

# CHYSTARTER

WASSERSTOFFREGIONEN IN DEUTSCHLAND

**KielRegion**

- Endbericht -

©BMVI / David Borgwardt



Herausgeber

# KielRegion

Projektleitung

KielRegion GmbH  
Henning Bergmann

Unter Beteiligung von



## Autoren

### Verantwortlich:

Nikolas Beneke, Dr. Hanno Butsch, Shaun Pick, Fabian Rottmann, David Siegler (BBH Consulting AG)

### Unter Mitarbeit von:

Frederik Budschun, Dr. Frank Koch (EE ENERGY ENGINEERS GmbH)  
Ciara Dunks, Tim Röpcke und Laura Wienpahl (Reiner Lemoine Institut)

Stand: April 2021

Die Strategiedialoge zu HyStarter wurden beauftragt im Rahmen des HyLand-Programms durch das Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur (BMVI), koordiniert durch die NOW GmbH



Beauftragt durch:



Bundesministerium  
für Verkehr und  
digitale Infrastruktur

Vergabe und Projektbegleitung durch:



## Inhalt

Abkürzungsverzeichnis.....	5
Zusammenfassende Erkenntnisse und Schlussfolgerungen.....	7
<b>1 Unsere Ausgangssituation.....</b>	<b>9</b>
1.1 Die KielRegion.....	9
1.2 Organisation des HyStarter-Projektes.....	9
1.3 Einordnung des HyStarter-Projektes.....	10
<b>2 Unser Vorgehen.....</b>	<b>12</b>
<b>3 Unser Ziel: Warum Wasserstoff?.....</b>	<b>13</b>
3.1 Wasserstoff-Vision.....	13
3.2 Visualisierung der Wasserstoff-Vision.....	13
3.3 Die erlebbare Wasserstoff-Vision – eine fiktive Geschichte.....	16
<b>4 Unser Plan: Wie erreichen wir die Vision?.....</b>	<b>19</b>
4.1 Wie erreichen wir die Vision?.....	19
Klima- und Umweltschutz.....	19
Regionale Wertschöpfung.....	19
4.2 Wasserstoff-Roadmap.....	20
<b>5 Unsere Handlungen: Was machen wir hierfür konkret?.....</b>	<b>22</b>
5.1 Wissen.....	22
Wasserstofferzeugung.....	22
Wasserstoffinfrastruktur.....	36
Wasserstoffnutzung.....	38
Wasserstoffpotenziale KielRegion 2030.....	40
5.2 Vernetzung.....	47
5.3 Projekte.....	49
Verbundprojekt.....	50
H2-Plattform.....	57
5.4 Strukturen.....	58
<b>6 Empfehlungen an die Politik.....</b>	<b>60</b>
6.1 Empfehlungen an die Bundes- und Landespolitik.....	60
6.2 Empfehlungen an die Regionalpolitik.....	62
<b>Anhang.....</b>	<b>65</b>
Annahme zur Analyse der Strombezugspreise.....	65
Annahmen zur Analyse der Wasserstoffpotenziale KielRegion 2030.....	66
Annahmen zur Simulation des Verbundprojektes.....	67

## Abkürzungsverzeichnis

a	Jahr
AWR	Abfallwirtschaft Rendsburg-Eckernförde GmbH
ausgef.	ausgefördert
AWKP	Abfallwirtschaftsgesellschaft Kreis Plön mbH
CAPEX	<u>C</u> apital <u>E</u> xpenditure (Investitionskosten)
CVD	Clean Vehicles Directive
d	Tag
DF	Dampfreformierung
EE	erneuerbare Energie
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
el	elektrisch
EL	Elektrolyse
GW	Gigawatt
h	Stunde
HRS	Hydrogen Refueling Station (Wasserstofftankstelle)
IBN	Inbetriebnahme
kWh	Kilowattstunde
LNF	Leichte Nutzfahrzeuge
MHKW	Müllheizkraftwerk
MVK	Müllverbrennung Kiel
MW	Megawatt
NOW	Nationale Organisation Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie
NWS	Nationale Wasserstoffstrategie
ÖPNV	Öffentlicher Personennahverkehr
OPEX	<u>O</u> perational <u>E</u> xpenditure (Betriebskosten)
PPA	Power Purchase Agreement (Stromkaufvereinbarung)
PtX	Power-to-X (Umwandlung von Strom zu einem Produkt X (z. B. Wasserstoff (PtH <sub>2</sub> ), synthetisches Methan (PtCH <sub>4</sub> ) oder synthetische Kraftstoffe (PtL))
PV	Photovoltaik
SNF	Schwere Nutzfahrzeuge
t	Tonne
TWh	Terawatt
VKP	Verkehrsbetriebe Kreis Plön GmbH
VLS	Volllaststunden (=Jahresenergieproduktion geteilt durch Anlagen-Nennleistung)
WEA	Windenergieanlage



## Zusammenfassende Erkenntnisse und Schlussfolgerungen

Wasserstoff wird Teil der Lösung zur Bekämpfung des Klimawandels sein. Diese Erkenntnis dringt zunehmend von der Wissenschaft in die breite Öffentlichkeit. Für die KielRegion als Zusammenschluss der Landeshauptstadt Kiel und der Kreise Rendsburg-Eckernförde und Plön bedeutet dies, zu eruieren, wie die bestehenden Klima- und Umweltschutzpläne zielführend um den Energieträger Wasserstoff ergänzt werden können. Zielführend bedeutet dabei im Einklang mit Ökologie, Ökonomie, Versorgungssicherheit und Sozialverträglichkeit.

Aus diesem Grund hat sich die KielRegion erfolgreich bei der Nationalen Organisation Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie (NOW) als HyStarter beworben. Im Jahr 2020 wurde unter Begleitung eines Projektteams rund um die BBH Consulting AG das einjährige HyStarter-Projekt durchgeführt. Wichtig für die KielRegion war es dabei, die Aufbruchstimmung rund um Wasserstofftechnologien zu kanalisieren und in eine durchdachte und langfristige Strategie zu überführen. Die wesentlichen Erkenntnisse und die daraus abgeleiteten Schlussfolgerungen der KielRegion finden Sie nachfolgend.

### Erkenntnisse

1

**Wasserstoff ist kein Selbstzweck.** Im Sinne der entwickelten Wasserstoff-Vision dient sein Einsatz zwei Zielen: *Klima- und Umweltschutz* und *regionale Wertschöpfung*. Dies bedeutet, dass perspektivisch nur grüner Wasserstoff zielführend ist. Zudem müssen sich die eingesetzten Wasserstofftechnologien mit alternativen CO<sub>2</sub>-neutralen Technologien messen – zum Beispiel der batterieelektrischen Mobilität oder erneuerbaren Energien für die Wärmeerzeugung. Chancen für regionale Wertschöpfung liegen insbesondere in der Wasserstofferzeugung mit erneuerbaren Energien.

2

**Der Aufbau einer regionalen Wasserstoffwirtschaft ist ein langfristiger Prozess:** Eher gleicht er einem Marathon denn einem Sprint. Dementsprechend hat die KielRegion eine Wasserstoff-Roadmap mit dem Horizont 2030 entwickelt. Vor allem in der kurzen Frist bis 2024 ist es Priorität, ein durchdachtes Fundament zu schaffen, um strategisch wichtige Pilotprojekte zu ermöglichen. Der Ruf nach kurzfristigen Projektinbetriebnahmen ist unrealistisch.

3

**Mit dem Horizont 2030 kann sich die KielRegion auch bei hoher Nachfrage autark mit Wasserstoff versorgen.** Dies zeigen die ermittelten theoretischen Potenziale auf. Die hohe Motivation der Akteur\*innen bestätigt dieses Bild.

4

**Die städtischen und ländlichen Strukturen in der KielRegion ergänzen sich gegenseitig.** Das zeigen sowohl die ermittelten Projektansätze als auch die theoretischen Berechnungen. In der Zukunft sollte das gewählte gemeinsame Vorgehen der Landeshauptstadt Kiel und der Kreise Rendsburg-Eckernförde und Plön fortgeführt werden.

5

**Im HyStarter-Projekt ist es gelungen, ein Verbundprojekt mit acht Akteur\*innen zu initiieren.** Gemeinschaftlich eruieren sie, wie ihre individuellen Interessen in einem Wasserstoffsystem optimal erfüllt werden können. Hierbei zeigt sich, dass bezogen auf die Systemkosten im Idealfall ein Tankstellenpreis von netto 7,19 €/kg<sub>H<sub>2</sub></sub> realisierbar ist. Im Vergleich zu einem System, in dem fossile Energieträger eingesetzt werden, können durch den Einsatz von Wasserstoff jährlich circa 2.466 t<sub>CO<sub>2</sub></sub> eingespart werden.

## Schlussfolgerungen

Die Akteur\*innen der KielRegion sind motiviert, Wasserstoffprojekte umzusetzen. Damit sie hierdurch keine wirtschaftlichen Nachteile erleiden, sollte die Politik auf Bundes-, Landes- und regionaler Ebene weitere unterstützende Maßnahmen umsetzen. Hierzu hat die KielRegion konkrete Vorschläge entwickelt:

### Empfehlungen an die Bundes- und Landespolitik:

- ▶ Konsequente Befreiung von Elektrolyse-Anlagen von der EEG-Umlage
- ▶ Einführung eines H2-Regionalnachweisregisters
- ▶ Förderungen für die Markthochlaufphase

1

### Empfehlungen an die Regionalpolitik:

- ▶ Konsequente Umsetzung des Ratsbeschlusses der Landeshauptstadt Kiel vom 21.11.2019, den kommunalen Fuhrpark auf E-Mobilität bzw. Wasserstoff umzustellen
- ▶ Nutzung des Zielabweichungsverfahrens (Wind), um erste Pilotprojekte zur Herstellung grünen Wasserstoffes zu initiieren und abzusichern
- ▶ Abfederung anfänglicher Mehrkosten
- ▶ Unterstützung beim Aufbau und Betrieb der H2-Plattform

2

Mit dem HyStarter-Projekt wurde die Grundlage geschaffen, um mit Wasserstofftechnologien Klima- und Umweltschutz und regionale Wertschöpfung im Gleichklang zu realisieren. Die KielRegion wird den eingeschlagenen Weg konsequent weiterverfolgen und den angestoßenen Prozess verstetigen. Als nächster Meilenstein wird eine Förderung als HyExpert angestrebt.



# 1 Unsere Ausgangssituation

## 1.1 Die KielRegion

Die KielRegion umfasst die Landeshauptstadt Kiel sowie die Kreise Rendsburg-Eckernförde und Plön. Sie ist durch das Zusammenspiel urbaner und ländlicher Räume geprägt: Mit knapp einer Viertelmillion Einwohner\*innen ist Kiel die größte Stadt Schleswig-Holsteins. Zudem beheimatet sie wichtige Universitäten bzw. Hochschulen und Forschungseinrichtungen, mit dem Port of Kiel einen Hafen von überregionaler Bedeutung sowie vielschichtige Unternehmen, die vornehmlich im Dienstleistungs- und Wissenschaftssektor angesiedelt sind. Die Kreise Rendsburg-Eckernförde und Plön sind stärker ländlich und durch kleine und mittelständische Unternehmen geprägt. Herauszuheben sind unter anderem die Landwirtschaft und der Tourismus sowie der Nord-Ostsee-Kanal, der Schleswig-Holstein von Brunsbüttel bis zur Kieler Förde durchquert. Zudem ist die KielRegion ein wichtiges Einfahrtstor nach Skandinavien.

Die KielRegion GmbH ist eine institutionalisierte kommunale Kooperation und nutzt die Potenziale und Ressourcen der gesamten Region, um mit den individuellen Voraussetzungen gemeinsame Ziele bestmöglich zu erreichen. Ihre Ziele sind es, die Region zukunftsfähig zu gestalten und die Vernetzung von Menschen aus Unternehmen, Hochschulen und Kommunen voranzutreiben. Mit 645.000 Einwohnern umfasst die KielRegion nahezu ein Viertel der Gesamtbevölkerung Schleswig-Holsteins. Folglich nimmt sie im Energiewendeland Schleswig-Holstein eine wichtige Rolle ein. Stellvertretend für die gesamte Region hat die KielRegion GmbH den Antrag als HyStarter-Region gestellt.

## 1.2 Organisation des HyStarter-Projektes

Das HyStarter-Projekt ist im Oktober 2019 gestartet. Ansprechpartner und „Kümmerer“ vor Ort war die KielRegion GmbH. Unterstützt wurde sie durch das sogenannte Kernteam (vgl. Abbildung 1). Dieses umfasst Akteur\*innen aus der Verwaltung sowie Wirtschaftsvertreter verschiedenster Branchen. Ziel dieser Zusammenstellung war es, möglichst viele Sichtweisen in das Projekt einzubeziehen und so die Qualität der Ergebnisse zu steigern.



Abbildung 1: Akteur\*innen

In sechs sogenannten Strategiedialogen haben Kümmerer und Kernteam von Januar bis Dezember 2020 gemeinsam das vorliegende Konzept ausgearbeitet. Zudem wurden viele bilaterale Gespräche mit interessierten Akteur\*innen aus der Region sowie eine öffentliche Veranstaltung

durchgeführt. In zwei Workshops wurde ein gemeinsames Verbundprojekt entwickelt, das alle Wertschöpfungsstufen in Zusammenhang setzt und ein regionales System abbildet.

Unterstützt wurde die Region durch ein Projektkonsortium, das vom Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur beauftragt war. Die Vergabe und Projektbegleitung erfolgten durch die NOW und den Projektträger Jülich. Für die federführende Begleitung der Region war die BBH Consulting AG verantwortlich. Zudem haben die Unternehmen EE ENERGY ENGINEERS GmbH, das Reiner Lemoine Institut gGmbH und die Becker Büttner Held Rechtsanwälte Wirtschaftsprüfer Steuerberater PartGmbH die Region inhaltlich unterstützt. Ebenfalls waren die Unternehmen Spilett New Technologies GmbH und Choice GmbH Teil des Projektkonsortiums.

### 1.3 Einordnung des HyStarter-Projektes

Die Pariser Klimaziele (COP21) haben zum Ziel, den Anstieg der globalen Durchschnittstemperatur auf deutlich unter 2 Grad Celsius und möglichst auf 1,5 Grad Celsius gegenüber dem vorindustriellen Niveau zu begrenzen. Diesen Zielen fühlt sich die KielRegion verpflichtet. Um die europäischen und bundespolitischen Maßnahmen auf regionaler Ebene zu flankieren, engagiert sich die KielRegion im Klima- und Umweltschutz. Beispielhaft sind hierfür folgende Maßnahmen und Ziele zu nennen:

- Im Masterplan Mobilität KielRegion verständigen sich die Stadt Kiel und die Kreise Rendsburg-Eckernförde und Plön auf eine Reduktion der verkehrsbedingten CO<sub>2</sub>-Emissionen bis zum Jahr 2035 um insgesamt 35 Prozent und bis 2050 um 95 Prozent im Vergleich zu 2015.
- Seit 2009 gehört der Klimaschutz zu den fünf strategischen Oberzielen der Stadt Kiel.
- Im Zuge des „Masterplans 100 % Klimaschutz“ strebt Kiel bis zum Jahr 2050 an, die Treibhausgas-Emissionen um mindestens 95 Prozent und den Endenergieverbrauch um 50 Prozent im Vergleich zu 1990 zu reduzieren. Zudem soll die Klimaneutralität durch die Ausrufung des ‚Climate Emergency‘ im Mai 2019 so schnell wie möglich erreicht werden, indem Klimaschutzmaßnahmen vorgezogen werden.
- Die Kreise Rendsburg-Eckernförde und Plön streben eine Reduzierung der CO<sub>2</sub>-Emissionen in den eigenen Handlungsfeldern um zehn Prozent alle fünf Jahre im Vergleich zum Referenzwert von 1990 an.
- Der Kreis Rendsburg-Eckernförde fühlt sich zudem laut seinem Klimaschutzkonzept den bundesweit geltenden Zielen und Anforderungen verpflichtet. In seiner Sitzung vom Juni 2019 beschloss der Kreistag eine Resolution zum Klimawandel, in der die hohe Priorität der Eindämmung des Klimawandels und die Unterstützung derjenigen, die sich für den Klimaschutz einsetzen, betont werden.
- Der Kreis Plön hat sich zudem verpflichtet, perspektivisch klimaneutral zu werden oder sogar für Klimapositivität zu sorgen.

In der Wissenschaft herrscht Einigkeit<sup>1</sup>, dass Treibhausgasneutralität in Deutschland nicht ohne den verstärkten Einsatz von Wasserstoff bzw. auf Wasserstoff basierenden Energieträgern wie zum Beispiel synthetischen Kraftstoffen erreichbar ist. Da diese Erkenntnis erst in den vergangenen Jahren auf eine allgemeine Zustimmung in sowohl Wissenschaft als auch Politik stößt und technologisch größere Fortschritte erzielt werden konnten, wurde die Integration von Wasserstoff in den

---

<sup>1</sup> Unter anderem: Prognos, Öko-Institut, Wuppertal-Institut (2020): Klimaneutrales Deutschland. Studie im Auftrag von Agora Energiewende, Agora Verkehrswende und Stiftung Klimaneutralität; ewi Energy Research & Scenarios gGmbH (2018): dena-Leitstudie Integrierte Energiewende Studie im Auftrag der Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena).

bisherigen Überlegungen der KielRegion nur zu Teilen berücksichtigt. Folglich analysiert das HyStarter-Projekt, welche additive Rolle Wasserstoff in der KielRegion einnehmen kann, um die gesteckten klimapolitischen Ziele mit einer möglichst hohen Wahrscheinlichkeit zu erreichen. Bestehende Konzepte werden hierdurch nicht abgeschwächt oder in ihren Aussagen negiert, sondern ergänzt.

## 2 Unser Vorgehen

Erfolgreiche Unternehmungen und Projekte zeichnen sich dadurch aus, dass sie eine klare Vision verfolgen. Hierfür ist elementar zu definieren, „*Warum*“ ein Projekt durchgeführt wird. Übertragen auf die KielRegion bedeutet dies, dass die Frage, „*Warum*“ Wasserstoff in das regionale Energiesystem integriert werden soll, zu beantworten ist. Hierdurch ergeben sich eine klare Zielorientierung und Motivation der beteiligten Akteur\*innen. Aufbauend auf der Vision stellen sich die Fragen, „*Wie*“ dies geschehen soll und „*Was*“ hierfür im Konkreten unternommen werden muss: Mit dem „*Wie*“ beschreiben wir das Vorgehen, um das Ziel zu erreichen. Es werden grundsätzliche Strategien und Vorgehensmodelle definiert, die den Weg zum Ziel bereiten und eine Marschroute für das „*Warum*“ definieren. Das „*Was*“ hingegen beschreibt konkrete Aktionen und Handlungen der KielRegion – sozusagen die konkreten Produkte und Leistungen, die das Kernteam und die Akteur\*innen vor Ort erreicht haben und erreichen werden (vgl. Abbildung 2).



### **Warum?**

Warum und wofür ist Wasserstoff wichtig?  
Welche Ziele setzen wir uns?

### **Wie?**

Wie sollen die Ziele erreicht werden?

### **Was?**

Was wird gemacht, um die Ziele zu erreichen?

Abbildung 2: Vorgehensmodell der KielRegion in Anlehnung an den Golden Circle von Simon Sinek  
©KielRegion GmbH / Inhaltliche Ausarbeitung: BBH Consulting AG

Herauszustellen ist an dieser Stelle eines: Alle drei Ebenen sind grundsätzlich gleich wichtig. Nur zu wissen, „*Warum*“ etwas getan wird, macht das HyStarter- und Folgeprojekte noch nicht erfolgreich. Es ist die Kombination aus allen drei Ebenen: nur dass sich alles aus dem „*Warum*“ ergibt.

### 3 Unser Ziel: Warum Wasserstoff?

#### 3.1 Wasserstoff-Vision

Wasserstoff ist kein Selbstzweck. Aus diesem Grund ist es unerlässlich, eine klare Vision zu entwickeln, warum Wasserstoff für die KielRegion eine wichtige Rolle in der Zukunft einnehmen kann. Die Vision bildet dabei bildlich gesprochen den Polarstern, der eine sichere Orientierung für aktuelle und auch zukünftige Wasserstoff-Aktivitäten gibt. Durch die Vision wird das „Warum“ definiert. So wird vermieden, dass die Erzeugung und Nutzung von Wasserstoff unabhängig übergeordneter Ziele durchgeführt werden.

Die KielRegion definiert ihre Wasserstoff-Vision wie in Abbildung 3 dargestellt:

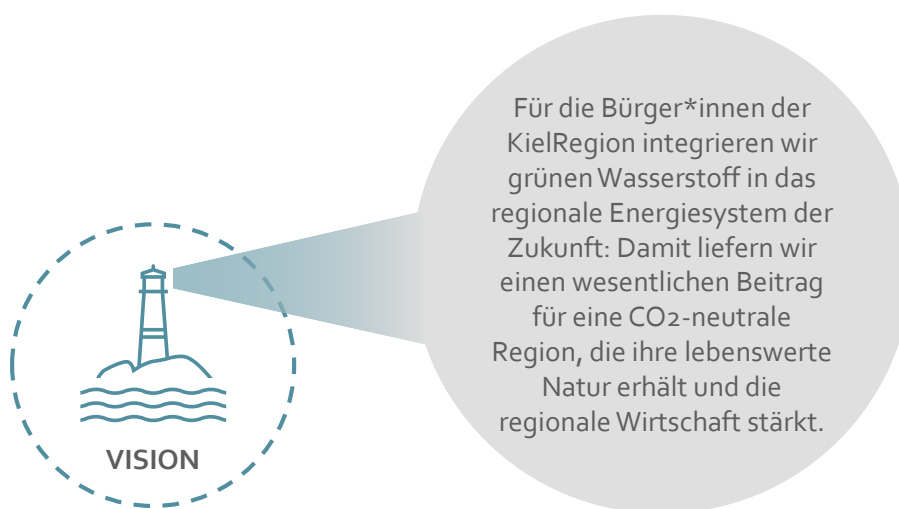


Abbildung 3: Wasserstoff-Vision der KielRegion  
©KielRegion GmbH / Inhaltliche Ausarbeitung: BBH Consulting AG

Zentrale Antworten auf das „Warum“ sind der Klima- und Umweltschutz sowie die Stärkung der regionalen Wirtschaft. Zudem ist für die KielRegion von elementarer Bedeutung, dass die Bürger\*innen im Vordergrund der Vision stehen: Die Wasserstoff-Aktivitäten orientieren sich an ihrem Wohlergehen.

Auf ein konkretes Zieljahr wird bewusst verzichtet. Angelehnt an die Pariser Klimaziele ist das Jahr 2050 als spätestes Datum gesetzt. Da jedoch global gesehen lediglich ein fixes Restbudget an Treibhausgasemissionen emittiert werden darf, um das 1,5-Grad-Ziel (maximal 2-Grad-Ziel) zu erreichen<sup>2</sup>, strebt die KielRegion an, die Integration von Wasserstoff so schnell wie möglich abzuschließen.

#### 3.2 Visualisierung der Wasserstoff-Vision

Um die Vision greifbarer zu machen, wird sie wie in Abbildung 4<sup>3</sup> visualisiert. Sie bildet wesentliche Charakteristika der KielRegion ab wie Urbanität, ländlichen Raum sowie die Kieler Förde und die Ostsee. Die regionale Wasserstoffwirtschaft und die damit verbundenen Technologien sind insbesondere durch Windkraft- und PV-Anlagen, Elektrolyseure, Wasserstofftankstellen und

<sup>2</sup> Der Weltklimarat IPCC gibt das globale CO<sub>2</sub>-Restbudget 2018 mit 420 Gigatonnen an, wenn das 1,5-Grad-Ziel mit 66 Prozent Wahrscheinlichkeit erreicht werden soll. Bei weltweit gleichbleibendem Ausstoß wäre dieses Budget in sieben Jahren aufgebraucht (Stand: Anfang November 2020).

<sup>3</sup> Die Vision bildet keinen expliziten Ort ab; vielmehr greift sie verschiedene Charakteristika der KielRegion auf.

Wasserstoffanwender wie Brennstoffzellenfahrzeuge oder -schiffe repräsentiert. Die Wasserstoffherzeugung ist dabei verstärkt auf dem Land verortet, wohingegen die Nutzung im Schwerpunkt in der Stadt erfolgt.



Abbildung 4: Visualisierung der Wasserstoff-Vision  
©BMVI / David Borgwardt

Folgende zentrale Elemente unterliegen dabei im Sinne einer regionalen Wasserstoffwirtschaft einem Wandel:

- ▶ Die Stromerzeugung aus Windkraft- und PV-Anlagen wird zukünftig steigen. Dabei wird insbesondere darauf geachtet, dass Dach- und andere versiegelte Flächen für die Stromerzeugung über PV-Anlagen genutzt werden. Zudem werden vereinzelt Elektrolyseure in örtlicher Nähe zu Stromerzeugungsanlagen grünen Wasserstoff produzieren.



Abbildung 5: Strom- und Wasserstoffherzeugung mit erneuerbaren Energien  
©BMVI / David Borgwardt

- ▶ Die maritime Wirtschaft wird emissionsfrei: Hierzu wird sowohl die Intra- als auch die Extralogistik in Teilen mit wasserstoffbasierten Antrieben erfolgen. Dies gilt beispielsweise für Gabelstapler, aber auch den LKW-Verkehr für den Warenan- und -abtransport. Wasserstofftankstellen werden Teil dieser Infrastruktur sein. Auch die Schifffahrt wird zukünftig zu

großen Teilen mit Wasserstoff bzw. auf Wasserstoff basierenden Kraftstoffen wie Methanol oder Ammoniak erfolgen.



Abbildung 6: Wasserstoffherzeugung und Nutzung in der maritimen Wirtschaft  
©BMVI / David Borgwardt

- ▶ Neben der Wasserstoffherzeugung und -nutzung wird ein wesentlicher Eckpfeiler des Transformationsprozesses hin zu einer CO<sub>2</sub>-neutralen KielRegion ein Wandel im Mobilitätsverhalten sein. Ein dem jeweiligen Mobilitätszweck angemessener Verkehrsträger wird dazu führen, dass der Modal Split<sup>4</sup> diverser wird und Sharing-Modelle an Mobilitätshubs an Bedeutung gewinnen. Im Modal Split von Privatpersonen werden wasserstoffbasierte Fahrzeuge vor allem im ÖPNV sowie in geringem Maße im PKW-Bereich Anwendung finden.



Abbildung 7: Mobilitätshub  
©BMVI / David Borgwardt

<sup>4</sup> Der Modal Split bezeichnet die Verteilung des Transportaufkommens auf verschiedene Verkehrsmittel (Modi), wie zum Beispiel den Öffentlichen Personennahverkehr, das Fahrrad, zu Fuß oder den PKW.

### 3.3 Die erlebbare Wasserstoff-Vision – eine fiktive Geschichte

Solveig liegt auf dem Sonnendeck der Fähre nach Kiel und bewundert die weißen Dampfsäulen, die aus dem riesigen Schornstein neben ihr in den Himmel steigen. Die in Kiel einlaufenden Fähren fahren seit einigen Jahren nur noch mit Brennstoffzellenantrieben. Als Abgas entsteht dabei reiner Wasserdampf. So werden also Wolken gemacht! Sie fragt sich, ob es an kälteren Tagen wohl direkt über dem Sonnendeck zu regnen beginnt oder ob sich sogar eine Eisfläche auf Deck bilden könnte. Dann könnte sie auf der Überfahrt nach Kiel Schlittschuh fahren. Plötzlich ertönt das laute Horn der Fähre, um die Ankunft am Kieler Hafen zu verkünden, und reißt sie abrupt aus ihren Gedanken. Jetzt muss sie aber schnell von Bord, bevor die Brücke wieder eingezogen wird.

Solveig hatte bisher nur durch die Erzählungen ihrer Eltern von Kiel gehört. Diese sind früher öfter über das Wochenende von Skandinavien nach Kiel gefahren. Der Gedanke an ihre erste kleine Reise, ganz allein, machte sie anfangs nervös. Da sie aber alle notwendigen Buchungen und Fahrten ganz einfach über das Online-Portal der KielRegion planen konnte, verschwand die Nervosität und wich der Vorfreude, Kiel auf eigene Faust erkunden zu können. Ganz besonders hat sie das Angebot erfreut, die gesamte Reise komplett CO<sub>2</sub>-frei zu planen. Reisen mit Schiff, Bus und Bahn und dabei ein gutes Gewissen dank intelligenter Elektromobilität mit Batterie und Brennstoffzellen.<sup>5</sup>

Unten im Hafen sitzt Klaus gerade mit seinem alten Schulfreund Henning vor dem kleinen Wartungshäuschen an der Wasserstofftankstelle. Die beiden beobachten bei einer Tasse Tee, wie die Touristen von Bord der Fähre gehen. Bei diesem Anblick kommt ihnen der Gedanke, welche komische Windungen das Leben doch nehmen kann. Wer hätte gedacht, dass Klaus als Hafentechniker und Henning als Bauer aus dem Umland mal beruflich zusammenarbeiten würden? Doch seit Henning an dem genossenschaftlichen Unternehmen „NordischGold“ beteiligt ist, liefert er regelmäßig Wasserstoff aus regionaler Produktion zu Klaus' Tankstelle im Hafen. Daher ist Klaus mittlerweile auch froh, dass er vor neun Jahren noch mal die Schulbank gedrückt und eine Weiterbildung für Wasserstofftechnologien gemacht hat. Die alten LKW mit Verbrennungsmotoren sind seit einigen Jahren nicht mehr erlaubt, und er hätte als zuständiger Mitarbeiter für Wartung und Instandhaltung dumm dagestanden. So aber hat er seit Jahren wieder Kontakt zu seinem alten Freund Henning, und auch seine Frau freut sich, da er abends nicht mehr so nach Abgasen stinkt. Also alles gut!

Solveig hat sich ihren Rucksack auf den Rücken geschnallt und läuft gerade zur Fahrradstation der SprottenFlotte. Da das Hostel, in dem sie übernachten wird, nicht weit weg ist und die Radwege in Kiel besonders gut sein sollen, hat sie beschlossen, die erste Etappe mit dem Fahrrad hinter sich zu bringen. So bekommt sie auch einen ersten Eindruck von der Stadt. An der Station angekommen, kann sie ihr Fahrrad ganz einfach per App entsperren und losfahren.

Als Solveig im Hostel ankommt, sieht sie viele junge Leute, die dort mit ihrem Handy sitzen, einen Film schauen oder aber in den Gemeinschaftsräumen leckeres Essen kochen. Auf ihrem Zimmer kommt ein Mädchen aus Spanien aus dem Badezimmer und fängt an, sich die Haare zu föhnen. Beim Auspacken ihrer Klamotten fragt sie sich, wie ihre ganze Reise CO<sub>2</sub>-frei sein kann, wenn hier im Hostel so viel Strom verbraucht wird.

---

<sup>5</sup> Nach der Verkündung des ‚Climate Emergency‘ 2019 in Kiel stellte die gesamte KielRegion sukzessive den Verkehrssektor auf elektrische Antriebe um – begleitet von Verboten von Verbrennungsmotoren. Dies führte zu breit angelegten Umschulungsmaßnahmen, um den mit konventionellen Antriebstechnologien verbundenen Berufen Zukunftsaussichten zu bieten.



Matz, der Student am Empfang, erklärt ihr, dass seit einigen Jahren das Küstenkraftwerk mit erneuerbaren Gasen betrieben wird<sup>6</sup>. Wenn sie auf die Dachterrasse geht und über die Kieler Förde schaut, kann man es sogar erkennen. Das Küstenkraftwerk versorgt auch das Hostel „Evergreen“ mit Strom. Außerdem verfügt das Hostel über eine große PV-Anlage auf dem Dach und produziert somit große Teile des benötigten Stroms selbst, also alles CO<sub>2</sub>-frei! Weiterhin erzählt Matz, dass ein Teil der erneuerbaren Gase aus Skandinavien kommt, genau wie Solveig.

Am nächsten Morgen zieht Solveig nach dem Frühstück direkt los. Sie will einen der Seen in der Umgebung Kiels besuchen. Die Geschichte vom Heiratsantrag ihres Vaters an ihre Mutter ist Bestandteil eines jeden geselligen Familienabends. Neben allerlei skurriler Zufälle ist der Ring am Ende in genau diesen See gefallen und wurde seitdem nicht wiedergefunden. Stattdessen hatte ihr Vater seinen Schlüsselring als Verlobungsring verwenden müssen. Dieser liegt bis heute in der Schmuckschatulle ihrer Mutter, aber Gott sei Dank zieht sie ihn nicht an, sondern hebt ihn nur als Erinnerung auf. Vor der Abfahrt nach Kiel hatte sie ihrem Vater hoch und heilig versprochen, zu dem See zu fahren und nach dem Ring zu suchen.

Als Solveig in den Bus steigt, kann sie an der Seite die Aufschrift „Ich fahre mit NordischGold“ lesen. Am Hafen ist ihr auf dem Weg zur Fahrradstation ein Tanklaster mit derselben Aufschrift aufgefallen. Sie fragt den Busfahrer, was es damit auf sich hat, und er erklärt ihr, dass dieser Bus mit Brennstoffzellen betrieben wird und Wasserstoff tankt. Seit einigen Jahren betreiben Bauern aus der Umgebung gemeinsam mit einigen Bürgern und den Kommunen ein Unternehmen, in dem mit Wind- und Sonnenstrom Wasserstoff hergestellt wird. Den Wasserstoff verkauft das Unternehmen an die lokalen Busbetreiber, den Hafen oder auch an öffentliche Wasserstofftankstellen in der Region. Sie nennen ihn liebevoll NordischGold. Der Busfahrer erklärt, dass sie auf dem Weg zum See an einem der Erzeugungsstandorte vorbeikommen. Solveig entschließt sich spontan, dort auf dem Rückweg einen Stopp einzulegen und sich das etwas genauer anzuschauen.

Als Solveig aus dem Bus steigt, findet sie direkt den Pfad, den ihr Vater beschrieben hat. Also zieht sie los und spaziert um den See, bis zu der Stelle, an dem ihr Vater den Heiratsantrag gemacht hat. Direkt am Ufer steht eine Bank, auf der Solveig erst mal eine Pause macht und die Aussicht und Natur genießt. In der Ferne sieht sie einige Windräder stehen. Dies müssen die Windräder sein, an denen auch der Wasserstoff hergestellt wird, dort sind sie eben vorbeigefahren. Bei dem Anblick erinnert sie sich an ihren Geschichtsunterricht und daran, dass die Energiewende in Deutschland in den 2020er-Jahren auf der Kippe stand. Unter anderem bestand wohl ein Problem darin, dass der Ausbau von Windrädern stark ins Stocken geriet. Was ist wohl passiert, dass es am Ende doch noch funktioniert hat?

Nachdem Solveig sorgfältig nach dem Ring ihres Vaters gesucht hat, packt sie zusammen und wandert zurück in die kleine Stadt. Dort hat sie sich am Mobi-Hub ein Brennstoffzellenauto reserviert. Gerade in das Auto eingestiegen, fragt sich Solveig, wie sie jetzt den Weg zu den Windrädern finden soll, doch mit einem Blick in den Rückspiegel kann sie sie bereits am Horizont erkennen. Hier auf dem platten Land kann es manchmal so einfach sein.

Bei den Windanlagen angekommen, erkennt Solveig den gleichen Tanklaster mit der Aufschrift „NordischGold“, den sie auch gestern im Hafen gesehen hat. Ein Mann hantiert gerade daran herum, und Solveig beschließt, ihn einfach anzusprechen. Der Mann stellt sich als Henning vor. Auf

---

<sup>6</sup> Das 2019 in Betrieb genommene Küstenkraftwerk in Kiel war seinerzeit ein wichtiger Schritt zur Reduktion der CO<sub>2</sub>-Emissionen bei gleichzeitig verlässlicher Strom- und Wärmeversorgung von Kiel und seiner Umgebung. In Kombination mit den nahe gelegenen Kavernenspeichern konnte das Kraftwerk mit sinkenden Wasserstoffpreisen sukzessive auf erneuerbare Gase umgestellt werden. Heute ist es komplett CO<sub>2</sub>-neutral. Die Versorgungssicherheit wird durch Lieferungen an erneuerbaren Gasen per Schiff und Pipeline (European Backbone) garantiert. Mit diesem Kraftwerk hat Kiel Geschichte als Pionier der Energiewende geschrieben.

Solveigs Frage, wieso es in den 2020er-Jahren mit der Energiewende am Ende doch noch funktioniert hat, erklärt Henning, dass die Menschen in der Region den Mehrwert für sich entdeckt haben. Durch NordischGold können die Menschen in der Region direkt an den Vorteilen der erneuerbaren Energien teilhaben. Zum einen verdienen sie etwas Geld und zum anderen stehen die Windräder nicht nur für den Rest des Landes bei ihnen herum, sondern sie alle können auch ganz konkret ihre Autos, Busse und Schiffe damit betreiben. Das sei ein richtig gutes Gefühl, vor allem wenn man bedenkt, woher das Öl früher überall kam.

Auch für Henning hat die Wasserstoffherzeugung Veränderungen mit sich gebracht. Sein Land verpachtet er für Windräder, und den Strom aus den PV-Anlagen auf seinen Ställen verkauft er zum Teil an NordischGold. Als Anteilseigner an NordischGold muss er dann und wann die Auslieferung des Wasserstoffs übernehmen. Die Bauern haben sich die Touren untereinander aufgeteilt, und so ist jeder einmal dran. Er freut sich immer auf seine Tour, da er auf diese Weise seinen alten Freund Klaus am Kieler Hafen wieder treffen kann – das ist echt 'ne tolle Sache.

Das Konzept von NordischGold ist so spannend, dass Solveig beim Schnackern mit Henning komplett die Zeit vergessen hat. Jetzt muss Solveig aber dringend los. Sie ist heute Abend mit ein paar anderen Reisenden aus dem Hostel zum Essen verabredet und muss vorher noch packen. Morgen früh geht die Fähre zurück. Wie kurz so ein Wochenende sein kann. Aber schön war's und sie will sicher noch einmal wiederkommen.

## 4 Unser Plan: Wie erreichen wir die Vision?

### 4.1 Wie erreichen wir die Vision?

Aus der Vision lassen sich zwei spezifische Zielsetzungen auf dem Weg zur regionalen Wasserstoffwirtschaft ableiten: Klima- und Umweltschutz sowie regionale Wertschöpfung.

#### Klima- und Umweltschutz

Beim Aufbau der regionalen Wasserstoffwirtschaft geht es darum, konkrete Beiträge sowie eine Entwicklungsperspektive aufzuzeigen, wie die CO<sub>2</sub>-Emissionen in den relevanten Sektoren unter Einsatz von Wasserstofftechnologien reduziert werden. Diesbezüglich sind zwei Aspekte zu berücksichtigen:

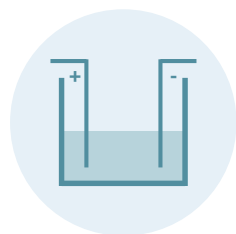
- ▶ Es müssen ausreichende Wasserstofftechnologien in die Anwendung gebracht werden, um fossile Energieträger durch Wasserstoff zu ersetzen.
- ▶ Zeitgleich muss sichergestellt werden, dass der Produktionspfad des Wasserstoffs klimaschonend ist, um über den Anwendungssektor hinaus einen nachhaltigen Beitrag zum Klima- und Umweltschutz zu leisten.

Vereinfacht ausgedrückt, müssen sowohl die Quantität (Menge der Wasserstoffnutzung) als auch die Qualität (CO<sub>2</sub>-Fußabdruck des Wasserstoffs) stimmen. Beide Pfade werden im HyStarter-Projekt berücksichtigt und bilden die Eckpfeiler für konkrete Handlungen.

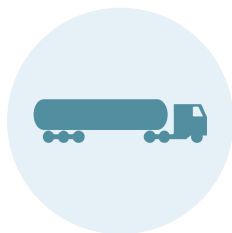
Die Fokussierung auf Klima- und Umweltschutz bedeutet auch, dass der Einsatz von Wasserstofftechnologien nur zielgerichtet ist, wenn in einem spezifischen Einsatzfeld die Wasserstofftechnologie ökologischer ist als alternative CO<sub>2</sub>-neutrale Technologien, wie zum Beispiel die batterieelektrische Elektromobilität oder die direkte Wärmebereitstellung aus erneuerbaren Energien. Bei der Evaluierung der Einsatzmöglichkeiten für Wasserstoff ist neben den ökologischen Aspekten auch zu bewerten, ob hierdurch betriebliche Anforderungen besser erfüllt werden können – beispielsweise im Schwerlastverkehr.

#### Regionale Wertschöpfung

Neben den Klima- und Umweltschutzziele strebt die KielRegion an, Perspektiven für regionale Wertschöpfungsströme zu kreieren. Durch die Teilhabe der Menschen in der Region an der Wertschöpfung wird zudem die Akzeptanz gegenüber Wasserstofftechnologien und der Energiewende gefördert. Regionale Wertschöpfung und Akzeptanz sind somit sich selbst verstärkende Faktoren. Vor diesem Hintergrund wird analysiert, auf welchen Wertschöpfungsstufen Wasserstofftechnologien Potenziale für regionale Wertschöpfung bieten:



Eine **Wasserstoffherzeugung** in der KielRegion bietet die Chance, regionale Wertschöpfung zu steigern: Derzeit werden mit erdölbasierten Kraftstoffen und Heizöl sowie Erdgas zwei wesentliche Energieträger des Energiemixes importiert. Die Wertschöpfung bei diesen Energieträgern in der KielRegion ist gering und findet zu großen Anteilen in den Explorationsländern statt. Wasserstofftechnologien bieten das Potenzial, beide Energieträger zu ersetzen und zum Teil regional zu produzieren.



Die **Wasserstoffverteil- und -speicherinfrastruktur** bietet in begrenztem Maß neue Wertschöpfungspotenziale. Bei der Verteilung werden hauptsächlich bestehende Prozesse abgelöst, sodass Wertschöpfung zum größten Teil verlagert und durch überregionale Unternehmen durchgeführt wird. Im Bereich der Wasserstoffspeicherung kann hingegen neue Wertschöpfung generiert werden, wenn es gelingt, stillgelegte Gasspeicher für eine Wasserstoffspeicherung zu reaktivieren.



Durch die reine **Wasserstoffnutzung** wird wenig zusätzliche Wertschöpfung in der KielRegion generiert. Indem die bestehenden Dieselsebusse bspw. durch Brennstoffzellenbusse abgelöst werden, wird Wertschöpfung zu großen Teilen lediglich von einem auf den anderen Energieträger verschoben.



Zudem kann die **Produktion von Wasserstofftechnologien** zu neuer Wertschöpfung in der KielRegion führen. Ein Beispiel hierfür ist thyssenkrupp Marine Systems GmbH, die in Kiel angesiedelt ist und U-Boote mit Brennstoffzellenantrieb produziert. Die Ansiedlung weiterer Unternehmen, die Wasserstofftechnologien herstellen, würde zusätzliche Chancen auf Wertschöpfung bringen.

Im Rahmen der Einfluss- und Gestaltungsmöglichkeiten des HyStarter-Projektes wird der Fokus in Bezug auf die Generierung zusätzlicher regionaler Wertschöpfung auf die Wasserstoffherzeugung gelegt. Sofern es unter ökologischen und ökonomischen Gründen sinnvoll ist, soll der in der Kiel-Region genutzte Wasserstoff selbst produziert werden. Da grüne Quellen, insbesondere erneuerbarer Strom, als Input für die Wasserstoffherzeugung auf absehbare Zeit knapp sind, wird ein Wasserstoffexport nicht forciert. Unter gewissen Voraussetzungen kann er dennoch zielführend sein.

## 4.2 Wasserstoff-Roadmap

Um die Wasserstoff-Vision zu erreichen, bedarf es einer zeitlich gestaffelten Roadmap, die die einzelnen Arbeitsphasen zusammenfasst und in einen Zusammenhang bringt. Dabei zeigt sich, dass die Integration von Wasserstoff ein sukzessiver Prozess ist, der nicht von heute auf morgen erfolgt. Deshalb läuft die Roadmap der KielRegion in drei Phasen ab (vgl. Abbildung 8).

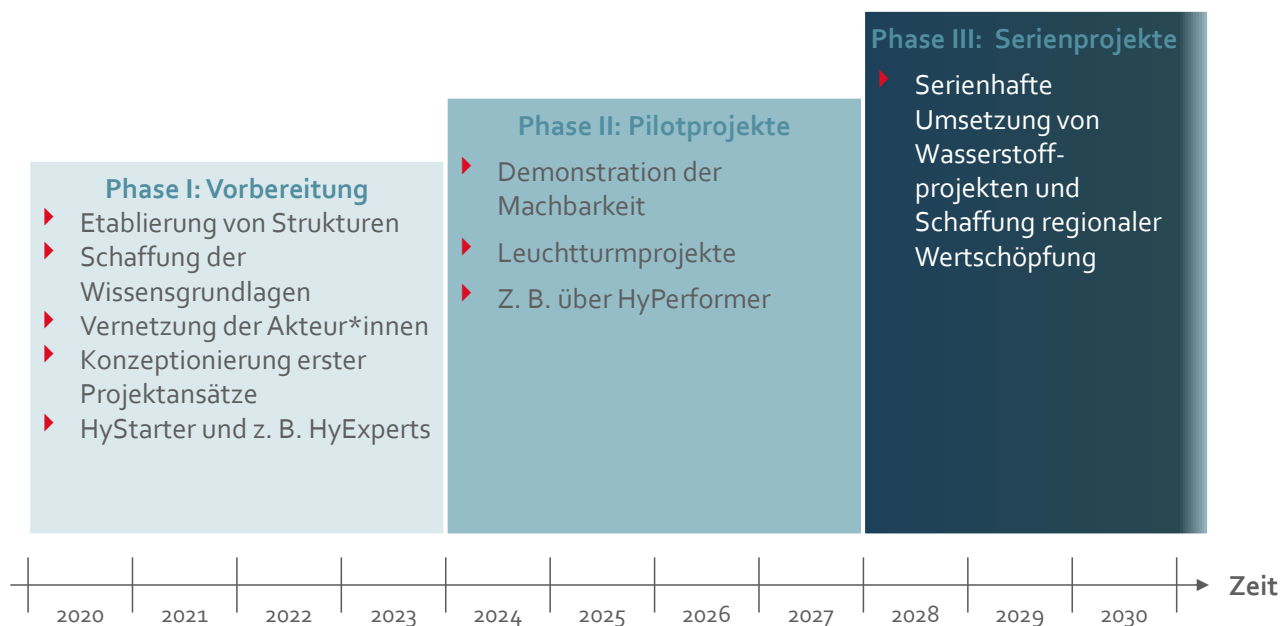


Abbildung 8: Wasserstoff-Roadmap  
©KielRegion GmbH / Inhaltliche Ausarbeitung: BBH Consulting AG

Die serienhafte Umsetzung von Projekten in Phase III (das „Wie“ des Vorgehensmodells der KielRegion) ist dabei Ende der 20er-Jahre zu erwarten. Die noch fehlende Marktreife einzelner Technologien, der teils mangelnde regulatorische Rahmen sowie die Dauer von Konzeptionierungs- und Realisierungsphasen führen dazu, dass die große „Realisierungswelle“ erst in mehreren Jahren starten wird. So sieht beispielsweise die Studie „Klimaneutrales Deutschland“<sup>7</sup> eine gesamtdeutsche Nachfrage nach Wasserstoff von nur 1 TWh<sub>H<sub>2</sub></sub> im Jahr 2025. Im Jahr 2030 sind es bereits 63 TWh<sub>H<sub>2</sub></sub><sup>8</sup>.

Die Phasen I und II umfassen vorbereitende Maßnahmen sowie erste Demonstrationsprojekte. Sie beschreiben die konkreten Handlungen der Gegenwart und nahen Zukunft, um die langfristige Vision zu erreichen. Phasen I und II bilden folglich das „Was“ des Vorgehensmodells der KielRegion ab. Fokus des HyStarter-Projektes und des vorliegenden Endberichtes ist insbesondere der Zeitraum 2020 bis 2022 der Phase I. Diese Phase hat zum Ziel, die Grundlagen zu schaffen, um erste Pilotprojekte der Phase II zu ermöglichen. Die konkrete Ausgestaltung wird in den folgenden Kapiteln detailliert vorgestellt. Nachdem die KielRegion die Grundlagen gelegt haben wird, wird es zunächst vereinzelte Pilotprojekte in Phase II geben. Deren Inbetriebnahme wird nicht vor dem Jahr 2024 erwartet. Pilotprojekte in anderen Regionen bestätigen, dass der zeitliche Vorlauf bis Inbetriebnahme mehrere Jahre in Anspruch nimmt. Vor diesem Hintergrund ist das Zieljahr 2024 als ambitioniert einzuordnen. Ziel der Phase II wird es sein, durch den Beweis der Machbarkeit weitere Akteur\*innen zu motivieren, Wasserstoffprojekte zu starten. Zudem wird Phase II wichtig sein, um die gesammelten Erfahrungen auf kommende Projekte zu übertragen und eventuelle Fehler zu vermeiden. Erst nach der Pilotphase ist in Phase III mit einer massenhaften Adaption von Wasserstofftechnologien zu rechnen.

<sup>7</sup> Prognos, Öko-Institut, Wuppertal-Institut (2020): Klimaneutrales Deutschland. Studie im Auftrag von Agora Energiewende, Agora Verkehrswende und Stiftung Klimaneutralität.

<sup>8</sup> Im Vergleich: Der für 2030 prognostizierter Endenergieverbrauch im Szenario beträgt 2.083 TWh.

## 5 Unsere Handlungen: Was machen wir hierfür konkret?

Die Aktivitäten in Phase I zur Erreichung der Vision untergliedern sich in vier Bereiche, deren Ziel es ist, den Grundstein für zukünftige (Pilot-)Projekte zu legen (vgl. Abbildung 9).

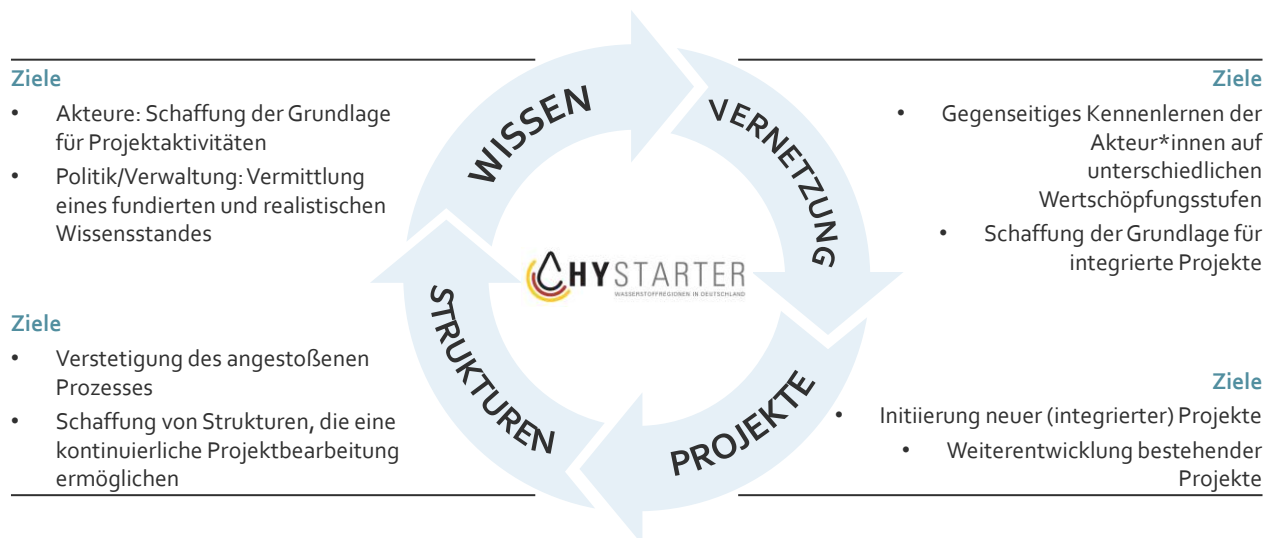
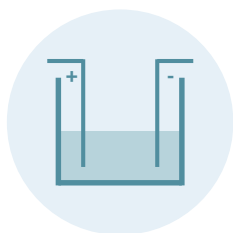


Abbildung 9: Eckpfeiler der Handlungen  
©KielRegion GmbH / Inhaltliche Ausarbeitung: BBH Consulting AG

Die vier Eckpfeiler Wissen, Vernetzung, Projekte und Strukturen greifen ineinander und bestärken sich gegenseitig. Im Folgenden werden die Ergebnisse der vier Pfeiler vorgestellt.

### 5.1 Wissen

Wasserstoff erlebt seit einigen Jahren einen Hype. Dieser führt dazu, dass die Forderungen nach einer schnellen Integration in das bestehende und zukünftige Energiesystem zunehmen. Um jedoch nicht in Aktionismus zu verfallen, ist es für die KielRegion **zunächst** wichtig, zu verstehen, welche Herausforderungen es bei der Integration derzeit gibt, um Pläne zu entwickeln, wie diese bewältigt werden können. Die Erkenntnisse wurden durch die Einbindung externer Referent\*innen und die Arbeiten des Projektteams erarbeitet und in den Arbeitstreffen vorgestellt und diskutiert.



#### Wasserstoffherzeugung

##### Pfade der Wasserstoffherzeugung

Wie in Kapitel 4 beschrieben, hat die KielRegion zwei Anforderungen an die Wasserstoffherzeugung: Zum einen soll die CO<sub>2</sub>-Intensität möglichst gering sein und zum anderen soll der Wasserstoff in der KielRegion produziert werden, um regionale Wertschöpfung zu generieren. Deshalb wird zunächst analysiert, welche Wasserstoffherzeugungspfade der Region zur Verfügung stehen. Abbildung 10 stellt die Möglichkeiten der Wasserstoffherzeugung dar und ordnet ihnen die Farben zu, wie sie in der Nationalen Wasserstoffstrategie (NWS) definiert sind<sup>9</sup>.

<sup>9</sup> Im Zuge des EEG 2021 wird eine Verordnung erstellt werden, die zusätzliche Anforderungen an grünen Wasserstoff definiert.

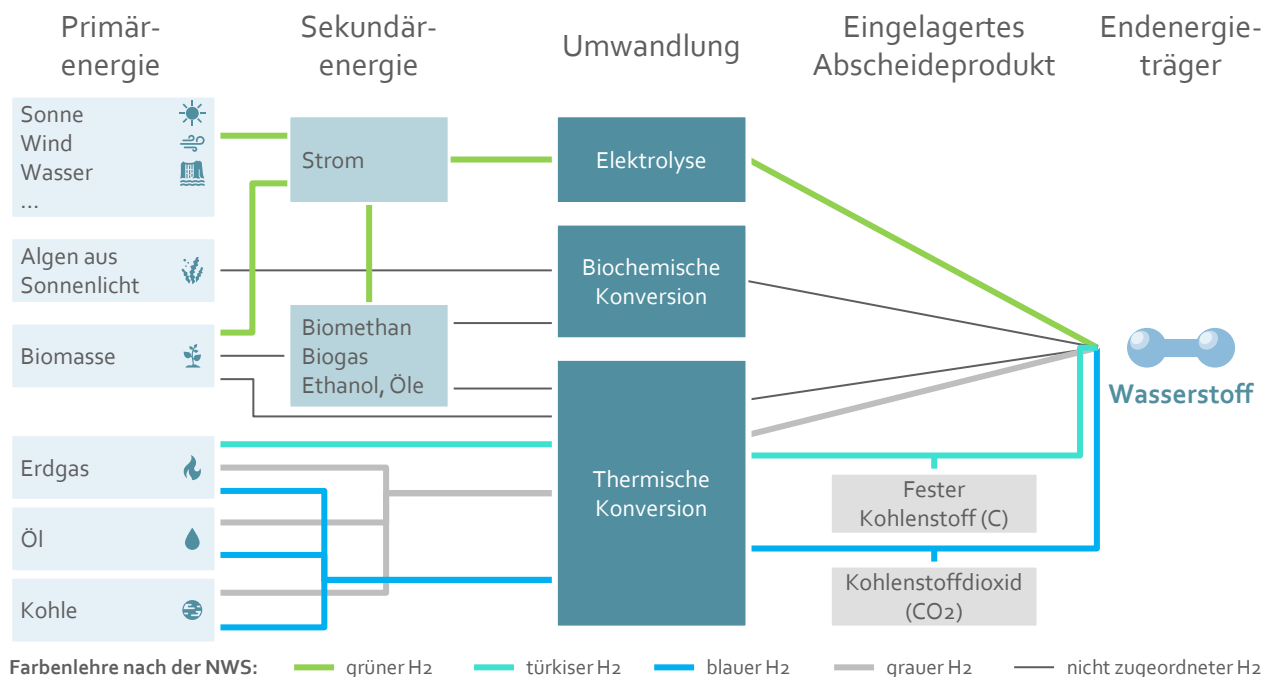


Abbildung 10: Pfade der Wasserstoffherzeugung<sup>10</sup>  
©BMVI / Inhaltliche Ausarbeitung: BBH Consulting AG

Eine geringe CO<sub>2</sub>-Intensität haben die Pfade des **grünen** Wasserstoffs. Neben der geringen CO<sub>2</sub>-Intensität hat er den Vorteil, dass keine zusätzlichen Produkte abgeschieden werden müssen und die gesamte Herstellungskette ohne potenziell klimaschädliche C-Atome auskommt. Zudem kann er bedarfsgerecht in der Region produziert werden. Die Potenziale der Wasserstoffherzeugung werden unter *Wasserstoffpotenziale KielRegion 2030* vorgestellt.

Auch **türkiser** und **blauer** Wasserstoff weisen eine geringe CO<sub>2</sub>-Intensität auf, da die C-Atome eingelagert (blauer Wasserstoff) oder abgeschieden und weitergenutzt werden (türkiser Wasserstoff). Die Nutzung von sowohl blauem als auch türkischem Wasserstoff ist jedoch umstritten, da sichergestellt werden muss, dass die abgeschiedenen Produkte (CO<sub>2</sub> bzw. C) dauerhaft nicht in die Atmosphäre gelangen<sup>11</sup>. Deshalb ist davon auszugehen, dass beide Erzeugungspfade nur Übergangslösungen sein werden – nicht aber im Zielsystem eine Rolle spielen werden. Anlagen zur Produktion von türkischem Wasserstoff – die sogenannte Methanpyrolyse – sind zudem noch im Forschungsstadium und nicht einsatzbereit. Außerdem wird erwartet, dass Anlagen zur Erzeugung von blauem und türkischem Wasserstoff für große Produktionsmengen ausgelegt sein werden, die die Bedarfe der KielRegion übersteigen. Trotz geringer CO<sub>2</sub>-Intensität ist die Produktion von blauem oder türkischem Wasserstoff folglich kein Pfad, der von der KielRegion verfolgt wird.

Die – zumindest nach der Farbenlehre der NWS – **farblich nicht zugeordneten** Pfade der Wasserstoffherstellung aus Algen oder Biomasse über die chemische oder thermische Konversion können für die KielRegion ebenfalls von Interesse sein, da sie je nach Ausgangsstoff eine geringe CO<sub>2</sub>-Intensität aufweisen. Zudem hat beispielsweise die Wasserstoffherstellung aus Biogas über die Dampfreformierung (thermische Konversion) das Potenzial, Wasserstoff CO<sub>2</sub>-neutral herzustellen

<sup>10</sup> Ebenfalls könnten auch Abfälle für pyrolytische Prozesse oder theoretisch Graustrom für die Elektrolyse genutzt werden. Pfade, in denen Wasserstoff als Beiprodukt (z. B. Chloralkali-Elektrolyse) anfällt, sind hier nicht berücksichtigt.

<sup>11</sup> Bei der Verwendung von Erdgas ist ebenfalls zu beachten, dass bei Förderung und Transport teils Emissionen von CO<sub>2</sub> und CH<sub>4</sub> erfolgen. Die Nutzung trägt ebenso nicht dazu bei, dass Importabhängigkeiten verringert oder die regionale Wertschöpfung gesteigert werden.

und erprobte Technologien zu nutzen<sup>12</sup>. Zudem befinden sich in der KielRegion bereits Biogasanlagen, auf die für die Wasserstoffherzeugung zurückgegriffen werden könnte. Die biochemische Konversion von Algen hingegen befindet sich noch im Forschungsstadium und wird voraussichtlich nicht in den kommenden Jahren großflächig einsetzbar sein. Da der Wasserstoff je nach Verfahren ebenfalls CO<sub>2</sub>-neutral ist, kann er grundsätzlich ebenfalls als grün deklariert werden (entgegen der Farbenlehre der NWS). Diese Definition wendet auch die KielRegion an, um sich den hieraus ergebenden Potenzialen nicht zu verschließen.

**Grauer** Wasserstoff wird heutzutage bereits vielfach in der Industrie eingesetzt (jährlich ca. 55 TWh<sub>H<sub>2</sub></sub> in Deutschland<sup>13</sup>). Mit einer CO<sub>2</sub>-Intensität von mindestens 9 kg<sub>CO<sub>2</sub></sub>/kg<sub>H<sub>2</sub></sub><sup>14</sup> widerspricht er jedoch den Zielen der KielRegion. Daher wird er in den folgenden Analysen nicht weiter betrachtet.

Diese Erkenntnisse münden auch in der Vision (vgl. Kapitel *Wasserstoff-Vision*), die perspektivisch alleinig die Nutzung von grünem Wasserstoff vorsieht.

### Kosten der Wasserstoffherzeugung

Um Wasserstoff kostenoptimal zu erzeugen, ist es zunächst wichtig, ein Verständnis zu erlangen, wie hoch die Anteile der verschiedenen Kostenkomponenten an den Wasserstoffgestehungskosten sind. Da die Erzeugung mittels Wasserelektrolyse das höchste Mengenpotenzial hat (vgl. *Wasserstoffpotenziale KielRegion 2030*), wird sie im Folgenden als Referenz zur Analyse der Wasserstoffgestehungskosten herangezogen.

Hierfür wird eine beispielhafte Konfiguration eines 1-MW-Elektrolyseurs mit einem Wirkungsgrad von 67 Prozent<sup>15</sup> an einer Onshore-Windkraftanlage von 2 MW betrachtet (vgl. Abbildung 11)<sup>16</sup>. Die Strombezugskosten werden mit 5 ct/kWh angenommen. Zudem wird davon ausgegangen, dass weder die EEG-Umlage noch weitere Abgaben und Umlagen zu entrichten sind.

---

<sup>12</sup> Derzeit gibt es in Deutschland keine Anlagen, die per Dampfreformierung Wasserstoff aus Biogas herstellen. Die Anlagentechnik entspricht zu großen Teilen aber der Dampfreformierung von Erdgas, sodass die technologische Reife hoch ist. Erste Pilotanlagen werden aktuell geplant.

<sup>13</sup> Quelle: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2020): Die Nationale Wasserstoffstrategie.

<sup>14</sup> Betrifft den Fall der Erdgas-Dampfreformierung. Für die in Deutschland in der H<sub>2</sub>-Produktion ebenfalls in erheblichen Anteilen eingesetzten Energieträger Kohle und Öl betragen die CO<sub>2</sub>-Emissionen sogar rund 20 kg<sub>CO<sub>2</sub></sub>/kg<sub>H<sub>2</sub></sub>.

<sup>15</sup> Hierbei ist zu beachten, dass Verluste durch die Balance of Plant des Elektrolyseurs – zum Beispiel Steuerelektronik, Wasseraufbereitung, Gleichrichter – sowie Verluste für die Kompression und Trocknung nicht berücksichtigt sind. Durch die Strombedarfe der Balance of Plant erhöht sich der Strombedarf des Systems gegenüber dem reinen Stack um ca. 10 Prozent. Der zusätzliche Strombedarf für die Verdichtung ist abhängig vom Ausgangsdruckniveau der Elektrolyse und dem gewünschten Zieldruckniveau.

<sup>16</sup> Weitere Annahmen: spez. Investitionskosten des Elektrolyseurs: 1.250 €/kW, Genehmigungskosten: 1,2 Mio. €, Volllaststunden des Elektrolyseurs: 4.000 h/a, Betriebs- und Instandhaltungskosten (inkl. Wartung und Wiederbeschaffung der Stacks, exkl. Stromkosten): 2 %/a der Investitionskosten, Stromverbrauch für Aufbereitung und Kompression: 1,2 kWh/kg<sub>H<sub>2</sub></sub> (Ausgangsdruckniveau des Elektrolyseurs [ca. 30 bar] wird nicht gesteigert), Nutzungsdauer: 20 a, kalkulatorischer Zinssatz: 7 %/a, Direktleitung zur Windkraftanlage ohne zusätzlichen Netzanschluss.



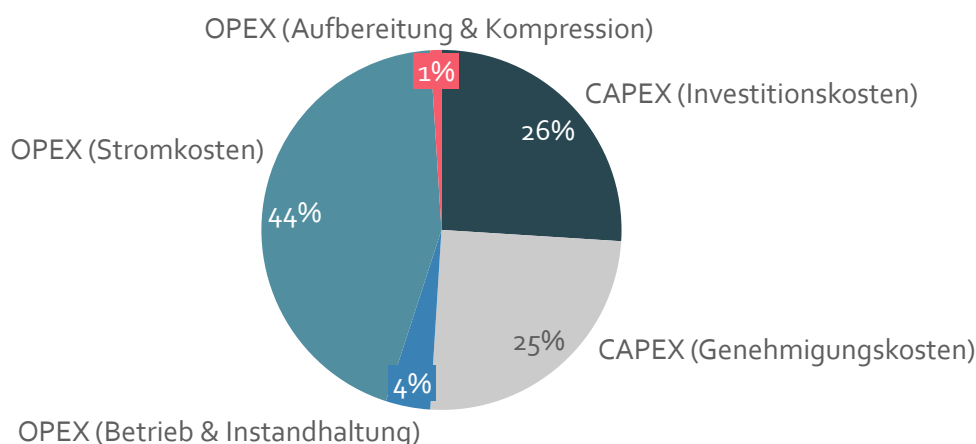


Abbildung 11: Anteilige Kostenparameter der Wasserelektrolyse  
©BMVI / Inhaltliche Ausarbeitung: BBH Consulting AG

Die Auswertung zeigt, dass unter den getroffenen Annahmen die Stromkosten der hauptsächliche Kostentreiber sind. Ein jeweils nahezu gleich großer Anteil der Gestehungskosten fällt auf die Investitions- und Genehmigungskosten. Die Aufwände für Betrieb & Instandhaltung sowie Aufbereitung & Kompression sind vergleichsweise gering.

Tabelle 1 zeigt auf, welche dieser Kostenparameter der Betreiber eines Elektrolyseurs selbst beeinflussen kann.

Tabelle 1: Wirtschaftliche Optimierungsparameter aus Sicht des Anlagenbetreibers

	kann beeinflusst werden	kann nicht/kaum beeinflusst werden
<b>CAPEX (Investitionskosten)</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Auslastungsgrad des Elektrolyseurs (VLS)</li> <li>▶ Nutzungsdauer (eingeschränkt)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Spezifische Investitionskosten des Elektrolyseurs</li> <li>▶ Kalkulatorischer Zinssatz</li> <li>▶ Wirkungsgrad des Elektrolyseurs</li> </ul>
<b>CAPEX (Genehmigungskosten)</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ -</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Dauer und Komplexität des Genehmigungsprozesses<sup>17</sup></li> </ul>
<b>OPEX (Betrieb &amp; Instandhaltung)</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ -</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Komponentenverschleiß</li> <li>▶ Wartungsaufwände</li> </ul>
<b>OPEX (Stromkosten sowie Aufbereitung &amp; Kompression)</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Strombezugspreis</li> <li>▶ Stromnebenkosten (Abgaben &amp; Umlagen)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Regulatorik</li> </ul>

Ein wesentlicher Hebel ist die **Auslastung des Elektrolyseurs**. 8.760 Volllaststunden bedeuten eine Auslastung von 100 Prozent. Wie Abbildung 12 zeigt, sinken die Wasserstoffgestehungskosten erheblich mit zunehmenden Volllaststunden des Elektrolyseurs.

<sup>17</sup> Die KielRegion / das Land Schleswig-Holstein kann dafür sorgen, dass die Genehmigungsprozesse vereinfacht werden, sodass sie weniger zeit- und damit kostenintensiv sind. In der Wasserstoffstrategie.SH wird diesem Punkt bereits Rechnung getragen. Dort heißt es konkret: „Die Landesregierung optimiert die Genehmigung von Wasserstoffanlagen.“

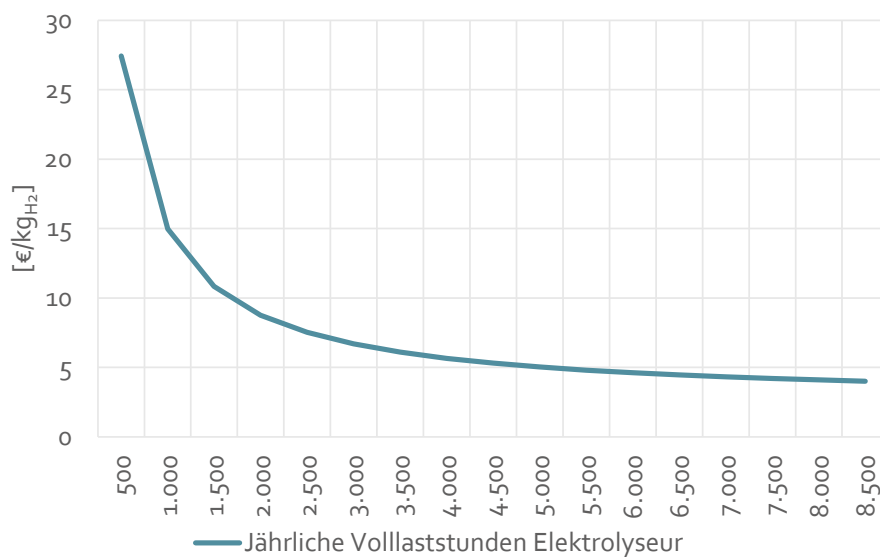


Abbildung 12: Sensitivität der Wasserstoffgestehungskosten in Abhängigkeit der Volllaststunden  
©BMVI / Inhaltliche Ausarbeitung: BBH Consulting AG

Mit steigenden Volllaststunden verlangsamt sich die Senkung der Kosten dabei zunehmend. Der zusätzliche wirtschaftliche Mehrwert steigender Volllaststunden sinkt in hohen Volllaststundenbereichen. Im Sinne einer möglichst kostengünstigen Wasserstoffproduktion sollte als Faustformel folglich mindestens ein Volllaststundenbereich von 2.000–3.000 h oder mehr angestrebt werden. Inwiefern dieser realisiert werden kann, hängt maßgeblich von dem Erzeugungsprofil der Strombezugsquelle und dem Verhältnis der installierten Leistung von EE-Anlage zu Elektrolyseur ab.

Analysen wie in Abbildung 13 zeigen, wie die Volllaststunden eines Elektrolyseurs vom Verhältnis der Leistung des Elektrolyseurs zur Leistung der EE-Anlage abhängen<sup>18</sup>. Beispielsweise sagt die Grafik aus, dass ein 1-MW-Elektrolyseur an einer 2-MW-PV-Anlage (Leistungsverhältnis von 0,5) 2.000 Volllaststunden aufweist und damit eine Auslastung von etwas mehr als 20 Prozent erzielt. Dabei wird unterstellt, dass EE-Anlage und Elektrolyseur mit einer Direktleitung verbunden sind und sich der Elektrolyseur nur aus der EE-Anlage und nicht zusätzlich über das Stromnetz versorgt.

<sup>18</sup> Für die Windkraft- und die PV-Anlage wird ein normiertes Stromerzeugungsprofil für das Jahr 2019 herangezogen.

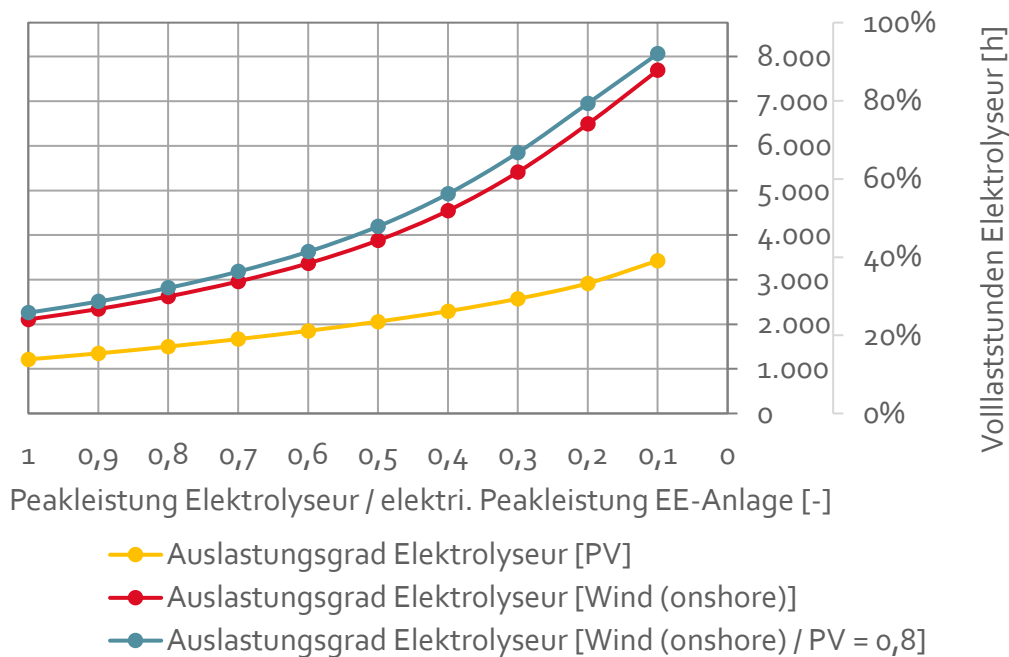


Abbildung 13: Sensitivität der Volllaststunden eines Elektrolyseurs in Abhängigkeit der Leistungsverhältnisse  
©BMVI / Inhaltliche Ausarbeitung: BBH Consulting AG

Folgende Rückschlüsse lassen sich aus der Grafik ableiten<sup>19</sup>:

- ▶ Elektrolyseure an Windkraftanlagen (s. rote Linie) können bei gleichem Verhältnis der Anlagenleistungen weitaus höhere Volllaststunden erreichen als an PV-Anlagen (s. gelbe Linie).
- ▶ Bei einer vergleichsweise klein dimensionierten Elektrolyseanlage in Relation zur Windkraftanlage können Auslastungsgrade der Elektrolyse nahe der 100 Prozent erreicht werden.
- ▶ An PV-Anlagen gekoppelte Elektrolyseure haben weitaus niedrigere Auslastungsgrade. Je nach Konfiguration sind Auslastungen über 2.000 Volllaststunden aber ebenfalls realistisch zu erzielen.
- ▶ Aufgrund von Gleichzeitigkeitseffekten lassen sich die Volllaststunden eines Elektrolyseurs, der sich sowohl aus einer Windkraft- als auch aus einer PV-Anlage speist, im Vergleich zum reinen Strombezug aus einer Windkraftanlage nur geringfügig steigern (s. petrolfarbene Linie).

Darüber hinaus verdeutlicht die Grafik, dass eine Kopplung eines Elektrolyseurs mit volatilen Erneuerbare-Energien-Erzeugern komplex ist. Eine Kopplung von Elektrolyseanlagen an EE-Anlagen, die statt einer fluktuierenden eine zeitlich gleichmäßigere Stromproduktion liefern, könnte dieses Problem lösen. Anlagen, die erneuerbar und zudem gleichmäßig Strom produzieren, sind insbesondere Müllheizkraftwerke (MHKW) und Biogasanlagen. Bei Ersteren wird der verbrannte Abfall nach einem Abfallschlüssel gemäß Abfallverzeichnis-Verordnung eingestuft. Diesem Abfallschlüssel ist ein bestimmter prozentualer biogener Anteil zugewiesen. Der aus biogenen Anteilen erzeugte Strom wird von einem Gutachter geprüft und beim Umweltbundesamt im Herkunftsnachweisregister für Ökostrom zertifiziert. Biogasanlagen produzieren ebenfalls sehr konstant erneuerbaren Strom. Diesen jedoch für eine Elektrolyse zu nutzen, ist energetisch nicht sinnvoll: Mit der Dampfreformierung von Biogas zu Wasserstoff (thermische Konversion) kann weitaus mehr

<sup>19</sup> Hierbei ist zu beachten, dass den Rechnungen verschiedene Annahmen unterliegen, weshalb die gezogenen Rückschlüsse nicht verallgemeinert werden können.

Wasserstoff aus der gleichen Menge an Biomasse hergestellt werden als über den Weg der Stromerzeugung und der anschließenden Elektrolyse<sup>20</sup>.

Bei den Überlegungen zur Steigerung der Auslastungsgrade ist zu berücksichtigen, dass der nicht genutzte Strom der EE-Anlage anderweitig vermarktet werden muss. Hierbei sind die regulatorischen Vorgaben – insbesondere aus dem EEG – zu berücksichtigen (s. folgende Seiten).

Ein weiterer Stellhebel zur Minimierung der Wirtschaftlichkeit sind die technischen **Nutzungsdauern** des Elektrolyseurs. Grundsätzlich betragen diese 20 Jahre, worauf der Anlagenbetreiber keinen wesentlichen Einfluss hat. Die viel diskutierten ausgeförderten Windkraftanlagen<sup>21</sup> bergen bezüglich der Nutzungsdauer jedoch erhebliche Risiken: Wenn diese aus der anfänglichen 20-jährigen Festvergütung rausfallen, haben sie eine unsichere Restnutzungsdauer. Damit sie weiterbetrieben werden dürfen, müssen die Anlagenbetreiber ein sogenanntes Weiterbetriebsgutachten<sup>22</sup> erstellen lassen. Hierbei wird ebenfalls eine Abschätzung zur Restlaufzeit vorgenommen. Aktuell wird davon ausgegangen, dass ein Großteil der Windkraftanlagen eine Restlaufzeit von null bis sieben Jahren mit ca. drei Jahren im Mittel aufweist. Dennoch ergibt sich bei allen Anlagen eine Diskrepanz zwischen Laufzeit der Windkraftanlage und der des Elektrolyseurs. Für den wahrscheinlichen Fall, dass es am gleichen Standort keine anderen Windkraftanlagen gibt, würde dies einen Rückbau und Verkauf oder eine Neuaufstellung des Elektrolyseurs an einem neuen Standort bedeuten. Wie in Abbildung 11 dargestellt, verursachen die initialen Genehmigungskosten ca. ein Viertel der Gesamtkosten. Mindestens diese Kosten würden zumindest zu Teilen bei Rückbau und Neuaufbau an einem anderen Standort erneut anfallen. Die Anbindung eines Elektrolyseurs an eine ausgeförderte Windkraftanlage ist folglich nur bedingt zu empfehlen. Die Ableitungen sind für ausgeförderte PV-Anlagen ebenfalls gültig. PV-Anlagen weisen in der Regel jedoch längere Restlebenszeiten von zusätzlichen zehn Jahren auf.

Die Stromkosten setzen sich aus zwei Parametern zusammen: den **Strombezugskosten** und den **Stromnebenkosten**. Erstere sind vor allem von der gewählten Stromquelle abhängig. Hierbei sind weniger die Stromgestehungskosten der Orientierungswert, sondern der Preis, den der Elektrolyseurbetreiber dem Stromanlagenbetreiber bezahlen muss. Als zu überbietende Referenz sind das im Regelfall die EEG-Vergütungssätze. Für ausgeförderte Anlagen muss der gezahlte Strompreis einerseits die im EEG 2021 geregelte Anschlussförderung sowie andererseits die Weiterbetriebskosten plus eine gewisse Renditeanforderung übersteigen<sup>23</sup>. In der Abbildung 14 sind die im Durchschnitt zu zahlenden Strombezugskosten für Wind- und PV-Anlagen und Altersklassen aufgeführt.

---

<sup>20</sup> Elektrolysepfad:  $\eta_{\text{Biogas} \rightarrow \text{Strom}} (28\text{--}47\%) * \eta_{\text{Strom} \rightarrow \text{H}_2} (\sim 65\%) = \sim 19\text{--}32\%$

Pfad Dampfreformierung:  $\eta_{\text{Biogas} \rightarrow \text{H}_2} = \sim 49\%$ ; jeweils reine Berücksichtigung der elektrischen Wirkungsgrade.

<sup>21</sup> Gemeint sind EEG-Anlagen, die nach einer meist zwanzigjährigen Förderdauer nicht mehr die Ursprungsvergütung erhalten. Der oftmals verwendete Begriff Post-EEG-Anlagen wird – um Missverständnisse vorzubeugen – nicht verwendet, da die Anlagen weiterhin unter das EEG fallen. Sie erhalten lediglich nicht mehr die Ursprungsvergütung.

<sup>22</sup> Auch Laufzeitverlängerungsgutachten (LZV) genannt.

<sup>23</sup>  $\text{Strompreis} \geq \text{Alternativerlöse im EEG} (= \text{energieträgerspezifischer Monatsmarktwert} - \text{Vermarktungskosten}) + \text{Rendite}$  und  $\text{Strompreis} \geq \text{Weiterbetriebsinvestition} + \text{Betriebskosten} + \text{Rendite}$ .

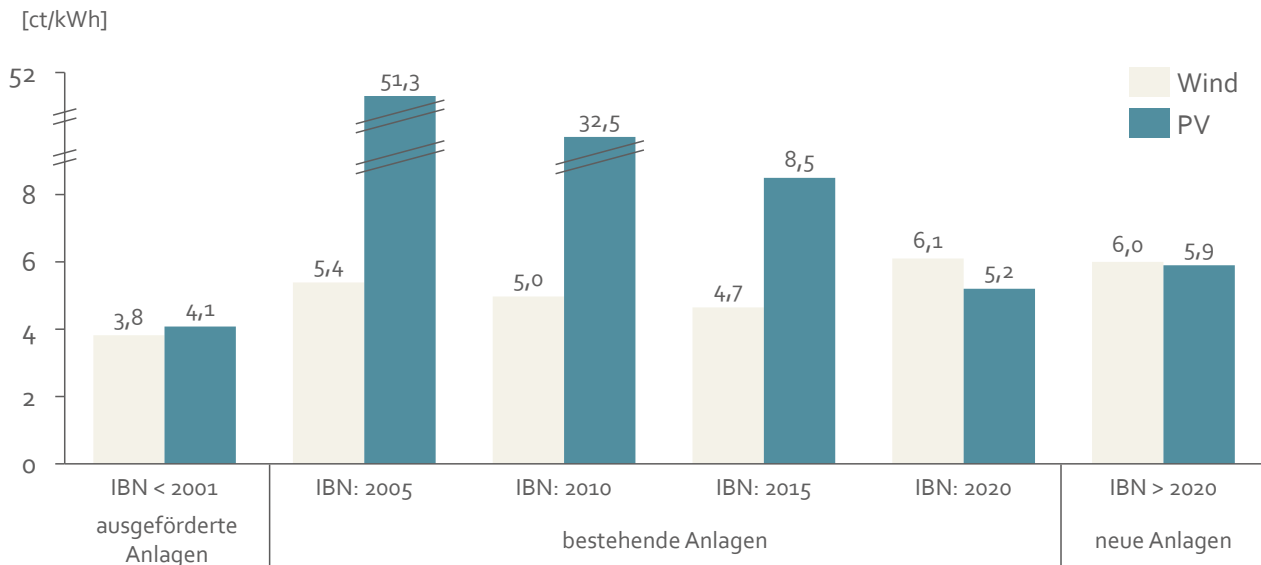


Abbildung 14: Strombezugskosten für Wind- und PV-Anlagen verschiedener Altersklassen<sup>24</sup>  
©BMVI / Inhaltliche Ausarbeitung: BBH Consulting AG

Die Analyse zeigt, dass ausgeförderte Anlagen im Durchschnitt die niedrigsten Strombezugskosten von rund circa 4 ct/kWh ermöglichen. Die kürzeren und unsichereren Lebensdauern schwächen diesen Vorteil in Bezug auf die Wasserstoffgestehungskosten jedoch ab (s. oben). Bei bestehenden Anlagen sind Windkraftanlagen mit etwa 5 ct/kWh deutlich günstiger als PV-Anlagen, da diese vor allem in den frühen Jahren des EEG sehr hohe Förderungen erhalten haben. Lediglich für den Fall der Inbetriebnahme im Jahr 2020 kehrt sich dieses Bild um. Der Grund hierfür ist, dass die Ausschreibungen für Windkraftanlagen im Gegensatz zu PV-Ausschreibungen unterzeichnet waren, wodurch die Förderhöhen angestiegen sind. Sobald Bestandsanlagen aus der zwanzigjährigen Förderung herausfallen, orientiert sich die Ermittlung der Strombezugskosten wie bei aktuell ausgeförderten Anlagen an den Weiterbetriebskosten bzw. der gesetzlichen Auffangvergütung. Für neue Anlagen, die im Zuge des EEG 2021 gebaut werden, sind die zu überbietenden Referenzkosten noch unsicher. Im Sinne einer konservativen Abschätzung werden die maximal zulässigen Gebotswerte als Referenzkosten angenommen. In Summe zeigt sich, dass ausgeförderte Windkraftanlagen aus Sicht des Elektrolyseurbetreibers am kostengünstigsten im Strombezug sind. Inwiefern die niedrigeren Nutzungsdauern diesen Preisvorteil zuwiderlaufen, ist im Einzelfall zu prüfen.

Zweiter und ebenfalls beeinflussbarer Parameter der Stromkosten sind die **Stromnebenkosten**. Sie setzen sich aus den Netzentgelten, der EEG-Umlage, der Stromsteuer sowie den netzentgeltgekoppelten Abgaben und Umlagen zusammen und müssen auf den Strombezugspreis addiert werden. Elektrolyseure gelten als Letztverbraucher und müssen damit, sofern für den Strombezug auch das Netz der allgemeinen Versorgung genutzt wird, grundsätzlich alle Abgaben und Umlagen entrichten. Eine Ausnahme sind die **Netzentgelte**, von denen Elektrolyseure für 20 Jahre ab Inbetriebnahme befreit sind<sup>25</sup>. Folglich muss ein Elektrolyseur die in Abbildung 15 aufgeführten Abgaben und Umlagen zunächst entrichten. Im Vergleich zu den in Abbildung 14 ausgewiesenen Strombezugskosten zeigt sich, dass die Stromnebenkosten von maximal knapp 10 ct/kWh einen großen

<sup>24</sup> Angaben sind beispielhaft für eine 1-MW-PV-Freiflächenanlage und eine 1-MW-Windkraftanlage. Die Werte stellen Durchschnittswerte dar, die in Einzelfällen abweichen können. Detaillierte Annahmen zur angewendeten Methodik sind im Anhang zu finden.

IBN: Inbetriebnahme.

<sup>25</sup> § 118 Abs. 6 S. 1 und 7 EnWG; nach der Rechtsprechung des BGH umfasst die Befreiung nach § 118 Abs. 6 EnWG nicht die netzentgeltgekoppelten Abgaben und Umlagen.

Einfluss auf die Wasserstoffgestehungskosten (ca. 5 €/kg<sub>H2</sub>) haben. Bei der Projektkonzeptionierung in der KielRegion müssen Wege gefunden werden, um diese zu verringern.

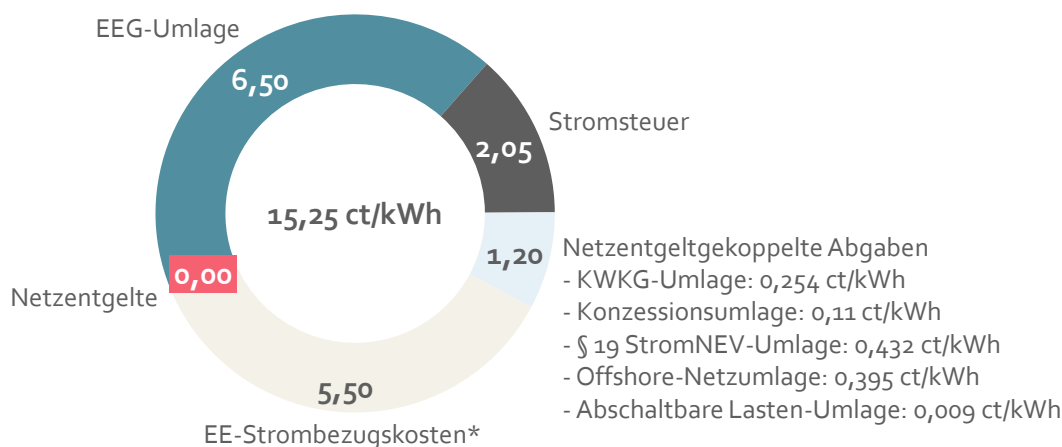


Abbildung 15: Mögliche Strompreisbestandteile für Elektrolyseure (2021)<sup>26</sup>  
©BMVI / Inhaltliche Ausarbeitung: BBH Consulting AG

Die **EEG-Umlage** ist der meist diskutierte Preisbestandteil, da er den größten Anteil an den Stromnebenkosten ausmacht. Über das EEG 2017 gab es bereits Möglichkeiten, eine (Teil-)Befreiung zu erzielen. Im Zuge des EEG 2021 werden zwei weitere Möglichkeiten geschaffen (vgl. Abbildung 16).

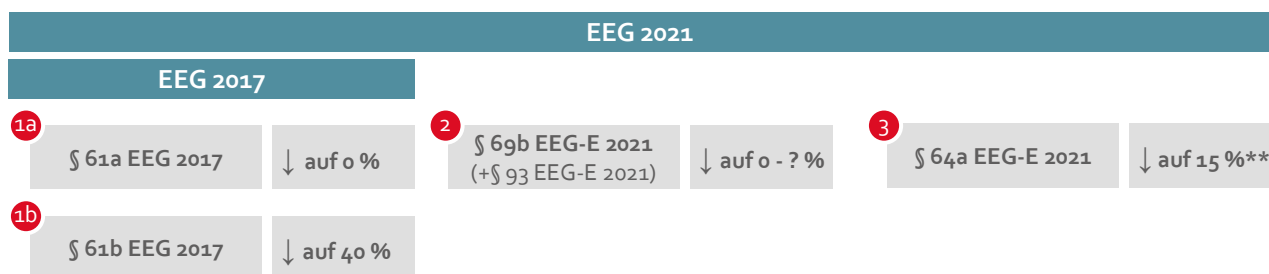


Abbildung 16: Wege der EEG-Umlagereduzierung<sup>27</sup>  
©BMVI / Inhaltliche Ausarbeitung: BBH Consulting AG

Eine wesentliche Anforderung für die EEG-Umlagebefreiung/-reduktion nach den Optionen (1a) und (1b) ist die sogenannte Eigenversorgung<sup>28</sup>. Option (2) ermöglicht grundsätzlich eine EEG-Umlagebefreiung für grünen Wasserstoff um bis zu 100 Prozent. Diese Vorschrift greift unabhängig davon, ob die Voraussetzungen der Eigenversorgung gegeben sind.<sup>29</sup> Die Anforderungen an grünen Wasserstoff sollen nach § 93 EEG 2021 über eine noch zu erstellende Verordnung definiert werden. Hierfür soll der Diskussions- und Umsetzungsprozess der „RED II“ abgewartet werden.<sup>30</sup>

<sup>26</sup> \*Angenommene Ausschreibungsergebnisse für große PV-/Windkraftanlagen 2021.

<sup>27</sup> Die Abbildung zeigt die wesentlichen Möglichkeiten auf – jedoch nicht alle potenziellen Wege. Auch bietet § 64a unter gewissen Voraussetzungen die Möglichkeit der Reduzierung der EEG-Umlage auf 0,1 ct/kWh.  
<sup>\*\*</sup> Je nach Einzelfall kann die EEG-Umlage zudem auf 0,5 % der Bruttowertschöpfung begrenzt werden (s. Text).

<sup>28</sup> Voraussetzungen für die Eigenversorgung: (i) räumlicher Zusammenhang zwischen der Elektrolyseanlage und der Stromerzeugungsanlage, (ii) Personenidentität zwischen dem Betreiber der Stromerzeugungsanlage und der Elektrolyse, (iii) keine Netzdurchleitung des Stroms (stattdessen Direktleitung zwischen Stromerzeugungsanlage und Elektrolyse) sowie (iv) die Zeitgleichheit.

<sup>29</sup> BT-Drs. 19(9)909, S. 291.

<sup>30</sup> BT-Drs. 19(9)909, S. 291.

Die Rechtsverordnung nach § 93 EEG 2021 wird spätestens bis zum 30.06.2021 erlassen.<sup>31</sup> Bis dahin greift die neue Regelung zur Befreiung noch nicht. Fest steht, dass „inhaltliche, räumliche oder zeitliche Anforderungen“ gestellt werden können. Nach § 93 EEG 2021 und der Gesetzesbegründung muss in der Verordnung bestimmt werden, dass für die Herstellung des Wasserstoffs nur Strom aus erneuerbaren Energien verbraucht werden darf, der keine EEG-Förderung in Anspruch genommen hat, und dass sich die Einrichtung zur Herstellung des Wasserstoffs systemdienlich ins Stromnetz integrieren lassen muss.<sup>32</sup> Der Gesetzgeber behält sich zudem vor, die Anforderungen mit fortschreitender Zeit und zunehmender Marktreife zu verschärfen („Phase-in“-Ansatz) und neben der Komplettbefreiung auch eine Teilbefreiung von der EEG-Umlage für geringere Anforderungserfüllungen zu implementieren.<sup>33</sup> Folglich ist derzeit noch nicht abzusehen, wie einfach oder schwer es sein wird, die EEG-Umlagereduzierung auf bis zu 0 Prozent zu drücken. Zusätzlich schafft das EEG 2021 die Option (3) der EEG-Umlagereduzierung auf 15 Prozent für stromkostenintensive Unternehmen nach § 64a EEG 2021. Je nach Einzelfall kann die EEG-Umlage zudem auf 0,5 Prozent der Bruttowertschöpfung begrenzt werden, die ein Unternehmen im arithmetischen Mittel der letzten abgeschlossenen Geschäftsjahre erzielt hat, sofern die Stromkostenintensität des Unternehmens mindestens 20 Prozent betragen hat (sog. Super-Cap). Wird die EEG-Umlage begrenzt, wird auch die KWK- und Offshore-Haftungsumlage begrenzt. Insgesamt lässt sich festhalten, dass es eine gewisse Palette an Wegen zur EEG-Umlagebefreiung/-reduktion gibt. Welcher Weg der sinnvollste ist, muss projektspezifisch geklärt werden. Dabei steht die Detailregelung für die weitgehendste Regelung für neue Projekte, § 69b EEG 2021, über eine Verordnung noch aus.

Um eine Befreiung des in der Elektrolyse genutzten Stroms von der **Stromsteuer** zu erreichen, gibt es verschiedene Wege, die in Tabelle 2 dargestellt sind.

Tabelle 2: Wege und Anforderungen zur Stromsteuerbefreiung für Elektrolyseure<sup>34</sup>

Hintergrund im StromStG	Größe Stromerzeuger	EE-Strom	Eigenversorgung	Anbindung & Verortung	Weiteres
§9a Abs. 1 Nr. 1	egal	-	-	egal	Unternehmen des produzierenden Gewerbes
§9 Abs. 1 Nr. 1	> 2 MW	x	x	Direktleitung <sup>35</sup>	-
§9 Abs. 1 Nr. 3a	≤ 2 MW	x	x	Direktleitung <sup>35</sup>	-
§9 Abs. 1 Nr. 3b	≤ 2 MW	x	-	Räumlicher Zusammenhang	-
§9 Abs. 1 Nr. 6	≤ 2 MW	-	-	Inselnetz	-

<sup>31</sup> Vgl. § 96 Abs. 4 EEG 2021.

<sup>32</sup> BT-Drs. 19(9)909, S. 294.

<sup>33</sup> BT-Drs. 19(9)909, S. 294.

<sup>34</sup> Vereinfachte Darstellung. Die Abbildung zeigt die wesentlichen Möglichkeiten auf – jedoch nicht alle potenziellen Wege. Im spezifischen Fall bedarf es einer projektscharfen Prüfung, ob die Anforderungen zur Steuerbefreiung erfüllt werden.

<sup>35</sup> Als Teil der Eigenversorgung.

Die **netzentgeltgekoppelten** Abgaben können vermieden werden, indem der Strom zum Beispiel im Wege einer Direktleitung zwischen Stromerzeugungsanlage und Elektrolyseur nicht durch das Netz der allgemeinen Versorgung geleitet wird.

Um die Auswirkungen aufzuzeigen, wenn verschiedene Abgaben und Umlagen vermieden werden, gibt Abbildung 17 einen Überblick über die Stromkosten für verschiedene Konstellationen:

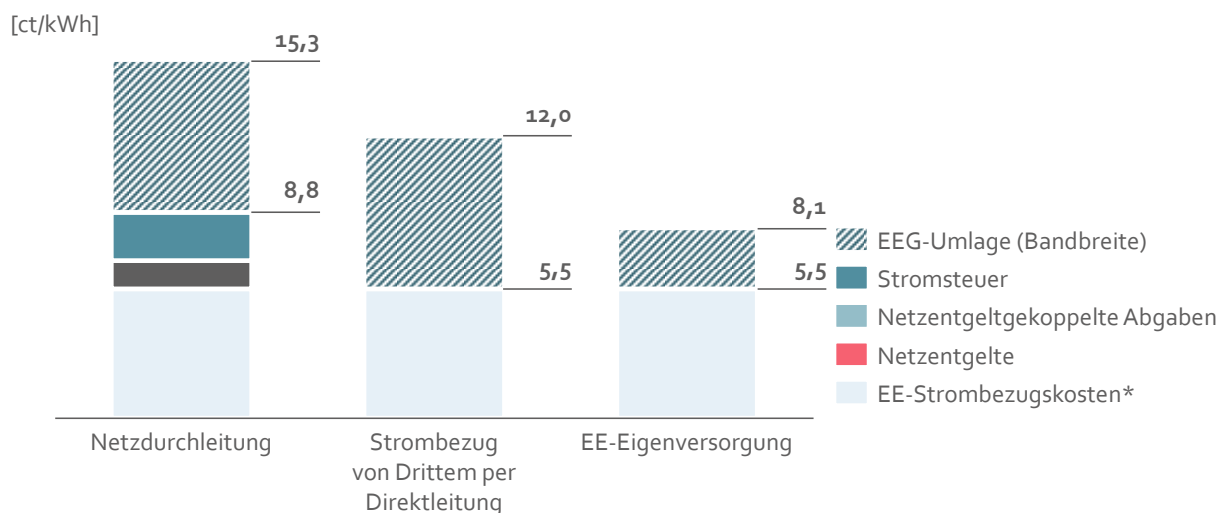


Abbildung 17: Strombezugskosten für Elektrolyseure in verschiedenen Konstellationen<sup>36</sup>  
©BMVI / Inhaltliche Ausarbeitung: BBH Consulting AG

Es zeigt sich, dass die EE-Eigenversorgung (rechte Säule) bisher im Regelfall der „Königsweg“ ist. Außer der EEG-Umlage fallen keine der dargestellten Abgaben und Umlagen an. Zudem reduziert sich die EEG-Umlage auf 40 Prozent – in besonderen Einzelfällen kann nach § 61a EEG 2021 auch eine vollständige Befreiung greifen. Zukünftig kann unter Anwendung des neuen § 69b EEG 2021 (Option (2)) aber auch – in Abhängigkeit der Ausgestaltung der Verordnung nach § 93 EEG 2021 – der Strombezug von einem Dritten über eine Direktleitung (mittlere Säule) zu gleichen Kosten führen, wenn eine 100-prozentige EEG-Umlagebefreiung erfolgt. Die Netzdurchleitung (linke Säule) wird – trotz der auch hier greifenden EEG-Umlagebefreiungsmöglichkeit nach § 69b EEG 2021 – auch zukünftig am teuersten in Bezug auf die Stromnebenkosten sein, weil dort jedenfalls noch die netzentgeltgekoppelten Abgaben anfallen.

Um quantitativ bewerten zu können, zu welchen wirtschaftlichen Resultaten die aufgezeigten Stell-schrauben in der KielRegion führen, werden abschließend für die Jahre 2020 und 2030 die Wasserstoffgestehungskosten für zwei Best-Practice-Konstellationen berechnet (vgl. Abbildung 18). Hierbei werden die vier Parameter, worauf der Elektrolysebetreiber Einfluss hat, für beide Jahre wie folgt definiert<sup>37</sup>:

- ▶ Volllaststunden: 4.000 h/a
- ▶ Nutzungsdauer: 20 a (2020) / 23 a (2030)
- ▶ Strombezugskosten: Onshore-Windkraftanlage mit Strombezugskosten von 5 ct/kWh

<sup>36</sup> Säule 1 gilt für den Fall, dass es sich nicht um ein Unternehmen des produzierenden Gewerbes handelt.  
\* Prognostizierte Ausschreibungsergebnisse für große PV-/Windenergieanlagen im Marktprämienmodell in der Direktvermarktung 2021.

<sup>37</sup> Weitere Annahmen: 1-MW-Elektrolyseur, EL-Stack-Wirkungsgrad 2020: 67 Prozent und 2030: 69 Prozent, Genehmigungskosten 2020: 1,2 Mio. € und 2030: 0,6 Mio. €, spezifische Investitionskosten des EL-Systems 2020: 1.250 €/kW und 2030: 900 €/kW, Ausgandsdruckniveau: 30 bar.



- ▶ Stromnebenkosten: auf 0 gesenkt

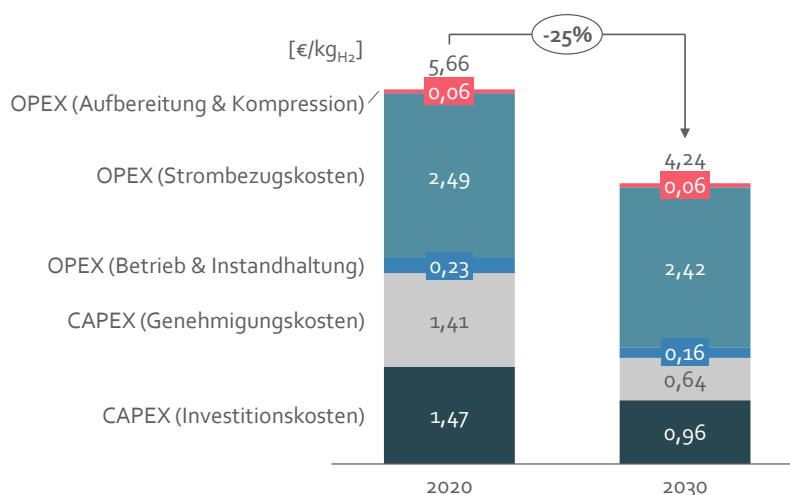


Abbildung 18: Wasserstoffgestehungskosten in den Jahren 2020 und 2030  
©BMVI / Inhaltliche Ausarbeitung: BBH Consulting AG

Die Berechnungsergebnisse zeigen für die getroffenen Annahmen, dass 2020 in der KielRegion durch die Berücksichtigung der Optimierungsparameter Gestehungskosten für grünen Wasserstoff von unter 6 €/kg<sub>H2</sub> realisiert werden können. Durch günstigere Systemkosten, bessere Wirkungsgrade und niedrigere Genehmigungskosten sinken diese bis 2030 um knapp 1,5 €/kg<sub>H2</sub> auf etwas mehr als 4 €/kg<sub>H2</sub>.

### Bewertung der Pfade zur Wasserstoffherzeugung

In den vorangegangenen Analysen wurde der Fokus auf die Optimierung der Ökonomie von Elektrolyseuren gelegt. Energiesysteme unterliegen jedoch immer dem Spannungsfeld aus Ökonomie, Ökologie und Versorgungssicherheit<sup>38</sup>. Für eine umfassende Bewertung von Wasserstoffherzeugungspfaden müssen also die Kriterien Ökologie und Versorgungssicherheit zusätzlich herangezogen werden. Abbildung 19 zeigt für die in der KielRegion relevanten Erzeugungspfade eine Gesamtbewertung auf.

<sup>38</sup> Die vierte Dimension der Sozialverträglichkeit ist projektspezifisch ebenfalls zu betrachten.

	Stromquellen für Wasserelektrolyse						Weitere H <sub>2</sub> -Pfade			
	Wind (ausgef.)	PV (ausgef.)	Wind (Bestand)	PV (Bestand)	Wasser (Bestand)	Abgeregelter Strom	Wind (neu)	PV (neu)	MHKW	Biogas (ausgef.)
Bewertung Ökonomie	↗	↗	↘	↘	↘	↘	↘	↘	↗	↘
Bewertung Ökologie	↗	↗	↗	↗	↗	↗	↗	↗	↘	↘
Bewertung Versorgungssicherheit	↘	↘	↘	↘	↗	↘	↗	↗	↗	↗




 sehr gute Eignung    
 mittlere Eignung    
 sehr schlechte Eignung

Abbildung 19: Bewertung verschiedener Wasserstofferzeugungspfade  
©BMVI / Inhaltliche Ausarbeitung: BBH Consulting AG

In die Bewertung der **ökologischen** Vor- oder Nachteilhaftigkeit einzelner Pfade fließen die mit dem Pfad verbundenen CO<sub>2</sub>-Emissionen sowie die **Zusätzlichkeit**<sup>39</sup> des Stroms ein. Zunächst ist festzuhalten, dass alle Pfade erneuerbaren Strom nutzen, wodurch sie eine geringe CO<sub>2</sub>-Intensität aufweisen. Da der Stromsektor jedoch noch nicht zu 100 Prozent mit erneuerbaren Energien versorgt wird – im Jahr 2019 waren es 44,2 Prozent in Deutschland –, besteht jedoch bei jeder Nutzung von EE-Strom für die Elektrolyse eine Konkurrenz zur Nutzung des Stroms in elektrischen Anwendungen. Der Vorteil der direkten Nutzung des Stroms liegt darin, dass die Wirkungsgradverluste der Elektrolyse nicht anfallen. Aus diesem Grund wird folglich oftmals eine **Zusätzlichkeit** des Stroms gefordert. Es kann jedoch auch Gründe geben, um auf eine **Zusätzlichkeit** in Sonderfällen zu verzichten – beispielsweise, um kurzfristig Anschubeffekte für den Aufbau einer regionalen Wasserstoffwirtschaft zu geben. Vor diesem Hintergrund erfolgt eine differenzierte Bewertung der einzelnen Pfade:

- ▶ **Ausgeförderte** Anlagen (Wind und PV) würden trotz der im EEG 2021 vereinbarten Aufangvergütung zumindest teilweise Probleme haben, einen wirtschaftlich tragfähigen Weiterbetrieb zu realisieren. Vor allem Anlagen, die nicht repowert werden können<sup>40</sup>, würden rückgebaut werden. Sollte die Wasserstofferzeugung diesen rückbaugesährdeten Anlagen einen Weiterbetrieb ermöglichen, kann von „Zusätzlichkeit“ der Stromerzeugung gesprochen werden. Deshalb sind (rückbaugesährdete) ausgeförderte Anlagen aus ökologischer Sicht sehr geeignet für die Wasserstofferzeugung.
- ▶ **EE-Bestandsanlagen** sind wie oben beschrieben zwar CO<sub>2</sub>-frei, haben aber keine **Zusätzlichkeit**, da sie den erneuerbaren Strom dem Stromsektor entziehen. Deshalb werden sie als weniger geeignet als ausgeförderte Anlagen eingestuft.
- ▶ Strom aus **abgeregelten** EE-Anlagen hat die höchste ökologische Wertigkeit, da dieser Strom CO<sub>2</sub>-frei ist und nicht dem Stromsektor zur Verfügung steht.

<sup>39</sup> Zusätzlichkeit ist in diesem Bericht nicht im Sinne des Art. 27 Abs. 3 lit. a) RED II zu verstehen, wonach die Stromerzeugungsanlage nach oder gleichzeitig mit der Elektrolyseanlage den Betrieb aufnehmen muss.

<sup>40</sup> Hochrechnungen gehen davon aus, dass dies für ca. 50 Prozent der Windkraftanlagen der Fall sein wird.

- ▶ Strom aus **neu** zu errichtenden EE-Anlagen erfordert in Bezug auf die Zusätzlichkeit eine besonders differenzierte Betrachtung. Hier ist beispielsweise zu berücksichtigen, ob zusätzlicher Stromverbrauch durch Elektrolyseanlagen in die EE-Ausbauziele der Bundesregierung eingeflossen sind und zu einer Anhebung geführt haben<sup>41</sup>. Werden neue EE-Anlagen aber beispielsweise außerhalb von Ausschreibungen errichtet, kann Zusätzlichkeit angenommen werden. Auch ein Zielabweichungsverfahren (vgl. Kapitel 6.2) kann ein probater Weg sein, um Zusätzlichkeit herzustellen.
- ▶ Strom aus einem **MHKW** kann entsprechend den biogenen Anteilen des Mülls als erneuerbar ausgewiesen werden. Bei der Verbrennung entstehen jedoch CO<sub>2</sub>-Emissionen, die vorher der Luft entnommen und in die Biomasse eingelagert wurden. Der Gesamtkreislauf ist also CO<sub>2</sub>-neutral. Dennoch gibt es Diskussionen, wie ökologisch wertvoll dieser Stromanteil ist. Aus diesem Grund bewertet die KielRegion die Ökologie leicht unterdurchschnittlich. Zudem wird bei Strom aus bestehenden MHKW keine Zusätzlichkeit erreicht.
- ▶ Bei der Wasserstoffherzeugung aus **Biogas** greift die gleiche Diskussion wie beim MHKW. Auch hier wird vor Ort CO<sub>2</sub> emittiert, welches aber vorher aus der Luft in der Biomasse eingelagert wurde. Zudem ist der Input für die Biogasherstellung (die Biomasse) rein biogen und nicht wie der Müll beim MHKW nur zu Anteilen. Bei Wasserstoff aus Biogas und damit aus Biomasse stellen sich jedoch immer Fragen der priorisierten Anwendungsfelder der Biomasse<sup>42</sup>. Aus den genannten Gründen wird die Eignung von Wasserstoff aus der Dampfreformierung von Biogas aus ökologischer Sicht als mittel eingestuft. Von Zusätzlichkeit kann analog zu ausgeförderten Windkraft- und PV-Anlagen gesprochen werden, wenn durch die Wasserstoffproduktion ein Rückbau der Anlage vermieden wird.

Neben der ökonomischen und ökologischen Bewertung ist die **Versorgungssicherheit** mit Wasserstoff für die Verbraucher ein wesentliches Kriterium. Volkswirtschaftlich gesehen hat Versorgungssicherheit für eine Industrienation wie Deutschland unstrittig eine sehr hohe Bedeutung. Genauso ist sie auch auf regionaler Ebene beim Aufbau einer Wasserstoffwirtschaft zu berücksichtigen. Ein ÖPNV-Betreiber, der seine Busflotte auf Brennstoffzellenbusse umstellen möchte, braucht eine garantierte Versorgung mit Wasserstoff, um seine Aufgabe der Daseinsvorsorge zuverlässig zu erfüllen. Ein ökologisch und ökonomisch geeigneter Pfad, der nur eine geringe Versorgungssicherheit aufweist, ist aus seiner Sicht nicht gangbar. Deshalb werden die in Abbildung 19 aufgeführten Erzeugungspfade auch unter dem Kriterium der Versorgungssicherheit bewertet:

- ▶ **Ausgeförderte** Windkraftanlagen haben wie oben beschrieben eine begrenzte Restlaufzeit, die zudem eine hohe Unsicherheit aufweist. Zudem ist die Strom- und damit Wasserstoffherzeugung aufgrund der Abhängigkeit vom Wind volatil. Insgesamt sind ausgeförderte Windkraftanlagen nicht versorgungssicher.
- ▶ **Ausgeförderte** PV-Anlagen haben in der Regel vergleichsweise lange Restlaufzeiten von circa zehn Jahren und ein geringeres Risiko von unerwarteten Totalausfällen. Analog zu ausgeförderten Windkraftanlagen ist die Energieerzeugung volatil, sodass sie in Summe eine mittlere Eignung aufweisen.

---

<sup>41</sup> Dies kann im Rahmen der EEG-2021-Novelle bezweifelt werden, da für die Jahre bis 2030 von einem nahezu konstanten Stromverbrauch ausgegangen wird.

<sup>42</sup> Eine vertiefte Diskussion der Nutzung von Biomasse wird an dieser Stelle nicht vorgenommen. Sie ist grundsätzlich aber zu befürworten.

- ▶ Für **bestehende** Windkraft- und PV-Anlagen wird die Versorgungssicherheit als mittel eingestuft. Ihre Laufzeit ist bekannt und vergleichsweise sicher, ihre Energieerzeugung aber wetterabhängig.
- ▶ **Bestehende** (Lauf-)Wasserkraftanlagen liefern konstant Strom und laufen über einen langen Zeitraum stabil. Mit ihnen lässt sich eine hohe Versorgungssicherheit erzielen.
- ▶ Strom aus **abgeregelten** Anlagen fällt nur unregelmäßig und schwer prognostizierbar an. Elektrolyseure mit einer ausschließlichen Kopplung an EE-Anlagen, die zeitweise abgeregelt werden, haben folglich eine sehr niedrige Versorgungssicherheit.
- ▶ Strom aus **neu** zu errichtenden **EE-Anlagen** ist positiver als bei Bestandsanlagen des gleichen Energieträgers zu bewerten, da sie zum einen weniger fehleranfällig sind und zum anderen über eine höhere verbleibende Restlaufzeit verfügen.
- ▶ **MHKWs** laufen sehr zuverlässig und liefern ein nahezu konstantes Stromband. In Bezug auf die Versorgungssicherheit sind sie eine sehr geeignete Stromquelle.
- ▶ **Biogasanlagen** laufen ebenfalls sehr konstant mit hohen Volllaststunden. Die Erzeugung von Wasserstoff über die Dampfreformierung ist zudem erprobt. Lediglich der Einsatz von Biogas anstatt Erdgas ist wenig erprobt. Es ist jedoch davon auszugehen, dass diese Substitution nicht zu Einbußen in der Versorgungssicherheit führt. Folglich wird die Versorgungssicherheit als hoch bewertet.

Die Versorgungssicherheit aller Pfade kann dadurch erhöht werden, dass entsprechend dimensionierte Wasserstoffspeicher Produktionsstopps oder -täler abfedern können. Hierdurch ergibt sich jedoch eine Rückkopplung zur Wirtschaftlichkeit, da Wasserstoffspeicher zu Kosten führen. Gleiches gilt für die Installation von Batteriespeichern, um volatile EE-Erzeugung zu glätten.

### Wasserstoffinfrastruktur



Beim Aufbau einer Wasserstoffwirtschaft in der KielRegion stellt sich die Frage, wie der Transport und die Speicherung erfolgen können und welche Wege am kostengünstigsten sind. Deshalb werden folgend die wesentlichen Grundzüge vorgestellt: Der physikalische **Wasserstofftransport**<sup>43</sup> kann gasförmig und flüssig erfolgen. Bei Umgebungstemperatur und Normaldruck liegt Wasserstoff

**gasförmig** vor und kann per Trailer oder Pipeline transportiert werden:

- ▶ Sogenannte Tube-Trailer transportieren circa 500 kg<sub>H<sub>2</sub></sub> mit einem Druck von 200 bis 250 bar. In Container-Trailern hingegen wird Wasserstoff auf bis zu 500 bar verdichtet, sodass circa 1.000 kg<sub>H<sub>2</sub></sub> mit einem Trailer transportiert werden können. Ein Trailertransport hat die Vorteile, dass er vergleichsweise wenig kapitalintensiv ist und schnell und flexibel aufgebaut werden kann.
- ▶ Darüber hinaus kann Wasserstoff analog zu Erdgas in Pipelines transportiert werden. Hierfür kann er einerseits in existierende Gasnetze beigemischt oder in reinen – neu zu errichtenden – Wasserstoffnetzen transportiert werden. Die Beimischung von Wasserstoff in bestehende Gasnetze ist aktuell auf Werte kleiner 10 Volumenprozent beschränkt. Je nach örtlichen Gegebenheiten kann der Grenzwert jedoch nicht ausgeschöpft werden. Zum

<sup>43</sup> Wasserstoff kann auch in stofflicher Form (Methanol, Ammoniak oder aromatische Träger, die hydriert werden) gespeichert und transportiert werden. Dieser Weg befindet sich zum Teil allerdings noch im Forschungs- und Erprobungsstadium. Zudem gehen die stoffliche Speicherung und der Transport mit hohen Wandlungsverlusten einher, die die kurzen Distanzen und kleinen Mengen in regionalen Wasserstoffsystemen nicht rechtfertigen. Aus den genannten Gründen wird dieser Weg nicht berücksichtigt.

einem muss der Wobbe-Index<sup>44</sup> weiterhin in einem vom DVGW vorgegebenen Bereich liegen. Zum anderen gibt es vereinzelte sensible Gasverbraucher, die eine geringere Toleranzgrenze für die Wasserstoffbeimischung aufweisen, wodurch die Wasserstoffbeimischung begrenzt wird.

Um Wasserstoff zu **verflüssigen**, muss er auf mindestens  $-240^{\circ}$  Celsius heruntergekühlt werden. Die Verflüssigung bietet den Vorteil, dass die Speicherdichte im Vergleich zum komprimierten gasförmigen Wasserstoff steigt: Verflüssigter Wasserstoff bei 1 bar und  $-253^{\circ}$  Celsius hat eine circa dreimal höhere Energiedichte als gasförmiger Wasserstoff bei 350 bar und  $15^{\circ}$  Celsius. Die Kühlung des Wasserstoffs ist jedoch sehr energieaufwendig<sup>45</sup>. Für den Überseetransport per Schiff wird beispielsweise die Verflüssigung von Wasserstoff erprobt, da hohe Energiedichten ein wesentliches Kriterium sind.

Wie in Abbildung 20 dargestellt, sind die Wasserstofftransportkosten und der kostengünstigste Pfad insbesondere von den zu transportierenden Mengen und der Transportdistanz abhängig.

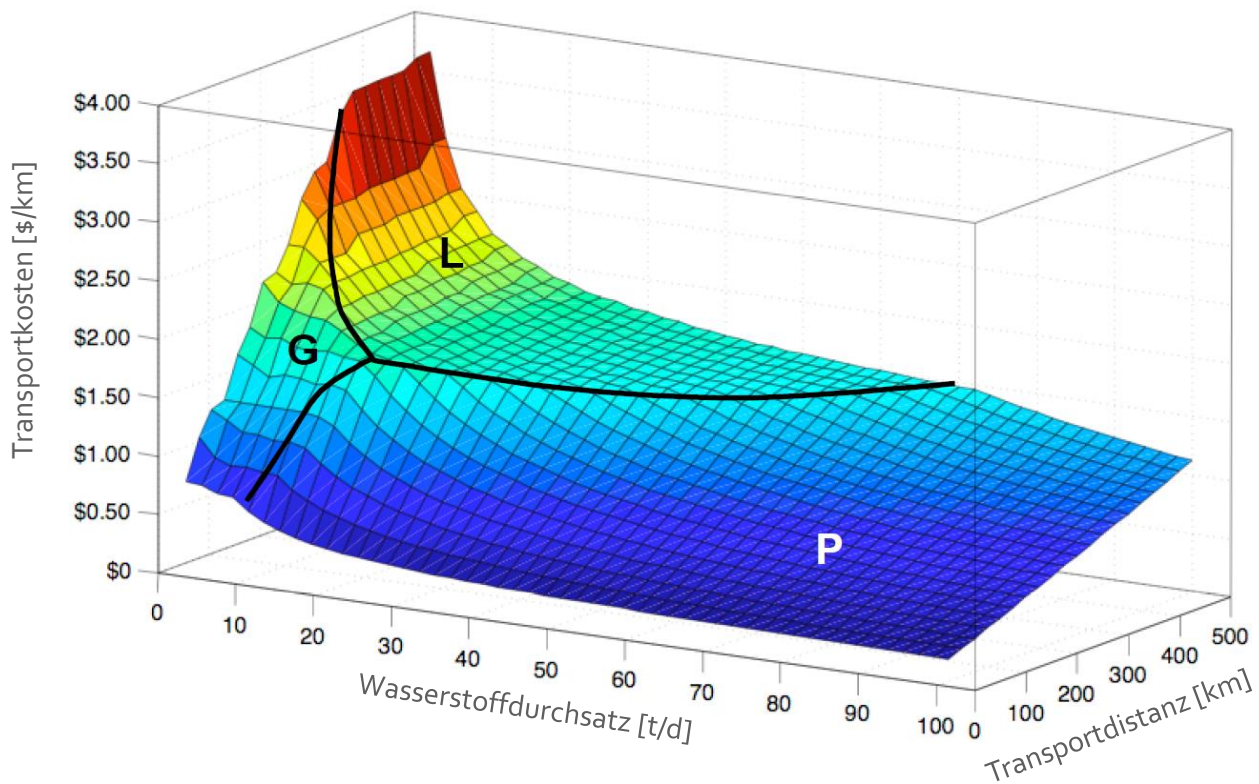


Abbildung 20: Minimale Wasserstofftransportkosten in Abhängigkeit von Durchsatz und Transportdistanz<sup>46</sup>

Vor allem in der Aufbauphase einer Wasserstoffwirtschaft in der KielRegion werden die Wasserstofftransportmengen zunächst eher gering ausfallen (vgl. Kapitel 5.1 – Wasserstoffpotenziale KielRegion 2030) und die Transportdistanzen im Regelfall kleiner 100 km sein. Folglich wird in den in Abbildung 8 dargestellten Phasen II und III der gasförmige Wasserstofftransport per Trailer die wirtschaftlichste Option sein. Erst perspektivisch und bei hohen Mengen werden Pipelinesysteme in der Region wirtschaftlich konkurrenzfähig. Überregionale Transporte hingegen werden aufgrund

<sup>44</sup> Quotient aus dem Heizwert eines Gasgemisches und der Quadratwurzel der relativen Dichte. Der Index ist ein Kennwert für die Austauschbarkeit von Gasen hinsichtlich der Wärmebelastung der Gasgeräte.

<sup>45</sup> Für die Verflüssigung von Wasserstoff sind circa 30 Prozent des Wasserstoffenergiegehaltes notwendig.

<sup>46</sup> Quelle: UC Davis, C. Yang und J. Moan (2008): Determining the Lowest-Cost Hydrogen Delivery Mode.

höherer Transportdistanzen und Wasserstoffdurchsätze auch in der Aufbauphase zu Teilen verflüssigt oder gasförmig per Pipeline erfolgen. Beispielsweise planen die europäischen Fernleitungsnetzbetreiber ein sogenanntes „European Hydrogen Backbone“, welches europaweit die großen Nachfragezentren verbinden soll. In diesem Zuge soll auch an der Grenze der KielRegion ab 2035 eine neu zu errichtende Wasserstoffpipeline verlaufen<sup>47</sup>.

Um Wasserstoff in großen Mengen zu **speichern**, um z. B. lange, kalte Dunkelflauten zu überbrücken, sind nach heutigem technischem Stand lediglich umgewidmete Kavernenspeicher geeignet. In der KielRegion gibt es mit dem Gasspeicher in Kiel-Rönne einen solchen Speicher. Ob dieser perspektivisch für die Wasserstoffspeicherung genutzt werden kann, wird derzeit unter technischen Gesichtspunkten geprüft.



### Wasserstoffnutzung

Grundsätzlich lässt sich zwischen stofflicher und energetischer Nutzung von Wasserstoff unterscheiden. Beim stofflichen Einsatz von Wasserstoff geht es darum, andere Stoffe oder Zwischenprodukte mit Hilfe oder unter Hinzufügung von Wasserstoff weiterzuverarbeiten oder zu veredeln. Beim Einsatz als Energieträger gilt es, die im Wasserstoff enthaltene Energie für die Erzeugung von höherwertiger Energie (Strom), Kraft und/oder Wärme zu nutzen. Auch hier gibt es unterschiedliche Nutzungspfade, die wiederum von der eingesetzten Energieumwandlungstechnik abhängen.

Um als KielRegion Wasserstoff gemäß der Ziele Klima- und Umweltschutz sowie regionale Wertschöpfung zielgerichtet einzusetzen, muss verstanden werden, in welchen Sektoren er aus wissenschaftlicher Sicht wann und in welchen Mengen genutzt werden sollte. Zu diesem Zweck wird die Studie „Klimaneutrales Deutschland“<sup>47</sup> untersucht. Sie beschreibt einen volkswirtschaftlich kostenminimalen Pfad zur Erreichung des Ziels „Netto-Null-Treibhausgasemissionen“ bis 2050. Abbildung 21 veranschaulicht die stoffliche und energetische Wasserstoffnutzung in verschiedenen Anwendungsbereichen im Zeitverlauf 2025 bis 2050.

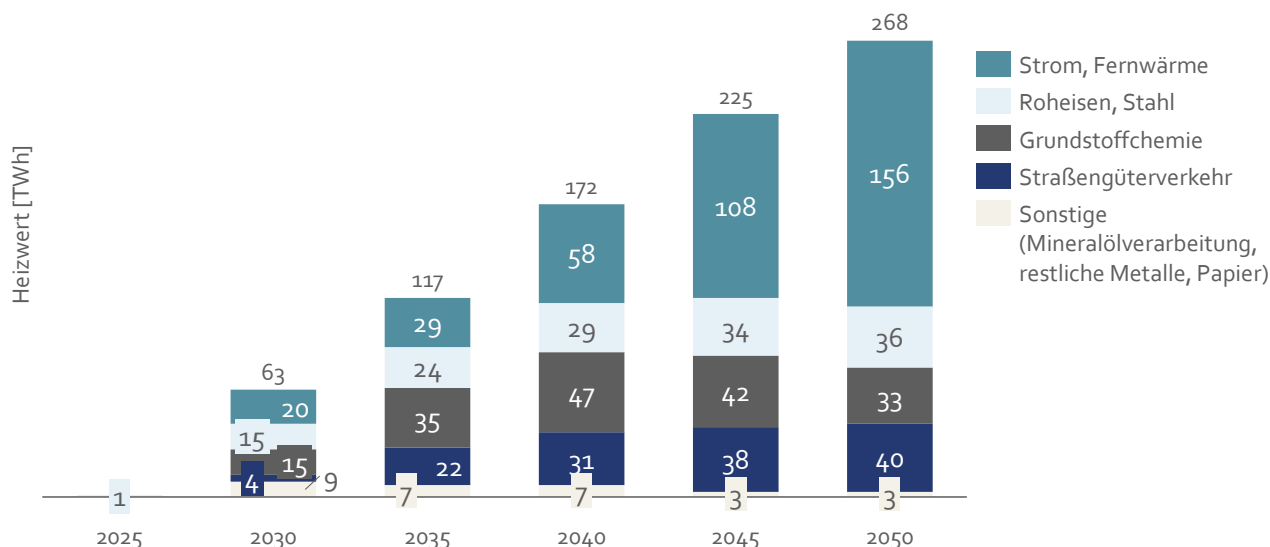


Abbildung 21: Entwicklung der CO2-freien Wasserstoffnutzung in verschiedenen Anwendungsbereichen ©BMVI / Inhaltliche Ausarbeitung: BBH Consulting AG

<sup>47</sup> Quelle: Guidehouse (2020): European Hydrogen Backbone, How a dedicated Hydrogen Infrastructure can be created. Im Auftrag der europäischen Fernleitungsnetzbetreiber.

Die Studie zeigt einen nahezu linearen Anstieg der Wasserstoffnutzung bis zum Jahr 2050 auf 268 TWh<sup>48</sup>. Um eine Treibhausgasminderung um 65 Prozent gegenüber 1990 zu erreichen, wird Wasserstoff bereits 2030 in allen betrachteten Anwendungsbereichen eingesetzt.

Der größte Teil der Wasserstoffnutzung ab 2040 entfällt auf die **Stromerzeugung**. In Zeiten, in denen erneuerbare Energien die Stromnachfrage nicht decken, wird Wasserstoff in Gaskraftwerken als Brennstoff genutzt. Zum Teil erfolgt dies in Kraft-Wärme-Kopplung, sodass auch ein Teil der Fernwärme auf Wasserstoff basiert. Die Bedarfe steigen dabei analog zum kontinuierlichen EE-Ausbau und der sukzessiven Abschaltung von fossil befeuerten Kraftwerken an.

Erster Skalensektor für den Wasserstoffverbrauch wird voraussichtlich die Industrie. Sie nutzt Wasserstoff zur Direktreduktion von Eisenerz, als Rohstoff in der Grundstoffchemie und zur Erzeugung von Prozessdampf.

Beim etablierten Prozess zur **Stahlherstellung** – dem Hochofenverfahren – werden derzeit große Mengen Kohlenstoff freigesetzt. Über das Direktreduktionsverfahren von Eisenerz – der Abtrennung von Sauerstoff aus Eisenerz mittels Wasserstoff und Synthesegas – kann das Hochofenverfahren substituiert werden. Aktuell existieren entsprechende Produktionsverfahren auf Basis von Wasserstoff im Pilotmaßstab. Ein großer Vorteil der Wasserstoffnutzung zur Stahlproduktion ist, dass die Nachfrage zentralisiert und in großen Mengen erfolgt. Eine bedarfsgerechte Punkt-zu-Punkt-Wasserstofferzeugung ist vergleichsweise einfach planbar. CO<sub>2</sub>-Einsparungen können mit wenigen Einzelmaßnahmen stärker als beispielsweise im Verkehrssektor erzielt werden. Dort sind Einsparungen kleinteiliger realisierbar.

In der **Grundstoffchemie** wird Wasserstoff bereits heute vor allem zur Ammoniak- und Methanolherstellung verwendet – perspektivisch auch zur Bereitstellung von Prozessdampf. Prozessdampf wird vor allem in der kurzen Frist mit Wasserstoff gewonnen. Ab 2040 sieht die Studie die Ablösung des Wasserstoffs durch Biomasse. Ein Großteil des Ammoniaks (NH<sub>3</sub>) dient der Düngemittelherstellung. Methanol (CH<sub>3</sub>OH) ist ebenfalls ein wichtiger chemischer Rohstoff, kann aber auch direkt als Kraftstoff in Verbrennungsmotoren verwendet werden. Des Weiteren findet es in Direktmethanol-Brennstoffzellen oder reformiert in PEM-Brennstoffzellen Einsatz. Auch werden aus Methanol Kraftstoffzusätze hergestellt oder es wird zur Umesterung von Pflanzenölen zu Methylestern (Biodiesel) verwendet. Da die Ammoniak- und Methanolherstellung mit Wasserstoff ein etablierter Prozess ist (auf Basis von grauem Wasserstoff), kann CO<sub>2</sub>-neutraler Wasserstoff ohne kapitalintensive Umstellungsprozesse schnell eingesetzt werden. Vor dem Hintergrund, dass grauer Wasserstoff circa 1,5 €/kg<sub>H<sub>2</sub></sub> kostet, ist der Benchmark jedoch sehr gering. Höhere CO<sub>2</sub>-Preise oder weitere regulatorische Anforderungen müssen eingeführt werden, um einen Umstieg auf CO<sub>2</sub>-neutralen Wasserstoff zu realisieren.

Der Wasserstoffeinsatz im **Verkehr** erfolgt überwiegend im schweren Güterverkehr. Zu kleineren Anteilen fahren auch leichtere Nutzfahrzeuge mit Wasserstoff. In Summe geht die Studie von einem Technologiemix aus Brennstoffzellenfahrzeugen und der direkten Nutzung von Strom über Batterien und Oberleitungen aus. Das bedeutet auch einen parallelen Aufbau von drei unterschiedlichen Energieversorgungsinfrastrukturen: Wasserstofftankstellen, Schnellladeinfrastruktur und Oberleitungssystem. Rund ein Drittel der Fahrleistung im Straßengüterverkehr wird durch Brennstoffzellenfahrzeuge erbracht. Im PKW-Bereich sehen die Autoren hingegen keinen Einsatz von

---

<sup>48</sup> Bei einem in der Studie für 2050 prognostizierten Endenergieverbrauch von 1.611 TWh entspricht dies 16 Prozent des Endenergieverbrauchs.

Brennstoffzellenfahrzeugen, da die Well-to-Wheel<sup>49</sup>-Effizienz von batterieelektrischen PKW deutlich höher ist und die Anforderungen größtenteils erfüllt werden können. Im Gegensatz zur Industrie sind die Abnehmer eher dezentral verteilt und weisen geringere Nachfragemengen auf. Folglich ergeben sich für die KielRegion hier größere Gestaltungsmöglichkeiten als in anderen Sektoren.

Unter **Sonstige** sind vor allem Wasserstoffnutzer der Bereiche **Mineralölverarbeitung, restliche Metalle** und **Papier** subsumiert. Vor allem für die Mineralölverarbeitung wird grauer Wasserstoff bereits heute eingesetzt. Hier gelten die gleichen Rahmenbedingungen für die Substitution wie in der Grundstoffchemie.

Nach der Studie erfolgt im Bereich der **Objektbeheizung** aus Kostengründen – außerhalb der Fernwärmeauskopplung – kein Einsatz von Wasserstoff. Die Dekarbonisierung erfolgt in der Studie durch eine um 50 Prozent erhöhte energetische Sanierungsrate, die Umstellung auf Wärmepumpen sowie grüne Fernwärme. Andere Studien<sup>50</sup> gehen davon aus, dass die bestehende Erdgasinfrastruktur weiter genutzt werden und Wasserstoff bzw. aus Wasserstoff hergestelltes synthetisches Methan für die Objektbeheizung eingesetzt werden sollte.

In der KielRegion ist eine Wasserstoffnutzung für die Stromerzeugung perspektivisch für das im Jahr 2019 in Betrieb genommene Gasmotorenheizkraftwerk – das sogenannte Küstenkraftwerk – zu prüfen (s. folgende Potenzialanalyse). Im Sektor Industrie sind weder Unternehmen der Stahlindustrie noch der Grundstoffchemie angesiedelt, sodass sich in diesen Anwendungen vermutlich keine Wasserstoffbedarfe ergeben. Im Verkehrssektor hingegen sind größere Potenziale zu erwarten, da die KielRegion als Tor zu Skandinavien relevante Fahrzeuganzahlen im Straßengüterverkehr aufweist. Inwiefern die Wasserstoffnutzung zur Wärmeversorgung eingesetzt werden wird, muss in tiefergehenden Untersuchungen fallspezifisch analysiert werden. Dieses Gebiet wird vermutlich aber nicht höchste Priorität haben.

## Wasserstoffpotenziale KielRegion 2030

Um auf Basis der allgemeinen Erkenntnisse abzuleiten, wie im Jahr 2030 ein Wasserstoffsystem in der KielRegion aussehen könnte, wird eine umfassende Potenzialanalyse<sup>51</sup> durchgeführt.

### Wasserstofferzeugung

Zunächst werden die Wasserstofferzeugungspotenziale verschiedener Pfade analysiert<sup>52</sup>. Als Pfade der Wasserelektrolyse werden EE-Anlagen verschiedener Altersklassen und das Müllheizkraftwerk der Müllverbrennung Kiel (MVK) betrachtet. Zudem wird analysiert, welche Erzeugungspotenziale Biogasanlagen aufweisen. Wie in der Vision dargestellt, soll perspektivisch nur grüner Wasserstoff genutzt werden. Deshalb werden Pfade von blauem oder türkischem Wasserstoff nicht berücksichtigt.

Die Analysen zeigen, dass die Erzeugungspotenziale insgesamt jährlich circa 5.000 Tonnen Wasserstoff betragen (vgl. Abbildung 22). Der größte Anteil mit rund 3.700 t<sub>H2</sub>/a entfällt dabei auf

<sup>49</sup> Well-to-Wheel-Effizienz (wörtlich: „vom Bohrloch bis zum Rad“) betrachtet die gesamte Effizienzkette für die Fortbewegung eines Fahrzeugs von der Gewinnung und Bereitstellung der Antriebsenergie bis zur Umwandlung in kinetische Energie.

<sup>50</sup> Zum Beispiel die dena-Leitstudie.

<sup>51</sup> Die Ergebnisse der Potenzialanalyse unterliegen verschiedensten Annahmen, die mit Unsicherheiten behaftet sind. Viele Ergebnisse sind sehr sensitiv in Bezug auf die getroffenen Annahmen. Sie sind somit ein bester Schätzer, jedoch keine feste Prognose der Zukunft.

<sup>52</sup> Die Analysen beziehen sich auf ein theoretisch verfügbares Potenzial. Sie sagen nicht aus, dass dieses Potenzial auch von der KielRegion gehoben werden sollte. Vielmehr sind sie als obere optimistische Abschätzung zu verstehen.



Rendsburg-Eckernförde, da dort insbesondere die Windkraftpotenziale hoch sind. In Plön beträgt das Gesamtpotenzial circa 700 t<sub>H2</sub>/a. Kiel weist mit circa 613 t<sub>H2</sub>/a das geringste Potenzial auf. Aufgrund der dichteren Bebauung und der dadurch eingeschränkten Flächenpotenziale für erneuerbare Energien ist das jedoch ein Charakteristikum nahezu aller Großstädte.

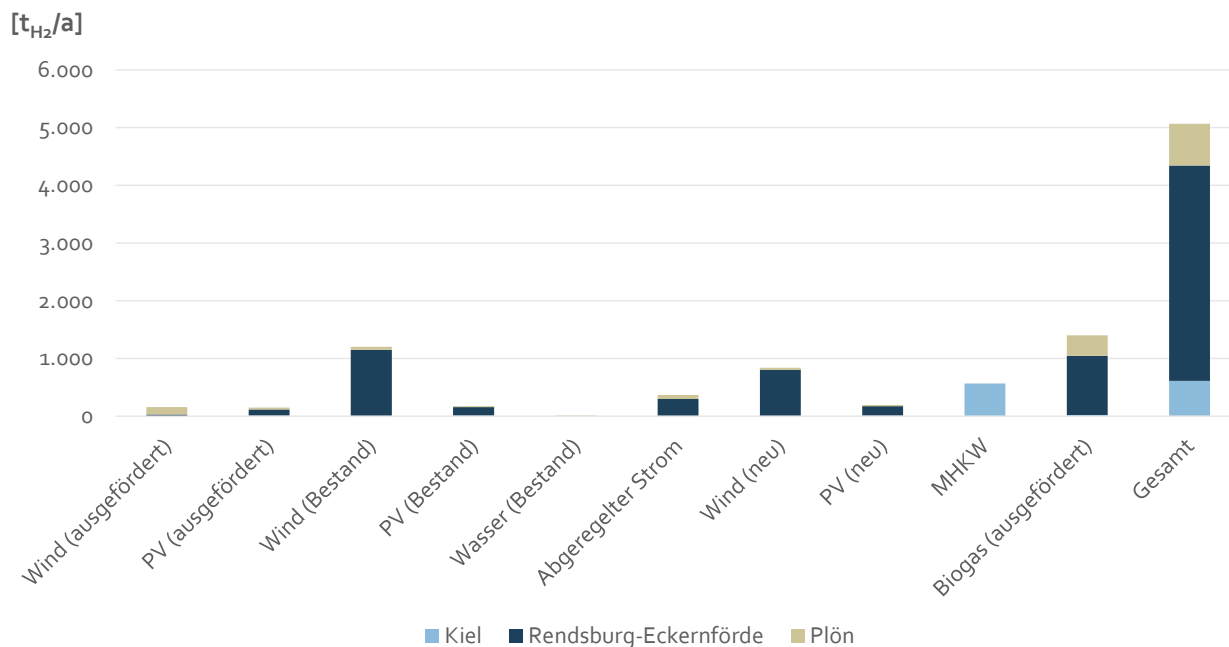


Abbildung 22: Wasserstoffherzeugungspotenziale verschiedener Pfade<sup>53</sup>  
©KielRegion GmbH / Inhaltliche Ausarbeitung: BBH Consulting AG

Die Analyse zeigt, dass vor allem bestehende und neu zu errichtende Onshore-**Windkraftanlagen** das Potenzial haben, um zur regionalen Wasserstoffherzeugung beizutragen. Aufgrund der begrenzten und unsicheren Lebensdauer von ausgeförderten Windkraftanlagen sind die Potenziale für diesen Anlagentyp eher gering. Eine geänderte Regulatorik, in der die Netzdurchleitung von EE-Strom keine hohen Abgaben und Umlagen bewirkt, könnte jedoch dazu führen, dass diesen Anlagen eine verbesserte Weiterbetriebperspektive gegeben wird (s. hierzu auch Kapitel 6)<sup>54</sup>.

Die Potenziale von **PV-Anlagen** sind insgesamt überschaubar. Das liegt einerseits an den oben aufgezeigten Nachteilen von PV-Anlagen hinsichtlich der Auslastung von Elektrolyseuren und andererseits an den Erzeugungskapazitäten in der KielRegion.

Zudem gibt es in der KielRegion **Wasserkraftanlagen**, die Potenzial für die Wasserstoffherzeugung aufweisen – im Vergleich zu den kumulierten Potenzialen der weiteren Energieträger sind diese jedoch gering.

Die Potenziale, um aus **abgeregeltem Strom** Wasserstoff zu erzeugen, betragen im Vergleich zu den gesamten Potenzialen circa sieben Prozent. Jedoch sind sie schwer zu erschließen, da die Auslastung eines Elektrolyseurs nur durch die abgeregelten Strommengen einer Windkraftanlage sehr gering wäre. Vielmehr bedarf es lokaler Cluster mehrerer oft abgeregelter Anlagen oder eine bestehende Elektrolyse-Infrastruktur in räumlicher Nähe, um die Potenziale auch wirtschaftlich erschließbar zu machen. Ein weiterer Punkt, der sich auf die Versorgungssicherheit auswirkt, ist die

<sup>53</sup> Im Anhang werden ausführliche Erläuterungen zu den getroffenen Annahmen dargestellt.

<sup>54</sup> Derzeit sind keine Gebiete für Offshore-Windkraftanlagen und auch keine Anbindungssysteme für die an die KielRegion angrenzende Ostsee ausgewiesen, sodass sich hieraus keine Wasserstoffherzeugungspotenziale ergeben.

schlechte Planbarkeit der Abregelungen und damit der Wasserstoffproduktion. Die Wasserstoffproduktion durch abgeregelten Strom wird in der Zukunft eine Ausnahme sein.

Das **MHKW** der MVK bietet hohes Potenzial, um an einem einzigen Standort viel Wasserstoff zu produzieren. Hierbei ist jedoch zu bedenken – wie aber auch bei allen anderen Stromquellen –, dass der erneuerbare Strom anderen Anwendungsbereichen entzogen wird.

Neben den aufgeführten Pfaden für eine Wasserelektrolyse bietet der Pfad der **Dampfreformierung** von **Biogas** hohe Potenziale. Neben dem Kreis Rendsburg-Eckernförde trifft dies auch für Plön zu. Die Potenziale werden insbesondere ausgeförderten Anlagen zugeschrieben. Diese haben zwar die Chance auf Anschlussförderungen, werden diese aus wirtschaftlichen Gründen voraussichtlich aber nur selten in Anspruch nehmen.

## Wasserstoffnutzung

Zur Bestimmung der Wasserstoffbedarfe werden zwei Szenarien „Klimaziele“ und „Regulatorik“ erstellt. Für das Szenario „Klimaziele“ werden die Wasserstoffbedarfe für die KielRegion für 2030 aus wissenschaftlichen Studien abgeleitet, die eine Reduzierung der CO<sub>2</sub>-Emissionen von mindestens 95 Prozent bis 2050 vorsehen. Das Szenario „Regulatorik“ rechnet hoch, welche Bedarfe sich allein aus bestehender Regulatorik bis 2030 ergeben werden.

Für die Sektoren Energie und Industrie werden keine Wasserstoffbedarfe für die KielRegion bis 2030 erwartet. Im **Energiesektor** ist davon auszugehen, dass bis 2030 Kraftwerke lediglich vereinzelt Wasserstoff nutzen, um fluktuierende erneuerbare Energien auszugleichen. Das mit Abstand größte Kraftwerk in der KielRegion ist das Küstenkraftwerk. Wie im „Masterplan 100 % Klimaschutz für die Landeshauptstadt Kiel“ beschrieben, soll dieses mindestens bis 2045 mit Erdgas betrieben werden, sodass kein Wasserstoffbedarf entsteht. Mit dem Ratsbeschluss zum ‚Climate Emergency‘ vom Mai 2019 wird jedoch in der Perspektive für 2030 zu untersuchen sein, welche alternativen Energieträger im Küstenkraftwerk eingesetzt werden können. Neben Biomethan besteht grundsätzlich die Möglichkeit, auch Wasserstoff oder synthetisches Methan in den Motoren zu verbrennen<sup>55</sup>. Im Sektor **Industrie** wird bis 2030 vor allem dort ein Wasserstoffbedarf entstehen, wo aktuell grauer Wasserstoff eingesetzt wird. Zudem wird es vereinzelt Pilotprojekte geben, z. B. zur Direktreduktion von Eisenerz. Analysen der Unternehmen in der KielRegion ergeben, dass gegenwärtig keine Industrie angesiedelt ist, die aktuell grauen Wasserstoff verbraucht oder Pilotprojekte zur Wasserstoffnutzung im Produktionsprozess anstrebt.

Im Sektor **Verkehr** berücksichtigt das Szenario *Regulatorik* im Wesentlichen zwei Vorschriften: zum einen die Clean Vehicles Directive (CVD) und zum anderen die EU-Flottenverordnung. Ergänzt wird die CVD durch die strengen Vorgaben der Landeshauptstadt Kiel im Bereich der PKW- und Nutzfahrzeugbeschaffung für den städtischen Fuhrpark sowie Tochtergesellschaften.

Die CVD ist eine europäische Richtlinie, die Quotenvorgaben für die Beschaffung von leichten und schweren Nutzfahrzeugen durch die öffentliche Hand macht. Die Quoten formulieren einen Mindestanteil an sauberen<sup>56</sup> und emissionsfreien<sup>57</sup> Fahrzeugen. Beispielsweise gilt für den Bereich der Busse für die Periode vom 02.08.2021 bis 31.12.2025 eine Mindestquote von 45 Prozent an sauberen Bussen – die Hälfte muss emissionsfrei sein. Für die Periode vom 01.01.2026 bis zum 31.12.2030 wird der Wert auf 65 Prozent angehoben. Auch in dieser Periode muss mindestens die Hälfte der Busse emissionsfrei sein.

<sup>55</sup> Je nach eingesetztem Energieträger sind die Motoren technisch umzurüsten.

<sup>56</sup> Nutzung alternativer Kraftstoffe wie Strom, Wasserstoff, Biokraftstoffe, synthetische und paraffinhaltige Kraftstoffe oder Gas (CNG, LNG, LPG, Biomethan).

<sup>57</sup> Fahrzeuge mit reinen Elektroantrieben (z. B. batterieelektrische oder Brennstoffzellen-Antriebe).

Über die sogenannte EU-Flottenverordnung werden die Automobilhersteller verpflichtet, den CO<sub>2</sub>-Emissionsdurchschnitt neuer PKW sowie leichter und schwerer Nutzfahrzeuge zu verringern. Zudem müssen die Hersteller einen vorgegebenen Anteil emissionsfreier und emissionsarmer Fahrzeuge je Segment verkaufen.

Aus beiden Verordnungen lassen sich keine direkten Vorgaben zur Beschaffung von Brennstoffzellenfahrzeugen ableiten. Es ist jedoch davon auszugehen, dass ein Anteil der emissionsfreien Fahrzeuge einen Brennstoffzellenantrieb haben wird. Zur Bestimmung des Wasserstoffbedarfs in der KielRegion wird folgendes Vorgehen gewählt:

- ▶ Bestimmung der Anzahl emissionsarmer bzw. emissionsfreier Fahrzeuge nach EU- und regionalen Vorgaben in der KielRegion (EU-Flottenverordnung, CVD, Vorgaben LH Kiel),
- ▶ Bestimmung der Anteile an Brennstoffzellenfahrzeugen<sup>58</sup>,
- ▶ Bestimmung der Fahrleistung der Brennstoffzellenfahrzeuge,
- ▶ Bestimmung des Wasserstoffbedarfs durch die Brennstoffzellenfahrzeuge.

Im Szenario *Klimaziele* werden die Bedarfe für die KielRegion über das TM95-Szenario<sup>59</sup> der dena-Leitstudie als Referenz ermittelt. Für den Sektor Verkehr wird für 2030 die Anzahl von Brennstoffzellenfahrzeugen in verschiedenen Klassen ausgewiesen. Über den Anteil der deutschlandweiten Neuzulassungen<sup>60</sup> in der KielRegion in den Jahren 2014 bis 2018 wird die Anzahl von Brennstoffzellenfahrzeugen im Jahr 2030 in der KielRegion ermittelt. Analog zum Szenario *Regulatorik* werden daraufhin die Fahrleistungen und somit der Wasserstoffbedarf der Brennstoffzellenfahrzeuge ermittelt. Die sich ergebenden Wasserstoffbedarfe sind in Abbildung 23 dargestellt.

---

<sup>58</sup> Vgl. Annahmen im Anhang.

<sup>59</sup> Das EL95-Szenario beschreibt ebenfalls einen Pfad, der zur Reduktion der Treibhausgasemissionen um 95 Prozent führt. Für die folgenden Analysen im Verkehrssektor wird lediglich das TM95-Szenario herangezogen.

<sup>60</sup> Basis sind Daten des Kraftfahrt-Bundesamtes.

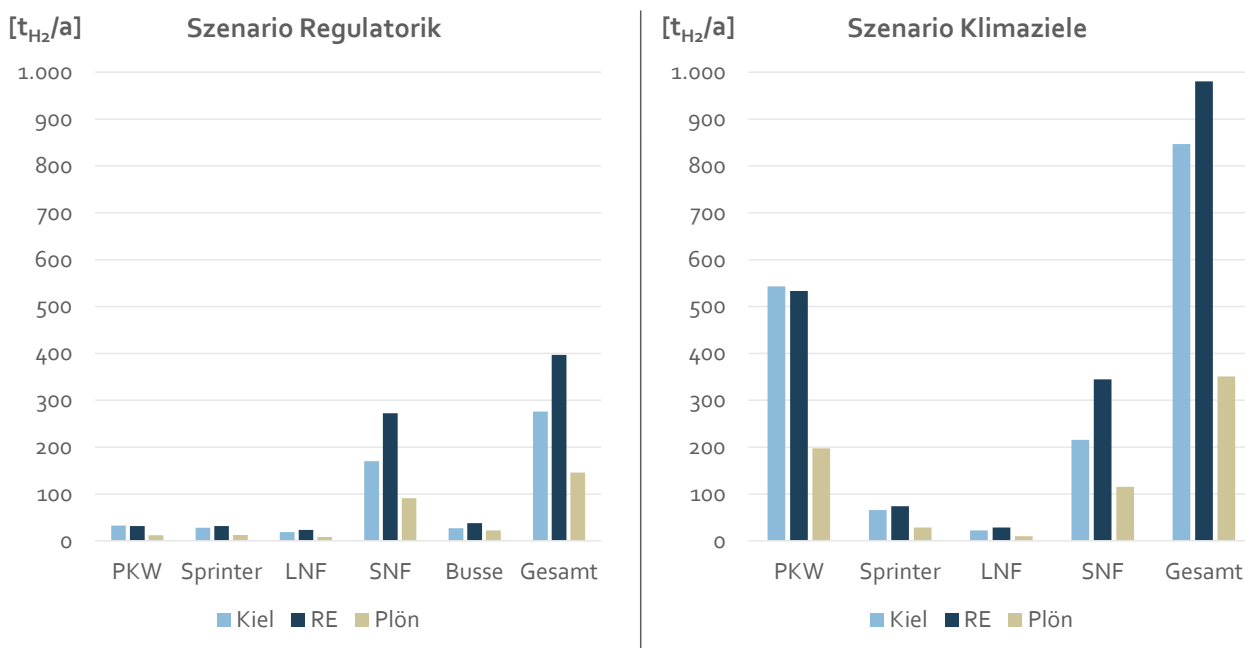


Abbildung 23: Wasserstoffbedarfe im Sektor Verkehr in den Szenarien Regulatorik und Klimaziele<sup>61</sup>  
©KielRegion GmbH / Inhaltliche Ausarbeitung: BBH Consulting AG

Es zeigt sich, dass die Bedarfe im Szenario *Klimaziele* die Bedarfe des Szenarios *Regulatorik* um ein Vielfaches übersteigen (2.178 t<sub>H2</sub>/a im Vergleich zu 819 t<sub>H2</sub>/a für die gesamte KielRegion). Für die betrachtete Regulatorik kann festgehalten werden, dass sie nicht ausreichend sein wird, um die notwendigen Mengen zur Erreichung der Klimaziele anzureizen. Zudem zeigt sich, dass beide Szenarien einen Nachfrageschwerpunkt bei schweren Nutzfahrzeugen sehen. Der große Unterschied liegt in der prognostizierten Anzahl von Brennstoffzellen-PKW und der damit verbundenen Wasserstoffnutzung. Aktuelle Absichten der Automobilhersteller, aber auch anderer Studien wie der Studie „Klimaneutrales Deutschland“ lassen vermuten, dass im PKW-Bereich weitaus weniger Wasserstoff genutzt wird und sich die Anwendungsgebiete vermehrt zu schwereren Fahrzeugklassen verlagern.

Für den Sektor **Wärme** wird lediglich das Szenario *Klimaziele* erstellt. Aus der bestehenden Regulatorik heraus lassen sich keine direkten Anreize erkennen, die eine Nutzung von Wasserstoff zur Wärmeversorgung indizieren würden. Analog zum Verkehrssektor wird ebenfalls die dena-Leitstudie für die Ableitung der Wasserstoffbedarfe herangezogen. Um dem Punkt Rechnung zu tragen, dass der Einsatz von Wasserstoff zur Wärmeversorgung strittig ist, wird ein zweites Szenario für die Analyse betrachtet: S95 der Studie „Integriertes Energiekonzept (IEK) 2050“<sup>62</sup>. Auch im S95-Szenario wird eine Reduktion der Treibhausgasemissionen bis 2025 um 95 Prozent erzielt. Die dena-Leitstudie sieht 2030 einen Beitrag von Wasserstoff zur Wärmeversorgung lediglich durch die Beimischung in bestehende Erdgasnetze. Für die Szenarien EL95 bzw. TM95 betragen die Quoten 1,56 Prozent bzw. 1,23 Prozent. Diese Quoten werden auf die KielRegion übertragen. Dazu werden die historischen Erdgasbedarfe in der KielRegion aus 2018 anhand der Prognosewerte der dena-Studie angepasst. Die IEK-Studie hingegen prognostiziert im S95-Szenario keinen Wasserstoffbedarf im Jahr 2030 durch Beimischung. Die absoluten Werte der dena-Leitstudie liegen bei 2.640 t<sub>H2</sub>/a im Szenario EL95 und 2.933 t<sub>H2</sub>/a im Szenario TM95 (vgl. Abbildung 24). Der höchste Bedarf ergibt sich in Kiel, da dort bereits heute die größte Nachfrage einer Pipeline-gebundenen

<sup>61</sup> Sprinter: <3,5 t; leichte Nutzfahrzeuge (LNF): 3,5 bis 12 t; schwere Nutzfahrzeuge (SNF): > 12 t. Busse sind in der dena-Leitstudie nicht explizit ausgewiesen und unter SNF subsumiert.

<sup>62</sup> BBH, LBST, Fraunhofer ISE, IKEM: Integriertes Energiekonzept 2050. Studie im Auftrag der NOW GmbH.

Wärmeversorgung über Gas existiert. Er übersteigt damit sogar leicht die Wasserstoffbedarfe im Verkehr im Szenario *Klimaziele*. Dieses Ergebnis ist durchaus überraschend, da der Verkehrssektor oft als Hauptverbrauchssektor neben der Industrie genannt wird<sup>63</sup>. Es zeigt sich aber, welchen Hebel eine Wasserstoffbeimischung in Bezug auf die Nachfrage haben kann<sup>64</sup>.

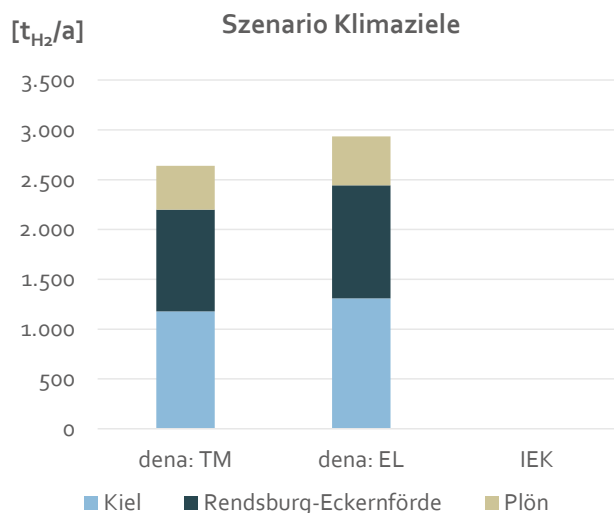


Abbildung 24: Wasserstoffbedarfe im Sektor Wärme im Szenario Klimaziele  
©KielRegion GmbH / Inhaltliche Ausarbeitung: BBH Consulting AG

In Abbildung 25 werden sowohl die Wasserstoffbedarfe (rot) als auch die Wasserstofferzeugungspotenziale (blau) in beiden Szenarien miteinander verglichen. Es zeigt sich, dass in beiden Szenarien die Erzeugungspotenziale die Bedarfe übersteigen – im Szenario *Klimaziele* mit nur fünf Prozent jedoch äußerst gering<sup>65</sup>. Zudem zeigt sich, dass vor allem der Kreis Rendsburg-Eckernförde einen großen Beitrag zur Wasserstoffversorgung in der gesamten KielRegion leisten kann. Ein gemeinschaftliches Vorgehen der drei Partner ist also auch beim Aufbau einer regionalen Wasserstoffwirtschaft richtig und wichtig.

<sup>63</sup> Eine reine Beimischung in das vorhandene Erdgasnetz entspricht nicht der Maßgabe des „Masterplan 100 % Klimaschutz“ der Landeshauptstadt Kiel, der aufgrund der Ressourcenknappheit vorsieht, dass sich der Gasabsatz im Erdgas-Verteilnetz deutlich reduziert und somit Teile des Erdgasnetzes zurückgebaut werden. Hierbei ist vor allem zu beachten, dass auch bei einer Wasserstoffbeimischung Anpassungen an der Infrastruktur vorzunehmen und Grenzwerte lokal und im Durchschnitt zu beachten sind. Hierdurch entstehen ebenfalls Kosten. Die Beimischung von Wasserstoff kann folglich nicht als „Plug-and-Play-Lösung“ angesehen werden.

<sup>64</sup> Eine ausführliche Diskussion der Vor- und Nachteile einer Wasserstoffbeimischung bzw. -nutzung im Wärmesektor wird an dieser Stelle nicht durchgeführt. Hierfür wird auf ergänzende Studien verwiesen.

<sup>65</sup> Hierbei ist zu berücksichtigen, dass durch die Wasserstofferzeugung erneuerbarer Strom anderen Sektoren entzogen wird.

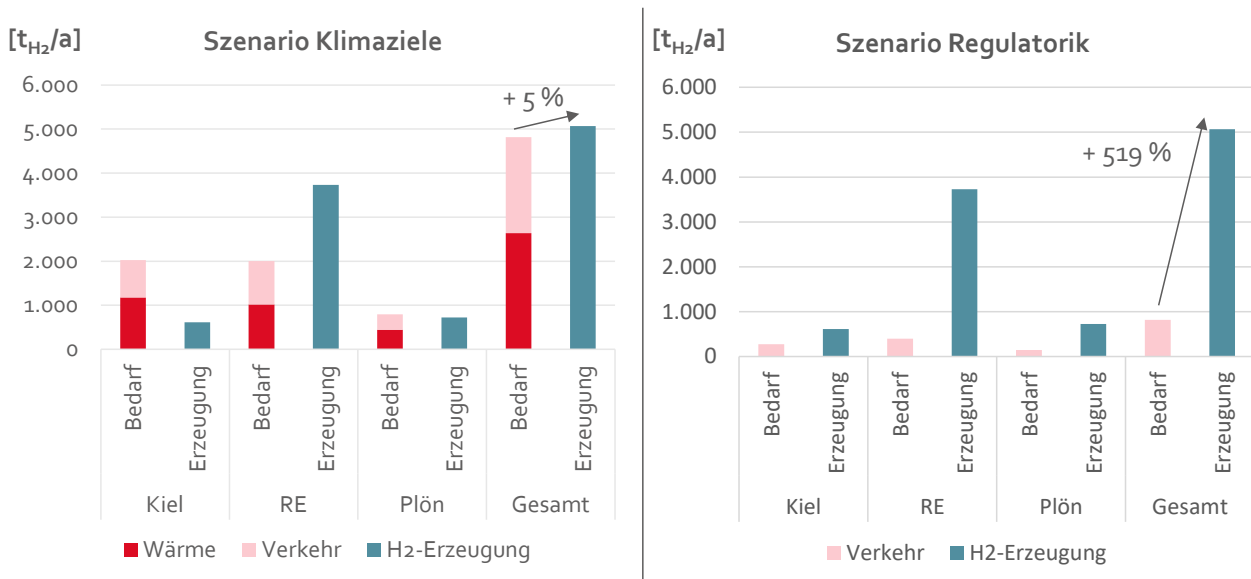


Abbildung 25: Abgleich der Wasserstofferzeugungspotenziale mit den -bedarfen<sup>66</sup>  
©KielRegion GmbH / Inhaltliche Ausarbeitung: BBH Consulting AG

### Wasserstoffinfrastruktur

Um die Wasserstoffbedarfe mit der -erzeugung zu koppeln, bedarf es einer ausgebauten Wasserstoffinfrastruktur in der KielRegion.

Im Sektor Verkehr werden öffentliche Wasserstofftankstellen und Wasserstofftankstellen auf nicht öffentlich zugänglichen Gebieten – z. B. Betriebshöfen – das Bindeglied zwischen Erzeugung und Verbrauch sein. Ihre Belieferung wird im Jahr 2030 aufgrund der noch überschaubaren Mengen voraussichtlich per Trailer erfolgen (vgl. Kapitel 5.1 – Wasserstoffinfrastruktur). In Abhängigkeit der Tankstellengrößen wird eine unterschiedliche Anzahl vonnöten sein. In der Maximalausprägung (Szenario Klimaziele und XS-Tankstellen) sind dies 75 und in der Minimalausprägung (Szenario Regulatorik und L-Tankstellen) zwei Tankstellen (vgl. Tabelle 3).

Tabelle 3: Anzahl von Wasserstofftankstellen in den Szenarien<sup>67</sup>

	Sehr klein: XS	Klein: S	Mittelgroß: M	Groß: L
<b>Zapfpunkte</b>	1	1	2	4
<b>Max. Durchsatz pro Tag pro Jahr</b>	80 kg <sub>H2</sub> 29.200 kg <sub>H2</sub>	212 kg <sub>H2</sub> 77.380 kg <sub>H2</sub>	420 kg <sub>H2</sub> 153.300 kg <sub>H2</sub>	1.000 kg <sub>H2</sub> 365.000 kg <sub>H2</sub>
<b>Anzahl Wasserstofftankstellen KielRegion</b>	75 (Klimaziele) 28 (Regulatorik)	28 (Klimaziele) 11 (Regulatorik)	14 (Klimaziele) 5 (Regulatorik)	6 (Klimaziele) 2 (Regulatorik)

Sollte eine Beimischung von Wasserstoff in Gasnetze erfolgen, bedarf es keiner gesonderten zusätzlichen Infrastruktur, jedoch technischer Anpassungen an den Bestandsnetzen. Um lokal

<sup>66</sup> Für den Abgleich wird das TM95-Szenario im Wärmesektor herangezogen.

<sup>67</sup> Klassendefinition anhand „Wuppertal Institut (2017): Shell Wasserstoff-Studie – Energie der Zukunft?. Im Auftrag der Shell Deutschland Oil GmbH“.

technisch und regulatorisch zugelassene Höchstwerte nicht zu übersteigen, ist die Einspeisemenge ggf. zu begrenzen.

## 5.2 Vernetzung

Im Vergleich zu etablierten Energieträgern wie beispielsweise Strom gibt es keine bestehenden Märkte für Wasserstoff – weder national noch international. So muss beispielsweise bei der Beschaffung eines Brennstoffzellenautos neben der Tankinfrastruktur auch eine Quelle für den Wasserstoff aufgebaut werden. Das führt dazu, dass Anwender von Wasserstofftechnologien weit außerhalb ihres Kerngebiets tätig werden müssen. Im Regelfall müssen sie in sogenannten integrierten Projekten die gesamte Wertschöpfungsstufe von der Wasserstoffherzeugung über die Verteilung und Speicherung bis zur Nutzung aufbauen. Das birgt auf der einen Seite Chancen für neue Wertschöpfung, ist für viele Akteur\*innen aber auch eine Eintrittsbarriere.

Aktuell erfolgreiche regionale Projekte wie beispielsweise eFarm zeichnen sich meistens dadurch aus, dass Akteur\*innen auf verschiedenen Wertschöpfungsstufen im Projekt zusammenarbeiten. Im eFarm-Projekt sind dies z. B. Windkraftanlagenbetreiber, ÖPNV-Betreiber, Bürger\*innen, Projektentwickler\*innen oder auch die öffentliche Hand. Hierdurch wird erreicht, dass alle Akteur\*innen die eigenen Erfahrungen mit in ein Wasserstoffprojekt einbringen können und so die Umsetzungswahrscheinlichkeit steigt.

Die KielRegion hat dies erkannt und sich als zweiten Eckpfeiler der Handlungen (das „Was“) zum Ziel gesetzt, möglichst viele Akteur\*innen auf unterschiedlichen Wertschöpfungsstufen zu vernetzen. Hierdurch sollen die individuellen Eintrittsbarrieren sinken und Projektrealisierungen wahrscheinlicher werden. Zu diesem Zweck wurden und werden insbesondere drei Wege eingeschlagen:

- ▶ Im Projektzeitraum gab es **bilaterale Austausche** mit knapp 40 Unternehmen. Die Ergebnisse sind vor allem in die Konzeptionierung des Verbundprojektes (s. Kapitel 5.3) geflossen. Sie wurden aber auch verwertet, um ein umfassendes Bild vom Wissen und den Potenzialen in der Region zu erstellen.
- ▶ Neben bilateralen Austauschen sollten zwei **öffentliche Veranstaltungen** die Vernetzung der Akteur\*innen befördern. Durch die sich aus der Corona-Pandemie ergebenden Einschränkungen mussten die zunächst angedachten Konzepte jedoch überarbeitet werden bzw. konnten teilweise nicht umgesetzt werden. Als Ersatz fand eine öffentliche Veranstaltung als Webkonferenz statt. Auch wenn das ursprüngliche Ziel einer persönlichen Vernetzung mit diesem Format nicht erreicht werden konnte, war die Webkonferenz mit 30 Teilnehmer\*innen ein Erfolg. Neben der Wissensvermittlung konnten individuelle Perspektiven der Beteiligten eingefangen werden, um die zukünftigen Arbeiten bedarfsgerecht zu berücksichtigen. Um dies zu ermöglichen, wurden mehrere Umfragen durchgeführt. Abbildung 26 und Abbildung 27 zeigen exemplarische Ergebnisse.

Welche Herausforderung stufen Sie bei der Umsetzung eines Wasserstoffprojektes am größten ein?

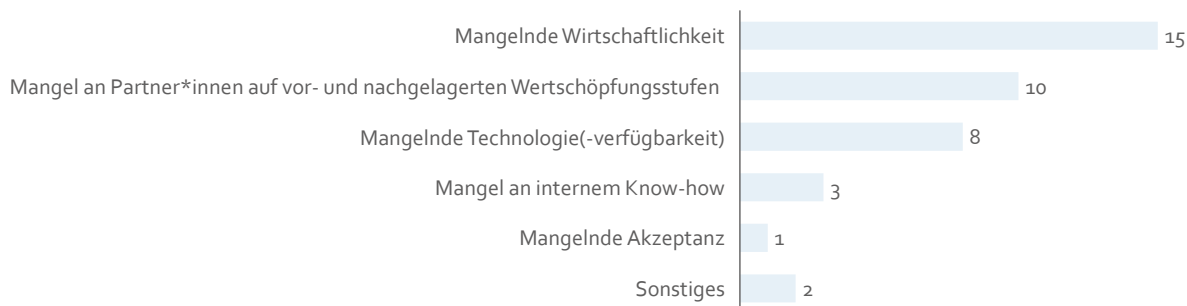


Abbildung 26: Umfrageergebnis zu den Herausforderungen von Wasserstoffprojekten<sup>68</sup>  
©KielRegion GmbH / Inhaltliche Ausarbeitung: BBH Consulting AG

Wie Abbildung 26 verdeutlicht, ist die aktuell größte Herausforderung aus Sicht der Teilnehmenden die mangelnde Wirtschaftlichkeit der Projekte. Grundsätzlich sind die Einflussmöglichkeiten der KielRegion bei der Verbesserung der Wirtschaftlichkeit begrenzt, da die wesentlichen Einflussgrößen auf bundespolitischer Ebene beschlossen werden. Um dies zu berücksichtigen, richtet die KielRegion spezifische Forderungen an die Bundespolitik (vgl. Kapitel 6). Dennoch kann auch die Region selbst wirtschaftliche Defizite bei den Einzelakteur\*innen durch entsprechende Unterstützungen verringern. Hierzu wurden konkrete Vorschläge erarbeitet, die in Kapitel 6 vorgestellt werden. Der zweite wesentliche Punkt ist der Mangel an Partner\*innen. Diesem soll in Zukunft stärker über die im Zuge des Projektes installierten Strukturen begegnet werden (vgl. Kapitel 5.4). Mit einem zu erwartenden Abflachen der Corona-Pandemie besteht zudem die Hoffnung – sofern vertretbar –, sukzessive verstärkt persönliche Vernetzungstreffen durchzuführen. Zur Bewältigung der dritten Herausforderung – der mangelnden Technologie(-verfügbarkeit) – kann die KielRegion nur bedingt beitragen. Sofern jedoch eine kritische Masse an Interessierten besteht, können Beschaffungscluster initiiert werden, um Nachfrage zu bündeln und die Verhandlungsposition mit Technologielieferanten zu verbessern.

Womit kann die KielRegion den größten Benefit zur Projektumsetzung schaffen?

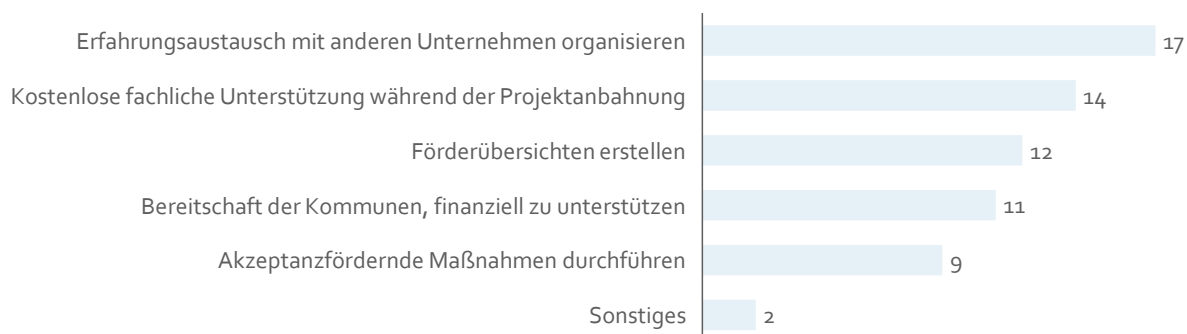


Abbildung 27: Umfrageergebnis zu Hilfestellungen durch die KielRegion<sup>68/68</sup>  
©KielRegion GmbH / Inhaltliche Ausarbeitung: BBH Consulting AG

Um den Herausforderungen zu begegnen, wünschen sich die befragten Akteur\*innen, wie in Abbildung 27 veranschaulicht, vor allem einen organisierten Erfahrungsaustausch mit anderen Unternehmen, kostenlose fachliche Unterstützung sowie Übersichten zu Förderprogrammen. Ersterer Punkt wird wie oben dargestellt zukünftig verstärkt adressiert werden. Um eine fachliche Unterstützung anbieten zu können, strebt die KielRegion an, weitere

<sup>68</sup> n = 22.



Fördermittel über das HyExperts-Programm einzuwerben, sodass Einzelprojekte spezifisch unterstützt werden können. Im Bereich Förderübersichten wird auf die Wirtschaftsförderung und Technologietransfer Schleswig-Holstein GmbH verwiesen, da diese im Rahmen der Wasserstoffstrategie.SH eine sogenannte Förderfibel<sup>69</sup> aufbaut und Doppelstrukturen innerhalb des Landes Schleswig-Holstein vermieden werden sollen.

- ▶ Zudem baut die KielRegion einen „**digitalen Marktplatz**“ auf, der unter [www.kielregion.de/wasserstoff](http://www.kielregion.de/wasserstoff) zu erreichen ist. Diese Plattform hat das Ziel, ein Matching zwischen Projektansätzen verschiedener Akteur\*innen zu ermöglichen. Hierzu erhalten die Akteur\*innen die Möglichkeit, ihre Projektansätze über die Webseite der KielRegion GmbH mit geringem Aufwand in einem Projektsteckbrief abzubilden. Für ein gezieltes Matching wird pro Projektansatz erfasst, was der jeweilige Akteur „bietet“ und was er „sucht“. Beispielsweise kann ein ÖPNV-Betreiber, der Brennstoffzellenbusse beschaffen will, angeben, dass er grünen Wasserstoff in einer definierten Menge an einem spezifischen Standort benötigt. Gleichzeitig kann zum Beispiel ein Windkraftanlagenbetreiber in seinem Projektsteckbrief angeben, dass er plant, einen Elektrolyseur zu errichten, und grünen Wasserstoff anbietet. Aufgabe des Plattformbetreibers ist es, zwei Unternehmen – aber auch mehrere – zusammenzuführen, wenn „Suche“ und „Biete“ übereinstimmen. Diese Aufgabe sowie die grundsätzliche Plattformbetreuung übernimmt die KielRegion GmbH. Durch den digitalen Marktplatz wird die Vernetzung digitalisiert und unabhängig von einzelnen Veranstaltungen ermöglicht.

### 5.3 Projekte

Der Aufbau von Wissen und die Vernetzung dienen dem Ziel, neue Projekte zu initiieren und bestehende weiterzuentwickeln. Dabei hat sich gezeigt, dass ein tiefgehendes Verständnis der energiewirtschaftlichen Zusammenhänge vonnöten ist, um Projekte zu ermöglichen, die ökologisch, ökonomisch und unter Gesichtspunkten der Versorgungssicherheit zielführend sind.

Zu Beginn der Projektentwicklung stand ein kontinuierliches Screening nach Projektansätzen. In Summe wurden mit 33 Akteur\*innen Gespräche über ihre Absichten zu Wasserstoffprojekten oder mögliche Projektpotenziale<sup>70</sup> geführt. Zusammenfassend veranschaulicht Abbildung 28 die geografische Verteilung der Projektansätze in der KielRegion.

---

<sup>69</sup> Die Förderfibel ist Stand 15.12.2020 abrufbar unter: <https://wasserstoffwirtschaft.sh/de/foerderkonfigurator>.

<sup>70</sup> Es ist zu berücksichtigen, dass sich die Projektansätze in verschiedenen Stadien der Konkretisierung befinden und nicht davon ausgegangen werden kann, dass sie alle umgesetzt werden.

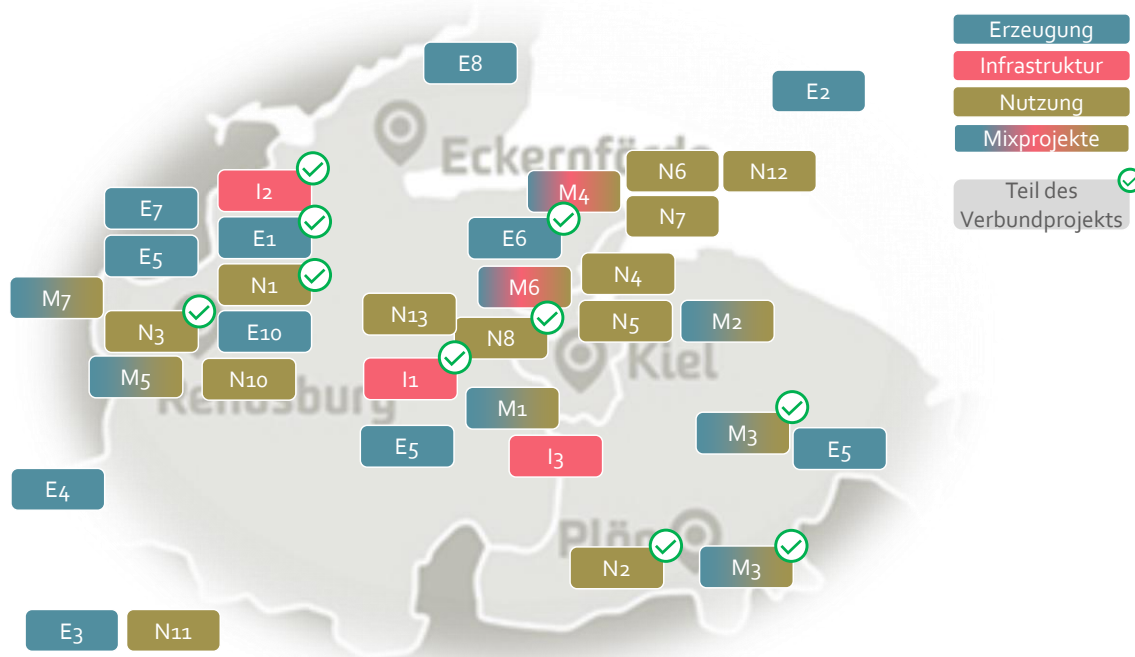


Abbildung 28: Identifizierte Projektansätze<sup>71</sup>  
©KielRegion GmbH / Inhaltliche Ausarbeitung: BBH Consulting AG

Es zeigt sich, dass es in allen Teilen der KielRegion Ansätze zu Wasserstoffprojekten gibt und keine lokale Fokussierung vorherrscht. Zudem hat das Projektscreeing gezeigt, dass in den Städten vor allem Nachfragepotenziale – mit dem Fokus Verkehrssektor – und in den ländlicheren Gebieten eher Erzeugungspotenziale vorherrschen<sup>72</sup>. Dies bestätigt, dass das gemeinsame Vorgehen der KielRegion für den Aufbau einer regionalen Wasserstoffwirtschaft aufgrund komplementärer Potenziale vorteilhaft ist.

Die KielRegion wird sich darum bemühen, die Akteur\*innen bei der inhaltlichen Konkretisierung ihrer Projektansätze zu unterstützen und kontinuierlich eine Vernetzung untereinander herzustellen (vgl. Kapitel 5.4). Für das weitere Vorgehen werden die Projektansätze ausgewählt, bei denen die Realisierungswahrscheinlichkeit am höchsten ist und die Erzeugungs- und Verbrauchspotenziale wesentliche Beiträge zu einem ersten integrierten Projekt leisten können. Durch die entstehenden Strukturen können die Einstiegshürden für die weiteren Projektansätze gesenkt werden, sodass diese in einer weiteren Phase sukzessive an die Grundstruktur anknüpfen können.

## Verbundprojekt

Da, wie bereits dargestellt, viele erfolgreiche Projekte nur im Verbund – in sogenannten integrierten Projekten – funktionieren, werden auch im HyStarter-Projekt Akteur\*innen mit sich ergänzenden Projektansätzen in einem Verbundprojekt zusammengefasst. Durch die integrierte Betrachtung verschiedener Projektansätze soll erreicht werden, dass die Akteur\*innen auf ihrer originären Wertschöpfungsstufe verbleiben können und nicht jeweils alle Wertschöpfungsstufen abdecken

<sup>71</sup> Um die Anonymität der Akteur\*innen zu gewährleisten, werden die einzelnen Projektansätze nach der Zugehörigkeit zur Wertschöpfungskette nummeriert und geografisch verortet.

<sup>72</sup> Diese Aussage spiegelt die in der Realität identifizierten Projektansätze wider. Die Aussagen bzgl. theoretischer Potenziale (vgl. Kapitel 5.1) sind hiervon differenziert zu betrachten.

müssen. Beispielsweise soll dafür gesorgt werden, dass ein ÖPNV-Betreiber, der Brennstoffzellenbusse einsetzt, nicht auch Wasserstoffherzeuger werden muss.

Ziel des Verbundprojektes ist es, eine Erstkonzeptionierung hinsichtlich eines ganzheitlichen Technologiekonzeptes vorzunehmen, das die einzelnen Interessen und Bedarfe der Akteur\*innen berücksichtigt. In Summe soll über das Verbundprojekt die Grundlage geschaffen werden, dass die Umsetzung der betrachteten Einzelprojektansätze wahrscheinlicher wird und schneller erfolgen kann. Zudem soll die Wirtschaftlichkeit pro Partner\*in verbessert werden. Die in Abbildung 28 mit einem Häkchen markierten Projektansätze sind im Verbundprojekt berücksichtigt<sup>73</sup>. Den Projektpartner\*innen geht es dabei darum, gemeinsam in der aufkommenden Wasserstoffwirtschaft zu lernen und ergebnisoffen Projekte anzudenken und zu konzipieren. Das bedeutet auch, dass eine Umsetzung noch offen ist.

Für die regionale **Erzeugung** von Wasserstoff wurden im Verbundprojekt drei Wege untersucht:

- ▶ Die Installation einer Elektrolyseanlage an einer Windkraftanlage des Unternehmens Energiequelle GmbH, die nördlich von Kiel repowert wird,
- ▶ die Installation einer Elektrolyseanlage an einer neu zu errichtenden PV-Freiflächenanlage auf einer ehemaligen Deponiefläche im Kreis Plön der Abfallwirtschaftsgesellschaft Kreis Plön mbH oder
- ▶ der Einsatz von Kunststoffabfällen, Altholz und Gärresten in einer neu zu errichtenden Pyrolyseanlage des Unternehmens Infinite Fuels GmbH im Kreis Rendsburg-Eckernförde.

Im Bereich **Infrastruktur** ist ein konkretes Vorhaben des Unternehmens Anton Willer GmbH & Co. KG berücksichtigt. Dort wird die Erweiterung einer bestehenden konventionellen Tankstelle in Kiel um Zapfpunkte für eine 350- und eine 700-bar-Betankung mit Wasserstoff eruiert.

Im Bereich **Wasserstoffnutzung** sind Projektansätze im Sektor Verkehr und Energie integriert:

- ▶ Die Landeshauptstadt Kiel hat in der Ratsversammlung am 29.10.2019 beschlossen, dass ab sofort grundsätzlich für den städtischen Fuhrpark sowie im Idealfall auch bei Tochtergesellschaften und Beteiligungen nur noch **emissionsfreie** Fahrzeuge beschafft werden<sup>74</sup>. Hierunter fallen explizit auch Brennstoffzellenfahrzeuge. Folglich ist davon auszugehen, dass sukzessive Wasserstoffbedarfe durch die Nutzung von Brennstoffzellenfahrzeugen anfallen werden. Im Bereich der Nutzfahrzeuge, in dem die höchste Durchdringung von Brennstoffzellenfahrzeugen erwartet wird, koordiniert der Abfallwirtschaftsbetrieb Kiel diese Aufgabe. Er ist im Verbundprojekt gemeinsam mit Vertretern des Tiefbauamtes der Landeshauptstadt Kiel vertreten.
- ▶ In Plön könnte sich eine Wasserstoffnachfrage durch einen potenziellen Einsatz von Brennstoffzellenbussen bei den Verkehrsbetrieben Kreis Plön GmbH (VKP) sowie Brennstoffzellen-Müllsammelfahrzeugen bei der Abfallwirtschaftsgesellschaft Kreis Plön mbH (AWKP) ergeben.

---

<sup>73</sup> Potenzielle Großprojekte wie die Umwidmung des Gasspeichers in Kiel-Rönne wurden nicht in das Verbundprojekt integriert, da sie eine abweichende Größenordnung zu den anderen Projekten aufweisen. Nichtsdestotrotz arbeiten die Unternehmen an individuellen Konzepten, die zukünftig beispielsweise auch an das Verbundprojekt angekoppelt werden können.

<sup>74</sup> Von diesem Grundsatz kann nur in begründeten Fällen abgewichen werden, etwa wenn die Einsatzfähigkeit nicht mehr gewährleistet ist.

- ▶ Im Kreis Rendsburg-Eckernförde werden potenzielle Wasserstoffverbräuche im ÖPNV durch den Überlandverkehr berücksichtigt, der die kommenden Jahre von dem Unternehmen Autokraft GmbH betrieben wird.
- ▶ Zudem werden mögliche Wasserstoffverbräuche an der Bioabfallbehandlungsanlage der Abfallwirtschaft Rendsburg-Eckernförde GmbH (AWR) für eine Aufbereitung von CO<sub>2</sub> mit Wasserstoff zu Biomethan im Verbundprojekt bedacht.

Mit den Projektpartnern wurden bilaterale Gespräche sowie zwei Workshops geführt, um zu eruieren, wie ein gemeinsames Technologiekonzept die jeweiligen Bedarfe – vor allem im Bereich der Wasserstoffnutzung – erfüllen könnte. Hierzu wurde unter anderem eine Simulation<sup>75</sup> durchgeführt, die auf Basis der vorhandenen Projektansätze ein kosten- und CO<sub>2</sub>-optimiertes Gesamtsystem auslegt. Das System bezieht sich auf das Jahr 2028. Für die Simulation werden Annahmen bezüglich der Wasserstoffbedarfe getroffen, die in Tabelle 4 aufgeführt sind<sup>76</sup>.

Tabelle 4: Angenommene Wasserstoffbedarfe im Verbundprojekt

Akteur*in	Anzahl Brennstoffzellenfahrzeuge	H <sub>2</sub> -Bedarf [t/a]
<b>Kommunaler Fuhrpark Kiel</b> verschiedene Fahrzeugtypen, vor allem schwere Nutzfahrzeuge	35	52
<b>AWKP</b> Müllsammelfahrzeuge	4	12
<b>VKP</b> Busse	8	44
<b>Rendsburg Autokraft</b> Busse	5	28
<b>AWR</b> Methanisierung	-	208

Aufgrund der vergleichsweise geringen Wasserstoffmengen werden in der Simulation lediglich die Optionen zur Wasserstofferzeugung per Elektrolyse an den zwei potenziellen Standorten berücksichtigt<sup>77</sup>. Dazu wird angenommen, dass der repowerte Windpark eine Größe von 45 MW und die PV-Freiflächenanlage eine Größe von 2,7 MW<sub>p</sub> aufweisen.

In Abbildung 29 ist das sich ergebende regionale Energiesystem aus Wasserstoffverbrauchern, den sich ergebenden Wasserstofferzeugern sowie der notwendigen Infrastruktur dargestellt.

<sup>75</sup> Hierzu wurde das Simulationsframework SMOOTH des Reiner Lemoine Instituts verwendet.

<sup>76</sup> Weitere Annahmen sind im Anhang zu finden.

<sup>77</sup> Die Pyrolyseanlage setzt größere Abnahmemengen voraus und wird deshalb für die Simulation nicht verwendet. Inwiefern sie auch in kleinerem Maßstab errichtet werden könnte, wird in folgenden Konzeptionierungsphasen eruiert.



Abbildung 29: Technologiekonzept im Verbundprojekt  
©KielRegion GmbH / Inhaltliche Ausarbeitung: BBH Consulting AG

Die Simulationsergebnisse zeigen, dass die Wasserstoffbedarfe (insgesamt 343 t<sub>H2</sub>/a) mit den zwei Elektrolyseanlagen gedeckt werden könnten:

- ▶ Der Elektrolyseur am Windpark hat eine Leistung von 2,6 MW<sub>el</sub> und lokal einen Wasserstoffspeicher von 4,9 t<sub>H2</sub>. Insgesamt produziert er jährlich 342 t<sub>H2</sub><sup>78</sup> und hat 7.460 Volllaststunden. Dieser hohe Wert ist möglich, weil der Elektrolyseur im Verhältnis zum Windpark klein dimensioniert ist. Das führt jedoch auch dazu, dass die Windkraftanlagen viel erneuerbaren Strom produzieren, der nicht für die Wasserstoffherzeugung genutzt und ins Stromnetz eingespeist wird. Um dennoch einen günstigen Strombezug mit geringen Abgaben und Umlagen zu realisieren (vgl. Kapitel 5.1), müsste dieser Überschussstrom vom Anlagenbetreiber beispielsweise per PPA<sup>79</sup> an Dritte veräußert werden. Hier sind beispielsweise die Städte und Kommunen gefordert, um diesen Strom (in Teilen) aufzukaufen, um damit beispielsweise ihre Liegenschaften CO<sub>2</sub>-neutral zu versorgen<sup>80</sup>.
- ▶ An der PV-Freiflächenanlage wird ein Elektrolyseur mit einer Leistung von 0,9 MW<sub>el</sub> und einem Wasserstoffspeicher von 5 t<sub>H2</sub> dimensioniert. Er weist 2.288 Volllaststunden und eine Jahresproduktion von 37 t<sub>H2</sub> auf. Dies entspricht einer Stromnutzung aus der PV-Anlage von 70 Prozent.

Es zeigt sich, dass für den Transport des Wasserstoffs drei Trailer benötigt werden, die insgesamt knapp 1.000 Belieferungen pro Jahr durchführen. Hierzu sind neben der Wasserstofftankstelle in

<sup>78</sup> Ca. 36 t<sub>H2</sub>/a werden über den Bedarf in der Region hinausgehend produziert. Diese können exportiert werden oder als Puffer für zukünftig neue Verbraucher genutzt werden.

<sup>79</sup> PPA = Power Purchase Agreement (englisch für: Stromkaufvereinbarung).

<sup>80</sup> Ein Einkauf von Grünstrom an den Strombörsen wäre voraussichtlich günstiger, hätte aber nicht die gleichen positiven Anschubeffekte für eine regionale Wasserstoffwirtschaft. Der Bezug eines PPA hätte folglich vor allem ideelle Gründe.

Kiel, die sich bereits in Planung befindet, jeweils eine Wasserstofftankstelle in Rendsburg und eine in Plön zu errichten. In eine detaillierte Standortwahl für die Tankstellen sind vor allem wirtschaftliche Aspekte einzubeziehen: Neben der Frage, ob die Wasserstofftankstellen für die öffentliche Nutzung freigegeben werden sollen, stellt sich die Frage nach dem Standort und möglichen Umwegen für die Nutzfahrzeuge für den Betankungsvorgang. Dieses Optimierungsproblem müsste in weiteren Konkretisierungsphasen gemeinsam mit den Beteiligten diskutiert werden.

Dabei zeigt sich, dass der Elektrolyseur am Windpark alle drei Verbraucher in Kiel, Rendsburg-Eckernförde und Plön versorgt. Der Elektrolyseur an der PV-Freiflächenanlage unterstützt aufgrund seiner geringen Größe lediglich die Bedarfsdeckung in Plön. In Summe ergeben sich die in Abbildung 30 aufgeführten Gesteungskosten für Wasserstoff (ohne Transport zum Verbraucher).

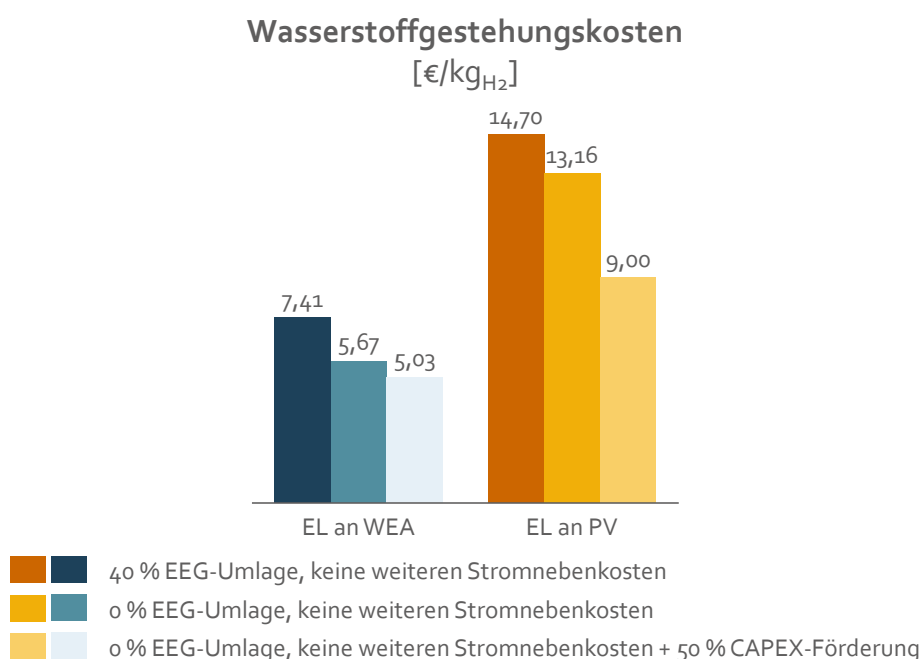


Abbildung 30: Wasserstoffgestehungskosten im Verbundprojekt<sup>81</sup>  
©KielRegion GmbH / Inhaltliche Ausarbeitung: BBH Consulting AG

Die Modellberechnungen zeigen, dass die Wasserstoffgestehungskosten an der Windkraftanlage bei Vermeidung aller Stromnebenkosten und einer 50-prozentigen CAPEX-Förderung des Elektrolyseurs mit 5,03 €/kg<sub>H<sub>2</sub></sub> wettbewerbsfähig zu anderen Regionen und auch Wasserstoffimporten sind<sup>82</sup>. Die unterstellte Förderung ist dabei im heutigen Marktumfeld realistisch. Ohne Förderung, jedoch ohne EEG-Umlage oder weitere Stromnebenkosten lässt sich immerhin ein Wasserstoffgestehungspreis von 5,67 €/kg<sub>H<sub>2</sub></sub> erreichen. Sollte weder eine Förderung noch eine gänzliche EEG-Umlagenbefreiung erreicht werden, erhöhen sich die Gesteungskosten um 31 Prozent auf 7,41 €/kg<sub>H<sub>2</sub></sub>.

Auch zeigt sich, dass die Wasserstoffkosten an der Windkraftanlage circa um die Hälfte günstiger ausfallen als an der PV-Freiflächenanlage. Das liegt insbesondere an den höheren Volllaststunden des Elektrolyseurs (7.460 h gegenüber 2.288 h), die im niedrigeren Verhältnis der installierten Leistung des Elektrolyseurs zur EE-Anlage (0,06 gegenüber 0,33) und den höheren Volllaststunden von Windkraftanlagen gegenüber PV-Anlagen begründet sind (vgl. Kapitel 5.1).

<sup>81</sup> Tatsächliche Wasserstoffpreise sind von einer detaillierten Projektausgestaltung abhängig und fallspezifisch zu ermitteln.

<sup>82</sup> In die Simulation fließen System- und Finanzkosten ein (keine Kosten für Personal und Genehmigung).

Neben den reinen Gestehungskosten sind die Verbraucherpreise an den Tankstellen bzw. der Methanisierungsanlage relevant (vgl. Abbildung 31). Die Tankstellenpreise (HRS) umfassen neben den Wasserstoffgestehungskosten ebenfalls Kosten für den Trailertransport sowie die Tankstelleninfrastruktur.

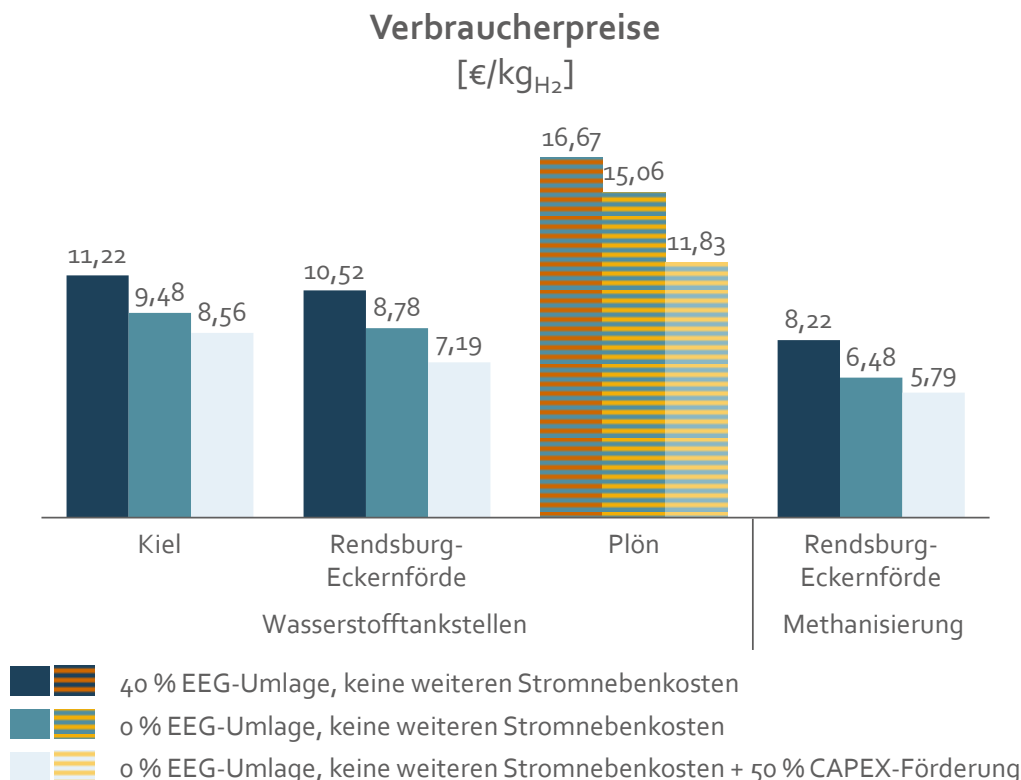


Abbildung 31: Wasserstoff netto Verbraucherpreise (Wasserstoffgestehungskosten zuzüglich Transport- und ggf. Tankstellenkosten)<sup>83</sup>

©KielRegion GmbH / Inhaltliche Ausarbeitung: BBH Consulting AG

Die Verbraucherpreise sind höher als die reinen Gestehungskosten, da sie zusätzlich die Kosten für den Transport sowie im Falle des Tankstellenverkaufs für die Tankstelleninfrastruktur enthalten. Die Preise zwischen den Tankstellen in Kiel und Rendsburg-Eckernförde variieren insbesondere deshalb, weil unterschiedliche Mengen geliefert werden und die Trailerkosten in Rendsburg-Eckernförde auf zwei Abnehmer aufgeteilt werden. Die Tankstellenkosten in Plön hingegen sind vergleichsweise hoch. Der Grund ist darin zu sehen, dass die Tankstelle in der Simulation prioritär mit dem Wasserstoff aus dem Elektrolyseur an der PV-Anlage und nur zur Restdeckung mit dem Wasserstoff aus der kostengünstigeren Wasserstoffproduktion an der Windkraftanlage versorgt wird. Folglich zeigt sich, dass der Betrieb eines zweiten kleineren Elektrolyseurs an einer PV-Freiflächenanlage aus Kostengründen nicht empfehlenswert ist. Während die obige Darstellung die theoretischen Preise ausweist, die sich an den einzelnen Verbrauchsstandorten ergeben, würde im Falle einer Umsetzung des Verbundprojekts vermutlich ein regional einheitlicher Mischpreis erhoben werden (vgl. Kapitel 5.3 – H2-Plattform).

Dass der Tankstellenpreis über den Gestehungskosten liegt, zeigt zum einen, dass die Transportkosten von Wasserstoff eine relevante Größe sind. Aufgrund der kürzeren Transportdistanzen

<sup>83</sup> Die eingesetzten Farbpaletten spiegeln die Wasserstoffquellen wider. Die blaue Farbpalette für die Orte Kiel und Rendsburg-Eckernförde bedeutet, dass der Wasserstoff ausschließlich von der Elektrolyse an der Windkraftanlage stammt. Die HRS in Plön hingegen wird sowohl von der Elektrolyseanlage an der Windkraftanlage als auch von der PV-Freiflächenanlage beliefert (gelb-blaue Schraffierung).

weisen regionale Wasserstoffsysteme folglich Kostenvorteile gegenüber landesweiten Konzepten auf. Darüber hinaus bedeutet der hohe Preisanstieg gegenüber den reinen Wasserstoffgestehungskosten, dass eine hohe Auslastung der Wasserstofftankstelle wichtig ist, um die Fixkosten der Tankinfrastruktur auf möglichst viele Verbraucher umzulegen und den Gesamtpreis zu reduzieren<sup>84</sup>.

Im Vergleich zum aktuell politisch festgelegten Verbraucherpreis von 8,50 €/kg<sub>H2</sub> brutto (7,14 €/kg<sub>H2</sub> netto) an H2-Mobility-Tankstellen zeigt sich, dass die Preise in der KielRegion im besten Fall (HRS in Rendsburg-Eckernförde ohne Abgaben und Umlagen und Förderung) günstiger oder zumindest konkurrenzfähig sind. Zudem ist zu beachten, dass der Wasserstoff an den H2-Mobility-Tankstellen nicht zu 100 Prozent grün ist.

Die Preise für die Methanisierungsanlage sind geringer, weil keine Infrastrukturkosten für die Tankstelle, sondern lediglich Transportkosten anfallen.

Durch das regionale Wasserstoffsystem, wie es mit den Partner\*innen des Verbundprojektes zum aktuellen Stand konzipiert ist, können in Summe jährlich circa 2.466 t<sub>CO2</sub>/a eingespart werden (vgl. Abbildung 32). Vor allem ein Einsatz in der angedachten Größenordnung bei der AWR würde zu großen CO<sub>2</sub>-Einsparungen führen, wenn unterstellt wird, dass durch das erzeugte Biomethan konventionelles Erdgas ersetzt wird.

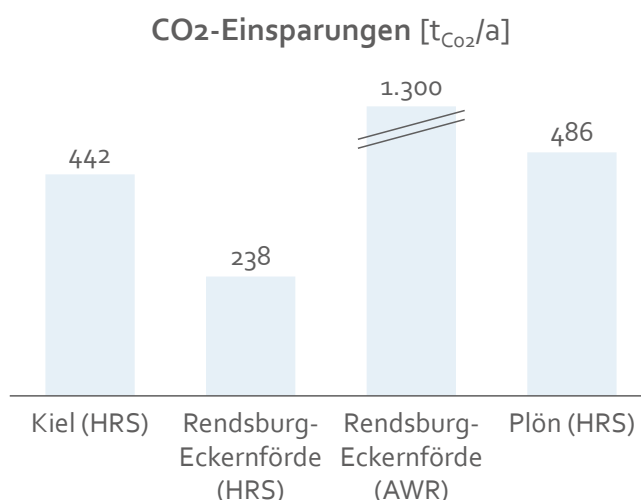


Abbildung 32: CO<sub>2</sub>-Einsparungen im Vergleich zum Einsatz fossiler Energieträger  
©KielRegion GmbH / Inhaltliche Ausarbeitung: BBH Consulting AG

Die Arbeit mit den Partner\*innen des Verbundprojektes hat im Wesentlichen folgende Erkenntnisse zutage gebracht:

- ▶ Eine gemeinsame zentrale Wasserstoffproduktion innerhalb der KielRegion für die Initiierung erster Strukturen ist sinnvoll, um kostengünstigen grünen Wasserstoff zu erzeugen. Ein Klein-Klein einzelner Akteur\*innen führt zu einer schlechteren Wirtschaftlichkeit, erheblichen Mehraufwänden pro Akteur\*in und Doppelstrukturen in Bezug auf die Infrastruktur in der Region. Dies zeigen exemplarisch die hohen Verbraucherpreise im Verbundprojekt an der Tankstelle in Plön auf. Wenngleich ein zweiter Elektrolyseur in der Region Vorteile wie eine erhöhte Versorgungssicherheit mit sich bringen kann, führt er zu weitaus höheren Kosten.

<sup>84</sup> In der Simulation wird unterstellt, dass die Verbräuche über den Zeitraum konstant sind. Diese sind in weiteren Detailanalysen ebenfalls zu berücksichtigen.



- ▶ Die Vermeidung von Abgaben und Umlagen sowie die Inanspruchnahme von Fördermitteln ist wesentlich für eine kostengünstige Wasserstoffproduktion.
- ▶ Die erreichbaren Preise liegen in Korridoren, wie sie auch für Wasserstoffimporte außerhalb Deutschlands erwartet werden. Die KielRegion wird damit konkurrenzfähigen Wasserstoff erzeugen können und von Wertschöpfungsvorteilen profitieren.

Alle Partner\*innen wollen den eingeschlagenen gemeinsamen Weg auch zukünftig weitergehen und das angedachte Projekt weiter optimieren<sup>85</sup>. Auf diesem Weg wird das dargestellte Technologiekonzept weiteren Änderungen unterliegen. Zudem ist das Verbundprojekt so angelegt, dass interessierte Akteur\*innen das Projekt mit konkreten Projektansätzen erweitern können.

## H2-Plattform

Derzeit können die Akteur\*innen in der KielRegion – aber auch in anderen Regionen – nicht auf bestehende Angebots- und Nachfragestrukturen für Wasserstoff zurückgreifen. Wie oben beschrieben müssen sie deshalb entweder ihr eigenes Angebot oder ihre eigene Nachfrage schaffen oder sich mit Unternehmen der vor- oder nachgelagerten Wertschöpfungsstufen zusammenschließen. Letzterer Weg wird im Verbundprojekt verfolgt.

Um kurzfristig einen Nukleus in der Region zu schaffen, ist dieser Weg in Bezug auf Aufwand, Geschwindigkeit und Kosten richtig. Mittelfristig sollte in der KielRegion jedoch ein eigener Wasserstoffmarkt etabliert werden, der Angebot und Nachfrage der Akteur\*innen bedarfsgerecht zusammenführt. Das Entstehen eines liquiden nationalen Marktes für grünen (oder CO<sub>2</sub>-armen) Wasserstoff wird vermutlich noch viele Jahre in Anspruch nehmen.

Aus diesem Grund wurden im HyStarter-Projekt erste Überlegungen zu einem mittelfristigen Marktansatz für die KielRegion angestellt (vgl. Abbildung 33). Ziel einer derartigen Plattform ist es, den Akteur\*innen auf den jeweiligen Wertschöpfungsstufen Sicherheiten hinsichtlich der Verfügbarkeit und Abnahme ihrer Strom- und Wasserstoffmengen sowie der Preise zu geben.

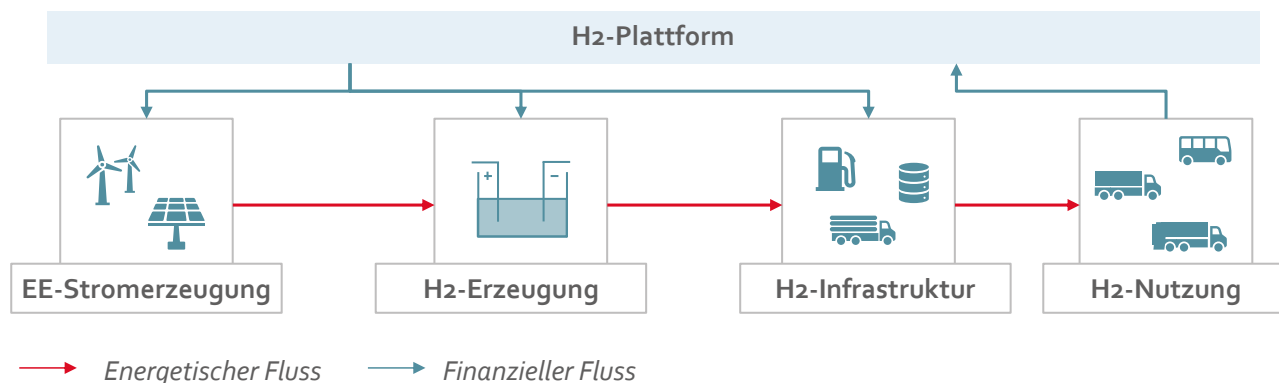


Abbildung 33: H2-Plattform KielRegion  
©BMVI / Inhaltliche Ausarbeitung: BBH Consulting AG

Das schematisch dargestellte Plattformkonzept entkoppelt energetische von finanziellen Flüssen. Veranlasst beispielsweise ein Elektrolysebetreiber einen Wasserstofftransport zu einer Tankstelle, erhält er eine entsprechende Vergütung vom Betreiber der Plattform. Dabei garantiert der Plattformbetreiber sowohl dem Wasserstoffherzeuger als auch dem Tankstellenbetreiber feste Verkaufsf

<sup>85</sup> Da es sich um einen offenen und gemeinsamen Entwicklungsprozess handelt, hat zum derzeitigen Zeitpunkt kein beteiligtes Unternehmen Zusagen getroffen, das skizzierte Verbundprojekt umzusetzen. Vielmehr sind alle Unternehmen engagiert, um gemeinsam und ergebnisoffen im Wasserstoffbereich zu lernen und Projekte – wenn ökologisch sinnvoll und wirtschaftlich möglich – umzusetzen.

bzw. Einkaufspreise, sodass sie Investitionssicherheit für ihre Infrastruktur haben. Wie in den Ergebnissen des Verbundprojektes dargestellt, kann es ansonsten zu unterschiedlichen Wasserstoffpreisen an den jeweiligen Tankstellen kommen. Im schlimmsten Fall führt das zu einer räumlichen Verschiebung der Nachfrage, da die Nutzer dort tanken, wo der Wasserstoff am günstigsten ist. Dies würde die Infrastrukturen gegenseitig kannibalisieren. Eine H2-Plattform würde diesen Konflikt lösen und einheitliche Preise in der gesamten Region garantieren.

Gleichzeitig garantiert der Plattformbetreiber dem Elektrolysebetreiber Abnahmemengen und den Nutzer\*innen verfügbare Wasserstoffmengen. Flottenbetreiber, die Brennstoffzellenfahrzeuge anschaffen möchten, müssten sich somit keine Gedanken um die Energieversorgung mit Wasserstoff machen. Um Angebot und Nachfrage im zeitlichen Verlauf synchronisieren zu können, müssten sowohl Erzeuger als auch Nachfrager ihre Wasserstoffmengen im Vorhinein anmelden. Bei eventuellen Unterdeckungen sowie für den Fall von Produktionsausfällen muss der Plattformbetreiber Backup-Lieferverträge vereinbaren. In Summe würde eine derartige Plattform Preis- und Mengenrisiken für die Anwender\*innen übernehmen. Zudem müssen die Akteur\*innen keine bilateralen Verträge miteinander abschließen – einziger Vertragspartner wird die Plattform. Hierdurch sinken neben den Risiken und Kosten auch administrative Aufwände, wodurch Eintrittsbarrieren gesenkt werden.

Wie in Abbildung 31 gezeigt, können Wasserstoffpreise je nach Stromquelle erheblich variieren. Sollte die Entscheidung getroffen werden – zum Beispiel um die Versorgungssicherheit zu erhöhen –, auch Elektrolyseure an Standorten mit höheren Wasserstoffpreisen zu errichten, könnten den Verbraucher\*innen über die H2-Plattform einheitliche Mischpreise ermöglicht werden. Eine Benachteiligung einzelner Verbraucher\*innen könnte so vermieden werden.

Voraussichtlich würden beim Plattformbetreiber in der Anfangszeit negative Margen anfallen. Inwiefern diese perspektivisch verringert bzw. umgekehrt werden können oder ob der Plattformbetrieb durch weitere Dienstleistungen rentabel gestaltet werden könnte, wird in folgenden Projekten der KielRegion untersucht und bewertet werden.

## 5.4 Strukturen

In Abbildung 8 wird eine Wasserstoff-Roadmap für die KielRegion bis 2030 aufgezeigt. Das in diesem Bericht vorgestellte HyStarter-Projekt ist dabei als Nukleus dieser Roadmap zu verstehen. Um diesen innerhalb eines Jahres angestoßenen Prozess zu verstetigen, wurden organisatorische Strukturen geschaffen, um den Aufbau einer regionalen Wasserstoffwirtschaft zu institutionalisieren. Diese werden im Folgenden vorgestellt:

- ▶ Die KielRegion GmbH als Zusammenschluss der Kreise Plön und Rendsburg-Eckernförde sowie der Landeshauptstadt Kiel übernimmt weiterhin die **Koordination**. Ziel ist es, mittelfristig das Thema Wasserstoff durch eine\*n technische\*n Projektleiter\*in zu entwickeln. Bis dahin wird das Projekt im Rahmen der Tätigkeit des regionalen Mobilitätsmanagements weitergeführt. Die KielRegion GmbH hat zahlreiche Gremien zur regionalen Kooperation etabliert und wird in diesen relevanten Fragestellungen diskutieren und zukünftige Projekte vorbereiten.
- ▶ **Steuerungsgruppe Wasserstoff:** Die Steuerungsgruppe Wasserstoff bildet den institutionellen Rahmen und trifft sich vier Mal im Jahr. Die Aufgaben: Harmonisierung von Handlungsstrategien und bestehenden Strukturen, Bericht gegenüber Politik und Verwaltung, Vorbereitung politischer Beschlüsse zu Förderprojekten und Integration in landesweite Aktivitäten. Die Mitglieder: Kreis Plön, Kreis Rendsburg-Eckernförde, Landeshauptstadt Kiel und IHK zu Kiel.

- ▶ **Kernteam Wasserstoff:** Das Kernteam besteht aus Vertreter\*innen des HyStarter-Kernteam und Mitgliedern des Verbundprojektes aus HyStarter. Das Kernteam trifft sich vier Mal im Jahr. Die Aufgaben: inhaltliche Weiterentwicklung von Projektideen, Vorbereitung von Fördermittelanträgen, Klammer regionaler Aktivitäten. Die Mitglieder: Abfallwirtschaftsgesellschaft Rendsburg-Eckernförde, HanseWerk, Industrie- und Handelskammer zu Kiel, KielRegion, Kreis Rendsburg-Eckernförde, Kreis Plön, Landeshauptstadt Kiel, Stadtwerke Plön, Versorgungsbetriebe Bordesholm. Weitere: Energiequelle GmbH, Denker & Wulff.
- ▶ **Projektarbeitsgruppen:** Weitere Akteur\*innen tragen mit Expertenwissen und Know-how zur Weiterentwicklung der WasserstoffRegion bei und unterstützen agil bei Projektentwicklungen und Förderanträgen. Treffen sind projektgebunden. Mögliche Arbeitsgruppen sind: Schwerlastfahrzeuge, Biogas, regionale Versorgungsstrukturen, ÖPNV-System, dezentrale Versorgungsstrukturen und Wirtschaftsförderung.
- ▶ **Facharbeitskreis Wasserstoff:** Zwei Mal im Jahr trifft sich ein Facharbeitskreis Wasserstoff, dem neben den Vertreter\*innen des Kernteam, der Projektteams und Arbeitsgruppen weitere relevante Stakeholder aus der Region sowie Schleswig-Holstein angehören.

Die KielRegion präsentiert die Arbeit der aufgeführten Gremien auf der Website, koordiniert Akteur\*innen über die Projektbörse und trägt die Arbeitsstände in Gremien und Ausschüsse. Im Rahmen der Regionalkonferenz der KielRegion wird die Arbeit vorgestellt. Anlassbezogen erfolgen Presse- und Öffentlichkeitsarbeit. Neben den regelmäßigen Treffen erfolgt die Abstimmung auf der Kooperationsplattform MokWi.de. So sind Projektentwicklungen transparent und barrierearm möglich.

## 6 Empfehlungen an die Politik

In den vorangegangenen Kapiteln werden die Potenziale in der KielRegion dargestellt und Wege aufgezeigt, wie sie in einem Verbundprojekt realisiert werden könnten. Damit eine regionale Wasserstoffwirtschaft über den Pilotstatus hinauskommen und sich langfristig entwickeln kann, bedarf es weiterer politischer Leitplanken und Förderungen. Im Folgenden werden die wesentlichen sich aus dem Projekt heraus ergebenden Empfehlungen an die Politik formuliert:

### 6.1 Empfehlungen an die Bundes- und Landespolitik

*Hinweis:* Die 1. Empfehlung zielt auf den Wegfall einer Umlage für alle Anlagentypen ab. Die 2. Empfehlung hingegen umfasst einen Anlagentyp, aber alle Abgaben und Umlagen.

#### 1. Konsequente Befreiung von Elektrolyseanlagen von der EEG-Umlage

Ziel: Wirtschaftlichkeit der Wasserstoffherzeugung per Elektrolyse verbessern

Die EEG-Umlage ist aktuell ein wesentlicher Bestandteil der Wasserstoffgestehungskosten, wenn dieser per Elektrolyse hergestellt wird (vgl. Kapitel 5.1). Eine Befreiung des verwendeten Stroms von der EEG-Umlage ist dementsprechend ein notwendiger Schritt, um eine wirtschaftlich wettbewerbsfähige Wasserstoffwirtschaft aufbauen zu können. Im EEG 2021 sind über die §§ 69b und 64a Grundlagen für eine weitgehende Befreiung der EEG-Umlage geschaffen. Die konkrete Ausgestaltung über eine neue Verordnung nach § 93 steht in diesem Jahr an. Hierbei sind zwei Aspekte wesentlich:

- ▶ Die „inhaltlichen, räumlichen oder zeitlichen Anforderungen“ an die EEG-Befreiung nach § 93 sollten so gestaltet werden, dass möglichst viele Elektrolyseanlagen die Anforderungen für eine 100-prozentige EEG-Befreiung erfüllen.
- ▶ Es sollte vermieden werden, dass im Zuge der noch zu erlassenden Verordnung nach § 93 EEG 2021 Anforderungen an die Herstellung von grünem Wasserstoff gestellt werden, die ausgeförderte EEG-Anlagen von der grünen Wasserstoffherzeugung ausschließen.
- ▶ Aspekte der regionalen Wasserstoffproduktion sind ebenfalls zu berücksichtigen, damit die Dezentralität der Energiewende auch in der Wasserstoffwirtschaft Einzug erhält.

**Es wird daher empfohlen, die Anforderungen an eine 100-prozentige EEG-Befreiung niedrig zu setzen und Aspekte der regionalen Wasserstoffwirtschaft in die Ausgestaltung der anstehenden Verordnung nach § 93 EEG mit einzubringen.**

#### 2. Einführung eines H<sub>2</sub>-Regionalnachweisregisters

Ziel: Ausgeförderte EE-Anlagen in der Region für die Wasserstoffherzeugung nutzbar machen

Wie in Kapitel 5.1 erläutert, fallen seit diesem Jahr jährlich zum 1. Januar EEG-Anlagen aus der zwanzigjährigen Förderung. Auch in der KielRegion sind hiervon bis zum Jahr 2030 86 MW Windkraftanlagen, 44 MW PV-Anlagen und 37 MW Biomasseanlagen betroffen. Mit dem EEG 2021 hat der Gesetzgeber eine Anschlussförderung für diese Anlagen geschaffen. Jedoch ist davon auszugehen, dass diese Förderung nicht in allen Fällen für einen wirtschaftlichen Weiterbetrieb ausreicht. Folglich ist zu erwarten, dass zukünftig jährlich funktionstüchtige EE-Anlagen rückgebaut werden. In den vorangegangenen Kapiteln wird dargestellt, wieso diese Anlagen nach dem aktuellen regulatorischen Rahmen nur bedingt für eine Wasserstoffherzeugung genutzt werden können – zwei Gründe sind hierfür ausschlaggebend: Zum einen wird kaum ein Elektrolyseur per Direktleitung an eine Windkraftanlage angeschlossen werden, da die unsichere Restlaufzeit der Windkraftanlage

weitaus kürzer ist als die Lebenszeit des Elektrolyseurs. Zum anderen ist der Alternativweg einer Netzdurchleitung des Stroms zu einem zentralen Elektrolyseur jedenfalls bis zum Inkrafttreten des § 69b EEG 2021 noch mit hohen Abgaben und Umlagen sowie einem Verlust der Eigenschaft „grüner Wasserstoff“ verbunden. Folglich sind beide Konstellationen (Direktleitung sowie Nutzung des Netzes der allgemeinen Versorgung) in Bezug auf ausgeförderte Anlagen für einen Elektrolyseurbetreiber gegenwärtig noch nicht wirtschaftlich. Die Möglichkeit einer Wasserstoffherzeugung besteht folglich nur in Ausnahmefällen. Wichtige Potenziale zur Realisierung der sektorübergreifenden Energiewende bleiben so ungenutzt.

Um diesem Problem zu begegnen, schlägt die KielRegion die Einführung eines H2-Regionalnachweisregisters vor. In diesem Modell erhält der betroffene Anlagenbetreiber für Strom, der zur Wasserelektrolyse genutzt wird, einen H2-Regionalnachweis. Diesen kann er an den Elektrolyseurbetreiber weitergeben. Voraussetzung ist, dass die Entfernung zwischen Elektrolyseur und ausgeförderter EE-Anlage nicht mehr als 50 km (Wert ist zu diskutieren) beträgt. Der H2-Regionalnachweis bewirkt insbesondere, dass durch die Durchleitung des Stroms durch das Netz der allgemeinen Versorgung

- ▶ nur diejenigen Steuern, Abgaben und Umlagen zu entrichten sind, die auch ohne eine Netzdurchleitung anfallen würden, und
- ▶ die Weitergabe der „grünen“ Eigenschaft des EE-Stroms für den Wasserstoff erhalten bleibt.

Dies würde bewirken, dass ein Elektrolyseur kostengünstig Strom zur Wasserstoffherzeugung aus verschiedenen ausgeförderten Anlagen in der Region beziehen kann. Dadurch, dass mehrere Anlagen genutzt würden, minimieren sich die Risiken bei Ausfall einer Einzelanlage. Zudem können jährlich neu aus der Förderung fallende EE-Anlagen zugespolt werden. Den Betreibern von ausgeförderten Anlagen würde so ein Weiterbetrieb ermöglicht und die Region könnte kostengünstig regional grünen Wasserstoff erzeugen. Zusätzlich würde der Regionalnachweis eine nachfragenahere Wasserstoffproduktion ermöglichen und somit Transportwege und -kosten reduzieren, die ein wesentlicher Kostenfaktor sind (vgl. Kapitel 5.1). Auch aus volkswirtschaftlicher Sicht erscheint es sinnvoller, auf bestehende Infrastrukturen aufzubauen (vorhandenes Stromnetz), als neue Versorgungsstrukturen aufzubauen.

Darüber hinaus könnten die Anlagenstandorte auch nach einer besseren Vermarktbarkeit der Sekundärprodukte, insbesondere der Abwärme, ausgewählt werden.

Die genaue Abwicklung des H2-Regionalnachweises ist noch zu konkretisieren, könnte sich aber beispielsweise an dem Verfahren des Regionalnachweisregisters im Stromsektor orientieren. Als Verbraucher würden dabei nur Elektrolyseure zugelassen werden.

**Es wird daher empfohlen, die Einführung eines H2-Regionalnachweises politisch aktiv voranzutreiben. Dies kann unter anderem im Zuge der Ausgestaltung der anstehenden Verordnung nach § 93 EEG 2021 geschehen.**

### **3. Förderungen für die Markthochlaufphase**

Ziel: Pilotprojekte durch gesteigerte Wirtschaftlichkeit ermöglichen

Zum jetzigen Zeitpunkt sind Wasserstofftechnologien im Regelfall teurer als die zu substituierenden Technologien, wodurch Investitionen gehemmt bzw. verhindert werden. Diese Kosten können nur durch Skaleneffekte gesenkt werden. In der aktuellen Markthochlaufphase bedarf es dementsprechend weiterhin öffentlicher Förderung zur Anschaffung von Wasserstofftechnologien auf allen Wertschöpfungsstufen.

Weiterhin zeigen die Erkenntnisse, dass die Akteure entlang der Wertschöpfungskette von Erzeugung, Infrastruktur bis hin zu Anwendung nicht ohne erheblichen Aufwand zusammenfinden, um regionale Wasserstoffsysteme zu entwickeln. Hierzu bedarf es koordinierender Plattformen, die Preis- und Mengenrisiken für Erzeuger\*innen und Anwender\*innen übernehmen. In der Entwicklungs- und Anfangsphase sind solche Plattformen voraussichtlich nicht rentabel und bedürfen öffentlicher Förderung.

Es wird daher empfohlen, zum einen Förderprogramme zu Investitionsmaßnahmen (z. B. Förderrichtlinie zur Marktaktivierung des NIP 2) zu verstetigen. Weiterhin sollten neue Förderprogramme geschaffen werden, die eine Gründung und die erste Anlaufzeit von regionalen Wasserstoffplattformen fördern, bis diese sich selbst tragen können oder ggf. nicht mehr benötigt werden.

## 6.2 Empfehlungen an die Regionalpolitik

### 1. Konsequente Umsetzung des Ratsbeschlusses der Landeshauptstadt Kiel vom 21.11.2019, den kommunalen Fuhrpark auf E-Mobilität bzw. Wasserstoff umzustellen

Ziel: Durch positives Vorgehen der Kommune Wasserstoffinfrastrukturen initial aufbauen

Durch den Ratsbeschluss vom 21.11.2019 besitzt die Landeshauptstadt Kiel ein starkes Instrument, um eine regionale Wasserstoffnachfrage zu kreieren und so den Grundstein einer regionalen Wasserstoffwirtschaft zu legen. Durch eine konsequente Umsetzung des Ratsbeschlusses könnten andere Unternehmen in der Region in ihren Investitionsentscheidungen zur Erzeugung von regionalem und grünem Wasserstoff bestärkt werden und von bereits aufgebauten Infrastrukturen profitieren.

Es wird daher empfohlen, die notwendigen Ressourcen wie Personal, finanzielles Budget oder aber initiale Infrastrukturen kurzfristig zur Verfügung zu stellen, um den Ratsbeschluss in aller Konsequenz umsetzen zu können.

### 2. Nutzung des Zielabweichungsverfahrens (Wind), um erste Pilotprojekte zur Herstellung grünen Wasserstoffes zu initiieren und abzusichern

Ziel: Über das Zielabweichungsverfahren ökologisch wertvolle Pilotprojekte zur Wasserstoffherzeugung ermöglichen

Wie in diesem Bericht dargestellt, ist die Zusätzlichkeit von EE-Strom für die Elektrolyse ein wesentliches Merkmal der ökologischen Eigenschaften von grünem Wasserstoff. Von Zusätzlichkeit kann beispielsweise bei ausgeförderten Anlagen, die ohne die Wasserstoffherzeugung rückgebaut würden, und bei ansonsten abgeregeltem Strom gesprochen werden. Wie ebenfalls aufgezeigt, sind diese beiden Wege in Bezug auf Ökologie und Versorgungssicherheit jedoch mit Nachteilen behaftet.

Aus diesem Grund erscheint es sinnvoll, innovative Wege zu betrachten, die Ökonomie, Ökologie und Versorgungssicherheit bei der Wasserstoffherzeugung vereinen. Ein Weg hierfür kann das sogenannte Zielabweichungsverfahren sein. Durch dieses soll erreicht werden, dass neue, zusätzliche – bislang nicht für die Windstromerzeugung ausgewiesene – Flächen für die Windstromerzeugung freigegeben werden.

Dieses Instrument könnte in folgender Weise für die Erzeugung von grünem Wasserstoff genutzt werden:

- ▶ Identifikation geeigneter Flächen, die zum einen ausreichendes Windpotenzial besitzen und zum anderen günstig zur Wasserstoffnachfrage gelegen sind.

- ▶ Zielabweichungsverfahren für die identifizierte Fläche einleiten, in dem die Ausweisung der Windeignungsfläche an die Erzeugung von grünem Wasserstoff gekoppelt wird. Innerhalb dieser Fläche wären die Errichtung und der Betrieb von Windkraftanlagen ausnahmsweise zulässig, sofern
  - ein bestimmter Prozentsatz der erzeugten Energie für grünen Wasserstoff genutzt wird (z. B. 50 Prozent) und
  - der dem Elektrolyseurbetreiber angebotene Strompreis z. B. mindestens 10 Prozent unter den aktuellen Ausschreibungsergebnissen liegt.

Ein derartiges Zielabweichungsverfahren ist nach dem Raumordnungsgesetz (§ 6) und dem Landesplanungsgesetz (§ 13) in Ausnahmefällen möglich. Allerdings besteht auf ein Zielabweichungsverfahren kein genereller Anspruch, weshalb es entsprechender politischer Unterstützung bedarf. Deshalb empfiehlt es sich, das Zielabweichungsverfahren nicht für die massenhafte Umsetzung von Projekten einzusetzen, sondern um in einer Hochlaufphase ausgewählte Pilotprojekte zu ermöglichen.

Auf diese Weise würden folgende Vorteile erzielt:

- ▶ Ökologisch: Ohne das Zielabweichungsverfahren würde eine solche Windkraftanlage nicht errichtet. Somit ist die Zusätzlichkeit des Stroms garantiert.
- ▶ Ökonomisch:
  - Der Strom könnte garantiert zu günstigeren Preisen als dem Ausschreibungspreis bezogen werden, wodurch die Wasserstoffgestehungskosten sinken.
  - Das Verfahren kostet die KielRegion (abgesehen von Personalkosten) kein Geld.

**Es wird daher empfohlen, die Nutzung des Zielabweichungsverfahrens für erste Pilotprojekte politisch zu unterstützen, um dadurch Kristallisationspunkte für eine regionale Wasserstoffwirtschaft zu schaffen.**

### 3. Abfederung anfänglicher Mehrkosten

Ziel: Akteur\*innen befähigen, Pilotprojekte durchzuführen

Welchen Anteil des Stroms einer EE-Anlage ein Elektrolyseur nutzt, ist von der Dimensionierung des Elektrolyseurs im Verhältnis zur EE-Anlage abhängig (vgl. Abbildung 13). In der Regel ist dies nur ein geringer Prozentsatz – wie auch im Fall des Verbundprojektes. Den Reststrom muss der EE-Anlagenbetreiber anderweitig vermarkten.

Im Normalfall würde er den Reststrom über das EEG vergüten lassen. Bei ausschreibungspflichtigen Anlagen<sup>86</sup> würde damit aber das Recht zur Eigenversorgung verloren gehen<sup>87</sup>. Dadurch würden die (teilweise) Befreiung von EEG-Umlage und Stromsteuer gefährdet sein und die Wasserstoffgestehungskosten steigen.

Sollen EEG-Umlage und Stromsteuer bei ausschreibungspflichtigen Anlagen vermieden werden, dürfte der Reststrom nicht über das EEG verkauft, sondern müsste über einen eigens zu vermarktenden Stromkaufvertrag (PPA) veräußert werden. Dies bedarf eines Vertragspartners, der den Reststrom abnimmt. Beispielhaft könnten dies die Landeshauptstadt Kiel oder die Kreise Plön und Rendsburg-Eckernförde sein. Mit dem eingekauften Grünstrom könnten sie ihre Liegenschaften

<sup>86</sup> Hierunter können Bestandsanlagen mit Inbetriebnahmedatum ab 2017 sowie neu zu errichtende Anlagen mit gewissen Mindestgrößen fallen.

<sup>87</sup> Nach § 27a. Dies gilt nur für EE-Anlagen, deren Vergütungspreise über eine Ausschreibung ermittelt wurden.

versorgen. Eine weitere Option wäre der Verkauf an die lokalen Stadtwerke, die den Strom dann weitervermarkten. Hierdurch könnten Mehrkosten entstehen, da Grünstrom an den Strombörsen vermutlich günstiger zu beschaffen ist. Dementgegen stünden positive Anschubeffekte für eine regionale Wasserstoffwirtschaft.

Auch sollte geprüft werden, ob in Einzelfällen Mehrkosten bei kommunalen Unternehmen, beispielsweise ÖPNV-Betreibern oder Abfallwirtschaftsbetrieben, von der öffentlichen Hand übernommen werden können. Diese Mehrkosten könnten beispielsweise durch den Kauf und Betrieb von Brennstoffzellenfahrzeugen entstehen. Das Beispiel des eFarm-Projektes in Nordfriesland zeigt, dass dies funktioniert und zur schnellen Realisierung von Pilotprojekten beiträgt.

**Es wird daher empfohlen, die Möglichkeiten von PPAs zu prüfen und in das Verbundprojekt mit einzubringen. Darüber hinaus wird empfohlen, projektspezifisch zu prüfen, ob Mehrkosten bei kommunalen Unternehmen übernommen werden können.**

#### **4. Unterstützung beim Aufbau und Betrieb der H2-Plattform**

Ziel: Eintrittshürden für Akteur\*innen senken

Neben der Bundes- und Landespolitik kann auch die Regionalpolitik den Aufbau und Betrieb einer H2-Plattform durch Personal oder finanzielle Mittel in einer Initiierungsphase von mindestens zwei Jahren fördern. Perspektivisch bietet der Plattformbetrieb die Chance, regionale Wertschöpfung zu steigern und die Erkenntnisse und Dienstleistungen als Blaupause an andere Regionen in Deutschland zu verkaufen.

**Es wird daher empfohlen, eine H2-Plattform zu fördern.**



## Anhang

## Annahme zur Analyse der Strombezugspreise

Inbetriebnahmedatum	Energieträger	Referenz
< 2001	Wind	Anschlussförderung des EEG 2011: <ul style="list-style-type: none"> <li>• Strombezugskosten <math>\geq</math> Anschlussförderung über Ausschreibung (oder Strombezugskosten <math>\geq</math> Anschlussförderung) und</li> <li>• Strombezugskosten <math>\geq</math> Weiterbetriebsinvestition + Betriebskosten + Rendite</li> </ul>
	PV	Anschlussförderung des EEG 2011: <ul style="list-style-type: none"> <li>• Strombezugskosten <math>\geq</math> Anschlussförderung (= Jahresmarktwert<sub>Solar</sub> - Vermarktungskosten<sup>88</sup>) + Rendite und</li> <li>• Strombezugskosten <math>\geq</math> Weiterbetriebsinvestition + Betriebskosten + Rendite</li> </ul>
2005, 2010 und 2015	Wind	Bestehende EEG-Vergütung: <ul style="list-style-type: none"> <li>• Strombezugskosten <math>\geq</math> EEG-Vergütung (teils individuell über Ausschreibungen ermittelt<sup>89</sup>)</li> </ul>
	PV	Bestehende EEG-Vergütung: <ul style="list-style-type: none"> <li>• Strombezugskosten <math>\geq</math> EEG-Vergütung (teils individuell über Ausschreibungen ermittelt<sup>90</sup>)</li> </ul>
> 2020	Wind	Über Ausschreibung zu ermittelnde EEG-Vergütung: <ul style="list-style-type: none"> <li>• Strombezugskosten <math>\geq</math> maximale Gebotshöhe (= 6 ct/kWh<sup>91</sup>)</li> </ul>
	PV <sup>92</sup>	Über Ausschreibung zu ermittelnde EEG-Vergütung: <ul style="list-style-type: none"> <li>• Strombezugskosten <math>\geq</math> maximale Gebotshöhe (= 5,9 ct/kWh<sup>91</sup>)</li> </ul>

<sup>88</sup> Vermarktungskosten = 0,4 ct/kWh bei fluktuierenden Anlagen, 0,2 ct/kWh bei steuerbaren Anlagen, Reduktion um 0,2 ct/kWh bei intelligentem Messsystem.

<sup>89</sup> Ausschreibungen ab Mai 2017.

<sup>90</sup> Ausschreibungen ab April 2015.

<sup>91</sup> Eine Reduktion der Höchstwerte beginnt 2022. Die Vergangenheit hat zudem gezeigt, dass die Ausschreibungen teilweise überzeichnet waren und die durchschnittlichen Zuschlagswerte unterhalb der zulässigen Höchstwerte lagen.

<sup>92</sup> Solaranlagen des ersten Segments: Freiflächenanlagen und PV-Anlagen auf sonstigen baulichen Anlagen, nicht an oder in einem Gebäude oder einer Lärmschutzwand.

## Annahmen zur Analyse der Wasserstoffpotenziale KielRegion 2030

Wasserstofferzeugung:

	Wirkungsgrad	Verhältnis Energieeinsatz					
Elektrolyse	67 %						
Dampfreformierung		1,81 kWh <sub>H<sub>2</sub></sub> / kWh <sub>el</sub>					
	Energie-träger	Verfahren	(Rest-) Wirkungsgrad	Volllaststunden p. a.	Restlaufzeit	Minimale Anlagen-größe	Verfügbar-keit für H <sub>2</sub> -Erzeugung
Ausge-förderte Anlagen	Wind	EL <sup>93</sup>	95 %	2.200	5 Jahre	alle	50 %
	PV	EL	80 %	900	10 Jahre	> 0,1 MW	100 %
	Biomasse	DF <sup>94</sup>	100 %	7.000	10 Jahre	> 0,1 MW	10 %
Beste-hende An-lagen	Wind	EL	100 %	2.200	20 Jahre	> 0,1 MW	10 %
	PV	EL	100 %	900	20 Jahre	> 0,1 MW	10 %
	Biomasse	DF	100 %	7.000	20 Jahre	> 0,1 MW	0 %
	Wasser	EL	100 %	3.300	20 Jahre	> 0,1 MW	10 %
	Abgeregel-ter Strom <sup>95</sup>	EL	100 %	-	-	-	10 %
	MHKW	EL	100 %	- <sup>96</sup>	20 Jahre	-	50 %
Neue Anlagen <sup>97</sup>	Wind	EL	100 %	2.200	20 Jahre	alle	20 %
	PV	EL	100 %	900	20 Jahre	> 0,1 MW	10 %
	Biomasse	DF	100 %	7.000	20 Jahre	alle	0 %

<sup>93</sup> EL: Elektrolyse.

<sup>94</sup> DF: Dampfreformierung.

<sup>95</sup> Abgeregelte Arbeit bleibt bis 2030 konstant (Bezugsjahr 2018). In Kiel gibt es keine abgeregelte Arbeit.

<sup>96</sup> Berechnung über die jährlich erzeugten Strommengen.

<sup>97</sup> Erzeugungskapazitäten 2030 werden anhand der im EEG 2021 definierten Ausbaupfade anteilig zu den heutigen Erzeugungskapazitäten der KielRegion berechnet.

Wasserstoffnutzung – Verkehr: Quoten von Brennstoffzellenfahrzeugen an emissionsarmen/-freien Fahrzeugen im Szenario *Klimaziele*

	Kiel		Rendsburg-Eckernförde		Plön	
	bis 2025	2025-2030	bis 2025	2025-2030	bis 2025	2025-2030
PKW	0,5 %	1 %	0,5 %	1 %	0,5 %	1 %
Sprinter	3 %	4 %	3 %	4 %	3 %	4 %
LNF	12,5 %	50 %	12,5 %	50 %	12,5 %	50 %
SNF	12,5 %	50 %	12,5 %	50 %	12,5 %	50 %
Busse	0 %	10 %	0 %	30 %	0 %	30 %

**Annahmen zur Simulation des Verbundprojektes**

Komponente	Technische Daten	Wirtschaftliche Daten
PV-Anlage	Lebensdauer: 25 a Emissionen: 48 g CO <sub>2äqui</sub> /kWh	Strombezugskosten: 5,2 ct/kWh
Windpark	Lebensdauer: 25 a Emissionen: 11 g CO <sub>2äqui</sub> /kWh	Strombezugskosten: 6,2 ct/kWh
Elektrolyseur	Lebensdauer: 23 a (2025); 24 a (2028) Emissionen: 31.75 kg CO <sub>2äqui</sub> /kW	CAPEX: 640 €/kW <sub>p</sub> (2028) OPEX: 4 % der CAPEX
Wasserstoffspeicher	Lebensdauer: 40 a Emissionen: 68/5 + 3/1750 p <sub>max</sub> kg CO <sub>2äqui</sub> /kg	CAPEX: 0.5393 * p <sub>max</sub> + 604.6 €/kg OPEX: 1 % der CAPEX
Kompressor	Lebensdauer: 30 a Emissionen: -	CAPEX: 28.063 * m <sub>flow_max</sub> <sup>0,6378</sup> € OPEX: 3 % der CAPEX
Batteriespeicher	Lebensdauer: 15 a Emissionen: 55 kg CO <sub>2äqui</sub> /kWh	CAPEX: 400 €/kWh (2028) OPEX: 1 % der CAPEX
Stromnetz	Emissionen: 421 g CO <sub>2äqui</sub> /kWh	Kosten: 18,55 ct/kWh
Gasnetz	Emissionen: 202 g CO <sub>2äqui</sub> /kWh	-
Dispenser	Lebensdauer: 20 a	CAPEX: 107.000 € OPEX: 5 % der CAPEX
EEG-Umlage	-	Kosten: 6,756 ct/kWh
Post-EEG-Anlage	-	Weiterbetriebs-CAPEX: 0,33 ct/kWh OPEX: 2,74 ct/kWh

## **Impressum**

### **Herausgeber**

KielRegion GmbH  
Wissenschaftspark Kiel, Neufeldtstraße 6, 24118 Kiel

### **Projektleitung**

KielRegion GmbH  
Wissenschaftspark Kiel, Neufeldtstraße 6, 24118 Kiel  
Henning Bergmann  
h.bergmann@kielregion.de

### **Verantwortlich für den Inhalt**

BBH Consulting AG  
Agrippinawerft 26-30, 50678 Köln  
<https://www.bbh-beratung.de>

### **Titelbild**

© BMVI / grafische Gestaltung David Borgwardt (Spilett new technologies GmbH)

### **Druck:**

W.E. Gut Gedruckt GmbH & Co. KG, Knooper Weg 175, 24118 Kiel