

Studie zur Regionalisierung
von PtG-Leistungen für den
Szenariorahmen NEP Gas 2020 – 2030

2019

Studie zur Regionalisierung von PtG-Leistungen für den Szenariorahmen NEP Gas 2020-2030

Herausgeber:

ffe Forschungsgesellschaft
für Energiewirtschaft mbH

Am Blütenanger 71, 80995 München
+49 (0) 89 158121-0
info@ffe.de www.ffegmbh.de

Abschlussbericht zum Projekt:

Studie zur Regionalisierung von PtG-Leistungen für den Szenariorahmen NEP Gas 2020 – 2030

Veröffentlicht am:

17.06.2019

FfE-Auftragsnummer:

FNB-03

Bearbeiter/in:

Kirstin Ganz

Timo Kern

Tobias Hübner

Simon Pichlmaier

Geschäftsführer:

Dr.-Ing. Serafin von Roon

RC20190320

Inhalt

Management Summary.....	6
1 Einleitung	9
1.1 Motivation.....	9
1.2 Vorgehensweise und Zielsetzung.....	10
2 Regionen mit Überschuss elektrischer Einspeiseleistungen aus nachhaltigen Quellen	11
2.1 Methodik.....	11
2.2 Ergebnisse.....	14
3 Regionale Verteilung des H ₂ -Bedarfs	17
3.1 Methodik.....	17
3.1.1 Methodik Industrie.....	18
3.1.2 Methodik Verkehr.....	20
3.2 Ergebnisse.....	21
3.2.1 Industrie	21
3.2.1.1 Regionalisierung	21
3.2.1.2 Wasserstoffcluster in Deutschland	23
3.2.2 Verkehr	27
3.2.3 Gesamt	29
4 Regionalisierte H ₂ -Erzeugung mittels PtG.....	30
4.1 Methodik.....	30
4.2 Ergebnisse.....	31
5 Regionale Verteilung der Biogasanlagen	33
5.1 Methodik.....	33
5.2 Ergebnisse.....	34
6 Literatur	37
7 Anhang.....	40

Management Summary

Zum Erreichen der Klimaziele wird die Sektorkopplung als ein notwendiger Schritt angesehen. Durch die Nutzung grüner Gase aus Power-to-Gas (PtG) Anlagen können fossile Energieträger in den Endenergiesektoren Verkehr, Industrie, private Haushalte, sowie Gewerbe, Handel und Dienstleistungen (GHD) substituiert werden. Im Netzentwicklungsplan Gas 2020-2030 werden daher erstmalig auch PtG-Einspeisungen berücksichtigt, die durch die Ergebnisse der vorliegenden Studie anhand von Standortfaktoren regionalisiert werden können. Das Ziel dieser Studie ist es, regionalisierte Einflussfaktoren für die Attraktivität von möglichen Standorten für PtG in Deutschland zu bestimmen.

Die Standorte aktueller PtG-Anlagen in Deutschland unterliegen einer nicht von Standortattraktivität getriebenen Verteilung, da deren Wahl aktuell eher politisch oder forschungsseitig getroffen wird. Es handelt sich um kleine Pilotanlagen und noch nicht um großskalige Industrieanlagen. Folglich lassen sich aus den bisher gewählten Standorten keine Standorteignungen ableiten, weshalb Standorteignungen anhand der definierten Standortfaktoren in der Studie quantifiziert werden.

Anhand von vier ausgewählten Kennwerten der Residuallast¹ wurde die regionale Überschuss elektrischer Einspeiseleistung aus regenerativen Quellen analysiert. Eine Kombination dieser resultiert in der in Abbildung 1 dargestellten Standorteignung für die Jahre 2017, 2030 und 2050.

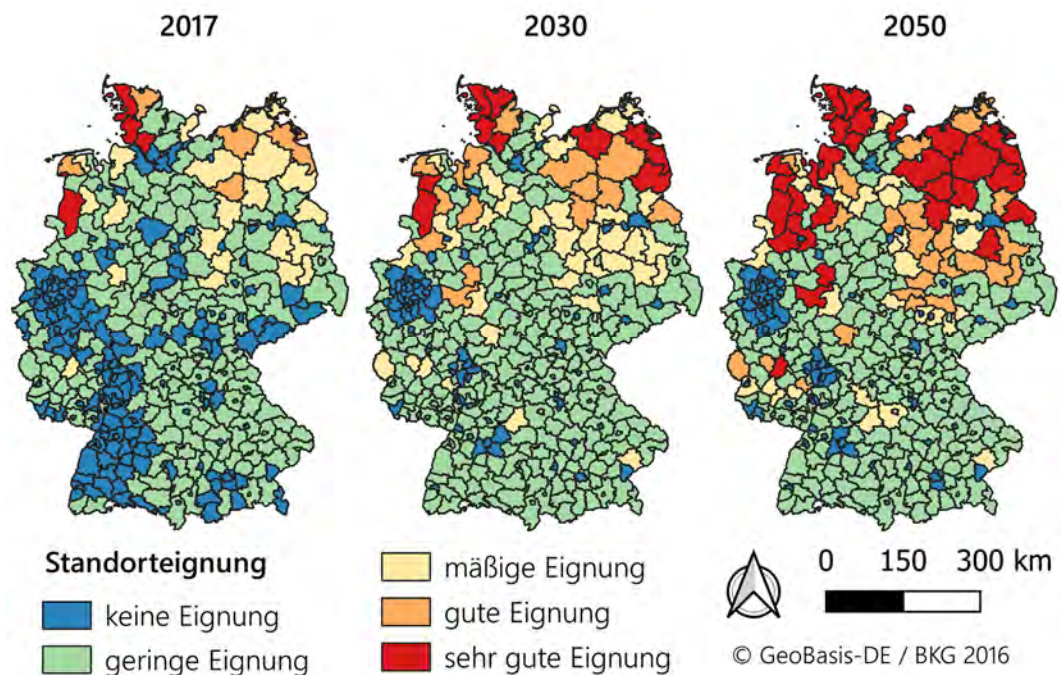


Abbildung 1: Standorteignung von 2017 bis 2050 hinsichtlich der regionalen EE-Überschüsse

¹ Residuallast ist definiert als die Differenz zwischen dem Verbrauch und der EE-Erzeugung.

Vor allem der Norden Deutschlands weist eine sehr gute Standorteignung bezüglich regionaler Überschüsse elektrischer Einspeiseleistung aus regenerativen Quellen auf, wobei auch im Norden erhebliche lokale Unterschiede zwischen den einzelnen Landkreisen bestehen. Das Ruhrgebiet, als großes Lastzentrum, eignet sich dagegen auch im Jahr 2050 wenig als Standort für PtG-Anlagen, da hier weiterhin keine Überschüsse aus erneuerbaren Energien (EE) zu erwarten sind.

Neben dem lokalen Angebot an erneuerbaren Energien ist der Verbrauch von Wasserstoff ein weiterer, elementarer Standortfaktor für die mögliche Verortung einer PtG-Anlage. Ein relevanter Verbrauch wird hier zunächst in den Sektoren Industrie und Verkehr erwartet. Die Sektoren Haushalte und Gewerbe, Handel und Dienstleistungen werden in dieser Studie daher erst einmal nicht berücksichtigt. Große Wasserstoff-Abnehmer befinden sich vor allem im Ruhrgebiet und an weiteren großen Industriestandorten wie dem Chiemdriedeck Mitteldeutschland, sowie langfristig durch den Verkehrssektor in Ballungsgebieten und an großen Autobahntrassen (siehe Abbildung 2).

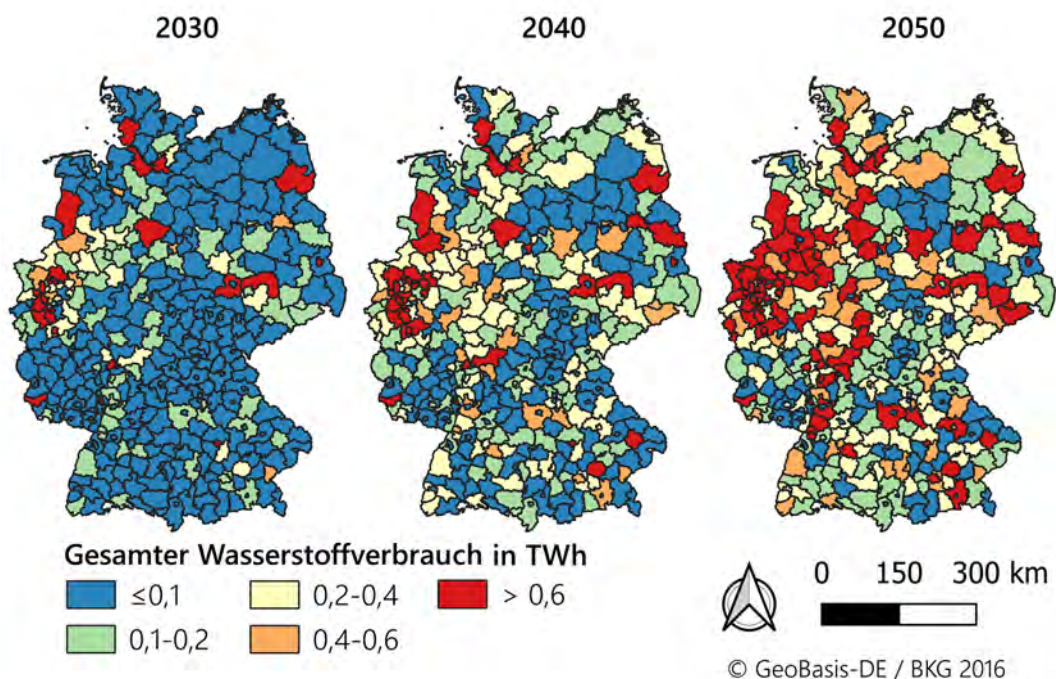


Abbildung 2: Regionalisierung des Wasserstoffverbrauchs in Industrie und Verkehr

Für eine regionalisierte Bewertung einer Methanisierung von Wasserstoff werden Biogasanlagen mit Einspeisung in das Gasnetz analysiert, die folglich gleichzeitig eine CO₂-Quelle und einen Anschluss an das Erdgasnetz repräsentieren. Diese Anlagen befinden sich, wie in Abbildung 3 ersichtlich, vor allem im Nordosten von Deutschland. Dies ergänzt sich sehr gut mit den zukünftig sehr hohen EE-Überschüssen im Nordosten, so dass sich hier PtG mit Methanisierung mit regenerativ erzeugtem CO₂ und Einspeisung ins Gasnetz anbietet. Wird das zukünftige Potenzial durch stromerzeugende Biogasanlagen mitberücksichtigt, die eine starke Konzentration im Süden und insbesondere im Nordwesten Deutschlands aufweisen, erweitert sich die sehr gute Standorteignung auf den gesamten Norden.

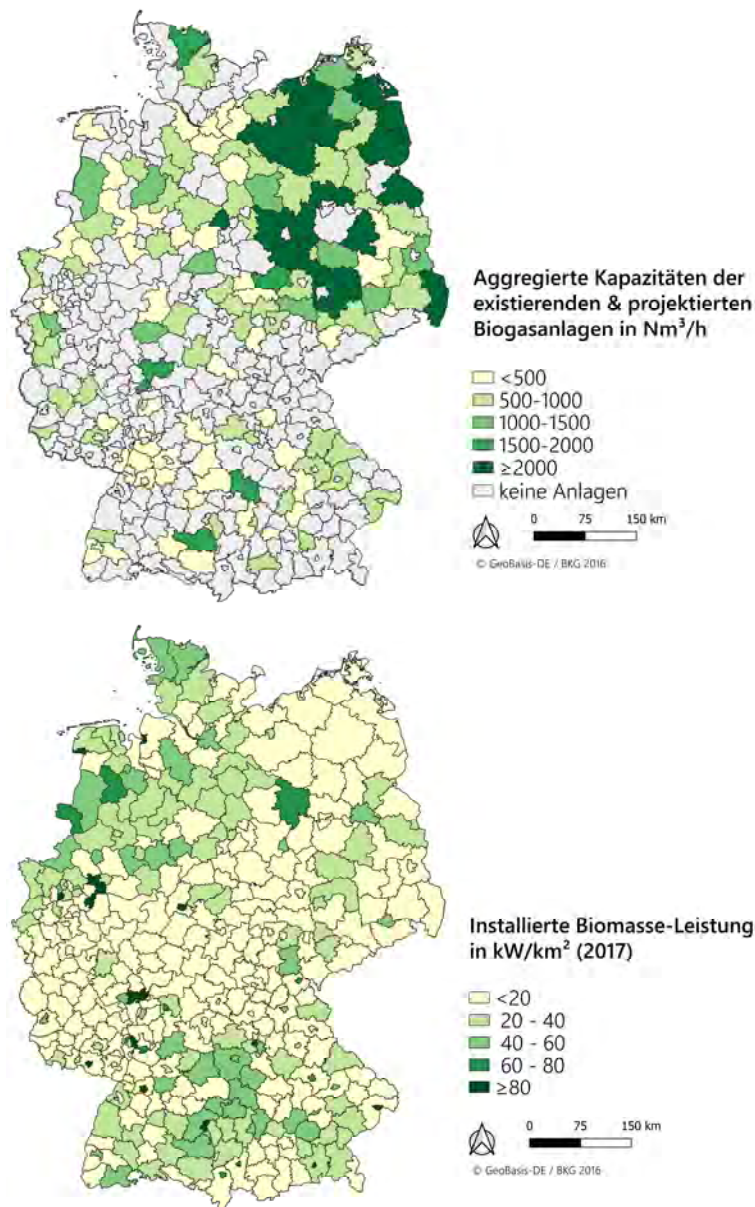


Abbildung 3: Regionalisierung der Biogasanlagen

Die vorliegende Studie vermittelt auf der einen Seite Kenntnisse über den regionalen Bedarf von synthetischen Gasen in Form von Wasserstoff und auf der anderen Seite Einschätzungen über attraktive Erzeugungsstandorte synthetischer Gase. Durch Zusammenführung der analysierten Standortfaktoren können Power-to-Gas-Anlagen aus Systemsicht und der daraus resultierenden betriebswirtschaftlicher Sicht indikativ verortet werden. So erscheint die Verortung einer PtG-Anlage im Ruhrgebiet aus Sicht des Wasserstoffbedarfs sinnvoll, eine gute Standorteignung hinsichtlich der regionalen EE-Überschüsse bietet sich dort allerdings nicht. Im nördlichen Brandenburg und in Mecklenburg-Vorpommern ergeben sich dagegen sehr gute Standorte für die Herstellung von synthetischem Methan aufgrund von lokalen Überschüssen erneuerbarer Energien, CO₂ aus Biogasanlagen und einen vorhandenen Anschluss an das Erdgasnetz. Die durchgeführten Auswertungen empfehlen somit eine Verortung der PtG-Anlagen in der Modellierung der Ferngasnetzbetreiber zum Netzentwicklungsplan Gas 2020-2030, wodurch Rückwirkungen auf die Gasnetzinfrastruktur detailliert analysiert werden können.

1 Einleitung

Die vorliegende Studie thematisiert den Ausbau von Power-to-Gas-Anlagen (PtG-Anlagen) in Deutschland. Zunächst erfolgt in diesem Kapitel eine Motivation und Einordnung der Studie, gefolgt von den abgeleiteten Arbeitspaketen. Die nachfolgenden Kapitel greifen daraufhin die einzelnen Standortfaktoren für die Verortung einer PtG-Anlage unter Berücksichtigung der Erzeugung synthetischer Gase und des Verbrauchs von Wasserstoff auf und werten diese quantitativ aus.

1.1 Motivation

Die Klimaschutzziele der deutschen Bundesregierung, sowie der Europäischen Union sehen eine schrittweise Dekarbonisierung des Energiesystems vor. So sollen die Treibhausgasemissionen im Vergleich zu 1990 im Jahr 2050 um mindestens 80 % bis 95 % reduziert werden [31]. Einen entscheidenden Beitrag zum Erreichen dieser ambitionierten Ziele kann die Sektorkopplung liefern, indem durch den Einsatz von regenerativem, synthetischem Gas in den Endenergiesektoren Verkehr, Industrie, private Haushalte, sowie Gewerbe, Handel und Dienstleistungen (GHD) fossile Energieträger substituiert werden. Die Bereitstellung dieser Gase kann neben dem Import auch vor Ort über die PtG-Technologie erfolgen, welche Strom aus volatilen, erneuerbaren Energiequellen nutzt, um beispielsweise aus Wasser per Elektrolyse Wasserstoff zu erzeugen. Die Umwandlung der Energie aus Strom in einen gasförmigen und klimaneutralen Energieträger bringt den Vorteil mit sich, dass Gase sehr gut transportierbar und für lange Zeit speicherbar sind und zudem den Ausgleich für die fluktuierende Stromerzeugung aus Anlagen erneuerbarer Energien gewährleisten können.

Aus diesem Grund werden im Netzentwicklungsplan (NEP) Gas 2020 - 2030 erstmalig auch regionalisierte PtG-Einspeisungen berücksichtigt. Hierfür werden in dieser Studie relevante Faktoren für die Eignung eines Standorts einer PtG-Anlage identifiziert und analysiert, um eine Regionalisierung der Anlagen durchführen zu können. Da die PtG-Technologie mit steigendem Anteil erneuerbarer Energien im Strommarkt und CO₂-Zielen zunehmend relevant wird und Standortentscheidungen den gesamten Zeitraum der Lebenserwartung einer Anlage bewerten sollten, beschränken sich die Analysen nicht auf den Zeitraum bis 2030, sondern untersuchen die jeweiligen Standortfaktoren bis ins Jahr 2050.

Da der Einsatz regenerativer, synthetischer Gase zunächst in den Endenergiesektoren Industrie und Verkehr erwartet wird [14], fokussiert sich die vorliegende Studie bei der Analyse des Bedarfs an Wasserstoff auf diese beiden Sektoren. In den Jahren nach 2030 ist es durchaus wahrscheinlich, dass es auch zunehmend zu einem Einsatz grüner Gase in der Stromerzeugung und in den Sektoren private Haushalte und GHD, vornehmlich zur Wärmebereitstellung, kommen wird. Für diesen späteren Zeitraum werden aber auch Importe von grünen Gasen eine mögliche Option sein. Da diese beiden Punkte gegenwärtig noch großen Unsicherheiten unterliegen, werden diese in der vorliegenden Studie mit Fokus auf den NEP Gas 2020.- 2030 nicht untersucht. Der folgende Abschnitt stellt den Aufbau der Studie dar.

1.2 Vorgehensweise und Zielsetzung

Zur Bestimmung der örtlichen PtG-Entwicklung werden in dieser Studie regionalisierte Standortfaktoren bestimmt und quantifiziert. Der Aufbau der Studie und die Strukturierung der einzelnen Berichtskapitel sind in Abbildung 1-1 schematisch dargestellt. Das Ziel dieser Studie ist es, die Standorte des Bedarfs von grünen Gasen in Form von Wasserstoff, sowie die Standorte der aktuellen und zukünftigen Bereitstellung grüner Gase aufzubereiten. Hierfür werden in jedem Kapitel Regionalisierungsfaktoren hergeleitet, welche die Attraktivität einer Region im Hinblick auf den jeweiligen Standortfaktor für den Bau einer PtG-Anlage signalisieren.

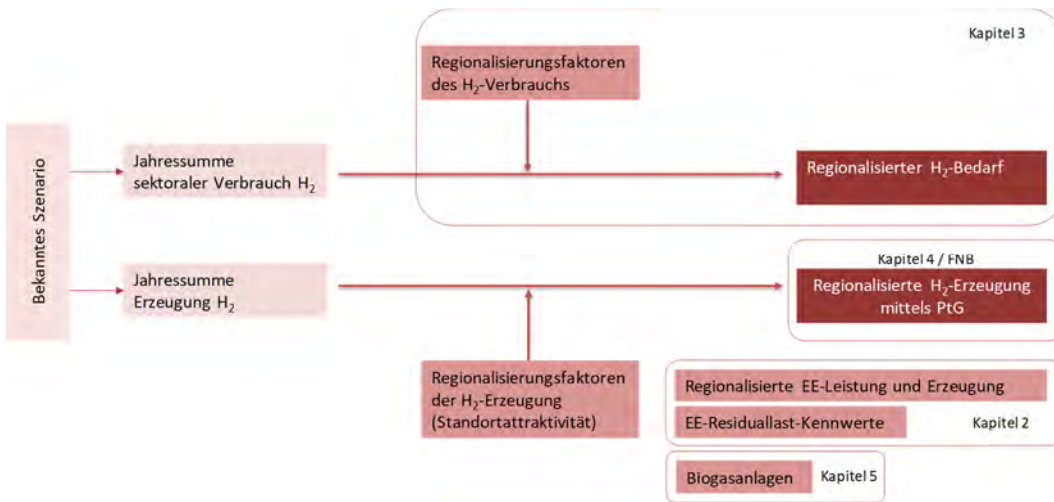


Abbildung 1-1: Vorgehensweise der Studie und Struktur der Berichtskapitel

Die Studie geht auf die folgenden Standortfaktoren ein:

- Regionen mit Überschuss elektrischer Einspeiseleistungen aus nachhaltigen Quellen
- Regionale Verteilung des H₂-Bedarfs
- Regionale Verteilung der bestehenden und projektierten PtG-Anlagen
- Regionale Verteilung der Biogasanlagen

Weitere potenzielle Standortfaktoren, wie beispielsweise die Kapazität des Erdgasnetzes, alternative CO₂-Quellen oder Absatzmöglichkeiten verschiedener Nebenprodukte (Wärme oder Sauerstoff), werden in dieser Studie nicht behandelt. Die Ergebnisse dieser Studie fließen in den NEP Gas 2020-2030 ein, welcher darauf aufbauend eine regionalisierte Entwicklung von PtG-Anlagen mitberücksichtigt.

2 Regionen mit Überschuss elektrischer Einspeiseleistungen aus nachhaltigen Quellen

2.1 Methodik

Es werden diejenigen Regionen bestimmt, die sich durch einen großen Anteil erneuerbarer Stromerzeugung und verhältnismäßig geringer Last kennzeichnen. Abbildung 2-1 stellt die Vorgehensweise zur Bestimmung geeigneter Standorte dar.

Zielsetzung

- Identifikation von Regionen mit „Überschuss“ elektrischer Einspeiseleistungen aus nachhaltigen Quellen

Arbeitsschritte

Analyse der Entwicklung der installierten Leistung erneuerbarer Energien

Erstellung von Last- und Erzeugungsgängen anhand des Wetterjahrs 2012

Zusammenführung zu Residuallastgängen und Ableitung charakteristischer Kennwerte für alle Landkreise

Wirtschaftliche und technische Kennzahlen der Residuallast je Landkreis

Standorteignung jedes Landkreises für Power-to-Gas-Anlagen hinsichtlich des Überschusses elektrischer Einspeiseleistungen aus nachhaltigen Quellen

Abbildung 2-1: Überblick über die Vorgehensweise zur Ermittlung 2 der Regionen mit Überschuss elektrischer Einspeiseleistungen aus nachhaltigen Quellen

In einem ersten Schritt wird die installierte Leistung der erneuerbaren Energien analysiert. Hierzu wird zunächst der aktuelle Bestand der erneuerbaren Energien (PV, Wind, Biomasse und Wasser) auf NUTS3-Ebene [1], welche der Regionalisierung nach Landkreisen und kreisfreien Städten entspricht, ausgewertet und in Karten dargestellt. Weitergehend wird auch die prognostizierte Entwicklung der installierten Leistung bis ins Jahr 2030 basierend auf den Rahmendaten des aktuellen Netzentwicklungsplans Strom und dessen Regionalisierungsmethodik, die von der FfE gestellt wird, bewertet [33]. Die Methodik zur Regionalisierung der erneuerbaren Energien wird auch zur Bestimmung der EE-Erzeugung bis ins Jahr 2050 hochskaliert, wobei die Rahmendaten hier aus der dena-Leitstudie „Integrierte Energiewende“ Szenario TM-Z95 [2] entnommen werden. Die Auswertungen werden mit Hilfe des Regionenmodells der FfE (FREM) durchgeführt, welches die gesamte Stromerzeugung Deutschlands regionalisiert abbildet. Dieses beinhaltet neben statistischen Primärdaten (z. B. Regionalstatistik, EEG-Anlagenregister, Wetterdaten) und Geodaten (z. B. Windenergieanlagen-Standorte, Stromnetze) auch Modelle und Modellergebnisse.

NUTS (Nomenclature des unités territoriales statistiques) -Regionen sind räumliche Bezugseinheiten, welche vom Europäischen Amt für Statistik in Luxemburg entwickelt wurden. NUTS3 entspricht in Deutschland Landkreisen und kreisfreien Städten von 2013. Für die Lesbarkeit wird von jetzt an von Landkreisen statt NUTS3-Regionen gesprochen.

Die Inputdaten aus den ausgewählten Studien zum jährlichen Stromverbrauch und der jährlichen EE-Erzeugung in Deutschland bis ins Jahr 2050 sind in Tabelle 2-1 dargestellt.

Tabelle 2-1: Eingangsdaten für die Analyse der Regionen mit Überschuss elektrischer Einspeiseleistungen aus nachhaltigen Quellen [2] und [33]

Szenariodaten	2017	2020	2025	2030	2040	2050
Gesamtverbrauch in TWh	530,1	529,5	528,4	543,9	690,45	837
EE-Erzeugung in TWh	219	271	339	434	560	769

NEP-Strom
dena-Leitstudie

Zur Analyse der Residuallast müssen die installierten Leistungen erneuerbarer Energien in einen stündlichen Erzeugungsgang überführt werden. Hierfür wird die installierte Leistung mit den im FREM hinterlegten Anlagentypen und den stündlich vorliegenden Wetterdaten des Jahres 2012 kombiniert, um energieträgerscharfe Erzeugungsgänge zu erhalten. Des Weiteren muss auch der Stromverbrauch beurteilt werden. Hierfür werden ebenfalls basierend auf dem FfE-Regionenmodell stündliche Lastgänge auf Landkreisebene regionalisiert. Die Erstellung der Lastgänge wird - wie die Erzeugungsgänge erneuerbarer Energien - für 2017 sowie für zukünftige Entwicklungen durchgeführt, wobei für letztere als Grundlage wiederum der Netzentwicklungsplan Strom und die dena-Leitstudie herangezogen werden.

Aus der Differenz der Last und der EE-Einspeisung können stündliche Residuallastgänge für jeden Landkreis gebildet werden [3]. Basierend auf diesen Residuallastgängen werden daraufhin vier Kennwerte hergeleitet, welche die Landkreise charakterisieren. Für die Kennwerte wird nur die negative Residuallast betrachtet, da diese einen regionalen EE-Überschuss darstellt. Ein regionaler EE-Überschuss bedeutet hier nicht zwangsläufig, dass diese Erzeugung nicht integriert werden kann, da regionale Erzeugungs- und Lastunterschiede i.d.R. durch das Stromnetz ausgeglichen werden. Da Betrieb und Ausbau des Stromnetzes jedoch gewissen Verzögerungen und Unsicherheiten unterliegen, signalisieren die Kennwerte dennoch eine Tendenz des regionalen Überschusses erneuerbarer Energien. In Abbildung 2-2 sind exemplarische Jahresdauerlinien der EE-Überschüsse dargestellt sowie grafisch die jeweilige Kennzahl eingetragen.

Residuallast ist definiert als die Differenz zwischen dem Verbrauch und der EE-Erzeugung. Eine positive Residuallast bedeutet, dass die Last größer als die EE-Erzeugung ist, sodass konventionelle Kraftwerke zur Deckung der Differenz benötigt werden. Negative Residuallast beschreibt einen Zeitpunkt, wo die Last geringer als die EE-Erzeugung ist, es liegt also ein Erzeugungsüberschuss (EE-Überschuss) vor.

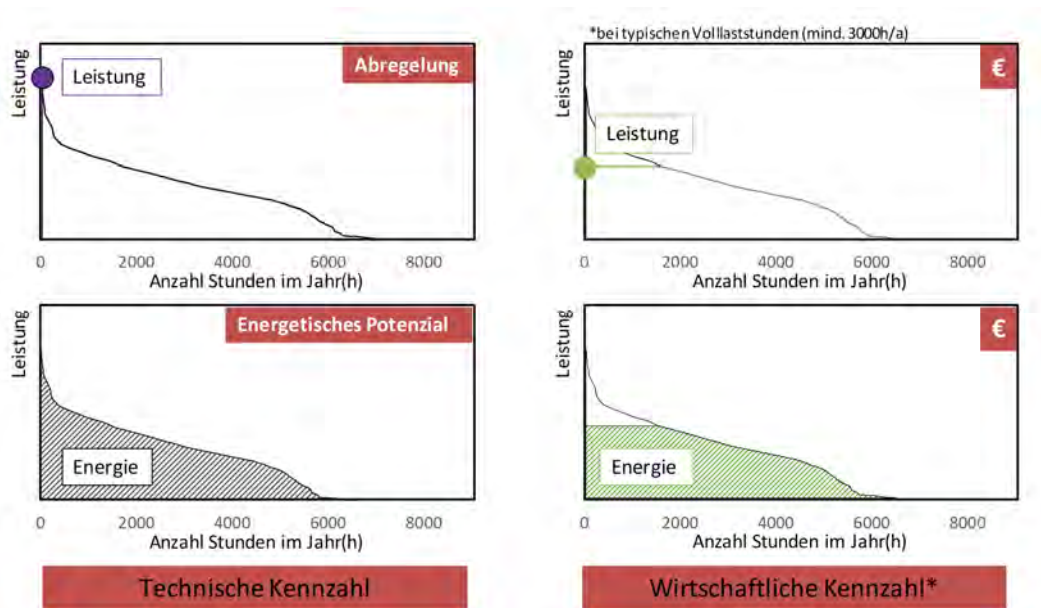


Abbildung 2-2: Residuallast-Kennzahlen

Die Jahresdauerlinien sortieren absteigend alle stündlichen Residuallasten eines Jahres nach ihrer Größe. Ein Punkt auf der Jahresdauerlinie stellt somit die Residuallast zu einer bestimmten Stunde dar. Die Fläche unter der Kurve ergibt folglich eine Energie. Im Falle der gesamten Fläche entspricht diese den gesamten jährlichen EE-Überschüssen. Ausgewertete statistische Kenngrößen je Landkreis sind zwei technische und zwei wirtschaftliche Kennzahlen, jeweils eine Leistung und eine Energie. Die technische Leistung entspricht dem maximale EE-Überschuss und die technische Energie dem jährliche EE-Überschuss, bei den wirtschaftlichen Kennzahlen werden minimale Volllaststunden von mind. 3000 h/a [4] vorausgesetzt, was typischen Volllaststunden für PtG entspricht. Leistung und Energiemenge werden je nach Volllaststundenzahl bzw. Form der Jahresdauerlinie miteinander korrelieren. Diese Charakteristiken sind für Windenergie und PV stark unterschiedlich. Wind Onshore weist beispielsweise höhere Volllaststunden auf, wobei die Betriebsstunden volatil über den Tag verteilt und nicht wie bei PV-Anlagen konzentriert auf die Mittagszeit sind. Dadurch ergeben sich bei Landkreisen mit vornehmlich Windenergieanlagen Unterschiede beim Energie-zu-Leistung-Verhältnis gegenüber Landkreisen mit vornehmlich PV-Anlagen. Die vier beschriebenen Kennzahlen werden in einem weiteren Schritt miteinander verschnitten, wobei sie vereinfachend jeweils mit dem gleichen Anteil (25 %) gewichtet werden. So ergibt sich letztendlich eine Standorteignung je Landkreis.

Volllaststunden τ_v sind die Stunden, die sich ergeben würden, wenn die gesamte Energiemenge eines Jahres durch die Nennleistung dividiert wird. Bei Anlagen mit Teillastverhalten sind somit die Betriebsstunden im Jahr größer als die Volllaststunden.

2.2 Ergebnisse

In Abbildung 2-3 sind die installierten EE-Leistungen für den Status Quo (2017) abgebildet. Auffällig ist, dass große regionale Unterschiede bestehen und dass die Verteilung je nach Technologie ganz unterschiedlich ausfällt. Aktuell weist Wind Onshore die größte installierte Leistung mit 51,6 GW auf, gefolgt von PV auf Gebäuden. Wind Onshore Anlagen sind dabei entsprechend des Dargebots vor allem im Norden installiert, PV auf Gebäuden eher in südlichen und westlichen Regionen. Wind Offshore Anlagen sind den Regionen ihrer Anlandpunkte auf dem Festland zugeordnet, welche sich vornehmlich in Landkreisen an der Nordsee befinden.

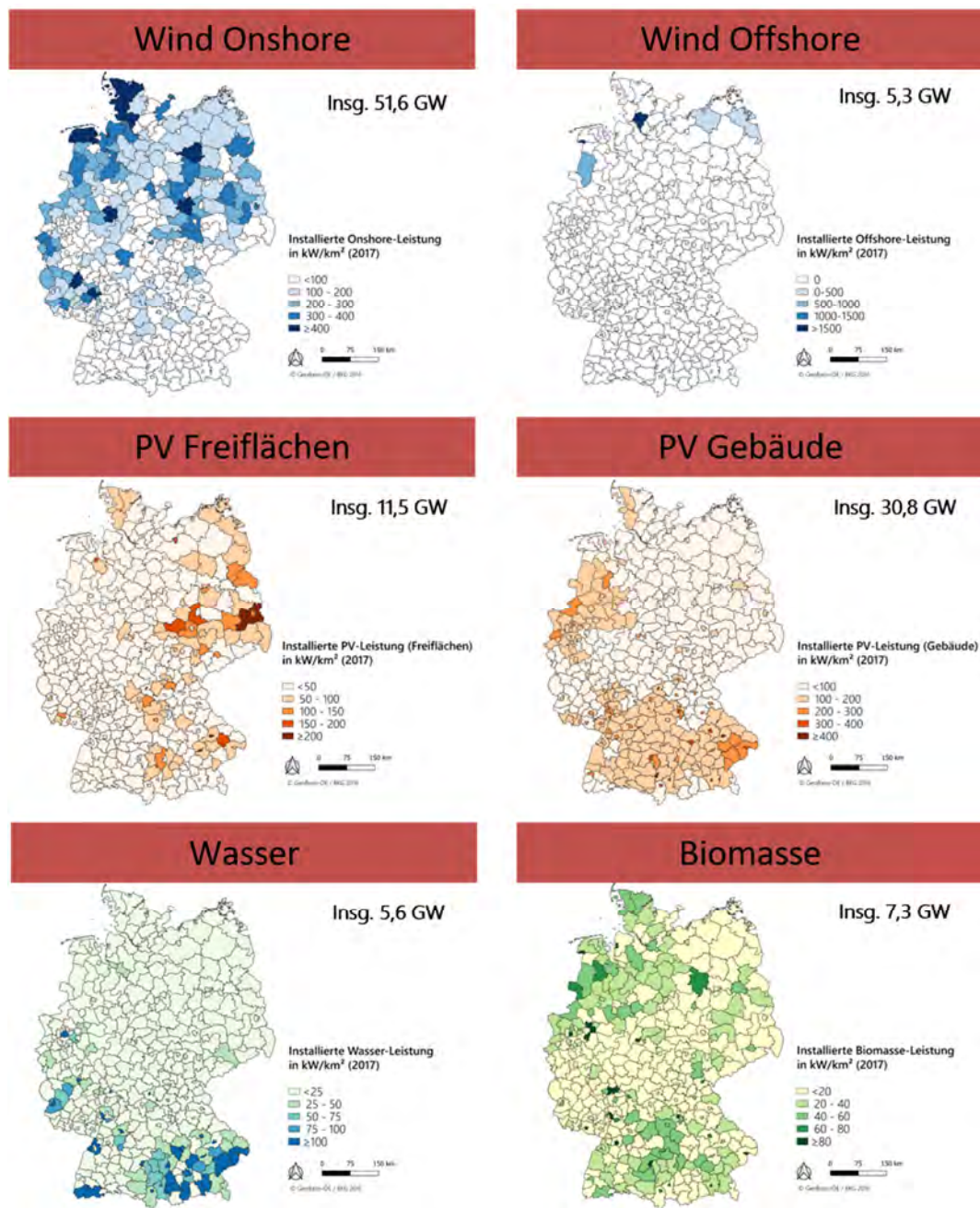


Abbildung 2-3: Installierte EE-Leistungen Status Quo (2017)

Werden die installierten EE-Leistungen mit den Erzeugungsgängen verschnitten, kommen die Komponente Volllaststundenzahl und der tatsächliche Zeitpunkt der Erzeugung hinzu. Zur Darstellung dieser Faktoren wurden die vier Kennzahlen technische Leistung, technische Energie, wirtschaftliche Leistung und wirtschaftliche Energie entwickelt (siehe Methodik in Kapitel 2.1). Diese sind für 2017 in Abbildung 2-4 dargestellt. Der Einfluss von Wind im Norden überwiegt durch die höheren Volllaststunden gegenüber der PV-Erzeugung im Süden. Bei den wirtschaftlichen Kennzahlen ergeben sich fast nur noch im Norden Regionen mit Potenzial, da im restlichen Deutschland die Stunden mit EE-Überschuss zu gering sind, so dass die minimalen 3000 h/a nicht erreicht werden. Wie in der Methodik erwähnt, lassen sich Korrelationen zwischen der Leistung und der Energiemenge ermitteln. Bei den technischen Kennzahlen ist diese relativ gering, bei den wirtschaftlichen Kennzahlen jedoch deutlich ersichtlich. Da trotz der teils hohen Korrelation durch die Nutzung der vier Kennzahlen Mehrinformationen genutzt werden können, werden alle vier Kennzahlen auch weitergehend genutzt.

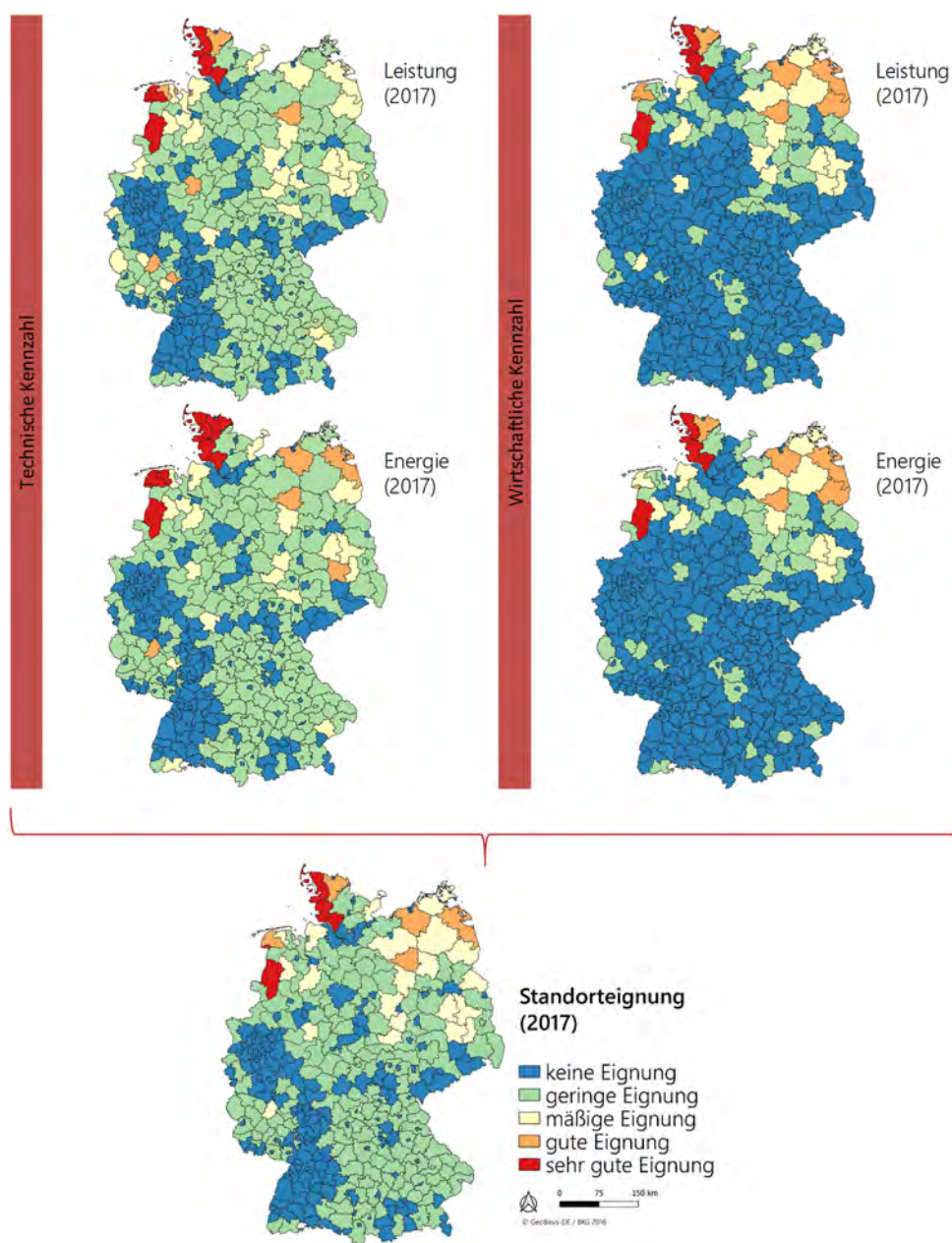


Abbildung 2-4: Residuallastkennzahlen für 2017

In einem nächsten Schritt werden die vier Kennzahlen verschnitten, um die Standorteignung zu bestimmen (ebenfalls in Abbildung 2-4 dargestellt). Im Jahr 2017 ergeben sich fast nur im Norden und Nordosten Regionen mit einer höheren Standorteignung. Insbesondere die Regionen, in denen sich Anlandpunkte von Wind Offshore Anlagen befinden, zeichnen sich hier durch eine hohe Standortattraktivität aus.

In Abbildung 2-5 ist die Entwicklung der Standorteignung bis ins Jahr 2050 dargestellt. Mit zunehmendem Ausbau der erneuerbaren Energien steigt die Standortattraktivität der Landkreise in Deutschland an. Gebiete ohne Eignung in Bezug auf EE-Überschüsse (in blau dargestellt) werden immer weniger. Allerdings wird auch im Jahr 2050 die Standortattraktivität in südlichen Regionen zumeist gering bleiben. Im Norden – vor allem im Nordosten – lässt sich dagegen eine enorme Steigerung der Standorteignung erkennen. Dies lässt sich auf den Ausbau von PV-Freiflächen-Anlagen als auch Windenergieanlagen (Offshore und Onshore) zurückführen.

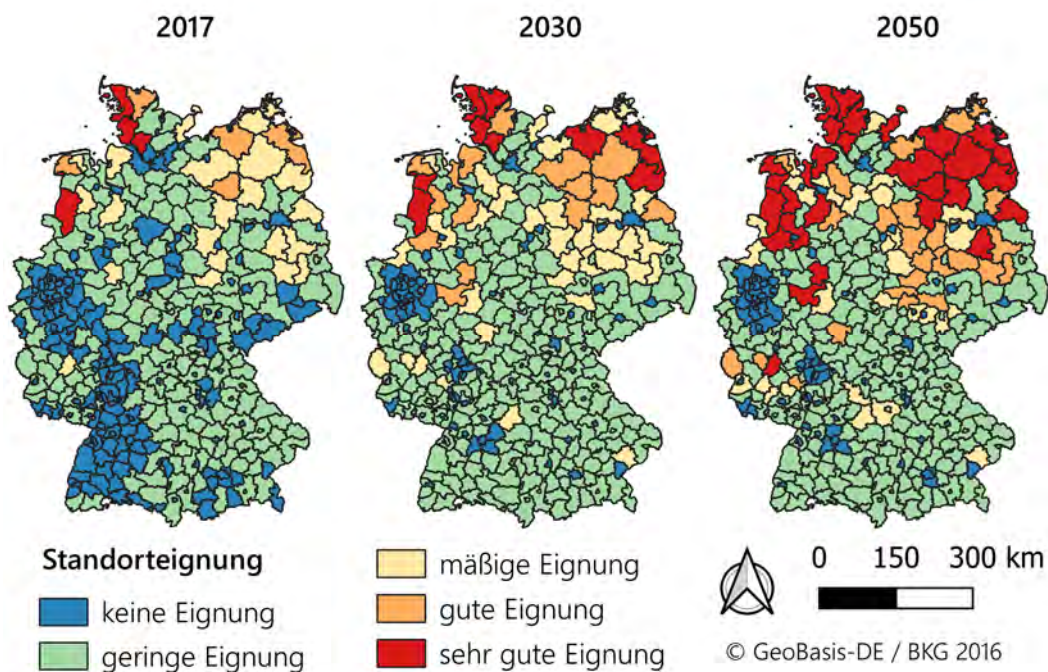


Abbildung 2-5: Standorteignung 2017 bis 2050

3 Regionale Verteilung des H₂-Bedarfs

3.1 Methodik

In Abbildung 3-1 ist die grundlegende Vorgehensweise zur Ermittlung der regionalen Verteilung des H₂-Bedarfs dargestellt.

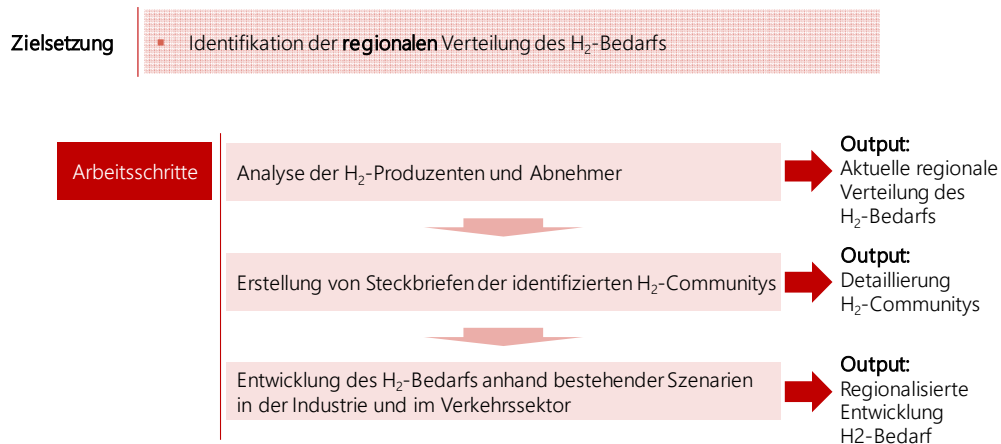


Abbildung 3-1: Überblick über die Vorgehensweise zur Ermittlung der regionalen Verteilung des H₂-Bedarfs

Es werden zunächst der aktuelle Bedarf und die aktuelle Produktion in Deutschland analysiert und darauf aufbauend Steckbriefe für H₂-Communitys erstellt. Daraufhin wird ein Szenario bis 2050 definiert (basierend auf NEP Strom und der dena-Leitstudie, siehe Tabelle 3-1), dessen Wasserstoffbedarf regionalisiert ausgegeben wird.

Tabelle 3-1: Eingangsdaten für den H₂-Bedarf [2] und [7]

Szenariodaten	2017	2020	2030	2040	2050
H ₂ -Bedarf Verkehr (energetisch) in TWh	0	0	18	55	92
H ₂ -Bedarf Industrie/GHD (energetisch) in TWh*	0	0	19	29	64
H ₂ -Bedarf Industrie (energetisch) in TWh	0	0	18,7	28,6	63
H ₂ -Bedarf Industrie (nicht-energetisch) in TWh**	69	67	58	52	48

* inklusive GHD-Sektor ** In der Studie inkl. Stahlherstellung. Wasserstoffverbrauch für Stahlherstellung konnte nicht verifiziert werden, deshalb herausgerechnet

dena-Leitstudie Kurzstudie Power-to-X, FfE

Die Methodik zur Erfassung des regionalen H₂-Bedarfs ist nachfolgend aufgeteilt in Industrie und Verkehr.

Bei der Erhebung des regionalen Wasserstoffverbrauchs in der Industrie wird zwischen der nicht-energetischen (stoffliche) und energetischen Wasserstoffnutzung unterschieden. Die stoffliche Nutzung von Wasserstoff beschreibt den Einsatz als Rohstoff zur Erzeugung von Gütern und Produkten. Die stoffliche ist damit von der energetischen Nutzung abzugrenzen, bei der der Wasserstoff allein zur Bereitstellung von Energie verwendet wird.

Die Eingangsdaten zur Erhebung der stofflichen Wasserstoffnutzung basieren auf der Kurzstudie Power-to-X [7], die sich maßgeblich auf Daten von der Studie „Prüfung der klimapolitischen Konsistenz und der Kosten von Methanisierungsstrategien“ des Öko-Instituts [8] und auf den European Hydrogen Infrastructure Atlas [9] stützt. In der Kurzstudie Power-to-X werden vier Einsatzgebiete für die nicht-energetische Nutzung von Wasserstoff unterschieden:

- Raffinerien
- Methanolherstellung
- Ammoniakherstellung
- Sonstiges

In den industriellen Prozessen zur Ammoniak- und Methanolherstellung sowie in der sonstigen chemischen Produktion werden nahezu konstante stoffliche Wasserstoffverbräuche zwischen 2017 und 2050 ausgewiesen. Der in Tabelle 3-1 ersichtliche Rückgang des stofflichen Wasserstoffverbrauchs ist maßgeblich auf den sich verringern den Raffinerieverbrauch zurückzuführen. Dieser Rückgang ist durch einen verminderten Mineralölverbrauch in Deutschland bedingt, welcher wiederum der zukünftig zunehmenden Elektrifizierung im Verkehrs- und Haushaltssektor zuzuschreiben ist [7], [8].

Die erfassten stofflichen Wasserstoffverbräuche werden anhand von dem europäischen Wasserstoffatlas regionalisiert. Hierzu wird jedem Landkreis ein prozentualer Anteil zugewiesen, der dem Anteil am Wasserstoffverbrauch in der Region entspricht. Auf diese Weise werden 100 % der zuvor erfassten stofflichen Wasserstoffverbräuche Deutschlands je Stützjahr auf Landkreise verteilt.

Um die industriellen energetischen Wasserstoffverbräuche in Deutschland zu erfassen, wird die dena-Leitstudie als Ausgangsbasis verwendet [10]. In der dena-Leitstudie sind die energetischen Wasserstoffverbräuche ab 2030 bis 2050 in zehnjährigem Turnus hinterlegt und werden nach industriellen Branchen unterschieden (vgl. Tabelle 3-1). Um die Regionalisierung industrieller Wasserstoffverbräuche vornehmen zu können, müssen zunächst die ebenfalls in der dena-Leitstudie in der Industrie verorteten Verbräuche des GHD-Sektors exkludiert werden. Jedoch werden lediglich etwa 1,6 % des in der dena-Leitstudie hinterlegten Wasserstoffs im Jahr 2050 durch den GHD-Sektor verbraucht.

Die verbleibenden industriellen Wasserstoffverbräuche (98,4 %) werden anschließend im Sektormodell Industrie einzelnen Wirtschaftszweigen zugeordnet. Das Sektormodell Industrie [11] der FfE unterscheidet 14 Wirtschaftszweige. Maßgebend ist die Wirtschaftszweigaufteilung, die nach der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen (AGEB) in dem Vorwort zu den Energiebilanzen [12] vorgenommen wird². Je Wirtschaftszweig sind über

² In dem Vorwort zu den Energiebilanzen ist die Zuordnung nach NACE Klassifikation WZ 2008 der Wirtschaftszweige verfügbar.

Einzelprozesse aggregierte, nach Temperaturniveau aufgeschlüsselte Prozesswärmeverbräuche hinterlegt [11], [13]. In der dena-Leitstudie werden vier industrielle Cluster unterschieden: Steine & Erden, Eisen & Stahl, Chemie und sonstige Industrie. Die ersten beiden Cluster können eindeutig den im Sektormodell Industrie hinterlegten Wirtschaftszweigen Verarbeitung von Steinen und Erden sowie der Metallherzeugung zugeordnet werden. Bei den weiteren Clustern kann in einem ersten Schritt jedoch keine direkte Zuteilung vorgenommen werden, da die chemische Industrie im Sektormodell in die Grundstoffchemie und die sonstige Chemie unterteilt ist [12]. Ebenso kann das Cluster „sonstige Industrie“ nicht eindeutig verortet werden. Die Zuordnung erfolgt deshalb mithilfe der Prozesswärmeverbräuche von Erdgas über 500 °C. Es wird davon ausgegangen, dass Wasserstoff zukünftig aufgrund fehlender effizienter Elektrifizierungsoptionen insbesondere im Hochtemperaturbereich über 500°C zur Substitution von Erdgas eingesetzt wird [14], [11], [15]. Die in der dena-Leitstudie hinterlegten Wasserstoffverbräuche für das Cluster „Chemie“ werden anhand des prozentualen Anteils der Gasverbräuche über 500 °C in der Grundstoff- und der sonstigen Chemie aufgeteilt. Die Wasserstoffverbräuche der sonstigen Industrie werden analog anhand des prozentualen Anteils an den Gasverbräuchen über 500 °C der Wirtschaftszweige verteilt. Jedoch werden die zuvor bereits bedachten Wirtschaftszweige exkludiert, um eine Doppelzuordnung der Wasserstoffverbräuche zu vermeiden. Die Wirtschaftszweige Verarbeitung von Steinen und Erden, Metallherzeugung sowie Grundstoff- und sonstige Chemie werden demgemäß von der Verteilung sonstiger industrieller Wasserstoffverbräuche ausgeschlossen.

Nachdem die in der dena-Leitstudie hinterlegten Wasserstoffverbräuche Wirtschaftszweigen zugeordnet worden sind, wird die eigentliche Regionalisierung vorgenommen. Als Grundlage dient die regionale Verteilung der sozialversicherungspflichtigen Beschäftigten nach Wirtschaftsabteilungen (WZ 2008), die von der Bundesagentur für Arbeit auf Landkreisebene erfasst und zur Verfügung gestellt wird [16]. Zudem findet die Energieintensität je Landkreis bei der regionalen Verteilung der Wasserstoffverbräuche Berücksichtigung. Hierdurch wird die Ungenauigkeit, die durch große Verwaltungszentren mit hohen Beschäftigungszahlen aber geringem Energieverbrauch in der Industrie entsteht, deutlich verringert.

Steckbriefe von H₂-Communities in Deutschland vervollständigen die regionale Analyse des Wasserstoffverbrauchs. Insgesamt konnten drei große H₂-Communities in Deutschland identifiziert werden:

- Cluster Unterelbe, Weser, Ems: [17], [18], [19]
- Cluster Mitteldeutschland: [20], [21], [17]
- Cluster Ruhrgebiet: [22], [23], [17]

Die Steckbriefe sind in sechs Kategorien unterteilt, die einen breiten Überblick zu den identifizierten Clustern geben:

- *Allg. Informationen:* Allgemeine Informationen über die Lage des Clusters
- *Sektoren/Industrien:* Daten zu ansässigen Industrieprozessen mit Unternehmensdaten und weitere gekoppelte Sektoren (Verkehr, Energie- & Umwandlungssektor)
- *Infrastruktur:* Existierende Wasserstoffleitungen mit Angaben zur Länge und der Kapazität sowie möglichen Speicherkapazitäten
- *Kenngrößen H₂:* Informationen zum Verbrauch und zur Erzeugung von Wasserstoff sowie Wasserstoffkosten im Cluster

- *Produkte/Kopplung:* Stoffliche und energetische Nutzung des Wasserstoffverbrauchs sowie Kopplungseffekte durch die Nutzung von Wasserstoff in verschiedenen Industrien
- *Initiativen/Projekte:* Aktuelle Initiativen und Projekte in den jeweiligen Clustern, die die Nutzung von Wasserstoff untersuchen oder anreizen.

Die ausgearbeiteten Steckbriefe sind in den Ergebnissen verfügbar.

3.1.2 Methodik Verkehr

Als letzter Schritt zur Berechnung des regionalisierten Wasserstoffbedarfs wird der Einsatz im Verkehrssektor bewertet. Die der dena-Leitstudie entnommenen Werte für den H₂-Verbrauch sind in Tabelle 3-2 zu sehen. Weiter sind die Vorschriften für die Regionalisierung des jeweiligen Verkehrsträgers aufgetragen. Speziell hervorzuheben ist der Lkw-Verkehr, der mit 45,1 TWh im zugrundeliegenden Szenario für den größten Anteil des H₂-Bedarfs verantwortlich ist. Regionalisiert wird der Bedarf über die Verkehrszählungen der Bundesanstalt für Straßenwesen (BaSt) [30]. Für die zukünftige Entwicklung der regionalen Verbräuche wird die aktuelle Verteilung fortgeschrieben und lediglich mit den zukünftigen Werten skaliert.

Tabelle 3-2: Mantelzahlen (Verbrauch in TWh) und Regionalisierungsvorschriften des H₂-Verbrauchs des Verkehrs nach der dena-Leitstudie

Aufschlüsselung auf Verkehrsträger	2015	2030	2040	2050	Regionalisierungsvorschriften
PKW	0,0	8,4	23,4	37,8	Zulassungszahlen
Leichte Nutzfahrzeuge	0,0	0,2	0,7	1,2	Bevölkerungsdichte
LKW	0,0	8,1	26,8	45,1	Verkehrszählungen
Bahnverkehr	0,0	0,2	0,3	0,5	nichtelektrifizierte Bahnstrecken
Luftverkehr	0,0	1,0	3,6	7,2	Flughäfen
Binnenschifffahrt	0,0	0,0	0,1	0,2	Binnenhäfen
Gesamt	0,0	18,0	55,0	92,0	

3.2 Ergebnisse

Nachfolgend werden die Ergebnisse des zweiten Arbeitspakets der Endenergiesektoren Industrie und Verkehr ausgeführt.

3.2.1 Industrie

Zu Beginn werden die Ergebnisse der Wasserstoffregionalisierung erläutert und anschließend die identifizierten Wasserstoffcluster in Deutschland näher betrachtet. Hierzu sind in Abbildung 7-1, Abbildung 7-2 und Abbildung 7-3 im Anhang Steckbriefe der identifizierten H₂-Cluster in Deutschland verfügbar.

3.2.1.1 Regionalisierung

In Abbildung 3-2 ist die regionale Verteilung der nicht-energetischen Wasserstoffverbräuche der deutschen Industrie grafisch aufbereitet. Es ist zu erkennen, dass die nicht-energetischen Wasserstoffverbräuche hauptsächlich auf die drei Wasserstoffcluster Unterelbe/Weser/Ems, Mitteldeutschland und das Ruhrgebiet verteilt sind, die im folgenden Unterkapitel analysiert werden (vgl. Kurzstudie Power-to-X und die Steckbriefe). Die Verteilung ändert sich über die Jahre nicht, nur absolut sinkt der Wasserstoffverbrauch aufgrund von einem sinkendem Bedarf an Mineralölprodukten zur geringeren stofflichen Nutzung von Wasserstoff in Raffinerien. Der zukünftig sinkende Bedarf ist auf die angenommene Elektrifizierung der Sektoren Verkehr und Private Haushalte und demgemäß niedrigere Nachfrage nach Mineralölprodukten zurückzuführen.

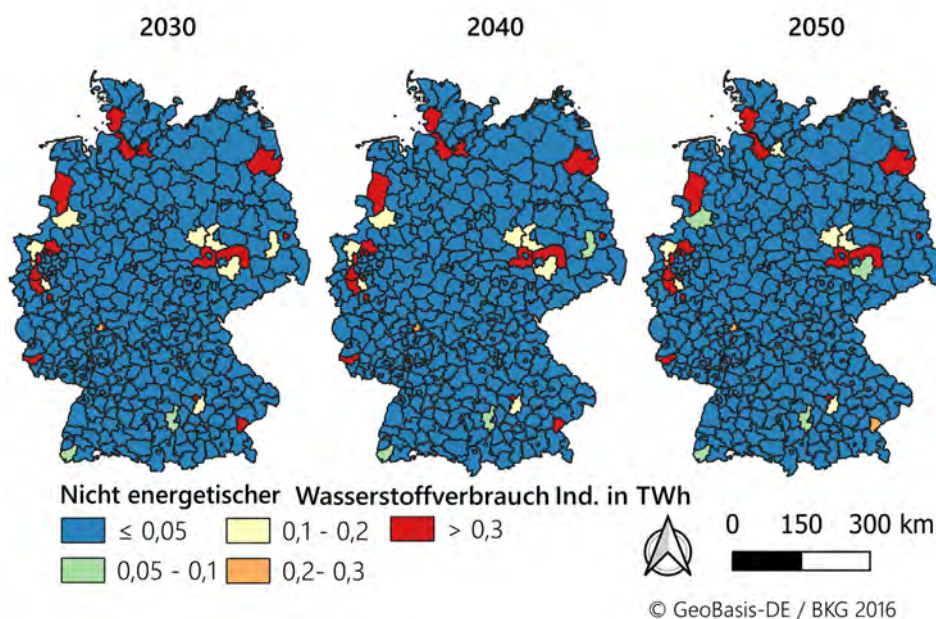


Abbildung 3-2: Regionalisierung nicht-energetischer Wasserstoffverbräuche der deutschen Industrie, 2030-2050

In Abbildung 3-3 ist die regionale Verteilung der energetischen Wasserstoffverbräuche in der Industrie visualisiert. Es zeigt sich, dass der energetische Wasserstoffverbrauch Deutschlands im Jahr 2030 noch deutlich stärker auf einzelne Industriezentren konzentriert ist als im Jahr 2050. Die breitere Steuerung im Jahr 2050 ist auf den zunehmenden Einsatz von Wasserstoff bei aus heutiger Sicht „untypischen“ industriellen Wasserstoffkonsumenten (beispielsweise

NE-Metallerzeugung) zurückzuführen. Dennoch ist der zur energetischen Nutzung bestimmte industrielle Wasserstoffverbrauch auch im Jahr 2050 noch stark auf das Ruhrgebiet in Westdeutschland und auf Teile von Norddeutschland konzentriert. Deutlich zu beobachten ist die absolute Zunahme des energetischen Wasserstoffverbrauchs der Industrie zwischen 2030 und 2050. Dieser wächst etwa um den Faktor 3,5 an (vgl. Tabelle 3-1).

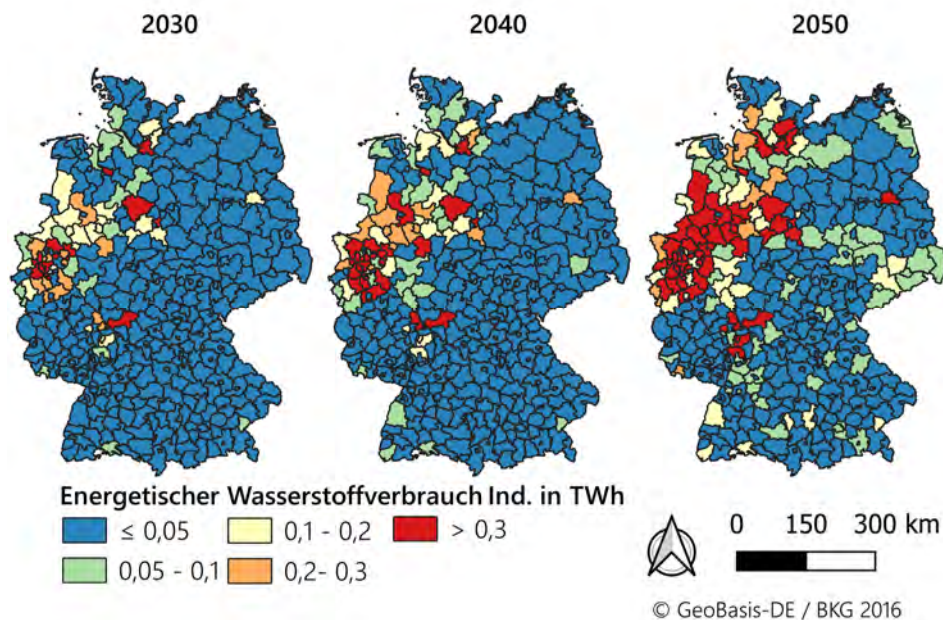


Abbildung 3-3: Regionalisierung energetischer Wasserstoffverbräuche der deutschen Industrie, 2030-2050

In Abbildung 3-4 sind die kumulierten regionalisierten Wasserstoffverbräuche der deutschen Industrie dargestellt. Der zukünftige H₂-Verbrauch ist stark auf die derzeitigen Grundstoff-industriezentren konzentriert (Ruhrgebiet, Mitteldeutsches Chemiedreieck). Die zunehmende energetische Wasserstoffnutzung führt jedoch zu einer breiteren regionalen Streuung.

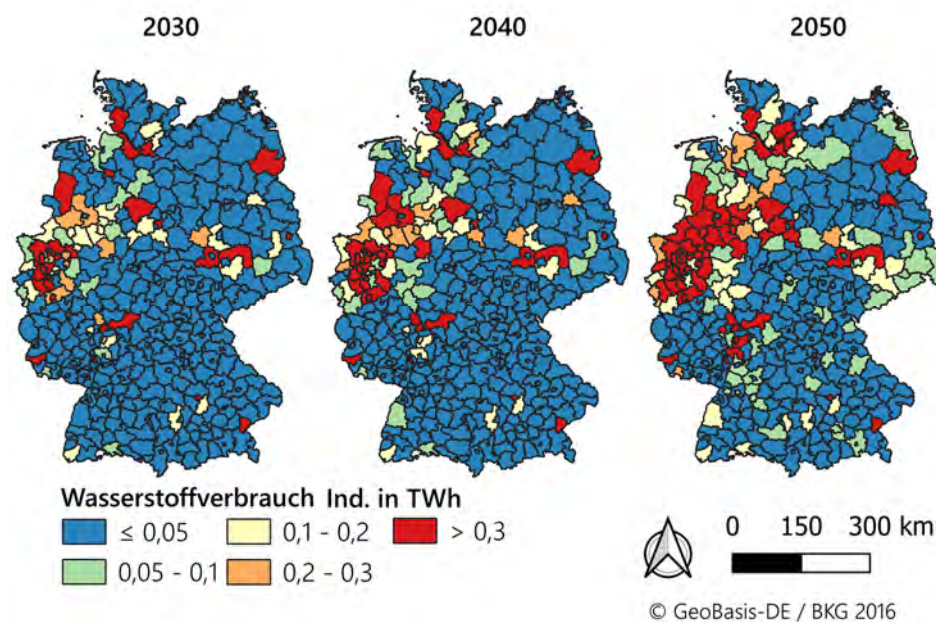


Abbildung 3-4: Regionalisierung kumulierter energetischer und stofflicher Wasserstoffverbräuche der deutschen Industrie, 2030-2050

3.2.1.2 Wasserstoffcluster in Deutschland

In Deutschland konnten drei größere Wasserstoffcluster identifiziert werden. Diese befinden sich in Norddeutschland (Cluster Unterelbe/Weser/Ems), in Mitteldeutschland (Cluster Mitteldeutschland/Berlin/Brandenburg) und im Ruhrgebiet (Cluster Ruhrgebiet).

Wasserstoffcluster Unterelbe/Weser/Ems

Zunächst wird das Cluster Unterelbe/Weser/Ems näher betrachtet. Dieses ist in den Bundesländern Schleswig-Holstein, Niedersachsen, Bremen, Hamburg und Nordrhein-Westfalen verortet.

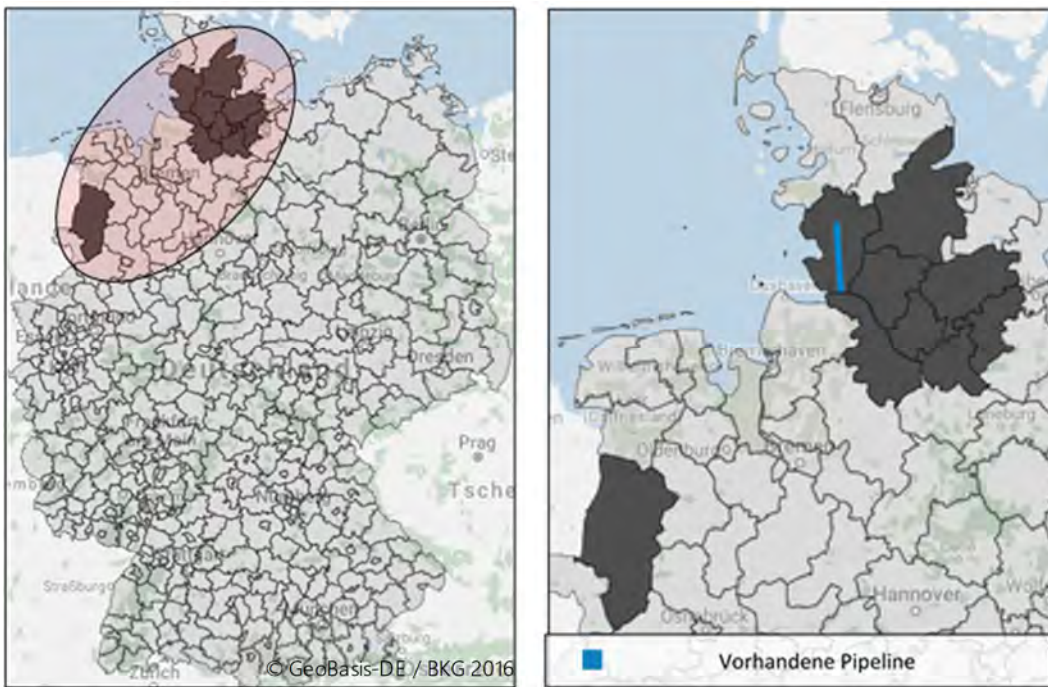


Abbildung 3-5: Lage des Clusters Unterelbe/Weser/Ems und Wasserstoffpipeline

Informationen zum Cluster Unterelbe/Weser/Ems können hauptsächlich dem Fahrplan zur Realisierung einer Windwasserstoff-Wirtschaft [18] entnommen werden. In dieser Studie wird eine Analyse zur betriebswirtschaftlichen Umsetzung der Erzeugung, der Lagerung, des Transports und der Verwendung von Windwasserstoff durch den ChemCoast e.V. durchgeführt. Die Wasserstoffnachfrage wird dabei auf der Basis von Experteninterviews mit Erzeugern und Verbrauchern im Cluster aus der Chemieindustrie, der petrochemischen Industrie, der Stahlindustrie und dem Verkehr ermittelt. Im Jahr 2015 lag die Wasserstoffnachfrage der Industrie im Cluster Unterelbe/Weser/Ems bei etwa 1,76 TWh pro Jahr. Weltweit wird nur ein kleiner Anteil (ca. 5%) des erzeugten Wasserstoffs transportiert und gehandelt, der Großteil wird direkt am Verwendungsort als Industriegas erzeugt und verbraucht. Im Raum Unterelbe werden derzeit jährlich circa 1,67 TWh Wasserstoff als Koppelprodukt hergestellt, wovon der größte Teil in internen Prozessen im Cluster verwendet wird [18].

Aus der ChemCoast Studie geht hervor, dass die Industrie großes Interesse an der Schaffung einer Distributionsinfrastruktur für Wasserstoff zeigt, die eine verstärkte Nutzung von Wasserstoff als „Nebenprodukt“ ermöglicht. Trotz vorhandener Pipelines und Gasnetzinfrastruktur ist deshalb laut dem Fahrplan über eine Erweiterung der existierenden Wasserstoffrohrleitungskapazität in der Region nachzudenken. Derzeit befindet sich zwischen Brunsbüttel und Heide eine 30 km lange Pipeline, die für den Transport von Wasserstoff zur Verfügung steht [17]. Als

weitere bedeutende Standortfaktoren für den Bau von Elektrolyseanlagen werden in dem Potenzialatlas der dena [17] die „Nähe zu Einspeisepunkten im Stromnetz, an denen große Leistungen aus fluktuierender erneuerbarer Stromerzeugung eingespeist werden“ und die „Nähe zum Gasverteilnetz mit Wasserstoffaufnahmekapazität“ genannt. Diese Kriterien werden in der Region Unterelbe/Weser/Ems einerseits durch die hohe Erzeugungsleistung fluktuierender erneuerbarer Energien (Offshore-Wind) und andererseits durch die gute Gasnetzinfrastruktur mit hohem Bestand an Gasspeichern erfüllt.

Für den Steckbrief des Clusters Unterelbe/Weser/Ems werden die Wasserstoffkosten aus dem Fahrplan zur Realisierung einer Windwasserstoff-Wirtschaft [18] herangezogen. Es handelt sich wie bei den nachfolgend verwendeten literarischen Daten der weiteren Cluster jeweils um die Wasserstoffgestehungskosten. Die Herstellung von Wasserstoff mittels Dampfreformierung von Erdgas verursacht Gestehungskosten in Höhe von etwa 6 ct/kWh im Cluster Unterelbe/Weser/Ems. Logistik, Marge, Steuern oder CO₂-Zertifikatskosten sind nicht inkludiert. Für bisher kaum eingesetzte Verfahren wie die Wasserelektrolyse mit Nutzung von Windstrom zur Erzeugung von Wasserstoff werden im Cluster Gestehungskosten in Höhe von ca. 20 ct/kWh ausgewiesen. Wird Wasserstoff statt mit Windstrom mittels Strom-Mix erzeugt, belaufen sich die Gestehungskosten auf etwa 10 ct/kWh [18].

Die auch in den nachfolgenden Clustern ausgewiesenen verhältnismäßig niedrigen Wasserstoffgestehungskosten sind laut dem Potenzialatlas der dena auf die große Bezugsmenge sowie die etablierten Geschäftsbeziehungen und Abnahmestrukturen in den meisten chemischen Prozessen zurückzuführen. Laut Einschätzungen der befragten Experten liegen diese bei etwa 3-6 ct/kWhH₂ [17].

Wasserstoffcluster Mitteldeutschland/Berlin/Brandenburg

Das Cluster Mitteldeutschland umfasst die Bundesländer Sachsen-Anhalt, Thüringen und Sachsen mit Fokus auf das mitteldeutsche Chemiedreieck um die Städte Halle (Saale), Merseburg, Bitterfeld und Leuna.

Die Industrielandschaft im Cluster ist durch die chemische Industrie und Raffinerien geprägt. Mit sieben Chemieparks und zwei Raffinerien ist der Wasserstoffbedarf mit 10,94 TWh pro Jahr deshalb vergleichsweise hoch. Die Spannbreite des Bedarfs einzelner Verbraucher reicht von unter 3000 kWh bis zu über 300 Mio. kWh Wasserstoff pro Jahr und variiert dementsprechend stark [21].

Um die ostdeutschen Bundesländer und speziell die Industriestandorte in der Region Mitteldeutschland zu fördern, wurden vom Bundesministerium in der näheren Vergangenheit Forschungsprogramme gestartet, die unter anderem die industrielle Nutzung von Power-to-Gas untersuchen. Hervorzuheben ist das Projekt „Hypos“ in der Region Leuna, dass sich mit der Bereitstellung von erneuerbarem Wasserstoff im großtechnischen Maßstab in der Chemieindustrie beschäftigt. Es zeigt sich, dass die Ammoniakherstellung im Cluster mit 58 % den größten Anteil am Wasserstoffverbrauch aufweist. Die Kraftstofferzeugung und die sonstige chemische Industrie folgen mit einem Anteil von 33 % bzw. 8 % in dieser Reihung [21]. Die Wasserstoffversorgung erfolgt zu 61 % extern und nur zu 30 % aus der Eigenerzeugung durch Koppelprodukte oder Elektrolyseanlagen im Cluster selbst. Die im Cluster von Linde betriebene Wasserstoffpipeline, weist eine Länge von 150 km auf. Die Pipeline dient hauptsächlich zur industriellen Bereitstellung von eigenerzeugtem Wasserstoff im Cluster. Zudem befindet sich in der Region bereits eine gut ausgebaute Gasnetzinfrastruktur mit Gasspeichern, die bei Bedarf auch für die Wasserstoffspeicherung genutzt werden könnten [17].

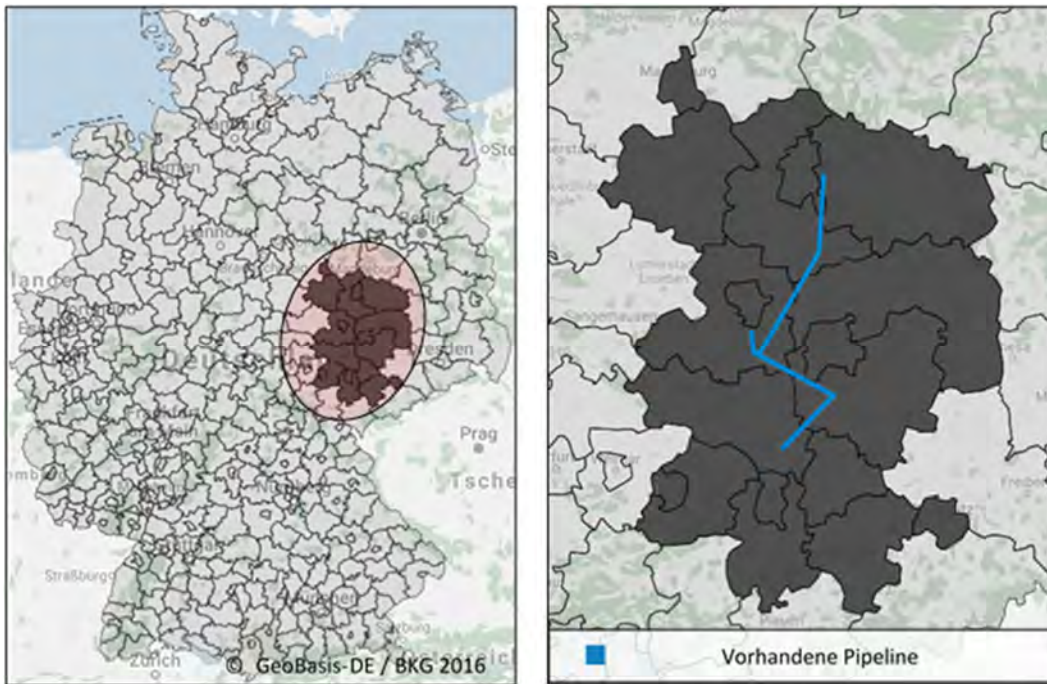


Abbildung 3-6: Lage des Clusters Mitteldeutschland und Wasserstoffinfrastruktur

Im Cluster Mitteldeutschland/Berlin/Brandenburg werden nach dem DBI Gastechnologischen Institut [21] Wasserstoffkosten in Höhe von 2-5 ct/kWh für die Herstellung via Dampfreformierung (Erdgas) erreicht. Würde Biogas statt Erdgas zur Wasserstofferzeugung eingesetzt, beliefen sich die Gestehungskosten auf bis zu 15,3 ct/kWh. Es werden lediglich die absoluten Wasserstoffkosten ausgewiesen, eine Aufschlüsselung der Erzeugungskosten auf einzelne Erzeugungsschritte erfolgt nicht.

Wasserstoffcluster Ruhrgebiet

Das Cluster Ruhrgebiet ist im Land Nordrhein-Westfalen gelegen und umfasst hauptsächlich die Agglomerationsräume Dortmund, Essen, Düsseldorf, Wuppertal, Leverkusen und Köln.

Das Ruhrgebiet zeichnet sich durch eine europaweit einzigartige Dichte an industriellen Wasserstofferzeugungsanlagen, einer hohen Eigenerzeugung von Wasserstoff als Nebenprodukt der chemischen Industrie und einer flächendeckenden Wasserstoffinfrastruktur aus [32].

Die Wasserstoffinfrastruktur im Ruhrgebiet besteht hauptsächlich aus einer 240 km langen Wasserstoffpipeline von AirLiquide mit einer Transportkapazität von 40.000 m³ pro Stunde. Air Liquide Deutschland unterhält in Marl außerdem das größte Wasserstoff-Abfüllzentrum Europas. Erzeugung und Verbrauch von Industriewasserstoff im Cluster Ruhrgebiet sind vor allem im Bereich der Chlorherstellung sowie der Raffinerien und Kokereien auszumachen. 13 Chemieparks sowie Raffinerien von RWE, BP und Shell prägen die Wasserstoffregion und die Industrielandschaft im Ruhrgebiet. Beispielsweise fällt bei der Chlorproduktion hochreiner Wasserstoff als Nebenprodukt an. In Raffinerien spielt Wasserstoff nicht nur als Nebenprodukt, sondern auch als Einsatzstoff für die Entschwefelung von Erdöl zur Erzeugung von Treibstoff eine Rolle. Insgesamt fallen im Cluster Ruhrgebiet etwa 20,1 TWh an eigenerzeugtem Wasserstoff pro Jahr an [32]. Der Bedarf der Shell Rheinland Raffinerie allein beläuft auf etwa 6 TWh Wasserstoff pro Jahr [23].

Im Ruhrgebiet setzt sich das Netzwerk „EnergieRegion.NRW“ dafür ein, den Einsatz von Wasserstoff in der Industrie, im Verkehr und auch im Energiesektor voranzutreiben. In der

© GeoBasis-DE / BKG 2016

Im Wasserstoffcluster Ruhrgebiet werden die Gestehungskosten für Wasserstoff in Abhängigkeit verschiedener Erzeugungsverfahren nach dem Wasserstoff-Schlüssel NRW [22] angeführt. Es werden die Dampfreformierung von Erdgas, die Biomassevergasung und die alkalische Hochdruckelektrolyse (betrieben mit Windstrom) unterschieden. Für die Erzeugung von Wasserstoff mittels Dampfreformierung von Erdgas ergeben sich im großtechnischen Maßstab Kosten in Höhe von 2-3 ct/kWh im Cluster. Für kleine Erdgasreformer mit Produktionskapazitäten unter 50.000 Nm³H₂/h liegen die Herstellkosten bei etwa 6-8 ct/kWh. Demgemäß ergibt sich im Wasserstoffcluster eine Bandbreite bei der Herstellung von Wasserstoff mittels Dampfreformierung von 2-8 ct/kWh, wobei der Anteil der Brennstoffkosten von 50-68 % bei großen Anlagen auf 28-40 % bei kleinen Erdgasreformern abnimmt. Selten eingesetzte Verfahren wie die Biomassevergasung weisen im Cluster Wasserstoffgestehungskosten von ca. 5-6 ct/kWh auf. Der Anteil der Kosten, der auf den Biomassebezug zurückzuführen ist, beläuft sich auf etwa 40 %. Die alkalische Hochdruckelektrolyse unter Verwendung von Windstrom weist im Vergleich der Erzeugungsverfahren die höchsten Herstellkosten im Cluster auf und wird deshalb bisher kaum eingesetzt. Die Kosten belaufen sich laut dem Wasserstoff-Schlüssel NRW auf etwa 15 ct/kWh. In diesem Fall werden die Kosten maßgeblich von den Stromkosten bestimmt, die 75-80 % der Wasserstofferzeugungskosten ausmachen. Zu einem geringeren Anteil verursachen Umwandlungsverluste die hohen Kosten der Hochdruckelektrolyse [22].

3.2.2 Verkehr

Der Verkehr wird in die Kategorien Pkw, Lkw und den restlichen Verbrauchern zusammengefasst (siehe Abbildung 3-8 bis Abbildung 3-11). Die restlichen Verbraucher umfassen unter anderem den Bahn- und den nationalen Flugverkehr. In Bezug auf den regionalen Verbrauch der Pkw ergibt sich ein sehr homogenes Bild. Lediglich städtische Gebiete weisen einen höheren H_2 -Verbrauch aus. Die Verbräuche der Lkw konzentrieren sich auf die vielbefahrenen Straßen Deutschlands. Besonders hervorzuheben sind dabei die A2, die die Achse von Osten nach Westen darstellt, sowie die A3, die von Nordwesten nach Südosten verläuft. Für die größten regionalen Verbräuche in der dritten Kategorie sind die Flughäfen verantwortlich. Fasst man alle Kategorien zusammen, ergibt sich ein H_2 -Bedarf in allen Landkreisen, wobei Ballungsgebiete durch Flughäfen und H_2 -Mobilität besonders hohe Verbräuche aufweisen.

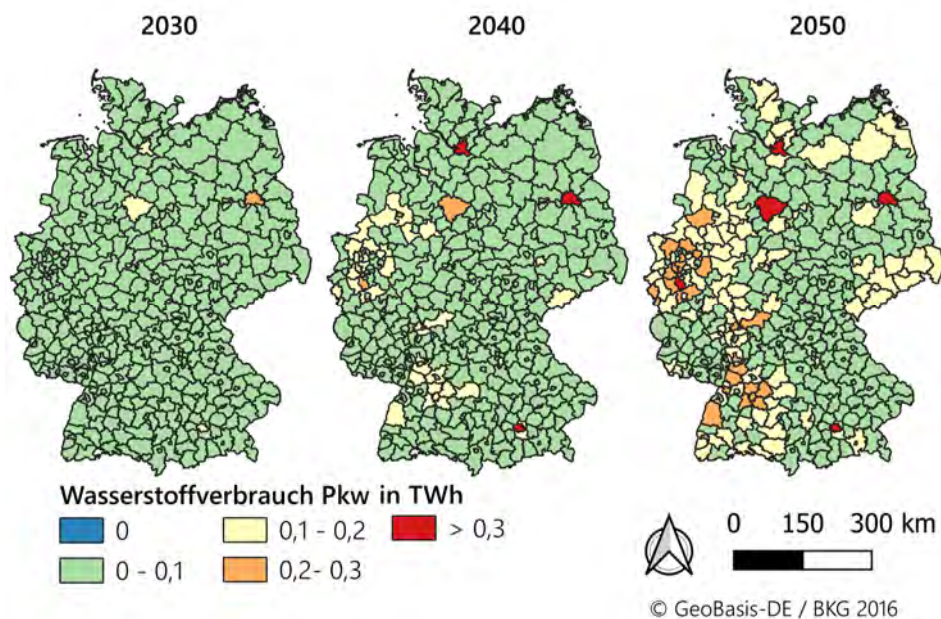


Abbildung 3-8: Regionalisierung des Wasserstoffverbrauchs im Verkehr: Pkw

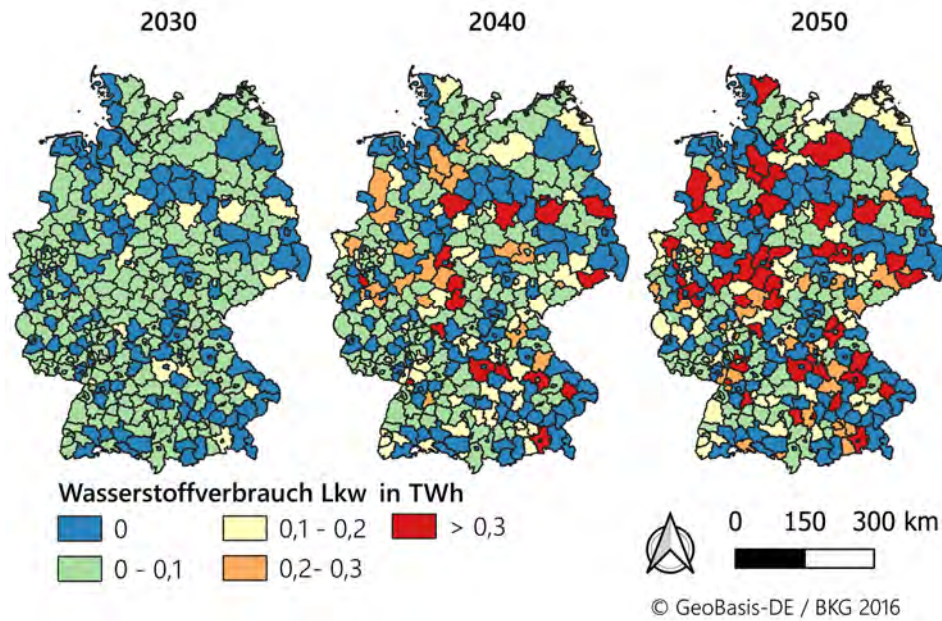


Abbildung 3-9: Regionalisierung des Wasserstoffverbrauchs im Verkehr: Lkw

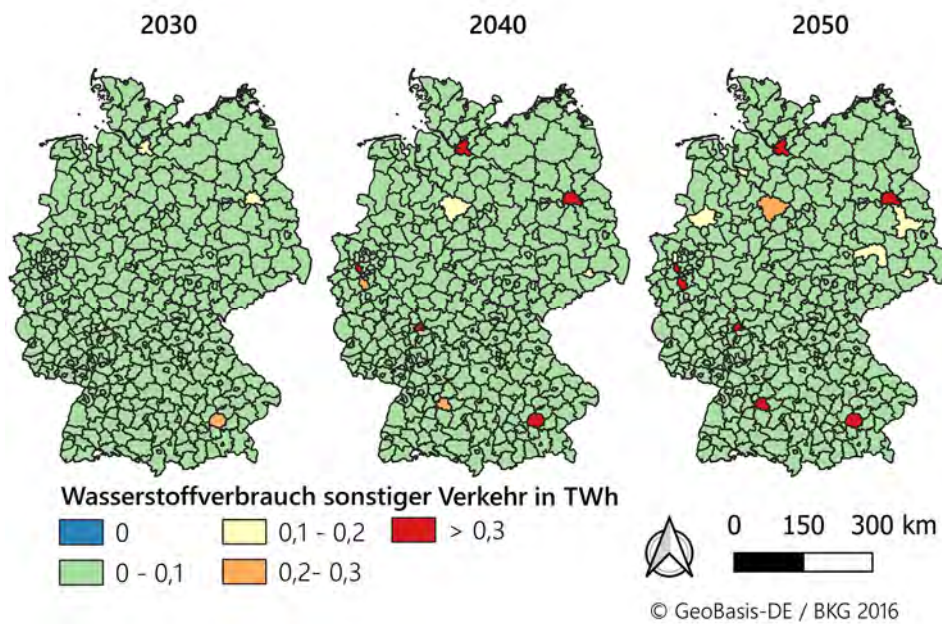


Abbildung 3-10: Regionalisierung des Wasserstoffverbrauchs im Verkehr: restliche Verbraucher

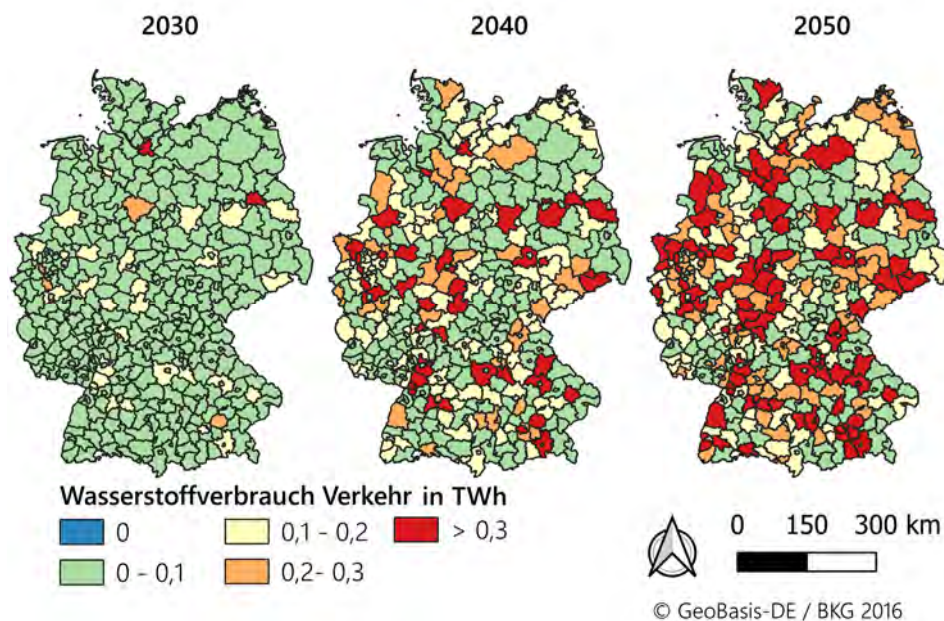


Abbildung 3-11: Regionalisierung des Wasserstoffverbrauchs im Verkehr: gesamt

3.2.3 Gesamt

In Abbildung 3-12 wird als letzter Schritt der Wasserstoffbedarf von Industrie und Verkehr zusammengeführt. Trotz der zunehmend breiten Streuung des Wasserstoffverbrauchs infolge der ansteigenden Durchdringung in verschiedenen Bereichen sind vereinzelt Verbrauchsschwerpunkte zu erkennen. Diese bündeln sich um Agglomerationsräume und die Lastzentren der deutschen Industrie.

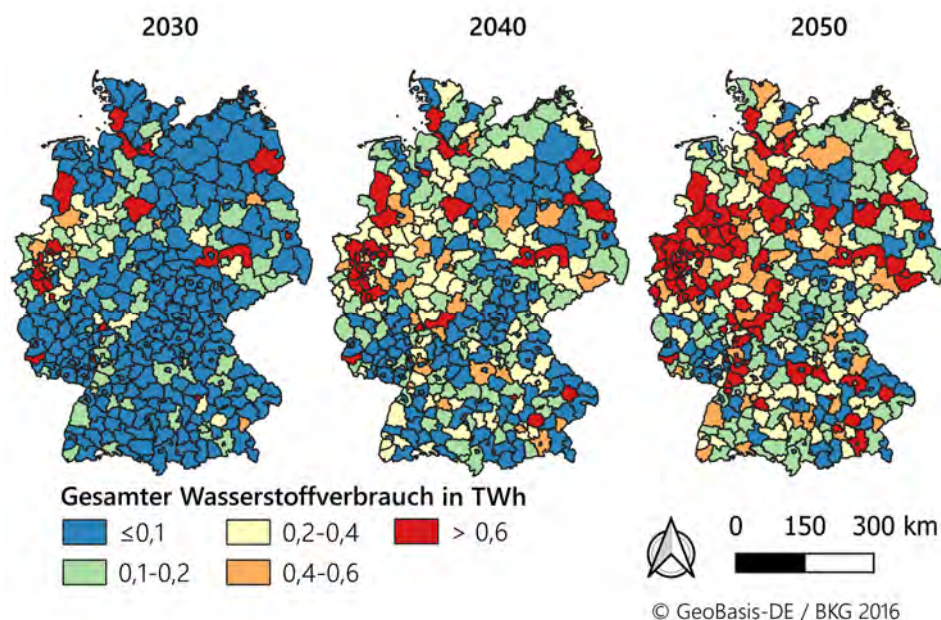


Abbildung 3-12 Regionalisierung des gesamtem Wasserstoffverbrauchs für Industrie und Verkehr³

³veränderte Legende ggü. den vorherigen Karten

4 Regionalisierte H₂-Erzeugung mittels PtG

4.1 Methodik

Eine Metastudie über die bestehenden und projektierten PtG-Anlagen gibt einen Überblick über die regionalisierte H₂-Erzeugung mittels PtG. Hierbei wird vor allem auf die Strategieplattform Power-to-Gas zurückgegriffen [24], sowie weitere Plattformen, welche PtG-Projekte sammeln und übersichtlich darstellen [25], [26]. Für einige Anlagen wurden außerdem die einzelnen Projektseiten explizit zur Spezifizierung verwendet [27], [28]. Die Anlagen werden nach folgenden Punkten kategorisiert:

- Verantwortliche des Projektes
- Landkreis
- Art des erzeugten Gases (H₂ oder Methan)
- Art der Verwendung (beispielsweise Einspeisung in das Erdgasnetz, stoffliche Nutzung in der Industrie oder direkter energetischer Verbrauch, Methanisierung, Kraftstoffnutzung, Abwärmenutzung)
- Eingangsleistung
- H₂-Produktion
- Projektbeginn
- Status (in Planung, im Bau, in Betrieb)

Die Ergebnisse werden graphisch in diesem Bericht dargestellt.

4.2 Ergebnisse

Die bestehenden PtG-Anlagen in Deutschland sind in Abbildung 4-1 dargestellt. Es wird unterschieden zwischen beendeten Pilotprojekten und Pilotprojekten, welche im Betrieb, in Bau oder in Planung sind. Nur bei einer Anlage – das Helmeth-Projekt in Karlsruhe – gibt es keine Angaben zum Status.

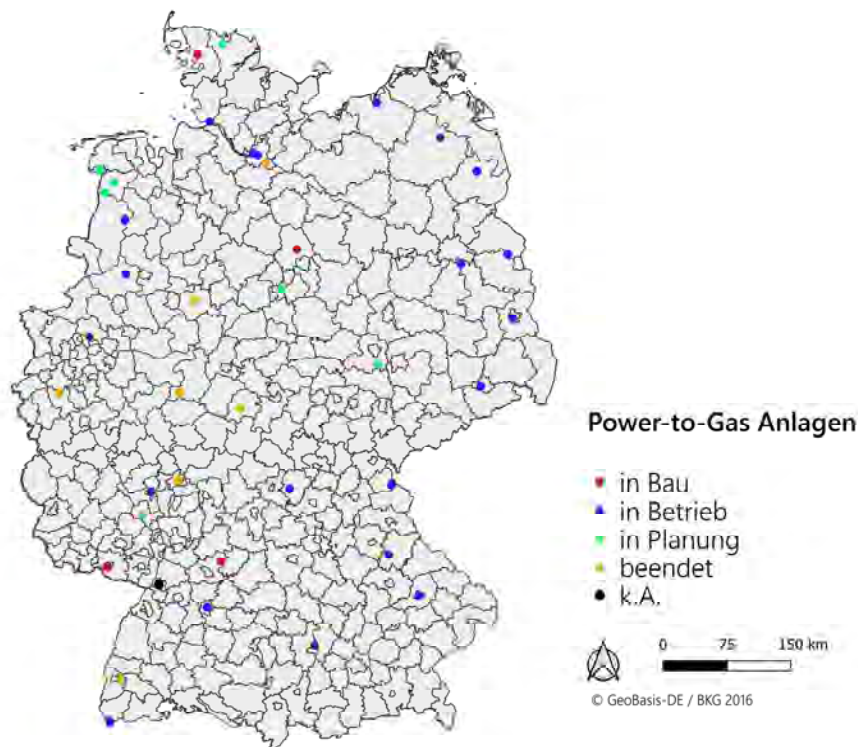


Abbildung 4-1: PtG-Anlagen in Deutschland (Stichtag 08.04.2019)

Die Pilotanlagen sind weit über Deutschland gestreut, so dass hieraus keine Standortattraktivität hergeleitet werden kann. Die Elektrolysetechnologien, welche in den Pilotanlagen Anwendung finden, sind vornehmlich Polymer Electrolyse, Membrane Elektrolyse (PEM) und Alkalische Elektrolyse (AEL), aber auch wenige Hochtemperatur-Elektrolyse-Anlagen (SOEC) (meist neuere Projekte). Die Methanisierung als zweiter Schritt wird bei knapp 40 % der Anlagen durchgeführt, bei drei weiteren Anlagen ist eine Methanisierung optional. Die elektrische Leistungsbreite ist ebenso stark gestreut wie die geografische Lokalisierung, es gibt sieben Anlagen unter 0,1 MW, aber auch vier Anlagen über 2 MW. Zwei neue geplante Anlagen sollen erstmalig in für die Industrie relevante Anlagengrößen gebaut werden. Die genaue Verteilung der Anlagen bezüglich Elektrolyse-Technologie, Endprodukt und elektrischer Leistung ist in Abbildung 4-2 dargestellt.

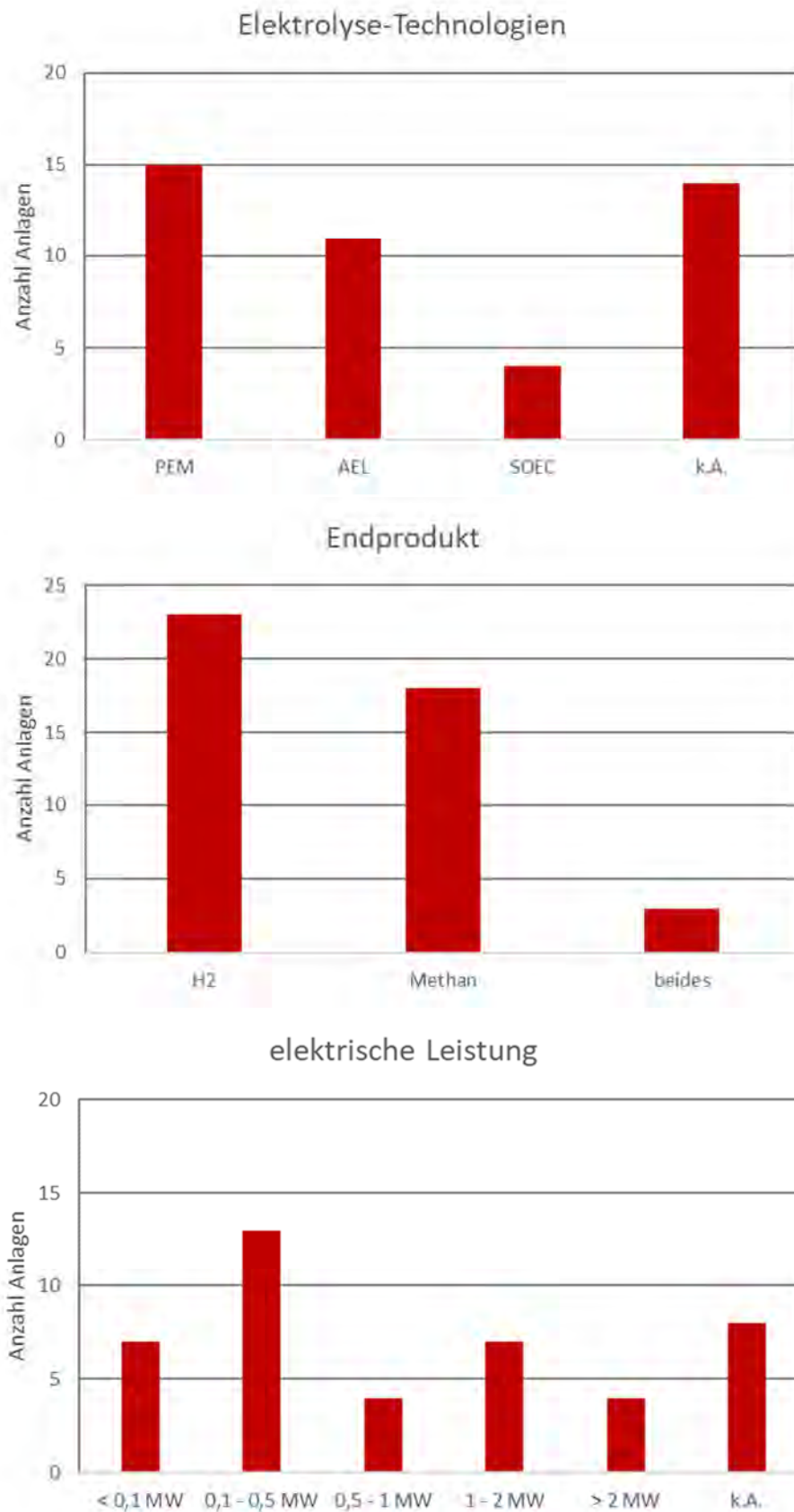


Abbildung 4-2: Auswertung der PtG-Anlagen

5 Regionale Verteilung der Biogasanlagen

5.1 Methodik

Im folgenden Abschnitt wird der Status Quo (2018) und die Entwicklung von Biogasanlagen mit Aufbereitung und Einspeisung ins Gasnetz zusammengefasst. Die Aufbereitung erfolgt in Form von Karten.

Für die aktuellen Biomethanaufbereitungsanlagen wird auf den Einspeiseatlas von Biomethanaufbereitungsanlagen der dena [29] zurückgegriffen. Dort werden aktuelle und geplante Biomethanaufbereitungsanlagen in Deutschland erfasst. Außerdem wird die zu erwartende Entwicklung von Biogasanlagen mit Aufbereitung und Einspeisung ins Gasnetz antizipiert. Für die Entwicklung gibt es verschiedene Ansätze. 2010 setzte die Bundesregierung ambitionierte Ziele mit dem §31 GasNZV (Gasnetzzugangsverordnung): 2020 sollen hierbei 6 Mrd. Nm³/a Biomethan eingespeist werden (das entspricht in etwa 60 TWh/a), 2030 sollen es sogar 10 Mrd. Nm³/a (ca. 100 TWh) sein. Aktuell werden Einspeisungen von ungefähr 9 TWh erreicht, so dass das Ziel von 60 TWh für 2020 nicht mehr realisierbar ist. Da auch das Ziel für 2030 aus heutiger Sicht kaum erreichbar scheint, wird auf die Verwendung der Ziele von 2010 als Rahmendaten verzichtet. Im NEP Gas 2018-2028 wurde ähnlich argumentiert und ebenfalls nicht die Pläne von §31 GasNZV verwendet. Stattdessen wurde eine sehr moderate Entwicklung angenommen, welche von Einspeisungen in Höhe von 9,6 TWh 2018 ausgeht, die dann auf 10,2 TWh in 2028 ansteigen. Dies entspricht einem Wachstum von lediglich 0,06 TWh/a. Aufgrund dieser großen Unsicherheit der Entwicklung werden hier nur die projektierten Anlagen, welche ebenfalls in dem Einspeiseatlas der Dena zu finden sind, als Entwicklung verwendet.

Hintergrund für die Annahmen des §31 GasNZV ist eine Mitberücksichtigung der stromerzeugenden Biogasanlagen bei der Entwicklung der Biomethaneinspeisungen. Diese betragen laut Netzentwicklungsplan für 2017 7,6 GW (ca. 35 TWh Strom) [33]. Bei einem Wirkungsgrad von 40 % bis 50 % entspricht dies einer Gasmenge von 70 bis 87,5 TWh Gas (siehe NEP 2018, aktualisierte Zahlen). Würden diese Anlagen umgerüstet werden, wären die Ziele zu erreichen. Das Potenzial besteht also. Aufgrund eines vermehrten Ausbaus von Wind und Sonne und dem damit verbundenen Stromüberschuss zu bestimmten Zeiten kann eine Verstromung von Biogas in diesen Zeiten kontraproduktiv sein, so dass eine Umrüstung zur hybriden Fahrweise sinnvoll wäre. Auf diese Weise können die Biogasanlagen kontinuierlich betrieben werden und je nach Wettersituation direkt verstromt oder in Biomethan aufbereitet ins Gasnetz eingespeist werden. Aus diesem Grund wird parallel zu den Biomethanaufbereitungsanlagen auch die stromerzeugenden Biogasanlagen als Potenzial dargestellt.

5.2 Ergebnisse

In Abbildung 5-1 sind die Biomethanaufbereitungsanlagen eingetragen, welche aktuell in Betrieb sind (Stichtag 02/2019). In der obigen Grafik sind die Anlagen einzeln dargestellt, wobei die Größe der Kreise die Einspeisemenge angibt. Insgesamt werden in Deutschland laut Einspeiseatlas [29] aktuell 215 Anlagen betrieben, welche mit einer Kapazität von 133.454 Nm³/h einspeisen. Bei typischen Volllaststunden von ca. 6700 h/a ergibt das eine Einspeisemenge von 894 Mio. Nm³/a (ca. 9 TWh/a). Wie zu sehen ist, konzentrieren sich die Anlagen auf den Nordosten von Deutschland. Dieser Effekt lässt sich auch deutlich bei der auf Landkreise aggregierten Darstellung (unten in Abbildung 5-1) feststellen.

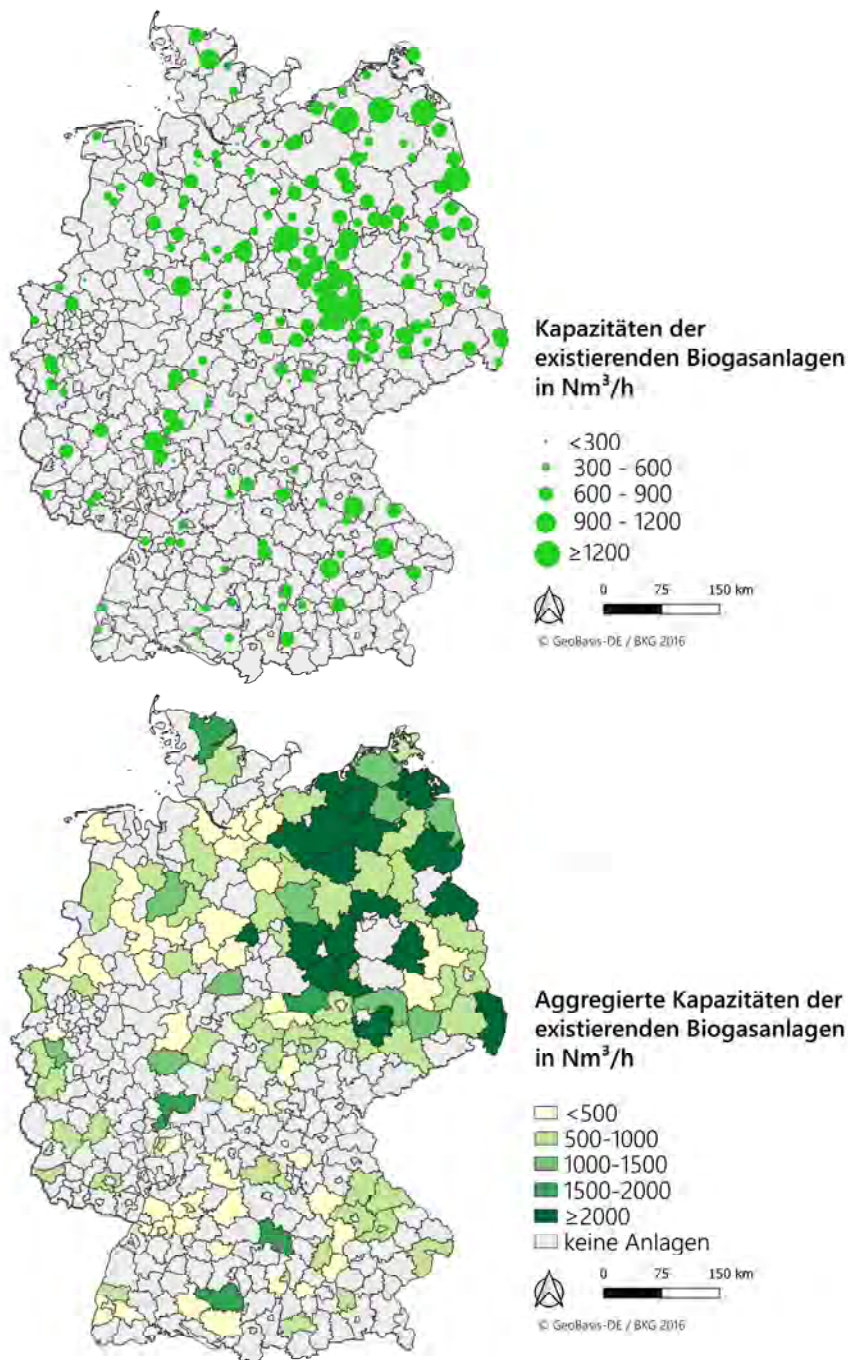


Abbildung 5-1: Biomethanaufbereitungsanlagen in Deutschland, einzeln dargestellt (a) und aggregiert auf Landkreise (b) (Stichtag 02/2019)

Zur Gasaufbereitung wird in Deutschland vor allem auf chemische, physikalische oder kombinierte chemische und physikalische Wäsche zurückgegriffen, gefolgt von Druckwasserwäsche und Druckwechseladsorption. Die Membrantechnologie wird zurzeit kaum angewendet.

Aufgrund der großen Unsicherheit bezüglich der Entwicklung von Biomethaneinspeisungen werden nur die projektierten Anlagen, welche ebenfalls in dem Einspeiseatlas der dena zu finden sind, dargestellt (siehe Abbildung 5-2). Durch die projektierten Anlagen steigt die mögliche Einspeisung um 15.820 Nm³/h und damit auf 149.274 Nm³/h [insgesamt 36 Anlagen]. Bei typischen Volllaststunden von ca. 6.700 h/a ergibt das eine zukünftige Einspeisemenge von 1000 Mio. Nm³/a (10 TWh/a). Für das Inbetriebnahmejahr der Anlagen liegen häufig noch keine Angaben vor, vor allem wenn sich das Projekt in einer noch frühen Phase befindet (10 Projekte). Es wird daher von einer Fertigstellung in den nächsten fünf Jahren ausgegangen. Dies entspricht einem Wachstum von 0,2 TWh/a und damit einem leicht stärkeren Anstieg als im NEP Gas 2018-2028, der aber immer noch moderat im Vergleich zu den Zielen von §31 GasNZV ist (Wachstum von 4 TWh/a).

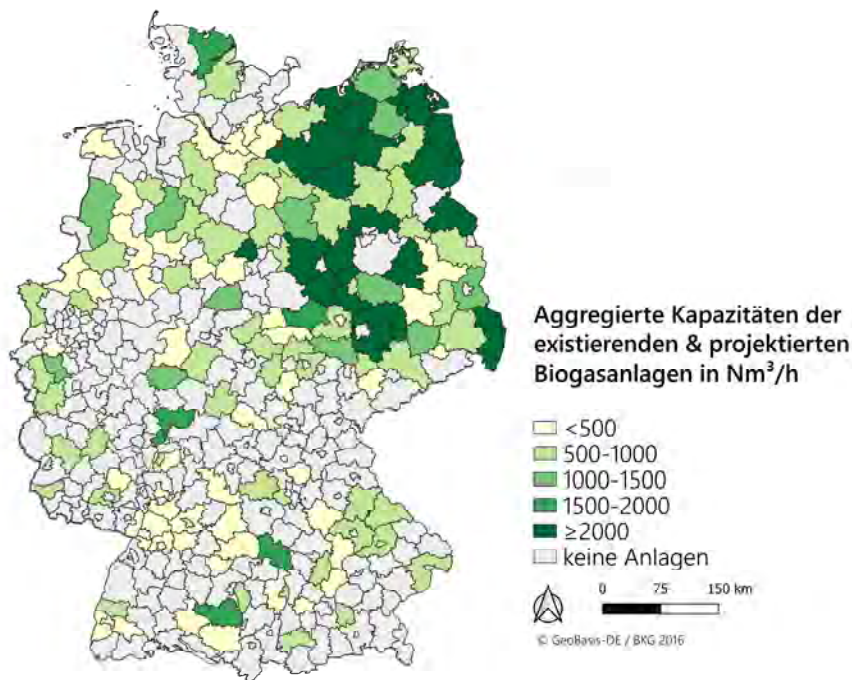


Abbildung 5-2: Projektierte und bestehende Biomethanaufbereitungsanlagen in Deutschland, auf Landkreise aggregiert (Stichtag 02/2019)

Wie in der Methodik erläutert, werden die stromeinspeisenden Biogasanlagen als Potenzial ebenfalls berücksichtigt. Die Entwicklung von Biogas im Stromsektor ist in Abbildung 5-3 dargestellt. Die Erzeugung bis 2030 (dargestellt durch den NEP Strom) liegt sowohl aktuell als auch 2030 bei ca. 35 TWh elektrisch. Die installierte Leistung sinkt leicht. Die lokale Verteilung der Biogasanlagen verändert sich dadurch ein wenig. Der Großteil der Anlagen ist im Nordwesten und im Süden zu finden. Im Nordwesten sind die große Rinderbetriebe und im Süden die Maisproduktion angesiedelt. Diese Verteilung verhält sich damit konträr zu den Biomethaneinspeisungsorten, welche vor allem im Nordosten lokalisiert sind. Hierbei handelt es sich um die Aufbereitungsanlagen, so dass hieraus die andere Lokalisierung kommen kann.

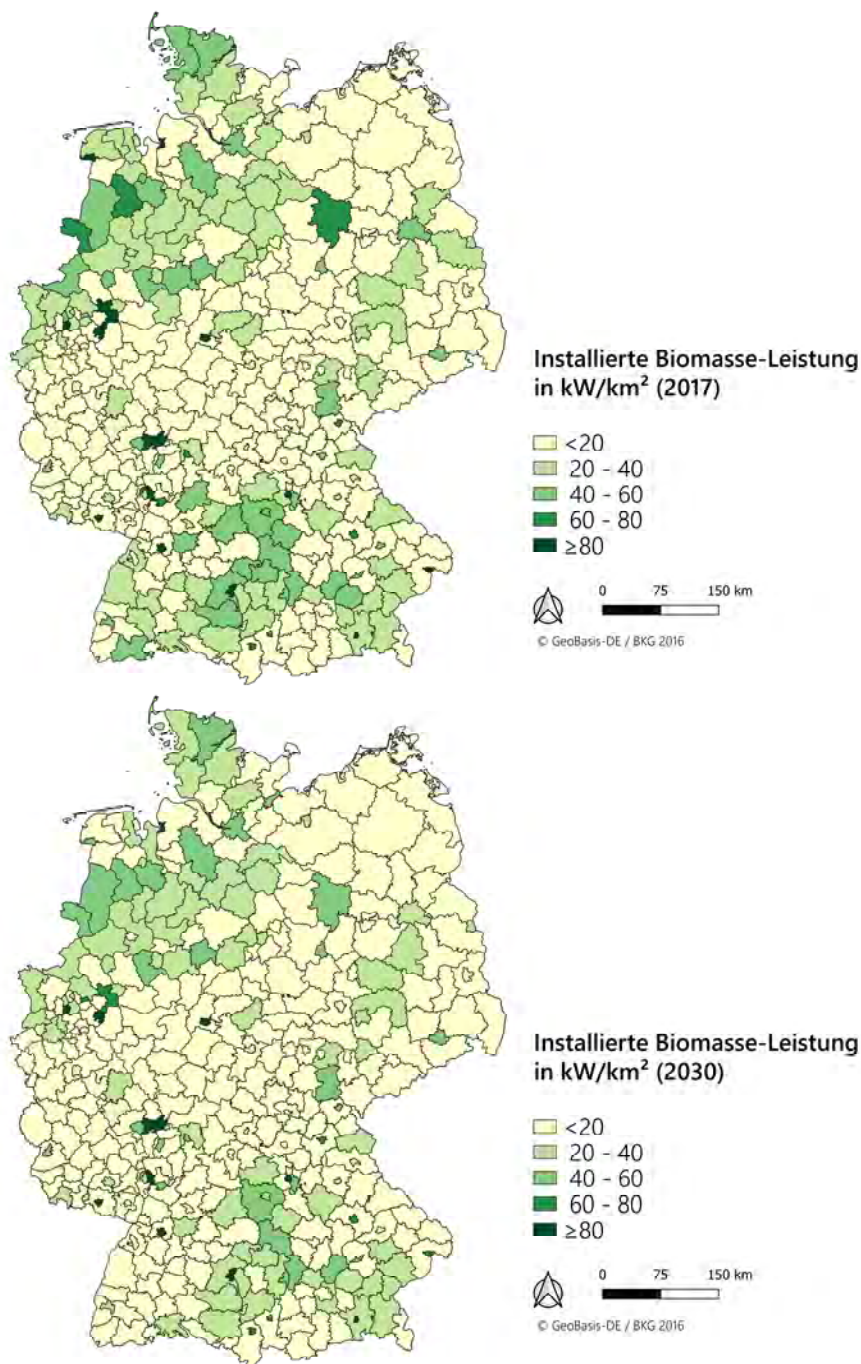


Abbildung 5-3: Stromerzeugende Biogasanlagen 2017 und 2030

6 Literatur

- [1] European Union: Regions in the European Union-Nomenclature of territorial units for statistics-NUTS 2013/EU-28. In: EUROSTAT methodologies and working papers 2013. Luxembourg: Publications Office of the European Union, 2013.
- [2] dena-Leitstudie Integrierte Energiewende - Zwischenfazit Impulse und Erkenntnisse aus dem Studienprozess. Berlin: Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), 2017
- [3] Göllinger, Thomas et al.: Hybride und sektorübergreifende Energieversorgung - IöB-Arbeitspapier Nr. 63. Siegen: Institut für ökologische Betriebswirtschaft (IöB) e. V., 2016.
- [4] Agora Verkehrswende et al.: Die zukünftigen Kosten strombasierter synthetischer Brennstoffe. Berlin: Agora, 2018.
- [5] Samweber, Florian; Köppl, Simon; et al.: Projekt MONA 2030: Bewertung Netzoptimierender Maßnahmen gemäß technischer, ökonomischer, ökologischer, gesellschaftlicher und rechtlicher Kriterien - Teilbericht Einsatzreihenfolgen. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE), 2017
- [6] Maurer, C.; Zimmer, C.; Hirtz, L.: Nodale und zonale Strompreissysteme im Vergleich. Studie im Auftrag des BMWi. consentec, neon: Berlin: 2018.
- [7] Estermann, Thomas et al.: Kurzstudie Power-to-X - Ermittlung des Potenzials von PtX-Anwendungen für die Netzplanung der deutschen ÜNB. München: FfE, 2017.
- [8] Hermann, Hauke; Emele, Lukas; Loreck, Charlotte: Prüfung der klimapolitischen Konsistenz und der Kosten von Methanisierungsstrategien. Berlin: Öko-Institut e.V., 2014
- [9] European Hydrogen Infrastructure Atlas - PART II: Industrial surplus hydrogen and markets and production. Brüssel: Roads2HyCom, 2007
- [10] Bründleringer, Thomas et al.: dena-Leitstudie Integrierte Energiewende - Teil A: Ergebnisbericht und Handlungsempfehlungen. Berlin: dena, 2018.
- [11] Hübner, Tobias et al.: Modellgestützte Analyse synthetischer Brennstoffe in der Industrie bei ambitioniertem Klimaschutz. München: Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft (FfE), 2019.
- [12] Vorwort zu den Energiebilanzen für die Bundesrepublik Deutschland. Berlin: Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V. (AGEB), 2015
- [13] Unger, H.; Wagner, H.-J.; et al.: Validierung und kommunale Disaggregation des Expertensystems HERAKLES - Abschlussbericht zum Vorhaben 258 114 98. Bochum: Lehrstuhl für Energiesysteme und Energiewirtschaft, Ruhr-Universität Bochum (LEE), 2002
- [14] Hübner, Tobias et al.: Die Rolle synthetischer Brennstoffe zur Erreichung der klimapolitischen Ziele - Bedeutung im Jahr 2050. In: BWK (Brennstoff, Wärme, Kraft) - Das Energie-Fachmagazin 10/2018. Düsseldorf: Springer-VDI-Verlag GmbH & Co. KG, 2018.
- [15] Veitengruber, Frank et al.: Potenzialanalyse zur Hybridisierung von Prozessen in der Grundstoffindustrie. München: Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH, 2019.
- [16] Sozialversicherungspflichtig Beschäftigte nach Wirtschaftsabteilungen WZ 2008:

<https://statistik.arbeitsagentur.de/Navigation/Statistik/Statistik-nach-Themen/Beschaefigung/Beschaefigte/Beschaefigte-Nav.html>;
Nürnberg: Bundesagentur für Arbeit, 2016.

- [17] Schenuit, Carolin; Heuke, Reemt; Paschke, Jan: Potenzialatlas Power to Gas - Klimaschutz umsetzen, erneuerbare Energien integrieren, regionale Wertschöpfung ermöglichen. Berlin: Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), 2016
- [18] Fahrplan zur Realisierung einer Windwasserstoff-Wirtschaft in der Region Unterelbe. Unterelbe: Ludwig-Bölkow-Systemtechnik, 2013.
- [19] Biermann, Franziska et al.: Standortatlas Chemie für die Region Unterelbe. Hamburg: Hamburgisches Welt-Wirtschaftsinstitut, 2015.
- [20] Die chemisch-pharmazeutische Industrie in Ostdeutschland.
In: <https://www.nordostchemie.de/themen/wirtschaft/die-branche>.
(Abruf am 2019-04-09); Berlin: Nora Schmidt-Kessler, 2017.
- [21] Krause, Hartmut et al.: Wirtschaftliche Bewertung der HYPOS Wertschöpfungsketten zur Wasserstofferzeugung im Kontext der verschiedenen Nutzungspfade - H₂ Index - Teil 1: Potenzialanalyse zum Absatz von Wasserstoff in der Modellregion HYPOS. Freiberg: DBI Gastechnologisches Institut GmbH, 2016.
- [22] Höhle, Bernd et al.: Wasserstoff-Schlüssel zu weltweit nachhaltiger Energiewirtschaft - Beispiele aus Nordrhein-Westfalen von der Produktion zur Anwendung. Düsseldorf: EnergieRegion.NRW, 2009.
- [23] Weltgrößte Wasserstoff- Elektrolyse entsteht in der Rheinland Raffinerie.
In: <https://www.shell.de/medien/shell-presseinformationen/2018/weltweit-groe%C3%9Fte-wasserstoff-elektrolyse-anlage-rheinland.html>. (Abruf am 2019-04-04); Hamburg: Shell Deutschland Oil GmbH, 2018.
- [24] Pilotprojekte - Power-to-Gas.
In: <http://www.powertogas.info/power-to-gas/pilotprojekte-im-ueberblick/>.
(Abruf am 2018-11-27); Berlin: Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), 2018.
- [25] Grünes ERDGAS in Deutschland.
In: <https://zukunft.erdgas.info/themen-ziele/erneuerbare-gase/gruenes-gas-aus-deutschland>. (Abruf am 2019-04-15); Berlin: Zukunft Erdgas e.V., 2019.
- [26] Power to Gas - Die Zukunftstechnologie der Energiewirtschaft.
In: <https://www.dvgw.de/themen/gas-und-energie/wende/power-to-gas/>.
(Abruf am 2019-04-15); Bonn: DVGW, 2019.
- [27] Element Eins - Energiewende mit Sektorkopplung.
In: <http://www.element-eins.eu/>. (Abruf am 2019-04-15);
Dortmund: Thyssengas GmbH., 2019.
- [28] Hybridge - Sektorenkopplung auf Systemebene.
In: <https://www.hybridge.net/>. (Abruf am 2019-04-15);
Dortmund: Amprion GmbH, 2019.
- [29] Einspeiseatlas. In: <https://www.biogaspartner.de/einspeiseatlas/>. (Abruf am 2018-11-27); Berlin: Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), 2018.
- [30] Datensatz zu Automatischen Zählstellen auf Autobahnen und Bundesstraßen; Abruf der Daten vom Online-Portal:
https://www.bast.de/BASt_2017/DE/Verkehrstechnik/Fachthemen/v2-verkehrszaehlung/zaehl_node.html;
Bergisch Gladbach: Bundesanstalt für Verkehrswesen, 2018.
- [31] Aktuelle Klimaschutzziele auf internationaler, europäischer und nationaler Ebene - Nominale Ziele und Rechtsgrundlagen. Berlin: Deutscher Bundestag, 2018.

- [32] Höhle, Bernd; Koch, Frank (EnergieRegion.NRW Ministerium für Wirtschaft, Mittelstand und Energie des Landes Nordrhein-Westfalen, 2009-12, ERNRW-01 09)
- [33] Netzentwicklungsplan Strom 2030 (Version 2019), zweiter Entwurf. Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart: 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH, 2019.

7 Anhang

Cluster Unterelbe/ Weser/ Ems

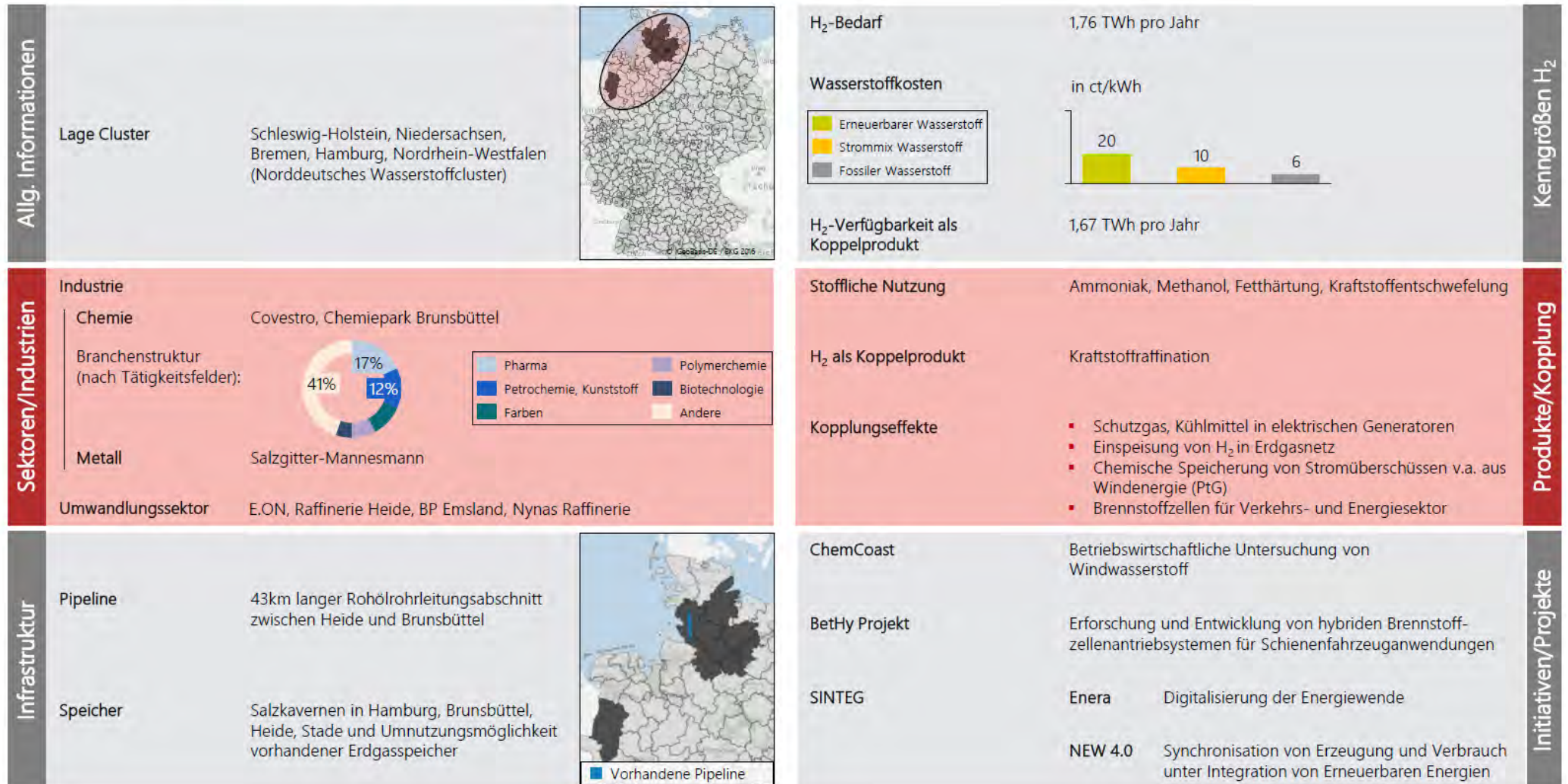


Abbildung 7-1: Steckbrief Cluster Unterelbe/Weser/Ems

Cluster Mitteldeutschland

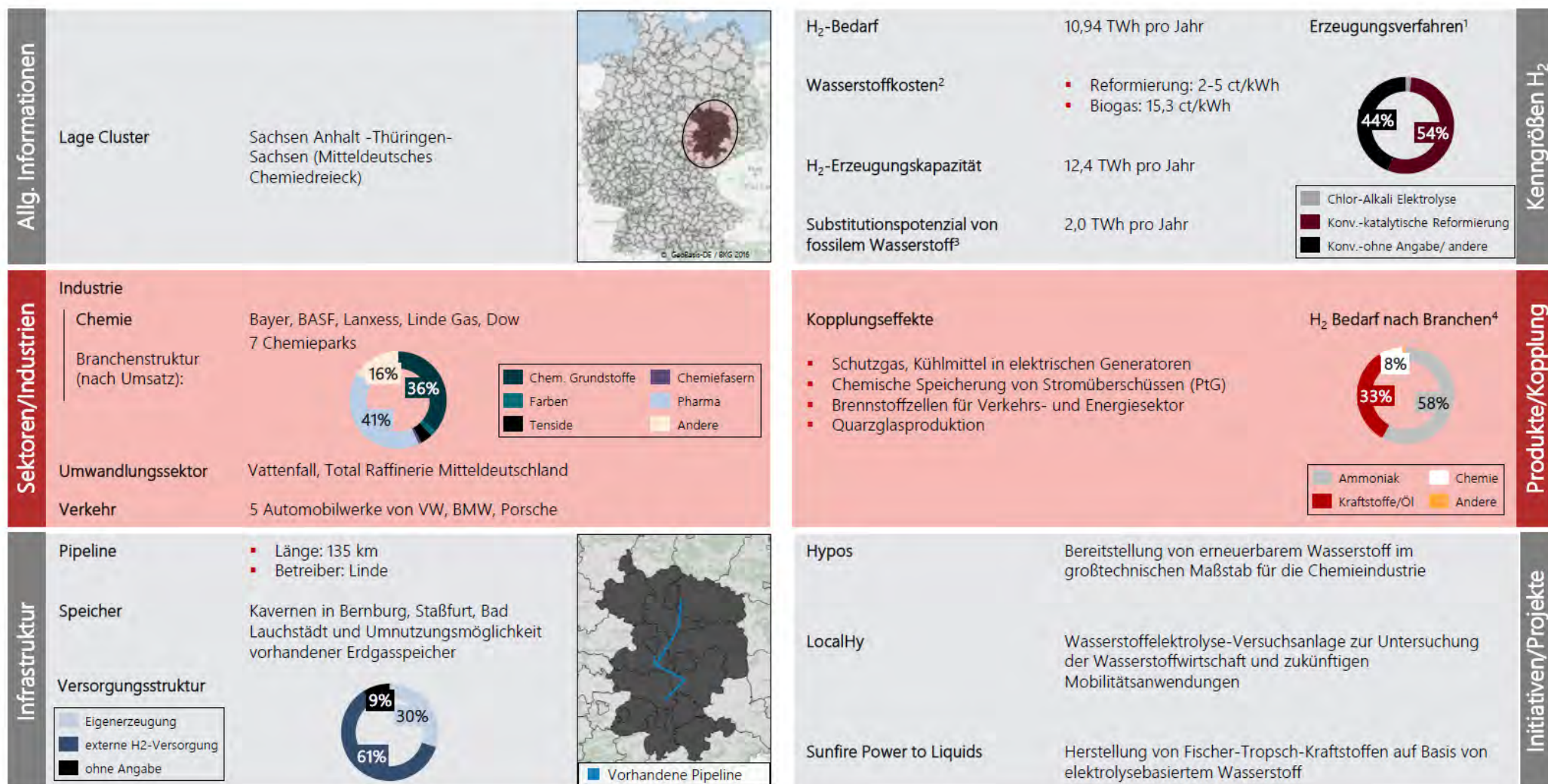


Abbildung 7-2: Steckbrief Cluster Mitteldeutschland

Cluster Ruhrgebiet


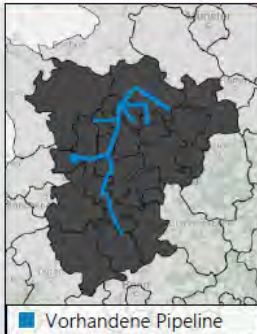
Allg. Informationen	Lage Cluster		Hessen, Nordrhein-Westfalen, Rheinland-Pfalz (Ruhrgebiet)		H ₂ Bedarf Shell Rheinland Raffinerie	6 TWh Jahr (Gewinnung vor allem aus Dampfreformierung)	Kenngrößen H ₂
	Wasserstoffkosten		<ul style="list-style-type: none"> Reformierung: 2-8 ct/kWh Biomasse: 5-6 ct/kWh Alkalische Hochdruckelektrolyse: 15 ct/kWh 		H ₂ -Verfügbarkeit als Koppelprodukt (Region Köln) ¹	20,1 TWh pro Jahr	
Sektoren/Industrien	Industrie		Chemie: Bayer, BASF, Lanxess, Covestro, BASF, Evonik, Dow, Linde Gas 11 Chemieparks Metall: ThyssenKrupp		Stoffliche Nutzung	Ammoniak, Methanol, Fetthärtung, Kraftstoffentschwefelung	Produkte/Kopplung
	Umwandlungssektor		RWE, BP Gelsenkirchen, Shell Rheinland Raffinerie		H ₂ als Koppelprodukt	Kraftstoffraffination, Hüttengase aus Stahlproduktion, Chlorherstellung	
Infrastruktur	Verkehr		800 Unternehmen der Automobilbranche Brennstoffzellenbranche: Hydrogenics, Ceramic Fuel Cells, StreetScooter		Kopplungseffekte	<ul style="list-style-type: none"> Schutzgas bei Stahlverzinkung Einsatz bei Wärmebehandlungsprozessen (z.B. Glühprozess) zur Vermeidung von Oxidationsreaktionen Kühlmittel in elektrischen Generatoren Chemische Speicherung von Stromüberschüssen (PtG) Brennstoffzellen für Verkehrs- und Energiesektor 	Initiativen/Projekte
	Pipeline		<ul style="list-style-type: none"> Länge: 240km Betreiber: AirLiquide Kapazität: 40.000 m³/h 		Carbon2Chem	Nutzung von Hüttengasen aus Stahlproduktion als Ausgangsstoff für chemische Produkte	
	Speicher		Salzkavernen in Xanten und Epe und Umnutzung vorhandener Erdgasspeicher		CO ₂ rrect	Speicherung von überschüssigem Strom in Wasserstoff	
					EnergieRegion.NRW	Weiterentwicklung der Brennstoffzellen- und Wasserstofftechnologie, Nutzung von nachhaltig erzeugtem Wasserstoff in Energiesektor, Verkehr und Industrie	

Abbildung 7-3: Steckbrief Cluster Ruhrgebiet