

StEAM - Sektortransformation im Energiesystem: Analyse und Modellierung möglicher Wasserstoffstrategien

Abschlussbericht

November 2025

Gefördert durch:



Bundesministerium
für Wirtschaft
und Klimaschutz

aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Autor*innen

**Ruhr-Universität Bochum, Lehrstuhl für Energiesysteme und
Energiewirtschaft**

Universitätsstraße 150, 44801 Bochum, Deutschland

Oliver Linsel, oliver.linsel@ee.rub.de

Valentin Bertsch, valentin.bertsch@ee.rub.de

Konrad Telaar

**Universität Duisburg-Essen, Lehrstuhl für Energiewirtschaft, House of Energy,
Climate and Finance**

Universitätsstraße 12, 45151 Essen, Deutschland

Marco S. Breder,

Cornelia Klüter,

Arnd Hofmann,

Christoph Weber

Danksagung

Die Forschung für diese Studie wurde im Rahmen des Projekts „StEAM“ (Sektortransformation im Energiesystem: Analyse und Modellierung möglicher Wasserstoffstrategien) durchgeführt, das vom Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz unterstützt wird. Förderkennzeichen 03E11043A und 03E11043B.

Unser Dank gilt den Kolleginnen und Kollegen vom Lehrstuhl für Energiesysteme und Energiewirtschaft sowie aus dem House of Energy, Climate and Finance für die Zusammenarbeit im Forschungsprojekt. Ein besonderer Dank gilt auch den ehemaligen Kolleginnen und Kollegen Christopher Jahns, David Huckebrink, Dennis Schneider, Leonie Plaga und Benjamin Böcker für ihre Beiträge und Unterstützung während der Projektarbeit sowie den Entwicklern von Spine und Backbone für die Bereitstellung des Frameworks und die technische Unterstützung.

Abstract

The project "Sector transformation in the Energy system: Analysis and Modelling of possible hydrogen strategies" (StEAM) aims at investigating future global hydrogen production and transport systems under different scenarios. The project addresses the main questions: Where can we produce which quantities of hydrogen at which prices? Where is it needed and how and in which form does it get there? To answer these questions an energy system model is developed that includes investment and dispatch decisions and covers the sectors electricity and hydrogen including sector coupling technologies, pipeline transport and multi-commodity shipping. Furthermore, the model includes additional features and methods to enable more advanced investigations and better insights into the system dynamics of a possible hydrogen economy. The scenarios take into account different CO₂ budgets, electricity and hydrogen demands, as well as technological progress. The results show global capacity expansion for electrolyzer and electricity production technologies, as well as hydrogen production volumes and transport flows. It can be seen, that the majority of hydrogen production is more localized and shows hydrogen flows mostly from neighboring regions to one another via pipelines. In long-term and high demand scenarios shipping transport in the form of ammonia occur more often. The long-term marginal hydrogen production costs may lie at around 92-116 €/MWh (2.75 - 3.5 €/t) in Germany, with a high import share and depending on the dynamics of capacity expansion. Policy implications for Germany include rapid scale-up of renewable and electrolyzer capacities to enable long-term lower marginal costs and therefore improved competitiveness of the domestic market. Additionally, securing sufficient hydrogen supply from partner countries considering strategic independence with a focus on European countries and neighboring regions is crucial to meet future energy demands in Germany.

Kurzfassung

Das Projekt "Sektortransformation im Energiesystem: Analyse und Modellierung möglicher Wasserstoffstrategien" (StEAM) zielt darauf ab, zukünftige globale Wasserstoffproduktions- und Transportsysteme unter verschiedenen Szenarien zu untersuchen. Das Projekt behandelt die Hauptfragen: Wo können wir welche Mengen an Wasserstoff zu welchen Preisen produzieren? Wo wird er benötigt und wie und in welcher Form gelangt er dorthin? Um diese Fragen zu beantworten, wird ein Energiesystemmodell entwickelt, das Investitions- und Dispatch-Entscheidungen umfasst und die Sektoren Strom und Wasserstoff einschließlich Sektorkopplungstechnologien, Pipeline-Transport und Schiffstransport mit verschiedenen Energieträgern abdeckt. Darüber hinaus umfasst das Modell zusätzliche Funktionen und Methoden, um fortgeschrittene Untersuchungen zu ermöglichen und bessere Einblicke in die Systemdynamik einer möglichen Wasserstoffwirtschaft zu gewinnen. Die Szenarien berücksichtigen unterschiedliche CO₂-Budgets, Strom- und Wasserstoffnachfrage sowie technologischen Fortschritt. Die Ergebnisse zeigen die globale Kapazitätserweiterung für Elektrolyseure und Stromerzeugungstechnologien sowie Wasserstoffproduktionsvolumina und Transportströme. Es zeigt sich, dass der Großteil der Wasserstoffproduktion lokal und regional ist und Wasserstoffströme hauptsächlich zwischen benachbarten Regionen über Pipelines stattfinden. In langfristigen und hochnachfrageorientierten Szenarien tritt der Transport per Schiff in Form von Ammoniak häufiger auf. Die langfristigen Grenzkosten der Wasserstoffproduktion können in Deutschland bei etwa 92-116 €/MWh (2,75 - 3,5 €/t) liegen, mit einem hohen Importanteil und abhängig von der Dynamik der Kapazitätserweiterung. Politische Implikationen für Deutschland umfassen die schnelle Ausweitung der Kapazitäten für erneuerbare Energien und Elektrolyseure, um langfristig niedrigere Grenzkosten zu ermöglichen und damit die Wettbewerbsfähigkeit des heimischen Marktes zu verbessern. Zusätzlich ist die Sicherstellung einer ausreichenden Wasserstoffversorgung aus Partnerländern unter Berücksichtigung strategischer Unabhängigkeit mit Fokus auf europäische Länder und benachbarte Regionen entscheidend, um die zukünftigen Energiebedarfe in Deutschland zu decken.

Inhaltsverzeichnis

Abbildungsverzeichnis	III
Tabellenverzeichnis	V
1 Einleitung	2
1.1 Hintergrund	2
1.2 Aktueller Stand der Forschung	3
2 Methoden und Modellierung	7
2.1 Methoden zur Datenerzeugung	7
2.1.1 Nachfrage	8
2.1.2 Elektrizität.	9
2.1.3 Potenziale erneuerbarer Energien	11
2.1.4 CO2-Budgets und Steuern.	13
2.1.5 Wasserstoff Transportsystem	14
2.1.6 Sektorkopplung	16
2.1.7 Gewichtete durchschnittliche Kapitalkosten	16
2.2 Methoden zur Modellierung	19
2.2.1 Szenarien.	20
2.2.2 Aggregation	21
2.2.3 Dekomposition	23
2.2.4 Dynamisch - Rekursive Optimierung	25
2.2.5 Modelling to Generate Alternatives.	26
2.2.6 Renewable Fuels of Non-Biological Origin	28
2.2.7 Zusätzliche Funktionen	28
3 Ergebnisse	32
3.1 Szenarien Ergebnisse.	32
3.2 MGA Ergebnisse.	40

4 Diskussion	44
4.1 Szenarien Diskussion.	44
4.2 Benchmarking	48
4.3 Schlussfolgerungen	51
4.4 Ausblick	53
Literaturverzeichnis.	54
Anhang	61

Abbildungsverzeichnis

Figure 2.1:	Den vollständigen Nachfragedatensatz finden Sie unter https://zenodo.org/records/15639823	9
Figure 2.2:	Repräsentative Nachfrageprofile für Strom und Wasserstoff in Deutschland	9
Figure 2.3:	Globale Verteilung der installierten Kraftwerkskapazitäten 2023	10
Figure 2.4:	Globale installierte Strom-Interkonnektor-Kapazitäten 2023	11
Figure 2.5:	Exemplarische CO ₂ -Reduktionspfade im APS (rot) vs. RES- und HRU-Szenario (blau)	14
Figure 2.6:	Räumlich aggregierte CO ₂ -Reduktionspfade nach Kontinenten	14
Figure 2.7:	Potenzielles Wasserstofftransportsystem	15
Figure 2.8:	Energiesystemkonfiguration	16
Figure 2.9:	Globale durchschnittliche WACC-Verteilung des Jahres 2023	18
Figure 2.10:	Welt mit unterschiedlichen geografischen Auflösungen	23
Figure 2.11:	Südamerika-Teilmenge mit Aggregation	24
Figure 2.12:	Schema der Datenverarbeitung für dynamisch-rekursive Optimierung	27
Figure 2.13:	Prozess der Methode zur Modellierung zur Generierung von Alternativen	27
Figure 2.14:	Energiesystemkonfiguration für erneuerbaren Wasserstoff	29
Figure 2.15:	Energy system configuration including Steam Methane Reforming (SMR)	29
Figure 3.1:	Potenzielles Wasserstofftransportsystem	32
Figure 3.2:	Wasserstofftransportsystem-Geoplot (APS)	33
Figure 3.3:	Kapazitätserweiterung (APS)	34
Figure 3.4:	Wasserstoff langfristige Grenzkosten (APS)	35
Figure 3.5:	Wasserstofftransportsystem (HRU)	37
Figure 3.6:	Kapazitätserweiterung (HRU)	38

Figure 3.7:	Wasserstoff langfristige Grenzkosten (HRU)	39
Figure 3.8:	Wasserstofftransportsystem (RES)	40
Figure 3.9:	Kapazitätserweiterung (RES)	41
Figure 3.10:	Wasserstoff langfristige Grenzkosten (RES)	42
Figure 3.11:	MGA Produktionsvariation mit 1% Kostenpuffer	43
Figure 4.1:	CO ₂ -Emissionenvergleich über alle Kontinente und Szenarien im Jahr 2040	45
Figure 4.2:	Vergleich der langfristigen Grenzkosten für grünen Wasserstoff zwischen Szenarien und Kontinenten im Jahr 2040	48
Figure 4.3:	Vergleich der Wasserstoffnachfrageziele in Deutschland und Modell- szenarien (2030)	49
Figure 4.4:	Vergleich der Wasserstoffnachfrageziele in Deutschland und Modell- szenarien im Laufe der Zeit	50

Tabellenverzeichnis

Table 1.1: Übersicht verschiedener großer Energiesystemmodelle.	5
Table A.1: Liste aller im Modell enthaltenen Länder	66

List of Abbreviations

Abbreviations	Definition
APS	<u>A</u> nnounced <u>P</u> ledges <u>S</u> cenario
BIP	<u>B</u> rutto <u>I</u> nlands <u>P</u> rodukt
CC	<u>C</u> arbon <u>C</u> apturing
DA	<u>D</u> elegated <u>A</u> ct
fom	<u>f</u> ixed operation and <u>m</u> aintenance
GIS	<u>G</u> eographic <u>I</u> nformation <u>S</u> ystems
HRU	<u>H</u> ydrogen <u>R</u> un- <u>U</u> p
MGA	<u>M</u> odelling to <u>G</u> enerate <u>A</u> lternatives
NECP	<u>N</u> ational <u>E</u> nergy and <u>C</u> limate <u>P</u> lan
NHS	<u>N</u> ational <u>H</u> ydrogen <u>S</u> trategy
NZE	<u>N</u> et <u>Z</u> ero <u>E</u> mission
PHS	<u>P</u> umped <u>H</u> ydro <u>S</u> torage
RED	<u>R</u> enewable <u>E</u> nergy <u>D</u> irective
RES	<u>R</u> enewable <u>E</u> xpansion <u>S</u> cenario
RFNBO	<u>R</u> enewable <u>F</u> uel of <u>N</u> on- <u>B</u> iological <u>O</u> rigin
SMR	<u>S</u> team <u>M</u> ethane <u>R</u> eforming
StEAM	<u>S</u> ector <u>T</u> ransformation <u>E</u> nergy System <u>A</u> nalysis <u>M</u> odel
STEPS	<u>S</u> Tated <u>P</u> olicies <u>S</u> cenario
TSA	<u>T</u> ime <u>S</u> eries <u>A</u> ggregation
TSAM	<u>T</u> ime <u>S</u> eries <u>A</u> ggregation <u>M</u> odule
vom	<u>v</u> ariable operation and <u>m</u> aintenance
VRE	<u>V</u> ariable <u>R</u> enewable <u>E</u> nergies
WACC	<u>W</u> eighted <u>A</u> verage <u>C</u> ost of <u>C</u> apital

1. Einleitung

In der Vergangenheit wurden verschiedene Aspekte von Wasserstoff durch eine große Anzahl von Wasserstoffstudien und -projekten umfassend untersucht. Die meisten davon befassen sich mit einzelnen Sektoren, Regionen oder Ländern.

Dieses Projekt zielt darauf ab, die Wasserstoffproduktion und den -transport auf globaler Ebene zu untersuchen. Um dies zu ermöglichen, wird ein neues, frei verfügbares globales sektorenintegriertes Energiesystemmodell entwickelt und angewendet.

1.1 Hintergrund

Spätestens seit der Unterzeichnung des Pariser Abkommens im Jahr 2015 (UNFCCC, 2015) ist der Kampf gegen den Klimawandel ein unumgängliches Thema für Gesellschaften auf der ganzen Welt. Allerdings wird dieser Kampf mit stark variierenden Graden an Konsequenz und Konsistenz verfolgt. In jedem Fall wird die Transformation des Energiesystems eine Schlüsselrolle beim Versuch den Klimawandel zu bekämpfen spielen. Um das wichtigste Treibhausgas CO_2 zu reduzieren, müssen die globalen Energiesysteme auf erneuerbare Energiequellen umgestellt werden. Dies kann entweder durch direkte Elektrifizierung oder durch den Ersatz fossiler Brennstoffe durch erneuerbare Alternativen erreicht werden. Wissenschaftliche Fortschritte und wirtschaftliche Entwicklungen tragen dazu bei, die Trennlinie zwischen den Prozessen, die elektrifiziert werden können und werden, zunehmend herauszubilden. Für einige Prozesse, insbesondere diejenigen, die hohe Temperaturen erfordern oder prozessbedingte Emissionen beinhalten, sind Alternativen zu fossilen Brennstoffen oft Wasserstoff oder Wasserstoffderivate. Wasserstoff kann für die direkte Reduktion von Eisenerz in der Stahlproduktion verwendet werden, fossilen Wasserstoff in chemischen Prozessen ersetzen oder als Brennstoff für Hochtemperaturprozesse wie in der Glas- und Zementindustrie dienen.

Ziel dieses Projektes ist es, ein mögliches zukünftiges globales Wasserstoffproduktions- und Transportsystem zu untersuchen, um die Fragen zu beantworten: Wo können wir welche Mengen an Wasserstoff zu welchen Preisen produzieren? Wo wird er benötigt und wie und in welcher Form gelangt er dorthin? Um diese Fragen beantworten zu können, wird ein globales Energiesystemmodell entwickelt, das die Sektoren Strom und Wasserstoff miteinander koppelt. Mit Hilfe dieses Modells soll die nationale Wasserstoffstrategie Deutschlands im internationalen Kontext unter Verwendung konsistenter Zukunftsszenarien bewertet werden.

Die relevanten Ergebnisse der Studie für politische Entscheidungsträger sind die Identifizierung potenzieller Wasserstoff-Exportregionen und die Prognose der benötigten Ausweitung erneuerbarer Energien. Dies kann dann genutzt werden, um einerseits Wasserstoffpartnerschaften einzuleiten und zu intensivieren und andererseits Fragen der strategischen Autonomie und Diversifizierung der Importströme zu untersuchen.

Aus wissenschaftlicher und technologischer Sicht stellt das entwickelte Modell den Stromsektor sowie den Wasserstoffsektor auf globaler Ebene dar, einschließlich des Transportsektors. Um die Bewertung und Bestimmung optimaler wasserstoffbasierter Transformationsstrategien für das Energiesystem zu ermöglichen, wird das Modell als Energiesystemoptimierungsmodell aufgebaut, das die Minimierung der Gesamtkosten als Zielfunktion verwendet. Das verwendete Modellframework ist das Backbone Open-Source-Modellframework, welches flexibel verschiedene Energiesektoren und Umwandlungsprozesse darstellen kann (Helistö et al., 2019). Durch die Kombination des Frameworks mit den Modellinformationen werden Optimierungsprobleme generiert und effizient gelöst, wodurch detaillierte Analysen von Teilsystemen möglich werden. Für diese detaillierten Analysen werden mehrere Methoden und Funktionen eingesetzt. Neben der Optimierung selbst werden eine Szenarioanalyse und ein Modelling to generate alternatives (MGA)-Ansatz durchgeführt, um verschiedene Wasserstofftransformationspfade zu erkunden.

Am Ende des Forschungsprojekts wurde das entwickelte Modell einschließlich der Datensätze und Tools open source veröffentlicht, um der Forschungsgemeinschaft und Unternehmen zu ermöglichen, selbstständig Trade-offs und verschiedene Regionen zu untersuchen.

Begleitend zum Projekt war eine Gruppe von Stakeholdern aus verschiedenen Unternehmen und Behörden entlang der gesamten Wasserstoff-Wertschöpfungskette eingebunden und wurde regelmäßig über den aktuellen Stand und die Ergebnisse informiert, wodurch die Relevanz und praktische Anwendbarkeit des Modells sichergestellt wurde.

1.2 Aktueller Stand der Forschung

Derzeit gibt es bereits viele Energiesystemmodelle, die jeweils ihren eigenen Umfang haben. Einige Modelle verwenden vorab berechnete Gestehungskosten und vergleichen daher nur statisches oder teilweise durchschnittliches Verhalten verschiedener Technologien. Dies gilt für ERIKSSON (Moritz et al., 2025) oder den PtX Atlas (Pfennig et al., 2022). Dieser

Ansatz ermöglicht höhere geografische Auflösungen und detailliertere Infrastrukturplanung, insbesondere bei begrenzten Rechenkapazitäten. Dennoch hat dieser Ansatz Nachteile, da dynamisches Systemverhalten nicht berücksichtigt werden kann. Dies hat Nachteile für das Speicherverhalten, die Berechnung der Grenzkosten und die Untersuchung notwendiger Systemflexibilitäten. Daher umfasst das in diesem Projekt entwickelte Modell dynamische Zeitreihen. Andere Modelle wie agentenbasierte Modelle oder Simulationsmodelle konzentrieren sich in der Regel auf andere Aspekte der Energiesystemforschung und werden daher nicht als Vergleich für dieses Modell berücksichtigt. Die hier betrachteten Modelle sind alle Energiesystemoptimierungsmodelle, die in gewissem Maße die Kostenminimierung als Zielfunktion in den Mittelpunkt stellen (siehe Tabelle 1.1).

Ein weiterer Unterschied zwischen den Modellen ist der geografische Umfang. Es gibt viele Modelle, die sich auf einzelne Länder oder Regionen wie FINE (Welder et al., 2018) konzentrieren. Andere Modelle umfassen mehrere Länder oder Bündnisse wie die Europäische Union, z.B. Balmorel, PyPSA-Eur-Sec oder TEMOA (Wiese et al., 2018; Hörsch et al., 2018; Lerede et al., 2024). Nur sehr wenige Modelle wie PLEXOS, das Global Gas Model oder PyPSA-Earth umfassen die ganze Welt (Brinkerink et al., 2018; Egging et al., 2019; Parzen et al., 2023). Der Umfang dieses Projekts besteht darin, ein globales Energiesystemmodell zu erstellen.

Zusätzlich zum geografischen Umfang variieren die modellierten Energieträger und ob die verschiedenen Energieträger und Sektoren miteinander gekoppelt bzw. integriert sind. Modelle mit einem begrenzten geografischen Umfang wie PyPSA-Eur-Sec, TEMOA und Balmorel umfassen in der Regel auch die Sektorkopplung zwischen einzelnen Sektoren, modellieren jedoch nicht umfassend das globale Wasserstoffsystem (Schafer et al., 2000; Komiyama et al., 2014). Die anderen globalen Modelle decken keine Sektorenintegration ab. PLEXOS deckt Strom ab, während das Global Gas Model nur die Gasinfrastruktur abdeckt. PyPSA-Earth arbeitet derzeit an der Erweiterung seines Datensatzes. Ein weiterer Aspekt, in dem sich die StEAM- und PyPSA-Modelle im Vergleich zu PLEXOS abheben, ist die Tatsache, dass diese Modelle Open-Source und frei verfügbar sind.

Da die öffentlich verfügbaren Modelle begrenzt sind, sind auch die Studien entsprechend begrenzt. Viele Studien konzentrieren sich auf einzelne Sektoren, Transportsysteme oder Infrastruktur oder begrenzte geografische Umfänge. Die Studie „European Hydrogen Backbone“ konzentriert sich auf die europäische Gasinfrastruktur, bietet aber keine globale Perspektive (van Rossum et al., 2022).

	StEAM	PLEXOS	PyPSAEarth	PyPSA-Eur-Sec	Balmorel	FINE	TEMOA
Systemumfang	Multi-Energie	Multi-Energie	Multi-Energie	Multi-Energie	Multi-Energie	Multi-Energie	Multi-Energie
Geografischer Umfang	Global	Global	Global	Europa	Europa	Deutschland	Europa
Geografische Auflösung	Land	Land	Sub-Land	Sub-Land	Sub-Land	Sub-Land	Land
Sektoren	Strom, Wasserstoff, Offen	Strom, Gas	Strom, Wasserstoff, Wärme, Mobilität, Industrie	Strom, Wasserstoff, Wärme, Mobilität, Industrie	Strom, Wasserstoff, Offen	Strom, Wasserstoff	Strom, Endenergiebedarf
Open Source	Ja	Nein	Ja	Ja	Ja	Ja	Ja

Table 1.1: Übersicht verschiedener großer Energiesystemmodelle.

Andere Studien (Ram et al., 2020) analysieren synthetische Kraftstoffe, schließen jedoch keine Pipeline-Infrastrukturen und deren Auswirkungen auf die Transportkosten explizit ein.

Darüber hinaus stützen sich viele Studien, insbesondere von Behörden, Beratungsunternehmen und Instituten mit Nähe zu Unternehmen, auf proprietäre Modelle wie PLEXOS und sind nicht vollständig transparent über ihre Basisdaten, Methoden und Annahmen (IEA, 2022). Ergebnisse aus Energiesystemmodellen sind hochgradig empfindlich gegenüber Eingangsdaten (Egli et al., 2019; Bogdanov et al., 2019) und es besteht ein Bedarf an Transparenz und Methoden zur Bewältigung von Unsicherheiten und zur Generierung alternativer Lösungen.

Zusätzlich neigen globale Energiesystemstudien dazu, eine bilaterale Perspektive einzunehmen und Importe aus bestimmten Partnerländern zu untersuchen. Manchmal konzentrieren sie sich sogar nur auf einige der größten Volkswirtschaften der Welt, indem sie die übrigen Länder als “Rest der Welt” zusammenfassen. Dadurch werden nicht nur große Teile der Weltwirtschaft und -bevölkerung übersehen, sondern es entsteht auch ein Bias in Bezug auf wissenschaftliche Erkenntnisse und damit auf die Perspektive. Daher ist es notwendig, die Grundlage für einen umfassenden und kohärenten globalen Datensatz auf Ebene der einzelnen Länder zu schaffen, um detailliertere Untersuchungen auch oft unterrepräsentierter Regionen zu ermöglichen. Anschließend können auch die Komplexität benachbarter Energiesysteme und internationale Handelsdynamiken detailliert berücksichtigt werden.

Zusammenfassend ist ein frei verfügbares dynamisches globales sektorenintegriertes Energiesystemoptimierungsmodell erforderlich, das transparent einen umfassenden und kohärenten globalen Datensatz nutzt, um globale Wasserstoffproduktions- und -transportbeziehungen für zukünftige Jahre zu untersuchen. Daher wird im Folgenden die Einrichtung und Zusammensetzung dieses Modells erklärt. Nach der Erklärung der

Modellierung wird das Modell auf die definierten Szenarien angewendet und die Ergebnisse der Optimierung werden präsentiert, analysiert und diskutiert. Anschließend werden aus der Diskussion Schlussfolgerungen gezogen und mit den ursprünglichen Forschungsfragen synthetisiert. Schließlich werden die Grenzen diskutiert, um einen Ausblick auf potenzielle Forschungslücken für zukünftige Forschung und Entwicklung zu geben.

2. Methoden und Modellierung

Im folgenden Abschnitt werden die Methoden und Datenquellen für die verschiedenen Komponenten des Modells erklärt. Einerseits wird die Einrichtung der Datensätze vorgestellt, einschließlich der Datenquellen, der Methoden zur Erstellung und Vorbereitung der Datensätze sowie der Konfiguration des Energiesystems. Andererseits werden die Methoden zur Erleichterung, Modifikation und Verbesserung der Modellierung erklärt. Dies umfasst Grundlagen für die Modellierung, sowie fortgeschrittene Modellierungsmethoden und Funktionen.

2.1 Methoden zur Datenerzeugung

Um einen Energiefluss zu induzieren, muss zunächst eine Nachfrage definiert werden. Daher werden zunächst die Strom- und Wasserstoffnachfragen für das Modell abgeleitet. Darauf folgt die Festlegung der Grundlagen für das Stromsystem, einschließlich des Kraftwerksparks und des Übertragungsnetzes. Die variablen erneuerbaren Kraftwerke werden dann einzeln diskutiert, da neben den allgemeinen technisch-wirtschaftlichen Daten auch Kapazitätspotenziale und die jeweiligen Profile bestimmt werden müssen. Um die Einhaltung der Dekarbonisierungswege sicherzustellen, werden CO₂-Emissionsbudgets und -bepreisung definiert. Parallel zum Stromsystem kann das Wasserstofftransportsystem definiert und unter Verwendung der Sektorkopplung mit ersterem verbunden werden. Dieser Grundaufbau wird dann durch einen differenzierten Datensatz für gewichtete durchschnittliche Kapitalkosten ergänzt.

1. Bedarfe
 - (a) Strombedarfe
 - (b) Wasserstoffbedarfe
2. Strom
 - (a) Kraftwerke
 - (b) Übertragungsnetze
3. Potenziale für variable erneuerbare Energien
 - (a) Kapazitätspotenziale
 - (b) Profile erneuerbarer Energien

4. CO₂-Budgets and taxes
 - (a) Aktuelle CO₂-Emissionen und Dekarbonisierungswege
 - (b) CO₂-pricing
5. Wasserstofftransportsystem
6. Sektorkopplung
7. Gewichtete durchschnittliche Kapitalkosten

2.1.1 Nachfrage

Die Nachfragen werden exogen vorgegeben und basieren auf dem World Energy Outlook 2022 (IEA, 2022). Hier können die Wasserstoffnachfragen und Stromnachfragen aus den verschiedenen Szenarien Stated Policies Scenario (STEPS), Net Zero Emission (NZE) und Announced Pledges Scenario (APS) entnommen werden. Diese Szenarien aus dem World Energy Outlook werden, wie in Kapitel ?? erläutert den Szenarien dieser Studie zugeordnet. Die Stromnachfrage umfasst alle direkten Stromnachfragen sowie diejenigen für die Elektrifizierung des Industrie-, Mobilitäts- und Wärmesektors gemäß jedem Szenario und für jedes Land. In der Quelle enthält die Gesamtstromnachfrage bereits die Stromnachfrage für die Wasserstoffproduktion. Daher wird die entsprechende Stromnachfrage zur Deckung der Wasserstoffnachfrage von der Gesamtstromnachfrage abgezogen. Die Quelle stellt keine Daten für jedes Land der Welt bereit. Manchmal werden einzelne Länder bereitgestellt, manchmal werden Regionen aggregiert. Um individuelle Wasserstoffnachfragen für alle Länder ableiten zu können, werden die Nachfragen durch zusätzliche Literatur (WEC, 2020; Statista, 2022; Hydrogen Europe, 2022; Hydrogen Council, 2022; WEC, 2022) ergänzt und die verbleibenden Datenlücken werden durch Skalierung auf den Anteil des Bruttoinlandsprodukt (BIP) gefüllt. Die resultierenden Nachfragen sind in Abbildung 2.1 dargestellt.

Die Stromlastprofile aus PLEXOS (Brinkerink et al., 2021) werden verwendet und neu skaliert, um die festgelegten Gesamtnachfragen zu erfüllen. Die Wasserstofflastprofile werden als konstante Profile angenommen. Untersuchungen zeigen, dass dies eine angemessene Annahme ist, mit Ausnahme einiger Transportanwendungen, da die Hauptanwendungen in der Stahlindustrie, der chemischen Industrie und der Schwerindustrie mit fast ausschließlich kontinuierlicher Produktion liegen. Ein repräsentatives Lastprofil für beide Energieträger in Deutschland im Jahr 2040 (APS) ist in Abbildung 2.2 dargestellt.

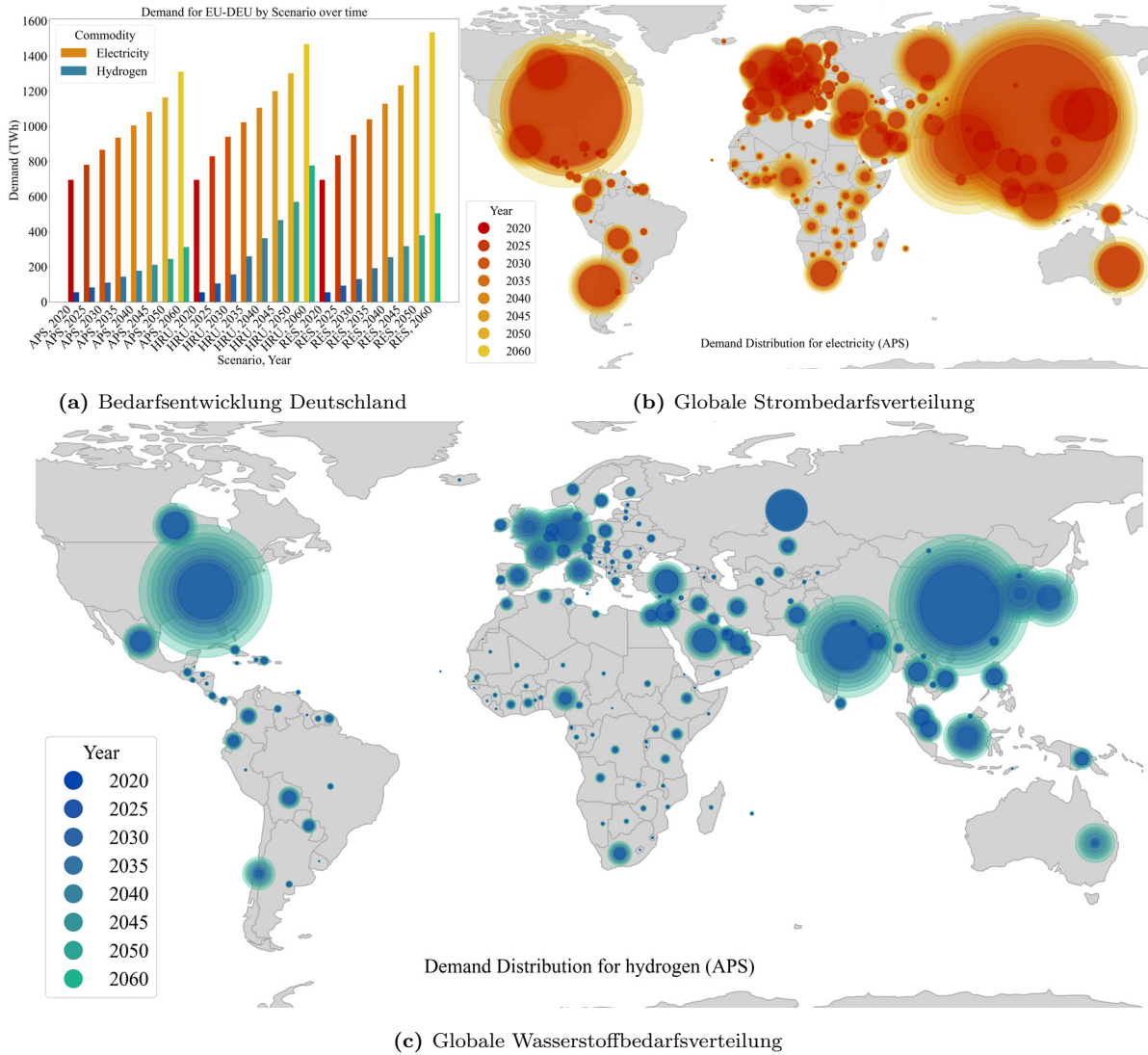


Figure 2.1: Den vollständigen Nachfragedatensatz finden Sie unter <https://zenodo.org/records/15639823>

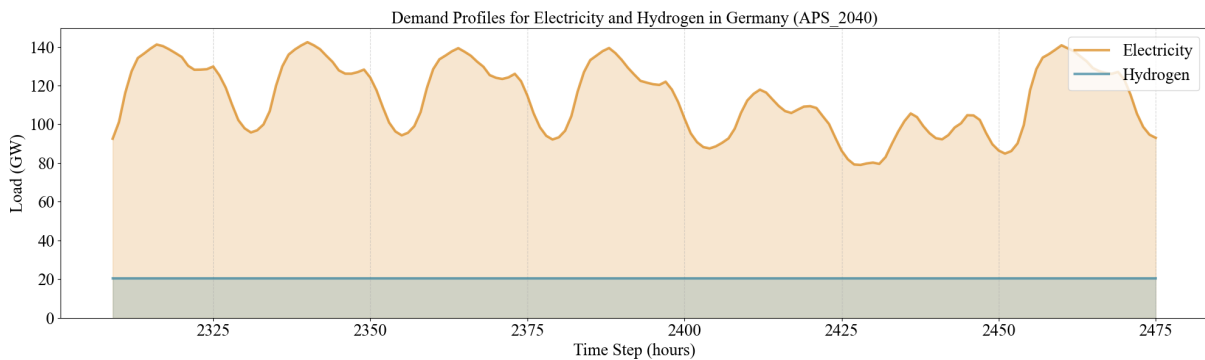


Figure 2.2: Repräsentative Nachfrageprofile für Strom und Wasserstoff in Deutschland

2.1.2 Elektrizität

Das Stromsystem setzt sich aus dem nationalen Kraftwerkspark in jedem Land und den grenzüberschreitenden Übertragungsleitungen dazwischen zusammen. Nationale

Stromsysteme werden als Kupferplatten mit einzelnen Knoten modelliert, die nationale Stromnetze darstellen, in denen Stromerzeugung und -nachfrage unabhängig von Übertragungsbeschränkungen ausgeglichen werden. Jedes Element hat technisch-wirtschaftliche Parameter wie mögliche bestehende Kapazitäten, Wirkungsgrade, Hochlaufzeiten, Lebensdauer, Brennstoffkosten, Investitionskosten, fixed operation and maintenance (fom) und variable operation and maintenance (vom)-Kosten. Zusätzlich werden die Weighted Average Cost of Capital (WACC) (siehe Kapitel 2.1.7) und die Arbeitskosten zwischen verschiedenen Regionen und Technologien variiert (ILOSTAT, 2023; Schröder, 2019; Salary-Explorer, 2023). Die bestehenden Kraftwerkskapazitäten wurden mit Hilfe von IRENA (IRENA, 2023), Global Energy Monitor (GEM, 2024), Entso-E (Entso-E, 2024), Electricity Maps (Corradi, 2016) auf das Jahr 2023 aktualisiert und in Abbildung 2.3 dargestellt, die den Anteil jeder Technologie sowie die gesamte installierte Kapazität zeigt. Die in dieser Studie verwendeten Daten können auf Zenodo gefunden werden¹.

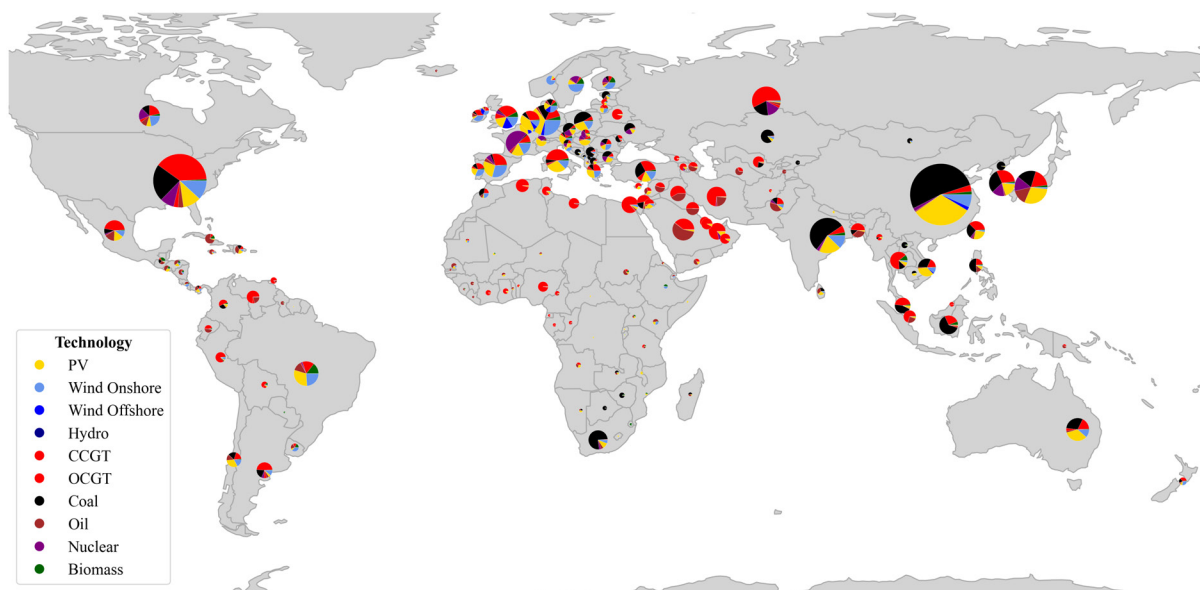


Figure 2.3: Globale Verteilung der installierten Kraftwerkskapazitäten 2023

Die bestehenden Interkonnektor-Kapazitäten basieren auf Brinkerink et al. (2021) und wurden teilweise durch entsoe.eu (Entso-E, 2024) und electricitymaps (Corradi, 2016) aktualisiert. Der Basisdatensatz für die installierten Übertragungsleitungen ist in Abbildung 2.4 dargestellt.

Die im Modell verfügbaren Stromspeicher sind Pumped Hydro Storage (PHS)- und Batteriespeicher. PHS sind derzeit als installierte Kapazität implementiert, die aus

¹ Dieser Datensatz kann unter <https://zenodo.org/records/15639823> gefunden werden.

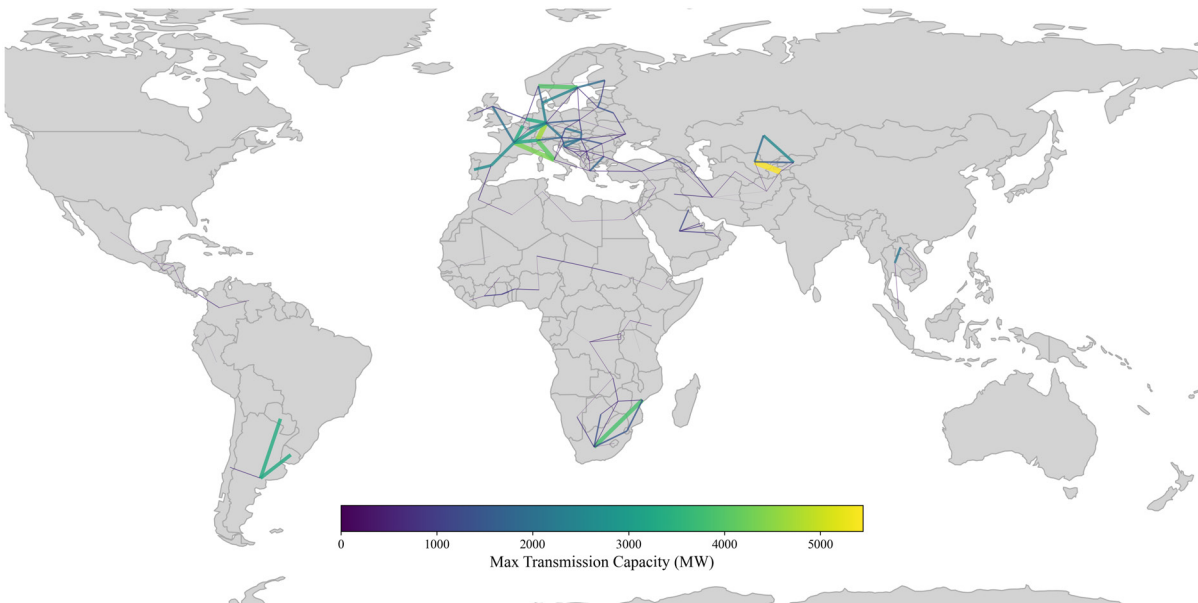


Figure 2.4: Globale installierte Strom-Interkonnektor-Kapazitäten 2023

Brinkerink et al. (2021) abgeleitet wird, ohne die Möglichkeit, in zusätzliche Kapazitäten zu investieren. Batteriespeicher hingegen sind als investierbare Einheiten implementiert, wodurch die Erweiterung der Stromspeicherung ermöglicht wird. Wasserstoffspeicher werden in Kapitel 2.1.5 weiter beschrieben.

2.1.3 Potenziale erneuerbarer Energien

Um realistische Ausbaupfade für erneuerbare Energien innerhalb von Dekarbonisierungsszenarien zu schätzen, ist es notwendig, Beschränkungen einzuführen, die physische und geografische Bedingungen widerspiegeln. Dies ist sowohl für die Deckung des zukünftigen Strom- und Wasserstoffbedarfs als auch für die Identifizierung potenzieller Exportkapazitäten auf einem globalen Wasserstoffmarkt relevant.

Zu diesem Zweck wurde eine GIS-basierte Analyse in Kombination mit der Erstellung von Produktionsprofilen für erneuerbare Energien, die aus Klimadatenprojektionen abgeleitet wurden, durchgeführt. Dieser Ansatz ermöglicht die Identifizierung von Regionen mit sowohl hoher Flächenverfügbarkeit als auch günstigen Bedingungen für die Erzeugung erneuerbarer Energien. In beiden Fällen wurde eine globale räumliche Auflösung von $100 \text{ km} \times 100 \text{ km}$ angewendet. Das Jahr 2050 wurde als Zieljahr für die Klimaprojektionen festgelegt.

Um Gebiete zu identifizieren, die für die Produktion von grünem Wasserstoff geeignet sind, wurde eine Flächenanalyse durchgeführt. Berücksichtigte erneuerbare Energiequellen

sind Onshore- und Offshore-Windenergie sowie großtechnische PV-Anlagen. Basierend auf (World Bank, 2020; World Bank, 2019; Bosch et al., 2017) wurden geeignete Flächen für jede Technologie identifiziert, indem Ausschlusskriterien wie urbanisierte Regionen, Schutzgebiete, Ackerland und komplexes Gelände angewendet wurden. Darüber hinaus werden Gebiete mit hoher Wasserknappheit als ungeeignet für die Produktion von grünem Wasserstoff angesehen (Hofste et al., 2019). Für jedes räumliche Kästchen wird die verfügbare Fläche für die jeweilige Technologie bestimmt und mit einer Leistungsdichte multipliziert, um eine Obergrenze für die maximale installierbare Kapazität in dieser Zelle zuzuweisen.

Da das Energiesystemmodell die kostengünstigste Zusammensetzung finden muss, neigen die Ergebnisse dazu, installierte Kapazitäten in einzelnen Ländern zu konzentrieren, da zunächst die besten möglichen Standorte für Variable Renewable Energies (VRE) genutzt werden. Um dies zu berücksichtigen, wurden zwei zusätzliche Optionen geschaffen, um die Auswirkungen der Begrenzung der maximalen installierbaren Kapazitäten für VRE zu bewerten. Dies wird erreicht, indem das maximale installierbare Potenzial, das aus der vorgenannten geographic information systems (GIS)-Analyse pro Land abgeleitet wird, mit einer logistischen Extrapolation des historischen VRE-Ausbaus kombiniert wird. Es stehen drei mögliche Modelloptionen zur Verfügung. Die Option “Base_case” stellt erneut das Modell ohne jegliche Beschränkung dar, die Option “Cap_lim” verwendet die logistische Beschränkung und die Option “Kickstart” wendet eine logistische Beschränkung mit erhöhter Ausbaurrate für Länder mit historisch geringerer Ausbaurrate an. Diese Option wird in Linsel et al. (2025) ausführlich erläutert.

Die Zeitreihen der Kapazitätsfaktoren für erneuerbare Energien basieren auf Klimaprojektionen des Coupled Model Intercomparison Project (CMIP5). Für diese Studie wird das Representative Concentration Pathway (RCP) 2.6-Szenario für das Jahr 2050 verwendet, das Variablen wie Windgeschwindigkeit, Sonnenstrahlung und Temperatur bereitstellt. Um die erforderliche räumliche Auflösung zu erhalten, werden die Projektionen im Rahmen des Coordinated Regional Climate Downscaling Experiment (CORDEX) dynamisch herunterskaliert. In einem anschließenden Schritt wandelt das Python-basierte Tool Cd2es die Klimadaten in stündliche Kapazitätsfaktor-Zeitserien für Wind- (Onshore und Offshore) und photovoltaische (PV) Technologien um. Die Windgeschwindigkeit wird unter Verwendung standardisierter Turbinen-Leistungskurven für eine gegebene Nabenhöhe in Kapazitätsfaktoren umgewandelt. Bei PV werden lokale Temperaturvariationen verwendet,

um die PV-Zellentemperatur zu berechnen und dadurch den Wirkungsgrad der Umwandlung anzupassen. Schließlich wird eine Bias-Anpassung durchgeführt, indem die simulierten Zeitreihen mit historischen ERA5-Reanalysedaten abgeglichen werden. Dieser Ansatz wird in (Plaga and Bertsch, 2023; Plaga and Bertsch, 2025) ausführlich beschrieben.

2.1.4 CO₂-Budgets und Steuern

Länderspezifische CO₂-Emissionen und Reduktionspfade werden als exogene Parameter in das Modell integriert und prägen sowohl den Zeitpunkt der Kohlenstoffneutralität als auch das Tempo der Dekarbonisierung. Eine zentrale Herausforderung bei der Definition dieser nationalen Reduktionspfade liegt in der Heterogenität der Länder selbst, hinsichtlich der Bevölkerungsgröße, der aktuellen Emissionen und des BIP. Diese Heterogenität macht es unpraktisch, konsistente länderübergreifende Pfade allein auf der Grundlage eines einzigen Basisjahres und einer einheitlichen Änderungsrate abzuleiten. Während dieser Ansatz für einige Länder als vernünftig erschien, führte er in anderen zu Kohlenstoffneutralitätsjahren, die als viel zu früh oder viel zu spät angesehen wurden.

Daher wurde neben einem Basisjahr für jedes Land ein Zieljahr für die Kohlenstoffneutralität festgelegt. Für Länder, die Klimaziele in den NECPs veröffentlicht haben, wurde das jeweilige Zieljahr festgelegt. Dieser Ansatz ermöglicht die Konstruktion von szenariospezifischen Pfaden über Länder hinweg, die die individuellen Dekarbonisierungsgeschwindigkeiten jedes Landes in Übereinstimmung mit ihren erklärten Zielen widerspiegeln.

Das Jahr 2020 wurde als Basisjahr für alle Entwicklungswege gewählt. Zwei zentrale Aspekte müssen bei der spezifischen Gestaltung der Emissionsreduktionspfade berücksichtigt werden. Erstens stellt das Modell hauptsächlich den Energiesektor dar. Daher wird, basierend auf (Crippa et al., 2023) und (Wolfsteiner and Wittmann, 2024), der Anteil des Stromsektors an den gesamten Treibhausgasemissionen berechnet und als Ausgangspunkt verwendet. Zweitens wird angenommen, dass der Stromsektor, als Grundlage für die Dekarbonisierung anderer Energiesektoren, früher eine vollständige Dekarbonisierung erreichen muss. Folglich wurde das Zieljahr für alle Länder um fünf Jahre vorgezogen. Darüber hinaus entsprechen die vordefinierten Reduktionspfade dem spezifischen Anteil des Stromsektors an der Gesamtwirtschaft jedes Landes, und dieser Anteil bleibt über den Modellierungszeitraum hinweg konstant.

Zweitens wurden szenariospezifische Emissionsreduktionspfade definiert, um eine klare Unterscheidung zwischen dem Announced Pledges Scenario (APS) und den ambition-

ierteren Hydrogen Run-Up (Hydrogen Run-Up (HRU)) und Renewable-Electrification Scenario (Renewable Expansion Scenario (RES)) zu gewährleisten, wie in Abschnitt 2.2.1 beschrieben. Im APS-Szenario wurde ein linearer Reduktionspfad verwendet, um eine einfache Darstellung zu gewährleisten. Im Gegensatz dazu wurde für die HRU- und RES-Szenarien eine stückweise kubische Polynominterpolation angewendet und gemäß den jeweiligen Basis- und Zieljahren parametrisiert. Exemplarische Verläufe dieser Reduktionspfade werden für Deutschland und China in den Abbildungen 2.5a und 2.5 dargestellt. Abbildung 2.6 zeigt die länderspezifischen Reduktionspfade, aggregiert auf kontinentaler Ebene.

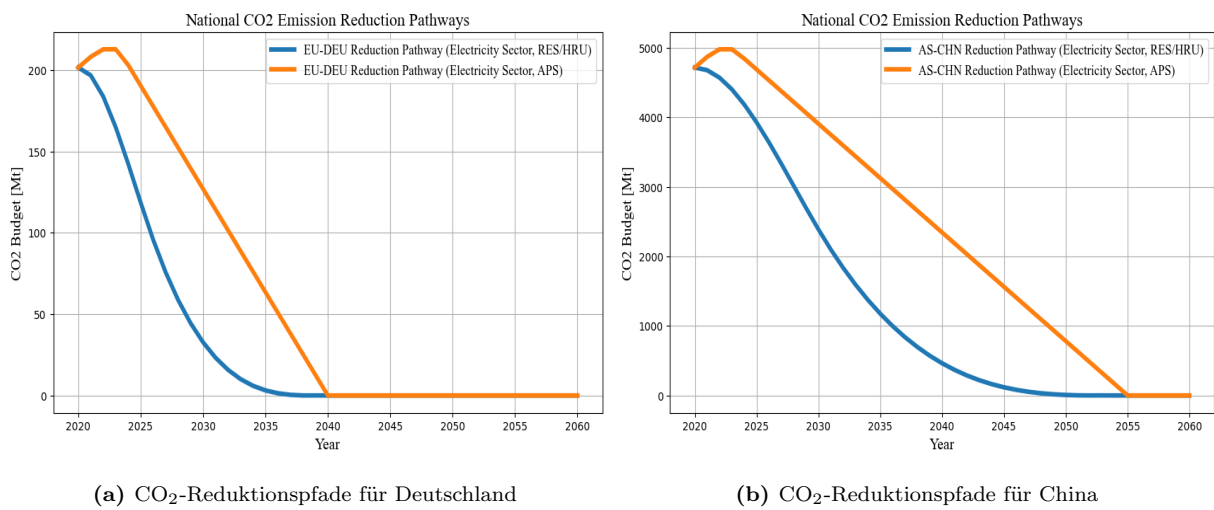


Figure 2.5: Exemplarische CO₂-Reduktionspfade im APS (rot) vs. RES- und HRU-Szenario (blau)

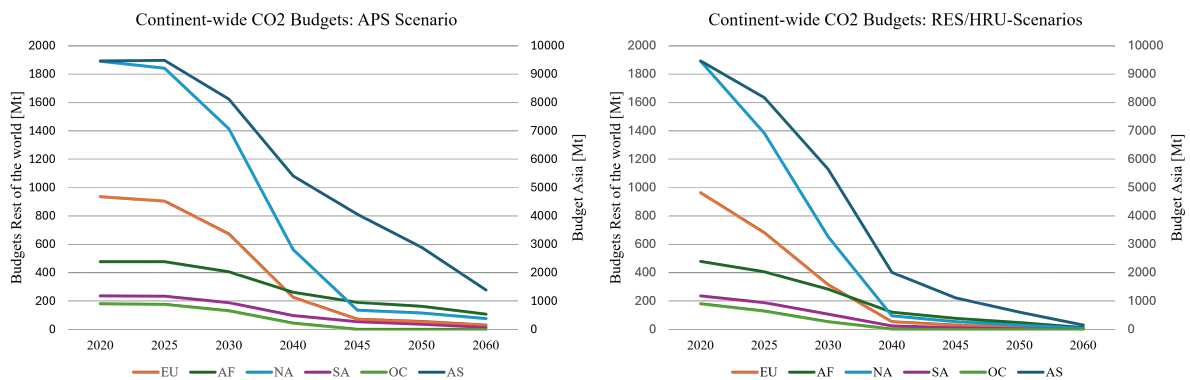


Figure 2.6: Räumlich aggregierte CO₂-Reduktionspfade nach Kontinenten

2.1.5 Wasserstoff Transportsystem

Das Wasserstofftransportsystem verwendet die gegebenen Knoten und verbindet sie über Pipeline- und Schiffsverbindungen. Die Pipelines werden durch Delaunay-Triangulation bes-

timmt, um ein potenzielles Netzwerk zwischen allen Knoten zu erstellen. Diese Verbindungen werden dann neu bewertet, um unrealistisch lange Verbindungen oder Verbindungen, die zu tiefe Gewässer überqueren, zu entfernen. Die Länge dieser Pipelines wird mit einem Verlängerungsfaktor von 1,3 multipliziert, der durch die Auswertung bestehender Pipelines bestimmt wurde, um zu berücksichtigen, dass in der realen Welt die Topologie keine perfekt linearen Verbindungen zulässt. Für die Schiffsverbindungen werden dedizierte Terminals vordefiniert und mit den jeweiligen Länder-Knoten verbunden. Von diesen Terminals aus werden die Schiffsrouten definiert, um jedes Terminal mit jedem anderen Terminal verbinden zu können. Da dies eine quadratische Beziehung ist, ist die Anzahl der verfügbaren Terminals in diesem Datensatz begrenzt, um die Anzahl der Variablen und damit die Rechenintensität zu reduzieren. Der Terminal-Datensatz enthält auch verschiedene Transportgüter wie flüssigen Wasserstoff, Ammoniak und Methanol.

Die Datensätze für die Knoten und Terminals können bei Bedarf leicht erweitert werden. Die umfangreiche und detaillierte Dokumentation des Transportsystems ist in (Linsel and Bertsch, 2024) veröffentlicht. Das potenzielle Wasserstofftransportsystem einschließlich aller Länder-Knoten und Terminals ist in Abbildung 2.7 dargestellt.

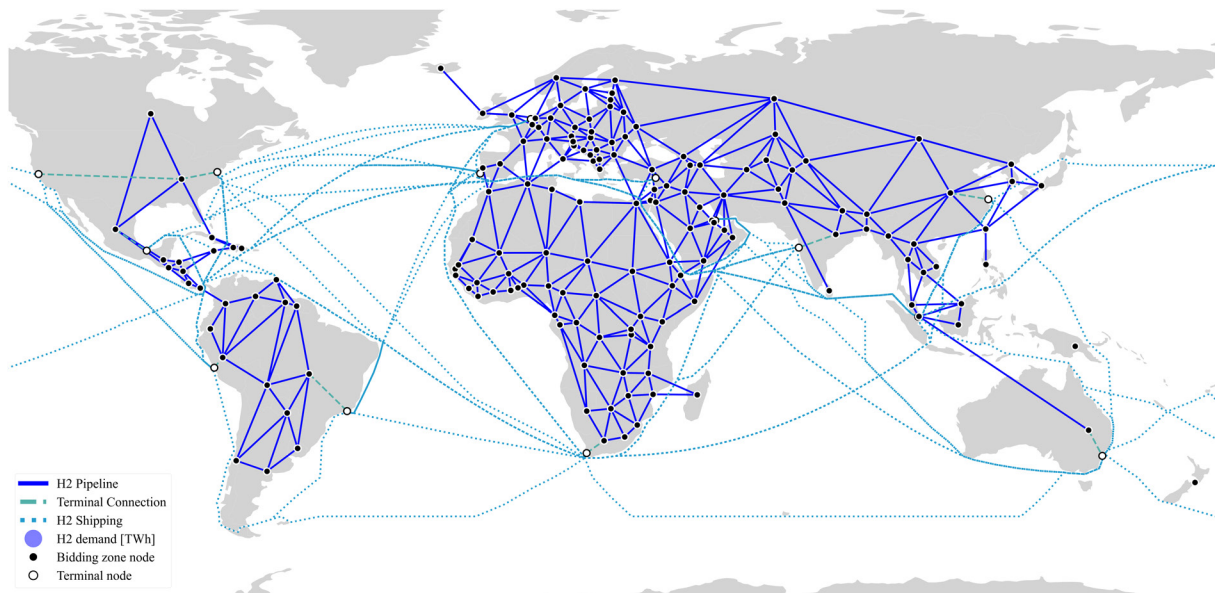


Figure 2.7: Potenzielles Wasserstofftransportsystem

Wasserstoffspeicher

Die im Modell verfügbaren Wasserstoffspeicher sind technische Wasserstoffspeicher in Form von Gastanks, in die auch investiert werden kann. Zusätzliche investierbare Bunkerspeicher für Wasserstoff und seine Derivate an den Terminalstandorten sowie Höhlenspeicherpoten-

ziale in jedem Land werden derzeit implementiert. Stromspeicher werden in Kapitel 2.1.2 weiter beschrieben.

2.1.6 Sektorkopplung

Die Sektoren Strom und Wasserstoff sind gekoppelt, um dynamische Wechselwirkungen untersuchen zu können. Elektrolyseure werden verwendet, um Strom in Wasserstoff umzuwandeln, während Brennstoffzellen, Gasturbinen und Motoren mögliche Technologien für das System sind, um eine Rückverstromung von Wasserstoff zu Strom zu ermöglichen. Das System kann in Kapazitäten für jede dieser Technologien einzeln für jede Region investieren, um eine optimale Standortwahl von VRE-Kapazitäten, Elektrolyseuren und Nachfragen zu ermöglichen. Die Systemkonfiguration einschließlich der Sektorkopplung ist in Abbildung 2.8 dargestellt.

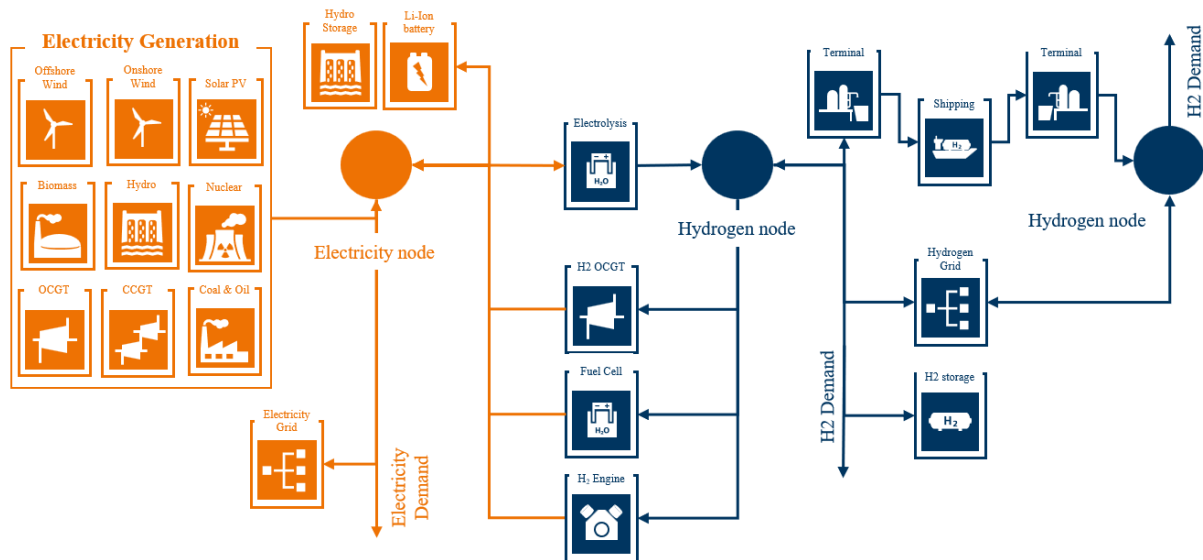


Figure 2.8: Energiesystemkonfiguration

Nach der Vorbereitung aller technisch-wirtschaftlichen Parameter muss der Datensatz für die WACCs zusammengestellt werden, um eine bessere Darstellung der Kostenunterschiede zwischen verschiedenen Ländern und Technologien bei der Finanzierung und Entwicklung von Projekten zu erhalten.

2.1.7 Gewichtete durchschnittliche Kapitalkosten

Während regionale Unterschiede in den Potenzialen und Kapazitätsfaktoren von VRE in Kapitel 2.1.3 berücksichtigt werden, ist ein zusätzlicher Faktor, der zwischen verschiedenen

Regionen und Technologien variiert, die Kapitalkosten. In diesem Abschnitt werden der Hintergrund, die Methode und die Daten der implementierten Kapitalkostensätze erklärt.

Definition und Anwendung

Die gewichteten durchschnittlichen Kapitalkosten (WACC) sind der gewichtete Durchschnitt der Kosten des Eigenkapitals c_e und der Kosten des Fremdkapitals c_d , wie in Gleichung (2.1) gezeigt:

$$WACC = c_e \frac{E}{D + E} + c_d(1 - t) \frac{D}{D + E} \quad (2.1)$$

where:

c_e = cost of equity

c_d = cost of debt

E = equity share

D = debt share

t = marginal tax rate

Während das Konzept der WACC aus der Unternehmensfinanzierung stammt, nähern wir die unbekanntes projektspezifischen Finanzierungsbedingungen realer Vermögenswerte an, indem wir aggregierte länder- und technologiespezifische Risikoprämien in Form eines durchschnittlichen WACC für eine Technologie t in einem Land c zuweisen, wie in Gleichung (2.2):

$$invCosts_{t,c} = CAPEX_t * invCap_{t,c} * WACC_{t,c} \frac{(1 + WACC_{t,c})^{n_t}}{(1 + WACC_{t,c})^{n_t} - 1} \quad (2.2)$$

where:

$invCosts_{t,c}$ = realized investment costs for technology t in country c [€]

$CAPEX_t$ = specific capital expenditure of technology t [€/MW]

$invCap_{t,c}$ = invested capacity variable of technology t in country c [MW]

$WACC_{t,c}$ = WACC of technology t for country c [-]

n_t = economic lifetime of an asset of technology t [a]

Methode und Ergebnisse

Eigen- und Fremdkapitalanteile E und D basieren auf globalen Durchschnittswerten relevanter Industriegruppen wie “Green & Renewable Energy” für PV-, Wind- und Biomassekraftwerksinvestitionen.

Die Kosten des Eigen- und Fremdkapitals c_e und c_d werden aus Marktvolatilitätsindizes von Industriegruppen, nationalen Kreditwürdigkeitseinstufungen und dem inflationsbereinigten risikofreien Zinssatz basierend auf (Damodaran, 2024) abgeleitet. Während der Modelkonfiguration können Benutzer auswählen, welches Jahr der Finanzdaten implementiert werden soll, wobei Daten von 2013 bis 2024 verfügbar sind. Die resultierende geografische WACC-Verteilung wird mit technologischen Durchschnittswerten für das Jahr 2023 in Abbildung 2.9 gezeigt.

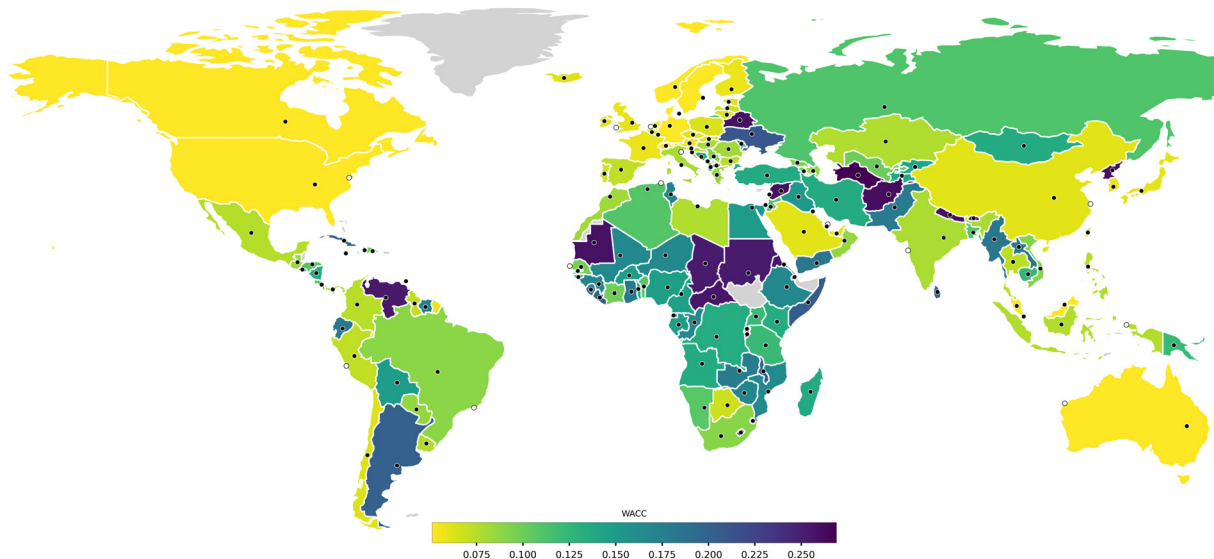


Figure 2.9: Globale durchschnittliche WACC-Verteilung des Jahres 2023

Der gesamte Prozess der Datenvorbereitung und WACC-Berechnungen ist in einem Open-Source-Python-Skript im GitHub-Repository² des Sector Transformation Energy System Analysis Model (StEAM)-Modells zugänglich. Eine zusätzliche eigenständige Version³, die unabhängig für zukünftige Projekte und andere Modellierer verwendet werden kann, ist ebenfalls verfügbar.

² StEAM-Modell-Repository: https://github.com/OliverLinsel/StEAM_model/blob/main/PythonScripts/WACC.py.

³ Eigenständige Version: https://github.com/kTelaar/StEAM_WACC.

Datenquellen

Alle verwendeten Datensätze sind kostenlos und öffentlich verfügbar. Daten zu Industriegruppen und nationalen Kreditwürdigkeitseinstufungen werden von Damodaran (2025a) und Damodaran (2025b) abgerufen. Der inflationsbereinigte risikofreie Zinssatz wird als Differenz zwischen der Marktrendite von 10-jährigen US-Staatsanleihen und der 10-jährigen Inflationsrate von der Federal Reserve Bank of St. Louis implementiert (FRED, 2025a; FRED, 2025b). Grenzsteuersätze werden von Enache (2024) abgerufen.

2.2 Methoden zur Modellierung

Nach der Einrichtung des Basismodells werden grundlegende Modellkonfigurationen, fortgeschrittene Methoden und Funktionen implementiert und auf das Modell angewendet, um die Anwendbarkeit und Funktionalität zu erhöhen. Zunächst werden die Hauptszenarien und die anschließenden Änderungen im Hauptdatensatz beschrieben und durch die Methode für dynamische rekursive Berechnungen ergänzt, um langfristige Untersuchungen zu ermöglichen. Um die Flexibilität und mathematische Machbarkeit zu erhöhen, werden die geografische sowie die zeitliche Auflösung aggregiert. Zusätzlich werden zur besseren mathematischen Machbarkeit mögliche Dekompositionsansätze diskutiert. Um die praktische Anwendbarkeit des Modells zu erhöhen, wurden zusätzliche Funktionen und Konfigurationen implementiert. Dazu gehören MGA, die Option, verschiedene Wasserstoffproduktionsoptionen zu ermöglichen, die dem Delegated Act (DA) zu Renewable Fuels of Non-Biological Origin (RFNBO) entsprechen, Limitationen für Kapazitätserweiterungen, um eine realistischere Kapazitätserweiterung für VRE zu erreichen und mehrere zusätzliche kleinere Funktionen.

1. Szenarien
2. Dynamische rekursive Entwicklung
3. Flexible geografische Aggregation
4. Zeitreihenaggregation
5. Dekomposition
6. Modellierung zur Generierung von Alternativen
7. Renewable Fuels of Non-Biological Origin
8. Limitierung der Kapazitätserweiterungs

9. Zusätzliche Features

2.2.1 Szenarien

Das Modell unterscheidet drei qualitativ unterschiedliche Zukunftsszenarien für das globale Energiesystem. Jedes Szenario basiert auf einem eigenen Satz von Politikannahmen, Technologiepfaden und Wasserstoffnachfrageverläufen. Die wichtigsten Merkmale sind unten zusammengefasst. Grundlegend betreffen die Änderungen in den Datensätzen die Nachfragen, die Investitionskosten, die Brennstoffkosten, die CO₂-Budgets, die Lebensdauern und die WACCs.

Announced Pledges Scenario

Dieses Szenario folgt der “Announced Pledges”-Storyline des World Energy Outlook 2021 (WEO21) (IEA, 2021) und nimmt die vollständige Umsetzung aller bestehenden Klimaverpflichtungen (z.B. Nationally Determined Contributions, den Europäischen Green Deal) an. Wichtige Merkmale sind:

- **Politische Grundlage:** Übernimmt direkt die quantitativen Ziele des WEO21-“Announced Pledges”-Szenarios.
- **Klimaziel:** 100% Einhaltung der aktuellen Zusagen (NDCs, EU Green Deal, etc.).
- **Europäischer Treiber:** Der Europäische Green Deal ist der dominierende politische Hebel in Europa, der Investitionen und Dekarbonisierungswege prägt.
- **Wasserstoffnachfrage:** Ein relativ später Anstieg des Wasserstoffbedarfs.

Renewable Electrification Scenario

Das Renewable Electrification Scenario ist so konstruiert, dass es mit einem **1,5°C-Pfad bis 2050** konsistent ist und ein global zugeteiltes CO₂-Budget einhält. Die Dekarbonisierung wird hauptsächlich durch den Ausbau erneuerbarer Elektrizität und komplementärer kohlenstoffarmer Technologien verfolgt.

- **Klimaziel:** 1,5°C-Grenze bis 2050, durchgesetzt durch ein strenges CO₂-Budget.
- **Technologiemix:** Aggressiver Ausbau erneuerbarer Elektrizität, Bioenergie, Verstärkung des Übertragungsnetzes und CO₂-Abscheidung, -Nutzung und -Speicherung (CCUS), wo Elektrifizierung nicht möglich ist.

- **Rolle des Wasserstoffs:** Wasserstoff wird nur in Sektoren eingeführt, in denen eine tiefe Dekarbonisierung nicht durch direkte Elektrifizierung erreicht werden kann (z.B. Hochtemperaturindustrie, Luftfahrt, Schifffahrt).
- **Systemintegration:** Starker Fokus auf die Integration variabler erneuerbarer Energien (z.B. Speicher, lastseitige Reaktion) zur Aufrechterhaltung der Zuverlässigkeit.

Hydrogen Run-Up Scenario

Das Hydrogen Run-Up-Szenario untersucht eine Welt, in der **Wasserstoff zur Schlüsseltechnologie** für die Erreichung des 1,5°C-Klimaziels wird. Ein exogenes CO₂-Budget für 2050 wird auferlegt, und das Modell wird befähigt, dieses durch den Ausbau sowohl erneuerbarer Elektrizität als auch der Produktion von *grünem* Wasserstoff zu erreichen.

- **Politischer Treiber:** Globales Engagement für das 1,5°C-Ziel mit einem expliziten CO₂-Budget für 2050.
- **Technologiefokus:** Massiver Ausbau erneuerbarer Erzeugung zusammen mit großtechnischer Produktion von *grünem* Wasserstoff (Elektrolyse mit erneuerbaren Energien).
- **Nachfrageausblick:** Sehr hohe Wasserstoffnachfrage in allen Energiesektoren (Strom, Industrie, Verkehr, Heizung), was die Annahme widerspiegelt, dass Wasserstoff der primäre kohlenstoffarme Träger sein wird, wo direkte Elektrifizierung unpraktikabel ist.
- **Systemimplikationen:** Erfordert umfangreiche Netzverstärkung, große Speicherkapazitäten und robuste CCUS-Infrastruktur zur Bewältigung der Restemissionen.

2.2.2 Aggregation

Der folgende Abschnitt erklärt die beiden verschiedenen Dimensionen der Aggregation, die verwendet werden, um die Größe und Komplexität des Modells zu verwalten. Erstens die geografische Aggregation, die verwendet wird, um den geografischen Umfang und die Auflösung des Modells zu verwalten. Zweitens die zeitliche Aggregation, die verwendet wird, um die zeitliche Auflösung des Modells zu verwalten.

Geografische Aggregation

Die geografische Aggregation bezieht sich auf die Möglichkeiten des Modells, die Auflösung des Modells flexibel zu ändern. Die maximale mögliche Auflösung sind die 160 einzelnen

Länder-Knoten (siehe Anhang A). Es gibt einen vollständigen Satz von Daten für jedes Land, der im vollständigen Modell-Datensatz verfügbar ist⁴. Diese Länder können frei zu Regionen kombiniert werden, die den Wünschen des Modellierers angepasst sind. Die Mindestanzahl der modellierten Knoten, um das Modell erfolgreich zu lösen, beträgt drei Knoten, da dies die Mindestanzahl ist, um die Delaunay-Triangulation für das Wasserstofftransportsystem durchzuführen.

Abbildung 2.10 (a) zeigt die maximale Auflösung des Modells. Eine mögliche Aggregation ist in Abbildung 2.10 (b) dargestellt. Sie zeigt verschiedene Teilregionen und auch einzelne Länder.

Darüber hinaus ist es nicht nur möglich, die Auflösung des globalen Modells zu ändern, sondern auch Teilmodelle mit einem begrenzteren Umfang von Ländern oder Regionen zu erstellen. Beispielhaft wird dies in Abbildung 2.11 mit einem südamerikanischen Umfang und zwei unterschiedlichen Aggregationsgraden gezeigt. Andere Teilumfänge, um regionsspezifische Fallstudien zu erleichtern, sind ebenfalls möglich.

Zeitliche Aggregation

Eine weitere Möglichkeit, die rechnerische Komplexität und damit die Lösungszeit zu reduzieren, ist die zeitliche Aggregation. Die zeitliche Aggregation bestimmt repräsentative Zeiträume, die verwendet werden, um die gesamte Zeitreihe abzubilden. Dies gilt für die VRE-Profile sowie für die Strom- und Wasserstoffnachfrageprofile. Methodisch wird der zu optimierende Zeitraum effektiv auf kürzere repräsentative Perioden verkürzt. Diese Perioden werden durch verschiedene Cluster-Methoden ausgewählt, um die ursprüngliche Zeitreihe möglichst gut zu approximieren. Nach der Optimierung werden die Ergebnisse durch Verwendung der Gewichte jeder Periode neu skaliert, um valide Ergebnisse für ein ganzes Jahr zu erzielen. Dennoch muss berücksichtigt werden, dass Time Series Aggregation (TSA) eine Vereinfachung der Profile ist und daher Fehler produziert, indem beispielsweise extreme Situationen vernachlässigt werden. Auch langfristige Speicher neigen dazu, unterrepräsentiert zu sein, trotz der Randbedingung, dass die Speichermengen zeitsegmentübergreifend übereinstimmen müssen. Dies muss besonders bei der Durchführung von Scheduling-Läufen berücksichtigt werden, wie in Kapitel 2.2.7 erklärt. Das Paket, das zur Durchführung von TSA verwendet wird, ist Time Series Aggregation Module (TSAM) und ist mitsamt der Methoden in (Hoffmann et al., 2020) erklärt und veröffentlicht. Die

⁴ Dieser Datensatz kann unter <https://zenodo.org/records/15639823> gefunden werden.

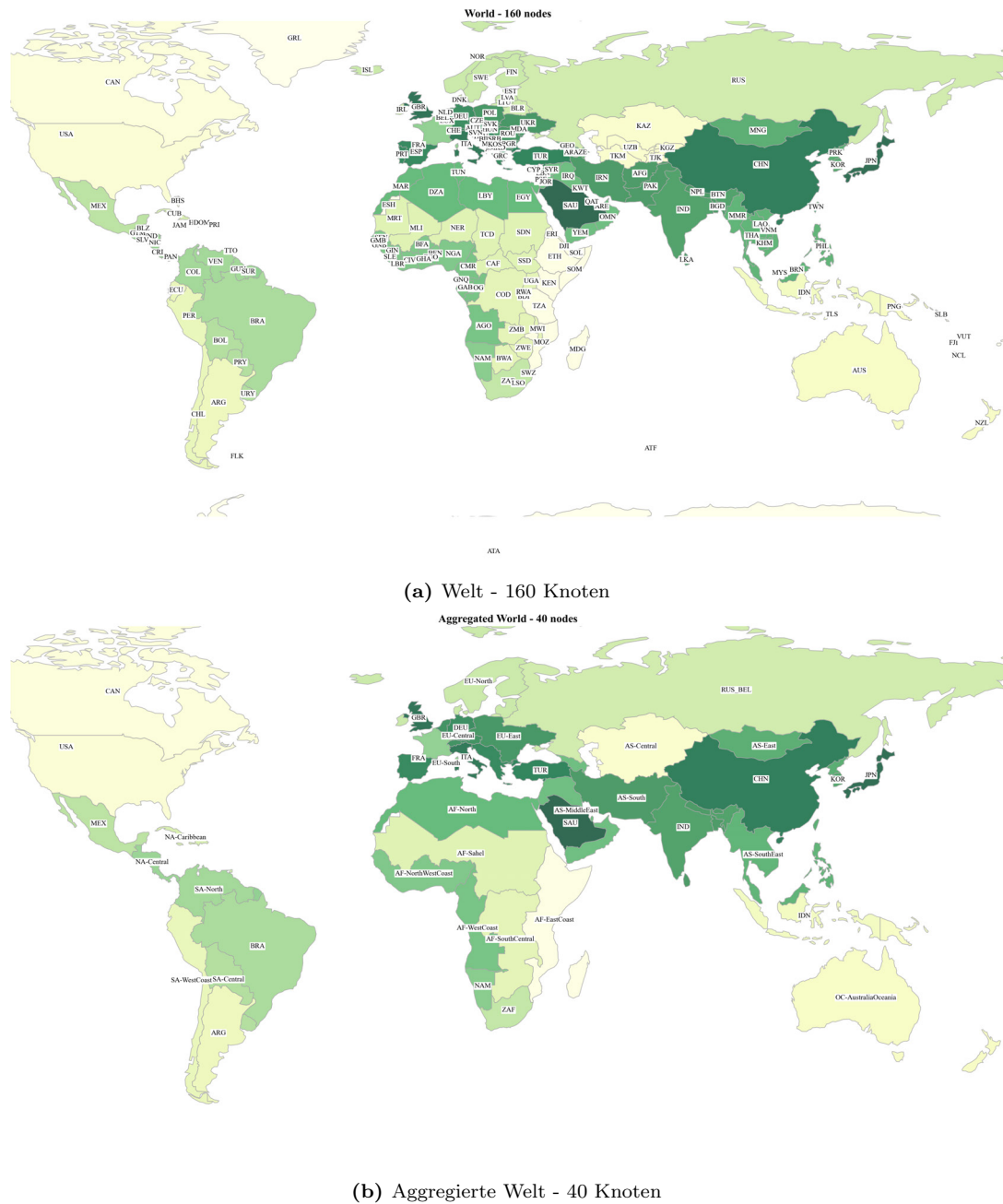


Figure 2.10: Welt mit unterschiedlichen geografischen Auflösungen

TSA-Auflösung kann im SpineToolbox-Tool angepasst werden. Mögliche Einstellungen sind die Cluster-Methode, die Anzahl der Perioden sowie die Länge jeder Periode.

2.2.3 Dekomposition

Das Modell besteht aus 160 Ländern, zwei integrierten Energiesektoren, einer stündlichen Auflösung für das ganze Jahr, fünf Profilen pro VRE-Technologie, vielen anderen Technologien und Hunderten von Transportverbindungen. Daher kann es als ein großes und

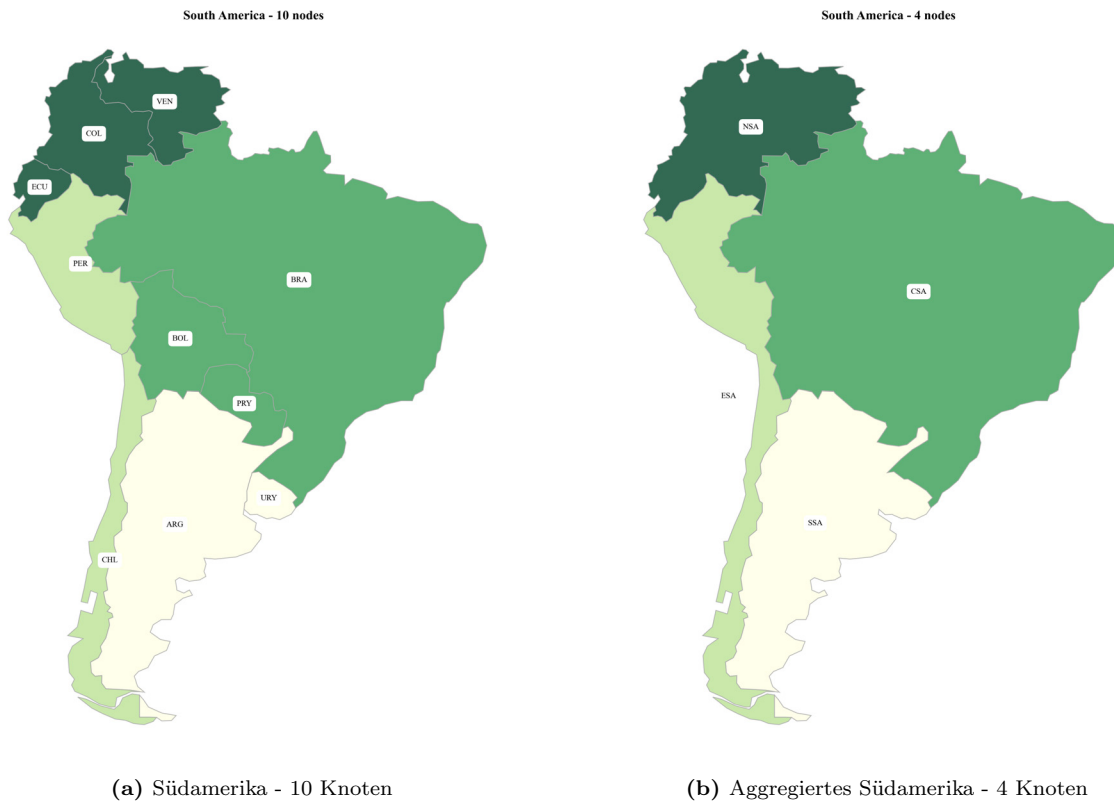


Figure 2.11: Südamerika-Teilmenge mit Aggregation

komplexes Modell betrachtet werden. Diese Größe und Komplexität spiegelt sich in der Anzahl der Optimierungsvariablen wider und stellt daher ein erhebliches mathematisches Problem dar. Wie in Kapitel 2.2.2 erwähnt, kann die Aggregation die Komplexität und Größe des Modells reduzieren. Dennoch bleibt die Lösung des Modells eine Herausforderung. Eine weitere Möglichkeit, die Lösungsleistung zu verbessern, besteht darin, das mathematische Problem in mehrere Probleme zu zerlegen und diese einzeln zu lösen, während die Ergebnisintegrität durch Schnittstellenvariablen erhalten bleibt.

Der Benders-Zerlegungsansatz ist eine bewährte Methode zur Lösung groß angelegter Optimierungsprobleme, indem sie in ein Masterproblem und Teilprobleme zerlegt werden, die iterativ gelöst werden, bis die Konvergenz erreicht ist. Ursprünglich von J.F. Benders 1962 (Benders, 1962) entwickelt, ist die Methode besonders geeignet für groß angelegte gemischt-ganzzahlige lineare oder stochastische Programmierungsaufgaben, wenn eine blockwinkelige Struktur ausgenutzt werden kann.

Unsere Datenerfahrungen mit dem Dekompositionsansatz haben gezeigt, dass der Optimierungsrahmen und GAMS als algebraische Modellierungssprache bereits einen hohen Grad an Reife in Bezug auf die "eingebaute" mathematische Zerlegung besitzen. Infolgedessen haben wir einen geografischen Dekompositionsansatz auf Probe untersucht und

die Ergebnisse anschließend kombiniert. Während diese Methode eine erhöhte geografische Auflösung ermöglicht, ist der zusätzliche erforderliche Rechenaufwand erheblich und steht in keinem Verhältnis zu den erzielten Vorteilen.

Parallel dazu haben wir einen alternativen Dantzig–Wolfe (DW)-Dekompositionsalgorithmus bewertet, wie von Kwon (2013) veröffentlicht. Die ursprüngliche MATLAB-Implementierung, die in der Referenz bereitgestellt wurde, diente als Ausgangspunkt für die Erstellung eines Prototypen eines Python-Demo-Modells basierend auf 2 Regionen. Zur Validierung wurde dasselbe Modell direkt gelöst. Unter Bezugnahme auf die Modellstruktur bewerteten wir, ob das globale Wasserstoffmarktmodell (das mehrere Energiesystemkomponenten koppelt) in eine zerlegungsfreundliche Schnittstelle “eingebettet” werden könnte. Das heißt, ob seine monolithische GAMS-basierte Formulierung so gelockert werden könnte, dass eine ausgewogene Vielzahl von Teilproblemen entsteht, die für ein DW-Schema geeignet sind.

Diese Untersuchung umfasste das Nachverfolgen von Abhängigkeiten von Beschränkungen, das Identifizieren von Kandidaten für verknüpfende Beschränkungen und die Bewertung der Machbarkeit, eine blockwinkelige Struktur offenzulegen, ohne den bestehenden Szenario-Modellierungs-Workflow zu unterbrechen.

Obwohl mehrere konzeptionelle Ansätze untersucht wurden, wurde keine praktische Dekompositionstrategie identifiziert, die ohne umfangreiche und störende Neugestaltung des Kernrahmen-Codes und der Datenflüsse implementiert werden könnte. Infolgedessen blieb der DW-Prototyp auf dem Niveau eines validierten Testfalls, anstatt auf die operative Wasserstoffmarkt-Simulation angewendet zu werden.

Projektressourcen wurden anschließend für die operative Integration der myopischen Optimierung in den Simulationsrahmen umgeleitet. Dennoch bieten sowohl die Prototypenimplementierung als auch die Modellstrukturanalyse eine klare technische Grundlage und eine Roadmap für jede zukünftige Integration fortschrittlicher Zerlegungsmethoden in groß angelegte Energiesystem- und Markt-Simulationen. Die Prototypen-Demo ist im GitHub-Repository verfügbar⁵.

2.2.4 Dynamisch - Rekursive Optimierung

Die dynamisch-rekursive Optimierung ist eine Methode zur Lösung eines Optimierungsproblems über mehrere Perioden hinweg, wobei berücksichtigt wird, wie aktuelle Entscheidungen

⁵ Eigenständige Version: <https://github.com/ude-ewl/ewl-h2-dw-decomposition-demo>.

zukünftige Ergebnisse beeinflussen. Der Begriff dynamisch impliziert die Berücksichtigung von Entwicklungen und Veränderungen eines Systems im Laufe der Zeit. Der Begriff rekursiv deutet auf den schrittweisen Entscheidungsprozess hin, der auf früheren Ergebnissen basiert. Daher beeinflussen Entscheidungen, die zu einem bestimmten Zeitpunkt getroffen werden (z. B. ob in erneuerbare Energien investiert oder fossile Brennstoffe genutzt werden sollen), zukünftige Kosten und die Dynamik des Systems. Da zukünftige Technologien, Marktbedingungen und politische Entscheidungen für Entscheidungsträger schwer vorhersehbar sind, wird in dem StEAM-Modell die Annahme myopischer Erwartungen implementiert: Die betrachteten Jahre werden isoliert optimiert, wobei die Optimierung Entscheidungen nur auf der Grundlage der aktuellen Situation trifft und potenzielle zukünftige Veränderungen ignoriert. In einem dynamisch-rekursiven myopischen Rahmen basiert die Kapazitätserweiterung auf der aktuellen Nachfrage des Referenzjahres, ohne potenzielle zukünftige Nachfrage- oder Kostenanpassungen vorherzusehen. Investitionen, die in früheren Jahren getätigt wurden, müssen dann als Sunk Costs behandelt werden. Diese stellen feststehende Ausgaben dar, die bereits getätigt wurden und nicht zurückgewonnen werden können. Aus wirtschaftlicher Sicht gelten solche Kosten als nicht rückholbar und sollten daher keine Entscheidungen über zukünftige Investitionen beeinflussen. Da die Anfangsinvestition über die gesamte Lebensdauer des Vermögenswerts abgeschrieben wird, müssen Sunk Costs in jedem Simulationsjahr berücksichtigt werden.

Abbildung 2.12 veranschaulicht das Datenverarbeitungsverfahren. Beginnend mit dem Laden der Eingabedaten für den ersten Modelljahrlauf prüft der Algorithmus auf Basis der Lebensdauer auf Stilllegungen und berechnet die Sunk Costs früherer Investitionen. Die Eingabedaten für die nächste Optimierungsschleife werden dann aktualisiert und Backbone startet die Optimierung. Schließlich wird der Output der gleichzeitigen Optimierung gespeichert und die Eingabedaten für das nächste Zieljahr werden geladen. Danach werden alle Schritte wiederholt, bis alle Zieljahre optimiert sind.

2.2.5 Modelling to Generate Alternatives

Zusätzlich zur Lösung der Zielfunktion hin zu einem pareto-optimalen Gesamtkostenminimum, könnten mögliche alternative Entwicklungen einer zukünftigen globalen Wasserstoffwirtschaft durch die Untersuchung des nahe-optimalen Lösungsraums aufgedeckt werden. MGA ist eine Gruppe von Methoden, die verwendet werden können, um nahe-optimale Alternativen zu generieren, die sich in den Systemmerkmalen unterscheiden (Finke et al.,

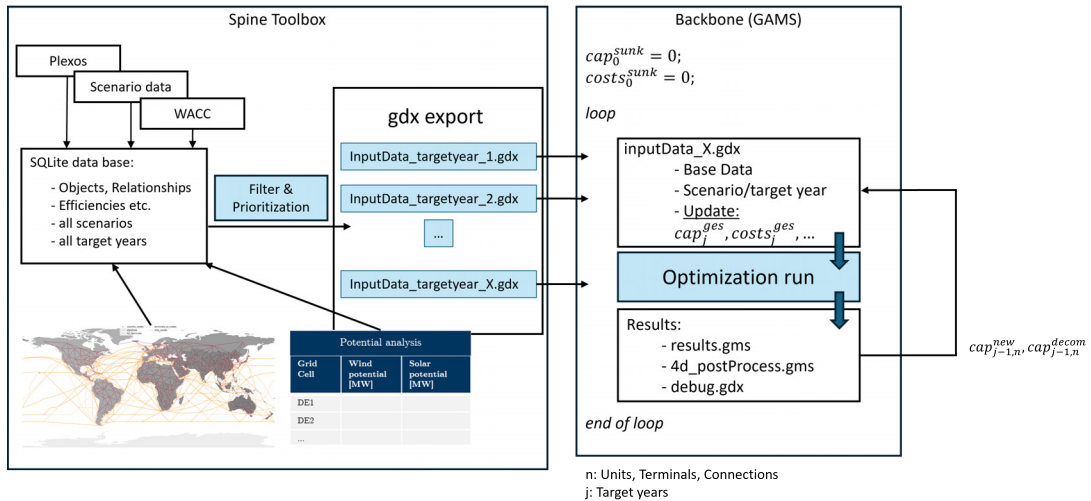


Figure 2.12: Schema der Datenverarbeitung für dynamisch-rekursive Optimierung

2024). Normalerweise stellt die kostengünstigste Systemzusammensetzung die optimale Lösung für ein gegebenes Problem dar. Durch die Öffnung eines Spielraums für das kostengünstigste Ergebnis werden nun mehrere nahezu optimale Ergebnisse mit möglichst unterschiedlichen Systemmerkmalen bestimmt. Dadurch zielt die Erweiterung des Bereichs möglicher Alternativen darauf ab, Entscheidungsträgern ein besseres Verständnis möglicher Systemdesigns zu ermöglichen (DeCarolis, 2011).

Wir haben MGA als Methode implementiert, die auf die reguläre kostengünstigste Optimierung des Energiesystems als Basismodell-Einrichtungsschritt folgt, wie in Abbildung 2.13 gezeigt.

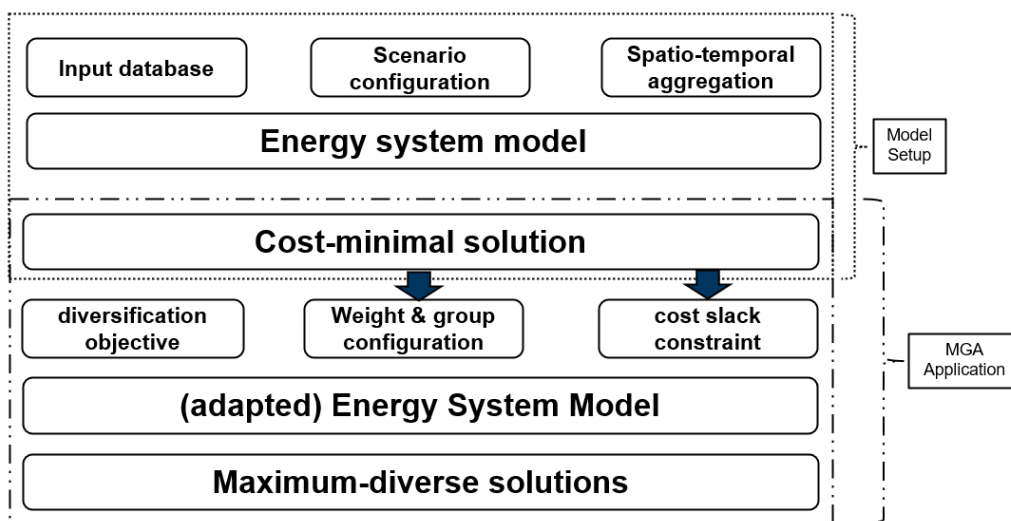


Figure 2.13: Prozess der Methode zur Modellierung zur Generierung von Alternativen

Die kostenminimierende Zielfunktion wird dabei durch eine neue Diversifizierungs-

Zielfunktion ersetzt. Das zuvor minimierte Kostenziel wird stattdessen als Kostenbeschränkung implementiert. Die Kostenbeschränkung wird mit dem Kostenspielraum erweitert, der typischerweise als prozentualer Aufschlag auf die maximalen Kosten festgelegt wird. Ein Kostenspielraum von z.B. 5% in einem System mit einer Basiskostenminimallösung von 1 Mio. € würde bedeuten, dass die Kostenbeschränkung im MGA-Modell auf bis zu 1,05 Mio. € festgelegt würde. Der Benutzer wählt dann aus, welche Entscheidungsvariablen in der neuen Diversifizierungs-Zielfunktion berücksichtigt werden sollen, indem er die Konfiguration von Variablengruppen und Gewichten festlegt. Typische Diversifizierungsvariablen könnten der maximale und minimale Technologieeinsatz bei einem gegebenen Kostenspielraum sein, z.B. maximale oder minimale globale PV-Investitionen mit z.B. 1-5% zusätzlichen Kosten.

2.2.6 Renewable Fuels of Non-Biological Origin

Der DA über RFNBO definiert den europäischen Standard für die Produktion von grünem Wasserstoff. Um Untersuchungen zu den verschiedenen Optionen der Regelung zu ermöglichen, können verschiedene Systemkonfigurationen gewählt werden. Die "Vanilla"-Konfiguration verbindet die Sektorkopplungstechnologien direkt mit dem gemischten Stromnetz. Dies stellt die Standardeinstellung des Modells dar. Um auch zwischen erneuerbarem Strom und dem restlichen Strommix unterscheiden zu können, bietet die Option "No_reg" die Aufteilung des Stromsystems in einen Knoten für erneuerbaren Strom und einen Knoten für gemischten Strom (siehe Abbildung 2.14). Die Erzeuger von erneuerbarem Strom sind wie in der Renewable Energy Directive (RED) definiert. Nach der Wahl zwischen diesen grundlegenden Optionen für die gelbe (gemischtes Netz) und grüne (erneuerbarer Strom) Wasserstoffproduktion können auch die verschiedenen Optionen für die RFNBO-Regelung angewendet werden. Diese Optionen umfassen die Produktion in Inselnetzen, in ausreichend entfossilierten Netzen und die Grundbedingungen der Zusätzlichkeit, zeitlichen Korrelation und geografischen Korrelation. Eine detaillierte Beschreibung dieser Modellkonfigurationen ist in Vorbereitung (Linsel and Bertsch, 2026).

2.2.7 Zusätzliche Funktionen

Es gibt einige zusätzliche Funktionen, die verwendet werden können, um bestimmte Konfigurationen, Beschränkungen oder Parameter anzupassen.

Blauer und grauer Wasserstoff

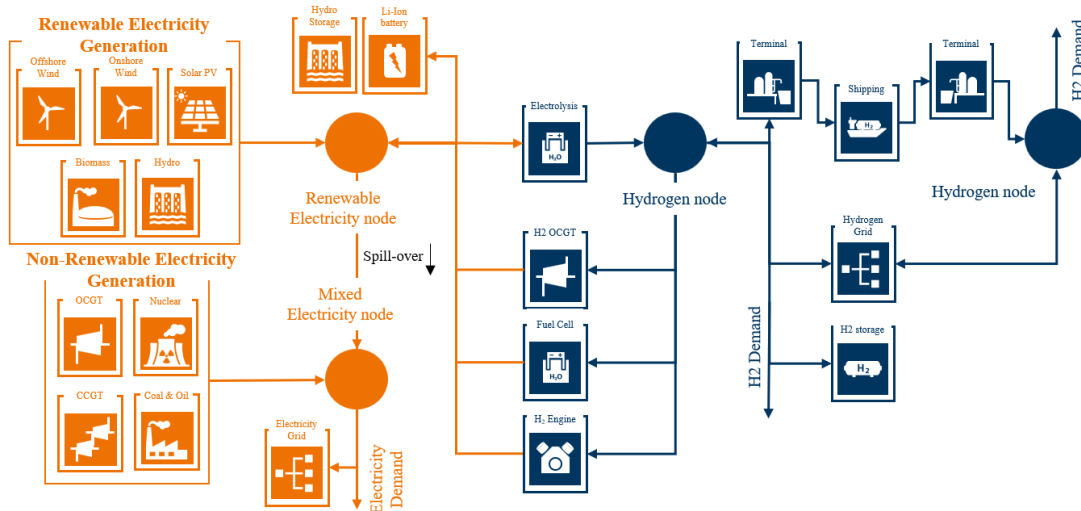


Figure 2.14: Energiesystemkonfiguration für erneuerbaren Wasserstoff

Die Optionen für blauen und grauen Wasserstoff wurden durch die Implementierung von Steam Methane Reforming (SMR)-Anlagen (siehe Abbildung 2.15) eingebunden, die Erdgas verbrauchen und unterschiedliche Grade an CO₂-Emissionen aufweisen. Hier hat die graue Wasserstoffproduktion durch SMR ungeminderte CO₂-Emissionen, während die blaue Wasserstoffproduktion CO₂-Emissionen durch Carbon Capturing (CC) mindert. Diese Optionen können in der model.config-Datei aktiviert (1) oder deaktiviert (0) werden.

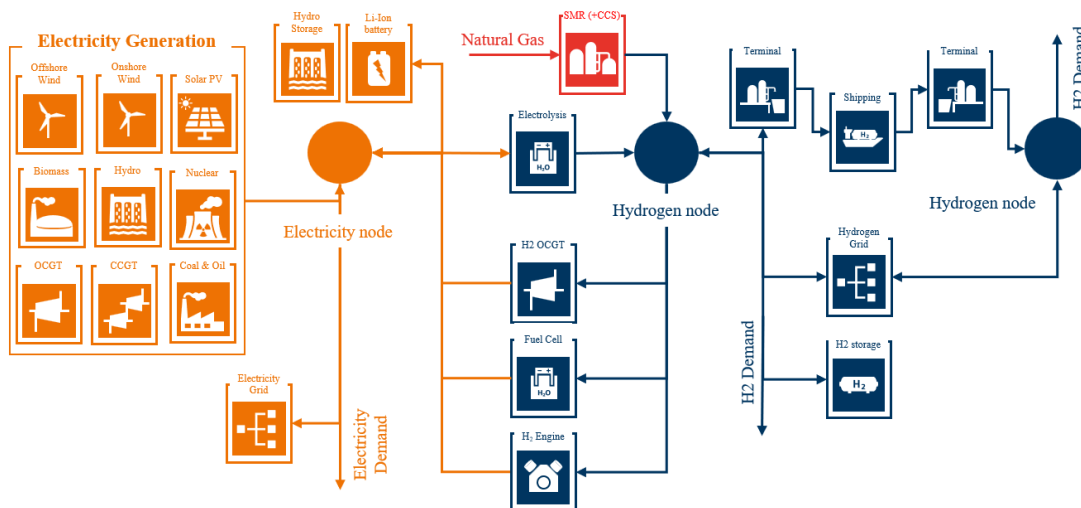


Figure 2.15: Energy system configuration including SMR

Betriebsplanungsläufe und Kapazitätsmargen

Aufgrund seiner Komplexität und Größe wird das Modell normalerweise mit einem durch TSAM festgelegten repräsentativen Set von Wochen (siehe Kapitel 2.2.2) optimiert, um den Investitionslauf durchzuführen. Da die Verwendung repräsentativer Wochen die

Hauptmerkmale der Jahreszeitreihe abdeckt, aber nicht die selteneren Vorkommnisse, kann dies dazu führen, dass das kostengünstigste System unzureichend ist, um die gesamte Nachfrage an jedem Tag des gesamten Jahres zu decken. In diesen Fällen wird das System mit einer Notfall-“Dummy“-Erzeugung versorgt, die im normalen Optimierungslauf prohibitiv teuer ist, aber verwendet werden kann, um die mathematische Lösbarkeit zu ermöglichen. Dies kann zu einem Problem werden, wenn das so optimierte System beispielsweise verwendet werden soll, um eine Jahreszeitreihe mit stündlicher Auflösung in einer Berechnung für Betriebsplanung zu generieren, da es die Grenzkosten zu bestimmten Zeitpunkten drastisch erhöht und dadurch die Ergebniszeitreihe verfälscht. Um dieses Problem zu beheben, kann eine Kapazitätsmarge zur Investitionsberechnung hinzugefügt werden. Dadurch wird die installierte Kapazität um die gegebene Marge erhöht. Dies erhöht die Gesamtsystemkosten, gibt dem System jedoch zusätzliche Reservekapazitäten für die Berechnung der Betriebsplanung. Die `model_config`-Datei ermöglicht es, eine Kapazitätsmarge für Wasserstoff- und Stromanlagen individuell festzulegen.

Maximale Übertragungskapazitäten

In einigen Fällen, wenn entsprechende Freiheitsgrade verfügbar sind, kann die Optimierung dazu führen, dass einige Länder ausschließlich durch importierten Strom aus Nachbarländern versorgt werden. Da dies im Allgemeinen ein unerwünschtes Verhalten ist, können die Transportkapazitäten zwischen verschiedenen Ländern durch den Parameter `cross_border_transmission_cap` in der `model_config`-Datei eingeschränkt werden. Übertragungsobergrenzen für einzelne bilaterale Verbindungen können im Quelldatensatz definiert werden.

Systemintegrationsfaktor

Im Vergleich zu steuerbaren Stromerzeugern verursachen VRE zusätzliche Systemkosten durch zusätzliche Netzausbau- und Stabilisierungsmaßnahmen. Da die geografische und zeitliche Auflösung des Modells diese Aspekte nicht berücksichtigen kann, wird eine Hilfsannahme getroffen. Um diese zusätzlichen Kosten, hauptsächlich durch Hilfsinfrastrukturkapazitäten, zu berücksichtigen, werden die `fom`-Kosten für VRE mit einem Systemintegrationsfaktor multipliziert. Als Standardwert ist dieser Faktor angelehnt an Ueckerdt et al. (2013) und Hirth et al. (2015) auf 1,4 festgelegt. Der Wert kann leicht über die `model_config`-Datei geändert werden.

Vereinfachung von VRE-Profilen

Einige Untersuchungen erfordern eine höhere geografische Auflösung, anstatt eine detaillierte zeitliche Auflösung. Standardmäßig verfügt das Modell über fünf individuelle Zeitreihen für verschiedene Grade von VRE für jede der drei Technologien Solar, Wind Onshore und Wind Offshore. Um die Modellgröße in anderen Hinsichten erhöhen zu können, z.B. geografische Auflösung, können diese fünf Profilgrade auf ein Profil reduziert werden. Dadurch wird die Anzahl der investierbaren Einheiten reduziert, was den Solver entlastet, indem die Anzahl der ähnlichen Profile begrenzt wird.

3. Ergebnisse

Im Folgenden werden die Modellierungsergebnisse präsentiert und erklärt. Dies umfasst die Ergebnisse der Szenarioanalyse und der MGA-Analyse.

3.1 Szenarien Ergebnisse

In diesem Kapitel präsentieren wir die Ergebnisse der drei Szenario-Rahmen: Announced Pledges, Hydrogen Run-Up und Renewable Electrification. Die Diskussion konzentriert sich auf die wichtigsten Ergebnisse in Bezug auf Kapazitätserweiterungen, grenzüberschreitende Handelsströme und die daraus resultierenden systemweiten Auswirkungen. Durch den Vergleich dieser Szenarien zielen wir darauf ab, die strukturellen Implikationen verschiedener Transformationspfade für das Energiesystem hervorzuheben und Einblicke in sowohl regionale als auch gesamte Marktdynamiken zu geben. Die Ergebnisse werden für die Jahre 2030 und 2040 gezeigt. Für alle Szenarien ist das folgende potenzielle Wasserstofftransportsystem verfügbar.

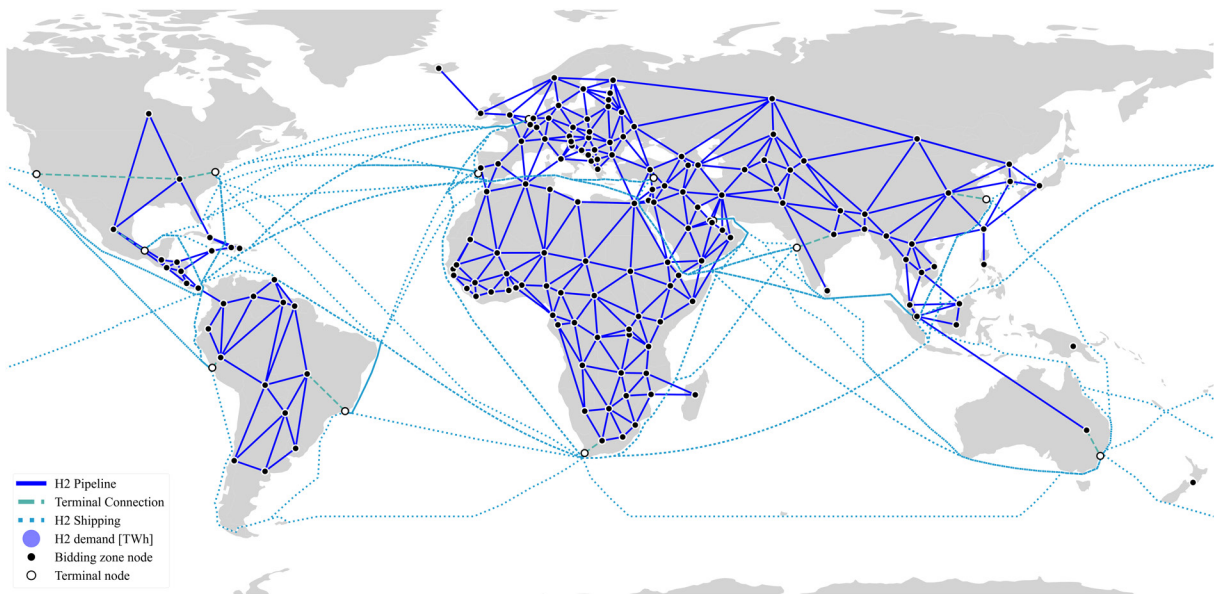
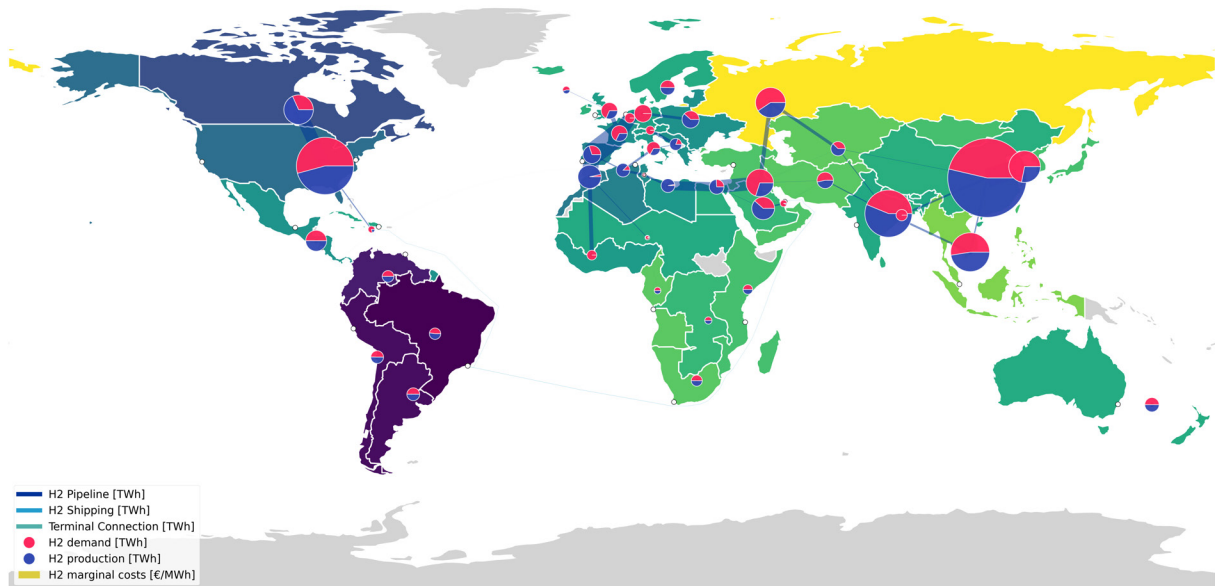


Figure 3.1: Potenzielles Wasserstofftransportsystem

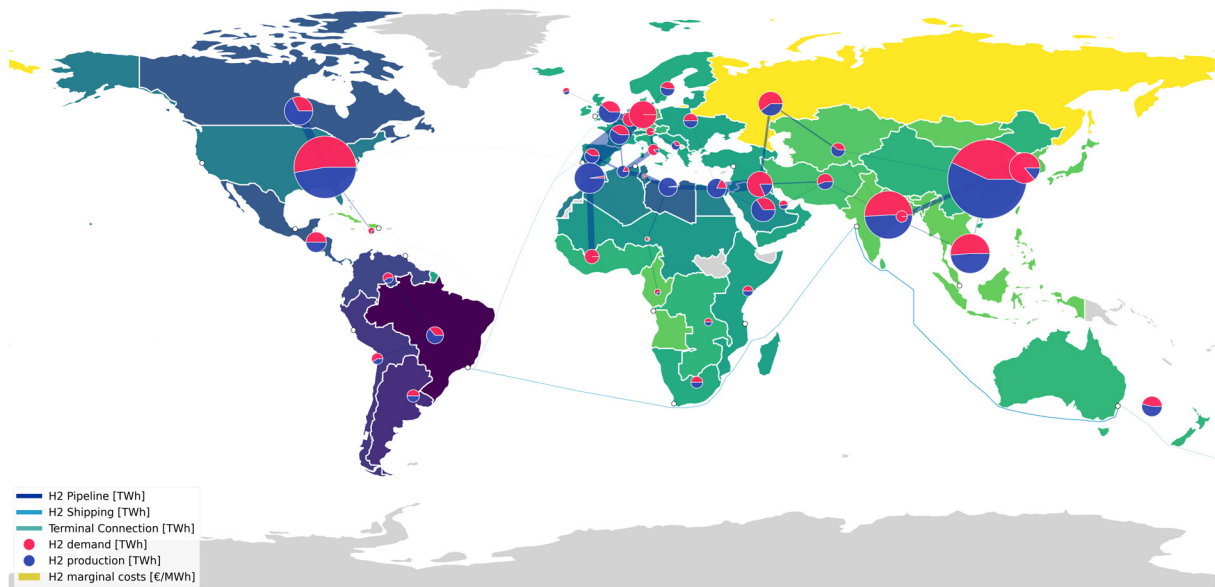
Announced Pledges Szenario

Das APS-Szenario veranschaulicht einen Transformationspfad, der sich aus den aktuellen National Energy and Climate Plan (NECP)s und deren jeweiligen Klimaneutralitätszielen ableitet. Dies umfasst unter anderem ein linear abnehmendes CO_2 -Budget und einen moderat steigenden Strom- und CO_2 -Budget. Infolgedessen ist dieses Szenario das am wenigsten ambitionierte der drei vorgeschlagenen. Abbildung 3.2 zeigt eher lokale bzw.

regionale Lösungen für jeden Kontinent oder Subregion. Wir beobachten einen hohen Grad an Pipeline-Transport innerhalb Europas und Nordafrikas. Der Nahe Osten, Asien, Nordamerika und Südamerika stellen weitere integrierte Wasserstoffsysteme dar. Der Transport per Schiff ist im Jahr 2030 vernachlässigbar und tritt im Jahr 2040 leicht aus Australien und Südamerika in Richtung Indien auf.



(a) Wasserstofftransport - 2030

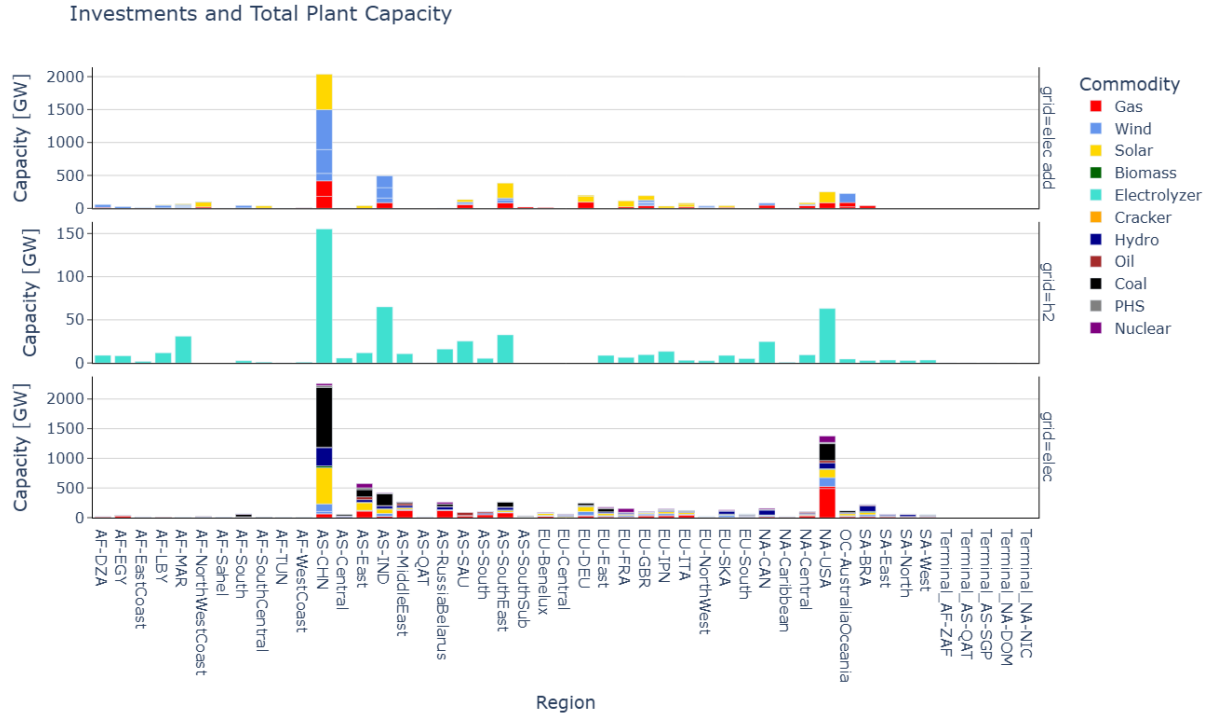


(b) Wasserstofftransport - 2040

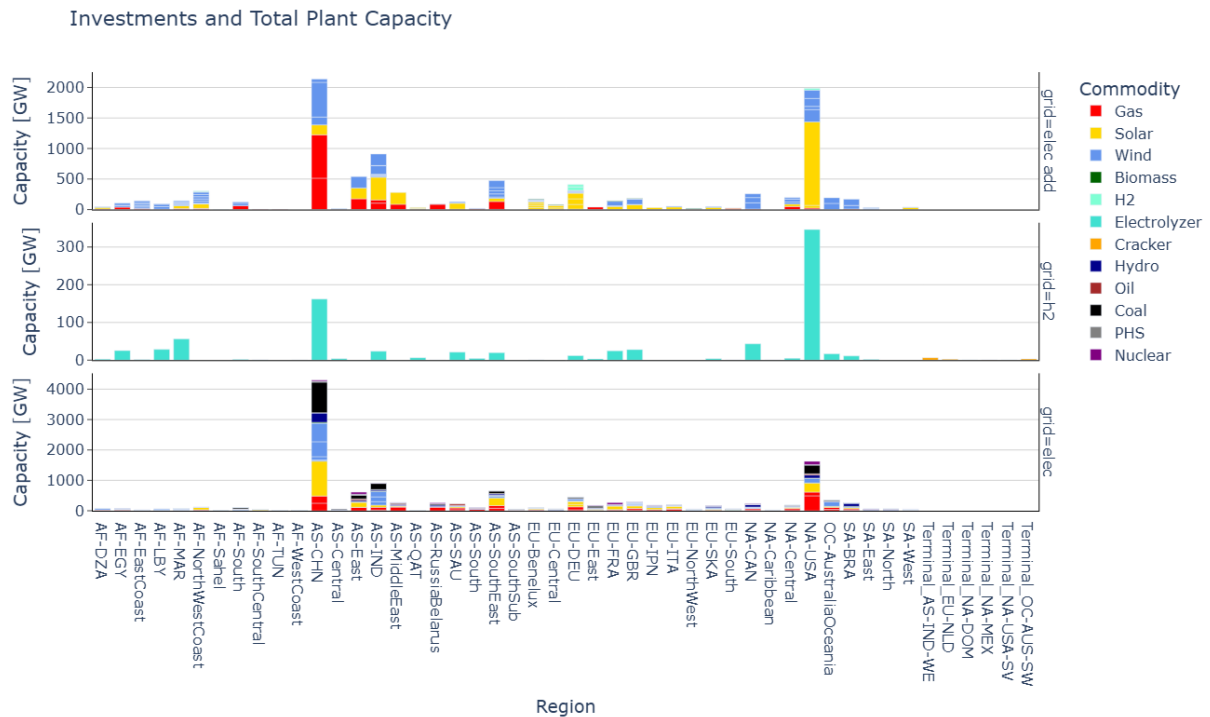
Figure 3.2: Wasserstofftransportsystem-Geoplot (APS)

Abbildung 3.3 veranschaulicht die Kapazitäten und Investitionen in jedem simulierten Jahr. Global dominieren Wind- und Solarenergie die Investitionen. Dies steht in Zusammen-

hang mit den strengen Pfaden zur Dekarbonisierung, d.h. sinkenden CO₂-Budgets. Als Übergangstechnologie ist Gas auch von hoher Relevanz, um den steigenden Energiebedarf, insbesondere im Jahr 2040, zu decken.



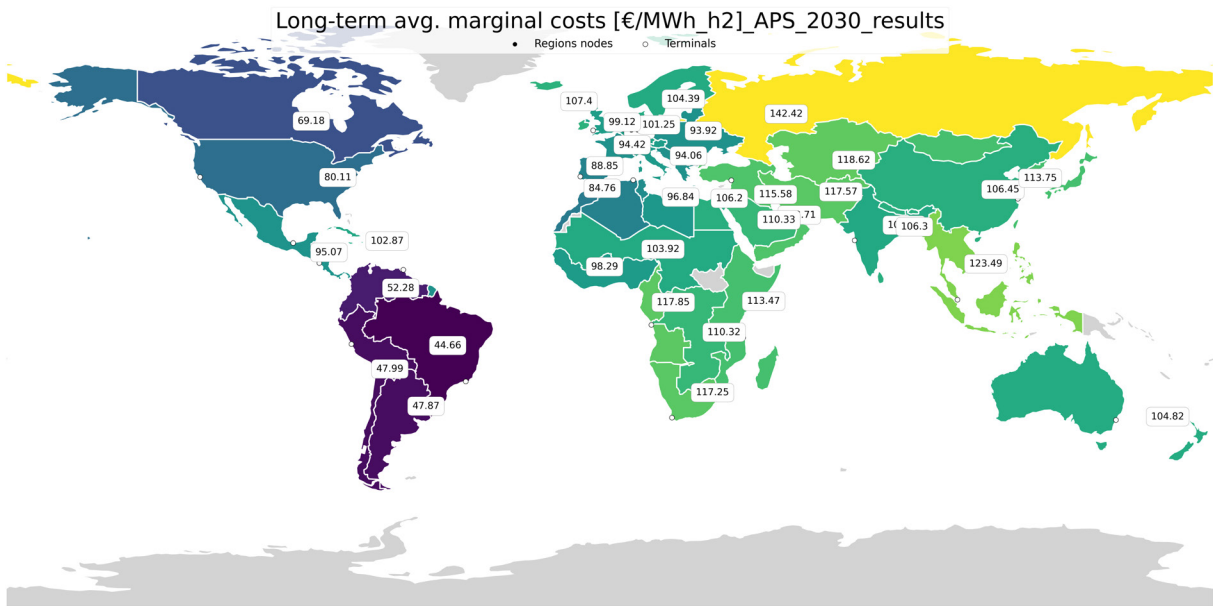
(a) Kapazitätserweiterung und Kraftwerksportfolio - 2030



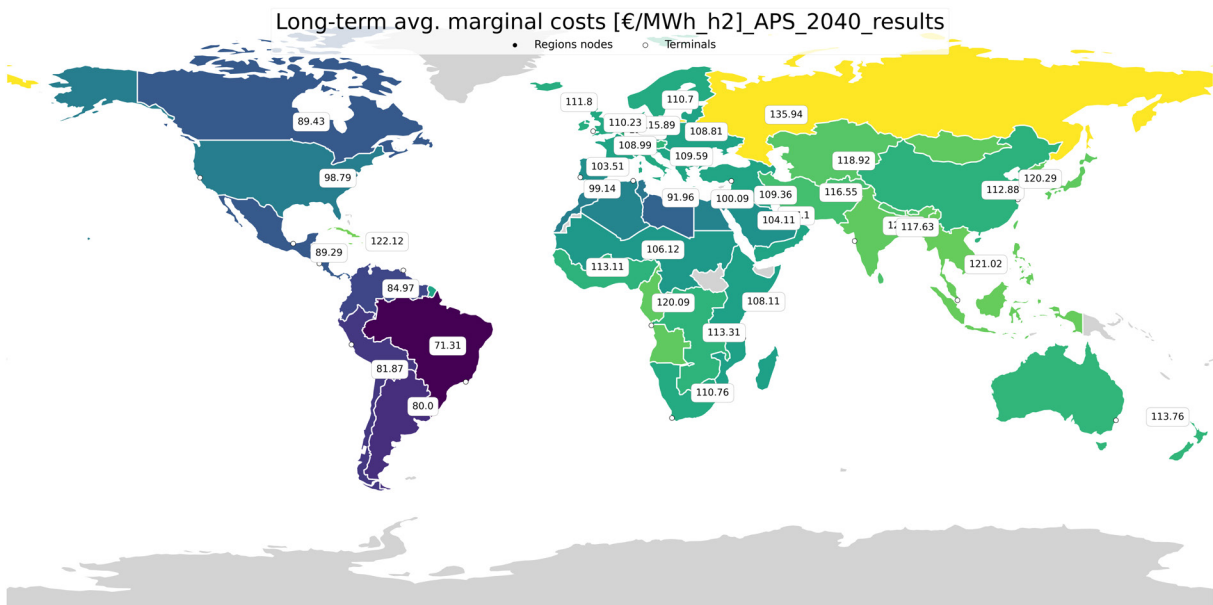
(b) Kapazitätserweiterung und Kraftwerksportfolio - 2040

Figure 3.3: Kapazitätserweiterung (APS)

Die langfristigen Grenzkosten stellen gewichtete jährliche Durchschnittskosten für die Wasserstoffproduktion dar. Diese Grenzkosten für Wasserstoff sind in Abbildung 3.4 dargestellt. Aus ihnen geht ebenfalls die Richtung der Transportströme hervor. Im Jahr 2030 sehen die meisten Regionen Kosten von etwa 100 EUR/MWh oder sogar höher, während Amerika, mit Ausnahme der Karibik, günstigere Bedingungen aufweist. Im Jahr 2040 bleibt dieser Effekt stark. Obwohl der Unterschied zwischen dem amerikanischen Kontinent und Europa nicht hoch genug ist, um große Handelsvolumina zu bedingen.



(a) Wasserstoff langfristige Grenzkosten - 2030



(b) Wasserstoff langfristige Grenzkosten - 2040

Figure 3.4: Wasserstoff langfristige Grenzkosten (APS)

Hydrogen Run-Up

Wie das RES-Szenario ist das HRU-Szenario so gestaltet, dass es mit dem 1,5 °C-Ziel des Pariser Klimaschutzabkommens vereinbar ist. Im Vergleich zum APS-Szenario haben beide Szenarien ein deutlich strengeres CO₂-Budget über den Modellierungszeitraum hinweg. Zusätzlich stellt das HRU-Szenario den größten Anstieg des H₂-Bedarfs aufgrund einer beschleunigten Sektorkopplung sowie eine ausgeprägtere Kostenreduktion bei den Investitionskosten entlang der H₂-Wertschöpfungskette dar.

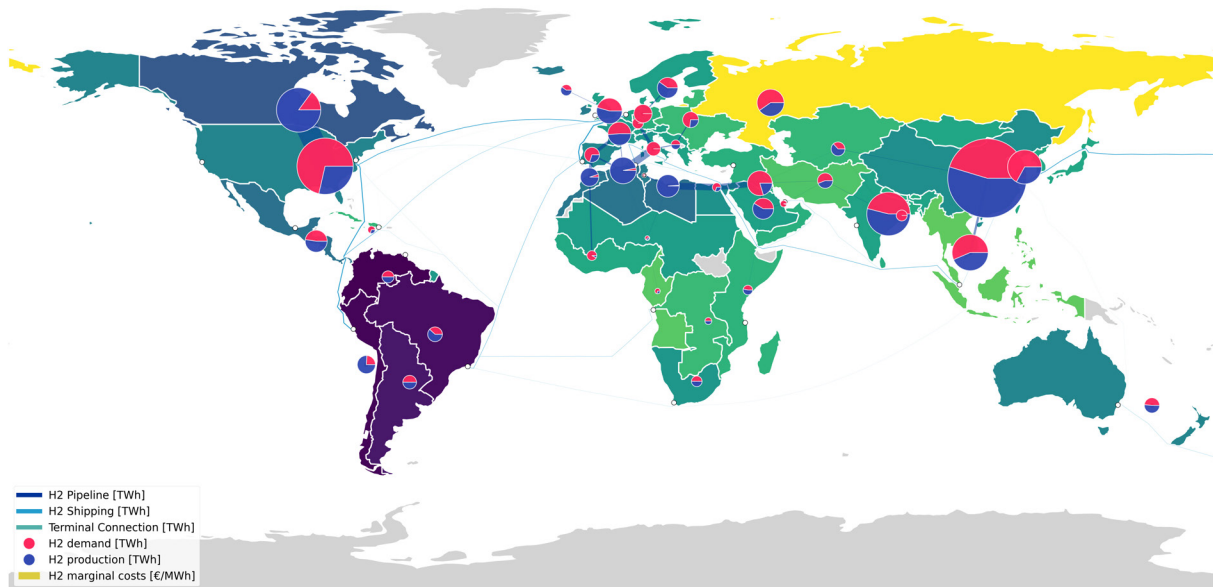
Die HRU Ergebnisse sind in Abbildung 3.5 visualisiert und zeigen einen höheren Anteil des Schiffsverkehrs am globalen Wasserstoffhandel. Während Europa im Jahr 2030 Wasserstoff hauptsächlich durch Pipeline-Transport importiert, werden im Jahr 2040 große Mengen aus Amerika über Schiffsrouten importiert. Der Handel zwischen Regionen im Nahen Osten, Asien und Afrika basiert im Wesentlichen auf Pipeline-Transporten. Die größten Volkswirtschaften, die USA und China, sind im Jahr 2040 Nettoexporteure, während Indien und Europa, mit Ausnahme des Vereinigten Königreichs, Nettoimporteure sind. Aufgrund ihrer profitablen erneuerbaren Potenziale exportieren die nordafrikanischen Länder nicht nur nach Europa, sondern auch in west- und ostafrikanische Länder.

Abbildung 3.6 veranschaulicht die Kapazitäten und Investitionen in jedem simulierten Jahr. Ähnlich wie in der APS-Einstellung dominieren Wind- und Solarenergie die Investitionen. Dies steht in Zusammenhang mit den strengen Pfaden zur Dekarbonisierung, d.h. sinkenden CO₂-Budgets. Im Gegensatz zum APS-Pfad ist Gas für den Übergang zu einem dekarbonisierten System von geringerer Relevanz.

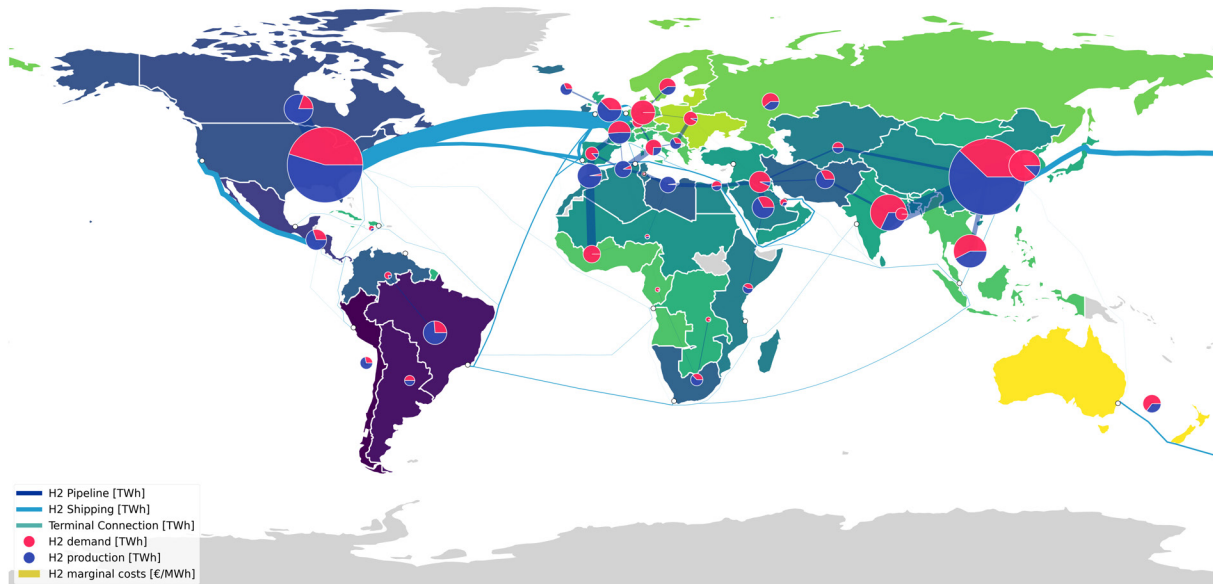
Ähnlich wie in der APS-Einstellung zeigen die langfristigen durchschnittlichen Grenzkosten für Wasserstoff in Abbildung 3.7 die niedrigsten Werte in Amerika, mit Ausnahme der Karibik. Im Jahr 2040 bleibt dieser Effekt stark. Exporte vom US-Hub nach Europa sind ab 2040 vorteilhaft, was zu einem massiven Anstieg des Schifftransportvolumens nach Mitteleuropa führt.

Renewable Electrification

Der Fokus der sektorenübergreifenden Dekarbonisierungsstrategie in diesem Szenario liegt auf der direkten Elektrifizierung, was sich in einem höheren Strombedarf im Vergleich zum HRU-Szenario widerspiegelt. Im Gegensatz dazu sind sowohl der Wasserstoffbedarf als auch die Kostensenkung entlang der Wasserstoffwertschöpfungskette als niedriger anzusehen, obwohl sie im Vergleich zum APS-Szenario deutlich höher bleiben. Im RES-Szenario beobachten wir im Vergleich zum HRU-Szenario (vgl. Abbildung 3.8) geringfügige



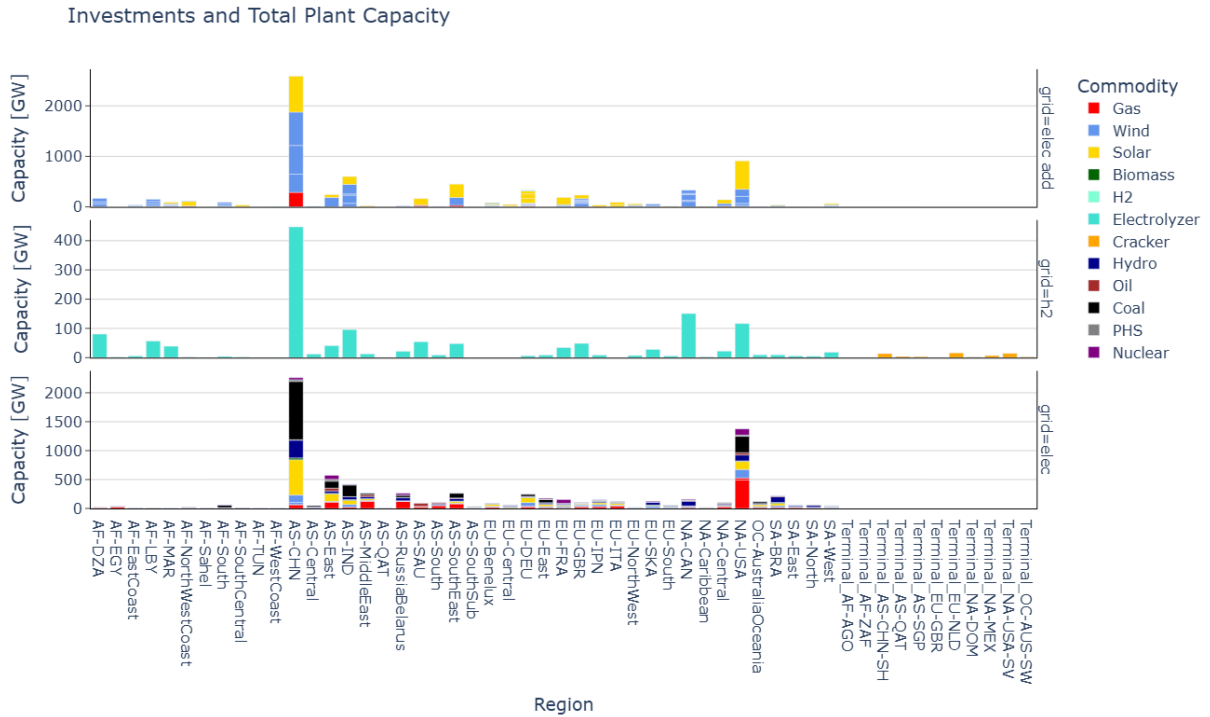
(a) Wasserstofftransport - 2030



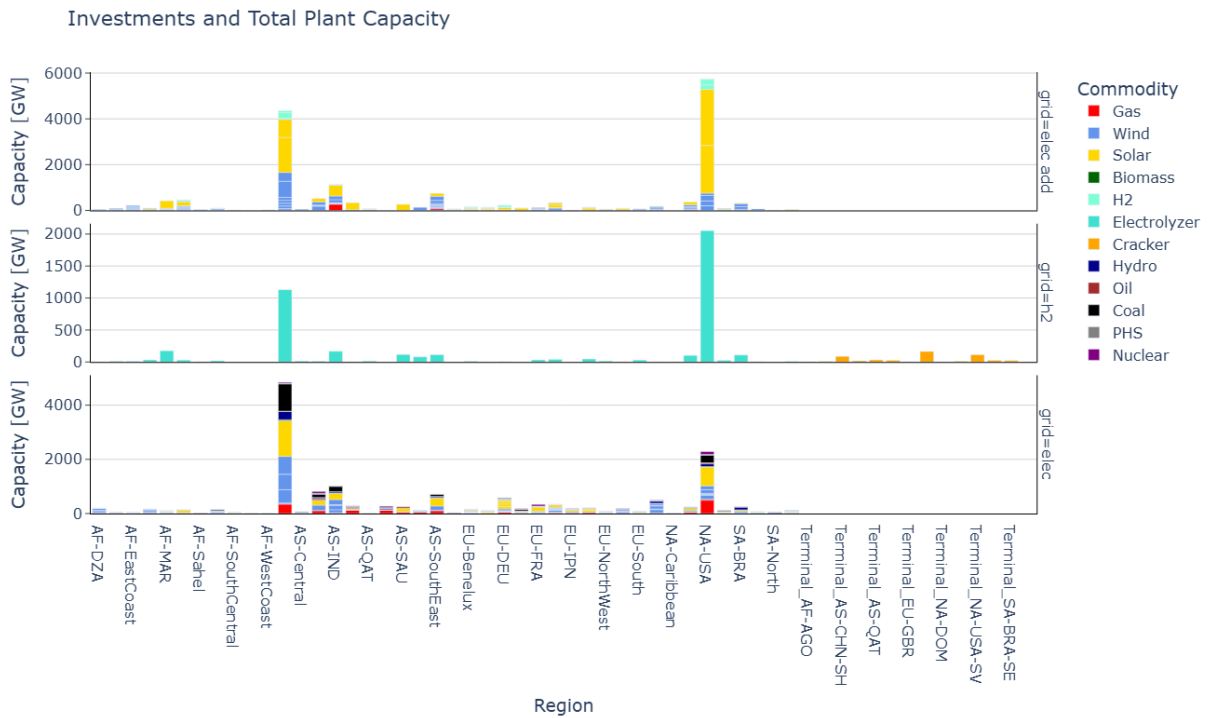
(b) Wasserstofftransport - 2040

Figure 3.5: Wasserstofftransportsystem (HRU)

Änderungen. Im Jahr 2040 werden große Mengen von Amerika nach Europa über Schiffrouten exportiert. Saudi-Arabien reduziert seine Produktion und wird als Exporteur in den Nahen Osten durch Lieferungen über das Mittelmeer ersetzt. Australien wird im Vergleich zur HRU-Einstellung zum Nettoexporteur. Die größten Volkswirtschaften, die USA und China, sind im Jahr 2040 Nettoexporteure, während Indien und Europa, mit Ausnahme des Vereinigten Königreichs, Nettoimporteure sind. Der amerikanische Kontinent hat die niedrigsten Kosten.



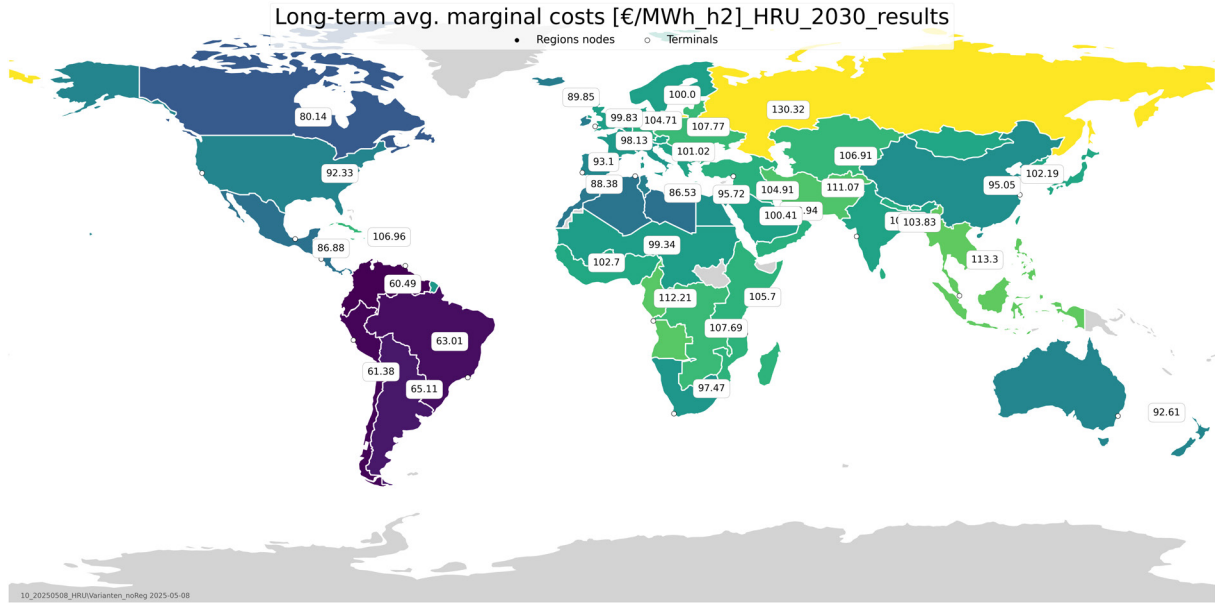
(a) Kapazitätserweiterung und Kraftwerksportfolio - 2030



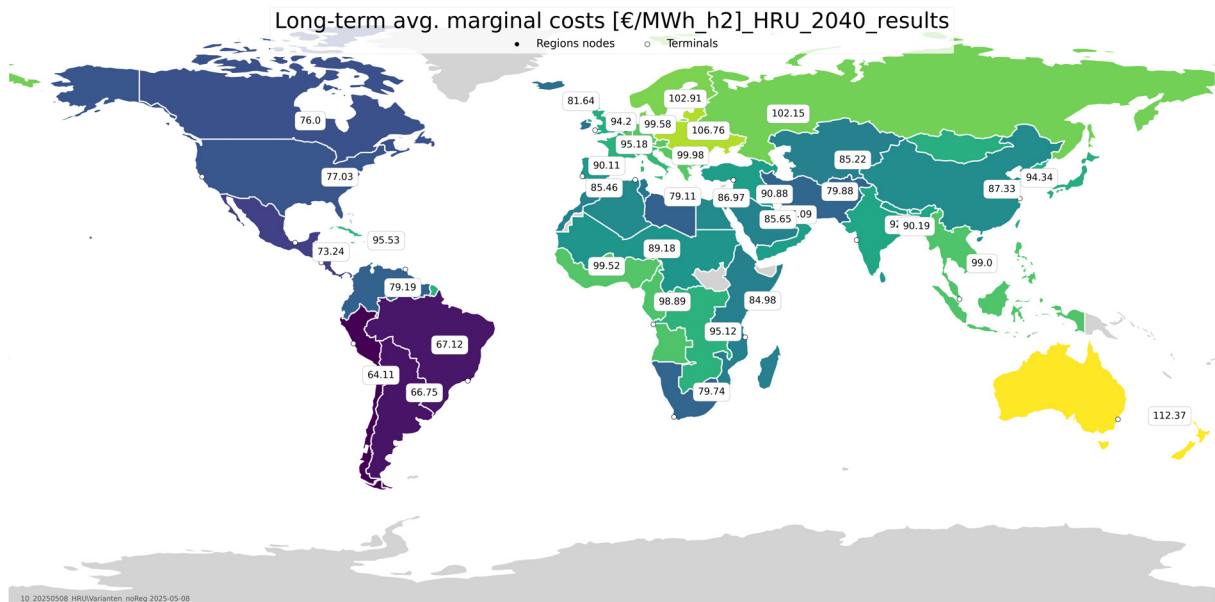
(b) Kapazitätserweiterung und Kraftwerksportfolio - 2040

Figure 3.6: Kapazitätserweiterung (HRU)

Abbildung 3.9 veranschaulicht die Kapazitäten und Investitionen in jedem simulierten Jahr. Ähnlich wie im HRU-Szenario dominieren Wind- und Solarenergie die Investitionen. Im Jahr 2040 sind die Elektrolyseurkapazitäten in den USA und China am höchsten. Im



(a) Wasserstoff langfristige Grenzkosten - 2030

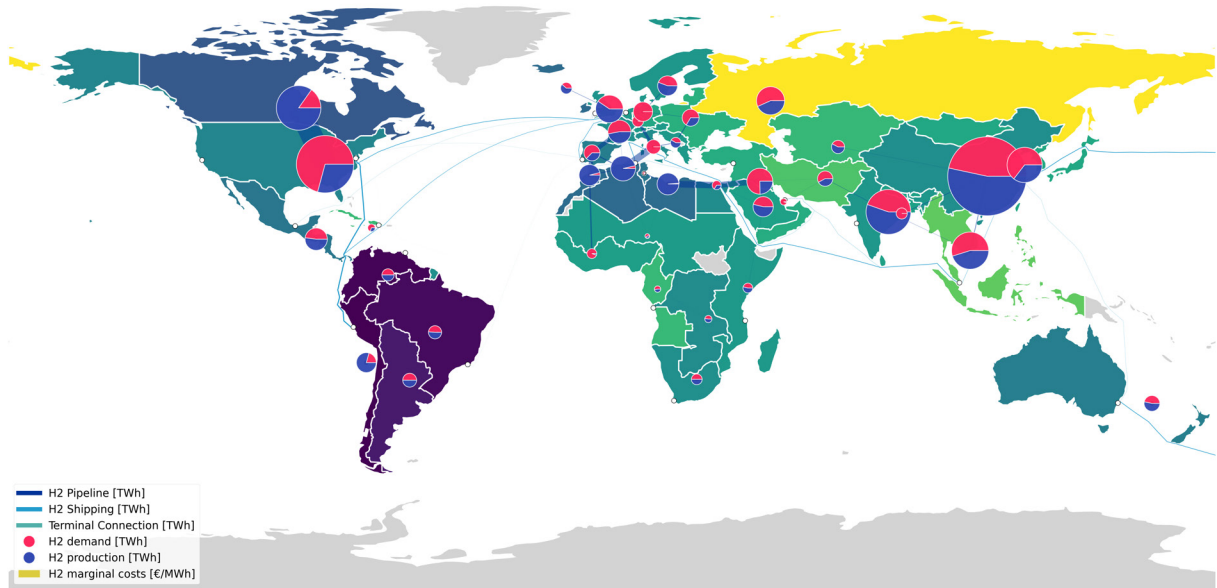


(b) Wasserstoff langfristige Grenzkosten - 2040

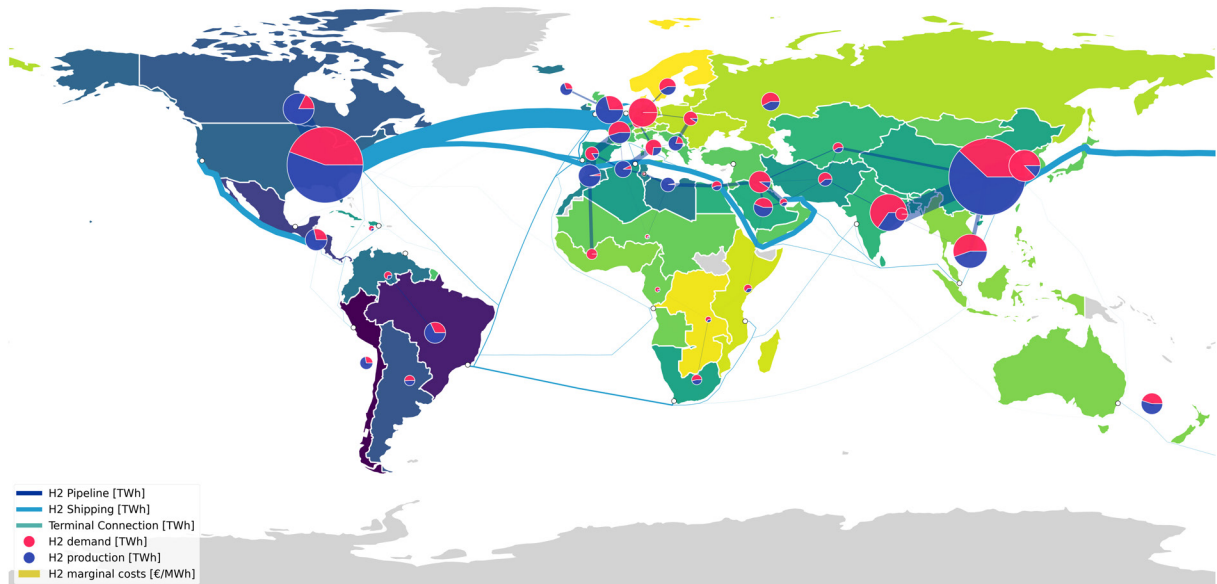
Figure 3.7: Wasserstoff langfristige Grenzkosten (HRU)

Gegensatz zum HRU-Pfad sind die Investitionen im Elektrifizierungsszenario deutlich höher, d.h. etwa 4000 GW in China und mehr als 4000 GW in den USA im Jahr 2040.

Die langfristigen durchschnittlichen Grenzkosten für Wasserstoff im RES-Szenario in Abbildung 3.10 zeigen ähnliche Bedingungen wie in der HRU-Einstellung. Während der amerikanische Kontinent aufgrund seiner günstigen erneuerbaren Bedingungen niedrige Kosten aufweist, zeigen Europa und Zentral- sowie Südafrika höhere Kosten. In Asien ist die Situation gemischt, da China niedrigere Kosten aufweist, während Russland und



(a) Wasserstofftransport - 2030



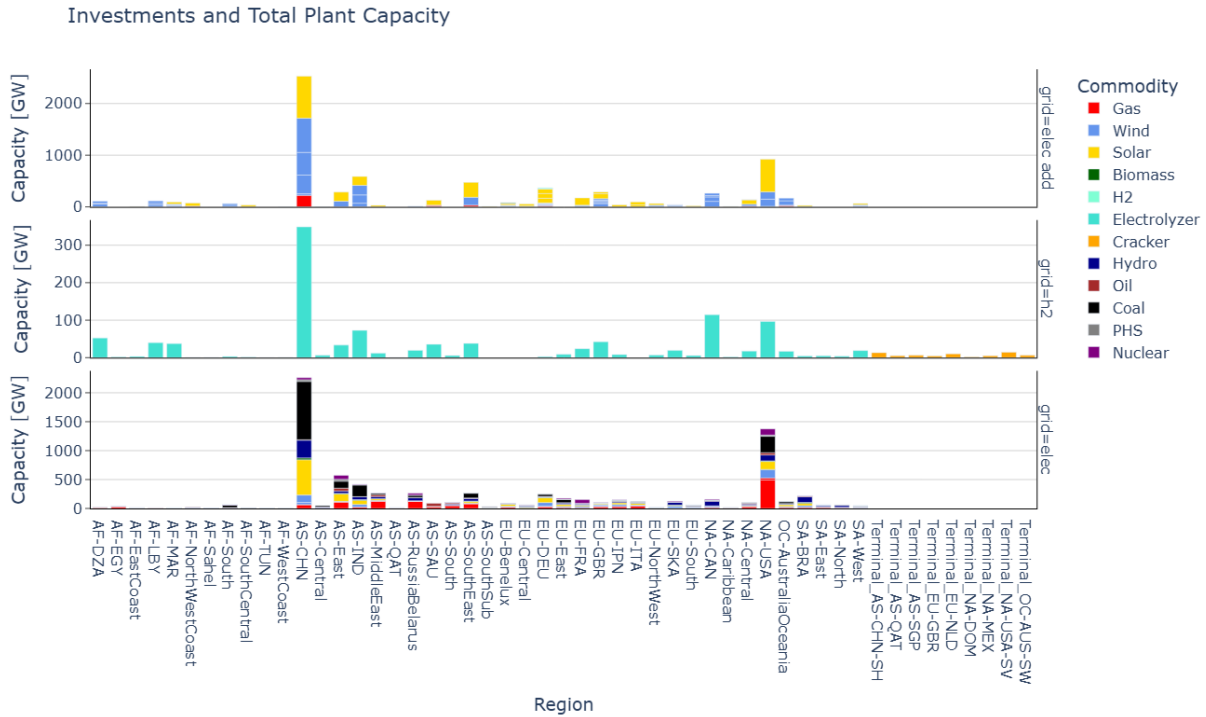
(b) Wasserstofftransport - 2040

Figure 3.8: Wasserstofftransportsystem (RES)

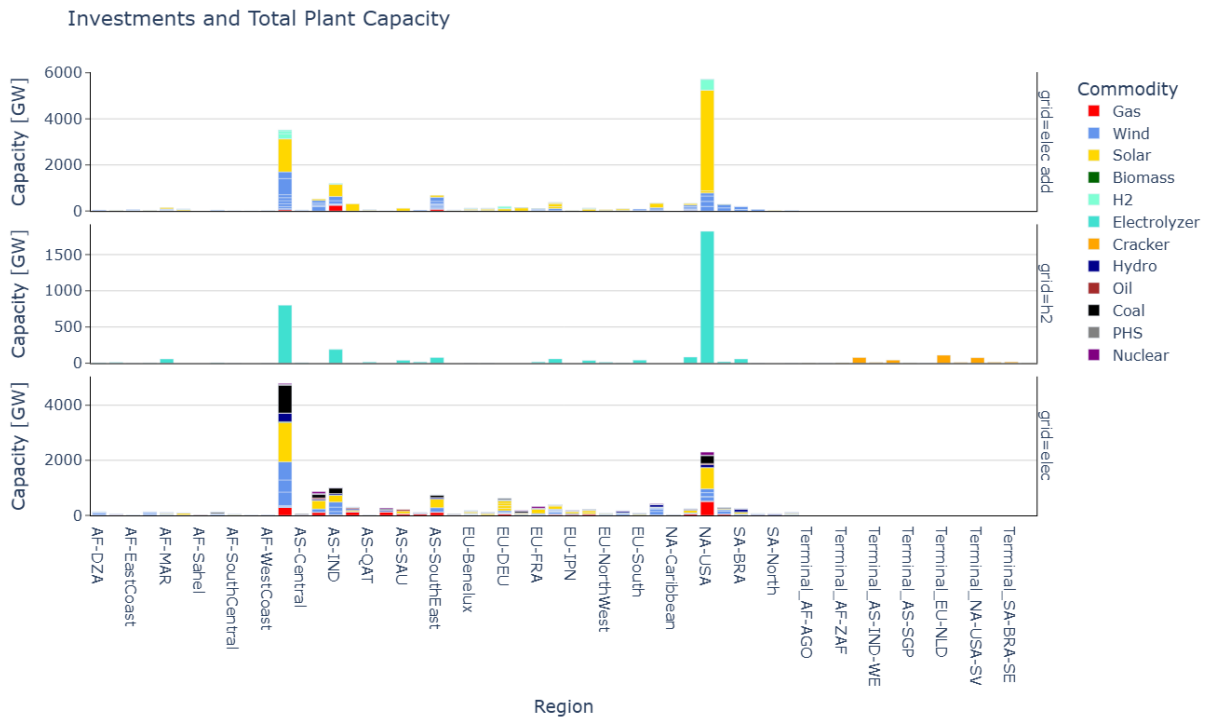
Südasiens die höchsten Kosten auf diesem Kontinent haben.

3.2 MGA Ergebnisse

Zusätzlich zu den kostenminimalen Ergebnissen des Modells, geben die MGA-Ergebnisse ergänzende Einblicke. Die MGA-Berechnungen wurden mit 1% Kostenpuffer durchgeführt, der relativ zum vorab berechneten Kostenminimum hinzugefügt wurde. Die Ergebnisse sind in Abbildung 3.11 dargestellt. Allgemein sind die Änderungen in der Stromerzeugung



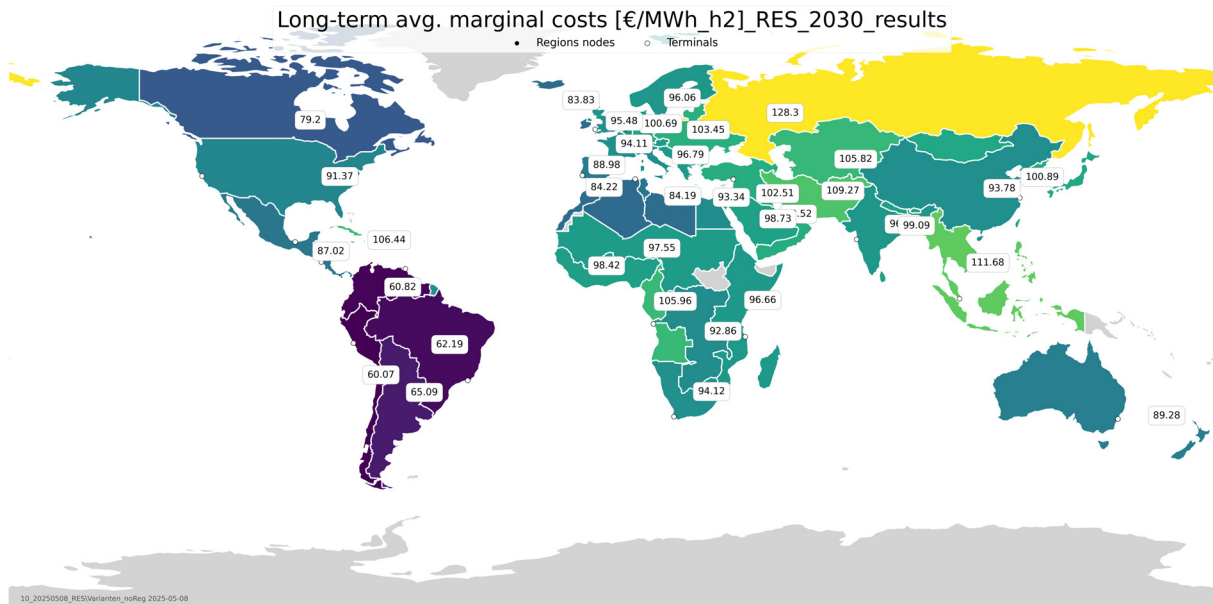
(a) Kapazitätserweiterung und Kraftwerksportfolio - 2030



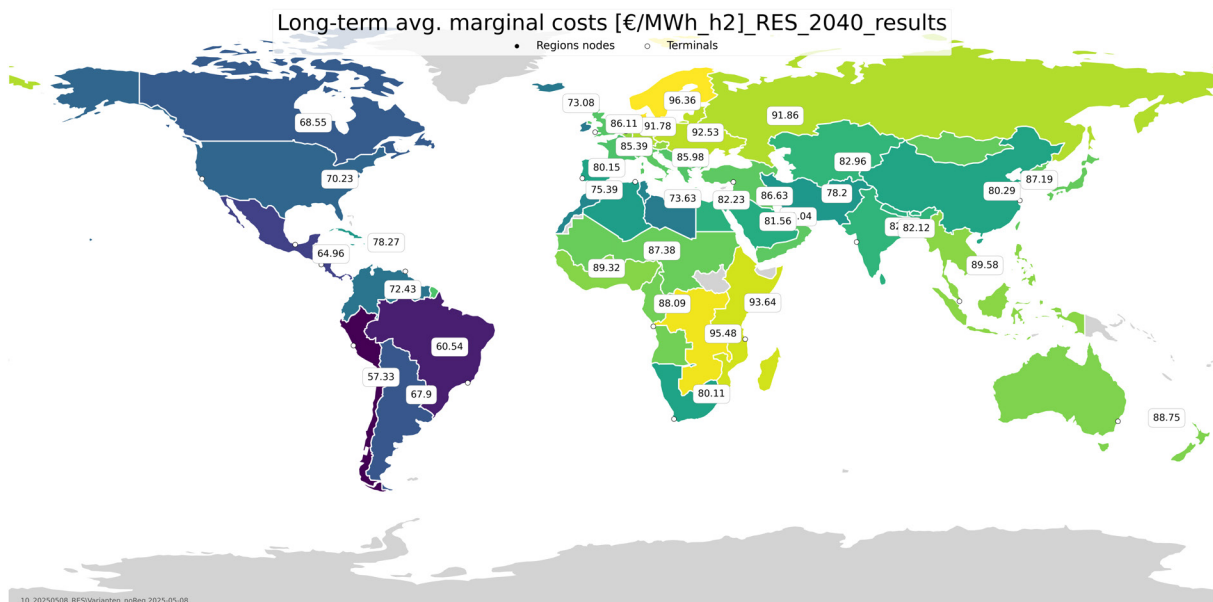
(b) Kapazitätserweiterung und Kraftwerksportfolio - 2040

Figure 3.9: Kapazitätserweiterung (RES)

relativ gering (+/- bis zu 12 TWh zwischen Regionen), was durch bereits stark expandierte und diversifizierte Stromsysteme, höhere Übertragungsverluste über große Entfernungen im Vergleich zum Wasserstoff-Pipeline-Transport und dadurch lokalisierte Stromerzeugung



(a) Wasserstoff langfristige Grenzkosten - 2030



(b) Wasserstoff langfristige Grenzkosten - 2040

Figure 3.10: Wasserstoff langfristige Grenzkosten (RES)

erklärt werden kann. Im Vergleich dazu variiert die Wasserstoffproduktion stark (+/- bis zu 700 TWh zwischen Regionen). Das Modell wurde so konfiguriert, dass sieben verschiedene Technologieoptionen durch die Anwendung unterschiedlicher Gewichte in jeder dieser MGA-Alternativen verstärkt werden. Durch die stärkere Gewichtung des Schiffstransports in der Optimierung, ändert sich die Stromerzeugung kaum, da Strom nicht per Schiff transportiert wird. Die Verteilung der Wasserstoffproduktion ändert sich hingegen stark und verlagert die Produktion und damit den Export weiter in Richtung Chile und Peru und weg von

China und dem Rest Asiens. Dies zeigt, dass bereits mit einem relativ geringen Anstieg der Gesamtsystemkosten Länder, die weiter entfernt liegen, aber über gleichmäßigere VRE-Ressourcen verfügen, stärker an einer internationalen Wasserstoffwirtschaft teilnehmen können. Die Reduzierung der Auswahl von Batterien, um das System auf Wasserstoff-Energiespeicher zu lenken, ändert kaum etwas. Dies kann dadurch erklärt werden, dass Batterien eher als Kurzzeitspeicher im Vergleich zu Wasserstoff, der für mittlere bis langfristige Speicherung verwendet wird, eingesetzt werden und daher einen anderen Zweck im System erfüllen. Ein weiterer starker Effekt zeigt sich in der Maximierung der Nutzung von Wind- und Solarenergie, was die Wasserstoffproduktion vom Rest Asiens in Richtung China verlagert. Dies kann durch Chinas gute VRE-Verfügbarkeit, günstige geografische Lage, die den Bau von Pipeline-Infrastrukturen zwischen den Ländern erleichtert, und vorteilhafte Finanzierungsbedingungen im Vergleich zu einigen der Nachbarländer (wie in Abbildung 2.9 gezeigt) erklärt werden.

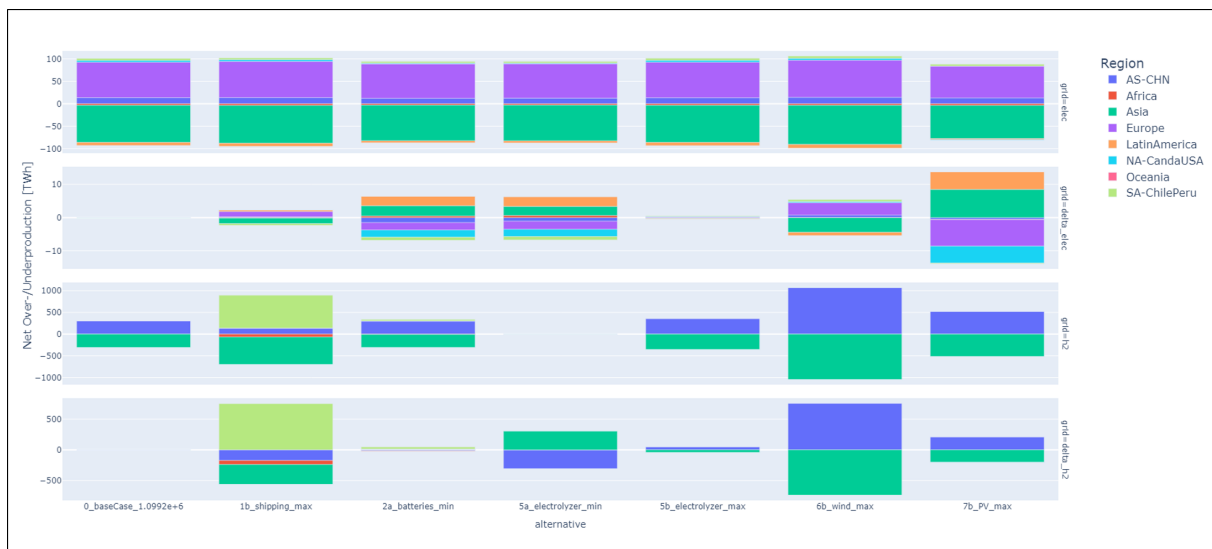


Figure 3.11: MGA Produktionsvariation mit 1% Kostenpuffer

4. Diskussion

Obwohl alle Szenarioergebnisse erhebliche Unterschiede zwischen den Kontinenten bezogen auf die Grenzkosten der Wasserstoffproduktion zeigen, was wiederum erhebliche Transportströme implizieren würde, unterscheidet sich der tatsächliche Grad des globalen Wasserstofftransports deutlich zwischen den Szenarien. Das APS-Szenario zeigt fast ausschließlich Pipeline-Transport, der hauptsächlich zwischen Nordafrika und Europa, Kanada und den USA sowie China und Südostasien stattfindet. Im Vergleich zum APS-Szenario zeigt das HRU-Szenario deutlich mehr Schiffsverkehr, insbesondere im Jahr 2040. Länder, die Wasserstoff per Schiff exportieren, sind die USA, China und Brasilien. Die Pipeline-Verbindungen nehmen ebenfalls zu. Schließlich zeigt das RES-Szenario erneut deutlich mehr Transport, sowohl im Schiffsverkehr als auch im Pipeline-Transport.

4.1 Szenarien Diskussion

Die vergleichende Bewertung der drei modellierten Szenarien - Announced Pledges (APS), Hydrogen Run-Up (HRU) und Renewable Electrification (RES) - hebt die divergierenden Pfade hervor, die globale Energiesysteme auf dem Weg zur Dekarbonisierung unter verschiedenen politischen und technologischen Annahmen einschlagen könnten. Abbildung 4.1 bietet einen direkten Vergleich der exogen festgelegten CO₂-Budgets und der modellbasierten CO₂-Emissionen, die sich aus dem Kraftwerkseinsatz ergeben. Die Ergebnisse werden für alle Kontinente und alle Szenarien für das Referenzjahr 2040 aggregiert dargestellt. Wie in der Abbildung gezeigt, sind alle CO₂-Budgets mit Ausnahme von Asien im APS-Szenario vollständig aufgebraucht. Sie etablieren somit eine verbindliche CO₂-Beschränkung, die für die Dekarbonisierung des globalen Energiesystems entscheidend ist. Während diese Beschränkung erhebliche Emissionsreduktionen sicherstellt, unterscheiden sich die zugrunde liegenden Mechanismen, Investitionsstrukturen und Handelsdynamiken deutlich.

Systemtransformation und Investitionsmuster

In allen Szenarien erweist sich der Stromsektor als Rückgrat der Dekarbonisierung und bestätigt seine zentrale Rolle als Ermöglicher für anschließende Emissionsreduktionen in anderen Energiesektoren. Sowohl in HRU als auch in RES wird der beschleunigte Ausstieg aus fossilen Erzeugungstechnologien hauptsächlich durch großflächige Zusatzkapazitäten erneuerbarer Energien, insbesondere Solar-PV und Onshore-Wind, kompensiert. Die

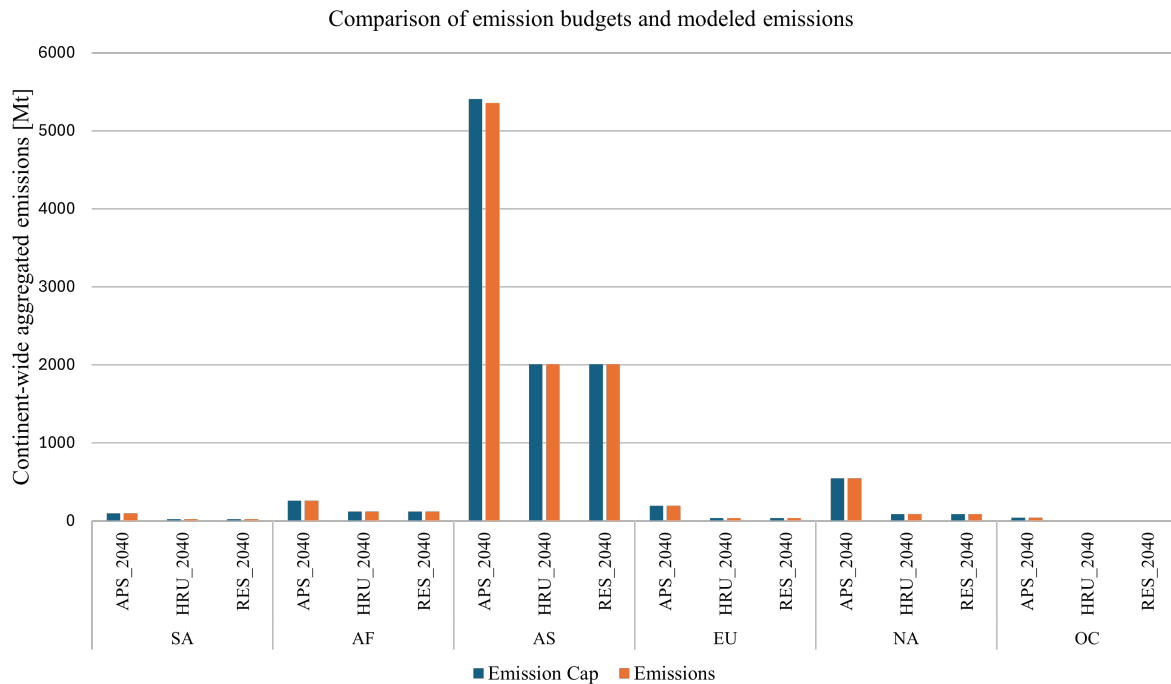


Figure 4.1: CO₂-Emissionenvergleich über alle Kontinente und Szenarien im Jahr 2040

Dominanz dieser Technologien spiegelt deren rapide sinkende Kosten und technologische Reife wider, unterstreicht aber auch den wachsenden Bedarf an Systemflexibilität durch Netzausbau, Speichererweiterung und nachfrageseitiger Flexibilität.

Die Investitionstrends unterscheiden sich erheblich zwischen den Szenarien. Das APS-Szenario, das mit den aktuellen nationalen Zusagen übereinstimmt, erhält in 2030 eine relativ ausgewogene Erzeugungsmischung, wobei Gas weiterhin als Übergangstechnologie dient. Im Gegensatz dazu zeigen sowohl HRU als auch RES eine schnellere Umverteilung von Kapital hin zu erneuerbaren Energien und Elektrifizierungstechnologien. Im HRU-Pfad steigen die Elektrolyseurkapazitäten nach 2030 stark an, getrieben durch die wachsende Rolle von grünem Wasserstoff als sektorenübergreifender Energieträger. Das RES-Szenario verstärkt diesen Trend weiter: Die insgesamt installierten erneuerbaren Kapazitäten erreichen 2040 etwa 4000 GW in China und mehr als 4000 GW in den Vereinigten Staaten, was die ambitionierte Verfolgung der Strategie der direkten Elektrifizierung und der Integration erneuerbarer Energien im Einklang mit einem 1.5 °C-Pfad entspricht.

Wasserstoffbereitstellung und Kostendynamik

Die Muster der Wasserstoffproduktion, des Transports und des Handels unterscheiden sich erheblich zwischen den Szenarien. In APS spielen global interagierende Wasserstoffmärkte eine bescheidene Rolle, wobei die regionale Produktion weitgehend den heimischen Bedarf

deckt. Die durchschnittlichen Grenzkosten bleiben moderat, aber das Fehlen großer globaler Handelsströme deutet darauf hin, dass Wasserstoff unter dieser politischen Ausrichtung noch kein global gehandelter Rohstoff ist.

Das Hydrogen Run-Up-Szenario verändert dieses Bild grundlegend. Bis 2040 wird der globale Wasserstoffhandel stark vernetzt: Europa importiert erhebliche Mengen per Schiff aus den Amerikas, während der innerregionale Austausch im Nahen Osten, Asien und Afrika von Pipelines dominiert wird. Die Vereinigten Staaten und China entwickeln sich zu großen Nettoexporteuren, die ihre riesigen erneuerbaren Potenziale und Kostenvorteile nutzen. Die nordafrikanischen Länder profitieren stark von ihren Solarressourcen und exportieren Wasserstoff nicht nur nach Europa, sondern auch in benachbarte afrikanische Regionen. Die Grenzkosten der Produktion sind in den Amerikas am niedrigsten, was profitablen transatlantischen Schiffsverkehr sogar bei hohen Transportkosten ermöglicht.

Das Renewable Electrification-Szenario ergibt ein ähnliches räumliches Muster, jedoch mit leicht höheren Gesamtproduktions- und Investitionsniveaus für Strom. Im Vergleich zu HRU nimmt die Exportrolle Saudi-Arabiens ab, während mediterrane Lieferanten an Bedeutung gewinnen. Australien hingegen stärkt seine Position als globaler Exporteur. Die langfristigen Grenzkosten für Wasserstoff in RES bleiben in den Amerikas am niedrigsten, während Europa und die meisten Teile Afrikas aufgrund der stärker eingeschränkten erneuerbaren Ressourcenbedingungen höhere Produktionskosten haben. Die Heterogenität der Wasserstoffkosten in verschiedenen Regionen unterstreicht die Bedeutung globaler Handelsinfrastrukturen für eine kosteneffiziente Dekarbonisierung.

CO₂-Budgets und zeitliche Dekarbonisierung

Die festgelegten CO₂-Budgets prägen entscheidend den Zeitpunkt und die Intensität des Übergangs. Im APS-Szenario spiegelt ein linearer Reduktionsverlauf den schrittweisen Fortschritt hin zu den angekündigten Zielen wider, was zu langsameren strukturellen Veränderungen und höheren Restemissionen in den mittleren Jahren führt. Im Gegensatz dazu induzieren die HRU- und RES-Pfade - parametrisiert durch stückweise polynomiale Reduktionen - beschleunigte Emissionsrückgänge, insbesondere im Stromsektor, der etwa fünf Jahre früher als der nationale Durchschnitt die Kohlenstoffneutralität erreicht. Diese zeitliche Vorverlagerung der Minderung steht im Einklang mit der Literatur, die den Hebeleffekt des Stromsektors auf den breiteren Energiewandel betont.

Generelle Implikationen und Abwägungen

Insgesamt deuten die Modellergebnisse darauf hin, dass Pfade, die mit dem 1.5 °C-Ziel übereinstimmen (HRU und RES), in der Nähe deutlich höhere Investitionen erfordern. Die beiden 1.5 °C-konformen Pfade unterscheiden sich jedoch in ihrem strategischen Schwerpunkt:

Der HRU-Pfad setzt auf Wasserstoff als verbindenden Vektor für die Sektorkopplung und erfordert eine massive Erweiterung der Elektrolyseurkapazitäten und der globalen Handelsinfrastruktur.

Der RES-Pfad priorisiert die direkte Elektrifizierung, wo immer möglich, und reduziert dadurch die Abhängigkeit des Systems von der Wasserstofflogistik, erfordert jedoch noch größere Kapazitätserweiterungen erneuerbarer Energien und eine stärkere Netzintegration.

Beide Ansätze implizieren erhebliche Koordinationsherausforderungen auf internationaler Ebene, insbesondere in Bezug auf die Infrastrukturentwicklung, die CO₂-Bilanzierung und die Technologiestandardisierung. Das APS-Szenario, obwohl weniger ambitioniert, veranschaulicht die Grenzen der aktuellen Zusagen bei der Erreichung einer tiefgreifenden Dekarbonisierung, da fossile Erzeugung und begrenzte Wasserstoffbereitstellung über 2040 hinaus bestehen bleiben.

Kostenbezogene Implikationen

Abbildung 4.2 zeigt die Verteilung der Grenzkosten für die verschiedenen Kontinente im APS-Szenario 2040. Besonders Südamerika weist sehr niedrige Grenzkosten für Wasserstoff von etwa 80 €/MWh (2,40 €/kg) im Vergleich zu den anderen Kontinenten auf, wo Wasserstoffkosten von 90-120 €/MWh (2,7-3,6 €/kg) auftreten. Dieses Verhältnis zeigt sich in allen Szenarien und Jahren. Dennoch ist die Menge an Wasserstoff, die in andere Teile der Welt exportiert wird, begrenzt. Dies kann durch die zusätzlichen Kosten und Verluste beim Transport erklärt werden, die im Vergleich zum Pipeline-Transport aus näheren Regionen einen relativ hohen Nachteil darstellen. Besonders relevant sind die Rückumwandlungsverluste zurück zu Wasserstoff im Fall von z.B. Ammoniak. Daher deuten die Analysen darauf hin, dass, wenn reiner Wasserstoff benötigt wird, die Transportentfernungen eher auf nahegelegene Regionen begrenzt sein werden. Wenn Wasserstoffderivate benötigt werden, wie Ammoniak, Methanol oder andere synthetische Kraftstoffe, können Regionen wie Südamerika von wettbewerbsfähigeren Produktionskosten in Kombination mit Schiffsverkehr mit geringeren Verlusten und höheren volumetrischen Energiedichten profitieren. Darüber hinaus impliziert dies aus der Perspektive von Ländern mit geringerer

VRE-Verfügbarkeit, aber einer gut etablierten Grundstoffindustrie, z.B. für die Ammoniakproduktion und andere Chemikalien, das Risiko eines langfristigen Wettbewerbsnachteils, was möglicherweise zu einer Verlagerung dieser Industrien oder zu einem langfristigen Bedarf an Subventionen führt.

Diskussion der MGA-Ergebnisse

Die MGA-Ergebnisse zeigen deutlich, dass bereits relativ kleine Änderungen wie 1% Kostenpuffer in den Gesamtsystemkosten die zukünftigen Wasserstoffströme und damit die Import- und Exportbeziehungen zwischen verschiedenen Regionen stark beeinflussen können. Besonders für Chile und Peru kann dies als eine Chance gesehen werden, da obwohl die kostenminimierenden Berechnungen aufgrund von Abgelegenheit und hohen Versandverlusten und -kosten nur begrenzte Exporte in andere Kontinente zeigen, Exportmöglichkeiten bestehen, wenn die Schifffahrtskosten ausreichend reduziert werden.

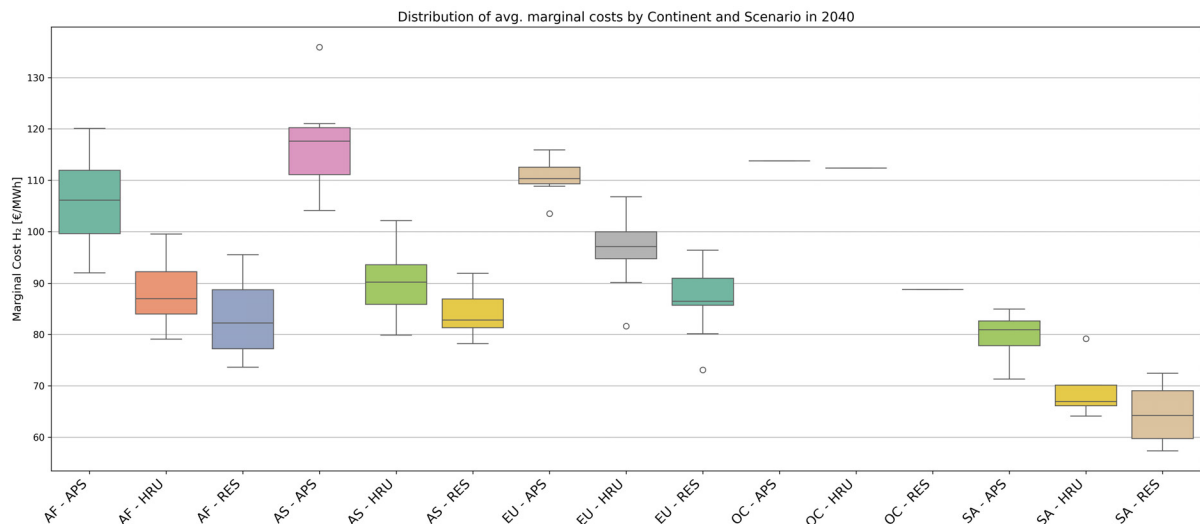


Figure 4.2: Vergleich der langfristigen Grenzkosten für grünen Wasserstoff zwischen Szenarien und Kontinenten im Jahr 2040

4.2 Benchmarking

Im Folgenden werden die Bedarfsannahmen und Ergebnisse mit der nationalen Wasserstoffstrategie für Deutschland verglichen und eingeordnet.

In der Vergangenheit wurden die nationalen Ziele für den Wasserstoffbedarf im Jahr 2030 von zwischen 90 und 110 TWh in der Strategie von 2020 (BMWi, 2020) auf 95 und 130 TWh in der aktualisierten Strategie von 2023 (BMWK, 2023) geändert. Diese Zielbereiche

werden im Vergleich zu den Wasserstoffnachfragen in den Modellszenarien in Abbildung 4.3 dargestellt. Während das APS-Szenario bei 110 TWh liegt und damit innerhalb beider Nachfragebereiche, liegt das RES-Szenario am oberen Ende der aktualisierten Nachfrage bei 130 TWh und über der ursprünglichen Strategie. Die HRU-Nachfrage liegt bei 156 TWh und damit weit über den maximalen Zielen der nationalen Strategie. Da das APS-Szenario die angekündigten Ziele darstellt, ist es konsistent, dass die Nachfrage in diesem Szenario im angekündigten Bereich liegt. Dennoch stellen ambitioniertere Szenarien wie das HRU-Szenario höhere Raten der Systemdefossilisierung und damit höhere Wasserstoffnachfragen dar.

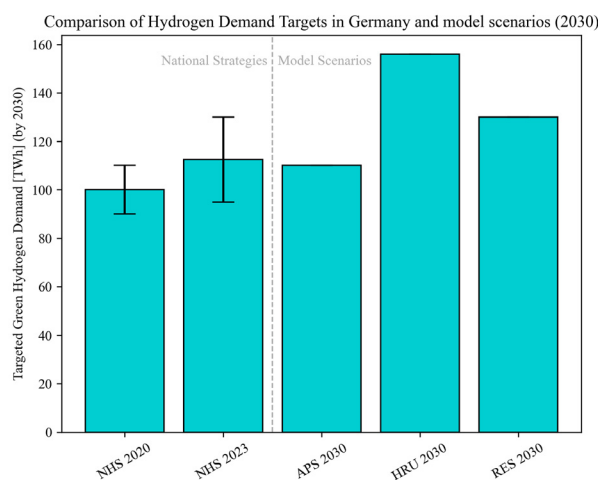


Figure 4.3: Vergleich der Wasserstoffnachfrageziele in Deutschland und Modellszenarien (2030)

Abbildung 4.4 zeigt die angenommenen Wasserstoffnachfragen im Laufe der Zeit in Deutschland in den verschiedenen Modellergebnissen und verschiedenen Strategien und Studien. Dies umfasst die nationale Importstrategie (BMWK, 2024), den Szenario-Rahmen der BNetzA (abgekürzt mit SF) für den deutschen Bundesnetzausbauplan (BNetzA, 2025) sowie die in dem Ariadne-Projekt angenommenen Nachfragen (Luderer et al., 2025b). Diese neueren Szenarien beginnen 2030 auf einem niedrigeren Niveau und zeigen dann einen starken Anstieg der projizierten Wasserstoffnachfrage im Laufe der Zeit, der die meisten anderen Szenarien übertrifft. Ähnlich beginnen die Ariadne-Szenarien mit einer aktualisierten niedrigeren Anfangsnachfrage und entwickeln sich parallel zu den ursprünglichen Strategieszzenarien, verschoben um fast 100 TWh nach unten (Luderer et al., 2025a).

Die Ergebnisse der verschiedenen Szenarien hinsichtlich der installierten Elektrolyseurkapazität im Vergleich zur National Hydrogen Strategy (NHS) zeigen geringere installierte Kapazitäten als die nationalen Ziele. Das ursprüngliche Ziel der NHS von 2020 von 5

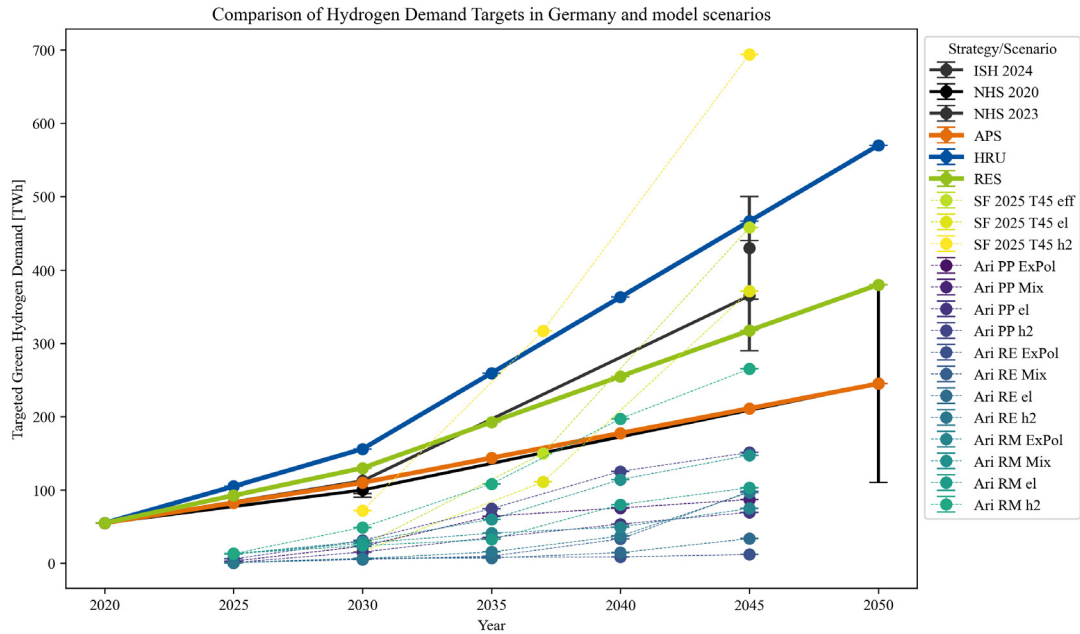


Figure 4.4: Vergleich der Wasserstoffnachfrageziele in Deutschland und Modellszenarien im Laufe der Zeit

GW installierter Elektrolyseurkapazität im Jahr 2030 wurde auf 10 GW erhöht. Die Modellergebnisse zeigen keine installierte Elektrolyseurkapazität in Deutschland bis 2030 im APS-Szenario, 6,2 GW im HRU-Szenario und 2,8 GW im RES-Szenario. Die Modellergebnisse für 2040 zeigen 12 GW installierte Elektrolyseurkapazität in Deutschland im APS-Szenario, 9,6 GW im HRU-Szenario und 2,8 GW im RES-Szenario. Obwohl die Modellauflösung relativ grob ist, kann man sehen, dass mit weniger ambitionierten Zielen wie im APS-Szenario die Entwicklung des Wasserstoffbedarfs und anschließend der inländischen Elektrolyseurkapazitätsanforderung weiter in die Zukunft verschoben wird im Vergleich zu den ambitionierteren Szenarien. In Bezug auf den tatsächlichen Wasserstoffimport in den verschiedenen Szenarien wird die Nachfrage im APS-Szenario im Jahr 2030 vollständig durch Wasserstoffimporte gedeckt. Die anderen Szenarien zeigen einen Importanteil von 90 bis 99 % für 2030 sowie für 2040. Im Gegensatz dazu sieht die NHS von 2023 einen Importanteil zwischen 50 und 70 %. Diese Ergebnisse müssen kritisch eingeordnet werden. Optimierungsmodelle neigen allgemein dazu individuelle Extrema statt vielfältige und ausgewogene Ergebnisse zu erzeugen. Besonders mit der relativ groben geografischen Auflösung, die zur Verfügung steht, wird der Vergleich einzelner Länder mit ganzen Regionen von realen Entwicklungen mit granularerer Projektentwicklung abweichen. Daher können diese Ergebnisse verwendet werden, um eine Orientierung darüber zu erhalten, in welche Richtung sich das System entwickeln wird. In dieser Hinsicht zeigen

die Entwicklungen in der Realität, dass Elektrolyseurkapazitäten in Deutschland gebaut werden und dass daher die Ergebnisse ohne Kapazität im APS-Szenario 2030 überhaupt nicht realistisch sind. Dennoch zeigt ein sehr hoher Importanteil über alle drei Szenarien und in beiden Jahren, dass die inländische Wasserstoffproduktion in Deutschland keine sichere Sache ist und von der Dynamik des Aufbaus der Wasserstoffwirtschaft abhängt. Ein Szenario mit hoher Dynamik, wie in HRU und RES gezeigt, schafft eine günstige Umgebung für die Erweiterung der inländischen Elektrolyseurkapazität, wie zuvor erklärt.

4.3 Schlussfolgerungen

Die vergleichende Szenarioanalyse zeigt zusammenfassend, dass die Erreichung eines klimaneutralen Strom- und H₂-Systems bis zur Mitte des Jahrhunderts machbar ist, aber stark von einer frühen politischen Verpflichtung und Infrastrukturausweitung abhängt. Während das APS-Szenario die Verfolgung der aktuellen nationalen Energie- und Klimapläne (NECP) widerspiegelt, zeigen sowohl HRU als auch RES, dass beschleunigte Übergänge - obwohl kapitalintensiv - notwendig sind, um die globalen Klimaziele zu erreichen. Die unterschiedliche Abhängigkeit von Wasserstoff im Vergleich zur direkten Elektrifizierung unterstreicht eine grundlegende strategische Wahl für die politischen Entscheidungsträger: ob ein diversifizierter, wasserstoffzentrierter Übergang verfolgt werden soll oder ob die Elektrifizierung als dominierender Dekarbonisierungsweg priorisiert werden soll.

Zusammenfassend betonen die Ergebnisse, dass die Erreichung globaler Klimaziele nicht nur vom Tempo der Dekarbonisierung, sondern auch von kohärenten strategischen Entscheidungen zwischen Elektrifizierung und Wasserstoffbereitstellung abhängt. Starke, frühe politische Maßnahmen, sektorübergreifende Koordination und internationale Zusammenarbeit bei Infrastruktur und Standards sind entscheidend, um sicherzustellen, dass das globale Energiesystem effektiv in eine nachhaltige und klimaneutrale Zukunft übergehen kann.

In Bezug auf die Benchmarking der Modellergebnisse mit der NHS in Kapitel 4.2 kann geschlossen werden, dass höhere Ambitionen mit dynamischeren Wasserstoffnachfragen zu schnelleren inländischen Elektrolyseurkapazitätserweiterungen führen. Wenn wir die Ergebnisse aus Kapitel 4 hinzufügen, zeigt dies auch, dass ein dynamischerer Anstieg der Wasserstoffnachfrage zu höheren Investitionskosten in der Frühphase, aber zu niedrigeren Grenzkosten langfristig führt. Unter Verwendung der Grenzkosten als Preisproxys kann

geschlossen werden, dass für einen wettbewerbsfähigeren Wasserstoffpreis in der Zukunft ein schneller Anstieg der VRE- und Elektrolyseurkapazitäten empfehlenswert ist.

Policy Empfehlungen

Die folgenden politischen Implikationen können aus der Studie gezogen werden:

- **Schnelle Skalierung sicherstellen, um langfristig niedrige Grenzkosten und Preise zu ermöglichen**

- Maßnahmen umsetzen und Rahmenbedingungen schaffen, die die schnelle Bereitstellung von Wasserstofftechnologien zur Erreichung von Skaleneffekten ermöglichen.
- Forschung und Entwicklung unterstützen, um Produktions- und Betriebskosten kontinuierlich zu senken.
- Mittelfristig bis langfristig sind Wasserstoff-Grenzkosten von 92-116 €/MWh (2,75 - 3,5 €/t) in Deutschland möglich, abhängig von der Dynamik der Kapazitätserweiterung.

- **Versorgung sichern bei hohem Importanteil**

- Strategien entwickeln, um eine stabile und zuverlässige Versorgung mit Wasserstoff zu gewährleisten, unter Berücksichtigung, dass ein erheblicher Anteil davon importiert werden wird.
- Robuste Infrastruktur und Logistikkapazitäten aufbauen, um den Wasserstoffimport zu ermöglichen.

- **Attraktive Importpartner priorisieren, vor allem innerhalb der EU und in Nachbarstaaten**

- Starke Handelsbeziehungen und Abkommen mit EU-Mitgliedstaaten und Nachbarländern fördern, um die Wasserstoffversorgung zu sichern.
- Regionale Zusammenarbeit und gemeinsame Infrastrukturprojekte fördern, um die Widerstandsfähigkeit der Lieferkette zu erhöhen.

- **Langfristige Auswirkungen niedriger Grenzkosten für Wasserstoffderivate in Südamerika berücksichtigen**

- Die potenziellen Auswirkungen niedrigerer Produktionskosten für Wasserstoffderivate in bspw. Südamerika und anderen Regionen auf den globalen Markt analysieren.

- Rahmenbedingungen schaffen, die die Wettbewerbsdynamik adressieren und einen fairen Wettbewerb für inländische und internationale Wasserstoffmärkte sicherstellen.
- Möglichkeiten für Zusammenarbeit und Investitionen in die Wasserstoffproduktion in Südamerika erkunden, um Kostenvorteile zu nutzen.

4.4 Ausblick

Diese Studie gibt einen Überblick über die drei potenzielle Entwicklungsszenarien einer zukünftigen globalen Wasserstoffwirtschaft. Um diese Untersuchungen weiter ausarbeiten, sowie die Aussagekraft und den Detailgrad verbessern zu können, empfehlen sich einige weiterführende Untersuchungen und die Weiterentwicklung des Modells.

Da dieses Modell keine Unterscheidung zwischen verschiedenen Nachfragen nach Wasserstoff und seinen Derivaten trifft, können die Schlussfolgerungen für Derivate mit einer höheren Energiedichte und damit günstigeren Transportbedingungen unterschiedlich ausfallen. Besonders Kontinente wie Südamerika könnten von der Produktion höherwertiger Energieträger selbst profitieren und diese in Importregionen verschiffen. Daher ist es wünschenswert, das Modell auf mehr Nachfragesektoren und Waren zu erweitern, um detailliertere Analysen zu ermöglichen. Zusätzlich könnte die Einbeziehung von Nachfrageflexibilität die Realitätsnähe der Nachfrageannahmen erhöhen. Dies könnte auch durch die Integration von Methoden zur besseren Untersuchung von Pfadabhängigkeiten verbessert werden. Darüber hinaus sind die Ergebnisse durch die verfügbare Rechenkapazität begrenzt. Ein langfristiges Ziel wäre es, die geografische und zeitliche Auflösung zu erhöhen, um genauere und detailliertere Einblicke zu gewinnen. Insgesamt kann die langfristige Pflege der Modelldaten langfristige Untersuchungen der Entwicklung ermöglichen und damit die maximale Nutzung des nun verfügbaren Modells gewährleisten.

Unter Berücksichtigung der Ergebnisse in Kapitel 4.2 und der in Kapitel 3.2 etablierten MGA-Methode könnte die Untersuchung des nahezu optimalen Verhaltens der inländischen Elektrolyseurkapazitätserweiterung in Deutschland die Robustheit der Ergebnisse aufzeigen. Dadurch wird ein interessanter Ausgangspunkt für erweiterte detaillierte Untersuchungen geschaffen.

Literaturverzeichnis

- Benders, J. F. (1962): *Partitioning procedures for solving mixed-variables programming problems*. In: *Numerische Mathematik* 4, pp. 238–252. DOI: 10.1007/BF01386316.
- BMWi (2020): *National Hydrogen Strategy. NHS 2020*. Ed. by Bundesministerium für Wirtschaft. Federal Ministry for Economic Affairs. (Visited on 10/06/2025).
- BMWK (2023): *National Hydrogen Strategy Update. NHS 2023*. Ed. by Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz. Federal Ministry for Economic Affairs. URL: https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/EN/Publikationen/Energie/national-hydrogen-strategy-update.pdf?_blob=publicationFile& (visited on 10/06/2025).
- BMWK (2024): *Import strategy for hydrogen and hydrogen derivatives*. Ed. by Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz. Federal Ministry for Economic Affairs and Climate. URL: <https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/EN/Pressemitteilungen/2024/07/20240724-import-strategy-hydrogen.html> (visited on 10/06/2025).
- BNetzA (2025): *Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff*. Ed. by Bundesnetzagentur. URL: <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/NEP/Gas/start.html> (visited on 11/21/2025).
- Bogdanov, D., Farfan, J., Sadovskaia, K., Aghahosseini, A., Child, M., Gulagi, A., et al. (2019): *Radical transformation pathway towards sustainable electricity via evolutionary steps*. eng. In: *Nature Communications* 10.1. Journal Article Research Support, Non-U.S. Gov't The authors declare no competing interests., p. 1077. ISSN: 2041-1723. DOI: 10.1038/s41467-019-08855-1. eprint: 30842423. URL: <https://www.nature.com/articles/s41467-019-08855-1>.
- Bosch, J., Staffell, I. & Hawkes, A. D. (2017): *Temporally-explicit and spatially-resolved global onshore wind energy potentials*. In: *Energy* 131. PII: S0360544217308095, pp. 207–217. ISSN: 0360-5442. DOI: 10.1016/j.energy.2017.05.052.
- Brinkerink, M., Deane, P., Collins, S. & Gallachóir, B. Ó. (2018): *Developing a global interconnected power system model*. In: *Global Energy Interconnection* 1.3, pp. 330–343. ISSN: 2096-5117. DOI: 10.14171/j.2096-5117.gei.2018.03.004. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2096511718300446>.
- Brinkerink, M., Gallachóir, B. Ó. & Deane, P. (2021): *Building and Calibrating a Country-Level Detailed Global Electricity Model Based on Public Data*. In: *Energy Strategy Reviews* 33. PII: S2211467X20301450, p. 100592. ISSN: 2211-467X. DOI: 10.1016/j.esr.2020.100592. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2211467X20301450>.

- Corradi, O. (2016): *Electricity Maps*. URL: <https://www.electricitymaps.com/> (visited on 05/05/2024).
- Crippa, M., Guizzardi, D., Pagani, F., Banja, M: Muntean, M: Schaaf E: Becker, W: Monforti-Ferrario, F: Quadrelli, R: Risquez Martin, A, Taghavi-Moharamli, P., Koeykkae, J: Grassi, G, et al. (2023): *GHG emissions of all world countries*. Ed. by EDGAR. The Emissions Database for Global Atmospheric Research. URL: https://edgar.jrc.ec.europa.eu/report_2023 (visited on 11/20/2025).
- Damodaran, A. (2024): *Country Risk: Determinants, Measures, and Implications – The 2024 Edition*. In: *S&P Global Market Intelligence Research Paper Series*, p. 129. DOI: 10.2139/ssrn.4896539.
- Damodaran, A. (2025a): *Country Default Spreads and Risk Premiums*. NYU. URL: https://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/New_Home_Page/datafile/ (visited on 11/21/2025).
- Damodaran, A. (2025b): *Global dataset Weighted Average Cost of Capital (WACC)*. *waccGlobal.xls*. NYU. URL: <https://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/pc/datasets/> (visited on 11/21/2025).
- DeCarolis, J. F. (2011): *Using modeling to generate alternatives (MGA) to expand our thinking on energy futures*. In: *Energy Economics* 33.2. PII: S0140988310000721, pp. 145–152. ISSN: 01409883. DOI: 10.1016/j.eneco.2010.05.002.
- Egging, R., Holz, F., Czempinski, V., Lüth, A., Wegel, S., Zepter, J., et al. (2019): *Global Gas Model: Model and Data Documentation v3.0 (2019)*. eng. In: *DIW Berlin*. DOI: 10.18723/diw_ddc:2019-100. URL: https://www.diw.de/de/diw_01.c.622218.de/publikationen/data_documentation/2019_0100/global_gas_model_model_and_data_documentation_v3.0_2019.html.
- Egli, F., Steffen, B. & Schmidt, T. S. (2019): *Bias in energy system models with uniform cost of capital assumption*. eng. In: *Nature Communications* 10.1. Letter Research Support, Non-U.S. Gov't Comment The authors declare no competing interests., p. 4588. ISSN: 2041-1723. DOI: 10.1038/s41467-019-12468-z. eprint: 31597921. URL: <https://www.nature.com/articles/s41467-019-12468-z>.
- Enache, C. (2024): *Corporate Tax Rates Around the World, 2024*. Ed. by Tax Foundation. URL: <https://taxfoundation.org/data/all/global/corporate-tax-rates-by-country-2024/> (visited on 11/21/2025).
- Entso-E (2024): *European net generation capacity 2023*. URL: https://www.entsoe.eu/data/power-stats/#note_1 (visited on 05/05/2024).

- Finke, J., Kachirayil, F., McKenna, R. & Bertsch, V. (2024): *Modelling to generate near-Pareto-optimal alternatives (MGPA) for the municipal energy transition*. In: *Applied Energy* 376. PII: S0306261924015095, p. 124126. ISSN: 03062619. DOI: 10.1016/j.apenergy.2024.124126.
- FRED (2025a): *Market Yield on U.S. Treasury Securities at 10-Year Constant Maturity. Quoted on an Investment Basis*. Ed. by Federal Reserve Bank of St. Louis. URL: <https://fred.stlouisfed.org/series/DGS10>.
- FRED (2025b): *Treasury Long-Term Average (Over 10 Years). Inflation-Indexed*. Ed. by Federal Reserve Bank of St. Louis. URL: <https://fred.stlouisfed.org/series/DLTIIT>.
- GEM (2024): *Global Energy Monitor 2024*. Ed. by Global Energy Monitor. URL: <https://globalenergymonitor.org/> (visited on 11/12/2025).
- Helistö, N., Kiviluoma, J., Ikäheimo, J., Rasku, T., Rinne, E., O'Dwyer, C., et al. (2019): *Backbone—An Adaptable Energy Systems Modelling Framework*. en. In: *Energies* 12.17. PII: en12173388, p. 3388. ISSN: 1996-1073. DOI: 10.3390/en12173388. URL: <https://www.mdpi.com/1996-1073/12/17/3388>.
- Hirth, L., Ueckerdt, F. & Edenhofer, O. (2015): *Integration costs revisited – An economic framework for wind and solar variability*. In: *Renewable Energy* 74. PII: S0960148114005357, pp. 925–939. ISSN: 0960-1481. DOI: 10.1016/j.renene.2014.08.065.
- Hoffmann, M., Kotzur, L., Stolten, D. & Robinius, M. (2020): *A Review on Time Series Aggregation Methods for Energy System Models*. In: *Energies* 13.3. PII: en13030641, p. 641. ISSN: 1996-1073. DOI: 10.3390/en13030641.
- Hofste, R., Kuzma, S., Walker, S., Sutanudjaja, E., Bierkens, M., Kuijper, M., et al. (2019): *Aqueduct 3.0: Updated Decision-Relevant Global Water Risk Indicators*. In: *World Resources Institute*. DOI: 10.46830/writn.18.00146.
- Hörsch, J., Hofmann, F., Schlachtberger, D. & Brown, T. (2018): *PyPSA-Eur: An open optimisation model of the European transmission system*. In: *Energy Strategy Reviews* 22. PII: S2211467X18300804, pp. 207–215. ISSN: 2211-467X. DOI: 10.1016/j.esr.2018.08.012. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2211467X18300804>.
- Hydrogen Council (2022): *Global Hydrogen Flows. Hydrogen trade as a key enabler for efficient decarbonization*. Ed. by Hydrogen Council. URL: <https://hydrogencouncil.com/en/global-hydrogen-flows/> (visited on 11/19/2025).
- Hydrogen Europe (2022): *Clean Hydrogen Monitor 2022*. Ed. by Hydrogen Europe. URL: <https://hydrogeneurope.eu/clean-hydrogen-monitor-2022/> (visited on 11/19/2025).

- IEA (2021): *World Energy Outlook 2021*. Ed. by International Energy Agency. dec, APS data are reported in Chapter 2, Table 2.1 % This file was created with Citavi 6.14.0.0. Paris, France: International Energy Agency. URL: <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2021>.
- IEA (2022): *World Energy Outlook 2022*. Ed. by International Energy Agency. Paris.
- ILOSTAT (2023): *Statistics on labour costs*. Ed. by International Labor Organization. URL: <https://ilostat.ilo.org/topics/labour-costs/> (visited on 11/12/2025).
- IRENA (2023): *Renewable capacity statistics 2023*. Ed. by International Renewable Energy Agency. URL: <https://www.irena.org/Publications/2023/Mar/Renewable-capacity-statistics-2023> (visited on 11/12/2025).
- Kwon, R. H. (2013): *Introduction to Linear Optimization and Extensions with MATLAB*. 1st. CRC Press. DOI: 10.1201/b13966.
- Lerede, D., Di Cosmo, V. & Savoldi, L. (2024): *TEMOA-europe: An open-source and open-data energy system optimization model for the analysis of the European energy mix*. In: *Energy* 308. PII: S0360544224026240, p. 132850. ISSN: 0360-5442. DOI: 10.1016/j.energy.2024.132850. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360544224026240>.
- Linsel, O. & Bertsch, V. (2024): *A flexible approach to GIS based modelling of a global hydrogen transport system*. In: *0360-3199* 52. PII: S0360319923042234, pp. 334–349. ISSN: 0360-3199. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2023.08.199. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360319923042234>.
- Linsel, O. & Bertsch, V. (2026): *Effects of the Delegated Act on Renewable Fuels of Non-Biological Origin on production costs and distribution of hydrogen production capacities throughout Europe*. [Currently under review]. In.
- Linsel, O., Herpich, P., Löffler, K. & Bertsch, V. (2025): *Quantifying Renewable Capacity Expansion Limitations in Energy System Modelling and Their Impact on Future Hydrogen Production*. In: *21st International Conference on the European Energy Market (EEM), Lisbon, Portugal*, pp. 1–8. DOI: 10.1109/EEM64765.2025.11050113.
- Luderer, G., Bartels, F. & Brown, T. (2025a): *Ariadne 2 Daten*. In collab. with C. Aulich, F. Benke, T. Fleiter, F. Frank, H. Ganal, J. Geis, et al. Zenodo. DOI: 10.5281/zenodo.15174592. URL: <https://zenodo.org/records/15174592>.
- Luderer, G., Bartels, F., Brown, T., Aulich, C., Benke, F., Fleiter, T., et al. (2025b): *Die Energiewende kosteneffizient gestalten: Szenarien zur Klimaneutralität 2045. Ariadne*.

- de. Potsdam Institute for Climate Impact Research. DOI: 10.48485/pik.2025.003. URL: https://publications.pik-potsdam.de/pubman/faces/ViewItemOverviewPage.jsp?itemId=item_32090.
- Moritz, M., Wohlleben, D. & Walde, M. (2025): *ERIKSSON: A Global Market Model for Green Hydrogen and its Derivatives with Strategic Behavior and Detailed Supply*. In: *21st International Conference on the European Energy Market (EEM), Lisbon, Portugal*, pp. 1–15. DOI: 10.1109/EEM64765.2025.11050262.
- Parzen, M., Abdel-Khalek, H., Fedotova, E., Mahmood, M., Frysztacki, M. M., Hampp, J., et al. (2023): *PyPSA-Earth. A new global open energy system optimization model demonstrated in Africa*. In: *Applied Energy* 341. PII: S0306261923004609, p. 121096. ISSN: 03062619. DOI: 10.1016/j.apenergy.2023.121096.
- Pfennig, M., Böttger, D., Häckner, B., Geiger, D., Zink, C., Bisevic, A., et al. (2022): *Global GIS-based potential analysis and cost assessment of Power-to-X fuels in 2050*. URL: <https://arxiv.org/pdf/2208.14887>.
- Plaga, L. S. & Bertsch, V. (2023): *Methods for assessing climate uncertainty in energy system models — A systematic literature review*. In: *Applied Energy* 331. PII: S0306261922016415, p. 120384. ISSN: 03062619. DOI: 10.1016/j.apenergy.2022.120384.
- Plaga, L. S. & Bertsch, V. (2025): *cd2es: Converting climate data to energy system input data*. In: *Journal of Open Source Software* 10.108, p. 7541. DOI: 10.21105/joss.07541.
- Ram, M., Galimova, T., Bogdanov, D., Fasihi, M., Gulagi, A., Breyer, C., et al. (2020): *Powerfuels in a renewable energy world. Global volumes, costs, and trading 2030 to 2050*. English. URL: <https://inis.iaea.org/records/p4k2z-ws191>.
- SalaryExplorer (2023): *Salary and Cost of Living Comparison*. Ed. by SalaryExplorer. Salary Explorer. URL: https://www.salaryexplorer.com/#google_vignette (visited on 11/12/2025).
- Schröder, C. (2019): *Industrielle Arbeitskosten im internationalen Vergleich*. In: *Schröder IW-Trends* 2. URL: <https://www.iwkoeln.de/studien/christoph-schroeder-industrielle-arbeitskosten-im-internationalen-vergleich-430302.html>.
- Statista (2022): *Hydrogen consumption worldwide by country 2020*. Ed. by Statista. URL: <https://www.statista.com/statistics/1292403/global-hydrogen-consumption-by-country/> (visited on 11/19/2025).

- Ueckerdt, F., Hirth, L., Luderer, G. & Edenhofer, O. (2013): *System LCOE: What are the costs of variable renewables?* In: *Energy* 63. PII: S0360544213009390, pp. 61–75. ISSN: 0360-5442. DOI: 10.1016/j.energy.2013.10.072.
- UNFCCC (2015): *The Paris Agreement*. Ed. by United Nations Framework Convention on Climate Change. COP21. URL: <https://unfccc.int/process-and-meetings/the-paris-agreement> (visited on 10/14/2025).
- van Rossum, R., Jens, J., La Guardia, G., Wang, A., Kühnen, L. & Overgaag, M. (2022): *European Hydrogen Backbone. A european hydrogen infrastructure vision covering 28 countries*. April 2022. Ed. by Guidehouse. Utrecht.
- WEC (2020): *International Hydrogen Strategies. A study commissioned by and in cooperation with the World Energy Council Germany*. Ed. by World Energy Council.
- WEC (2022): *International Hydrogen Strategies. Dashboard*. Ed. by World Energy Council. URL: <https://www.weltenergiesrat.de/publikationen/studien/international-hydrogen-strategies/> (visited on 11/19/2025).
- Welder, L., Ryberg, D., Kotzur, L., Grube, T., Robinius, M. & Stolten, D. (2018): *Spatio-temporal optimization of a future energy system for power-to-hydrogen applications in Germany*. In: *Energy* 158. PII: S036054421830879X, pp. 1130–1149. ISSN: 0360-5442. DOI: 10.1016/j.energy.2018.05.059. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S036054421830879X>.
- Wiese, F., Bramstoft, R., Koduvere, H., Pizarro Alonso, A., Balyk, O., Kirkerud, J. G., et al. (2018): *Balmorel open source energy system model*. In: *Energy Strategy Reviews* 20. PII: S2211467X18300038, pp. 26–34. ISSN: 2211-467X. DOI: 10.1016/j.esr.2018.01.003. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2211467X18300038>.
- Wolfsteiner, A. & Wittmann, G. (2024): *Tool for the Calculation of Paris-compatible National Emission Paths with the Extended Smooth Pathway Model (ESPM)*. eng. Zenodo. DOI: 10.5281/zenodo.14569204. URL: <https://zenodo.org/records/14569204>.
- World Bank (2019): *Going Global : Expanding Offshore Wind to Emerging Markets*. en. World Bank. URL: <https://documents.worldbank.org/en/publication/documents-reports/documentdetail/716891572457609829/going-global-expanding-offshore-wind-to-emerging-markets> (visited on 11/20/2025).
- World Bank (2020): *Global Photovoltaic Power Potential by Country. Energy Sector Management Assistance Program*. en. Ed. by World Bank. URL: <https://documents.worldbank.org>.

[org/en/publication/documents-reports/documentdetail/466331592817725242/global-photovoltaic-power-potential-by-country](https://www.irena.org/en/publication/documents-reports/documentdetail/466331592817725242/global-photovoltaic-power-potential-by-country) (visited on 11/20/2025).

Anhang

Tabelle A.1 enthält den vollständigen Satz der im Modell enthaltenen Länder, wie in Kapitel 2.2.2 erwähnt, sowie eine beispielhafte Zuordnung zu bestimmten Regionen und den vollständigen Namen des Landes für ein besseres Verständnis. Die Datensätze für alle diese Länder können auf Zenodo gefunden werden¹.

Region	Subregion	Land
AF-AGO	AF-WestCoast	Angola
AF-BDI	AF-SouthCentral	Burundi
AF-BEN	AF-NorthWestCoast	Benin
AF-BFA	AF-NorthWestCoast	Burkina Faso
AF-BWA	AF-SouthCentral	Botswana
AF-CAF	AF-Sahel	Zentralafrikanische Republik
AF-CIV	AF-NorthWestCoast	Côte d'Ivoire
AF-CMR	AF-WestCoast	Kamerun
AF-COD	AF-SouthCentral	Demokratische Republik Kongo
AF-COG	AF-WestCoast	Republik Kongo
AF-DJI	AF-EastCoast	Dschibuti
AF-DZA	AF-North	Algerien
AF-EGY	EGY	Ägypten
AF-ERI	AF-EastCoast	Eritrea
AF-ETH	AF-EastCoast	Äthiopien
AF-GAB	AF-WestCoast	Gabun
AF-GHA	AF-NorthWestCoast	Ghana
AF-GIN	AF-NorthWestCoast	Guinea
AF-GMB	AF-NorthWestCoast	Gambia
AF-GNB	AF-NorthWestCoast	Guinea-Bissau
AF-GNQ	AF-WestCoast	Äquatorialguinea
AF-KEN	KEN	Kenia
AF-LBR	AF-NorthWestCoast	Liberia
AF-LBY	LBY	Libyen
Weiter auf der nächsten Seite		

¹ Vollständiger StEAM-Modell-Datensatz: <https://zenodo.org/records/15639823>.

Tabelle A.1 – fortgesetzt von vorheriger Seite

Region	Subregion	Land
AF-LSO	AF-South	Lesotho
AF-MAR	MAR	Marokko
AF-MDG	AF-EastCoast	Madagaskar
AF-MLI	AF-Sahel	Mali
AF-MOZ	AF-EastCoast	Mosambik
AF-MRT	AF-Sahel	Mauretanien
AF-MWI	AF-SouthCentral	Malawi
AF-NAM	NAM	Namibia
AF-NER	AF-Sahel	Niger
AF-NGA	NGA	Nigeria
AF-RWA	AF-SouthCentral	Ruanda
AF-SDN	AF-Sahel	Sudan
AF-SEN	AF-NorthWestCoast	Senegal
AF-SLE	AF-NorthWestCoast	Sierra Leone
AF-SOM	AF-EastCoast	Somalia
AF-SWZ	AF-South	Eswatini
AF-TCD	AF-NorthWestCoast	Tschad
AF-TGO	AF-NorthWestCoast	Togo
AF-TZA	TZA	Tansania
AF-UGA	AF-SouthCentral	Uganda
AF-ZAF	ZAF	Südafrika
AF-ZMB	AF-SouthCentral	Sambia
AF-ZWE	AF-SouthCentral	Simbabwe
AS-AFG	AFG	Afghanistan
AS-ARE	AS-MiddleEast	Vereinigte Arabische Emirate
AS-BGD	AS-South	Bangladesch
AS-BHR	AS-MiddleEast	Bahrain
AS-BRN	AS-SouthEast	Brunei
AS-BTN	AS-South	Bhutan
Weiter auf der nächsten Seite		

Tabelle A.1 – fortgesetzt von vorheriger Seite

Region	Subregion	Land
AS-CHN	CHN	China
AS-IDN	IDN	Indonesien
AS-IND	IND	Indien
AS-IRN	IRN	Iran
AS-IRQ	AS-MiddleEast	Irak
AS-ISR	AS-MiddleEast	Israel
AS-JOR	AS-MiddleEast	Jordanien
AS-JPN	JPN	Japan
AS-KAZ	AS-Central	Kasachstan
AS-KGZ	AS-Central	Kirgisistan
AS-KHM	AS-SouthEast	Kambodscha
AS-KOR	KOR	Südkorea
AS-KWT	AS-MiddleEast	Kuwait
AS-LAO	AS-SouthEast	Laos
AS-LBN	AS-MiddleEast	Libanon
AS-LKA	AS-South	Sri Lanka
AS-MMR	AS-SouthEast	Myanmar
AS-MNG	AS-South	Mongolei
AS-MYS	AS-SouthEast	Malaysia
AS-NPL	AS-South	Nepal
AS-OMN	AS-MiddleEast	Oman
AS-PAK	AS-South	Pakistan
AS-PHL	AS-SouthEast	Philippinen
AS-PRK	AS-East	Nordkorea
AS-QAT	QAT	Katar
AS-RUS	RUS_BEL	Russland
AS-SAU	SAU	Saudi-Arabien
AS-SGP	AS-SouthEast	Singapur
AS-SYR	AS-MiddleEast	Syrien
Weiter auf der nächsten Seite		

Tabelle A.1 – fortgesetzt von vorheriger Seite

Region	Subregion	Land
AS-THA	AS-SouthEast	Thailand
AS-TJK	AS-Central	Tadschikistan
AS-TKM	AS-Central	Turkmenistan
AS-TUR	TUR	Türkei
AS-TWN	AS-East	Taiwan
AS-UZB	AS-Central	Usbekistan
AS-VNM	VNM	Vietnam
AS-YEM	AS-MiddleEast	Jemen
EU-ALB	EU-South	Albanien
EU-ARM	AS-MiddleEast	Armenien
EU-AUT	EU-Central	Österreich
EU-AZE	AS-MiddleEast	Aserbaidtschan
EU-BEL	EU-Central	Belgien
EU-BGR	EU-East	Bulgarien
EU-BIH	EU-South	Bosnien und Herzegowina
EU-BLR	EU-East	Belarus
EU-CHE	EU-Central	Schweiz
EU-CZE	EU-Central	Tschechische Republik
EU-DEU	DEU	Deutschland
EU-DNK	EU-North	Dänemark
EU-ESP	IBER	Spanien
EU-EST	EU-North	Estland
EU-FIN	EU-North	Finnland
EU-FRA	FRA	Frankreich
EU-GBR	GBR	Vereinigtes Königreich
EU-GEO	AS-MiddleEast	Georgien
EU-GRC	EU-South	Griechenland
EU-HRV	EU-South	Kroatien
EU-HUN	EU-Central	Ungarn
Weiter auf der nächsten Seite		

Tabelle A.1 – fortgesetzt von vorheriger Seite

Region	Subregion	Land
EU-IRL	EU-North	Irland
EU-ISL	EU-North	Island
EU-ITA	ITA	Italien
EU-LTU	EU-North	Litauen
EU-LUX	EU-Central	Luxemburg
EU-LVA	EU-North	Lettland
EU-MDA	EU-East	Moldau
EU-MKD	EU-South	Nord Mazedonien
EU-MNE	EU-South	Montenegro
EU-NLD	EU-Central	Niederlande
EU-NOR	NOR	Norwegen
EU-POL	POL	Polen
EU-PRT	IBER	Portugal
EU-ROU	EU-East	Rumänien
EU-SRB	EU-South	Serbien
EU-SVK	EU-Central	Slowakei
EU-SVN	EU-South	Slowenien
EU-SWE	EU-North	Schweden
EU-UKR	UKR	Ukraine
NA-CAN	CAN	Kanada
NA-CRI	NA-Caribbean	Costa Rica
NA-CUB	NA-Caribbean	Kuba
NA-DOM	NA-Caribbean	Dominikanische Republik
NA-GTM	NA-Central	Guatemala
NA-HND	NA-Central	Honduras
NA-HTI	NA-Caribbean	Haiti
NA-JAM	NA-Caribbean	Jamaika
NA-MEX	MEX	Mexiko
NA-NIC	NA-Central	Nicaragua
Weiter auf der nächsten Seite		

Tabelle A.1 – fortgesetzt von vorheriger Seite

Region	Subregion	Land
NA-PAN	NA-Central	Panama
NA-SLV	NA-Central	El Salvador
NA-TTO	NA-Caribbean	Trinidad und Tobago
NA-USA	USA	Vereinigte Staaten
OC-AUS	AUS	Australien
OC-NZL	NZL	Neuseeland
OC-PNG	PNG	Papua-Neuguinea
SA-ARG	ARG	Argentinien
SA-BOL	SA-EastCoast	Bolivien
SA-BRA	BRA	Brasilien
SA-CHL	CHL	Chile
SA-COL	SA-North	Kolumbien
SA-ECU	ECU	Ecuador
SA-GUY	SA-North	Guyana
SA-PER	PER	Peru
SA-PRY	SA-EastCoast	Paraguay
SA-SUR	SA-North	Suriname
SA-URY	SA-EastCoast	Uruguay
SA-VEN	SA-North	Venezuela

Tabelle A.1: Liste aller im Modell enthaltenen Länder