



Europäische Energiewende – Deutschland im Herzen Europas

Theresa Klütz, Philipp Dunkel, Toni Busch, Jochen Linssen, Detlef Stolten

Energie & Umwelt / Energy & Environment

Band / Volume 684

ISBN 978-3-95806-870-4

Mitglied der Helmholtz-Gemeinschaft

Forschungszentrum Jülich GmbH
Institute of Climate and Energy Systems (ICE)
Jülicher Systemanalyse (ICE-2)

Europäische Energiewende – Deutschland im Herzen Europas

Theresa Klütz, Philipp Dunkel, Toni Busch, Jochen Linssen,
Detlef Stolten

Schriften des Forschungszentrums Jülich
Reihe Energie & Umwelt / Energy & Environment

Band / Volume 684

ISSN 1866-1793

ISBN 978-3-95806-870-4

Bibliografische Information der Deutschen Nationalbibliothek.
Die Deutsche Nationalbibliothek verzeichnet diese Publikation in der
Deutschen Nationalbibliografie; detaillierte Bibliografische Daten
sind im Internet über <http://dnb.d-nb.de> abrufbar.

Herausgeber
und Vertrieb: Forschungszentrum Jülich GmbH
Zentralbibliothek, Verlag
52425 Jülich
Tel.: +49 2461 61-5368
Fax: +49 2461 61-6103
zb-publikation@fz-juelich.de
www.fz-juelich.de/zb

Umschlaggestaltung: Grafische Medien, Forschungszentrum Jülich GmbH

Druck: Grafische Medien, Forschungszentrum Jülich GmbH

Copyright: Forschungszentrum Jülich 2025

Schriften des Forschungszentrums Jülich
Reihe Energie & Umwelt / Energy & Environment, Band / Volume 684

ISSN 1866-1793
ISBN 978-3-95806-870-4

Vollständig frei verfügbar über das Publikationsportal des Forschungszentrums Jülich (JuSER)
unter www.fz-juelich.de/zb/openaccess.



This is an Open Access publication distributed under the terms of the [Creative Commons Attribution License 4.0](https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/),
which permits unrestricted use, distribution, and reproduction in any medium, provided the original work is properly cited.

Europäische Energiewende

Deutschland im Herzen Europas

Theresa Klütz^a | Philipp Dunkel^{a,b} | Toni Busch^{a,b} | Jochen Linssen^a | Detlef Stolten^b

a

Institute of Climate and Energy Systems:
Jülicher Systemanalyse (ICE-2)
Forschungszentrum Jülich GmbH | D-52425 Jülich

b

Lehrstuhl für Brennstoffzellen
RWTH Aachen University
c/o Institute of Climate and Energy Systems (ICE-2)
Forschungszentrum Jülich GmbH | D-52425 Jülich

Executive Summary

Die Europäische Union erkennt den Klimawandel als existenzielle Bedrohung an und setzt sich mit dem European Green Deal für eine Wachstumsstrategie ein, die die Entwicklung zu einer ressourceneffizienten und wettbewerbsfähigen Wirtschaft vorsieht bei gleichzeitig einzuhaltenden Klimaschutzmaßnahmen [1, 2]. Diese Maßnahmen inkludieren, dass Europa bis ins Jahr 2050 keine Nettotreibhausgasemissionen mehr freisetzen wird. Als Zwischenziel sollen die Nettotreibhausgasemissionen bis 2030 bereits um 55 % gegenüber dem Stand von 1990 gesenkt werden [3]. Die Erreichung dieser Ziele setzt eine ganzheitliche Transformation des europäischen Energiesystems voraus. Vor diesem Hintergrund stellt sich die Frage nach Wegen und Strategien, wie sich diese Ziele in Europa erreichen lassen und welche Rolle Deutschland durch seine zentrale Lage spielen wird.

Für die vorliegende Studie wurde ein Szenario zur Transformation des europäischen Energiesystems entwickelt, welches sich an den gesetzten Reduktionszielen für Europa orientiert. Die Analysen werden ergänzt durch weitere Detailuntersuchungen, um Aspekte wie die Entwicklung der europäischen Wasserstoffinfrastrukturen und dessen Robustheit unter verschiedenen Rahmenbedingungen abbilden zu können. Die Umsetzung der Analysen erfolgt mithilfe der Modellfamilie ETHOS (**E**nergy **T**ransformation **P**athway **O**ptimization **S**uite), die vom Institut der Jülicher Systemanalyse (ICE-2) am Forschungszentrum Jülich entwickelt wurde [4]. Mit dieser lassen sich Energiesysteme auf unterschiedlichen Skalen abbilden unter Berücksichtigung der Wechselwirkungen zwischen den einzelnen Sektoren. Die Modellfamilie enthält unter anderem Modelle zur detaillierten Abbildung von Windkraft- und Photovoltaik-Ausbau- und Erzeugungspotenzialen und zur Abbildung von globalen Energiemärkten und möglichen Energieimporte und -exporte. Darüber hinaus können integrierte Infrastrukturanalysen durchgeführt werden bei gleichzeitiger Berücksichtigung aller relevanter Energieträger.

Die vorgestellten Szenarien zeigen kostenoptimale Strategien auf, um die Transformation des europäischen Energiesystems zu erreichen. Im Zentrum der hier durchgeführten Analysen steht das Energiesystemmodell ETHOS.Europe, das die europäische Energieversorgung mit den Infrastrukturen für Strom, Erdgas und Wasserstoff abbildet und es ermöglicht, kostenoptimale Transformationsstrategien für Europa mit einer hohen räumlichen Auflösung zu berechnen. Unter Einhaltung der exogen gesetzten Randbedingungen, die zum Beispiel die Treibhausgasminierungsziele enthalten, minimiert das Modell die Transformationskosten für das europäische Energieversorgungssystem. Dabei müssen zu jeder Stunde die vorgegebenen Energienachfragen gedeckt werden.

Die Analysen zeigen, dass die Treibhausgasneutralität nur durch eine tiefgreifende Umstrukturierung der europäischen Energieversorgung erreichbar ist. Aus technischer und ökonomischer Sicht ist diese Umstrukturierung machbar, setzt aber voraus, dass alle europäischen Akteure gemeinschaftlich handeln.

Unsere Ergebnisse zeigen, dass ...

1. die **Ausbauraten von Wind- und PV-Anlagen** um das Vier- bis Fünffache gesteigert werden müssen, um die treibhausgasneutrale Energieversorgung in Europa kostenoptimal sicherstellen zu können. Der Zubau der Erneuerbaren erfolgt dabei

in allen Ländern. Durch die hohen Ausbauraten wird die heimische, wettbewerbsfähige Wasserstoffproduktion gefördert und die Notwendigkeit von außereuropäischen Wasserstoffimporten und Rückverstromung reduziert.

2. für eine **gemeinschaftliche Transformation** eine deutliche **Zunahme der Austauschkapazitäten** zwischen den Ländern notwendig ist, um die Erneuerbaren-Potenziale optimal nutzen zu können. Dies gilt sowohl für das Strom- als auch für das Wasserstoffnetz. Der Ausbau der Austauschkapazitäten fördert zudem die Robustheit gegenüber auftretender Dunkelflauten, da Energieflüsse aus nicht-betroffenen Regionen die niedrigeren Produktionszeiten ausgleichen können.
3. höhere Ausbauraten der Erneuerbaren zu niedrigeren Gesamtsystemkosten führen. Werden die heutigen, durchschnittlichen Ausbauraten fortgesetzt und der Ausbau der Erneuerbaren damit verzögert, steigen die Gesamtkosten um 6%. Darüber hinaus erhöht sich die **Abhängigkeit von außereuropäischen Energieimporten**, da Europa nicht genügend Wasserstoff zu wettbewerbsfähigen Kosten produzieren kann.
4. der **europäische Wasserstoff wettbewerbsfähig** ist gegenüber Wasserstoff, der aus außereuropäischen Ländern importiert wird. Im Jahr 2030 ist europäischer Wasserstoff wettbewerbsfähig ab Weltmarktpreisen von 3,20 €/kg. Im Jahr 2050 gilt dies bei Weltmarktpreisen ab 2,20 €/kg.
5. die **Kernenergie** gegenüber PV und Wind nicht wettbewerbsfähig ist, sofern sich die Investitionskosten nicht drastisch reduzieren. Der Anteil der Kernenergie an der Stromproduktion verbleibt auch bei niedrigen Investitionskosten bei unter 15 %.
6. der Ausbau von Wasserstoffspeichern und Rückverstromungsanlagen als zusätzliche **Flexibilitätsoptionen** genutzt werden, um **Dunkelflauten** auszugleichen. Wasserstoffspeicher im Untergrund bieten sich als kostengünstige Option an, weisen aber den Nachteil auf, dass die geologischen Voraussetzungen nicht in allen Regionen Europas gegeben sind. Für die Nutzung dieser Option ist ein gemeinschaftliches Handeln umso wichtiger.
7. **Deutschland** den größten Teil seines Energiebedarfs importieren wird, da die Standortbedingungen für die grüne Strom- und Wasserstoffproduktion in anderen Regionen Europas wirtschaftlicher sind. Deutschland profitiert dabei von seiner zentralen Lage.

Inhaltsverzeichnis

Executive Summary.....	I
Inhaltsverzeichnis.....	III
1 Einleitung	1
2 Methodik und Vorgehensweise.....	2
2.1 Modellierung des europäischen Energiesystems.....	2
2.1.1 Erneuerbare Energieträger.....	4
2.1.2 Umwandlung	5
2.1.3 Speicher.....	6
2.1.4 Transportinfrastrukturen	6
2.1.5 Import und Förderung von Energieträgern.....	7
2.1.6 Zusatzrestriktionen.....	9
2.2 Nachfragemodellierung des Gebäude-, Industrie- und Verkehrssektors.....	9
3 Szenariorahmen.....	12
3.1 Allgemeine Annahmen	12
3.2 Nachfragenentwicklung.....	13
3.3 Sensitivitäten.....	15
4 Ergebnisse	17
4.1 Entwicklung der Stromerzeugung.....	17
4.1.1 Detailuntersuchung: Kernenergie	20
4.2 Entwicklung der Wasserstoffversorgung.....	22
4.2.1 Detailuntersuchung: Wasserstoffimportkosten	27
4.2.2 Detailuntersuchung: Ausbaubeschränkungen der Erneuerbaren Energien..	29
4.3 Einfluss von Dunkelflauten	31
4.4 Deutschland im Herzen Europas.....	38
5 Zusammenfassung.....	43
Abbildungsverzeichnis	45
Tabellenverzeichnis	48
Abkürzungsverzeichnis	49
Anhang	50
Literaturverzeichnis.....	51
Impressum.....	56

1 Einleitung

Die Europäische Union erkennt den Klimawandel als existenzielle Bedrohung an und setzt sich mit dem European Green Deal für eine Wachstumsstrategie ein, die die Entwicklung zu einer ressourceneffizienten und wettbewerbsfähigen Wirtschaft vorsieht bei gleichzeitig einzuhaltenden Klimaschutzmaßnahmen [1, 2]. Diese Maßnahmen inkludieren, dass Europa bis ins Jahr 2050 keine Nettotreibhausgasemissionen mehr freisetzen wird. Als Zwischenziel sollen die Nettotreibhausgasemissionen bis 2030 bereits um 55 % gegenüber dem Stand von 1990 gesenkt werden [3]. Nach Beginn des Angriffskriegs Russlands gegen die Ukraine legte die Europäische Kommission mit dem REPowerEU-Plan Maßnahmen vor, um ein widerstandsfähigeres Energiesystem und eine echte Energieunion zu erreichen [5]. Dieser Plan sieht vor, die Versorgung zu diversifizieren und die Energiewende zu beschleunigen. Konkrete Handlungsmaßnahmen bis zum Jahr 2030 beinhalteten der Ausbau der Erneuerbaren auf über 1200 GW sowie die heimische Produktion von 10 Mt grünen Wasserstoffs und der Import von 10 Mt grünen Wasserstoffs. Um diese Ziele zu erreichen, ist eine Transformation der gesamten europäischen Energieversorgung erforderlich.

Mit dieser Studie soll die Frage beantwortet werden, wie das Ziel der Treibhausgasneutralität in allen Sektoren europaweit erreicht werden kann. Der Fokus der Analysen wird dabei auf einem gemeinschaftlichen europäischen Weg gelegt, der die Besonderheiten der einzelnen Staaten berücksichtigt. Es wird vorausgesetzt, dass alle Staaten für die Zielerreichung zusammenarbeiten. Dabei wird der Transformationspfad von 2030 bis 2050 detaillierter analysiert. Weiterhin wird ein Schwerpunkt auf die Versorgung Deutschlands gelegt, welches sich durch seine Lage in Zentraleuropa, der Vielzahl an Nachbarstaaten sowie durch seine hohe Einwohnerzahl und seine Industrie auszeichnet.

Im Zentrum der hier durchgeführten Analysen steht das Energiesystemmodell ETHOS.Europe, das die europäische Energieversorgung mit den Infrastrukturen für Strom, Erdgas und Wasserstoff abbildet und es ermöglicht, kostenoptimale Transformationsstrategien für Europa mit einer hohen räumlichen Auflösung zu berechnen. Das Modell ist Teil der am Institute of Climate and Energy Research – Jülicher Systemanalyse des Forschungszentrums Jülich entwickelten Modellfamilie ETHOS (**E**nergy **T**ransformation **P**athway **O**ptimization **S**uite), mit der es unter anderem möglich ist, für Deutschland und Europa kostenoptimale Treibhausgasreduktionsstrategien in unterschiedlichster Detailtiefe zu berechnen.

2 Methodik und Vorgehensweise

Die Umsetzung der Analysen erfolgt mithilfe der Modellfamilie ETHOS (Energy Transformation Pathway Optimization Suite), die vom Institut der Jülicher Systemanalyse (ICE-2) am Forschungszentrum Jülich entwickelt wurde [4]. Mit dieser lassen sich Energiesysteme auf unterschiedlichen Skalen mit hoher zeitlicher und räumlicher Auflösung abbilden unter Berücksichtigung der Wechselwirkungen zwischen den einzelnen Sektoren. Eine Übersicht der verschiedenen Modellbereiche, die mit ETHOS abgedeckt werden, ist in Abbildung 2-1 dargestellt. Die große Bandbreite an Modellen erlaubt die Bearbeitung verschiedenster Fragestellungen. Zu den Vorteilen der Modellfamilien zählen [4, 6]:

- Hohe zeitliche und räumliche Auflösung
- Detaillierte Abbildung der Sektorkopplung
- Standortscharfe Potentialanalyse von Erneuerbaren
- Abbildung von zukünftigen globalen Energiemärkten
- Ermittlung von robusten Treibhausgasreduktionsstrategien

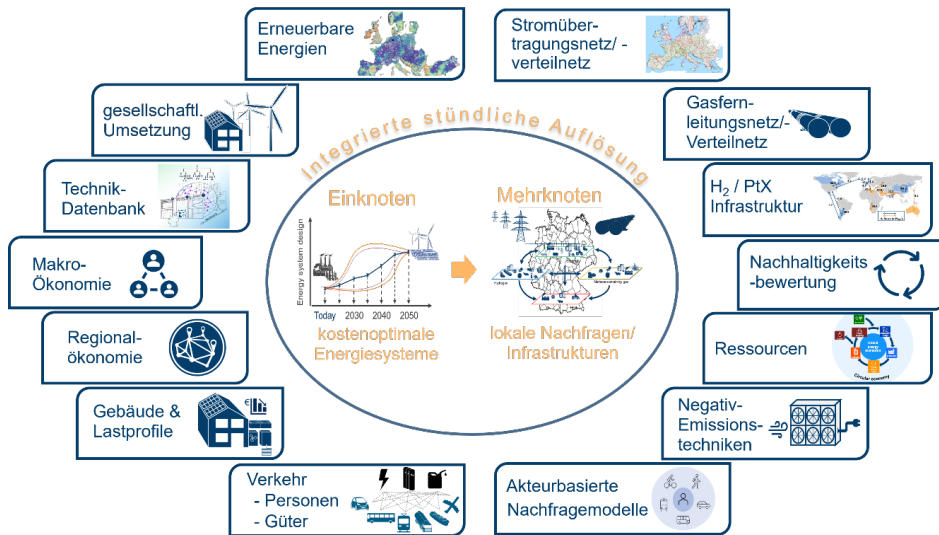


Abbildung 2-1. Modellfamilie ETHOS [4] unter Verwendung des Frameworks ETHOS.FINE [7]

Für die vorliegenden Analysen wurde das Energiesystemmodell ETHOS.Europe entwickelt, welches das open-source Python-Package ETHOS.FINE (Framework for Integrated Energy System Assessment) [7] als Modellierungsgrundlage verwendet. ETHOS.FINE erlaubt die Modellierung und Optimierung von räumlich und zeitlich hochaufgelösten Energiesystemen. Als Zielfunktion dient hierbei die Minimierung der jährlichen Gesamtkosten des Energiesystems unter Berücksichtigung technischer oder anderweitig gesetzter Restriktionen.

2.1 Modellierung des europäischen Energiesystems

Abbildung 2-2 zeigt eine Übersicht der modellierten Komponenten im Modell ETHOS.Europe. Das Modell bildet ein Energiesystem für die 27 Mitgliedsstaaten der Europäischen

Union zusammen mit Großbritannien, Norwegen und Schweiz ab. Die Länder werden dabei auf Basis der Klassifikation der Gebietseinheiten für die Statistik NUTS (Nomenclature des Unités territoriales statistiques) unterteilt [8]. Um die Rechenbarkeit des Modells zu gewährleisten, wurde die Unterteilung nach NUTS-1 gewählt. Dies entspricht in Deutschland der Bundeslandebene. Insgesamt ergeben sich dadurch 100 Regionen. Darüber hinaus wurden 76 Offshore-Regionen definiert, um die Nutzung von Windenergie, die Erdgasförderung und den Transport von Energieträgern auf See detaillierter abbilden zu können. Die Regionsdefinition entspricht dabei den ausschließlichen Wirtschaftszonen (AWZ) der berücksichtigten Länder.

Die Modellierung erfolgt mit stündlicher Auflösung, das heißt, ein Jahr wird mit 8760 Zeitschritten optimiert. Die Transformationspfadanalyse erfolgt für die Jahre 2030, 2040 und 2050. Dabei werden die berücksichtigten Jahre mittels einer myopischen Betrachtung gekoppelt [9]. Die modellierten Jahre repräsentieren Investitionsperioden. Installierte Kapazitäten der vorherigen Investitionsperioden werden in die nachfolgenden Jahre übertragen, sofern die technische Lebensdauer nicht überschritten wurde. Kosten für den Rückbau von Technologien bzw. Komponenten werden nicht berücksichtigt.

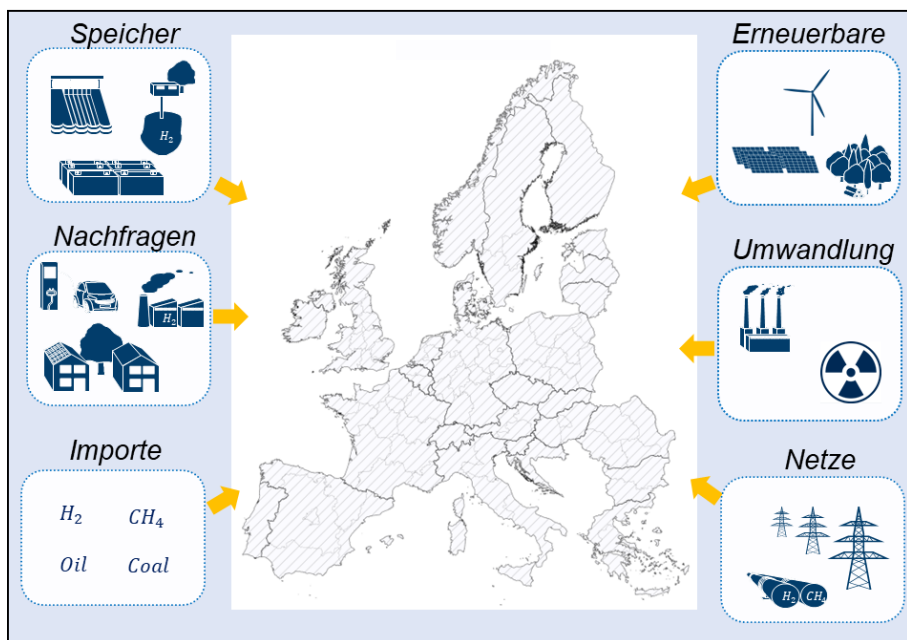


Abbildung 2-2. Überblick über das Modell ETHOS.Europe.

In den folgenden Abschnitten werden die Modellkomponenten detailliert aufgeführt, um einen Gesamtüberblick über das Modell zu geben, wobei zunächst auf die Modellierung der Erneuerbaren eingegangen wird und dann die berücksichtigten Umwandlungstechnologien, Speichertechnologien und Transportoptionen beschrieben werden. Ein weiterer Abschnitt umfasst die Modellierung der Förderung und des Imports der berücksichtigten Energieträger. Die Nachfrageseite wird rein exogen abgebildet. Das heißt, die räumlich und zeitlich aufgelösten Nachfragen werden in einem vorgeschalteten Modell bestimmt und dem

Europamodell als Input übergeben. Die Beschreibung des Nachfragemodells und die Erzeugung der Nachfrageszenarien erfolgt in Abschnitt 2.2.

2.1.1 Erneuerbare Energieträger

Im Modell sind Windenergieanlagen an Land und auf See, Photovoltaik, Wasserkraft und Biomasse als erneuerbare Energien hinterlegt.

Für Wind Onshore, Wind Offshore, Dachflächen- und Freiflächenphotovoltaik und Wasserkraft werden im Modell Bestandsanlagen berücksichtigt. Die installierten Leistungen und Erzeugungszeitreihen für Wasserkraft sind von [10] übernommen und stammen aus dem Jahr 2015. In Anlehnung an [11] ist kein weiterer Ausbau der Wasserkraftkapazität im Modell vorgesehen, da angenommen wird, dass die Kapazitäten für Wasserkraftwerke in Europa nahezu erschöpft ist und keine neuen Anlagen gebaut werden.

Daten zu Standorte und Kapazitäten existierender Windkraftanlagen stammen aus [12]. Diese Daten werden entsprechend der Methodik aus [13] prozessiert. Fehlende Angaben zu Turbinenparametern, wie beispielsweise Rotordurchmesser oder Nabenhöhe, werden basierend auf der Gesamtheit der installierten Turbinen geschätzt.

Bestandkapazitäten von existierenden Dachflächen- und Freiflächenphotovoltaikanlagen sind aus [14, 15] abgeleitet. Für die Simulation der Stromerzeugung wird die Ausrichtung von existierenden Freiflächenphotovoltaikanlagen als Südausrichtung angenommen. Dachflächenphotovoltaikanlagen werden gleichverteilt mit Süd, Süd-West und Süd-Ost Ausrichtung angenommen. Hinsichtlich des Neigungswinkels wird für jedes Land ein idealer Neigungswinkel auf der Grundlage der Daten von [16] berücksichtigt und jeder Anlage in Abhängigkeit von seinem Standort zugewiesen. Die Standorte der Bestandsanlagen werden anschließend mit dem Tool ETHOS.RESKit [17] für das im Modell hinterlegte Wetterjahr simuliert.

Als Wetterdatensatz wird der ERA5 Datensatz mit der in [13] beschriebenen Methodik verwendet. Für Windturbinen werden entsprechend der Methode aus [13] zusätzlich Wake-Effekte sowie allgemeine Turbinenverluste berücksichtigt und die Korrektur auf Erzeugungsdaten der International Energy Agency (IEA) angewendet. ETHOS.RESKit stellt so pro Standort stündlich aufgelöste Erzeugungszeitreihen für Wind Onshore, Wind Offshore, Dachflächen- und Freiflächenphotovoltaik bereit, die als Input für das europäische Energiesystemmodell genutzt werden. Bedingt durch den fortschreitenden Ausbau der erneuerbaren Energien in Europa werden die Bestandkapazitäten auf den Wert von 2022 basierend auf Daten der IEA skaliert [18]. Abhängig von Zieljahr und technischer Lebensdauer wird basierend auf den IEA-Daten auch eine Stilllegung von Bestandsanlagen berücksichtigt.

Zusätzlich sind im Modell Kapazitätsausbaupotentiale für Wind Onshore, Wind Offshore, Dachflächen- und Freiflächenphotovoltaik hinterlegt. Weiterhin ist der Neubau von Biomasse-KWK-Anlagen möglich. Die Potenziale für Freiflächenphotovoltaik stammen aus [19] und für Wind Offshore aus [20]. Die Potentiale für Wind Onshore basieren auf [21]. Für das Dachflächenpotenzial wird [22] herangezogen, welche das Dachflächenpotenzial als 100m x 100m Raster für Europa bereitstellt. Da Neigungswinkel und Ausrichtung der Dachflächen nicht angegeben sind, wird eine Verteilung basierend auf [23] angenommen, die auf Realdaten für Deutschland basiert. Für Dachflächen wird das Modul *LG Electronics*

LG370Q1C-A5 und für Freiflächen das Modul *WINAICO WSx-240P6* mit in die Zukunft projizierten Effizienzen nach [19] verwendet, um Erzeugungszeitreihen zu simulieren.

Eine Übersicht über angenommene Kapazitäten von Bestandsanlagen und Ausbaupotentialen findet sich in Tabelle 1. Investitionskosten für Bestandsanlagen und Ausbaupotentiale für Wind Onshore, Dachflächen- und Freiflächenphotovoltaik stammen aus [24]. Die Investitionskosten für Wind Offshore sind aus [25] übernommen.

Tabelle 1. Angenommene Kapazität von Bestandsanlagen und Ausbaupotentialen Erneuerbarer Energien in Europa.

Technologie	Bestandsanlagen [GW]	Ausbaupotential [GW]
Wind Onshore	160	6.884
Wind Offshore	26	11.178
Freiflächen-PV	59	14.512
Dachflächen-PV	235	3.589

2.1.2 Umwandlung

Im Modell sind verschiedene Energiewandlungstechnologien berücksichtigt, um die Energiebedarfe decken zu können. Hierzu gehören die in Europa verfügbaren konventionellen Kraftwerkstypen, darunter Braunkohlekraftwerke, Steinkohlekraftwerke, Kernkraftwerke, Gaskraftwerke und Ölkraftwerke. Standorte und installierte Leistungen der Bestandsanlagen sind aus powerplantmatching [14] entnommen. Effizienzen, Emissionsfaktoren und technische Laufzeit sind technologiespezifisch im Modell hinterlegt basierend auf den Annahmen aus [24]. Bedingt durch aktuelle Entwicklungen in der EU wird angenommen, dass die Laufzeiten von Kernkraftwerken auf 60 Jahre verlängert werden. Da die Gesamtemissionen pro Land beschränkt sind, ist der Betrieb von Kraftwerken mit anfallenden CO₂-Emissionen nur im Rahmen dieser Beschränkung des Landes möglich. Zur Ermittlung der installierten Leistung pro Region werden alle Bestandskraftwerke pro Region aggregiert und im Modell hinterlegt.

Für Kernenergie gilt bedingt durch die langen Bau- und Planungszeiten, dass neue Kapazitäten erst nach dem Jahr 2035 zur Verfügung stehen. Zusätzlich kann ein Neubau nur in Ländern erfolgen, in denen sich laut Global Energy Monitor [26] bereits Kernkraftwerke im Bau befinden oder geplant sind. Da einige Staaten in Europa den Ausstieg aus der Kernenergie und auch aus der Kohleverstromung planen, wird im Modell die Stilllegung von Kernkraftwerken und Kohlekraftwerken berücksichtigt. Hierzu wurde auf Länderebene das geplante Jahr des Ausstiegs aus der Kernenergie und Kohleverstromung recherchiert und im Modell berücksichtigt.

Als weitere Umwandlungstechnologien werden Protonen-Austausch-Membran (PEM)-Elektrolyseure zur Produktion von grünem Wasserstoff sowie Brennstoffzellen und Gasturbinen zur Wasserstoffrückverstromung berücksichtigt. Da angenommen wird, dass Wasserstoff teilweise in flüssigen Aggregatzustand nach Europa importiert wird, ist in Importregionen zusätzlich der Ausbau von Anlagen zur Regasifizierung erlaubt.

2.1.3 Speicher

Als Speichertechnologien werden Optionen zur Speicherung von Wasserstoff, Erdgas, Strom und Flüssigwasserstoff berücksichtigt.

Erdgasspeicher stehen im Modell in Form von geologischen Speichern zur Verfügung, wobei zwischen Kavernen und Aquiferen unterschieden wird. Kapazitäten und Standorte existierender Kavernenspeicher und Aquiferspeicher sind aus der GIE Storage Database [27] entnommen. Speicherkapazitäten auf See werden der nächstgelegenen Küstenregion zugeordnet, da angenommen wird, dass alle benötigten Infrastrukturen bereits vorhanden sind.

Wasserstoffspeicher stehen im Modell in Form von Druckbehältern und geologischen Speichern zur Verfügung. Für Flüssigwasserstoff stehen Tanks zur Verfügung. Bei geologischen Speichern werden Salzkavernen zur Speicherung von Wasserstoff berücksichtigt. Speicherkapazitäten in geologischen Speichern können durch die Umwidmung von Erdgasspeichern oder den Bau neuer Salzkavernenspeicher realisiert werden. Die bei einer Umwidmung verfügbaren Kapazitäten für Kavernen werden mittels eines Energiedichteansatzes in Anlehnung an [28] aus den Erdgaskapazitäten berechnet. Hieraus ergibt sich ein Wasserstoffspeicherpotenzial von bis zu 66 TWh in Europa. Potenziale für neue Salzkavernen sind aus [29] entnommen, wobei eine maximale Entfernung von 50 km von der Küste berücksichtigt wurde, um den wirtschaftlichen und ökologischen Beschränkungen bei der Entsorgung von Salzlauge Rechnung zu tragen. Die verfügbaren Potenziale betragen insgesamt 7276 TWh und sind dabei unabhängig vom Zieljahr.

Zur Speicherung von Strom werden primär Lithium-Ionen-Batterien berücksichtigt, deren Ausbau nicht beschränkt wird. Zusätzlich werden existierende Pumpspeicherwerke und Speicherwasserkraftwerke berücksichtigt. Standorte, Kapazitäten und Einspeisezeitreihen hierfür sind aus [10] für das Jahr 2015 entnommen. In Anlehnung an [11] ist kein Ausbau der Wasserkraftkapazität im Modell vorgesehen, da angenommen wird, dass die Kapazitäten für Pumpspeicherwerke und Speicherwasserkraftwerke in Europa nahezu erschöpft ist und keine neuen Anlagen gebaut werden.

2.1.4 Transportinfrastrukturen

Im Modell ist der leitungsgebundene Austausch von Strom, Wasserstoff und Erdgas hinterlegt. Auf die Modellierung von Transporten zwischen Regionen mittels LKW, Schiff oder Zug wird aus Komplexitätsgründen verzichtet. Es werden sowohl bestehende Transportinfrastrukturen und dessen Umstellung als auch der Neubau berücksichtigt.

Für den Stromaustausch werden sowohl das existierende Hochspannungs-Stromnetz als auch der Neubau von Stromleitungen berücksichtigt. Auf die dynamische Berechnung von Stromflüssen wird verzichtet. Die Kapazitäten des Bestandsnetzes werden mithilfe des Python-basierten Package PyPSA [30] extrahiert und berechnet. Fehlerhafte Daten wurden manuell korrigiert. Zusätzlich wurden bereits geplante Projekte aus dem TYNDP 2024 [31] manuell ergänzt. Ein Neubau von Stromleitungen ist im Modell zwischen Regionen möglich, die bereits über eine Stromverbindung verfügen. Zusätzlich können Offshore-Regionen über Seekabel mit dem Festland verbunden werden.

Die Abbildung des bestehenden Erdgasnetzes basiert auf einem Datensatz von Global Energy Infrastructure [32]. Die maximalen Kapazitäten der Pipelines werden vereinfacht

aus den Pipelinedurchmessern abgeleitet. Die Umrechnung erfolgt in Anlehnung an [33]. Zur Berechnung der Übertragungskapazitäten zwischen den Modellregionen werden zunächst die Pipelinestücke ausgewählt, die zwischen zwei angrenzenden Modellregionen verlaufen. Anschließend wird die Kapazität aller Pipelinestücke zwischen den gleichen Modellregionen aufsummiert. Weiterhin ist im Modell die Umstellung der Erdgaspipelines auf den Wasserstofftransport erlaubt. Die Umrechnung der Kapazität erfolgt dabei nach [33] und [34], wonach 80 % der Übertragungskapazität des Erdgasnetzes für Wasserstoff genutzt werden kann. Dieser Wert ergibt sich durch die Annahme, dass die Fließgeschwindigkeit von Wasserstoff höher sein kann als die von Erdgas, sodass die niedrigere Energiedichte von Wasserstoff teilweise kompensiert wird. Der Neubau von Pipelines wird nur entlang bestehender Erdgaspipelinerouten erlaubt, um Terrainbeschränkungen besser abbilden zu können.

2.1.5 Import und Förderung von Energieträgern

Das Modell sieht die Möglichkeit zum Import diverser Energieträger vor. Die Energieträger Braunkohle, Steinkohle, Erdöl und Uran können zu einem im Modell hinterlegten, regionsübergreifenden Preis in unbeschränkter Höhe zugekauft werden. Eine Beschränkung erfolgt indirekt über die CO₂ Emissionsziele, die im Modell berücksichtigt werden. Ein zusätzlicher Stromimport von Regionen außerhalb der Modellgrenzen ist nicht modelliert.

Erdgas kann sowohl innerhalb Europas gefördert als auch in Form von Flüssigerdgas (LNG) oder gasförmig per Pipeline importiert werden. Eine innereuropäische Erdgasförderung ist an den derzeitigen Erdgasförderstandorten möglich. Die Standorte und Fördermengen sind von [35] übernommen. LNG-Importe sind in Regionen mit bestehenden und geplanten LNG-Importterminals möglich. Standorte und Kapazitäten von LNG-Terminals sind aus [36] entnommen. Weiterhin sind Erdgasimporte per Pipeline an den europäischen Grenzen möglich. Die Transportkapazitäten an den Grenzübergangspunkten wurden basierend auf den realen Importmengen für 2019 laut Eurostat berechnet [37].

Feste Biomasse kann im Modell als Brennstoff in Biomassekraftwerken verwendet und flüssige Biomasse in Biogasanlagen zu Erdgas umgewandelt werden. Biomassepotenziale und -kosten wurden auf Basis der ENSPRESO Datenbank bestimmt [38]. Es wird angenommen, dass die Biomasse in nächster Nähe eingesetzt und nicht über Regionsgrenzen transportiert wird. Ein Import von fester oder flüssiger Biomasse aus Regionen außerhalb der Modellgrenzen ist nicht modelliert.

Die Bestimmung von Wasserstoffimportkosten erfolgt auf Basis eines zweistufigen Verfahrens: In einem ersten Schritt wird eine Wasserstofflieferkette basierend auf 100% erneuerbaren Energien innerhalb des Wasserstoffexportlandes modelliert und Exportkostenkurven bestimmt. Dies erfolgt in Anlehnung an [39, 40], welche die Modellierung der Infrastruktur von Flüssigwasserstoffexporten beschreiben. Im zweiten Schritt werden die Kosten für den Transport des Wasserstoffs zu europäischen Importpunkten bestimmt. Als Transportmöglichkeiten werden der Transport von gasförmigem Wasserstoff über Pipeline und von Flüssigwasserstoff per Schiff berücksichtigt. Für die genannten Transportmöglichkeiten werden separate Lieferketten modelliert, welche in Abbildung 2-3 dargestellt sind.

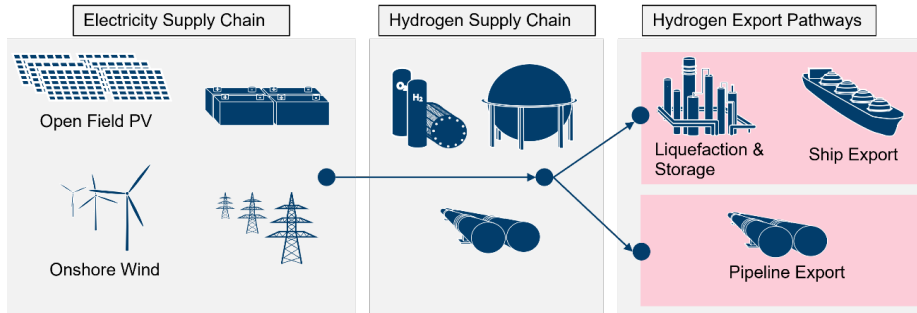


Abbildung 2-3. Modellierter Wasserstofflieferkette in den Wasserstoffexportregionen.

Als Wasserstoffexportregionen wurden die von [40] definierten Vorzugsregionen gewählt und um die Türkei ergänzt. Wasserstoffproduktion und -transport innerhalb des Exportlandes werden mithilfe eines Energiesystemmodells abgebildet, welches Windenergieanlagen und Freiflächenphotovoltaik als mögliche Stromquellen modelliert. Über PEM-Elektrolyse wird der Strom in Wasserstoff umgewandelt, komprimiert und anschließend über Wasserstoffpipelines zu einem definierten Exportpunkt transportiert. Als Exportpunkte wurden primär die von [40] gewählten Häfen verwendet. Da die inländische Nachfrage nach Strom und Wasserstoff nicht berücksichtigt wird, wird die maximale jährliche Wasserstoffexportmenge auf 25 % des verfügbaren Erzeugungspotentials begrenzt.

Eine Übersicht der Vorzugsregionen mit der jeweiligen Exportmöglichkeit ist in Tabelle 4 (Anhang) zu finden. Die Exportländer werden mit einer stündlichen Auflösung und einer räumlichen Auflösung basierend auf GID-1 modelliert, um eine Balance zwischen Infrastrukturabbildung und Rechenzeit zu gewährleisten [41]. Um eine konsistente Modellierung zu gewährleisten, werden für die Modellierung der Exportregionen dasselbe Wetterjahr und dasselbe Jahr für die techno-ökonomischen Parameter angewandt, welche auch im entsprechenden Europaszenario verwendet werden. Die resultierenden Wasserstoffkosten ergeben sich aus den jährlichen Gesamtkosten dividiert durch die jährliche Exportmenge. Im Falle einer Flüssigwasserstofflieferkette wird der Wasserstoff am Exportpunkt verflüssigt und in Flüssigwasserstofftanks gelagert. Bei der Modellierung wird angenommen, dass der Exportpunkt konstant bedient werden muss. Im Falle von gasförmigem Wasserstoff wird lediglich der Pipelinetransport inklusive einem obertägigen Druckspeicher als Kurzzeit-Zwischenspeicher zum Exportpunkt modelliert. Es wird angenommen, dass der erzeugte Wasserstoff ohne signifikante Zwischenspeicherung direkt in das in Europa liegende Zielland transportiert wird. Dadurch ergeben sich Schwankungen bei den Importmengen pro Stunde.

In einem zweiten Schritt werden die Kosten für den Transport des Wasserstoffs zu europäischen Importpunkten bestimmt. Als Importpunkte stehen zum einen heutige LNG-Terminals zur Verfügung. Es wird angenommen, dass an diesen in Zukunft Flüssigwasserstoff aus allen berücksichtigten Exportregionen importiert werden kann. Die Transportkosten für die Verschiffung von Wasserstoff werden aus dem Transportmodell von [40] übernommen. Die Transportdistanzen für die Verschiffung zwischen den Exporthäfen und den europäischen Importpunkten werden entlang realer Schiffsrouten bestimmt. Hierzu wird das Python

Package searoute-py [42] verwendet. Pipelineimporte sind an existierenden Pipelineübergangspunkten in Sizilien, Almeria und Kiri möglich sowie über eine zusätzliche Verbindung nach Gibraltar. Für bereits existierende Pipelinetransportkapazitäten zwischen zum Beispiel Nordafrika und Europa können Importvolumina entsprechend den bestehenden Kapazitäten erfolgen. In diesem Fall werden Kosten für die Umwidmung von Pipelines unterstellt. Für darüberhinausgehende Importvolumina werden Kosten für den Neubau von Pipelines unterstellt. Pipelineimporte können nur aus den angebundenen Exportregionen erfolgen. Für die Kostenabschätzung werden Importmengen von 2000 TWh/a angenommen und für die einzelnen Exportländer berechnet. Die Kosten für den Flüssigwasserstoffimport ergeben sich aus dem Mittelwert der drei Exportregionen mit den niedrigsten Kostenwerten. Dabei erhält jeder Importpunkt eigene Importkosten. Fallen mehrere Importpunkte in dieselbe Modellregion, wird der Importpunkt mit den niedrigsten Wasserstoffkosten gewählt. Bei Pipelinetransporten entsprechen die Wasserstoffkosten günstigsten Kostenwert der verfügbaren Exportregionen. Die maximale Importmenge pro Jahr wird nicht limitiert.

2.1.6 Zusatzrestriktionen

In ETHOS.Europe lassen sich verschiedene zusätzliche Randbedingungen definieren, die beispielsweise die Modellierung von politischen und technischen Restriktionen ermöglichen. So lassen sich zum Beispiel Limits für die Emissionen von CO₂ für einzelne Länder oder Ausbauziele und -beschränkungen für erneuerbare Energien definieren. Zudem kann auch eine Mindestimportmenge von Wasserstoff definiert werden.

In Anlehnung an die von der EU gesetzten Ziele der Treibhausgasneutralität bis 2050 und dem Ziel der Emissionsreduktion von EU-ETS um 62 % bis 2030 im Vergleich zu 2005, werden im Modell maximale Emissionen pro Land und Jahr hinterlegt. Für Deutschland wird zusätzlich das 2045 als Jahr der Treibhausgasneutralität vorgeschrieben. Die Emissionslimits für die Jahre zwischen 2030 und 2050 werden durch lineare Interpolation zwischen den gegebenen Werten bestimmt und im Modell hinterlegt.

Weiterhin können auch frei wählbare Ausbauziele sowie minimale oder maximale Ausbau-raten für erneuerbare Energien definiert werden. Auch der Ausbau von Transportkomponenten, Speicherkomponenten und konventionellen Kraftwerken kann beschränkt werden.

In Anlehnung an [24] wird zur robusteren Auslegung des Systems eine 14-tägige synthetische Dunkelflaute im Januar hinzugefügt. Es wird angenommen, dass in dieser Zeit nur 30 % der maximalen Erzeugungsleistung der erneuerbaren Energien zur Verfügung stehen. Wasserkraft ist hiervon ausgenommen. Im Standardfall wird die Dunkelflaute auf Nordwesteuropa angewandt und damit auf die Länder Deutschland, Niederlande, Belgien, Frankreich, Großbritannien, welche sich nach [43] in derselben Klimazone befinden.

2.2 Nachfragemodellierung des Gebäude-, Industrie- und Verkehrssektors

Die Bestimmung der Nachfrageentwicklung erfolgt anhand spezifischer Nachfragemodelle für die Sektoren Gewerbe, Handel und Dienstleistungen (GHD), Haushalte, Industrie und Transport.

Für die Nachfragemodellierung des GHD- und Haushaltssektors wird ein Stock-Modell verwendet, das die Auswirkungen von Renovierungen und Neubauten auf den Energiebedarf erfasst. Dieses Stock-Modell basiert auf einer umfassenden Datenbank, die

Gebäudebestände auf Länderebene detailliert beschreibt und Daten zu Energieverbrauch nach Energieträgern, Gebäudetypen, Altersklassen, Heiz- und Warmwassersystemen sowie Renovierungsstatus nutzt. Die Datenbank setzt hierbei auf den Tabula-, JRC-IDEES- und Hotmaps-Datenbanken auf [44, 45, 46]. Die Modellierung berücksichtigt Renovierungsraten, Abriss und Neubau von Gebäuden in einem jährlichen Fortschritt bis zum Zieljahr. Wetterbedingungen, insbesondere Heiz- und Kühlgradtage, beeinflussen den Energieverbrauch und werden zur Simulation des Einflusses des Klimawandels integriert. Für die räumliche und zeitliche Disaggregation werden die Ergebnisse auf NUTS-2-Regionen und stündliche Auflösungen heruntergebrochen. Die räumliche Disaggregation erfolgt für Haushalte auf Basis der Bevölkerungsdichte und für den GHD-Sektor nach der Anzahl der Beschäftigten. Für die zeitliche Verteilung wird eine modifizierte Version des in Python programmierten Tools *when2heat* [47] genutzt, worüber Lastprofile für Heizen, Kühlen und Warmwasser anhand von Wetterdaten und Gebäudetypen erstellt werden können. Durch diese Profile wird der jährliche Energieverbrauch pro Region und Gebäudetyp auf eine stündliche Auflösung heruntergebrochen, um eine genauere Abbildung der Verbrauchsspitzen und des zeitlichen Bedarfsverhaltens zu ermöglichen. Das Modell erlaubt es so, die Effekte von Renovierungsmaßnahmen, Änderungen der Bevölkerungsstruktur sowie klimatische Entwicklungen detailliert zu simulieren und zu bewerten.

Die Ermittlung der Energienachfragen im Transportsektor basiert auf einer mehrstufigen Methodik, die verschiedene Verkehrsträger, darunter Straßen-, Flug-, Schiffs- und Schienenverkehr, sowie Personen- und Güterverkehr unterscheidet. Zunächst wird die heutige Transportaktivität für jede NUTS-2 Region in Personen- und Tonnenkilometer pro Jahr berechnet. Als Datengrundlage für Transportaktivitäten dient die Eurostat Datenbank sowie die IDEES-Datenbanken für Personenstraßenverkehr [45, 48, 49, 50]. Weiterführende Informationen können aus [51] entnommen werden. Die zukünftige Transportaktivität wird dann bis 2050 auf Basis des EU Reference Scenario [52] projiziert und auf die relevanten Antriebsstränge aufgeteilt. Dabei werden auf Szenarien basierte Marktanteilsprognosen verwendet. Im vierten Schritt werden mittels projizierter Wirkungsgrade der Antriebsstränge und der Transportaktivität die jeweiligen Energieverbräuche bestimmt. Die Wirkungsgrade der Antriebsstränge stammen aus [24, 53]. Es wird angenommen, dass Methanol, Ammoniak, synthetisches Kerosin, Diesel und Benzin aus Wasserstoff und CO₂ hergestellt werden. Die Energieverbräuche werden daher direkt in Wasserstoffäquivalente umgerechnet. Biobasierte Kraftstoffe werden in Biomasseäquivalente umgerechnet. Abschließend werden die jährlichen Energieverbräuche auf stündlicher Basis verteilt, wobei für die Wasserstoffnachfrage konstante Lastprofile und für die Stromnachfrage sektorspezifische Lastprofile nach [24] verwendet werden.

Das Modell zur Entwicklung der Energienachfragen im Industriesektor verwendet einen System Dynamics-Ansatz, der der Logik des EU-Emissionshandelssystems (EU-ETS) folgt. Da die Verfügbarkeit von Emissionsrechten im EU-ETS durch eine Obergrenze begrenzt und schrittweise reduziert wird, steigen die CO₂-Zertifikatspreise. Dadurch wird erwartet, dass die Industrie zunehmend auf emissionsarme Produktionsrouten und dekarbonisierte Prozesswärmebereitstellung umstellt. Die unterstellte Entwicklung ist rein szenariobasiert und nicht kostengetrieben. Zur Vorbereitung der Modellinputs wurden fünf Datensätze erstellt: aktuelle Produktionsmengen pro Produkt basierend auf [54], alternative Prozessrouten und Dekarbonisierungsoptionen für jedes Produkt bzw. jeden Sektor, benötigte

Temperaturniveaus für Prozesswärme [55], anwendungsspezifische Energieverbräuche pro Sektor und Prozess basierend auf IDEES und JRC Chemical Industry [45] sowie die Entwicklung der Produktionsmengen bis 2050 nach PotenCIA [56]. Die Entwicklung der Produktion, mit einem möglichen Wechsel von Produktionsrouten und Energieträgern erfolgt szenariobasiert, basierend auf der Entwicklung der Produktionsmengen, dem unterstellten Wechsel auf alternative Prozessrouten und der Substitution von Prozesswärmebereitstellung durch Strom, Wasserstoff oder Biomasse. Eine räumliche Disaggregation der Energieverbräuche erfolgt auf Anlagenebene, basierend auf Standort und Anlagenkapazitäten berechnet aus den europäischen Emissionsdatenbanken und Emissionsbenchmarks [57, 58], Anlagenkapazitäten der Chemischen Industrie sowie des Stahlsektors aus JRC Chemical Industry, GEM, und Eurofer [59, 60, 61]. Eine detailliertere Beschreibung der Modellierung findet sich in [51]. Für den zeitlichen Verlauf der Industrienachfragen wird ein konstantes Lastprofil angenommen.

3 Szenariorahmen

3.1 Allgemeine Annahmen

Alle Szenarien basieren auf der Grundannahme, dass das Ziel der Treibhausgasneutralität im Jahr 2050 sowie die Ziele für die Zwischenjahre zur Reduktion der Treibhausgasemissionen erreicht werden. Europa wird im Referenzszenario dabei weitestgehend ohne Beschränkungen optimiert. Länderspezifische Limits für den CO₂ Ausstoß durch konventionelle Kraftwerke werden entsprechend der Ziele der EU für 2030 auf 62 % im Vergleich zu 2005 limitiert. Entsprechend dem Ziel der EU, bis 2050 treibhausgasneutral zu sein, sind im Jahr 2050 keinerlei CO₂ Emissionen im Modell möglich. Für Deutschland ist die Treibhausgasneutralität auf das Jahr 2045 vorgezogen. Limits für die Jahre zwischen 2030 und 2050 werden linear interpoliert. Ziele zum Kohle- und Kernenergieausstieg der jeweiligen Länder werden jahresscharf berücksichtigt. Nach dem Jahr des Ausstiegs können im entsprechenden Land bestehende Kraftwerke nicht weiterbetrieben und keine neuen Kraftwerke errichtet werden. Importquoten entsprechend der REPowerEU Ziele [5] sowie Ausbauziele für erneuerbare Energien werden im Referenzszenario nicht hinterlegt, sondern für die Optimierung offen gelassen.

Um Restriktionen beim Stromnetzausbau und Wasserstoffnetzausbau besser abbilden zu können, wird angenommen, dass zwischen zwei Regionen innerhalb von 10 Jahren maximal eine Stromnetzerweiterung von 2 GW erfolgen kann. Dies kann mit dem Zubau einer Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungs-Leitung gleichgesetzt werden. Für den Neubau von Wasserstoffpipelines wird angenommen, dass zwischen zwei Regionen innerhalb von 10 Jahren maximal eine Kapazität von 17 GW ausgebaut werden kann. Dies entspricht der Übertragungskapazität einer 42" Pipeline. CO₂-Infrastrukturen zum Transport und zur Speicherung von CO₂ werden nicht mitmodelliert. Der Import von Wasserstoff kann entweder über Pipeline in gasförmigen Zustand erfolgen oder via Schiff als Flüssigwasserstoff, der in einem Zwischenschritt regasifiziert werden muss. Wasserstoffderivate werden in den Szenarien nicht als Importoption betrachtet. Es wird angenommen, dass diese lokal am Ort der Nutzung hergestellt werden.

Für die robustere Auslegung des Energiesystems wird in der Analyse eine synthetische Dunkelflaute berücksichtigt. Dabei wird für einen Zeitraum von zwei Wochen im Januar angenommen, dass nur 30 % der Maximalleistung aus Windkraft und PV zur Verfügung stehen. Eine solch lange Dunkelflaute tritt nach [19] mit einer Wahrscheinlichkeit von unter 1 % auf und stellt damit ein Extremszenario dar, erhöht aber die Robustheit des Energiesystems. Im Referenzszenario ist die Dunkelflaute auf Nordwesteuropa begrenzt und betrifft Frankreich, Deutschland, Belgien, Niederlande, Dänemark und UK.

Die Bevölkerungsentwicklung auf Länderebene bis 2050 wird basierend auf dem Datensatz *World Population Prospects 2022* der Vereinten Nationen angenommen [62]. Tabelle 2 fasst exemplarisch die Bevölkerung für Deutschland und die modellierte Gesamtregion in Millionen für die modellierten Jahre zusammen. Insgesamt wird ein Bevölkerungsrückgang angenommen, der sich unterschiedlich auf die einzelnen Länder verteilt.

Tabelle 2. Bevölkerungsentwicklung in Millionen Bewohner nach *World Population Prospects 2022* [65] für Deutschland und die Modellregion im Jahr 2020, 2030, 2040 und 2050.

	2020	2030	2040	2050
Deutschland	83,27	82,82	81,30	79,06
Modellregion	461,86	461,08	453,82	441,56

Für die wirtschaftliche Entwicklung wird Folgendes angenommen: Die Entwicklung der zukünftigen Produktionsvolumina pro Prozess basiert auf den Annahmen von PotenCIA [56]. Das Bruttoinlandsprodukt wird nicht explizit berücksichtigt, ist jedoch in den verwendeten Produktionsvolumina implizit enthalten und wird mit einem durchschnittlichen Wachstum von rund 1,4 % pro Jahr angegeben über den Zeitraum von 2015 bis 2050 [56]. Die zukünftige Transportaktivität wird bis 2050 auf Basis des EU Reference Scenario [52] projiziert und auf die relevanten Antriebsstränge aufgeteilt.

3.2 Nachfragenentwicklung

Als Hauptstellschrauben für die Entwicklung der Energienachfrage im Gebäudebereich dienen die Renovierungsraten. Im Modell lassen sich hierbei Gebäuderenovierungsraten jeweils spezifizierbar nach leichter Renovierung und Tiefenrenovierung sowie Systemaustauschraten und Systemupdateraten für verbaute Heizsysteme festlegen. In Anlehnung an das Ziel der Europäischen Kommission, in den nächsten 10 Jahren die aktuelle durchschnittliche Renovierungsrate von 1 % zu verdoppeln [63] wird für die leichte Gebäuderenovierungsrate ein linearer Anstieg von 1.3 % p.a. [64] auf 2 % p.a. im Jahre 2030 unterstellt. Zusätzlich wird nach Analysen von BPIE [65] ein Anstieg der Tiefenrenovierungsrate der Gebäude von 0.2 auf 3 % p.a. im Jahre 2030 angenommen. Nach 2030 bleibt die Renovierungsrate konstant auf dem Wert von 2030. Um einen klimaneutralen Gebäudezustand zu erreichen, wird von der Europäischen Kommission eine jährliche Austauschrate von 4 % p.a. für Heizsysteme gefordert vgl. [63]. Es wird unterstellt, dass zunächst primär ein Systemaustausch, das heißt ein Wechsel von Gasheizung auf Wärmepumpe stattfindet. Wenn diese Wechsel abgeschlossen sind, ist ein Systemupdate, das heißt der Austausch eines alten Heizsystems auf ein optimiertes System desselben Typs, möglich. Die Abrissrate wird aus historischen Daten [45] für Deutschland auf ungefähr 0,3 % p.a. geschätzt und wird dynamisch der Bevölkerungsentwicklung angepasst. Vereinfachend wird für jedes Land und auch für den GHD- und Haushaltssektor dieselbe Entwicklung der Renovierungsraten angenommen.

Die Entwicklung der Energienachfrage des Verkehrssektors wird im Wesentlichen durch drei Größen bestimmt: Die Entwicklung des Transportaufkommens, die Entwicklung der Marktanteile verschiedener Antriebsstränge und die Entwicklung von Wirkungsgraden beim Kraftstoffverbrauch in den jeweiligen Verkehrssektoren. Die Annahmen hierzu sind in [51] beschrieben und entstammen maßgeblich aus [6, 52, 53, 66, 67]. Beim Transportaufkommen wird auch der internationale sowie innereuropäische Flug- und Schiffsverkehr berücksichtigt. Weiterhin wird eine vollständige Dekarbonisierung des Transportsektors bis 2050 unterstellt. Dadurch fällt der Bedarf an synthetischen Kraftstoffen signifikant höher aus. Teile des synthetischen Kraftstoffbedarfs werden auch mittels Biomasse hergestellt. Auf die Modellierung dieses Prozesses wird hierbei verzichtet.

Abbildung 3-1 zeigt die Entwicklung der Energienachfrage in Europa für die im Modell berücksichtigten Energieträger Strom und Wasserstoff (inkl. Power-to-Liquid (PtL)) mit den beschriebenen Annahmen. Bereits im Jahr 2030 beträgt die Wasserstoffnachfrage (inkl. PtL) fast 400 TWh in Europa. Der Großteil davon entfällt mit 340 TWh auf Wasserstoffnachfrage zur Produktion von synthetischen Kraftstoffen (PtL) vor allem für den Flugverkehr und maritimen Frachtverkehr. Bis 2050 steigt die Wasserstoffnachfrage im Verkehrssektor auf fast 2000 TWh/a. Auf die Produktion von synthetischen Kraftstoffen entfallen davon 1200 TWh, welche primär im Personenflugverkehr und maritimen Frachtverkehr auftreten. Der Anteil an synthetischen Kraftstoffen für den Straßenverkehr liegt in dem Szenario bei unter 3 %. Die direkte Wasserstoffnachfrage ergibt sich durch die angenommene hohe Durchdringung von Brennstoffzellenfahrzeugen im Straßengüterverkehr (55 %, EHB) und 15 % Marktanteil von Brennstoffzellenfahrzeugen im Personenstraßenverkehr (EU Reference Scenario). Die Stromnachfrage im Transportsektor für batterieelektrische Fahrzeuge beträgt im Jahr 2030 etwa 170 TWh und steigt bis zum Jahr 2050 auf 700 TWh an.

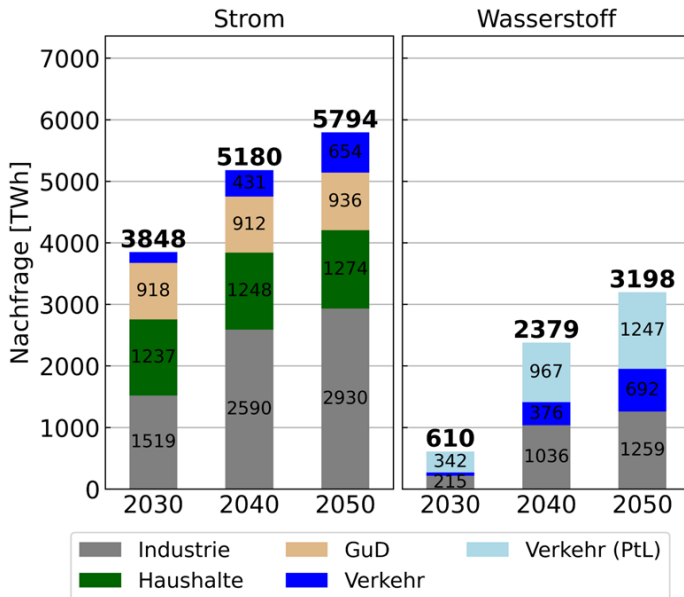


Abbildung 3-1. Entwicklung der Energienachfragen in Europa für Strom und Wasserstoff.

Das erstellte Szenario geht von einer vollständigen Dekarbonisierung der Industrie aus. Für Sektoren mit prozessbedingten CO₂ Emissionen wird angenommen, dass diese entweder mittels Direct-Air-Capture (DAC) oder Carbon Capture-Maßnahmen kompensiert werden. Im Wesentlichen bestimmen zwei Größen die Entwicklung der Strom- und Wasserstoffnachfrage. Zum einen der Umstieg auf alternative Prozessrouten, zum anderen die Dekarbonisierung der Prozesswärmebereitstellung. Für die Prozesswärmebereitstellung wird ein Umstieg auf Strom, Wasserstoff und Biomasse angenommen. Der verwendete Energieträger ist abhängig von dem Temperaturniveau des jeweiligen Prozesses. Für Prozesstemperaturen unter 500°C wird eine vollständige Elektrifizierung in Anlehnung an [68] angenommen. Für Prozesstemperaturen über 500°C wird angenommen, dass 70 % des

Wärmebedarfes über Wasserstoff und 30 % des Wärmebedarfes mittels Biomasse gedeckt wird. Alternative Prozessrouten stehen in der Nachfragemodellierung vor allem für die Stahlherstellung, die Aluminiumherstellung sowie eine Vielzahl von Hauptprodukten der chemischen Industrie wie Methanol, Ammoniak und Ethylen zur Verfügung. Die Modellierung der Umstellung der Prozessrouten und der Prozesswärmebereitstellung erfolgt mittels logistischer Kurven, welche eine vollständige Durchdringung der alternativen Technologien bis 2050 vorsehen.

Abbildung 3-2 zeigt die ermittelte Wasserstoffnachfrage aller modellierten Länder für das Jahr 2050 aufgeschlüsselt nach den Sektoren Industrie und Verkehr. Deutschland weist aufgrund seiner Industriestandorte die höchste Wasserstoffnachfrage auf und hat einen knapp 300 TWh höheren Bedarf als Frankreich und Großbritannien. Hohe Wasserstoffnachfragen ergeben sich insbesondere in Ländern mit großem Verkehrsaufkommen. Dies betrifft insbesondere Länder mit erhöhtem Flug- und Schiffsverkehr.

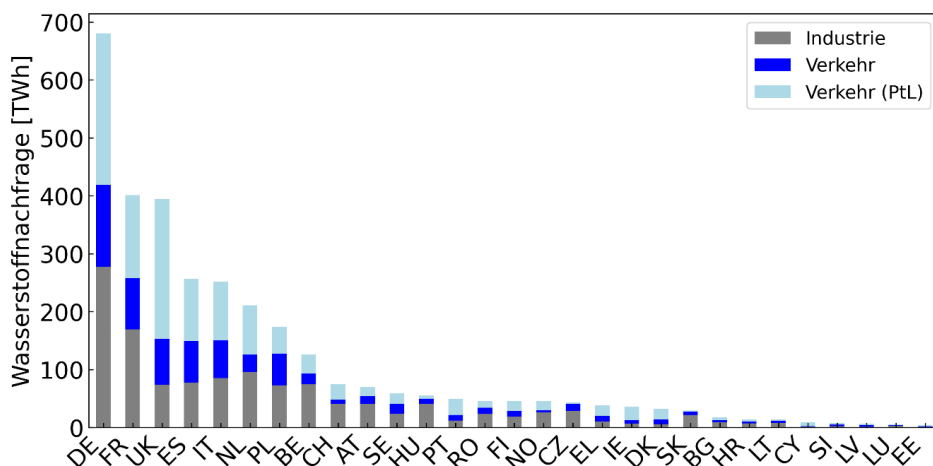


Abbildung 3-2. Wasserstoffnachfrage der modellierten Länder im Jahr 2050.

3.3 Sensitivitäten

Zusätzlich werden verschiedene Sensitivitätsrechnungen mit den Themenschwerpunkten Kernenergie, Ausbaubeschränkungen beim Ausbau von Wind- und Solarenergie, Importkosten und Dunkelflaute erstellt.

Der Themenschwerpunkt **Kernenergie** analysiert die Wettbewerbsfähigkeit von Kernenergie in Europa. Hierzu werden in zwei Varianten mehrere Modellläufe bei verschiedenen Investitionskosten für Kernenergie durchlaufen. Dabei werden die Investitionskosten für Kernenergie des Referenzszenarios mit Faktoren von 0,5, 0,75, 1,25 und 1,5 multipliziert. In der ersten Variante ist ein Ausbau von Kernenergie nur in Ländern ohne beschlossenen Kernenergieausstieg möglich. In der zweiten Variante ist ein Ausbau von Kernenergie uneingeschränkt in allen europäischen Ländern möglich.

Der Themenschwerpunkt **Ausbaubeschränkungen** dient zur Analyse der Folgen eines beschränkten Ausbaus von Erneuerbaren Energien in Europa. Hierzu wird zunächst ein Business-as-usual-Szenario (BAU) erstellt, das die aktuellen Ausbauraten abbildet. Dazu

werden für PV und Windkraft die 5 Länder ermittelt, die in den letzten 5 Jahren die höchsten Ausbauraten hatten. Aus diesen Ausbauraten wird ein Mittelwert gebildet und für jedes modellierte Land als Ausbaulimit gesetzt. Für PV ergibt sich damit ein maximaler Zubau von 3 GW/a und für Wind Onshore ein Zubau von 1.8 GW/a pro Land. In einer weiteren Sensitivität wird die Ausbaurrate an die Potenziale für Erneuerbare Energien im jeweiligen Land gekoppelt. Hierzu wird in verschiedenen Szenarien der maximale Ausbau jedes Landes pro Jahr auf 0.25, 0.5, 1, 2 und 3 % des hinterlegten maximalen technischen Potentials beschränkt.

Um die Wettbewerbsfähigkeit von europäischem Wasserstoff zu analysieren, werden Sensitivitäten hinsichtlich der **Wasserstoffimportkosten** gerechnet. Hierzu werden die Wasserstoffimportkosten am jeweiligen Importpunkt aus dem Referenzszenario in verschiedenen Szenarien mit den Faktoren 0.7, 0.8, 0.9, 0.95, 1.1, 1.2 und 1.3 multipliziert, um günstigere oder teurere Wasserstoffimportkosten abzubilden.

Zusätzlich zu der angenommenen 14-tägigen **Dunkelflaute** in Nordwesteuropa werden die Auswirkungen unterschiedlicher Längen von Dunkelflauten analysiert. Dabei wird die Länge der Dunkelflaute zwischen 5 und 21 Tagen variiert. Darüber hinaus werden die Auswirkungen einer Dunkelflaute in verschiedenen Regionen in Europa modelliert. Hierzu wird in Variante 1 die Dunkelflaute auf Südeuropa, d.h. Portugal, Spanien, Italien und Griechenland, in Variante 2 auf Nordeuropa, d.h. Norwegen, Schweden und Finnland, und in Variante 3 auf Gesamteuropa verschoben.

4 Ergebnisse

Die Energiewende in Europa stellt eine doppelte Herausforderung dar. Zum einen erfordert sie den Ausstieg aus der fossilen Stromerzeugung, gleichzeitig müssen Haushalte, Verkehr und Industrie defossilisiert werden. Dies erfordert umfassende Veränderungen in diesen Sektoren. Industrieprozesse müssen auf alternative, emissionsarme Prozessrouten umgestellt werden und fossile Energieträger wie Erdgas und Erdöl durch grüne Energieträger substituiert werden. Dadurch steigt der Bedarf nach Strom und grünen Energieträgern massiv an. Um diesen decken zu können ist eine umfassende Transformation des Europäischen Energiesystems notwendig.

4.1 Entwicklung der Stromerzeugung

Um den Ausstieg aus der fossilen Stromerzeugung erreichen und die erhöhte Stromnachfrage decken zu können, ist bis 2050 ein massiver Ausbau von Photovoltaik und Windenergie notwendig. Abbildung 4-1 zeigt die Entwicklung der Stromerzeugung in Europa von heute bis 2050. Bis 2030 sind Wind, PV und Kernenergie mit 2000 TWh (40 %), 1000 TWh (21 %) und 800 TWh (17 %) die größten Stromproduzenten in Europa. Die Stromproduktion aus Wind und PV steigt bis 2050 auf 4970 TWh (47 %) beziehungsweise 4870 TWh (46 %) an. Hierfür sind im Jahr 2050 rund 1550 GW an Windenergieanlagen und 2900 GW an PV-Anlagen im System installiert.

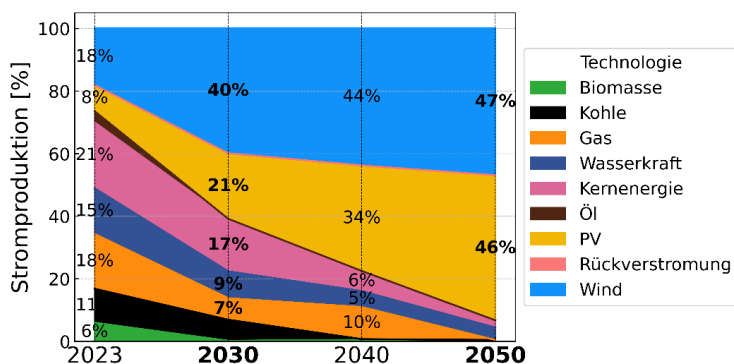


Abbildung 4-1. Entwicklung der Stromerzeugung in Europa von heute bis 2050. Angaben in Prozent der bereitgestellten Gesamtstrommenge.

Die Stromerzeugung aus Gas und Kohle geht bedingt durch die Emissionsreduktionsziele und beschlossenen Kohleausstiege bis 2050 vollständig zurück. Während Kohle bis 2030 zur Stromerzeugung genutzt wird, bleibt Gas bis 2040 relevant. Zwischen 2030 und 2040 erfolgt ein Zubau an Gaskraftwerken, um die weggefallene Kohleverstromung kompensieren zu können. Der Anteil von Kernenergie an der Stromproduktion sinkt, da der Neubau von Kernkraftwerken nicht wettbewerbsfähig gegenüber den zu erwartenden Kostenreduktionen bei PV und Wind ist und die alten Kraftwerke nach und nach ihre Laufzeit überschreiten.

Wind und PV werden bis 2030 größte Stromproduzenten mit einem Anteil von über 60 %.

Ein signifikanter Anteil der Stromerzeugungskapazitäten wird benötigt, um grünen Strom für die innereuropäische Wasserstoffproduktion bereitzustellen. Im Jahr 2050 werden 45 %, 4675 TWh, des produzierten Stroms für die Wasserstoffproduktion verwendet.

Der Zubau von Wind und PV erfolgt in allen europäischen Ländern. Der Strommix und die erzeugte Strommenge pro Land sind für die Jahre 2030 und 2050 in Abbildung 4-2 dargestellt. Bis 2050 wird Spanien mit einer jährlichen Stromerzeugung von etwa 1400 TWh der größte Stromproduzent in Europa. Dabei dominiert 2050 im Süden Europas die Stromerzeugung aus PV, während im Norden Europas überwiegend Strom aus Windenergie erzeugt wird.

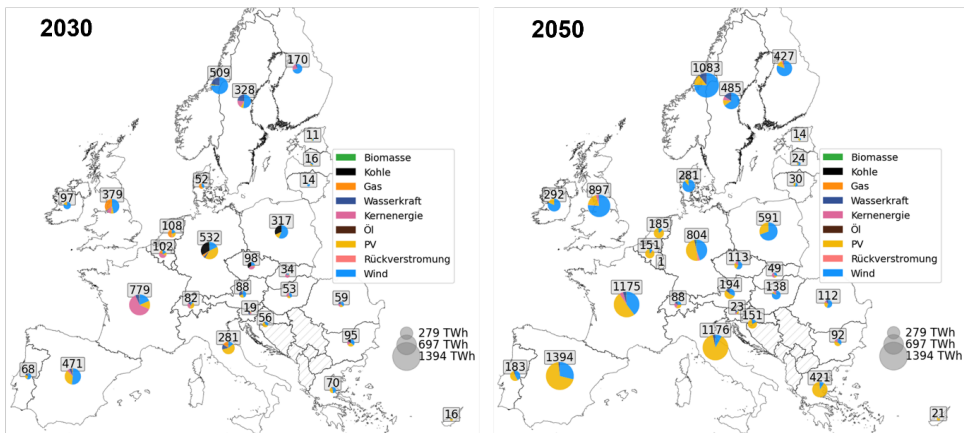


Abbildung 4-2. Strommix und bereitgestellte Strommengen in den einzelnen europäischen Ländern für die Jahre 2030 und 2050.

Der größte Zubau an Wind erfolgt bis 2050 vor allem in Norwegen, Frankreich, Großbritannien und Polen. Für PV erfolgt der Zubau in den Ländern Italien, Spanien, Frankreich und Deutschland am stärksten. Diese Länder zeichnen sich vor allem entweder durch gute Bedingungen für Wind und PV, wie z.B. in Spanien und Norwegen, oder eine hohe Strom- und Wasserstoffnachfrage, wie z.B. in Deutschland und Frankreich, aus. Abbildung 4-3 zeigt, dass in Deutschland nach 2040 kein signifikanter Zubau an PV mehr erfolgt. Dies liegt daran, dass schon im Jahr 2040 das in Deutschland verfügbare Potential für Freiflächen-PV

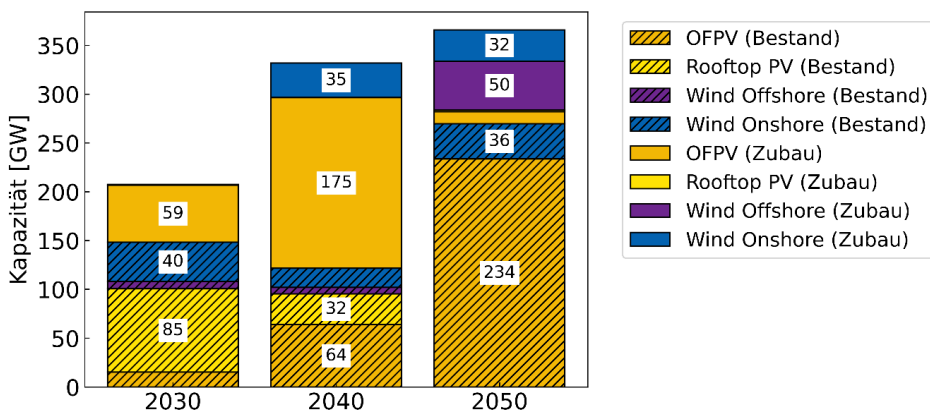


Abbildung 4-3. Zubau und Bestand (schraffiert) erneuerbarer Kapazitäten in Deutschland über die Zeit.

fast vollständig ausgeschöpft wird. Ein Ausbau von Dachflächen-PV wird vom Modell aus Kostengründen nicht priorisiert.

Um die in Abbildung 4-4 gezeigten, optimierten Kapazitäten von etwa 1550 GW Wind und 2900 GW PV zu erreichen, sind durchschnittliche jährliche Ausbauraten von 104 GW/a für PV und 55 GW/a für Wind notwendig. Verglichen zu den durchschnittlichen Ausbauraten der letzten 5 Jahre von 23 GW/a für PV und 14 GW/a für Wind in Europa bedeutet dies eine Steigerung um den Faktor 4 bis 5. Würden die derzeitigen durchschnittlichen Ausbauraten bis 2050 fortgeführt, ergäbe sich für Wind ein Defizit von 900 GW und für PV ein Defizit von 2000 GW.

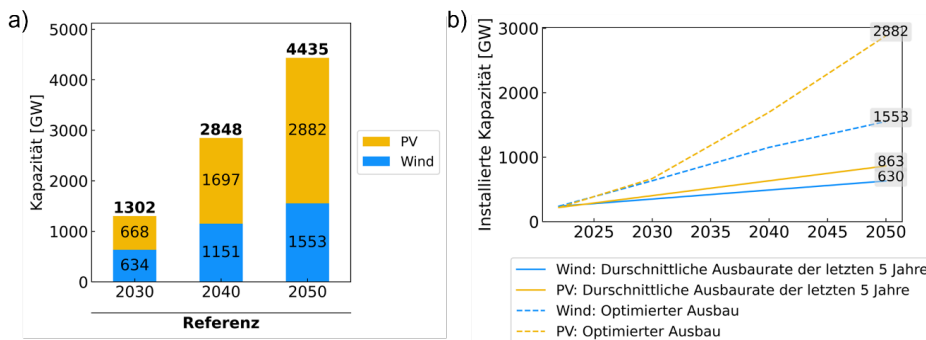


Abbildung 4-4. Ausbau der Erneuerbaren. a) Ausbau von Wind und PV über die Zeit. b) Vergleich der benötigten Ausbauraten mit heutigem Durchschnitt.

Die Ergebnisse des Referenzszenarios zeigen, dass in Europa ausreichend wirtschaftliches Erneuerbaren-Potential zur Verfügung steht, um den Energiebedarf Europas zu decken. Hierzu wird bis 2050 in Europa 19 % des Kapazitätspotentials von Wind Onshore, etwa 2 % des Kapazitätspotentials von Wind Offshore und 20 % des Kapazitätspotentials von Freiflächenphotovoltaik realisiert.

Abbildung 4-5 zeigt den optimalen Ausbau der Kuppelkapazitäten zwischen den Ländern im Stromtransportnetz sowie den Bestand an Kuppelkapazitäten bis 2050. Bereits bis 2030 werden 111 GW an zusätzlichen Kuppelkapazitäten errichtet, was etwa 50 % der bis dahin in Betrieb genommenen Kuppelkapazität von 224 GW entspricht. Bis 2050 werden insgesamt 371 GW Kuppelkapazität zugebaut, zusätzlich zu den im TYNDP 2024 geplanten Projekten.

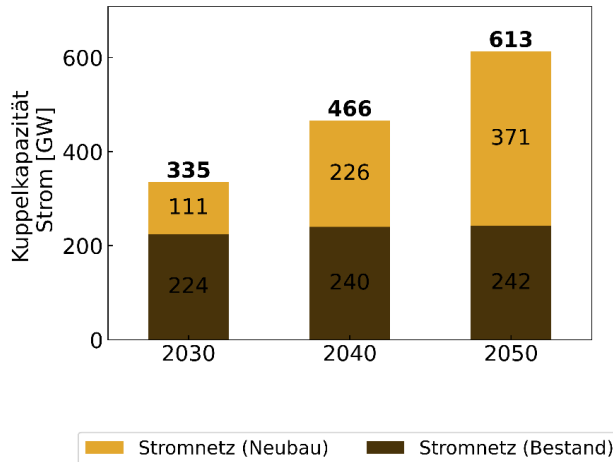


Abbildung 4-5. Entwicklung der Kuppelkapazitäten für den Stromaustausch zwischen den europäischen Ländern. Stromnetz (Bestand) umfasst alle Projekte, die im TYNDP 2024 aufgeführt sind.

Die im Rahmen des TYNDP geplanten Projekte sind unter Bestand geführt. Demnach erhöht sich die Austauschkapazität bis 2050 um den Faktor 2,7. Dies zeigt die Relevanz des Ausbaus von Übertragungskapazität im Stromnetz zwischen den Ländern.

4.1.1 Detailuntersuchung: Kernenergie

Die Ergebnisse des Referenzszenarios zeigen, dass bei den angenommenen Kostenentwicklungen kein Zubau von Kernkraftwerken in Europa erfolgt. Dieses Ergebnis wurde mittels einer Sensitivitätsanalyse hinsichtlich der Investitionskosten von Kernkraftwerken detaillierter untersucht. Hierzu wurden verschiedene Szenarien mit Investitionskosten von 4.400, 6.600, 8.800, 11.000 und 13.200 €/kW für Kernkraftwerke gerechnet. Weiterhin wurden jeweils zwei Varianten gerechnet, die den Zubau auf räumlicher Ebene beschränken. In Variante 1 ist ein Zubau entsprechend dem Referenzszenario nur in Ländern möglich, in denen kein Ausstieg aus der Kernenergie beschlossen wurde. In Variante 2 ist ein Zubau in allen europäischen Ländern möglich. Aufgrund der langen Bauzeiten wird angenommen, dass neue Kernkraftwerke erst nach 2035 zur Verfügung stehen.

Der resultierende Anteil von Kernenergie an der Stromerzeugung im Jahr 2050 bei den jeweiligen verwendeten Investitionskosten ist in Abbildung 4-6 dargestellt. Es zeigt sich, dass ein Zubau von Kernenergie nur bei Investitionskosten von unter 6.600 €/kW erfolgt. Bei Investitionskosten von 4.400 €/kW ergibt sich inklusiver bereits gebauter Kernkraftwerke für Variante 1 ein Anteil am Strommix von etwa 12 % und für Variante 2 ein Anteil von etwa 14 %.

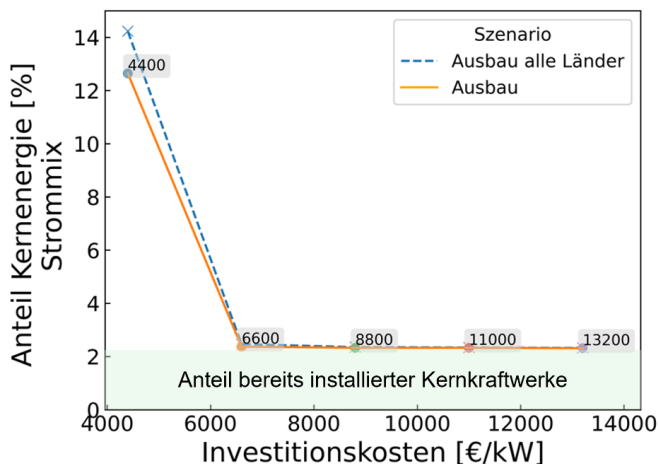


Abbildung 4-6. Anteil Kernenergie im Jahr 2050 in Abhängigkeit der Investitionskosten. Unterschieden werden die zwei Varianten: Variante 1) Ausbau nur in Ländern möglich, die keinen Ausstieg aus der Kernenergie beschlossen haben (orange). Variante 2) Ausbau in allen Ländern möglich (blau).

Ein Ausbau der Kernenergie in Variante 2 würde primär in Deutschland, Großbritannien, Niederlande, Belgien und Schweiz erfolgen. Diese Länder zeichnet vor allem eine hohe Nachfrage nach Strom in Industriesektor und begrenzte Erneuerbaren-Potentiale relativ zur Gesamtstromnachfrage aus. In Deutschland würde in diesem Szenario fast 67 % der inländischen Stromproduktion und damit etwa 540 TWh durch Kernenergie bereitgestellt werden.

Im Vergleich zu den Kosten aktueller europäischer Bauprojekte ist die Annahme von 4.400 €/kW sehr niedrig angesetzt. Für Hinkley Point C in Großbritannien werden mit Baukosten von 17.500 €/kW, für Flamanville 3 von 10.875 €/kW und für Olkiluoto 3 von etwa 6.875 €/kW gerechnet.

Die Ergebnisse zeigen, dass der Bau neuer Kernkraftwerke nicht wettbewerbsfähig gegenüber Wind und PV ist. Bei Investitionskosten von 4.400 €/kW bleibt der Anteil an der Stromproduktion im Jahr 2050 bei unter 15 %. Abbildung 4-7 zeigt die Entwicklung der Stromproduktion über die Zeit. Die Anteile von Wind und PV nehmen im Vergleich zum Referenzszenario nur geringfügig ab (vergleiche Abbildung 4-1).

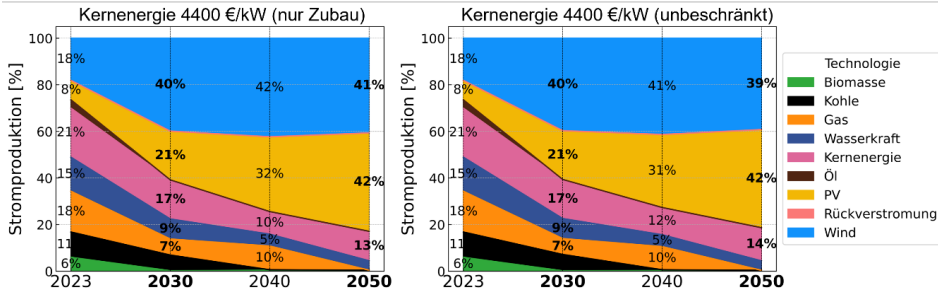


Abbildung 4-7. Stromproduktion über die Zeit mit Investitionskosten von 4.400 €/kW für Kernenergie. Links: Nur Zubau in Ländern ohne beschlossenen Kernenergieausstieg erlaubt (Variante 1). Rechts: unbeschränkter Zubau möglich (Variante 2).

Bau neuer Kernkraftwerke ist nicht wettbewerbsfähig gegenüber Wind und PV.

4.2 Entwicklung der Wasserstoffversorgung

Abbildung 4-8 zeigt den Ursprung des Wasserstoffs in Europa bis 2050. Der Großteil der Wasserstoffnachfrage bis 2050 wird innerhalb von Europa gedeckt. Nur ein geringer Anteil wird über Wasserstoffpipelines aus Nordafrika importiert. Dieser Anteil entspricht im Jahr 2040 etwa 17 % und im Jahr 2050 etwa 5 %. Schiffimporte werden nicht gezogen. Dies gilt unter der Voraussetzung, dass die optimierten Ausbauraten für Wind und PV erreicht werden können und zusätzlich die notwendige Wasserstoffinfrastruktur aufgebaut werden kann. In diesem Fall ist eine innereuropäische Wasserstoffproduktion gegenüber Importen vom Weltmarkt wettbewerbsfähig.

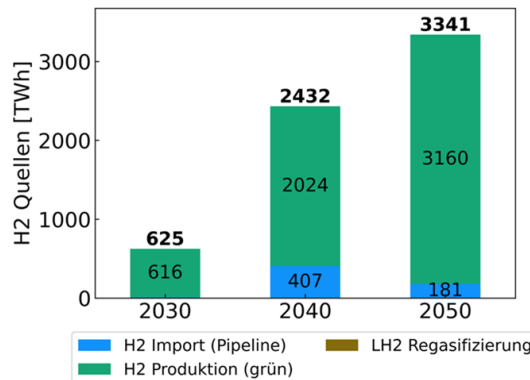


Abbildung 4-8. Entwicklung der Wasserstoffquellen über die Systemtransformation. Der Anteil LH2 Regasifizierung stellt den Wasserstoffimport via Schiff dar, der im Referenzszenario nicht gezogen wird.

Abbildung 4-9 (a) detailliert dieses Ergebnis und beleuchtet die größten Wasserstoffexporteure und Wasserstoffimporteure innerhalb Europas im Jahr 2050. Norwegen, Italien, Spanien und Griechenland werden die größten Wasserstofflieferanten. Deutschland,

Frankreich, Niederlande und Großbritannien werden die größten Wasserstoffimporteure. Deutschland ist mit einer Importmenge von knapp 600 TWh/a größter Wasserstoffimporteur in Europa. Dies entspricht einer Importquote von 81 % seines Wasserstoffbedarfes. Für Norwegen, Italien, Spanien, Griechenland und Finnland als Wasserstoffexporteure besteht somit die Chance auf die Bildung eines Wasserstoffmarktes mit einem jährlichen Exportvolumen von etwa 100 Mrd. Euro, dessen Aufteilung in Abbildung 4-9 (b) dargestellt ist.

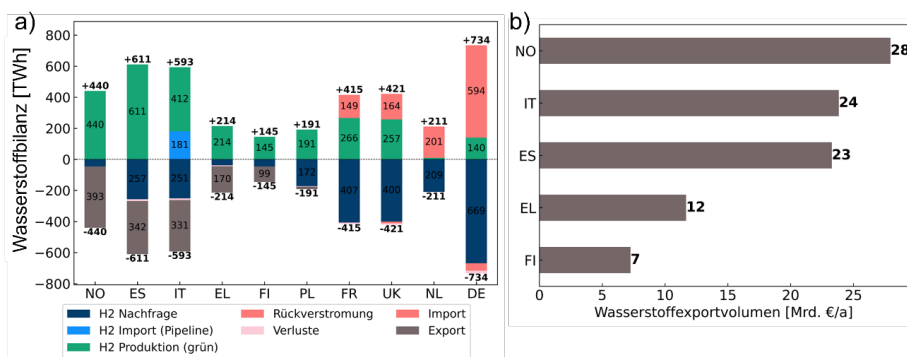


Abbildung 4-9. Wasserstoffherkunft in Europa. a) Wasserstoffbilanzen für ausgewählte Länder. b) Wasserstoffexportvolumen der Länder mit größter Wasserstoffproduktion.

Norwegen, Italien, Spanien und Griechenland werden wichtige Wasserstoffmarktakteure für Europa. Deutschland wird größter Wasserstoffimporteur.

Zum Transport des Wasserstoffs aus den Exportländern in die Nachfragezentren ist der Aufbau einer Wasserstoffinfrastruktur in Europa notwendig. Abbildung 4-10 zeigt die Entwicklung der notwendigen Kuppelkapazitäten bis 2050. Die Ergebnisse zeigen, dass 73 % der Kuppelkapazitäten für Wasserstoff über Bestandsinfrastrukturen umgesetzt werden können. Insgesamt werden bis 2050 Kuppelkapazitäten in Höhe von 780 GW zwischen den Ländern benötigt, um den Wasserstoffaustausch zu ermöglichen.

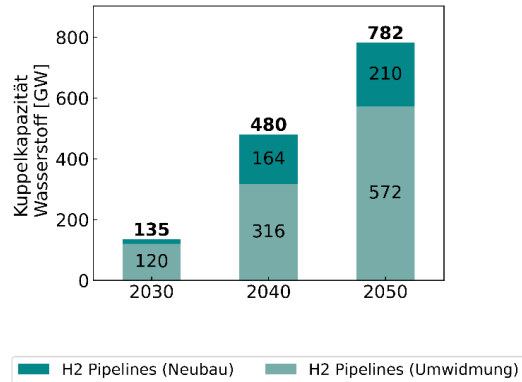


Abbildung 4-10. Entwicklung der Kuppelkapazitäten für den Wasserstoffaustausch zwischen den europäischen Ländern.

Die räumliche und zeitliche Entwicklung der Pipelineinfrastruktur mit Zubau und Umstellung von 2030 bis 2050 ist in Abbildung 4-11 dargestellt. Bereits 2030 bilden sich erste Wasserstoffproduktionscluster in Norwegen und Spanien, von welchen aus Wasserstoff primär über umgewidmete Pipelines nach Deutschland transportiert wird. Bis 2040 steigt die Wasserstoffproduktion massiv an. Während im Jahr 2030 rund 600 TWh Wasserstoff in Europa produziert werden, verdreifacht sich die Produktion bis 2040 auf fast 2000 TWh/a. Gleichzeitig verdreifachen sich auch die Kuppelkapazitäten von 135 auf 480 GW (siehe Abbildung 4-10). Im Jahr 2040 sind die Wasserstoffimportrouten sowie ein Zubau an Wasserstoffpipelines deutlich erkennbar (vergleiche Abbildung 4-11). In Nordeuropa wird Wasserstoff von Norwegen nach Deutschland ähnlich des aktuell evaluierten H2T Korridors transportiert. Weiterhin versorgt Finnland die baltischen Staaten. Spanien transportiert Wasserstoff nach Frankreich. Italien und Griechenland exportieren Wasserstoff in die Schweiz, Österreich und Deutschland. Im Jahr 2050 kommen weitere, in Mitteleuropa liegende Wasserstoffproduktionszentren hinzu, darunter auch der Norden Deutschlands. Gleichzeitig wird die Produktion in Nord- und Südeuropa weiter ausgebaut. Ein Neubau von Wasserstoffpipelines erfolgt bis 2050, um Nordeuropa und Mitteleuropa stärker zu verbinden. Weiterhin wird die Verbindung zwischen Spanien und Frankreich ähnlich der geplanten H2med Korridors ausgebaut und es werden zusätzliche Kapazitäten zur Anbindung von Deutschland und Italien über die Schweiz als Transitland errichtet. Damit lassen sich viele der im European Hydrogen Backbone ermittelten Korridore auch in den Ergebnissen nachvollziehen.

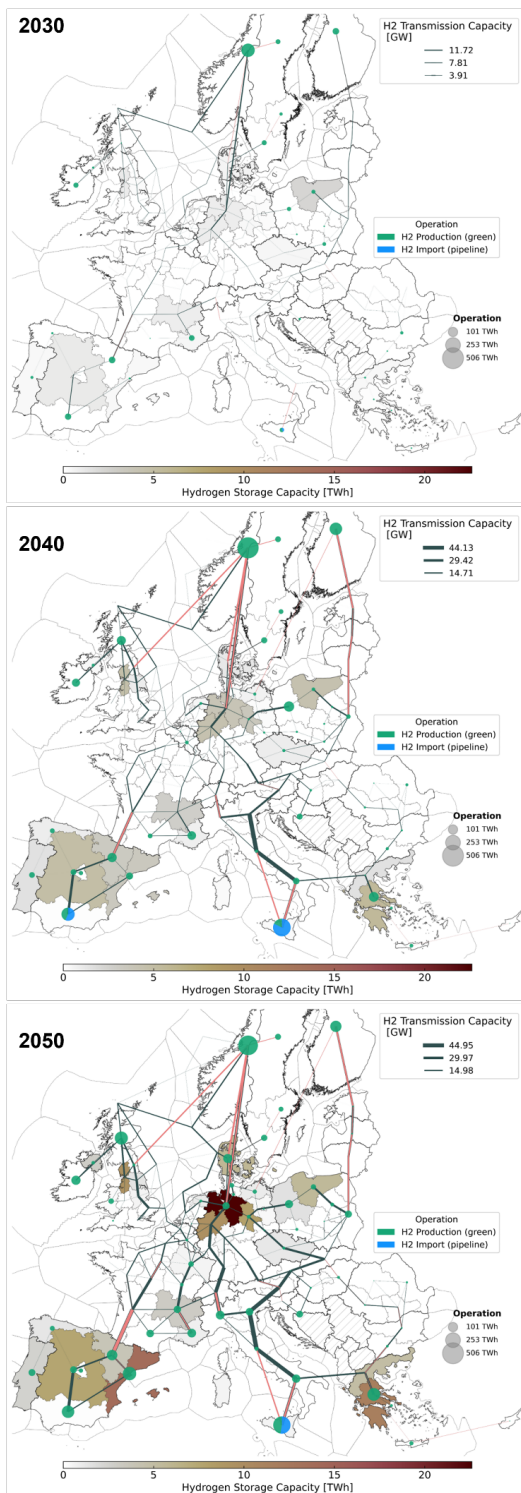


Abbildung 4-11. Entwicklung der Wasserstoffinfrastrukturen über die Zeit. Rötlich eingefärbte Verbindungen markieren den Neubau an Wasserstoffpipelines.

Neben dem Aufbau einer Wasserstofftransportinfrastruktur sind Energiespeicher in Form von Wasserstoffsaltkavernen ein essenzieller Baustein der europäischen Energieversorgung. Hiermit lassen sich saisonale Schwankungen bei der Produktion von Wasserstoff durch Wind und PV ausgleichen. Weiterhin lassen sich hierüber im Falle von Dunkelflauten große Mengen von Energie abrufen, die in Wasserstoffkraftwerken oder Brennstoffzellen bei Bedarf in Strom umgewandelt werden können. Abbildung 4-12a zeigt die optimierte Entwicklung der benötigten Kavernenspeicher in den Zieljahren.

Während im Jahr 2030 noch moderate 11 TWh Kapazität benötigt werden, steigt die Kapazität bis 2040 um den Faktor 5 auf 51 TWh. Von 2040 bis 2050 vergrößert sich die benötigte Kapazität weiter auf etwa 122 TWh. Von den benötigten 122 TWh im Jahr 2050 können 66 TWh über die Umwidmung bestehender Erdgaskavernenspeicher realisiert werden, was einer vollständigen Umwidmung der in Europa existierenden Erdgaskavernenspeicher entspricht. Weiterhin ist ein Neubau von 56 TWh Kavernenkapazität erforderlich. Bei einer durchschnittlichen Kapazität von 250 GWh pro Kaverne erfordert dies den Neubau von 224 Salzkavernen bis 2050. Durch die langen Vorlaufzeiten bis zur Fertigstellung von

etwa 10 Jahren, muss mit dem Bau frühzeitig begonnen werden, um die Versorgungssicherheit in Europa gewährleisten zu können.

Der größte Teil der europäischen Speicherkapazität wird dabei in Deutschland nahe der Nachfragezentren realisiert. Deutschland kann hierfür auf bereits bestehende Erdgaskavernenspeicher zurückgreifen, die auf Wasserstoff umgestellt werden können. Die Wasserstoffproduzenten Spanien und Griechenland können, anders als Italien, bedingt durch die geologischen Gegebenheiten neue Wasserstoffkavernenspeicher erschließen. In Italien wird die Abwesenheit von Salzkavernen mit dem Bau teurerer obertägiger Wasserstoffdruckspeicher kompensiert, um vor allem innerhalb des Tages Wasserstoff zwischenspeichern zu können.

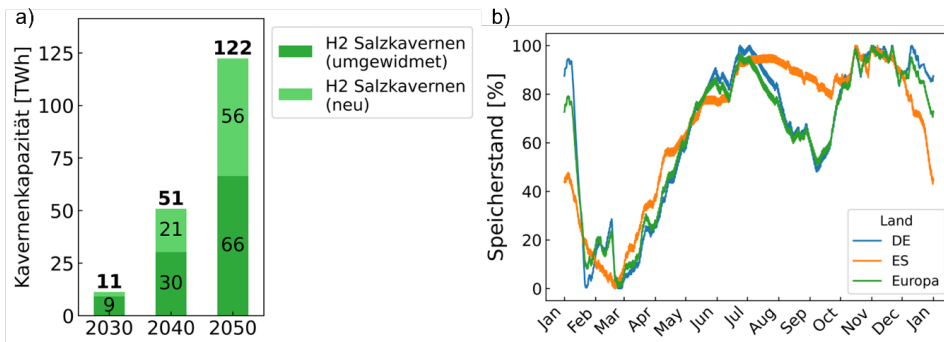


Abbildung 4-12. Nutzung von Wasserstoffspeichern in Salzkavernen in Europa. a) Entwicklung der Wasserstoffspeicherkapazität in Salzkavernen. b) Speicherfüllstand der Wasserstoffspeicher in Prozent für Europa, Spanien und Deutschland.

Das Ergebnis zeigt, dass auch eine Speicherung von Wasserstoff nahe der Produktion sinnvoll ist. Dies ist insbesondere in Ländern mit hohem PV-Anteil von Vorteil. Hier können Salzkavernen zweifach dem System dienlich sein. Während der Peakproduktion von PV zur Mittagszeit kann Strom zum einen mittels Elektrolyse in Wasserstoff umgewandelt und anschließend in Wasserstoffkavernen gespeichert werden. Hierdurch müssen PV-Anlagen weniger abgeregelt werden. Die Möglichkeit, zu Peakzeiten Leistung mit Elektrolyse und Wasserstoffkavernenspeicher aus dem System zu nehmen, senkt darüber hinaus die Last auf die Stromnetze. Zum anderen ermöglichen die Salzkavernen die saisonale Speicherung von Wasserstoff. In sonnenreichen Regionen besteht vor allem im Sommer ein Stromüberschuss, der mittels Elektrolyse und Wasserstoffkavernenspeichern gespeichert werden kann. Im Winter kann dieser bei schwacher Sonneneinstrahlung zur Rückverstromung oder durch die niedrige Elektrolyseleistung zur Deckung der Wasserstoffnachfrage genutzt werden. Dies zeigt auch Abbildung 4-12b, welche den aggregierten Speicherstand der Wasserstoffkavernen über das Jahr 2050 für Deutschland, Spanien und Gesamteuropa darstellt.

Für Spanien, welches eine hohe Kapazität an PV im System aufweist, wird Wasserstoff ab Beginn des Frühjahres bis zum Ende des Sommers eingespeichert und in den darauffolgenden sonnenarmen Wintermonaten wieder ausgespeichert. Ein etwas anderer Speicherungsverlauf ergibt sich für Deutschland. Nordwesteuropa und damit auch Deutschland sind im Referenzszenario im Januar von einer zweiwöchigen Dunkelflaute betroffen.

Wasserstoffkavernenspeicher werden hier genutzt, um auch während dieser Zeit die Wasserstoffnachfrage bedienen und die Wasserstoffrückverstromungskapazitäten in Höhe von 54 GW in Deutschland betreiben zu können. Da auch Deutschland signifikante Mengen an PV installiert hat, wird auch hier in den Sommermonaten vermehrt Strom für die Wasserstoffproduktion bereitgestellt, welcher in Wasserstoffkavernen gespeichert wird. Als weitere Besonderheit ist zwischen Juli und September eine Entnahme von Wasserstoff aus dem Speicher zu erkennen. Dies ist bedingt durch eine in Nordeuropa saisonal auftretende Windflaute. Die Windgeschwindigkeit geht in dieser Zeit verglichen zum Jahresmittel stark zurück, was zu einer reduzierten Stromproduktion führt. Somit steht in Nordeuropa weniger Strom zur Produktion von Wasserstoff zur Verfügung, weshalb Wasserstoff aus Salzkavernen ausgespeichert werden muss.

4.2.1 Detailuntersuchung: Wasserstoffimportkosten

Im Referenzszenario hat sich gezeigt, dass europäischer Wasserstoff gegenüber außereuropäischen Importen wettbewerbsfähig ist. Im Jahr 2050 werden 95 % des in Europa benötigten Wasserstoffs innerhalb Europas produziert. In einer Sensitivität wurden die Auswirkungen verschiedener Wasserstoffimportkosten auf die Importquote untersucht. Die Ergebnisse sind in der Abbildung 4-13 für die Jahre 2030 und 2050 dargestellt. Sie zeigen die resultierenden Wasserstoffquellen bei verschiedenen Importkosten. Die dargestellten Importkosten sind von den resultierenden Anteilen von Schiff- und Pipelineimport abgeleitet.

Abbildung 4-13a zeigt, dass im Jahr 2030 europäischer Wasserstoff bis zu Kosten von 3.2 €/kg wettbewerbsfähig ist. Erst bei niedrigeren Importkosten werden vermehrt Wasserstoffimporte zur Deckung der Wasserstoffnachfrage genutzt. Bei Kosten von 2.7 €/kg im Jahr 2030 würden mehr als 45 %, und bei Importkosten von 2.1 €/kg sogar fast 90 % der europäischen Wasserstoffnachfrage über Importe gedeckt. Im Jahr 2050 ist europäischer Wasserstoff bis Importkosten von 2.3 €/kg wettbewerbsfähig. Ein Angebot von Wasserstoffimporten zu etwa 1.9 €/kg führt zu einer Importquote von 58 %. Um diesen Kostenpunkt herum werden im Modell auch die teureren Importe über Schiffrouten relevant, welche Wasserstoff direkt an die Wasserstoffbedarfszentren in den Niederlanden, Deutschland, Großbritannien und Norditalien liefern können. Bei Importkosten von 1.7 €/kg steigt die Importquote auf 75 %.

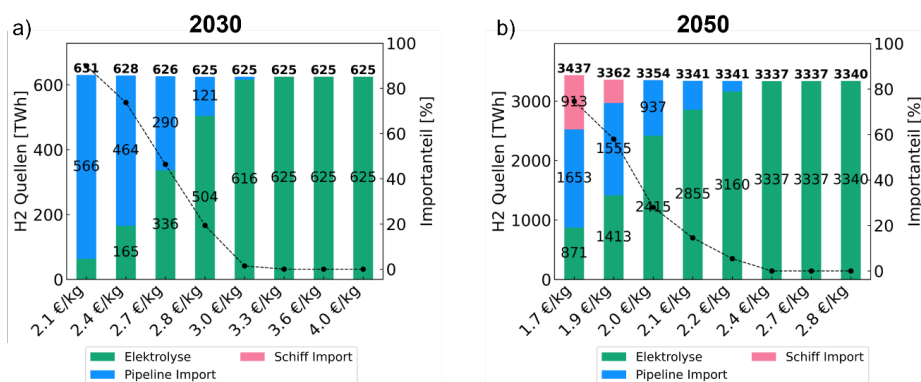


Abbildung 4-13. Wasserstoffquellen in Abhängigkeit zum Importpreis (Balken) und Anteil des Wasserstoffimports (Linie). a) Ergebnisse für das Jahr 2030. b) Ergebnisse für das Jahr 2050.

Eine Importquote von 75 % hat signifikante Auswirkungen auf das Europäische Energiesystem, insbesondere auf die Wasserstoffinfrastruktur, da dessen Auslegung abhängig vom Wasserstoffbezug ist. Während im Referenzszenario Elektrolysekapazitäten in Höhe von rund 1200 GW errichtet werden, werden bei 75 % Importquote lediglich 300 GW an Elektrolysekapazität errichtet. Weiterhin ergibt sich ein drastischer Rückgang an benötigter Erneuerbaren-Kapazität von rund 2300 GW statt 4400 GW. Im Falle einer hohen Importquote müssen notwendige Importkapazitäten geschaffen werden, welche von 45 GW auf 600 GW bei 75 % Importquote ansteigen. Eine Gegenüberstellung der Werte findet sich in Tabelle 3.

Tabelle 3. Vergleich der installierten Leistungen bei unterschiedlichen Importstrategien.

H2 Importe	75 %	5 %
Elektrolyse	300 GW	1200 GW
H2 Importkapazitäten	600 GW	45 GW
Erneuerbare Kapazitäten	2300 GW	4400 GW

Abbildung 4-14 zeigt die Wasserstoffinfrastruktur bei einer Importquote von 75 % und 5 % im Jahr 2050. Im Falle einer hohen Importquote von außereuropäischem Wasserstoff könnte die Wasserstoffproduktion in Norwegen und die damit verbundenen Korridore, die vor allem Deutschland mit Wasserstoff versorgen, entfallen. Die Korridore aus Südeuropa bleiben bestehen, da ein Großteil des importierten Wasserstoffs über Pipelineimporte aus Nordafrika erfolgt. Schiffsimporte erfolgen bedarfsnah in Deutschland, Niederlande und Großbritannien.

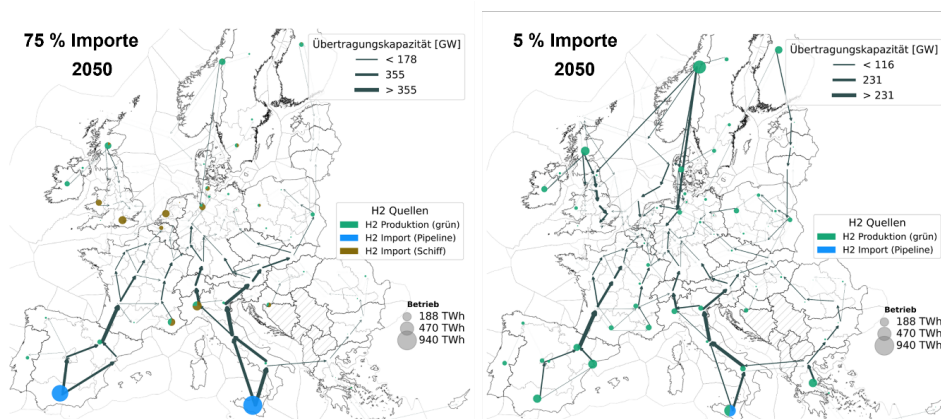


Abbildung 4-14. Wasserstoffinfrastrukturen bei 75 % und 5 % Deckung der Wasserstoffnachfrage durch außereuropäische Wasserstoffimporte.

Die Ergebnisse zeigen, dass Europa eine klare Wasserstoffbezugsstrategie benötigt, da verschiedene Strategien weitreichende Folgen auf die benötigten Infrastrukturen haben. Weiterhin zeigen sie auch, dass innerhalb Europas produzierter Wasserstoff machbar und

wettbewerbsfähig ist. Diese und weitere Ergebnisse zu der Detailuntersuchung von Wasserstoffimporten sind in Dunkel et al. [69] veröffentlicht.

Europäischer Wasserstoff ist im Jahr 2030 ab einem Weltmarktpreis von 3,20 €/kg wettbewerbsfähig. Im Jahr 2050 liegt die Grenze bei 2,30 €/kg.

4.2.2 Detailuntersuchung: Ausbaubeschränkungen der Erneuerbaren Energien

Das Referenzszenario sieht einen Ausbau von 1550 GW an Wind und 2900 GW an PV bis 2050 vor. Dies entspricht einer jährlichen durchschnittlichen Ausbaurate von 55 GW/a für Wind und 104 GW/a für PV. Aktuelle Ausbauraten von Wind und PV in Europa erreichen diese Werte nicht. Daher wird in weiteren Rechnungen die Auswirkungen von Ausbaubeschränkungen auf das europäische Energiesystem in zwei Varianten untersucht. Variante 1 ist ein Szenario das von der Fortführung heutiger Ausbauraten ausgeht und den maximalen Kapazitätszubau für jedes Land gleich beschränkt. Variante 2 beschränkt in verschiedenen Sensitivitäten die Ausbauraten einzelner Länder abhängig vom ermittelten Potential für PV und Wind.

Abbildung 4-15 zeigt die resultierenden Kapazitätsentwicklungen für Wind und PV im Vergleich zwischen Referenzszenario und Business-as-Usual Szenario, in welchem der maximale jährliche Zubau pro Land für PV auf 3 GW/a und für Wind auf 1,8 GW/a limitiert wird. Es wird deutlich, dass die im Referenzszenario ermittelten Kapazitäten für Wind und PV schon ab 2040 nicht erreicht werden können. Dies betrifft vor allem den Ausbau von PV, bei dem im Jahr 2050 eine Lücke von über 1000 GW im Vergleich zum Referenzszenario existiert. Der Ausbau von Wind wird insbesondere im Jahr 2040 eingegrenzt. Da Wind und PV die Hauptquellen für die europäische Energieversorgung sind, führt dies zu einer Lücke bei der Wasserstoffproduktion, da die installierten erneuerbaren Kapazitäten nicht ausreichen, um die Wasserstoffnachfrage innerhalb von Europa zu decken. Durch den limitierten Ausbau von PV und Wind ist keine ausreichende Wasserstoffproduktion in Norwegen, Spanien, Italien und Griechenland möglich (siehe Abbildung 4-16). Infolgedessen muss auf außereuropäische Importe in Höhe von 1500 TWh zurückgegriffen werden, was einer Importquote von 42 % entspricht. Länder, die zuvor nur einen geringen Anteil an Wasserstoff selbst produziert haben, produzieren unter diesen Bedingungen mehr Wasserstoff als sie für die Deckung ihrer eigenen Nachfrage benötigen. Zu diesen Ländern zählen unter anderem Estland, Belgien, Litauen, Lettland und Slowenien (siehe Abbildung 4-16). Allerdings handelt es sich hierbei auch um Länder, die allgemein eine sehr niedrige Wasserstoffnachfrage aufweisen (vergleiche Abbildung 3-2).

Gleichzeitig führt dies zu einem Anstieg der Systemkosten um 6 % im Jahr 2050. Dies ist primär darauf zurückzuführen, dass durch die limitierten Ausbauraten günstiges erneuerbaren Potential in Europa nicht optimal erschlossen und genutzt werden kann. Als Folge dessen werden Teile der Wasserstoffproduktion auf Regionen mit niedrigeren erwartbaren Volllaststunden ausgeweitet. Zusätzlich muss Wasserstoff nach Europa importiert werden, da die europäische Wasserstoffproduktion nicht mehr ausreicht, um die Nachfrage zu decken.

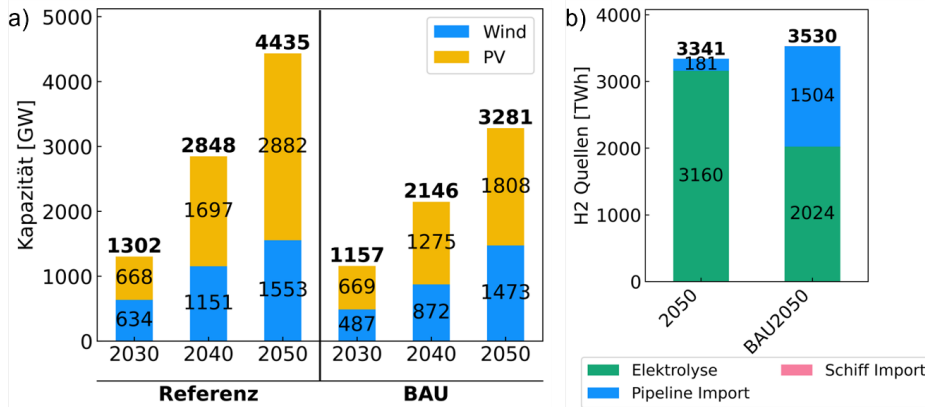


Abbildung 4-15. Ausbau der Erneuerbaren unter Berücksichtigung von Ausbaubeschränkungen angelehnt an heutige durchschnittliche Ausbauraten (BAU: Business-as-Usual). a) Vergleich des Kapazitätsausbaus von Wind und PV zwischen Basis- und BAU-Szenario. b) Wasserstoffquellen 2050 im Basis- und BAU-Szenario.

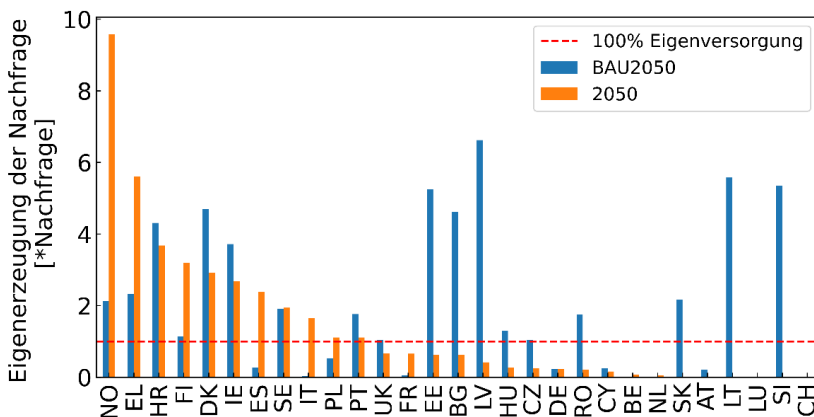


Abbildung 4-16. Wasserstoffproduktion der Länder im Vergleich zu ihrem Eigenbedarf. Dargestellt ist die Situation im Referenzszenario und Business-as-usual(BAU)-Szenario.

In Variante 2 wurden die Ausbauraten in verschiedenen Szenarien basierend auf dem Kapazitätspotential pro Land beschränkt. Die Wasserstoffbilanzen in Europa sind für diese Szenarien in Abbildung 4-17a dargestellt. Gleichzeitig beleuchtet Abbildung 4-17b den resultierenden Anstieg an Gesamtsystemkosten im Vergleich zum Referenzszenario. Es wird deutlich, dass bei einer Beschränkung der Ausbauraten auf unter 3 % p.a. mit einem Anstieg an Systemkosten zu rechnen ist. Bei 2 % p.a. ergibt sich ein moderater Kostenanstieg von 2.0 %, welcher durch die Verschiebung der Erneuerbaren-Kapazitäten innerhalb Europas resultiert. Bei Ausbaubeschränkungen von 1 % p.a. und darunter kann die Wasserstoffproduktion nicht mehr kostenoptimal innerhalb Europas gedeckt werden. Infolgedessen kommt es zum einen zu einem Anstieg an Importen, welche im Szenario 0.25 % p.a. 4000 TWh/a betragen und maßgeblich per Schiff erfolgen. Zum anderen steigt der Wasserstoffbedarf für die Rückverstromung massiv an und beträgt in diesem Szenario 1500 TWh/a.

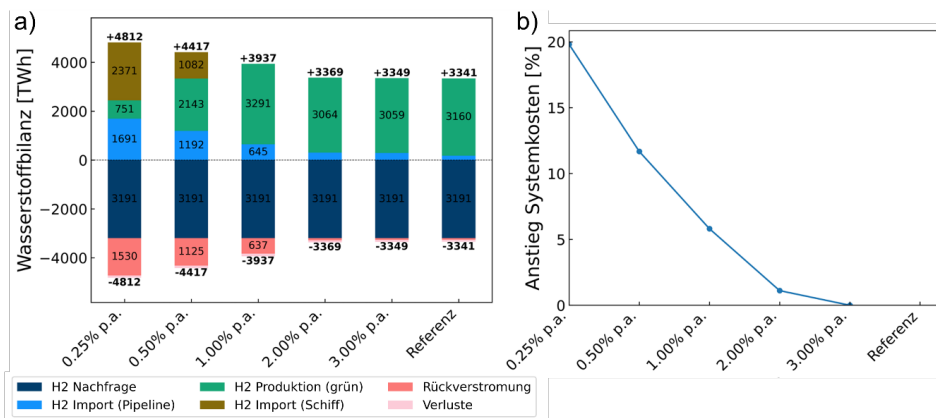


Abbildung 4-17. Wasserstoffbilanzen 2050 in Abhängigkeit des Ausbaus der Erneuerbaren.
a) Wasserstoffbilanzen für verschiedene Ausbaurestriktionen im Vergleich zum Referenzszenario.
b) Auswirkungen auf die Gesamtsystemkosten im Vergleich zum Referenzszenario.

Ab einer Beschränkung von 1 % p.a. reicht die in den Ländern installierte Erneuerbaren-Kapazität nicht aus, um die Stromnachfrage zeitgleich zu decken. Dies zeigt, dass ein limitierter Ausbau von Erneuerbaren auf zwei Arten Einfluss auf das europäische Energiesystem nimmt: Ein limitierter Ausbau beschränkt die Möglichkeiten für innereuropäische Wasserstoffproduktion, wodurch außereuropäische Wasserstoffimporte notwendig werden. Gleichzeitig reduziert er die Versorgungssicherheit, da durch die geringere Kapazität an Erneuerbaren nicht genügend Strom bereitgestellt werden kann und somit auf die teurere Wasserstoffrückverstromung zurückgegriffen werden muss. Ein beschleunigter Ausbau der Erneuerbaren, wie im Referenzszenario angenommen, fördert die heimische, wettbewerbsfähige Wasserstoffproduktion und reduziert gleichzeitig Systemkosten und die Notwendigkeit für Rückverstromungskapazitäten.

Beschleunigter Ausbau der Erneuerbaren fördert die heimische, wettbewerbsfähige Wasserstoffproduktion und reduziert die Gesamtsystemkosten und Importabhängigkeit.

4.3 Einfluss von Dunkelflauten

Zusätzlich zum Referenzszenario, in dem eine zweiwöchige Dunkelflaute in Nordwesteuropa auftritt, werden drei weitere Varianten analysiert, bei denen die Dunkelflaute Südeuropa, Nordeuropa und Gesamteuropa betrifft. Weiterhin wurde die Länge der Dunkelflauten zwischen 0 und 21 Tagen variiert. Dunkelflauten werden insbesondere für 100 % erneuerbare Energiesysteme als problematisch eingestuft, da in Zeiten niedriger PV- und Windstromeinspeisung nicht genügend Leistung im System zur Verfügung steht, um die Last zu decken. Wasserstoffspeicher ermöglichen es, während einer Dunkelflaute Wasserstoff für die Rückverstromung und zur Deckung der Wasserstoffnachfrage bereitzustellen.

Abbildung 4-18 zeigt die Strom- und Wasserstoffbilanz in den von der Dunkelflaute betroffenen Regionen des Referenzszenarios während der zweiwöchigen Dunkelflaute im Jahr 2050. In der Strombilanz ist die reduzierte Erzeugung von Wind und PV erkennbar. Diese

wird zum einen durch Stromnetzimporte, Batteriespeicher sowie Rückverstromung kompensiert. Zum anderen wird während der Dunkelflaute die Wasserstoffproduktion in den betroffenen Regionen vollständig gestoppt. Als Folge dessen müssen zur Deckung der Wasserstoffnachfrage und für die Wasserstoffrückverstromung Wasserstoff aus den Salzkavernen ausgespeichert werden.

Die Wasserstoffnachfrage in Industrie und Verkehr sowie durch Rückverstromung wird in den betroffenen Regionen während der Dunkelflaute ausschließlich durch ganzjährige Wasserstoffimporte, Importe aus Nachbarregionen sowie das Ausspeichern aus Salzkavernen gedeckt. Das Ausspeichern aus Salzkavernen stellt während dieser Zeit 58,5 % der Wasserstoffnachfrage bereit. Die gezeigten Ergebnisse unterstreichen die Relevanz von Flexibilitätsoptionen zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit.

Im Modell wurde eine künstliche Dunkelflaute in der Region Nordwesteuropa hinzugefügt, um die Systemauslegung robuster zu machen. Abbildung 4-19a beleuchtet die resultierenden Mehrkosten für verschiedene Längen einer Dunkelflaute im Vergleich zu einer Systemauslegung ohne künstliche Dunkelflaute. Es zeigt sich, dass die Mehrkosten bei Auslegung auch für länger andauernde Dunkelflauten unter 4 % bleiben. Die notwendigen Kavernenspeicherkapazitäten für diese Fälle sind in Abbildung 4-19b dargestellt. Hier zeigt

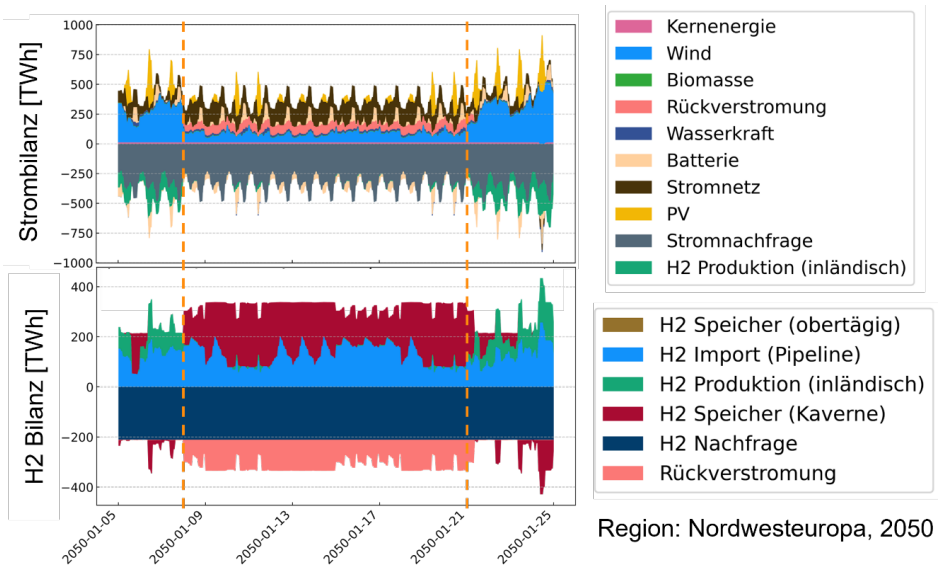


Abbildung 4-18. Strom- und Wasserstoffbilanz 2050 in den Regionen Nordwesteuropas, die von einer zweiwöchigen Dunkelflaute betroffen sind. Die gestrichelten Linien markieren Beginn und Ende der Dunkelflautenperiode.

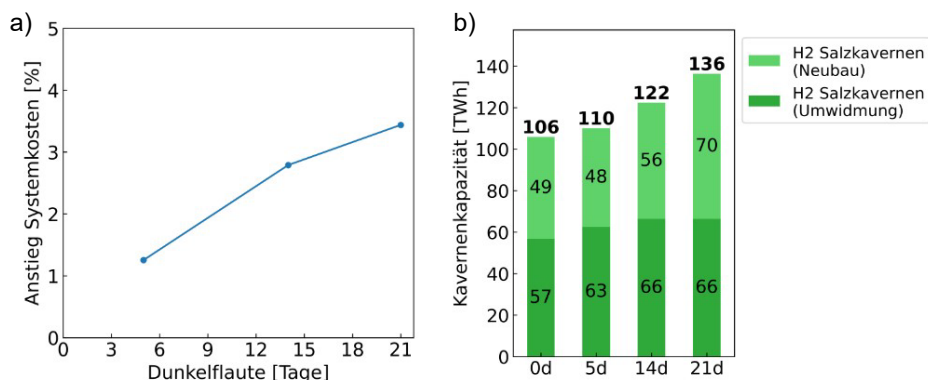


Abbildung 4-19. Systemauswirkungen von Dunkelflauten in Nordwesteuropa. a) Anstieg der Gesamtsystemkosten in Abhängigkeit zur Länge einer Dunkelflaute. b) Wasserstoffspeicherkapazitäten in Salzkavernen in Abhängigkeit zur Länge einer Dunkelflaute.

sich ein Anstieg der notwendigen Kavernenkapazität mit länger andauernder Dunkelflaute. Nordwesteuropa kann während der Dunkelflaute über Energieimporte aus Regionen versorgt werden, die nicht von der Dunkelflaute betroffen sind. Dies setzt entsprechend ausgelegte Netze und ein gemeinsames Handeln der europäischen Staaten voraus.

Die Analyse zeigt, dass auch eine dreiwöchige Dunkelflaute in Nordwesteuropa ohne signifikante Kostensteigerungen kollektiv bewältigt werden kann. Dies wird auch in Abbildung 4-20 deutlich, die die aggregierten Wasserstoffflüsse während einer zweiwöchigen Dunkelflaute in Nordwesteuropa zeigen. Zusätzlich ist die Wasserstoffausspeicherung aus den Kavernenspeichern in den jeweiligen Regionen farblich hinterlegt. Die von der Dunkelflaute betroffenen Regionen werden zum einen weiterhin von Regionen mit Wasserstoff versorgt, die nicht von der Dunkelflaute betroffen sind, wie zum Beispiel Frankreich durch Spanien und Deutschland durch Norwegen. Weiterhin findet zum Beispiel in Norddeutschland eine Entnahme von Wasserstoff aus den Kavernenspeichern statt, die zur Versorgung von Nordrhein-Westfalen und der Niederlande genutzt werden. Die Tatsache, dass während der Dunkelflaute überall in Europa Wasserstoff aus den Kavernenspeichern entnommen wird, macht die Notwendigkeit des kollektiven Handelns in diesem Szenario deutlich.

Die Stromflüsse während der Dunkelflaute sind in Abbildung 4-21 dargestellt. Auch hier zeigt sich ein ähnliches Bild. Wie schon in Abbildung 4-18 gezeigt, wird fast 43 % des Strombedarfs in den betroffenen Regionen während der Dunkelflaute über Stromimporte gedeckt. Alle angrenzenden Regionen versorgen in dieser Zeit die betroffenen Regionen.

Der Ausbau von Langzeitspeichern und gemeinschaftliches Handeln über Regionsgrenzen hinweg gestalten das System robust gegenüber möglicher lokaler Dunkelflauten.

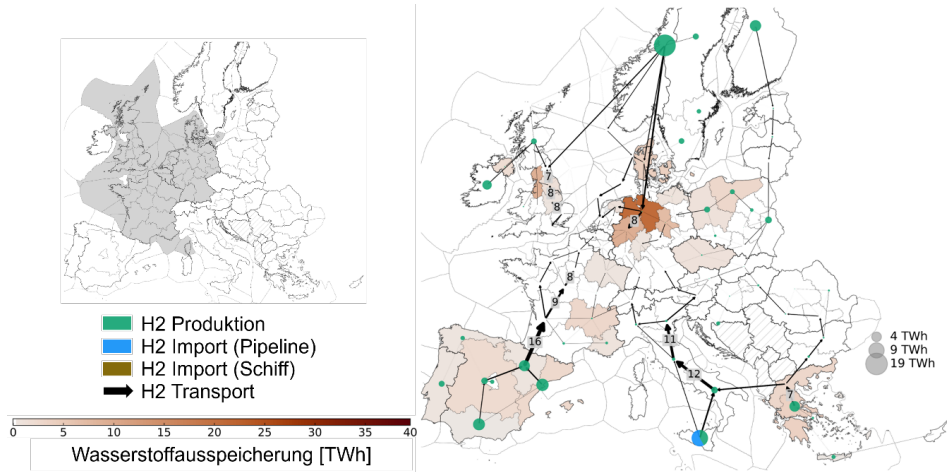


Abbildung 4-20. Wasserstoffflüsse in TWh während einer zweiwöchigen Dunkelflaute in Nordwesteuropa. Die grau hinterlegten Länder (oben links) sind von der Dunkelflaute betroffen. Rot eingefärbte Regionen speichern zur Zeit der Dunkelflaute Wasserstoff aus. Tortendia-gramme stellen die Wasserstoffproduktion und -importe in den Regionen dar.

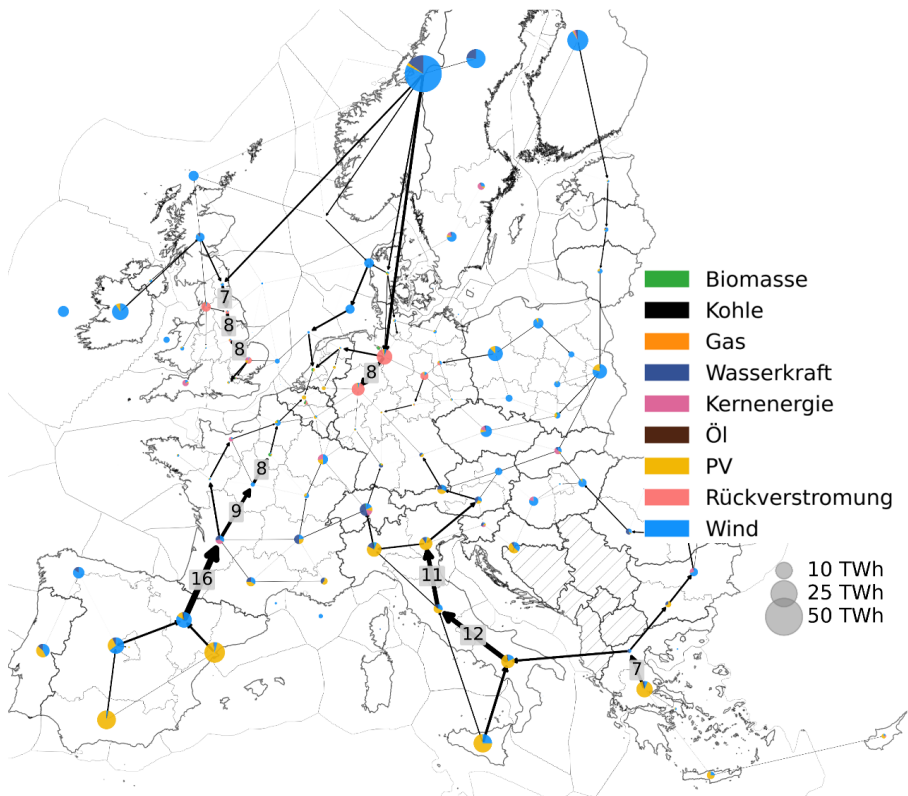


Abbildung 4-21. Stromflüsse in TWh während einer zweiwöchigen Dunkelflaute in Nordwesteuropa. Tortendia-gramme geben die Stromerzeugung innerhalb der Regionen an.

Im Folgenden werden die Auswirkungen regional verschieden ausgeprägter Dunkelflauten beschrieben. Die Abbildung 4-22, Abbildung 4-23 und Abbildung 4-24 zeigen die Wasserstoffflüsse während der Dunkelflaute in Südeuropa, Nordeuropa und Gesamteuropa. Weder Süd- noch Nordeuropa müssen während der Dunkelflaute von anderen Regionen mit Wasserstoff versorgt werden. Ein Export aus diesen Regionen nach Zentraleuropa findet auch während einer Dunkelflaute statt. Zentraleuropa, insbesondere Deutschland, Niederlande und Belgien sind im Referenzszenario durch eine hohe Wasserstoffnachfrage charakterisiert, welche primär über Importe aus Nord- und Südeuropa gedeckt wird. Dies liegt zum einen an einer hohen Bevölkerungsdichte und niedrigen Erneuerbaren-Potentialen, zum anderen an den günstigeren Standortbedingungen für Erneuerbare in Nord- und Südeuropa. Bis auf Italien sind die Nachfragen der Länder in Süd- und Nordeuropa nach Wasserstoff im Vergleich zu Mitteleuropa gering. Elektrolysekapazitäten und zugehörige Erneuerbaren-Kapazitäten werden primär zum Zweck des Wasserstoffexports errichtet. Bei einer Dunkelflaute können diese Regionen durch die hohen installierten Erneuerbaren-Kapazitäten die Eigenversorgung mit Strom und Wasserstoff gewährleisten. Lediglich die Wasserstoffproduktion wird in dieser Zeit reduziert. Diese wird über die Ausspeicherung von Wasserstoff aus Kavernenspeichern kompensiert, sodass im Falle von Spanien die Exportströme aufrechterhalten werden können. Im Falle einer Dunkelflaute in Norwegen, wo keine Kavernenspeicher zur Wasserstoffspeicherung zur Verfügung stehen, kommt es bei einer Dunkelflaute zu einer Reduktion der Exportströme. Dies wird über höhere Exporte aus Südeuropa kompensiert (siehe Abbildung 4-23).

Bei einer ganz Europa betreffenden Dunkelflaute besteht die Möglichkeit zum Import aus nicht betroffenen Regionen nicht. Die Wasserstoffflüsse sind in Abbildung 4-24 dargestellt und zeigen, dass in dieser Zeit die Wasserstoffproduktion komplett heruntergefahren wird. Die Wasserstoffversorgung wird somit primär über Kavernenspeicher sichergestellt, welche signifikante Mengen an Wasserstoff ausspeichern und dementsprechend größer dimensioniert sind als im Referenzszenario. Weiterhin ist in diesem Szenario ein verstärkter Erneuerbaren-Ausbau festzustellen, der notwendig ist, um die Wasserstoffproduktion außerhalb von Dunkelflautenzeiten zu stützen. Abbildung 4-25a weist die optimierten Kavernenspeicherkapazitäten für die regional verschiedenen Dunkelflauten aus.

Während sich bei Dunkelflauten in Nordeuropa, Südeuropa oder Nordwesteuropa die benötigte Speicherkapazität mit 108 bis 122 TWh auf gleichbleibendem Niveau befindet, werden bei einer Gesamteuropa betreffenden Dunkelflaute mit 323 TWh signifikant mehr Speicherkapazitäten benötigt. Gleichzeitig zeigt dies, dass die Systemauslegung robust gegenüber lokaler Dunkelflauten ist. Im Falle einer Gesamteuropa betreffenden Dunkelflaute steigt auch die benötigte Rückverstromungskapazität signifikant von etwa 74 GW im Referenzszenario auf 374 GW an (siehe Abbildung 4-25c).

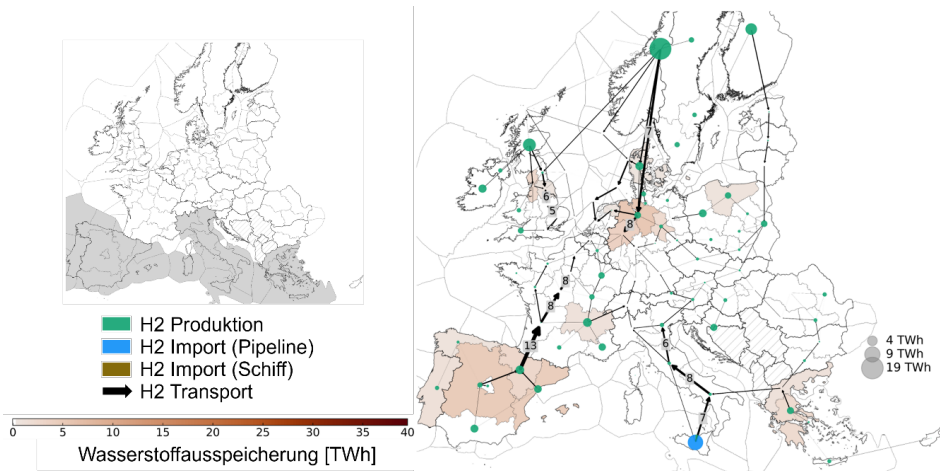


Abbildung 4-22. Wasserstoffflüsse und Wasserstoffproduktion während einer zweiwöchigen Dunkelflaute in Südeuropa. Die grau hinterlegten Länder sind von der Dunkelflaute betroffen. Rot eingefärbte Regionen speichern zur Zeit der Dunkelflaute Wasserstoff aus.

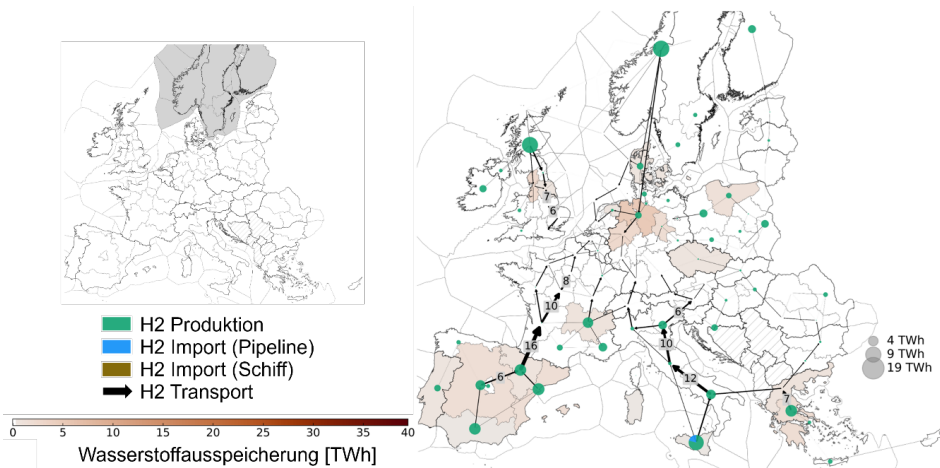


Abbildung 4-23. Wasserstoffflüsse und Wasserstoffproduktion während einer zweiwöchigen Dunkelflaute in Nordeuropa. Die grau hinterlegten Länder sind von der Dunkelflaute betroffen. Rot eingefärbte Regionen speichern zur Zeit der Dunkelflaute Wasserstoff aus.

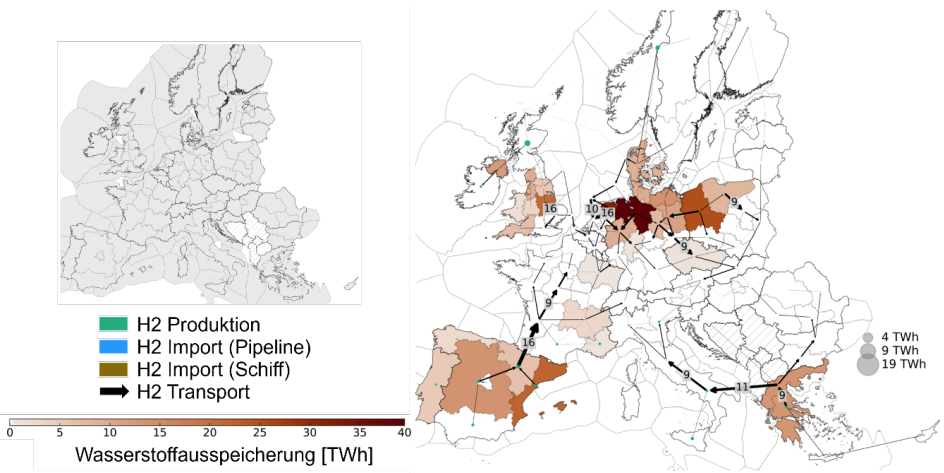


Abbildung 4-24. Wasserstoffflüsse während einer zweiwöchigen Dunkelflaute in Europa. Die grau hinterlegten Länder sind von der Dunkelflaute betroffen. Rot eingefärbte Regionen speichern zur Zeit der Dunkelflaute Wasserstoff aus.

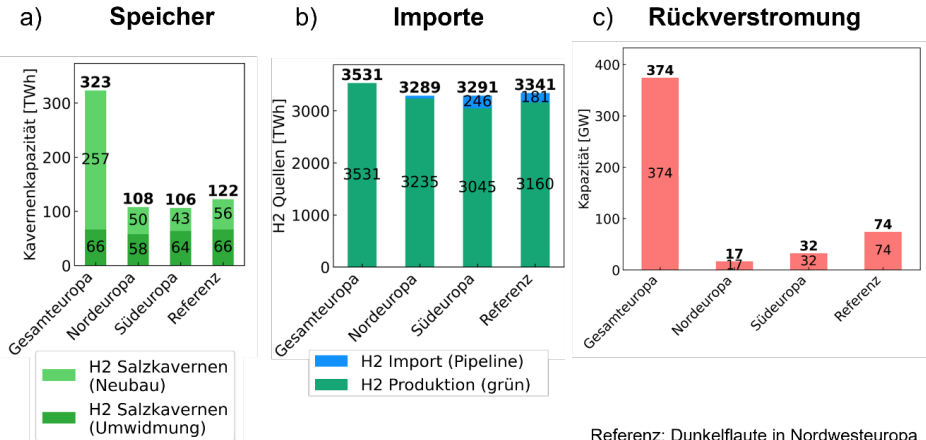


Abbildung 4-25. Auswirkungen einer zweiwöchigen Dunkelflaute in unterschiedlichen Regionen auf das Energiesystem Europa im Jahr 2050. a) Auslegung der Wasserstoffspeicher. b) Auslegung der Wasserstoffquellen. c) Auslegung der Rückverstromung.

Im Referenzszenario entfallen die benötigten Rückverstromungskapazitäten primär auf Deutschland (54 GW) und Großbritannien (18 GW), welche hohe Stromnachfragen aufweisen. Im Falle einer Dunkelflaute in Nord- und Südeuropa werden lediglich Rückverstromungskapazitäten von 17 GW bzw. 32 GW benötigt. Der Rückgang bei einer Verschiebung der Dunkelflaute zeigt, dass die Rückverstromungskapazitäten nur zur Deckung der hohen Stromnachfrage während einer Dunkelflaute benötigt werden.

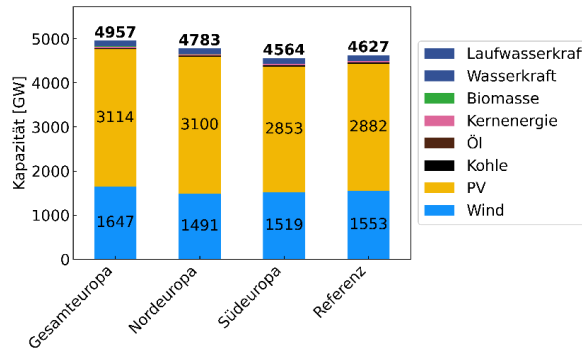


Abbildung 4-26. Stromerzeugungskapazität während Dunkelflauten in Gesamteuropa, Nordeuropa, Südeuropa und Nordwesteuropa.

Abbildung 4-26 zeigt die optimale Stromerzeugungskapazität in den verschiedenen Szenarien im Jahr 2050. Es zeigt sich, dass bei einer Dunkelflaute in Gesamteuropa mehr Kapazität an PV und Wind ausgebaut wird und dafür auf Wasserstoffimporte verzichtet wird (siehe Abbildung 4-25b). Dies lässt sich damit erklären, dass durch einen zusätzlichen Zubau an Wind und PV sowohl eine bessere Deckung der Stromnachfrage in Zeiten der Dunkelflaute erfolgen und gleichzeitig mehr Wasserstoff über das Jahr produziert werden kann, der in Kavernenspeichern zwischengespeichert wird.

Die Robustheit gegenüber großflächiger Dunkelflauten kann durch die Platzierung von flexiblen Kraftwerken und den erhöhten Ausbau von Erneuerbaren gewährleistet werden.

Die inländische Wasserstoffproduktion wird dadurch gestärkt und die Abhängigkeit von außereuropäischen Importen gesenkt.

4.4 Deutschland im Herzen Europas

Deutschland nimmt innerhalb des europäischen Energiesystems eine besondere Rolle ein. Bedingt durch seine hohe Industrie- und Bevölkerungsdichte hat Deutschland in Europa die höchste Energienachfrage. Es wird angenommen, dass die hohe Industrie- und Bevölkerungsdichte in Zukunft erhalten bleibt. Im Referenzszenario hat Deutschland mit 1005 und 670 TWh/a im Jahr 2050 die höchsten Strom- und Wasserstoffnachfragen in Europa. Gleichzeitig sind die Erneuerbaren-Potentiale in Deutschland aufgrund der hohen Bevölkerungsdichte und damit einhergehenden Flächenausschlüssen beschränkt. Somit ist eine

vollständige inländische Deckung der Strom- und Wasserstoffnachfrage nicht wirtschaftlich. Dies schafft Bedarf nach Energieimporten.

Während heute Deutschland in der Jahresbilanz niedrige Mengen Strom exportiert - zwischen 2015 und 2022 war der Netto-Export nie größer als 50 TWh/a [70]-, ändert sich das im Referenzszenario. Bis 2050 steigen Deutschlands Stromimporte auf 410 TWh/a an, wie in Abbildung 4-27a dargestellt ist. Dies entspricht einer Eigenversorgung von 66 % bei Strom und zeigt, dass es für Deutschland ökonomisch günstiger ist, einen Teil des zukünftigen Strombedarfs aus dem Ausland zu beziehen, anstatt diesen inländisch zu produzieren. Die resultierenden Kuppelkapazitäten zu Nachbarländern sind in Abbildung 4-27b dargestellt. Hierbei wird sowohl der Neubau als auch die Gesamtkapazität ausgewiesen. Insgesamt werden bis 2050 zusätzliche Kapazitäten in Höhe von 81 GW zur Anbindung der Nachbarländer zugebaut. Es zeigt sich, dass ein Ausbau der Kuppelkapazitäten zu allen benachbarten Ländern stattfindet. Der starke Stromnetzausbau sorgt dafür, dass hohe Stromimporte möglich werden. Weiterhin reduziert dieser die Notwendigkeit von Rückverstromungskapazitäten, da bei Leistungsengpässen Strom aus benachbarten Ländern importiert werden kann.

Anders als in anderen Studien ist die benötigte Rückverstromungskapazität mit 54 GW niedrig. Würde das Stromnetz nicht über den vom TYNDP geplanten Ausbau hinaus entwickelt werden, würde der Bedarf nach Rückverstromungskapazitäten in Deutschland auf 77 GW ansteigen, wie weitere Sensitivitätsrechnungen ergeben haben. Gleichzeitig müssten auch deutlich mehr Erneuerbaren-Kapazitäten innerhalb Deutschlands realisiert werden. Die gebaute Kapazität von Windenergieanlagen an Land würde dadurch von 118 GW auf 164 GW im Jahr 2050 steigen. Eine Versorgung ohne über den TYNDP hinaus wäre machbar, führt aber zu einem Kostenanstieg von etwa 9 % in den Gesamtkosten.

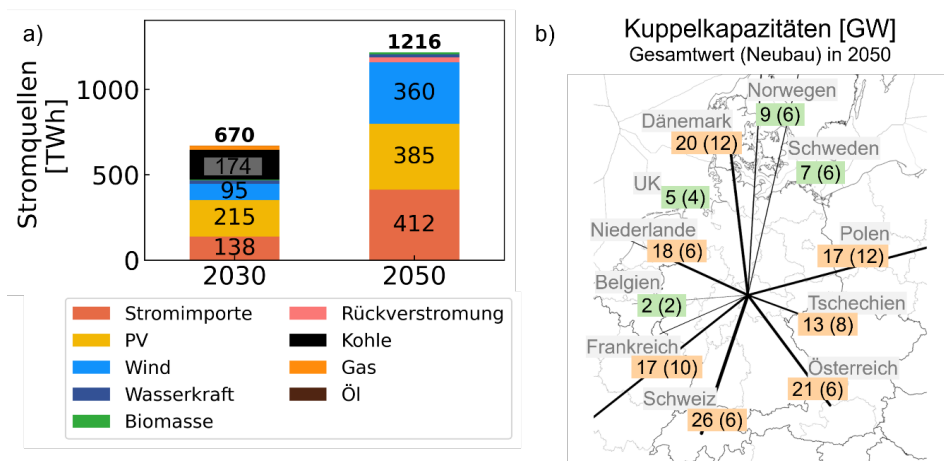


Abbildung 4-27. Stromversorgung Deutschland im Referenzszenario. a) Stromquellen für die Jahre 2030 und 2050. b) Installierte Kuppelkapazitäten zu den Nachbarländern im Jahr 2050. Der Wert in Klammern gibt den Anteil des benötigten Neubaus in GW an.

Die inländische Stromproduktion entfällt im Basisszenario im Jahr 2050 mit 385 TWh auf PV und mit 360 TWh auf Wind. Weitere Energiequellen wie Biomasse und Wasserkraft werden nicht in signifikantem Maße genutzt. Die Wasserstoffversorgung wird in Deutschland in den Jahren 2030 und 2040 ausschließlich über Pipelineimporte aus den Nachbarländern sichergestellt. Im Jahr 2050 werden 19 % des benötigten Wasserstoffs über inländische Produktion bereitgestellt, während etwa 600 TWh/a aus anderen Regionen Europas importiert werden. Für den Wasserstoffpipelineimport ist die Errichtung von Kuppelkapazitäten in Höhe von 200 GW bis zum Jahr 2050 notwendig. Hiervon können 85 % (170 GW) über die Umwidmung bestehender Erdgaspipelines realisiert werden. Ein Neubau von Wasserstoffpipelines erfolgt lediglich nach Nordeuropa zu Dänemark, Norwegen und Finnland wie in Abbildung 4-28b dargestellt ist.

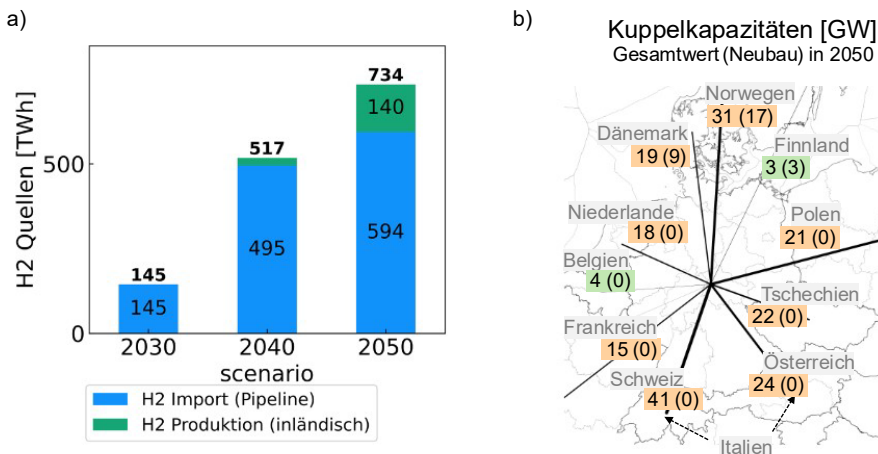


Abbildung 4-28. Wasserstoffversorgung Deutschland im Referenzszenario. a) Wasserstoffquellen für die Jahre 2030, 2040 und 2050. b) Installierte Kuppelkapazitäten zu den Nachbarländern im Jahr 2050. Der Wert in Klammern gibt den Anteil des benötigten Neubaus in GW an.

Abbildung 4-29 zeigt, über welche Länder der Wasserstoff nach Deutschland transportiert wird. Im Jahr 2030 wird Wasserstoff hauptsächlich aus Norwegen und Dänemark nach Deutschland importiert. Ab 2040 kommen hier auch Importe aus Südeuropa über die Schweiz und Österreich sowie aus Osteuropa durch Polen hinzu. Der Großteil des nach Deutschland importierten Wasserstoffs wird inländisch genutzt. Etwa 20 bis 25 % des Wasserstoffimports wird zur Versorgung der Niederlande weitergeleitet.

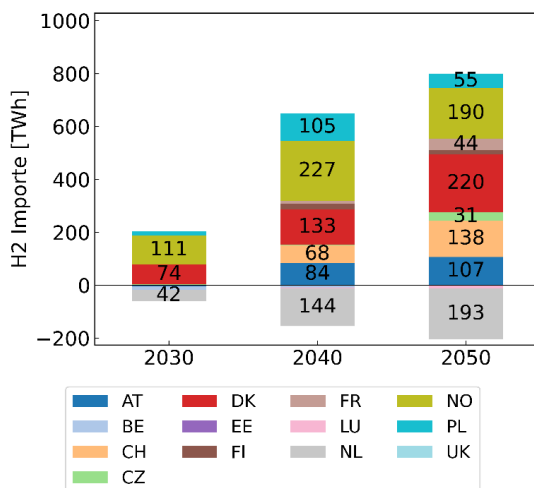


Abbildung 4-29. Herkunft der Wasserstoffimporte für Deutschland. Ein Teil des importierten Wasserstoffs wird in die Niederlande weitertransportiert.

Eine weitere besondere Rolle nimmt Deutschland durch die Möglichkeit zur Umwidmung bestehender Erdgaskavernenspeicher zu Wasserstoff ein, welche sich auf 42 TWh Speichervolumen für Wasserstoff beläuft. Diese Umwidmung ermöglicht es, die Versorgungssicherheit sowohl für die Versorgung der Industrie mit Wasserstoff als auch für die emissionsfreie Deckung des hohen Strombedarfs durch Wasserstoffrückverstromung in Zeiten von Dunkelflauten zu gewährleisten. Andere europäische Länder im Südosten und Norden Europas haben diese kostengünstige Möglichkeit zur Umwidmung von Salzkavernen bedingt durch die geologischen Gegebenheiten nicht.

Die in diesem Szenario resultierenden Strom- und Wasserstoffgestehungskosten für Deutschland sind in Abbildung 4-30 dargestellt. Die Stromgestehungskosten sinken in Deutschland von 7 ct/kWh im Jahr 2030 bis auf unter 5 ct/kWh im Jahr 2050. Dies ist primär durch die sinkenden Kosten für den Ausbau von PV und Wind verursacht. Abbildung 4-30b zeigt die Wasserstoffgestehungskosten in Deutschland im Vergleich zu Spanien, Italien und Norwegen im Jahr 2050. Es handelt sich hierbei um die mittleren Wasserstoffgestehungskosten basierend auf den installierten Elektrolysekapazitäten. Es wird deutlich, dass die Wasserstoffgestehungskosten mit etwa 3,15 €/kg in Deutschland höher als in Süd- und Nordeuropa ausfallen. Die deutsche Wasserstoffproduktion wird allerdings erst zu einem späteren Zeitpunkt der Transformation aufgebaut als in Spanien. In Spanien erfolgt der Ausbau der Elektrolysekapazitäten frühzeitig, wodurch höhere Investitionskosten anfallen. Dies beeinflusst auch die mittleren Wasserstoffgestehungskosten, die dadurch höher ausfallen als in den anderen Regionen. Italien profitiert durch einen späten Ausbau der Elektrolysekapazitäten von den niedrigeren Investitionskosten für PV, die sich ebenfalls auf die Wasserstoffgestehungskosten auswirken.

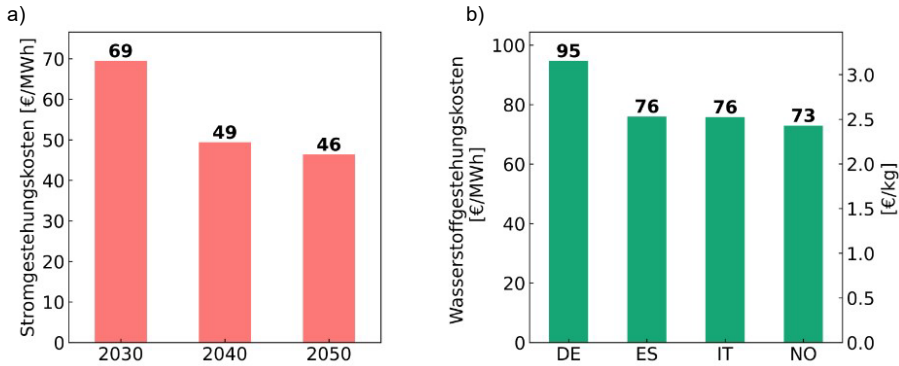


Abbildung 4-30. Gestehungskosten in Deutschland. a) Stromgestehungskosten in Deutschland über die Zeit. b) Wasserstoffgestehungskosten im Jahr 2050 für Deutschland im Vergleich zu wichtigen Exportländern.

Abschließend lässt sich die Rolle von Deutschland in Herzen Europas wie folgt zusammenfassen: Durch einen europäischen Ansatz besteht für Deutschland der Vorteil kostengünstig auf Stromimporte und Wasserstoffimporte aus Nachbarländern zurückgreifen zu können. Beim Gas wandelt sich die Rolle Deutschlands vom Gastransitland zum Wasserstoffimporteur. Beim Strom wandelt sich die Rolle von Deutschland von einer weitestgehenden Eigenversorgung zu einem Großimporteur von Strom. Es sollte darauf hingewiesen werden, dass durch Stromimporte aus Ländern mit kosteneffizienteren Potentialen ein Vorteil für Deutschland entsteht, da dadurch niedrigere Strompreise erzielt werden können.

Deutschland profitiert bei einem europäischen Ansatz von kostengünstigen Strom- und Wasserstoffimporten aus den Nachbarländern.

5 Zusammenfassung

Um die europäischen Klimaschutzziele und die damit verbundene Treibhausgasneutralität bis zum Jahr 2050 erreichen zu können, ist eine ganzheitliche Transformation des europäischen Energiesystems notwendig. Die vorliegende Studie befasst sich mit der Frage nach Wegen und Strategien, wie sich diese Ziele in Europa erreichen lassen und welche Rolle Deutschland durch seine zentrale Lage spielen wird.

Neben dem Ausstieg aus der Nutzung fossiler Energieträger in allen Endverbrauchersektoren und dem damit verbundenen Wechsel auf emissionsfreie Energieträger, erfordert die Zielerreichung eine Umstrukturierung der Energieversorgungslandschaft. Aus technischer und ökonomischer Sicht ist diese Umstrukturierung machbar, setzt aber voraus, dass alle europäischen Akteure gemeinschaftlich handeln und jeder Sektor einen Beitrag zur Treibhausgasreduktion leistet.

Diese Umstrukturierung beinhaltet, dass die Ausbauraten von Wind- und PV-Anlagen deutlich gesteigert werden müssen. Der Zubau der Erneuerbaren erfolgt dabei in allen Ländern. Durch die hohen Ausbauraten wird die heimische, wettbewerbsfähige Wasserstoffproduktion gefördert und die Notwendigkeit von außereuropäischen Wasserstoffimporten und Rückverstromung reduziert. Kostenoptimal wäre eine Steigerung der Ausbauraten um das Vier- bis Fünffache. Auf diese Weise könnte ausreichend Strom zur Deckung der Nachfragen bereitgestellt werden und die Abhängigkeit von Importen aus außereuropäischen Ländern geringgehalten werden. Kann die Ausbaurate von Erneuerbaren gesteigert werden, ist die Produktion von grünem Wasserstoff innerhalb Europas wettbewerbsfähig gegenüber Wasserstoff, der aus außereuropäischen Ländern importiert wird.

Die Analysen zeigen allerdings, dass für die Umsetzung einer gemeinschaftlichen Transformation eine deutliche Zunahme der Austauschkapazitäten für Strom und Wasserstoff zwischen den Ländern notwendig ist. Auf diesem Wege ließen sich die Erneuerbaren-Potenziale der einzelnen Länder optimal nutzen.

Wenn der Ausbau von Erneuerbaren auf dem heutigen Niveau verbleibt und damit nur verzögert stattfinden kann, steigen die Gesamtsystemkosten und die Abhängigkeit von außereuropäischen Energieimporten, da Europa nicht in der Lage wäre, genügend Strom und Wasserstoff zu wettbewerbsfähigen Kosten zu produzieren. Um dies zu verhindern, ist es notwendig, den Ausbau der Erneuerbaren verstärkt voranzutreiben.

Als Alternative zu Erneuerbaren wird eine verstärkte Nutzung von Kernenergie untersucht. Wie die Analysen zeigen, ist diese gegenüber PV und Wind nicht wettbewerbsfähig, sofern die Investitionskosten für den Bau von Kernkraftwerken nicht signifikant sinken. Auch bei niedrigen Investitionskosten für neue Kernkraftwerke verbleibt der Anteil an Kernenergie an der Stromproduktion bei unter 15 %. Der verstärkte Ausbau von Erneuerbaren ist aus diesem Grund zu präferieren.

Um sich gegen mögliche auftretende regionale und großflächige Dunkelflauten abzusichern, ist die Integration von Flexibilitätsoptionen notwendig. Die unterirdische Speicherung von Wasserstoff in Zeiten hoher Erneuerbaren-Einspeisung kann dazu dienen, die Wasserstoffnachfrage in Dunkelflautenperioden zu decken und die flexible Stromerzeugung in Rückverstromungsanlagen zu ermöglichen. Bei einem gemeinschaftlichen Handeln der

europäischen Länder können regionale Schwankungen durch Energieflüsse aus nicht-betroffenen Regionen ausgeglichen werden.

Aufgrund der hohen Bevölkerungsdichte und dem Anteil an Industrie spielt Deutschland eine besondere Rolle bei der Transformation des europäischen Energiesystems. Deutschland weist die höchsten Energienachfragen auf. Eine vollständig inländische Deckung dieser Nachfragen erweist sich dabei als nicht wirtschaftlich. Die zentrale Lage Deutschlands ermöglicht es, Strom und Wasserstoff aus anderen Ländern zu beziehen, die kosteneffizientere Standorte für Erneuerbare aufweisen. Dies erfordert einen Ausbau der Kuppelkapazitäten sowohl auf Strom- als auch auf Gasebene.

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 2-1. Modellfamilie ETHOS [4] unter Verwendung des Frameworks ETHOS.FINE [7]	2
Abbildung 2-2. Überblick über das Modell ETHOS.Europe.	3
Abbildung 2-3. Modellierte Wasserstofflieferkette in den Wasserstoffexportregionen.	8
Abbildung 3-1. Entwicklung der Energienachfragen in Europa für Strom und Wasserstoff.	14
Abbildung 4-1. Entwicklung der Stromerzeugung in Europa von heute bis 2050. Angaben in Prozent der bereitgestellten Gesamtstrommenge.	17
Abbildung 4-2. Strommix und bereitgestellte Strommengen in den einzelnen europäischen Ländern für die Jahre 2030 und 2050.	18
Abbildung 4-3. Zubau und Bestand (schraffiert) erneuerbarer Kapazitäten in Deutschland über die Zeit.	19
Abbildung 4-4. Ausbau der Erneuerbaren. a) Ausbau von Wind und PV über die Zeit. b) Vergleich der benötigten Ausbauraten mit heutigem Durchschnitt.	19
Abbildung 4-5. Entwicklung der Kuppelkapazitäten für den Stromaustausch zwischen den europäischen Ländern.	20
Abbildung 4-6. Anteil Kernenergie im Jahr 2050 in Abhängigkeit der Investitionskosten. Unterschieden werden die zwei Varianten: Variante 1) Ausbau nur in Ländern möglich, die keinen Ausstieg aus der Kernenergie beschlossen haben (orange). Variante 2) Ausbau in allen Ländern möglich (blau).	21
Abbildung 4-7. Stromproduktion über die Zeit mit Investitionskosten von 4.400 €/kW für Kernenergie. Links: Nur Zubau in Ländern ohne Kernenergieausstieg erlaubt (Variante 1). Rechts: unbeschränkter Zubau möglich (Variante 2).	22
Abbildung 4-8. Wasserstoffquellen über die Systemtransformation. Der Anteil LH2 Regasifizierung stellt den Wasserstoffimport via Schiff dar, der im Referenzszenario nicht gezogen wird.	22
Abbildung 4-9. Wasserstoffherkunft in Europa. a) Wasserstoffbilanzen für ausgewählte Länder. b) Wasserstoffexportvolumen der Länder mit größter Wasserstoffproduktion.	23
Abbildung 4-10. Entwicklung der Kuppelkapazitäten für den Wasserstoffaustausch zwischen den europäischen Ländern.	24
Abbildung 4-11. Entwicklung der Wasserstoffinfrastrukturen über die Zeit.	25
Abbildung 4-12. Nutzung von Wasserstoffspeichern in Salzkavernen in Europa. a) Entwicklung der Wasserstoffspeicherkapazität in Salzkavernen. b) Speicherfüllstand der Wasserstoffspeicher in Prozent für Europa, Spanien und Deutschland.	26
Abbildung 4-13. Wasserstoffquellen in Abhängigkeit zum Importpreis (Balken) und Anteil des Wasserstoffimports (Linie). a) Ergebnisse für das Jahr 2030. b) Ergebnisse für das Jahr 2050.	27

Abbildung 4-14. Wasserstoffinfrastrukturen bei 80 % und 5 % Deckung der Wasserstoffnachfrage durch außereuropäische Wasserstoffimporte.	28
Abbildung 4-15. Ausbau der Erneuerbaren unter Berücksichtigung von Ausbaubeschränkungen angelehnt an heutige durchschnittliche Ausbauraten (BAU: Business-as-Usual). a) Vergleich des Kapazitätsausbaus von Wind und PV zwischen Basis- und BAU-Szenario. b) Wasserstoffquellen 2050 im Basis- und BAU-Szenario.	30
Abbildung 4-16. Wasserstoffproduktion der modellierten Länder im Vergleich zu ihrem Eigenbedarf. Dargestellt ist die Situation im Referenzszenario und Business-as-usual(BAU)-Szenario.	30
Abbildung 4-17. Wasserstoffbilanzen 2050 in Abhängigkeit des Ausbaus der Erneuerbaren. a) Wasserstoffbilanzen für verschiedene Ausbaurestriktionen im Vergleich zum Referenzszenario. b) Auswirkungen auf die Gesamtsystemkosten im Vergleich zum Referenzszenario.	31
Abbildung 4-18. Strom- und Wasserstoffbilanz 2050 in den Regionen Nordwesteuropas, die von einer zweiwöchigen Dunkelflaute betroffen sind. Die gestrichelte Linie markiert die Dunkelflautenperiode.	32
Abbildung 4-19. Systemauswirkungen von Dunkelflauten in Nordwesteuropa. a) Anstieg der Gesamtsystemkosten in Abhängigkeit zur Länge einer Dunkelflaute. b) Wasserstoffspeicherkapazitäten in Salzkavernen in Abhängigkeit zur Länge einer Dunkelflaute.	33
Abbildung 4-20. Wasserstoffflüsse in TWh während einer zweiwöchigen Dunkelflaute in Nordwesteuropa. Die grau hinterlegten Länder (oben links) sind von der Dunkelflaute betroffen. Rot eingefärbte Regionen speichern zur Zeit der Dunkelflaute Wasserstoff aus. Tortendiagramme stellen die Wasserstoffproduktion und -importe in den Regionen dar.	34
Abbildung 4-21. Stromflüsse in TWh während einer zweiwöchigen Dunkelflaute in Nordwesteuropa. Tortendiagramme geben die Stromerzeugung innerhalb der Regionen an.	34
Abbildung 4-22. Wasserstoffflüsse während einer zweiwöchigen Dunkelflaute in Südeuropa. Die grau hinterlegten Länder sind von der Dunkelflaute betroffen. Rot eingefärbte Regionen speichern zur Zeit der Dunkelflaute Wasserstoff aus.	36
Abbildung 4-23. Wasserstoffflüsse während einer zweiwöchigen Dunkelflaute in Nordeuropa. Die grau hinterlegten Länder sind von der Dunkelflaute betroffen. Rot eingefärbte Regionen speichern zur Zeit der Dunkelflaute Wasserstoff aus.	36
Abbildung 4-24. Wasserstoffflüsse während einer zweiwöchigen Dunkelflaute in Europa. Die grau hinterlegten Länder sind von der Dunkelflaute betroffen. Rot eingefärbte Regionen speichern zur Zeit der Dunkelflaute Wasserstoff aus.	37
Abbildung 4-25. Auswirkungen einer zweiwöchigen Dunkelflaute in unterschiedlichen Regionen auf das Energiesystem Europa im Jahr 2050. a) Auslegung der Wasserstoffspeicher. b)	

	Auslegung der Wasserstoffquellen. c) Auslegung der Rückverstromung.	37
Abbildung 4-26.	Stromerzeugungskapazität während Dunkelflauten in Gesamteuropa, Nordeuropa, Südeuropa und Nordwesteuropa.	38
Abbildung 4-27.	Stromversorgung Deutschland im Referenzszenario. a) Stromquellen für die Jahre 2030 und 2050. b) Installierte Kuppelkapazitäten zu den Nachbarländern im Jahr 2050. Der Wert in Klammern gibt den Anteil des benötigten Neubaus in GW an.	39
Abbildung 4-28.	Wasserstoffversorgung Deutschland im Referenzszenario. a) Wasserstoffquellen für die Jahre 2030 und 2050. b) Installierte Kuppelkapazitäten zu den Nachbarländern im Jahr 2050. Der Wert in Klammern gibt den Anteil des benötigten Neubaus in GW an.	40
Abbildung 4-29.	Herkunft der Wasserstoffimporte für Deutschland. Ein Teil des importierten Wasserstoffs wird in die Niederlande weitertransportiert.	41
Abbildung 4-30.	Gestehungskosten in Deutschland. a) Stromgestehungskosten in Deutschland über die Zeit. b) Wasserstoffgestehungskosten im Jahr 2050 für Deutschland im Vergleich zu wichtigen Exportländern.	42

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1. Angenommene Kapazität von Bestandsanlagen und Ausbaupotentialen Erneuerbarer Energien in Europa.	5
Tabelle 2. Vergleich der installierten Leistungen bei unterschiedlichen Importstrategien.	28
Tabelle 3. Modellierete Vorzugsregionen für den Wasserstoffexport.	50

Abkürzungsverzeichnis

AWZ ausschließliche Wirtschaftszone

BAU *Business-as-usual*

ETHOS *Energy Transformation Pathway Optimization Suite*

FINE *Framework for Integrated Energy System Assessment*

GHD Gewerbe, Handel und Dienstleistungen

IEA International Energy Agency

LNG *Flüssigerdgas (Liquefied Natural gas)*

NUTS *Nomenclature des Unités territoriales statistiques*

PEM-Elektrolyse Protonen-Austausch-Membran-Elektrolyse

Anhang

Tabelle 4. Modellierte Vorzugsregionen für den Wasserstoffexport.

Vorzugsregion	Hafen	Land	Export Typ
Patagonien	Comodoro Rivadavia	ARG	Schiff
Island	Reykjavik	ISL	Schiff
Britisch-Kolumbien	Vancouver	CAN	Schiff
Neufundland	St. John's	CAN	Schiff
Quebec	Quebec	CAN	Schiff
China	Shanghai	CHN	Schiff
USA	Los Angeles	USA	Schiff
Mexiko	Ensenada	MEX	Schiff
Peru	Callao	PER	Schiff
Chile	Valparaiso	CHL	Schiff
Westsahara	Dakhla	ESH	Schiff
Marokko	Casablanca	MAR	Schiff
Algerien	Alger	DZA	Schiff
Libyen	Benghazi	LBY	Schiff
Ägypten	Port Said	EGY	Schiff
Namibien	Walvis Bay	NAM	Schiff
Südafrika	Cape Town	ZAF	Schiff
Saudi-Arabien	Yanbu	SAU	Schiff
Oman	Salalah	OMN	Schiff
Australien	Fremantle	AUS	Schiff
Türkei	Tekirdag	TUR	Pipeline
Marokko	Casablanca	MAR	Pipeline
Algerien	Alger	DZA	Pipeline
Libyen	Benghazi	LBY	Pipeline

Literaturverzeichnis

- [1] European Union, Regulation (EU) 2021/1119 of the European Parliament and of the Council of 30 June 2021 establishing the framework for achieving climate neutrality and amending Regulations (EC) No 401/2009 and (EU) 2018/1999 ('European Climate Law'), vol. 32021R1119. 2021, p. 17. [Online]. Available: <https://eur-lex.europa.eu/eli/reg/2021/1119/oj>
- [2] European Commission, "The European Green Deal." 2019. [Online]. Available: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=COM:2019:640:FIN>
- [3] European Commission, "'Fit for 55': delivering the EU's 2030 Climate Target on the way to climate neutrality." 2021. [Online]. Available: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:52021DC0550>
- [4] Jülicher Systemanalyse, "ETHOS Model Suite." Jan. 03, 2025. [Online]. Available: <https://www.fz-juelich.de/de/ice/ice-2/leistungen/model-services>
- [5] European Commission, "REPowerEU Plan." 2022. [Online]. Available: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=COM%3A2022%3A230%3AFIN&qid=1653033742483>
- [6] D. Stolten et al., Neue Ziele auf alten Wegen? Strategien für eine treibhausgasneutrale Energieversorgung bis zum Jahr 2045, vol. 577. in *Schriften des forschungszentrums jülich reihe energie & umwelt / energy & environment*, vol. 577. Jülich: Forschungszentrum Jülich GmbH Zentralbibliothek, Verlag, 2022, p. VI, 81. [Online]. Available: <https://user.fz-juelich.de/record/908382>
- [7] T. Klütz et al., "ETHOS.FINE: A Framework for Integrated Energy System Assessment," *J. Open Source Softw.*, vol. 10, no. 105, p. 6274, Jan. 2025, doi: 10.21105/joss.06274.
- [8] Eurostat, "NUTS - Nomenclature of territorial units for statistics." [Online]. Available: <https://ec.europa.eu/eurostat/web/nuts/overview>
- [9] M. Hoffmann et al., "A review of mixed-integer linear formulations for framework-based energy system models," *Adv. Appl. Energy*, vol. 16, p. 100190, Dec. 2024, doi: 10.1016/j.adapen.2024.100190.
- [10] C. Syranidou, "Integration of Renewable Energy Sources into the Future European Power System Using a Verified Dispatch Model with High Spatiotemporal Resolution," Thesis, 2019.
- [11] B. Pickering, F. Lombardi, and S. Pfenninger, "Diversity of options to eliminate fossil fuels and reach carbon neutrality across the entire European energy system," *Joule*, vol. 6, no. 6, pp. 1253–1276, Jun. 2022, doi: 10.1016/j.joule.2022.05.009.
- [12] The wind power, "World wind farms database." 2023. [Online]. Available: <https://www.thewindpower.net/>
- [13] E. U. Peña-Sánchez et al., "Towards high resolution, validated and open global wind power assessments," 2025, arXiv. doi: 10.48550/ARXIV.2501.07937.
- [14] F. Gotzens, H. Heinrichs, J. Hörsch, and F. Hofmann, "Performing energy modelling exercises in a transparent way - The issue of data quality in power plant databases," *Energy Strategy Rev.*, vol. 23, pp. 1–12, Jan. 2019, doi: 10.1016/j.esr.2018.11.004.
- [15] Global Energy Monitor, "Global Solar Power Tracker." 2022. Accessed: Nov. 29, 2023. [Online]. Available: <https://globalenergymonitor.org/projects/global-solar-power-tracker/>

-
- [16] M. Z. Jacobson and V. Jadhav, "World estimates of PV optimal tilt angles and ratios of sunlight incident upon tilted and tracked PV panels relative to horizontal panels," *Sol. Energy*, vol. 169, pp. 55–66, Jul. 2018, doi: 10.1016/j.solener.2018.04.030.
- [17] D. S. Ryberg, D. G. Caglayan, S. Schmitt, J. Linßen, D. Stolten, and M. Robinus, "The future of European onshore wind energy potential: Detailed distribution and simulation of advanced turbine designs," *Energy*, vol. 182, pp. 1222–1238, Sep. 2019, doi: 10.1016/j.energy.2019.06.052.
- [18] IEA, "Renewable Energy Progress Tracker – Data Tools." 2024. Accessed: Mar. 25, 2024. [Online]. Available: <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-tools/renewables-data-explorer>
- [19] D. S. Ryberg, "Generation Lulls from the Future Potential of Wind and Solar Energy in Europe," Thesis, 2020.
- [20] D. G. Caglayan, D. S. Ryberg, H. Heinrichs, J. Linßen, D. Stolten, and M. Robinus, "The techno-economic potential of offshore wind energy with optimized future turbine designs in Europe," *Appl. Energy*, vol. 255, p. 113794, Dec. 2019, doi: 10.1016/j.apenergy.2019.113794.
- [21] IEA, "Global Hydrogen Review 2024." [Online]. Available: <https://www.iea.org/reports/global-hydrogen-review-2024>
- [22] K. Bódis, I. Kougias, A. Jäger-Waldau, N. Taylor, and S. Szabó, "A high-resolution geospatial assessment of the rooftop solar photovoltaic potential in the European Union," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 114, p. 109309, Oct. 2019, doi: 10.1016/j.rser.2019.109309.
- [23] S. Risch et al., "Potentials of Renewable Energy Sources in Germany and the Influence of Land Use Datasets," *Energies*, vol. 15, no. 15, p. 5536, Jul. 2022, doi: 10.3390/en15155536.
- [24] D. Stolten et al., "Energieperspektiven 2030 - Welche Maßnahmen zur Transformation des deutschen Energiesystems müssen bis 2030 umgesetzt werden, was muss bis 2030 vorbereitet sein?" 2023. [Online]. Available: <https://www.fz-juelich.de/de/iek/iek-3/aktuelles/meldungen/energieperspektiven-2030>
- [25] IEA, "World Energy Outlook 2023." 2023. [Online]. Available: <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2023>
- [26] Global Energy Monitor, "Global Nuclear Power Tracker." 2022. Accessed: Jan. 29, 2025. [Online]. Available: <https://globalenergymonitor.org/projects/global-nuclear-power-tracker/>
- [27] GIE, "GIE Storage Database." 2021. [Online]. Available: <https://www.gie.eu/transparency/databases/storage-database/>
- [28] A. Cavanagh, H. Yousefi, M. Wilkinson, and R. Groenenberg, "Hydrogen storage potential of existing European gas storage sites in depleted gas field and aquifers," *H2020 HyUSPRe Proj. Rep.*, p. 44 pp incl. appendices, 2022.
- [29] D. G. Caglayan et al., "Technical potential of salt caverns for hydrogen storage in Europe," *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 45, no. 11, pp. 6793–6805, 2020. doi: 10.1016/j.ijhydene.2019.12.161.
- [30] T. Brown, J. Hörsch, and D. Schlachtberger, "PyPSA: Python for Power System Analysis," *Journal of Open Research Software*, vol. 6, 2018. doi: 10.5334/jors.188.
- [31] ENTSOG and ENTSO-E, "TYNDP 2024 - Draft Scenarios Report," May 2024. [Online]. Available: <https://2024.entsos-tyndp-scenarios.eu/>

- [32] Global Energy Infrastructure, "Global Gas Pipelines." 2022. Accessed: Nov. 29, 2023. [Online]. Available: <https://globalenergyinfrastructure.com/project-data/global-gas-pipelines>
- [33] A. Wang, K. Van der Leun, D. Peters, and M. Buseman, "European Hydrogen Backbone - How a Dedicated Hydrogen Infrastructure can be created," Report, 2020.
- [34] D. Haeseldonckx and W. Dhaeseleer, "The use of the natural-gas pipeline infrastructure for hydrogen transport in a changing market structure," *Int. J. Hydrog. Energy*, vol. 32, no. 10–11, pp. 1381–1386, Jul. 2007, doi: 10.1016/j.ijhydene.2006.10.018.
- [35] Global Energy Monitor, "Global Oil and Gas Extraction Tracker." 2022. Accessed: Nov. 30, 2023. [Online]. Available: <https://globalenergymonitor.org/projects/global-oil-gas-extraction-tracker/>
- [36] Global Energy Monitor, "Global Gas Infrastructure Tracker." 2022. Accessed: Nov. 29, 2023. [Online]. Available: <https://globalenergymonitor.org/projects/global-gas-infrastructure-tracker>
- [37] Eurostat, "Imports of natural gas by partner country." 2022. Accessed: Jan. 29, 2025. [Online]. Available: https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/nrg_ti_gas/
- [38] P. Ruiz et al., "ENSPRESO - an open, EU-28 wide, transparent and coherent database of wind, solar and biomass energy potentials," *Energy Strategy Rev.*, vol. 26, p. 100379, Nov. 2019, doi: 10.1016/j.esr.2019.100379.
- [39] D. Franzmann et al., "Green hydrogen cost-potentials for global trade," *Int. J. Hydrog. Energy*, vol. 48, no. 85, pp. 33062–33076, Oct. 2023, doi: 10.1016/j.ijhydene.2023.05.012.
- [40] P.-M. Heuser, "Weltweite Infrastruktur zur Wasserstoffbereitstellung auf Basis erneuerbarer Energien," Dissertation, RWTH Aachen, 2020.
- [41] GADM, "Database of Global Administrative Areas." 2025. [Online]. Available: <https://gadm.org/>
- [42] Gent, "genthalili/searoute-py." 2024. [Online]. Available: <https://github.com/genthalili/searoute-py>
- [43] W. Köppen, "The thermal zones of the Earth according to the duration of hot, moderate and cold periods and to the impact of heat on the organic world," *Meteorol. Z.*, vol. 20, no. 3, pp. 351–360, Jun. 2011, doi: 10.1127/0941-2948/2011/105.
- [44] T. Loga, B. Stein, and N. Diefenbach, "TABULA building typologies in 20 European countries—Making energy-related features of residential building stocks comparable," *Energy Build.*, vol. 132, pp. 4–12, Nov. 2016, doi: 10.1016/j.enbuild.2016.06.094.
- [45] European Commission. Joint Research Centre., JRC-IDEES: Integrated Database of the European Energy Sector : methodological note. LU: Publications Office, 2017. Accessed: Jul. 14, 2022. [Online]. Available: <https://data.europa.eu/doi/10.2760/182725>
- [46] Simon Pezzutto, Stefano Zambotti, Silvia Croce, and Pietro Zambelli, "Hotmaps Project, D2.3 WP2 Report – Open Data Set for the EU28." 2019. Accessed: Jan. 29, 2025. [Online]. Available: https://www.hotmaps-project.eu/wp-content/uploads/2018/03/D2.3-Hotmaps_for-upload_revised-final_.pdf
- [47] O. Ruhnau and J. Muessel, "when2heat." 2019. [Online]. Available: <https://github.com/oruhnau/when2heat>
- [48] Eurostat, "Freight and mail air transport routes between partner airports and main airports in Germany." 2022. doi: https://doi.org/10.2908/AVIA_GOR_DE.

-
- [49] Eurostat, "Road freight transport by region of loading (t, tkm, journeys) - annual data." 2022. doi: https://doi.org/10.2908/ROAD_GO_TA_RL.
 - [50] Eurostat, "Passengers embarked and disembarked in all ports by direction - annual data." 2022. doi: https://doi.org/10.2908/MAR_PA_AA.
 - [51] T. Groß, P. Dunkel, D. Franzmann, H. Heinrichs, J. Linßen, and D. Stolten, "Report on H2 supply from Renewable Energy Sources, H2 demand centers and H2 transport infrastructure," H2020 HyUSPRe Proj. Rep., p. 67 pp incl. appendix, 2022.
 - [52] E. Commission et al., EU reference scenario 2020 – Energy, transport and GHG emissions – Trends to 2050. Publications Office, 2021. doi: [doi/10.2833/35750](https://doi.org/10.2833/35750).
 - [53] S. Khalili, E. Rantanen, D. Bogdanov, and C. Breyer, "Global Transportation Demand Development with Impacts on the Energy Demand and Greenhouse Gas Emissions in a Climate-Constrained World," *Energies*, vol. 12, no. 20, p. 3870, Oct. 2019, doi: [10.3390/en12203870](https://doi.org/10.3390/en12203870).
 - [54] Eurostat, "Statistics on the production of manufactured goods - Total production." 2022. Accessed: Jan. 29, 2025. [Online]. Available: <https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/DS-056121/legacyMultiFreq/table?lang=en>
 - [55] M. Rehfeldt, T. Fleiter, and F. Toro, "A bottom-up estimation of the heating and cooling demand in European industry," *Energy Effic.*, vol. 11, no. 5, pp. 1057–1082, Jun. 2018, doi: [10.1007/s12053-017-9571-y](https://doi.org/10.1007/s12053-017-9571-y).
 - [56] Rózsai, M., T. Wiesenthal, L. Mantzos, and F. Neuwahl, The POTEnCIA central scenario: an EU energy outlook to 2050. LU: Publications Office, 2019. Accessed: Jan. 30, 2025. [Online]. Available: <https://data.europa.eu/doi/10.2760/32835>
 - [57] Bundesamt für Umwelt, "Schadstoffregister SwissPRTR." 2024. [Online]. Available: <https://www.swissprtr.admin.ch/landing-page>
 - [58] J. Abrell, "Database for the european union transaction log," Database, 2021.
 - [59] Global Energy Monitor, "Global Steel Plant Tracker." 2021. Accessed: Mar. 04, 2022. [Online]. Available: <https://globalenergymonitor.org/projects/global-steel-plant-tracker/>
 - [60] European Steel Association (Eurofer), "European Steel in Figures." 2021. Accessed: Oct. 06, 2021. [Online]. Available: <https://www.eurofer.eu/assets/publications/brochures-booklets-and-factsheets/european-steel-in-figures-2021/European-Steel-in-Figures-2021.pdf>
 - [61] European Commission. Joint Research Centre., Energy efficiency and GHG emissions: prospective scenarios for the chemical and petrochemical industry. LU: Publications Office, 2017. Accessed: Feb. 16, 2022. [Online]. Available: <https://data.europa.eu/doi/10.2760/20486>
 - [62] United Nations, Department of Economic and Social Affairs, World population prospects 2022: summary of results. New York: United Nations, 2022.
 - [63] COMMUNICATION FROM THE COMMISSION TO THE EUROPEAN PARLIAMENT, THE COUNCIL, THE EUROPEAN ECONOMIC AND SOCIAL COMMITTEE AND THE COMMITTEE OF THE REGIONS A Renovation Wave for Europe - greening our buildings, creating jobs, improving lives. 2020. Accessed: Nov. 12, 2024. [Online]. Available: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX%3A52020DC0662>
 - [64] N. H. Sandberg et al., "Dynamic building stock modelling: Application to 11 European countries to support the energy efficiency and retrofit ambitions of the EU," *Energy Build.*, vol. 132, pp. 26–38, Nov. 2016, doi: [10.1016/j.enbuild.2016.05.100](https://doi.org/10.1016/j.enbuild.2016.05.100).
-

- [65] BPIE (Buildings Performance Institute Europe), "Report on the evolution of the European regulatory framework for buildings efficiency," 2022. Accessed: Nov. 12, 2024. [Online]. Available: https://www.bpie.eu/wp-content/uploads/2022/02/rev6_SPIPA_EU.pdf
- [66] Gas For Climate et al., "EUROPEAN HYDROGEN BACKBONE - Analysing future demand, supply, and transport of hydrogen," Guidehouse, 2021. Accessed: Jul. 19, 2021. [Online]. Available: https://gasforclimate2050.eu/wp-content/uploads/2021/06/EHB_Analysing-the-future-demand-supply-and-transport-of-hydrogen_June-2021_v3.pdf
- [67] DNV, "Maritime Forecast to 2050," 2021.
- [68] S. Madeddu et al., "The CO₂ reduction potential for the European industry via direct electrification of heat supply (power-to-heat)," *Environ. Res. Lett.*, vol. 15, no. 12, p. 124004, Nov. 2020, doi: 10.1088/1748-9326/abbd02.
- [69] P. Dunkel, T. Klütz, J. Linßen, and D. Stolten, "Towards Hydrogen Autarky? Evaluating Import Costs and Domestic Competitiveness in European Energy Strategies," 2025, arXiv. doi: 10.48550/ARXIV.2510.04669.
- [70] Fraunhofer ISE, "Grenzüberschreitende physikalische Stromflüsse im Jahr 2019." Accessed: Feb. 13, 2025. [Online]. Available: https://www.energy-charts.info/charts/import_export_map/chart.htm?l=de&c=DE&interval=year&exp=cbpf&year=2019

Impressum

Europäische Energiewende - Deutschland im Herzen Europas

Diese Studie wurde erstellt von

Institute of Climate and Energy Systems Research: Jülich Systems Analysis (ICE-2)

Wilhelm-Johnen-Straße | 52425 Jülich

<https://www.fz-juelich.de/de/ice/ice-2>

Bei weiteren Fragen zur Studie wenden Sie sich bitte an:

Prof. Dr. Jochen Linßen

+49(0) 2461/61-3581

j.linssen@fz-juelich.de

Bitte zitieren als:

Klütz et al. (2025): Europäische Energiewende - Deutschland im Herzen Europas. Forschungszentrum Jülich GmbH.



go.fzj.de/EU_NetZero

Auf dieser Web-Seite finden sich weitere Informationen zur Studie.

Band / Volume 670

Investigation of Dynamic Material Changes During the Preparation of ZnPd Nanoparticles Supported on ZnO and their Catalytic Application in Methanol Steam Reforming on the Atomic Level

A. Meise (2025), xviii, 175 pp

ISBN: 978-3-95806-838-4

Band / Volume 671

Improving Energy Efficiency of Public Buildings by Influencing Occupant Behaviour using Dashboards and Gamification

E. Ubachukwu (2025), xxi, 191 pp

ISBN: 978-3-95806-840-7

Band / Volume 672

Exploring Plant Responses to Changing Environments: Integrating Phenotyping and Modeling Across Scales

F. M. Bauer (2025), xxix, 188 pp

ISBN: 978-3-95806-845-2

Band / Volume 673

A constitutive theory to represent non-idealities in contacting of SOC interconnect contacts

R. M. Pinto (2025), xii, 139 pp

ISBN: 978-3-95806-846-9

Band / Volume 674

Strontium titanate based materials for use as oxygen transport membranes in membrane reactors

Y. Tang (2025), XIV, 132 pp

ISBN: 978-3-95806-849-0

Band / Volume 675

Scaling Methods for the Production of Tungsten Fiber-Reinforced Composites via Chemical Vapor Deposition

A. Lau (2025), untersch. Pag.

ISBN: 978-3-95806-851-3

Band / Volume 676

Nanoscale analysis of high-temperature oxidation mechanisms of Cr₂AlC MAX phase and W-Cr-Y self-passivating tungsten alloy

A.J. S. Reuban (2025), ix, 142 pp

ISBN: 978-3-95806-855-1

Band / Volume 677

First principles simulations of high-entropy materials for energy storage

Y. Ting (2025), xviii, 169 pp

ISBN: 978-3-95806-858-2

Band / Volume 678

Deployment of Fuel Cell Vehicles in Road Transport and the Expansion of the Hydrogen Refueling Station Network

T. Grube, M. Sander (2025), iv, 61 pp

ISBN: 978-3-95806-859-9

Band / Volume 679

Entwicklung von nickelbasierten katalysatorbeschichteten Diaphragmen für die alkalische Wasserelektrolyse

C. B. Karacan (2025), 146 pp

ISBN: 978-3-95806-860-5

Band / Volume 680

Bewertung lokaler Eigenspannungsverteilungen bei der lokalen Bauteilreparatur durch Kaltgasspritzen

J.-C. Schmitt (2025), 154, xxvii pp

ISBN: 978-3-95806-861-2

Band / Volume 681

First principles study of the effect of substitution\doping on the performance of layered oxide cathode materials for secondary batteries

N. Yacoob (2025), iii, 126 pp

ISBN: 978-3-95806-864-3

Band / Volume 682

Field assisted sintering technology/spark plasma sintering in the direct recycling of hot-deformed Nd-Fe-B scrap and PM T15 steel swarf

M. T. M. Keszler (2025), viii, 173 pp

ISBN: 978-3-95806-866-7

Band / Volume 683

Assessment of erosion in recessed areas of fusion devices using multi-scale computer simulations

S. Rode (2025), viii, 196 pp

ISBN: 978-3-95806-867-4

Band / Volume 684

Europäische Energiewende – Deutschland im Herzen Europas

T. Klütz, P. Dunkel, T. Busch, J. Linssen, D. Stolten (2025), IV, 56 pp

ISBN: 978-3-95806-870-4

Energie & Umwelt / Energy & Environment
Band / Volume 684
ISBN 978-3-95806-870-4