

## Wissenschaftliche Begleitstudie der Wasserstoff Roadmap Nordrhein-Westfalen

Simonas Cerniauskas, Peter Markewitz, Jochen Linßen, Felix Kullmann,  
Theresa Groß, Peter Lopion, Philipp-Matthias Heuser, Thomas Grube,  
Martin Robinus und Detlef Stolten

Energie & Umwelt / Energy & Environment

Band / Volume 535

ISBN 978-3-95806-547-5





Forschungszentrum Jülich GmbH  
Institut für Energie- und Klimaforschung  
Techno-ökonomische Systemanalyse (IEK-3)

## **Wissenschaftliche Begleitstudie der Wasserstoff Roadmap Nordrhein-Westfalen**

Simonas Cerniauskas, Peter Markewitz, Jochen Linßen,  
Felix Kullmann, Theresa Groß, Peter Lopion, Philipp-Matthias  
Heuser, Thomas Grube, Martin Robinius und Detlef Stolten

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

Band / Volume 535

---

ISSN 1866-1793

ISBN 978-3-95806-547-5

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 2021

Schriften des Forschungszentrums Jülich  
Reihe Energie & Umwelt / Energy & Environment, Band / Volume 535

ISSN 1866-1793  
ISBN 978-3-95806-547-5

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

## Executive Summary

Ziel der bundesdeutschen Klimapolitik ist es, bis zum Jahr 2050 die Treibhausgasemissionen um mindestens 95% gegenüber 1990 zu reduzieren und somit weitestgehend Treibhausgasneutralität zu erreichen. Für das Erreichen einer treibhausgasneutralen Energieversorgung ist der Einsatz von Wasserstoff ein elementarer Baustein. Auf nationaler Ebene wurde von der Bundesregierung eine Wasserstoffstrategie formuliert, mit der die notwendigen technischen und ökonomischen Entwicklungen vorangetrieben werden. Schon heute verfügt das Land Nordrhein-Westfalen über eine funktionierende Wasserstoffinfrastruktur, mit der die industrielle Wasserstoffnachfrage bedient wird. Darüber hinaus wurden von der Landesregierung in Nordrhein-Westfalen bereits Initiativen und Projekte gestartet, welche die gesamte Wasserstoffversorgungskette in den Blick nehmen. Wie ein zukunftsweisendes Wasserstoffsystem für NRW ausgestaltet und etabliert werden kann sowie welche konkreten Handlungsfelder sich daraus ableiten lassen, sind wichtige Fragen, die es zeitnah zu beantworten gilt. Vor diesem Hintergrund beauftragte das Ministerium für Wirtschaft, Innovation, Digitalisierung und Energie des Landes Nordrhein-Westfalen (MWIDE) das Forschungszentrum Jülich mit der Durchführung einer wissenschaftlichen Begleitstudie als eine der Entscheidungsgrundlagen für die Formulierung einer landeseigenen Roadmap Wasserstoff. Folgende Leitfragen standen hierbei im Fokus:

- *Welche Rolle spielt das Land Nordrhein-Westfalen in einem zukünftigen klimaneutralen Energieversorgungssystem in Deutschland?*
- *Welche Transformationspfade und Handlungsfelder lassen sich für das Land NRW identifizieren, um die gesetzten Treibhausgasreduktionsziele zu erreichen? Welche No-Regret-Maßnahmen lassen sich identifizieren?*
- *Welche Wasserstofferzeugungen und –nachfragen lassen sich für NRW identifizieren und quantifizieren? Wie muss eine adäquate Wasserstoffinfrastruktur ausgestaltet werden?*
- *Welche Bedeutung besitzen innerdeutsche Wasserstofftransporte und internationale Wasserstoffimporte für eine Wasserstoffversorgung in NRW?*

In einem ersten Schritt wird in der vorliegenden Begleitstudie auf der Basis von Modellrechnungen ein nationaler sowie kostenoptimaler Transformationspfad entwickelt, mit dem eine nahezu treibhausgasneutrale Energieversorgung bis zum Jahr 2050 erreicht werden kann. Hierbei werden auch mögliche internationale Wasserstoffimporte in den Blick genommen. Darüber hinaus wird das abgeleitete Transformationsszenario bezüglich seiner Robustheit analysiert und auf dieser Basis No-Regret-Maßnahmen identifiziert.

In einem zweiten Schritt wird das nationale Szenario auf das Land NRW projiziert. Dabei werden relevante Quellen und zu erwartende Wasserstoffnachfragen in NRW aufgezeigt. Anhand der abgeleiteten Produktions- und Nachfragestruktur wird der innerdeutsche Transport und die Bedeutung eines internationalen Wasserstoffimports für eine NRW-Wasserstoffwirtschaft analysiert. Aufbauend auf den Produktions- und Nachfrageanalysen wird ein Grundkonzept einer Wasserstoffinfrastruktur für das Land NRW erarbeitet. Folgende zentrale Ergebnisse der Studie sind festzuhalten:

1. Der Einsatz von Wasserstoff für verschiedenste Anwendungen ist ein unverzichtbarer Bestandteil eines Transformationspfades, um Treibhausgasneutralität zu erreichen. Wesentliche Treiber für das Tempo und die Dynamik eines Hochlaufs von Wasserstoffanwendungen sind die bis zum Jahr 2050 gesetzten Treibhausgasreduktionsziele. Die Analysen zeigen, dass die für die Zwischenjahre derzeit gesetzten Minderungsziele mit einem Minderungsziel von 95% im Jahr 2050 nicht kompatibel sind. Die Ergebnisse verdeutlichen, dass insbesondere ab dem Jahr 2040 in allen Sektoren drastische Maßnahmen zu ergreifen sind, um das Minderungsziel von 95 % einzuhalten. Die Umsetzung erfordert insbesondere in der letzten Dekade (2040 – 2050) einen äußerst hohen Markthochlauf und führt in vielen Bereichen (Gebäude, Industrie, Energiesektor etc.) zu starken Zäsuren und Brüchen, die aus heutiger Sicht als äußerst ambitioniert einzuordnen sind.

2. Gegenüber heute wird sich der bundesdeutsche Strombedarf bis zum Jahr 2050 in etwa verdoppeln. Die Stromerzeugung auf der Basis von Wind und Photovoltaik wird das Rückgrat der zukünftigen Stromversorgung sein. Verglichen mit den heute installierten PV- und Windkraftkapazitäten liegen die zukünftig benötigten Erzeugungskapazitäten um ein Vielfaches höher. Unabhängig von der detaillierten Ausgestaltung der Transformationsstrategie zeigen die Analysen, dass der Zubau von erneuerbaren Kapazitäten unabdingbare Voraussetzung für das Erreichen einer treibhausgasneutralen Energieversorgung ist. Die durchgeführten Sensitivitätsanalysen zeigen darüber hinaus, dass der Einsatz von Wasserstoff ein fester Bestandteil der Reduktionsstrategie ist. Je nach Ausgestaltung liegt der Wasserstoffbedarf in einer Bandbreite von 300 bis 430 TWh (9 bis 13 Mio. t) im Jahr 2050 und daher wird unabhängig von Parametervariationen eine Steigerung der heutigen im Wesentlichen industriell geprägten Wasserstoffrohstoffnachfrage (insbesondere Raffinerie, Ammoniak und Methanol) um einen Faktor vier bis fünf erwartet.

3. Mit einem Anteil an der Gesamt-H<sub>2</sub>-Nachfrage in Deutschland von etwa einem Drittel ist NRW das Bundesland mit der höchsten Wasserstoffnachfrage im Jahr 2050. Dieser Bedarf besteht jeweils etwa zur Hälfte aus Nachfragen in den Sektoren Verkehr und Industrie. Langfristig wird der Bedarf im Verkehrssektor vor allem durch den Bedarf der LKWs und PKWs dominiert, während Züge und Busse eher eine untergeordnete Rolle spielen. Dennoch sind Züge und Busse gerade in der Einführungsphase ab 2020 wesentlich für die erhöhte Infrastrukturauslastung und damit für eine wirtschaftliche Umsetzung wichtig. Entsprechend wird die Wasserstoffnachfrage mittelfristig von der Mobilität bestimmt. Analog wird grüner Wasserstoff zur Substitution der bestehenden Nachfrage in der chemischen Industrie und auf einer längeren Zeitskala ab 2040 zur Erzeugung von Hochtemperaturprozesswärme (inkl. Zement) sowie zur Direktreduktion bei der Stahlherstellung eingesetzt.

4. Mit etwa 50% des benötigten Wasserstoffbedarfs für ganz Deutschland lässt sich ein erheblicher Anteil ökonomisch effizient inländisch herstellen. Dies unterstreicht noch einmal die Notwendigkeit des Zubaus von erneuerbaren Stromerzeugungskapazitäten. Für NRW ist neben dem Pipelinetransport von innerdeutsch erzeugtem Wasserstoff auch die Pipeli-  
neanbindung an die Niederlande als auch an mögliche Hafenstandorte zur Anlandung von

importiertem Wasserstoff in Norddeutschland sinnvoll und wichtig. Die Wasserstoffversorgung der Industrie und der bevölkerungsreichen Zentren der Metropolregion Rhein-Ruhr wird im Wesentlichen durch Importe aus den Niederlanden gestützt. Gleichzeitig werden die Regionen im Norden und Nordosten von NRW vor allem durch inländische Wasserstoffproduktion und Importen an den deutschen Häfen versorgt. Diese räumliche Verteilung der inländischen Wasserstoffherzeugung und -nachfragen als auch der Importe ermöglicht somit auch den Aufbau einer Wasserstoffinfrastruktur in weniger urbanisierten Regionen mit einer regional geprägten Wasserstoffherzeugung. Aufgrund des Kohleausstiegs und des begrenzten Erzeugungspotentials für erneuerbare Energien werden etwa 10% der NRW Wasserstoffnachfrage in NRW selber erzeugt, während 90% des Bedarfs über die inländische Erzeugung in anderen Bundesländern als auch über Importe aus dem Ausland gedeckt werden.

5. Beim Aufbau einer Wasserstoffinfrastruktur in Deutschland kommt dem Land NRW eine zentrale Rolle zu. Die Szenarioanalysen zeigen, dass NRW perspektivisch über alle Komponenten einer Wasserstoffinfrastruktur in großen Skalen verfügen kann: saisonale Wasserstoffspeicher in Salzkavernen, neue und umgestellte Wasserstoffpipelines, Elektrolyse- sowie Rückverstromungsanlagen an vom Netz genommenen Kohlekraftwerksstandorten. Darüber hinaus entfällt etwa ein Drittel des nationalen Wasserstoffbedarfs auf NRW. Vor diesem Hintergrund und aufgrund seiner geografischen Lage kann ausgehend von NRW eine Verknüpfung zu Produktions- und Importquellen an der Nordseeküste und den Niederlanden zusätzlich ein Mehrwert für die Regionen in Südwestdeutschland geschaffen werden. NRW leistet damit einen erheblichen Beitrag für eine nationale Wasserstoffversorgung.

Aufbauend auf den Ergebnissen der Studie können folgende **wesentliche Handlungsempfehlungen** für den Aufbau eines Wasserstoffsystems in NRW hervorgehoben werden:

- Zur Vermeidung von sehr starken strukturellen Änderungen in der Periode von 2040 bis 2050 ist eine **Verschärfung der nationalen Zwischenziele für die Reduktion der Treibhausmissionen notwendig**.
- **Der Ausbau der erneuerbaren Stromerzeugung** ist die entscheidende Voraussetzung für das Gelingen der Energiewende und ist gegenüber der bisherigen Entwicklung deutlich zu forcieren.
- Wasserstoff ist ein zentraler Baustein, um eine treibhausgasneutrale Energieversorgung zu erreichen. Um lokale Synergie- und Auslastungseffekte der Infrastruktur maximal erschließen zu können, sollte das Strukturdesign der **Wasserstoffversorgung in einer ersten Phase an den Nachfragen des Verkehrs und der Industrie ausgerichtet werden**.
- Ein Drittel der nationalen Wasserstoffnachfrage entfällt auf das Land NRW, das über alle Komponenten einer Wasserstoffinfrastruktur verfügt. Nicht zuletzt auch

aufgrund seiner geografischen Lage wird NRW das Drehkreuz einer zukünftigen Wasserstoffinfrastruktur sein. Der **Infrastrukturausbau in NRW spielt damit auch im nationalen Kontext eine besondere Rolle** und trägt maßgeblich zum Gelingen eines Aufbaus einer nationalen Infrastruktur bei. Der Infrastrukturaufbau sollte daher unter Berücksichtigung der landesspezifischen Anforderungen vorangetrieben werden. Die Kopplung der Infrastrukturen Strom, Erdgas und Wasserstoff sind dabei integriert zu denken und entsprechend zu planen.

- Aufgrund einer geringen Eigenversorgung sollte das Land Nordrhein-Westfalen den Aufbau einer **Wasserstofferzeugung in Norddeutschland** unterstützen. Darüber hinaus sollte NRW gemeinsam mit dem Bund auf die **Etablierung eines internationalen Marktes** für grünen Wasserstoff hinwirken, da Wasserstoffimporte sowohl aus nationaler und damit auch aus NRW Perspektive unverzichtbar sind.
- Um die Kostenreduktionspotenziale für die sukzessive Umstellung von Erdgaspipelines und bestehender Salzkavernen maximal erschließen zu können, sollte die **Nutzung der bestehenden Infrastruktur während des Aufbaus der Wasserstoffversorgung priorisiert werden.**

---

## Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis .....	1
1 Vorbemerkung.....	3
2 Einleitung .....	4
3 Methodologie und Rahmendaten des Nationalen Szenarios .....	6
4 Szenarioergebnisse.....	12
4.1 CO <sub>2</sub> -Emissionen.....	12
4.2 Primär- und Endenergiebedarf .....	12
4.3 Systemkosten .....	14
4.4 Energiesektor .....	16
4.4.1 Stromnachfrage.....	16
4.4.2 Strombereitstellung und installierte Erzeugungskapazitäten.....	17
4.4.3 Erdgas bzw. Methan .....	20
4.5 Wasserstoff.....	21
4.5.1 Wasserstoffnachfrage .....	21
4.5.2 Wasserstoffbereitstellung .....	22
4.5.3 Wasserstoffimport .....	23
4.6 Gebäude .....	28
4.6.1 Wärmenachfrage.....	29
4.6.2 Wärmebereitstellung für den Gebäudesektor .....	30
4.7 Industrie .....	31
4.7.1 Roheisen- bzw. Stahlherstellung .....	32
4.7.2 Grundstoffchemie.....	33
4.8 Verkehrssektor .....	36
4.8.1 Kraftstoffnachfrage und –bereitstellung .....	36
4.8.2 Flottenentwicklung .....	39
4.9 Sensitivitätsanalyse.....	43
4.9.1 Ergebnisse der Sensitivitätsanalysen .....	43
4.9.2 Ergebnisse der Wertanalysen .....	46
4.10 Zwischenfazit Nationales Szenario.....	51
5 Entwicklung einer Wasserstoff-Infrastruktur für NRW .....	56
5.1 Methodik der räumlichen Optimierung.....	56
5.2 Methodik zur Regionalisierung der Nachfragen .....	58
5.3 Regionalisierung des Endenergiebedarfs, der Transmissionsnetze und Erzeugung .....	59

5.4 Szenario Überblick für NRW .....	68
5.4.1 Kurzfristige Entwicklung bis 2030 .....	69
5.4.2 Langfristige Entwicklung bis 2050 .....	75
5.5 Zwischenfazit Regionalisierung und NRW .....	82
6 Handlungsempfehlungen .....	85
Literaturverzeichnis .....	87

## **1 Vorbemerkung**

### **Disclaimer**

Die vorliegende Studie wurde im Auftrag des Ministeriums für Wirtschaft, Innovation, Digitalisierung und Energie des Landes Nordrhein-Westfalen (MWIDE) durch das Institut für Techno-ökonomische Systemanalyse (IEK 3) des Forschungszentrums Jülich erstellt. Zweck der Studie ist es, eine wissenschaftlich fundierte Grundlage für die Wasserstoff Roadmap NRW des Landes Nordrhein-Westfalen zu schaffen. Die Verantwortung der Ergebnisse liegt ausschließlich bei den Autoren.

### **Danksagung**

Ein Dank gilt den Mitgliedern des NRW-Netzwerks Brennstoffzelle und Wasserstoff der EnergieAgentur.NRW für die konstruktiven Hinweise während der Erstellung der Studie. Mit ihrem Engagement haben zahlreiche Kollegen des IEK3 zum Gelingen dieser Studie beigetragen. Unser besonderer Dank gilt Chloi Syranidou, Shitab Ishmam, Severin Ryberg sowie Stanley Risch.

## 2 Einleitung

Laut den Analysen des IPCC, reichen die derzeitigen Aktivitäten zur Reduktion der Treibhausgase nicht aus, um eine Begrenzung der globalen Erwärmung von 1,5°C zu erreichen [1]. Das IPCC fordert daher die schnelle Umsetzung von deutlich ambitionierteren Reduktionsmaßnahmen. Vor dem Hintergrund des Pariser Klimaschutzabkommens, das im Jahr 2016 von der Europäischen Union ratifiziert wurde, erlangten die Reduktionsverpflichtungen eine völkerrechtliche Verbindlichkeit. Folglich hat die EU sich das Ziel der Klimaneutralität im Jahr 2050 gesetzt. Im Dezember 2020 haben sich die EU Staats- und Regierungschefs darauf verständigt, das EU-Reduktionsziel für das Jahr 2030 von derzeit -40 % bis auf -55% anzuheben. [2].

Mit dem vorgestellten Energiekonzept für Deutschland leitete die Bundesregierung bereits im Jahr 2010 die Energiewende ein und formulierte Maßnahmen mit konkreten Treibhausgasreduktionszielen im Zeitverlauf bis zum Jahr 2050 [3]. Bezogen auf das Ausgangsjahr 1990 sollen demnach die nationalen Treibhausgasemissionen bis zum Jahr 2050 um mindestens 80% bis 95% reduziert werden. Entlang der Transformation bis zum Jahr 2050 hat die Bundesregierung für die Jahre 2020, 2030 und 2040 weitere Zwischenziele gesetzt. In dem von der Bundesregierung vorgelegten Klimaschutzprogramm 2030 [4], sind konkrete Maßnahmen zur Erreichung des Ziels für das Jahr 2030 definiert worden. Eines der Schlüsselemente ist die Nutzung von Wasserstoff u.a. in Mobilitätsanwendungen, zur saisonalen Speicherung erneuerbarer Energie, in industriellen Prozessen wie Stahl-, Ammoniak- und Methanolproduktion sowie zur Herstellung von Raffinerieprodukten. Die Bundesregierung sieht die Notwendigkeit des Aufbaus eines Wasserstoffsystems und hat dementsprechend eine nationale Wasserstoffstrategie erarbeitet und veröffentlicht. Ziel der Strategie des Bundes ist die Schaffung eines kohärenten Rahmens für die zukünftige Produktion, den Transport, Speicherung und die Nutzung von Wasserstoff. Für den Anschlag der Marktentwicklung ist ein Fördervolumen von etwa 7 Mrd. € bis zum Jahr 2030 vorgesehen. Ergänzend wird auf Bundeslandesebene derzeit an landespezifischen Wasserstoffstrategien gearbeitet, um die notwendigen Entwicklungen dort anzustoßen. [5-8].

Um seinen Beitrag zur Erreichung der bundesweiten und europäischen Klimaschutzziele zu leisten, hat das Land NRW eine eigene Energieversorgungsstrategie bis zum Jahr 2030 im Jahr 2019 verabschiedet [9]. NRW verfügt derzeit bereits über erste Infrastrukturelemente und zahlreiche weitere Initiativen und Projekte zum Aufbau und Weiterentwicklung einer Wasserstoffversorgung. Zum einen verfügt das Land NRW mit 240 km über das derzeit längste existierende Wasserstoff Pipelinennetz in Deutschland. Zum anderen besitzt NRW eine sehr hohe Industriedichte sowie ein dicht verknüpftes Erdgasnetz. Durch die derzeitige Umstellung von L- auf H-Gas kann darüber hinaus ein weiteres Potenzial für den Ausbau des Wasserstoffnetzes in NRW erschlossen werden. Hinzu kommen neue Projekte in der Industrie und im Verkehr, die auch auf lokaler Ebene zu einem Aufbau einer funktionierenden Wasserstoffinfrastruktur in NRW beitragen. So wird in der Raffinerie Rheinland am Standort Wesseling einer der weltweit größten PEM-Wasserstoff Elektrolyseanlagen errichtet. Nach Fertigstellung wird die Anlage eine Leistung von 10 MW<sub>el</sub> haben und rund 1.300 Tonnen grünen Wasserstoff pro Jahr bereitstellen. In Rahmen des Projekts H2Stahl sollen bis Ende 2021 die 28 Blasformen eines Hochofens auf den anteiligen Einsatz von

Wasserstoff umgestellt werden. Hinzu kommt das Projekt HyGlass welches den Einsatz von Wasserstoff als Ersatz für fossile Energieträger in der Glasindustrie fördert.

Darüber hinaus befinden sich in NRW einige große Projekte zur beschleunigten Marktdurchdringung von Brennstoffzellen-Fahrzeugen in der Umsetzung. In der Modellregion „DüsselRheinWupper“ geht man von bis zu 6.000 Brennstoffzellen Fahrzeugen in den Städten Düsseldorf, Duisburg, Wuppertal und dem Rhein-Kreis Neuss bis zum Jahr 2030 aus [10]. Zusätzlich, plant der Kreis Steinfurt im Jahr ca. 5.750 Tonnen Wasserstoff für Busse, Züge und Müllfahrzeuge bereitzustellen [8]. In Rahmen des Konzepts H2R für Rheinland sollen mehr als 1.000 Brennstoffzellen-Fahrzeuge in der Region betrieben werden [8]. Hinzu kommen weitere Projekte wie E-goH2-Ecosystem, HyDrive OWL und Hy-LandEL [8].

Zur Koordinierung der bestehenden Initiativen und zukünftigen Ausrichtung von Projekten und Aktivitäten im Wasserstoffbereich hat das Land NRW die Erstellung einer initiierten Wasserstoff-Roadmap gestartet. Das Ministerium für Wirtschaft, Innovation, Digitalisierung und Energie des Landes Nordrhein-Westfalen (MWIDE) hat das Forschungszentrum Jülich mit der Durchführung der wissenschaftlichen Begleitstudie zur Wasserstoff-Roadmap Nordrhein-Westfalen beauftragt, um eine wissenschaftlich fundierte Entscheidungsgrundlage für die Roadmap bereit zu stellen. Die Begleitstudie adressiert insbesondere folgende Fragen:

- *Welche Rolle spielt das Land Nordrhein-Westfalen in einem zukünftigen klimaneutralen Energieversorgungssystem in Deutschland?*
- *Welche Transformationspfade und Handlungsfelder lassen sich für das Land NRW identifizieren, um die gesetzten Treibhausgasreduktionsziele zu erreichen? Welche No-Regret-Maßnahmen lassen sich identifizieren?*
- *Welche Wasserstofferzeugungen und –nachfragen lassen sich für NRW identifizieren und quantifizieren? Wie muss eine adäquate Wasserstoffinfrastruktur ausgestaltet werden?*
- *Welche Bedeutung besitzen innerdeutsche Wasserstofftransporte und internationale Wasserstoffimporte für eine Wasserstoffversorgung in NRW?*

Die vorliegende wissenschaftliche Begleitstudie beschreibt die Stellung von Nordrhein-Westfalen im klimaneutralen Energiesystem Deutschlands im Jahr 2050 und zeigt einen kostenoptimierten Transformationspfad des Energiesystems auf. Zusätzlich wird das abgeleitete Szenario hinsichtlich seiner Robustheit untersucht und daraus No-Regret-Maßnahmen abgeleitet. Zur detaillierten Analyse des Wasserstoffsystems im Transformationspfad werden zusätzlich zu den etablierten Energieträgern auch zukünftige Wasserstoff-Quellen und -Senken für NRW im Detail analysiert. Anhand der abgeleiteten Wasserstoffflüsse zwischen Erzeugungs- und Nachfragezentren, wird der innerdeutsche und internationale Import von Wasserstoff nach NRW beschrieben. Aufbauen darauf wird die dafür notwendige Entwicklung der Wasserstoffinfrastruktur näher beleuchtet.

### 3 Methodologie und Rahmendaten des Nationalen Szenarios

Die vom Forschungszentrum Jülich (IEK-3) entwickelte und zur Bearbeitung der Studie verwendete Modellfamilie (siehe Abbildung 1) basiert weitgehend auf dem frei zugänglichen Modellgenerator FINE [12]. Mit diesem Modellgenerator ist es möglich, verschiedene Energieströme des Systems in hoher zeitlicher und räumlicher Auflösung zu modellieren und unter der Vorgabe von Treibhausgasreduktionszielen kostenoptimal zu berechnen



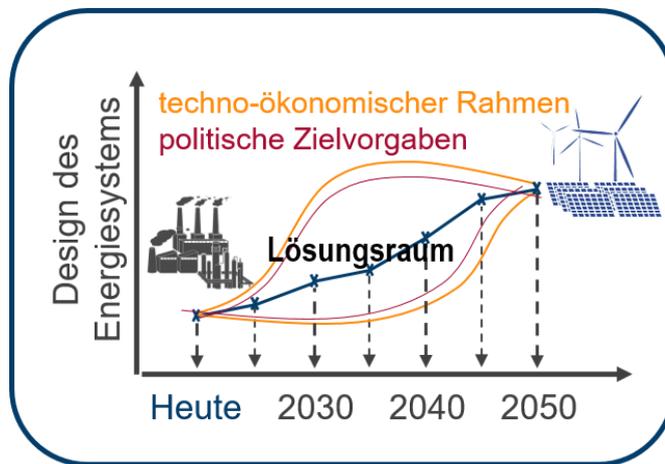
**Abbildung 1. Vorgehensweise der Modellierung**

Die Modellkomponenten werden miteinander gekoppelt und iterativ angewendet, so dass die jeweiligen Stärken der einzelnen Tools zum Tragen kommen. Zentrale Alleinstellungsmerkmale dieses Modellansatzes sind:

- Detaillierte Abbildung von PtX-Pfaden von der Primärenergie bis hin zur Nutzenergie
- Berücksichtigung von sektoralen Wechselwirkungen und Gewährleistung von Konsistenz
- Hohe zeitliche und räumliche Auflösung von Infrastrukturen und erneuerbarer Stromerzeugung

- Abbildung von zukünftigen Energieinfrastrukturen (Strom, Gas, H<sub>2</sub>) und Speichern mit hoher räumlicher Auflösung
- Detaillierte Darstellung von erneuerbaren Potenzialen insbesondere Wind und PV sowie von Elektrolysestandorten
- Abbildung von zukünftigen globalen Energiemärkten (z. B. Wasserstoff, synthetische Kraftstoffe)
- Ermittlung von robusten und gesamtwirtschaftlich optimierten Treibhausgasreduktionsstrategien unter Berücksichtigung von Datenunsicherheiten durch Anwendung neuer Methoden

Der Hauptbestandteil der Modellierung ist das Energiesystemmodell FINE-NESTOR [13], welches die Energieversorgung von der Primärenergie bis zur Endenergie über mehr als 1.000 potenziellen Pfade für Deutschland techno-ökonomisch abbildet. Vor allem die Unsicherheiten bezüglich zukünftiger Kosten werden mit einer neuen Methodik berücksichtigt [14]. Somit ist es mit dem Modell FINE-NESTOR [15] möglich, aus volkswirtschaftlicher Perspektive kosten-optimale Transformationspfade eines gesamten Energiesystems über einen Zeitraum bis zum Jahr 2050 zu berechnen.



**Abbildung 2: Schematische Darstellung für die Bestimmung des optimalen Transformationspfades für das Energiesystem**

Das Modell FINE-NESTOR bildet die nationale Energieversorgung ausgehend vom Primärenergieaufkommen, über den Umwandlungssektor bis hin zu den Endverbrauchssektoren ab. Die Sektoren werden in Form von zahlreichen relevanten Technologien bzw. Prozessketten abgebildet und über Energieflüsse verbunden. Die einzelnen Technologien werden mit charakteristischen Merkmalen energie-, emissions- und kostenseitig beschrieben. Um methodische Konsistenz und Reproduzierbarkeit zu gewährleisten, ist das Modell als ein geschlossenes Optimierungsmodell aufgebaut und ist darauf ausgerichtet, die Gesamtsystemkosten zu minimieren. Somit lässt sich unter Vorgabe der CO<sub>2</sub>-Ziele eine aus volkswirtschaftlicher Sicht kostenoptimale Transformationsstrategie berechnen (Abbildung 2). Maßgebliche Einflussgrößen für die Analyse sind die energieverbrauchsbestimmende

Nachfragen wie zum Beispiel Bevölkerungsentwicklung, Bruttowertschöpfung, Güternachfragen, Verkehrsnachfragen die nicht Bestandteil der Optimierung sind [11].

Das Modell verfügt über eine hohe zeitliche Auflösung im Stundenbereich für ein gesamtes Jahr, um sowohl saisonale als auch tägliche Fluktuation der Einspeisung von Erneuerbaren Energie und deren Auswirkungen auf das Energiesystem problemgerecht abbilden zu können. Vor dem Hintergrund der zunehmenden Bedeutung von Sektorkopplung besteht ein besonderer Vorteil des Modellansatzes darin, alle Wechselwirkungen und Ausgleichseffekte des Energiesystems konsistent berücksichtigen zu können. Das Modell verfügt darüber hinaus über einen methodischen Ansatz zur adäquaten Behandlung von Unsicherheit in der Kostenentwicklung der einzelnen Technologien bis zum Jahr 2050.

Die zentrale Lage Deutschlands im europäischen Stromsystem bedarf einer detaillierten Berücksichtigung der Stromim- und exporte. Das Modell EuroPower [17] analysiert das europäische Höchstspannungsnetz knotenscharf [18] und liefert damit die Grundlage des Stromaustauschs für das Deutschland-Modell (FINE-NESTOR). Da das europäische Ausland nicht Bestandteil der Optimierung ist, wird hier der Ausbau des Stromsektors auf der Basis der Netzentwicklungspläne sowie der Zehnjahresspläne [19] der ENTSO-E zugrunde gelegt.

Es ist davon auszugehen, dass die globalen Energiemärkte zukünftig um den Handel mit Wasserstoff, synthetischen Kraftstoffen und synthetischem Methan erweitert werden. Mit Hilfe eines Simulationsmodells werden weltweite Energieversorgungsstrukturen und mögliche Potenziale zur Bereitstellung von Wasserstoff und synthetischen Brenn- und Kraftstoffen abgeleitet [12]. Hierbei werden windreiche Länder (z. B. Kanada, Chile, Island, Argentinien und China) sowie sonnenreiche Länder (z. B. Marokko, Peru, Chile, Algerien und Saudi-Arabien) detailliert betrachtet. Dazu wird von der Stromerzeugung, Umwandlung und Transport die gesamte Wertschöpfungskette bis zum Anlandungshafen in Deutschland techno-ökonomisch modelliert. Die Importkosten für die Energieträger (Wasserstoff, synthetische Kraftstoffe und synthetisches Methan) werden mit einer Kosten-Mengenkurve an das FINE-NESTOR Modell übergeben. Somit kann das Modell auswählen, ob es beispielsweise kostengünstiger ist, Power-to-Fuel-Kraftstoffe in Deutschland herzustellen oder von einem der oben genannten Produktionsländer zu importieren.

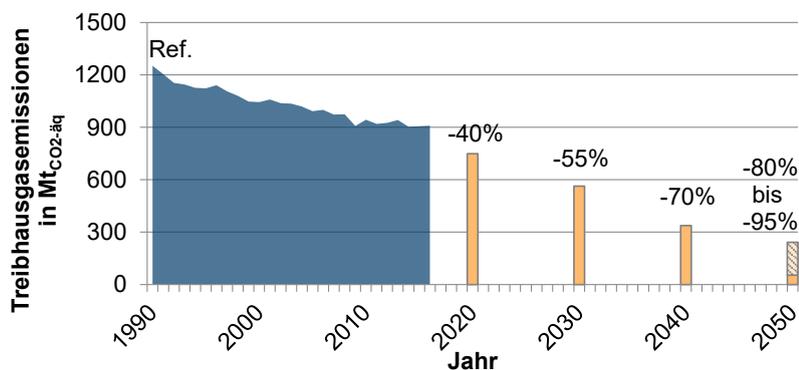
Die Stromerzeugung auf Basis von Windkraft und Photovoltaik, werden längen und breiten-gradgenau in stündlicher Auflösung für ganz Europa bzw. für die genannten Länder analysiert. Hierzu werden in einem ersten Schritt mit dem frei verfügbaren Modell GLAES [20] und sozio-ökonomischen Restriktionen (z. B. Mindestabstände zu Häusern oder Straßen etc.) die für erneuerbare Energie zur Verfügung stehenden Flächen berechnet. Für die Windenerzeugung in Deutschland werden die jeweils relevante Abstandsregeln der einzelnen Bundesländer berücksichtigt. Auf der Basis von 37 historischen Wetterjahren werden entsprechende techno-ökonomische Erzeugungspotenziale analysiert. Diese wiederum gehen als Input in das nationale Energiesystemmodell FINE-NESTOR ein.

Für eine genauere Dokumentation der einzelnen Modellkomponenten wird an der Stelle auf die Dokumentation der Studie „Wege für die Energiewende“ verwiesen [11]. Anschließend wird die beschriebene Optimierung des Energiesystems an die räumliche Optimierung der

Energieinfrastruktur gekoppelt, um NRW spezifische Merkmale ableiten zu können. Die angewendete Modellierung wird näher in den Kapiteln 5.1 und 5.2 zur räumlich aufgelösten Analyse von NRW beschrieben.

Die Bundesregierung hat das verbindliche Ziel gesetzt, die Treibhausgasemissionen bis zum Jahr 2050 um mindestens 80 % bis 95 % gegenüber 1990 zu verringern (Abbildung 1). Letzteres Reduktionsziel bedeutet ein weitgehend treibhausgasneutrales Energiesystem im Jahr 2050. Zusätzlich werden für die Zwischenjahre 2020, 2030 und 2040 Reduktionsziele definiert. Diese Treibhausgasemissionsziele werden durch eine Vielzahl weiterer Zielsetzungen begleitet, beispielsweise der Kernkraft- und Kohleausstieg. In Anlehnung an das Kohleverstromungsbeendigungsgesetz (KVBG) werden die in den jeweiligen Zwischenjahren verbleibenden Restkapazitäten von Kohlekraftwerken bis zum Jahr 2038 vorgegeben. Der Ausstieg aus der Kernenergie wird entsprechend dem gesetzlich festgelegten Stilllegungsplan im Modell implementiert.

Zusätzlich ist darauf hinzuweisen, dass die technische Möglichkeit der CO<sub>2</sub>-Abscheidung für verschiedenste Anwendungen im Rahmen der Analysen berücksichtigt wird<sup>1</sup>.



**Abbildung 3: Treibhausgasemissionen und nationale Reduktionsziele [5,6]**

Im Hinblick der angestrebten weitgehenden Klimaneutralität, wird im Rahmen der vorliegenden Studie nur die Transformationsstrategie untersucht, mit der die Treibhausgasemissionen bis zum Jahr 2050 um 95 % reduziert werden. Entsprechend können in den Zwischenjahren höhere Reduktionen erreicht werden, als die von der Bundesregierung gesetzten Ziele. Ergebnisse aus früheren Studien haben bereits gezeigt, dass die von der Bundesregierung definierten Zwischenziele nicht mit der Klimaneutralität kompatibel sind [11], was in der Folge zu einem stärker degressiven Pfad in der Dekade vor 2050 führen wird, um die Klimaziele in 2050 erreichen zu können.

Startpunkt der nachfolgenden Analysen ist das vom Forschungszentrum Jülich entwickelte Szenario „Wege für die Energiewende“ [11], das in Absprache mit dem Auftraggeber sowie

<sup>1</sup> Die Möglichkeit einer CO<sub>2</sub>-Speicherung wird in Deutschland jedoch ausgeschlossen, daher besteht lediglich die Option der CO<sub>2</sub>-Nutzung (CCU).

beteiligten Expertengremien weiterentwickelt und angepasst wurde. So wurde beispielsweise die mögliche jährliche Sanierungsrate der Gebäude entsprechend dem Trend der vergangenen Jahre auf durchschnittlich 1 % begrenzt. Untergrenzen für den Ausbau der erneuerbaren Stromerzeugungskapazität für einzelne Bundesländer wurden nach dem aktuellen Szenariorahmen des Netzentwicklungsplans Strom abgeleitet, sowie aktuelle bundeslandspezifische Abstandsregeln für Wind-Onshore berücksichtigt. Speziell für diese Studie wurde die Modellierung von Wasserstoff signifikant erweitert. Der Wasserstoffimport wurde um Option des Imports von blauen Wasserstoff aus den Niederlanden und Norwegen erweitert. Zusätzlich wurde der einheimische Wasserstofftransport um weitere Versorgungspfade mit Flüssigwasserstoff sowie Umstellung von Erdgaspipelines für Wasserstofftransport ergänzt. Insgesamt wurden im Laufe des Abstimmungsprozesses über 20 weitere Anpassungen vorgenommen.

Die Entwicklung des berechneten Transformationspfades des Energiesystems wird maßgeblich durch das Umfeld des Systems beeinflusst, welches mit Hilfe von Rahmendaten beschrieben wird. Die gewählten Rahmendaten sind weitestgehend an den Datensatz der Studie „Klimapfade für Deutschland“ [13] des Bundesverbandes der Deutschen Industrie (BDI) aus dem Jahr 2018 angelehnt worden. Demnach wird von einer Bevölkerungsentwicklung in Deutschland ausgegangen, die von ca. 81,5 Mio. Einwohner heute bis zum Jahr 2050 auf ca. 76,6 Mio. sinkt. Entsprechend der sinkenden Bevölkerungszahl wird ebenfalls von einer rückläufigen Beschäftigtenzahl ausgegangen. Zusätzlich wird davon ausgegangen, dass der bestehende Trend hin zu kleineren Haushaltsgrößen in Deutschland weiterhin anhalten wird. Danach wird bis zum Jahr 2050 von einer Erhöhung der Haushaltsanzahl um etwa 2 % (ca. 1 Mio. Haushalte) ausgegangen. Entsprechend, wird sich die Wohnfläche ebenfalls um 11 % gegenüber heute im Szenario erhöhen. Der bereits beobachtete Trend hin zu einem größeren Pro-Kopf-Wohnflächenbedarf wird sich daher weiter fortschreiben.

Nach dem Szenario der BDI-Studie wird für die Analysen von einem allgemeinen jährlichen Wirtschaftswachstum von 1,2 % ausgegangen. Für die Bruttowertschöpfung der Industrie wird nach BDI die gleiche durchschnittliche Wachstumsrate angenommen. Diese Rate variiert jedoch je nach der spezifischen Industriebranche. Im Verkehr wird davon ausgegangen, dass die Personenverkehrsnachfrage analog zum Bevölkerungsrückgang gegenüber heute leicht rückläufig sein wird. Demgegenüber wird auch aufgrund des antizipierten Anstiegs der industriellen Wertschöpfung angenommen, dass die Güterverkehrsleistung gegenüber heute um knapp 50 % ansteigen wird. Für eine detailliertere Beschreibung der Rahmendaten sei an der Stelle an die vorherigen Studien verwiesen [11].

**Tabelle 1: Auswahl von wichtigen Rahmendaten [13]**

	<b>2015</b>	<b>2020</b>	<b>2030</b>	<b>2040</b>	<b>2050</b>
Bevölkerung in Mio.	81,3	82,1	81,2	79,3	76,6
Haushalte in Mio.	40,5	41,6	42,1	42,2	41,4
Wohnfläche in Mrd. m <sup>2</sup>	3,599	3,653	3,759	3,865	3,971
Beschäftigte in Mio.	45,2	45,6	43,2	40,8	39,1
Bruttowertschöpfung in Mrd. €/a	2552	2678	3092	3476	3835

Personenverkehrsnachfrage in Mrd. Pkm	1138	1152	1181	1149	1116
Güterverkehrsnachfrage in Mrd. tkm	639	705	838	892	945

Eine weitere wichtige Eingangsgröße sind die angenommenen Energiepreise. Die Preisprojektionen der Grenzübergangspreise für den Zeitraum von 2020 bis 2050 sind an die Studien von Pfluger et al. (2017) [14] und Gerbert et al. (2018) [13] angelehnt worden. Die Trends der angenommenen Preisentwicklungen können auch in anderen Studien, wie dem World Energy Outlook (2018) [15] beobachtet werden. Hierbei wird in den Szenarien davon ausgegangen, dass aufgrund einer beschleunigten Klimapolitik die globale Nachfrage nach fossilen Energieträgern mittelfristig sinken wird und somit zu fallenden bzw. moderat ansteigenden Preisen führen wird.

**Tabelle 2: Annahmen bezüglich Grenzübergangspreise wichtiger Brennstoffe [13]**

	2020	2030	2040	2050
Steinkohle (ct/kWh)	1,6	1,7	1,9	2,1
Braunkohle (ct/kWh)	1,1	0,8	0,8	0,9
Erdgas (ct/kWh)	1,9	2,5	2,7	2,6
Diesel (ct/kWh)	4,7	5,4	4,7	3,6
Benzin (ct/kWh)	5,8	6,5	5,8	4,0

## 4 Szenarioergebnisse

Wichtige Randbedingung des normativen Basisszenarios ist die Vorgabe der Treibhausgasreduktionsziele der Bundesregierung. Demnach ist beabsichtigt, die Treibhausgasemissionen gegenüber 1990 bis zum Jahr 2030 auf 55 %, bis zum Jahr 2040 um 70 % und bis zum Jahr 2050 um 80 bis 95 % zu reduzieren [3]. Da die Bundesregierung sich zum Ziel gesetzt hat, bis zum Jahr 2050 Treibhausgasneutralität zu erreichen, wird für das Jahr 2050 das Reduktionsziel von 95 % vorgegeben. Um die Zielsetzungen zu erreichen, wird in allen Sektoren eine signifikante Reduktion der CO<sub>2</sub>-Emissionen benötigt (Abbildung 4). Eine besondere Rolle spielt hierbei der Energiesektor, der aus heutiger Sicht der größte CO<sub>2</sub>-Emittent ist [16]. Ausgehend von einem heutigen Emissionsniveau von fast 350 Mio. t werden bis zum Jahr 2050 über 96 % dieser Emissionsmenge reduziert, was einer fast kompletten Dekarbonisierung dieses Sektors gleichkommt. Der starke Rückgang bzw. die hohe Dynamik bis zum Jahr 2040 ist im Wesentlichen auf den Ausstieg aus der Kohleverstromung nach dem Plan des Kohleausstiegsgesetzes zurückzuführen.

### 4.1 CO<sub>2</sub>-Emissionen

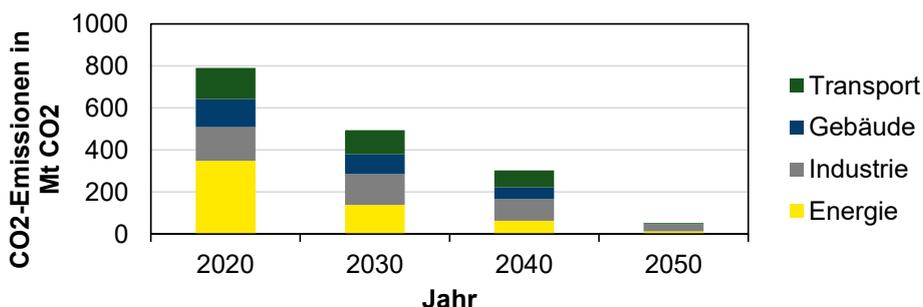


Abbildung 4: CO<sub>2</sub>-Emissionen bis zum Jahr 2050

Ausgehend von dem Minderungsziel von 95 % für das Jahr 2050 liegt die zulässige Gesamtemissionsmenge bei ca. 52 Mio. t CO<sub>2</sub>. Etwa zwei Drittel dieser Emissionen entfallen auf den Industriesektor, von denen mehr als 95 % prozessbedingt sind. Die verbleibenden Restemissionen der Sektoren Gebäude und Verkehr betragen in Summe knapp 7 Mio. t und sind somit nahezu klimaneutral.

### 4.2 Primär- und Endenergiebedarf

Die gesetzten Treibhausgasemissionsreduktionsziele der Bundesregierung sind durch eine deutliche Abnahme des Primärenergieverbrauchs sowie eine signifikante Änderung der Energieträgerzusammensetzung (Abbildung 5) erreichbar. Gegenüber 2020 sinkt der Primärenergieverbrauch bis zum Jahr 2050 um ca. 47 % und erreicht einen Wert von etwa 1890 TWh. Der Anteil fossiler Energieträger beträgt im Jahr 2050 nur noch knapp 3 % (im Wesentlichen Erdgas und nicht erneuerbare Abfälle), was weitestgehend eine Defossilisie-

Die Umstellung der deutschen Energieversorgung bedeutet. Der rückläufige Kohleeinsatz ist im Wesentlichen auf den beschlossenen Kohleverstromungsausstieg (bis spätestens 2038) sowie auf die Umstellung der Stahlerzeugung auf Wasserstoff-Direktreduktion zurückzuführen. Die Umstellung der Stahlindustrie erfolgt im Zeitverlauf sukzessive. So wird im Jahr 2040 noch eine geringe Menge Kohle zur Stahlerzeugung eingesetzt. Im Jahr 2050 erfolgt die Stahlerzeugung komplett CO<sub>2</sub>-frei. Das zukünftige Energiesystem basiert im Jahr 2050 auf erneuerbaren Energieträgern und die Substitution der fossilen Energieträger führt zu einer strombasierten Energieversorgung (Kapitel 4.4.2). Der Hauptanteil der Primärenergieverbrauchsdeckung entfällt mit einem Anteil von 47 % auf Windkraft und Photovoltaik. Etwa 20,4 % des gesamten Primärenergieverbrauchs basiert im Jahr 2050 auf dem Einsatz von Bioenergie. Der Anteil der Energieimporte (ausschließlich erneuerbar) am Primärenergiebedarf beträgt im Jahr 2050 etwa 25 % (478 TWh). Gegenüber dem heutigen Importanteil an Primärenergieträgern von ca. 70 % (2018: ca. 2570 TWh) liegt er damit deutlich niedriger. Die wichtigsten Importströme sind Wasserstoff bzw. PtL-Kraftstoffe, welche, mit Anteilen am Primärenergieverbrauch von 10 % bzw. 11 % eine zentrale Rolle für die Energieversorgung spielen (Kapitel 4.4). Aufgrund der hohen Bedeutung der Bereitstellung von Kerosin auf den zukünftigen Import von PtL-Kraftstoffen ist hier anzumerken, dass aufgrund der CO<sub>2</sub>-Bilanzgrenze des Modells ca. 100 TWh Kerosin, das in Deutschland getankt aber für internationale Flüge verwendet wird, zwar zum Primärenergieverbrauch hinzuge-rechnet wird, die resultierenden CO<sub>2</sub>-Emissionen allerdings nicht in Deutschland bilanziert werden. Das hat zur Folge, dass die Bereitstellung dieser 100 TWh Kerosin nicht Teil der Optimierungslösung des Modells sind und deswegen vereinfacht an die Entwicklung der Bereitstellung der ca. 13 TWh Kerosin für den inländischen Flugverkehr angelehnt werden.

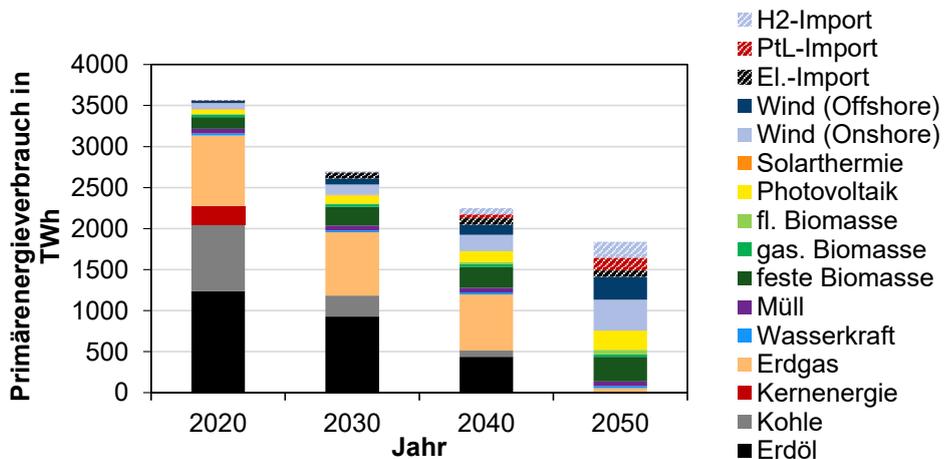
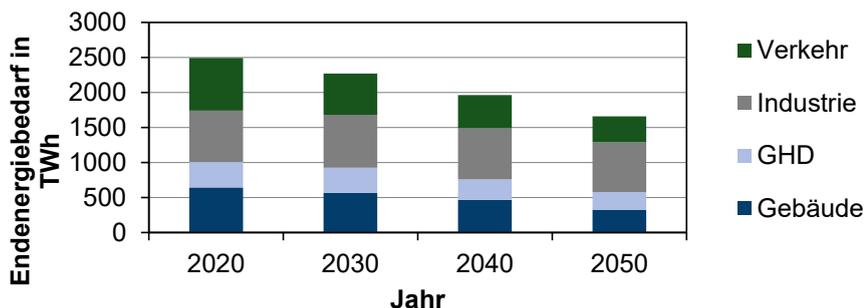


Abbildung 5: Primärenergieverbrauch nach Energieträger

Die deutliche Abnahme des Primärenergieverbrauchs wird vor allem durch erhebliche Energieeinsparungen erreicht, wie sich an der Entwicklung des sektorspezifischen Endenergiebedarfs erkennen lässt (Abbildung 6).



**Abbildung 6: Endenergieverbrauch nach Sektoren**

Gegenüber heute sinkt der gesamte Endenergiebedarf bis zum Jahr 2050 um gut 36 %. Allerdings fallen die Einsparraten der jeweiligen Sektoren unterschiedlich aus. Trotz einer auch in Zukunft steigenden Wohnflächennachfrage sinkt der Energieverbrauch des gesamten Gebäudesektors (Beheizung der Wohn- und Nichtwohngebäude inkl. Stromverbrauch für Anwendungen) um ca. 51 %. Wichtigste Treiber hierfür sind Wärmedämmmaßnahmen, effiziente Heizungstechniken sowie effiziente Stromanwendungen (z.B. Beleuchtung etc.). Ein ähnlicher Rückgang ist auch im Verkehrssektor festzustellen. Verglichen mit dem heutigen Verbrauch beträgt der Rückgang des Energieverbrauchs ca. 50 %, was im Wesentlichen auf den forcierten Einsatz energieeffizienter Antriebstechniken auf der Basis von Strom und Wasserstoff zurückzuführen ist. Der Rückgang des Energieverbrauchs der Industrie fällt mit ca. 6 % gegenüber heute deutlich geringer aus. Der schwächere Rückgang ist vor dem Hintergrund einer steigenden Bruttowertschöpfung<sup>2</sup> und der damit korrelierenden steigenden Güterproduktion zu sehen. D.h. durch die Energieeffizienzmaßnahmen wird der durch die Gütermehrproduktion sonst zu erwartende Energieverbrauchsanstieg überkompensiert. Zusammenfassend ist festzuhalten, dass Effizienzmaßnahmen in allen Sektoren wesentliche Bausteine der Transformationsstrategie sind, um die gesetzten Klimagasreduktionsziele zu erreichen.

### 4.3 Systemkosten

Da dem angewendeten Energiesystemmodell ein volkswirtschaftliches Optimierungskalkül zugrunde liegt, handelt es sich bei den berechneten Kosten um die minimalen Gesamtsystemkosten unter Berücksichtigung der gesetzten Randbedingungen (z.B. CO<sub>2</sub>-Reduktionsziele, Ausstieg aus der Kernenergie- und Kohleverstromung etc.). Unter den Gesamtsystemkosten ist die Summe aller Kosten (Investitionen für Erzeugung und Infrastruktur sowie Endgeräte, fixe und variable Betriebskosten, Kosten für Energieimporte etc.) zu verstehen, die für den Aufbau, Umbau und Betrieb des Energiesystems notwendig sind. Nicht berücksichtigt sind hierbei Effekte, die im Kontext der gesamten Volkswirtschaft ausgelöst werden. So werden beispielsweise Wertschöpfungseffekte, die durch eine Umsetzung der Reduktionsmaßnahmen erwartet werden können, nicht berücksichtigt. Hierfür bedarf es einer volkswirtschaftlichen Gesamtrechnung, die nicht Gegenstand des Auftrages

<sup>2</sup> Angenommene Steigerung um +47% bis 2050 im Vergleich zum Jahr 2015

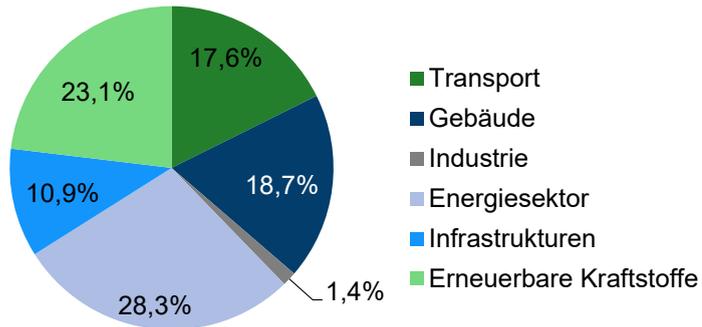
war. Die Umsetzung der CO<sub>2</sub>-Reduktionsmaßnahmen bewirkt auch eine Einsparung fossiler Energieträger und führt damit zu einer Einsparung der Energiekosten.

**Tabelle 3: Ausgewählte Kosten des Referenzszenarios**

<b>Jahr 2050</b>		<b>Szenario</b>
<b>Mehrinvestitionen ggü. heute</b>	Mrd. €/a	197
<b>Eingesparte Energiekosten ggü. heute</b>	Mrd. €/a	79
<b>Saldierte Kosten</b>	Mrd. €/a	118
<b>Anteil der saldierten Kosten am BIP 2050</b>	%	2,6
<b>Durchschnittliche Vermeidungskosten</b>	€/tCO <sub>2</sub>	159
<b>Grenzvermeidungskosten</b>	€/tCO <sub>2</sub>	690

Die Mehrkosten pro Jahr gegenüber heute liegen im Jahr 2050 bei ca. 197 Mrd. €. Die eingesparten Energiekosten betragen ca. 79 Mrd. € pro Jahr, so dass sich saldierte Mehrkosten in Höhe von etwa 118 Mrd. € berechnen (Tabelle 3). Bezieht man diese Mehrkosten auf das angenommene Bruttoinlandsprodukt des Jahres 2050, liegt der Anteil bei etwa 2,6 %. Die durchschnittlichen CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten betragen im Mittel rund 159 €/tCO<sub>2</sub>. Während die durchschnittlichen Vermeidungskosten das gesamte Maßnahmenportfolio umfassen, beschreiben die Grenzvermeidungskosten die Kosten der letzten reduzierten Tonne CO<sub>2</sub>, um das Reduktionsziel von 95% zu erreichen. Sie liegen daher mit ca. 690 €/tCO<sub>2</sub> deutlich höher.

Den größten Anteil mit gut 28,3 % an den Mehrkosten (inkl. Energieträgerimporte) besitzt der Energiesektor (Abbildung 7). Hierin sind Investitionen für den Ausbau der erneuerbaren Stromversorgung sowie den Bau von Elektrolyseuren enthalten. An zweiter Stelle folgen die Aufwendungen für erneuerbare Energieimporte (Wasserstoff, PtL) mit einem Anteil von 23,1 %. Mit Anteilen von 18,7 % bzw. 17,6 % spielen die notwendigen Kosten im Gebäudereich (z.B. Wärmepumpen, Wärmedämmungsmaßnahmen) und im Transportsektor (z.B. Elektrofahrzeuge) eine wichtige Rolle. Der Anteil der Mehrkosten für den Ausbau der Infrastruktur (z.B. Wasserstoffinfrastruktur, Ausbau des elektrischen Netzes) beläuft sich auf etwa 10,9 %.



**Abbildung 7: Aufteilung der Mehrkosten im Jahr 2050 gegenüber heute**

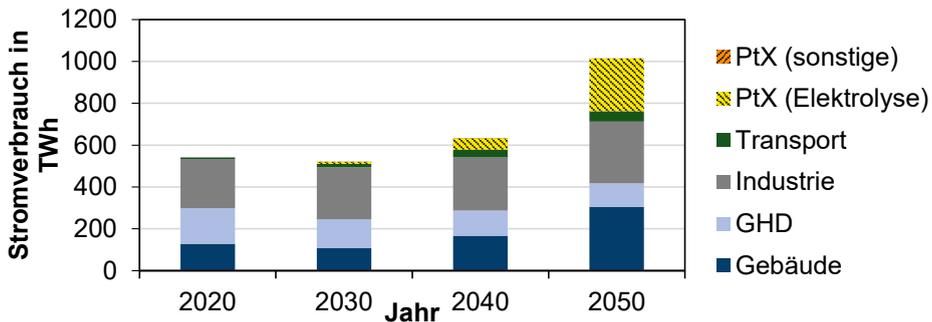
Es ist darauf hinzuweisen, dass die Höhe der ausgewiesenen Kosten stark mit den getroffenen Annahmen korreliert. So hängt die Höhe der eingesparten Energiekosten stark von den Energiepreisprojektionen ab. In der vorliegenden Studie wird von moderat steigenden und teilweise von einer Reduktion fossiler Energieimportpreise ausgegangen (vgl. Tabelle 2). Ein stärkerer Anstieg der Energiepreise würde demzufolge zu höheren Einsparkosten und damit auch zu niedrigeren Gesamtsystemkosten führen. Darüber hinaus ist anzumerken, dass die für das Jahr 2050 ausgewiesenen Mehrkosten den Scheitelpunkt bzw. das Maximum markieren. Die Mehrkosten beinhalten aufgrund teilweise langer Abschreibungsdauern auch Maßnahmen, die weit vor dem Jahr 2050 implementiert wurden. Da diese Techniken zeitnah nach dem Jahr 2050 durch effizientere und kostengünstigere Alternativen ersetzt werden, ist davon auszugehen, dass die jährlichen Mehrkosten nach dem Jahr 2050 deutlich abnehmen werden.

## 4.4 Energiesektor

### 4.4.1 Stromnachfrage

Gegenüber heute nimmt der gesamte Stromverbrauch bis zum Jahr 2050 um etwa 82 % zu und erreicht einen absoluten Wert von ca. 1014 TWh (Abbildung 8). Ein wesentlicher Grund ist der Anstieg des Stromverbrauchs in den Endverbrauchssektoren Gebäude, GHD, Industrie und Verkehr. Da die Substitution von fossilen Energieträgern eine zunehmende Elektrifizierung in diesen Sektoren bewirkt, nimmt der Stromverbrauch alleine dieser Sektoren um gut 40 % auf einen Wert von 761 TWh zu. Damit macht der Anteil der Sektoren Gebäude, GHD und Verkehr im Jahr 2050 etwa drei Viertel des gesamten Stromverbrauchs aus. Insbesondere in dem Sektor Gebäude (inkl. Stromanwendungen<sup>3</sup>) nimmt der Stromverbrauch trotz intensiver Stromeinsparungen im Anwendungsbereich stark zu. Ursache hierfür ist der verstärkte Einsatz von Wärmepumpen.

<sup>3</sup> z.B. Beleuchtung, IKT etc.



**Abbildung 8: Vergleich der Entwicklung des Nettostromverbrauchs nach Sektor bzw. Anwendungsbereich**

Der Anstieg des industriellen Stromverbrauchs ist zum einen auf eine zunehmende Elektrifizierung der Prozesswärmeerzeugung und zum anderen auf eine generelle nachfragebedingte Erhöhung der Güterproduktion zurückzuführen. Aufgrund des zunehmenden Einsatzes von Elektrofahrzeugen sowie einer Zunahme der Verkehrsleistungen des schienegebundenen Verkehrs steigt der Stromverbrauch des Transportsektors auf einen Wert von knapp 50 TWh an. Ein anderer wesentlicher Grund für den Anstieg des gesamten Stromverbrauchs ist der zunehmende Einsatz von Elektrolyseuren für die Erzeugung von Wasserstoff. Der Anteil des für die Elektrolyse eingesetzten Stroms am gesamten Stromverbrauch beträgt im Jahr 2050 ca. 25 % (252 TWh).

#### 4.4.2 Strombereitstellung und installierte Erzeugungskapazitäten

Um die Stromnachfrage zu decken, ist ein signifikanter Zubau von Erzeugungskapazität notwendig (Abbildung 9). So steigt die installierte Gesamtkapazität von heute etwa 230 GW auf 549 GW an. Exogen vorgegeben wurde der beschlossene Ausstieg aus der Kernenergieerzeugung (bis 2022, gemäß dem Atomgesetz) sowie der Ausstieg aus der Kohleverstromung bis spätestens zum Jahr 2038 (gemäß Kohleverstromungsbeendigungsgesetz, KVBG). Das KVBG regelt die Außerbetriebnahme von kohlegefeuerten Kraftwerkskapazitäten. Dementsprechend wird die kohlegefeuere Kapazität bis zum Jahr 2030 auf einen Wert von 9 GW (Braunkohle) bzw. 8 GW (Steinkohle) reduziert. Während die Erdgasverstromung aufgrund des Ausstiegs aus der Kohle- und Kernenergieerzeugung zum Anfang des betrachteten Zeithorizonts noch eine wichtige Rolle bei der Deckung der Nachfrage bei schwacher erneuerbarer Erzeugung spielt, nimmt sie aufgrund der stringenten CO<sub>2</sub>-Restriktionen im Zeitverlauf deutlich ab. Der zukünftige Kapazitätszubau basiert mit fortschreitendem Zeitverlauf im Wesentlichen auf den Zubau erneuerbarer Kapazitäten. Hierbei spielen Windkraft und Photovoltaik eine maßgebliche Rolle. Mit etwa 469 GW im Jahr 2050 liegt die installierte Kapazität dieser beiden Optionen damit um mehr als einen Faktor 4 über den heute installierten Kapazitäten.

Die Onshore Windkraftleistung beträgt im Jahr 2050 ca. 198 GW (2019: ca. 54 GW)<sup>4</sup>. Entsprechend den Vorgaben des Auftraggebers und der eingebundenen Expertengremien wird die Kapazität der Offshore Windkraftleistung für das Jahr 2050 mit 60 GW (2019: 7,5 GW) exogen vorgegeben<sup>5</sup>. Die installierte Leistung von Photovoltaikanlagen steigt gegenüber heute (2019: ca. 50 GW) auf einen Wert von 211 GW an. Der Vergleich mit den heutigen installierten Kapazitäten verdeutlicht, dass bis zum Jahr 2050 ein signifikanter Zubau notwendig ist. Dementsprechend muss gemäß den Modellierungsergebnissen im Schnitt bis zum Jahr 2050 ein jährlicher Netto-Zubau von ca. 4,8 GW Onshore-Windkraft und ca. 5,3 GW PV-Kapazität realisiert werden, um die notwendige Leistung bis zum Jahr 2050 zu erreichen. Im Zeitverlauf spielt die Rückverstromung von Wasserstoff eine immer wichtigere Rolle. Die installierte Rückverstromungskapazität beträgt im Jahr 2050 ca. 52 GW und setzt sich aus Gasturbinen, GuD und SOFC Brennstoffzellen zusammen.

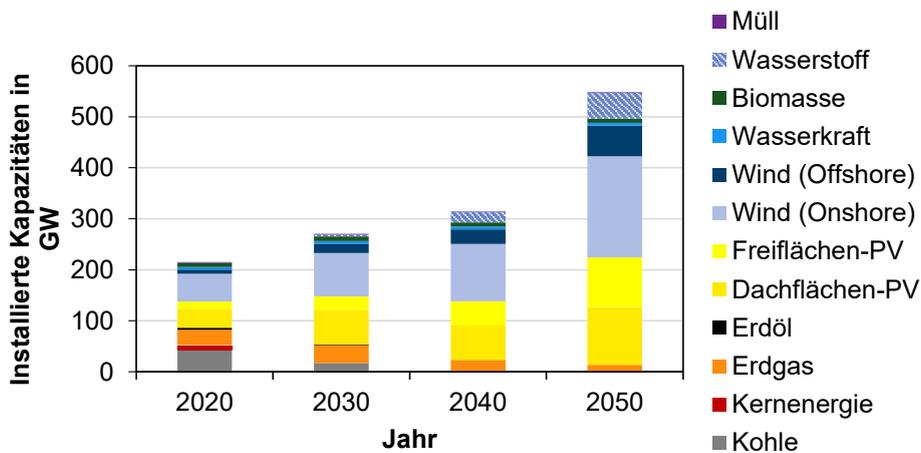
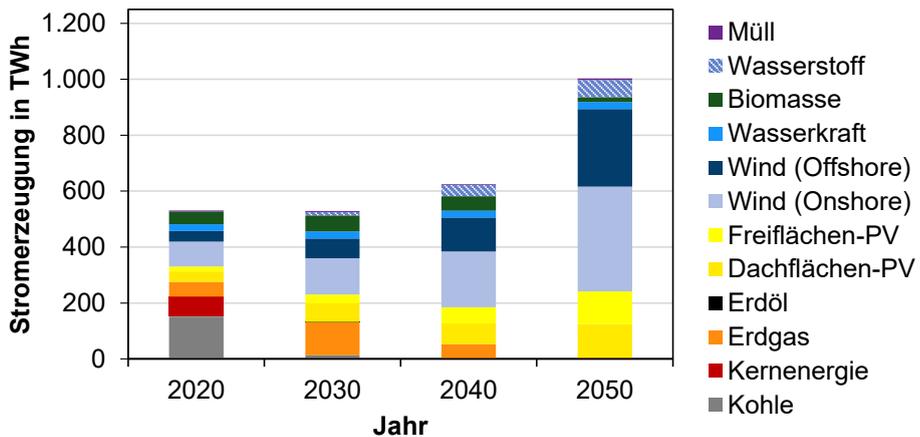


Abbildung 9: Installierte elektrische Leistung nach Energieträger

<sup>4</sup> Für die Ermittlung eines maximal möglichen Zubaupotenzials wurde bis auf die Bundesländer Schleswig-Holstein, Niedersachsen und Bayern eine Abstandsregel von 1000 m zu ländlichen Siedlungen und städtischen Bebauungen zugrunde gelegt. Für Bayern wurde die 10H Regelung und für Niedersachsen und Schleswig-Holstein eine länderspezifische Regelung (Optout) unterstellt, die ein Abweichen von der 1000 m Abstandsregelung zulässt.

<sup>5</sup> Sie ist somit nicht Ergebnis der Optimierungsrechnung.



**Abbildung 10: Stromerzeugung nach Energieträger bis zum Jahr 2050**

Während heute die fossile Stromerzeugung einen Anteil von 60 % an der Gesamterzeugung ausmacht, nimmt sie im Zeitverlauf sukzessive ab und spielt im Jahr 2050 praktisch keine Rolle mehr (Abbildung 10)<sup>6</sup>. Gegenüber heute wird Deutschland zu einem Importland von erneuerbarem Strom. Bezogen auf die Gesamtstrommengen besitzen die Stromimporte jedoch keine große Bedeutung. Gemessen am gesamten Bruttostromverbrauch spielen die saldierten Importe mit einem Anteil von 2,1 % nur eine geringe Rolle. Die Stromerzeugung aus Photovoltaikanlagen (Dach- und Freifläche) beläuft sich im Jahr 2050 auf einen Wert von 236 TWh und macht etwa 23 % der gesamten Bruttostromerzeugung aus. Die durchschnittlichen Vollastbenutzungsstundendauern der PV Anlagen liegen in einer Bandbreite von 1055 bis 1200 Stunden. Die Stromerzeugung aus Windkraft ist das Rückgrat der Stromerzeugung im Jahr 2050. Mit einer Erzeugung von insgesamt 653 TWh trägt sie mit etwa 64 % (Offshore: 27 %, Onshore: 37 %) zur gesamten Bruttostromerzeugung bei. Die durchschnittliche Vollastbenutzungsstundendauer von Onshore-Windkraftanlagen liegen in einer Bandbreite von 1330 bis 2300 Stunden und für Offshore-Windkraft werden in Schnitt ca. 4300 Stunden erreicht. Die erzeugte Rückverstromungsmenge auf Basis von Wasserstoff beträgt 61 TWh, was im Jahr 2050 einem Anteil von 6 % an der gesamten Bruttostromerzeugung entspricht.

<sup>6</sup> Das Kohleverstromungsbeendigungsgesetz (KVBG) regelt den Rückgang des heutigen Kohlekraftwerksbestandes bis zum Jahr 2038. Die dort festgelegten Restkapazitäten für die jeweiligen Jahre sind als Obergrenzen zu verstehen. Das KVBG regelt nicht die Produktion der Strommengen. Daher ist aus heutiger Sicht offen, wieviel Strom aus Kohlekraftwerken bis zum Jahr 2038 noch produziert wird. Die hier ermittelte geringe Stromerzeugung aus Kohlekraftwerken ist ein Ergebnis einer volkswirtschaftlichen Kostenoptimierung im Hinblick auf die Erreichung von sektorenübergreifenden Klimaschutzzielen.

### 4.4.3 Erdgas bzw. Methan

Etwa ein Viertel des deutschen Primärenergieaufkommens wird derzeit mit Erdgas gedeckt. Nach Erdöl mit einem heutigen Anteil von ca. 35 % ist Erdgas der zweitwichtigste Energieträger der deutschen Energieversorgung. Vor diesem Hintergrund besitzt die Entwicklung der zukünftigen Erdgasnachfrage eine besondere Bedeutung. Um das Ziel einer CO<sub>2</sub>-Minderung von 95 % bis zum Jahr 2050 zu erreichen, ist eine Defossilisierung des Energiesystems notwendig. Wie die Analysen zeigen, ist hierfür der Ausstieg aus der Versorgung mit fossilem Gas notwendig. Abbildung 11 zeigt den Verlauf des Erdgasverbrauchs bis zum Jahr 2050. Ausgehend von dem heutigen Verbrauchsniveau ist der Erdgasverbrauch bis zum Jahr 2040 kontinuierlich leicht rückläufig und geht danach stark zurück. Wesentliche Ursache für den massiven Rückgang des Erdgasverbrauchs ab dem Jahr 2040 sind die stringenten CO<sub>2</sub>-Reduktionsziele. Während entsprechend den gesetzten Reduktionszielen die CO<sub>2</sub>-Emissionen in den Dekaden 2020-2030 und 2030-2040 um jeweils 15 Prozentpunkte reduziert werden müssen, muss in der letzten Dekade (2040 bis 2050) eine Einsparung von 25 Prozentpunkten erfolgen, um das Minderungsziel von 95 % zu erreichen.<sup>7</sup> Der stark rückläufige Verbrauchsrückgang ist in allen Sektoren festzustellen. Im Jahr 2050 liegt der Erdgasverbrauch bei einem Wert von ca. 50 TWh, was nur noch einem Anteil von 2,6 % am gesamten Primärenergiebedarf entspricht. Zusätzlich werden knapp 35 TWh Biomethan im Jahr 2050 eingesetzt (vgl. Abbildung 11). Der gesamte Methaneinsatz beträgt somit im Jahr 2050 ca. 85 TWh, was einem Anteil von ca. 4 % am gesamten Primärenergieverbrauch entspricht. Prinzipiell besteht die Möglichkeit SNG im Inland zu erzeugen sowie zu importieren. Aufgrund der hohen Kosten sind sie jedoch in einem kostenoptimalen Szenario nicht Bestandteil der Lösung.

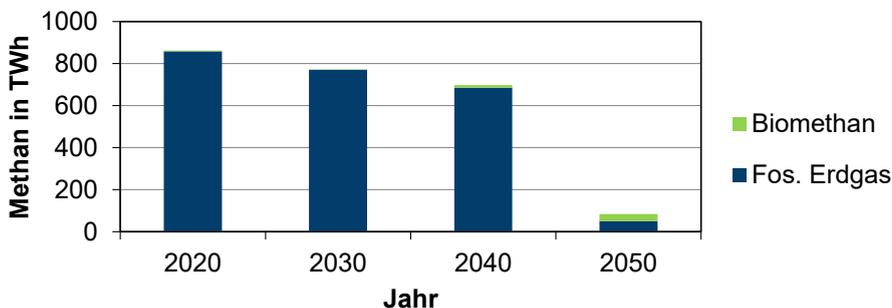


Abbildung 11: Methannachfrage im Zeitverlauf

<sup>7</sup> Dies verdeutlicht, dass die von der Bundesregierung für die jeweiligen Jahre 2020, 2030 und 2040 gesetzten Minderungsziele auf eine Gesamtminderung von 80 % bis zum Jahr 2050 ausgerichtet sind. Eine neue Ausrichtung der Zwischenziele 2030 und 2040 auf ein Minderungsziel von 95 % würde die starken Brüche vermeiden.

## 4.5 Wasserstoff

### 4.5.1 Wasserstoffnachfrage

Die Wasserstoffnachfrage nimmt im Zeitverlauf zwischen den Jahren 2020-2050 deutlich zu (siehe Abbildung 12). So liegt die benötigte Wasserstoffmenge im Jahr 2050 bei knapp 370 TWh (ca. 11 Mio. t) und damit um ein vielfaches höher als die derzeitige Nachfrage von 43 TWh<sup>8</sup>. Die Sektoren Industrie und Verkehr gehören im Jahr 2050 mit Anteilen von 26 % (94 TWh) und 38 % (140 TWh) zu den wichtigsten Wasserstoffverbrauchern. Im Jahr 2050 wird Wasserstoff im Verkehr für ein breites Spektrum von Anwendungen eingesetzt, inklusive PKWs, Kleintransporter und LKWs, Züge und Busse. Durch den steigenden Bedarf der PKWs und Kleintransporter und LKWs, wächst die Nachfrage im Verkehr vor allem ab dem Jahr 2025, und macht bereits ab 2035 den größten Anteil (ca. 35 %) der Gesamtnachfrage für Wasserstoff aus (für mehr Details siehe Unterkapitel 4.8.1). Im Jahr 2050 wird Wasserstoff in der Industrie vorwiegend zur Stahldirektreduktion, Zementherstellung und Prozesswärmeerzeugung sowie als ein chemischer Grundstoff zur Herstellung von Methanol und Ammoniak eingesetzt. Die Gesamtnachfrage im Industriesektor bleibt bis 2040 stabil, da zunächst die bestehende Wasserstoffnachfrage für Ammoniak und Methanol auf den grünen Wasserstoff umgestellt wird. Innerhalb von 10 Jahren verdoppelt sich anschließend die Nachfrage im Industriesektor durch zusätzlichen Bedarf in der Stahl- und Zementproduktion sowie Prozesswärmeerzeugung (für mehr Details siehe Unterkapitel 4.7). Der Anteil des Wasserstoffeinsatzes im Umwandlungssektor im Jahr 2050 beträgt ca. 31 %. Wasserstoff wird hier vorwiegend für die Rückverstromung in Gasturbinen und Brennstoffzellen eingesetzt. Zusätzlich, in der Anfangsphase der Transformation, wird Wasserstoff vor allem für die Herstellung von Synthesegas eingesetzt, welches für 30 % bis 50 % der Nachfrage des Umwandlungssektors in den Jahren bis 2030 verantwortlich ist. Der Wasserstoffeinsatz im Gebäudesektor ist mit einem Anteil von 5 % gering und wird vor allem in Brennwärkesseln unter anderem zur Deckung der Spitzenleistung von bivalenten Wärmepumpen eingesetzt (siehe Unterkapitel 4.6.2).

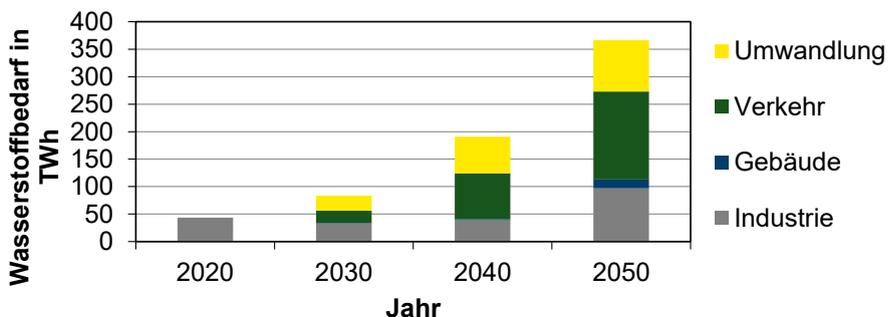


Abbildung 12: Entwicklung des jährlichen Wasserstoffbedarfs nach Sektor im Basisszenario

<sup>8</sup> Händleranlagen mit etwa 5-7 TWh für die Versorgung kleiner Nachfragen wurden nicht berücksichtigt.

#### 4.5.2 Wasserstoffbereitstellung

Zur Deckung der beschriebenen Wasserstoffnachfrage werden bis zum Jahr 2030 vor allem konventionelle Anlagen (grauer Wasserstoff bzw. Erdgasreformierung), Elektrolyse sowie Importe eingesetzt (Abbildung 13). Der Zuwachs der inländischen Erzeugung wird in den Jahren 2020 bis 2030 vor allem durch den Ausbau von Elektrolyse (4 bis 5 GW<sub>el</sub>) vorangetrieben, während die konventionellen Anlagen nur um ca. 1 GW ausgebaut werden (Abbildung 14). Die vorgesehenen Kapazitäten für Elektrolyse spiegeln sich auch in der nationalen Wasserstoffstrategie wider [17]. Anschließend wird der Ausbau der Elektrolyse deutlich verstärkt, so dass in den Jahren 2040 bzw. 2050 eine Gesamtleistung von jeweils ca. 28 GW<sub>el</sub> bzw. ca. 70 GW<sub>el</sub> erreicht werden müsste. Im gleichen Zeitraum nimmt die Bedeutung der konventionellen Anlagen stark ab, so dass bis zum Jahr 2050 nur noch Bestandsanlagen ohne eine nennenswerten Produktion vorzufinden sind (Abbildung 13).

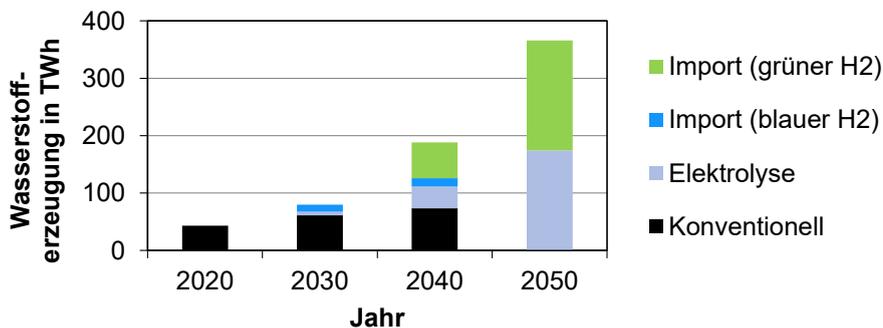


Abbildung 13: Entwicklung der jährlichen Wasserstofferzeugung nach Technologie bzw. Verfahren bis zum Jahr 2050

Die Optimierungsergebnisse verdeutlichen, dass für das Basisszenario im Jahr 2050 die insgesamt in Deutschland benötigte Wasserstoffmenge nicht ausschließlich durch inländische Produktion bereitgestellt wird (Abbildung 13). Bereits ab dem Jahr 2030 spielt der Import eine wichtige Rolle in der Wasserstoffversorgung. Die Ergebnisse des Szenarios zeigen, dass der Import von blauem Wasserstoff nach Deutschland in den Jahren 2030-2040 eine wichtige Brückentechnologie darstellt, um mittelfristig die notwendigen Importmengen bereitzustellen. Der blaue Wasserstoff wird bis zum Jahr 2050 nahezu vollständig durch grünen Wasserstoff abgelöst. Nach dem Jahr 2040 nimmt die Rolle der Importe von grünem Wasserstoff stark zu, sodass im Jahr 2050 mehr als die Hälfte (ca. 52 %) des Wasserstoffs nach Deutschland importiert wird.

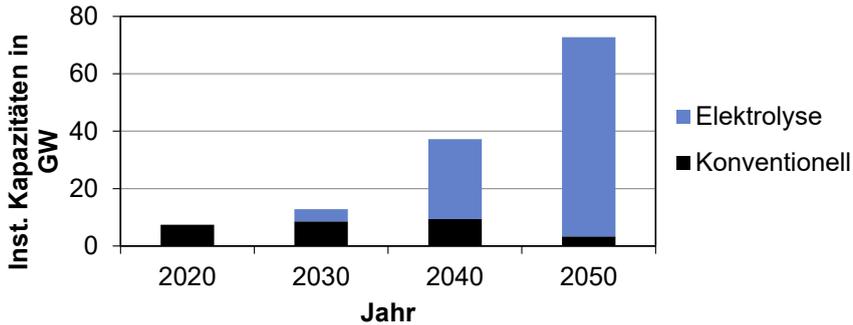


Abbildung 14: Entwicklung der installierten Leistung der Technologien bzw. Verfahren zur Wasserstoffherzeugung

#### 4.5.3 Wasserstoffimport

Im Folgenden werden die Ergebnisse zur internationalen Wasserstoffinfrastruktur und den resultierenden Importpfaden für erneuerbaren Wasserstoff nach Deutschland bis zum Jahr 2050 erläutert. Dabei wird davon ausgegangen, dass gasförmiger Wasserstoff über Pipelines aus den Niederlanden bezogen werden kann, während weitentfernte Importe als Flüssigwasserstoff in Deutschland angelandet werden können. Der Importmenge an grünem Wasserstoff in Deutschland für das Jahr 2050 wird über eine nachfrageabhängige Importkostenkurve zu 191 TWh bzw. 5,7 Mt<sub>H<sub>2</sub></sub> ermittelt. Dieser Bedarf wird entsprechend den Modellrechnungen unter Berücksichtigung einer globalen Allokation des erneuerbaren Wasserstoffangebots aus den windreichen nordeuropäischen Vorzugsregionen Island, Norwegen und den Britischen Inseln mit grünem Wasserstoff gedeckt (Abbildung 15).

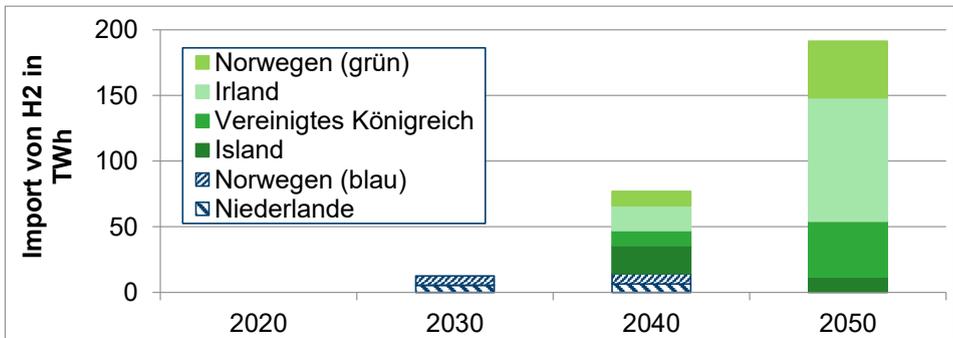


Abbildung 15: Zeitliche Entwicklung der Wasserstoffimporte nach Importregionen bis zum Jahr 2050

Aufgrund verschiedener Ausbaugrade der Windenergie bzw. der Photovoltaik in den betrachteten internationalen Vorzugsregionen ergeben sich unterschiedliche Importkosten für die einzelnen Importpfade nach Deutschland. Diese stehen entsprechend der weltweiten Wasserstoffnachfrage und Schwerpunktregionen im Wettbewerb mit der Versorgung der

anderen Regionen der Welt. Abbildung 16 stellt eine kostenoptimale Zuordnung der Wasserstoffflüsse für das Jahr 2050 dar.

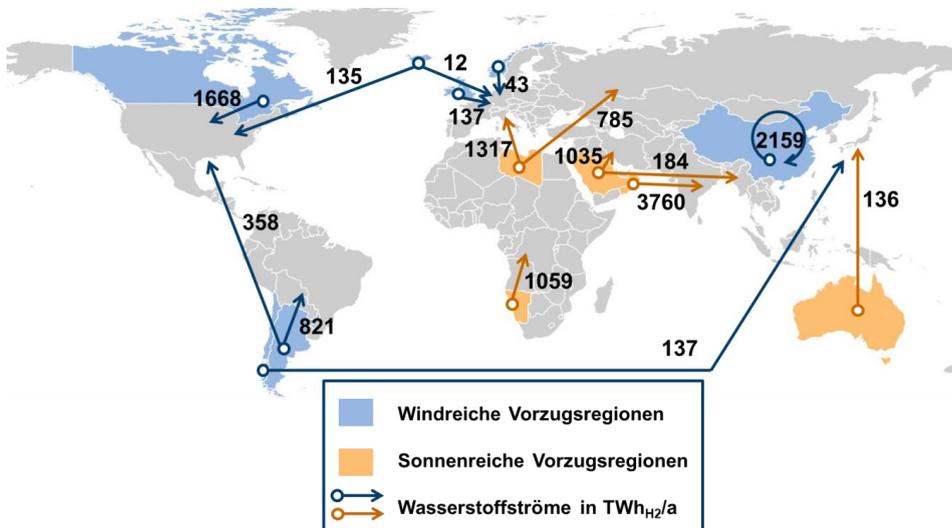
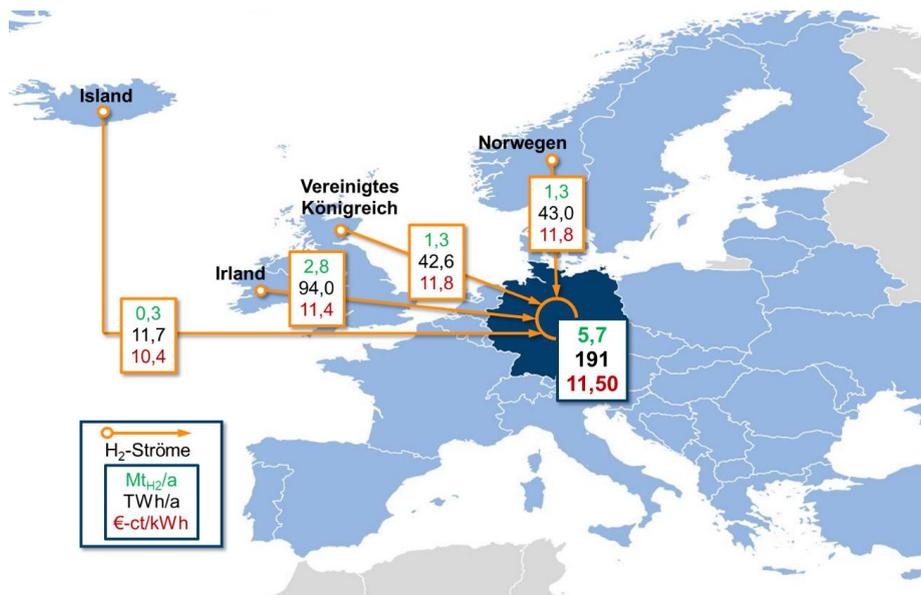


Abbildung 16: Gesamtkostenoptimale Wasserstoffallokation zur weltweiten Bedarfsdeckung

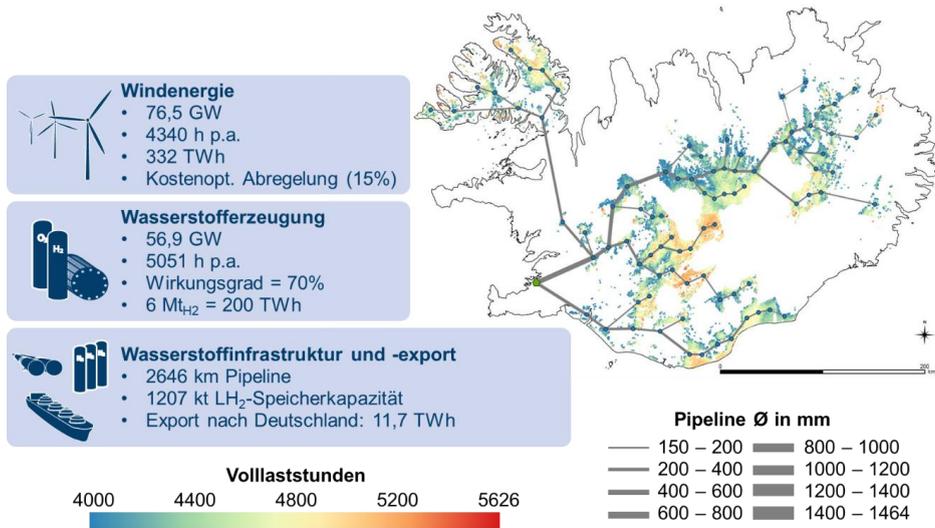
In Abbildung 17 sind die einzelnen modelhaft ermittelten Wasserstoffströme im Jahr 2050 nach Deutschland mit Angabe der jeweiligen Importmengen und zugehörigen Kosten angegeben. Der Importbedarf von 6,4 Mt<sub>H<sub>2</sub></sub>/a würde demnach zu knapp 5 % aus Island, etwa 50 % aus Irland, zu 22 % aus dem Vereinigten Königreich und zu 23 % aus Norwegen gedeckt werden. Aus diesen Importmengen ergeben sich gewichtete Importkosten für Deutschland von 11,55 €-ct/kWh bzw. knapp 3,85 €/kg<sub>H<sub>2</sub></sub> für das Jahr 2050.



**Abbildung 17: Detailansicht der Importströme nach Deutschland unter Berücksichtigung der Importmengen und –kosten im Jahr 2050**

Zur Berechnung der Importkosten für grünen Wasserstoff werden die notwendigen Infrastruktur der wichtigsten Exportländer für Deutschland techno-ökonomisch modelliert. Dabei wird nur der Neubau der Infrastruktur berücksichtigt und somit mögliche Umwidlungsmöglichkeiten wie zum Beispiel die Umstellung von Erdgaspipelines nicht betrachtet. Diese Umstellung bestehender Infrastrukturen kann die Wasserstoffkosten zusätzlich reduzieren<sup>9</sup>. Dies würde aber auch nationale Entscheidungen (z.B. Schaffung eines Regulierungsrahmens, Umlegung der Kosten) zur Erschließung dieser Potentiale benötigen. Abbildung 18 zeigt exemplarisch die Ergebnisse des Windenergieausbaus und der inländischen Wasserstoffinfrastruktur in Island. Diese windreiche Vorzugsregion exportiert im globalen Kostenoptimum etwa 4,6 MtH<sub>2</sub>/a. Dies erfordert einen Windenergieausbau von 76,5 GW Gesamtleistung, die exklusiv zur Wasserstofferzeugung genutzt werden. Mit Hilfe von Ryberg [18-21] werden mittleren Volllaststunden von 4340 h/a und eine jährliche Strommenge von 332 TWh errechnet.

<sup>9</sup> Der zunehmende Einsatz von Wasserstoff sowie der rückläufige Erdgasverbrauch erfordern die Modifizierung sowie den Aufbau einer neuen Wasserstoffinfrastruktur. Aus wirtschaftlicher Perspektive gilt es, die bestehende Erdgasinfrastruktur zu nutzen z.B. durch Umwidmung. Erdgasinfrastrukturen, die sich heute bereits in Planung befinden oder in Bau sind, sollten als „H2 Ready“ ausgelegt werden. Hiermit wird auch gewährleistet, dass Investitionen, die in der Vergangenheit für die Wertsteigerung der bestehenden Erdgasinfrastruktur aufgebracht wurden, nicht zu „stranded investments“ werden. Eine nachgelagerte detaillierte Analyse hierzu erfolgte im Rahmen der Studie nicht, wäre aber sehr zu empfehlen.



**Abbildung 18: Erforderlicher Windenergieausbau und Wasserstoffinfrastruktur in Island**

Durch eine Abregelung von Erzeugungsspitzen können die Volllaststunden der nachgeschalteten Elektrolyse auf 5051 h/a gesteigert werden. Mit einem Elektrolysewirkungsgrad von 70 % bezogen auf den Heizwert von Wasserstoff werden etwa 6 Mt<sub>H2</sub>/a produziert. Aufgrund von Wasserstoffverlusten bei der Kompression im Zuge des Pipelinetransports und Verflüssigung können 4,6 MtH<sub>2</sub>/a am ausgewählten Hafenstandort Reykjavik bereitgestellt werden. Zur Gewährleistung eines kontinuierlichen Exports wird ein Flüssigwasserstoffspeicher vorgesehen, der die volatile Wasserstoffproduktion und den diskontinuierlichen Transport per Schiff kompensiert.

Analog finden sich in Abbildung 19, Abbildung 20 und Abbildung 21 die Ausbaugrade der Windenergie der verbleibenden drei Exportregionen Irland, Vereinigtes Königreich und Norwegen. Zwar liegen in diesen Regionen etwas niedrigere Volllaststunden vor als in Island, dennoch betragen sie in allen Vorzugsregionen im Mittel mindestens 4000 h/a. So können 207, 79 bzw. 125 TWh Windstrom erzeugt werden. Wie bereits für das Beispiel Island erläutert, werden die Volllaststunden der Elektrolyse mithilfe einer kostenoptimalen Abregelung der Erzeugungsspitzen erhöht. Im Gegensatz zu Island würde im Ergebnis der durchgeführten Berechnungen der gesamte Wasserstoffüberschuss nach Abzug der einheimischen Nachfrage aus Irland, dem Vereinigten Königreich und Norwegen nach Deutschland exportiert werden können.

## Szenarioergebnisse

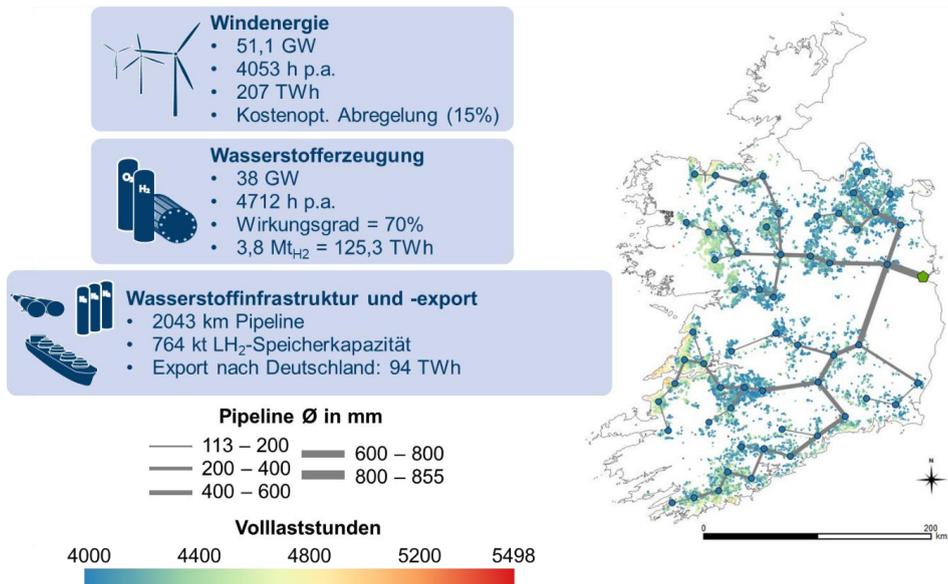


Abbildung 19: Erforderlicher Windenergieausbau und Wasserstoffinfrastruktur in Irland

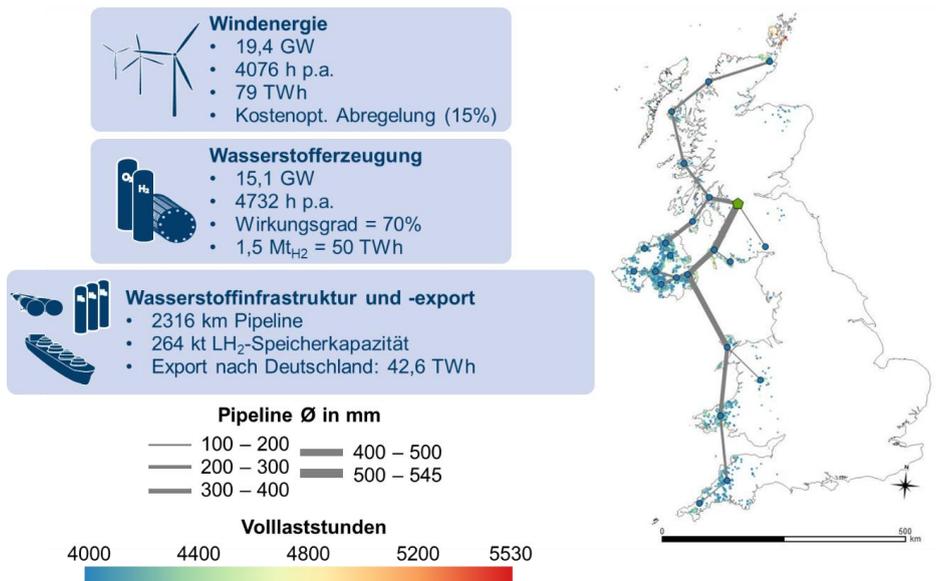


Abbildung 20: Erforderlicher Windenergieausbau und Wasserstoffinfrastruktur im Vereinigten Königreich

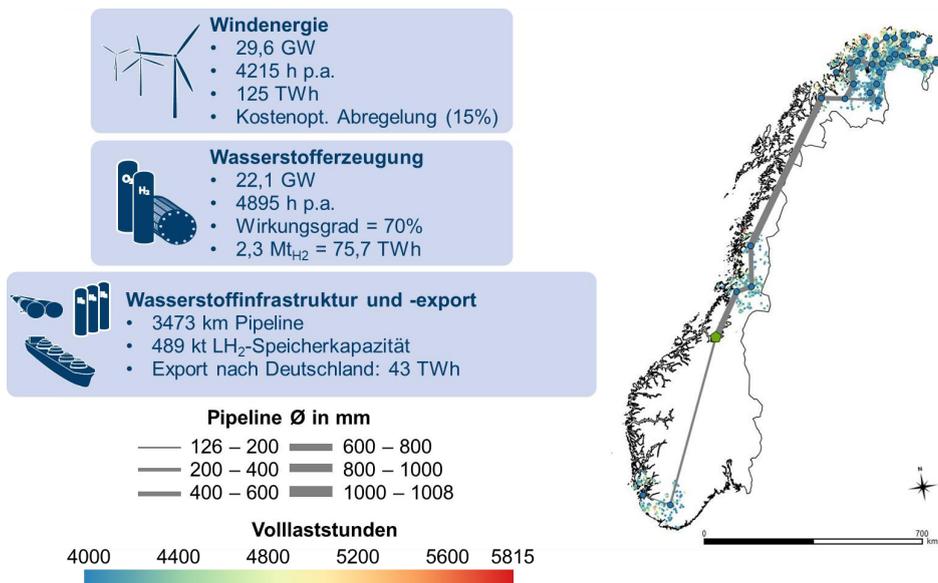


Abbildung 21: Erforderlicher Windenergieausbau und Wasserstoffinfrastruktur in Norwegen

## 4.6 Gebäude

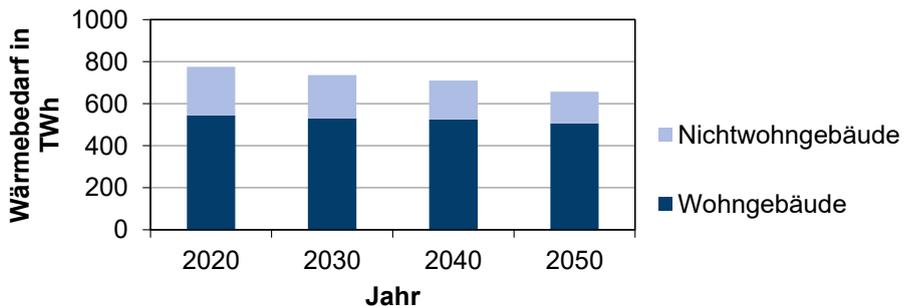
In Anlehnung an die BDI-Studie „Klimapfade für Deutschland“ [13] und der DENA Leitstudie „Integrierte Energiewende“ [22] wird davon ausgegangen, dass sich die zu beheizende Wohnfläche trotz einer abnehmenden Bevölkerung um ca. 11 % gegenüber heute erhöht und einen Wert von 3.971 Mrd. m<sup>2</sup> im Jahr 2050 erreicht. Dies ist auf eine auch in Zukunft steigende spezifische Pro-Kopf Wohnfläche zurückzuführen. Ursachen sind Effekte wie die Verkleinerung von Haushalten sowie die Zunahme von Single-Haushalten. Darüber hinaus nimmt der spezifische Wohnflächenverbrauch von Neubauten aufgrund höherer Komfortansprüche zu. In Anlehnung an die BDI-Studie „Klimapfade für Deutschland“ [13] wird davon ausgegangen, dass die Nutzfläche der Nichtwohngebäude gegenüber heute im Saldo um etwa 18 % abnimmt und einen Wert im Jahr 2050 von ca. 1.618 Mrd. m<sup>2</sup> erreicht. Ursachen sind der demografische Wandel und die damit korrelierende abnehmende Beschäftigungszahl sowie der Trend zu kleineren und geteilten Arbeitsplätzen sowie neue Formen der Arbeitsorganisation (vgl. [13], S. 214). Vergleicht man die insgesamt zu beheizende Wohnfläche (Wohn- und Nicht-Wohngebäude) des Jahres 2050 mit der Fläche von heute, bleibt diese in etwa konstant.

Hinzuweisen ist ebenfalls auf eine exogene Annahme in Absprache mit dem Auftraggeber, welche die zukünftige Wärmenachfrage und damit auch den Umfang der Wärmeerzeugung entscheidend beeinflusst. So wird die jährliche energetische Sanierungsrate bis zum Jahr 2050 mit maximal 1 % exogen vorgegeben, was dem Trend der vergangenen Jahre entspricht. Mit der Fixierung der Sanierungsrate wird dem Spannungsfeld Rechnung getragen, dass eine volkswirtschaftliche optimale Strategie nicht zwingend mit dem betriebswirtschaftlichen bzw. privateigentumswirtschaftlichen Kalkül eines Einzelakteurs einhergehen muss. Die Festlegung bedeutet, dass damit die Dynamik der Gebäudewärmesaniierung

festgelegt wird und darüber hinaus aus volkswirtschaftlicher Sicht bestehende Effizienzpotenziale nicht ausgeschöpft werden können<sup>10</sup> (vgl. [11]). Um trotzdem die Effekte einer höheren Sanierungsrate zu untersuchen, wird die Sanierungsrate in einer Sensitivätsberechnung variiert (siehe hierzu Kapitel 3.9.1).

### 4.6.1 Wärmenachfrage

Trotz einer steigenden Wohnflächennachfrage nimmt der Wärmebedarf (Raumwärme und Warmwasser) der Wohngebäude bis zum Jahr 2050 gegenüber heute um ca. 7 % ab (vgl. Abbildung 22). Zu unterscheiden ist zwischen der Entwicklung des heutigen Wohngebäudebestandes sowie dem Neubau bis zum Jahr 2050. Entsprechend der vorgegebenen energetischen Sanierungsrate werden gut ein Drittel des heute existierenden Bestandes bis zum Jahr 2050 energetisch saniert. Dominiert wird die Gesamteinsparung durch die Sanierung des Wohngebäudebestandes, dessen Wärmenachfrage im Jahr 2050 gegenüber heute um ca. 19 % niedriger liegt. Bei den neuen Gebäuden entsprechen im Jahr 2050 ca. zwei Drittel der Neubauten dem Effizienzstand der EnEV 2016. Etwa 14 % der neuen Gebäude im Jahr 2050 entsprechen dem Effizienzstandard KfW55 und ca. 20 % dem Effizienzstandard KfW40. Insgesamt sinkt der spezifische Wärmebedarf im Durchschnitt über alle Wohngebäude von heute ca. 152 kWh/m<sup>2</sup> a auf einen Wert von 126 kWh/m<sup>2</sup> a.



**Abbildung 22: Entwicklung der Wärmenachfrage von Gebäuden**

Bei den Nichtwohngebäuden ist der Rückgang des Wärmebedarfs mit gut 30 % gegenüber heute deutlich ausgeprägter. Hierfür sind mehrere Gründe anzuführen. Zum einen sinkt - wie zuvor beschrieben - die Nutzfläche bis zum Jahr 2050. Zum anderen ist die Lebensdauer der Nichtwohngebäude deutlich niedriger als bei den Wohngebäuden. Dies wiederum führt zu einer höheren Abrissquote und einem schnelleren Ersatz durch neue und effizientere Nichtwohngebäude.

<sup>10</sup> Wie frühere Szenarioanalysen zeigen [11] ist das Ausschöpfen von Effizienzpotenzialen im Gebäudesektor eine kosteneffiziente Maßnahme und führt zu höheren energetischen Sanierungsraten. Selbst bei deutlich niedrigeren CO<sub>2</sub>-Reduktionszielen sind gebäudeseitige Effizienzmaßnahmen wirtschaftlich darstellbar.

## 4.6.2 Wärmebereitstellung für den Gebäudesektor

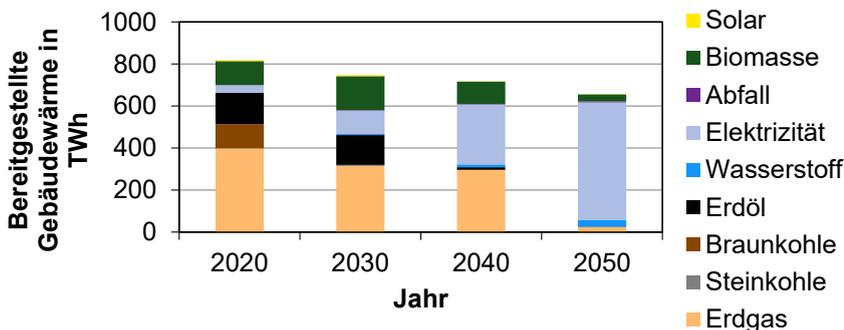


Abbildung 23: Bereitgestellte Raumwärme und Warmwassererzeugung (inkl. Fern- und Nahwärme) aufgeteilt auf Energieträger in TWh.

Die sinkende Wärmenachfrage führt erwartungsgemäß zu einem geringeren Energieträgereinsatz für die Erzeugung von Raumwärme und Warmwasser (Abbildung 23). Allerdings ist der Rückgang bis zum Jahr 2050 mit ca. 20 % gegenüber heute signifikanter als der Rückgang der Wärmenachfrage. Grund hierfür ist der stark zunehmende Einsatz von Wärmepumpen, deren Effizienz sich in dem Rückgang widerspiegelt. Während die heutige Erzeugung von Raumwärme und Warmwasser durch den Einsatz von Erdgas und Öl dominiert wird, nehmen die eingesetzten Mengen im Zeitverlauf zunehmend ab. So spielt im Jahr 2050 der Einsatz von Erdgas und Heizöl für die Erzeugung von Raumwärme und Warmwasser keine Rolle mehr. Auch nimmt der Einsatz von Bioenergie deutlich ab, da der Einsatz in anderen Sektoren (z.B. Industrie) kosteneffizienter und zielführender ist. Die starke Zunahme des Stromverbrauchs bis zum Jahr 2050 ist auf den massiven Einsatz von Wärmepumpen<sup>11</sup> zurückzuführen. So liegt der Stromanteil an den insgesamt eingesetzten Energieträgern bei ca. 85 %<sup>12</sup>. Bei den Wärmepumpensystemen handelt es sich um monovalente Anlagen (Anteil ca. 40 %) und bivalente Wärmepumpensysteme (Anteil ca. 60 %). Der Einsatz von Wasserstoff zur Raumwärmeerzeugung (z.B. Brennwärnkessel oder Zusatzkessel bei bivalenten Systemen, sowie in kleinerem Umfang auch SOFC-Anlagen) spielt nur eine marginale Rolle. Mit einem Anteil von rd. 5 % am gesamten Energieträgereinsatz für die Gebäudeheizung wird lediglich ein Nischenmarkt bedient. Wie im Nachfolgenden gezeigt wird, ist der Einsatz von Wasserstoff in anderen Sektoren (Industrie, Verkehr) deutlich zielführender, da hier in einigen Anwendungsbereichen (z.B. Stahlherstellung, LKWs im Straßengüterverkehr) nur wenige Optionen für eine Emissionsreduktion bestehen oder der Einsatz in anderen Bereichen deutlich kosteneffizienter ist.

<sup>11</sup> Der massive Einsatz von Wärmepumpen oder auch neuen Stromverbrauchern (z.B. Elektromobilität) bewirkt eine Verschiebung der stromseitigen Lastgangprofile. Diese Effekte werden mit dem eingesetzten Modell berücksichtigt.

<sup>12</sup> Hierin sind sowohl Wärmepumpen in den Gebäuden als auch Großwärmepumpen für die Fern- und Nahwärmeerzeugung enthalten.

## 4.7 Industrie

Die energieintensiven Branchen der Grundstoffchemie, Roheisen- und Stahlherstellung, Aluminiumproduktion, Glasherstellung und Zementproduktion machen etwa zwei Drittel der gesamten industriellen Energienachfrage aus und sind daher wichtige Stellschrauben für den Energieverbrauch und die damit verbundenen CO<sub>2</sub>-Emissionen. Deswegen sind diese Branchen detailliert auf Prozessebene abgebildet, damit deren Entwicklung explizit an die jeweilige Güterproduktion bis 2050 angelehnt werden kann. Die übrigen weniger energieintensiven Branchen sind näherungsweise an die Entwicklung der Bruttowertschöpfung gekoppelt. Wie im Kapitel 2 beschrieben, wird angenommen, dass diese bis zum Jahr 2050 um 47 % steigen wird. Dementsprechend skaliert die Nachfrage der nicht-energieintensiven Branchen bis 2050. Die Endenergienachfrage der Industrie bleibt trotz dieser Entwicklung allerdings weitestgehend konstant (vgl. Abbildung 24). Das hängt damit zusammen, dass die unterstellten Effizienzmaßnahmen dem zusätzlichen Bedarf zum Großteil entgegenwirken.

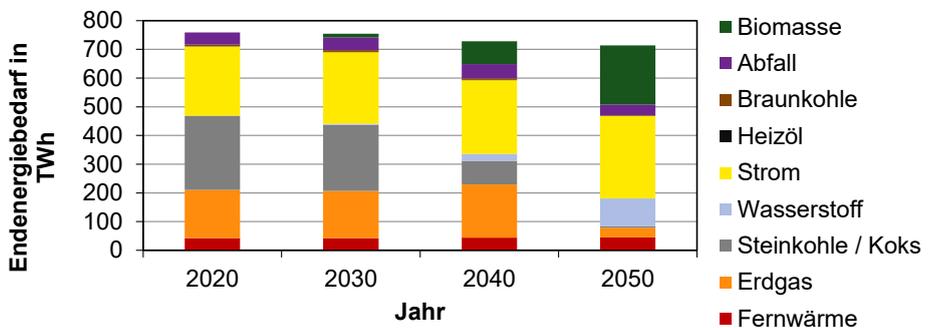
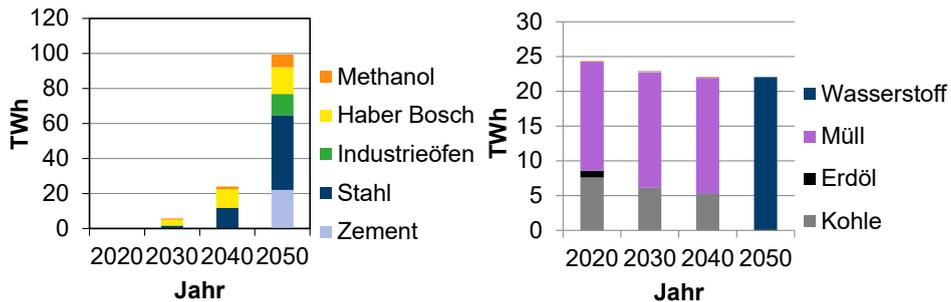


Abbildung 24: Entwicklung der Endenergienachfrage der Industrie bis 2050

Macht der Anteil von fossilen Energieträgern (Erdgas, Kohle) aktuell noch mehr als 50 % des Endenergiebedarfs in der Industrie aus, nimmt dieser über die gesamte Transformation stetig ab, bis im Jahr 2050 kaum mehr Kohle zur Prozesswärmebereitstellung oder etwa als Reduktionsmittel in der Stahlindustrie verwendet wird. Die Prozesswärme wird zunehmend durch biogene Energieträger bereitgestellt, die im Jahr 2050 knapp 50 % ausmachen. Dabei wird hauptsächlich (96 %) torrefizierte Biomasse (Biokohle) eingesetzt. Von den knapp 100 TWh Wasserstoff im Jahr 2050 werden 43 % in der Stahlindustrie als Reduktionsmittel eingesetzt, 32 % als Energieträger in Industrieöfen zur Prozesswärmebereitstellung (hauptsächlich in der Zementproduktion) und 25 % werden für die Ammoniak- und Methanolsynthese benötigt (vgl. Abb. 23).

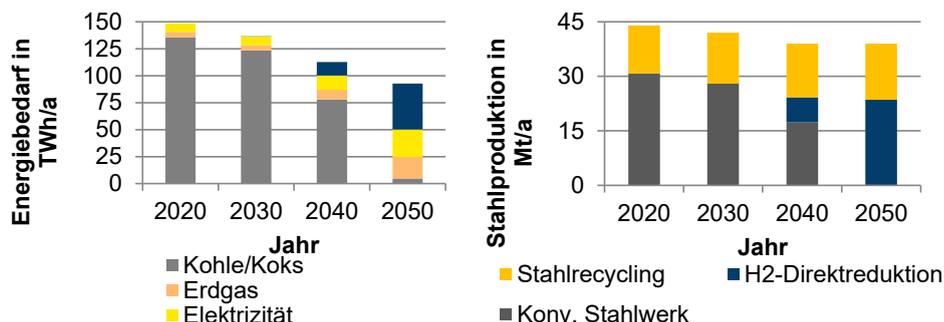


**Abbildung 25** Entwicklung des (externen) Wasserstoffbezugs in der gesamten Industrie [links] und in der Zementindustrie [rechts]

Im Folgenden sind die Entwicklung der Energieverbräuche und Prozessverfahren in der Roheisen- und Stahlherstellung sowie der Grundstoffchemie aufgeführt. An der Roheisen- und Stahlherstellung als energieintensive Branche lässt sich zeigen, wie Energieträger- und Verfahrenswechsel zu einer CO<sub>2</sub>-Minderung in der Produktion beitragen. An der Entwicklung der Grundstoffchemie mit hohen Anteilen an nicht-energetischem Bedarf im Gegensatz zu anderen Industriebranchen wird deutlich, dass eine Versorgung mit grünem Wasserstoff essentiell für die Dekarbonisierung der Industrie ist. Die Bilanzgrenzen dieser speziellen Nachfrage werden in Kapitel 4.7.2 detailliert erläutert.

#### 4.7.1 Roheisen- bzw. Stahlherstellung

Die Roheisen- und Stahlherstellung trägt mit mehr als 33 % zu den gesamten CO<sub>2</sub>-Emissionen im Industriesektor bei. Ausschlaggebend hierfür ist das energieintensive Verfahren, bei dem aktuell noch Kohle und Koks als Reduktionsmittel für Eisenoxid im Hochofenprozess verwendet wird. Neben dieser Primärroute für die Herstellung von Rohstahl wird aber heute schon zu ca. 30 % Sekundärstahl aus Stahlschrott produziert. Die Alternativroute, bei der Stahlschrott im Elektrolichtbogenofen aufgeschmolzen wird, bedarf durch den Wegfall der Reduktion des Eisenerzes erheblich weniger Energie. Die Sekundärroute ist allerdings durch die zukünftige Verfügbarkeit von Stahlschrott limitiert. Als weitere Verfahrensalternative ist es möglich, das Eisenerz nicht mit Kohle, bzw. Koks, zu reduzieren, sondern zukünftig auch mit Wasserstoff. Der daraus resultierende Eisenschwamm kann dann im Nachgang im Elektrolichtbogenofen zu Stahl geschmolzen werden. Im Szenario ersetzt dieses Verfahren sukzessive die konventionelle Hochofenroute und damit die fossilen Energieträger Kohle und Koks, bis zu einem Marktanteil von ca. 60 % in 2050 (vgl. Abbildung 26).



**Abbildung 26: Entwicklung des Energiebedarfs und der Herstellungsverfahren in der Stahlproduktion bis 2050**

Unter der Annahme eines Rückgangs der jährlichen Produktionsmenge von 44 Mio. Tonnen Stahl in 2020 bis 39 Mio. Tonnen Stahl in 2050 und des Verfahrenswechsels von konventionellen Stahlwerken hin zur Wasserstoffdirektreduktion, geht auch ein Wechsel der Energieträger einher. Kohle und Koks werden bis 2050 abgelöst durch den vermehrten Einsatz von Methan (50 % Biomethan) (vgl. 4.4.3) und vor allem Wasserstoff. Ein Teil der Wärmebereitstellung für den Elektrolichtbogenofen werden auch weiterhin mit (Bio-)Methan bereitgestellt, könnten aber prinzipiell auch durch Wasserstoff substituiert werden.

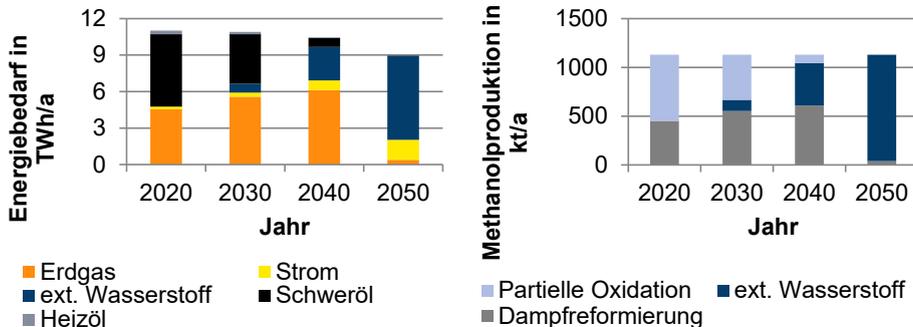
#### 4.7.2 Grundstoffchemie

Der Anteil des Endenergiebedarfs der Chemiebranche liegt mit mehr als 170 TWh bei ca. 7 % der gesamten Endenergienachfrage in Deutschland. Von den damit zusammenhängenden CO<sub>2</sub>-Emissionen werden 75 % bei der Herstellung von Grundstoffchemikalien emittiert (Ammoniak, Methanol, etc.). Zusätzlich zu dem oben genannten Endenergiebedarf werden mit mehr als 15 Mio. Tonnen Mineralölderivate (hauptsächlich Naphtha) und 33 TWh Erdgas weitere Energieträger nachgefragt, die allerdings nicht der Energiebereitstellung dienen, sondern stofflich eingesetzt werden [23]. Diese nicht-energetische Nachfrage<sup>13</sup> ist auch im Modell abgebildet. Beispielhaft für die Transformation der gesamten Grundstoffchemie sind im Folgenden die Methanol- und Ammoniaksynthese sowie die Herstellung von Naphtha aufgeführt.

Der benötigte Wasserstoff für die Methanolsynthese wird heute über partielle Oxidation von Schweröl und Dampfpreformierung von Erdgas bereitgestellt (vgl. Abbildung 27). Für die Prozesswärmebereitstellung wird neben der Verbrennung von Teilen des eingesetzten Schweröls bzw. Erdgases, auch Heizöl benötigt. Die konventionellen Verfahren werden bereits ab 2030 und dann bis 2050 vollständig durch den Einsatz von CO<sub>2</sub> und extern bereitgestelltem Wasserstoff abgelöst. Dieser Wasserstoff kann im Gesamtsystem sowohl durch

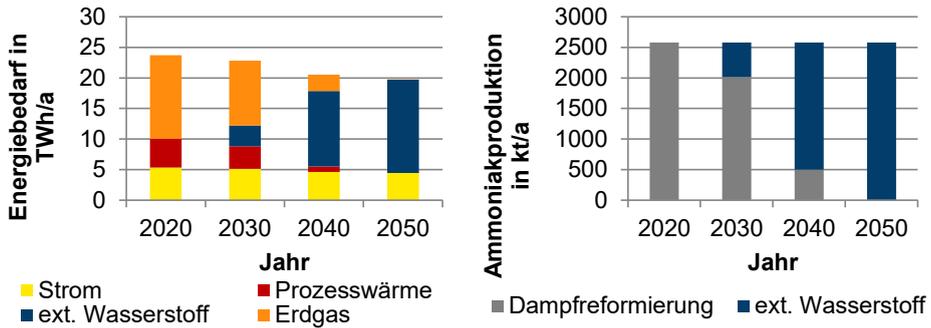
<sup>13</sup> Ein Beispiel für die nicht-energetische Nachfrage ist der Einsatz von Schweröl in der Methanolsynthese. Schweröl wird in diesem Fall nicht verbrannt, um die freiwerdende Wärme dem Prozess bereitzustellen, sondern als stoffliches Edukt mit Hilfe partieller Oxidation in Wasserstoff umgewandelt, welches wiederum mit Kohlendioxid und -monoxid zu Methanol synthetisiert wird.

Importe als auch durch inländische Elektrolyse bereitgestellt werden (vgl. Kapitel 4.5.2). Die für den Prozess benötigte Menge an CO<sub>2</sub> (ca. 1,5 Mio. Tonnen) wird während der Umwandlung von Biogas zu Biomethan abgetrennt und so bereitgestellt. Die fossilen Energieträger Erdgas, Heiz- und Schweröl werden bis 2050 nicht mehr für die Methanolsynthese benötigt. Mit der zukünftigen Methanolsynthese aus Wasserstoff und CO<sub>2</sub> geht allerdings ein höherer Stromverbrauch einher.



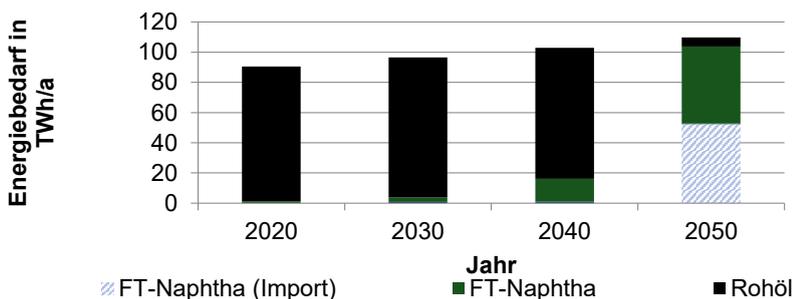
**Abbildung 27: Entwicklung des Energiebedarfs und der Herstellungsverfahren der Methanolsynthese bis 2050**

Ähnlich verhält es sich mit der Ammoniaksynthese (vgl. Abbildung 28). Der benötigte Wasserstoff wird zunächst über Dampfpreformierung von Erdgas bereitgestellt. Bis zum Jahr 2050 wird allerdings auch hier stetig Erdgas durch grünen Wasserstoff als Energieträger substituiert. Es gibt also einen Wechsel von der Dampfpreformierung hin zu extern bereitgestelltem Wasserstoff, der im Jahr 2050 komplett erneuerbar ist. Zu beachten ist hier, dass die reine Wasserstoffnachfrage für die Ammoniaksynthese über die Zeit konstant bleibt. Lediglich die Art und Weise, wie Wasserstoff hergestellt und letztlich bereitgestellt wird, ändert sich. Bereits im Jahr 2030 werden ca. 3,5 TWh extern bereitgestellter Wasserstoff benötigt. Wie auch schon bei der Methanolsynthese liegt der Marktanteil einer Ammoniaksynthese durch externen Wasserstoff bei fast 100 % im Jahr 2050. Die weitere Nutzung des Ammoniaks in nachgelagerten Anwendungen, wie z.B. als Düngemittel in der Landwirtschaft, und dabei entstehende CO<sub>2</sub>-Emissionen, werden im Rahmen dieser Studie nicht weiter untersucht.



**Abbildung 28: Entwicklung des Energiebedarfs und der Herstellungsverfahren in der Ammoniaksynthese bis 2050**

Einer der wichtigsten Rohstoffe der Petrochemie ist Naphtha. Aktuell werden in deutschen Raffinerien ca. 7,5 Mio. Tonnen Naphtha (ca. 90 TWh) auf Rohölbasis hergestellt [23]. Die gleiche Menge wird heute aus dem Ausland importiert und anschließend zusammen mit dem inländisch gewonnenen Naphtha in Steamcrackern zu Olefinen und Aromaten gespalten. Da in dieser Studie CO<sub>2</sub>-Emissionen nur im Bilanzraum Deutschland gezählt werden, wird dementsprechend nur die inländische Naphthaherstellung berücksichtigt. Als Alternativverfahren kann Naphtha auch über Synthesegas und CO<sub>2</sub> in der Fischer-Tropsch-Synthese im In- oder auch Ausland hergestellt werden. Das Synthesegas für die inländische Fischer-Tropsch-Synthese wird über die Vergasung von 50 TWh Biomasse bereitgestellt. Im Ausland werden weitere 50 TWh Naphtha über Fischer-Tropsch hergestellt und importiert (vgl. Abbildung 29). Dieser Anteil ist auch in Kapitel 4.2 in der Rubrik Power-To-Liquid (PtL) enthalten. Auf diese Weise wird somit Rohöl als fossiler Energieträger ersetzt, sodass bis 2050 lediglich 6 TWh Rohöl für die Naphthaherstellung benötigt werden. Die Entwicklung der Naphthaherstellung steht in dem Modell stellvertretend für die Entwicklung der gesamten deutschen Raffinerie. Der repräsentative Anteil (~75 %) der Verarbeitung von Rohbenzin an der gesamten Mineralölverarbeitung lässt darauf schließen, dass sich die Petrochemie bis 2050 in Richtung einer (grünen) wasserstoffbasierten Chemie ausrichten wird.



**Abbildung 29: Entwicklung des Energiebedarfs und der Herstellungsverfahren in der Naphthasynthese bis 2050**

## 4.8 Verkehrssektor

Seit 1990 sind die Treibhausgasemissionen bis auf den Verkehrssektor in allen Nachfragesektoren signifikant gesunken. Die bisherige Stagnation der Entwicklung der CO<sub>2</sub>-Emissionen stellt daher vor diesem Hintergrund im Hinblick einer zukünftig unabdingbaren Emissionsreduzierung im Verkehrssektor eine besondere Herausforderung dar. Maßgeblich verantwortlich für die Emissionen im Verkehrssektor sind zum einen der Kraftstoffbedarf für die unterschiedlichen Antriebstechnologien, sowie die Nachfrage der Verkehrsleistung insgesamt. In Anlehnung an die BDI-Studie „Klimapfade für Deutschland“ [13] wird angenommen, dass sich die Verkehrsleistung im Personenverkehr gegenüber heute bis zum Jahr 2050 um ca. 2 % auf 1120 Mrd. Personenkilometer reduziert, während gleichzeitig die Güterverkehrsnachfrage um 48 % auf 945 Mrd. Tonnenkilometer im Jahr 2050 ansteigen wird.

Im Nachfolgenden werden zunächst die Kraftstoffnachfrage sowie deren Bereitstellung beschrieben. Anschließend wird die Flottenentwicklung für die unterschiedlichen Antriebstechnologien erläutert.

### 4.8.1 Kraftstoffnachfrage und –bereitstellung

In Abbildung 30 ist die Entwicklung der Ottokraftstoffbereitstellung für den Transportsektor dargestellt. Im Verlauf nimmt die Bedeutung der Ottokraftstoffe stetig ab, bis sie im Jahr 2050 keine Rolle mehr für den Verkehrssektor spielen. Den dominierenden Anteil an der Ottokraftstoffbereitstellung hat über den gesamten Verlauf hinweg erdölbasierter Ottokraftstoff. Ab 2030 steigt der Anteil des Bioethanols geringfügig, spielt aber aufgrund des insgesamt geringen Absatzes nur eine untergeordnete Rolle.

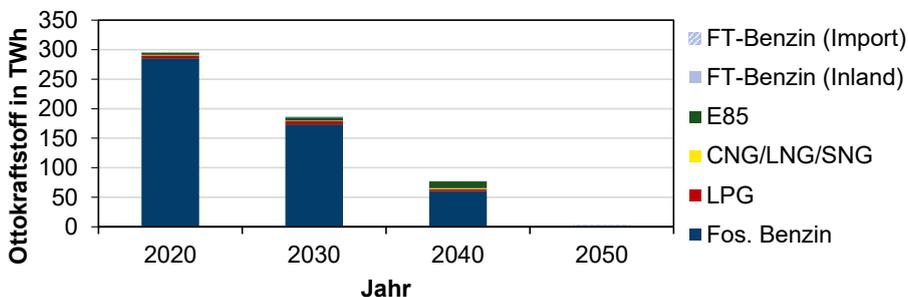


Abbildung 30: Entwicklung der Ottokraftstoffbereitstellung nach Kraftstoffart bis 2050

Wie Abbildung 31 zu entnehmen ist, bleibt der PKW-Verkehr auch in Zukunft der dominierende Verbraucher für Ottokraftstoff. Im Bereich des Güterverkehrs werden bis 2050 keine Ottokraftstoffe eingesetzt.

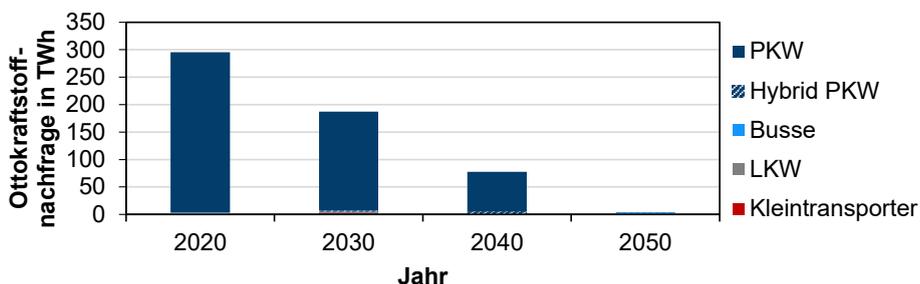


Abbildung 31: Entwicklung der Ottokraftstoffnachfrage nach Transportmittel bis 2050

Wie aus Abbildung 32 zu erkennen ist, verhält sich die Entwicklung der Bereitstellung von Dieseldieseln ähnlich wie die der Ottokraftstoffe. Im Verlauf nimmt die Bedeutung der Dieseldieseln stetig ab, bis 2050 kein erdölbasierter Dieseldiesel im Transportsektor bereitgestellt wird. Über die gesamte Transformationsphase haben Biodieseln und PtL-Dieseln aus inländischer Fischer-Tropsch-Synthese keine Bedeutung für den Transportsektor. Einzig im Jahr 2050 werden die benötigten restlichen 45 TWh Dieseldiesel über den Import von grünem PtL-Dieseln bezogen.

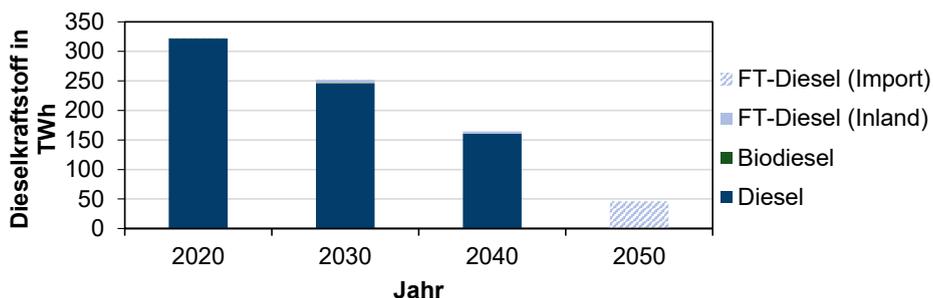


Abbildung 32: Entwicklung der Dieseldieselnbereitstellung nach Kraftstoffart bis 2050

Hauptabnehmer für Dieseldiesel sind heute der LKW- und PKW-Verkehr. Während die Dieseldiesel nachfrage beider Transportmittel stetig abnimmt, bleibt der LKW-Verkehr im Jahr 2050 mit 58 % der größte Abnehmer. Dabei wird langfristig diese Dieseldiesel nachfrage durch PtL-Importe gedeckt. Der Anteil des PKW-Verkehrs an der Dieseldiesel nachfrage hat im Jahr 2050 keine große Bedeutung mehr.

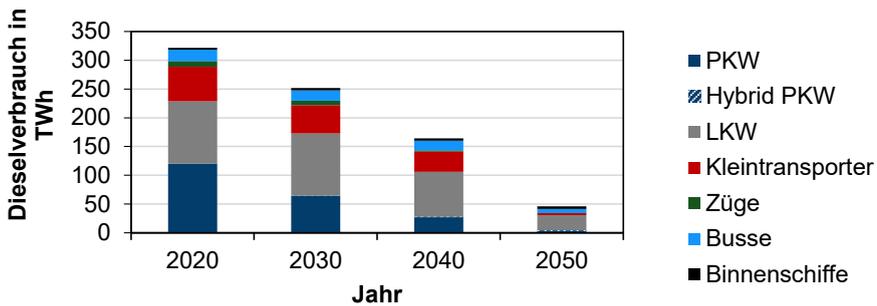


Abbildung 33: Entwicklung der Dieselnachfrage nach Transportmittel bis 2050

Die nachfolgenden zwei Abbildungen verdeutlichen, dass die konventionellen, erdölbasierten Otto- und Dieselmotoren bis 2050 sukzessive durch Wasserstoff und Strom ersetzt werden. Der zukünftige Wasserstoffverbrauch im Transportsektor kann Abbildung 34 entnommen werden.

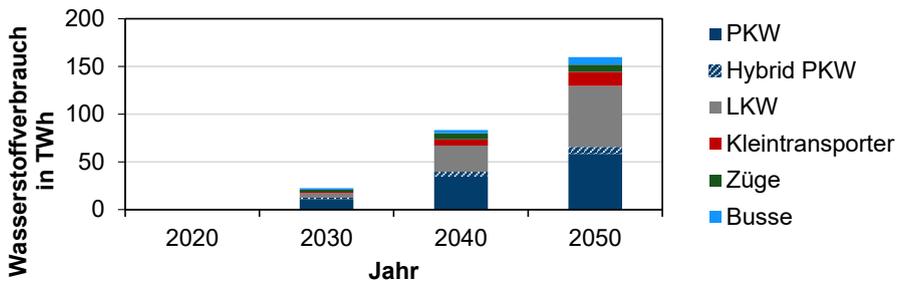
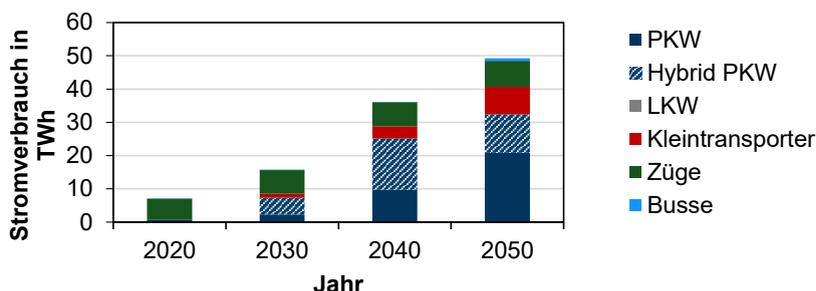


Abbildung 34: Entwicklung der Wasserstoffnachfrage nach Transportmittel bis 2050

Die größten Abnehmer werden bis 2050 der LKW- und PKW-Verkehr sein. Sie machen mit jeweils ca. 40 % den größten Anteil am Wasserstoffabsatz im Transportsektor aus. Insgesamt werden 160 TWh Wasserstoff im Transportsektor im Jahr 2050 eingesetzt. Auch Kleintransporter im Bereich des Güterverkehrs und Busse für den Personenverkehr verzeichnen einen Anstieg der Wasserstoffnachfrage bis 2050.

Mit fast 50 TWh wird auch Strom als Energieträger im Transportsektor eine bedeutende Rolle im Jahr 2050 spielen. Wie Abbildung 35 zu entnehmen ist, entwickelt sich vor allem der PKW-Verkehr zum Hauptabnehmer von Strom im gesamten Transportsektor.



**Abbildung 35: Entwicklung der Stromnachfrage nach Transportmittel bis 2050**

Reine batterie-elektrische und Plug-in-Hybrid Fahrzeuge benötigen 2050 ca. 32 TWh Strom. Auf den PKW-Verkehr fallen damit ca. zwei Drittel der gesamten Stromnachfrage. Auch Kleintransporter tragen mit ca. 17 % wesentlich zum erhöhten Stromverbrauch bei.

#### 4.8.2 Flottenentwicklung

Anschließend an die Ergebnisdarstellung des Kraftstoffeinsatzes im Verkehrssektor wird im Folgenden auf die Flottenzusammensetzung sowohl im Personen- als auch Güterverkehr näher eingegangen. Die berücksichtigten Antriebstechnologien sind in Tabelle 4 zusammengefasst. Differenziert wird zwischen konventionellen Verbrennungsmotoren, reinen elektrischen Antriebe sowie deren Kombination in einem Hybridsystem. Bei den Hybridsystemen wird zwischen Systemen mit externer elektrischer Ladungsmöglichkeit (plug in hybrid) und ohne externe Ladungsmöglichkeit (hybrid).

**Tabelle 4: Berücksichtigte Antriebskonzepte**

Verbrennungsmotoren	elektrische Antriebe	
	Batterieelektrisch	Brennstoffzelle
Dieselmotor (compression ignition engine, CIE) <ul style="list-style-type: none"> <li>Hybrid, (H)-CIE</li> <li>Plug in Hybrid, PIH-CIE</li> </ul>	Batterieelektrisch (battery electric vehicle, BEV)  Oberleitungsanbindung (OHW)	Brennstoffzelle (fuel cell electric vehicle, FCEV) <ul style="list-style-type: none"> <li>Plug in Hybrid, PIH-FCEV</li> </ul>
Ottomotor (spark ignition engine, SIE) <ul style="list-style-type: none"> <li>Hybrid, (H)-SIE</li> <li>Plug in Hybrid, PIH-SIE</li> </ul>		

- **Personenverkehr**

Die Aufteilung der nachgefragten Transportleistung auf die Verkehrsträger (Modal Split) ist sowohl im Personenverkehr als auch im Güterverkehr kein Modellergebnis, sondern exogen in Kombination mit der Entwicklung der Nachfrage in beiden Bereichen vorgegeben (vgl. Kapitel 2). Daraus ergibt sich, dass auch im Jahr 2050 der motorisierte Individualverkehr mit ca. 80 % die gesamte Personenverkehrsleistung dominiert. Wie im vorangegangenen Unterkapitel 4.8.1 beschrieben, spielen fossile Kraftstoffe im Energiesystem 2050 nahezu keine Rolle mehr (Abbildung 36). Folglich nehmen die reinen Verbrennungsantriebe bis 2050 stark ab und werden zunehmend durch rein elektrische Antriebe, Brennstoffzellen-Elektroantriebe und Hybridsysteme substituiert. Rein batterie-elektrische Antriebe und Brennstoffzellen-Antriebe haben mit 75 % zusammen den größten Anteil. Die restlichen Anteile sind zu 20 % Plug-in Hybridsysteme und zu 5 % Hybridsysteme ohne Lademöglichkeit aus dem Stromnetz.

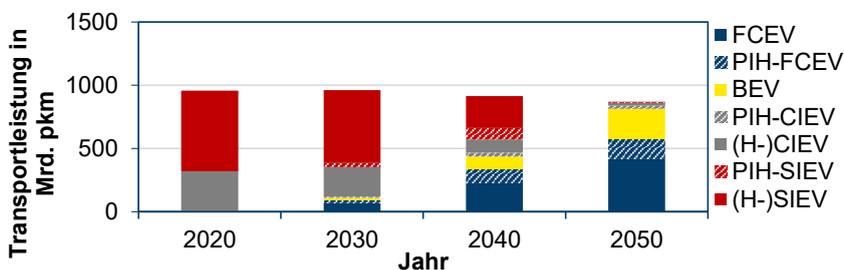


Abbildung 36: Entwicklung der Antriebstechnologien im motorisierten Individualverkehr bis 2050

Mit unter 10 % ist der Bus-Verkehr im Jahr 2050 deutlich weniger bedeutend für die Gesamttransportleistung im Personenverkehr als der PKW-Verkehr. Hierunter fallen sowohl der städtische ÖPNV mit Linienbussen als auch Fernbuse innerhalb Deutschlands. Während heute der Dieselmotor den Bus-Verkehr dominiert, wird dieser bis zum Jahr 2050 durch Brennstoffzellen und rein batterie-elektrische Antriebe substituiert (vgl. Abbildung 37). Der Kraftstoff für den Anteil im Jahr 2050, der noch in Verbrennungsmotoren eingesetzt wird, wird über PtL-Importe gedeckt.

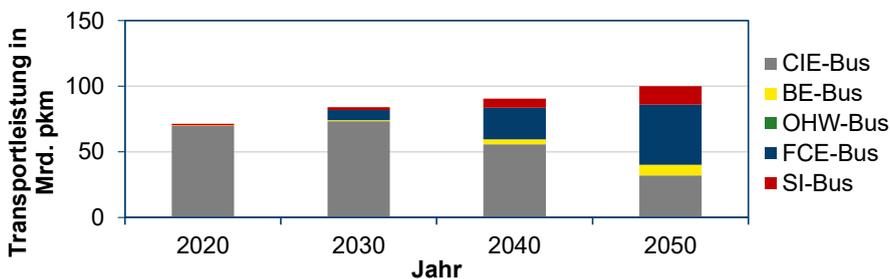


Abbildung 37: Entwicklung der Antriebstechnologien im Omnibus-Verkehr bis 2050

Obwohl der Personenzug-Verkehr an der Gesamttransportleistung im Personenverkehr nur ca. 10 % ausmacht, wird auch hier von einer Zunahme der Transportleistung auf ca. 140 Mrd. tkm/a ausgegangen. Im bereits heute stark elektrifizierten Personenzug-Verkehr wächst der Anteil von elektrisch betriebenen Zügen bis zum Jahr 2050 auf über 80 % an (Abbildung 38). Die heute vorhandenen Dieselmotoren werden dabei bis 2040 vollständig durch Brennstoffzellenzüge substituiert.

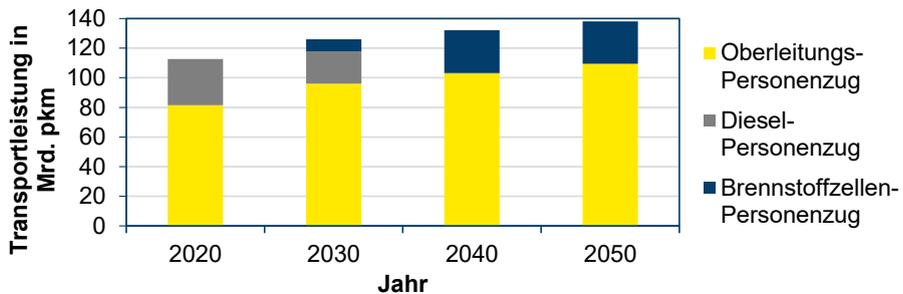


Abbildung 38: Entwicklung der Antriebstechnologien im Personenzug-Verkehr bis 2050

#### - Güterverkehr

Wie bereits in Kapitel 2 beschrieben, wird angenommen, dass die Güterverkehrsleistung bis 2050 ansteigt. Besonders ist dieser Anstieg im Schwerlast-LKW-Verkehr zu beobachten. Die Transportleistungsnachfrage für LKWs mit einem zulässigen Gesamtgewicht ab 7,5 t steigt auf 613 Mrd. tkm/a in 2050 an. Somit werden in 2050 ca. zwei Drittel der gesamten Güterverkehrsnachfrage über den Schwerlast-LKW-Verkehr gedeckt. Heute machen Dieselmotoren fast den gesamten Anteil der Antriebstechnologien im Schwerlast-LKW-Verkehr aus (vgl. Abbildung 39). Im Transformationsverlauf werden diese aber stetig durch Brennstoffzellenantriebe substituiert, sodass der Verbrennungsmotoranteil im Jahr 2050 nur noch 22 % ausmacht, deren Kraftstoffbedarf dann über PtL-Importe bereitgestellt wird. Andere alternative CO<sub>2</sub>-freie Antriebstechnologien spielen 2050 neben der Brennstoffzelle mit 78 % Marktanteil keine Rolle.

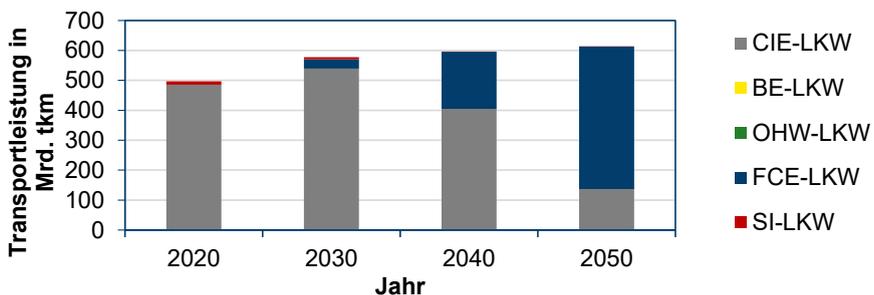


Abbildung 39: Entwicklung der Antriebstechnologien im LKW-Verkehr (≥ 7.5 t) bis 2050

Auch im Kleintransporter-Verkehr (LDV) mit einem zulässigen Gesamtgewicht bis 7,5 t steigt die Transportleistung bis 2050 auf ca. 14 Mrd. tkm/a an. Mit einem Anteil von 1,5 % an der Gesamtgütertransportleistung ist dieses Segment allerdings nicht so bedeutend wie der Schwerlast-LKW-Verkehr. Die heutigen Dieselmotoren werden im Verlauf fast vollständig durch batterie-elektrische oder Brennstoffzellen-Antriebe ersetzt (vgl. Abbildung 40). In 2050 liegt der Anteil der Dieselmotoren nur noch bei 6 %. Dabei wird, wie in Kapitel 4.8.1 beschrieben, vollständig grüner importierter PtL-Diesel eingesetzt. Mit 48 % haben batterieelektrische Antriebe in etwa den gleichen Marktanteil wie Brennstoffzellenfahrzeuge (46 %) im Jahr 2050.

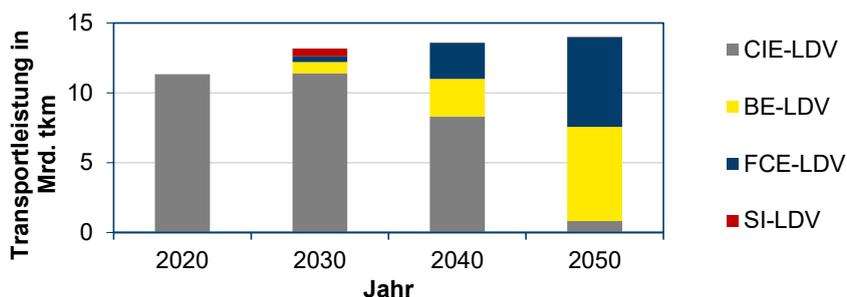


Abbildung 40: Entwicklung der Antriebstechnologien im LKW-Verkehr (≤ 7.5 t) bis 2050

Ähnlich wie für den Schwerlast-LKW-Verkehr wird auch für den Güterzug-Verkehr eine deutliche Zunahme der Transportleistung auf 220 Mrd. tkm/a in 2050 angenommen. Parallel zum Personenzug-Verkehr ist auch in diesem Segment eine Substituierung der Dieselmotoren durch Brennstoffzellenzüge zu beobachten (vgl. Abbildung 41). Im Jahr 2050 teilen sich Oberleitungs- sowie Brennstoffzellenzüge mit einer Transportleistung von jeweils ca. 110 Mrd. tkm/a das Marktsegment auf. Somit entspricht das Marktverhältnis in etwa dem heutigen von elektrisch-betriebenen Zügen zu Dieselmotoren.

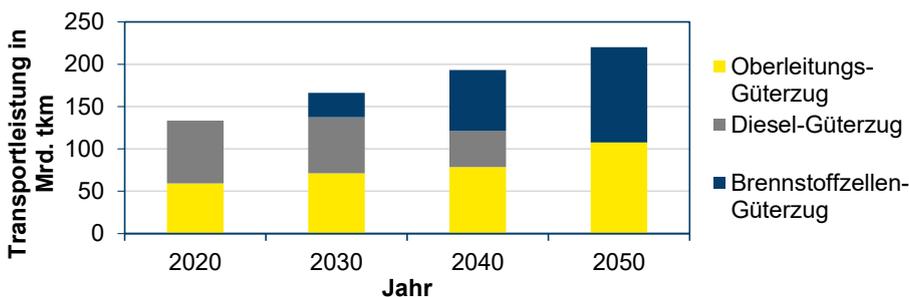


Abbildung 41: Entwicklung der Antriebstechnologien im Güterzug-Verkehr bis 2050

## 4.9 Sensitivitätsanalyse

Zur Einordnung der Robustheit der aufgezeigten Szenarioergebnisse wird im folgenden Abschnitt eine Parametervariation für die Ergebnisse im Jahr 2050 durchgeführt<sup>14</sup>. Dabei liegt der Fokus vor allem auf den Gesamtsystemkosten sowie der Struktur des Primärenergiebedarfs und der installierten Kapazität für erneuerbare Energien. Zunächst wird eine Sensitivitätsanalyse für ausgewählte Szenarien durchgeführt. Anschließend wird eine Wertanalyse angewendet, wo einzelne Kernelemente des zukünftigen Energiesystems entnommen oder zugeführt werden. Die analysierten Szenariovarianten sind in der Tabelle 5 dargestellt.

**Tabelle 5: Überblick über die untersuchten Szenarien**

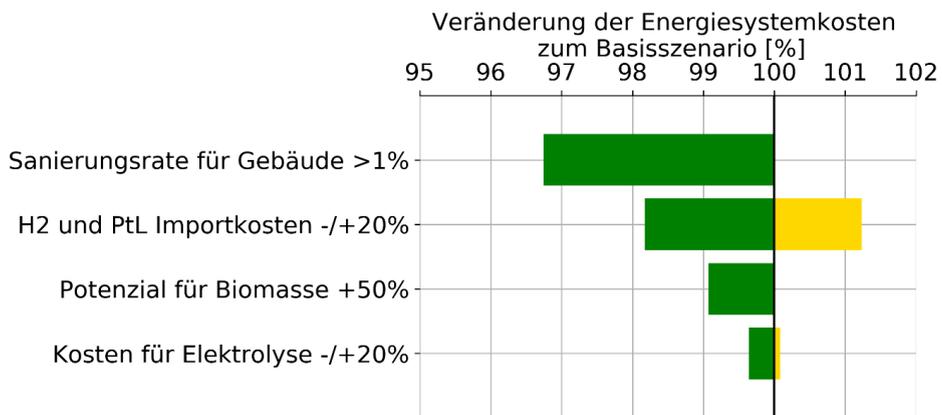
Sensitivitäten		Wertanalysen
H <sub>2</sub> und PtL Importkosten (-20 %/+20 %)		Ohne H <sub>2</sub> und PtL Import
Potenzial für Biomasse (+50 %)		Ohne einheimische H <sub>2</sub> Produktion
Kosten für Elektrolyse (-20 %/+20 %)		Ohne Ausbau von Wind-Onshore
Kosten für neuartige Antriebe in PKWs (-20 %/+20 %)		Ohne Ausbau von Wind-Offshore
Sanierungsrate für Gebäude > 1 %		Ohne Bau von Salzkavernen
		Ohne Brennstoffzellen PKWs
		Ohne Wasserstoff-Pipelines
		Mit nicht-energetischem Bedarf

### 4.9.1 Ergebnisse der Sensitivitätsanalysen

Abbildung 42 stellt die prozentuale Änderung der einzelnen Szenarien im Vergleich zu dem Basisfall im Jahr 2050 dar. Es kann beobachtet werden, dass insgesamt die Systemkosten zwischen -4 % und +2 % schwanken, was auf eine insgesamt hohe Robustheit der Ergebnisse hindeutet. Die höchsten Kostenunterschiede treten im Fall der Sanierungsrate für Wohn- und Nichtwohngebäude sowie Wasserstoff- und PtL-Importkosten auf. Hierfür wird

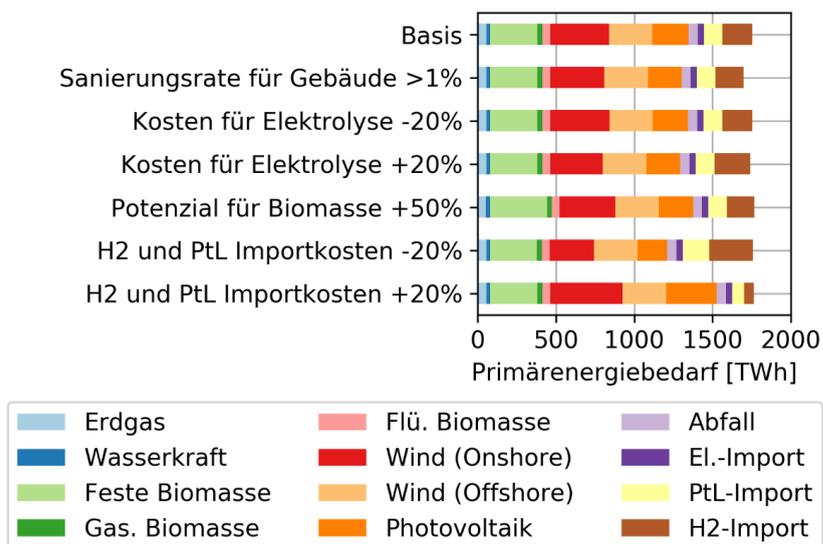
<sup>14</sup> In der Sensitivitätsanalyse wird nur das Jahr 2050 ohne eine Transformation des Systems entlang der Zeitachse untersucht und eine höhere Effizienz des Systems erreicht. Somit ergibt sich ein geringer Unterschied in der Primärenergienachfrage gegenüber dem Basisszenario. Insbesondere gilt dies für PtL-Kraftstoffe, die in Deutschland betankt aber nicht verbraucht werden, zutreffend. Diese sind somit nicht Teil der Sensitivitätsanalyse. Diese Menge von 97 TWh müsste für den direkten Vergleich mit dem Basisszenario hinzugerechnet werden.

die Einschränkung der Sanierungsrate von maximal 1 % aufgehoben und im Intervall zwischen 0 % und 2 % frei optimiert. Die berechnete mittlere Sanierungsrate beträgt dabei 1,4 % und zeigt damit, dass aus der Perspektive der Gesamtoptimierung, höhere Sanierungsraten vorteilhaft sind, um ein kostengünstigeres Energiesystem im Jahr 2050 zu erreichen. Weiterhin werden die Systemkosten im Jahr 2050 maßgeblich von den Importkosten für Wasserstoff und PtL-Produkte beeinflusst. Es kann abgeleitet werden, dass eine Entwicklung von internationalen Energiemärkten für grünen Wasserstoff und Kraftstoffe eine hohe Bedeutung für die Kosteneffizienz des zukünftigen Energiesystems hat. Darüber hinaus verdeutlichen die Analysen, dass langfristig eine Variation von Investitionskosten für Elektrolyse nur einen eingeschränkten Einfluss auf die Kosten des Gesamtennergiesystems hat.



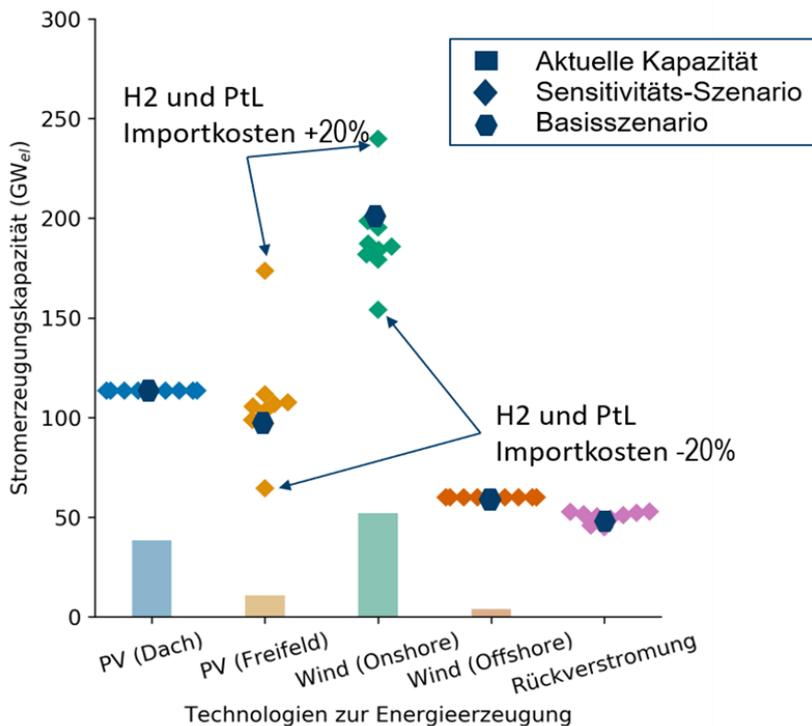
**Abbildung 42: Übersicht über die Veränderungen von Gesamtsystemkosten einzelner Sensitivitätsanalysen im Jahr 2050**

Abbildung 43 stellt eine Übersicht des Primärenergiebedarfs für einzelne Sensitivitäten im Jahr 2050 dar. Es ist zu beobachten, dass über alle Szenarien hinweg der Primärenergiebedarf insgesamt sich wenig von dem Basisszenario unterscheidet. Strukturell ergeben sich jedoch Unterschiede vor allem für Variationen der Sanierungsrate sowie der Kosten für Wasserstoff- und PtL-Importe. Eine höhere Sanierungsrate der Wohn- und Nichtwohngebäuden im Vergleich zum Basisszenario ermöglicht ein effizienteres Energiesystem mit einem um 2,2 % niedrigerem Primärenergiebedarf, die mit einer Kostenreduktion des Systems einhergeht. Im Fall einer Kostenvariation für Wasserstoff und PtL-Importe ist ersichtlich, dass die Importkosten in einer starken Wechselwirkung mit der einheimischen Erzeugung aus erneuerbaren Energien stehen. Demnach führt eine Reduktion der Importkosten um 20 % zu einer um 25 % (insgesamt 283 TWh) bzw. 18 % (insgesamt 236 TWh) geringeren Wind-Onshore bzw. PV-Erzeugung.



**Abbildung 43: Vergleich des Primärenergiebedarfs für Szenarien der Sensitivitätsanalyse mit dem Basisszenario im Jahr 2050**

Ein ähnliches Bild ergibt sich, wenn die installierten Stromerzeugungskapazitäten der jeweiligen Szenarien verglichen werden. Aus Abbildung 44 lässt sich ableiten, dass insbesondere die Variation der Importkosten zu größeren Abweichungen der installierten Kapazitäten für Wind-Onshore sowie Freiflächen-PV führt. Die Erhöhung der Importkosten um 20 % erhöht jeweils die zu installierten Kapazitäten auf 240 GW und 174 GW von Wind-Onshore bzw. Freiflächen-PV, was eine deutliche Steigerung im Vergleich zum Basisszenario bedeutet. Nichtsdestotrotz sind diese Potenziale unter den derzeit veröffentlichten Abstandsregeln immer noch zu erreichen. Gleichzeitig sinken im Fall der 20 % günstigeren Importkosten die notwendigen Kapazitäten im Vergleich zu dem Basisszenario für Wind-Onshore und Freiflächen-PV um jeweils 154 GW bzw. 65 GW. Es ist jedoch zu erwähnen, dass niedrigere Importkosten, unter den gleichen Kostenannahmen, eine Reduktion der verfügbaren Exportpotenziale bei gleichzeitiger Erhöhung der Nachfrage in anderen Industrieländern bedeuten würde.



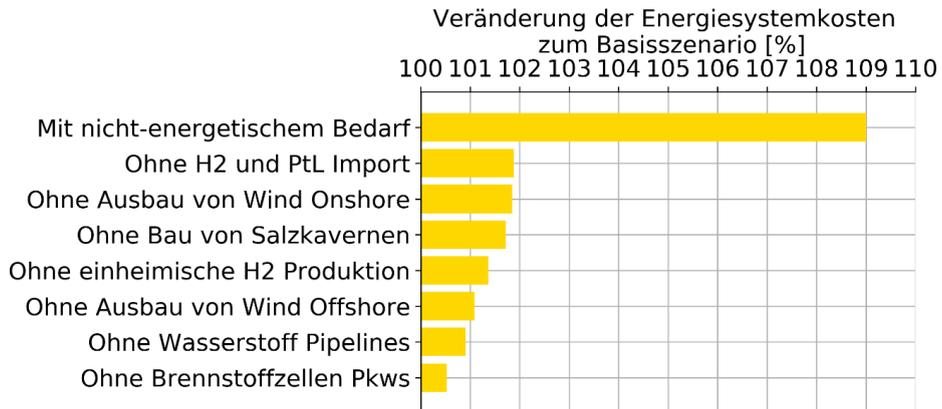
**Abbildung 44: Vergleich der installierten Stromerzeugungskapazität der Sensitivitätsanalysen mit dem Basisszenario im Jahr 2050 und aktuellen Leistung.**

Insgesamt kann festgestellt werden, dass die berechneten Stromerzeugungskapazitäten deutlich über den heutigen Bestand hinausgehen. Entsprechend kann geschlussfolgert werden, dass ein weitgehender Ausbau dieser Kapazitäten möglich ist, da aktuelle Kapazitäten weit unterhalb der berechneten Schwankungsbreite liegen.

#### 4.9.2 Ergebnisse der Wertanalysen

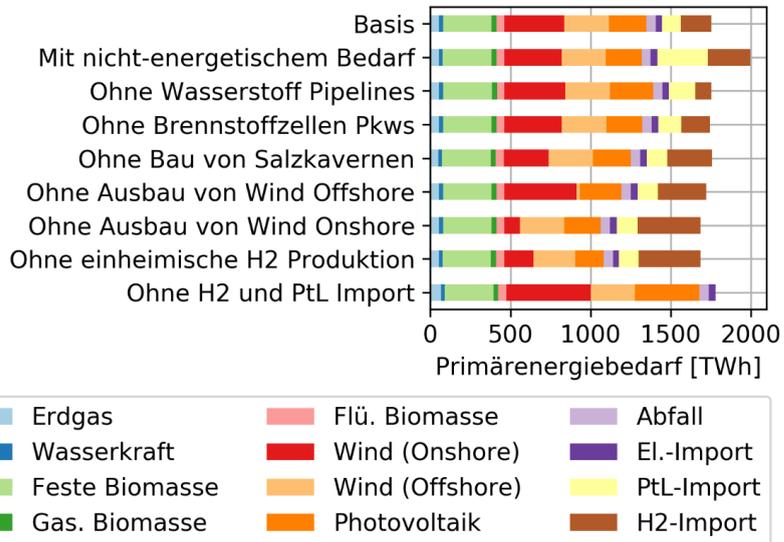
Abbildung 45 stellt die prozentuale Änderung der Gesamtsystemkosten der einzelnen Szenarien bei einer Wertanalyse im Vergleich zu dem Basisszenario im Jahr 2050 dar. Es ist ersichtlich, dass insgesamt die Systemkosten um +0,5 % bis +9 % zunehmen, da der Lösungsraum der Kostenoptimierung entsprechen eingeschränkt wird. Eine Besonderheit stellt die zusätzliche Deckung des nicht-energetischen Bedarfs dar, die eine Nachfrageerhöhung bedeutet und somit zu höheren Systemkosten führt. Darüber hinaus führt der Ausschluss von weiterem Ausbau von Wind-Onshore und Import von Wasserstoff und PtL jeweils zu 1,8 % bzw. 1,9 % höheren Systemkosten im Vergleich zum Basisszenario. Der Ausschluss weiterer Systemelementen wie die Erschließung der Salzkavernen für saisonale Wasserstoffspeicherung, die inländische Wasserstoffproduktion, der Ausbau von Offshore sowie Wasserstoffpipelines führt ebenfalls zur Erhöhung der Systemkosten. Der Einfluss dieser einzelnen Faktoren ist weniger signifikant. Die geringste Kostenerhöhung

um etwa 0,5 % kann im Fall des Ausschlusses von Brennstoffzellen-PKWs beobachtet werden. Dieses Modellergebnis verdeutlicht, dass ein Durchbruch der Brennstoffzellen Fahrzeuge im privaten Verkehr zu den kostenoptimalen Optionen im Energiesystem gehört. Darüber hinaus wird deutlich, dass die Kostenunterschiede zu alternativen Antriebstechniken relativ gering sind.



**Abbildung 45: Übersicht über die Veränderungen von Gesamtsystemkosten einzelner Wertanalyse Analysen im Jahr 2050**

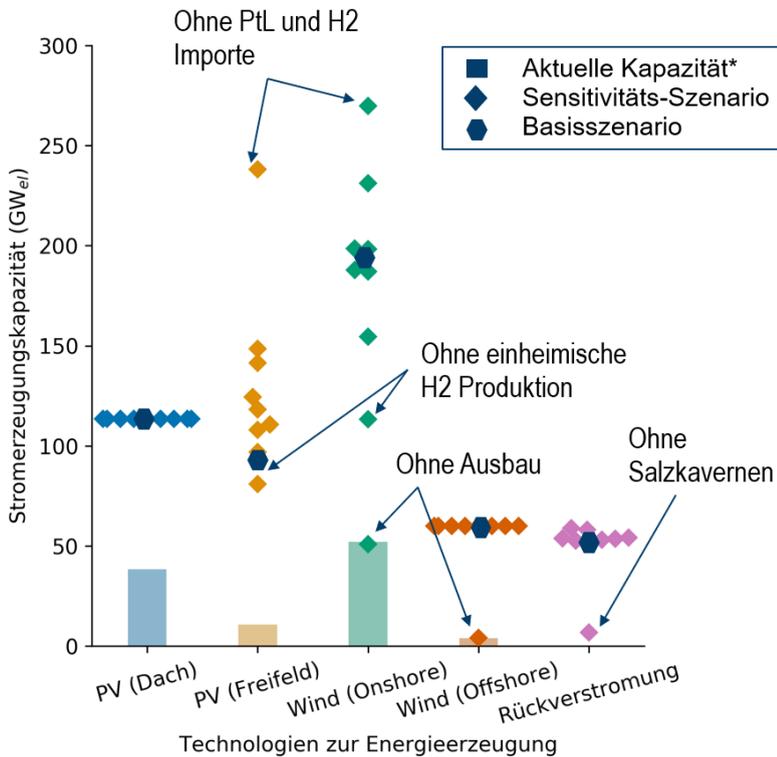
Abbildung 46 stellt eine Übersicht des Primärenergiebedarfs für einzelne Wertanalysen im Jahr 2050 dar. Ähnlich zu der Sensitivitätsanalyse kann hierbei beobachtet werden, dass über alle Szenarien hinweg (außer der Variante mit einer zusätzlichen nicht-energetischen Nachfrage) der Primärenergiebedarf insgesamt sich nur geringfügig von dem des Basisszenarios unterscheidet. Der zusätzliche Bedarf von 60 TWh H<sub>2</sub> und 105 TWh PtL wird im Fall der nicht-energetischen Nachfrageerhöhung vor allem durch zusätzliche Importe gedeckt. Insgesamt wird in Deutschland daher 427 TWh H<sub>2</sub> nachgefragt und 412 TWh PtL importiert. Unter zusätzlichen Berücksichtigung des Basisszenarios kommen weitere 50 TWh PtL für inländische Erzeugung hinzu, welche durch Biomassevergasung erzeugt werden. Größere strukturelle Unterschiede können insbesondere für die Szenarien ohne Importe und ohne Ausbau von Wind-Onshore beobachtet werden, welche auch zu den höchsten Systemkosten führen. Wird ein weiterer Ausbau von Wind-Onshore ausgeschlossen, wird die fehlende Stromerzeugung insbesondere durch stark zunehmende Importe von Wasserstoff (insgesamt 394 TWh) ausgeglichen. Da die einheimische Wasserstoffproduktion wettbewerbsfähig mit den Importen ist, führen entsprechend steigende Importe zu erhöhten Systemkosten. Im Fall des Ausschlusses von Wasserstoff und PtL Importen muss die Erzeugung aus Wind-Onshore sowie PV auf jeweils 526 TWh und 402 TWh massiv ausgeweitet werden. Folglich, müssen auch weniger kosten-effiziente Standorte erschlossen werden, was wiederum zu einer Erhöhung der Systemkosten führt.



**Abbildung 46: Vergleich des Primärenergiebedarfs für Szenarien der Wertanalyse Analyse mit dem Basisszenario im Jahr 2050**

Eine vergleichbare Konstellation ergibt es sich, wenn die installierten Stromerzeugungskapazitäten für die jeweiligen Wertanalysen verglichen werden. Aus Abbildung 47 kann abgeleitet werden, dass insbesondere der Ausschluss von Wasserstoff- und PtL-Importen zu einer deutlichen Steigerung der Kapazitäten für Wind-Onshore und Freiflächen-PV auf jeweils 270 GW und 238 GW führen würde. Somit wären die technische Potenziale für Freiflächen-PV und Wind-Onshore zum großen Teil ausgeschöpft. Daher wäre ein Verzicht auf Importe grüner Kraftstoffe technisch zwar möglich, aber aus ökonomischer Sicht nicht zielführend. Sollte in diesem Fall (ohne H2 und PtL Import) noch zusätzlich der nicht-energetische Bedarf gedeckt werden müssen, wäre zur Kompensation der Importe ein weiterer Ausbau von Wind- und PV-Kapazität notwendig. Dies wäre aber nur möglich, wenn die zugrundeliegenden Randbedingungen (z.B. gesetzlichen Abstandsregeln) der Wind- und PV-Potenziale so angepasst werden, um die technischen Potenziale insgesamt zu erhöhen. Das technische Potenzial entspricht jedoch nicht zwingend dem tatsächlich realisierbaren Ausbaupotenzial, welches durch Einflussfaktoren wie zum Beispiel weitere gesetzliche, eigentumsrechtliche, planerische und genehmigungsrechtliche Randbedingungen eingeschränkt werden kann. Darüber hinaus kann Abbildung 47 entnommen werden, dass der Bau von saisonalen Speichern maßgeblich die Kapazität der Rückverstromungsanlagen beeinflusst. Entsprechend muss beim Aufbau von Rückverstromungskapazitäten ein abgestimmter Ausbau von Salzkavernen erfolgen. Analog zu den Sensitivitäten liegen die notwendigen Erzeugungskapazitäten deutlich über den Werten der

heute installierten Leistungen<sup>15</sup>. Somit kann mit einer größeren Robustheit abgeleitet werden, dass ein forcierter Ausbau dieser Kapazitäten möglich ist, da die untersuchten Parameterunsicherheiten zunächst keinen größeren Einfluss auf den notwendigen Ausbau der kommenden Jahre einnehmen können.



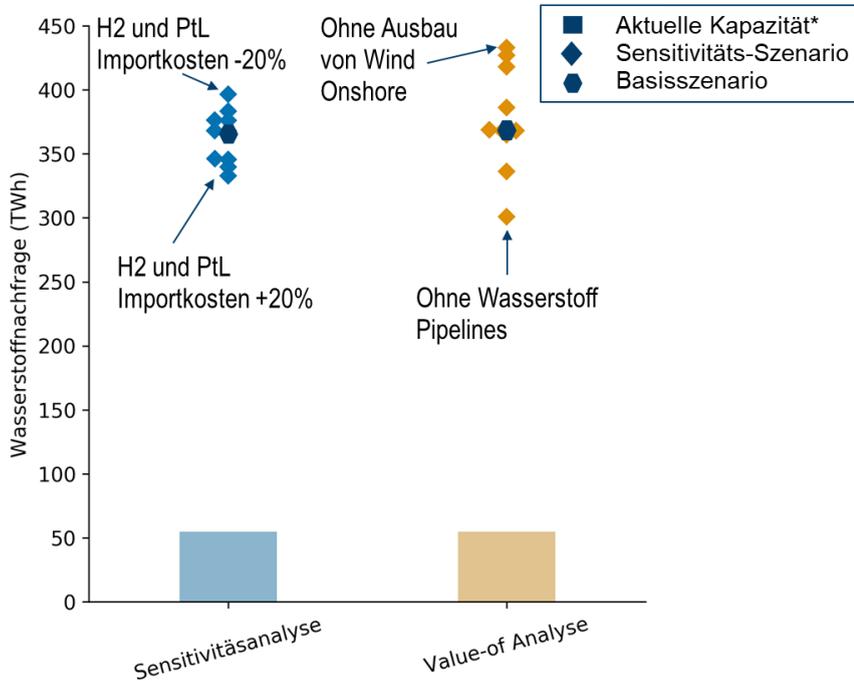
**Abbildung 47: Vergleich der installierten Stromerzeugungskapazität der Wertanalysen mit dem Basisszenario im Jahr 2050 und aktuellen Leistung.**

Zusammenfassend stellt Abbildung 48 die resultierende Wasserstoffnachfrage der untersuchten Parametervariationen für das Jahr 2050 dar. Insgesamt kann beobachtet werden, dass über alle Untersuchungen hinweg die Wasserstoffnachfrage relativ stabil ist und maximal um 25 % um die Nachfrage des Basisszenarios schwankt. Insbesondere die Kosten der Importe haben einen ausgeprägten Einfluss auf die Gesamtnachfrage an Wasserstoff.

<sup>15</sup> Ausnahmen vom ausgeschlossenen Ausbau von Onshore oder Offshore, welche die Kapazität exogen auf den heutigen Wert begrenzen.

## Szenarioergebnisse

Im Falle eines nicht weiter vorangetriebenen Ausbaus von Wind-Onshore steigt die Wasserstoffnachfrage auf etwa 430 TWh an. Hingegen sinkt im Fall eines ausgeschlossenen Ausbaus von Wasserstoff-Pipelines die Nachfrage auf ca. 295 TWh. Dies verdeutlicht den Einfluss einer pipelinegestützten Wasserstoffinfrastruktur auf die Wasserstoffnachfrage.



**Abbildung 48: Vergleich der Wasserstoffnachfrage der Sensitivitäts- und Wertanalysen mit dem Basisszenario im Jahr 2050 und aktuellen Wasserstoffnachfrage.**

Trotz der beobachteten Schwankungen der Nachfrage liegen die berechneten Werte um mindestens einen Faktor 4 bis 5 höher als die heutige Wasserstoffnachfrage. Entsprechend kann abgeleitet werden, dass eine deutlich höhere Wasserstoffnachfrage im Jahr 2050 ein robustes Ergebnis darstellt und der Aufbau einer Wasserstoffinfrastruktur generell zu keinen gestrandeten Investments führen wird.

#### **4.10 Zwischenfazit Nationales Szenario**

Ziel der Studie ist es, kosteneffiziente Pfade für eine Transformationsstrategie zu generieren, um bis zum Jahr 2050 das nationale Ziel von 95 % CO<sub>2</sub>-Reduktion gegenüber 1990 zu erreichen. Ein besonderer Fokus wird hierbei auf das Themenfeld Wasserstoff gelegt. In enger Abstimmung mit dem Auftraggeber und den Mitgliedern des NRW-Netzwerks Brennstoffzelle und Wasserstoff der EnergieAgentur.NRW sowie weiteren Interessenvertretern wurden eine Vielzahl von Annahmen und Vorgaben im Diskurs festgelegt. Die Analysen zeigen, dass für das Erreichen des Reduktionsziels eine nahezu vollständige Defossilisierung aller Sektoren notwendig ist. Der Transformationspfad lässt sich sowohl aus technischer als auch ökonomischer Sicht darstellen. Die wichtigsten Ergebnisse mit entsprechenden Schlussfolgerungen lassen sich wie folgt zusammenfassen:

##### *Derzeitige nationale Reduktionsziele sind nicht kompatibel mit Treibhausgasneutralität*

Bisherige Reduktions-Zwischenziele sind auf ein 80 % Treibhausgasminderungsziel im Jahr 2050 ausgelegt. Eine grundlegende Annahme sind die von der Bundesregierung festgelegten Treibhausminderungsziele für die jeweiligen Stützjahre (2020: -40 %, 2030: -55 %, 2040: -70 %, 2050: -95 %) bis zum Jahr 2050. Die Ergebnisse dieser Studie verdeutlichen, dass insbesondere ab dem Jahr 2040 in allen Sektoren drastische Maßnahmen zu ergreifen sind, um das Minderungsziel von 95 % einzuhalten. Gegenüber den vorherigen Dekaden müssen ab 2040 deutlich mehr CO<sub>2</sub> Emissionen reduziert werden. Die Umsetzung erfordert eine große Dynamik in der letzten Dekade (2040 – 2050) und führt in vielen Bereichen (Gebäude, Industrie, Energiesektor etc.) zu starken Zäsuren und Brüchen, die aus heutiger Sicht als äußerst ambitioniert einzuordnen sind. Eine Anpassung der bisher für die Zwischenjahre gesetzten Reduktionsziele, die sich an der 95 %-Zielmarke orientiert, würde diese Brüche vermeiden helfen.

##### *Geringerer Primärenergieverbrauch und Abnahme der Importabhängigkeit*

Die Vielzahl der notwendigen Maßnahmen führt trotz steigender Industrieproduktion und Verkehrsleistungen zu einer nahezu Halbierung des Primärenergieverbrauchs gegenüber heute. Während das heutige Energiesystem wesentlich auf Importe an fossilen Energieträgern angewiesen ist, kann dieser Anteil deutlich reduziert werden und auf eine inländische Erzeugung auf Basis von erneuerbaren Energie zurückgegriffen werden. Die Analysen zeigen aber auch, dass zukünftig Importe Erneuerbarer Energieträger (z.B. Wasserstoff, PtL und Strom) sinnvoll und notwendig sind. Allerdings ist die Quote für Energieimporte im Basiszenario mit etwa 25 % deutlich niedriger als der heutige Wert (ca. 70 %), was zu einer deutlichen Reduktion der Importabhängigkeiten führt.

##### *Ein zunehmender Stromverbrauch erfordert einen erheblichen, über das derzeitige Niveau hinausgehenden, Zubau von erneuerbarer Stromerzeugungskapazität*

Die Defossilisierung der Energieversorgung führt zu einer Zunahme strombasierter Anwendungen in allen Sektoren. Gegenüber heute nimmt der Stromverbrauch um 82 % zu und

erreicht einen Wert im Jahr 2050 von 1014 TWh. Entsprechend muss die elektrische Infrastruktur weiter ausgebaut werden. Maßgebliche Ursache für diese Erhöhung ist die zunehmende Bedeutung von PtX-Maßnahmen. Entscheidende Treiber sind der zunehmende Wärmepumpeneinsatz sowie der steigende Wasserstoffbedarf für Verkehr und Industrie sowie Umwandlung. Windkraft und PV sind das Rückgrat der zukünftigen Stromversorgung und damit die zentralen Stellschrauben. Nach dem berechneten Ergebnissen ist bis zum Jahr 2050 im Mittel ein jährlicher Ausbau von ca. 4,8 GW (Onshore-Windkraft) bis 5,3 GW (Photovoltaik) notwendig. Die Analysen verdeutlichen, dass dieses Potenzial mit den zum Zeitpunkt der Studiererstellung geplanten bundeslandspezifischen Abstandsregeln für Flächenverfügbarkeit gehoben werden kann.

### *Energieeffizienz ist eine entscheidende Säule der Transformationsstrategie*

Gegenüber heute sinkt der Primärenergieverbrauch bis zum Jahr 2050 um fast 50 %. Verglichen mit der heutigen Situation reduziert sich der Endenergieverbrauch über alle Sektoren hinweg entsprechend um 36 % bis zum Jahr 2050. Maßgeblicher Treiber ist das Ergreifen von energieeffizienten Maßnahmen in allen Sektoren. Aufgrund der gesetzten Annahmen werden im Gebäudebereich nicht alle kostenoptimalen Einsparpotenziale ausgeschöpft. So lassen sich mit einer Erhöhung der energetischen Sanierungsrate von über 1 % pro Jahr deutlich größere und darüber hinaus kosteneffiziente Einsparpotenziale ausschöpfen.

### *Zunahme der Wasserstoffnachfrage auf 370 TWh bis zum Jahr 2050*

Die im Zeitverlauf immer stringenteren Reduktionsziele führen zu einer zunehmenden Bedeutung des Wasserstoffs. So steigt die Wasserstoffnachfrage bis zum Jahr 2050 auf einen Wert von 370 TWh (ca. 11 Mio. t) an. Während heute die Wasserstoffnutzung weitestgehend auf den Rohstoffstoffeinsatz in der Industrie beschränkt ist, stellt sich im zunehmenden Zeitverlauf auch eine Wasserstoffnachfrage in den Sektoren Verkehr und Energie ein. Darüber hinaus erhöht sich die Wasserstoffnachfrage auch im Industriesektor, indem neue Anwendungsfelder (z.B. Stahlherstellung) erschlossen werden. Mit einem Verbrauch von etwa zwei Drittel der gesamten Wasserstoffnachfrage zählen die Sektoren Verkehr und Industrie im Jahr 2050 zu den wichtigsten endenergieseitigen Wasserstoffverbrauchern. Gegenüber diesen Sektoren spielt der Einsatz von Wasserstoff zur Gebäudewärmeversorgung eine eher untergeordnete Rolle. Gut 30 % der gesamten Wasserstoffnachfrage werden im Jahr 2050 im Energiesektor für die Rückverstromung eingesetzt. Dies unterstreicht nicht zuletzt die besondere Rolle von Wasserstoff für die Stromversorgung, um eine ausreichende Versorgungssicherheit zu gewährleisten.

### *Wasserstoffeinsatz in der Industrie – ein großes Anwendungsspektrum*

Bereits zu Beginn des Betrachtungszeitraums wird für industrielle Anwendungen (Ammoniak- und Methanolherstellung) die Substitution von grauem Wasserstoff durch grünen Wasserstoff eingeleitet („Low hanging fruits“). Dies führt dazu, dass die heutigen konventionellen H<sub>2</sub>-Herstellungsverfahren in der Industrie ab dem Jahr 2040 fast keine Rolle mehr

spielen. Nach dem Jahr 2040 erfolgt die Versorgung der Industrie ausschließlich mit extern erzeugtem CO<sub>2</sub>-freien Wasserstoff (blauer und grüner Wasserstoff). Somit besitzt die heute noch übliche H<sub>2</sub>-Eigenversorgung bzw. -erzeugung der Industrie ab dem Jahr 2040 keine nennenswerte Bedeutung mehr. Etwa 43 % des gesamten industriellen Wasserstoffeinsatzes werden im Jahr 2050 als Reduktionsmittel zur Stahlherstellung eingesetzt, was einer Menge von knapp 1,3 Mio. t entspricht. Die konventionelle Stahlherstellungsrouten, in der Koks als Reduktionsmittel eingesetzt wird, wird ab dem Jahr 2040 durch das Verfahren der Direktreduktion und einen Ausbau des Elektrostahlverfahrens abgelöst. Hinzuweisen ist auch auf die wachsende Bedeutung des Wasserstoffeinsatzes zur Prozesswärmeerzeugung. Etwa ein Drittel der industriellen Wasserstoffnachfrage wird für die Erzeugung von Hochtemperaturwärme (>500 °C) eingesetzt.

### *Wasserstoffeinsatz im Verkehr – Batterie-elektrische Fahrzeuge und Brennstoffzellenantriebe dominieren im Jahr 2050*

Wie die Analysen zeigen, ist der Einsatz von Wasserstoff im Verkehrssektor eine attraktive Option, um die CO<sub>2</sub>-Emissionen signifikant zu reduzieren. Etwa 43 % der gesamten Wasserstoffnachfrage entfällt im Jahr 2050 auf den Transportsektor, was einer Wasserstoffmenge von etwa 4,8 Mio. t entspricht. Der Wasserstoffeinsatz verteilt sich auf alle Transportmittel, allerdings mit unterschiedlicher Ausprägung für die jeweiligen Transportmittel. Die Hauptanteile des insgesamt nachgefragten Wasserstoffs entfallen im Jahr mit jeweils ca. 50 % und ca. 40 % auf den PKW- und LKW-Verkehr. Reine batterie-elektrische Antriebe sowie Brennstoffzellenantriebe dominieren im Jahr 2050 den straßengebundenen Individualverkehr. Ihre Anteile an der gesamten PKW-Flotte betragen ca. 75 %, wobei der PKW-Anteil mit Brennstoffzellenantrieben mit einem Anteil von gut 47 % am größten ist. Darüber hinaus ist festzustellen, dass der Einsatz von Wasserstoff auch in den Verkehrsträgern Busse und Bahn eine attraktive Lösung ist. Aufgrund der auch zukünftig zunehmenden Transportleistungen besitzt der Güterverkehr eine besondere Bedeutung. Hier werden im Zeitverlauf konventionelle Dieselantriebe durch den Einsatz von LKW mit Brennstoffzellentechnik sowie Verbrennungsmotoren mit PtL abgelöst. Der Anteil der brennstoffzellenbetriebenen LKW an der gesamten Schwerlast-LKW-Flotte (>7,5 t) im Jahr 2050 beträgt ca. 78 %. Im Segment Kleintransportverkehr (<7,5 t) weisen rein batterie-elektrische Antriebe und Brennstoffzellenantriebe fast gleiche Anteile mit jeweils 48 % bzw. 46 % auf.

Im Vergleich zum Wasserstoffbedarf anderer Sektoren (z. B. Stahlherstellung in der Industrie) ist festzustellen, dass die Marktdurchdringung mit wasserstoffbasierten Antriebstechniken deutlich früher und ausgeprägter erfolgt. Im Hinblick auf einen Planungsprozess bedeutet dies, die Voraussetzungen für die Etablierung der notwendigen Infrastruktur möglichst schnell zu schaffen.

### *Wasserstoffbereitstellung – ein hälftiger Mix aus inländischer Produktion und Importen*

Die zukünftige Wasserstoffbereitstellung setzt sich zukünftig aus einem Mix von inländisch erzeugtem Wasserstoff und Wasserstoffimporten zusammen. Die Anteile der Importe bzw. inländischer Erzeugung im Jahr 2050 betragen 52 % bzw. 48 % am gesamten Wasserstoffaufkommen (ca. 11 Mio. t). Um die inländische Produktion decken zu können, muss mit

dem Aufbau von Elektrolyseuren frühzeitig begonnen werden. So muss der Hochlauf bereits im Jahr 2030 mit einer zu errichtenden Elektrolysekapazität bis zu 5 GW erfolgen. Die Analysen zeigen, dass diese Kapazität bis zum Jahr 2040 alle 5 Jahre mehr als verdoppelt werden muss. Im Zieljahr 2050 beträgt die installierte Elektrolysekapazität ca. 70 GW. Es ist zu betonen, dass der notwendige Ausbau erneuerbarer Stromerzeugung und passender Netzinfrastruktur im Gleichklang erfolgen muss.

### *Import von blauem Wasserstoff beim Markthochlauf wird zukünftig durch grünen Wasserstoff abgelöst*

Bereits im Jahr 2025 wird eine signifikante Wasserstoffmenge (ca. 0,4 Mio. t) importiert. Hierbei handelt es sich ausschließlich um blauen Wasserstoff aus den Niederlanden und Norwegen. Diese Menge verdoppelt sich nahezu bis zum Jahr 2035. Ab dem Jahr 2035 wird ebenfalls grüner Wasserstoff in kleineren Mengen importiert. Während im Zeitverlauf der Import von grünem Wasserstoff kontinuierlich zunimmt, gehen die Lieferungen von blauem Wasserstoff sukzessive zurück. Dies verdeutlicht die besondere Brückenfunktion von blauem Wasserstoff. Der importierte Wasserstoff im Jahr 2050 in Höhe von ca. 5,2 Mio. t ist ausschließlich grüner Wasserstoff, der vorwiegend in windreichen Regionen Europas produziert und nach Deutschland transportiert wird. Die durchschnittlichen Importkosten betragen im Jahr 2050 ca. 11,6 €/ct/kWh bzw. 3,85 €/kg<sub>H<sub>2</sub></sub>. Der bereits sehr frühe Hochlauf verdeutlicht, dass der Aufbau einer Transportinfrastruktur sehr schnell erfolgen muss.

### *PtL-Produkteinsatz für Anwendungen im Verkehr und in der Industrie*

Neben der direkten Nachfrage an Wasserstoff spielt der Einsatz von PtL-Produkten eine große Rolle und macht etwa 11 % des gesamten Primärenergieverbrauchs im Jahr 2050 aus. Aufgrund der günstigeren Randbedingungen erfolgt die PtL-Bereitstellung fast ausschließlich über Importe und gut 50 % der insgesamt importierten Energieträger und Produkte entfallen auf PtL. Hauptabnehmer sind der Verkehrssektor (hauptsächlich Omnibusse, LKWs und Flugverkehr), in dem gut zwei Drittel aller PtL-Importe eingesetzt werden sowie die chemische Industrie. Die Analysen verdeutlichen, dass neben einem globalen Wasserstoffmarkt auch ein globaler PtL-Markt eine wichtige Bedeutung erlangen kann.

### *Sensitivitäten*

Im Rahmen der Studie wurden eine Vielzahl von Sensitivitäts- und Wertanalysen durchgeführt. Die Analysen zeigen, dass eine Variation des Wasserstoffimportpreises signifikante Auswirkungen auf die inländische Wasserstoffherzeugung hat. So führt eine Erhöhung des Importpreises zu einer deutlichen Zunahme der inländischen H<sub>2</sub>-Erzeugung. Analog führt eine Reduzierung des Importpreises zu einem Rückgang der inländischen H<sub>2</sub>-Produktion. Beides wirkt sich auf die installierte Windkraft- und PV-Kapazität aus. So steigt bei einer Erhöhung des H<sub>2</sub>-Importpreises um nur 20 % im Jahr 2050 die notwendige Onshore-Windkraftkapazität um gut 30 GW bzw. PV-Kapazität um 57 GW an, um ausreichend Strom für

die zusätzliche inländische Wasserstoffproduktion zur Verfügung zu haben. Im Rahmen der Analysen wurde auch untersucht, welche Auswirkungen zu erwarten wären, wenn kein weiterer Zubau von Onshore Windkraftanlagen erfolgt. Eine solche Entwicklung würde im Jahr 2050 zu einer Verdopplung der Wasserstoffimportmenge auf einen Wert von knapp 12 Mio. t führen und Importabhängigkeit für Wasserstoff von ca. 52 % auf knapp 90 % erhöhen. Zusammenfassend ist festzustellen, dass die Analysen zum einen die Wichtigkeit einer inländischen Wasserstoffherzeugung betonen. Zum anderen verdeutlichen sie die Auswirkungen möglicher Preisschwankungen bzw. -risiken von Wasserstoffimporten. Vor dem Hintergrund strategischer Planungsüberlegungen für eine Wasserstoff-Roadmap erscheint eine Mischstrategie angeraten, die jedoch zu einem erheblichen Anteil aus inländischer Wasserstoffherzeugung besteht.

Unabhängig davon, ob die Wasserstoffbereitstellung in Form von inländischer Erzeugung oder Importen erfolgt, ist festzustellen, dass der Einsatz von Wasserstoff in allen Sensitivitäts- und Wertanalysen ein fester Bestandteil einer Reduktionsstrategie ist. So schwankt die nachgefragte Wasserstoffmenge (ohne PtL) zwischen ca. 9 und 13 Mio. t. Dies unterstreicht die systemische Relevanz von Wasserstoff, der in einer zukünftigen Energieversorgung eine Vielzahl von Versorgungsaufgaben erfüllt. Ein potenzieller Treiber für eine zusätzliche Wasserstoffnachfrage ist die chemische Industrie. Eine Substitution von fossilbasierten Rohstoffen durch grünen Wasserstoff oder PtL-Produkte würde zu einer signifikant höheren Wasserstoffnachfrage führen. Darüber hinaus zeigt die Sensitivitätsanalyse, dass die notwendigen Erzeugungskapazitäten für erneuerbare Energie deutlich über die Werte der heute installierten Leistungen liegen. Somit kann mit hoher Robustheit abgeleitet werden, dass ein forcierter Ausbau dieser Kapazitäten möglich ist, bevor die untersuchten Parameterunsicherheiten einen größeren Einfluss auf die Kostenoptimalität des Systems einnehmen können. Folglich muss der Ausbau von erneuerbarer Erzeugung und passender Netzinfrastruktur weiter intensiviert werden, um die notwendige Stromerzeugung aufbauen zu können.

## 5 Entwicklung einer Wasserstoff-Infrastruktur für NRW

Das Bundesland NRW ist mit seiner zentralen Lage im europäischen Binnenmarkt, der hohen Dichte an energieintensiven Unternehmen, der starken Energiewirtschaft und seinen dichtbesiedelten Ballungsräumen das Bundesland mit der höchsten Strom- und Endenergienachfrage in Deutschland. Der Strombedarf von NRW betrug im Jahr 2017 ca. 25 % des Gesamtstrombedarfs in Deutschland. Die höchste Endenergienachfrage in NRW hatte der Bereich Industrie mit über 37 % gefolgt von den Sektoren Haushalte und Gewerbe/Handel/ Dienstleistungen (GHD) mit einem Anteil von 36 % und dem Verkehr mit knapp 26 % Anteil. NRW verfügt über gut ausgebaute Energieinfrastrukturen zur Erzeugung, Transport und Verteilung von Energie. Die Bruttostromerzeugung in NRW betrug im Jahr 2017 ca. 157 TWh und wurde dominiert durch Braunkohle (48 %), Steinkohle (20 %) und Erdgas (12 %). Der Anteil der erneuerbaren Energien an der Bruttostromerzeugung betrug 13 %, angeführt durch Windkraft und PV. [24] Die Länge des Höchst- und Hochspannungsnetzes in NRW beträgt im Jahr 2019 ca. 27 % der gesamten Länge des deutschen Übertragungsnetzes ergänzt durch ca. 300.000 km Länge des Mittel- und Niederspannungsnetzes entsprechend ca. 17 % des gesamten deutschen Verteilnetzes [9].

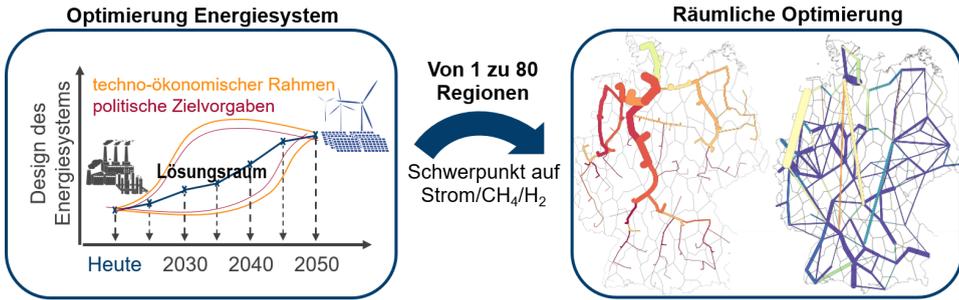
Der Klimawandel macht eine umfangreiche Transformation des Energiesystems in NRW erforderlich. Um die dazu notwendigen energiepolitischen Rahmenbedingungen zu definieren, wurde im Jahr 2019 die Energieversorgungsstrategie (kurz EVS) vom Ministerium für Wirtschaft, Innovation, Digitalisierung und Energie des Landes Nordrhein-Westfalen verabschiedet [9]. Die EVS dient als Leitbild für die energiepolitischen Ziele für eine sichere, wirtschaftliche sowie klima- und umweltfreundliche Energieversorgung in NRW. Das in Kapitel 4 vorgestellte deutschlandweiten Basisszenario hat daher einen erheblichen Einfluss auf die konkrete Ausgestaltung für das Land Nordrhein-Westfalen. Daher werden die deutschlandweiten Rahmendaten für das Land NRW mittels einer eigenen Optimierung regionalisiert. Im Fokus der Studie steht dabei Wasserstoff als wichtiges Schlüsselement eines weiterhin starken Energie- und Wirtschaftsstandorts NRW.

### 5.1 Methodik der räumlichen Optimierung

Für die Durchführung der räumlichen Analyse wird das bereits in Kapitel 3 beschriebene Energiesystemmodell FINE-NESTOR ohne räumliche Auflösung<sup>16</sup> mit einem räumlich und zeitlich auflösenden Modell gekoppelt. Diese Kopplung ist notwendig, um eine räumliche Platzierung von Erzeugungseinheiten unter Berücksichtigung von existierenden und auszubauenden Transport-Infrastrukturen kostenoptimal berechnen zu können (siehe Abbildung 49).

---

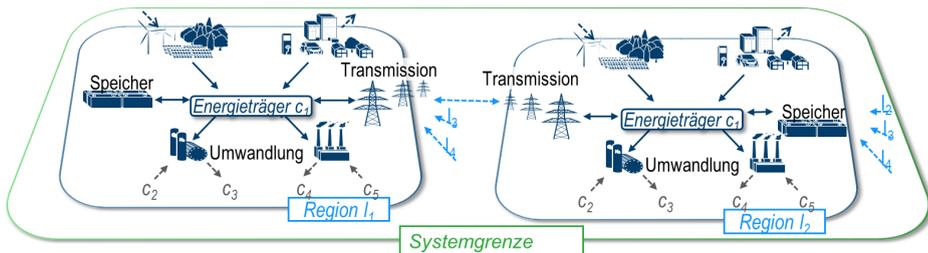
<sup>16</sup> Berücksichtigung der EE-Kapazitätspotentialen der Bundesländer in einer quasi-räumlichen Auflösung



**Abbildung 49: Kopplung der Modelle und Schwerpunkt der Analyse**

Für die räumlich-aufgelöste Modellierung des Energiesystems in Deutschland mit Schwerpunkt auf NRW wird mit Hilfe des bestehenden Modell-Framework FINE (Framework for Integrated Energy System Assessment [25]) ein regional aufgelöstes Energiesystem nachgebildet. Der Modellgenerator ermöglicht die räumlich und zeitlich aufgelöste Modellierung, Optimierung und Bewertung von Energiesystemen. Mit dem Modellgenerator können Systeme mit mehreren Regionen, Energie- und Stoffströmen für diskrete Zeitschritte modelliert werden. Ziel der Optimierung ist die Minimierung der jährlichen Gesamtsystemkosten unter Berücksichtigung von technischen, energiewirtschaftlichen und umweltseitigen Rahmenbedingungen. Diese Rahmenbedingungen wie beispielsweise Obergrenzen an CO<sub>2</sub>-Emissionen oder Kapazitätsbeschränkungen für existierende Transmissionskomponenten können flexibel über das Einfügen von weiteren Gleichungen berücksichtigt werden. Ergänzend zur möglichen Nutzung einer hohen zeitlichen Auflösung auf Stundenbasis für ein ganzes Jahr kann eine zusammenhängende typische Periodenspeicherformulierung angewendet werden, die die Komplexität und Rechenzeit des Modells reduziert [26].

Die Modellbildung und Korrespondenz von mehreren Regionen ist in Abbildung 50 schematisch dargestellt. Die Regionen können jeweils über die Transmissionskomponenten für verschiedene Energieträger mit entsprechenden Kapazitätsbeschränkungen Energiemengen pro Zeitschritt austauschen. Eine Umwandlung von Energieträgern in andere und auch deren Zwischenspeicherung ist über entsprechende Komponenten berücksichtigt. Weitere Detaillierungen zum Modellansatz können den Quellen [25, 27] entnommen werden.



**Abbildung 50: Schematische Darstellung des Modellaufbaus im Modellgenerator FINE**

Die räumliche Detaillierung von Quellen, Senken und Komponenten der Transmission und Speicherung ermöglicht eine integrierte Netzplanung unter Berücksichtigung mehrerer Energieträger z. B. Strom, Erdgas und Wasserstoff und deren Umwandlungs-, Transport-

und Speicherstrukturen. Das in Kapitel 3 bereits beschriebene Basiszenario für eine Transformationsstrategie des deutschen Energiesystems kann durch Nutzung des beschriebenen Modelgenerators in eine räumliche Detaillierung der Transformationsstrategien überführt werden. Für die darauf aufbauende räumliche Optimierung des Energiesystems mit Schwerpunkt auf NRW müssen in einem ersten Schritt Nachfragen, Erzeugungs-, Umwandlungs-, Transmissions- und Speicherkomponenten einer entsprechenden Regionalisierung unterzogen werden. Die angewandte Methode wird in den folgenden Kapiteln 5.2 und 4.3 kurz beschrieben.

### **5.2 Methodik zur Regionalisierung der Nachfragen**

Eine systemanalytische Bewertung von Energiesystemen mit einem hohen Anteil erneuerbarer Einspeisung erfordert zeitlich und räumlich hochauflösende Modelle. Die Bedeutung von räumlich aufgelösten Datensätzen zum Endenergiebedarf sind wesentlich für die Aussagekraft bezüglich der zukünftigen Ausgestaltung der notwendigen Infrastruktur. Eine losgelöste und nicht gekoppelte Modellierung des Wasserstoffsystems vom Erdgas- und Stromversorgungssystem vernachlässigt wichtige Wechselwirkungen zwischen den Versorgungssystemen. Daher gilt es, Strom, Gas und Wasserstoff gemeinsam in den Blick zu nehmen.

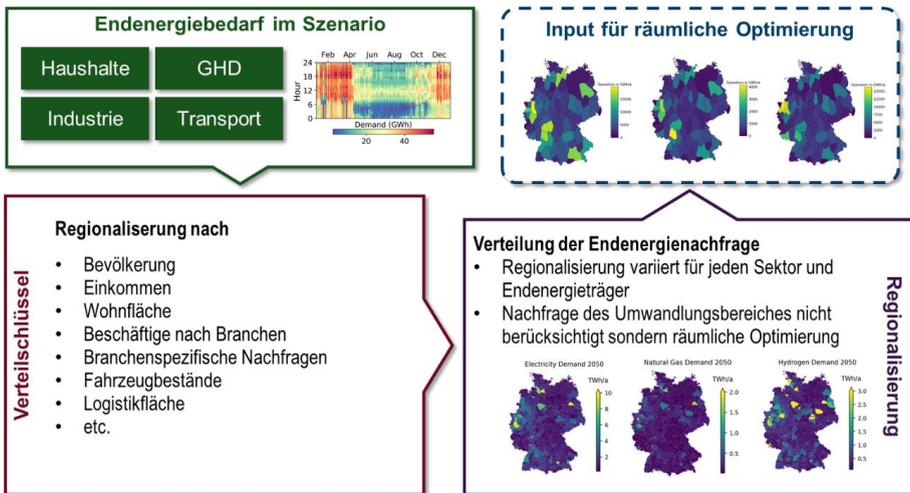
Die Regionalisierung der Endenergienachfragen Strom, Erdgas und perspektivisch Wasserstoff für die Sektoren Haushalte, Gewerbe/ Handel/ Dienstleistung (GHD), Industrie und Mobilität erfolgt durch einen Top-Down-Ansatz. Die räumliche Auflösung wird auf Basis von Verwaltungsebenen für Deutschland (NUTS frz. Nomenclature des unités territoriales statistiques) durchgeführt. Im Zuge von Gebietsreformen kommt es europaweit regelmäßig zu Anpassungen in den Gebietszuteilungen. In der Studie wird die seit dem 01.01.2018 gültigen NUTS-2016 Klassifikation verwendet. Eine schematische Darstellung des Workflows ist in Abbildung 51 zu sehen.

Die Strom-, Gas- und Wasserstoffnachfragen werden in der Studie von der aggregierten Ebene Deutschland auf die Verwaltungsebenen „Bundesland“ (NUTS 1) und „Landkreise“ (NUTS 3) durch nachfragebestimmende Größen verteilt. Dazu erfolgt zunächst die Ableitung von sogenannten Verteilungsschlüsseln und danach die Multiplikation mit der aggregierten Nachfrage. Die Erstellung von aussagekräftigen Verteilungsschlüsseln selbst ist nicht Bestandteil des Projektes, sondern wird an den Analysen des Forschungsvorhabens DemandRegio angelehnt [28]. Die Datenbank des Projektes ist öffentlich zugänglich und mit weiteren Open-Data-Quellen verlinkt [29]. Die verfügbaren Verteilschlüssel sind transparent dokumentiert und auch auf zukünftige Nachfrageentwicklungen anwendbar. In einem ersten Schritt werden die Nachfrageprofile, die Teil des Ergebnisses der Optimierung aus Kapitel 3 sind, für das zu betrachtende Jahr gefiltert. So ergeben sich für jeden Nachfragesektor mehrere zeitliche Profile, die anhand von statistischen und räumlich aufgelösten Daten auf die einzelnen Regionen Deutschlands aufgeteilt werden können.

Typische statistische Größen mit räumlicher Auflösung, die in den Verteilschlüsseln berücksichtigt werden, sind unter anderem die Bevölkerungsentwicklung und die Beschäftigtenzahlen in den unterschiedlichen Wirtschaftszweigen, für welche auch Fortschreibungen über das Jahr 2030 hinaus existieren [29]. Im Haushalts- und Gebäudesektor wird für die Verteilung der Nachfragen neben den Bevölkerungszahlen auch auf Informationen über

das durchschnittliche Einkommen in der jeweiligen Region sowie die Größe der beheizten Wohnfläche zurückgegriffen. Bei den Nachfragen des Industriesektors werden zusätzlich zu den Beschäftigtenzahlen auch die spezifischen Verbräuche des jeweiligen Industriezweigs berücksichtigt, um strom- beziehungsweise gasintensive Industrien besser abbilden zu können [28]. Die Verteilschlüssel des Verkehrssektors basieren unter anderem auf Informationen zu Fahrzeugbeständen, Bevölkerungszahlen, Einkommensverhältnissen, Logistikflächen und Güterverkehr.

Durch die sektorspezifischen Verteilschlüssel ergeben sich die Nachfrageprofile der einzelnen Regionen jeweils aus unterschiedlichen Linearkombination der aggregierten Nachfragen. Daraus ergibt sich für jede betrachtete Region für die unterschiedlichen Energieträger ein eigenes spezifisches Lastprofil.



**Abbildung 51: Schematische Darstellung der notwendigen Arbeitsschritte zur Regionalisierung der Nachfragen in den Szenarien**

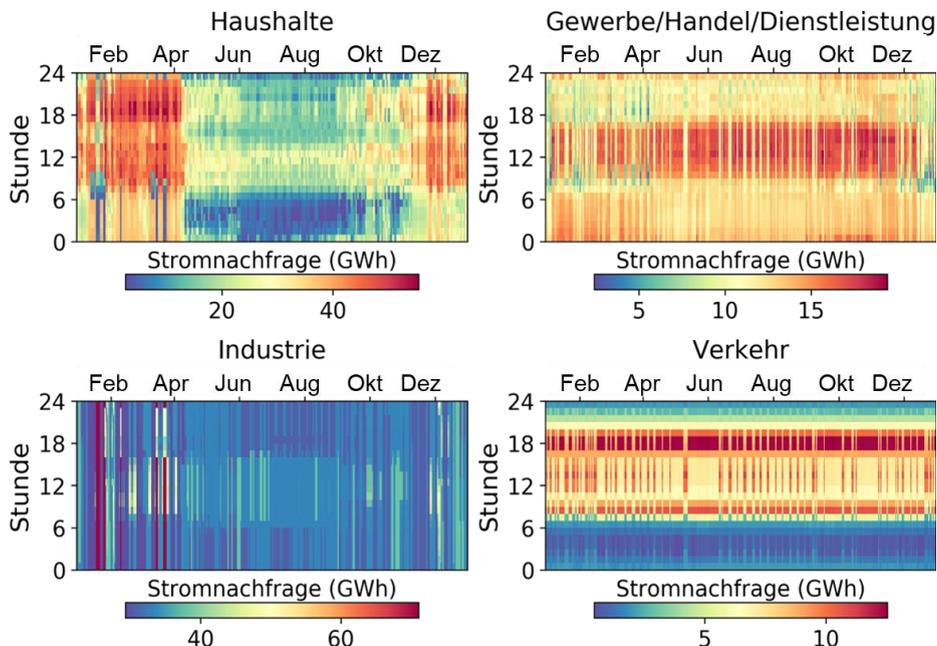
Die Verteilung der aggregierten Nachfragen erfolgt zunächst auf NUTS 1- und NUTS 3-Ebene. In einem letzten Schritt werden die 401 Landkreise der NUTS 3-Ebene den 80 Regionen, für die die räumliche Energiesystemoptimierung erfolgen soll, flächenmäßig zugeordnet und die jeweiligen Nachfrageprofile anteilmäßig aufsummiert. So erhält jede dieser 80 Regionen ein eigenes Nachfrageprofil für die einzelnen Energieträger, welche als Input für die Senken in der räumlich-aufgelösten Optimierung verwendet werden.

### 5.3 Regionalisierung des Endenergiebedarfs, der Transmissionsnetze und Erzeugung

In diesem Kapitel werden die Ergebnisse für die räumliche Optimierung der Stromerzeugungs- und Elektrolysekapazitäten auf Bundeslandebene (NUTS 1) beschrieben. Für diese Optimierung werden in einem ersten Schritt die Endenergiebedarfe der Sektoren sowohl zeitlich als auch räumlich detailliert.

Die zeitlich-aufgelösten Nachfrage-Profile nach Strom, Gas und Wasserstoff sind Ergebnisse der bereits beschriebenen Optimierung und des resultierenden Basiszenarios aus

Kapitel 3. Die berechneten zeitlich-aufgelösten Nachfrageprofile sind in Abbildung 52 am Beispiel der Stromnachfrage für Deutschland für das Stützjahr 2050 dargestellt. Die Profile sind dabei für alle Strombedarfe in den jeweiligen Sektoren zusammengefasst und als sogenannte „Heatmap“ dargestellt. Diese Art der Darstellung ermöglicht eine Visualisierung von tageszeitlichen und jahreszeitlichen Effekten sowie die Identifikation von Nachfragespitzen und Schwachlastphasen.



**Abbildung 52: Aggregierte Stromnachfrageprofile der Sektoren für das Jahr 2050, Basisszenario**

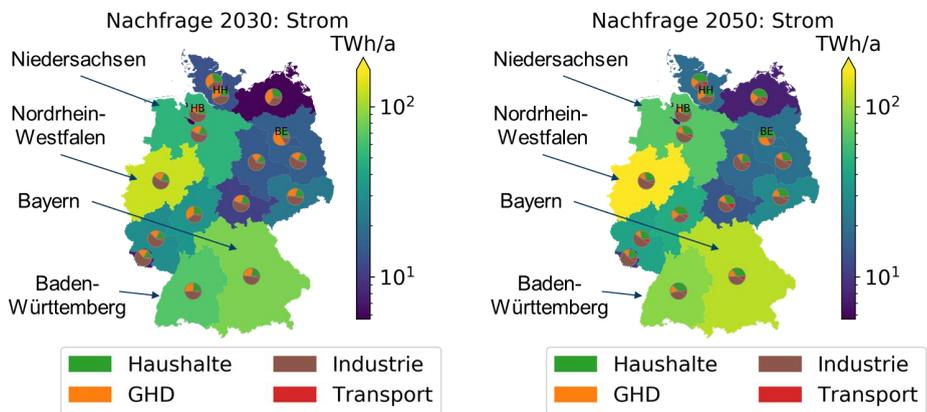
Das Stromnachfrageprofil der Haushalte weist ein ausgeprägtes Tag-Nachtprofil auf, welches durch das Aktivitätsprofil der Bevölkerung in den Haushalten geprägt ist. Das jahreszeitliche Profil ist bestimmt durch den zusätzlichen Raumwärmebedarf in der Heizperiode, der zum Teil durch Wärmepumpen auch im Startjahr 2020 bereitgestellt wird. Der Strombedarf im Gewerbe/ Handel/ Dienstleistungsbereich wird maßgeblich durch die Arbeitszeiten geprägt und zeigt neben den jahreszeitlichen Schwankungen auch wöchentliche Variationen durch einen Wochenend-bedingten Minderbedarf auf. Das Stromnachfrageprofil der Industrie ist im Modell mit einem gleichmäßigen Tages- und Jahresverbrauch abgebildet, da die Industrieprozesse meist kontinuierlich durchlaufen und die Nachfrage nach mechanischer Energie, Licht, Prozesswärme und -kälte sehr konstant sind. Weiterhin werden durch Regelungsstrategien und/oder Speicherelemente Strompeak-Nachfragen vermieden, da leistungsbezogene Netzentgelte die Bezugskosten erhöhen können. Analog zur Stromnachfrage werden auch die Nachfragen nach Erdgas und Wasserstoff zeitlich aufgelöst modelliert. An dieser Stelle wird vertiefend auf die Studie [30] verwiesen.

Auf die zeitlich-aufgelösten Nachfragen wird in einem nächsten Schritt (vgl. Kapitel 5.2) der beschriebene Prozess der Regionalisierung auf NUTS 1-Ebene angewendet. Dieser Zwischenschritt der Regionalisierung ermöglicht einen Abgleich mit historischen Werten (u. a.

[24]) aber auch einen Vergleich mit bundeslandspezifischen energiepolitischen Zielsetzungen (z. B. NRW: [9]).

Die Regionalisierung der Endenergienachfragen Strom, Erdgas und Wasserstoff erfolgt getrennt nach den Endenergiesektoren Haushalte, GHD, Industrie und Verkehr sowie deren Entwicklung für die Szenario-Stützjahre 2030 und 2050. Die so vorgenommenen räumliche Verteilung der Nachfrageprofile dient dabei als Ausgangspunkt für die Detailanalyse von Transformationspfaden in NRW (vgl. Kapitel 4).

Abbildung 53 zeigt das Ergebnis der regionalisierten Stromnachfragen für die Stützjahre 2030 und 2050. Die Kartendarstellung gibt den kumulierten Jahresbedarf für die Sektoren Haushalte, GHD, Industrie und Verkehr an. Strombedarfe im Umwandlungsbereich z. B. PtX-Prozesse sind dabei nicht enthalten und werden im Prozess der räumlichen Optimierung als weiteres Rechenergebnis ausgewiesen.



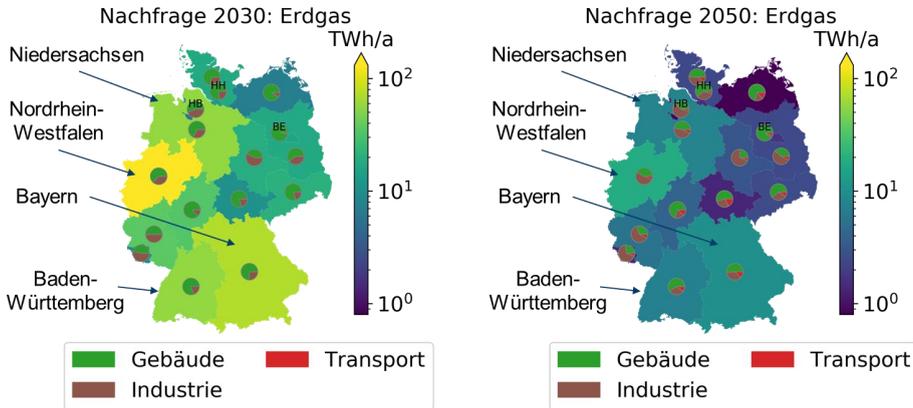
**Abbildung 53: Regionalisierung der Stromnachfrage für das Basisszenario aggregiert für alle Sektoren (ohne Stromnachfrage des Umwandlungsbereiches z.B. PtX), Bundesländer**

Der Strombedarf der Endenergiesektoren steigt von 2030 bis 2050 um etwa ein Drittel, bedingt durch eine steigende Elektrifizierung in der Wärmebereitstellung, dem Verkehr und Industrieprozessen an. Insbesondere Bundesländer mit hoher Siedlungs- und Industriedichte weisen einen überproportionalen Anstieg bei der Stromnachfrage auf

Der NRW-Anteil am gesamten Strombedarf beträgt im Stützjahr 2030 etwa 24 % und steigt im Jahr 2050 leicht auf 26 % an. Während der Anteil der Stromnachfrage der Industrie - bei absolut steigenden Strommengen - annähernd konstant bleibt, nimmt der Anteil der Haushalte am Strombedarf bedingt durch den Trend zu Wärmepumpen zu. Der Anteil des Strombedarfs aus dem Verkehr steigt deutlich an, hat aber trotzdem nur einen geringeren Anteil von knapp 6 % am Strombedarf (ca. 10 TWh) in NRW im Jahr 2050.

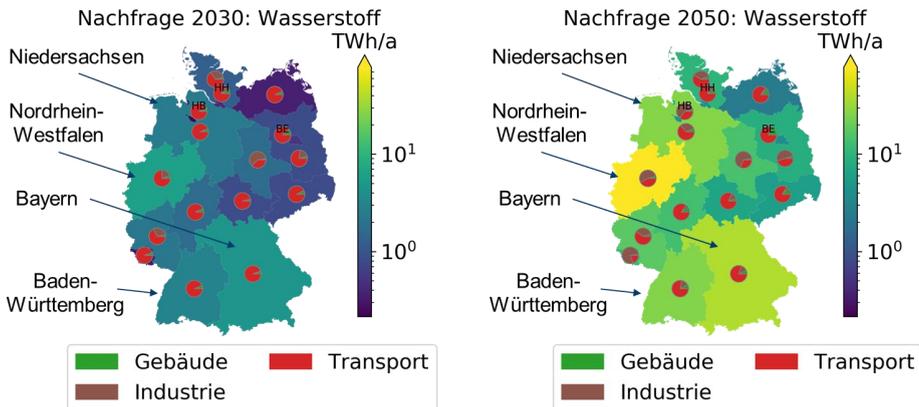
Die jährliche, kumulierte Erdgasnachfrage auf Bundeslandebene als Ergebnis der beschriebenen Regionalisierung (vgl. Kapitel 5.2) ist in Abbildung 54 dargestellt. Insgesamt geht die Erdgasnachfrage in allen Bundesländern signifikant um etwa 84 % bis 90 % vom Jahr 2030 bis zum Jahr 2050 zurück. Der Anteil der Erdgasnachfrage in NRW beträgt im Jahr 2050 26 % der Gesamtnachfrage und beträgt in Deutschland nur noch ca. 50 TWh im Jahr 2050. Bedingt durch die steigende Energieeffizienz in Gebäuden als auch durch den Einsatz von

Wärmepumpen geht auch in NRW der Erdgasbedarf deutlich zurück. Der Anteil der Industrienachfrage am gesamten Erdgasbedarf beträgt in NRW ca. 31 % im Jahr 2050. Der Erdgasbedarf des Umwandlungsbereichs (z.B. Kraftwerke oder Dampfreformierung) ist in der Darstellung nicht berücksichtigt. Die Ergebnisse zeigen eine Verschiebung der Nachfrageanteile beim Erdgas in Richtung Bundesländer mit hoher Industriedichte, allerdings bei stark sinkenden absoluten Absatzmengen.



**Abbildung 54: Regionalisierung der Erdgasnachfrage für das Basisszenario aggregiert für alle Sektoren (ohne Erdgasnachfrage des Umwandlungsbereiches wie Kraftwerke, Dampfreformierung), Bundesländer**

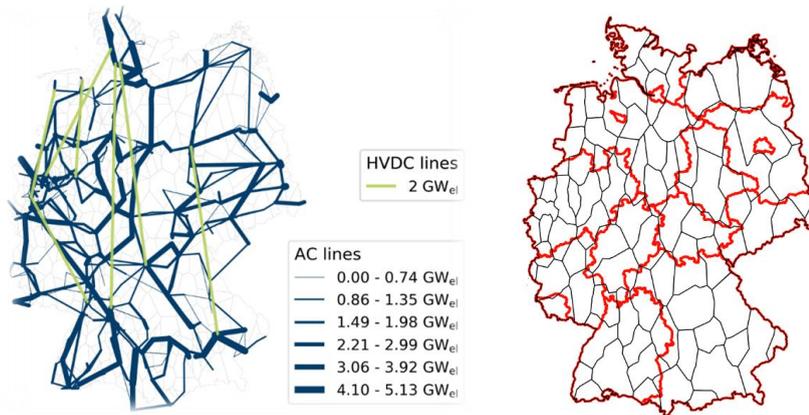
In gleicher Systematik wie bei Strom und Erdgas zeigt Abbildung 55 die Entwicklung der Wasserstoffnachfrage ohne Berücksichtigung des Umwandlungsbereiches. Der Bedarf an Wasserstoff bei den Endverbrauchssektoren Gebäude, Industrie und Verkehr steigt in Deutschland von 2030 auf 2050 knapp um den Faktor 10 und in NRW um den Faktor 13 auf ca. 78 TWh an. Diese Steigerungen beziehen sich allerdings nur auf den zusätzlichen Wasserstoffbedarf, und somit wird die derzeitige konventionelle Erzeugung an den jeweiligen industriellen Standorten nicht berücksichtigt.



**Abbildung 55: Regionalisierung der Wasserstoffnachfrage für das Basisszenario aggregiert für alle Sektoren (ohne Wasserstoffnachfrage des Umwandlungsbereiches wie PtG oder PtL), Bundesländer**

Das Land NRW hat im Jahr 2050 einen Anteil an der nationalen Wasserstoffnachfrage (ohne Umwandlungsbereich) von 28,5 % und ist mit 78 TWh das Bundesland mit der höchsten errechneten Nachfrage gefolgt von Bayern mit knapp 39 TWh. Die Wasserstoffnachfrage wird dabei zunächst durch den Verkehrssektor und nach 2030 zunehmend durch die industrielle Nachfrage dominiert. Entsprechend der zuvor beschriebenen Sensitivitätsanalyse (siehe Kapitel 4.9) für die nichtenergetische Nachfrage würden noch mehr als 120 TWh der heutigen nichtenergetischen Nachfrage in NRW hinzukommen [31]. Die räumliche Verteilung der Rückverstromungseinheiten und die damit resultierende Wasserstoffnachfrage des Umwandlungsbereichs in den einzelnen Regionen ist Teil des Optimierungsproblems, weshalb hier noch nicht auf die Nachfragen des Umwandlungsbereichs eingegangen wird.

Die räumliche Optimierung von Erzeugungskapazitäten sowie Transmissions- und Speicherkomponenten erfordert die Modellierung von bestehenden und zukünftigen Infrastrukturelementen. Zu diesem Zweck werden in einem weiteren Schritt das Strom-Übertragungsnetz und das Gas-Fernleitungsnetz unter Berücksichtigung derer zukünftigen, absehbaren Entwicklungen in eine räumliche Abstraktion überführt. Die räumliche Optimierung fokussiert dabei auf die Transmissionskomponenten für Strom, Erdgas und perspektivisch Wasserstoff. Dies beinhaltet nicht nur die Modellierung von Trassenverläufen, sondern auch die Abbildung von Kapazitätsbeschränkungen. Für die Entwicklung des Übertragungsnetzes im Stromsektor und der Fernleitungsnetze im Gasbereich werden die Netzentwicklungspläne NEP Strom 2030 (Version 2019) und NEP Gas 2028 (Version 2018) hinterlegt.



**Abbildung 56:** Links: Verwendete Abstraktion des Übertragungsnetzes nach Netzentwicklungsplan Strom 2030 (Version 2019); rechts: Aggregation zu 80 Regionen und deren Zuordnung zu den Bundesländern

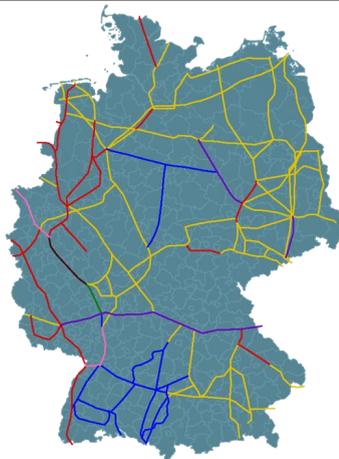
Um die Stromnachfragen den entsprechenden Übertragungsnetzknotten zuweisen zu können, werden sogenannte Voronoi-Regionen als Verteilnetz Abstraktion angewendet. Das zugrundeliegende Übertragungsnetzmodell für Deutschland umfasst 501 Netzknoten als Einspeise- und Ausspeisepunkte ins Verteilnetz oder an Großabnehmer. Weitere Detaillierungen zum hinterlegten Übertragungsnetz können aus [32] entnommen werden. Der Höchstspannungsknoten bildet dabei das Zentrum der Region, deren Gebiete in Bezug zur

euklidischen Metrik näher an dem Zentrum der Region liegen als zu jedem anderen Übertragungsnetzknnoten. Das entsprechende Voronoi-Diagramm für das deutsche Übertragungsnetz ist in Abbildung 56 (links) dargestellt.

Die Übertragungsnetzkapazitäten für den Ausbauzustand nach dem NEP 2030 (Version 2019) für das Jahr 2030 sind als Verbindung zwischen den Höchstspannungsknoten dargestellt. Dies entspricht nicht dem topografischen Verlauf der Leitungen. Die abweichenden Leitungslängen sind entsprechend berücksichtigt. Bedingt durch rechenzeitliche Restriktionen ist eine weitere Aggregation der Voronoi-Regionen notwendig. Im Rahmen der Studie wurde ein guter Kompromiss zwischen ausreichender räumlicher Auflösung insbesondere in NRW und akzeptablen Rechenzeiten bei einer Aggregation zu 80 Voronoi-Regionen gefunden. Die sich daraus ergebende Aufteilung in 80 Regionen für die räumliche Optimierung kann der Abbildung 56 (rechts) entnommen werden.

Die Aufteilung in 80 Regionen als Kompromiss zwischen räumlicher Detaillierung und Komplexität des Optimierungsproblems wird für die Abstraktion der weiteren Transmissionskomponenten Erdgas- und Wasserstoffnetz ebenfalls angewendet. Ausgangspunkt für Abbildung des Fernleitungsnetzes ist eine Recherche zu existenten und zukünftig geplanten Erdgas-Fernleitungen [33]. Die Topologie des modellierten Erdgas-Fernleitungsnetzes ist in Abbildung 57 grafisch dargestellt. Die Fernleitungen sind mit ihren entsprechenden Transportkapazitäten hinterlegt.

— 1-Strang, L485	— 2-Stränge, L485	— 3-Stränge, L485
— 1-Strang, L415	— 2-Stränge, L415	— 3-Stränge, L415
— 2-Stränge, L485 & L415		



**Abbildung 57: Verwendete Abstraktion des Gas-Fernleistungsnetz mit möglichen Leitungen für die Umstellung auf Wasserstoff-Transport [33]**

Für die Umstellung von Erdgas-Pipelines sind sowohl deren Mehrsträngigkeit als auch das verwendete Pipeline-Material wichtige Indikatoren. Für die Umstellung der Erdgaspipelines werden nur mehrsträngige Pipelines der Stahlart X70/L485 mit einem zulässigen Betriebsdruck größer als 70 bar in Betracht gezogen. Die Einschränkung auf Pipelines mit höheren zulässigen Betriebsdrücken sichert hohe  $H_2$ -Durchsätze bei einer Umstellung der

Pipelines und ist im Sinne einer Worst-Case-Abschätzung zu verstehen. Mit diesen Annahmen ergibt sich ein Umstellungspotenzial von knapp 30% bezogen auf die Gesamtlänge des Fernleitungsnetzes. An dieser Stelle sei angemerkt, dass die Eignung zur Umstellung noch weiteren Kriterien als den genannten unterworfen ist. Eine Vertiefung dieser Thematik ist in der Veröffentlichung von Cerniauskas et al. [33] beschrieben. Ob und welche möglichen Pipelinestränge umgestellt werden, ist Bestandteil der räumlich-aufgelösten Kostenoptimierung.

Das Design und die Entwicklung eines Wasserstoff-Transmissionsnetzes werden durch folgende Rahmenbedingungen beeinflusst:

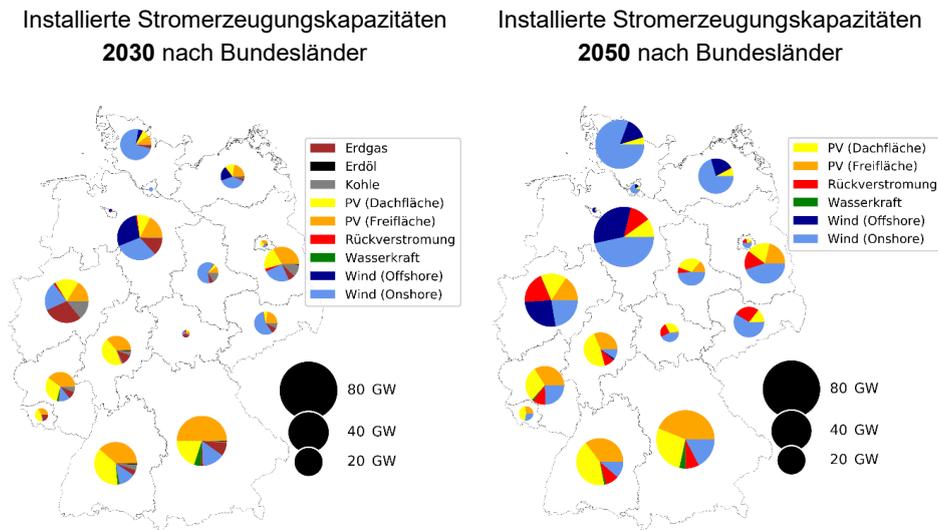
- Neuverlegung von H<sub>2</sub> Pipelines entlang eines Kandidaten-Netzes bestimmt durch existente und geplante Erdgas-Fernleitungen (vgl. Abbildung 57)
- Platzierung von Importoptionen für Wasserstoff an geplanten LNG-Terminals
- Pipeline-Import aus Nachbarländern
- Umstellung von Erdgaspipelines unter Sicherstellung der Erdgasversorgung
- Umstellung existenter Salzkavernen und Neubau an geeigneten Standorten in Deutschland (vgl. Caglayan et al. [34])

Die Potenzialbeschränkungen der erneuerbaren Stromerzeuger werden für die betrachteten 80 Regionen unter Berücksichtigung lokaler Begebenheiten ermittelt [21]. Für die Anbindung von Offshore-Windparks werden die Netzverknüpfungspunkte des NEP 2030 (Version 2019) berücksichtigt. Zusätzlich werden weitere Übertragungsnetzknotten mit starker Netzeinbindung berücksichtigt, um die Offshore erzeugten Strommengen bedarfsgerecht transportieren zu können. Dies sind insbesondere die vorhandenen starken Netzknoten an zukünftig abgeschalteten Kern- oder Kohlekraftwerksstandorten.

Basierend auf den regionalisierten Nachfragen, den abstrahierten Transmissionsinfrastrukturen für Strom, Erdgas und Wasserstoff, den regionalisierten Potenzialbeschränkungen für die erneuerbaren Energien, den bereits beschriebenen techno-ökonomischen Annahmen und den hinterlegten energiepolitischen Zielen (vgl. Kapitel 4) wird die räumliche Verteilung der Erzeugung, Speicherung und Transmissionskomponenten im Gesamtsystem optimiert.

### Ergebnisse der zeitlichen und räumlichen Optimierung

Das Ergebnis der räumlich-aufgelösten Optimierung der Stromerzeugung im Basisszenario ist in Abbildung 58, differenziert nach Bundesländern, für die Stützjahre 2030 und 2050 gezeigt.



**Abbildung 58: Ergebnis der räumlichen Optimierung zu installierten Stromerzeugungskapazitäten auf Bundeslandebene für die Stützjahre 2030 und 2050**

Entsprechend den Vorgaben einer signifikanten CO<sub>2</sub>-Reduktion von 95 % wird die Stromerzeugung in Richtung CO<sub>2</sub> Neutralität entwickelt. Dementsprechend findet eine Transformation von Erdgas- und Kohleverstromung hin zu einer gänzlich erneuerbaren Stromerzeugung statt. Diese wird durch Rückverstromung von Wasserstoff in Gasturbinen- / GuD-Kraftwerken und in Brennstoffzellen mit entsprechenden Salzkavernen als Speicheroption wesentlich ergänzt. Der weitere Ausbau der Onshore-Kapazitäten erfolgt maßgeblich in den Bundesländern Schleswig-Holstein, Niedersachsen, Mecklenburg-Vorpommern, Brandenburg und auch NRW. Die Kapazitäten der Windenergieanlagen, die im Offshore Bereich zugebaut werden, werden den Bundesländern entsprechend den möglichen Netzverknüpfungspunkten zugeordnet. Von den installierten Wasserstoff-Rückverstromungskapazitäten von 51,5 GW im Jahr 2050 sind ca. 24 % in NRW lokalisiert. Die Platzierung von Rückverstromungskraftwerken ist dabei von Verbrauchsschwerpunkten und der Möglichkeit der H<sub>2</sub>-Speicherung abhängig. Eine Begrenzung von Übertragungsnetzkapazitäten wird in den Rechnungen ebenfalls berücksichtigt. Für die adäquate Anbindung von Offshore-Windparks werden ergänzende Netzverknüpfungspunkte an wegfallenden Standorten insbesondere von Kern- oder Kohlekraftwerken berücksichtigt und exogen vorgegeben. Ein über diese Maßnahme und dem zu Grunde gelegten Netzentwicklungsplan Strom 2030 (Version 2019) hinausgehender Ausbau an Leitungskapazitäten wird nicht berücksichtigt.

Die Werte der errechneten Stromerzeugungskapazitäten in NRW für Wind und PV sind in Tabelle 6 aufgeführt. Die Zielvorgaben der Energieversorgungsstrategien des Lands NRW sowie die deutschlandweiten Kapazitäten des Basisszenarios sind dem räumlich Optimierten Szenario gegenübergestellt. Die Offshore-Kapazitäten beinhalten die Windparks in der Nordsee, welche direkt über Netzverknüpfungspunkte an das Übertragungsnetz in NRW angeschlossen werden. Der NRW-Anteil an der gesamten bundesdeutschen installierten Kapazität im Jahr 2050 beträgt für PV knapp 10 %, für Wind-Onshore ca. 7% und Wind-Offshore knapp 27 %. Die optimierten erneuerbaren Stromerzeugungskapazitäten in NRW

erfüllen damit die gesteckten Ziele der EVS in NRW unter den getroffenen Szenario Annahmen.

**Tabelle 6: Entwicklung der installierten Leistungen Wind-Onshore, Wind-Offshore und PV in NRW im Vergleich zur Energieversorgungsstrategie des Landes NRW und zum Basisszenario, Deutschland**

[GW]	räumliche Optimierung, NRW, 2030	Ziel EVS [9] NRW, 2030	räumliche Optimierung NRW, 2050	Ziel EVS [9] NRW, 2035	Basisszenario D, 2050
PV	14,7	11,5	20,0	13	210
Wind Onshore	9,3	10,5	14,4	12	199
Wind Offshore	0		16,0	2	60 <sup>17</sup>

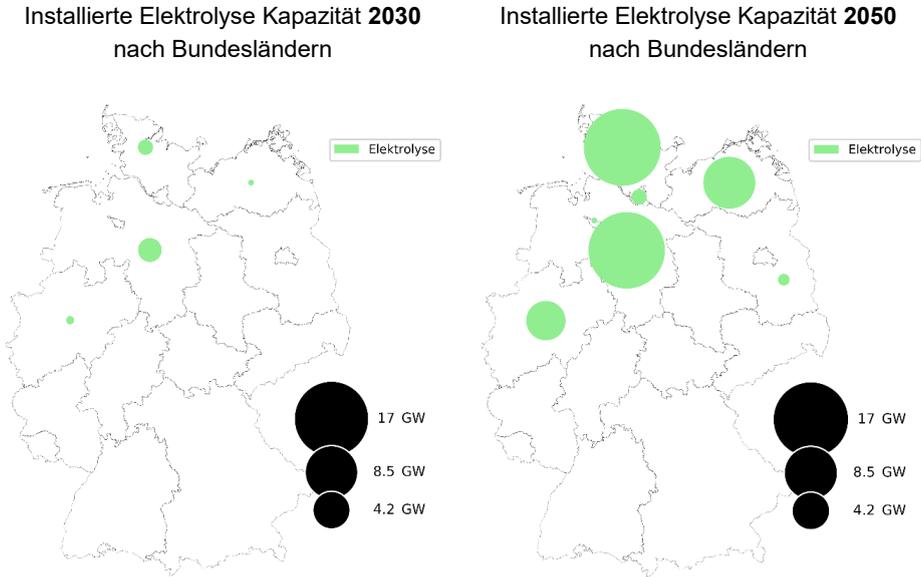
Im Jahr 2030 werden in Deutschland etwa 560 TWh Strom erzeugt, davon mit 77 TWh knapp 14 % in NRW. Der Anteil der Erneuerbaren an der Strombereitstellung in NRW liegt in 2030 bei 51 %. Wind-Onshore und PV tragen dabei etwa zu gleichen Anteilen zu der Erzeugung bei. Für das Jahr 2050 wird eine Strombereitstellung von etwa 1.000 TWh errechnet, 15 % davon werden in NRW bereitgestellt. Die Stromerzeugung durch Windturbinen und Photovoltaikanlagen belaufen sich dabei auf rund 90 % in NRW. Durch die Anbindung von Wind-Offshore-Anlagen kann allein durch Wind 108 TWh Strom bereitgestellt werden. Die erzeugte Rückverstromungsmenge auf Basis von Wasserstoff beträgt in NRW 16 TWh, was dem restlichen Anteil von etwa 10 % an der Bruttostromerzeugung in NRW entspricht. Dadurch ergibt sich eine Wasserstoffnachfrage von 26 TWh im Umwandlungsbereich, die zusätzlich zu den vorher genannten 78 TWh an Wasserstoff gedeckt werden müssen.

Zentrales Element des Wasserstoffsystems in der Szenarioanalyse ist die elektrochemische Produktion von Wasserstoff auf Basis von erneuerbarem Strom in Ergänzung mit Import von grünem und CO<sub>2</sub>-freien blauen Wasserstoff. Das Ergebnis der räumlichen Optimierung für die Platzierung der Elektrolyse differenziert nach Bundesländern ist in Abbildung 59 dargestellt.

Die Ergebnisse der installierten Elektrolyse-Kapazitäten zeigen eine hohen Übereinstimmungsgrad mit den Bundesländern, welche über hohe Kapazitäten für Wind-Onshore und Offshore-Erzeugungskapazitäten verfügen. Das Land NRW hat einen Anteil von 9,5 % an der gesamten Elektrolyse-Kapazität von knapp 70 GW im Jahr 2050. In den Bundesländern Mecklenburg-Vorpommern, Niedersachsen und Schleswig-Holstein werden ca. 88 % der Gesamtkapazität im Jahr 2050 installiert. Zusammen mit Bremen und Hamburg haben sich diese Bundesländer bereits 2019 zur Entwicklung der Norddeutschen Wasserstoffstrategie [5] zusammengeschlossen und sich das Ziel von 5 GW installierter Elektrolyseleistung im Jahr 2030 gesetzt. Die nationale Wasserstoffstrategie des Bundes sieht Zielwerte von 5 GW bis 2030 und 10 GW bis spätestens 2040 für Gesamtdeutschland vor. An Raffineriestandorten soll die Errichtung von 2 GW Elektrolyseleistung für den Einsatz von grünem Wasserstoff bei der Produktion von Kraftstoffen angereizt werden. [17] Mit zwei großen Raffineriestandorten im Ruhrgebiet und im Rheinland kann insbesondere NRW von einer

<sup>17</sup> Exogen vorgegeben und kein Optimierungsergebnis

solchen Förderung profitieren. Insgesamt werden im Jahr 2030 etwa 6,1 TWh Wasserstoff durch Elektrolyse erzeugt, davon knapp 8,5 % in NRW. Im Jahr 2050 steigt die inländische Wasserstoffherzeugung auf etwa 178 TWh und NRW steigert seinen Anteil auf ca. 10 %.



**Abbildung 59: Ergebnis der räumlichen Optimierung zu installierten Elektrolyse-Kapazitäten auf Bundeslandebene für die Stützjahre 2030 und 2050**

Die Ergebnisse auf Ebene der Bundesländer zeigen bereits den Komplexitätsgrad eines gekoppelten Energiesystems mit den Energieträgern Strom, Erdgas und Wasserstoff. Festzuhalten bleibt, dass die Entwicklung einer Wasserstoff-Infrastruktur zur Erzeugung, Transport und Nutzung als Energieträger und Rohstoff nicht ohne eine Betrachtung des Strom- und Erdgassystems erfolgen kann. Die detaillierte Betrachtung der Infrastrukturkomponenten eines Wasserstoff-Systems wird nachfolgend für NRW präzisiert.

### 5.4 Szenario Überblick für NRW

Wie aus den zuvor beschriebenen Ergebnisse deutlich wird, nimmt NRW unter der Randbedingung einer kosten-optimalen Transformation des deutschen Energiesystems eine wichtige Rolle ein. Es ist das Bundesland mit den größten Verschiebungen in der Struktur der Erzeugung und Endenergienachfrage bis zum Jahr 2050. Die Stromnachfrage in den Sektoren wird wesentlich beeinflusst durch einen zunehmenden Anteil an Wärmepumpen und Effizienzmaßnahmen im Gebäudebereich, der Elektromobilität und einer steigenden Elektrifizierung von Industrieprozessen. Die Stromnachfrage der Endverbraucher in Deutschland steigt von etwa 520 TWh auf 761 TWh in 2050 an. Entsprechend vergrößert sich die Stromnachfrage in NRW von 123 TWh in 2017 auf 165 TWh in 2050 [35]. Somit bleibt NRW eine der wichtigsten Regionen für die Stromversorgung. Im Einklang mit dem Rückgang der Methannachfrage in ganz Deutschland von etwa 880 TWh auf 50 TWh in 2050 (vgl. Abbildung 54), vollzieht sich in NRW die größte Verschiebung von Methan in

Richtung Wasserstoff bei den gasförmigen Energieträgern. Die Methannachfrage in NRW sinkt von ca. 215 TWh im Jahr 2017 [35] auf nur noch etwa 19 TWh im Basisszenario für das Zieljahr 2050. Gleichzeitig steigt die Nachfrage an Wasserstoff in NRW auf etwa 78 TWh im Jahr 2050 an ohne Berücksichtigung des Umwandlungsbereichs. Dies ist auf den Einsatz von Brennstoffzellenfahrzeugen im Personen- und Güterverkehr sowie insbesondere auf den hohen Anteil von Industrieanwendungen, wie zum Beispiel Zement, Stahl und Chemie zurückzuführen. Über die Hälfte des nachgefragten Wasserstoffs in NRW wird 2050 dabei dem Industriesektor zugeordnet. Dies entspricht bereits 43 % der Wasserstoffnachfrage des Industriesektors in Deutschland. Diese Entwicklung hat einen maßgeblichen Einfluss auch auf die Stromerzeugung im Land NRW, welche entsprechend auf erneuerbare Energien und flexible Wasserstoffrückverstromungsanlagen umgestellt wird. In den folgenden Abschnitten werden die Ergebnisse der Detailanalyse bezüglich Endenergienachfragen und Komponenten der Wasserstoffversorgung mit Fokus auf NRW beschrieben.

### 5.4.1 Kurzfristige Entwicklung bis 2030

Das räumlich aufgelöste Modell basiert auf den Ergebnissen des in Kapitel 4 vorgestellten Energiesystemmodells für Deutschland. Anhand der in Abschnitt 5.2 beschriebenen Methoden werden die Endenergie-Nachfragen nach Strom, Methan und Wasserstoff der einzelnen Nachfragesektoren räumlich auf die einzelnen Landkreise verteilt. Abbildung 60, Abbildung 61 und Abbildung 62 zeigen die Nachfrageverteilungen für 2030 in NRW für die drei betrachteten Energieträger Strom, Methan und Wasserstoff. Dabei ist jeweils links die sektorale Aufteilung der Nachfragen im Bundesland NRW dargestellt. Wie bereits erwähnt, werden die Nachfragen des Umwandlungssektors dabei nicht berücksichtigt, da diese Nachfragen Teil des Optimierungsergebnisses des Energiesektors sind. Entsprechend wird die Verteilung der Komponenten des Wasserstoffsystems wie Elektrolyse und Rückverstromungsanlagen in den darauffolgenden Abschnitten diskutiert.

Die Stromnachfrage 2030 in NRW wird vom Industriesektor mit einem Anteil von knapp 60 % dominiert. Daraus ergeben sich die Nachfragehotspots in den industriell geprägten Landkreisen Rhein-Kreis-Neuss und Rhein-Erft-Kreis, sowie Duisburg und Recklinghausen (siehe Abbildung 60), in denen sich Standorte stromintensiver Industriezweige befinden. Köln weist aufgrund der angesiedelten Industrien und der höheren Beschäftigtenzahlen im GHD-Sektor sowie der allgemein höheren Bevölkerungszahl ebenfalls eine höhere Stromnachfrage als das umliegende Land auf. Die Stromnachfrage in NRW beträgt 2030 rund 130 TWh, deren größter Anteil im Rheinland und Ruhrgebiet lokalisiert ist.

### Nachfrage 2030: Strom

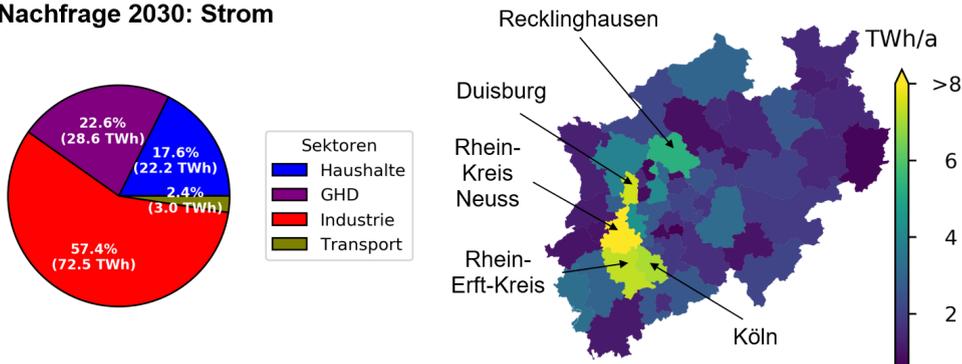


Abbildung 60: Verteilung der Endenergienachfragen von Strom für NRW im Jahr 2030.

Die Methannachfrage NRW beläuft sich im Jahr 2030 ebenfalls auf rund 130 TWh. In Abbildung 61 wird deutlich, dass die größte Nachfrage – nämlich über 60 % - im Gebäudesektor zu finden ist, während der Industriesektor einen Anteil von knapp 40% aufweist. Die Nachfragen einzelner Industriestandorte, darunter Köln und der Rhein-Erft-Kreis und insbesondere Duisburg (mit 14 TWh höchste Erdgasnachfrage in 2030), markieren die Bedarfzentren in NRW, welche sich in Abbildung 61 deutlich hervorheben.

### Nachfrage 2030: Methan

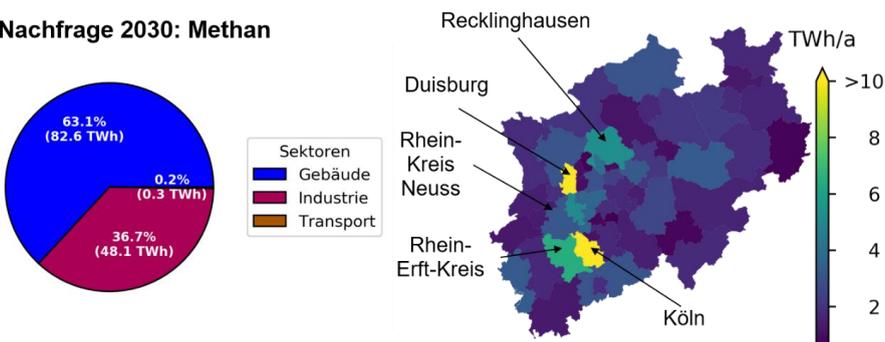
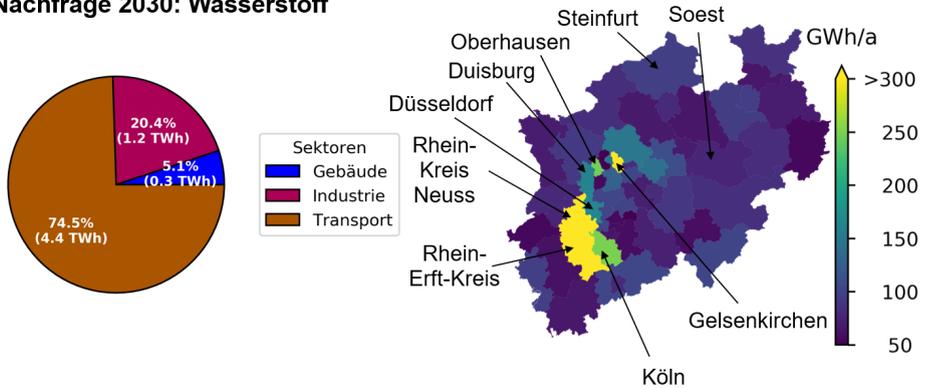


Abbildung 61: Verteilung der Endenergienachfragen nach Methan für NRW im Jahr 2030.

Der Fokus dieser Studie liegt auf der Entwicklung des Wasserstoffbedarfs und der darauf aufbauenden Entwicklung der Wasserstoffinfrastruktur. Für 2030 wird in NRW ohne Berücksichtigung der bereits bestehenden industriellen Nachfrage eine Wasserstoffnachfrage von etwa 6 TWh angenommen, die zu 75 % dem Verkehrssektor und zu 20 % dem Industriesektor zugeordnet werden kann. Dabei wird für die räumliche Optimierung nur der Anteil an der Wasserstoffnachfrage im Industriesektor berücksichtigt, der nicht als Nebenprodukt am Industriestandort anfällt oder am Standort selbst produziert wird, sondern von außen hinzugeführt werden muss. Derzeit beträgt der Verbrauch an direkt am Nachfragestandort erzeugten grauem Wasserstoff in der Industrie ca. 17 TWh. Dadurch fällt die Nachfrage des Industriesektors geringer aus als in Abschnitt 4.5.1 dargestellt. Im Folgenden wird diese Nachfrage als „externe Wasserstoffnachfrage“ bezeichnet. Der Gebäudesektor weist nur einen Bedarf von 5 % des Gesamtbedarfs auf und bezieht sich auf den Einsatz zur Raumwärmerezeugung (siehe Abschnitt 4.6.1). Die Verteilung der Wasserstoffnachfragen wird in

Abbildung 63 und Abbildung 64 für die Sektoren Industrie und Verkehr getrennt dargestellt, da diese für 95% der Nachfrage im Jahr 2030 verantwortlich sind.

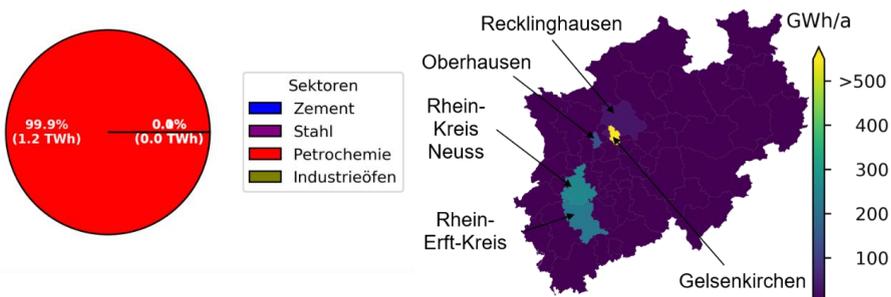
**Nachfrage 2030: Wasserstoff**



**Abbildung 62: Verteilung der Endenergienachfrage nach Wasserstoff für NRW im Jahr 2030. Im Industriesektor werden nur externe Wasserstoffnachfragen berücksichtigt, die nicht durch interne Industrieprozesse gedeckt werden.**

Im Industriesektor entsprechen die Bedarfszentren den Standorten chemischer Industrie und Raffinerien, wodurch Gelsenkirchen als Petrochemie-Standort (Raffinerie, Ammoniak und Methanol) deutlich hervorgehoben wird mit einer Jahresnachfrage von etwa 550 GWh Wasserstoff. Allgemein verteilt sich die Wasserstoffnachfrage des Industriesektors in 2030 nur auf wenige ausgewählte Landkreise. Dies lässt sich damit begründen, dass die Nutzung von externem Wasserstoff zunächst nur in der Grundstoffchemie Anwendung findet (vergleiche hierzu auch Abschnitt 4.7.2). So werden 100 % der Wasserstoffnachfrage im Industriesektor der Petrochemie zugeordnet, wie in Abbildung 63 zu sehen ist. Die Bedarfszentren des Industriesektors liegen hierbei in Gelsenkirchen (550 GWh), im Rhein-Kreis Neuss (260 GWh), im Rhein-Erft-Kreis (220 GWh) und in Oberhausen (140 GWh).

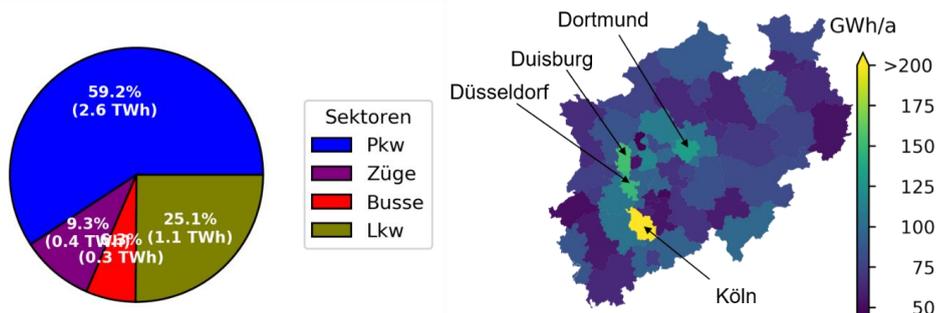
**Wasserstoffnachfrage des Industriesektors in 2030**



**Abbildung 63: Verteilung der Endenergienachfrage nach Wasserstoff des Industriesektors im Jahr 2030. Hierbei sind nur Wasserstoffnachfragen der Industrie berücksichtigt, deren Versorgung extern erfolgt.**

Die Wasserstoffnachfrage im Verkehrssektor summiert sich auf etwa 4,5 TWh im Jahr 2030, deren größter Anteil von etwa 60 % auf die Nutzung von PKW entfällt. LKWs fragen im Jahr 2030 bereits 25 % des Wasserstoffes des Verkehrssektors mit stark steigender Tendenz bis 2050 (vergleiche Abbildung 72) nach. Dadurch verteilt sich die Wasserstoffnachfrage relativ gleichmäßig in NRW. Nur einzelne Landkreise mit einer hohen Bevölkerungsdichte und größeren Fahrzeugbeständen wie Köln (220 GWh), Duisburg (150 GWh), Düsseldorf (150 GWh) und Dortmund (130 GWh) heben sich in der Nachfrageverteilung aus ihrer Umgebung hervor.

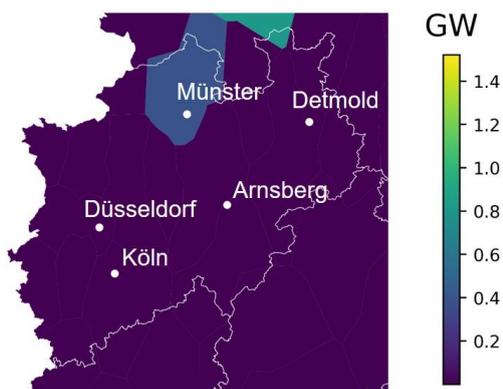
### Wasserstoffnachfrage des Verkehrssektors in 2030



**Abbildung 64: Verteilung der Endenergienachfrage nach Wasserstoff des Verkehrssektors im Jahr 2030.**

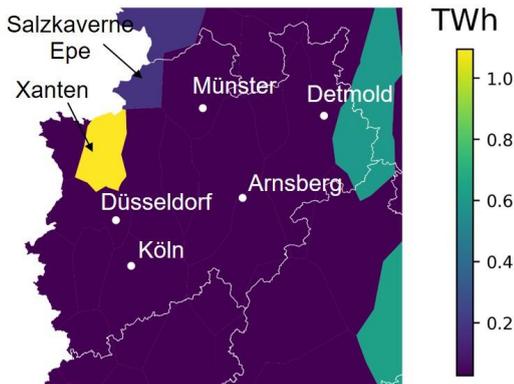
Zusätzlich zu den 6 TWh Nachfrage an Wasserstoff in den Endverbrauchssektoren Gebäude, Industrie und Verkehr kommt eine Wasserstoffnachfrage von weiteren 3 TWh hinzu, welche sich im Umwandlungsbereich durch den Betrieb von Wasserstoffrückverstromungsanlagen ergibt. Daraus ergibt sich insgesamt eine Wasserstoffnachfrage von 9,5 TWh in NRW.

Die Ergebnisse der räumlich aufgelösten Optimierung zeigen, dass im Jahr 2030 bereits erste Schritte beim Ausbau der Wasserstoffinfrastrukturen innerhalb NRWs erfolgen müssen, um den Bedarf zu decken und Flexibilität durch Langzeitspeicherung und Rückverstromung von Wasserstoff zu erhalten. Dabei werden etwa 200 MW von den insgesamt 4 GW installierter Leistung an Elektrolyse im Norden von NRW platziert (siehe Abbildung 65). In dieser Region wird aufgrund der Windverhältnisse ein Zubau an Windturbinen erwartet, welche aufgrund der fluktuierenden Erzeugungsrates überschüssigen Strom zur Umwandlung zu Wasserstoff bereitstellen. Die Wasserstoffherzeugung innerhalb NRWs beträgt gut 500 GWh. Dadurch lässt sich allerdings nur 5 % der Nachfrage an Wasserstoff in NRW decken. Der Großteil der Nachfrage muss daher aus anderen Bundesländern nach NRW gebracht oder aus dem Ausland importiert werden.



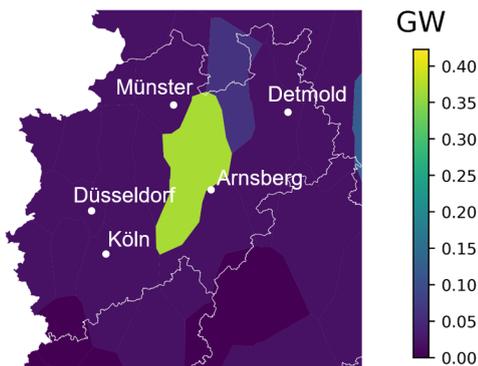
**Abbildung 65: Ergebnis der installierten Elektrolyse-Kapazitäten im Jahr 2030; Optimierung unter Beachtung der Netzkapazitäten für Strom, Methan und Wasserstoff.**

Aus Gründen der Wirtschaftlichkeit und Markthochlaufs werden Nachfragen auch über Importe von Wasserstoff aus den Niederlanden und Norwegen gedeckt (vergleiche hierzu Abschnitt 4.5.3). Mit einer maximalen Pipelinekapazität von 400 MW wird Wasserstoff aus den Niederlanden kommend nach NRW importiert und in die westlichen und südlichen Regionen verteilt. Zudem werden bis zu 1 TWh Wasserstoff in der Salzkaverne Xanten eingespeichert, um die Lastspitzen zu späteren Zeiten decken zu können (siehe Abbildung 66). Die Langzeitspeicherung von Erdgas im Szenariojahr 2030 kann alleine durch bereits existierende Porenspeicher gewährleistet werden. Die dadurch frei werden Speicherkapazitäten der bestehenden Salzkavernen können dann für die Speicherung von Wasserstoff umgestellt werden. Die Nutzung von existierenden Porenspeichern für Wasserstoff wird im Modell nicht betrachtet, da der Wasserstoff in Porenspeichern stark verunreinigt werden kann, was negative Auswirkungen auf die Wirtschaftlichkeit haben kann. Des Weiteren ist die Dynamik von Porenspeichern deutlich niedriger und die großskalige Demonstration dieser geologischen Speichervariante als Wasserstoffspeicher steht derzeit noch aus. Im Jahr 2030 werden als Modellergebnis nur etwa 5 % der bestehenden Speicherkapazitäten der Salzkavernen zur Speicherung von Wasserstoff genutzt. Diese Umstellung der bestehenden Salzkavernen auf Wasserstoffspeicherung gefährdet im Szenario nicht die notwendige Speicherung von Methan in den verbleibenden Salzkavernen und Porenspeichern.



**Abbildung 66. Ergebnis der installierten Speicherkapazität zur Speicherung von Wasserstoff im Jahr 2030; Optimierung unter Beachtung der Netzkapazitäten für Strom, Methan und Wasserstoff.**

Aufgrund der sinkenden nutzbaren Leistung von konventionellen Kraftwerken und der angestrebten CO<sub>2</sub>-Reduktion wird Strom innerhalb NRW auch mit Rückverstromungskraftwerken produziert.



**Abbildung 67: Ergebnis der installierten Kapazität für Rückverstromung im Jahr 2030; Optimierung unter Beachtung der Netzkapazitäten für Strom, Methan und Wasserstoff.**

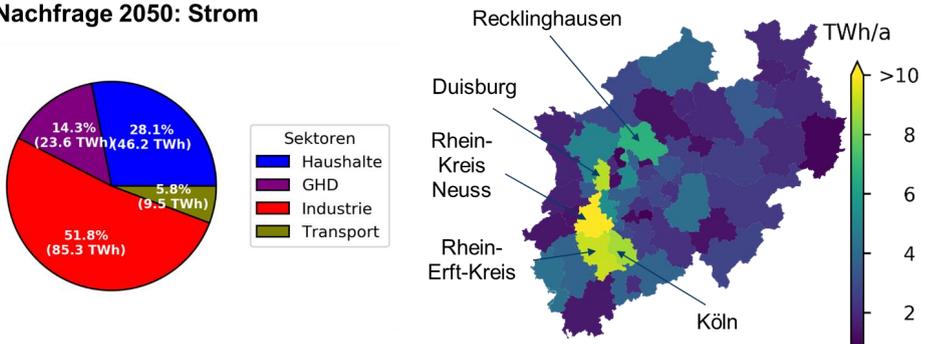
Mit einer installierten Leistung von etwa 350 MW an Gasturbinen und Brennstoffzellen, was ca. 10 % der insgesamt installierten Rückverstromungstechnologien in Deutschland für das Jahr 2030 entspricht, wird aus dem Norden Deutschlands importierter Wasserstoff zu Strom umgewandelt. Dabei entsteht ein zusätzlicher Bedarf an 3,5 TWh Wasserstoff im Umwandlungssektor. Die Allokation der Rückverstromungsanlagen ist in Abbildung 67 zu sehen. Sie ist stark beeinflusst durch die Nähe der Bedarfszentren rund um das Rheinland und das Ruhrgebiet, sowie den begrenzten Übertragungsnetzkapazitäten im Strombereich.

### 5.4.2 Langfristige Entwicklung bis 2050

Die regionalisierten Endenergienachfragen für Strom, Methan und Wasserstoff basieren ebenfalls auf den Ergebnissen des im Kapitel 3 vorgestellten Basisszenarios für Deutschland. Die Nachfragen des Umwandlungssektors werden dabei nicht berücksichtigt, da diese Nachfragen Teil des Optimierungsergebnisses sind und in darauffolgenden Abschnitten zur Wasserstoffinfrastruktur beschrieben werden.

Wie bereits erwähnt, wird bis zum Jahr 2050 deutschlandweit eine Erhöhung der Stromnachfrage im Endenergiebereich auf 761 TWh im Basisszenario erwartet. Entsprechend steigt die Stromnachfrage in NRW von rund 130 TWh im Jahr 2030 auf 165 TWh im Jahr 2050 (Abbildung 68) an. Die Stromnachfrage in NRW wird auch im Jahr 2020 zu über 50 % von der Industrie dominiert. Der GHD-Anteil geht zwischen den Jahren 2030 und 2050 von 22 % auf 14 % zurück und verdeutlicht somit die Wirkung der ergriffenen Effizienzmaßnahmen. Dagegen vergrößern sich die Anteile der Stromnachfrage für Gebäude und den Verkehr auf 28 % bzw. 6 %. Sie zeigen somit die zunehmende Bedeutung dieser Sektoren für die Stromversorgung und die Strom-Verteilnetze. Die Schwerpunkte der Stromnachfrage bleiben konsistent zu bereits im Jahr 2030 beobachteten Verbräuchen urbaner Zentren in der Rhein-Ruhr-Region wie Köln und Düsseldorf. Diese Nachfrage kann vor allem auf die erhöhte Stromnachfrage der Wärmepumpen und batterie-elektrischen Mobilität zurückgeführt werden. Zusätzlich ist eine hohe Stromnachfrage in den Industriezentren in der Rhein-Ruhr Region, Rhein-Erft-Kreis, Rhein-Kreis-Neuss, Duisburg und Recklinghausen zu beobachten. Diese bleibt aber vergleichsweise konstant zwischen den Jahren 2030 und 2050.

#### Nachfrage 2050: Strom

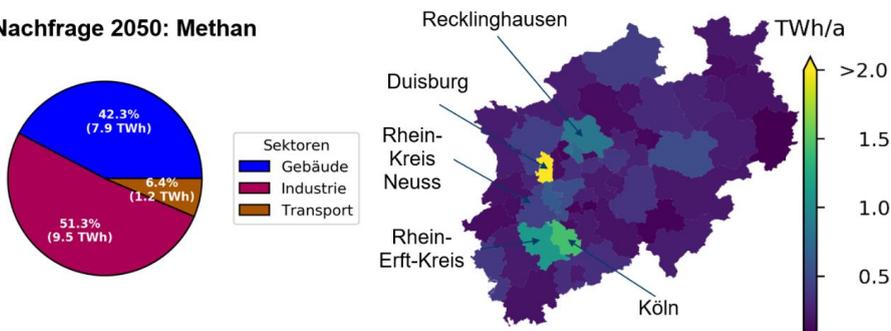


**Abbildung 68. Struktur und regionale Allokation der Stromnachfrage in NRW im Jahr 2050.**

Im Unterschied zu der Stromnachfrage geht die Methannachfrage zwischen den Jahren 2030 und 2050 stark zurück. Entsprechend dem erwarteten deutschlandweiten Rückgang des Methanbedarfs sinkt die Methannachfrage in NRW zwischen den Jahren 2030 und 2050 von 131 TWh (ohne Umwandlungsbereich) auf 17 TWh (-95 %) (Abbildung 69). Der Unterschied zum Jahr 2030 zeigt, dass der Rückgang der Methannachfrage im Gebäudesektor (-75 TWh) noch signifikanter ist als für die Industrie (-39 TWh). Damit wächst der Anteil der Industrie an der Methannachfrage in NRW von 37 % im Jahr 2030 auf über 50 % in 2050. Ein solcher überproportionaler Rückgang der Methannachfrage in NRW deutet auf

eine besonders ausgeprägte Transformation der Sektoren Industrie und Gebäude<sup>18</sup>, welche im Jahr 2017 für etwa 36 % bzw. 41 % der Methannachfrage in NRW zuständig waren [35]. Geringe industrielle Restnachfragen an Methan werden im Jahr 2050 noch in den Landkreisen Duisburg, Rhein-Erft und Köln erwartet, wo Standorte der Stahl und Chemie Industrie angesiedelt sind.

**Nachfrage 2050: Methan**

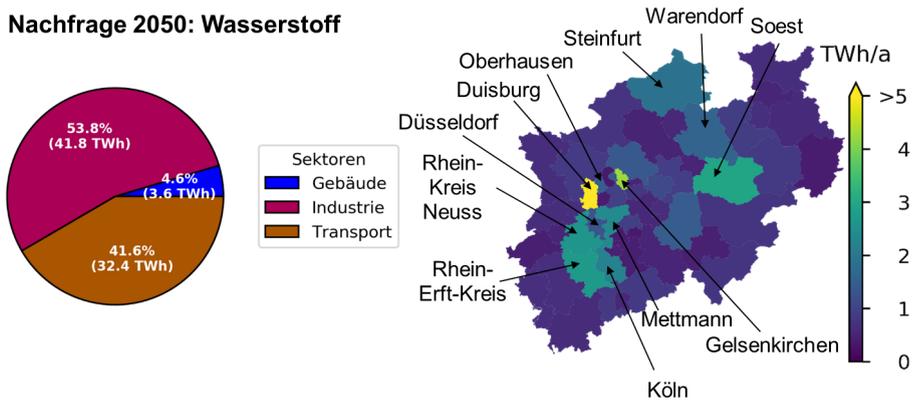


**Abbildung 69. Struktur und regionale Allokation der Methannachfrage in NRW im Jahr 2050.**

Die gesamte jährliche Wasserstoffnachfrage im Endenergiebereich in NRW erreicht im Jahr 2050 etwa 78 TWh (Abbildung 70) ohne Berücksichtigung des Umwandlungsbereichs, welcher eine zusätzliche Nachfrage von 26 TWh hat (siehe dazu Abbildung 74). Im großen Unterschied zum Jahr 2030 (Dominanz der Verkehrsnachfrage mit 75 %), besteht dieser Bedarf jeweils zu 54 % und 42 % aus Nachfragen der Industrie bzw. dem Verkehr. Dieses Ergebnis zeigt die strategische Rolle der industriellen Wasserstoffnachfrage in NRW, welche langfristig maßgeblich die Ausgestaltung der Wasserstoffversorgung beeinflussen wird. Ähnlich zum Jahr 2030 macht die Nachfrage der Gebäude im Jahr 2050 insgesamt nur etwa 5 % des Gesamtbedarfs im Endenergiebereich in NRW und ist entsprechend in der weiteren Diskussion der Regionalisierung untergeordnet zu betrachten. Räumlich ist die Wasserstoffnachfrage vor allem in Rhein-Ruhr sowie im Zentrum von NRW konzentriert. Besonders große Bedeutung kommt der Region Duisburg zu, wo alleine etwa 30 % der NRW-Nachfrage konzentriert ist. Unter Berücksichtigung der Sensitivitätsanalyse für den nicht-energetischen Bedarf würde eine erhebliche Wasserstoffnachfrage für PtL hinzukommen. Zum Vergleich beträgt derzeit die nicht-energetische Nachfrage in NRW mehr als 120 TWh [31].

<sup>18</sup> Haushalte und GHD

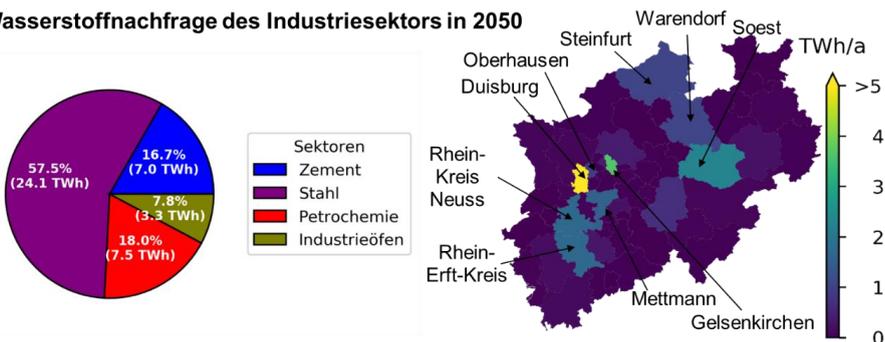
**Nachfrage 2050: Wasserstoff**



**Abbildung 70. Verteilung der Endenergienachfrage nach Wasserstoff im Jahr 2050. Hierbei sind nur Wasserstoffnachfragen der Industrie berücksichtigt, deren Versorgung extern erfolgt.**

Die industrielle Nachfrage an Wasserstoff wird mit etwa 58 % vor allem von der Stahlherstellung dominiert. Danach folgen Petrochemie und Zementherstellung mit jeweils 18% bzw. 17%. Darüber hinaus wird ca. 8% des Industriebedarfs für Industrieöfen verwendet. Die Schwerpunkte der industriellen Wasserstoffnachfrage in NRW sind insbesondere in der Rhein-Ruhr Region mit ausgeprägten Stahl- und Chemiestandorten zu finden. Trotz der sinkenden Nachfrage der Raffinerien behalten die Regionen Gelsenkirchen (3,4 TWh) Rhein-Keis-Neuss (1,6 TWh), Rhein-Erft-Kreis (1,4 TWh) und Oberhausen (0,9 TWh) eine hohe Wasserstoffnachfrage, welche vor allem auf Herstellung von Methanol und Ammoniak zurückzuführen ist. Im Vergleich zum Jahr 2030 kommt insbesondere die Region Duisburg hinzu, wo angesiedelte Stahlwerke 24 TWh verbrauchen. Sie bildet somit ein wichtiges Nachfragezentrum für Wasserstoff in NRW. Darüber hinaus wird im Unterschied zum Jahr 2030 eine signifikante Wasserstoffmenge in den Regionen Märkischer Kreis (0,6 TWh), Steinfurt (0,9 TWh), und Warendorf (1 TWh) sowie Mettmann (1,4 TWh) und Soest (2,1 TWh) für die dort angesiedelte Zement-Industrie nachgefragt.

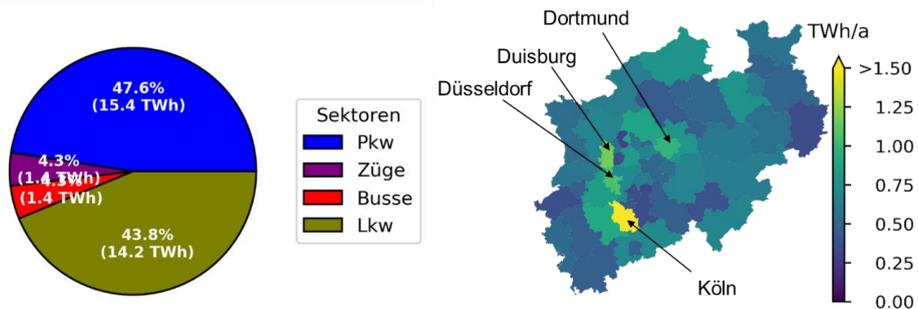
**Wasserstoffnachfrage des Industriesektors in 2050**



**Abbildung 71. Verteilung der Endenergienachfrage nach Wasserstoff im Jahr 2050. Hierbei sind nur Wasserstoffnachfragen der Industrie berücksichtigt, deren Versorgung extern erfolgt.**

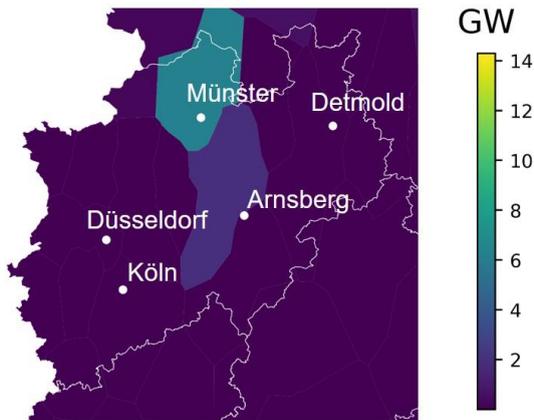
Im Unterschied zum Jahr 2030 wird die Wasserstoffnachfrage für den Verkehr im Jahr 2050 vor allem vom Bedarf für LKWs (44 %) und nach wie vor von PKWs (48 %) dominiert, während Züge und Busse mit etwa 7 % eher eine untergeordnete Rolle spielen. Dennoch sind diese gerade in der Einführungsphase ab heute wesentlich für die erhöhte Infrastrukturauslastung und damit für eine wirtschaftliche Umsetzung. Im Gegensatz zum industriellen Verbrauch ist die Nachfrage für die Mobilität deutlich ausgeglichener unter den Regionen verteilt. Eine der wichtigsten Gründe hierfür ist ein hoher Anteil von LKWs, welche eine vergleichsweise gleichmäßige Verteilung ermöglicht. Somit wird auch in weniger urbanisierten Regionen eine hohe Wasserstoffnachfrage erwartet. Entsprechend der modellierten Marktdurchdringung zeichnen sich insbesondere Ballungsräume wie Köln (1,6 TWh), Duisburg (1,2 TWh) und Düsseldorf (1,1 TWh), mit hohen Brennstoffzellen-Fahrzeugbeständen durch hohe Wasserstoffnachfrage aus. Zusätzlich zu den hier beschriebenen Wasserstoffnachfragen kommt noch die Nachfrage des Umwandlungsbereiches hinzu. Dieses beläuft sich auf rund 26 TWh, wodurch die Gesamtnachfrage an Wasserstoff in NRW auf 104 TWh steigen würde.

### Wasserstoffnachfrage des Verkehrssektors in 2050



**Abbildung 72. Struktur und regionale Allokation der Wasserstoffnachfrage des Verkehrs in NRW im Jahr 2050.**

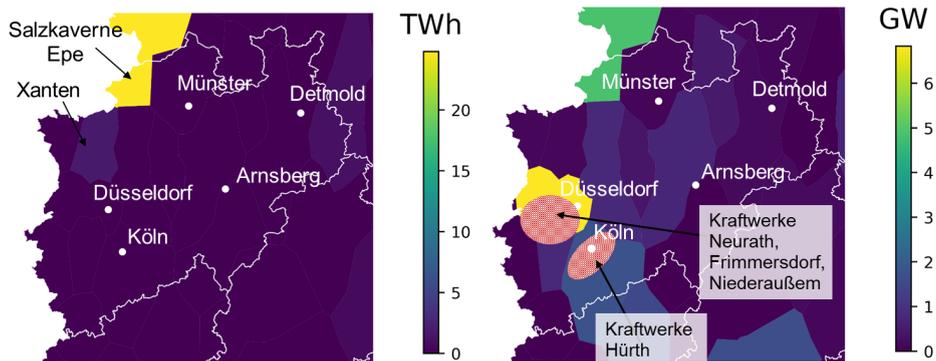
Im Jahr 2050 werden in NRW insgesamt etwa 6,6 GW Elektrolysekapazitäten erwartet. Die räumliche Optimierung dieser Kapazitäten in NRW platziert insbesondere im Norden (5 GW<sub>el</sub>) und in der Mitte (1,6 GW<sub>el</sub>) von NRW Elektrolyseeinheiten. Diese Regionen zeichnen sich durch die zusätzlichen Netzverknüpfungspunkte von Offshore-Windparks an wegfallenden Kohlekraftwerksstandorten bei gleichzeitig geringen bis mittleren Stromnachfragen aus (vgl. Abbildung 68) aus. Somit werden die überschüssigen Strommengen für eine verbrauchsnahe Wasserstoffproduktion mit Hilfe von Elektrolyse in NRW verwendet. Somit würden insgesamt etwa 18 TWh Wasserstoff innerhalb von NRW erzeugt.



**Abbildung 73: Ergebnis der installierten Elektrolyse-Kapazitäten im Jahr 2050; Optimierung unter Beachtung der Netzkapazitäten für Strom, Methan und Wasserstoff**

Die Möglichkeit der saisonalen Speicherung ist ein wesentlicher Vorteil von Wasserstoff gegenüber Strom. Die Ergebnisse der räumlichen Optimierung des Energiesystems zeigen, dass die benötigte Kapazität für die saisonale Wasserstoffspeicherung fast zu 100% der Speicherkapazität in bestehenden Salzkavernen entspricht. Wie bereits in Abschnitt 4.4.1 erläutert, wurde die Speicherung von Wasserstoff in Porenspeichern im Modell ausgeschlossen. Zusätzlich zur Umwidmung der bestehenden Salzkavernen ist noch ein Neubau an ausgewählten Standorten möglich. Dieser wird allerdings in diesem Szenario nicht benötigt, da die Speicherkapazität der bestehenden Salzkavernen bereits ausreicht. Aufgrund der gesunkenen Methannachfrage ist die Speicherkapazität der Porenspeicher ausreichend, um die Versorgungssicherheit von Erdgas zu gewährleisten.

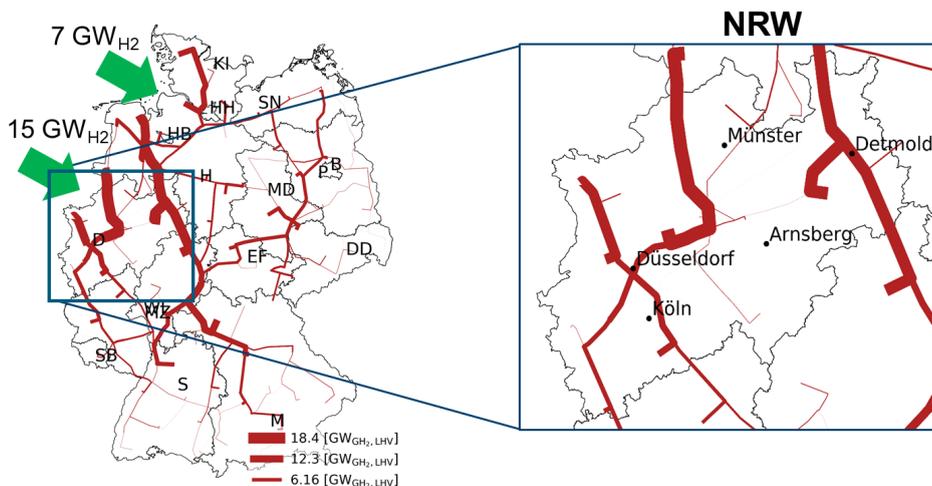
Die lokale Verteilung der saisonalen Speicher in NRW entspricht den bestehenden Salzkavernen, welche insbesondere in der Region um Epe vorzufinden sind (vgl. Abbildung 74). Gleichzeitig beträgt die Kapazität der Wasserstoff-Rückverstromung (thermische Kraftwerke und Brennstoffzellen) in NRW über 10 GW im Jahr 2050, was zu einer Wasserstoffnachfrage von 26 TWh führt. Die lokale Verteilung von Rückverstromungsanlagen im kostenoptimalen Szenario richtet sich teilweise an den Orten der Wasserstoffspeicherung aus. Ein gutes Beispiel hierfür sind hohe Kapazitäten für Rückverstromung in der Region um Epe. Darüber hinaus werden Rückverstromungskraftwerke verbrauchernah platziert. Dies gilt insbesondere, wenn freie Netzverknüpfungspunkte an vom Netz genommenen Kohlekraftwerksstandorten zur Verfügung stehen wie z. B. an den Standorten Neurath, Frimmersdorf, Niederaußem oder Berrenrath. Daraus kann abgeleitet werden, dass ehemalige konventionelle Kraftwerksstandorte auch zukünftig eine wichtige Rolle in der Stromversorgung für NRW spielen werden.



**Abbildung 74. Ergebnis der Wasserstoffspeicher Kapazität (links); Kapazität für Rückverstromung (rechts) im Jahr 2050; Optimierung unter Beachtung der Netzkapazitäten für Strom, Methan und Wasserstoff**

Die beschriebene Struktur der Nachfrage, Produktion sowie Speicherung und Rückverstromung spiegelt sich auch im kosten-optimal ausgelegten Pipelinenetz für Wasserstoff wider. Der Abbildung 75 kann entnommen werden, dass im Jahr 2050 drei große Pipelinestränge durch NRW verlaufen werden. Der östliche Teil von NRW und Zementwerke in Soest werden an die Nord-Süd Pipeline angeschlossen, welche die Elektrolysekapazität und Wasserstoffimporte (7 GW<sub>LHV</sub>) an der Nord-See Küste mit Regionen in Süddeutschland verbindet. Im Westen ist NRW über eine Wasserstoffpipeline für Importe (15 GW<sub>LHV</sub>) mit den Niederlanden verbunden. Diese und die Pipeline aus dem Norden versorgen die Bevölkerungs- und Industrieschwerpunkte sowie Wasserstoff-Rückverstromungskraftwerke in der Metropolregion Rhein-Ruhr. Am Beispiel der letztgenannten Pipeline aus dem Norden von NRW kann die Rolle der saisonalen Speicher besonders hervorgehoben werden. So kann beobachtet werden, dass Pipelinekapazitäten zwischen den Standorten von Salzkavernen und Nachfragezentren deutlich größer sind als Pipelinekapazitäten, welche in Salzkavernen aus dem Norden des Landes einspeisen. Da weiterhin diese Region über keine nennenswerte Elektrolysekapazität verfügt, kann abgeleitet werden, dass diese hohe Pipelinekapazität insbesondere zum Ausgleich der saisonalen Effekte der Wasserstoffnachfrage in NRW genutzt wird.

Das errechnete Fernleitungsnetzdesign für Wasserstoff zeigt deutlich die Transportaufgabe von Norddeutschland mit hoher Wasserstoff-Produktion und hohem Import aus den Niederlanden und Seehäfen in Richtung NRW und den daran anschließenden Weitertransport in südwestlich gelegenen Nachfrage-Regionen. Der NRW-Wasserstoffinfrastruktur kommt somit ein zentraler Stellenwert für die gesamte europäische und nationale Wasserstoffversorgungsstruktur der Zukunft zu.



**Abbildung 75: Ergebnis der installierten Pipeline-Kapazitäten; Optimierung unter Beachtung der Netzkapazitäten Strom, Gas und Wasserstoff**

In dem Aufbau des dargestellten Pipelinenetzes kommt der Umstellung von bestehenden Erdgaspipelines eine wichtige Rolle zu. Eine solche Umstellung von Pipelines ermöglicht eine Kostenreduktion gegenüber neuen Wasserstoffpipelines um ca. 80% [33]. Darüber hinaus kann eine Umstellung den Ausbau der Wasserstoffpipelines gegenüber einem Neubau deutlich beschleunigen. Aufgrund des starken Rückgangs der Methanachfrage könnten langfristig auch bestimmte einsträngige Methanpipelines zur Verfügung stehen, so dass es sich dabei um eine konservative Abschätzung handelt.

## 5.5 Zwischenfazit Regionalisierung und NRW

Abgeleitet aus dem Basisszenario für eine kosteneffiziente Transformationsstrategie des Energiesystems bis zum Jahr 2050 mit einem CO<sub>2</sub>-Reduktionsziel von 95 % werden als Detaillierung die Endenergienachfragen regionalisiert und darauf aufbauend eine räumliche Optimierung der Komponenten einer Energieversorgung mit Strom, Methan und Wasserstoff durchgeführt. Ein zentraler Fokus der Analyse wird auf das Bundesland NRW gelegt. Die Auswertung der Ergebnisse zeigt, dass die Transformation des Energiesystems zu einer fast vollständigen Defossilisierung aller Sektoren in NRW führt. Trotz dieser tiefgreifenden Entwicklung behält NRW seine zentrale Rolle im Energiesystem Deutschlands und bestimmt maßgeblich den Aufbau der Wasserstoffinfrastruktur mit. Die zentralen Ergebnisse mit Schlussfolgerung können wie folgt zusammengefasst werden:

### *Bedarf einer integrierten Netzplanung Strom, Methan und Wasserstoff*

Die zunehmende Verzahnung des Energiesystems durch Sektorenkopplung und Verschiebung des Verbrauchs zwischen den Sektoren benötigt eine integrierte Netzplanung zwischen Strom, Methan und Wasserstoff, um eine zielgerichtete, sinnvolle und kostenoptimale Transformation des Energiesystems gewährleisten zu können. Somit kann die Integrationsfähigkeit der Netze für erneuerbare Energie, die notwendige Kapazität für saisonale Speicherung sowie Rückverstromungskapazität zur Versorgungssicherheit optimal bestimmt werden.

### *Enge Kopplung zwischen saisonaler Speicherung und Rückverstromung von Wasserstoff*

Die bereits beobachtete Verknüpfung der Kapazitäten zwischen dem Ausbau der Salzkavernen für saisonale Speicherung und Rückverstromungsanlagen ist auch in der räumlichen Allokation festzustellen. Demnach verfügen Regionen mit Salzkavernenstandorten über substantielle Rückverstromungskapazitäten, um die Versorgungssicherheit sicher zu stellen. Dies führt zum Beispiel zu etwa 4 GW Rückverstromungskapazität im Jahr 2050 in der Nähe von Epe.

### *NRW behält seine zentrale Rolle im deutschen Energiesystem*

NRW nimmt in der Transformation des deutschen Energiesystems eine zentrale Rolle ein. Ohne das Gelingen der Transformation in NRW kann Deutschland seine ambitionierte CO<sub>2</sub>-Reduktionsziele nicht erreichen. Wesentliche Eckpfeiler sind dabei Energieeffizienz, Ausbau der erneuerbaren Stromerzeugung und die Defossilisierung des Energiebedarfs. Im Zuge dieser Transformation steigt die Stromnachfrage der Endverbrauchssektoren in NRW auf 165 TWh (netto) im Jahr 2050 an. Zusätzlich werden 26 TWh erneuerbarer Strom für die Wasserstoffherzeugung in NRW benötigt. Somit entspricht die gesamte Stromnachfrage in NRW etwa 19 % der Nachfrage in Deutschland. Die Wasserstoffnachfrage in NRW steigt bis zum Jahr 2050 auf etwa 78 TWh für die Endverbrauchssektoren (maßgeblich in Industrie und Verkehr) und 26 TWh für die Rückverstromung von Wasserstoff an. Die Nachfrage in NRW entspricht somit etwa ein Drittel der gesamten Nachfrage in Deutschland. Diesem Bedarf steht eine Wasserstoffherzeugung in NRW von ca. 18 TWh im Jahr 2050 gegenüber.

Die Bedarfsunterdeckung in NRW wird durch national erzeugten Wasserstoff insbesondere aus dem Norden von Deutschland und internationale Importe gedeckt.

### *Aufbau der Elektrolyse in Regionen mit hohem Windaufkommen*

Ergebnisse der kosten-optimalen Auslegung der Energieinfrastruktur zeigen, dass ein hohes Aufkommen von Wind-Onshore und insbesondere Wind-Offshore maßgeblich die regionale Kapazität der Elektrolyse bestimmt. Entsprechend sollte für den Aufbau der Elektrolyse in Deutschland vor allem die Allokation und Netzverknüpfungspunkte der Offshore-Windenergie beachtet werden. Andere Faktoren wie beispielsweise die Nähe zu den Verbrauchszentren und Verfügbarkeit der Transportinfrastruktur, sind entsprechend erst nachgelagert in einem zweiten Schritt zu berücksichtigen.

### *Nutzung bestehender Infrastruktur als Kernstück der Transformation des Energiesektors*

Die Transformation des Energiesystems führt zu einer fast vollständigen Defossilisierung der Energieversorgung und einer ausgeprägten Verschiebung der Endenergiestruktur. Die Um- bzw. Weiternutzung der bestehenden Infrastrukturkomponenten trägt entscheidend zu einer kosteneffizienten und vor allem auch zeitnahen Transformation bei. Die Ergebnisse zeigen, dass die Verfügbarkeit von Netzverknüpfungspunkten, die durch die Defossilisierung der Stromerzeugung insbesondere auch in NRW entstehen werden, zum Anschluss von Wind-Offshore-Kapazitäten genutzt werden sollten und dort neue Elektrolyse-Standorte entstehen können. D.h. die Standorte von heutigen Kohlekraftwerken werden auch zukünftig von großer energiewirtschaftlicher Bedeutung sein. Zusätzlich können frei werdende und verbrauchernahe Netzknoten für den Aufbau von Rückverstromungsanlagen verwendet. Aufgrund der zurückgehenden Methannachfrage können die vorhandenen, aber im Zeitverlauf bis 2050 sukzessive schwächer ausgelastete Gasspeicher (insb. Salzkavernen) und Pipelines für das Wasserstoffsystem umgestellt werden. So kann die weitere Nutzung von Assets ermöglicht werden und die Transformation wesentlich beschleunigt werden. Folglich können viele Komponenten der fossilen Energieinfrastruktur in NRW auch nach der Transformation weiter genutzt werden.

### *Industrie in NRW als Hotspot des Wasserstoffbedarfs*

Mit 104 TWh fällt im Jahr 2050 etwa ein Drittel der gesamten Wasserstoffnachfrage (inkl. Umwandlung) Deutschlands in NRW an. Dabei wird der Bedarf vor allem durch Industrie (40 %) und Verkehr (32 %) dominiert. Die industrielle Wasserstoffnachfrage in NRW wird maßgeblich von der Stahlindustrie (24 TWh) in Duisburg bestimmt, wo über 1/3 der Endnachfrage für Wasserstoff von NRW konzentriert sein könnte. Aufgrund der Wasserstoffnachfrage für Herstellung von Methanol und Ammoniak verfügen die Regionen wie Gelsenkirchen, Rhein-Kreis-Neuss, Rhein-Erft-Kreis und Oberhausen über eine Wasserstoffnachfrage von etwa 7 TWh und bilden somit ein Cluster im Westen von NRW. Die Zementindustrie führt zu einem weiteren Hotspot der Wasserstoffnachfrage im Norden und Nordosten von NRW, wo der Bedarf etwa 3,6 TWh beträgt. Diese räumliche Verteilung der

Nachfragen ermöglicht somit auch den Aufbau einer Wasserstoffinfrastruktur in weniger urbanisierten Regionen mit einer regional geprägten Wasserstofferzeugung.

### *NRW im Zentrum des Aufbaus der Wasserstoffinfrastruktur*

Beim Aufbau einer Wasserstoffinfrastruktur in Deutschland kommt dem Land NRW eine zentrale Rolle zu. Die Szenarioanalysen zeigen, dass NRW perspektivisch über alle Komponenten einer Wasserstoffinfrastruktur in großen Skalen verfügen kann: saisonale Wasserstoffspeicher in Salzkavernen, neue und umgestellte Wasserstoffpipelines, Elektrolyse- sowie Rückverstromungsanlagen an vom Netz genommenen Kohlekraftwerksstandorten. Somit können in NRW frühzeitig Infrastruktur- und Bedarfscluster gebildet werden, welche eine hohe Auslastung der Betriebsmittel und eine kostengünstige Wasserstoffversorgung ermöglichen. Darauf aufbauend kann durch Verknüpfung zu inländischen Erzeugungsstandorten als auch Importoptionen aus den Niederlanden und aus Seehäfen in Norddeutschland ein Mehrwert für die Regionen in Südwestdeutschland geschaffen werden. Dies zeigt, dass der Aufbau einer Wasserstoffinfrastruktur in NRW sowohl aus nationaler als auch internationaler Perspektive eine große Bedeutung besitzt.

### *Wasserstoff ist ein wichtiger Baustein für den Strukturwandel in NRW*

Ergebnisse zeigen, dass bis zum Jahr 2050 Wasserstoff-Rückverstromungskraftwerke vor allem an der Stelle der vom Netz genommenen Kohlekraftwerksstandorten platziert werden können. Entsprechend sollte der Aufbau von Rückverstromungsanlagen und notwendigen Leitungen zu den Wasserstoffsalkavernen in den von dem Strukturwandel betroffenen Regionen berücksichtigt werden.

### *Wasserstoff Import über Pipeline- und Schiffstransport*

Die Modelrechnungen des Energiesystems haben gezeigt, dass wesentliche Wasserstoff-Importe sowohl über Pipelines aus den Niederlanden als auch an Anlandepunkten von internationalen Wasserstoffimporten an norddeutschen Seehäfen sinnvoll sind. Die Wasserstoffversorgung der Industrie- und Bevölkerungszentren in der Metropolregion Rhein-Ruhr wird wesentlich auch durch Importe aus den Niederlanden gestützt. Gleichzeitig werden die Regionen im Norden und Nordosten von NRW mit einer starken Zementindustrie vor allem durch inländische Wasserstoffproduktion und Importen an den Häfen versorgt. Entsprechend sollte aus Sicht der kostengünstigen Wasserstoffversorgung in NRW die Entwicklung beider Importmöglichkeiten weiter vorangetrieben werden. Aufgrund des begrenzten Erzeugungspotentials an erneuerbarem Strom in NRW werden ca. 10 % der Wasserstoffnachfrage in NRW erzeugt während ca. 90% des Bedarfs (Wasserstoff und PtL) über die inländische Erzeugung in anderen Bundesländern sowie über Importe aus dem Ausland gedeckt werden.

## 6 Handlungsempfehlungen

1. Wesentliche Treiber für die Transformation des Energiesystems sind die im Zeitverlauf bis zum Jahr 2050 festgesetzten Treibhausgasreduktionsziele. Die Szenarioergebnisse weisen teilweise sehr späte und extremen Umbrüche in Teilen des Energiesystems ab dem Jahr 2040 auf. Diese Trendentwicklungen sind auf die weniger ambitionierten Ziele der Bundesregierung bis zum Jahr 2040 zurück zu führen. Die Wasserstoffinfrastruktur und -anwendungen spielen eine zentrale Rolle zur Erreichung der Treibhausneutralität, weisen aber insbesondere im Industriesektor ebenfalls eine ambitionierte Entwicklung in den Jahren 2040 bis 2050 auf. Ein entsprechend frühzeitiger und vorausschauender Markthochlauf bei Wasserstoffherzeugung, -transport, -speicherung und -nutzung kann diesem Effekt deutlich entgegenwirken.

2. Die Berücksichtigung von Unsicherheiten in der Ausgestaltung der Transformationspfade hin zu einem klimaneutralen Energiesystem zeigen vielschichtige Lösungsoptionen. Als Ergebnis der Sensitivitätsanalysen können die Erhöhung der Energieeffizienz, der Ausbau der erneuerbaren Stromerzeugung und der Aufbau einer erneuerbaren Wasserstoffversorgung als robuste Lösungsoptionen identifiziert werden. Sie zählen dementsprechend zu den No-Regret-Maßnahmen zur Erreichung eines weitgehend klimaneutralen Energiesystems. Basierend auf der Analyse der Transformationsprozesse lassen sich diese Maßnahmen sich als robuste Investitionen für die Zukunft identifizieren.

3. Mit einem Anteil von etwa einem Drittel an der gesamten Wasserstoffnachfrage, ist NRW das Bundesland mit der höchsten Nachfrage im Jahr 2050. Der Markthochlauf und der weitere Ausbau der Wasserstoffnachfrage wird dabei vor allem durch Anwendungen im Verkehr und in der Industrie getriggert. Züge und Busse sind in der Einführungsphase ab 2020 wesentlich, da diese zur Erhöhung der Infrastrukturauslastung beitragen und damit für eine Umsetzungsstrategie wichtig sind. Der langfristige Wasserstoffbedarf des Verkehrs wird durch den Bedarf der Brennstoffzellenfahrzeuge im PKW- und LKW-Segment dominiert. Die Wasserstoffnachfrage der Industrie wird vor allem durch die Substitution bestehender Nachfragen nach grauem Wasserstoff und langfristig zur Bereitstellung von Prozesswärme z. B. in der Zement- oder Glasbranche und/ oder als Reduktionsmittel in der Roheisenerzeugung getragen. Entsprechend gilt es, Einführungsstrategien im Verkehr und in der Industrie integriert zu denken, um lokale Synergie- und Auslastungseffekte der Wasserstoffherzeugung und -infrastruktur heben zu können.

4. Das Land Nordrhein-Westfalen mit seiner hohen Wasserstoffnachfrage befindet sich zwischen den Nachfragezentren im Südwesten von Deutschland, den windstarken Regionen mit potenziellen Wasserstoffherzeugungsstandorten im Norden und möglichen Wasserstoff-Importtrouten über die Niederlande und die Häfen an der Nordseeküste. Aufgrund dieser zentralen Position und dem breiten Spektrum an vorhandenen Infrastrukturelementen wie saisonale Speicher, Pipelines und potentiellen Kraftwerksstandorten zur Wasserstoff-Rückverstromung kommt Nordrhein-Westfalen eine Schlüsselposition in der nationalen Wasserstoffversorgung zu. Zur Sicherstellung einer nationalen Wasserstoffversorgung muss

insbesondere in NRW der Infrastrukturausbau maßgeblich vorangetrieben werden. Der nationale Infrastrukturaufbau sollte daher die landesspezifischen Anforderungen berücksichtigen.

**5.** Die modellbasierten Analysen dieser Studie zeigen, dass Deutschland im Jahr 2050 etwa die Hälfte der Wasserstoffnachfrage durch internationale Importe decken wird und somit im Vergleich zu heute den Import an Energieträgern deutlich reduzieren kann. Aufgrund der hohen zukünftigen Wasserstoffnachfragen des Verkehrs, der Industrie und der Stromerzeugung sowie begrenzten Potenzialen für die erneuerbare Stromerzeugung entspricht die Unterdeckung von grünem Wasserstoff und PtL in NRW etwa 90%. Aus diesem Grund wird NRW sowohl auf Energielieferungen aus anderen Regionen in Deutschland und auch auf internationale Wasserstoffimporte angewiesen sein. Aus NRW-Sicht ist daher die Unterstützung von Aktivitäten zum Aufbau von Wasserstoffherstellungskapazitäten in Norddeutschland als auch zur Entwicklung von internationalen Wasserstoffmärkten sinnvoll.

**6.** Das Land Nordrhein-Westfalen verfügt über ein breites Spektrum an bestehenden Strom- und Gasinfrastrukturen, welche für die Nutzung für die Wasserstoffherzeugung als auch Umstellung auf Wasserstoffspeicherung, -transport- und -verteilung geeignet sind. Zur Reduktion der Kosten und Auswirkungen auf Umwelt und Gesellschaft, sollte eine Umstellung von bestehenden Infrastrukturelementen während des Aufbaus der Wasserstoffversorgung priorisiert werden. Dies gilt sowohl für Erdgas-Pipelines und -Kavernenspeicher als auch der Weiternutzung von stillgelegten Kraftwerksstandorten mit sehr guter Stromnetzanbindung.

## Literaturverzeichnis

1. Masson-Delmotte, V., et al., *Global Warming of 1.5°C. An IPCC Special Report on the impacts of global warming of 1.5°C above pre-industrial levels and related global greenhouse gas emission pathways, in the context of strengthening the global response to the threat of climate change, sustainable development, and efforts to eradicate poverty*. 2018, IPCC.
2. *COMMUNICATION FROM THE COMMISSION TO THE EUROPEAN PARLIAMENT, THE COUNCIL, THE EUROPEAN ECONOMIC AND SOCIAL COMMITTEE AND THE COMMITTEE OF THE REGIONS Stepping up Europe's 2030 climate ambition*, E. Commission, Editor. 2020.
3. *Klimaschutzplan 2050: Klimaschutzpolitische Grundsätze und Ziele der Bundesregierung*. 2016, Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit (BMU): Berlin.
4. *Klimaschutzprogramm 2030 der Bundesregierung zur Umsetzung des Klimaschutzplans 2050*. 2019, Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit (BMU).
5. *Norddeutsche Wasserstoffstrategie*. 2019, Wirtschafts- und Verkehrsministerien der norddeutschen Küstenländer Bremen, Hamburg, Mecklenburg-Vorpommern, Niedersachsen und Schleswig-Holstein.
6. *Bayrische Wasserstoffstrategie*. 2020, Bayrisches Staatsministerium für Wirtschaft, Landesentwicklung und Energie.
7. *Grünbuch zur Entwicklung einer Wasserstoffstrategie für Sachsen-Anhalt*. 2020, Ministerium für Umwelt, Landwirtschaft und Energie des Landes Sachsen-Anhalt, Ministerium für Wirtschaft, Ministerium für Wirtschaft, Wissenschaft und Digitalisierung des Landes Sachsen-Anhalt, Ministerium für Landesentwicklung und Verkehr des Landes Sachsen-Anhalt.
8. *Wasserstoff Roadmap Nordrhein-Westfalen*. 2020, Ministerium für Wirtschaft, Innovation, Digitalisierung und Energie des Landes Nordrhein-Westfalen.
9. *MWIDE - NRW, Energieversorgungsstrategie Nordrhein-Westfalen I*. Ministerium für Wirtschaft, Digitalisierung und Energie des Landes Nordrhein-Westfalen Editor. 2019.
10. *Ein Beitrag im Wettbewerb „Modellkommune/-region Wasserstoffmobilität NRW“ Teil 1 | Endbericht*. 2020, Becker Büttner Held Consulting AG (BBHC), Becker Büttner Held (BBH), ZBT- Zentrum für Brennstoffzellen-Technik GmbH, Universität Duisburg-Essen, motum GmbH.
11. Robinius, M., et al., *Wege für die Energiewende: Kosteneffiziente und klimagerechte Transformationsstrategien für das deutsche Energiesystem bis zum Jahr 2050*. Energy & Environmen. Vol. 499. 2020: Forschungszentrum Jülich.
12. Heuser, P., et al., *Worldwide Hydrogen Provision Scheme Based on Renewable Energy*. Preprints 2020(2020020100).
13. Gerbert, P., et al., *Klimapfade für Deutschland*. BDI, 2018.
14. Pfluger, B., B. Testeegen, and B. Franke *Modul 3: Referenzszenario und Basisszenario Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie*. Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland, 2017.
15. *World Energy Outlook 2018*. International Energy Agency, 2018.

16. Umweltbundesamt, *Treibhausgasemissionen gingen 2019 um 6,3 Prozent zurück*. 2020.
17. *Die Nationale Wasserstoffstrategie*. 2020, Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi): Berlin.
18. Ryberg, D.S., *Generation Lulls from the Future Potential of Wind and Solar Energy in Europe - Kalte Dunkelflauten der zukünftigen Potentiale der Wind- und Solarenergie in Europa*, in *Fakultät für Maschinenwesen*. 2019, RWTH Aachen University: Aachen.
19. Ryberg, D.S., et al., *The future of European onshore wind energy potential: Detailed distribution and simulation of advanced turbine designs*. *Energy*, 2019. **182**: p. 1222-1238.
20. Ryberg, D.S., M. Robinius, and D. Stolten, *Methodological Framework for Determining the Land Eligibility of Renewable Energy Sources*. ArXiv, 2017.
21. Ryberg, S.D., M. Robinius, and D. Stolten, *Evaluating Land Eligibility Constraints of Renewable Energy Sources in Europe*. *Energies*, 2018. **11**(5).
22. Bründlinger, T., et al., *dena-Leitstudie Integrierte Energiewende*. 2018, Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena); ewi Energy Research & Scenarios gGmbH.
23. Industrie, V.d.C., *Chemiewirtschaft in Zahlen 2019*. 2019.
24. Länderarbeitskreis-Energiebilanzen, *Umwandlungsbilanz*. 2020.
25. Welder, L., et al., *Spatio-temporal optimization of a future energy system for power-to-hydrogen applications in Germany*. *Energy*, 2018. **158**: p. 1130-1149.
26. Kotzur, L., et al., *Time series aggregation for energy system design: Modeling seasonal storage*. *Applied Energy*, 2018. **213**: p. 123-135.
27. Welder, L., et al., *Design and evaluation of hydrogen electricity reconversion pathways in national energy systems using spatially and temporally resolved energy system optimization*. *International Journal of Hydrogen Energy*, 2019. **44**(19): p. 9594-9607.
28. FfE, *DemandRegio – Harmonisierung und Entwicklung von Verfahren zur regionalen und zeitlichen Auflösung von Energienachfragen 2020*; Available from: <https://www.ffe.de/themen-und-methoden/erzeugung-und-markt/735-demand-regio-harmonisierung-und-entwicklung-von-verfahren-zur-regionalen-und-zeitlichen-aufloesung-von-energienachfragen>.
29. FfE, *DemandRegio Project - Database* Forschungsstelle für Energiewirtschaft, Editor. 2020
30. Lopion, P.M., *Modellgestützte Analyse kosteneffizienter CO2-Reduktionsstrategien*. 2019, Rheinisch-Westfälische Technische Hochschule.
31. *Energiebilanz und CO2-Bilanz in Nordrhein-Westfalen*, in *Statistische Berichte*. 2014, Information und Technik Nordrhein-Westfalen Geschäftsbereich Statistik.
32. Syranidou, C., *On the Integration of Renewable Energy Sources into the Future European Power System*, in *Schriften des Forschungszentrums Jülich Reihe Energie & Umwelt / Energy & Environment*. 2020, RWTH Aachen University: Jülich.
33. Cerniauskas, S., et al., *Options of natural gas pipeline reassignment for hydrogen: Cost assessment for a Germany case study*. *International Journal of Hydrogen Energy*, 2020. **45**(21): p. 12095-12107.
34. Caglayan, D.G., et al., *Technical potential of salt caverns for hydrogen storage in Europe*. *International Journal of Hydrogen Energy*, 2020. **45**(11): p. 6793-6805.

35. *Energiedaten NRW*. 2019, Landesamt für Natur, Umwelt und Verbraucherschutz (LANUV).



Band / Volume 522

**Towards a Generalized Framework for the Analysis of Solar Cell Performance based on the Principle of Detailed Balance**

B. J. Blank (2020), iv, 142 pp

ISBN: 978-3-95806-514-7

Band / Volume 523

**A Robust Design of a Renewable European Energy System Encompassing a Hydrogen Infrastructure**

D. G. Çağlayan (2020), xxii, 312 pp

ISBN: 978-3-95806-516-1

Band / Volume 524

**Control and Optimization of a Lorentz Force Based Actuator System for External Flow**

M. F. Seidler (2020), xii, 136 pp

ISBN: 978-3-95806-518-5

Band / Volume 525

**ETV Online Tagung 2020**

**Industrielle Groß- und Hochtemperaturwärmepumpen im Energiesystem**

D. Stolten, G. Markowz (Hrsg.) (2020), ca. 71 pp

ISBN: 978-3-95806-519-2

Band / Volume 526

**Atmospheric Trace Gas Measurements Using Chemical Ionisation Time-of-Flight Mass Spectrometry**

Y. Li (2020), xi, 110 pp

ISBN: 978-3-95806-520-8

Band / Volume 527

**Uranium accumulation in agricultural soils as derived from long-term phosphorus fertilizer applications**

Y. Sun (2020), XII, 136 pp

ISBN: 978-3-95806-521-5

Band / Volume 528

**Entwicklung von Schutzschichten für nicht-oxidische Faserverbundwerkstoffe**

M. Wolf (2021), VI, 150, 2 pp

ISBN: 978-3-95806-524-6

Band / Volume 529

**Mechanical reliability and oxygen permeation of  $\text{Ce}_{0.8}\text{Gd}_{0.2}\text{O}_{2-\delta}\text{-FeCo}_2\text{O}_4$  dual phase membranes**

F. Zeng (2021), IV, VI, 222 pp

ISBN: 978-3-95806-527-7

Band / Volume 530

**Capacitance-Based Methods to Study Charge Transport and Recombination in Organic Solar Cells**

I. Zonno (2021), vi, 153 pp

ISBN: 978-3-95806-528-4

Band / Volume 531

**Einflüsse von Klimavariabilität und -wandel auf Ausbau und Erzeugung im Europäischen Stromsystem**

F. P. Gotzens (2021), XXIII, 231 pp

ISBN: 978-3-95806-530-7

Band / Volume 532

**Weltweite Infrastruktur zur Wasserstoffbereitstellung auf Basis erneuerbarer Energien**

P.-M. Heuser (2021), VII, 231 pp

ISBN: 978-3-95806-531-4

Band / Volume 533

**Mechanische Eigenschaften von katalysatorbeschichteten Membranen für die Polymer-Elektrolyt-Membran Elektrolyse**

E. Borgardt (2021), viii, 181 pp

ISBN: 978-3-95806-533-8

Band / Volume 534

**Techno-economic Assessment of Hybrid Post-combustion Carbon Capture Systems in Coal-fired Power Plants and Steel Plants**

Y. Wang (2021), IV, xx, 230 pp

ISBN: 978-3-95806-545-1

Band / Volume 535

**Wissenschaftliche Begleitstudie der Wasserstoff Roadmap Nordrhein-Westfalen**

S. Cerniauskas, P. Markewitz, J. Linßen, F. Kullmann, T. Groß, P. Lopion, P.-M. Heuser, T. Grube, M. Robinius und D. Stolten (2021), IV, 89 pp

ISBN: 978-3-95806-547-5

Weitere **Schriften des Verlags im Forschungszentrum Jülich** unter  
<http://www.zb1.fz-juelich.de/verlagextern1/index.asp>



Energie & Umwelt / Energy & Environment  
Band / Volume 535  
ISBN 978-3-95806-547-5