersicht -

Forschungsziel

Land-Produkt-Matrix

Rahmenbedingungen & Systemaufbau

Szenariorahmen

Hinweise und Limitierungen

Übersicht

Forschungsziel

-

Identifikation und Bewertung verschiedener Standorte hinsichtlich ihres kurzfristigen Erzeugungspotentials und den jeweiligen **Gestehungskosten** für Power-to-X-Produkte **inklusive** deren **Transport** nach Deutschland

-

Übersicht

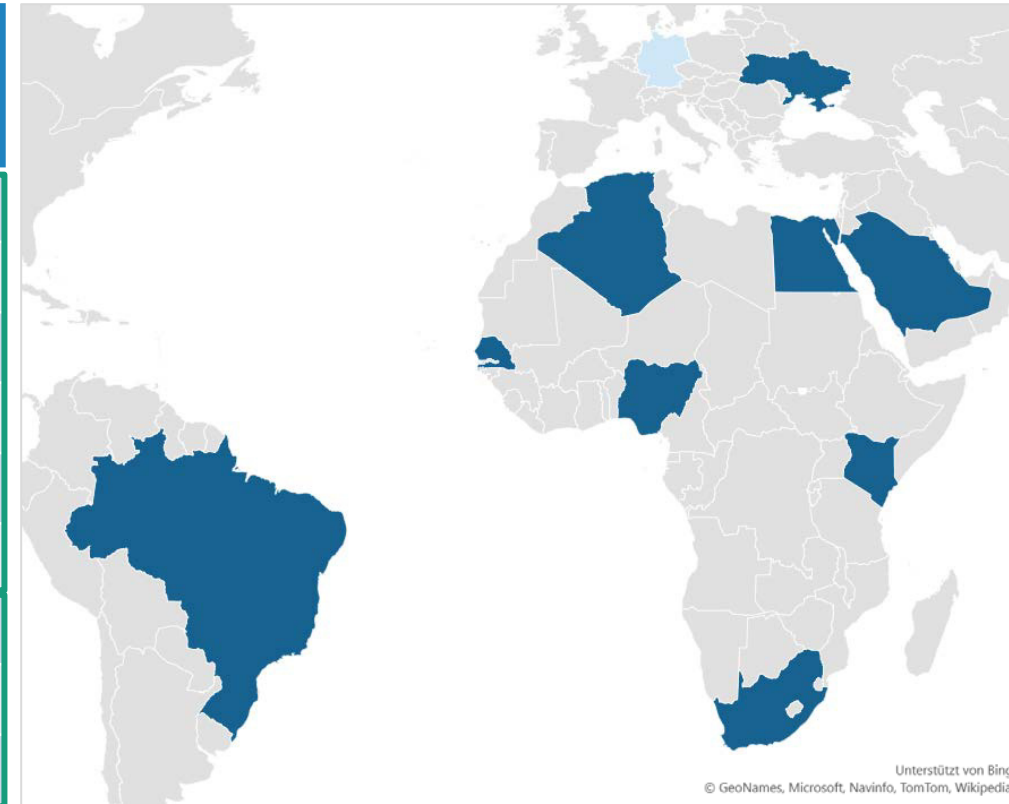
Land-Produkt-Matrix

(Vorgabe GIZ)

Phase I

Phase II

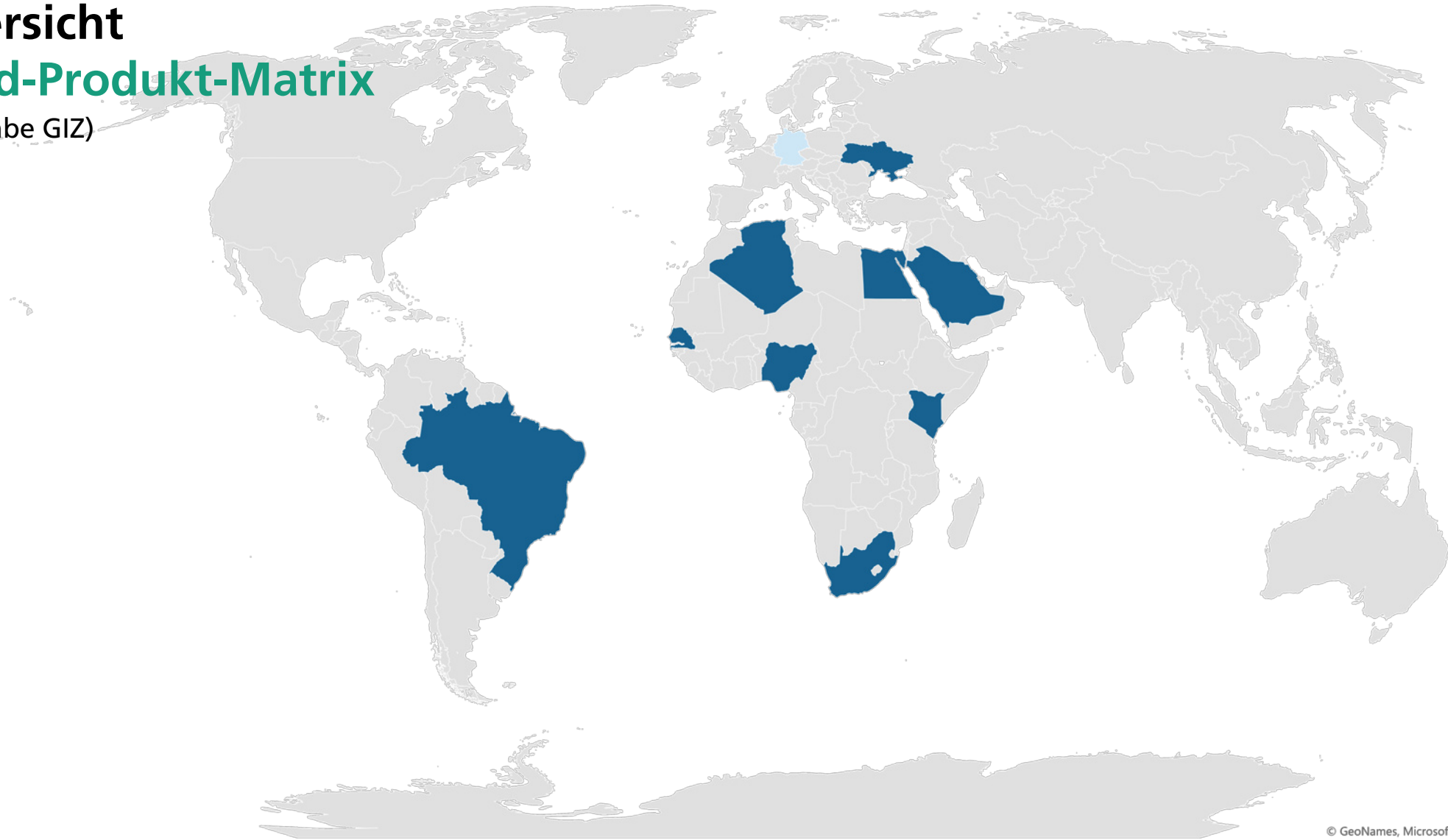
Land / PtX Produkt	LH ₂ (Flüssig- wasserstoff)	Ammoniak	Methanol	Jetfuel (Kerosin, Nutzung vor Ort)	GH ₂ (gasförmiger Wasserstoff via Pipeline)
Brasilien	x	x	x		
Saudi-Arabien	x	x	x		
Senegal	x	x	x		
Nigeria	x	x	x		
Südafrika				x	
Ukraine					x
Ägypten	x	x	x		
Algerien	x	x	x		
Kenia	x	x	x		



Übersicht

Land-Produkt-Matrix

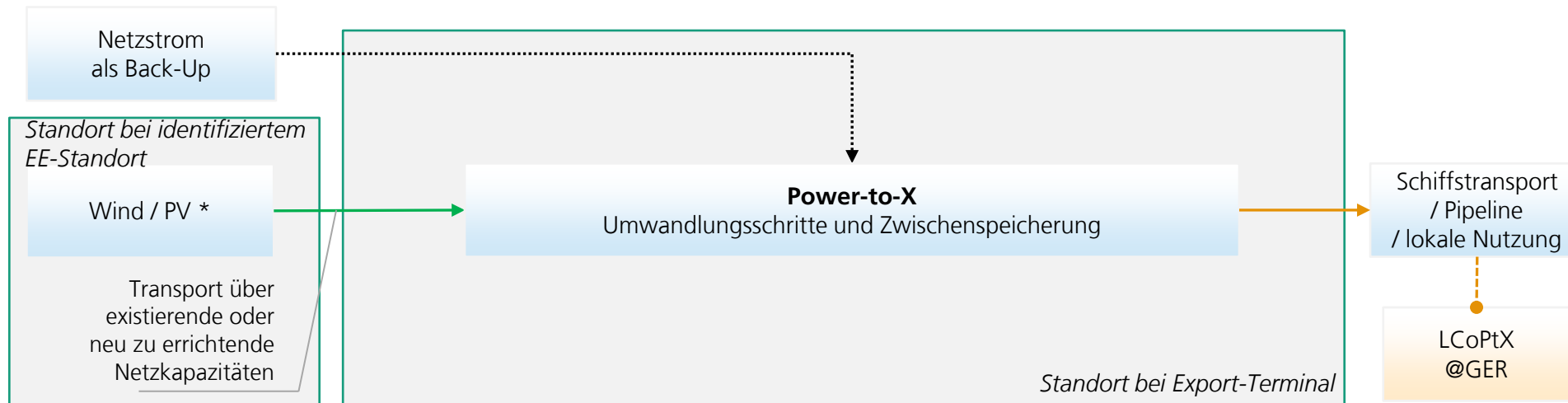
(Vorgabe GIZ)



Rahmenbedingungen & Systemaufbau

Generell

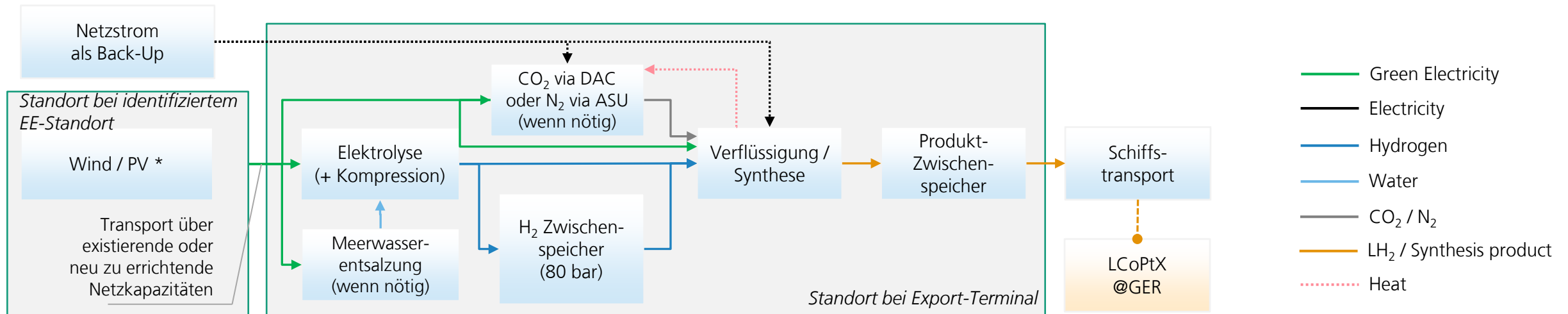
- **Zieljahr: 2023** (Vorgabe GIZ) ; Systemgrenze ist „Hafenkante am Zielort“
- Elektrolyse, Zwischenspeicher, Synthese/Verflüssigung mit räumlicher Nähe zum Export-Terminal
- Betrieb der Elektrolyse (150 MW_{el} (Megawattstunden elektr. Anschlussleistung), Vorgabe GIZ) mit fluktuierenden, dedizierten Erneuerbaren Energien (EE)
- Strom aus dedizierten EE-Anlagen wird, sofern möglich, über das öffentliche Stromnetz transportiert (falls die Kapazität des vorhandenen Netzes nicht ausreicht, wird ein Netzausbau berücksichtigt)
- Wasserstoff wird ausschließlich durch neu aufzubauende, dedizierte EE-Anlagen* (Wind, Photovoltaik (PV)) erzeugt
 - Auch Synthese/ Verflüssigung wird primär durch EE versorgt.
 - Nur für den Fall einer zu geringen EE-Erzeugung zur Deckung des konstanten Strombedarfs von Synthesen/ Verflüssigung wird Netzstrom berücksichtigt (nicht die Elektrolyse).



Rahmenbedingungen & Systemaufbau

LH₂, Ammoniak, Methanol

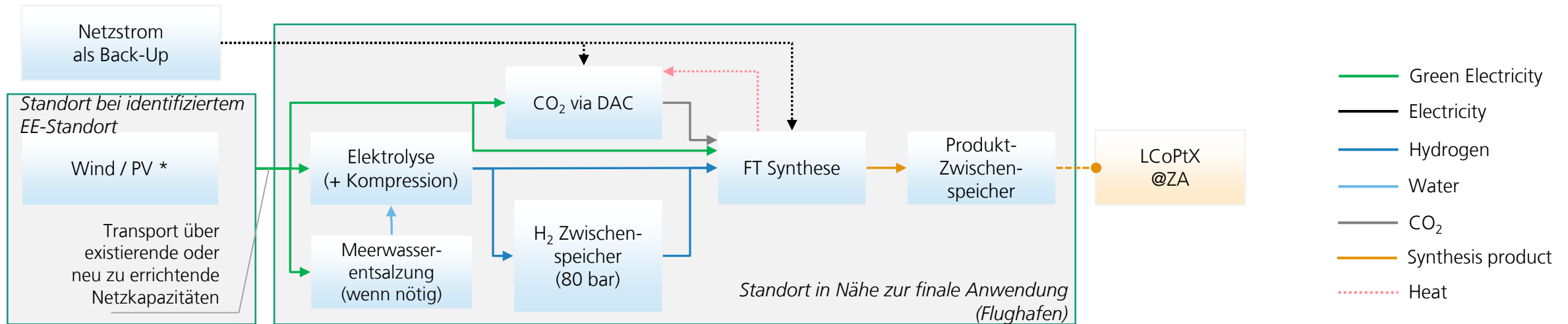
- Konstanter Wasserstoff(H₂)-Bedarf von Synthesen / Verflüssigung wird aus Elektrolyse + H₂-Zwischenspeicher abgedeckt
- Weitere Rohstoffe:
 - Kohlendioxid- (CO₂) bzw. Stickstoff- (N₂) Bereitstellung erfolgt konstant via Abscheidung aus der Atmosphäre (Vorgabe GIZ)
Nach Bedarf können (wo plausibel) ein bis zwei Szenarien mit konzentrierten CO₂-Punktquellen gerechnet werden
 - Wasserversorgung in ariden Regionen berücksichtigt durch Meerwasserentsalzung (Umkehrosmose)
- Produktzwischenspeicherung erfolgt für 14 Tage (+Sicherheitspuffer)
- Schiffstransport nach konventionellem "Standard" (fossile Antriebe, Vorgabe GIZ)
- Die Endprodukte liegen am Zielort in flüssiger Form vor (Vorgabe GIZ); es erfolgt keine Reformierung/Regasifizierung



Rahmenbedingungen & Systemaufbau

Fischer-Tropsch / Jetfuel

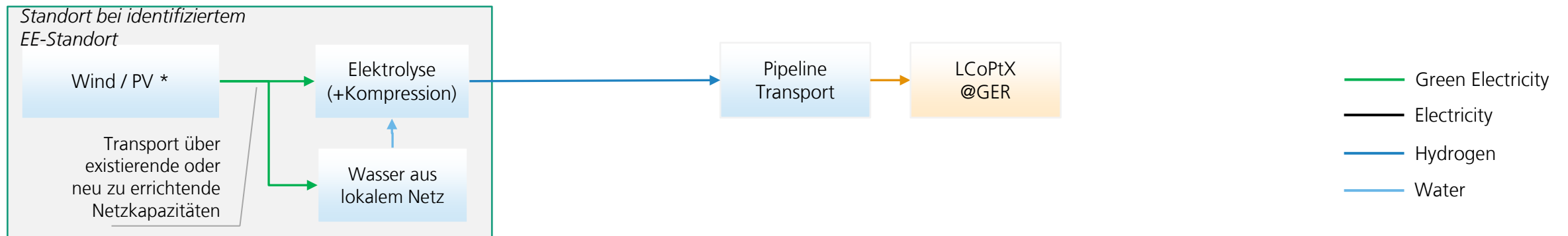
- Systemaufbau vergleichbar zu LH₂ / Ammoniak / Methanol
- Lokale Nutzung des Fischer-Tropsch (FT)-Produktes (Vorgabe GIZ); Kein Transport
- Nebenprodukte der FT-Synthese (hpts. Diesel-Kraftstoff) können zu lokalen Marktpreisen verkauft werden
- Jetfuels via Power-to-Liquid (PtL) noch geringer technologischer Reifegrad (Technology Readiness Level, TRL); Umsetzung in industriellem Maßstab für 2023 daher unwahrscheinlich; bitte beachten Sie auch die Hinweise und Limitierungen zu diesem PtX-Pfad auf [hier](#)



Rahmenbedingungen & Systemaufbau

Gasförmiger H₂ mit nachfolgender Einspeisung in Pipeline (Ukraine)

- Einspeisung des gasförmigen Wasserstoffs in Wasserstoff-Pipeline; Unterscheidung in:
 - Retrofit bestehender Erdgaspipeline bei welcher einzelne Stränge auf 100% H₂ umgerüstet wurden (basierend auf „H2 Backbone Report“)
 - Neubau einer dedizierten H2-Pipeline



Berücksichtigung von Szenarien und Sensitivitäten

Übersicht

- Einerseits isolierte Parametervariationen (Sensitivitätsanalysen) für:
 - Weighted Average Cost of Capital (WACC)
 - Investkosten (CAPEX): Wind, PV, Elektrolyse, DAC
 - jeweils für 2 Standorte und die dortigen Zielprodukte (**Komsberg SA; Rio Grande d Norte BR**)
- Andererseits kombinierte Parametervariationen (Szenarien) für:
 - CAPEX Wind, PV, Elektrolyse, LH₂-Schiff
(Optimistisch, Optimistisch+, Pessimistisch)

Berücksichtigung von Szenarien und Sensitivitäten

Isolierte Variation von WACC und CAPEX

CAPEX Wind / PV: (kombiniert; beide Parameter ändern)

- Standortabhängige Invest- und Betriebskosten
- Datengrundlage: [IRENA2020(1)], [Bja2020], [Kost2018] sowie länderspezifischer Studien und Pressemeldungen
- Variation: CAPEX = -20% bis +10% (ggü. Baseline)

CAPEX Elektrolyse:

- CAPEX: 750 €/kW_{el} (technologieunabhängig)
- Datengrundlage: [Smo2019], [IRENA2020(2)]
- Variation: CAPEX = -40% bis +40%

DAC

- Variation: CAPEX = -40% bis +40%

WACC:

- Standortabhängige Werte
- Datengrundlage: [IRENA2020(1)]
- Variation: WACC = 2-12%

Standortabhängige Parameter Wind / PV (Baseline Szenario):

Land	Standortbezeichnung	CAPEX PV 2022 (EUR/kW)	OPEX PV 2022 (EUR/kW)	CAPEX Wind 2022 (EUR/kW)	OPEX Wind 2022 (EUR/kWh)	WACC 2022 (%)
Brasilien	Rio Grande do Norte - Touros	550	11	1300	0.015	7
Brasilien	Bahia North - Irecê	550	11	1300	0.015	7
Brasilien	Rio Grande do Sul	550	11	1300	0.015	7
Saudi-Arabien	Northwest 1 -Neom	550	11	1400	0.016	5
Saudi-Arabien	Northwest 2 -Tabuk	550	11	1400	0.016	5
Saudi-Arabien	West	550	11	1400	0.016	5
Saudi-Arabien	East	550	11	1400	0.016	5
Südafrika	Port Elizabeth	650	13	1500	0.017	7
Südafrika	Kombsberg	650	13	1500	0.017	7
Südafrika	Upington - Pofadder	650	13	1500	0.017	7
Ukraine	Donezk-Wuhlehirsk	600	15	1500	0.015	6
Ukraine	Mykolajiw - Southern Bug	600	15	1500	0.015	6
Ukraine	North - Tschernihiw	600	15	1500	0.015	6
Senegal	Maléye	700	14	1600	0.017	8.5
Nigeria	Bashar	700	14	1600	0.017	8.5

Berücksichtigung von Szenarien und Sensitivitäten

Kombinierte Parametervariation

Kombinierte Parametervariation:
(in Szenarien)

Szenario	CAPEX Wind & PV	CAPEX Elektrolyse [€/kW _{el}]	LH ₂ -Schiff
Baseline	Standortspezifisch	750	,near-term'
Optimistisch	Standort -20%	450	,near-term'
Optimistisch+	Standort -20%	450	,long-term'
Pessimistisch	Standort +10%	1050	,near-term'

LH₂-Carrier im Baseline-Szenario:
„Near-term“

Feasibility study of Moss Maritime

Capacity: ~0.5 kt H₂
CAPEX: 68M€
Boil-off: 0.2% pro Tag
(used on-board)

Realisation: ~3 years (incl. construction)



Source: Moss Maritime

LH₂-Carrier im Optimistisch+ Szenario:
„Long-term“

Feasibility study of Kawasaki Heavy Industries

Capacity: ~11 kt H₂
CAPEX: 440M€
Boil-off: 0.2% pro Tag
(used on-board)

Realisation: „commercial operation scheduled for mid 2020s“;
40k m³ LH₂ cargo containment system obtained ,approval in principle' (Nippon Kaiji Kyokai (ClassNK), Mai 2021)



Source: Kawasaki Heavy Industries

Übersicht

Hinweise und Limitierungen (I)

- **Das Referenzjahr der Betrachtungen ist 2023** (Vorgabe GIZ), d.h. ökonomische und technologische Parameter beziehen sich auf gegenwärtige bzw. als **aktuell realistisch erachtete Werte**.
- Die für den Export und Import notwendige periphere Infrastruktur (z.B. detaillierte Verrohrungen zwischen einzelnen Schritten der PtX-Kette, Be-/Entladetechnik in den Häfen) ist nicht im Detail berücksichtigt.
 - Für weiterführende Betrachtungen sollte eine detaillierte Evaluierung der Hafeninfrastrukturen durchgeführt werden und Anlagen und PtX-Produkte dementsprechend geplant werden um Synergien mit bereits bestehender Infrastruktur (vorhandene Speicher, Verladetechnik, CO₂-Punktquellen, etc.) zu nutzen.
- Die H₂-Erzeugung erfolgt aus **dedizierten fluktuierenden EE-Anlagen** („kein gegenwärtiger Netzstrom für H₂-Erzeugung“)
 - Dies erfordert teilweise einen **großen H₂-Zwischenspeicher** zur Entkopplung von flexibler Elektrolyse und (gegenwärtig noch) unflexiblen Verflüssigungs- und Syntheseprozessen.
 - Dieser Aspekt sollte generell Beachtung finden in Studien, welche die großskaligen Erzeugung und den Import von Power-to-X-Produkten und Energieträgern analysieren und diskutieren.
 - Netzstrom wird lediglich für die peripheren Stromverbräuche der Kompressoren und Synthesen eingesetzt.
 - Überschüssiger Strom aus den dedizierten EE-Anlagen wird nicht vergütet

Übersicht

Hinweise und Limitierungen (II)

- Flüssigwasserstoff:
 - Verflüssigungs-Kapazität im Bereich 40-60 Tonnen H₂ pro Tag (tpd) → das entspricht der aktuell weltweit größten Anlagen (~40 tpd, USA), typische Anlagengrößen bewegen sich eher im Bereich von 5-10 tpd (z.B. Linde in Leuna, wo eine von drei großen H₂-Verflüssigern in Europa steht)
 - Transport via Schiff: bis heute ein Pilotprojekt im kleinen Maßstab (Australien → Japan; wenige t H₂ pro Jahr)
 - Es gibt mehrere Konzeptstudien und Aktivitäten für die Weiterentwicklung großer Flüssigwasserstoffschiffe (Kapazitäten 500-11360 t LH₂, Kawasaki Heavy Industries, MAN Cryo, shipowner Fjord1, Multi Maritime) [1,2,3]
- Kerosin via Fischer-Tropsch-Synthese (FT):
 - Bisher befindet sich **keiner der untersuchten PtL-Pfade zur Kerosinerzeugung** auf einem **ausreichenden TRL***
 - Die **FT-Synthese** stellt je nach Synthesebedingungen ein **Produktgemisch** bestehend aus verschiedenen Fraktionen (Benzin, Diesel, Kerosin, weitere Öle und Wachse) bereit.
Der betrachtete FT-Pfad in Südafrika zielt auf die Nutzung des Kerosins für die Betankung von Flugzeugen ab.
 - Wir zeigen **sowohl die Gesteungskosten für das Produktgemisch** (FT; Im Fokus der anderen uns bekannten relevanten Studien) als **auch isoliert für Kerosin** (JetFuel; hier 38 Gewichtsprozent (wt%) des FT-Produktgemischs). Bei letzterem unter der Annahme, dass Diesel als Nebenprodukt zu den dortigen Marktpreisen verkauft wird.

Übersicht

Hinweise und Limitierungen (III)

- CO₂-Quellen:
 - Das für die Methanol- und Fischer-Tropsch-Synthese notwendige CO₂ wird, wie in der Projektskizze vereinbart, im Basisfall aus der Luft **mittels atmosphärischer CO₂-Abscheidung** gewonnen
 - Für den Standort Saudi-Arabien, West, wurde ein zusätzlicher Fall mit einer Abscheidung aus einer höher konzentrierten **CO₂-Punktquelle** (hier: Zementwerk) gerechnet (siehe Detailergebnisse)
- Pipeline aus der Ukraine:
 - Hier betrachten wir **im Hauptszenario die Anpassung („Retrofitting“)** einer existierenden **Erdgaspipeline** (hier meist einzelne Stränge), um reinen Wasserstoff führen zu können.
 - **Zusätzlich** wurden auch die Kosten für den Fall berechnet, dass eine eigene **dedizierte Wasserstoffpipeline** neu errichtet wird. Hier muss allerdings beachtet werden, dass eine solche Pipeline noch freie Kapazitäten aufweisen würde und somit von anderen Einspeisern genutzt werden könnte. Solche (kostenreduzierenden) Synergieeffekte sind in den zugehörigen Ergebnissen jedoch nicht berücksichtigt.

- Methodik -

Identifikation der EE-Standorte

Simulation und Optimierung der PtX-Kette

Ökonomische Berechnungsgrundlagen

Methodik: Gesamtübersicht

Methodology for Techno-Economic Assessments of PtX Import Chains

Data Input

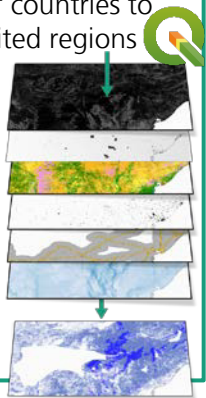
Location Parameters (capital costs, grid power costs)

Export destination

Location related boundaries (Desalination required, max. available land)

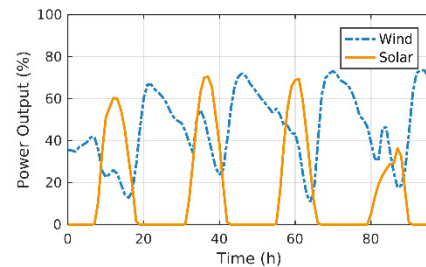
Internal Database for technical and economical parameters for system components (Efficiencies, Capex, Opex, etc.)

GIS analysis of countries to identify best suited regions taking land use, topology, population density, infrastructure, weather data into account



Preparing

Generation of **annual wind and solar** timeseries based on satellite data from the past 10 years (Typical Meteorological Year, TMY) or user specific input timeseries



Automatic **Transport route analysis** based on real world shipping routes



System Optimization

Complete **PtX production and supply chains** (RE, electrolysis, H₂-liquefaction/ synthesis, transport,...)

System optimization using **Genetic Algorithm (GA)** to solve complex problems

Dynamic, **non-linear modelling** of PtX production plants

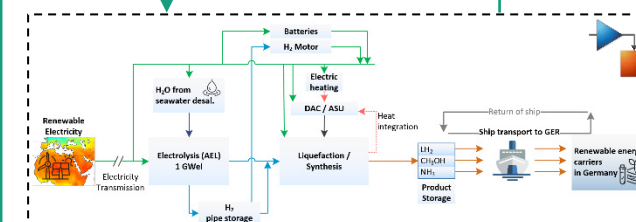
Considering of **operation management** taking component behaviors into account, e.g., limited part load operation of synthesis (continuously running process)

Strong simulation server for **parallel computing**

Optimization Algorithm
(mutation and crossover functions)

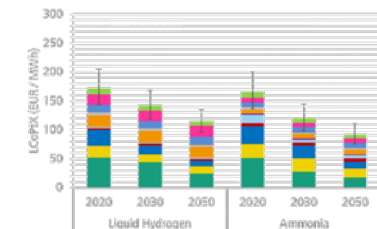
Handover of parameters

Results (EUR/kg)



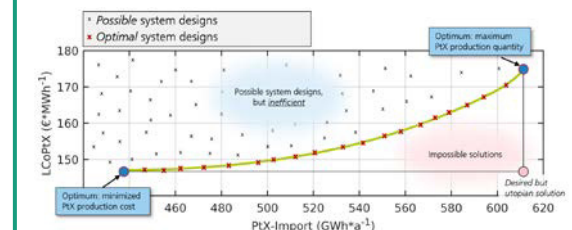
Result Output

Key performance indicators: levelized costs of product (EUR/MWh; EUR/kg), production quantity, total investment costs, overall system efficiency, full load hours, water consumption, energy flows, cost structure of product



Plant design in the cost optimum, e.g., optimized ratio of wind/ solar to electrolysis, intermediate hydrogen storage, etc.

Pareto front of multi objective optimization



Methodik: Identifikation der EE-Standorte

Identifikation geeigneter Power-to-X Standorte

■ 1. Vorauswahl von bis zu drei Standorten pro Land, welche für eine großskalige EE-Erzeugung geeignet erscheinen

Identifizierung von Standorten auf der Grundlage von:

- Lokaler Solareinstrahlung und Windgeschwindigkeiten
- Existierender Infrastruktur
- Literatur

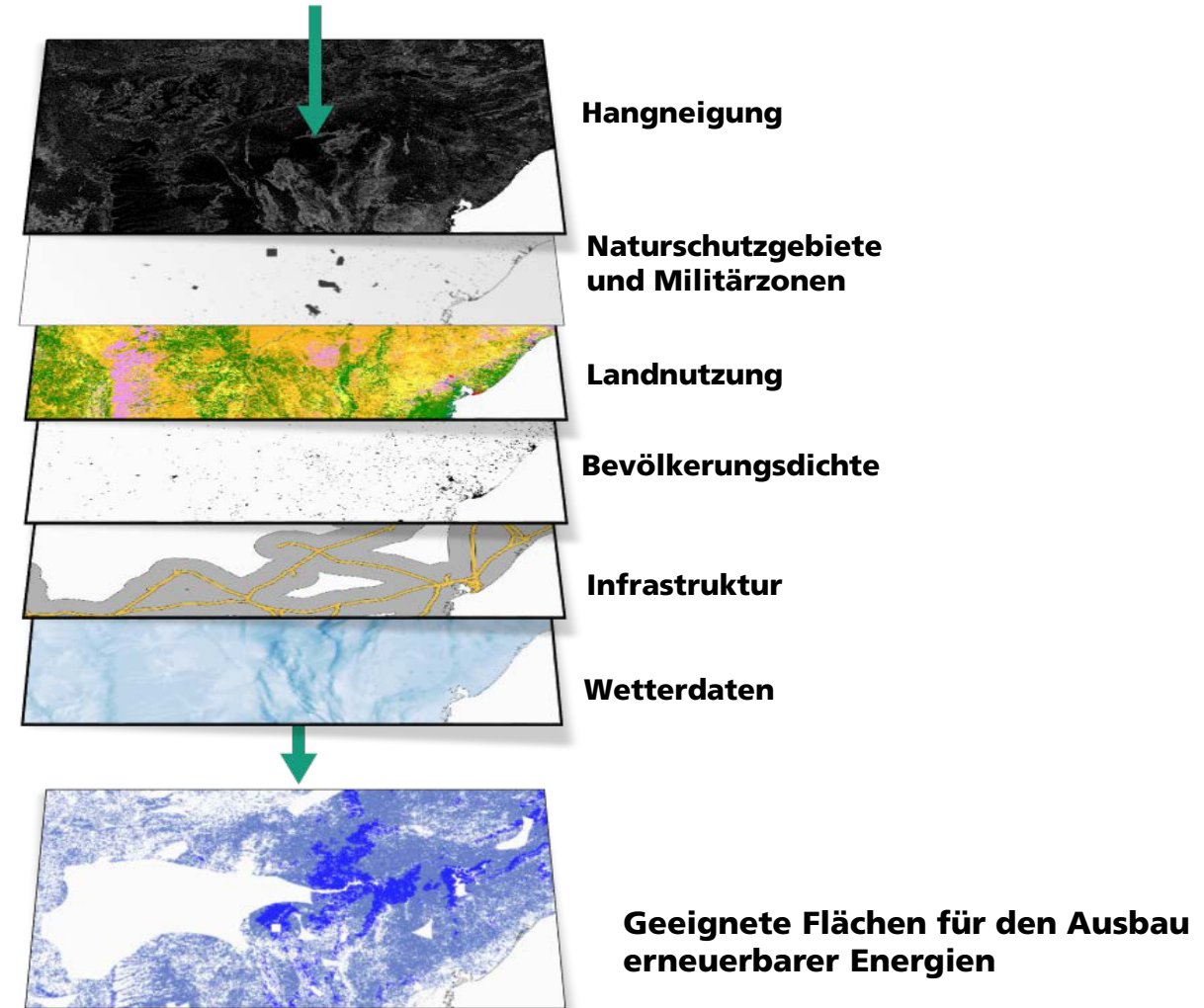
■ 2. Detaillierte GIS Analyse

- Identifikation der für den Ausbau von PV-Freiflächenanlagen und Onshore-Windkraftanlagen geeigneten Flächen unter hoher räumlicher Auflösung
- Untersuchung der Ausschlussflächen auf Basis von identifizierten technischen Kriterien und Restriktionen
- Wahl von jeweils 3 Standorten pro Land

Methodik: Identifikation der EE-Standorte

GIS-Analysen: Vorgehen

- Basierend auf den Ergebnissen der Voranalyse werden geographische und technische Restriktionen und Beschränkungen für den Bau von Onshore-Windkraftanlagen und PV-Freiflächenanlagen eruiert
- Diese restriktiven Standorte und Flächen gilt es unter Verwendung aktueller Datensätze, als nicht geeignete Flächen geographisch zu ermitteln und durch boolesche Überlagerung von der weiteren Betrachtung auszuschließen
- Die Überlagerungsanalyse resultiert in die für den Bau von erneuerbaren Energien geeigneten Flächen und Standorte im untersuchten Land



Methodik: Identifikation der EE-Standorte

GIS-Analysen: Kriterien für den Ausbau von PV und Windkraftanlagen

Kriterien	Onshore-Windkraftanlagen	PV-Freiflächenanlagen
Topographie (Hangneigung)	< 15°	< 5°
Naturschutzgebiete	Ausschluss	Ausschluss
Militärische Sperrzone	Ausschluss	Ausschluss
Landnutzung	Ausschluss von • Wasserflächen, Schnee und Eis • Wälder • Ackerland • Urbane Flächen • Feuchtgebiete	Ausschluss von • Wasserflächen, Schnee und Eis • Wälder • Ackerland • Urbane Flächen • Feuchtgebiete
Bevölkerungsdichte	< 150 Personen/km ²	< 150 Personen/km ²
Infrastruktur (Übertragungsnetz und Überlandstraßen)	Maximaler Abstand von 100 km	Maximaler Abstand von 100 km
Weitere Kriterien	Nähe zu Hafen, Flughafen und Meer	Nähe zu Hafen, Flughafen und Meer

Berücksichtigung von Länderspezifischen Klimaparameter (Windgeschwindigkeit und Globale Einstrahlung)

Methodik: Identifikation der EE-Standorte

Datengrundlage für die GIS-Analyse der einzelnen Länder

Verwendete Datengrundlage	Typ
Globales digitales Höhenmodell SRTM V4.1 (Auflösung 90m x 90m)	Raster
Naturschutzgebiete und Militärische Sperrzonen von OpenStreetMap (OSM)	Vektor
Landnutzungsdaten des Copernicus Global Land Cover Datensatz des Jahres 2019 (Auflösung 100m x 100m)	Raster
Administrative Grenzen der Länder von Natural Earth	Vektor
Durchschnittliche tägliche meteorologische Daten (Globalstrahlung und Windgeschwindigkeit in 100m Höhe) des Globalen Solar- und Wind Atlas (Auflösung von 250m x 250m)	Raster
Infrastruktur (Übertragungsnetz und Überlandstraßen) von OSM und World Bank	Vektor
Bevölkerungsdichte des Satelliten „NASA GPW V4“ des Jahres 2020 (Auflösung 1km x 1km)	Raster

Disclaimer: Bei den Wetterdaten kann eine Diskrepanz zwischen dem Satellitendaten/Reanalysedaten, die ausschließlich als Grundlage für die Analyse verwendet werden, und der tatsächlichen Wettersituation nicht vollständig ausgeschlossen werden. Tatsächliche Messungen vor Ort sind unbedingt erforderlich, um die in diesem Dokument dargestellten Ergebnisse zu verifizieren.

Methodik: Simulation der PtX-Kette

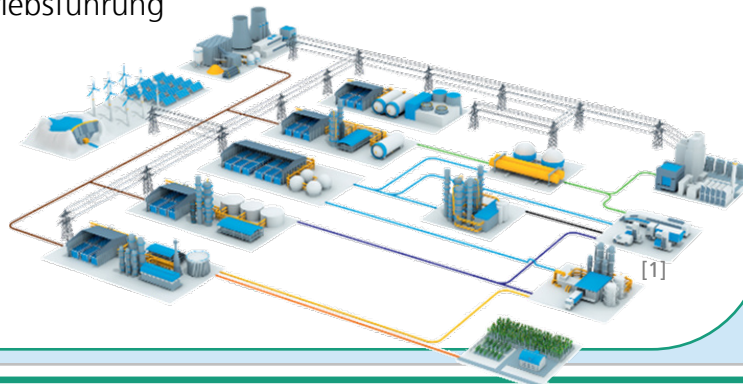
Modellierung und Optimierung kompletter PtX-Ketten mit PtXProSim

- Ganzheitliche Methodik für die techno-ökonomische und ökologische Bewertungen von PtX Supply chains
- Der Modellierungsansatz basiert auch auf langjähriger Erfahrung beim Betrieb und der Optimierung von H₂ und Synthesepfaden

PtXProSim

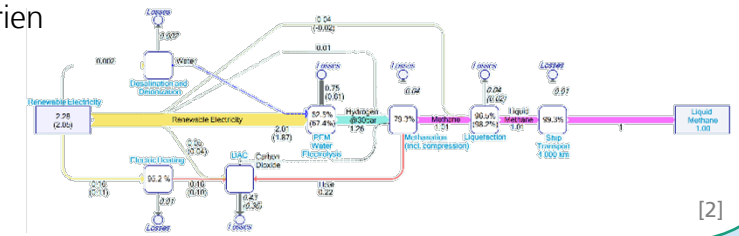
Detaillierte Modellierung von PtX Supply chains

- Abbildung der gesamten Kette: EE, Elektrolyse, Verflüssigung/ Synthesen, Transport,...
- EE Erzeugungszeitreihen mit hoher zeitlicher Auflösung
- Für heutige und zukünftige weiterentwickelte PtX-Systeme
- Fortgeschrittene Betriebsführung



Berechnung der Produktions- und Bereitstellungskosten sowie der Umweltauswirkungen

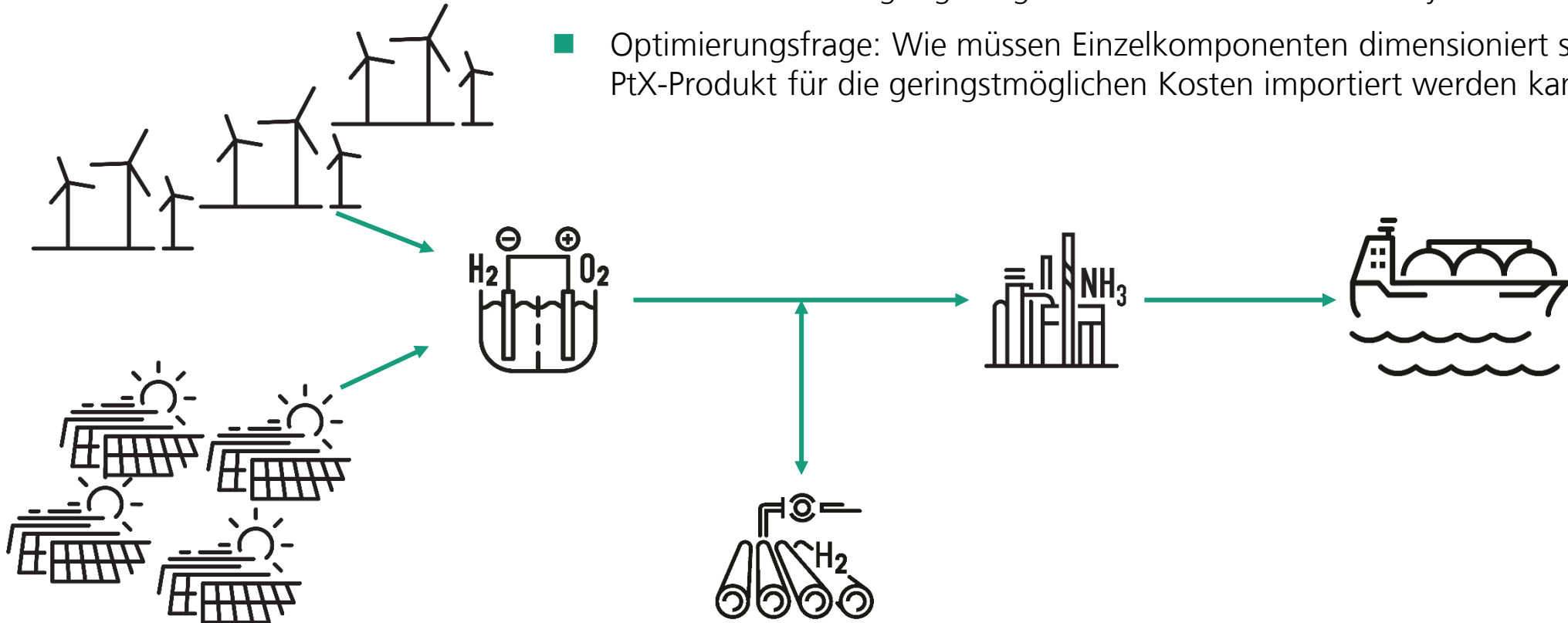
- Detaillierte, skalenabhängige Kostendaten für jede Komponente (CAPEX, OPEX, Lebensdauer, Wartung, Löhne, ...)
- Mehrzieloptimierung zur Minimierung der PtX-Bereitstellungskosten
- Produkttransport per Schiff oder über Pipelines
- Ganzheitliche Umweltbewertungen für ausgewählte Produktionsszenarien



Methodik: Optimierung der PtX-Kette

Was bedeutet Optimierung in diesem Kontext?

- Fester Parameter: Kapazität Elektrolyse 150 MW
- Weitere Randbedingung: eingeschränkter Teillastbereich Synthese
- Optimierungsfrage: Wie müssen Einzelkomponenten dimensioniert sein, damit PtX-Produkt für die geringstmöglichen Kosten importiert werden kann?

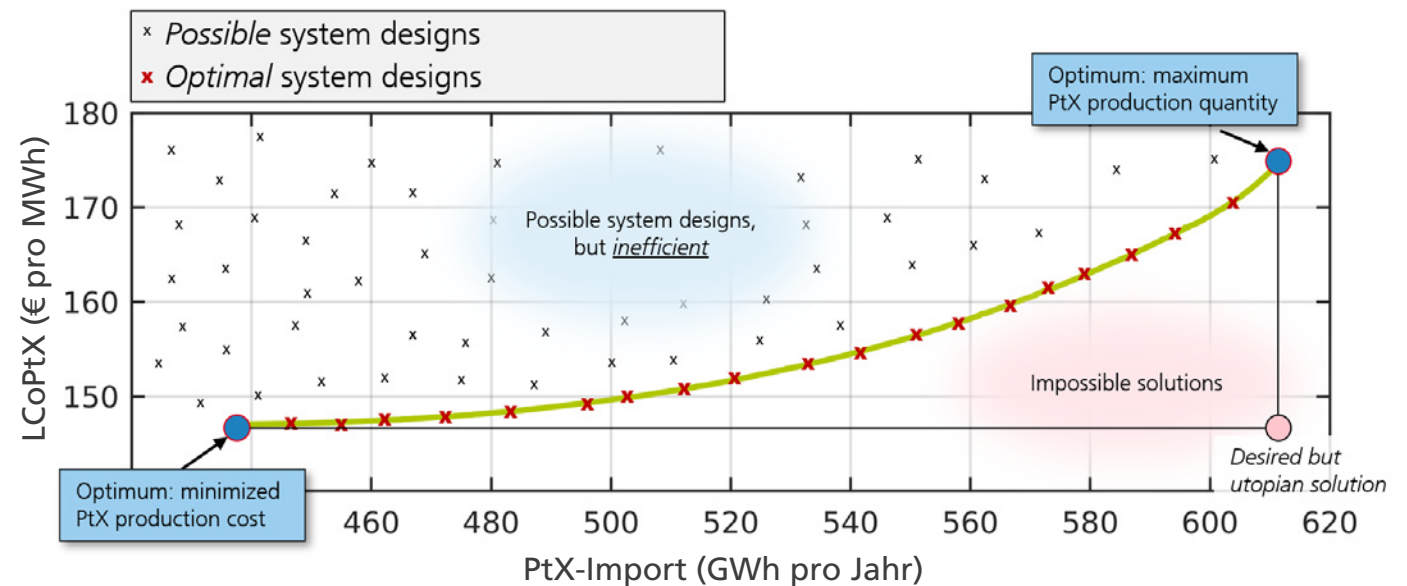


Methodik: Optimierung der PtX-Kette

Exkurs: Mehrzieloptimierung

Die gezeigten Ergebnisse beinhalten u.a. **Pareto-Fronten**, welche an dieser Stelle erläutert werden sollen:

- Mehrziel-Optimierung der Auslegung einzelner Komponenten
 - Minimale PtX-Importkosten (Fokus)
 - Maximales PtX-Importvolumen
- Optimierung verschiedener Parameter bei fester Elektrolyseleistung (hier: 150 MW_{el})
 - Installierte Kapazität Wind / PV
 - Volumen Zwischenspeicher
 - Kapazität Synthese/Verflüssigung
- **Die Daten und Balkendiagramme in den Ergebnisfolien beziehen sich auf das Kostenoptimum. Die ebenfalls gezeigten Pareto Fronten zeigen weitere mögliche Gestehungskosten bei abweichender Systemauslegung**
- Ergebnis einer Mehrzieloptimierung → **Pareto-Front**
- Jedes Optimum auf der Pareto-Front hat eine andere Anlagenauslegung bei fixer Elektrolyse-Kapazität (z.B. bei maximaler Produktion deutlich mehr PV/Wind-Zubau)



Methodik: Ökonomie

Berechnung der PtX-(Import)kosten

- Berechnung der Kosten basierend auf der Annuitätenmethode (Vgl. Formel 01)
- Kostendaten der einzelnen Komponenten basierend auf
 - Literatur
 - OPEX, CAPEX
 - Weitere Kosten über faktorielle Methodik (z.B. $EPC = 0.2 * CAPEX$) (EPC = „Engineering Procurement and Construction“)
 - Eigene Kostenmodelle
 - Richtpreisangebote von Herstellern
 - Experteninterviews
- Festlegung des WACC (weighted average cost of capital) erfolgt länderspezifisch

Formel 01: Berechnung der Kosten basierend auf der Annuitätenmethode:

$$LCoPtX = \sum_{i=1} \frac{CAPEX_i * \frac{r(1+r)^n}{(1+r)^n - 1} + OPEX_i}{E_{PtX}}$$

Variable	Bezeichnung
LCoPtX	Levelized cost of PtX product
CAPEX	Investitionskosten
OPEX	Jährliche Betriebskosten
E_{PtX}	Energieinhalt des produzierten PtX-Produktes
r	Verzinsung (WACC)
n	Lebensdauer der Komponente
i	Komponenten Index

- Zentrale Parameter -

Parameter Updates in Phase 2

Standortspezifische Parameter

Technologiespezifische Parameter

Parametervariation in Szenarien

Übersicht zu Parameter Updates in Phase 2 (ggü. Phase 1)

- Wetter-Zeitreihen:
 - Für alle Standorte wurden Zeitreihen über die letzten 10 Jahre berücksichtigt (In Phase 1: 5 Jahre)
 - Abgleich TMY vs. Typischer Monat (Vgl [erklärende Folie hier](#))
- Kosten:
 - Aufschlag auf CAPEX der PtX-Anlage für Planung, Aufbau, Inbetriebnahme von 20% der Gesamtinvestition (In Phase 1: nicht berücksichtigt)
 - Wasser:
 - Berücksichtigung von Leitungswasserkosten für Regionen mit geringem Water Stress Index (Brasilien und Ukraine; hier keine Meerwasserentsalzung)
 - Meerwasserentsalzung: Größenabhängige Investitionskosten; Anlagenlebensdauer 30 statt 25 Jahre
 - OPEX Schiffe: Für alle Schiffe 4% der CAPEX / a (In Phase 1: LH2-Schiff nur 0.02% basierend auf [Heu2018] erschien deutlich zu gering)
 - NH₃-Schiff: kleineres Schiff mit ~51k t NH₃ Kapazität (heute verfügbare Größe) (In Phase 1: Annahmen orientierten sich an einem großem LNG-Carrier; ~95k t NH₃ Kapazität)

Standortspezifische Parameter

	Standort ID	Land	Standortbezeichnung	Netzanbindung	CAPEX PV 2022	OPEX PV 2022	CAPEX Wind	OPEX Wind 2022	WACC 2022	Transportdistanz
					(EUR/kW)	(EUR/kW)	2022 (EUR/kW)	(EUR/kWh)		
Phase 1	1	Brasilien	Rio Grande do Norte -Touros	near sea	550	11	1300	0.015	7	8000
	2	Brasilien	Bahia North - Irecê	230 kV to Salvador Bahia (planned 500 kV)	550	11	1300	0.015	7	9100
	3	Brasilien	Rio Grande do Sul	near sea, large port	550	11	1300	0.015	7	11860
	4	Saudi-Arabien	Northwest 1 -Neom	near sea	550	11	1400	0.016	5	7230
	5	Saudi-Arabien	Northwest 2 -Tabuk	500 kV in max 70 km distance	550	11	1400	0.016	5	7270
	6	Saudi-Arabien	West	near sea	550	11	1400	0.016	5	7650
	7	Saudi-Arabien	East	near sea	550	11	1400	0.016	5	12900
	8	Südafrika	Port Elizabeth	400 kV to Port Elizabeth	650	13	1500	0.017	7	-
	9	Südafrika	Kombsberg	400 kV to Cape town (250 km from Cape town)	650	13	1500	0.017	7	-
	10	Südafrika	Upington - Pofadder	400 kV to Cape town (far in the North around 500 km from Cape town and new transmission lines could be necessary)	650	13	1500	0.017	7	-
	11	Ukraine	Donezk-Wuhlehirsk	near Pipeline and Substation	600	15	1500	0.015	6	2100
	12	Ukraine	Mykolajiw - Southern Bug	near sea and Pipeline infrastructure	600	15	1500	0.015	6	1560
	13	Ukraine	North - Tschernihiw	near northern Pipeline infrastructure towards Europe (Kiev)	600	15	1500	0.015	6	1550
	14	Senegal	Maléye	near sea	700	14	1600	0.017	8.5	5350
	15	Nigeria	Bashar	330 kV in 150 km distance to West and then goes south near the see (also a Planned 330 kV directly to south)	700	14	1600	0.017	8.5	9100
Phase 2	16	Algerien	El Bayadh- Arbaouet	Grid Voltage level may be not sufficient for transport to shore / On-site Production/near Pipeline infrastructure in direction of Europe	650	13	1400	0.016	7.0%	3500
	17	Algerien	Ghardaia	Grid Voltage level may be not sufficient for transport to shore / On-site Production/Direct connection to different Pipelines (Europe, Arzew Algir and Skikda)	650	13	1400	0.016	7.0%	3800
	18	Algerien	In Salah	No Grid infrastructure to shore / near Pipeline	650	13	1400	0.016	7.0%	3800
	19	Algerien	In Amenas	Grid Voltage level may be not sufficient for transport to shore / On-site Production/near pipeline infrastructure	650	13	1400	0.016	7.0%	4200
	20	Algerien	Adrar - Timimoun	No Grid infrastructure to shore / Pipeline in max 70 km distance	650	13	1400	0.016	7.0%	3500
	21	Egypt	Suez West - Raz Sukheir	near sea	650	13	1400	0.016	7.0%	7000
	22	Egypt	Suez Ost- Ras Sudr	near sea	650	13	1400	0.016	7.0%	6700
	23	Egypt	Alexandria	near sea(50 km distance) / New Grid infrastructure to the shore maybe necessary	650	13	1400	0.016	7.0%	6400
	24	Kenia	Lamu	near sea (still in >100 km from the largest Port in Mombasa)	700	14	1600	0.017	8.5%	12200
	25	Kenia	Garissa	Grid infrastructure to shore planed	700	14	1600	0.017	8.5%	12200
	26	Kenia	Lake Turkana	No Grid infrastructure to shore / On-site Production	700	14	1600	0.017	8.5%	12200

Technologiespezifische Parameter

Erneuerbare Energien Wind/PV

■ Photovoltaik

- Freiflächen-PV ohne Nachführung
- Südausrichtung mit optimalem Neigungswinkel nach <https://globalsolaratlas.info/map>

■ Wind

- Aufgrund vereinfachter Standortkenntnis Entscheidung für universellen Anlagentyp
- Vestas V90 3000 kW mit 105m Nabenhöhe

■ Wetterdatenbasierte, anlagenspezifische Erzeugungszeitreihen nach Renewables Ninja [Sta2016] [Pfe2016]

- Zusammenstellung des Referenzjahres durch Auswahl des jeweiligen durchschnittlichen Monats der vergangenen 10 Jahre

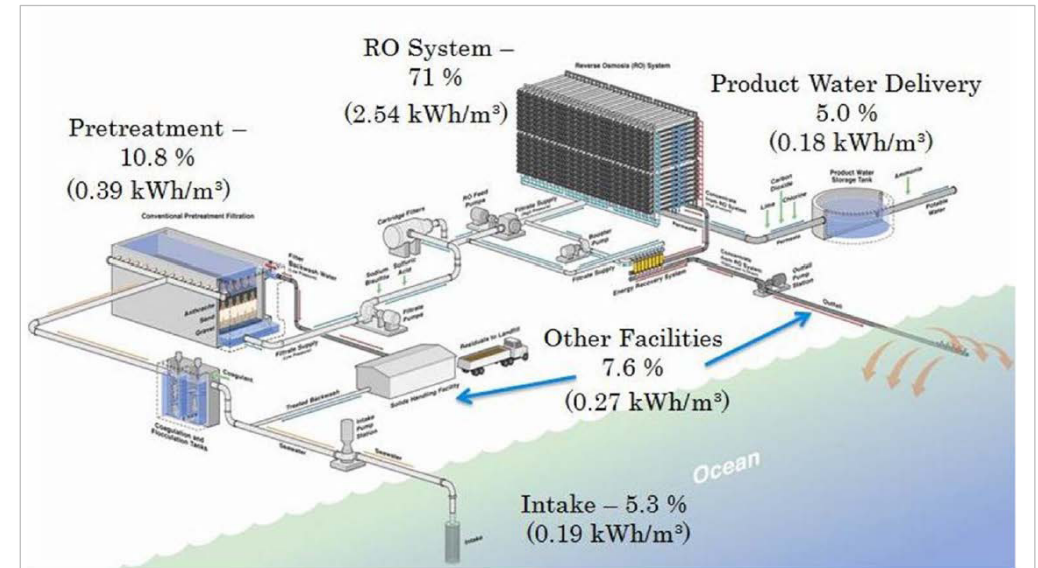
- **Invest- und Betriebskosten** für EE-Anlagen berücksichtigen zentrale Faktoren (Projektentwicklung, Netzanschluss, Straßen, sonstige Infrastruktur) und sind daher länderspezifisch

Land	CAPEX PV (EUR/kW)	OPEX PV (EUR/kW)	CAPEX Wind (EUR/kW)	OPEX Wind (EUR/kWh)	WACC (%)
Brasilien	550	11	1300	0.015	7
Saudi-Arabien	550	11	1400	0.016	5
Südafrika	650	13	1500	0.017	7
Ukraine	600	15	1500	0.015	6
Senegal	700	14	1600	0.017	8.5
Nigeria	700	14	1600	0.017	8.5
Algerien	650	13	1400	0.016	7
Ägypten	650	13	1400	0.016	7
Kenia	700	14	1600	0.017	8.5

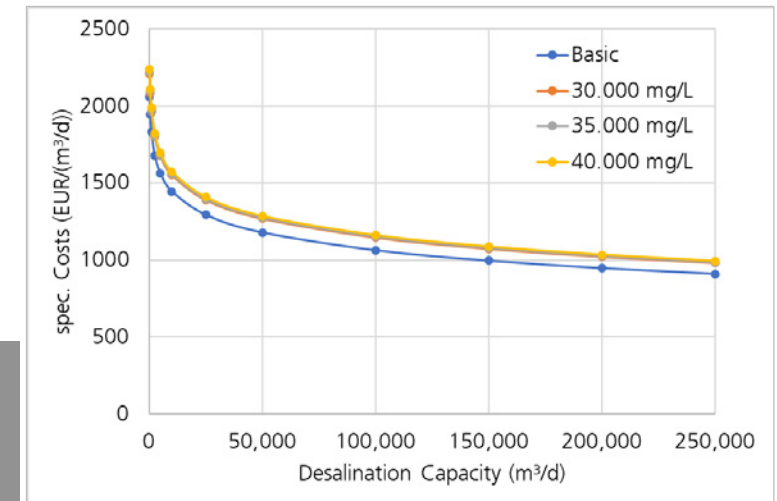
Technologiespezifische Parameter

Meerwasserentsalzung

- **Meerwasserentsalzung** wird an Standorten berücksichtigt, bei denen Wasser eine kritische Ressource ist und sich die PtX-Anlage in Küstennähe befindet
 - Technologie: Umkehrosmose [Cal2018]
 - Spezifischer Energiebedarf: $3.6 \text{ kWh}_{\text{el}}/\text{m}^3$
 - Ökonomische Parameter basierend auf DesalDATA [DesalDATA2022]
 - CAPEX abhängig von der Kapazität (siehe Abbildung)
 - OPEX abhängig von der Kapazität
 - Anlagenlebensdauer: 30 Jahre [Cal2016]
- Für Standorte ohne Entsalzungsanlagen werden Wasserkosten von $1,3\text{-}1,6 \text{ EUR}/\text{m}^3$ berücksichtigt



Konzeptschema für eine Meerwasserentsalzung auf Basis der Umkehrosmose; Quelle: Vou2017



Spezifische Investitionskosten in Abhängigkeit der Anlagenkapazität für Umkehrosmose-Anlagen; basierend auf DesalDATA

Technologiespezifische Parameter

Elektrolyse

- Eingangsleistung der Elektrolyse in allen Szenarien: **150 MW_{el}**

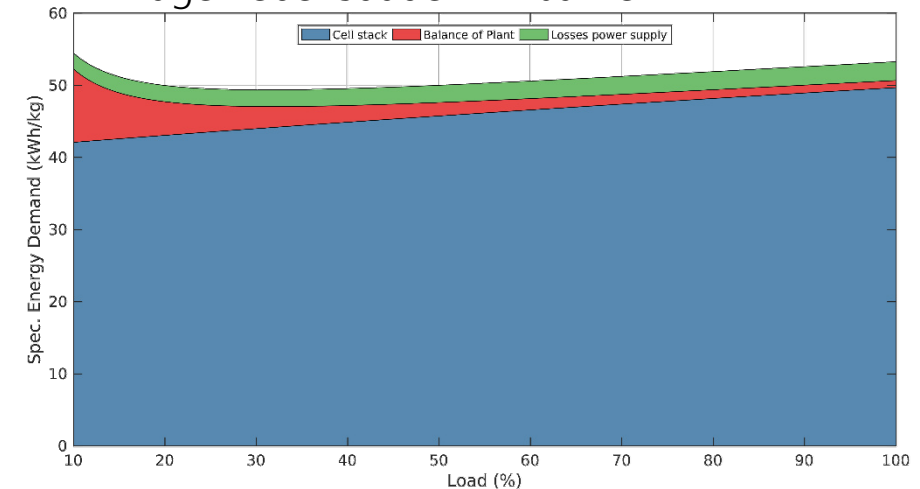
- Spezifischer Energiebedarf bei Nennlast

	kWh/kg	kWh/Nm ³
Stack	50	4.5
System	53.4	4.8

- Lastbereich: 15-100 %
- Niedertemperaturelektrolyse, aber keine Festlegung auf eine konkrete Technologie (Protonen-Austauschmembran-Elektrolyse (PEMEL) oder Alkalische Elektrolyse (AEL))
 - Vergleich PEMEL vs. AEL liefert geringfügige Unterschiede in den Ergebnissen
- Wasserstoffproduktionsdruck: 30 bar

- Ökonomische Parameter [Smo2019, IRENA2020]

- CAPEX: 750 €/kW_{el} (technologieunabhängig)
- OPEX: 2 % Capex + anteilige Kosten für Stack-Austausch (Lebensdauer Stack: 60 000 Betriebsstunden)
- Anlagenlebensdauer: 20 Jahre



Technologiespezifische Parameter

Verdichtung + Zwischenspeicherung

- **Wasserstoff-Zwischenspeicher** vor der Synthese / Verflüssigung
- Erdbodennaher Röhrenspeicher, bisher nur im Erdgasbereich eingesetzt
 - Maximaler Druck: 80 bar
 - Minimaler Druck: 10 bar
- Ökonomische Parameter
 - CAPEX: 2100 €/m³
 - OPEX : 2 %_{Capex}
 - Lebensdauer: 30 Jahre

- **Verdichtung** über Kolbenkompressor von Elektrolysedruck auf Speicherdruck
- Ökonomische Parameter
 - CAPEX: = $69630 \cdot P_{el}^{-0.414}$ [Grün2012]
 - OPEX: 4 %_{Capex}
 - Lebensdauer: 30 Jahre



H₂-Röhrenspeicher; Source: Bilfinger

Technologiespezifische Parameter

Flüssig-Wasserstoff

■ Verflüssigung

- 1.65 % Verlust als boil-off während Verflüssigung
- Minimale Teillast: 25 % [IDEALHY2013]
- Spezifischer Energiebedarf [IDEALH2013]
 - 6.0 kWh_{el}/kg bei Volllast
 - 9.4 kWh_{el}/kg bei minimaler Teillast
- Ökonomische Parameter
 - CAPEX: $\frac{96533 \text{ €}}{(\text{Kapazität}[\frac{\text{t}}{\text{a}}])^{0.258}} * \text{Kapazität} [\frac{\text{t}}{\text{a}}]$
 - OPEX : 1.5 %_{Capex} /a
 - Lebensdauer 30 Jahre

■ Zwischenspeicherung [Heu2018]

- CAPEX: 25000 €/t_{H₂}
- OPEX: 2 %_{Capex} /a

■ Transport via Schiff

- Transportschiff-Konzept von Moss Maritime
 - LH₂-Kapazität: 500 Tonnen
 - Entwicklungs- und Bauzeit rund 3 Jahre
 - Boil-Off: ~0.1 %/d (literature based assumption)
 - Fuel demand: ~4 L Diesel / 100 km*ton (own calculation)
- Ökonomische Parameter
 - CAPEX: 68 Millionen € [Moss2021]
 - OPEX: 4 %CAPEX /a



Technologiespezifische Parameter

Ammoniak



■ Synthese

- Betriebsparameter: 250 bar, 550°C
- Feed / kg Ammoniak:
0.180 kg H₂, 0.833 kg N₂ [Aspen]
- Minimale Teillast im Basisfall: 80 %
(Annahme auf Grundlage von Erfahrungen und Gesprächen mit Branchenvertretern)
- Spezifischer Energiebedarf: 0.0087 kWh_{el}/kg_{NH3} [Aspen]
- Ökonomische Parameter [Sek2019]
 - CAPEX: 27762 k€ * $\left(\frac{\text{Kapazität} \left[\frac{\text{t}}{\text{a}}\right]}{23670 \frac{\text{t}}{\text{a}}}\right)^{0.6}$
 - OPEX : 3 %_{Capex}
 - Lebensdauer 30 Jahre

■ Zwischenspeicherung

- 14 Tage Nennlastproduktion
- Ökonomische Parameter [Lei2008]
 - CAPEX: 350 €/t
 - OPEX: 2 %_{Capex}
 - Boil-Off: 0.04 %/d [Ban2015]
 - Lebensdauer: 30 Jahre

■ Transport via Schiff [Seo2021]

- Ammoniak-Transport basierend auf LPG-Carrier
- NH₃-Kapazität: 50600 t
- CAPEX: 62,3 M€ [Seo2021]
- OPEX: 4 %CAPEX /a [Seo2021]

Technologiespezifische Parameter

Methanol



■ Synthese

- Betriebsparameter: 70 bar, 255-270°C
- Feed / kg Methanol:
0.195 kg H₂, 1.426 kg CO₂ [Aspen]
- Minimale Teillast im Basisfall: 80 % (Annahme auf Grundlage von Erfahrungen und Gesprächen mit Branchenvertretern)
- Spezifischer Energiebedarf: 0.18 kWh_{el}/kg_{CH₃OH} [Aspen]
- Ökonomische Parameter [Nyá2018]
 - CAPEX : 35850 k€ * $\left(\frac{\text{Kapazität} \left[\frac{\text{t}}{\text{a}}\right]}{50000 \frac{\text{t}}{\text{a}}}\right)^{0.6}$
 - OPEX : 3 %_{Capex}
 - Lebensdauer 30 Jahre

■ Zwischenspeicherung

- 14 Tage Nennlastproduktion
- Ökonomische Parameter [NETC2002]
 - CAPEX: 66 €/Tonne
 - OPEX: 2 %_{Capex}
 - Lebensdauer: 30 Jahre

■ Transport via Schiff [Fasihi2016]

- Tanker für Flüssig-Kraftstoffe
- Methanol-Kapazität: 90000 t
- CAPEX: 48 Mio€
- OPEX: 4 %CAPEX /a

Technologiespezifische Parameter

Jetfuel via Fischer-Tropsch

■ Synthese

- Fischer-Tropsch; Betriebsparameter: 30 bar, 200-220 °C
- Feed / kg FT product:
0.480 kg H₂, 3.056 kg CO₂ [Aspen]
- Jet Fuel: 38 wt% des FT-Produktgemischs
- Minimale Teillast im Basisfall: keine
- Spezifischer Energiebedarf: 0.303 kWh_{el}/kg_{FTS} [Sch2019]
- Ökonomische Parameter [Sch2019]
 - CAPEX : 213880 k€ * $\left(\frac{\text{Nennleistung [MW]}}{300 \text{ MW}}\right)^{0.6}$
 - OPEX : 3 %_{Capex}
 - Lebensdauer 30 Jahre

■ Zwischenspeicherung

- 14 Tage Nennlastproduktion
- Ökonomische Parameter [NETC2002]
 - CAPEX: 66 €/Tonne
 - OPEX: 2 %_{Capex}
 - Lebensdauer: 30 Jahre
- Transport via Schiff
 - Nicht berücksichtigt, da Nutzung vor Ort.

Technologiespezifische Parameter

N₂- / CO₂-Bereitstellung



■ N₂ via Luftzerlegung (Air Separation Unit - ASU)

- Klassische kryogene Luftzerlegung
- Spezifischer Energiebedarf: 0.563 kWh_{el}/kg N₂ [Ecoinvent]
- Ökonomische Parameter
 - CAPEX : 129 €/(t_{N₂}/a)
 - OPEX: 2 %_{Capex}
 - Lebensdauer 30 Jahre

■ CO₂ via atmosphärische Abscheidung (Direct Air Capture - DAC)

- Anlagentyp nach Climeworks (Absorption an Festkörpern und, Resorption im Niedrig-Temperatur-Bereich)
- Wärmebedarf wird teilweise über Abwärme der Synthesen gedeckt
- Verbliebener spezifischer Energiebedarf:
 - Methanol-Synthese: 1.62 kWh_{el}/kg_{CO₂}
 - FT-Synthese: 0.92 kWh_{el}/kg_{CO₂}
- Capex: 1000 €/(t_{CO₂}/a)
- Opex: 4 %_{Capex}
- Lebensdauer 20 Jahre

Technologiespezifische Parameter

Pipeline

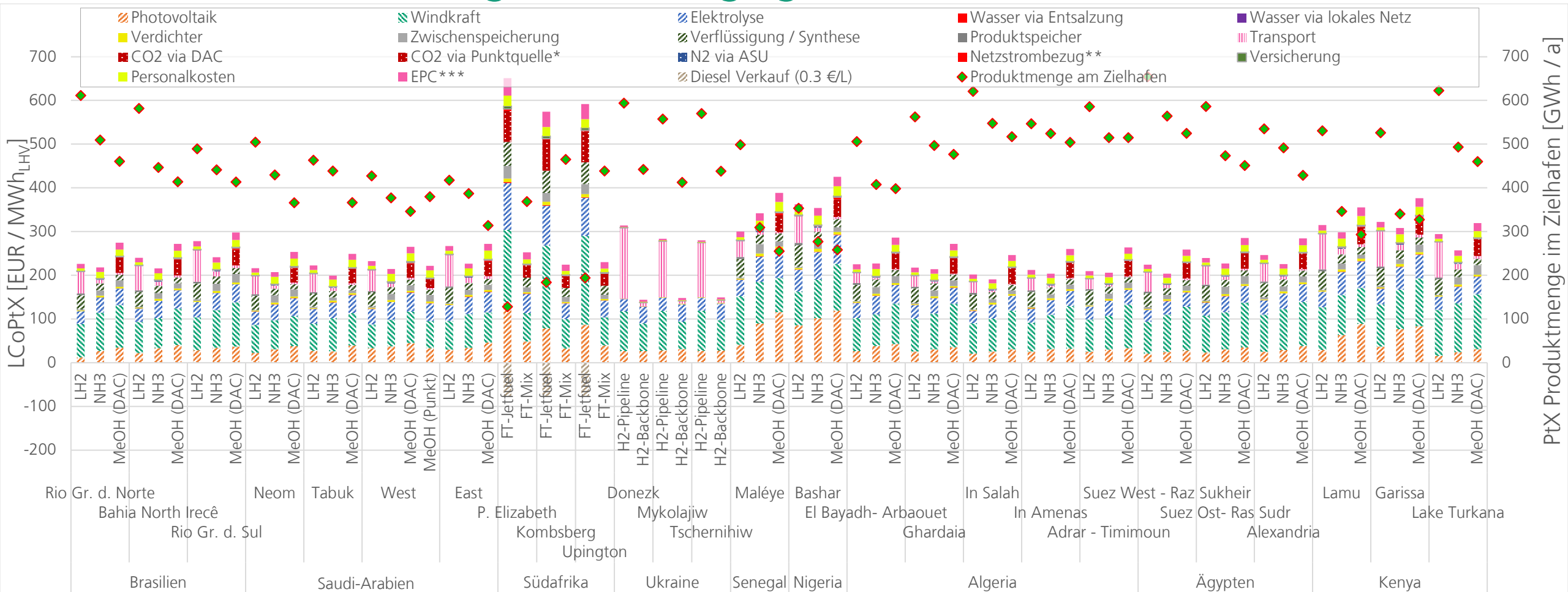
- Pipeline Transport für Standorte in der Ukraine:
 - Transportkosten für Wasserstoff laut *European Hydrogen Backbone*-Studie [Wang2020]: 0.09-0.17 €/ (kg*1000 km)
 - Zukunftsszenario, enthält Kosten für Retrofitting und Transport
 - Annahme Transportkosten für diese Studie 0.13 €/ (kg*1000 km)
- Zurzeit wird das Einspeisen von Wasserstoff in Gastransportnetze, welche über mehrere Landesgrenzen gehen kritisch gesehen
- Alternative Untersuchung (siehe Detailergebnis)
 - Eigene Pipeline (Durchmesser 15 cm)
 - Auslegung für maximale Produktionskapazität (Auslastung nicht fortlaufend gegeben)
 - Capex: 500 €/m [DNV2020]
 - + Verdichter
 - Opex: $2\%_{\text{Capex}}$ + Stromkosten für Verdichter

- Ergebnisse -

Gesamtübersichten für alle Standorte

Ergebnisse: Gestehungskosten

Gesamtübersicht (Bezogen auf Energiegehalt)



*CO2 Punktquelle: Abscheidung an Zementwerk, 80€/t CO₂

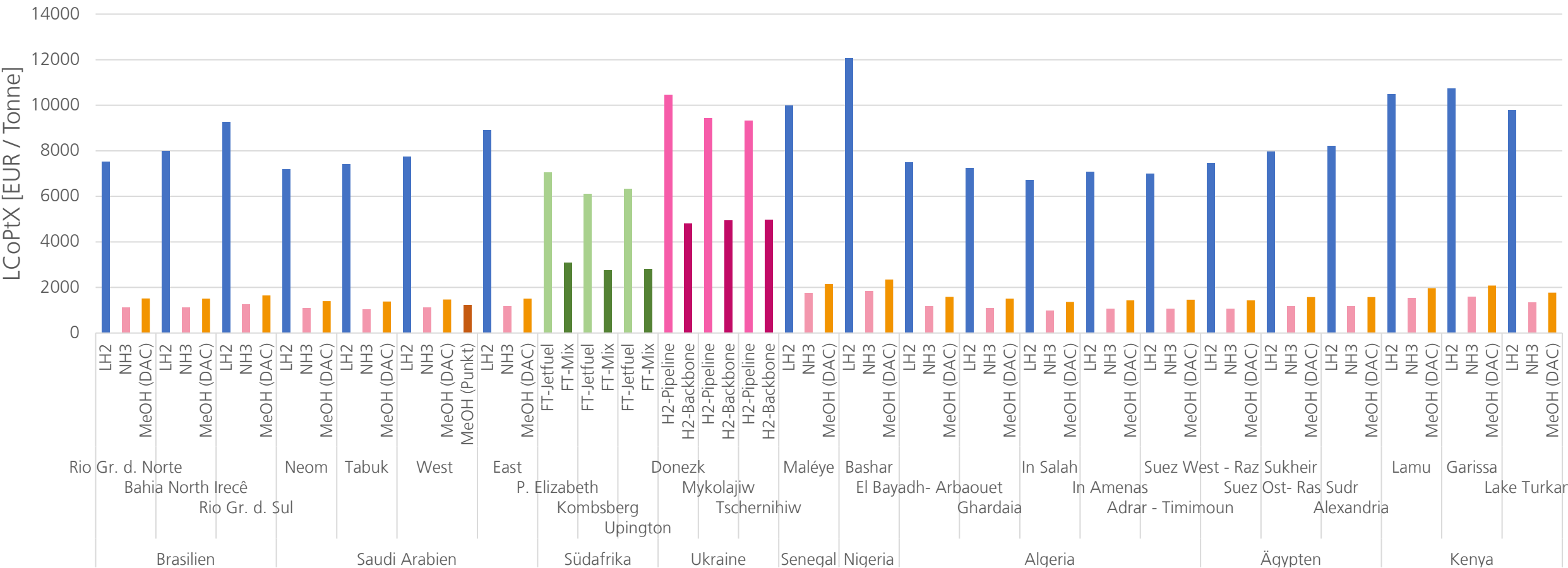
** Einsatz v. Netzstrom im Falle ungenügender EE-Erzeugung für Synthese, Verflüssigung, DAC, ASU; Elektrolyse zu 100% mit EE; Netzstrombezug zu lokalen Marktpreisen (vgl. Anhang)

*** Engineering/Detail-Planung, Beschaffungswesen, Ausführung Bau- und Montagearbeiten

H2-Pipeline: H2-Transport in eigener dedizierter Pipeline; H2 Backbone: H2-Transport in NG-Pipelines bei welchen einzelne Stränge für 100% H2 umgerüstet wurden (basierend auf H2 Backbone Report)

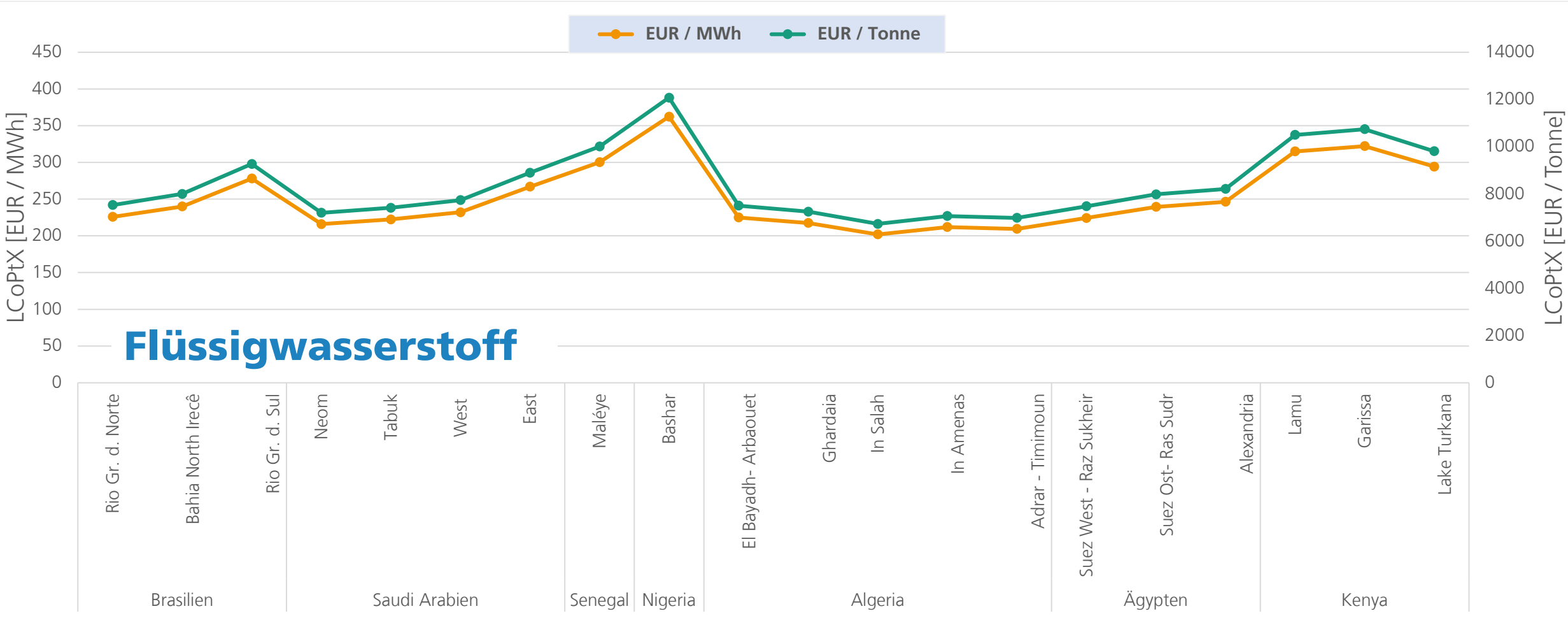
Ergebnisse: Gesteungskosten

Gesamtübersicht (Bezogen auf Masse)



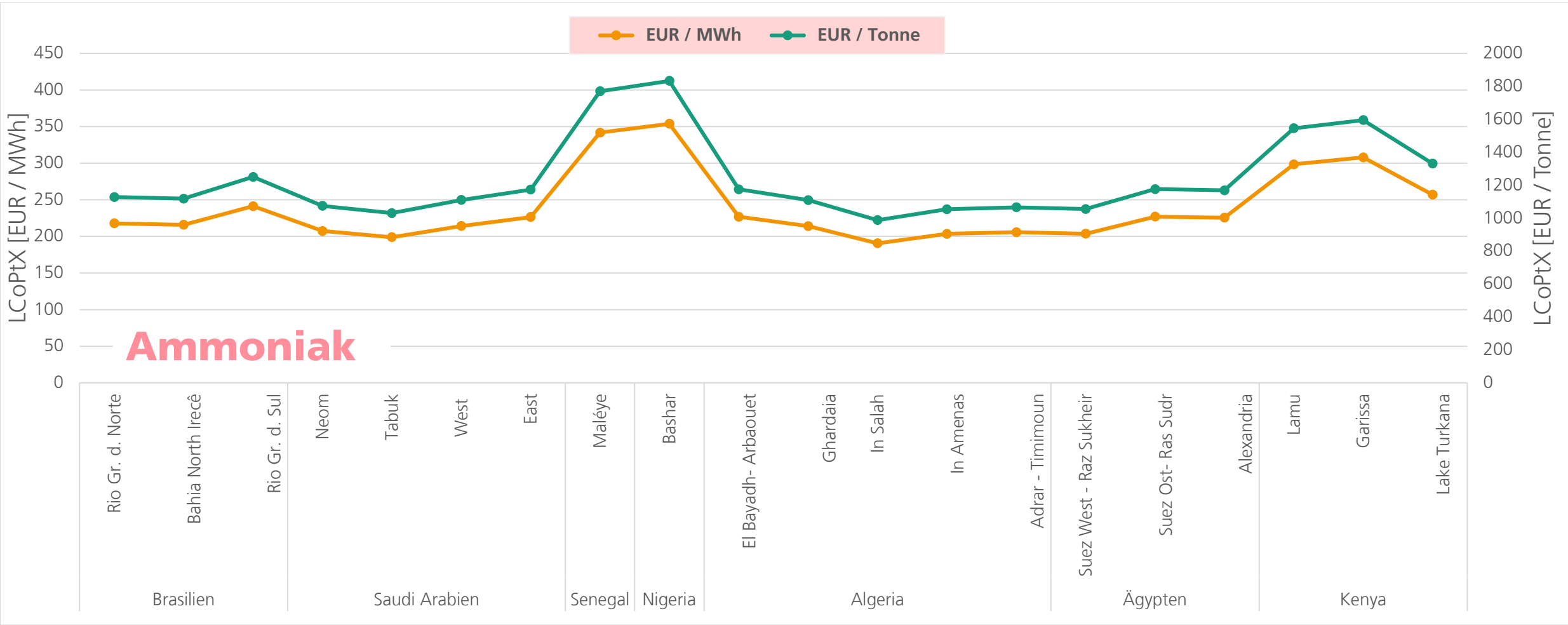
Ergebnisse: Gestehungskosten

Gesamtübersicht



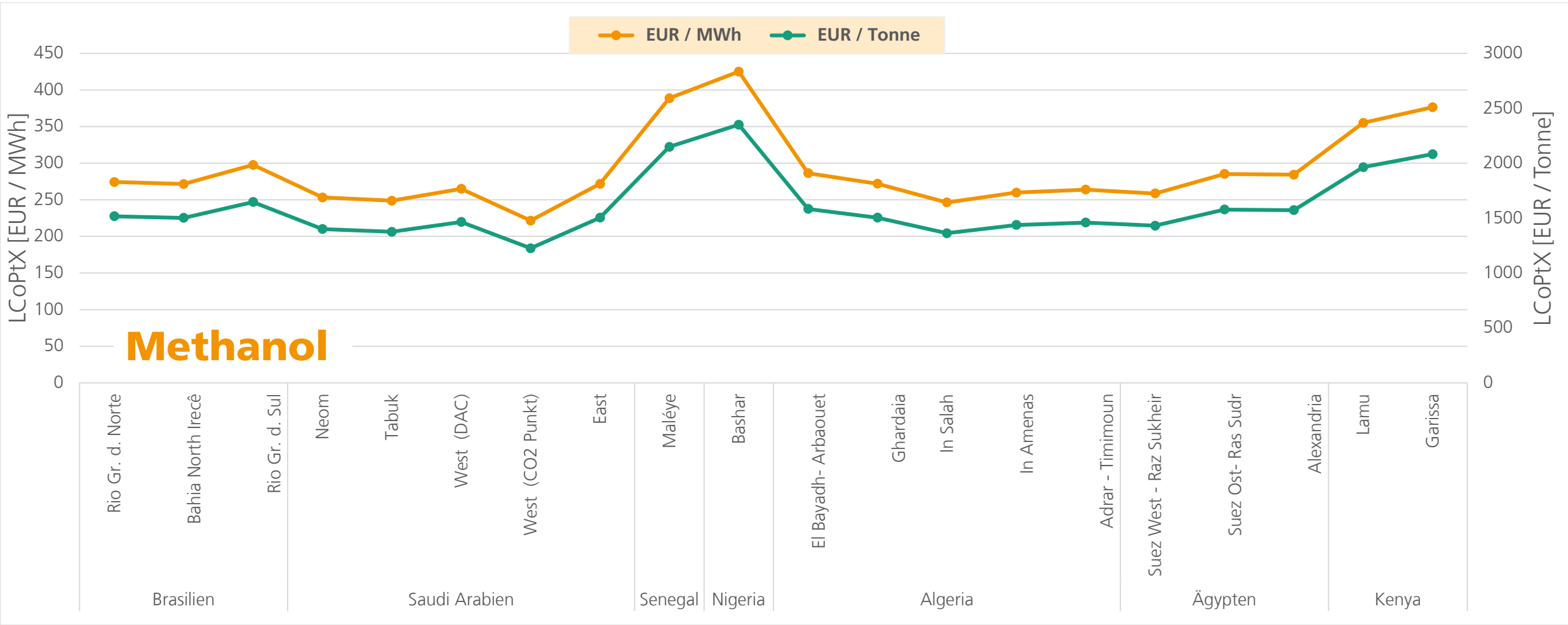
Ergebnisse: Gesteinskosten

Gesamtübersicht



Ergebnisse: Gestehungskosten

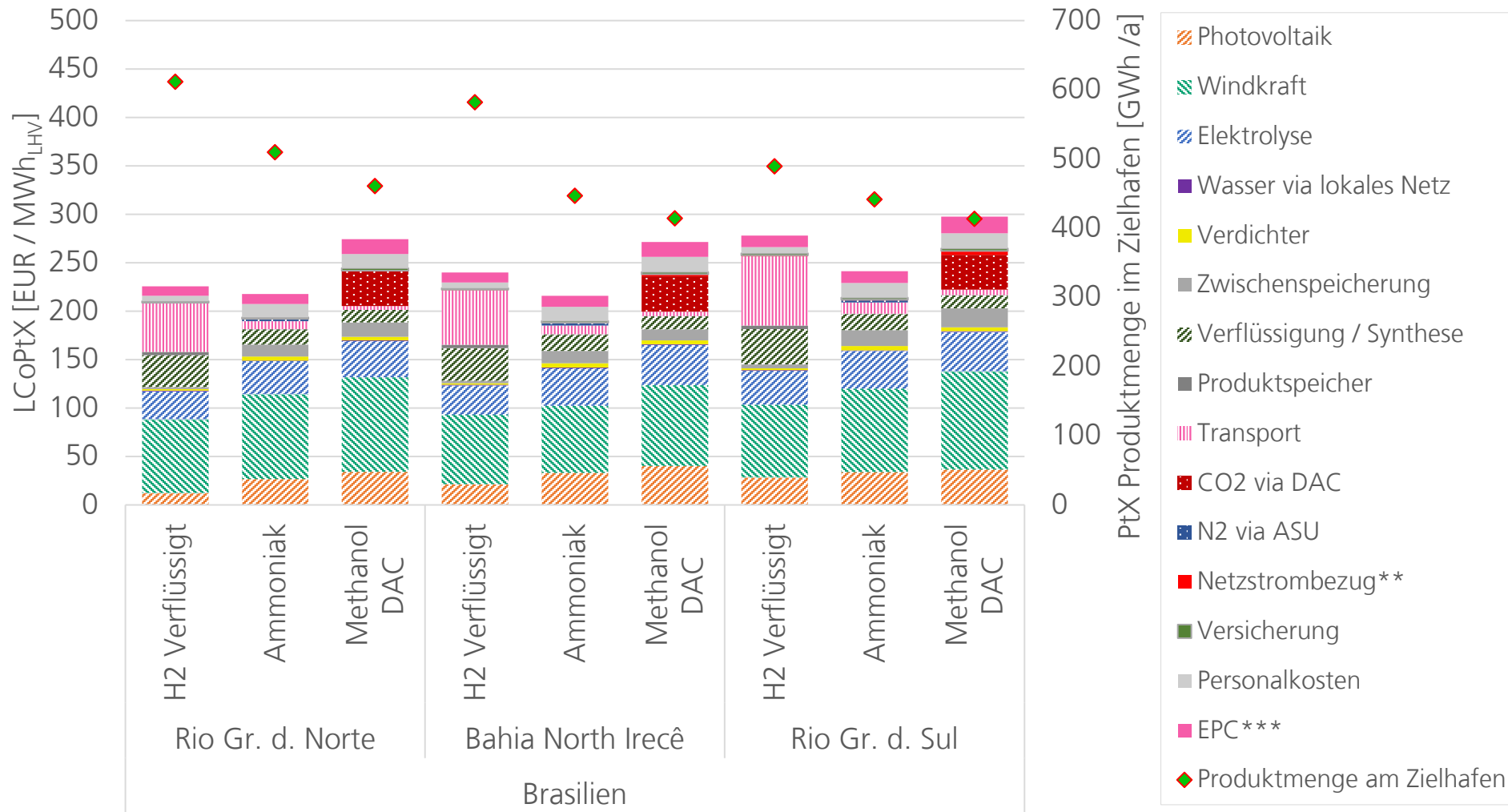
Gesamtübersicht



- Ergebnisse -

Standortspezifische KPI & Gestehungskosten

Ergebnisse: Gestehungskosten Brasilien



Ergebnisse: Gestehungskosten Brasilien



■ Generell:

- Bereitstellungskosten von LH_2 und NH_3 vergleichbar (im Bereich der Unsicherheiten); MeOH mit leicht erhöhten Bereitstellungskosten
- Rio Grande Do Norte als der identifizierte Standort mit den vorteilhaftesten Bereitstellungskosten; Rio Grande Do Sul hingegen höhere Bereitstellungskosten (geringeres Solarpotenzial, längerer See-Transport)

- **Flüssigwasserstoff:** Der LH_2 -Pfad weist generell **(in allen Ländern) die höchste Pfad-Effizienz** auf; daher wird die **höchste exportierte Energiemenge** erzielt; Dies hat einen positiven Effekt auf die zu installierenden EE-Kapazitäten (weniger EE müssen bereitgehalten werden, um eine bestimmte Menge an Endprodukt bereitstellen zu können); hinzu kommt, dass die H_2 -Verflüssigung durch eine bessere Dynamik ($P_{\min}=25\%P_{\text{nenn}}$) dem fluktuierenden EE-Profil besser folgen kann.

Bereitstellungskosten im Jahr 2023: von ~7530-9270 €/t LH_2 (ohne Regasifizierung)

- **Ammoniak:** Deutlich geringere Exportmengen durch **geringere Pfadeffizienz** (als LH_2 -Pfad); Hinzukommt, dass durch die begrenzte minimale Teillast ($P_{\min}=80\%P_{\text{nenn}}$) mehr EE verloren geht, was durch einen erhöhten EE-Zubau überkompensiert werden muss, um einen ganzjährigen Betrieb und ausreichende Befüllung des H_2 -Pufferspeichers gewährleisten zu können; Dahingegen profitiert der NH_3 -Pfad von einer **kostengünstigen N_2 -Bereitstellung** sowie einem **effizienten und kostengünstigen Schiffstransport**

Bereitstellungskosten im Jahr 2023: von ~1120-1250 €/t NH_3

- **Methanol:** Die vergleichsweise höheren Kosten als LH_2 und NH_3 sind zurückzuführen auf energie- und kostenintensive Bereitstellung von notwendigem Kohlenstoff über atmosphärische Abscheidung (DAC) sowie die ebenfalls begrenzte minimale Teillast ($P_{\min}=80\%P_{\text{nenn}}$) was wiederum zu oben beschriebenem Effekt führt (Überkompensation mit EE); Dahingegen profitiert der MeOH-Pfad von einem effizienten, kostengünstigen und großskaligen Schiffstransport

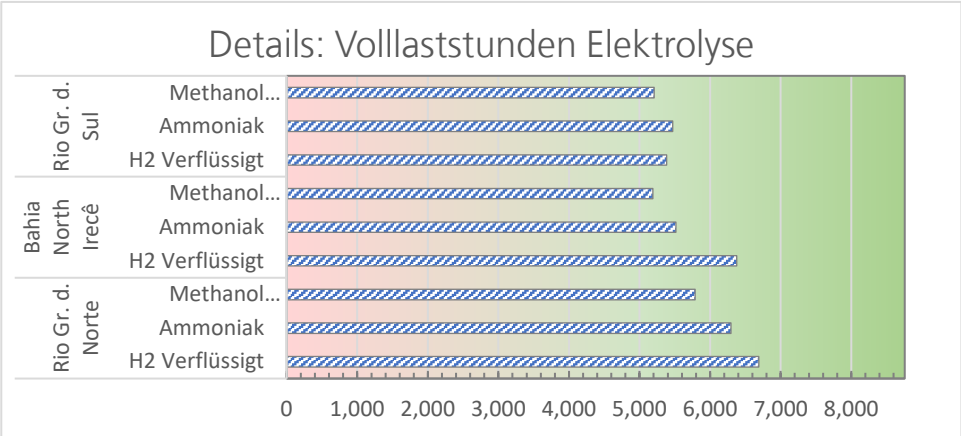
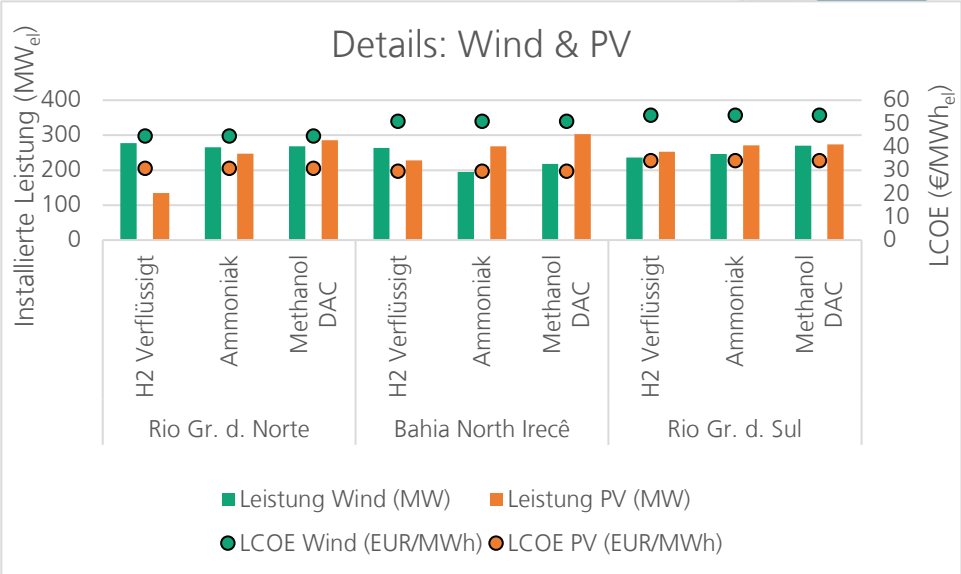
Bereitstellungskosten im Jahr 2023: von ~1500-1640 €/t MeOH

Ergebnisse: Standortspezifische KPI

Brasilien



Key Performance Indicators	Rio Gr. d. Norte			Bahia North Irecê			Rio Gr. d. Sul		
	LH ₂	NH ₃	MeOH	LH ₂	NH ₃	MeOH	LH ₂	NH ₃	MeOH
LCoPtX (EUR/MWh)	226	218	274	240	216	272	278	241	298
LCOE Wind (EUR/MWh)	45	45	45	51	51	51	53	53	53
LCOE PV (EUR/MWh)	31	31	31	30	30	30	34	34	34
Leistung Wind (MW)	277	266	268	263	195	218	237	246	270
Leistung PV (MW)	134	247	285	228	269	303	252	271	274
Ungenutzte Energie (%)	13	29	29	15	20	23	18	23	21
Volumen H2 Speicher (m ³)	6,891	33,104	35,842	7,461	29,669	25,126	10,205	37,948	42,593
Kapazität Synthese/Verfl. (tpy)	22,196	101,180	85,943	21,469	92,313	78,716	18,919	87,829	77,221
Exportiere Energie (GWh)	611	510	461	582	447	414	489	442	413
Exportiere Menge (Tonnen)	18,362	98,375	83,314	17,475	86,268	74,884	14,690	85,237	74,747
CO ₂ Bedarf (Tonnen)	0	0	119,060	0	0	106,970	0	0	106,780
N2 Bedarf (Tonnen)	0	83,394	0	0	73,174	0	0	72,410	0
Volllaststunden Elektrolyse (h)	6,690	6,296	5,789	6,375	5,513	5,190	5,383	5,471	5,207
Volllaststunden Synthese/Verflüssigung (h)	7,247	8,517	8,495	7,130	8,186	8,334	6,802	8,502	8,479
Wasserbedarf (m ³)	258,590	243,280	223,740	246,480	213,140	200,680	208,330	211,690	201,600



Ergebnisse: Standortspezifische Key Performance Indicator Brasilien



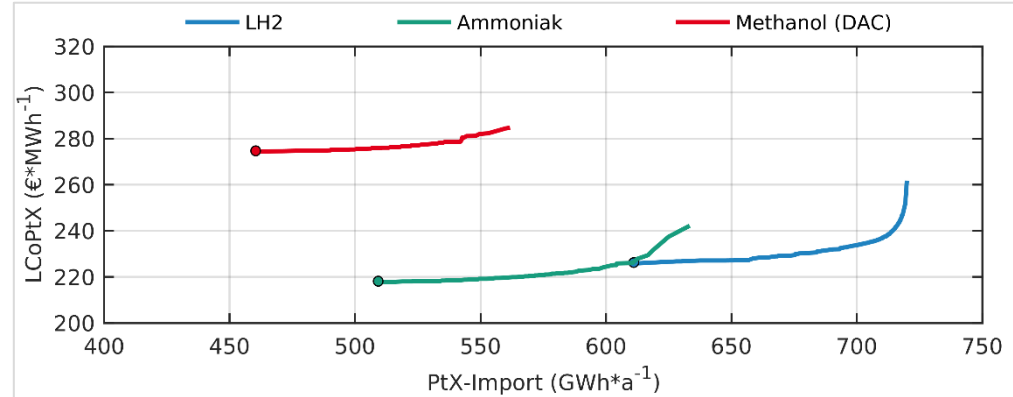
■ Key Performance Indicator (KPI):

- Rio Grande do Norte durch vorteilhaftes Wind- und Solarpotenzial sowie gute Infrastrukturanbindung mit den **vergleichsweise geringsten EE-Gestehungskosten**
- **Installierte EE-Kapazitäten:** Die angesprochene Überkompensation (deutlich erhöhte EE-Kapazitäten ggü. Elektrolyse-Leistung) durch geringere mögliche Teillasten bei NH_3 und MeOH wird ersichtlich durch die deutlich höheren installierten PV-Kapazitäten ggü. dem LH2-Pfad; Der Optimierungsalgorithmus entscheidet sich für eine Überkompensation mit günstigerer PV anstelle von teurerer Windkapazitäten.
- Das **Volumen des H_2 -Pufferspeichers** ist im Falle der Synthesepfade deutlich erhöht; Grund ist die begrenzte Teillast der Synthesen; dies bedeutet, dass für die Zeit mit keiner oder einer nur unzureichenden H_2 -Erzeugung die Synthesen bis auf die minimale Teillast (80%) herunterfahren aber weiterhin mit 80% ihres H_2 -Nennvolumenstroms versorgt werden müssen. Dieser wird über den H_2 -Pufferspeicher bereitgehalten. Was würde passieren wenn eine Synthese noch weniger H_2 bekommen oder gar abgeschaltet werden würde?
→ Die Katalysatoren sind für eine bestimmte $\text{CO}_2/\text{CO}/\text{H}_2$ -Konzentration ausgelegt; bei Abweichungen verschiebt sich das Reaktionsgleichgewicht und es entstehen unerwünschte Nebenprodukte (u.a. Wasser); zudem darf der Katalysator nicht in Kontakt mit (Luft-)Sauerstoff kommen, da er sonst deaktiviert würde; Die bei Synthesen notwendigen Feed- bzw. Recycle-Loop-Kompressoren sind ebf. auf einen Lastpunkt ausgelegt und brechen außerhalb dieses Lastpunktes in ihrer Effizienz ein. Es gibt allerdings bereits heute eine Vielzahl an Forschungs- und Industrievorhaben, die den dynamischen Synthesebetrieb zum Ziel haben.
- Die höheren Mengen an **ungenutzter Erneuerbarer Energie** bei NH_3 und MeOH spiegelt das begrenzte Dynamik-Verhalten der Synthesen wieder. Ein Netzanschluss und Verkauf des überschüssigen EE-Stroms wäre vorteilhaft; das lokale Stromnetz muss hierzu allerdings technisch in der Lage sein die fluktuierend anfallenden Stromspitzen aufzunehmen.

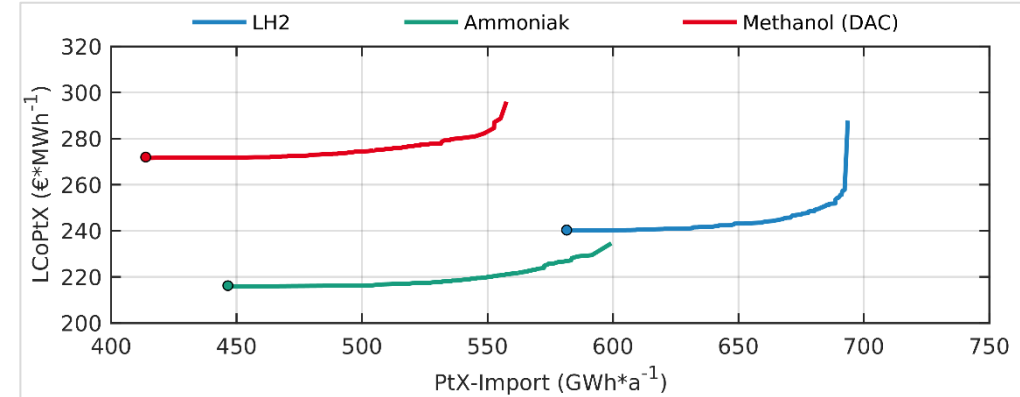
- **Volllaststunden (Vls) Elektrolyse:** Insbesondere Rio Grande do Norte bietet für einen Onshore-PtX-Standort mit annähernd 6700 Vls ein herausragendes Potenzial

Ergebnisse: Pareto-Fronten Brasilien

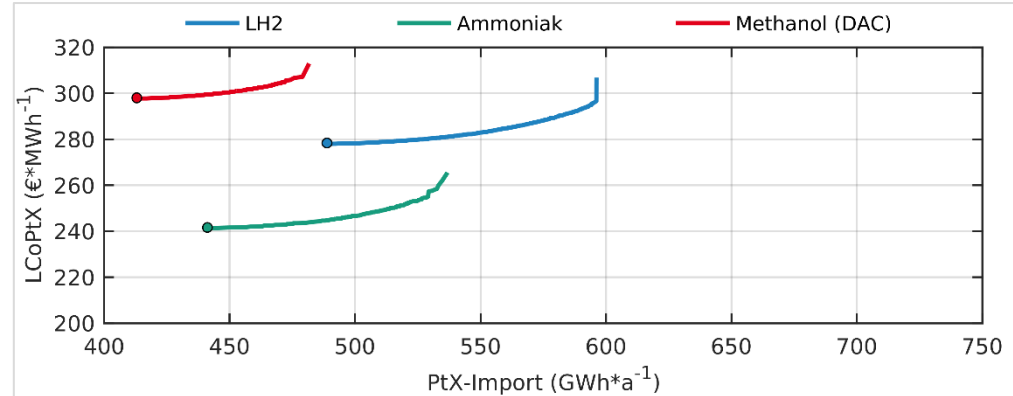
Rio Gr. d. Norte:



Bahia North Irecê:



Rio Gr. d. Sul:



Ergebnisse: Pareto-Fronten

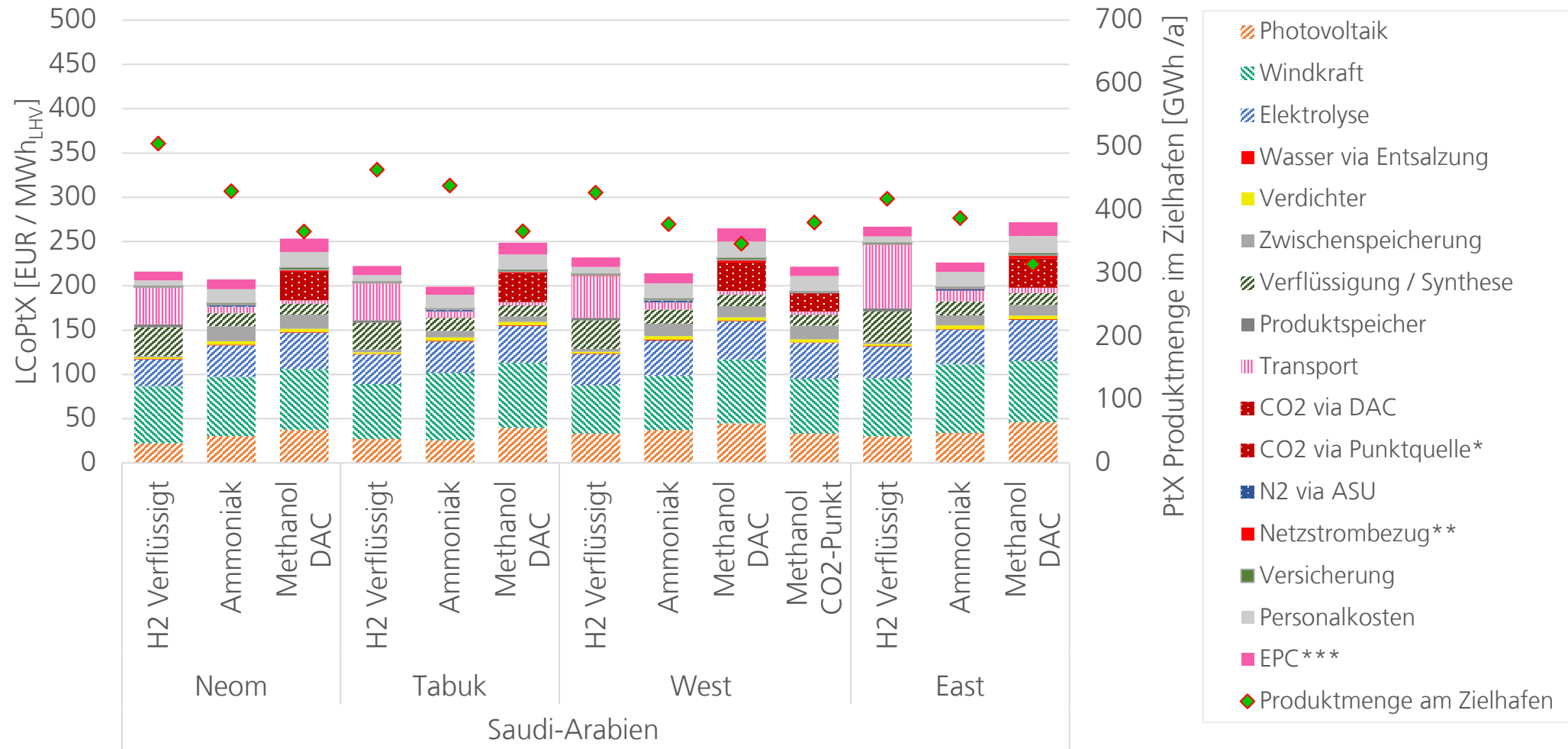
Brasilien



■ Pareto-Fronten:

- Die auf den vorigen Ergebnisfolien gezeigten Bereitstellungskosten beziehen sich immer auf den Auslegungsfall mit den geringsten Bereitstellungskosten. Der Optimierungsalgorithmus kommt in seinen hunderten von Simulationsdurchläufen auch zu Ergebnissen die durchaus mehr Endprodukt bereitstellen könnten jedoch zu höheren Kosten (deutlich mehr EE installiert aber dafür mehr ungenutzter EE-Strom; größere Synthese aber dafür mit geringerer Auslastung)
- Es wird allerdings ersichtlich, dass aus fast jedem Standort in dieser Studie, deutlich höhere PtX-Mengen bereitgestellt werden können, wenn geringfügig höhere Bereitstellungskosten akzeptiert werden können.
z.B.: Methanol in Saudi-Arabien – Tabuk: [360 GWh_{LHV}/a für 250€/MWh_{LHV}] oder [450 GWh_{LHV}/a für 255€/MWh_{LHV}]
(„25% mehr Endprodukt für 2% erhöhte Bereitstellungskosten“)

Ergebnisse: Gestehungskosten Saudi-Arabien



Ergebnisse: Gestehungskosten

Saudi-Arabien



■ Generell:

- Bereitstellungskosten von LH_2 und NH_3 vergleichbar (im Bereich der Unsicherheiten); MeOH mit leicht erhöhten Bereitstellungskosten. Die Standorte „Neom“ und „Tabuk“ weisen die geringsten Bereitstellungskosten für die analysierten Energieträger auf.
- Unterschiede in den Erzeugungs- und Bereitstellungskosten der analysierten Standorte sind ähnlich / liegen im Bereich der Unsicherheiten.

■ Flüssigwasserstoff:

Der LH_2 -Pfad weist auch hier die höchste Pfad-Effizienz auf; daher wird die höchste exportierte Energiemenge mit diesem Pfad erzielt; mit positivem Effekt auf die zu installierenden EE-Kapazitäten. Vergleichbar zur Brasilien sind die anteiligen Transportkosten des tiefkalt verflüssigten Energieträgers. Hier kann ein deutlich größeres LH_2 -Transportschiff jenseits des hier berücksichtigten 500t- LH_2 -Carriers eine deutliche Kostenreduktion mit sich bringen.

Bereitstellungskosten im Jahr 2023: von ~7200-8900 €/t LH_2 (ohne Regasifizierung)

■ Ammoniak:

Auch in Saudi-Arabien profitiert der NH_3 -Pfad von einer kostengünstigen N_2 -Bereitstellung sowie einem effizienten und kostengünstigen Schiffstransport. Ein Nachteil ist auch hier die begrenzte Dynamik der NH_3 -Synthese, was zu einer nennenswerten Menge an EE-Strom führt der eingespeist werden kann oder im Falle eines PtX-Inselsystem verfällt.

Bereitstellungskosten im Jahr 2023: von ~1030-1170 €/t NH_3

■ Methanol:

Generelle Aussagen zum Methanolfpfad: vgl. Brasilien.

Im Falle des Standorts Saudi-Arabien West wurde der Einfluss bei Nutzung einer konzentrierten CO_2 -Punktquelle ggü. dem Base-Case (CO_2 via DAC) analysiert. Hierbei wird das zu erwartende Kostenreduktionspotenzial widerspiegelt (1465 €/t ggü. 1225 €/t MeOH). Ursachen sind die geringeren Gestehungskosten für den Ausgangsstoff CO_2 , da dieser aus einer konzentrierten Kohlenstoffquelle abgeschieden wird.

- Aus mittelfristiger Perspektive, sollten Kohlenstoffquellen, welche für C-basierte PtX-Ketten (Methanol (und Subketten wie Kerosin, OME, DME), Fischer-Tropsch, Methan u.w.) in Frage kommen, nicht „elastisch“ sein; d.h. die Nachfrage nach Kohlenstoff aus diesen Prozessen führt nicht direkt zu einer Produktionssteigerung in ebendiesen. Zudem sollten als C-Quelle ausgeschlossen werden: Energieproduktion aus fossilen Energieträgern; Vermeidung von lock-in-Effekten; Prozesse, welche andere technologisch reife Möglichkeiten zur CO_2 -Reduktion haben.

- Bereitstellungskosten für Methanol im Jahr 2023: von ~1380-1500 €/t MeOH

Ergebnisse: Standortspezifische KPI (I)

Saudi-Arabien



Key Performance Indicators	Neom			Tabuk			West				East		
	LH ₂	NH ₃	MeOH	LH ₂	NH ₃	MeOH	LH ₂	NH ₃	MeOH	MeOH*	LH ₂	NH ₃	MeOH
LCoPtX (EUR/MWh)	216	207	254	222	199	249	232	214	265	222	267	226	272
LCOE Wind (EUR/MWh)	56	56	56	65	65	65	61	61	61	61	60	60	60
LCOE PV (EUR/MWh)	24	24	24	23	23	23	25	25	25	25	27	27	27
Leistung Wind (MW)	232	205	182	218	252	205	172	170	186	175	201	220	159
Leistung PV (MW)	239	280	295	269	242	309	303	301	332	269	268	282	310
Ungenutzte Energie (%)	12	19	17	14	12	18	18	20	23	18	17	22	20
Volumen H2 Speicher (m³)	4570	46243	37440	9062	19636	14617	8868	33541	27939	36858	4954	28005	23754
Kapazität Synthese/Verfl. (tpy)	20371	86048	69150	16525	90664	69631	15968	76405	65193	71844	17321	79161	60044
Exportiere Energie (GWh)	505	430	366	464	439	366	427	377	346	380	417	387	314
Exportiere Menge (Tonnen)	15,160	82,922	66,145	13,920	84,674	66,256	12,835	72,841	62,631	68,715	12,536	74,742	56,791
CO ₂ Bedarf (Tonnen)	0	0	95,148	0	0	94,649	0	0	89,471	98,162	0	0	81,128
N2 Bedarf (Tonnen)	0	70,259	0	0	71,743	0	0	61,756	0	0	0	63,538	0
Volllaststunden Elektrolyse (h)	5,516	5,292	4,615	5,064	5,406	4,592	4,676	4,653	4,340	4,761	4,599	4,788	3,935
Volllaststunden Synthese/Verflüssigung (h)	6,519	8,442	8,438	7,379	8,181	8,335	7,041	8,351	8,416	8,378	6,340	8,271	8,285
Wasserbedarf (m³)	213,490	204,840	178,790	196,150	209,250	178,090	181,140	180,190	168,240	184,300	178,090	185,370	152,580

MeOH*: CO2 Capturing von CO2-Punktquelle Zementwerk

Ergebnisse: Standortspezifische KPI (I)

Saudi-Arabien



- **KPI:**
 - Grundsätzliche Aussagen und Erläuterungen zu den KPI „Überkompensation“, „Volllaststunden“, „Volumen des H₂-Pufferspeichers“ sowie ungenutzte „EE-Energie“ vgl. die Aussagen zu den „KPI Brasilien“
 - Die ungenutzte EE-Energie im Falle der NH₃- und MeOH-Pfade fällt, im Vergleich zu den Brasilianischen Standorten geringer aus (z.B. RioGr. d. Norte: 29% ggü. Tabuk: 12%). Dies liegt insbesondere an den höheren Windstromgestehungskosten in Saudi-Arabien. Im Falle von Brasilien entschied sich der Optimierer für eine erhöhte installierte Windenergie-Kapazität, um den kostenintensiven H₂-Zwischenspeicher kleiner zu halten. Die hierdurch erhöhte ungenutzte EE-Menge (ungenutzter Windstrom) führt in den Betrachtungen zu keinem „Nachteil“. Dahingegen wird im Falle der Saudi-Arabischen Standorte nicht ganz so stark auf Wind gesetzt (da dieser an diesem Standort teurer ist), was jedoch einerseits zu erhöhtem Bedarf an H₂-Zwischenspeicher führt, im Gegenzug aber die ungenutzte EE-Menge vermindert.
Würde man dem Optimierer die Randbedingung mitgeben die ungenutzte EE-Menge möglichst minimal zu halten (bspw. aus stromnetztechnischen Restriktionen), könnte dieses „Beinahe-Inselsystem“ zur Folge haben, dass die Zwischenspeicherkapazitäten (Batterie oder H₂) deutlich erhöht wären und gleichzeitig die Gesamtproduktionsmenge deutlich absinkt.
 - CO₂-Abscheidung via DAC generell an allen Methanol-Standorten: CO₂-Abscheidemengen von teilweise mehr als 100 kt CO₂ pro Jahr entsprächen nach heutigem technologischen Kenntnisstand DAC-Anlagen mit folgenden Flächenbedarfen:
 - LT-DAC: Climeworks und Global Thermostat: 100-118 kt CO₂/ha or 85-100 m²/ kt CO₂ [1, 2, 3, 5]
 - HT-DAC: Carbon Engineering: 25-33 kt CO₂/ha or 300-400 m²/ kt CO₂ [4, 5]

[1]: C. Schnuelle et al., „Multikriterielle Bewertung von Elektrolyse- und CO₂-Capture Technologien für eine Power-to-Methanol Prozesskette,“ 2020.

[2]: P. Viebahn et al. 2019. Entwicklungsstand und Forschungsbedarf von Direct Air Capture: Ergebnis einer multidimensionalen Analyse 4.

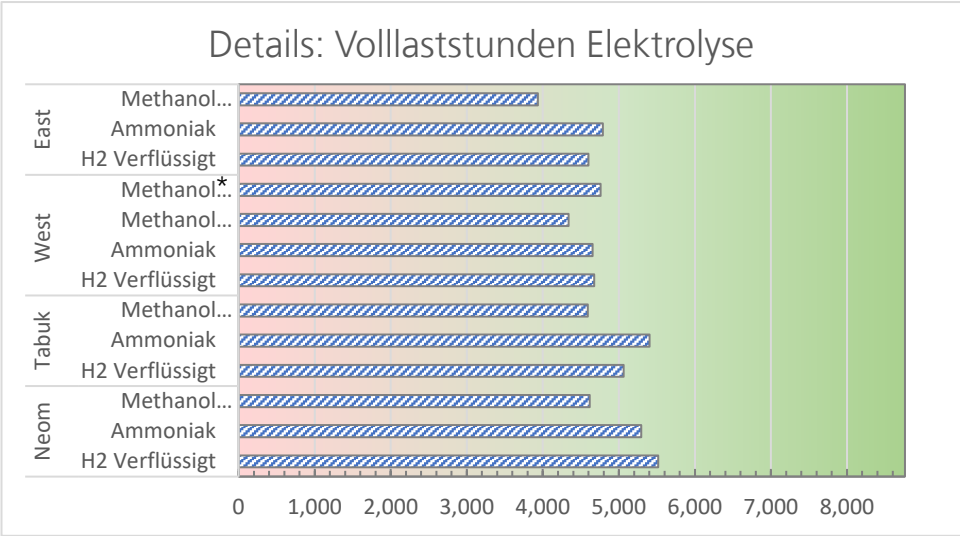
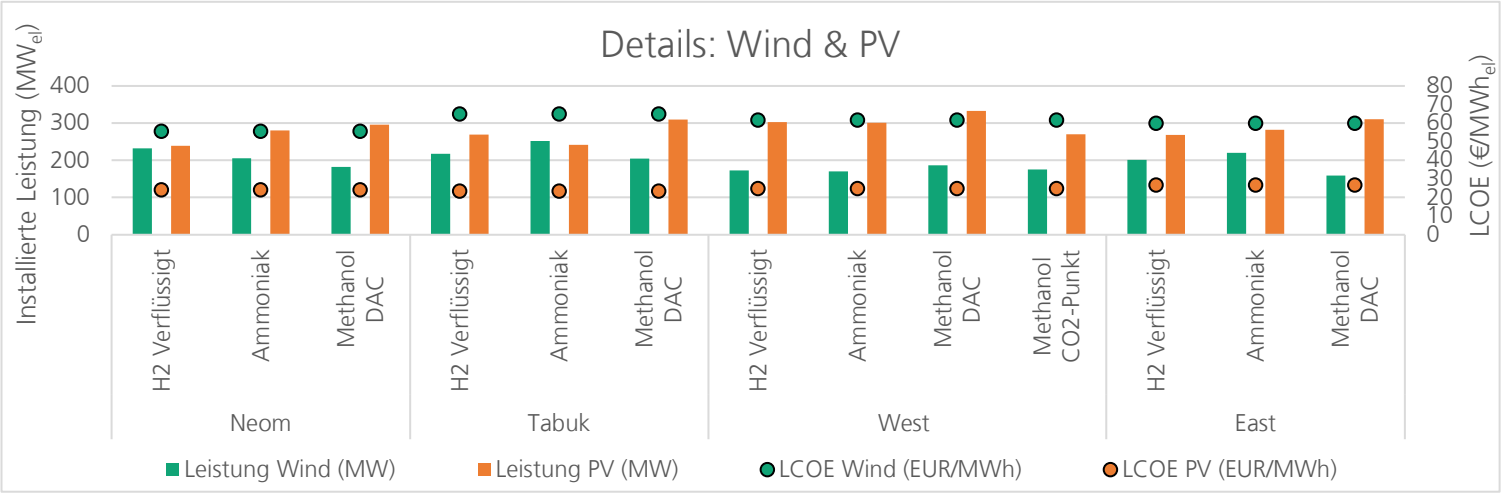
[3]: O. Zelt et al., „Multikriterielle Bewertung von Bereitstellungstechnologien synthetischer Kraftstoffe. Teilbericht 3 (D2.1)“, 2021, Wuppertal Institut, DLR, IZES.

[4]: Personal Communication with Dr. Berthold Hannes (representative of CE in D-A-CH)

[5]: K. Madhu et al., „Understanding environmental trade-offs and resource demand of direct air capture technologies through comparative life-cycle assessment,“ Nat Energy, 2021

Ergebnisse: Standortspezifische KPI (II)

Saudi-Arabien

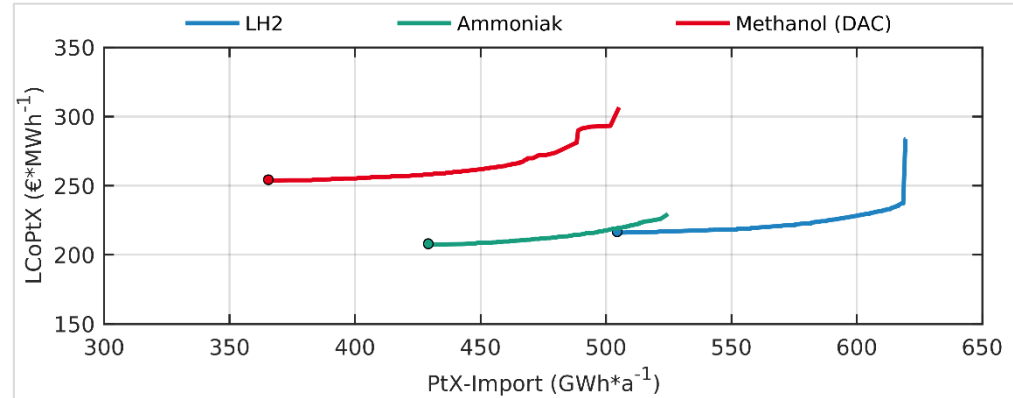


Ergebnisse: Pareto-Fronten

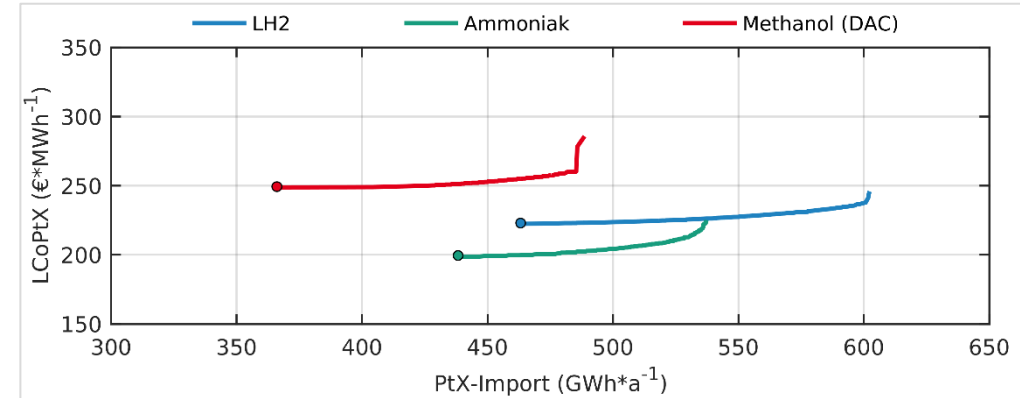
Saudi-Arabien



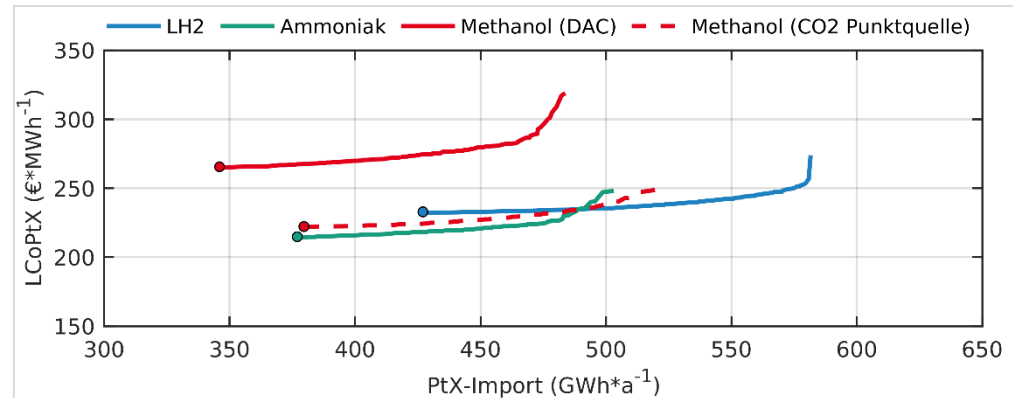
Neom:



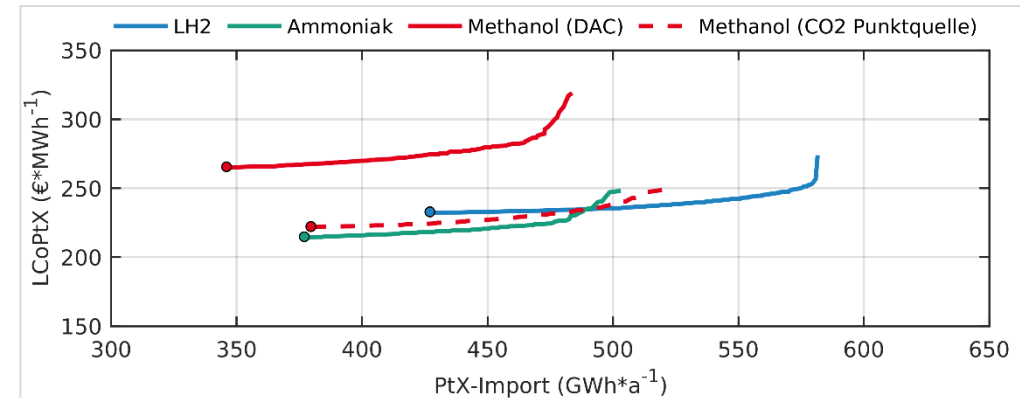
Tabuk:



West:



East:



Ergebnisse: Pareto-Fronten

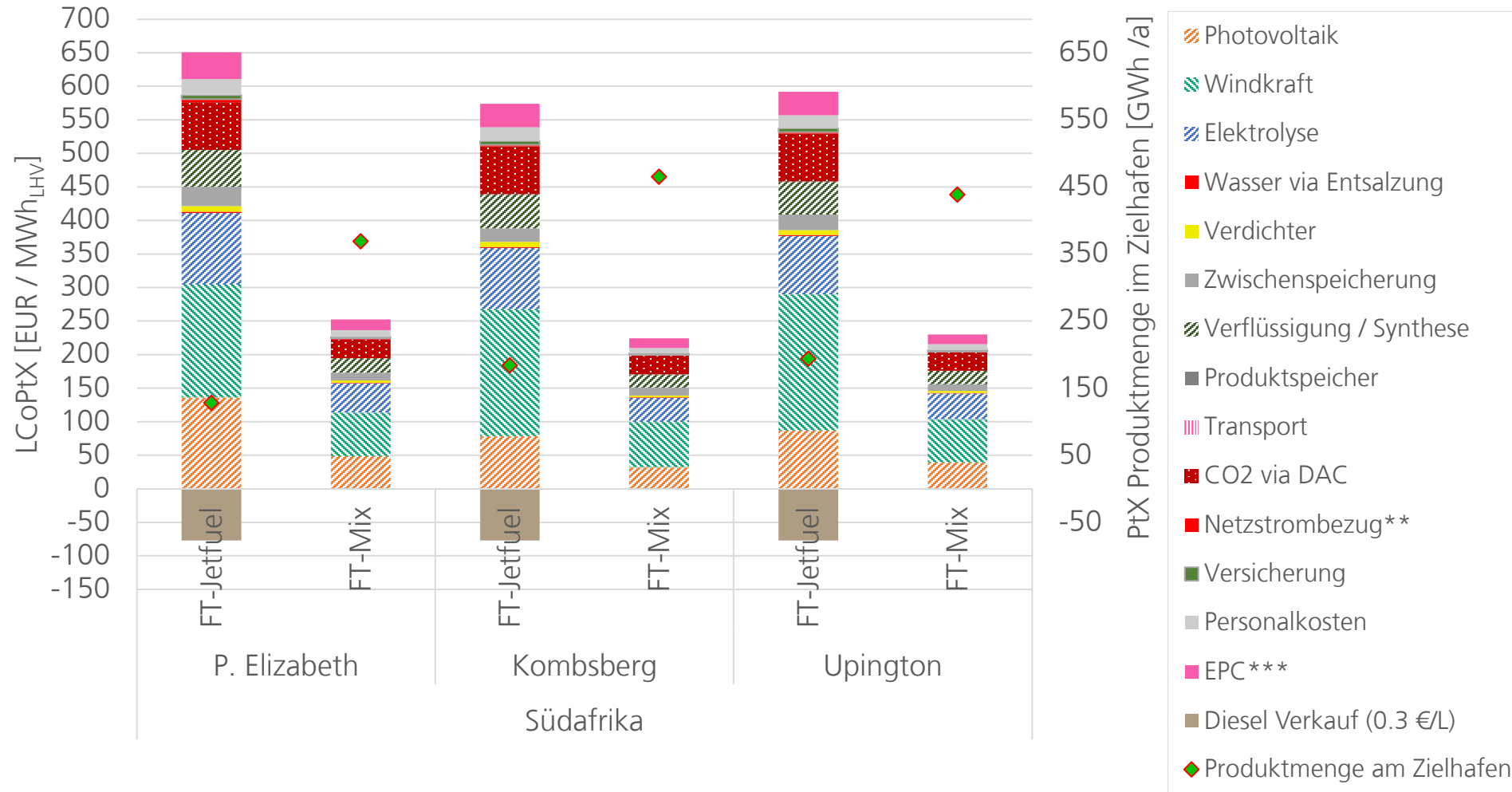
Saudi-Arabien



■ Pareto-Fronten:

- Grundsätzliche Aussagen und Erläuterungen zu den Pareto-Fronten: vgl. die Aussagen zu den „ Pareto-Fronten Brasilien“
- Im Falle des Methanolfades mit konzentrierter CO₂-Quelle (rot gestrichelt) kann Methanol zu niedrigeren Bereitstellungskosten zu gleichzeitig größeren Mengen bereitgestellt werden. Dies liegt u.a. anderem daran, dass ein Teil der EE-Erzeugung nicht für den Betrieb der energieintensiven DAC, sondern für die H₂-Produktion eingesetzt werden kann.
- Sprünge in den Pareto-Fronten: Bei einigen Standorten fällt es dem Optimierungsalgorithmus schwer, eine hohe Anzahl an Lösungen auf der Pareto Front zu finden, weil zum Beispiel die gesetzten Randbedingungen (vor allem Betrieb der Synthese nicht unter minimaler Teillast) nicht eingehalten werden können.
Eine Erhöhung der Rechenzeit pro Einzeloptimierung würde es zwar ermöglichen, die Lücken (Sprünge) mit Ergebnissen zu füllen. Aufgrund der Vielzahl an betrachteten Szenarien im Projekt ist eine Erhöhung der Rechenzeit pro Einzeloptimierungen jedoch mit einem erheblichen Anstieg der gesamten Berechnungsdauer verbunden. Da wir uns auf den Punkt der niedrigsten Kosten konzentrieren, überprüfen wir, dass die Pareto-Front in diesem Bereich keine Sprünge aufweist.

Ergebnisse: Gestehungskosten Südafrika



Ergebnisse: Gestehungskosten

Südafrika



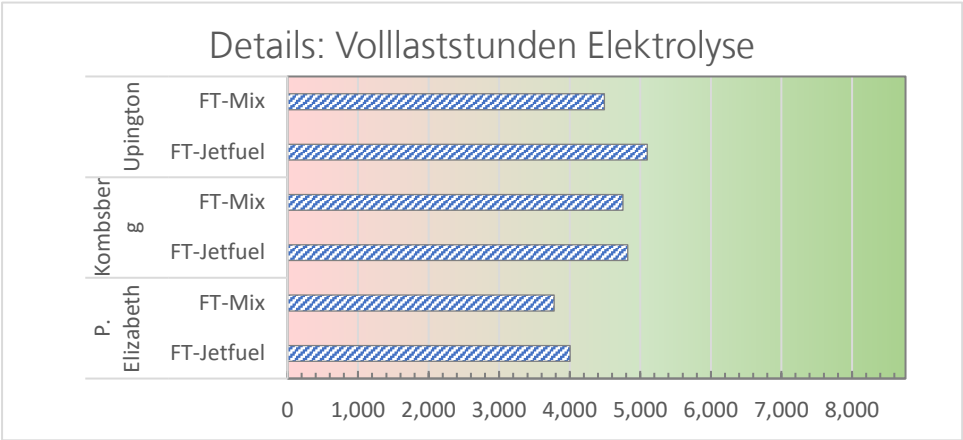
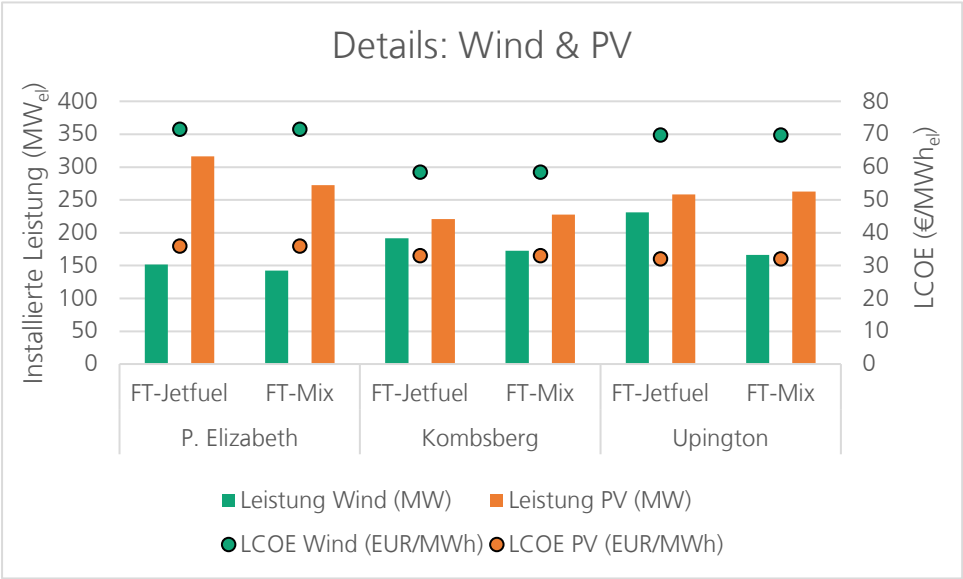
- Dargestellt sind die Gestehungskosten für sowohl „FT-Jetfuel“ als auch den „FT-Mix“:
 - FT-Jetfuel: Hier liegt der Fokus auf der Erzeugung von Kerosin. Die bei der FT-Synthese unvermeidlich entstehenden Nebenprodukte (hier Dieselkraftstoff) werden zu lokal erzielbaren Marktpreisen verkauft (Vgl. auch „Hinweise und Limitierungen (II) “. Im Falle des Südafrikanischen Marktes wurde ein Dieselmaktpreis von 30 ct./L angelegt. Dieser eher geringe Verkaufspreis führt dazu, dass ein Großteil der Gesamt-Betriebskosten nicht kompensiert werden kann und die Kerosin-Gestehungskosten hoch ausfallen. Ein höherer erzielbarer Marktpreis für das Nebenprodukt synthetischer Diesel (bspw. Ausgelöst durch Boni für synthetische Kraftstoffe oder erhöhte Steuern für fossile Kraftstoffe) würde daher u.a. dazu führen, dass die Kerosin-Gestehungskosten vermindert werden können.
 - FT-Mix: Hier geben wir die Gestehungskosten für den gesamten FT-Produktmix an, sprich die gesamten Gestehungskosten werden auf die gesamte erzeugte Energiemenge des FT-Produktmixes aufgeteilt. Dies ist auch die gängige Darstellungsform in den meisten Studien welche sich dem FT-Pfad in ihren Analysen widmen. Vernachlässigt wird hierbei, dann aber ggf. der Aspekt, dass nur ein Teil des FT-Produktspektrums zu nennenswerten Preisen verkauft werden kann.
 - Die sich ergebenden Kerosin-Gestehungskosten betragen in **€/Liter**:
Port Elizabeth: 5,91
Kombsberg: 5,21
Uppington: 5,37
 - Mehr Informationen zu den Kostenstrukturen synthetischen Kerosins und zukünftiger Preisentwicklungen sind u.a. hier zu finden:
[The cost of supporting alternative jet fuels in the European Union - International Council on Clean Transportation \(theicct.org\)](https://theicct.org)

Ergebnisse: Standortspezifische KPI

Südafrika



Key Performance Indicators	P. Elizabeth		Kombsberg		Upington	
	FT-Jetfuel	FT-Mix	FT-Jetfuel	FT-Mix	FT-Jetfuel	FT-Mix
LCoPtX (EUR/MWh)	576	252	497	224	515	230
LCOE Wind (EUR/MWh)	72	72	58	58	70	70
LCOE PV (EUR/MWh)	36	36	33	33	32	32
Leistung Wind (MW)	152	142	191	173	231	166
Leistung PV (MW)	316	273	221	228	258	263
Ungenutzte Energie (%)	27	23	21	18	20	19
Volumen H2 Speicher (m³)	23004	21821	19662	28378	23348	22717
Kapazität Synthese/Verfl. (tpy)	12394	11697	14968	14754	15799	13910
Exportiere Energie (GWh)	128	369	184	465	194	439
Exportiere Menge (Tonnen)	10,440	11,697	14,968	14,754	15,799	13,910
CO ₂ Bedarf (Tonnen)	80,491	75,981	97,224	95,833	102,620	90,353
N2 Bedarf (Tonnen)	0	0	0	0	0	0
Volllaststunden Elektrolyse (h)	4,007	3,778	4,823	4,755	5,098	4,489
Volllaststunden Synthese/Verflüssigung (h)	8,759	8,760	8,760	8,760	8,760	8,760
Wasserbedarf (m³)	155,380	146,540	186,750	184,150	197,340	173,900



Ergebnisse: Standortspezifische KPI

Südafrika

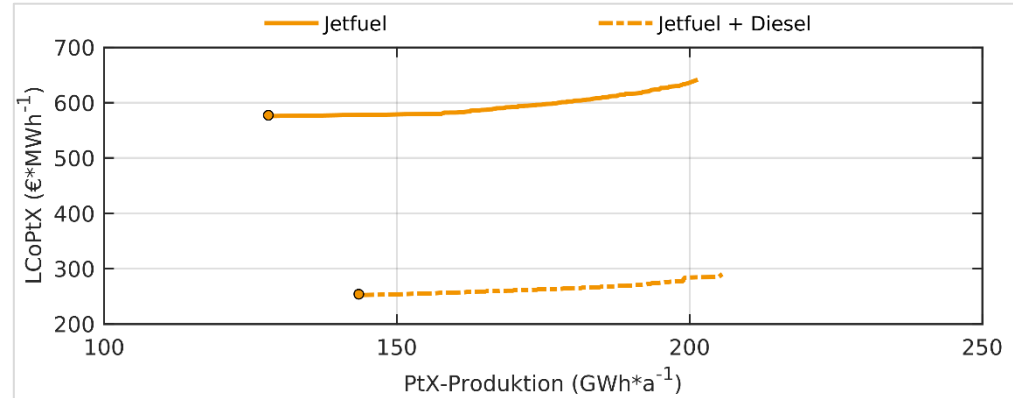


- KPI:
 - Grundsätzliche Aussagen und Erläuterungen zu den KPI „Überkompensation“, „Volllaststunden“, „Volumen des H₂-Pufferspeichers“ sowie ungenutzte „EE-Energie“ vgl. die Aussagen zu den „KPI Brasilien“

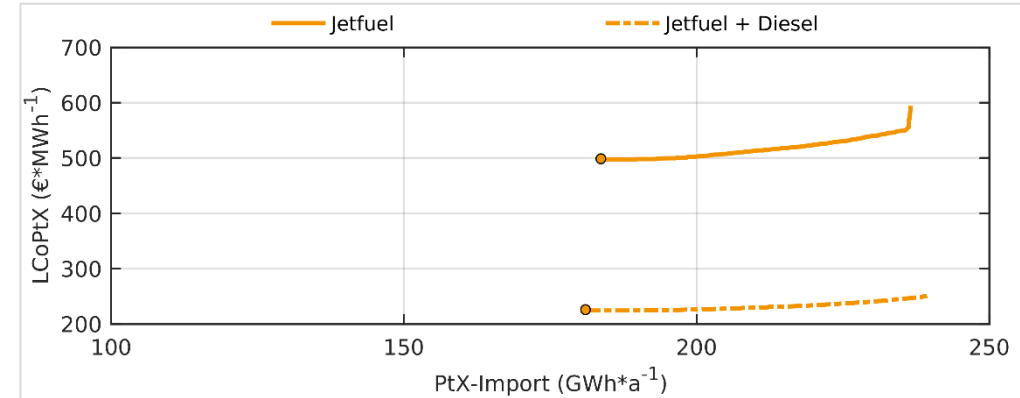
Ergebnisse: Pareto-Fronten Südafrika



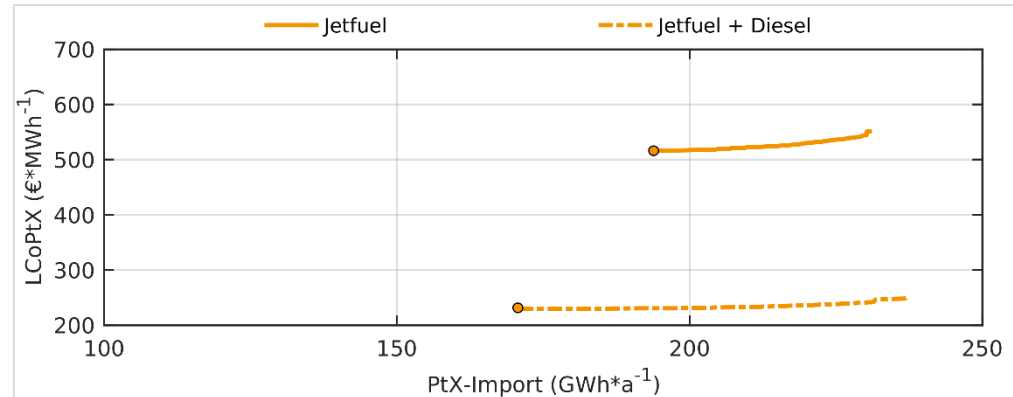
P. Elizabeth:



Kombsberg:



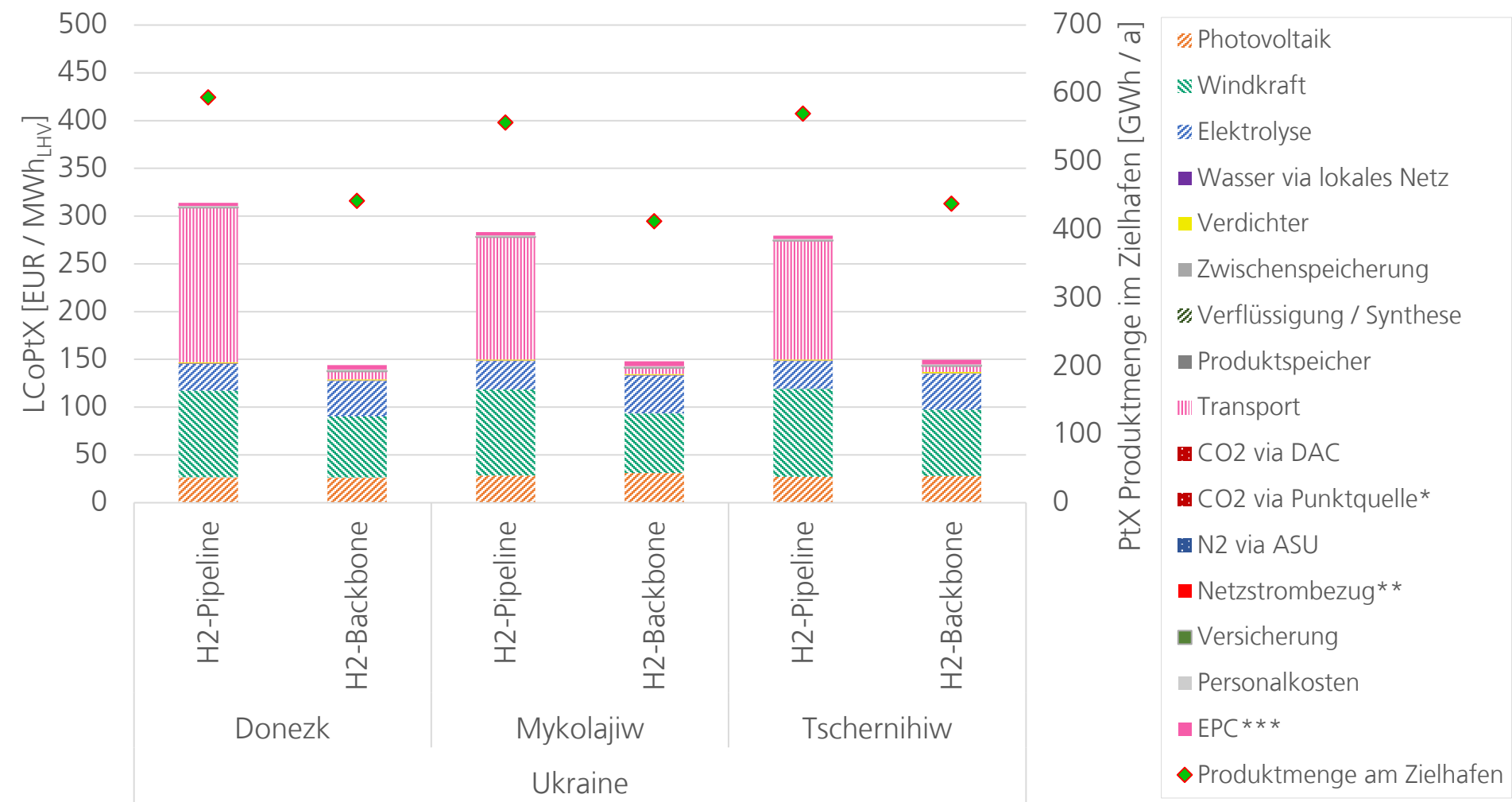
Upington:



Die Kosten (LCoPtX) beziehen sich entweder nur auf Kerosin oder das FT-Produktgemisch (Kerosin+Diesel).

Die PtX-Importmengen (X-Achse) beziehen sich hingegen immer rein auf die Kerosinmenge.

Ergebnisse: Gestehungskosten Ukraine



Ergebnisse: Gestehungskosten

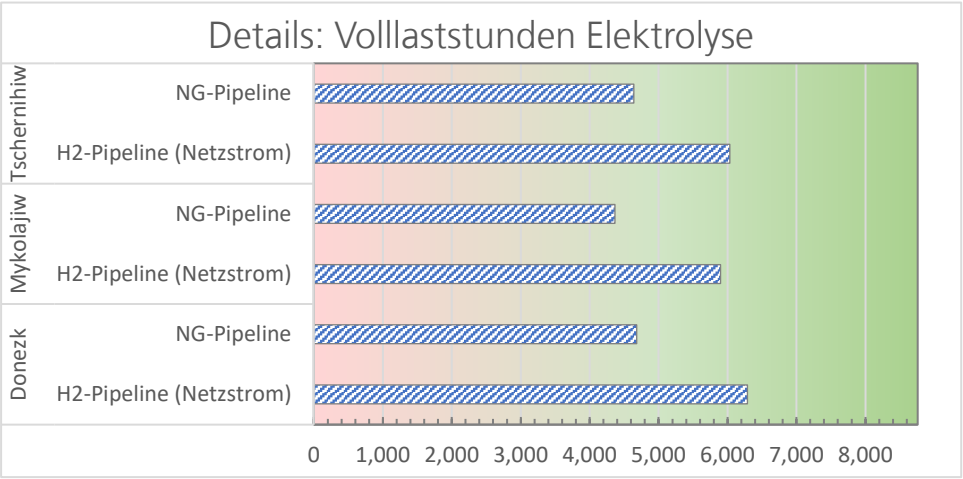
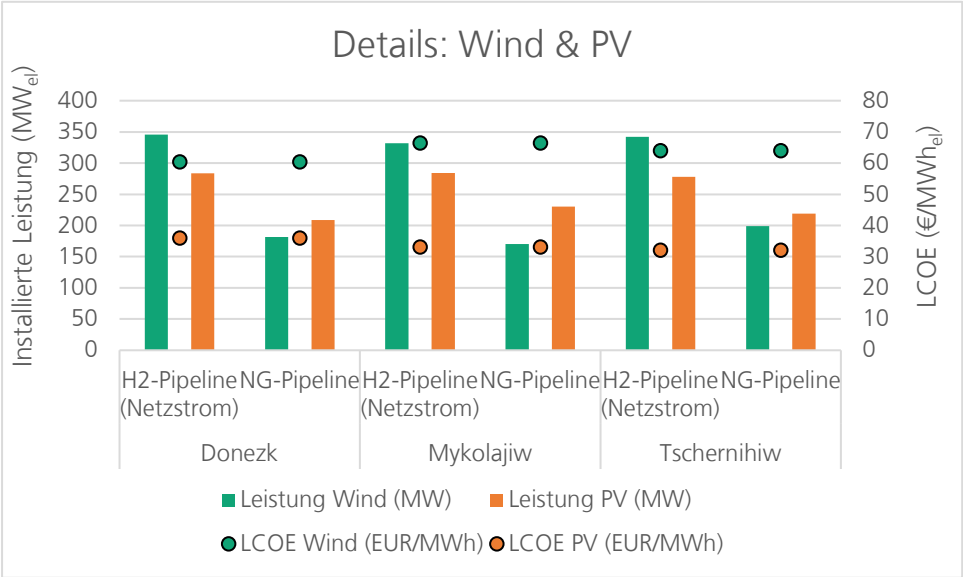
Ukraine

- Die Ergebnisse für den Import gasförmigen Wasserstoffs aus der Ukraine machen deutlich, dass ein retrofit existierenden Erdgaspipelines für den Transport von 100% H₂ aus ökonomischer Perspektive unschlagbar ist.
Dedizierte H₂-Pipelines können jedoch insbesondere auf kurzen Strecken (< weniger 100km) durchaus sinnvoll sein (Lokaler Transport in Industriezentren; Nationaler Abtransport vom Hafen in die großen Nutzungszentren). Grund ist, dass ein retrofit existierender Erdgaspipelines nur dann Sinn macht, wenn entsprechend große H₂-Einspeiseleistungen vorhanden sind. Dies wird insbesondere kurz- bis mittelfristig nur schwer zu erreichen sein und dann auch eher durch den Zusammenschluss mehrerer Grünwasserstoff-Projekte.
- Zu betonen ist aber auch, dass wiederum größere Unsicherheiten in der Kostenabschätzung für Pipelines bestehen, da es eine Vielzahl an Variablen gibt, welche die spezifischen Kosten beeinflussen: Wie viele Projekte speisen in die Pipeline ein? Wann kommen weitere Projekte hinzu (welche die Auslastung entsprechend erhöhen)? Wird die Pipeline von Beginn an etwas größer ausgelegt, um dieses zukünftigen Projekte mit anbinden zu können? Welche Lebensdauer ist konkret für die Pipeline anzusetzen? Über welches Gelände und Topographie verläuft die Pipeline?
- Ein großer Vorteil von einem H₂-Einspeise-Szenario ist, dass kein H₂-Zwischenspeicher am Ort der PtX-Anlage benötigt wird. Die Pipeline dient als „elastische“ H₂-Senke (mit zunehmender Pipeline-Kapazität besteht höhere Flexibilität).
Für den Fall einer Einspeisung von H₂ in existierende Erdgas-Pipelines (Mischung von H₂ mit Erdgas) trifft diese Aussage jedoch nur sehr begrenzt zu. Hier müssen spezielle Voraussetzungen für den Betrieb von Erdgas-Pipelines und die normierten Anforderungen der angeschlossenen Verbraucher beachtet werden.
- Hintergrunddiskussion zum [Krieg in der Ukraine: Auswirkungen auf die europäische und deutsche Importstrategie von Wasserstoff und Syntheseprodukten](https://hypat.de/hypat-wAssets/docs/new/publikationen/2022-03-21_HyPAT_Impulspapier_Ukraine_Krieg_Auswirkungen_Wasserstoff.pdf):
https://hypat.de/hypat-wAssets/docs/new/publikationen/2022-03-21_HyPAT_Impulspapier_Ukraine_Krieg_Auswirkungen_Wasserstoff.pdf

Ergebnisse: Standortspezifische KPI

Ukraine

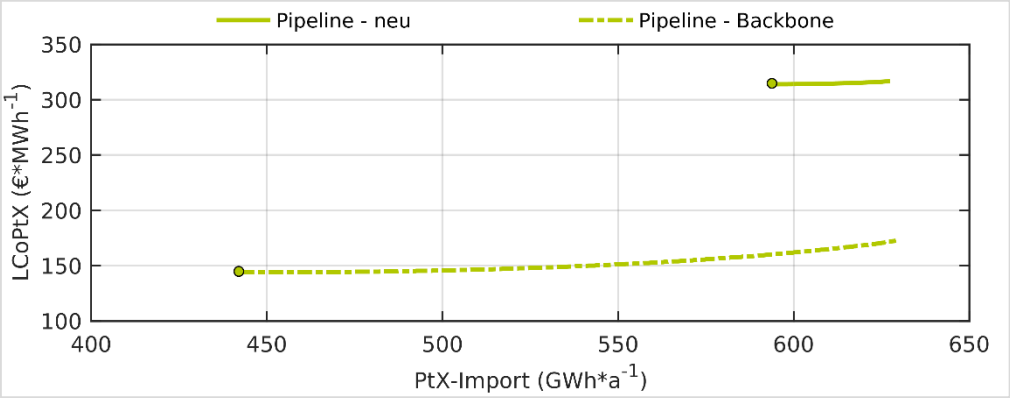
Key Performance Indicators	Donezk		Mykolajiw		Tschernihiw	
	H2-Pipeline	NG-Pipeline	H2-Pipeline	NG-Pipeline	H2-Pipeline	NG-Pipeline
LCoPtX (EUR/MWh)	314	144	283	148	280	150
LCOE Wind (EUR/MWh)	60	60	66	66	64	64
LCOE PV (EUR/MWh)	41	41	39	39	44	44
Leistung Wind (MW)	346	182	332	170	342	199
Leistung PV (MW)	283	209	284	230	278	219
Ungenutzte Energie (%)	26	8	24	9	23	9
Volumen H2 Speicher (m³)	0	0	0	0	0	0
Kapazität Synthese/Verfl. (tpy)	0	0	0	0	0	0
Exportiere Energie (GWh)	594	442	557	413	570	438
Exportiere Menge (Tonnen)	17,840	13,282	16,738	12,393	17,122	13,164
CO ₂ Bedarf (Tonnen)	0	0	0	0	0	0
N2 Bedarf (Tonnen)	0	0	0	0	0	0
Volllaststunden Elektrolyse (h)	6,289	4,682	5,900	4,368	6,035	4,640
Volllaststunden Synthese/Verflüssigung (h)	0	0	0	0	0	0
Wasserbedarf (m³)	243,180	181,130	228,230	169,090	233,370	179,500



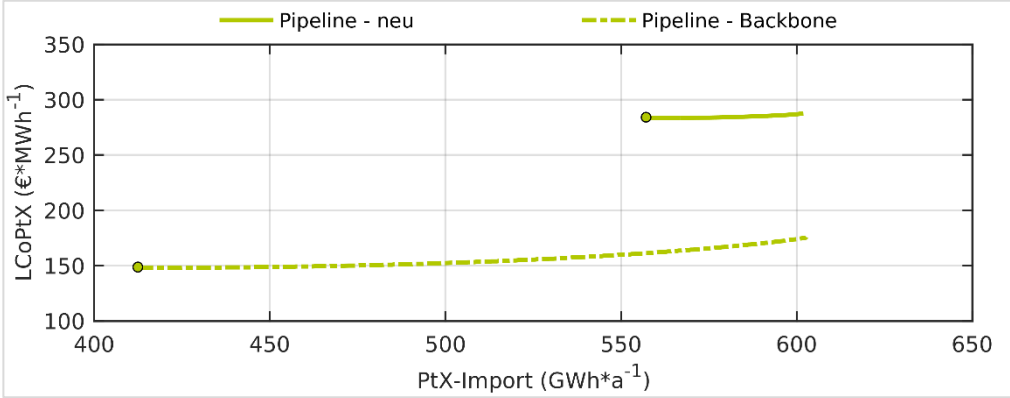
Ergebnisse: Pareto-Fronten

Ukraine

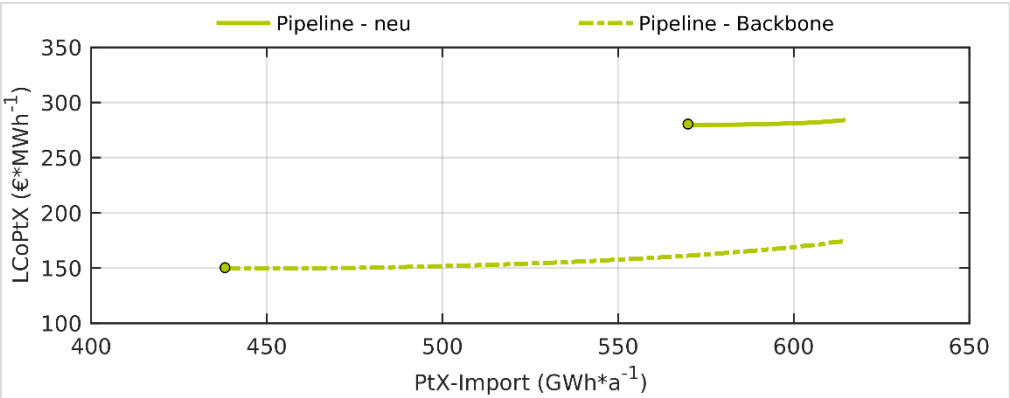
Donezk:



Mykolajiw:

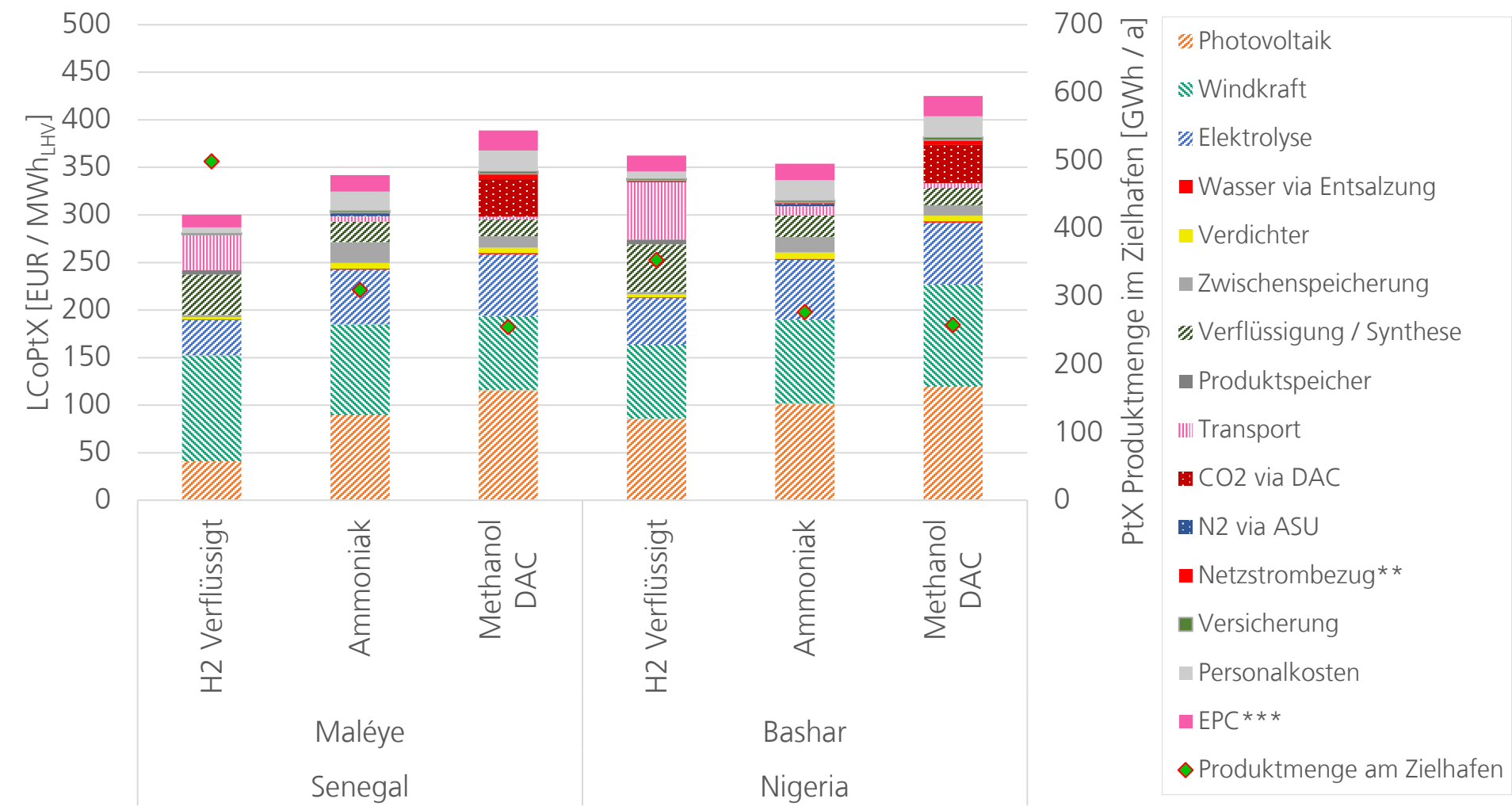


Tschernihiw:



Ergebnisse: Gestehungskosten

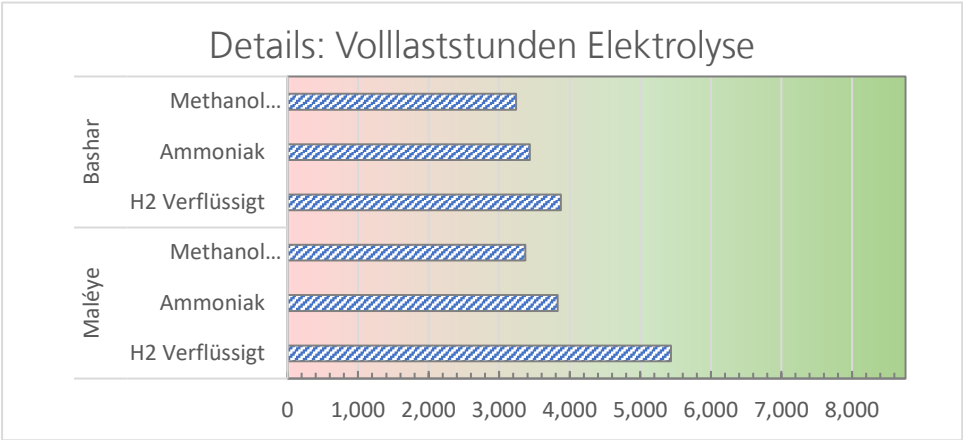
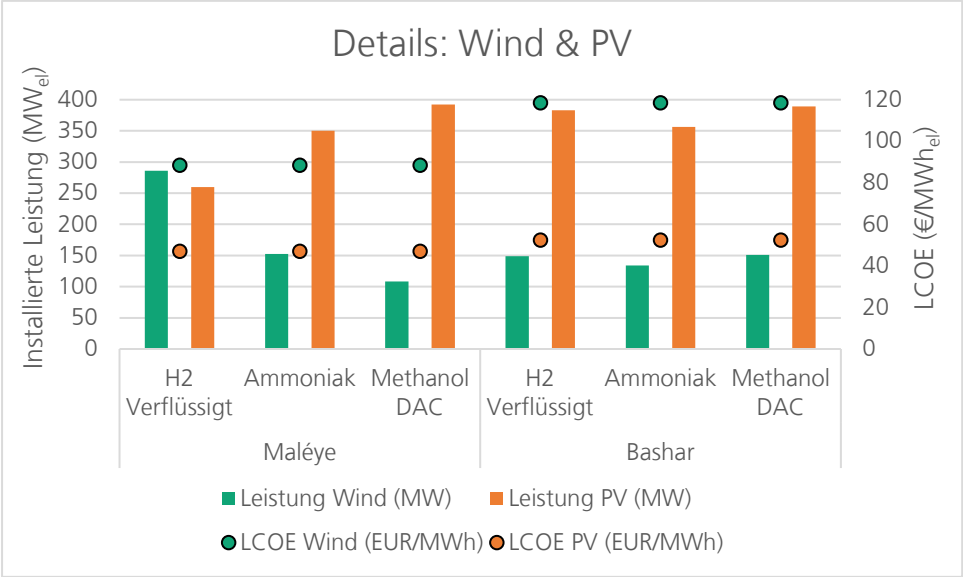
Senegal & Nigeria



Ergebnisse: Standortspezifische KPI

Senegal & Nigeria

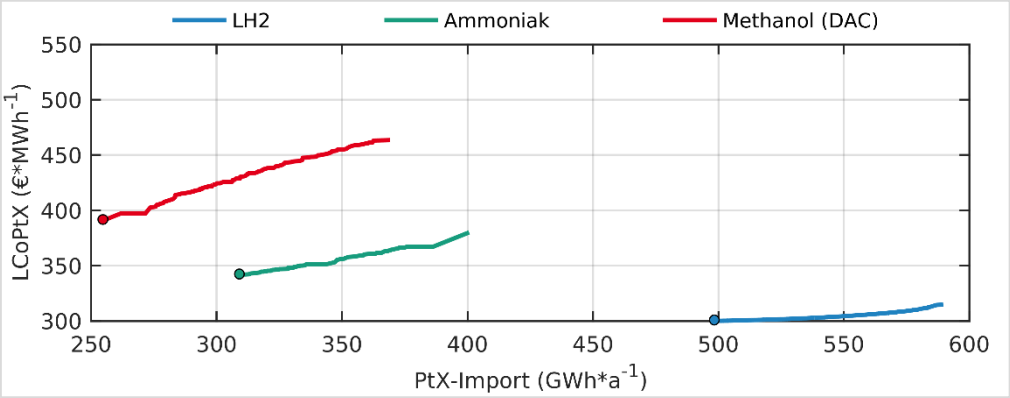
Key Performance Indicators	Senegal: Maléye			Nigeria: Bashar		
	LH ₂	NH ₃	MeOH	LH ₂	NH ₃	MeOH
LCoPtX (EUR/MWh)	300	342	391	362	354	425
LCOE Wind (EUR/MWh)	88	88	88	118	118	118
LCOE PV (EUR/MWh)	47	47	47	52	52	52
Leistung Wind (MW)	286	152	108	149	134	151
Leistung PV (MW)	260	350	392	383	356	389
Ungenutzte Energie (%)	14	33	30	19	25	27
Volumen H2 Speicher (m³)	5616	31098	14747	4052	20735	13067
Kapazität Synthese/Verfl. (tpy)	21047	62312	50690	16453	57643	49981
Exportiere Energie (GWh)	499	309	255	354	277	258
Exportiere Menge (Tonnen)	14,976	59,741	46,120	10,618	53,481	46,673
CO ₂ Bedarf (Tonnen)	0	0	69,267	0	0	66,675
N2 Bedarf (Tonnen)	0	50,560	0	0	45,364	0
Volllaststunden Elektrolyse (h)	5,433	3,827	3,371	3,875	3,433	3,240
Volllaststunden Synthese/Verflüssigung (h)	6,233	8,399	8,379	5,653	8,128	8,180
Wasserbedarf (m³)	210,190	148,130	130,860	150,330	133,190	125,860



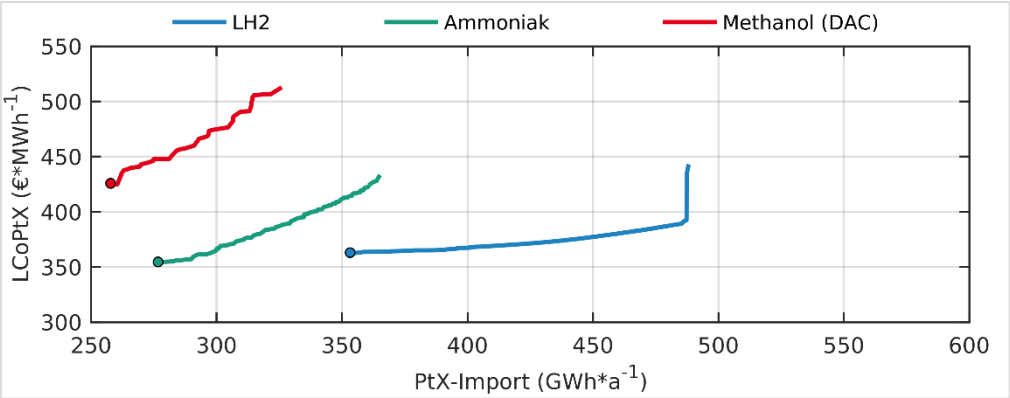
Ergebnisse: Pareto-Fronten

Senegal & Nigeria

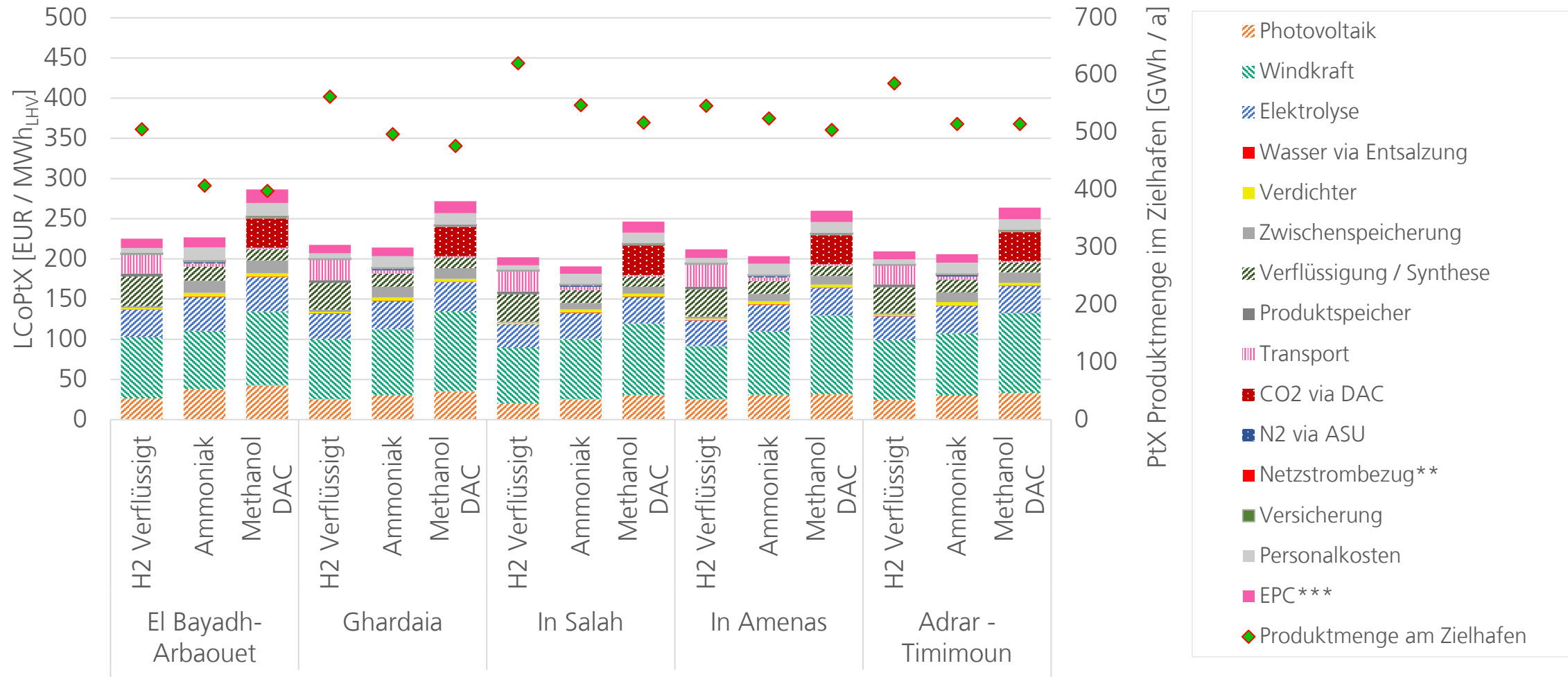
Maléye:



Bashar:



Ergebnisse: Gestehungskosten Algerien



Ergebnisse: Standortspezifische KPI (I)

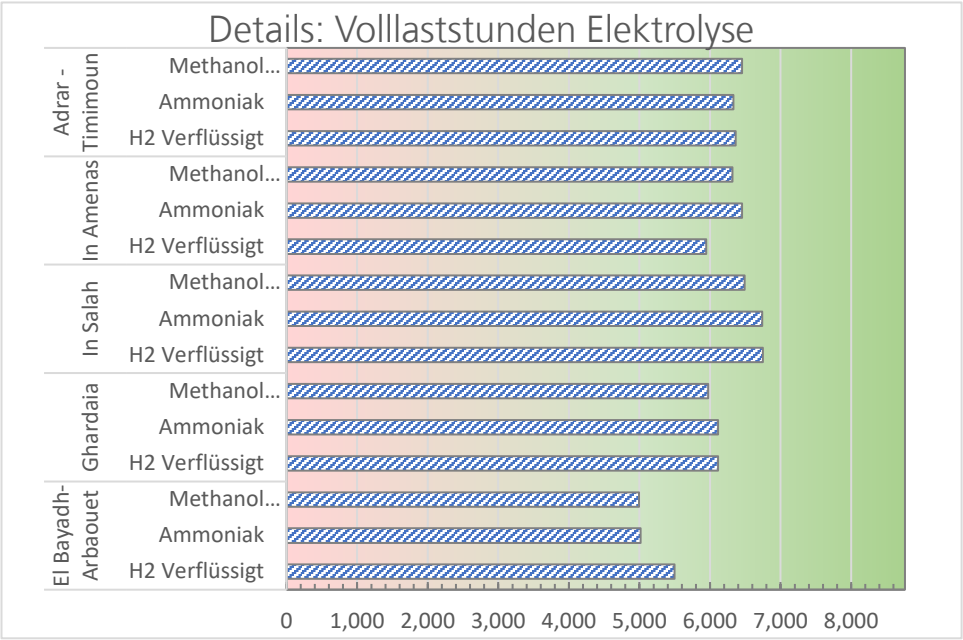
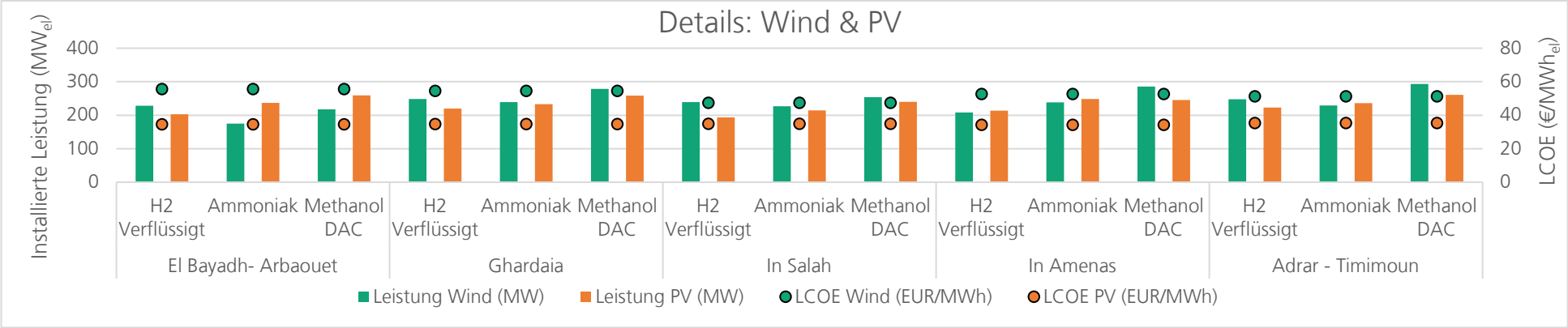
Algerien



Key Performance Indicators	El Bayadh- Arbaouet			Ghardaia			In Salah			In Amenas			Adrar - Timimoun		
	LH ₂	NH ₃	MeOH	LH ₂	NH ₃	MeOH	LH ₂	NH ₃	MeOH	LH ₂	NH ₃	MeOH	LH ₂	NH ₃	MeOH
LCoPtX (EUR/MWh)	225	227	286	217	214	272	202	191	246	212	203	260	209	206	264
LCOE Wind (EUR/MWh)	56	56	56	55	55	55	47	47	47	53	53	53	51	51	51
LCOE PV (EUR/MWh)	35	35	35	35	35	35	35	35	35	34	34	34	35	35	35
Leistung Wind (MW)	228	175	218	249	239	279	239	227	254	209	239	285	248	229	293
Leistung PV (MW)	203	237	259	220	233	259	194	214	240	214	249	246	223	236	261
Ungenutzte Energie (%)	14	17	19	14	16	18	11	14	14	9	17	16	15	16	18
Volumen H2 Speicher (m³)	5013	31909	33406	7958	34470	33216	4746	23064	23296	7290	25069	28431	4039	32554	34431
Kapazität Synthese/Verfl. (tpy)	20388	83041	75628	20519	101330	90892	23760	114470	99970	19774	105590	95137	21046	103560	97228
Exportiere Energie (GWh)	506	408	398	562	497	477	621	548	517	547	524	504	586	515	515
Exportiere Menge (Tonnen)	15,188	78,689	72,002	16,886	95,984	86,226	18,639	105,750	93,506	16,414	101,250	91,202	17,590	99,372	93,124
CO ₂ Bedarf (Tonnen)	0	0	102,860	0	0	123,180	0	0	133,580	0	0	130,290	0	0	133,030
N2 Bedarf (Tonnen)	0	66,525	0	0	81,161	0	0	89,420	0	0	85,636	0	0	84,011	0
Volllaststunden Elektrolyse (h)	5,495	5,015	4,993	6,113	6,116	5,974	6,747	6,739	6,490	5,945	6,453	6,319	6,365	6,329	6,452
Volllaststunden Synthese/Verflüssigung (h)	6,526	8,301	8,340	7,209	8,298	8,310	6,872	8,093	8,194	7,272	8,400	8,398	7,321	8,406	8,390
Wasserbedarf (m³)	212,580	194,020	193,290	236,450	236,530	231,220	260,910	260,620	251,110	229,920	249,490	244,440	246,110	244,740	249,580

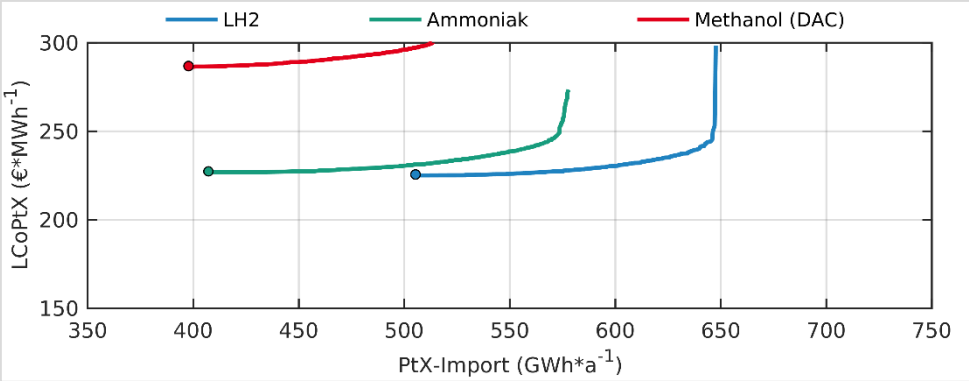
Ergebnisse: Standortspezifische KPI (II)

Algerien

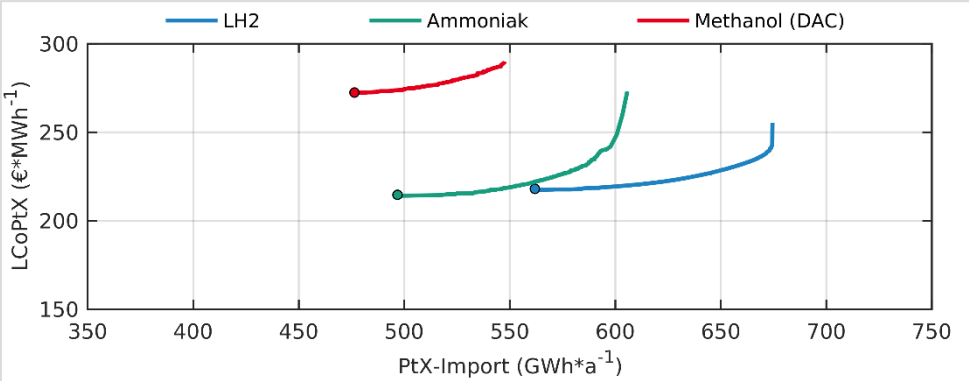


Ergebnisse: Pareto-Fronten Algerien

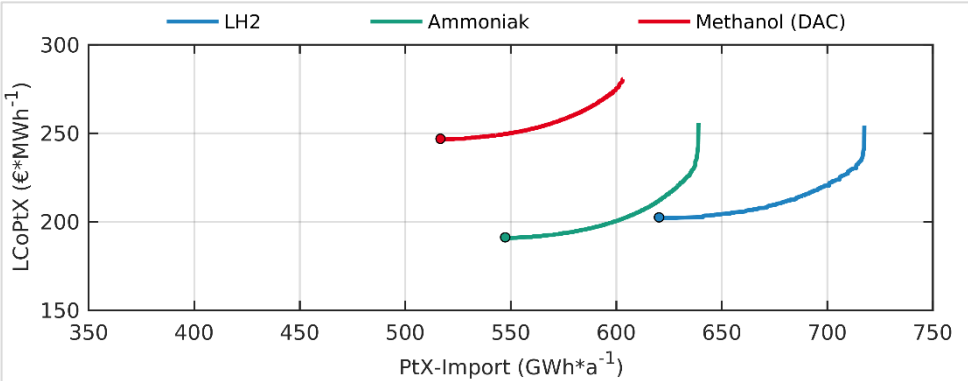
El Bayadh- Arbaouet :



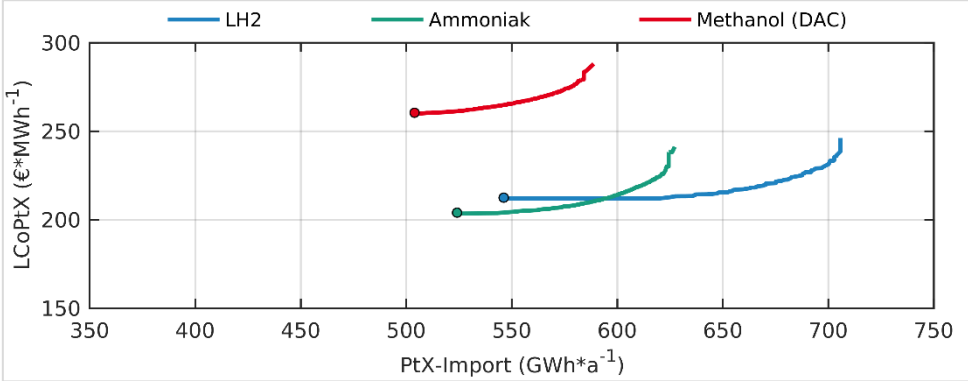
Ghardaia:



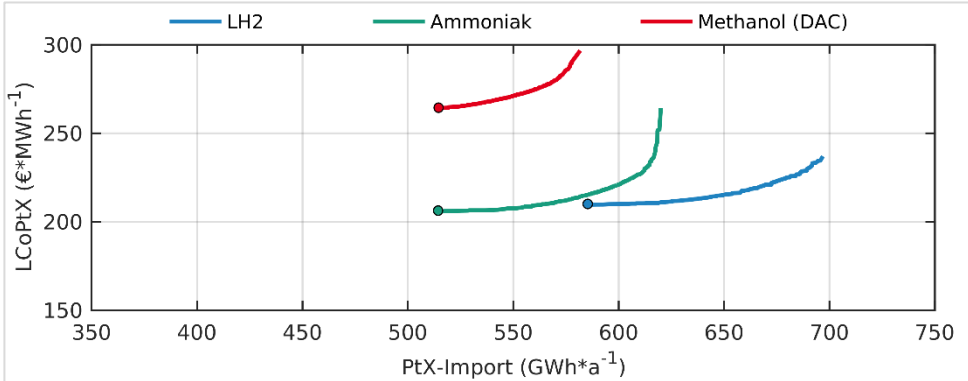
In Salah:



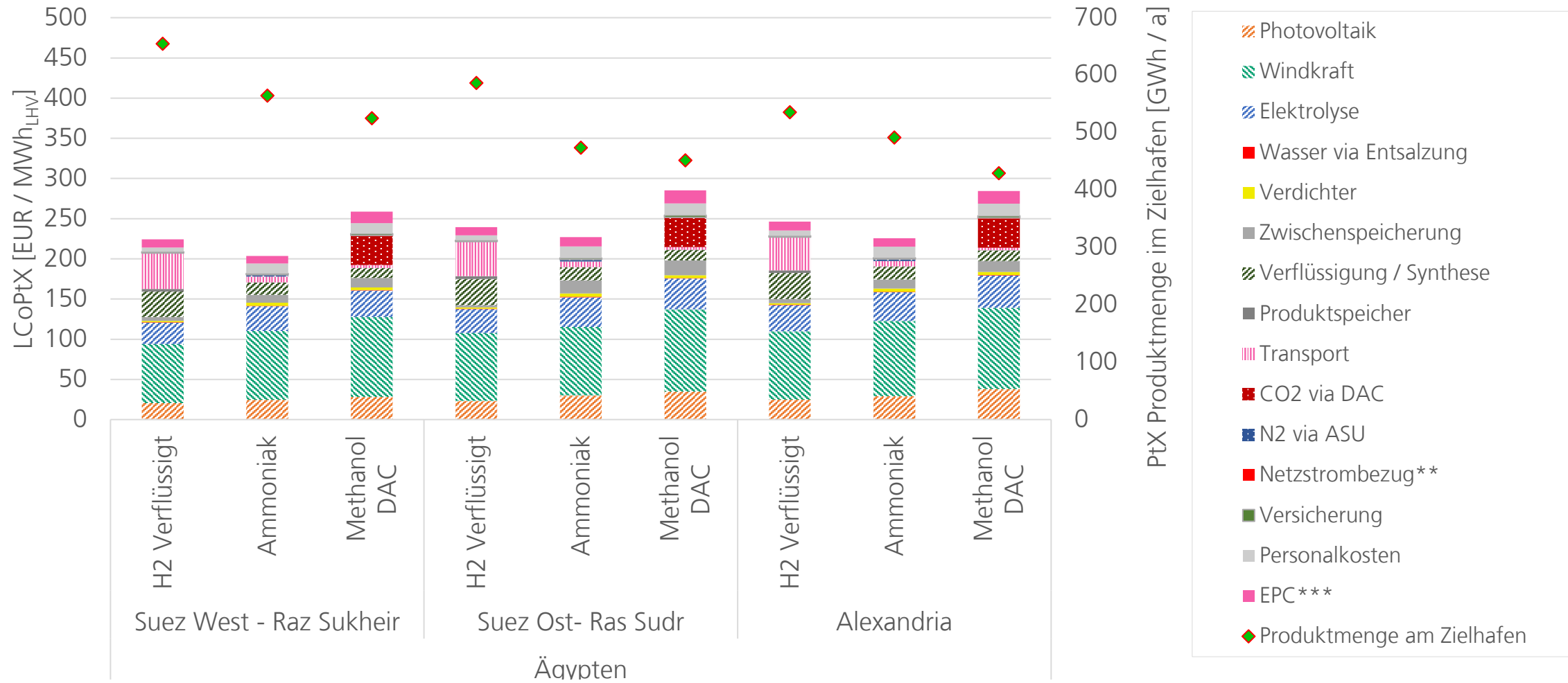
In Amenas:



Adrar:



Ergebnisse: Gestehungskosten Ägypten

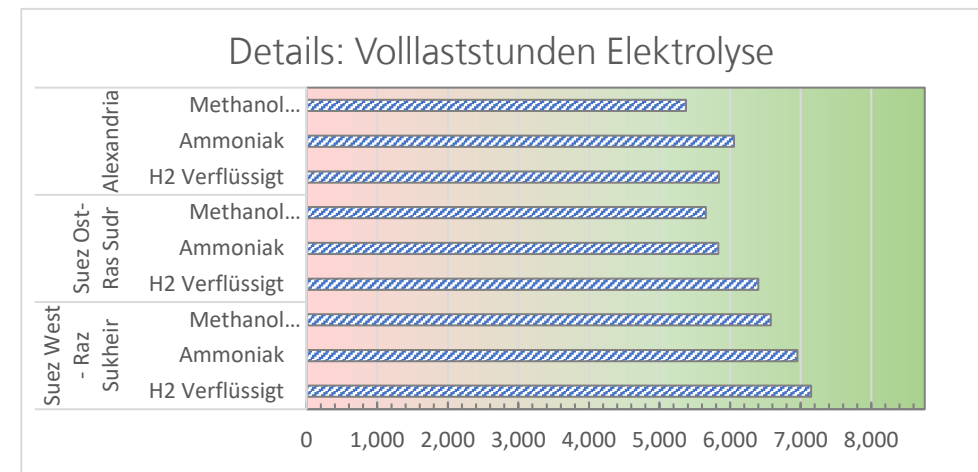
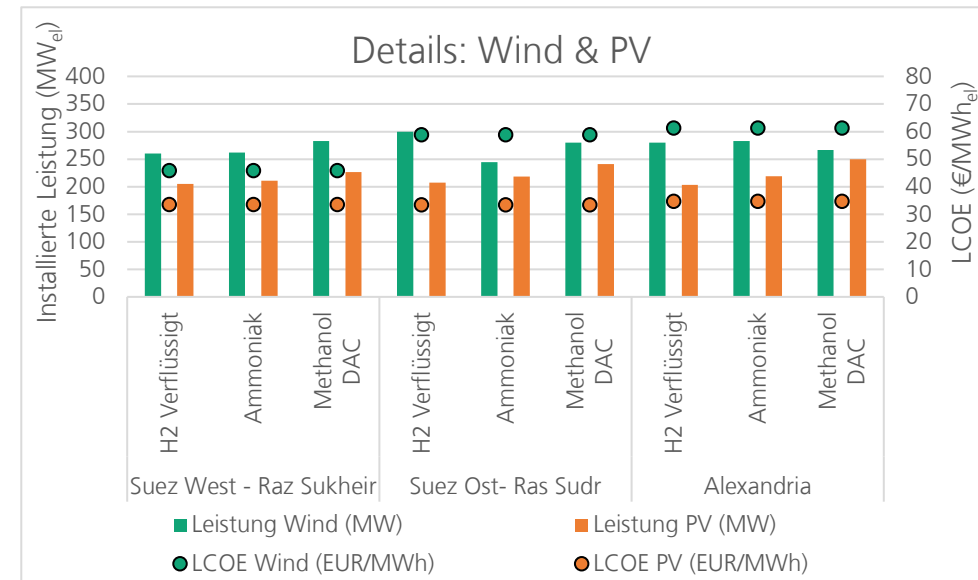


Ergebnisse: Standortspezifische KPI

Ägypten

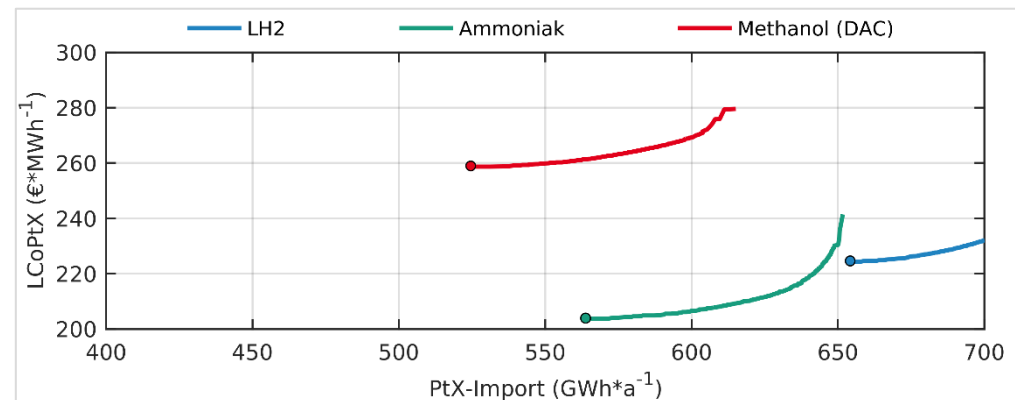


Key Performance Indicators	Suez West - Raz Sukheir			Suez Ost- Ras Sudr			Alexandria		
	LH ₂	NH ₃	MeOH	LH ₂	NH ₃	MeOH	LH ₂	NH ₃	MeOH
LCoPtX (EUR/MWh)	224	204	259	239	228	285	246	226	284
LCOE Wind (EUR/MWh)	46	46	46	59	59	59	61	61	61
LCOE PV (EUR/MWh)	34	34	34	34	34	34	35	35	35
Leistung Wind (MW)	260	262	283	300	245	280	280	283	267
Leistung PV (MW)	205	211	226	207	219	241	203	219	250
Ungenutzte Energie (%)	17	22	21	14	15	16	13	16	15
Volumen H2 Speicher (m³)	17300	29407	32596	8525	40631	43776	15204	28934	30207
Kapazität Synthese/Verfl. (tpy)	22986	114130	99397	20888	95064	84802	18191	99737	80871
Exportiere Energie (GWh)	654	564	525	586	474	451	535	491	429
Exportiere Menge (Tonnen)	19,654	108,900	94,910	17,604	91,430	81,636	16,073	94,871	77,580
CO ₂ Bedarf (Tonnen)	0	0	135,580	0	0	116,620	0	0	110,830
N2 Bedarf (Tonnen)	0	92,259	0	0	77,447	0	0	80,346	0
Volllaststunden Elektrolyse (h)	7,148	6,954	6,579	6,400	5,834	5,656	5,841	6,054	5,377
Volllaststunden Synthese/Verflüssigung (h)	7,491	8,359	8,365	7,383	8,425	8,433	7,740	8,333	8,404
Wasserbedarf (m³)	276,350	268,800	254,330	247,480	225,570	218,780	225,910	234,110	208,100

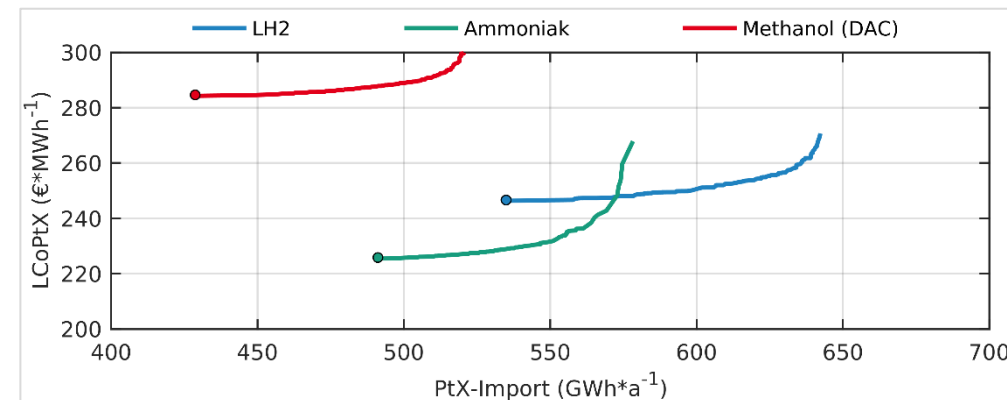


Ergebnisse: Pareto-Fronten Ägypten

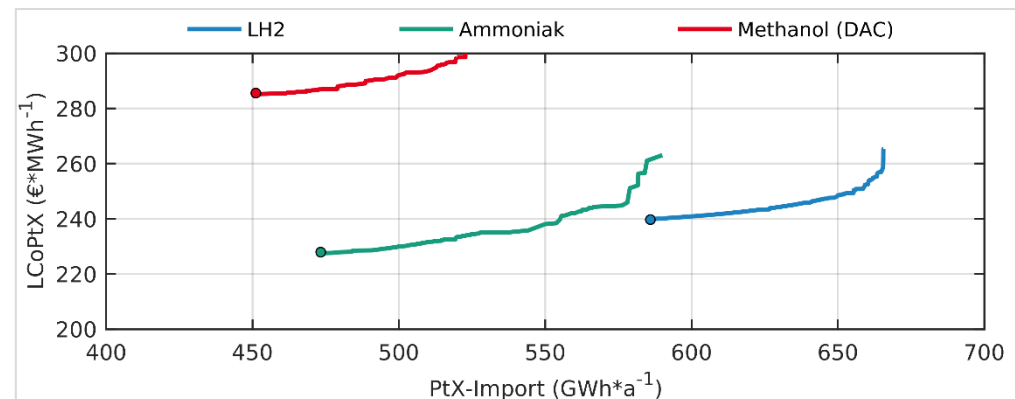
Suez West - Raz Sukheir:



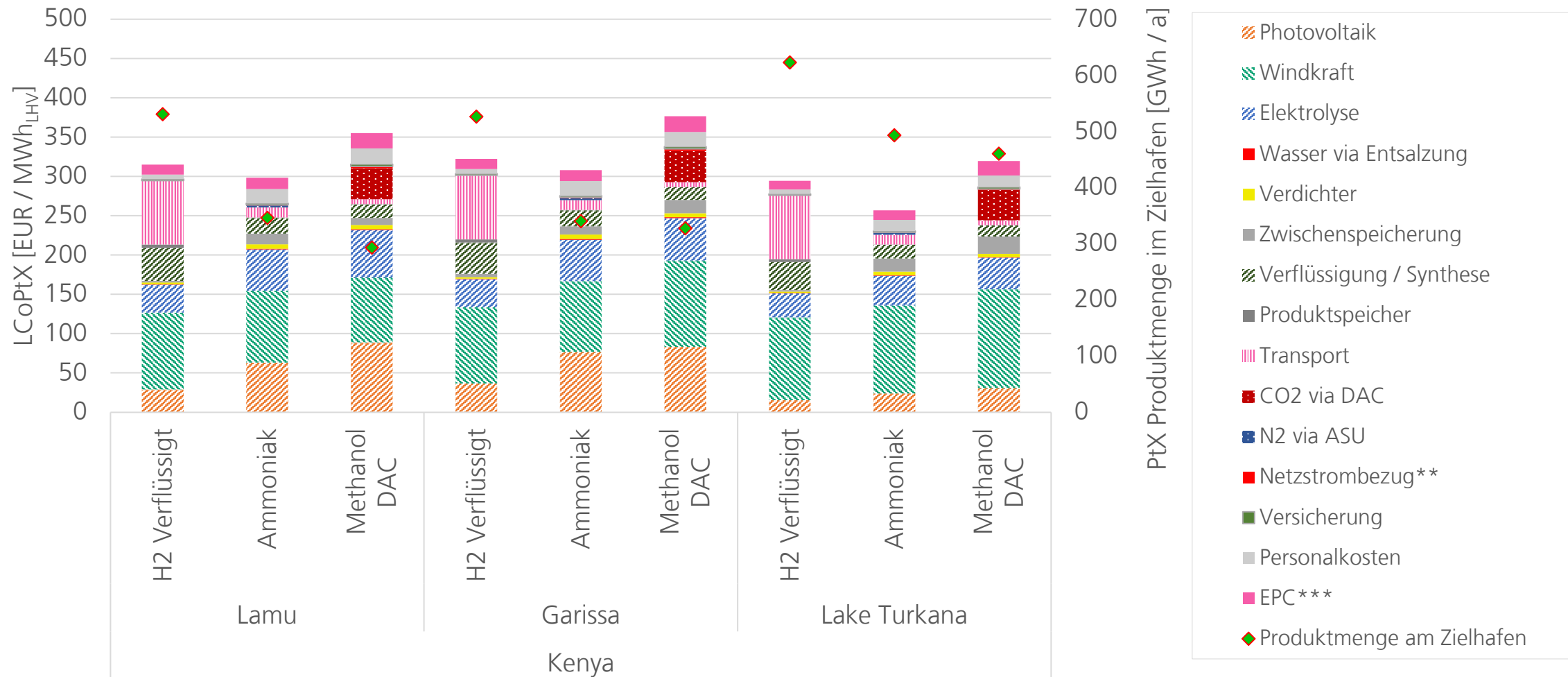
Alexandria:



Suez Ost- Ras Sudr:



Ergebnisse: Gestehungskosten Kenia

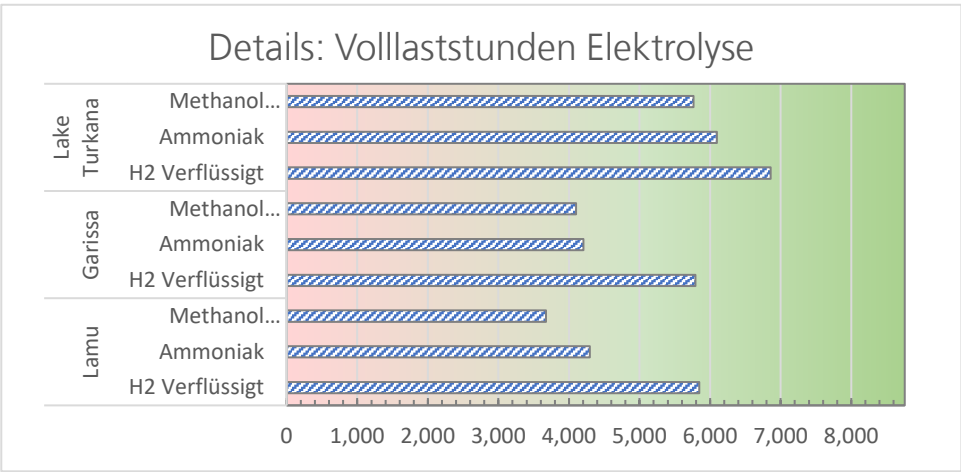
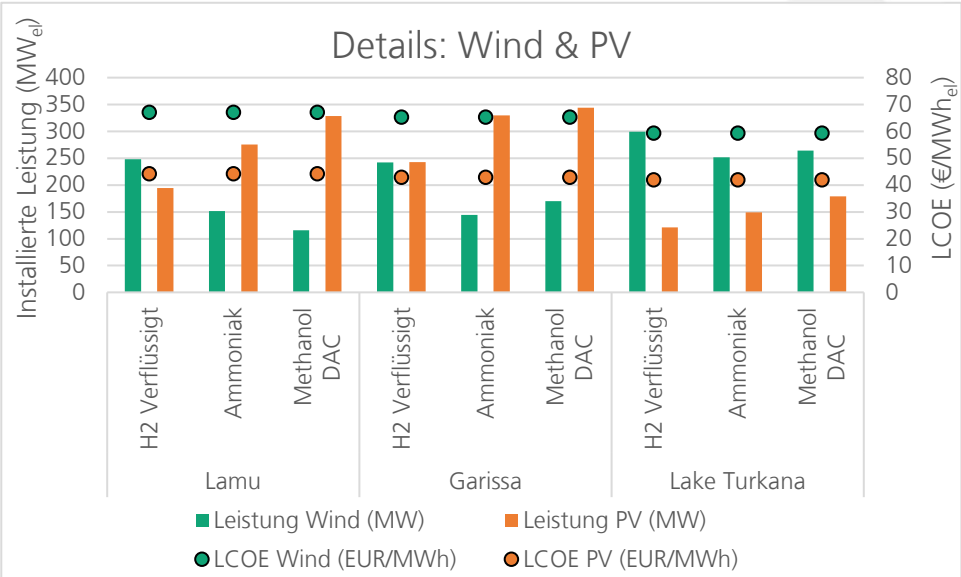


Ergebnisse: Standortspezifische KPI

Kenia



Key Performance Indicators	Lamu			Garissa			Lake Turkana		
	LH ₂	NH ₃	MeOH	LH ₂	NH ₃	MeOH	LH ₂	NH ₃	MeOH
LCoPtX (EUR/MWh)	315	298	355	322	310	382	294	259	321
LCOE Wind (EUR/MWh)	67	67	67	65	65	65	59	59	59
LCOE PV (EUR/MWh)	44	44	44	43	43	43	42	42	42
Leistung Wind (MW)	248	151	116	242	145	170	300	252	264
Leistung PV (MW)	194	276	329	243	330	344	121	149	179
Ungenutzte Energie (%)	12	28	27	21	37	35	14	19	18
Volumen H2 Speicher (m³)	4967	21510	12220	10171	16378	25644	5474	37795	46773
Kapazität Synthese/Verfl. (tpy)	22137	70066	55652	20377	68062	61844	22042	97924	85884
Exportiere Energie (GWh)	531	346	293	526	340	328	623	493	460
Exportiere Menge (Tonnen)	15,941	66,846	53,002	15,800	65,691	59,228	18,697	95,237	83,259
CO ₂ Bedarf (Tonnen)	0	0	75,715	0	0	84,610	0	0	118,940
N2 Bedarf (Tonnen)	0	56,813	0	0	55,832	0	0	80,944	0
Volllaststunden Elektrolyse (h)	5,845	4,295	3,675	5,793	4,206	4,099	6,856	6,096	5,767
Volllaststunden Synthese/Verflüssigung (h)	6,308	8,357	8,343	6,792	8,455	8,389	7,431	8,520	8,492
Wasserbedarf (m³)	226,030	166,200	142,580	224,230	163,040	159,060	265,010	235,600	222,960

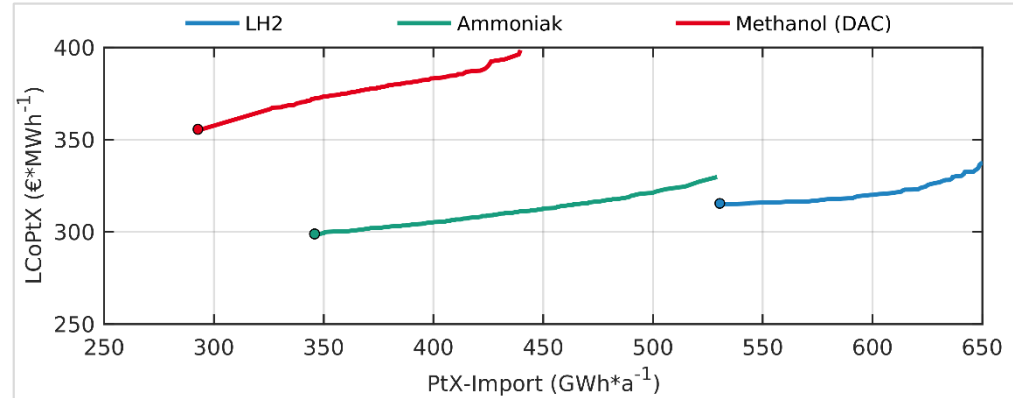


Ergebnisse: Pareto-Fronten

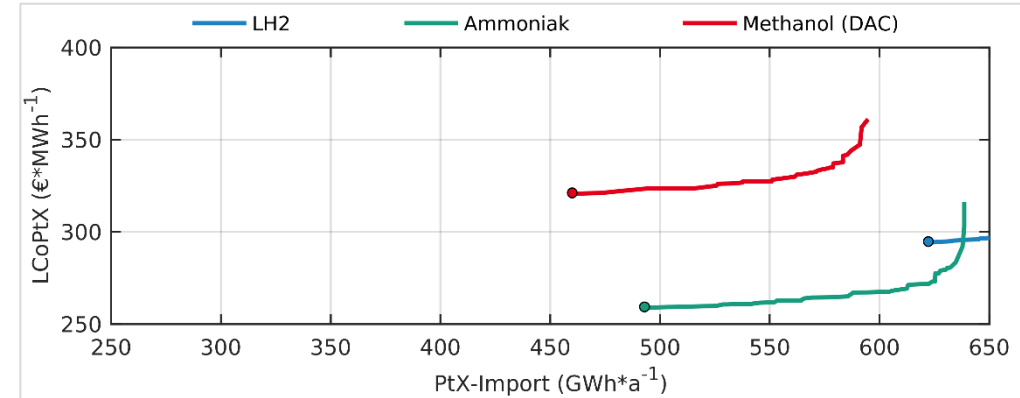
Kenia



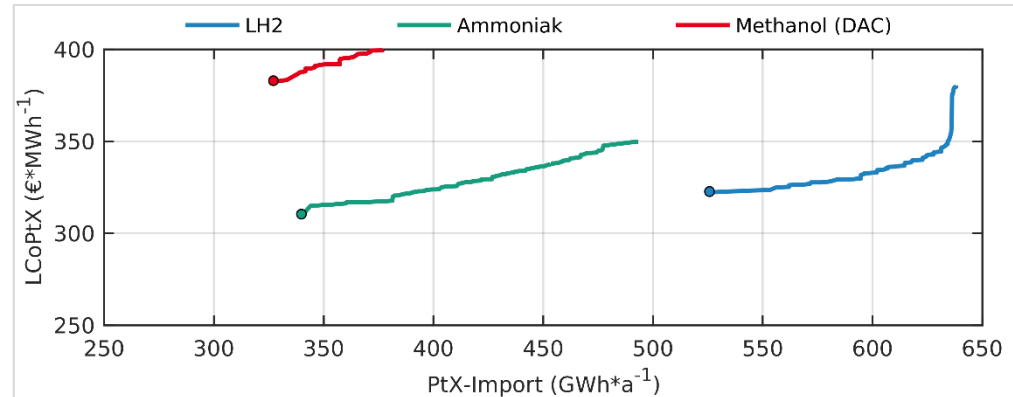
Lamu:



Lake Tarkuna:



Garissa:



- Ergebnisse -

Ergebnisse für Sensitivitätsanalysen und zusätzliche Szenarien

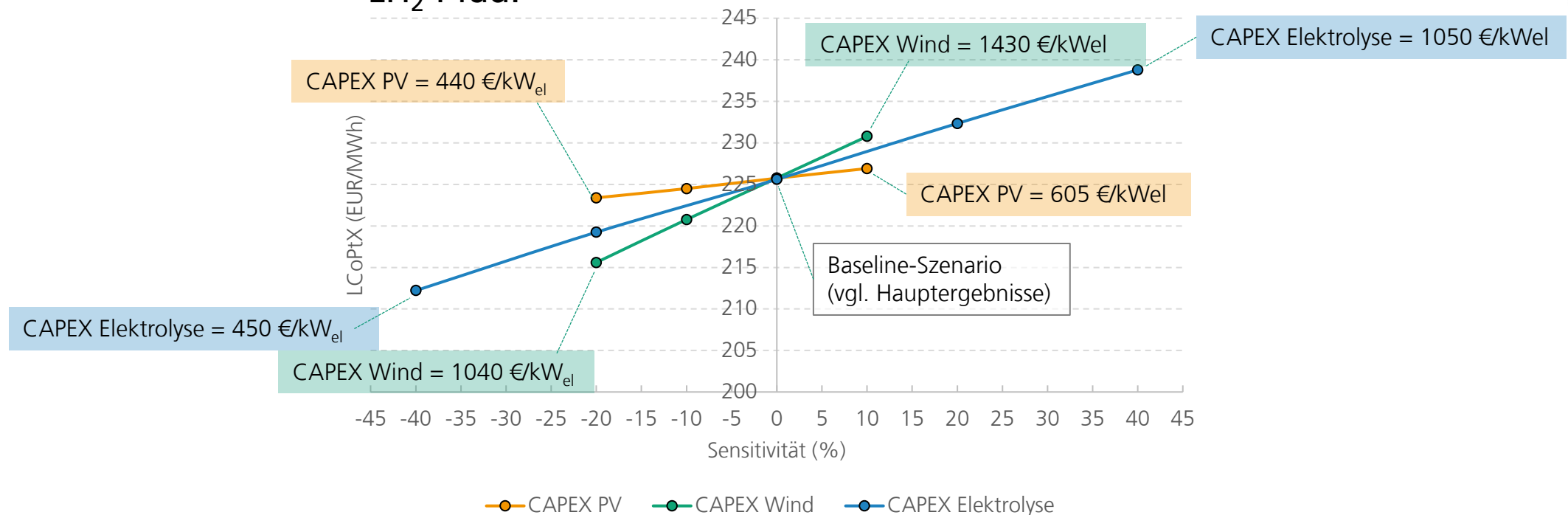
Ergebnisse: Sensitivitätsanalysen

Isolierte Variationen für den LH₂-Pfad

- Auswirkung einer **isolierten Variation der Investitionskosten** auf den LH₂-Pfad anhand des Fallbeispiels Rio Grande do Norte (Brasilien):



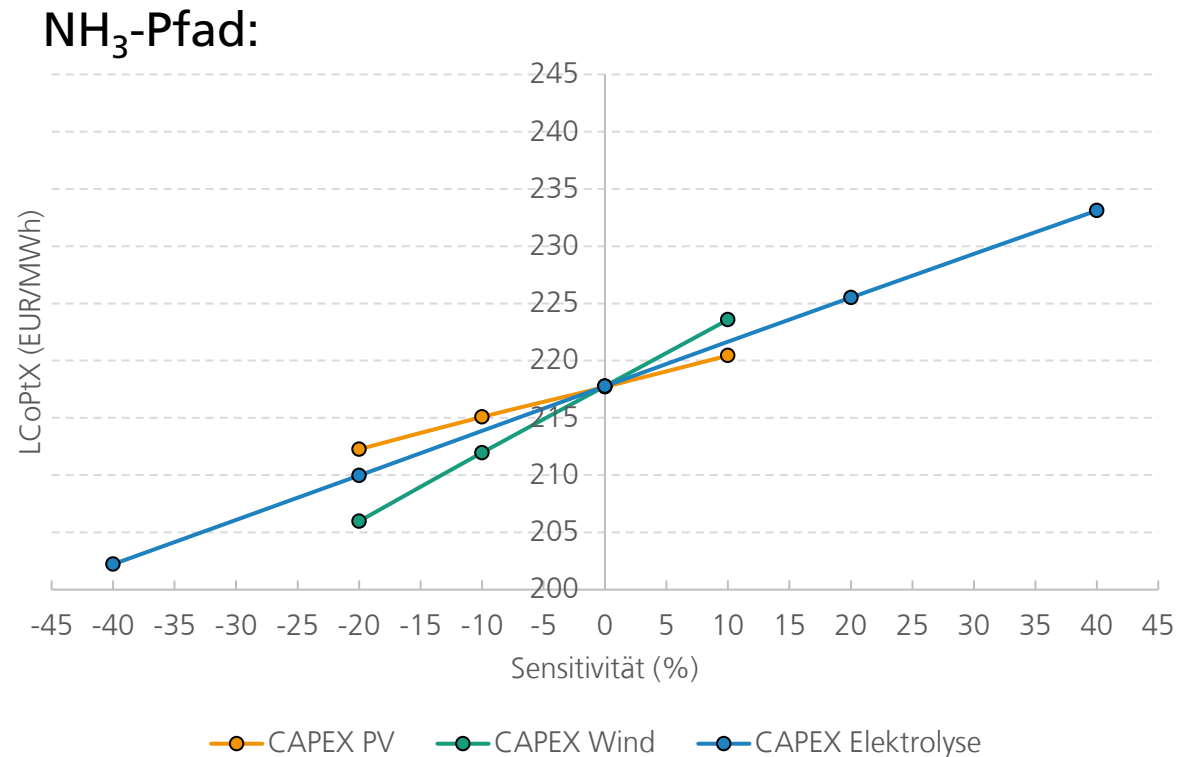
LH₂-Pfad:



Ergebnisse: Sensitivitätsanalysen

Isolierte Variationen für den NH₃-Pfad

- Auswirkung einer **isolierten Variation der Investitionskosten** auf den NH₃-Pfad anhand des Fallbeispiels Rio Grande do Norte (Brasilien):



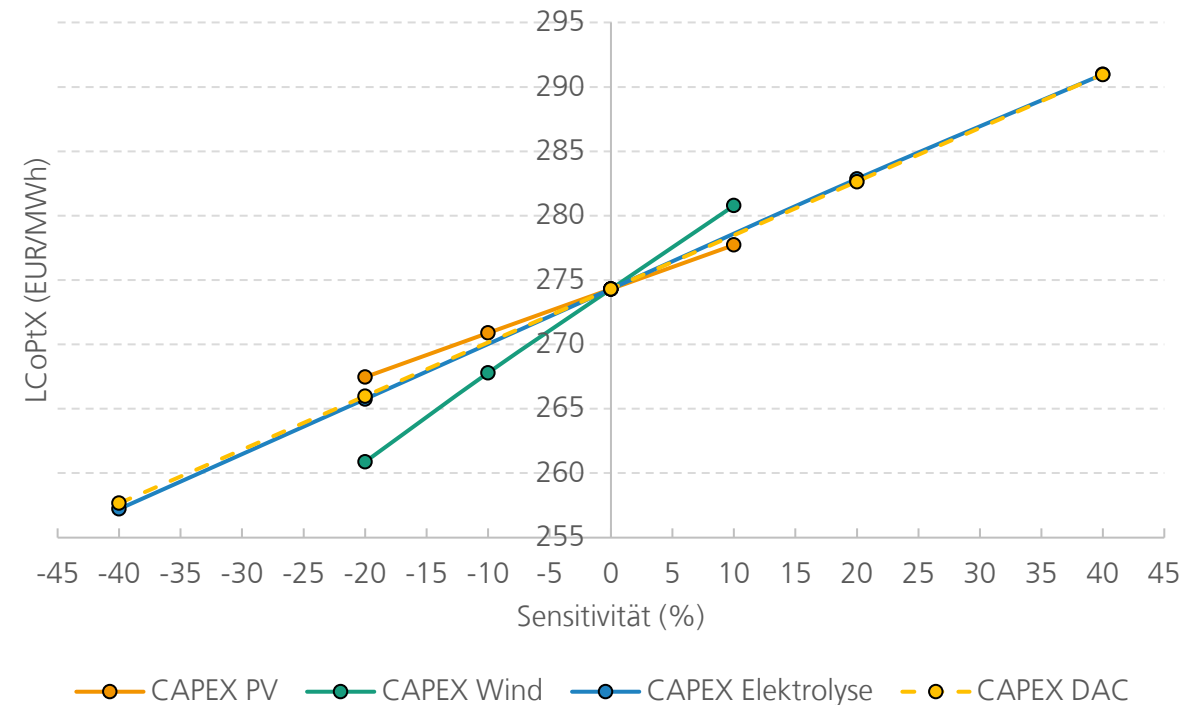
Ergebnisse: Sensitivitätsanalysen

Isolierte Variationen für den MeOH-Pfad

- Auswirkung einer **isolierten Variation der Investitionskosten** auf den **MeOH-Pfad** anhand des Fallbeispiels Rio Grande do Norte (Brasilien):



MeOH-Pfad:

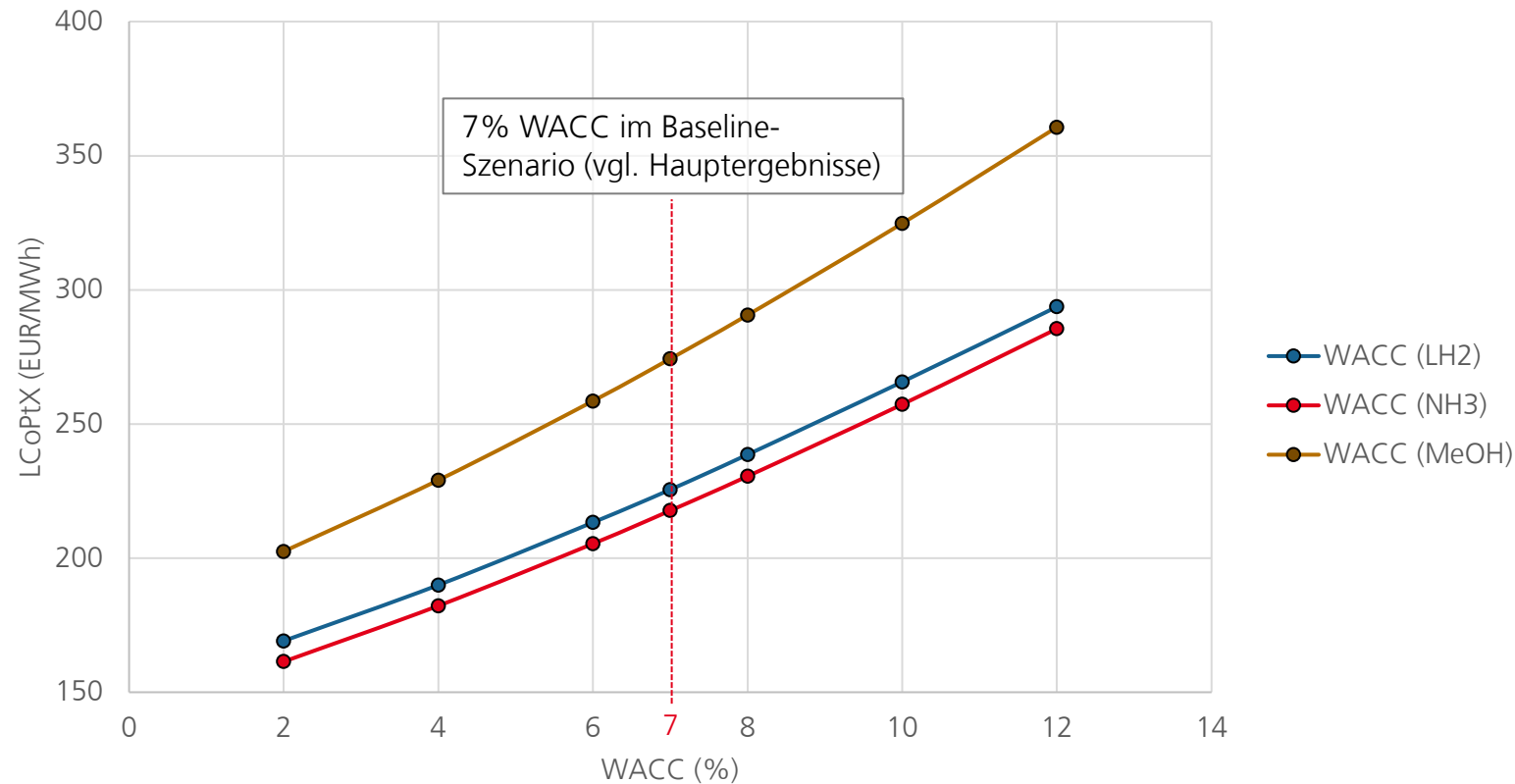


Ergebnisse: Sensitivitätsanalysen

Isolierte Variation des WACC

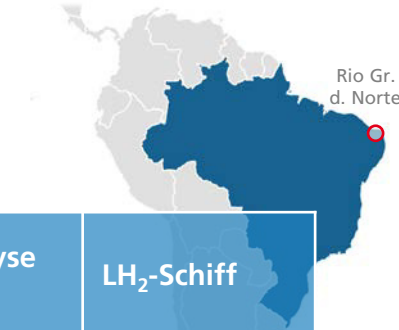


- Auswirkung einer **isolierten Variation der Weighted Average Cost of Capital (WACC)** auf die PtX-Pfade anhand des Fallbeispiels Rio Grande do Norte (Brasilien):



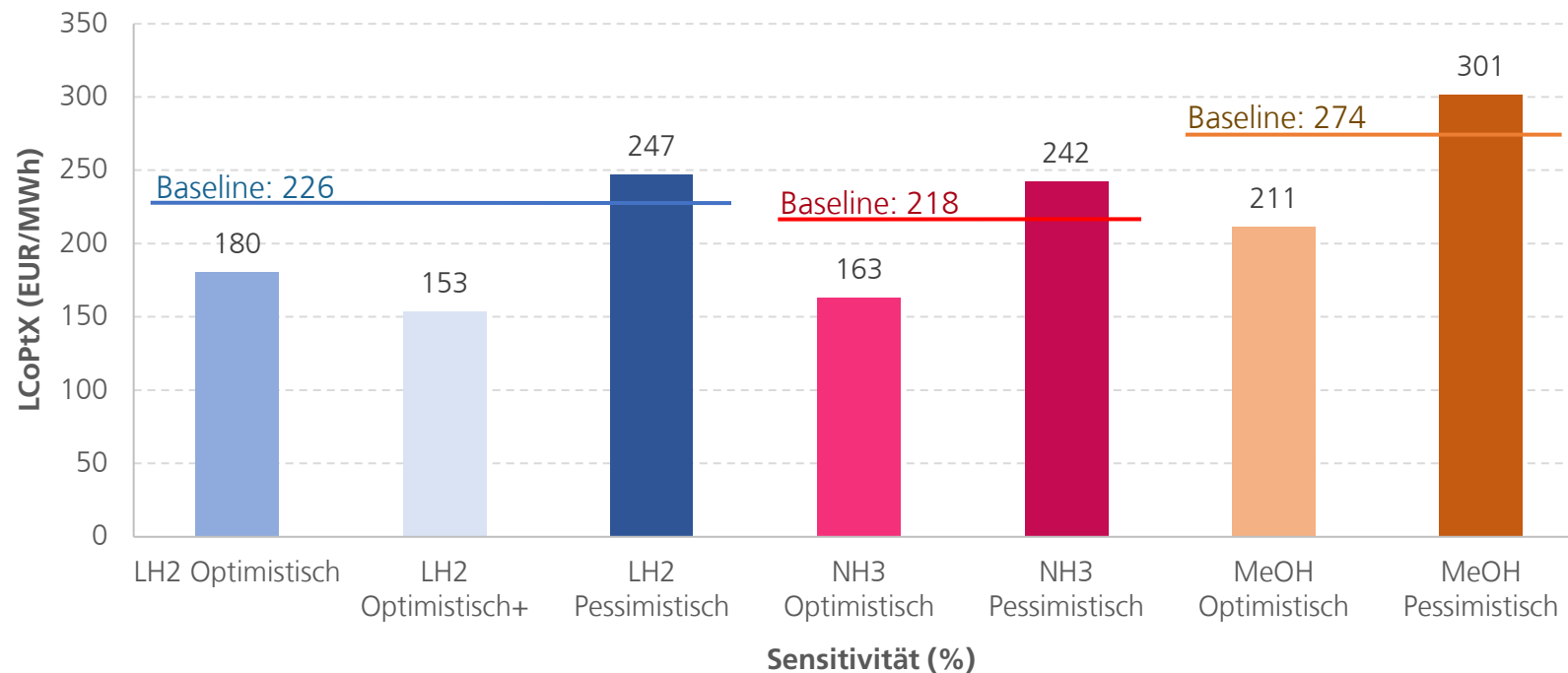
Ergebnisse: Sensitivitätsanalysen

Kombinierte Parametervariation

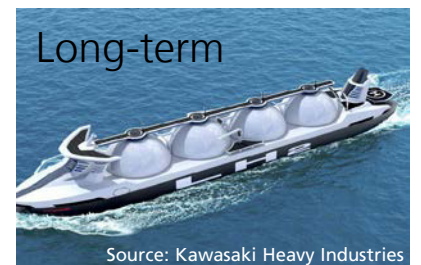


- Auswirkung einer **kombinierten Parametervariation** (vgl. Tabelle) auf die PtX-Gestehungskosten anhand des Fallbeispiels Rio Grande do Norte (Brasilien)

Szenario für Rio Grande d. Norte	CAPEX Wind & PV [€/kW _{el}]	WACC [%]	CAPEX Elektrolyse [€/kW _{el}]	LH ₂ -Schiff
Baseline	Wind: 1300; PV: 550	7	750	,near-term'
Optimistisch	Wind: 1040; PV: 440	5	450	,near-term'
Optimistisch+	Wind: 1040; PV: 440	5	450	,long-term'
Pessimistisch	Wind: 1430; PV: 605	7	1050	,near-term'



LH₂-Carrier:

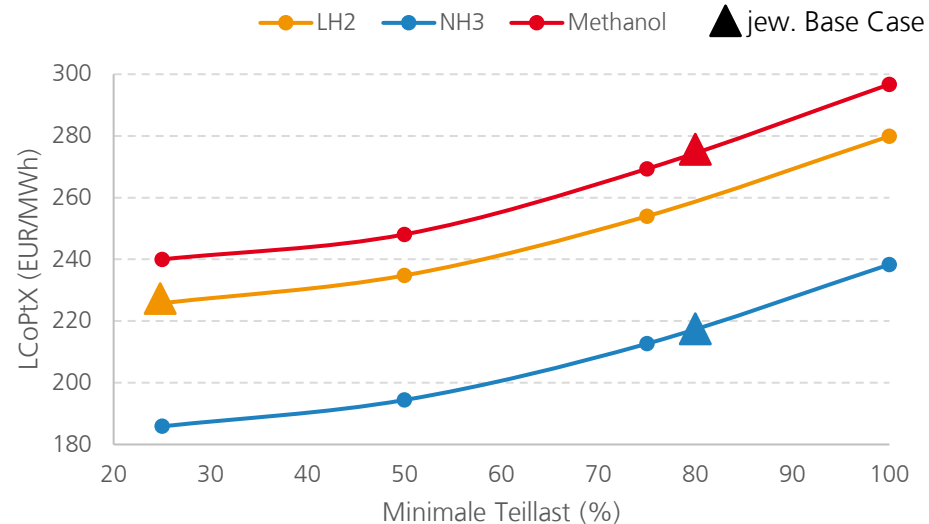


Ergebnisse: Sensitivitätsanalysen

Teillastbereich Synthese/ Verflüssigung



- Warum wird mehr Wasserstoff als Ammoniak/Methanol importiert?
 - Stoffliche Verluste in den Synthesen (exotherme Reaktion, Wasser als Produkt → H_2 -Verlust). Bei der Verflüssigung nur geringe stoffliche Verluste (hohe elektrische Verluste), vgl. [Hank2020]
 - Geringer Teillastbereich der Synthesen (H_2 -Verflüssigung: 25-100%; NH_3 /MeOH-Synthese: 80-100%)
- ➔ Nachfolgend: Sensitivitätsanalyse über Teillastbereich (25%; 50%; 75%; 100%)



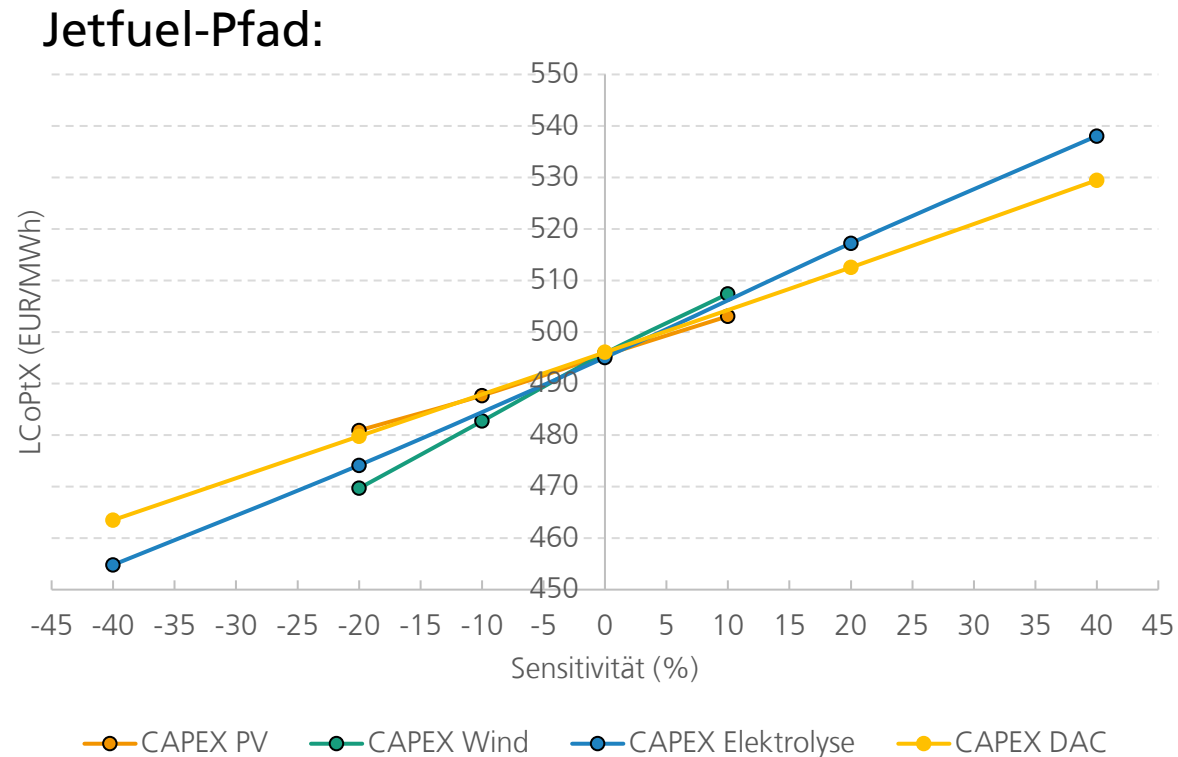
- Geringer Teillastbereich reduziert die Produktkosten. Ursachen:
 - Volumen des Zwischenspeichers kann deutlich reduziert werden
 - Kapazität der Synthese/Verflüssigung erhöht sich (Randbedingung, das Betrieb bei minimaler Teillast erfolgt, kann einfacher erfüllt werden)
 - Weniger EE wird verworfen
- Dynamischer Syntheseprozesse aktuell Gegenstand der Forschung und Entwicklung

Ergebnisse: Sensitivitätsanalysen

Isolierte Variationen für den Jetfuel Pfad



- Auswirkung einer **isolierten Variation der Investitionskosten auf den Jetfuel Pfad** (Diesel wird verkauft) anhand des Fallbeispiels Kombsberg (Südafrika):

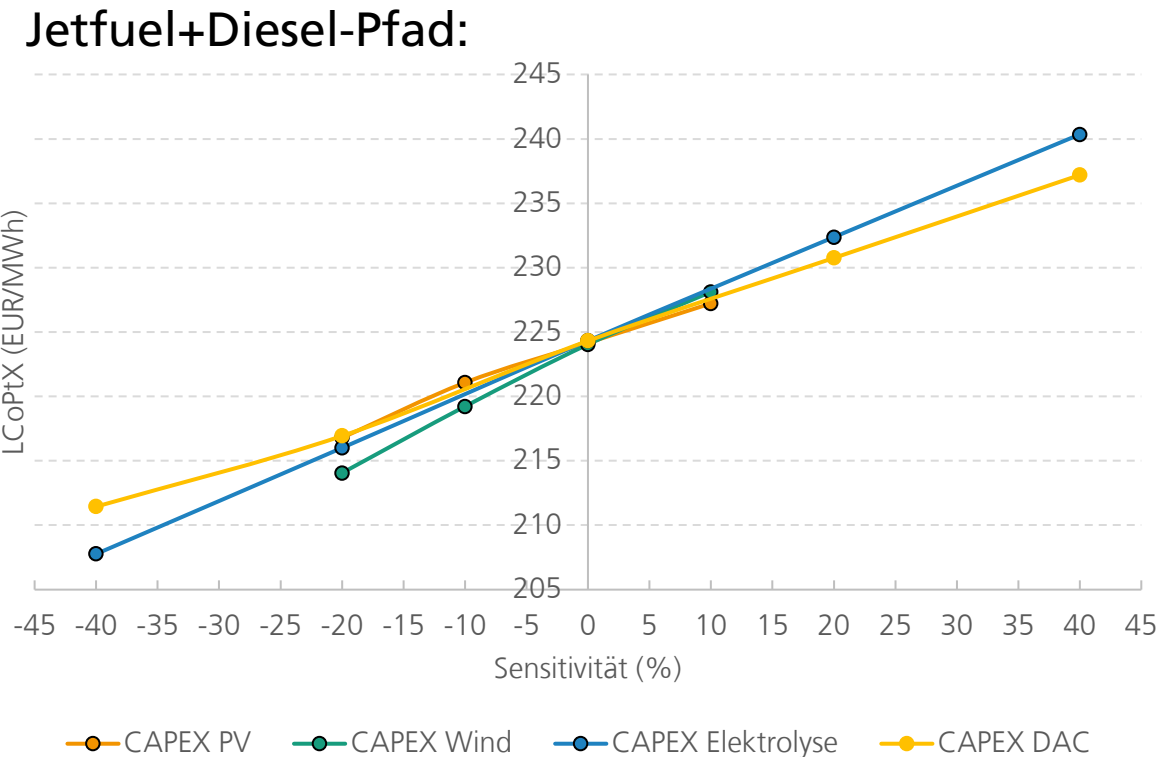


Ergebnisse: Sensitivitätsanalysen

Isolierte Variationen für den Jetfuel+Diesel Pfad



- Auswirkung einer **isolierten Variation der Investitionskosten auf den Jetfuel + Diesel Pfad** (Ges. FT-Produktmix) anhand des Fallbeispiels Kombsberg (Südafrika):

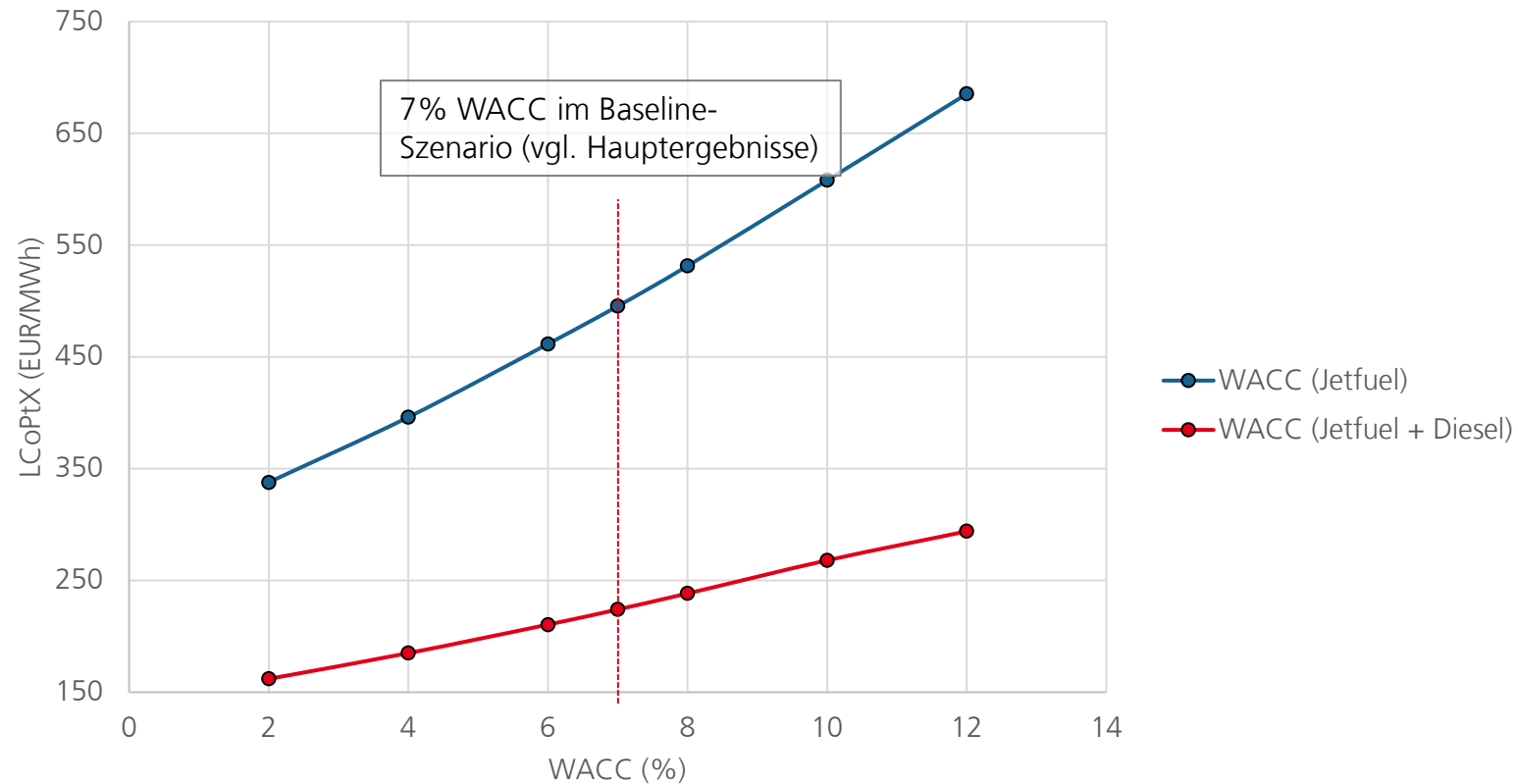


Ergebnisse: Sensitivitätsanalysen

Isolierte Variationen des WACC



- Auswirkung einer **isolierten Variation der Weighted Average Cost of Capital (WACC)** auf die PtX-Pfade anhand des Fallbeispiels Komsberg (Südafrika):

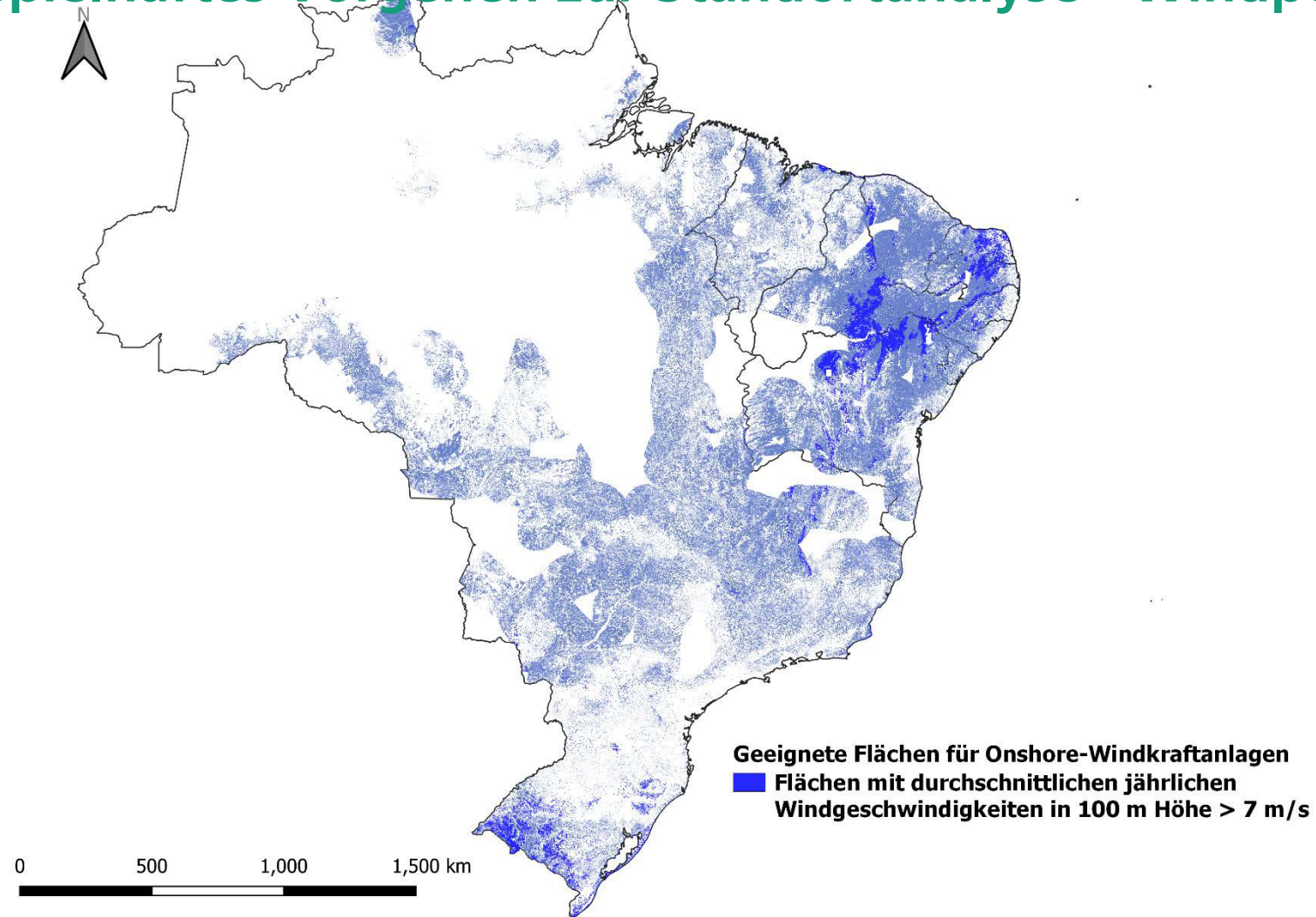


- Ergebnisse -

Detaillierte Ergebnisse der Standortanalysen

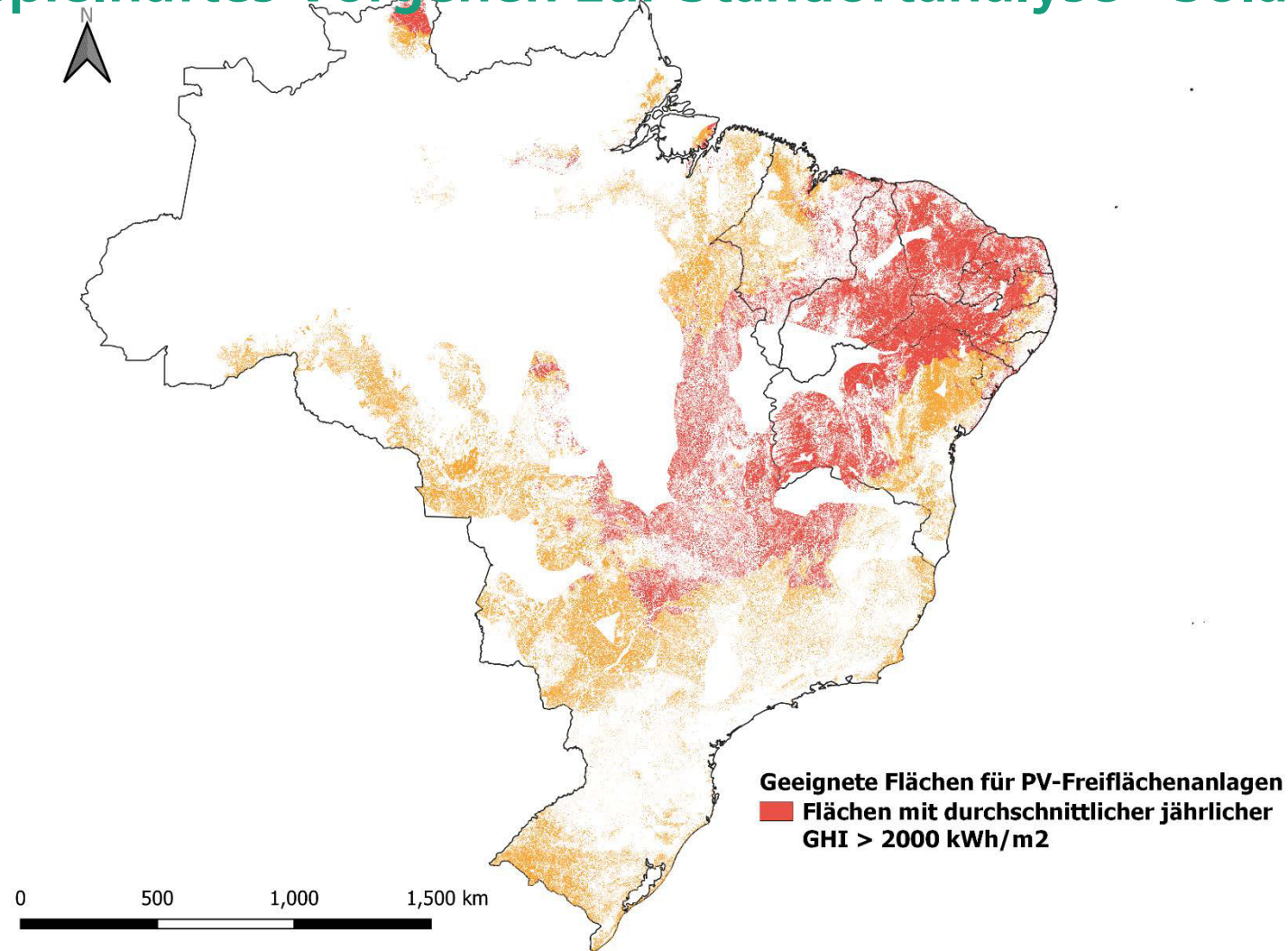
Detaillierte Ergebnisse der Standortanalysen

Brasilien: Beispielhaftes Vorgehen zur Standortanalyse - Windpotenzial



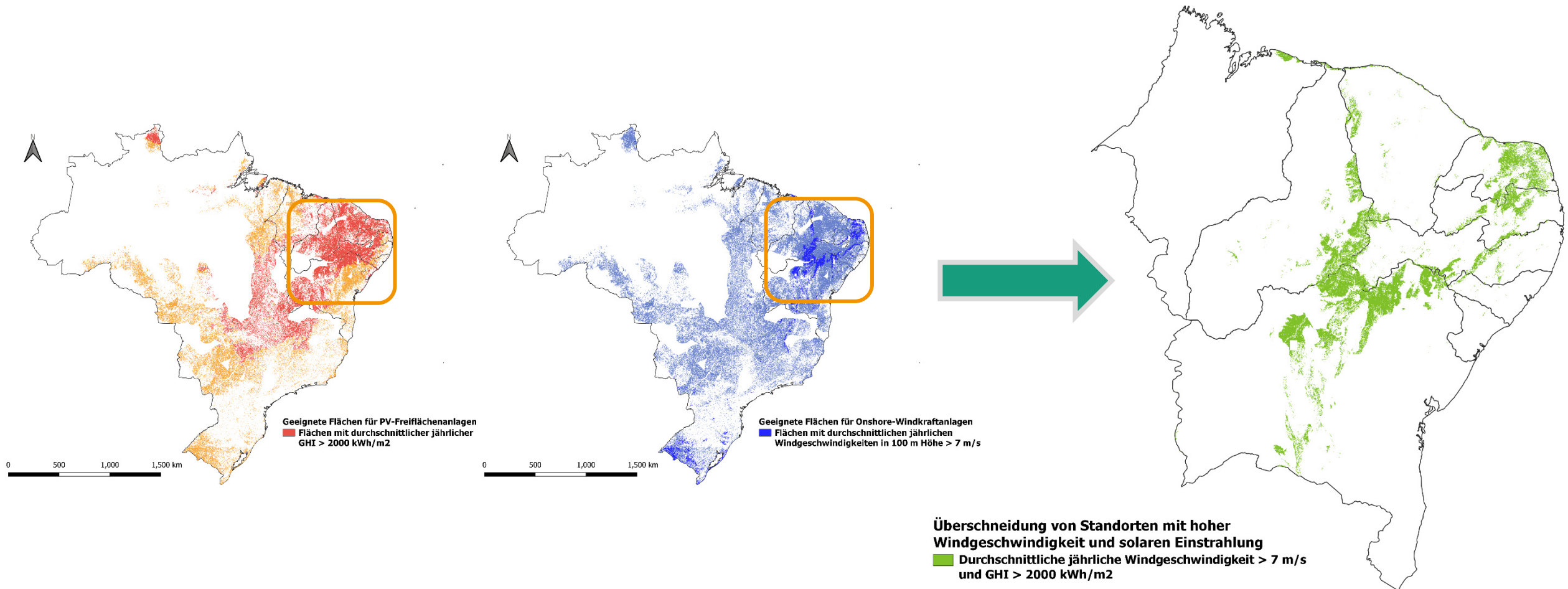
Detaillierte Ergebnisse der Standortanalysen

Brasilien: Beispielhaftes Vorgehen zur Standortanalyse - Solarpotenzial



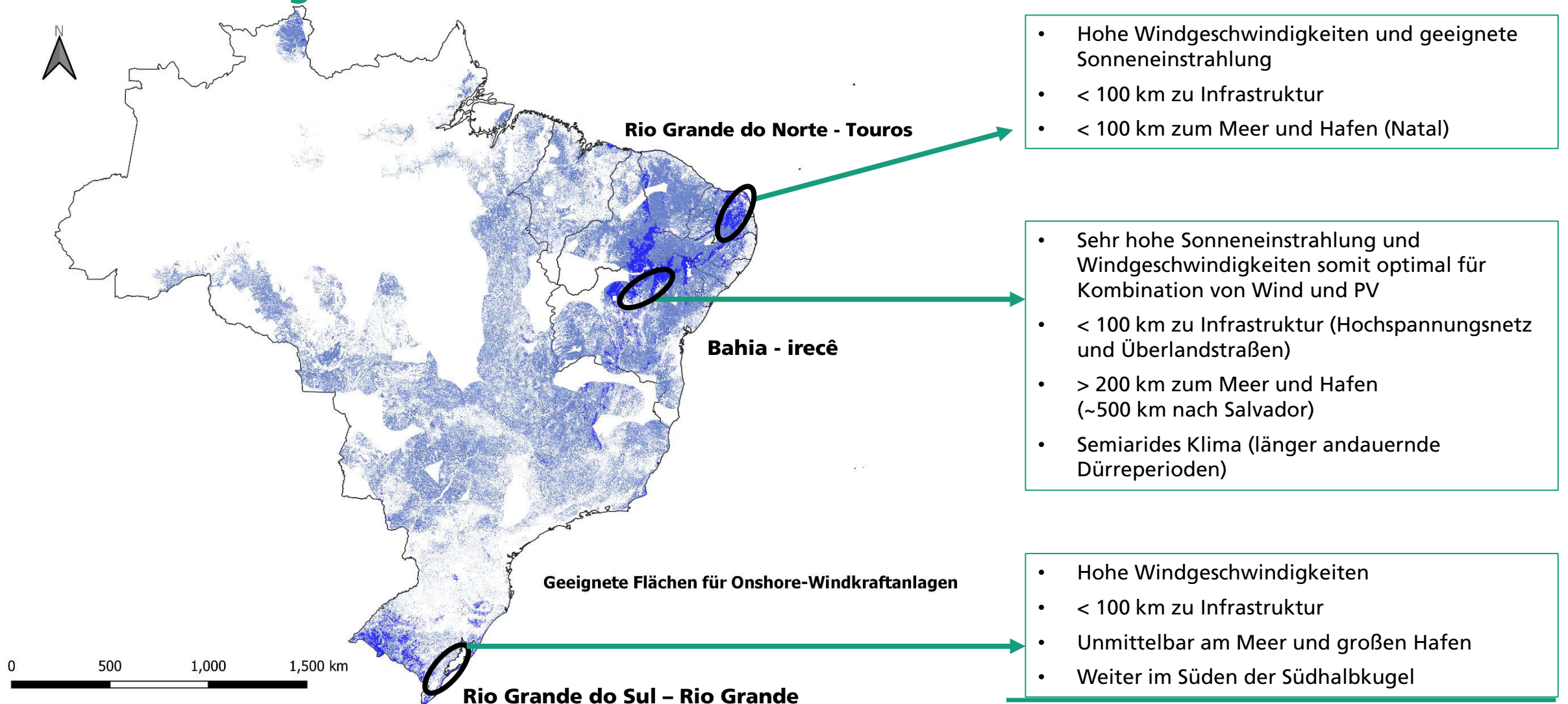
Detaillierte Ergebnisse der Standortanalysen

Brasilien: Beispielhaftes Vorgehen zur Standortanalyse – Wind/Solar kombiniert



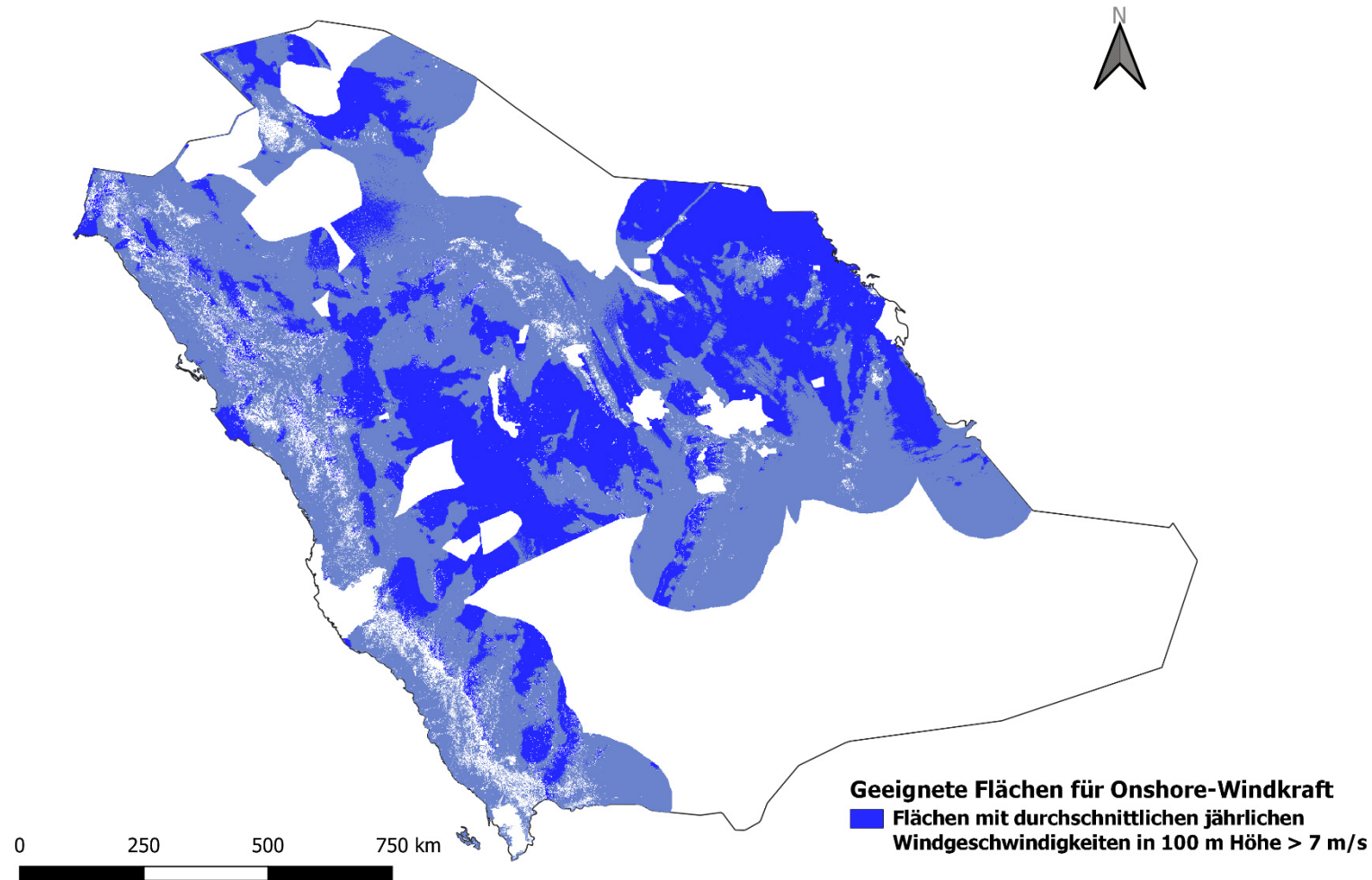
Detaillierte Ergebnisse der Standortanalysen

Brasilien: Ausgewählte Standorte



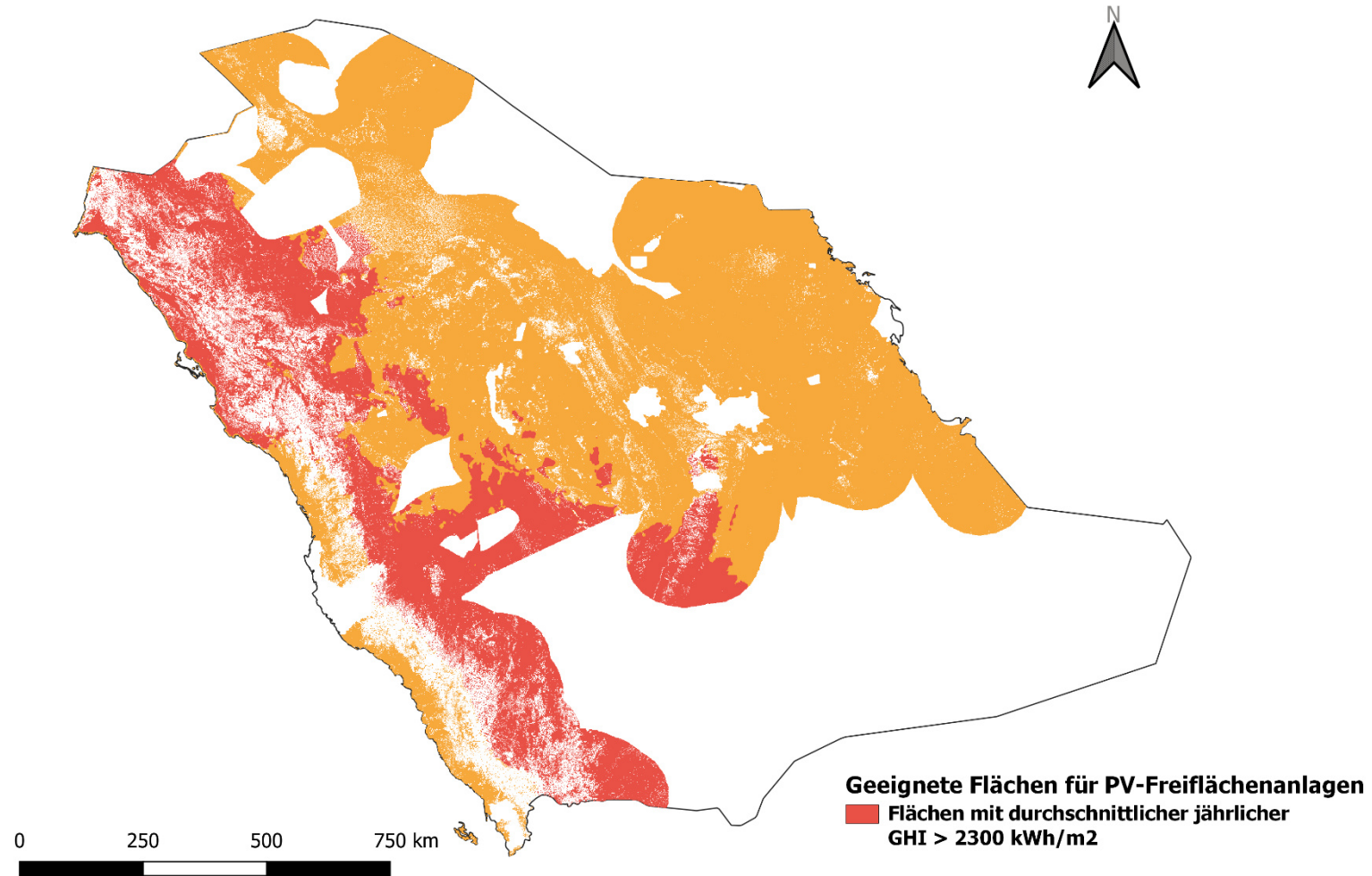
Detaillierte Ergebnisse der Standortanalysen

Saudi-Arabien: Windpotenzial



Detaillierte Ergebnisse der Standortanalysen

Saudi-Arabien: Solarpotenzial



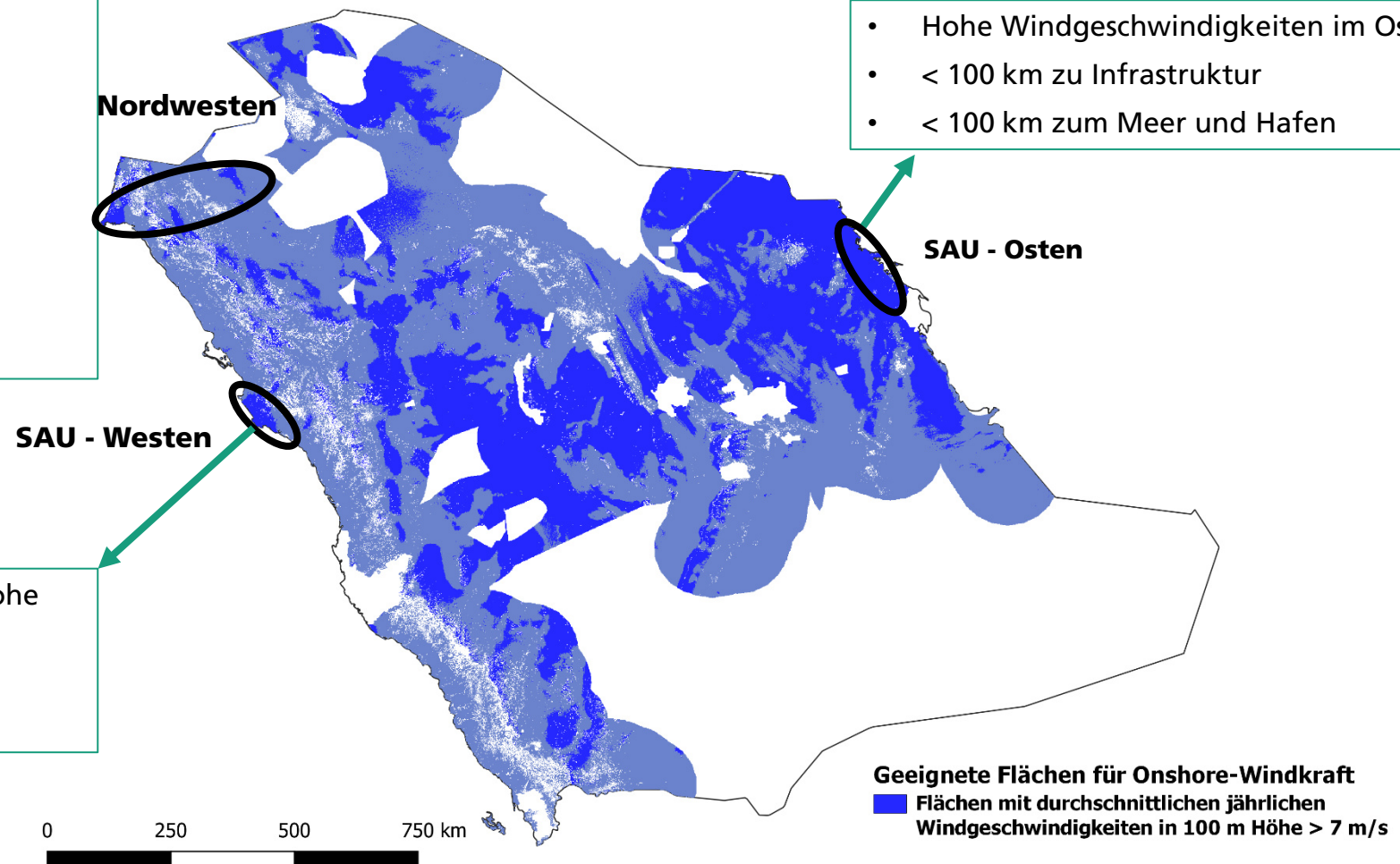
Detaillierte Ergebnisse der Standortanalysen

Saudi-Arabien: Ausgewählte Standorte

- Sehr hohe Sonneneinstrahlung und Windgeschwindigkeiten somit optimal für Kombination von Wind und PV
- Nordwesten – Neom:
 - Unmittelbar am Meer
- Nordwesten - Tabuk
- > 100 km zum Meer
- < 100 km zu geeigneter Infrastruktur in Richtung Meer

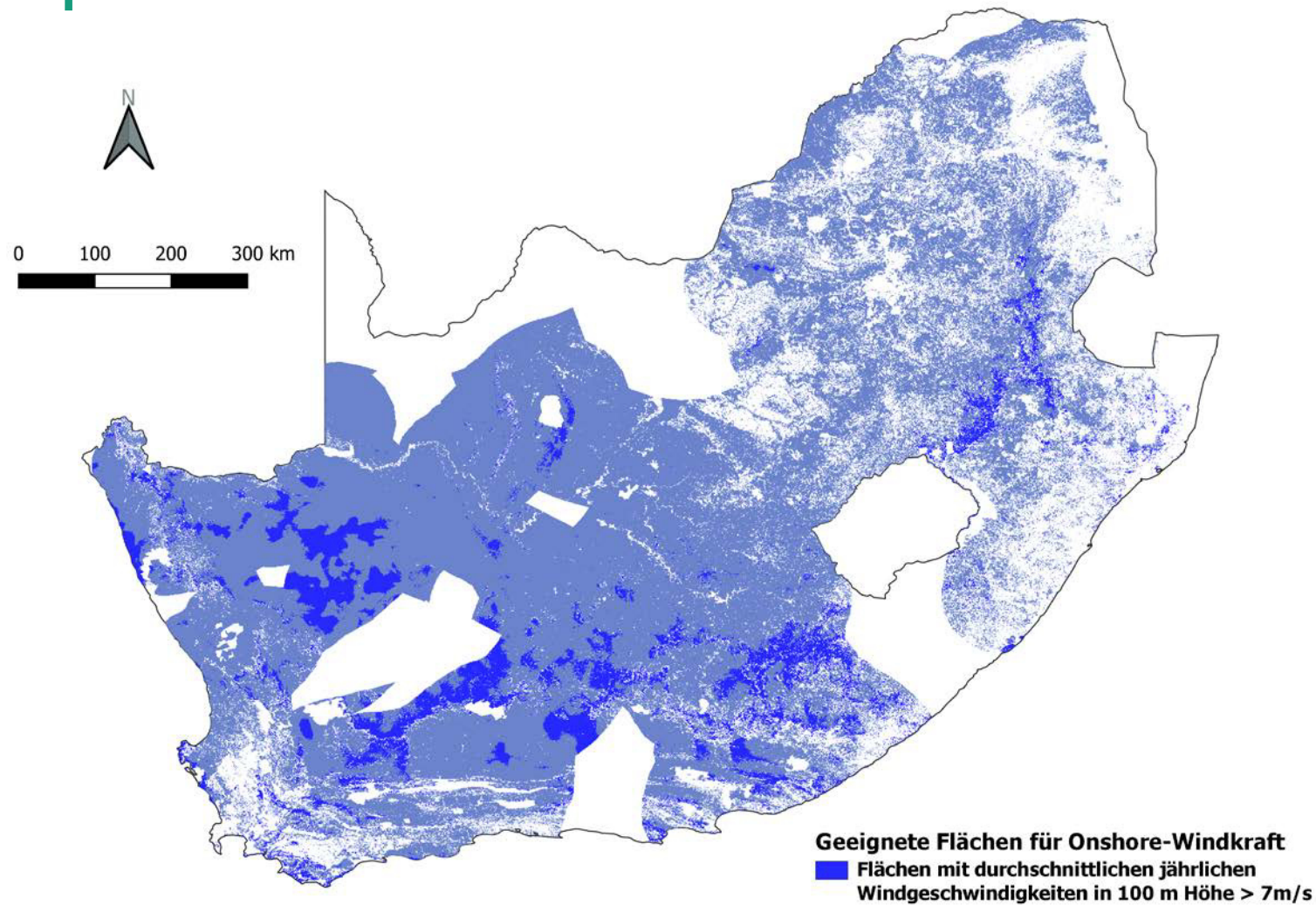
- Hohe Windgeschwindigkeiten im Osten
- < 100 km zu Infrastruktur
- < 100 km zum Meer und Hafen

- Hohe Windgeschwindigkeiten und sehr hohe solare Einstrahlung
- < 100 km zu Infrastruktur
- Unmittelbar am Meer und großen Hafen



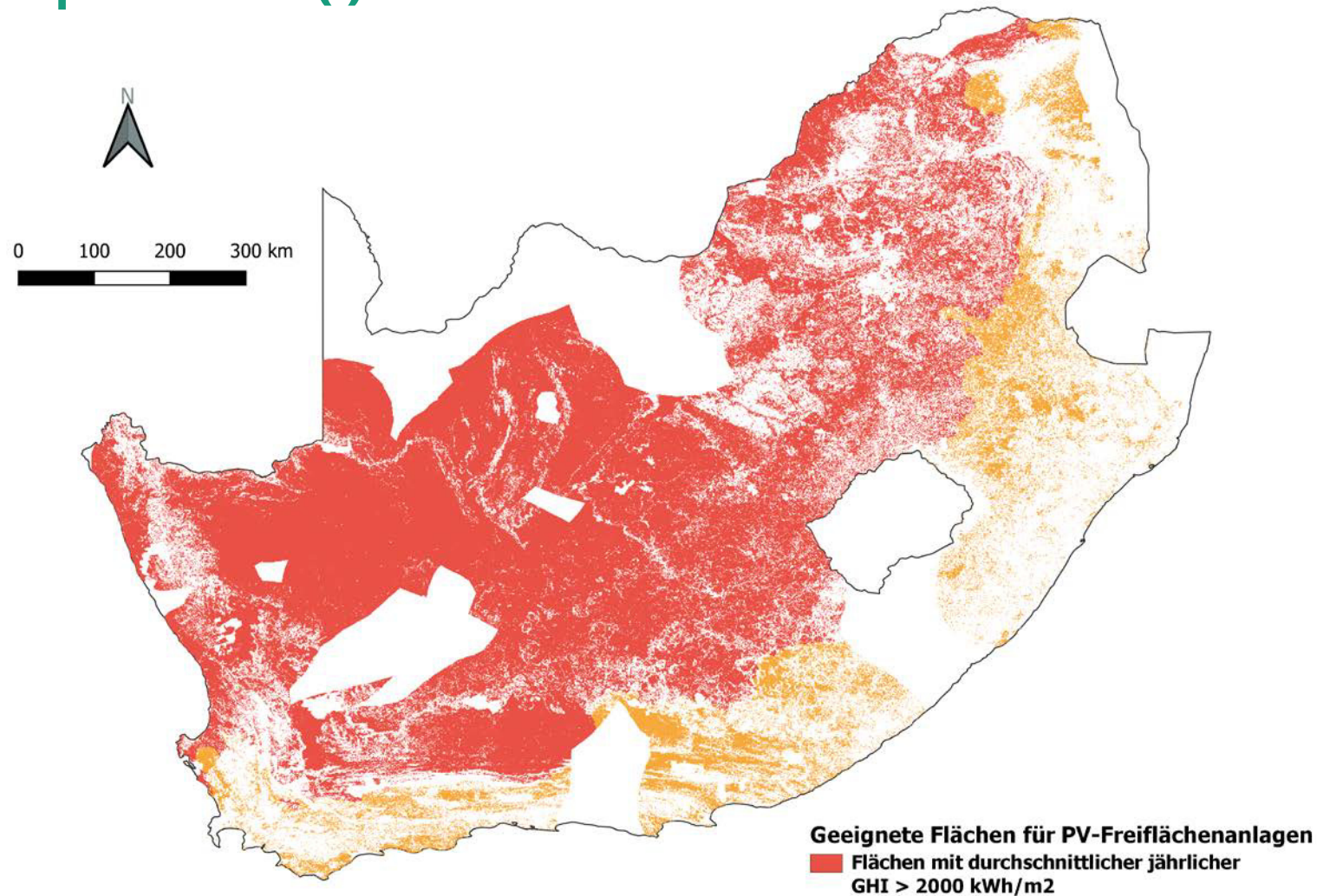
Detaillierte Ergebnisse der Standortanalysen

Südafrika: Windpotenzial



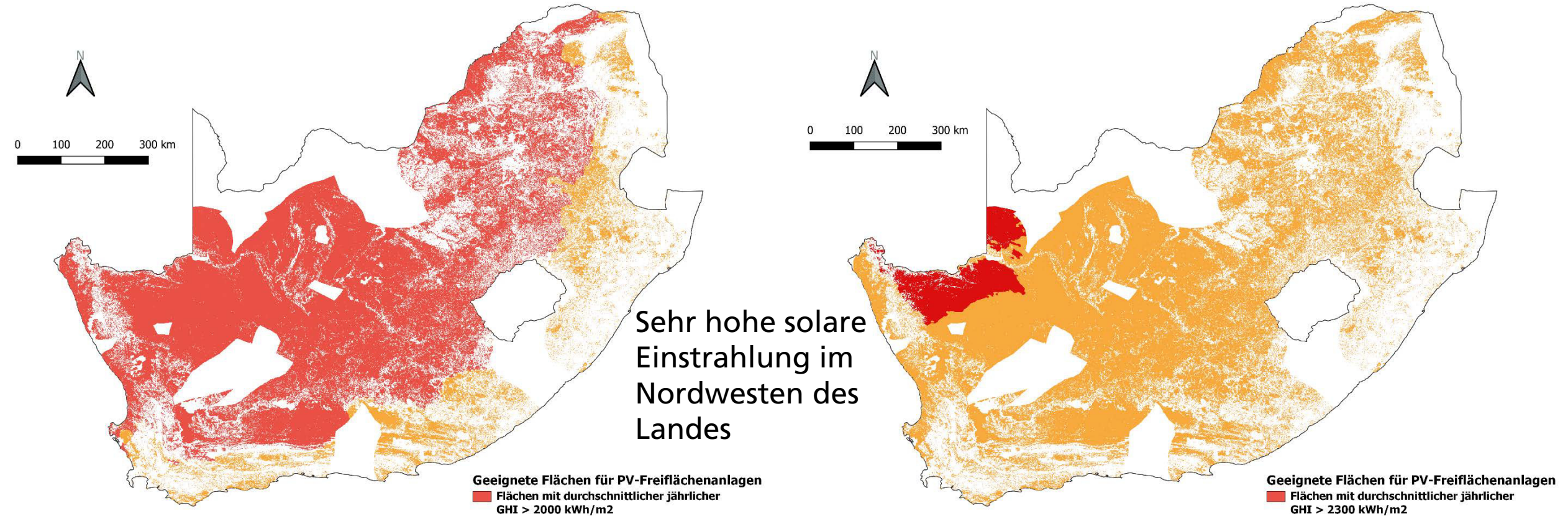
Detaillierte Ergebnisse der Standortanalysen

Südafrika: Solarpotenzial (I)



Detaillierte Ergebnisse der Standortanalysen

Südafrika: Solarpotenzial (II)



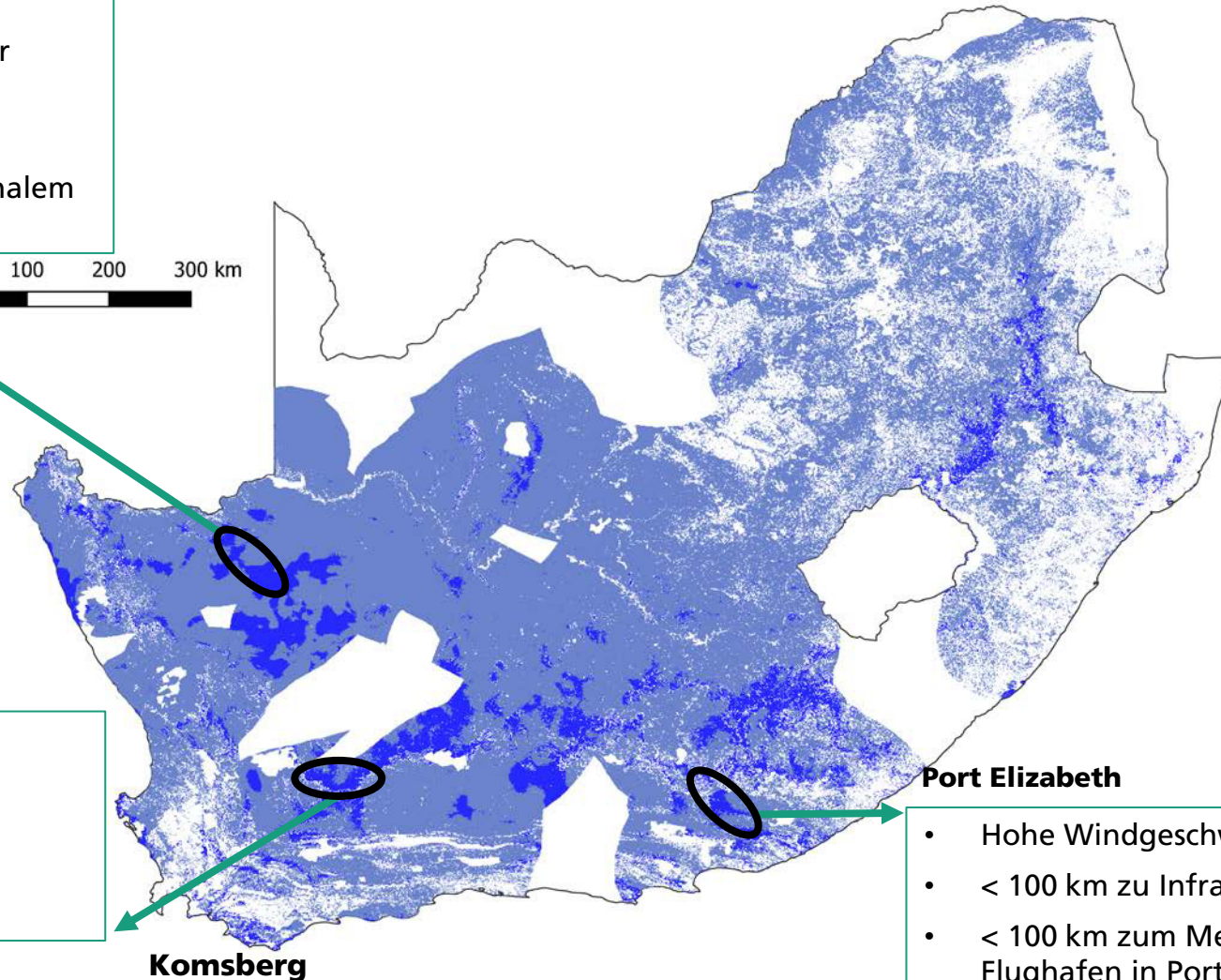
Detaillierte Ergebnisse der Standortanalysen

Südafrika: Ausgewählte Standorte

- Sehr hohe Sonneneinstrahlung und Windgeschwindigkeiten somit optimal für Kombination von Wind und PV
- > 100 km zum Meer
- < 100 km zu Infrastruktur und internationalem Flughafen in Uppington

0 100 200 300 km

**Uppington -
Pofadder**



Komsberg

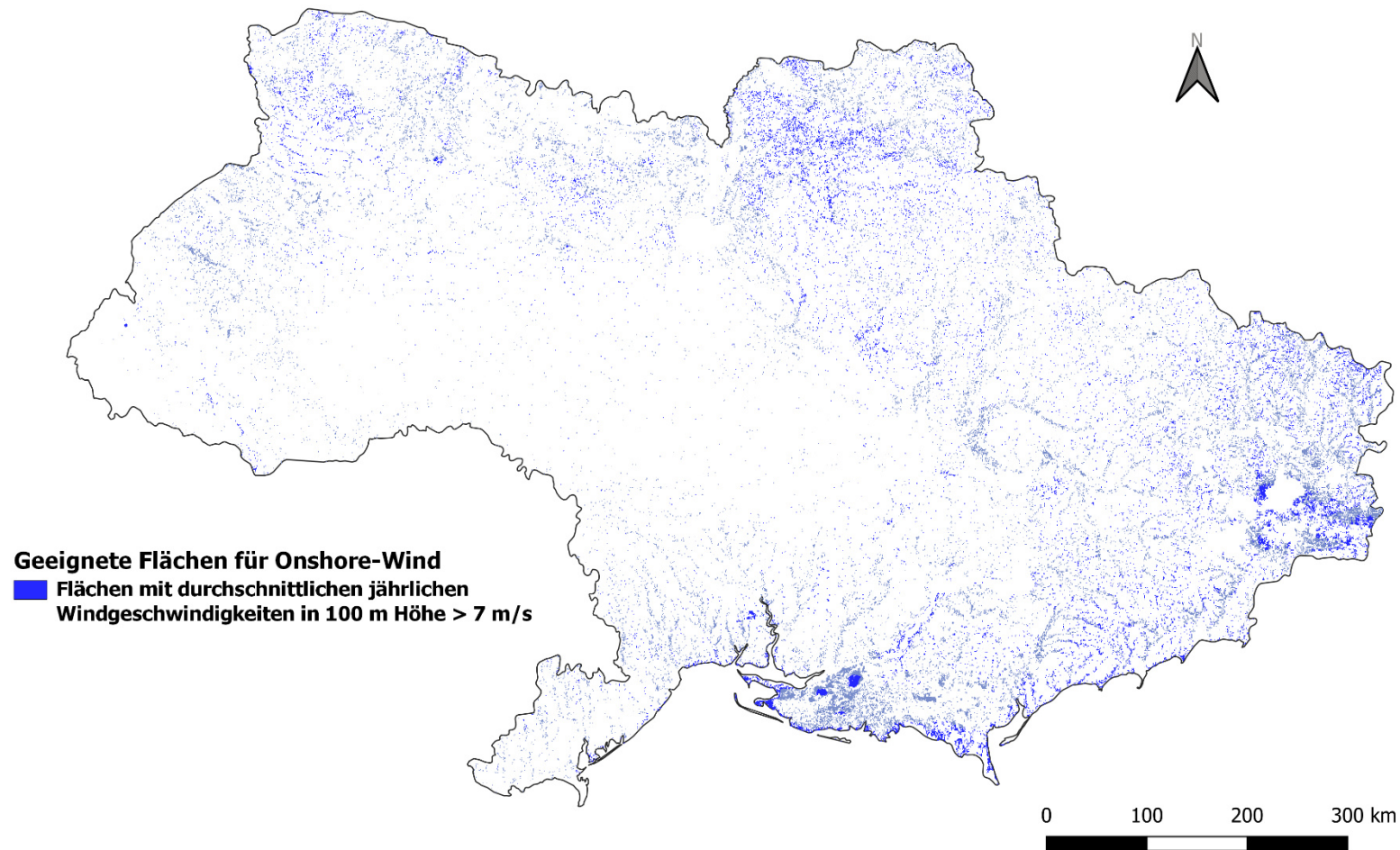
Port Elizabeth

- Sehr hohe Windgeschwindigkeiten und geeignete solare Einstrahlung
- < 100 km zu Infrastruktur
- > 100 km zum Meer und internationalen Flughafen in Kapstadt

- Hohe Windgeschwindigkeiten
- < 100 km zu Infrastruktur
- < 100 km zum Meer und internationalen Flughafen in Port Elizabeth

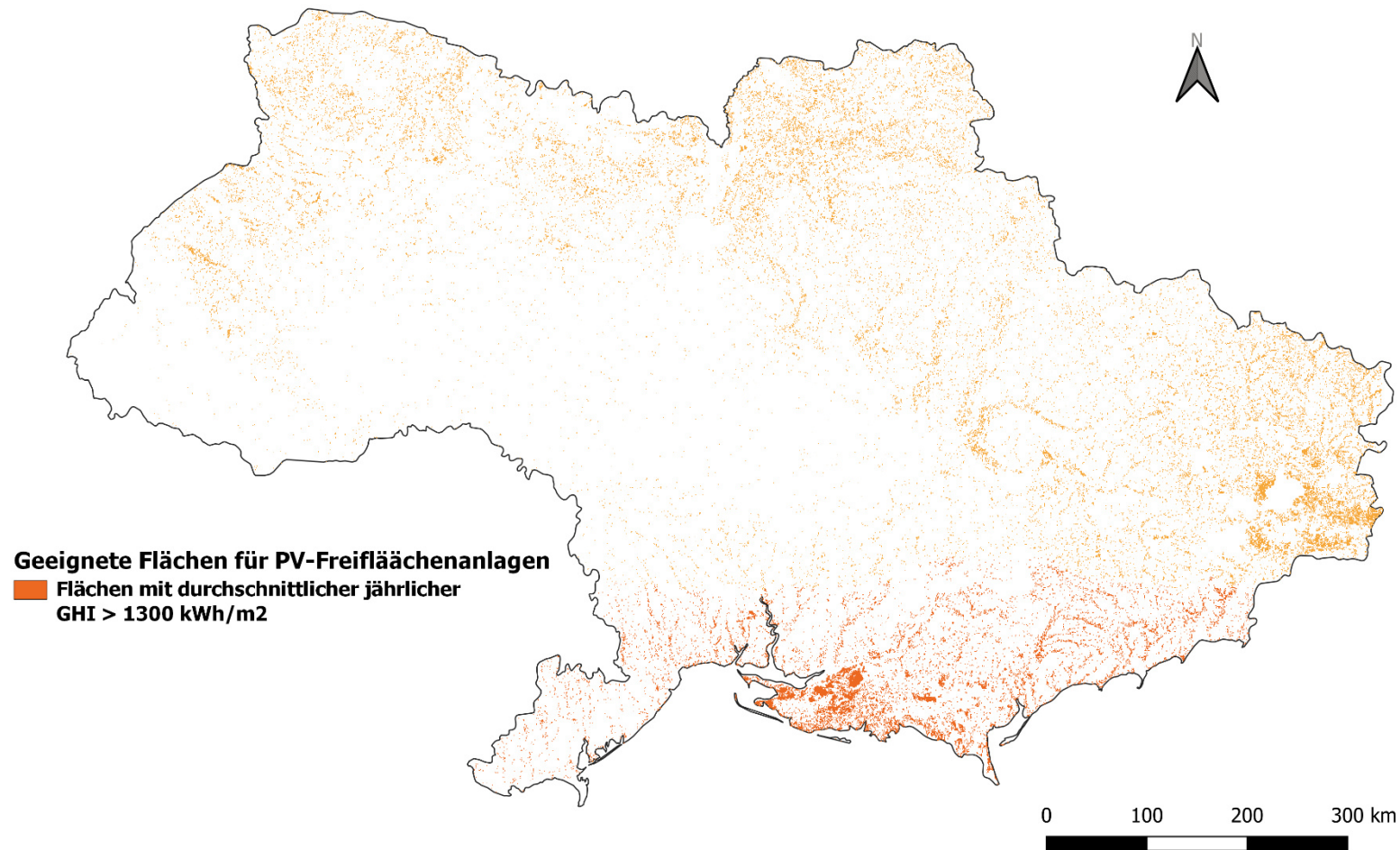
Detaillierte Ergebnisse der Standortanalysen

Ukraine: Windpotenzial



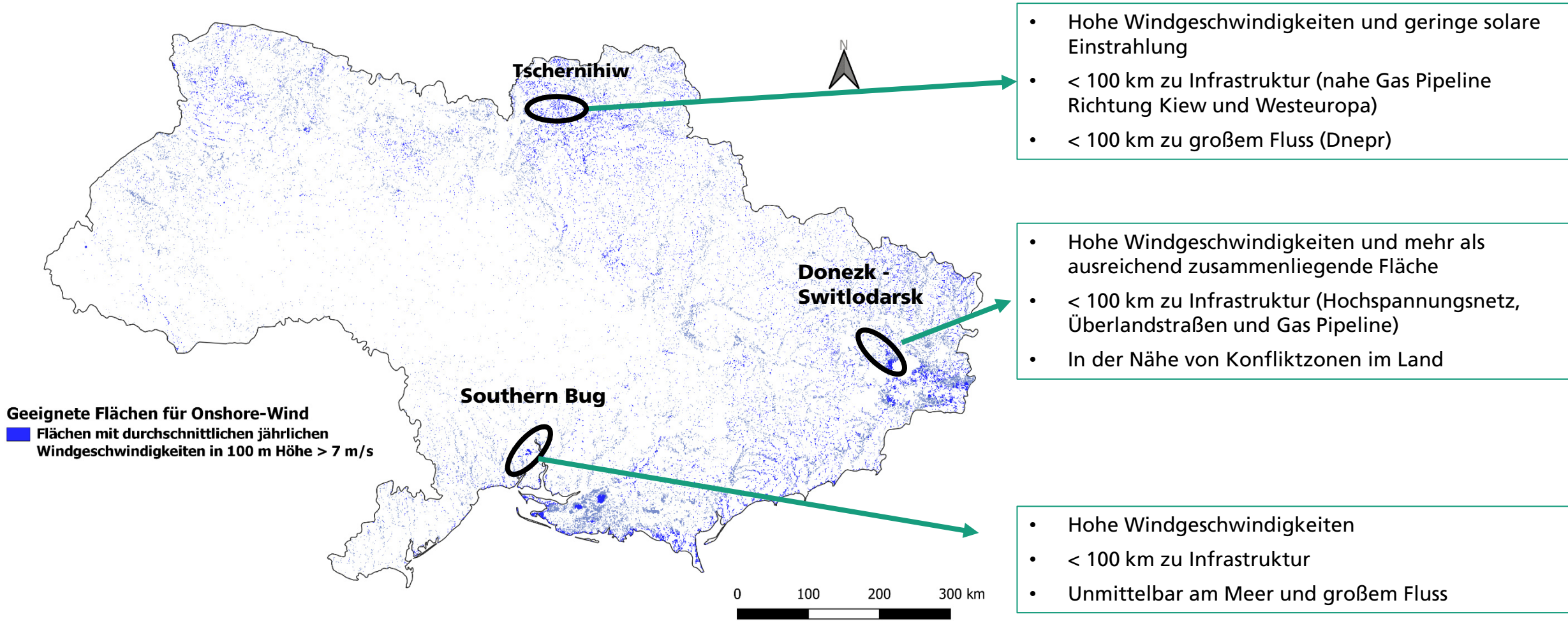
Detaillierte Ergebnisse der Standortanalysen

Ukraine: Solarpotenzial



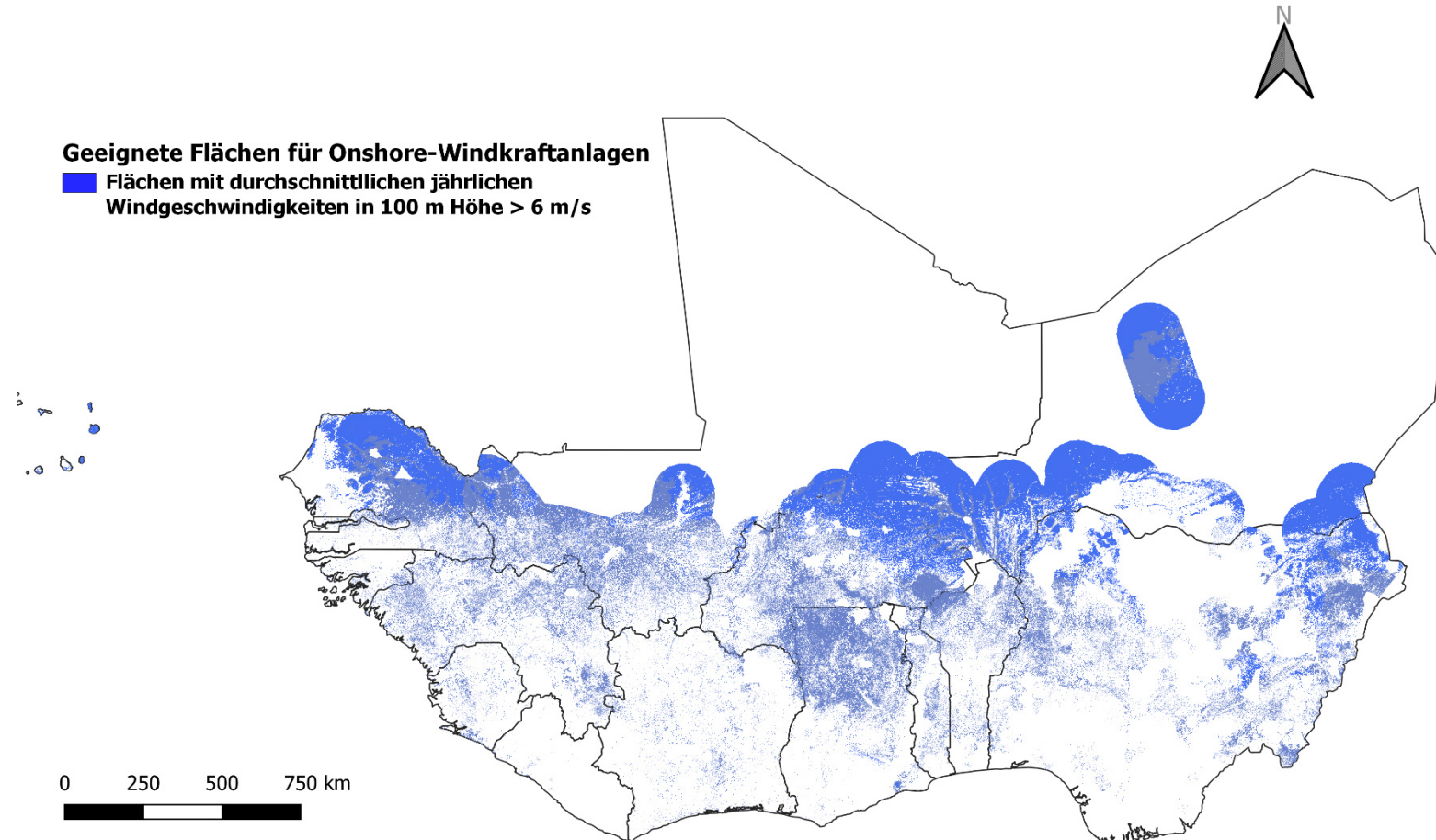
Detaillierte Ergebnisse der Standortanalysen

Ukraine: Ausgewählte Standorte



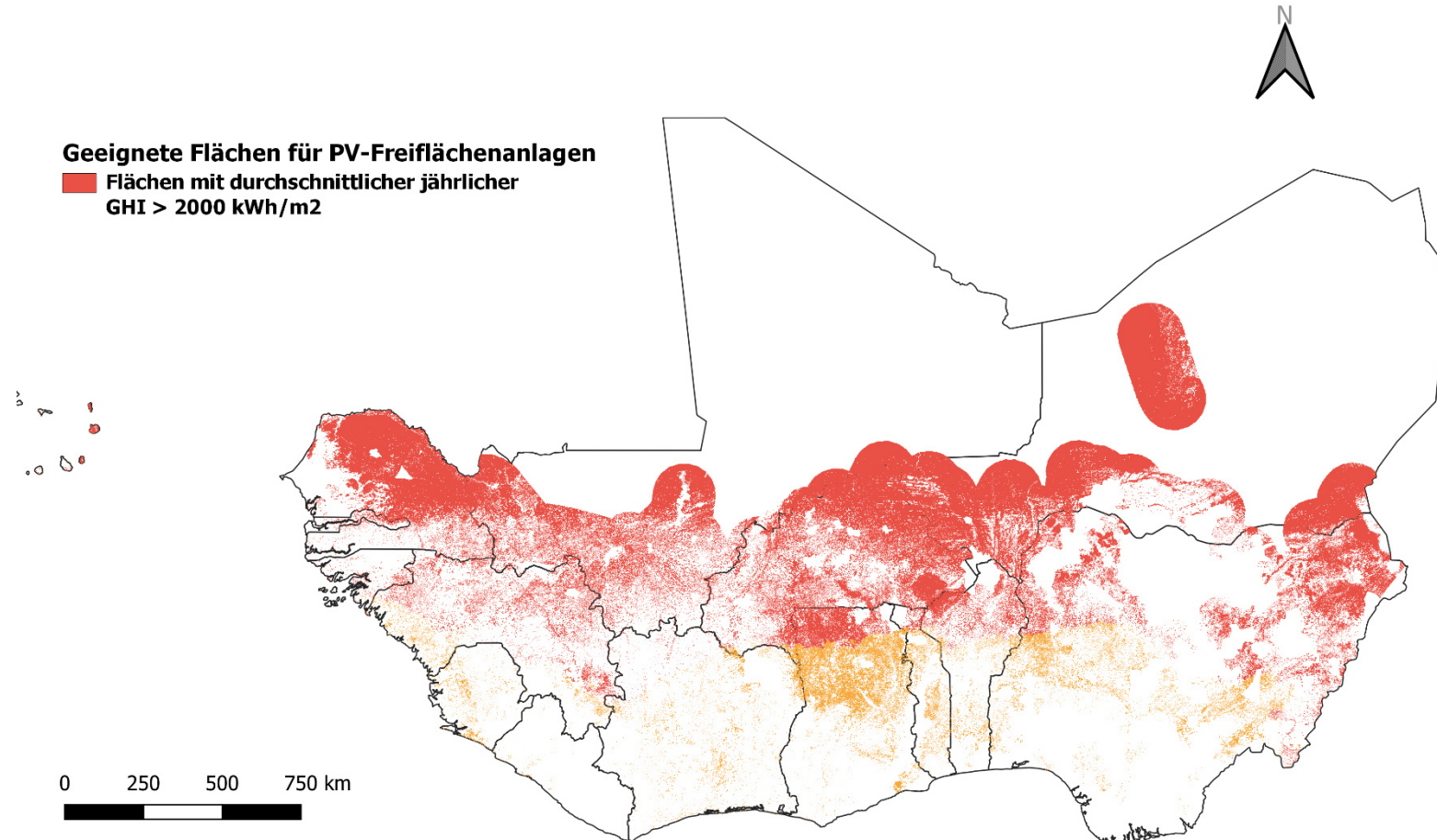
Detaillierte Ergebnisse der Standortanalysen

ECOWAS (kurzfristiger Zeithorizont): Windpotenzial



Detaillierte Ergebnisse der Standortanalysen

ECOWAS (kurzfristiger Zeithorizont): Solarpotenzial

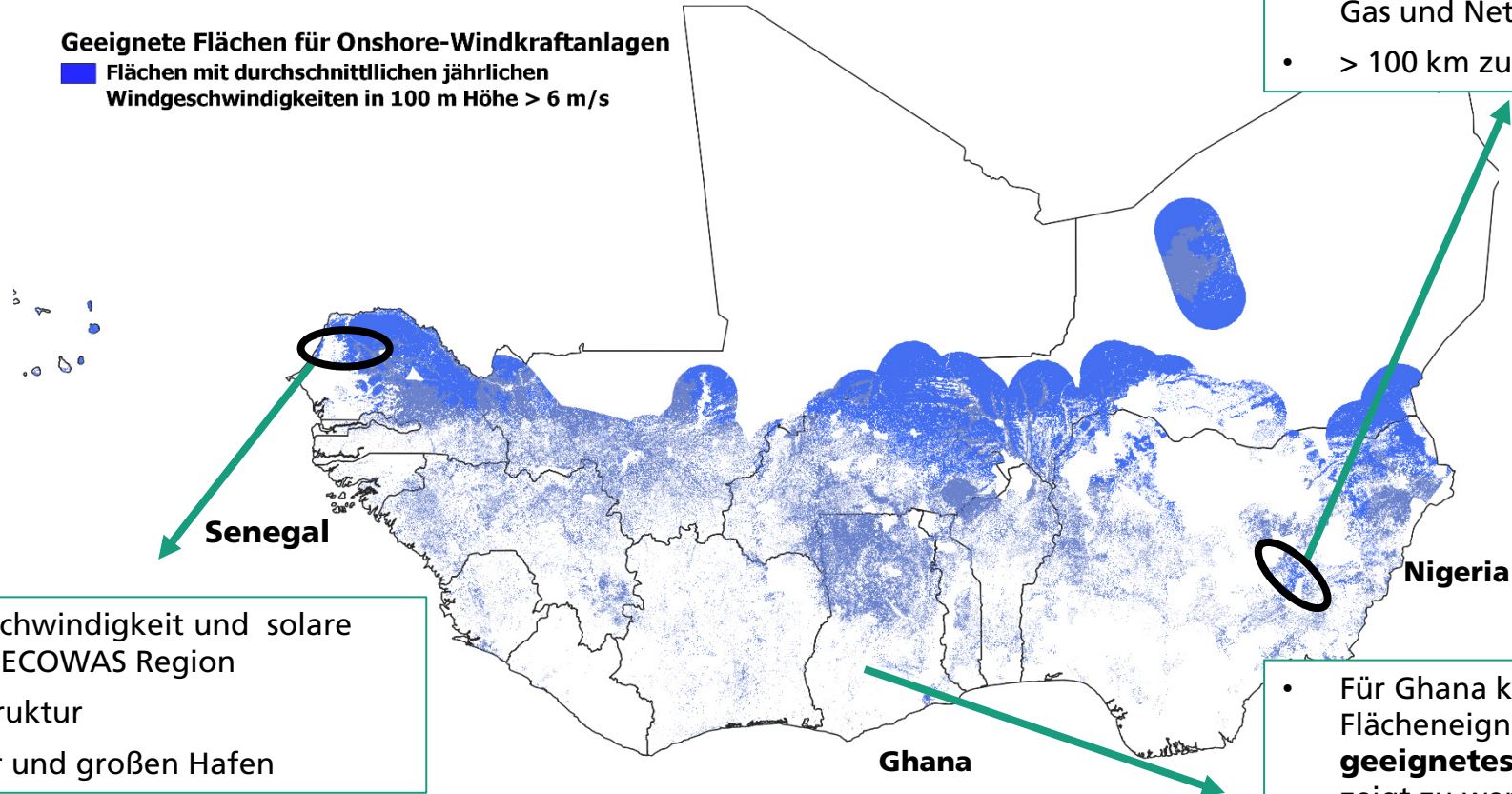


Detaillierte Ergebnisse der Standortanalysen

ECOWAS (kurzfristiger Zeithorizont): Ausgewählte Standorte

Geeignete Flächen für Onshore-Windkraftanlagen

■ Flächen mit durchschnittlichen jährlichen
Windgeschwindigkeiten in 100 m Höhe > 6 m/s



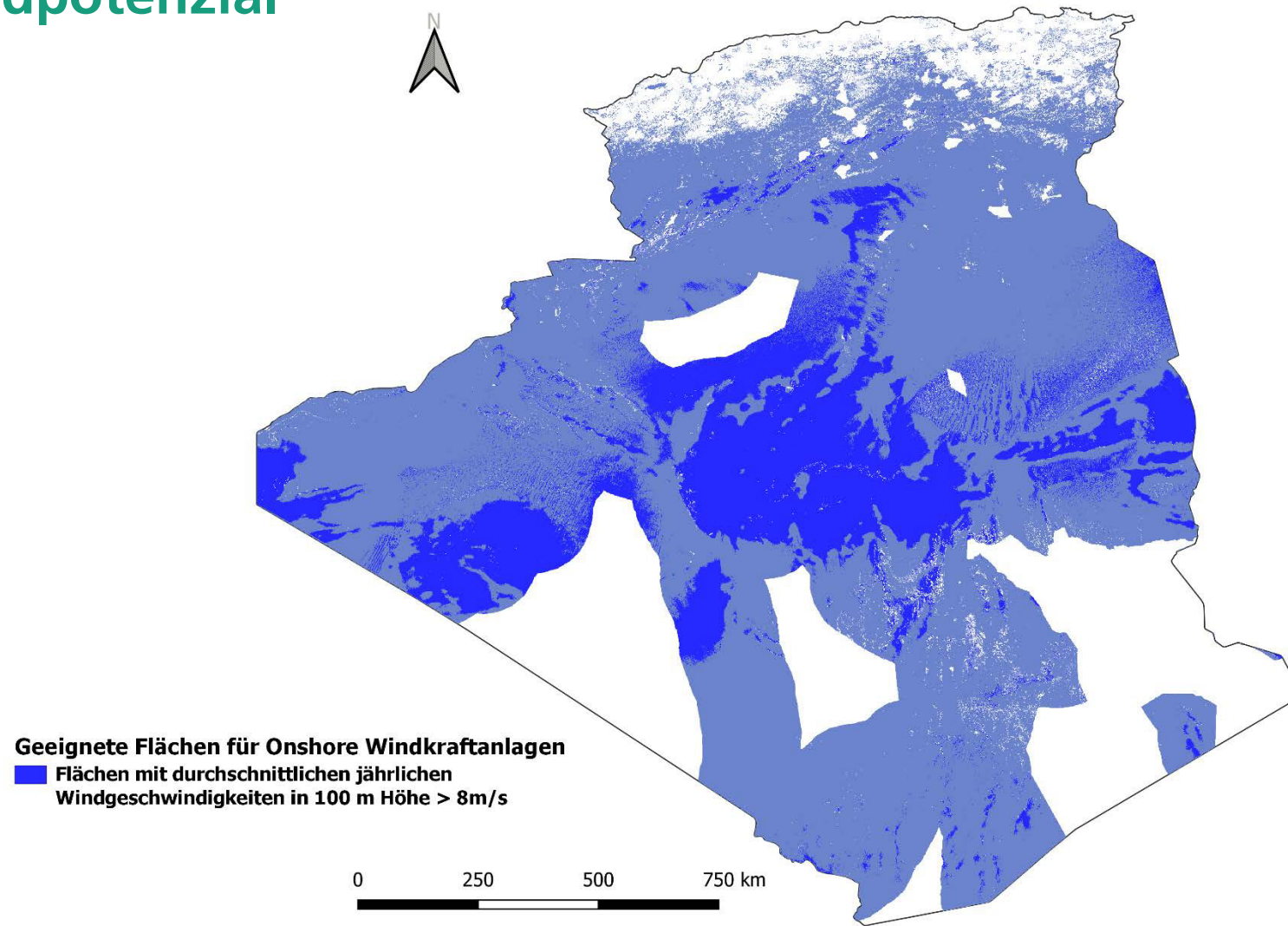
- Hohe Windgeschwindigkeiten
- < 100 km zu Infrastruktur (Nigeria hat in der ECOWAS-Region die am weitesten ausgebaute Gas und Netzinfrastuktur)
- > 100 km zum Meer und Hafen

- Geeignete Windgeschwindigkeit und solare Einstrahlung in der ECOWAS Region
- < 100 km zu Infrastruktur
- < 100 km zum Meer und großen Hafen

- Für Ghana konnte anhand der für die Flächeneignungsanalyse gewählten Kriterien **kein geeignetes Gebiet** identifiziert werden. Analyse zeigt zu wenige geeignete Flächen mit hohen Windgeschwindigkeiten und Globalstrahlung

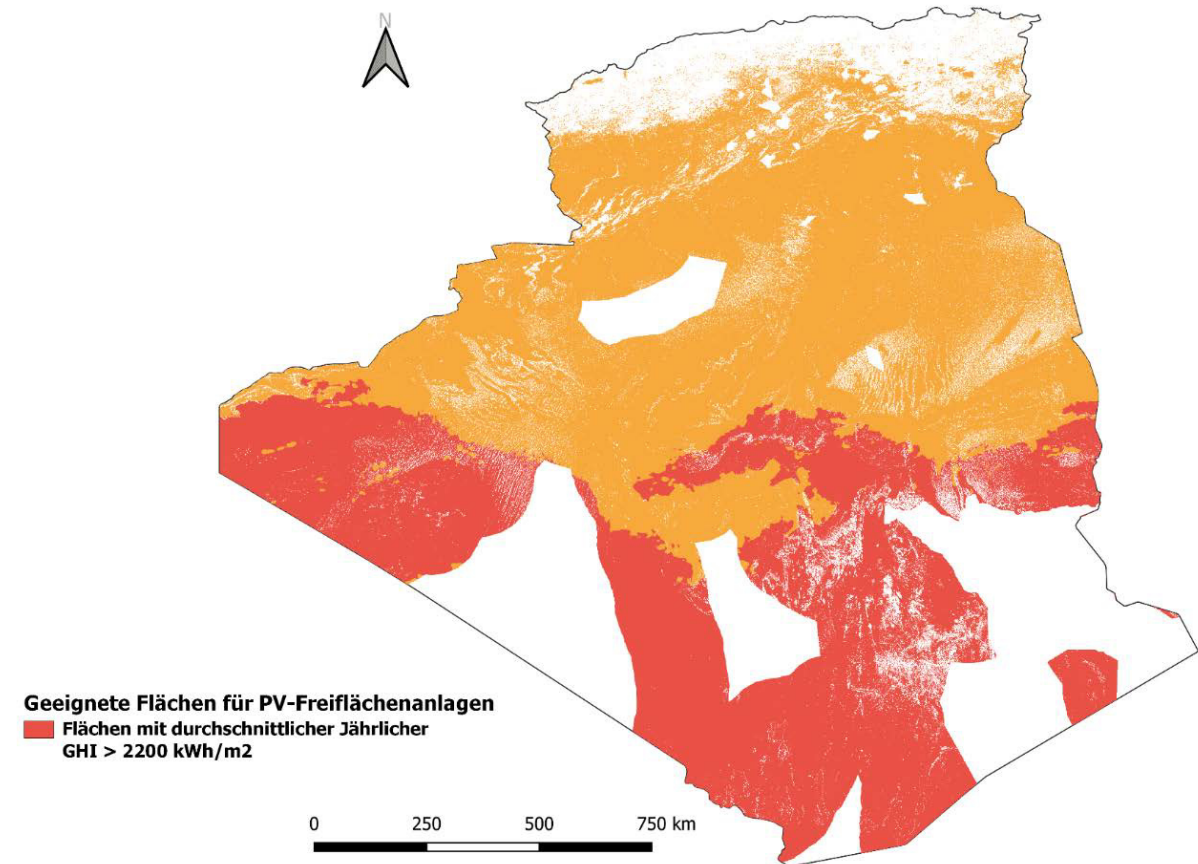
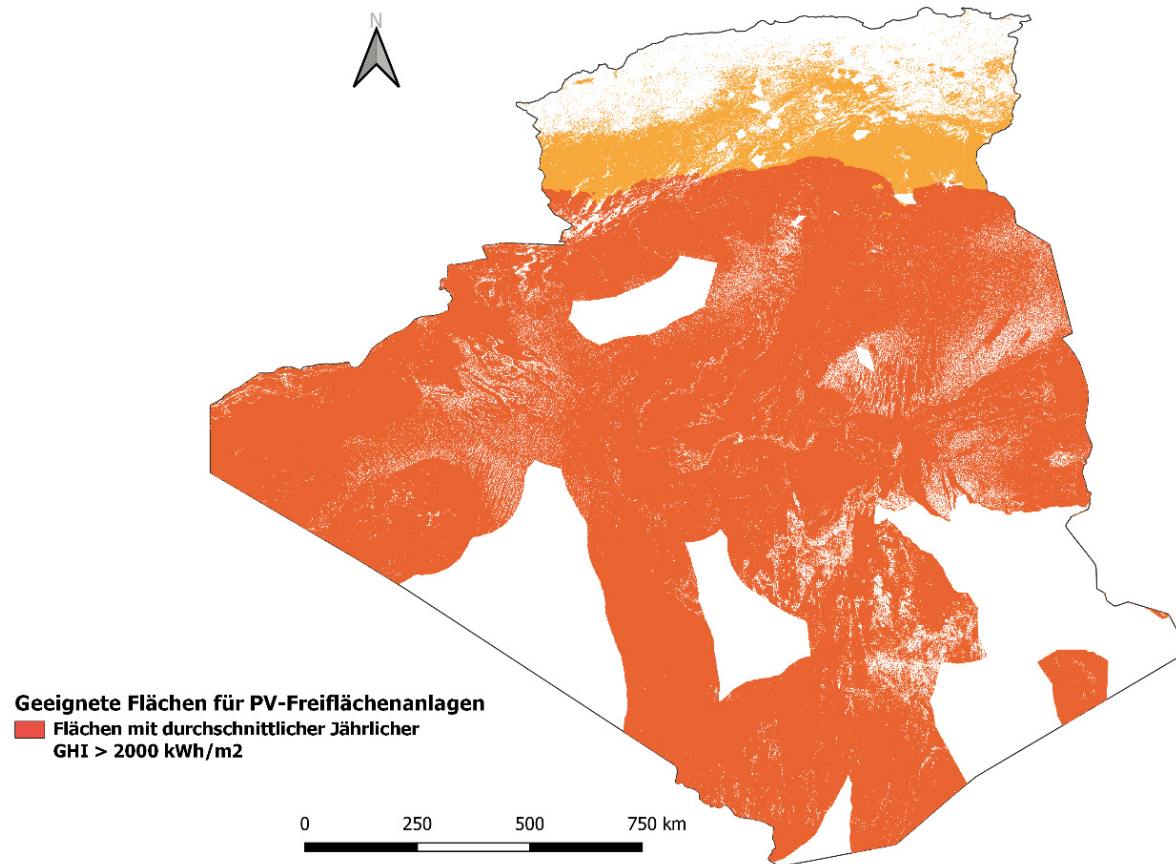
Detaillierte Ergebnisse der Standortanalysen

Algerien: Windpotenzial



Detaillierte Ergebnisse der Standortanalysen

Algerien: Solarpotenzial



Detaillierte Ergebnisse der Standortanalysen

Algerien: Ausgewählte Standorte

- Hohe Windgeschwindigkeiten und solare Einstrahlung
- Unmittelbar an Infrastruktur (nahe Pipeline in Richtung Europa)
- > 200 km zum Meer und Hafen (nahe Gewässer und des Northwestern Sahara Aquifer System (NWSAS))

**El Bayadh-
Arbaouet**

Ghardaia

**Adrar -
Timimoun**

In Aménas

In Salah

- Hohe Windgeschwindigkeiten und solare Einstrahlung
- Unmittelbar an Infrastruktur (Pipeline in Richtung Europa, Algier, Arzew und Skikda)
- > 200 km zum Meer und Hafen (innerhalb des Northwestern Sahara Aquifer System (NWSAS))

- Hohe Windgeschwindigkeiten und sehr hohe solare Einstrahlung (geeignet für Wind-PV Kombination sowie auch CSP)
- Unmittelbar an Infrastruktur (Pipeline)
- Weit entfernt vom Meer und Hafen (liegt innerhalb des Northwestern Sahara Aquifer System (NWSAS))

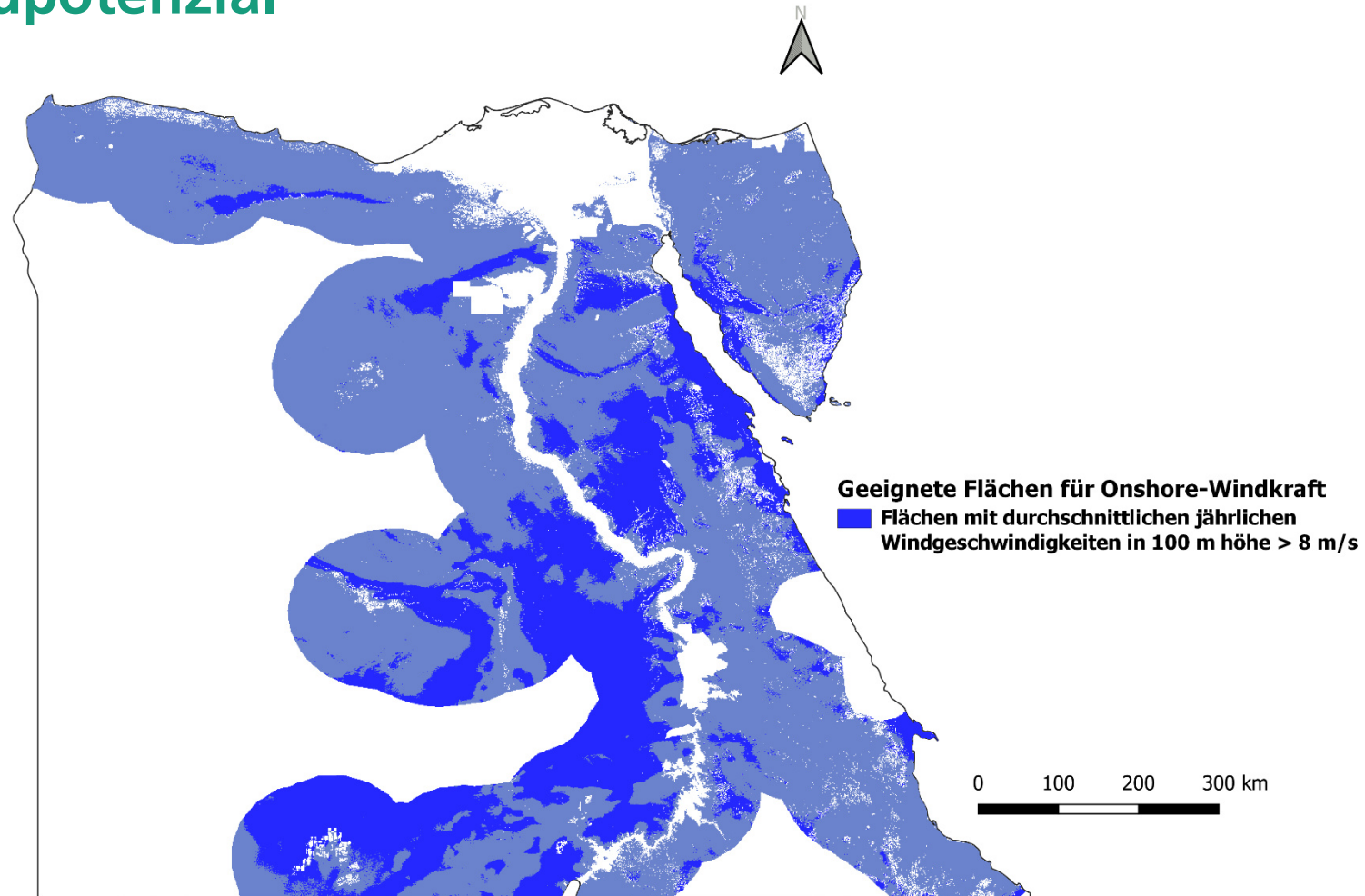
- Hohe Windgeschwindigkeiten und sehr hohe solare Einstrahlung (geeignet für Wind-PV Kombination sowie auch CSP)
- Unmittelbar an Infrastruktur (Pipeline)
- Weit entfernt vom Meer und Hafen (liegt innerhalb des Northwestern Sahara Aquifer System (NWSAS))

Geeignete Flächen für Onshore Windkraftanlagen
 ■ Flächen mit durchschnittlichen jährlichen
 Windgeschwindigkeiten in 100 m Höhe > 8m/s

0 250 500 750 km

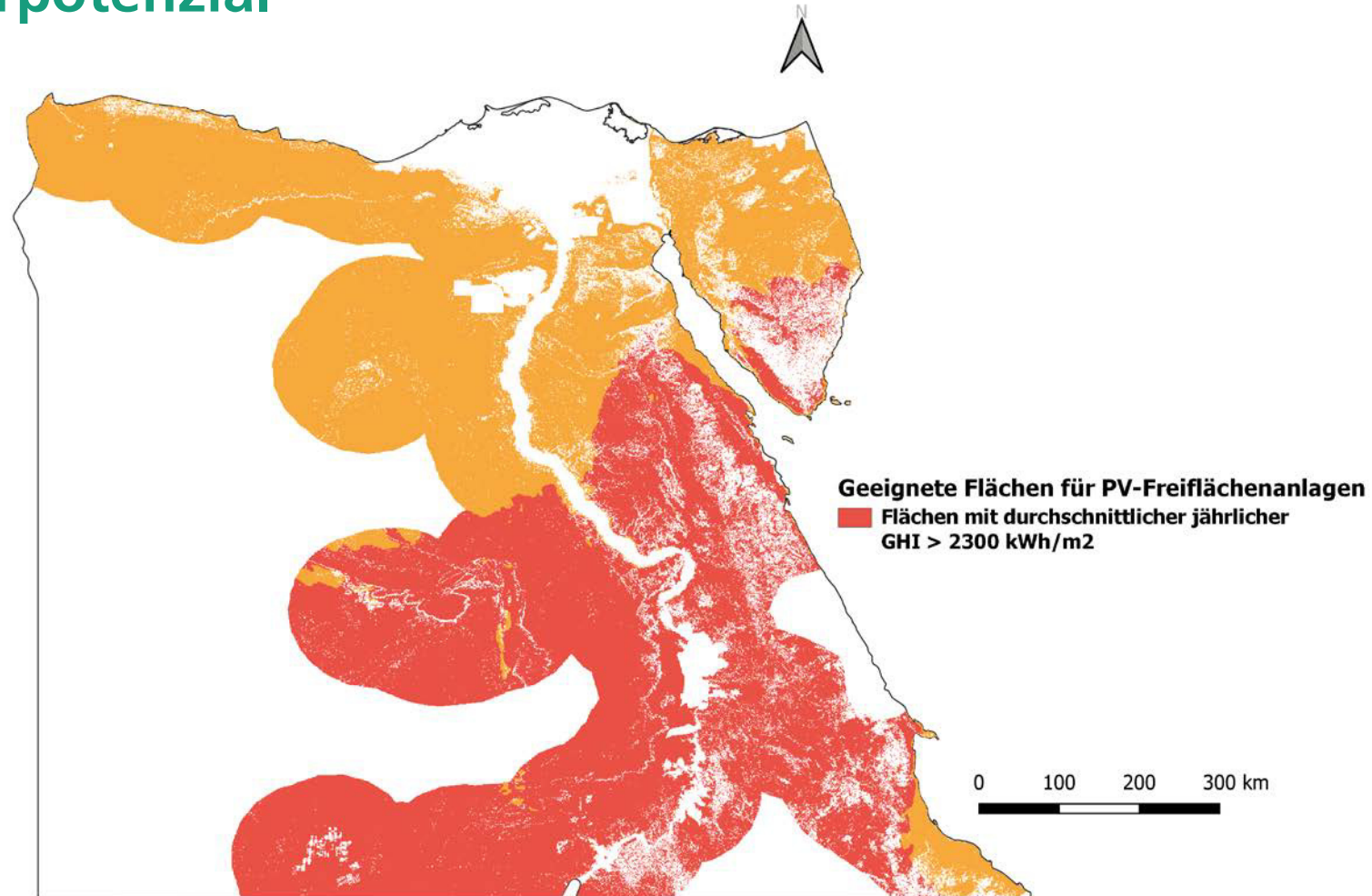
Detaillierte Ergebnisse der Standortanalysen

Ägypten: Windpotenzial



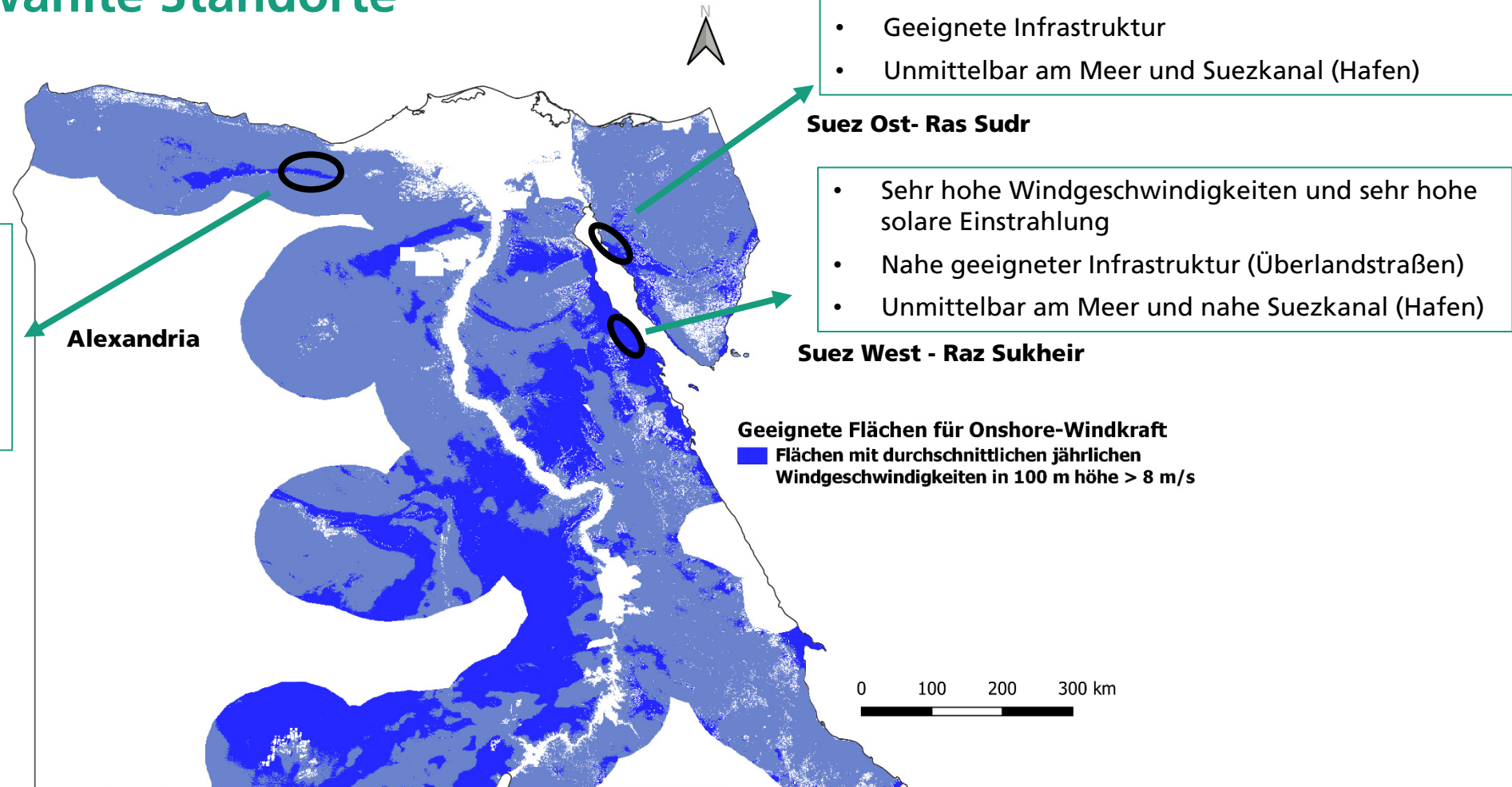
Detaillierte Ergebnisse der Standortanalysen

Ägypten: Solarpotenzial



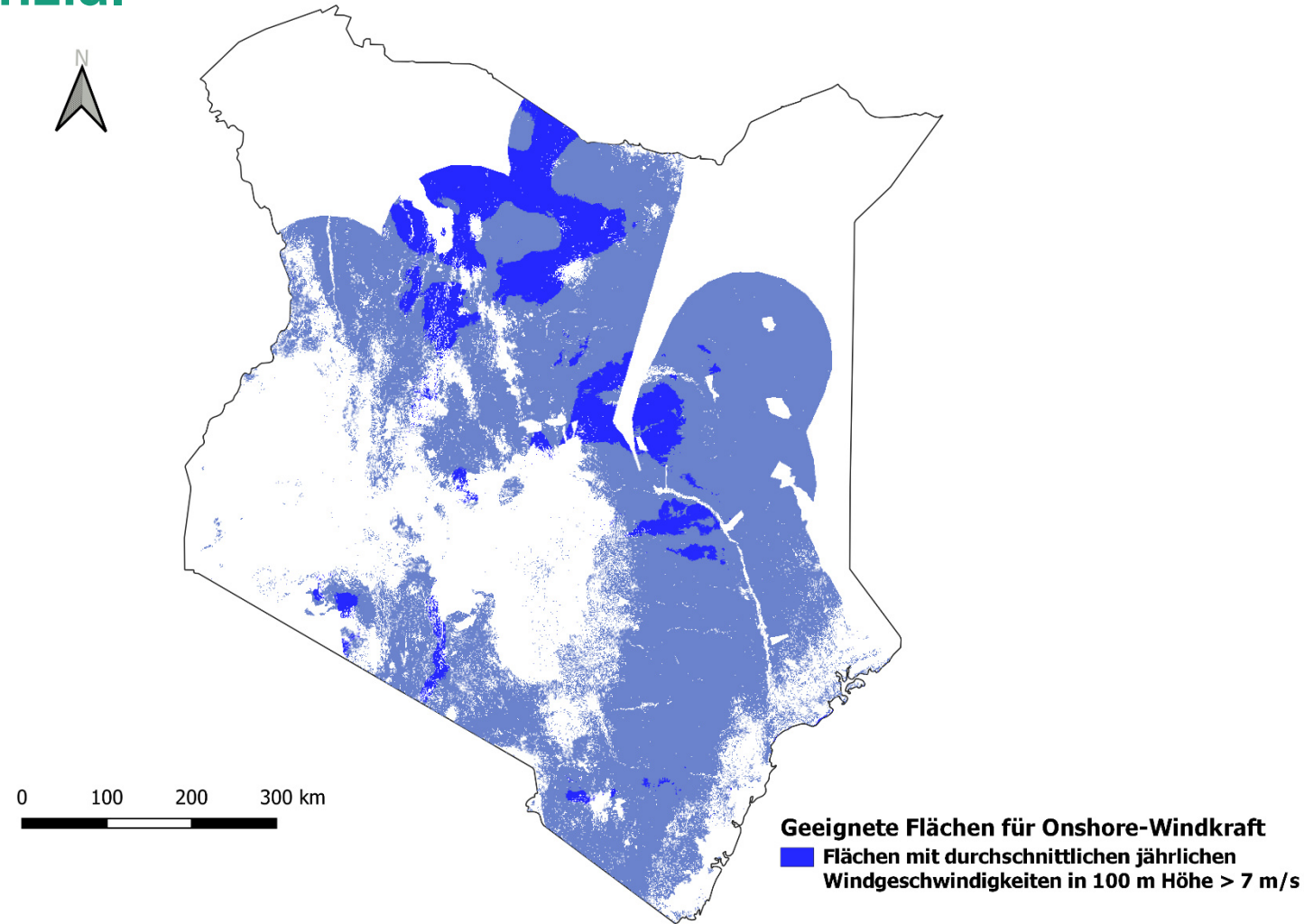
Detaillierte Ergebnisse der Standortanalysen

Ägypten: Ausgewählte Standorte



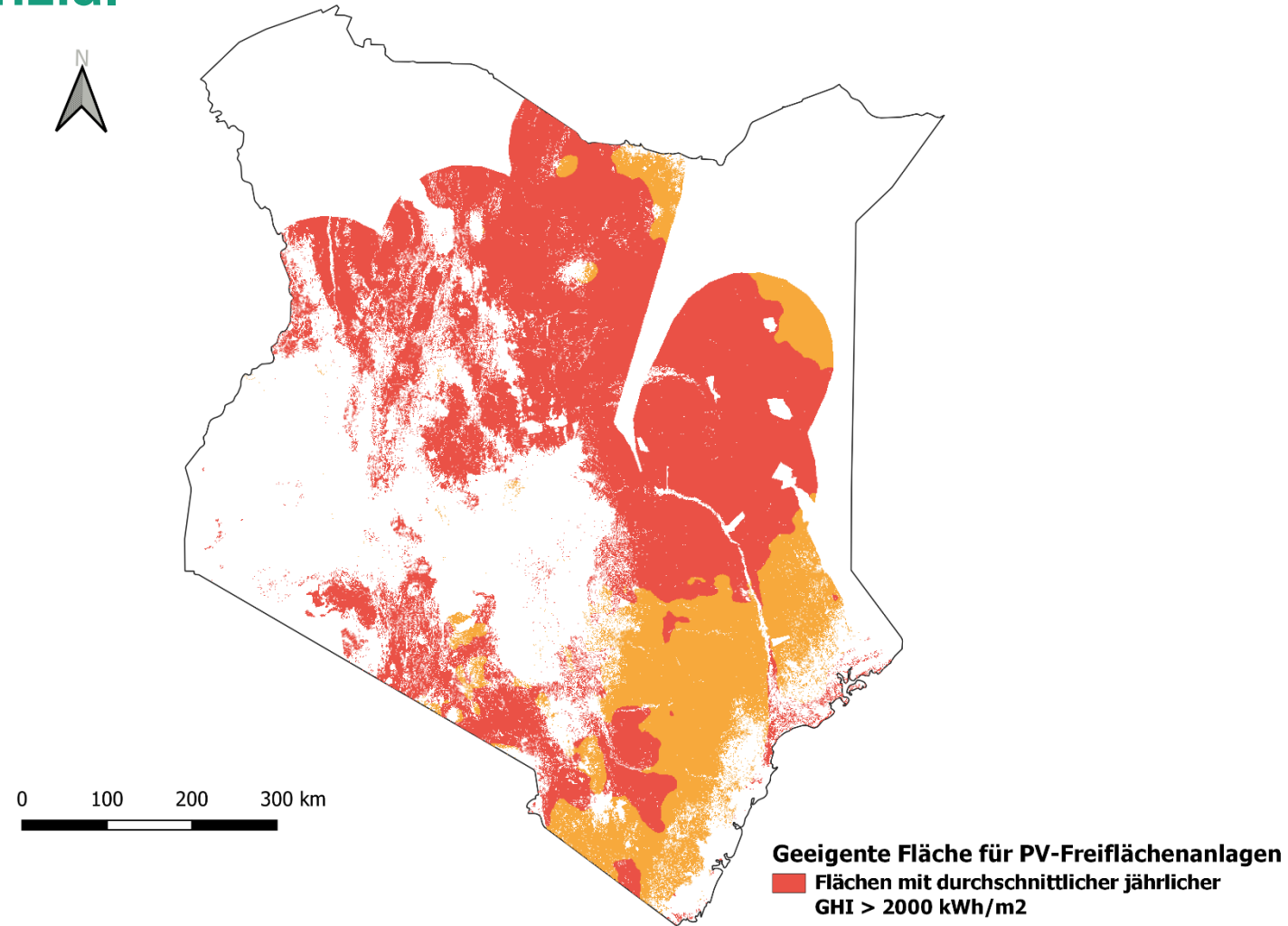
Detaillierte Ergebnisse der Standortanalysen

Kenia: Windpotenzial



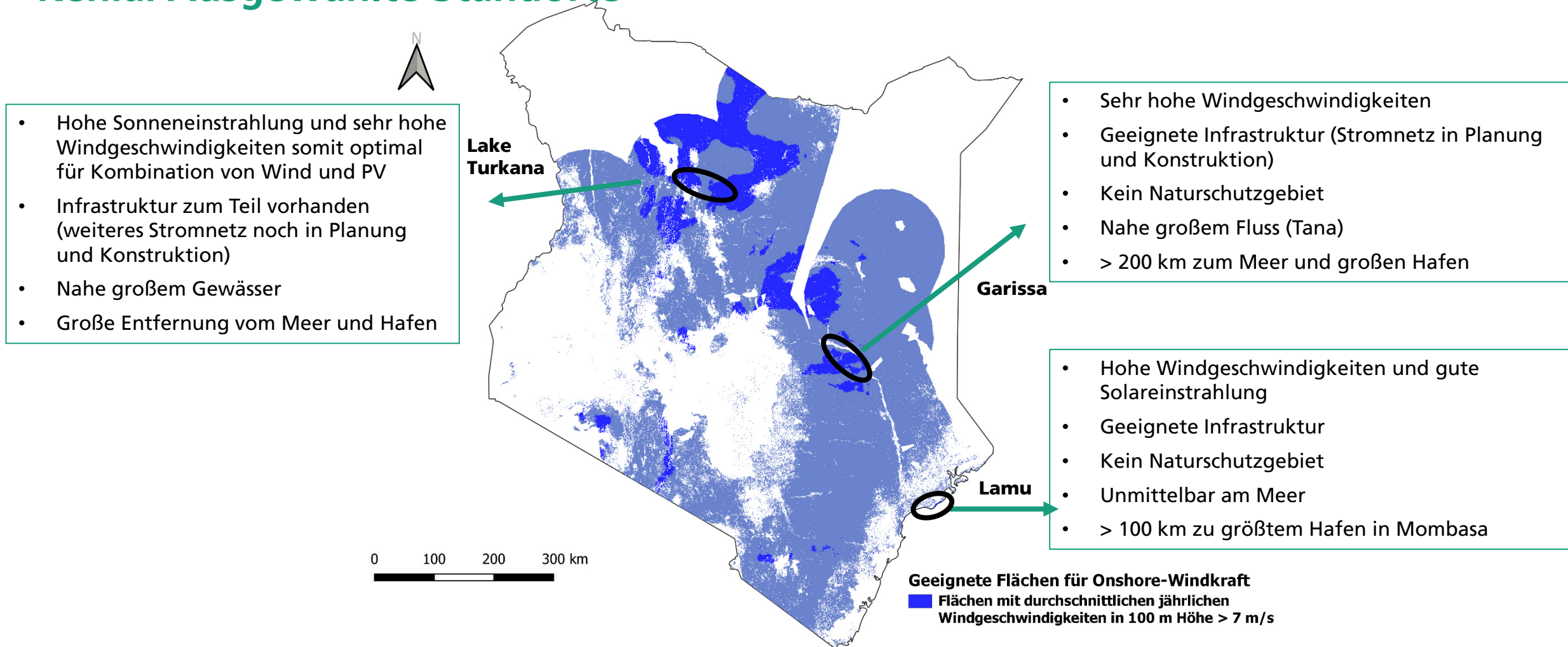
Detaillierte Ergebnisse der Standortanalysen

Kenia: Solarpotenzial



Detaillierte Ergebnisse der Standortanalysen

Kenia: Ausgewählte Standorte



- Zusammenfassung -

Abschließende Erkenntnisse und Aussagen

Zusammenfassung (I)

Abschließende Erkenntnisse und Aussagen

Generell:

- **Installierte Windkapazitäten** übertreffen günstigere PV-Kapazitäten an praktisch allen analysierten Standorten; Grund: Winderzeugung glättet den EE-Lastgang → Vorteilhaft im Falle des hohen Grundlastbedarfs der Synthesepfade
- **Erzeugte PtX-Produktmengen** im Bereich von $\sim 350\text{-}630 \text{ GWh}_{\text{LHV}}/\text{a}$ (LH_2); $290\text{-}550 \text{ GWh}_{\text{LHV}}/\text{a}$ (NH_3); $250\text{-}510 \text{ GWh}_{\text{LHV}}/\text{a}$ (MeOH)
- **LH_2 -Bereitstellungskosten** von z.B. $200\text{€}/\text{MWh}_{\text{LHV}}$ ($6\text{€}/\text{kg LH}_2$) inkl. Transport erscheinen hoch im Vergleich mit anderen vergleichbaren Studien
 - Jedoch basieren hier betrachtete Technologiepfade auf Parametern für das kommende Jahr 2023 im Vergleich zu den meist längerfristigen Betrachtungshorizonten anderer Studien ($\sim 2030+$)
 - Zudem basieren die **Systeme auf 100% fluktuierende dedizierte EE** für eine „wahrhaft grüne“ H_2 -Erzeugung
 - Für einen Vergleich mit Kosten für gasförmigen H_2 , wäre zusätzlich eine Regasifizierung am Zielort zu berücksichtigen
- An einigen Standorten: Wenn nur leicht höhere Bereitstellungskosten akzeptiert werden, kann die erzeugte **PtX-Produktmenge deutlich gesteigert werden** (Vgl. Pareto Fronten)
 - z.B.: Methanol in Saudi-Arabien – Tabuk: $[360 \text{ GWh}_{\text{LHV}}/\text{a}$ für $250\text{€}/\text{MWh}_{\text{LHV}}$] oder $[450 \text{ GWh}_{\text{LHV}}/\text{a}$ für $255\text{€}/\text{MWh}_{\text{LHV}}$] („25% mehr Endprodukt für 2% erhöhte Bereitstellungskosten“)

Zusammenfassung (II)

Abschließende Erkenntnisse und Aussagen

Ländervergleich (I):

- **EE-Gestehungskosten:** Die Standorte unterscheiden sich diesbezüglich zum Teil deutlich. Hervorzuheben sind:
 - PV: in Saudi-Arabien mit $\sim 23 \text{ €/MWh}_{\text{el}}$
 - Wind: Rio Gr. D. Norte ($45 \text{ €/MWh}_{\text{el}}$), Suez West ($46 \text{ €/MWh}_{\text{el}}$) und In Salah ($\sim 47 \text{ €/MWh}_{\text{el}}$)
- PtX-Systeme an Standorten mit hohen Windgestehungskosten (z.B. Bashar) bauen zwar mehr auf günstigere PV, erzielen dann aber auch geringere Volllaststunden und höhere PtX-Gestehungskosten
- **PtX-Gestehungskosten:** Hervorzuheben sind:
 - Saudi-Arabien: Geringe durchschnittliche Bereitstellungskosten von ($\text{€/MWh}_{\text{LHV}}$) LH_2 : ~ 230 ; NH_3 : ~ 207 ; MeOH : ~ 255)
 - In Salah in Algerien: Auf Basis des Annahmeraums für die Analysen ist dies der Standort mit den geringsten Bereitstellungskosten von ($\text{€/MWh}_{\text{LHV}}$) LH_2 : ~ 202 ; NH_3 : ~ 191 ; MeOH : ~ 246)
 - Brasilien: Trotz langer Transportdistanz vergleichsweise geringe Gestehungskosten (z.B. LH_2 : $240 \text{ €/MWh}_{\text{LHV}}$)
- Die Nordost-Region Brasiliens (speziell Bundesstaat Bahia), eignet sich besonders für eine Kombination von PV und Wind
 - Jedoch stellt Brasilien auch einen Standort mit langem Transport dar (insbes. negative Auswirkung auf gegenwärtigen LH_2 -Schifftransport); selbes gilt für Kenia

Zusammenfassung (III)

Abschließende Erkenntnisse und Aussagen

Ländervergleich (II):

- Saudi-Arabien bietet mit den günstigen Erzeugungs- und Bereitstellungskosten gepaart mit dem gigantischen Flächenpotenzial (aus technoökonomischer Sicht) ein außerordentliches Potenzial für die großskalige PtX-Erzeugung und den -Export.
- Hoher Anteil an Ackerland in der Ukraine beschränkt in der Standort-Analyse die besonders geeigneten Flächen. Es wäre zu prüfen, ob dieses Ackerland zur EE-Erzeugung genutzt werden könnte.
- Die **ECOWAS-Region** (hier: Senegal, Nigeria) weist einige wenige geeignete Standorte in Küstennähe auf. Für eine langfristige Erschließung der küstenfernen jedoch Top-EE-Standorte ist ein hoher Infrastruktur-Ausbau nötig (Straßen ins Hinterland, Stromnetze, Häfen, ggf. Wasser).
- **Senegal** stellt aus technologischer Perspektive sowohl kurzfristig (gezeigte Ergebnisse) als auch langfristig (weitergehende projekteexterne Analysen) einen geeigneten Standort für die großskalige PtX-Erzeugung und -Export dar. Allerdings müssen hier gegenwärtig noch vergleichsweise hohe Gestehungskosten als im Falle der anderen analysierten Ländern akzeptiert werden.

Zusammenfassung (IV)

Abschließende Erkenntnisse und Aussagen

Technologienvergleich (I):

- **Ammoniak** mit den geringsten Bereitstellungskosten (ab 199 €/MWh_{LHV} (Saudi-Arabien, Tabuk)):
 - kostengünstige H₂-Trägerbereitstellung (N₂) über ortsunabhängige ASU; etablierter und effizienter Schiffstransport
 - Es ist jedoch im Falle von etwaiger Reformierung zu H₂ ein deutlicher Kostenanstieg zu erwarten
- **Flüssigwasserstoff** mit leicht höheren Bereitstellungskosten (ab 216 €/ MWh_{LHV} (Saudi-Arabien, Neom)):
 - effizientestes Gesamtsystem, jedoch (gegenwärtig noch) kleinskaliger und sehr teurer kryogener Schiffstransport (sensitiv ggü. Transportdistanz)
 - im Falle von etwaiger Regasifizierung zu H₂ wäre auch hier ein Kostenanstieg zu berücksichtigen
- **Methanol** etwas teurer als LH₂ und NH₃ (ab 249 €/ MWh_{LHV} mit DAC (Saudi-Arabien, Tabuk)); ab ~222€/ MWh_{LHV} mit CO₂-Punktquelle):
 - durch kostenintensives DAC und größeren H₂-Pufferspeicher meist ~20-25% teurer als die anderen beiden Pfade
 - CO₂-Bereitstellung aus Punktquellen bietet deutliches Kostensenkungspotenzial (hier -12%)
 - etablierter, großskaliger und daher kostengünstiger Transportprozess; wichtige Basis-Chemikalie in der chemischen Industrie

Zusammenfassung (V)

Abschließende Erkenntnisse und Aussagen

Technologienvergleich (II):

- **Jetfuel**-Erzeugung via Fischer-Tropsch deutlich erhöhte Bereitstellungskosten (bedingt durch hohen Anteil an Nebenprodukten)
Sofern Diesel abgesetzt werden kann: Jetfuel ab $\sim 470 \text{ €/MWh}_{\text{LHV}}$
Wenn gesamter FT-Produktmix abgesetzt werden kann: Jetfuel ab $\sim 200 \text{ €/MWh}$ Jetfuel (vor Ort); Beides für Kombsberg in Südafrika
- **Pipeline**: Retrofit existierender NG-Pipelines vielversprechend;
Neubau von langen H_2 -Pipelines ist nur bei sehr großen Einspeiseleistungen ($> \sim 1 \text{ Mrd. Nm}^3 \text{ H}_2/\text{a}$) sinnvoll

Zusammenfassung (VI)

Abschließende Erkenntnisse und Aussagen

Sensitivitäten:

- Durch den meist erhöhten Windanteil (bei den installierten PV- und Windkapazitäten) hat eine **Senkung der Wind-Investkosten** die deutlichsten Auswirkungen auf die PtX-Bereitstellungskosten
 - Allerdings besteht hier eine klare Abhängigkeit von lokaler Topographie und Infrastruktur (Wartungspersonal und (Flug-) Häfen für Ersatzteile in abgelegenen Gebieten)
- Wahrscheinlicher erscheint mittelfristig eine **deutliche Reduktion der Elektrolyse-Investkosten**. Auch hier führt eine Reduktion zu deutliche Einsparungen bei den PtX-Bereitstellungskosten
- **WACC mit signifikanter Auswirkung auf PtX-Bereitstellungskosten**; Hier ist Standort- und fallabhängig (mit Geldgebern) zu prüfen, welcher WACC final für Erstellung der Liquiditätspläne angesetzt werden sollte
- Sollten die **Investkosten für Wind, PV und Elektrolyse** insgesamt günstiger ausfallen führt dies zu deutlichen Reduktionen bei den PtX-Bereitstellungskosten (-26% bis -34% ggü. Baseline-Szenario)
- Für die Flüssigwasserstoff-Pfade ist der **Einsatz größerer Flüssigwasserstoff-Schiffe** (mehrere tausend Tonnen Kapazität) unabdingbar; insbes. im Falle langer Transportdistanzen (z.B. Brasilien, Kenia)

Quellennachweise (I)

Abkürzung	Verweis
Aspen	Eigene Aspen-Simulationen am Fraunhofer ISE für die im Projekt betrachteten Betriebsbedingungen
Cal2016	Caldera et al.: Local cost of seawater RO desalination based on solar PV and wind energy: A global estimate (2016) doi:10.1016/j.desal.2016.02.004
Cal2018	Caldera et al.: Role of Seawater Desalination in the Management of an integrated Water and 100 Renewable energy based power sector in saudi arabia (2018) doi:10.3390/w10010003
Ban2015	René Bañares-Alcántara et al. 2015: Oxford-Study - Analysis of Islanded Ammonia-based Energy Storage Systems
Bja2020	Bjarne (2020) - Estimating the cost of capital for renewable energy projects, in Energy Economics 88, 104783, 10.1016/j.eneco.2020.104783
DNV2020	Database with techno-economic data for the import of liquid renewable energy carriers
DesalDATA2022	DesalDATA database cost estimator for reverse osmosis plants (https://www.desaldata.com/)
Fasihi2015	Fasihi et. al.: Economics of Global LNG Trading Based on Hybrid ÜV-Wind Power Plants (2015)
Faishi2016	Techno-Economic Assessment of Power-to-Liquids (PtL) Fuels Production and Global Trading Based on Hybrid PV-Wind Power Plants
Grün2012	Grünäugl (2012): STE Student Research Report: Wasserstoff und SNG als Stromspeicheroptionen; Forschungszentrum Jülich
Hank2020	Hank et al.: Energy efficiency and economic assessment of imported energy carriers based on renewable electricity (2020)
Heu2018	Heuser et al.: Techno-economic analysis of a potential energy trading link between Patagonia and Japan based on CO2 free hydrogen (2018) https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2018.12.156
IDEALHY2013	Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking - FCH JU (2013): Integrated Design for Demonstration of Efficient Liquefaction of Hydrogen (IDEALHY)
IRENA2020(1)	IRENA (2020), Renewable Power Generation Costs in 2019, International Renewable Energy Agency, Juni 2020
IRENA2020(2)	IRENA (2020), Green Hydrogen Cost Reduction: Scaling up Electrolysers to Meet the 1.5°C Climate Goal, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.
Lei2008	Leighty, Bill: Energy Storage with Anhydrous Ammonia: Comparison with other Energy Storage (2008)
Kam2015	Kamiya, Shoji et al.; Study on Introduction of CO2 Free Energy to Japan with Liquid Hydrogen (2015), doi: 10.1016/j.phpro.2015.06.004
Kiz2020	Kizhisseri et. al.: Prediction of capital cost of ro based desalination plants using machine learning approach (2020), doi:10.1051/e3sconf/202015806001
Kost2018	Kost, C. et al (2018) - Kost, C. Shammugam, S., Jülch, V., Nguyen, H., Schlegl, T., Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien, Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE, 2018
Moss2019	Workshop Moss Maritime: Liquid Hydrogen Bunker Vessel (06.03.2019)
Moss2021	Persönliche Information (Marius Holst, 18.03.2021)
NETC2002	National Energy Technology Center 2002: Process Equipment Cost Estimation, p.8
Nya2018	Nyári et al., 2018: Techno-economic feasibility study of a methanol plant using carbon dioxide and hydrogen

Quellennachweise (II)

Abkürzung	Verweis
Pfe2016	S. Pfenninger, I. Staffell: Long-term patterns of European PV output using 30 years of validated hourly reanalysis and satellite data (2016) https://doi.org/10.1016/j.energy.2016.08.060
Sch2019	Schemme et. al.: H2-Based Synthetic Fuels: A Techno-Economic Comparison of Alcohol, Ether and Hydrocarbon Production (2019)
Seo2021	Seo et al.: Economic Evaluation of an Ammonia-Fueled Ammonia Carrier Depending on Methods of Ammonia Fuel Storage (2021) https://doi.org/10.3390/en14248326
Sek2019	Øyvind Sekkesæter, 2019: Evaluation of Concepts and Systems for Marine Transportation of Hydrogen.
Smo2019	Smolinka, T. et al.: Studie IndWEDe: Industrialisierung der Wasserelektrolyse in Deutschland: Chancen und Herausforderungen für nachhaltigen Wasserstoff für Verkehr, Strom und Wärme (2019)
Sta2016	I. Staffell, S. Pfenninger: Using bias-corrected reanalysis to simulate current and future wind power output (2016) https://doi.org/10.1016/j.energy.2016.08.068
Steffen2020	Steffen, Bjarne (2020) - Estimating the cost of capital for renewable energy projects, in Energy Economics 88, 104783, 10.1016/j.eneco.2020.104783
Vou2017	Voutchkov et al. 2017: Energy use for membrane seawater desalination – current status and trends
Wang2020	Wang et al.: European Hydrogen Backbone How a dedicated hydrogen infrastrucure can be created (2020)



Bei Fragen kommen Sie gerne auf uns zu:

christoph.hank@ise.fraunhofer.de (Projektleitung)

marius.holst@ise.fraunhofer.de (PtX-Pfad-Simulationen)

christoph.kost@ise.fraunhofer.de (GIS-Analysen)

- Anhang -

- Auswahl Zeitreihen für EE-Simulationen -

Auswahl Zeitreihen (1)

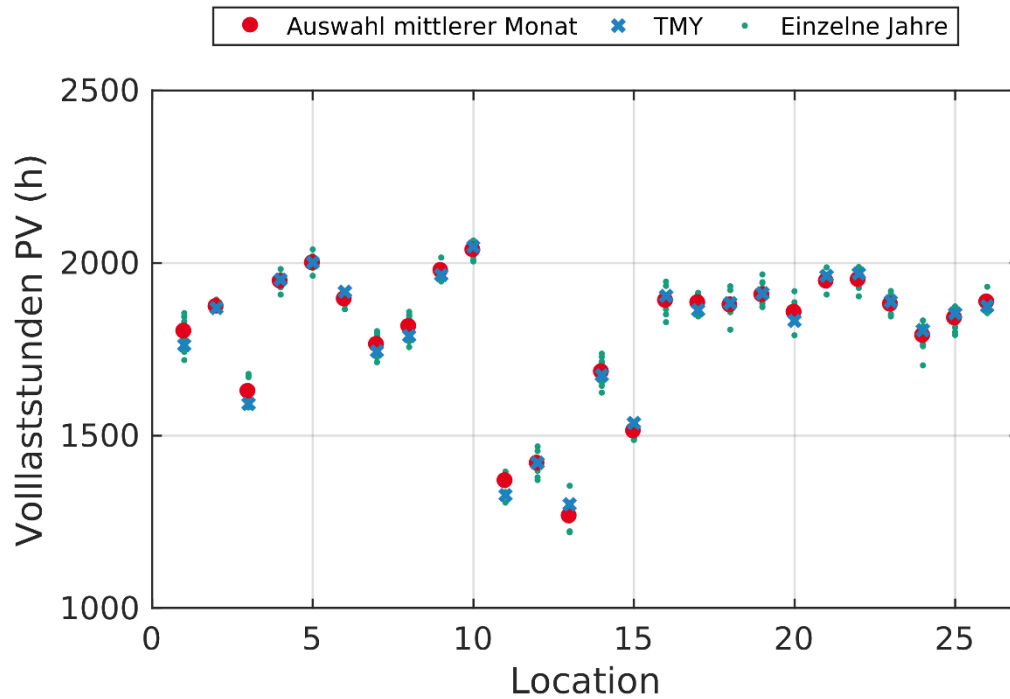
Hintergrund

- Solar- und Windbedingungen unterliegen zeitlichen Schwankungen (stündlich, saisonal, jährlich) und haben daher Einfluss auf die Berechnung der Gesteungskosten
- Aufgrund von Limitationen der Rechenzeit bei der Optimierung können nicht mehrere Jahre gerechnet werden
→ Auswahl eines Basisjahres bzw. einer repräsentativen Zeitreihe erforderlich
- Analyse des Einfluss der gewählten Zeitreihe
 - Einzelne Jahre (10 Jahre; 2010-2019)
 - Typical Meteorological Year (TMY) (Einzelne Monate werden anhand klimatischer Daten ausgewählt; Jahre 2005-2020) [1]
 - *The data set has been produced by choosing for each month the most "typical" month out of 10 years of data. The variables used to select the typical month are **global horizontal irradiance**, **air temperature**, and **relative humidity**.* (Windbedingungen sind nicht berücksichtigt)
 - Auswahl des durchschnittlichsten Monats aus 10 Jahren (2010-2019) für Wind und PV (z.B. Januar aus 2014; Februar aus 2018) → gewählte Methode für diese Arbeit

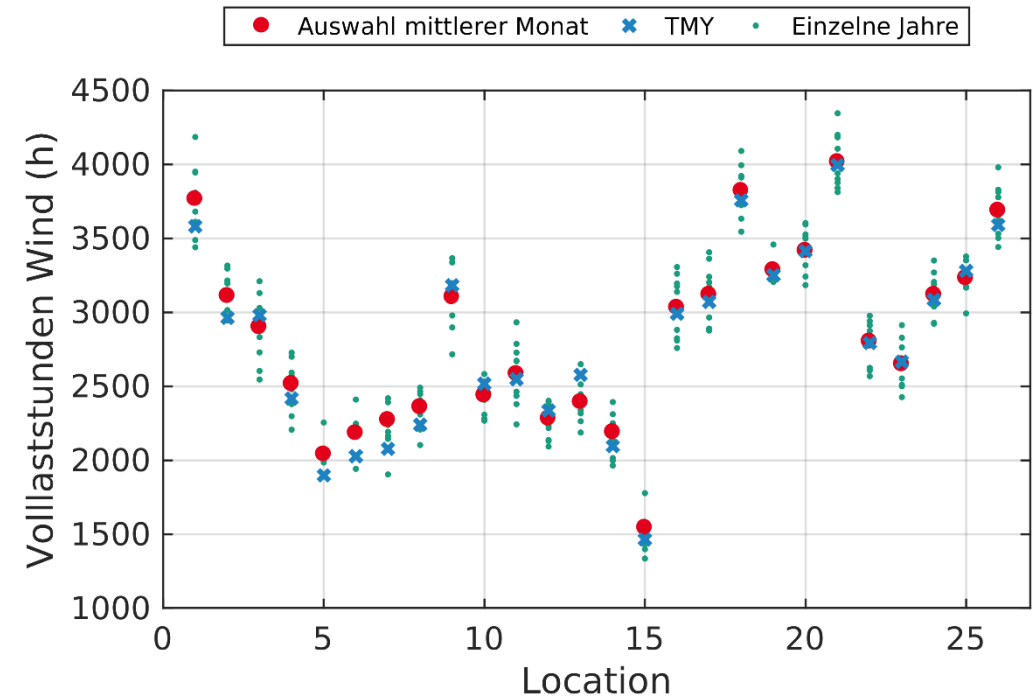
Auswahl Zeitreihen (2)

Jährliche Volllaststunden PV und Wind

Photovoltaik



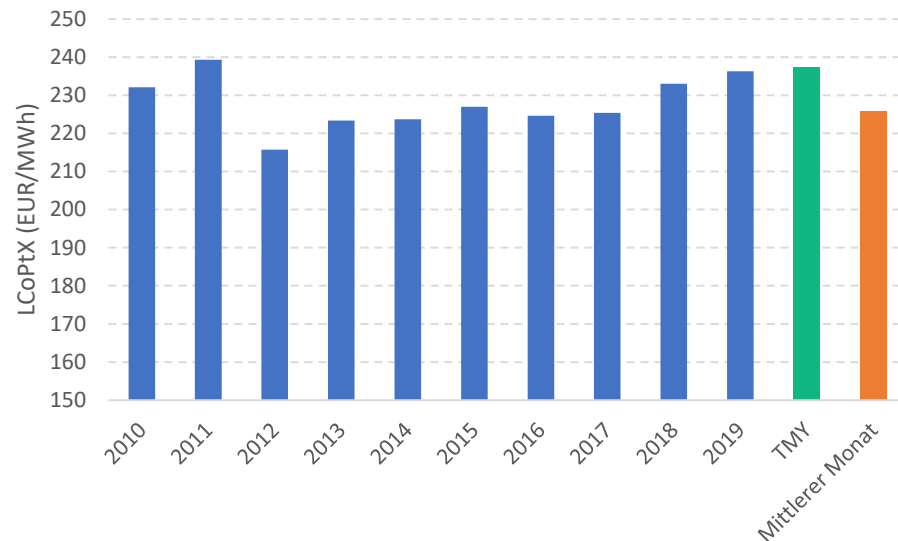
Wind



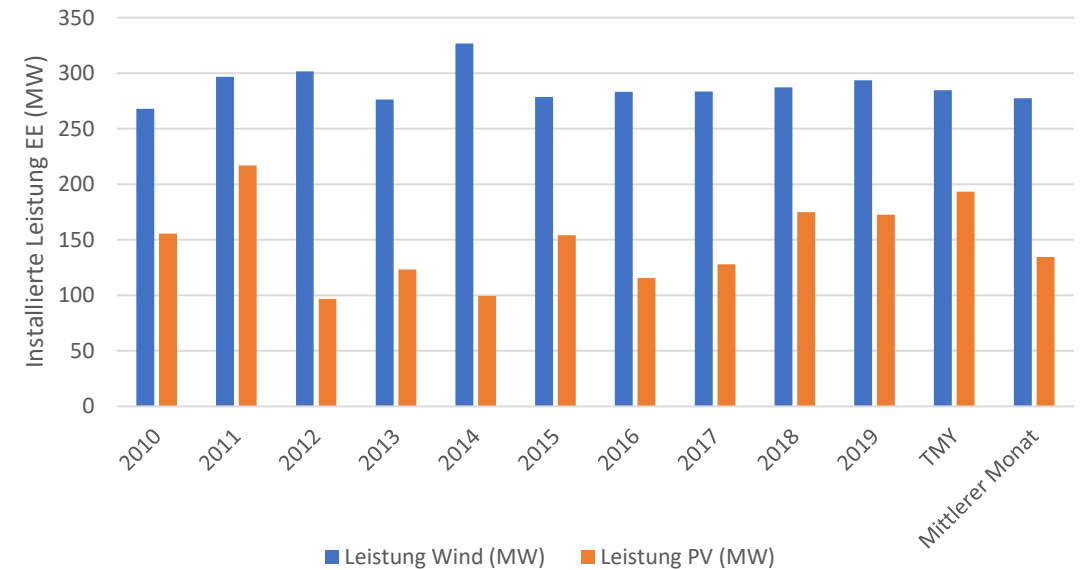
Auswahl Zeitreihen (3)

Beispiel LH₂ Importkosten aus Rio Gr. d. Norte

- Durchschnittliche Abweichung der Methodik „Mittlerer Monat“ zu den einzelnen Jahren: <1 %
- Durchschnittliche Abweichung TMY zu den einzelnen Jahren: ~4 %



- Abweichung der Kapazitäten im Kostenoptimum



- Weitere Informationen & Detail-Ergebnisse -

Methode zur Berechnung der Stromgestehungskosten

LCOE - Levelized Cost of Electricity

The diagram illustrates the LCOE formula with the following components and annotations:

- Investitionskosten der Technologien (real)**: Points to the I_0 term in the numerator.
- Betriebskosten (spezifisch über die Lebensdauer)**: Points to the A_t term in the numerator. It is grouped with **Fixkosten** and **Variable Kosten**.
- Erzeugung (spezifisch über die Lebensdauer)**: Points to the $M_{t,el}$ term in the denominator. It is grouped with **Standort**, **System**, and **Degradation**.
- Discount rate ($WACC_{real}$)**: Points to the $(1+i)^t$ term in both the numerator and denominator. It is grouped with **Land**, **Technologische Risiken**, and **Erwartung der Investoren**.

$$LCOE = \frac{I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{A_t}{(1+i)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{M_{t,el}}{(1+i)^t}}$$

Länderspezifische Annahmen und Parameter für LCOE Berechnung

PV-Freiflächenanlagen und Onshore-Windkraftanlagen

	Brasilien		Saudi-Arabien		Südafrika		Ukraine		ECOWAS	
	PV	Wind	PV	Wind	PV	Wind	PV	Wind	PV	Wind
CAPEX in EUR_{real}/kW	550	1300	550	1400	650	1500	600	1500	700	1600-1700
WACC_{real}	6,5%	7,5%	4,5%	5,5%	6,5%	7,5%	5,5%	6,5%	7,5%	9,5%
OPEX_{fix} in EUR/kW	2% von CAPEX	30	2% von CAPEX	30	2% von CAPEX	30	2% von CAPEX	30	2% von CAPEX	30
OPEX_{var} in EUR/kWh	0	0,015	0	0,015	0	0,015	0	0,015	0	0,015
Lebensdauer in Jahren	30	25	30	25	30	25	30	25	30	25
Jährliche Reduktion des Wirkungsgrad	0,0025	0	0,0025	0	0,0025	0	0,0025	0	0,0025	0

Quelle: IRENA (2020), Steffen B. (2020), Kost et. al (2018) sowie länderspezifischer Studien und Pressemeldungen. Alle Kosten beziehen sich auf die realen Kosten mit 2020 als Basisjahr.

Stromgestehungskosten der einzelnen Standorte

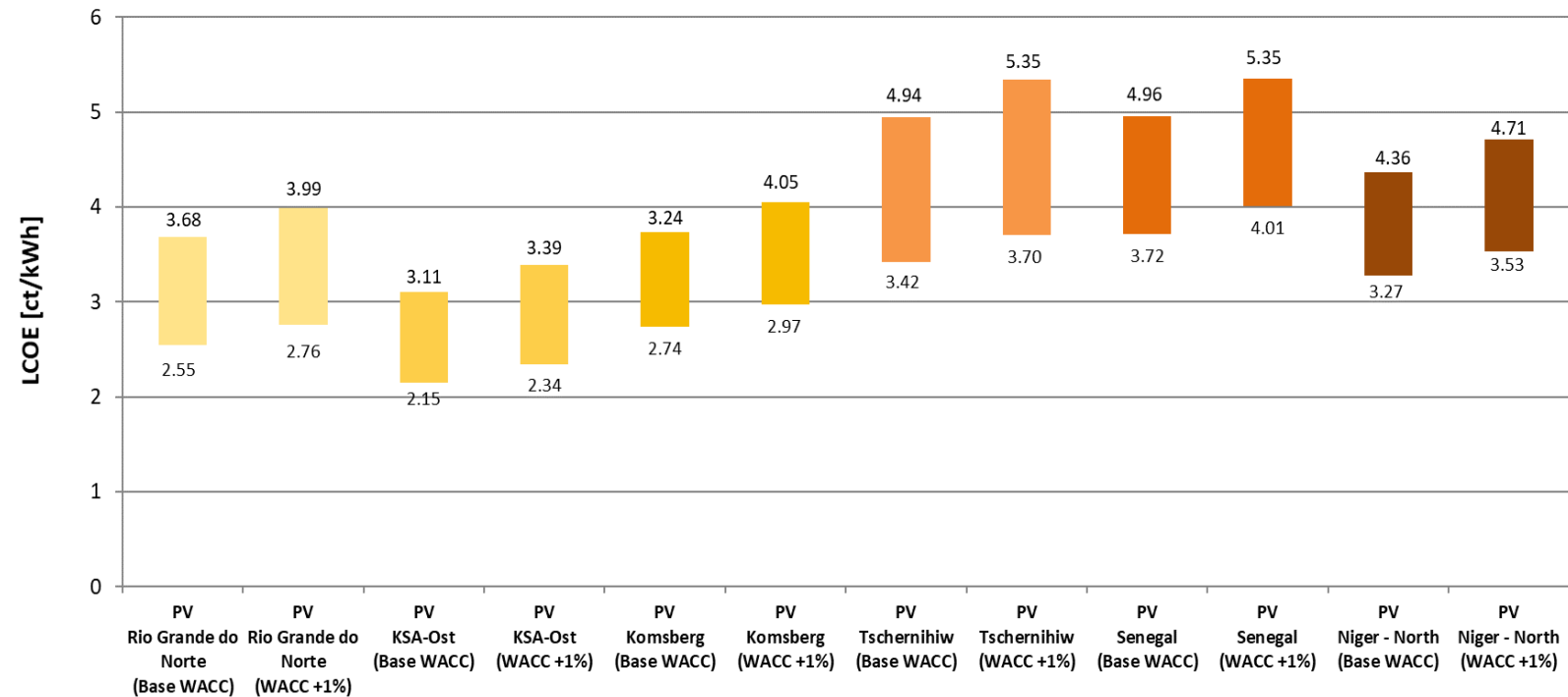
Land	Standort	FLH PV in h (bei optimalen Neigungswinkel)	FLH Wind in h (3 MW Windanlage 105m Nabenhöhe)	LCOE PV in €cent ₂₀₂₀ /kWh	LCOE Wind in €cent ₂₀₂₀ /kWh
Brasilien	RN – Touros	1743	3486	3,11	4,85
	Bahia – Irecê	1883	3101	2,88	5,26
	RS – Rio Grande	1567	2899	3,33	5,52
Saudi-Arabien	Nordwesten – Neom	1936	2207	2,37	6,23
	Nordwesten – Tabuk	1997	2041	2,29	6,61
	Westen	1865	2023	2,47	6,66
	Osten	1743	2242	2,63	6,16
Südafrika	Port Elizabeth	1857	2488	3,46	6,91
	Kombsberg	1980	3153	3,24	5,77
	Uppington – Pofadder	2058	2522	3,12	6,84
Ukraine	Donezk - Switlodarsk	1357	2435	3,88	7,78
	Southern Bug	1427	2137	3,69	8,66
	Chernihiv	1261	2400	4,18	7,87
ECOWAS	Nigeria	1498	1401	5,00	14,3
	Senegal	1725	2251	4,34	9,03

Quelle: Vollaststunden der Standorte auf Basis Reanalysedaten von renewables.ninja (Quelle: Pfenninger et al (2016))

LCOE Sensitivitätsanalyse: PV-Freiflächenanlagen

Ausgewählte Standorte

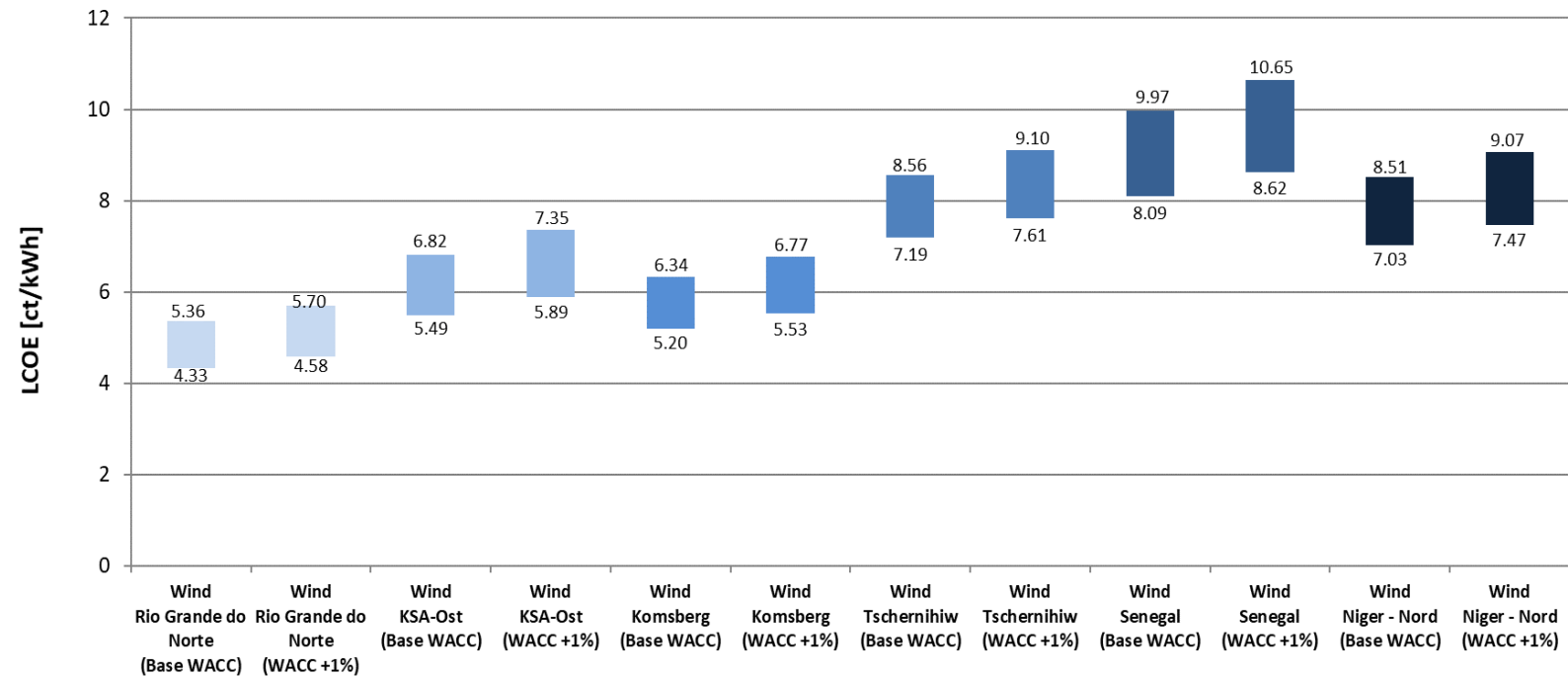
- Die Sensitivitätsanalyse wird für ausgewählte Standorte in den einzelnen Ländern durchgeführt.
- Der CAPEX wird für PV um +/- 100 €/kW variiert. Diese Differenz ergibt die Bandbreite der LCOE-Werte. Alle anderen Parameter bleiben konstant. Der mittlere Punkt der Bandbreite ist die LCOE basierend auf den Basisannahmen in Folie 37
- In den Fällen von "WACC +1 %" werden ähnliche Variationen des CAPEX verwendet, aber der WACC wird um 1 % von der Basis-WACC-Annahme erhöht.



LCOE Sensitivitätsanalyse: Onshore-Windkraftanlagen

Ausgewählte Standorte

- Die Sensitivitätsanalyse wird für ausgewählte Standorte in den einzelnen Ländern durchgeführt.
- Der CAPEX wird für Wind um +/- 200 €/kW variiert. Diese Differenz ergibt die Bandbreite der LCOE-Werte. Alle anderen Parameter bleiben konstant. Der mittlere Punkt der Bandbreite ist die LCOE basierend auf den Basisannahmen in Folie 37
- In den Fällen von "WACC +1 %" werden ähnliche Variationen des CAPEX verwendet, aber der WACC wird um 1 % von der Basis-WACC-Annahme erhöht.



Methodik: Simulation der PtX-Kette

Operation Management : Teillast Synthese/ H₂-Verflüssigung

- Betriebspunkt der Synthese / Verflüssigung abhängig vom Druck (Füllstand) im Zwischenspeicher
 - Hoher Füllstand (> 60 bar):
→ Betrieb bei Nennlast
 - Niedriger Füllstand (< 30 bar):
→ Betrieb bei minimaler Teillast
 - Zwischen beiden Punkten erfolgt eine Interpolation
- Dadurch „sanfte“ Änderung des Betriebspunktes

