Plattform H2BW

# Analyse der aktuellen Situation des $H_2$-Bedarfs und -Erzeugungspotenzials in Baden-Württemberg

e-mobil BW

Landesagentur für neue Mobilitätslösungen und Automotive Baden-Württemberg

# Analyse der aktuellen Situation des $H_2$-Bedarfs und -Erzeugungspotenzials in Baden-Württemberg

Herausgeber

e-mobil BW
Landesagentur für neue Mobilitätslösungen
und Automotive Baden-Württemberg

Autoren

prognos

sphera™

# Inhaltsverzeichnis


**Zusammenfassung** ..... **4**

**1 Einleitung** ..... **10**

**2 Rahmenannahmen für die Studie** ..... **14**
2.1 Koalitionsvertrag Baden-Württemberg ..... 14
2.2 Auswahl eines Rahmenszenarios ..... 15

**3 $H_2$-Bedarf in Baden-Württemberg bis zum Jahr 2035** ..... **20**
3.1 $H_2$-Bedarf Umwandlungssektor ..... 21
3.2 Beimischung von Wasserstoff in das Erdgasnetz ..... 24
3.3 $H_2$-Bedarf Industrie ..... 25
3.4 $H_2$-Bedarf Verkehr ..... 28
3.5 Zwischenfazit $H_2$-Bedarf ..... 30

**4 $H_2$-Produktionskosten** ..... **34**
4.1 $H_2$-Produktion mittels Elektrolyse ..... 34
4.1.1 Annahmen für die Wasserelektrolyse und Eingangsparameter ..... 34
4.1.2 Befreiung von Strompreisbestandteilen für Elektrolyseure ..... 34
4.1.3 Produktionskosten von Wasserstoff ..... 36
4.1.4 Sensitivitätsbetrachtung zu den Wasserstoffproduktionskosten ..... 38
4.1.5 Transportkosten Wasserstoff ..... 43
4.2 $H_2$-Produktion mittels Biogasreformierung ..... 46
4.2.1 Annahmen für die Dampfreformierung und Eingangsparameter ..... 46
4.2.2 Produktionskosten Dampfreformierung ..... 46

**5 Vergleich Konkurrenzenergieträger/-anwendungen** ..... **54**
5.1 Rahmenannahmen zu Konkurrenzenergieträgern ..... 54
5.2 Vergleich der Konkurrenzenergieträger mit grünem Wasserstoff ..... 55

**6 Instrumente zur Förderung des Wasserstoffeinsatzes** ..... **64**
6.1 $CO_2$-Preis ..... 64
6.2 Differenzkontrakte – Carbon contracts for difference (CCfD) ..... 65
6.3 Quotensysteme ..... 66
6.4 $H_2$ Global ..... 67
6.5 Investitionszuschüsse und zinsvergünstigte Kredite ..... 67
6.6 Fazit zu den Förderinstrumenten ..... 68

**7 Wasserelektrolyse in Baden-Württemberg ... 72**
7.1 Theoretisch benötigte Elektrolyseleistung ... 72
7.2 Bestehende und geplante Elektrolyseure ... 72

**8 Strombilanz ... 76**
8.1 Vorgehensweise Aufstellung Strombilanz ... 76
8.2 Erneuerbare Energien in Baden-Württemberg ... 76
8.3 Strombilanz bis zum Jahr 2045 ... 78
8.4 Erneuerbare Energien außerhalb des EEG (Post-EEG) ... 79

**9 Netzstrukturen ... 82**
9.1 Einflussfaktoren für die Wahl des Standortes für Elektrolyseure ... 82
9.2 Stromnetze ... 84
9.3 Wasserstoffnetze ... 88
9.4 Vergleich der Strom- und Wasserstoffnetze ... 92
9.5 Alternative Transportoptionen mit Lkw und Binnenschiffen ... 92
9.6 Zusammenfassung Versorgungssituation Baden-Württemberg bis 2035 ... 94

**10 Schlussfolgerungen und Handlungsempfehlungen ... 100**
10.1 Schlussfolgerungen ... 100
10.2 Handlungsempfehlungen ... 102

**Literaturverzeichnis ... 104**
**Abbildungsverzeichnis ... 107**
**Tabellenverzeichnis ... 108**
**Abkürzungsverzeichnis ... 109**
**Anhang ... 111**

# Zusammenfassung

## Wasserstoff ist ein wichtiger Baustein der Energiewende

Wasserstoff gilt neben Strom als Schlüsselelement der Energiewende. Kaum ein anderes energiewirtschaftliches Thema hat in den letzten zwei Jahren mehr Interesse und Aktivitäten sowohl in der Politik als auch in Forschung, Wissenschaft und Wirtschaft ausgelöst. Auch für den Wirtschaftsstandort Baden-Württemberg ist ein klares Bild über die mögliche Erzeugung und Nutzung von Wasserstoff notwendig.

Der Koalitionsvertrag der Regierungsparteien des Landes Baden-Württemberg vom 8. Mai 2021 (Baden-Württemberg, 2021) enthält ambitionierte Zielsetzungen bezüglich der Klimapolitik, des Ausbaus der erneuerbaren Energien und der Zukunft von Wasserstoff im Bundesland. Vor allen Dingen für das Ziel Klimaneutralität bis zum Jahr 2040 werden große Anstrengungen benötigt. Hierfür muss speziell der Ausbau der erneuerbaren Energien forciert werden, um die wegfallende Stromproduktion aus Kernkraft- und Kohlekraftwerken zu kompensieren. Zum Aufbau der Wasserstoffwirtschaft sieht die Regierung in Baden-Württemberg die größten Chancen in einer Fokussierung auf die Branchen Zement-, Chemie- und Stahlindustrie, das Energiesystem, den Flug-, Schiffs-, Schwerlast- und Busverkehr sowie Nutzfahrzeuge.

Vor diesem Hintergrund hat die Plattform H2BW, koordiniert durch die Innovationsagentur und Kompetenzstelle e-mobil BW GmbH, eine Studie in Auftrag gegeben, um die Nutzungs- und Erzeugungspotenziale von Wasserstoff im Bundesland bis zum Jahr 2035 zu ermitteln. Mit der vorliegenden Untersuchung wird aufgezeigt, wie viel Wasserstoff aktuell und zukünftig in Baden-Württemberg benötigt wird, welche Anteile davon nachhaltig vor Ort erzeugt werden können und was innerhalb des Landes umgesetzt werden muss, bis die Versorgung durch Leitungen oder andere Transportoptionen gewährleistet werden kann.

## Der zukünftige $H_2$-Bedarf in Baden-Württemberg ist erheblich

Die Studie kommt zu dem Ergebnis, dass der zukünftige $H_2$-Bedarf in Baden-Württemberg erheblich ist. In einigen Branchen gibt es aus heutiger Sicht keine klimaneutrale Alternative zum Einsatz von Wasserstoff (z. B. stoffliche Nutzung in der Grundstoffchemie und energetische Nutzung in $H_2$-Kraftwerken – Back-up und KWK). Eine energetische Nutzung von Wasserstoff für Prozesswärme kann in den in Baden-Württemberg ansässigen Branchen Grundstoffchemie, Stahl[1], Papier, Lebensmittel, Glas, Keramik und Ziegel, Zement, Kalk und Verarbeitung von Metallen stattfinden. Wasserstoff ist hierfür neben Biomasse und der Wärmebereitstellung auf Strombasis (z. B. Power-to-Heat) ein möglicher Energieträger. Im Verkehrssektor wächst der $H_2$-Bedarf bis 2035 moderat an, was vor allem an der steigenden Nachfrage bei schweren Nutzfahrzeugen (SNF) liegt. Im Bereich der Pkw und der leichten Nutzfahrzeuge (LNF) nimmt Wasserstoff aber eine vernachlässigbare Rolle ein, weil hier die Nutzung von batteriebetriebenen Fahrzeugen erwartet wird. Insgesamt liegt der $H_2$-Bedarf im Jahr 2035 in Baden-Württemberg bei 16,6 TWh/a (rund 550.000 t).[2]

1 | Substitution der fossilen Zufeuerung im Elektrostahlprozess am Standort Badische Stahlwerke in Kehl

2 | Eine Diskrepanz zu der Marktpartnerabfrage der Fernleitungsnetzbetreiber ist möglich, da in der vorliegenden Studie eine möglichst standortscharfe Identifikation aller potenziellen Verbraucher von Wasserstoff in Baden-Württemberg bis zum Jahr 2035 vorgenommen wurde. Hingegen ist die Marktpartnerabfrage eine Interessenbekundung einzelner Akteur:innen für einen Anschluss an ein zukünftiges Wasserstoffnetz und stellt damit eine andere Erhebungsmethode dar.

## Wasserstoff braucht eine Förderung für den Markthochlauf

Bis 2025 ist grüner Wasserstoff mit Produktionskosten von 4,12 €/kg bzw. 12,4 ct/kWh$_{Hi}$ nicht konkurrenzfähig. Dennoch muss das Land Baden-Württemberg schon jetzt die Rahmenbedingungen zur stofflichen Nutzung von Wasserstoff in der Industrie und zur energetischen Nutzung in Wasserstoffkraftwerken als den beiden Anwendungsformen schaffen, für die es derzeit keine $CO_2$-neutrale Alternative zur Nutzung von Wasserstoff gibt. Sie müssen daher prioritär angegangen und durch entsprechende investitionsfördernde Maßnahmen ggf. auf Landesebene unterstützt werden. Um die Betriebs- und Brennstoffkosten mit Förderinstrumenten wie $CO_2$-Differenzverträgen zu senken oder die Nachfrage mit Quoten anzureizen, müssen entsprechende Maßnahmen auf Bundesebene implementiert werden. Dies kann vom Bundesland Baden-Württemberg über den Bundesrat unterstützt werden.

## Der Aufbau von Elektrolyseleistung in Baden-Württemberg ist im begrenzten Umfang sinnvoll

Die Vor-Ort-Erzeugung von Wasserstoff mittels Elektrolyse kann dort sinnvoll sein, wo bestimmte Branchen ohne den Einsatz von Wasserstoff nicht dekarbonisiert werden können und eine Versorgung mit Wasserstoff über Pipeline nicht möglich ist. Ein weiterer Faktor können nutzbare Synergien (z. B. Abwärmenutzung) bei der Elektrolyse sein. Dabei sollte der netzdienliche Betrieb der Elektrolyseanlagen sichergestellt werden. Die Netzdienlichkeit ist insbesondere gegeben, wenn eine zusätzliche Stromlast wie die Elektrolyse nicht zu Engpässen im Stromsystem führt. Sind die Stromerzeugung aus erneuerbaren Quellen und die Elektrolyse an demselben Netzknoten angebunden, kann eine Elektrolyse bei sehr hoher Stromerzeugung zum Einsatz kommen. Dieses Prinzip kann jedoch nur in begrenztem Maße angewendet werden. Es sollte jedoch in Baden-Württemberg das Ziel sein, den Strom aus erneuerbaren Energien so gut wie möglich direkt zu nutzen.

## Grüner Wasserstoff kann bis zum Jahr 2035 wesentlich kostengünstiger werden

Bis 2035 sind $H_2$-Produktionskosten von 2,55 €/kg bzw. 7,7 ct/kWh$_{Hi}$ für grünen $H_2$ aus Elektrolyse im günstigen Fall erreichbar. Unter heutigen Randbedingungen ohne Besteuerung könnte damit Wasserstoff im Verkehr gegenüber Mineralölprodukten ab 2030 Preisparität an der Tankstelle erreichen. Im Wärme- und Stromsektor bleibt Wasserstoff gegenüber Erdgas hingegen vergleichsweise teuer. Eine Sensitivitätsbetrachtung der hauptsächlichen Einflussgrößen für die $H_2$-Produktionskosten zeigt eine wesentliche Abhängigkeit vom Wirkungsgrad der Elektrolyse. Weitere wesentliche Einflussgrößen sind die Strom- und Kapitalkosten. Werden eher pessimistische Lernkurven und hohe Stromkosten unterstellt, könnten die $H_2$-Produktionskosten auch 3,5 €/kg bzw. rund 10,5 ct/kWh$_{Hi}$ betragen.

Die Kosten für die Erzeugung von Wasserstoff mittels Biogasreformierung werden hauptsächlich durch die Kosten des Biogases bestimmt. Unter den hier getroffenen Annahmen belaufen sich die langfristigen Produktionskosten für Wasserstoff auf 4,8 €/kg bzw. 14,4 ct/kWh$_{Hi}$ und liegen damit über denen aus der Elektrolyse. Darüber hinaus ist Biomasse ein gefragter Energieträger für die derzeit diskutierten Dekarbonisierungspfade. Eine weitere Nutzungsoption wäre z. B. der verstärkte Einsatz von fester Biomasse in der Industrie für die Erzeugung von Prozesswärme.

## Ohne Strom- und Wasserstoffimporte geht es nicht

Es ist bereits vorhersehbar, dass die Bereitstellung von Wasserstoff nicht ohne den Import von Wasserstoff und/oder Strom für die Elektrolyse vor Ort zu bewerkstelligen sein wird. Das Ziel der Klimaneutralität bis zum Jahr 2045 (bzw. 2040 in Baden-Württemberg) führt auch ohne Elektrolyse bereits zu einem deutlichen Anstieg des Strombedarfs. So steigt der Strombedarf in Baden-Württemberg bedingt durch die Sektorenkopplung bis 2035 um ca. 16 %, bis 2045 um über 44 %. Während der Primärenergieverbrauch und die Treibhausgasemissionen stetig sinken, findet eine Verlagerung zu strombetriebenen Anwendungen (Elektromobilität und Wärmepumpen) statt. Die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energieträgern in Baden-Württemberg müsste wesentlich schneller ausgebaut werden, als es derzeit der Fall ist. Somit wird voraussichtlich auf absehbare Zeit in Baden-Württemberg ein geringes Potenzial zur $H_2$-Erzeugung aus Strom aus erneuerbaren Quellen vorhanden sein. Auch die nach heutigem Stand bis zum Jahr 2035 geplante und verfügbare Elektrolyseleistung in Baden-Württemberg reicht bei Weitem nicht aus, um die prognostizierte Wasserstoffnachfrage zu decken. Wenn ein nennenswerter Anteil des $H_2$-Bedarfs durch lokale Erzeugung gedeckt werden soll, ist ein signifikanter Zubau an Elektrolyseleistung und erneuerbaren Energien erforderlich.

Mit den vorgesehenen Netzverstärkungsmaßnahmen kann Strom zwar in signifikanter Menge nach Baden-Württemberg importiert werden, dies ist jedoch deutlich kostenintensiver als die Umwidmung bestehender Gasleitungen für den $H_2$-Transport. Die Planungen der Fernleitungsnetzbetreiber sehen jedoch erst ab 2030 bis 2035 eine Pipeline-Belieferung von Wasserstoff für Baden-Württemberg vor. So können zunächst der Nordwesten und später weitere Teile Baden-Württembergs über Wasserstoffpipelines versorgt werden. Eine zeitweilige Wasserstoffversorgung kann auch über alternative Transportoptionen wie mit Lastkraftwagen (Lkw) oder Binnenschiffen sichergestellt werden.

## Der Aufbau einer Wasserstoffwirtschaft in Baden-Württemberg erfordert den Einbezug aller zentralen Akteur:innen

Der Aufbau einer klimaneutralen Energieversorgung und einer Wasserstoffwirtschaft ist eine integrierte Aufgabe. Denn neben der expansiven Bedarfs- und Netzplanung für Strom und Gas sind die erneuerbaren Energien auszubauen und die Finanzierung des Gesamtsystems sicherzustellen. Detaillierte Einblicke in die Netzstrukturen haben insbesondere die Strom- und Gasnetzbetreiber in Baden-Württemberg. Wegen der großen Bedeutung der Energieinfrastruktur und der Industriestandorte wird empfohlen, dass diese Akteur:innen in einem gemeinsamen Dialog mit Vertreter:innen des Bundeslandes für Baden-Württemberg eine Infrastrukturstrategie erarbeiten.

© elxeneize/istockphoto

# 01 Einleitung

© Simon Dannhauer/ Istockphoto

# 01

# Einleitung

Wasserstoff gilt neben Strom als der Energieträger der Zukunft. Aus wissenschaftlicher Sicht sind die genaue Rolle von Wasserstoff und sein Zielbeitrag zur Erreichung der Klimaneutralität noch nicht abschließend definiert. Die Bandbreite seines zukünftigen Einsatzes in den Szenarien ist groß. Klar ist aber, dass Wasserstoff in erheblichem Umfang benötigt wird, um die immer ambitionierter werdenden Ziele der Klimapolitik zu erreichen. Und je früher die Klimaneutralität erreicht werden soll, desto eher werden Wasserstoff und alle Komponenten seiner Wertschöpfungskette gebraucht.

Das Land Baden-Württemberg hat eine Wasserstoff-Roadmap veröffentlicht, die auf der nationalen Wasserstoffstrategie sowie der Strategie der EU aufbaut. In ihr werden Handlungsfelder und Maßnahmen zur Entwicklung der Rahmenbedingungen für Wasserstoff benannt. Als erster Schritt zu deren Realisierung wurde die Plattform H2BW eingesetzt. Die Plattform soll die Umsetzung der Maßnahmen der Wasserstoff-Roadmap begleiten, sie weiterentwickeln sowie (Förder-)Programme und Projekte planen, koordinieren und umsetzen.

In der Roadmap wird der zukünftige $H_2$-Bedarf nur grob abgeschätzt. In Bezug auf die $H_2$-Erzeugung wird das Ziel formuliert, die heutige Produktion aus Erdgas möglichst bis 2030 auf grünen Wasserstoff „auszurichten". Die Roadmap ist darüber hinaus zurückhaltend, was das Erzeugungspotenzial anbelangt, und rechnet eher mit Importen.

Vor diesem Hintergrund hat das Land Baden-Württemberg durch seine Innovationsagentur und Kompetenzstelle e-mobil BW GmbH die vorliegende Studie in Auftrag gegeben, in der die Nutzungs- und Erzeugungspotenziale von Wasserstoff differenziert ermittelt werden sollen.

Mit der vorliegenden Studie werden unter Beachtung von technischen und ökonomischen Randbedingungen die Potenziale einer Wasserstoffwirtschaft in Baden-Württemberg möglichst umfassend beleuchtet und durch belastbare Zahlen und qualitative Aspekte greifbar gemacht. Abbildung 1 zeigt zusammenfassend die einzelnen inhaltlichen Arbeitspakete, die wesentlichen Ergebnisse und die verwendete Methodik.

In Kapitel 2 werden zunächst die Rahmenannahmen für diese Studie dargelegt. Dies ist notwendig, um die voraussichtlichen zukünftigen Entwicklungen festzulegen, die maßgeblich für den Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft sind.

In Kapitel 3 wird der aktuelle $H_2$-Bedarf in Baden-Württemberg in den Sektoren Umwandlung, Industrie und Mobilität möglichst standortgenau aufgezeigt. Es wird dann dargestellt, wie sich dieser $H_2$-Bedarf bis 2035 entwickeln könnte.

In Kapitel 4 werden die Produktionskosten von Wasserstoff dargestellt. Einerseits mittels der Wasserelektrolyse mit grünem Strom und andererseits mittels der Dampfreformierung von Biogas bzw. Biomethan. Darüber hinaus werden auch Transport- und Bereitstellungskosten für den Wasserstoff ermittelt.

In Kapitel 5 werden die Produktionskosten von Wasserstoff mit denen von fossilen Konkurrenzenergieträgern in den Sektoren Umwandlung, Industrie und Mobilität verglichen.

In Kapitel 6 wird aufgezeigt, welche Instrumente eingesetzt werden können, um die Kostendifferenz zwischen den Wasserstoffkosten und denen der Konkurrenzenergieträger zu kompensieren und um Wasserstoff zu fördern.

In Kapitel 7 wird dargestellt, welche Elektrolyseleistungen in Baden-Württemberg derzeit im Bau und in der Planung sind. Ferner wird dargestellt, welche Elektrolyseleistung in Baden-Württemberg bis 2035 theoretisch benötigt wird, um den in Kapitel 2 identifizierten $H_2$-Bedarf zu decken.

In Kapitel 8 wird ermittelt, wie die Strombilanz in Baden-Württemberg bis 2035 und darüber hinaus aussieht und wie viel

| Arbeitspakete | Ergebnisse | Methodik |
|---|---|---|
| Wasserstoffbedarf und -quelle | - Wasserstoffbedarf (heute und zukünftig)<br>- Gestehungskosten Wasserstoff (heute und zukünftig)<br>- Maßnahmen zur Schließung Kosten-/Preisdifferenz zu Konkurrenzenergieträgern<br>- Wasserstofferzeugung vor Ort und notwendige Elektrolyse-kapazität<br>- Strom- und Wasserstoffnetze (zeitliche Umsetzung, Parameter)<br>- Zielgruppenspezifische Handlungsempfehlungen | - Desk-Research (politischer Rahmen, regionale Statistiken, Vorstudien, Datenbanken, Marktabfrage etc.)<br>- Szenarioentwicklung (aufbauend auf Vorarbeiten, Baden-Württemberg-spezifisch)<br>- GIS-Karten-gestützte Auswertung (Netztopologie, Standorte)<br>- Wirtschaftlichkeitsberechnung (modellgestützt, Interviews)<br>- Kriteriengestützter Ergebnisabgleich |
| Ökonomische Betrachtung | | |
| Elektrolysekapazitäten | | |
| Netzstrukturen | | |
| Handlungsempfehlungen | | |

Quelle: Eigene Darstellung (2021)

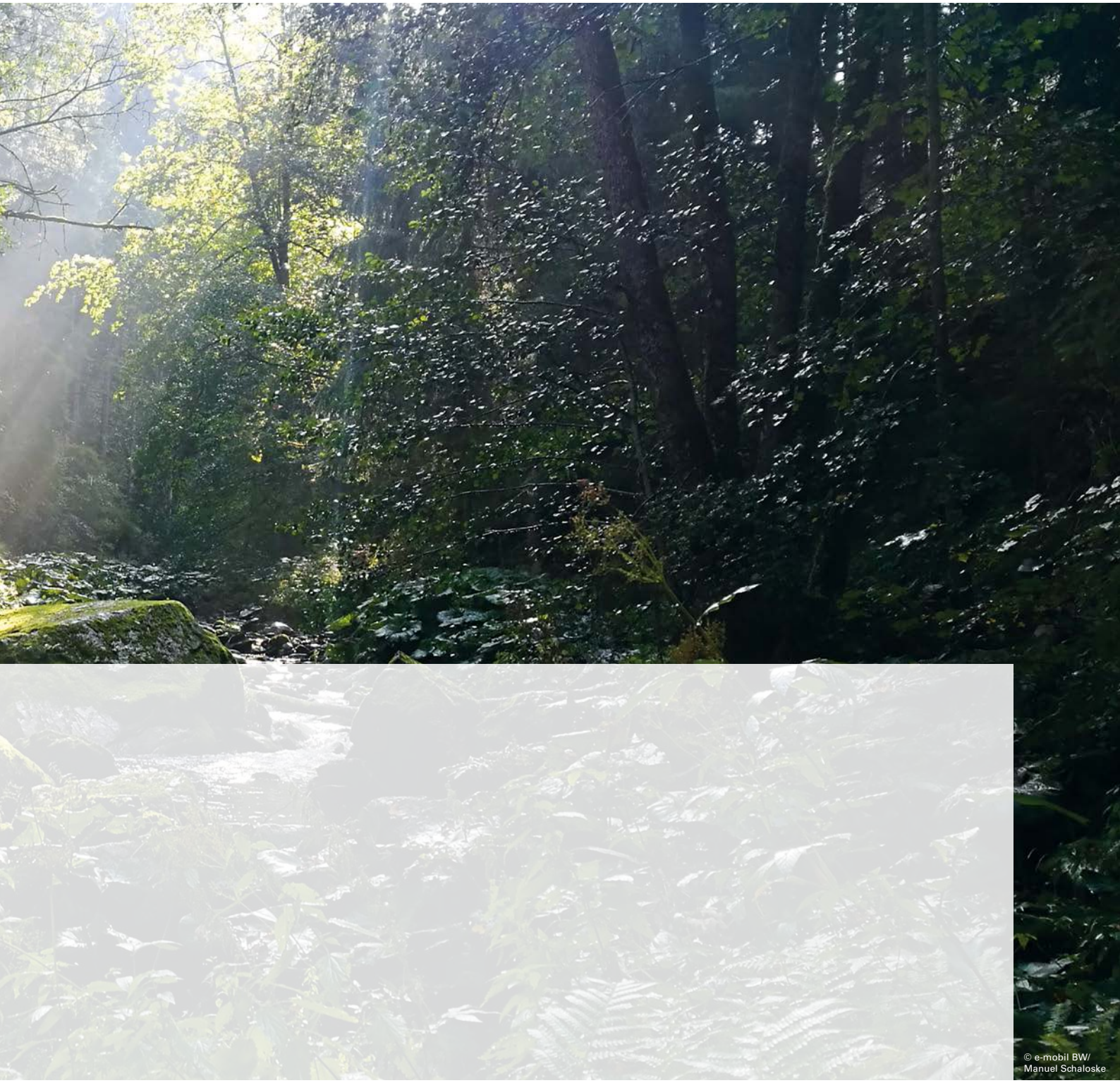
Abbildung 1: Arbeitspakete, Ergebnisse und verwendete Methodik

Strom zur Verfügung steht, um eine Elektrolyse in Baden-Württemberg durchzuführen.

In Kapitel 9 werden schließlich noch die aktuellen und die zukünftigen Netzstrukturen in Baden-Württemberg dargestellt. Zum einen wird aufgezeigt, welche Stromnetzverstärkungsmaßnahmen für Baden-Württemberg zu erwarten sind. Zum anderen wird dargestellt, wie ein zukünftiges Wasserstoffnetz aussehen könnte. Der Ausbau des Stromnetzes dient dazu, den Strombedarf in Baden-Württemberg über Importe zu decken. Der Strom steht dann ggf. für die Elektrolyse in Baden-Württemberg zur Verfügung. Mit dem Wasserstoffnetz wird Wasserstoff direkt nach Baden-Württemberg importiert.

In Kapitel 10 werden Schlussfolgerungen gezogen und Handlungsempfehlungen gegeben, um die Wasserstoffwirtschaft in Baden-Württemberg zu befördern.

# 02 Rahmenannahmen für die Studie



© e-mobil BW/
Manuel Schaloske

# 02

# Rahmenannahmen für die Studie

Im Vorfeld der Bearbeitung der Studie haben die Autor:innen gemeinsam mit der e-mobil BW und dem Umweltministerium Baden-Württemberg grundsätzliche Annahmen für die Entwicklung des Energiesystems abgestimmt. Dies ist zum einen wichtig, um das voraussichtliche Umfeld für die Entwicklung einer Wasserstoffwirtschaft in Baden-Württemberg zu prognostizieren, und zum anderen, um die Voraussetzungen für den Markthochlauf zu bestimmen.

Darüber hinaus wurden die neuesten Entwicklungen, Gesetzgebungen und regionale Spezifika ausgetauscht und berücksichtigt. Weiterhin fand eine Unterscheidung zwischen exogenen Annahmen und endogenen Berechnungen statt. Exogene Annahmen sind Rahmendaten, die außerhalb der Studie gesetzt sind und nicht innerhalb der Studie berechnet werden. Zu den exogenen Annahmen für diese Studie zählen u. a.: der Strombedarf, die Stromerzeugung aus fossilen und erneuerbaren Quellen, der $CO_2$-Preis und die Brennstoffpreisentwicklung (Gas- und Ölpreise). Ein Rückgriff auf diese exogenen Annahmen ist innerhalb dieser Studie notwendig, da die Ermittlung dieser Werte nicht Teil des Auftragsgegenstandes war. Endogene Berechnungen sind die Werte, die auf Basis der exogenen Annahmen berechnet wurden. Hierzu zählen u. a.: Wasserstoffproduktionskosten, Transportkosten, Preise der Konkurrenzenergieträger und die Strombilanz.

In der Regel werden exogene Annahmen von etablierten Szenarien abgeleitet. Im Folgenden wird zunächst eine Auswertung des Koalitionsvertrags der Baden-Württembergischen Regierungsparteien vorgenommen, anschließend wird die Auswahl einer Szenariostudie für diese Annahmen in der vorliegenden Studie erläutert.

## 2.1 Koalitionsvertrag Baden-Württemberg

Der Koalitionsvertrag der Regierungsparteien des Landes Baden-Württemberg wurde am 8. Mai 2021 verabschiedet (Baden-Württemberg, 2021). Er enthält wichtige Randbedingungen für die vorliegende Studie bezüglich der Klimapolitik, des Ausbaus der erneuerbaren Energien und zu der Zukunft von Wasserstoff im Bundesland.

Folgende Ziele im Koalitionsvertrag sind relevant für die vorliegende Studie.

- **Klimaneutralität** mit Netto-Null-Emissionen im Jahr 2040
- **Novellierung des Klimaschutzgesetzes** mit entsprechenden Sektorzielen für 2030
- **Kohleausstieg** bis 2030
- **Mindest-Flächenziel** für Windenergieanlagen und Photovoltaik-Freiflächenanlagen in Höhe von 2 % der Landesfläche
- **Pflicht für den Solarausbau** (Photovoltaik und Solarthermie) auf Gebäuden
- **Windkraftnutzung:** Voraussetzungen schaffen für den Bau von bis zu 1.000 neuen Windkraftanlagen
- **Markthochlauf** der Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie ermöglichen

Insbesondere für das Ziel Klimaneutralität bis zum Jahr 2040 werden große Anstrengungen benötigt. Hierfür muss speziell der Ausbau der erneuerbaren Energien forciert werden, um wegfallende Stromproduktion aus Kernkraft- und Kohlekraftwerken zu kompensieren.

Zum Aufbau der Wasserstoffwirtschaft äußert sich der Koalitionsvertrag wie folgt: „Die Wasserstoff-Roadmap setzen wir schrittweise um. Weil grüner Wasserstoff auf absehbare Zeit ein knapper, wertvoller Rohstoff bleiben wird, konzentrieren wir uns auf die chancenreichsten Sektoren wie zum Beispiel die Zement-, Eisen- und Stahlindustrie, das Energiesystem, den Flug-, Schiffs-, Schwerlast- und Busverkehr sowie Nutzfahrzeuge. Bei Pkw geht die derzeitige Entwicklung dagegen hin zur batteriebetriebenen Elektromobilität."

## 2.2 Auswahl eines Rahmenszenarios

Zum Zeitpunkt der Erstellung dieser Studie lagen keine Szenarien für Baden-Württemberg vor, die die in Kapitel 2.1 beschriebenen Randbedingungen aus dem Koalitionsvertrag adäquat abbildeten. Daher entschieden die Autor:innen, sich an der Studie „Klimaneutrales Deutschland 2045" (Prognos, Öko-Institut, Wuppertal-Institut, 2021) als „Rahmenszenario" zu orientieren. Zum einen war sie zu der Zeit die Einzige, die ein bundesweites klimaneutrales Szenario bis 2045 in allen Sektoren aufzeigte. Zum anderen ist u. a. die Prognos AG die Hauptautorin, sodass es möglich war, detaillierte Datensätze aus der Studie zu nutzen und auf das Land Baden-Württemberg herunterzubrechen. Im Folgenden wird die Referenzstudie „Klimaneutrales DE 2045" genannt.

Wichtige Rahmenannahmen dieser Studie sind.

- **Erneuerbare Energien:** Der Ausbau der erneuerbaren Energien wird stark vorangetrieben. Es werden vornehmlich Photovoltaik- und Windenergieanlagen für die Stromerzeugung ausgebaut. Biomasse wird vermehrt zu Heizzwecken verwendet. Bundesweit werden siebenmal so viel Photovoltaikleistung und 3,5-mal so viel Windleistung auf Land und See bis 2045 installiert werden.

- **Energieeffizienz:** Die gewonnene Energie aus erneuerbaren Quellen wird so effizient wie möglich eingesetzt. Es findet eine stetige Zunahme der Energieeffizienz für Elektrogeräte statt. Effizienzgewinne im Wärmesektor werden durch die Sanierung von Gebäuden erzielt. Die durchschnittliche jährliche Sanierungsrate beträgt ca. 1,8 %. Dabei spielen in der Zukunft elektrische Wärmepumpen, Fernwärme und Wärmenetze für die Wärmebereitstellung die tragenden Rollen.

- **Umwandlungssektor:** Kohlekraftwerke werden so schnell wie möglich außer Betrieb genommen. Die Klimaziele werden nur erreicht, wenn schon vor dem Jahr 2035 alle bestehenden Kohlekraftwerke abgeschaltet werden. Um die Systemstabilität zu erhalten und um Fernwärme bereitzustellen, werden regelbare Gas-/Wasserstoffkraftwerke als Ersatz für die Kohlekraftwerke installiert. Diese Kraftwerke werden $H_2$-ready sein, d. h. sie sind in Zukunft umrüstbar, um 100 % Wasserstoff zu nutzen.

- **Industrie:** Im Zuge der Energiewende sollen die Industrien in Deutschland fast vollständig erhalten bleiben. Dies trifft auch auf die Industrien mit stofflicher Nutzung von Wasserstoff zu. Die Stahlindustrie, die Ammoniakherstellung und die Grundstoffchemie bleiben in Deutschland erhalten. Einzig die Mineralölverarbeitung ist aufgrund des schrittweisen Ausstiegs aus den fossilen Kraftstoffen stark rückläufig.

- **Verkehr:** Im Verkehrssektor wird es zu einer starken Zunahme der Elektromobilität kommen. Insbesondere in den Fahrzeugklassen Pkw und leichte Nutzfahrzeuge werden batteriebetriebene Fahrzeuge eingesetzt. Es wird erwartet, dass Wasserstoff überwiegend bei schweren Nutzfahrzeugen und Kraftomnibussen zur Anwendung kommt.

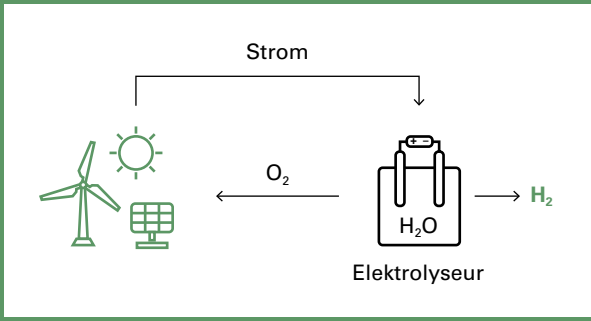
- **Stromverbrauch:** Es wird ein starker Anstieg des Stromverbrauchs bei gleichzeitiger Senkung des gesamten Primärenergieverbrauchs bis zum Jahr 2045 erwartet. Trotz hoher Effizienzgewinne wird durch die Sektorenkopplung und die damit verbundene Verschiebung des Verbrauchs zu neuen Verbrauchern (u. a. Elektromobilität und Wärmepumpen) der Strombedarf stark ansteigen. Weitere neue Verbraucher werden Power-to-Heat-Anwendungen sowie die Elektrolyse sein.

# Exkurs: $H_2$-Arten

## Grüner Wasserstoff

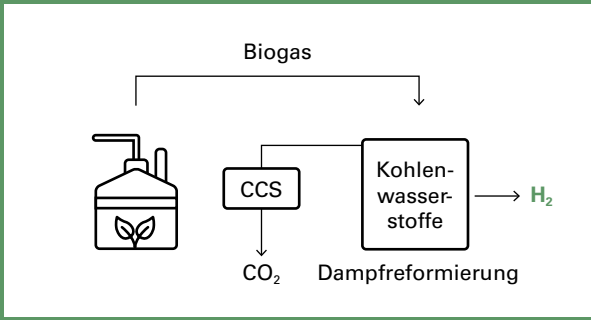
Grüner Wasserstoff wird der Wasserstoff genannt, der durch Elektrolyse gewonnen wird. Bei der Elektrolyse wird Wasser in seine Komponenten Sauerstoff und Wasserstoff aufgespalten. Der dazu benötigte Strom stammt aus erneuerbaren Energiequellen, zum Beispiel aus Windkraft- oder Solaranlagen. Verschiedene technologische Varianten sind verfügbar bzw. in der Entwicklung:

- alkalische Elektrolyse (AEL)
- Polymer-Austauschmembran-Elektrolyse (PEMEL)
- Hochtemperaturelektrolyse (HTEL)
- Anionen-Austauschmembran-Elektrolyse (AEM)



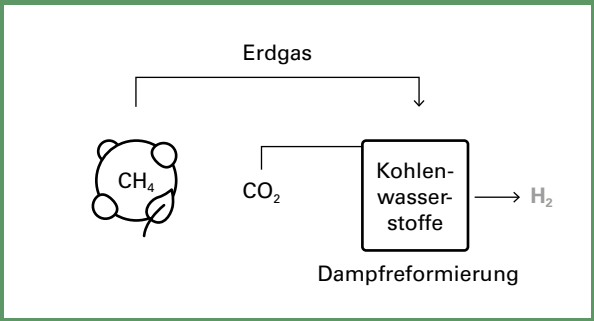

## Wasserstoff aus der Dampfreformierung von Biogas

Biogas kann mit der sogenannten Dampfreformierung in Wasserstoff und $CO_2$ gespalten werden. Da in der Biomasse atmosphärisches $CO_2$ gebunden ist, entstehen keine zusätzlichen Emissionen bei der Dampfreformierung. Wird das dabei entstehende biogene $CO_2$ abgeschieden und langfristig geologisch gespeichert, werden über dieses Verfahren negative $CO_2$-Emissionen generiert.




## Grauer Wasserstoff

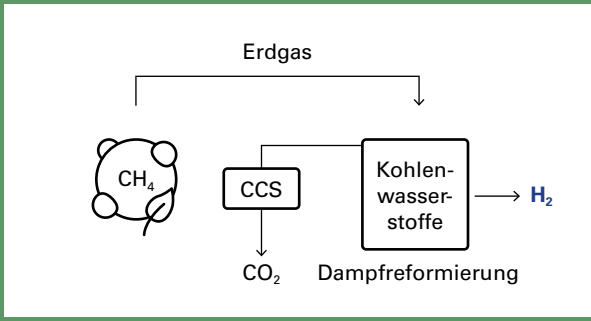
Grauer Wasserstoff resultiert ebenfalls aus der Dampfreformierung. Hier wird jedoch fossiles Erdgas in Wasserstoff und $CO_2$ gespalten. Als Abfallprodukt entsteht $CO_2$, das direkt in die Atmosphäre abgegeben wird. Pro gewonnener Tonne Wasserstoff entstehen gleichzeitig zehn Tonnen Kohlenstoffdioxid. Derzeit kommt in Industrieprozessen vorwiegend grauer Wasserstoff zum Einsatz.



## Blauer Wasserstoff

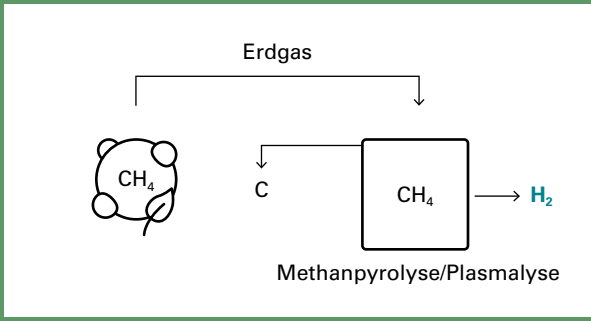
Wie beim grauen Wasserstoff wird bei der Produktion von blauem Wasserstoff fossiles Erdgas in Wasserstoff und $CO_2$ in der Dampfreformierung gespalten. Das Kohlenstoffdioxid wird bei diesem Verfahren der Dampfreformierung aber nicht in die Atmosphäre ausgestoßen, sondern gespeichert oder industriell weiterverarbeitet. Mittels der Carbon capture and storage-Technik (CCS) kann $CO_2$ langfristig unterirdisch gelagert werden. Herausforderungen sind hierbei die Limitierung geeigneter $CO_2$-Lagerstätten bzw. die derzeitige geringe Akzeptanz für die geologische $CO_2$-Speicherung.

Rund 90 % der Emissionen des Erdgases können abgeschieden werden. Dies entspricht 9 Tonnen $CO_2$ pro Tonne $H_2$, die dauerhaft endgelagert werden müssen. Es verbleiben Restemissionen von rund 1 Tonne $CO_2$ pro Tonne $H_2$. Durch die CCS-Technologie erhöhen sich die Kosten um 30 bis 70 % gegenüber fossil erzeugtem Wasserstoff.




## Türkiser Wasserstoff

Bei der Produktion von türkisem Wasserstoff wird Erdgas mittels Methanpyrolyse in Wasserstoff und elementaren Kohlenstoff gespalten. Das Verfahren ist noch im Forschungsstadium und nicht ausgereift. Herausforderungen dieser Technologie sind derzeit der kontinuierliche Betrieb und eine Erhöhung der Umsetzungsraten. Zudem wird dieses Verfahren bisher nur für reines Methan verwendet. Eine Verwendung für Erdgas, das einige Verunreinigungen aufweist, ist bisher noch nicht möglich. BASF plant eine Pilotanlage für 2025, in der Methan oder Erdgas direkt in die Bestandteile Wasserstoff und festen Kohlenstoff aufgespalten werden.



# 03 $H_2$-Bedarf in Baden-Württemberg bis zum Jahr 2035

© Avigator Fortuner/ shutterstock

# 03

# $H_2$-Bedarf in Baden-Württemberg bis zum Jahr 2035

In diesem Kapitel wird der aktuelle $H_2$-Bedarf in Baden-Württemberg in den Sektoren Umwandlung, Industrie und Mobilität möglichst standortgenau aufgezeigt. Es wird anschließend dargestellt, wie sich dieser $H_2$-Bedarf bis 2035 entwickeln könnte.

Zur Ermittlung des aktuellen und zukünftigen $H_2$-Bedarfs in den Sektoren Industrie, Mobilität und Umwandlung (siehe Abbildung 2) erfolgt eine Kombination aus Top-down- und Bottom-up-Ansatz.

Für den Bottom-up-Ansatz wurden bestehende Studien ausgewertet. Darüber hinaus wurden Datensätze wie z. B. die Emissionsdatenbank des Europäischen Emissionshandelssystems, das Marktstammdatenregister der Bundesnetzagentur (BNetzA), der Netzentwicklungsplan (NEP) Gas sowie eigene Erhebungen und Befragungen verwendet, um die einzelnen aktuellen und zukünftigen Nutzer von Wasserstoff zu identifizieren.[3] Dabei werden die genauen Standorte der $H_2$-Nutzung insbesondere im Industrie- und im Umwandlungssektor ermittelt. Gleichzeitig wird anhand des Top-down-Ansatzes die Entwicklung in diesen Sektoren z. B. im Verhältnis zu der zunehmenden Energieeffizienz hauptsächlich anhand des Szenarios „Klimaneutrales DE 2045“ abgeleitet. Diese Entwicklung wird mittels plausibler Schlüsse auf das Bundesland Baden-Württemberg heruntergebrochen.

Quelle: Eigene Darstellung (2021)

Abbildung 2: Untersuchung des $H_2$-Bedarfes in den Sektoren

3 | Eine Diskrepanz zu der Marktpartnerabfrage der Fernleitungsnetzbetreiber ist möglich, da in der vorliegenden Studie eine möglichst standortscharfe Identifikation aller potenziellen Verbraucher von Wasserstoff in Baden-Württemberg bis zum Jahr 2035 vorgenommen wurde. Hingegen ist die Marktpartnerabfrage eine Interessenbekundung einzelner Akteur:innen für einen Anschluss an ein zukünftiges Wasserstoffnetz und stellt damit eine andere Erhebungsmethode dar.

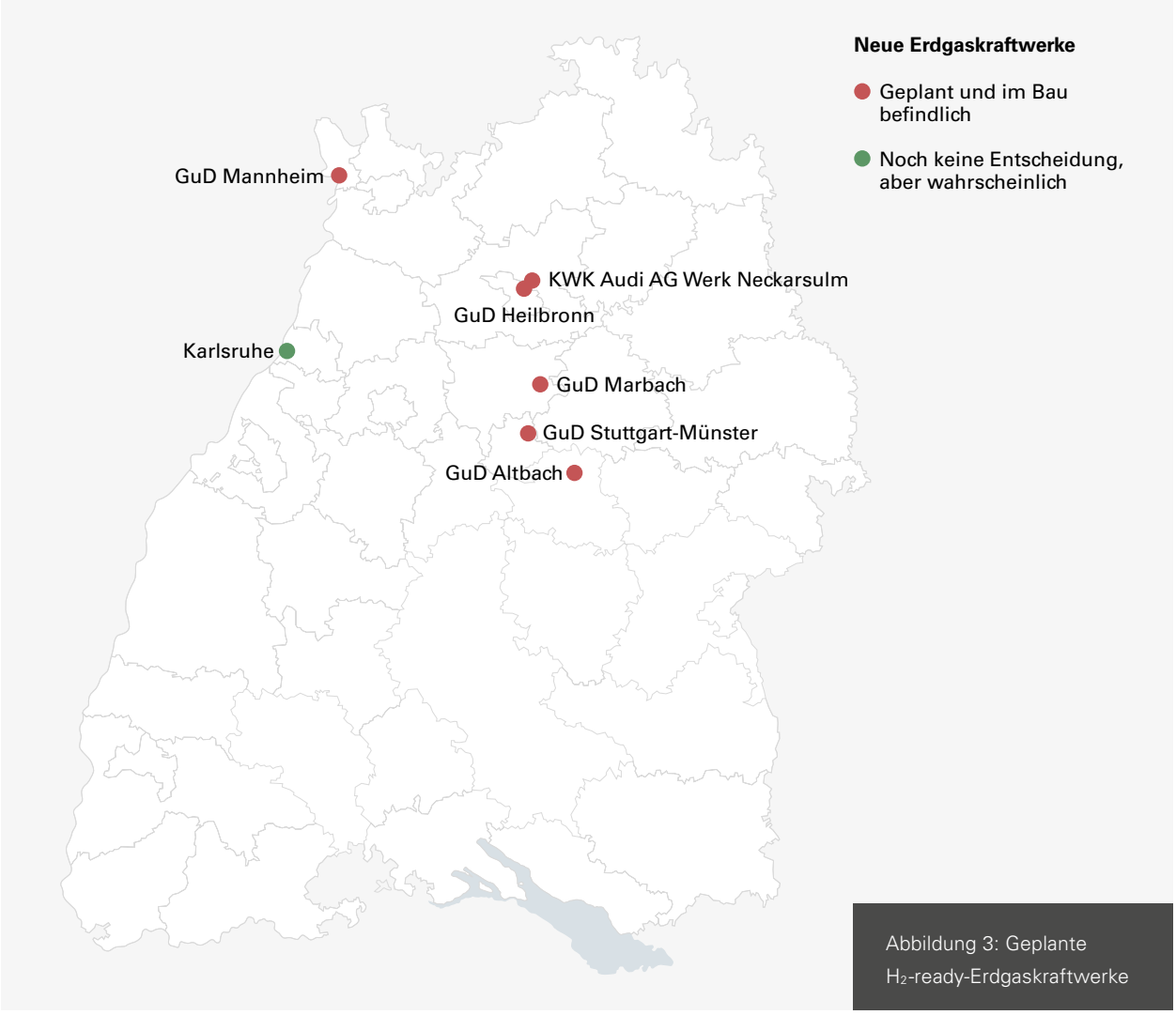



Abbildung 3: Geplante $H_2$-ready-Erdgaskraftwerke

Quelle: Eigene Darstellung, basierend auf (FNB Gas, 2021b), (Bundesnetzagentur, 2021)

Im Folgenden wird für die Sektoren Umwandlung, Industrie und Mobilität die $H_2$-Bedarfsermittlung detailliert beschrieben.

## 3.1 $H_2$-Bedarf Umwandlungssektor

Im Umwandlungssektor werden in den Jahren bis 2035 größere Veränderungen erwartet. Der Bestand der Kohlekraftwerke mit rund 6 $GW_{el}$ wird spätestens bis zum Jahr 2038 abgeschaltet werden müssen, um zum einen die gesetzlichen Vorgaben innerhalb des Kohleausstiegsgesetzes zu erfüllen. Zum anderen sieht der Koalitionsvertrag in Baden-Württemberg einen Kohleausstieg bis 2030 vor. Um die Systemstabilität in Baden-Württemberg aufrechtzuerhalten und die Fernwärmeversorgung weiterhin zu gewährleisten, muss zunächst die wegfallende Leistung der Kohlekraftwerke zu einem großen Teil durch Erdgaskraftwerke substituiert werden. Bereits jetzt sind Erdgaskraftwerke mit einer elektrischen Leistung von 2,3 $GW_{el}$ in Baden-Württemberg angekündigt. Die geplanten Kraftwerke sollen zudem Wasserstoff-ready ($H_2$-ready) gestaltet werden. Das heißt, sie können mit Umbaumaßnahmen für die Nutzung von Wasserstoff umgerüstet werden. Darüber hinaus stehen an den Standorten Mannheim[4] und Karlsruhe Kohlekraftwerke mit Fernwärmeauskopplung. Ein Ersatz der elektrischen Leistung dieser Kohlekraftwerke mit $H_2$-ready-Gaskraftwerken ist wahrscheinlich (siehe Abbildung 3).

4 | Nach Redaktionsschluss wurde bekannt, dass am Standort Mannheim ein $H_2$-ready-Kraftwerk geplant ist. Dieses Kraftwerk konnte daher nicht in die Bilanz aufgenommen werden, wird aber voraussichtlich den $H_2$-Bedarf weiter erhöhen.

Zusätzlich zu den neuen Kraftwerken gibt es bestehende Erdgaskraftwerke, Blockheizkraftwerke (BHKW) und Mini-Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen (KWK) mit einer Gesamtleistung von ca. 2,5 $GW_{el}$ in Baden-Württemberg. Diese werden im Zuge der Energiewende zunächst weiterhin als systemstabilisierende Kraftwerke benötigt. Große Erdgaskraftwerke könnten bei einer Ersatzinvestition durch $H_2$-ready-Kraftwerke substituiert werden. Voraussetzung hierfür ist ein möglicher Anschluss an das Wasserstoffnetz.

Üblicherweise befinden sich kleinere Erzeugungseinheiten mit einer Leistungsgröße kleiner 5 MW auf der Gasverteilernetzebene. Diese können langfristig nur dann mit Wasserstoff versorgt werden, wenn ein entsprechender Wasserstoffzugang auch auf der Verteilernetzebene verfügbar ist. Insgesamt wird sich aufgrund der neuen Erdgaskraftwerke der Erdgasbedarf in Baden-Württemberg bis zum Jahr 2035 mehr als verdoppeln und rund 22 TWh/a (Hi) betragen. Hierbei ist unterstellt, dass kurz- und mittelfristig KWK-Anlagen unter diesen Erdgaskraftwerken rund 3.000 Volllaststunden (VLH) und Erdgasturbinen ohne KWK-Betrieb 600 Volllaststunden aufweisen werden.

Systemstabilisierend im Sinne eines Back-ups wirken beide Kraftwerksarten z. B. in einer Dunkelflaute. Erdgasturbinen kommen aber insbesondere für diese Fälle zum Einsatz. Notstromaggregate und unterbrechungsfreie Stromversorgungen (USV) wurden nicht explizit betrachtet. Für diese Anlagen bietet es sich auch an, synthetische Kraftstoffe und Biokraftstoffe

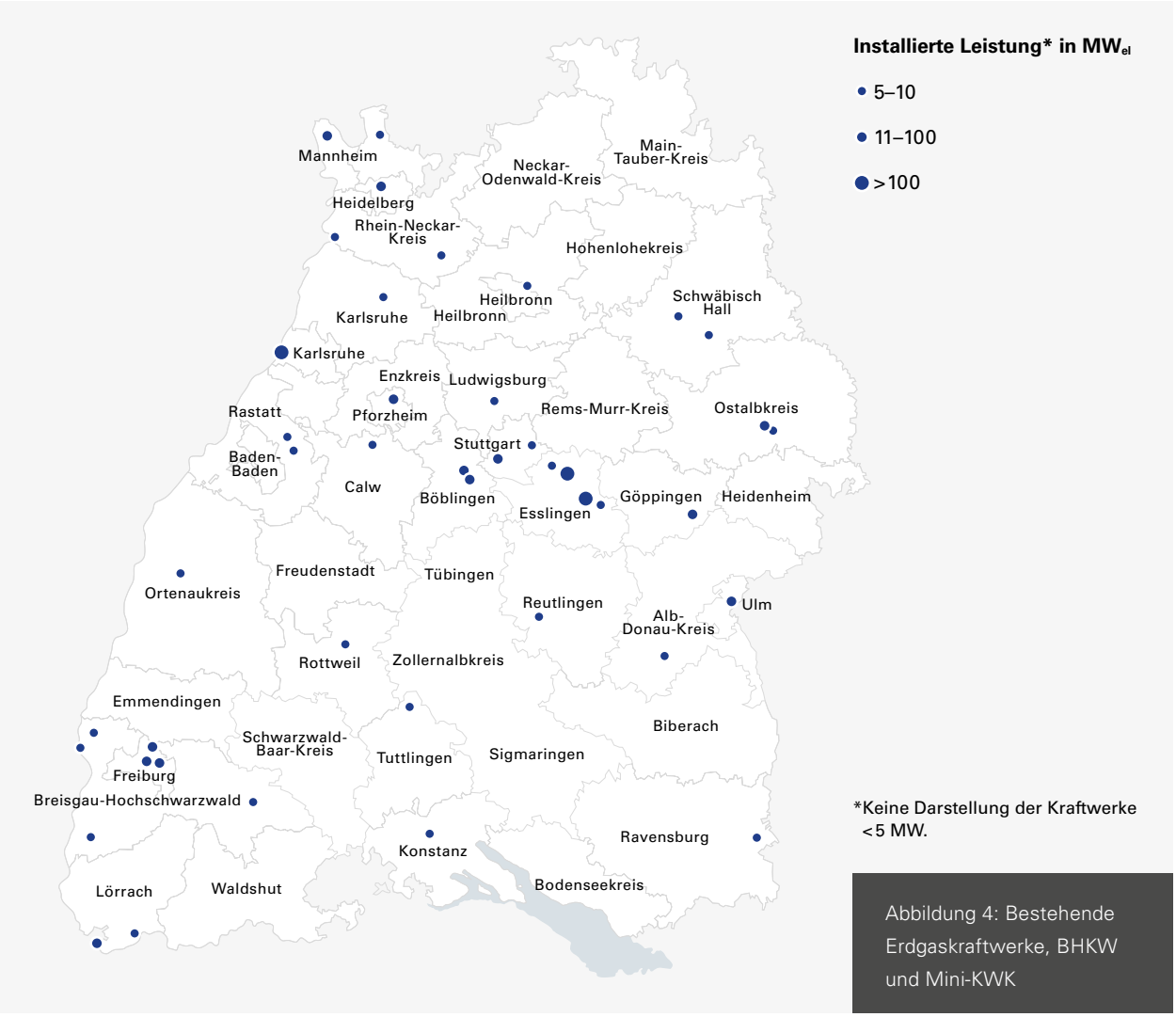



Abbildung 4: Bestehende Erdgaskraftwerke, BHKW und Mini-KWK

Quelle: Eigene Darstellung, basierend auf (Bundesnetzagentur, 2021)

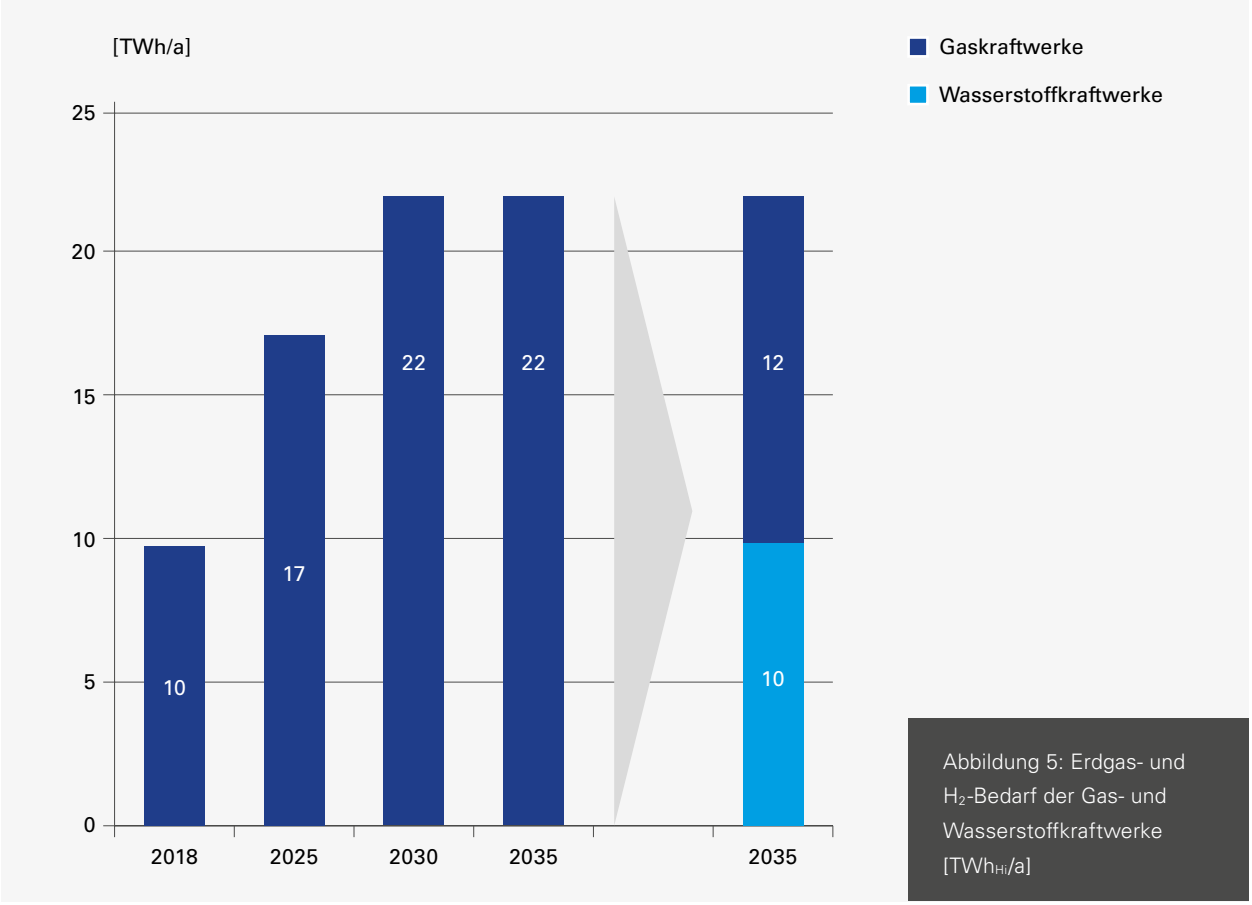



Abbildung 5: Erdgas- und $H_2$-Bedarf der Gas- und Wasserstoffkraftwerke [$TWh_{Hi}$/a]

Quelle: Eigene Berechnung basierend auf (Bundesnetzagentur, 2021), (FNB Gas, 2021b)

zu nutzen, da die nötige Brennstoffmenge aufgrund des seltenen Einsatzes gering ist und die Lagerung dieser Kraftstoffe sich einfacher gestaltet als für Wasserstoff. Insgesamt ist der Wasserstoffbedarf für diese Anlagen vernachlässigbar.

Technisch ist es möglich, in den neuen geplanten Gaskraftwerken 30 Volumenprozent (Vol.-%) Wasserstoff zum Erdgas beizumischen. Üblicherweise bezieht ein Erdgaskraftwerk seinen Brennstoff über Pipelines. Aufgrund technischer Restriktionen ist es unwahrscheinlich, dass eine Beimischung von 30 Vol.-% in dem bestehenden Erdgasnetz erfolgt. Das plausiblere Szenario ist ein kompletter einmaliger Umbau der Kraftwerke von Erdgas zu Wasserstoff im Jahr 2035[5], wenn voraussichtlich ein Anschluss an eine Wasserstoffpipeline möglich ist (siehe Kapitel 9.3). Zwischenlösungen wie der Antransport von Wasserstoff über Lkw oder Binnenschiffe erscheinen aufgrund der benötigten Wasserstoffmenge für Kraftwerke eher unwahrscheinlich (siehe Kapitel 9.5).

Es wird daher davon ausgegangen, dass bis zum Jahr 2035 die Erdgaskraftwerke, die derzeit in Planung und bereits $H_2$-ready sind, infrastrukturseitig mit Wasserstoff versorgt werden können. Dies würde einen $H_2$-Bedarf von ca. 10 TWh/a bedeuten (siehe Abbildung 5). Theoretisch könnten auch weitere, aktuell größere Erdgaskraftwerke bis dahin umgestellt werden. Dies bietet sich an, wenn derzeit ein Anschluss an das Gasfernleitungsnetz vorhanden ist und später ein Anschluss an ein Wasserstoffnetz möglich ist. Konkrete Planungen zu einem Umbau der bestehenden Erdgaskraftwerke liegen aber noch nicht vor.

5 | Voraussichtlich wird dieser Umbau innerhalb eines Instandhaltungszyklus durchgeführt werden können.

## 3.2 Beimischung von Wasserstoff in das Erdgasnetz

Wasserstoff kann in das Erdgasnetz beigemischt werden, um dann zur Wärmebereitstellung in den herkömmlichen Erdgaskesseln in Haushalten, Gewerbe und Industrie zur Anwendung zu kommen. Technische Erhebungen u. a. des Deutschen Vereins des Gas- und Wasserfaches e. V. (DVGW) gehen davon aus, dass bis zu 20 Vol.-% Wasserstoff in die Erdgasversorgung beigemischt werden können. Das bestehende DVGW-Regelwerk ermöglicht bereits heute überall dort, wo es keine Einschränkungen durch spezifische Anwendungen gibt, Beimischungen von knapp 10 Vol.-% in das vorhandene Gasnetz. Künftig soll auch eine Beimischung von 20 Vol.-% möglich sein (DVGW, 2019). Eine Beimischung von 20 Vol.-% Wasserstoff entspricht 7 % des Energiegehaltes der Erdgaslieferung.

Ausgehend von dem Endenergieverbrauch Gas der Gebäude in Baden-Württemberg im Jahr 2018 wird die Entwicklung bis zum Jahr 2035 dargestellt (siehe Abbildung 6). In einem klimaneutralen Szenario ist der Erdgaseinsatz aufgrund der Dekarbonisierung der Wärmebereitstellung stark rückläufig (Prognos, Öko-Institut, Wuppertal-Institut, 2021). Dieser Rückgang wird auf das Land Baden-Württemberg heruntergebrochen. Bis 2035 wird der Erdgasbedarf für Gebäude sich daher um mehr als die Hälfte reduzieren. Eine Beimischung von 20 Vol.-% im Jahr 2035 führt zu einer Substitution von 1,2 TWh (Hi) und einem entsprechenden $H_2$-Bedarf.

In einem Pilotprojekt auf der Verteilnetzebene testet Avacon in einem Netzabschnitt mit rund 35 km Leitungslänge und etwa 350 Netzkunden die Beimischung von 20 Vol.-% Wasserstoff. Bei diesen Kunden wurde im Vorfeld eine betriebs- und sicherheitstechnische Prüfung auf Wasserstoffverträglichkeit durchgeführt. Dabei war der Ersatz von vier nicht geeigneten Geräten durch wasserstofftaugliche Neugeräte notwendig. Für eine flächendeckenden Beimischung sind voraussichtlich ähnlich aufwendige Prüfungen und Austausche von Geräten zu

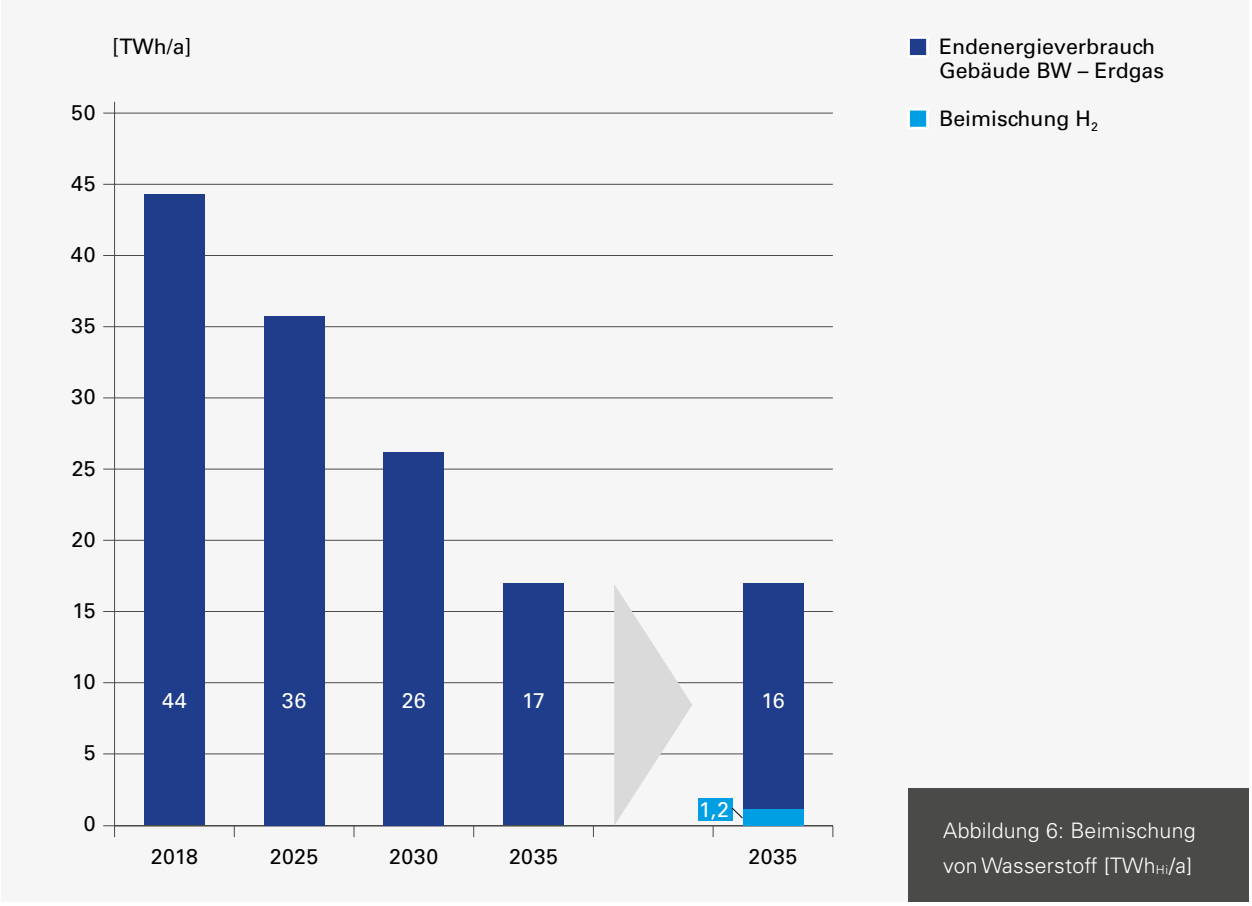



Abbildung 6: Beimischung von Wasserstoff [$TWh_{Hi}$/a]

Quelle: Eigene Berechnung basierend auf Landesstatistik und auf (Prognos, Öko-Institut, Wuppertal-Institut, 2021)
Eine Beimischung in das Erdgasnetz wird derzeit kontrovers diskutiert. Sie ist aber nach geltendem Recht zulässig.
Der DVGW sieht eine Beimischungsquote von 20 Vol.-% in das Erdgasverteilnetz als technisch machbar an.

erwarten. Insgesamt wird die Beimischung aus unterschiedlichen Gründen kritisch betrachtet. Die Gasfernleitungsnetzbetreiber sehen eine flächendeckende und ggf. stufenweise Anhebung der Beimischung von Wasserstoff in die Erdgastransportnetze als nicht zielführend an. Aus ihrer Sicht ist bei einer solchen Beimischung die Sicherstellung eines konstanten Wasserstoffanteils nicht gegeben, die für diverse Abnehmer, wie beispielsweise einige Industriekunden, CNG-Tankstellen oder Haushaltskunden, essenziell ist. Daher wären aufwendige Maßnahmen notwendig, um bei Bedarf den beigemischten Wasserstoff wieder vom Erdgas zu separieren. Eine Separierung wäre außerdem an Grenzübergangspunkten notwendig, insofern Nachbarstaaten keine oder nur eine geringe Beimischung in das Fernleitungsnetz zulassen (FNB Gas, 2021a).

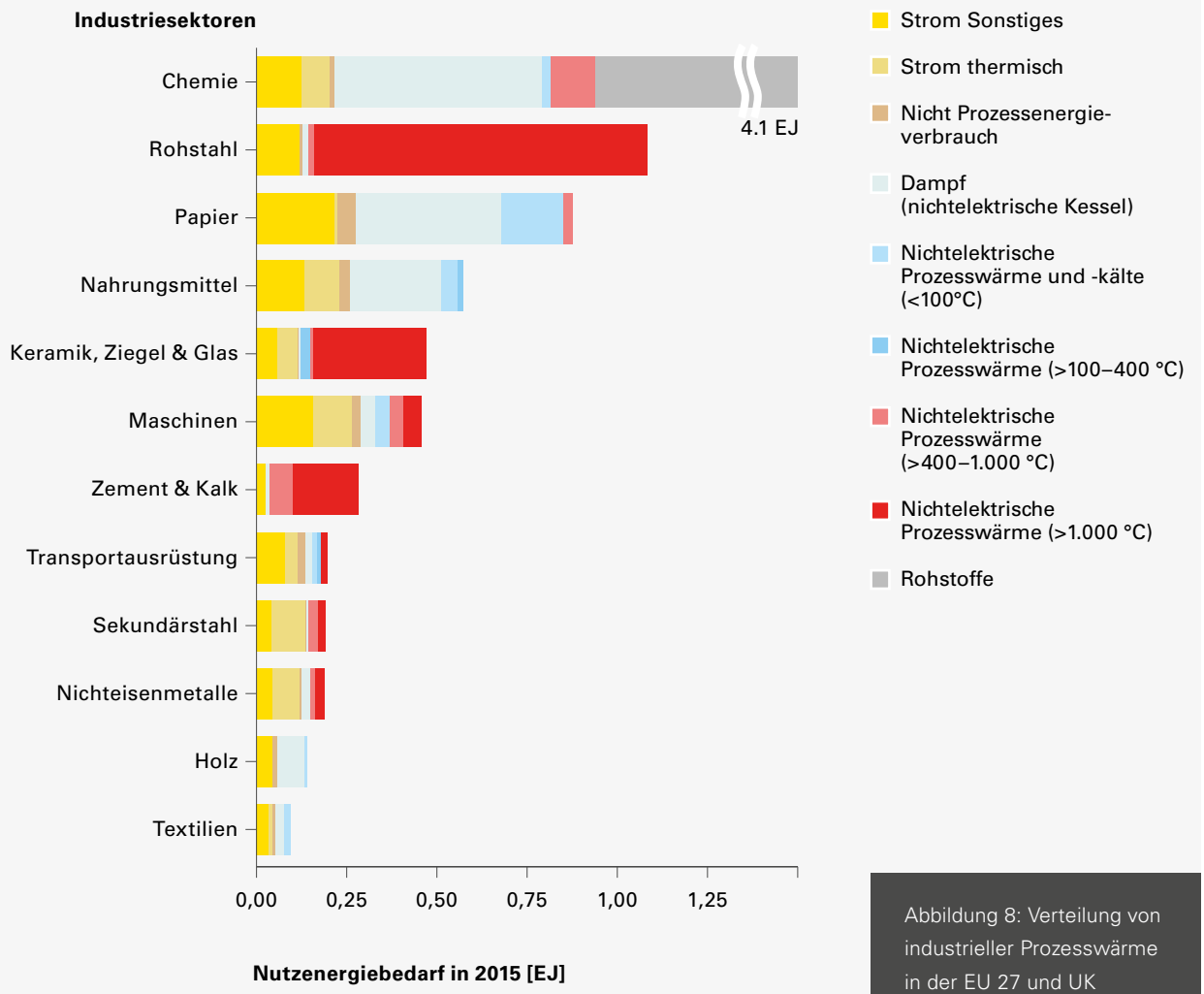
## 3.3 $H_2$-Bedarf Industrie

Aktuell wird in der Industrie grauer Wasserstoff in Raffinerien oder in der chemischen Industrie stofflich genutzt. Für eine klimaneutrale Industrie muss auf grünen Wasserstoff umgestellt werden. Neben der stofflichen Nutzung kann Wasserstoff auch energetisch für Hochtemperaturwärmeprozesse als Alternative zu fossilen Brennstoffen genutzt werden. Abbildung 7 zeigt die Industriestandorte, die zukünftig Wasserstoff einsetzen können, aufgeteilt nach Branche und Art der Nutzung. Einen Überblick über die einzelnen Industriestandorte liefert die Tabelle im Anhang, Anlage A.

Die stoffliche Nutzung wird hier in grünen Farbtönen dargestellt. Das sind zum einen die stoffliche Nutzung von Wasser-

Abbildung 7: Energetische und stoffliche Nutzung von Wasserstoff in der Industrie

Quelle: Eigene Abbildung basierend auf eigenen Recherchen und (ETS – Datenbank, 2021)
Die Grundstoffchemie hat sowohl stofflichen als auch energetischen $H_2$-Nutzungsbedarf




Quelle: (Madeddu et al., 2020)

Abbildung 8: Verteilung von industrieller Prozesswärme in der EU 27 und UK

stoff in der Mineralölverarbeitung bzw. in der Grundstoffchemie. Zusätzlich wurde der Standort BASF in Ludwigshafen mit abgebildet, da die Anlage von BASF direkt an Baden-Württemberg grenzt und zukünftig aufgrund des Verlaufes eines zukünftigen Wasserstoffnetzes oder aufgrund der Hafenanbindung Wasserstoff aus Baden-Württemberg beziehen könnte. Der Wasserstoffverbrauch von BASF ist erheblich und würde den gesamten $H_2$-Bedarf um ein Vielfaches erhöhen. Da BASF bilanziell nicht zu Baden-Württemberg gezählt werden kann, wird der Bedarf nicht inkludiert.

Die Auswahl der Branchen, die zukünftig Wasserstoff energetisch einsetzen könnten, erfolgt anhand ihrer benötigten Temperaturniveaus für die Prozesswärme. Abbildung 8 zeigt Industriebranchen mit den benötigten Temperaturniveaus für die Prozesswärme.

Hieraus wurde abgeleitet, dass die in Baden-Württemberg ansässigen Branchen Grundstoffchemie, Stahl[6], Papier, Nahrungsmittel (Zucker), Glas, Keramik und Ziegel, Zement, Kalk und Verarbeitung von Metallen die höchsten Temperaturniveaus über 400 °C benötigen und besonders für die Substi-

6 | Substitution der fossilen Zufeuerung im Elektrostahlprozess.

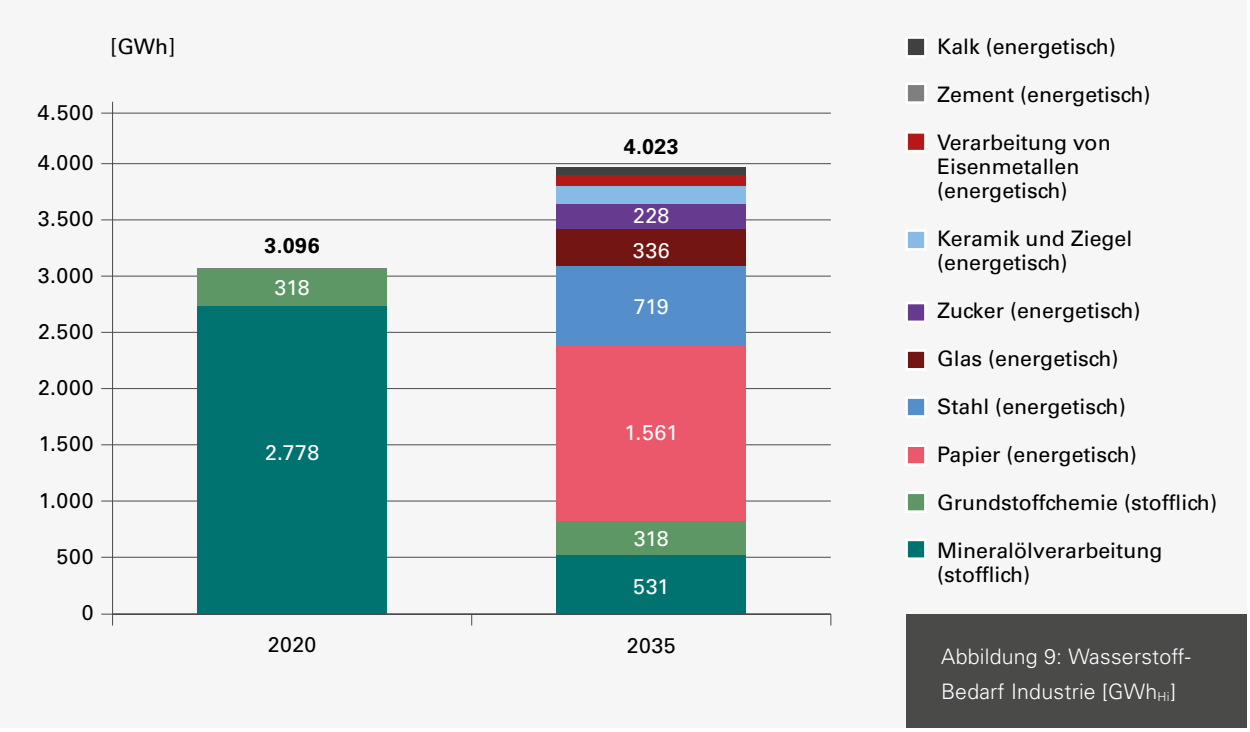



Abbildung 9: Wasserstoff-Bedarf Industrie [$GWh_{Hi}$]

Quelle: Eigene Darstellung.
Hinweis: Im Jahr 2020 wird der $H_2$-Bedarf aus grauem $H_2$ gedeckt.

tution des bisher genutzten fossilen Energieträgers durch Wasserstoff geeignet sind. Für die Ermittlung des energetischen Nutzungsbedarfs wurde angenommen, dass die Nutzung von Erdgas für die Prozesswärmebereitstellung sukzessiv durch grünen Wasserstoff substituiert wird. Für die Ermittlung der eingesetzten Menge Erdgas am jeweiligen Industriestandort wurde nach dem folgenden Prinzip vorgegangen:

1. Ermittlung der standortspezifischen $CO_2$-Emissionsmengen aus der ETS-Datenbank (ETS – Datenbank, 2021).
2. Herleitung der produzierten Mengen über die Emissionsfaktoren pro Industriebranche.
3. Ermittlung der eingesetzten Menge Erdgas pro Standort über den Brennstoffeinsatz Erdgas pro produzierte Menge.
4. Substitution der Erdgasmenge durch grünen Wasserstoff.
5. Für die Herleitung der $CO_2$-Emissionen und der produzierten Menge bis 2035 wurde die Entwicklung aus dem Szenario NECP I Klima (Prognos, GWS, IINAS, Fraunhofer ISI, 2021)[7] angenommen.

Für die Ermittlung der stofflichen Nutzung in der Industrie wurde zuerst der aktuelle Bedarf an grauem $H_2$ für die Mineralölverarbeitung und für die Grundstoffchemie herausgearbeitet. Anschließend wurde die bundesweite Entwicklung der Mineralölverarbeitung bzw. der Grundstoffchemie aus dem Szenario „Klimaneutrales DE 2045“ auf das Land Baden-Württemberg bis zum Jahr 2035 heruntergebrochen.

Abbildung 9 zeigt den $H_2$-Bedarf der Industrie in Baden-Württemberg für die Jahre 2020 und 2035. Im Jahr 2020 wurden rund 3,1 TWh grauer Wasserstoff stofflich in der Mineralölverarbeitung genutzt. Aufgrund des angenommenen rückläufigen Kraftstoffbedarfs bzw. der sinkenden Nachfrage nach Düngemitteln sinkt bis 2035 der $H_2$-Bedarf in der Mineralölverarbeitung. Perspektivisch wird der graue Wasserstoff durch grünen Wasserstoff ersetzt. In den Industrien mit einem energetischen Bedarf wird eine Substitution des fossilen Energieträgers angenommen. Insgesamt beträgt bis 2035 der $H_2$-Bedarf in der Industrie in Baden-Württemberg damit rund 4 TWh.

7 | Detailliertere aufgeschlüsselte Daten zu Produktionsmengen in der Industrie lagen Prognos innerhalb der Studie NECP I (Prognos et al. 2021) vor. Die Mengenentwicklungen bis zum Jahr 2035 sind weitestgehend vergleichbar mit denen im Szenario „Klimaneutrales DE 2045“.

Der $H_2$-Bedarf für 2035 setzt sich zusammen aus rund 0,85 TWh stofflicher Nutzung in der Grundstoffchemie und Mineralölverarbeitung und aus rund 3,2 TWh energetischer Nutzung.

In welchem Umfang $H_2$ zukünftig energetisch für die Prozesswärmebereitstellung genutzt wird, ist abhängig davon, welches Temperaturniveau für den jeweiligen Industrieprozess notwendig ist, und von der Menge fossiler Brennstoffe, die durch klimaneutrale Energieträger ersetzt werden müssen.

Für die Dekarbonisierung der industriellen Prozesswärme ist klimaneutraler Wasserstoff nur ein möglicher Ersatzenergieträger zu fossilen Quellen. Alternativen zu Wasserstoff sind Wärmebereitstellung auf Strombasis (z. B. Power-to-Heat) und Biomasse. Es wird erwartet, dass für Niedrig- und Mitteltemperaturprozesse (100 °C bis 400 °C) Wärme auf Strombasis den Bedarf an fossilen Energieträgern ersetzt.

In Hochtemperaturprozessen (ab 400 °C bis 1.000 °C), z. B. in der Zement-, Keramik- und Glasproduktion, sind elektrische Hochtemperaturerzeuger bzw. Biomasse klimaneutrale Alternativen zu grünem Wasserstoff. Insbesondere der Einsatz von Biomasse in Kombination mit $CO_2$-Abscheidung und -Speicherung (CCS) ist für die Industrie eine attraktive Alternative. Über die Vergasung von fester Biomasse und die Verbrennung des entstehenden Synthesegases lassen sich auch Prozesstemperaturen von >1.000 °C erreichen. Wird das dabei entstehende biogene $CO_2$ abgeschieden und langfristig geologisch gespeichert, generiert dieses Verfahren negative $CO_2$-Emissionen (Prognos, 2021). Diese $CO_2$-Speicherung wird für das bundesweite Ziel Netto-Treibhausgasneutralität im Jahr 2045 notwendig sein.

Aus heutiger Sicht gibt es hingegen noch keine Alternative zu Wasserstoff, falls dieser in Industrieprozessen stofflich eingesetzt wird. In diesen Prozessen sollte auf lange Sicht grüner Wasserstoff zum Einsatz kommen.

## 3.4 $H_2$-Bedarf Verkehr

Aktuell spielt Wasserstoff, abgesehen von einer geringfügigen Nutzung bei Kraftomnibussen (KOB), eine sehr kleine Rolle im Verkehrssektor. Bis 2035 steigt der $H_2$-Bedarf im Verkehrssektor Baden-Württembergs moderat auf 1,4 TWh an. Der steigende $H_2$-Bedarf liegt vor allem an der steigenden Nachfrage bei schweren Nutzfahrzeugen (SNF) mit rund 1 TWh im Jahr 2035. Wasserstoff nimmt aber eine vernachlässigbare Rolle im Bereich der Pkw und der leichten Nutzfahrzeuge (LNF) ein, weil hier die Nutzung von batteriebetriebenen Fahrzeugen erwartet wird.

Darüber hinaus wird in den Bereichen Flugverkehr und Schifffahrt eine Substitution der fossilen Kraftstoffe durch klimaneutrale synthetische Kraftstoffe angenommen, da es hierfür wahrscheinlich keine geeigneten Alternativen geben wird. Wasserstoff dient als Energieträger für die Herstellung dieser synthetischen Kraftstoffe (Power-to-Liquid (PtL)-Verfahren). Abbildung 10 zeigt die Entwicklung des $H_2$-Bedarfs für den Verkehrssektor in Baden-Württemberg bis zum Jahr 2035.

Für die Ermittlung des $H_2$-Bedarfs im Verkehrssektor wurde folgende Methodik verwendet.

**1. Fahrzeugklassen (Pkw, LNF, SNF, KOB)**

a. Auslesen Bestand 2020 aus Kraftfahrt-Bundesamt (KBA) Liste FZ1 (KBA, 2021)
b. Fortschreibung des Bestandes auf Basis des Szenarios „Klimaneutrales DE 2045“ (außer Kraftomnibusse) auf Basis „Energiewirtschaftliche Projektionen und Folgeabschätzungen 2030/2050“ (Prognos, GWS, IINAS, Fraunhofer ISI, 2021))
c. Jeweils Annahmen zu jährlicher Fahrleistung (km/a) und Verbrauch (kg/km) berücksichtigt

**2. Flugverkehr und Binnenschifffahrt**

a. Ermittlung Endenergieverbrauch – Kerosin-/Ölverbrauch auf Basis von Landesarbeitskreis Energiebilanzen Baden-Württemberg (LAK, 2021)
b. Substitution von 2 % des fossilen Kraftstoffes durch PtL-Verfahren bis zum Jahr 2030 entsprechend den Vorgaben aus RED II und Annahme einer Fortschreibung der Quote auf 5 % im Jahr 2035
c. Berechnung des $H_2$-Bedarfs, um die benötigte Menge PtL-Kraftstoff herzustellen

Die steigende Entwicklung im $H_2$-Bedarf zeigt sich dementsprechend auch im Fahrzeugbestand, wobei der Anteil der Brennstoffzellenfahrzeuge (FCEV) zum Elektroantrieb mit Batterie (BEV) und den sonstigen fossilen Verbrennungsmotoren sehr gering ist. Im Segment der Pkw liegt der Anteil der FCEV unter 1,0 %, bei LNF unter 2,0 %, bei SNF unter 5,0 % und bei KOB <10 % (siehe Abbildung 11).

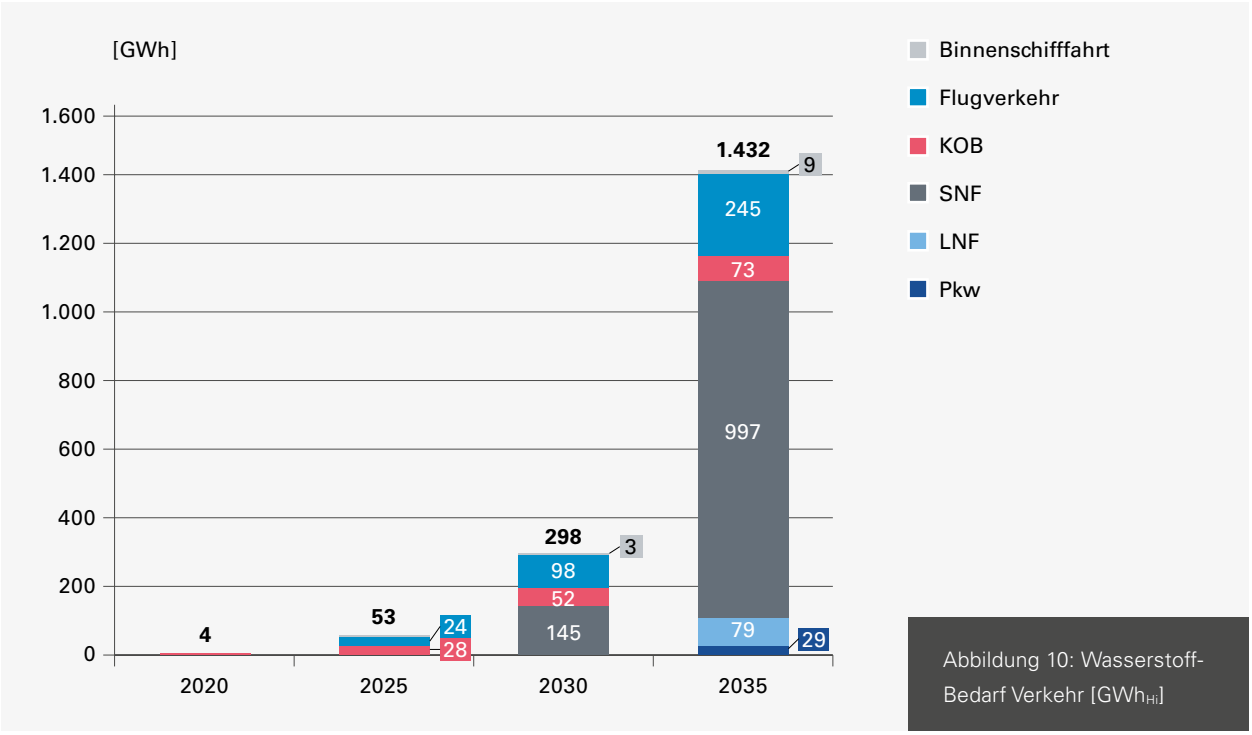



Abbildung 10: Wasserstoff-Bedarf Verkehr [$GWh_{Hi}$]

Quelle: Eigene Darstellung

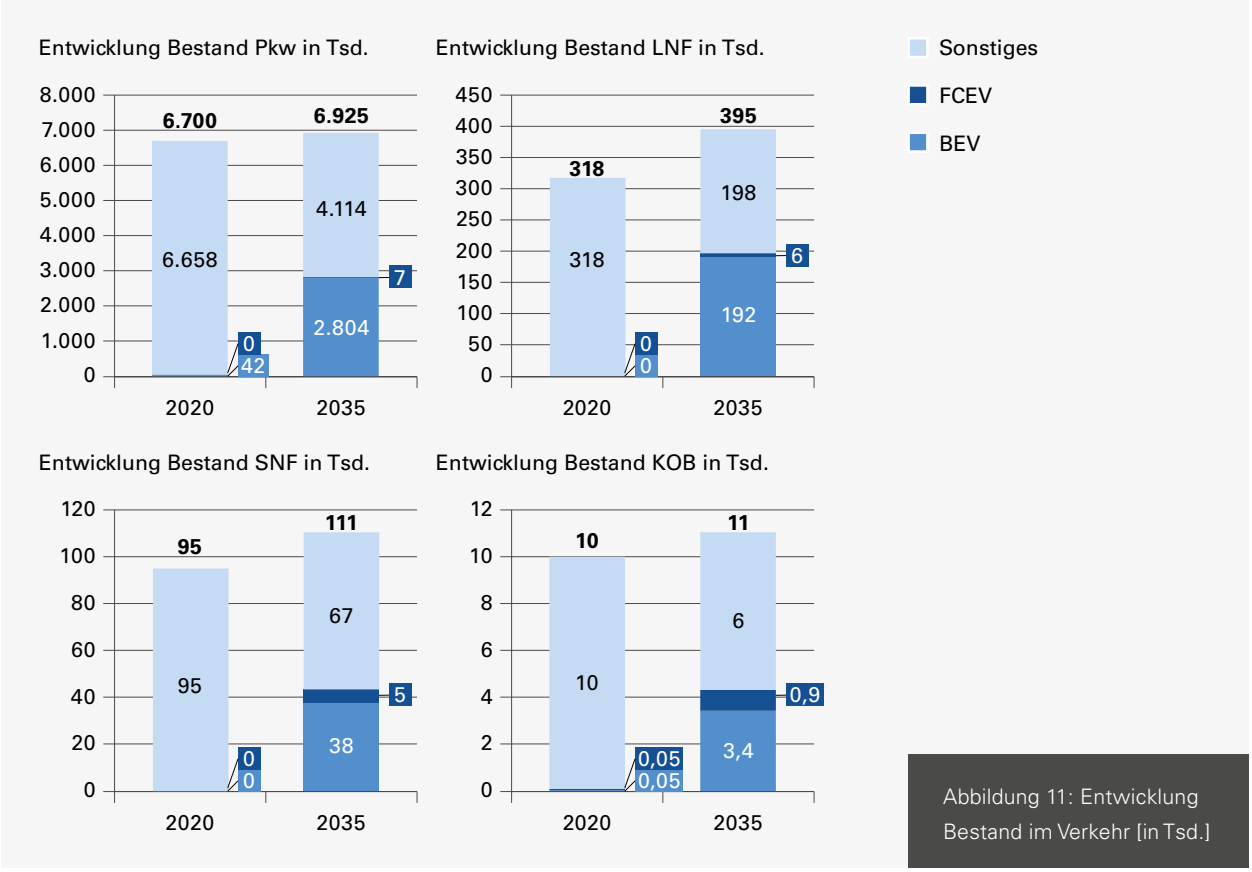



Abbildung 11: Entwicklung Bestand im Verkehr [in Tsd.]

Quelle: Eigene Darstellung, basierend auf (KBA, 2021), (Prognos, Öko-Institut, Wuppertal-Institut, 2021)
BEV=Battery electric vehicle, FCEV=Fuel cell electric vehicle

## 3.5 Zwischenfazit $H_2$-Bedarf

Der $H_2$-Bedarf Baden-Württembergs steigt von derzeit 3,1 TWh auf 16,6 TWh im Jahr 2035 (siehe Abbildung 12). Der aktuell in den Industrieprozessen eingesetzte graue Wasserstoff muss in Zukunft vollständig auf klimaneutralen Wasserstoff umgestellt werden, wobei der $H_2$-Bedarf in der Industrie von 3,1 auf 4 TWh und damit auf 24 % des Bedarfs im Jahr 2035 ansteigt. Der größte Posten mit rund 9,9 TWh resultiert jedoch aus der Umstellung von Erdgaskraftwerken auf Wasserstoff-Kraftwerke.

Im Gesamtvergleich könnte der $H_2$-Bedarf für Baden-Württemberg mit rund 16,6 TWh einen Anteil von rund 12 % am bundesweiten $H_2$-Bedarf von 137 TWh für das Jahr 2035 ausmachen (siehe Abbildung 13) (Prognos, Öko-Institut, Wuppertal-Institut, 2021). Dies erscheint plausibel, da der Anteil Baden-Württembergs am Bruttoinlandsprodukt im Jahr 2020 ca. 15 % beträgt (Statista, 2021).

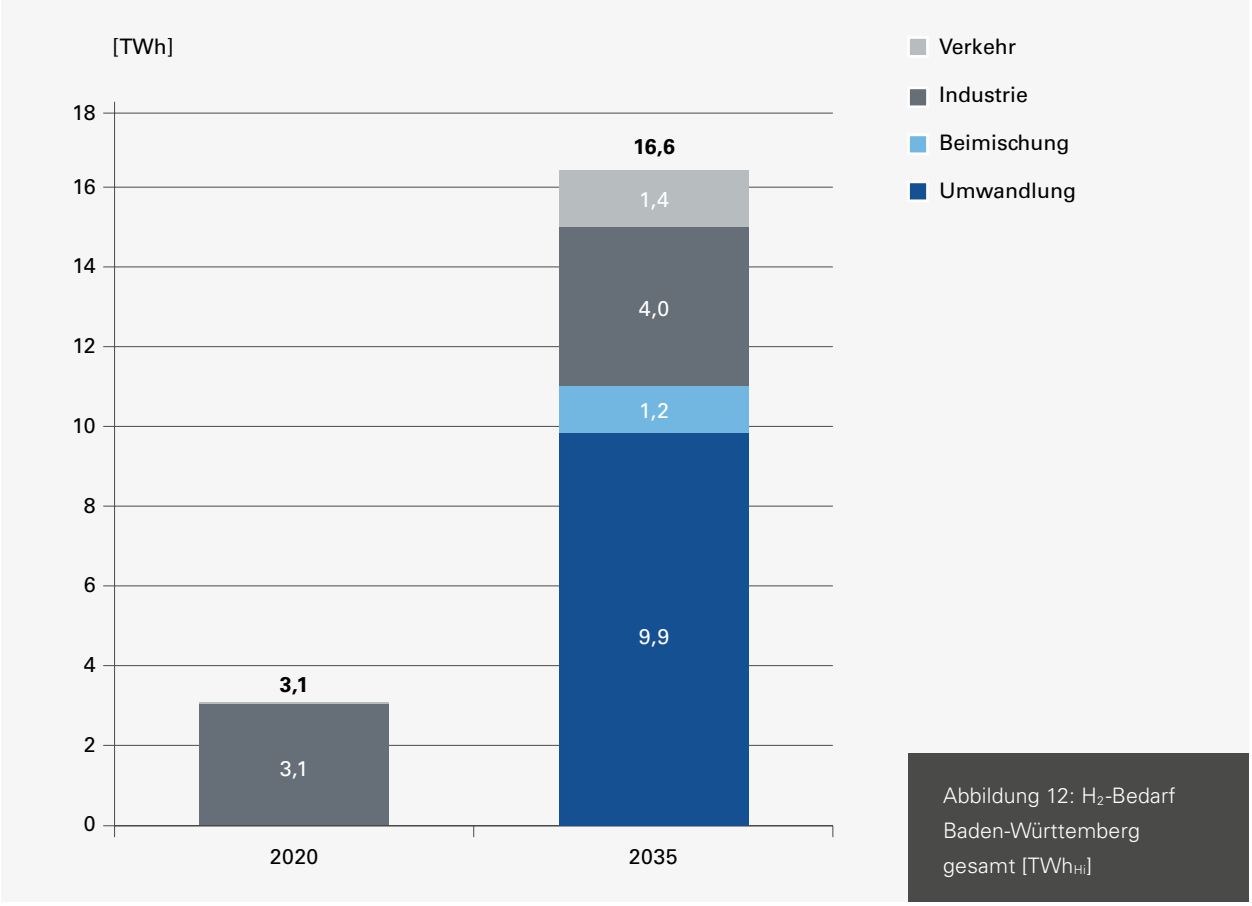



Abbildung 12: $H_2$-Bedarf Baden-Württemberg gesamt [$TWh_{Hi}$]

Quelle: Eigene Berechnungen.
Hinweis: Im Jahr 2020 wurde der $H_2$-Bedarf aus grauem $H_2$ gedeckt.

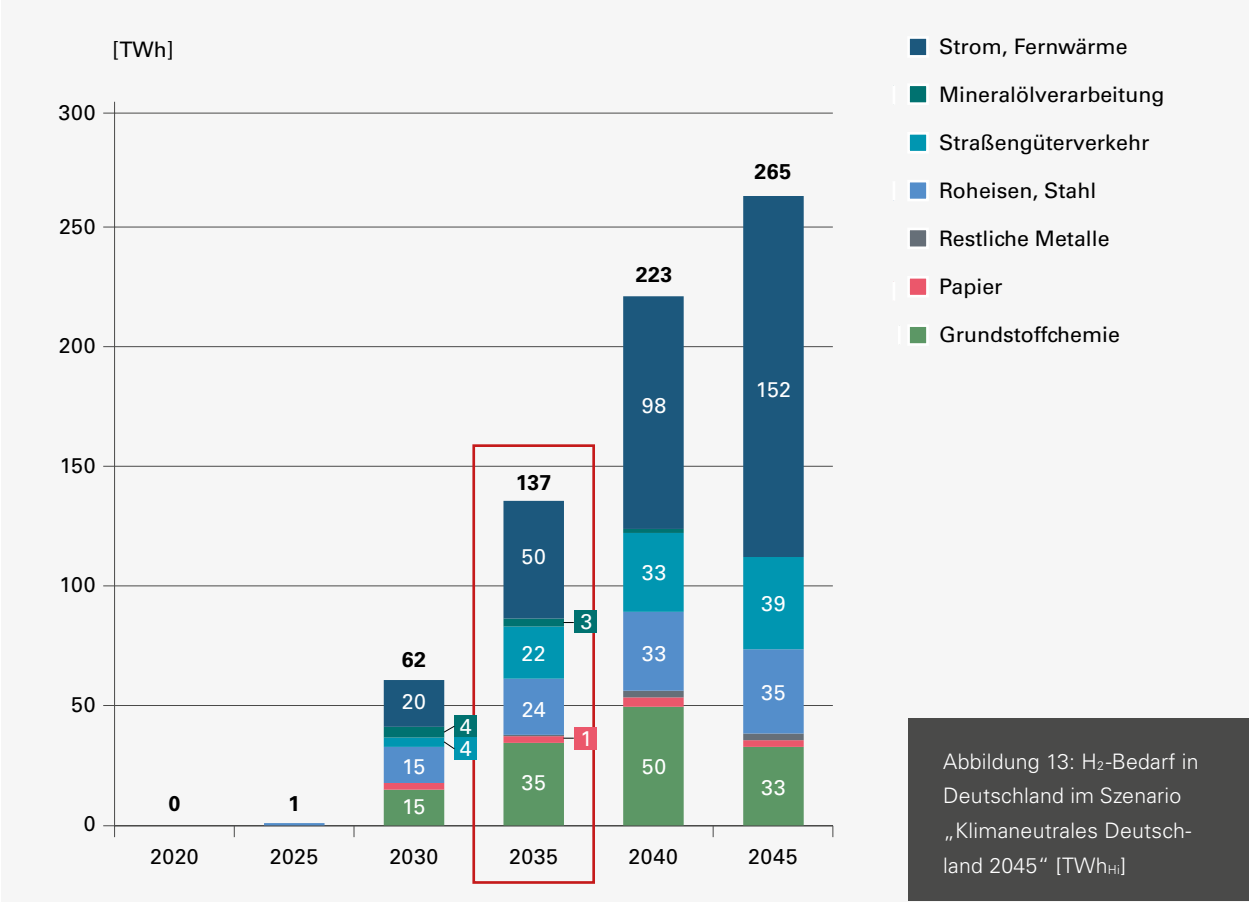



Abbildung 13: $H_2$-Bedarf in Deutschland im Szenario „Klimaneutrales Deutschland 2045“ [$TWh_{Hi}$]

Quelle: (Prognos, Öko-Institut, Wuppertal-Institut, 2021)
Hinweis: Darstellung ohne grauen Wasserstoff, nur $CO_2$-freie Wasserstoffmenge wird dargestellt.

# 04 $H_2$-Produktionskosten

© acilo/
istockphoto

# 04

# $H_2$-Produktionskosten

Um die Wettbewerbsfähigkeit von grünem Wasserstoff für die in Kapitel 3 identifizierten Nutzungsfelder zu analysieren, werden in diesem Kapitel die Kosten der Erzeugung von grünem Wasserstoff für die verfügbaren Technologien Wasserelektrolyse und Biogasreformierung ausführlich beleuchtet. Dabei wird die für die Betrachtungsjahre 2025, 2030 und 2035 erwartete Kostenentwicklung aufgezeigt. Darüber hinaus werden auch Transport- und Bereitstellungskosten für Wasserstoff beschrieben.

## 4.1 $H_2$-Produktion mittels Elektrolyse

### 4.1.1 Annahmen für die Wasserelektrolyse und Eingangsparameter

Die Kosten von Wasserstoff setzen sich aus den Investitionen (CAPEX), den Strom- und Wasserkosten als variable Betriebskosten (OPEX) sowie den fixen Betriebskosten zusammen. Die spezifischen Investitionen werden über 20 Jahre mit einem gewichteten durchschnittlichen Kapitalkostensatz (WACC = Weighted average cost of capital) von 5 % annualisiert.

Die der Berechnung zugrundeliegenden Strompreise setzen sich aus unterschiedlichen Komponenten zusammen. Neben den Strombezugspreisen fallen noch Steuern und Umlagen an.

Tabelle 1 stellt die Annahmen dar, die der Berechnung der Produktionskosten von Wasserstoff mittels Elektrolyse zugrundeliegen.

### 4.1.2 Befreiung von Strompreisbestandteilen für Elektrolyseure

Ein zentraler Bestandteil für die Produktionskosten von Wasserstoff sind die Stromkosten. In (EEG, 2021) ist es vorgesehen, Elektrolyseure von der EEG-Umlage zu befreien, wenn sie eine systemdienliche Fahrweise nachweisen können. Eine systemdienliche Fahrweise ist gegeben, wenn der genutzte Strom aus erneuerbarer Erzeugung stammt und nicht durch EEG oder KWKG gefördert wird. Außerdem muss der Strom zu 80 % aus einer Preiszone für Deutschland und zu 20 % aus einer mit Deutschland verbundenen Preiszone stammen. Die Befreiung gilt nur für bis zu 5.000 Volllaststunden (EEG, 2021). Das Inkrafttreten der oben genannten Regelungen ist derzeit noch von der beihilferechtlichen Prüfung durch die EU-Kommission abhängig. Insofern könnten die Bedingungen für die systemdienliche Fahrweise noch angepasst werden. Allerdings wird gemäß Koalitionsvertrag der neuen Bundesregierung die EEG-Umlage ab 1. Januar 2023 nicht mehr über den Strompreis finanziert und wird daher für die folgenden Berechnungen nicht weiter berücksichtigt (SPD, GRÜNE, & FDP, 2021).

Zudem gilt eine Befreiung der Elektrolyseure von den Netzentgelten für 20 Jahre. Auch die KWKG-Umlage, die Offshore-Netzumlage und die Stromsteuer entfallen beim Betrieb eines Elektrolyseurs (EEG, 2021) (StromStG, 2021), (KWKG, 2021), (EnWG, 2021). Wird der Strom aus dem öffentlichen Netz bezogen, entfallen jedoch nicht die Verordnung zu abschaltbaren Lasten (AbLaV), Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV) und die Konzessionsabgabe. Diese summieren sich auf 0,14 €ct/kWh, die auf die Nettostromkosten aufgeschlagen werden müssen. Da die Entwicklung der weiteren Umlagen (KWK-Umlage, Offshore-Netzumlage etc.) unterschiedlichen Dynamiken unterliegt, lassen sie sich nur schwer prognostizieren. Es wurden daher vereinfacht die Werte dieser Umlagen für 2021 auch für die Folgejahre angewendet.

| | Einheit | 2025 | | 2030 | | 2035 | | Kommentar |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | Wert | Min., Max. | Wert | Min., Max. | Wert | Min., Max. | |
| **Grundsätzliche Annahmen** | | | | | | | | |
| **Kapitalzinsen** | % | 5 % | | | | | | - |
| **Wasser Bezugskosten** | $ct_{2020}$/kg | 0,18 | 0,09–0,36 | 0,16 | 0,07–0,29 | 0,15 | 0,05–0,21 | Durchschnittliches Leitungswasser DE, in großen Mengen ggf. günstiger |
| **$H_2$-Produktion: Wasserelektrolyse** | | | | | | | | |
| **Stromkosten (netto)*** | $ct_{2020}$/kWh | 4,5 | - | 4,4 | - | 3,5* | - | Durchschnittliche Strombezugspreise gemäß (Prognos, Öko-Institut, Wuppertal-Institut, 2021) bezogen auf Volllaststunden |
| **Umlagen, Steuern, Netzentgelte etc.** | $ct_{2020}$/kWh | 0,14 | - | 0,13 | - | 0,13 | - | Nominal konstant gehalten; Befreiung von KWKG-Umlage, Offshore-Netzumlage, Stromsteuer und Netzentgelten |
| **Spez. Investitionen** | $ct_{2020}$/kW | 893 | 700–1.100 | 643 | 500–860 | 436 | 400–500 | Siehe Quellen-auflistung rechts |
| **Wirkungsgrad ($H_2$ unterer Heizwert)** | % ($H_2$ LHV) | 65 | 57–70 | 67 | 60–71 | 68 | 61–71 | Siehe Quellen-auflistung rechts |
| **Volllaststunden pro Jahr** | h/a | 2.804 | 2.500–8.000 | 2.977 | 2.500–8.000 | 2.682 | 2.500–8.000 | Volllaststunden gemäß (Prognos, Öko-Institut, Wuppertal-Institut, 2021) |
| **Stack Lebensdauer** | h | 70.000 | 60.000–80.000 | 85.000 | 70.000–100.000 | 100.000 | 90.000–110.000 | Siehe Quellen-auflistung rechts |
| **Stackaustausch** | € | 1/3 der Investitionen | | | | | | Siehe Quellen-auflistung rechts |
| **Abschreibungs-dauer** | a | 20 | | | | | | Siehe Quellen-auflistung rechts |
| **Fixe Betriebs-kosten und Instand haltungsmaß-nahmen** | % Invest/a | 2,5 | 1,5–3 | 2 | 1,5–3 | 1,5 | 1,5–3 | Siehe Quellen-auflistung rechts |

Tabelle 1: Annahmen für die Kosten der Wasserelektrolyse

Quelle: Sphera basierend auf $H_2$-Projekterfahrung, Lieferantendaten und akademischen Publikationen (u. a. (Don Quichote Project, 2015), (Reus et al., 2017), (Agora Verkehrswende; Agora Energiewende, 2018), (IRENA, 2018), (IEA, 2019), (Projektträger Jülich GmbH, 2018), (Forschungszentrum Jülich GmbH, 2019), (netztransparenz.de, 2021)
*Durch den steigenden Anteil von Windenergie und PV an der Stromerzeugung sinkt das Großhandelsstrompreisniveau in den betrachteten Zeiten des Strombezugs über die Zeit ab.

### 4.1.3 Produktionskosten von Wasserstoff

Wie eben beschrieben wurde, können die Stromkosten durch eine systemdienliche Fahrweise reduziert werden. Es lassen sich mehrere Anwendungsfälle für den Strombezug unterscheiden, die unterschiedliche Befreiungen von den Strompreisbestandteilen nach sich ziehen.

Der erste Anwendungsfall (Case 1) in Abbildung 14 beschreibt eine Insellösung und somit einen Betrieb ohne Anschluss an das öffentliche Stromnetz. Damit entfallen sämtliche Umlagen, Steuern und Netzentgelte. Die Volllaststunden des Elektrolyseurs sind bei der Insellösung von der Erzeugungsanlage abhängig. In diesem Fall wird von einem Windpark mit 1.800 Volllaststunden ausgegangen. Es bieten sich sowohl neue als auch abgeschriebene Erneuerbare-Energien-Anlagen für die Insellösung an. Die Stromerzeugungskosten von abgeschriebenen Anlagen sind in der Regel nur von geringfügigen Betriebskosten geprägt. Jedoch können die Börsenstrompreise als Orientierung dienen, da diese Preise von einem Anlagenbetreiber erzielt werden könnten, wenn er den Strom nicht für die Elektrolyse verwendet, sondern an der Börse vermarktet. Für die Berechnungen wurde daher der Börsenstrompreis als Minimalpreis für die Insellösung verwendet. Die Stromgestehungskosten von neuen Anlagen werden in der Folge nicht betrachtet.

Die Insellösung ist mit Investitionen in einen Elektrolyseur verbunden und bedeutet einen erhöhten Aufwand und ein höheres Investitionsrisiko für den Betreiber der Stromerzeugungsanlage. Lohnend ist dies nur dann für den Betreiber, wenn er höhere Erlöse durch die Vermarktung des produzierten Wasserstoffs erzielt als bei einer direkten Vermarktung des Stroms aus erneuerbaren Quellen. Um lange Transportwege mit notwendigen Umwandlungen und die damit entstehenden Kosten zu vermeiden, ist ein Standort möglichst nah am Abnehmer für die Insellösung notwendig (siehe Kapitel 4.1.5). Aufgrund der jeweiligen spezifischen Gegebenheiten ist eine Einzelfallprüfung für die Wirtschaftlichkeit einer Insellösung erforderlich.

Im zweiten Anwendungsfall (Case 2) wird der Strom aus dem öffentlichen Netz bezogen und die Voraussetzungen der systemdienlichen Fahrweise sind erfüllt. Somit findet eine Befreiung von Netzentgelten, der KWKG-Umlage, Offshore-Netzumlage und Stromsteuer statt. In diesem Fall werden nur die Verordnung zu abschaltbaren Lasten (AbLaV), Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV) und die Konzessionsabgabe be-

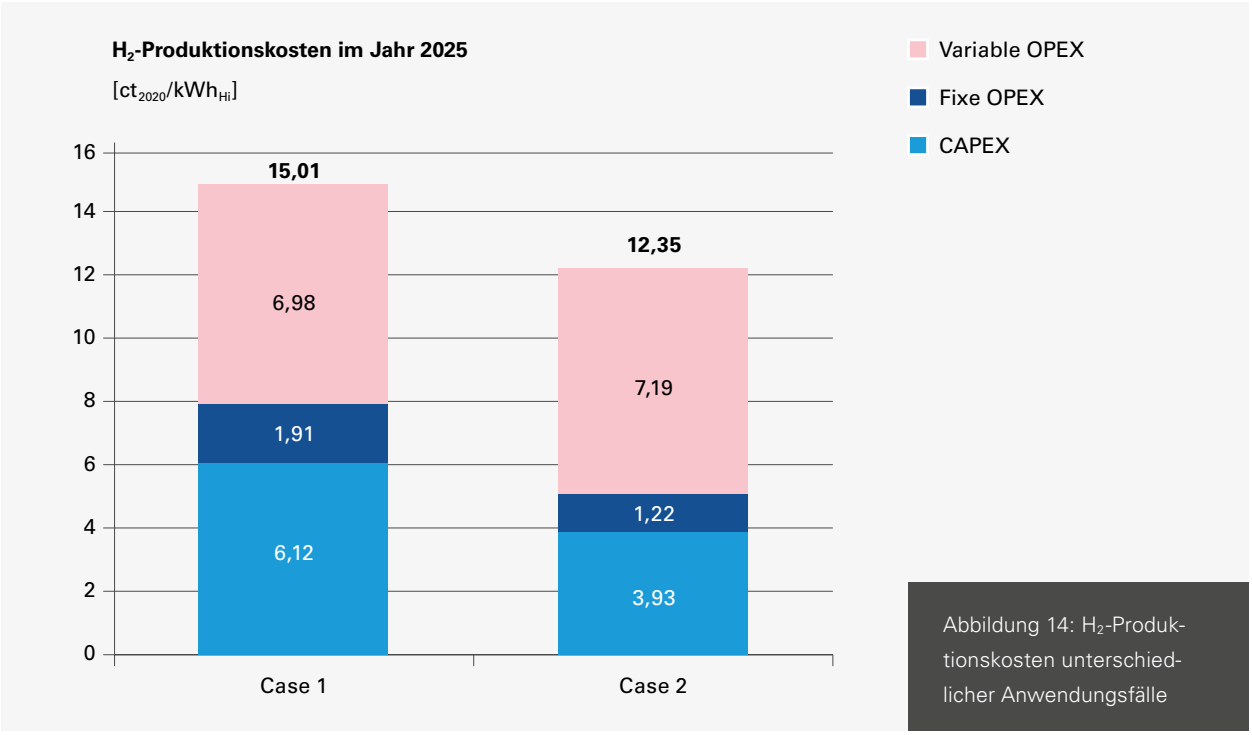
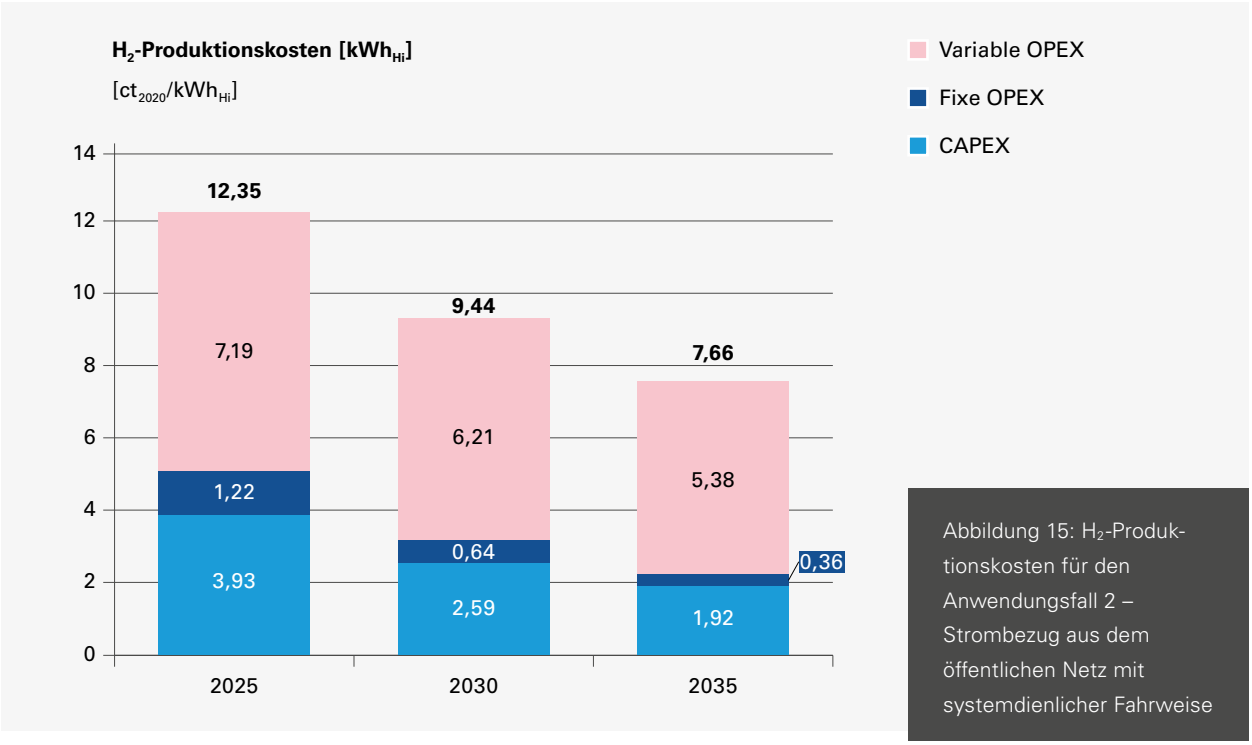



Abbildung 14: $H_2$-Produktionskosten unterschiedlicher Anwendungsfälle

Quelle: Sphera basierend auf $H_2$-Projekterfahrung, Lieferantendaten und akademischen Publikationen, u. a. (Don Quichote Project, 2015), (Reus et al., 2017), (Agora Verkehrswende; Agora Energiewende, 2018), (IRENA, 2018), (IEA, 2019), (Projektträger Jülich GmbH, 2018), (Forschungszentrum Jülich GmbH, 2019)




Quelle: Sphera basierend auf $H_2$-Projekterfahrung, Lieferantendaten und akademischen Publikationen, u. a. (Don Quichote Project, 2015), (Reus et al., 2017), (Agora Verkehrswende; Agora Energiewende, 2018), (IRENA, 2018), (IEA, 2019), (Projektträger Jülich GmbH, 2018), (Forschungszentrum Jülich GmbH, 2019)

Abbildung 15: $H_2$-Produktionskosten für den Anwendungsfall 2 – Strombezug aus dem öffentlichen Netz mit systemdienlicher Fahrweise

rücksichtigt. Im Vergleich zu Case 1 werden in Case 2 höhere Volllaststunden erzielt (siehe Tabelle 1), da hier der Strom aus dem Netz bezogen wird. Dadurch wird mit derselben Anlage mehr Wasserstoff produziert, womit die spezifischen Investitionen (bezogen auf den erzeugten Wasserstoff) bei gleicher Elektrolyseurgröße im Vergleich zum Case 1 um 2,19 ct/kWh$_{Hi}$ niedriger liegen.

Da Insellösungen (Case 1) eine Einzelfallprüfung erfordern, wird in den nachfolgenden Berechnungen vom zweiten Anwendungsfall mit Anschluss an das öffentliche Netz ausgegangen. Für diesen Fall sinken die Kosten für die Wasserstoffproduktion von 12,35 ct/kWh$_{Hi}$ im Jahr 2025 auf 7,66 ct/kWh$_{Hi}$ im Jahr 2035, wie Abbildung 15 zeigt. Bei etwas konservativeren Annahmen hinsichtlich CAPEX (500 €/kW), Effizienz (61 %) und Stromkosten (4,5 ct/kWh), liegt der Preis für Wasserstoff im Jahr 2035 bei rund 10,5 ct/kWh$_{Hi}$.

Die Kosten setzen sich dabei aus den Investitionen sowie den fixen und den variablen Betriebskosten zusammen. Im Jahr 2025 haben die variablen Kosten für den Bezug von Strom und Wasser einen Anteil von 58 % an den Gesamtkosten, die aufgrund fallender Strombezugspreise[8] in Zukunft sinken. Ebenso schlagen sich geringere Investitionen aufgrund der technologischen Weiterentwicklung in geringeren Kapitalkosten und fixen Betriebskosten nieder (siehe Abbildung 15), sodass die Wasserstoffproduktionskosten insgesamt deutlich fallen.

Ein Grund für die sinkenden Wasserstoffkosten sind die Strompreise, die durch die systemdienliche Fahrweise erreicht werden können. Diese Fahrweise führt dazu, dass die Elektrolyse nur betrieben wird, wenn eine ausreichende Menge an grünem Strom vorhanden ist. Der grüne Strom ist in diesen Zeiträumen günstiger als in Zeiten mit höherer Nachfrage. Basierend auf dem Szenario „Klimaneutrales DE 2045“ können die in diesem Bericht ermittelten Wasserstoffbedarfe zu den genannten Kosten bedient werden. Ein höherer Wasserstoffbedarf als der im Szenario angenommene kann jedoch dazu führen, dass mehr Volllaststunden notwendig sind, wodurch sich der Strom für die Elektrolyse verteuert. Zur Diskussion um die Volllaststunden siehe auch den Exkurs: „Wieso sind die Volllaststunden für Elektrolyseure begrenzt?“

8 | Hier liegt die Annahme zugrunde, dass der Elektrolyseur von sinkenden Preisen für erneuerbare Energien profitiert.

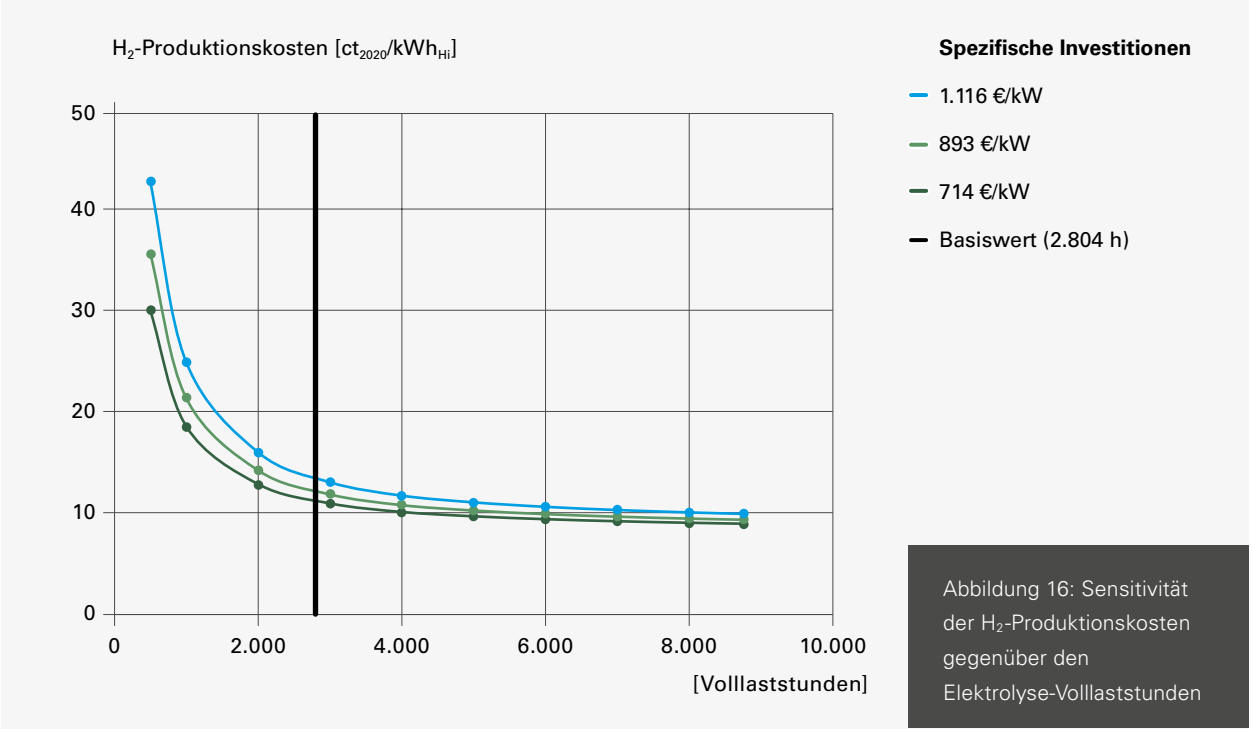
### 4.1.4 Sensitivitätsbetrachtung zu den Wasserstoffproduktionskosten

Die in diesem Bericht vorgenommenen Annahmen beeinflussen die Produktionskosten für Wasserstoff in unterschiedlichem Ausmaß. Da sich die Annahmen und Parameter durch technische Entwicklungen und politische Entscheidungen in Zukunft ändern können, wird im Nachfolgenden eine Sensitivitätsbetrachtung für die drei zentralen Parameter Volllaststunden, Wirkungsgrad der Elektrolyse und Strompreis bei drei verschiedenen Investitionshöhen vorgenommen.

Abbildung 16 zeigt die Änderung der Wasserstoffproduktionskosten, die durch variierende Volllaststunden entstehen. Unterhalb von rund 2.500 Volllaststunden steigen die Kosten je kWh Wasserstoff bei allen angenommenen Investitionen stark an. Hat ein Elektrolyseur nur 1.000 Volllaststunden, führt dies zu einem Anstieg der Kosten um rund 6,4 ct/kWh$_{Hi}$ gegenüber dem Betrieb mit 2.804 Volllaststunden. Ein Anstieg der Volllaststunden auf 5.000 senkt hingegen die Kosten um 2,6 ct/kWh$_{Hi}$, und auch ein weiterer Anstieg auf 8.000 Volllaststunden reduziert die Kosten im Vergleich zum Basiswert nur um insgesamt 3,25 ct/kWh$_{Hi}$.

Abbildung 17 zeigt den Einfluss auf die Produktionskosten bei einer Veränderung des Wirkungsgrads der Elektrolyse. Wird die Effizienz erhöht, führt dies zu einer Senkung der Produktionskosten um 0,22 ct/kWh$_{Hi}$ je Prozentpunkt.

Der Einfluss einer Strompreiserhöhung um 1 ct/kWh bewirkt eine $H_2$-Kostenerhöhung um 1,53 ct/kWh$_{Hi}$ bei 2.804 Volllaststunden, wie Abbildung 18 zeigt. Damit ist der Einfluss der oben beschriebenen Steuern und Umlagen auf die Kosten für Wasserstoff erheblich. Würden Steuern und Umlagen in Höhe von 5 ct/kWh auf den Strompreis beaufschlagt, resultiert dies in einem Preisanstieg des Wasserstoffs um 7,7 ct/kWh$_{Hi}$.




Quelle: Eigene Darstellung Sphera

Abbildung 16: Sensitivität der $H_2$-Produktionskosten gegenüber den Elektrolyse-Volllaststunden

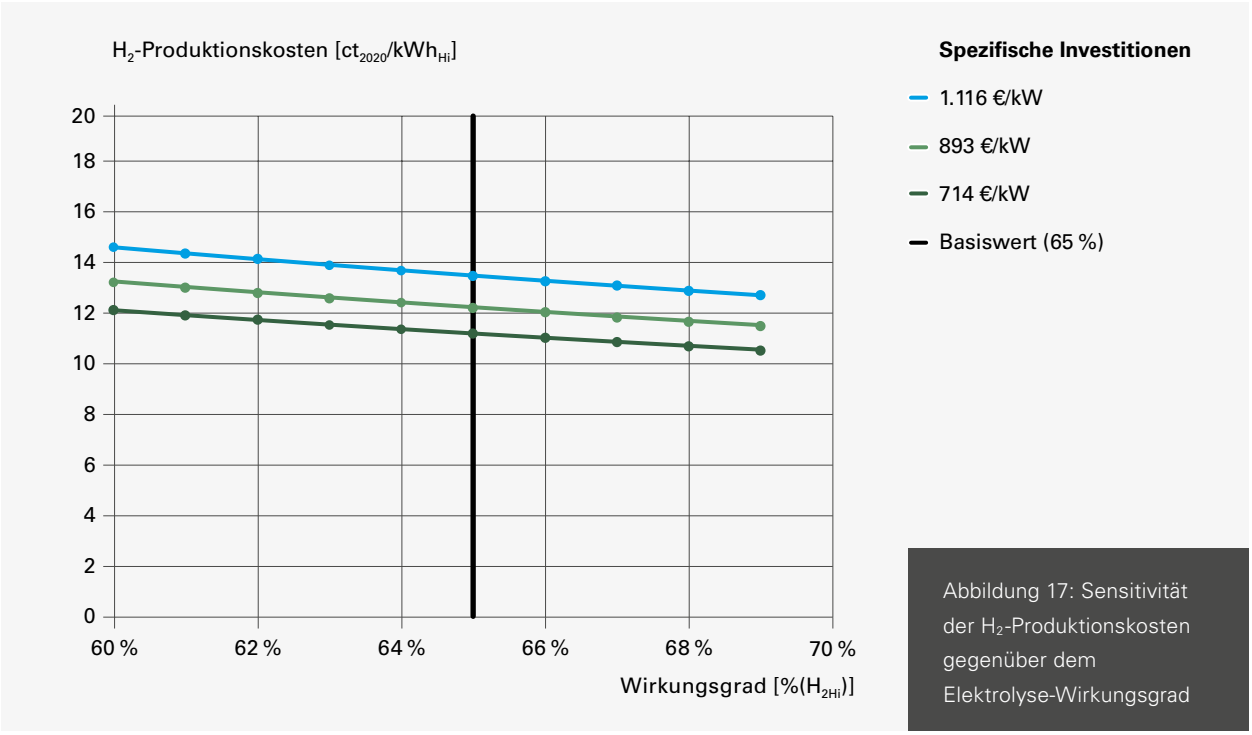



Abbildung 17: Sensitivität der $H_2$-Produktionskosten gegenüber dem Elektrolyse-Wirkungsgrad

Quelle: Eigene Darstellung Sphera (bei 2.804 Volllaststunden)

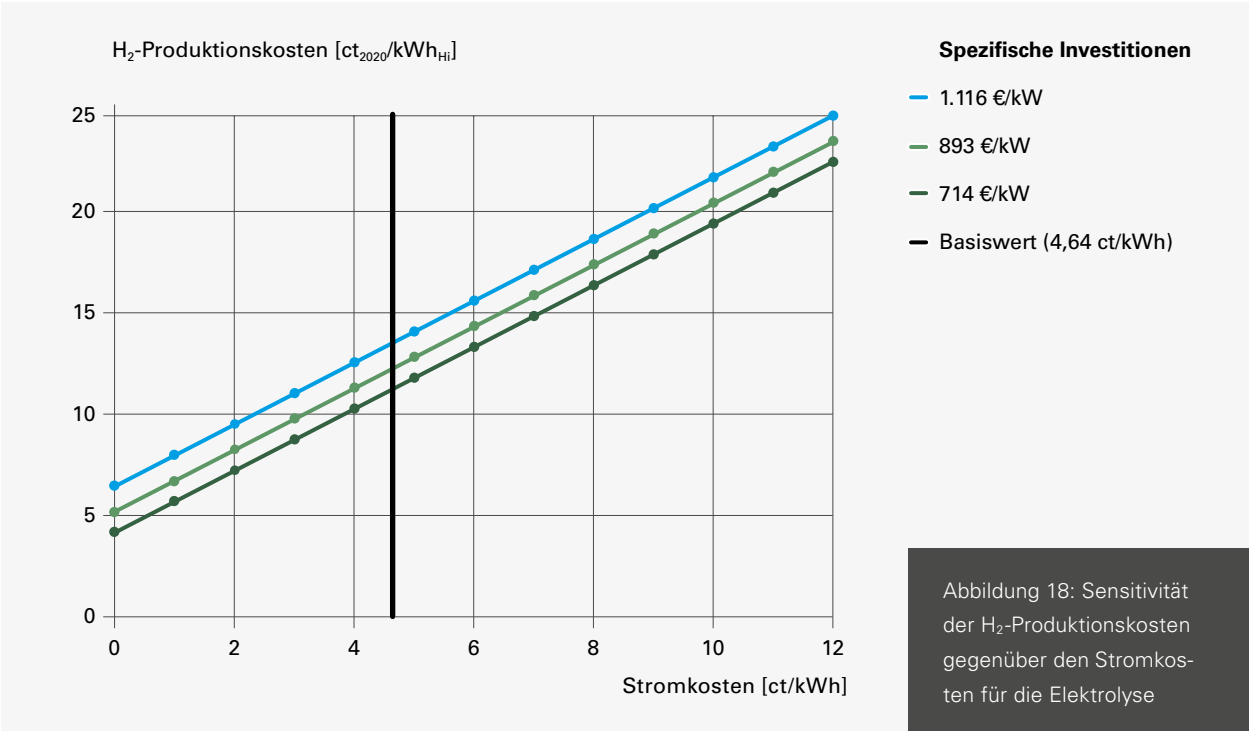
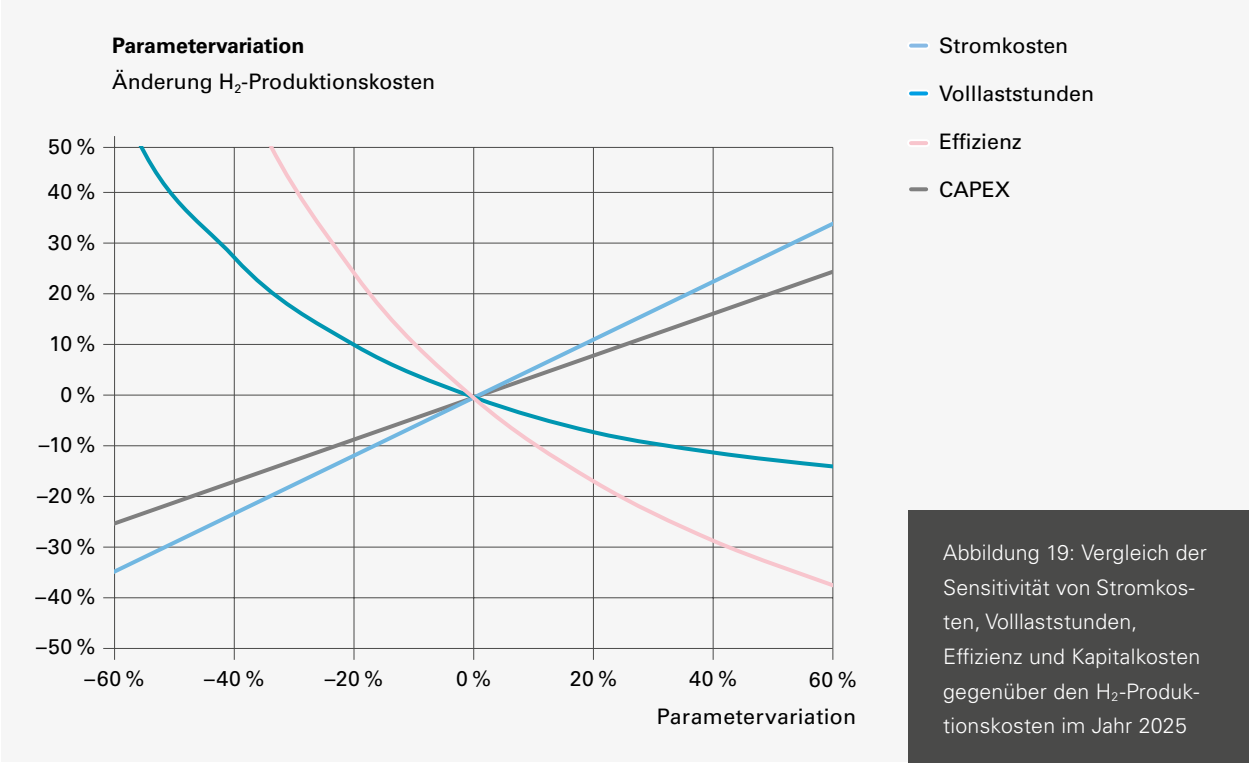



Abbildung 18: Sensitivität der $H_2$-Produktionskosten gegenüber den Stromkosten für die Elektrolyse

Quelle: Eigene Darstellung Sphera (bei 2.804 Volllaststunden)

Ein Vergleich der verschiedenen Parameter zeigt, dass die Kosten für die Wasserstoffproduktion in den jeweils angenommenen Wertebereichen primär vom Wirkungsgrad der Elektrolyse abhängen (siehe Abbildung 19).[9] Eine Steigerung der Effizienz ist jedoch nicht ohne weiteres möglich und erfolgt in der Regel mit der langfristigen technologischen Weiterentwicklung. Nach dem Wirkungsgrad hat die Änderung der Stromkosten den größten Einfluss auf die $H_2$-Produktionskosten, während sich eine Änderung der Volllaststunden oder der spezifischen Investitionen geringer auswirken.

Die Volllaststunden sollten von einer systemdienlichen Fahrweise des Elektrolyseurs für das Stromnetz abhängig gemacht werden (siehe Exkurs zu Volllaststunden). Als wesentliche von der Politik beeinflussbare Stellschrauben bleiben somit die Stromkosten sowie der Investitionsaufwand. Mit der Befreiung von den meisten Abgaben und Umlagen erfolgte ein wichtiger Schritt, um Wasserstoff kostengünstiger herzustellen. Inwiefern der unter diesen Annahmen hergestellte grüne Wasserstoff im Vergleich zu Konkurrenzenergieträgern wie grauem Wasserstoff, Gas und Diesel wirtschaftlich ist, wird in Kapitel 5 untersucht. Die Förderung der Anlageninvestition und die in Kapitel 6 dargestellten Instrumente zur Förderung des Wasserstoffeinsatzes bilden weitere Möglichkeiten, den Einsatz von Wasserstoff zu unterstützen.




Quelle: Eigene Darstellung Sphera

Abbildung 19: Vergleich der Sensitivität von Stromkosten, Volllaststunden, Effizienz und Kapitalkosten gegenüber den $H_2$-Produktionskosten im Jahr 2025

9 | Bei geringeren Volllaststunden hat dieser Parameter sehr schnell die größte Auswirkung.

## Exkurs: Wieso sind die Volllaststunden für Elektrolyseure begrenzt?

In diesem Exkurs wird anhand exemplarischer Wochenergebnisse der Modellierung des gesamten Energiesystems (Prognos, Öko-Institut, Wuppertal-Institut, 2021) gezeigt, warum die für die Elektrolyse zur Verfügung stehende Volllaststundenzahl begrenzt ist. Die hier dargelegten Gründe beziehen sich jeweils auf das Energiegesamtsystem. Innerhalb der Modellierung wurde ein flexibler Stromverbrauch der Elektrolyseure angenommen, sodass die Elektrolyseure auf Signale des Strommarktes reagieren und ihren Verbrauch der jeweiligen Erzeugungssituation stundenscharf anpassen können. Abbildung 20 zeigt den Stromverbrauch und die Erzeugung in einer exemplarischen Sommerwoche für Deutschland. Zur besseren Illustration wurde das Jahr 2045 gewählt, die diskutierten Zusammenhänge gelten aber auch für frühere Jahre.

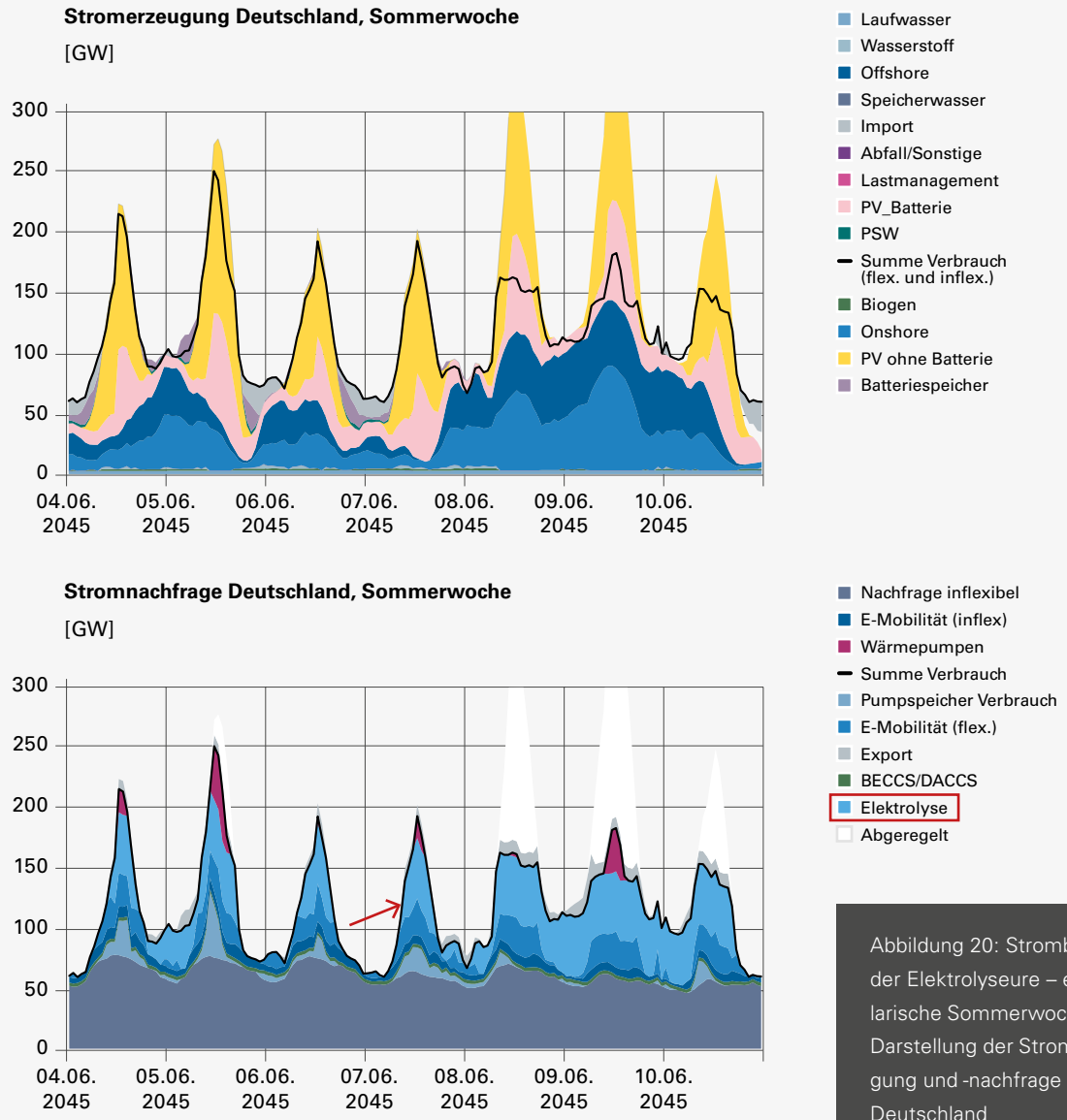



Abbildung 20: Strombezug der Elektrolyseure – exemplarische Sommerwoche. Darstellung der Stromerzeugung und -nachfrage in Deutschland

Quelle: Eigene Darstellung Prognos
Hinweis: Wasserstoff bei der Erzeugung bedeutet den Einsatz von Wasserstoff zur Stromproduktion in Wasserstoffkraftwerken

Anhand der dargestellten Erzeugungssituation wird ersichtlich, dass der Stromverbrauch der flexiblen Elektrolyseure in Zeiten hoher Stromproduktion aus erneuerbaren Quellen stattfindet. Allerdings findet in diesen Zeiten auch der Verbrauch von weiteren flexiblen Stromverbrauchern statt. Dies sind vor allen Dingen neue Verbraucher wie Wärmepumpen und Elektromobilität, aber auch Pumpspeicherkraftwerke. Hierdurch wird die Zeit des Strombezugs der Elektrolyseure in einer exemplarischen Sommerwoche auch bei hoher Stromerzeugung begrenzt. Abbildung 21 zeigt Stromerzeugung und -nachfrage in einer exemplarischen Winterwoche in Deutschland. In der ausgewählten Woche kommt es zu einer sehr geringen Stromproduktion durch Wind- und Photovoltaikanlagen. Um den Stromverbrauch überhaupt decken zu können, ist der Einsatz von wasserstoffbetriebenen Kraftwerken zur Stromerzeugung notwendig. In dieser Woche beziehen die Elektrolyseure keinen Strom. Ansonsten käme es zu der paradoxen Situation, dass für die Wasserstoffproduktion mit Wasserstoff betriebene Kraftwerke eingesetzt würden. Aus beiden Situationen wird deutlich, dass die Volllaststunden für Elektrolyseure insgesamt begrenzt sind. Die Modellrechnungen gehen deutschlandweit langfristig von Volllaststunden unterhalb von 3.000 aus.

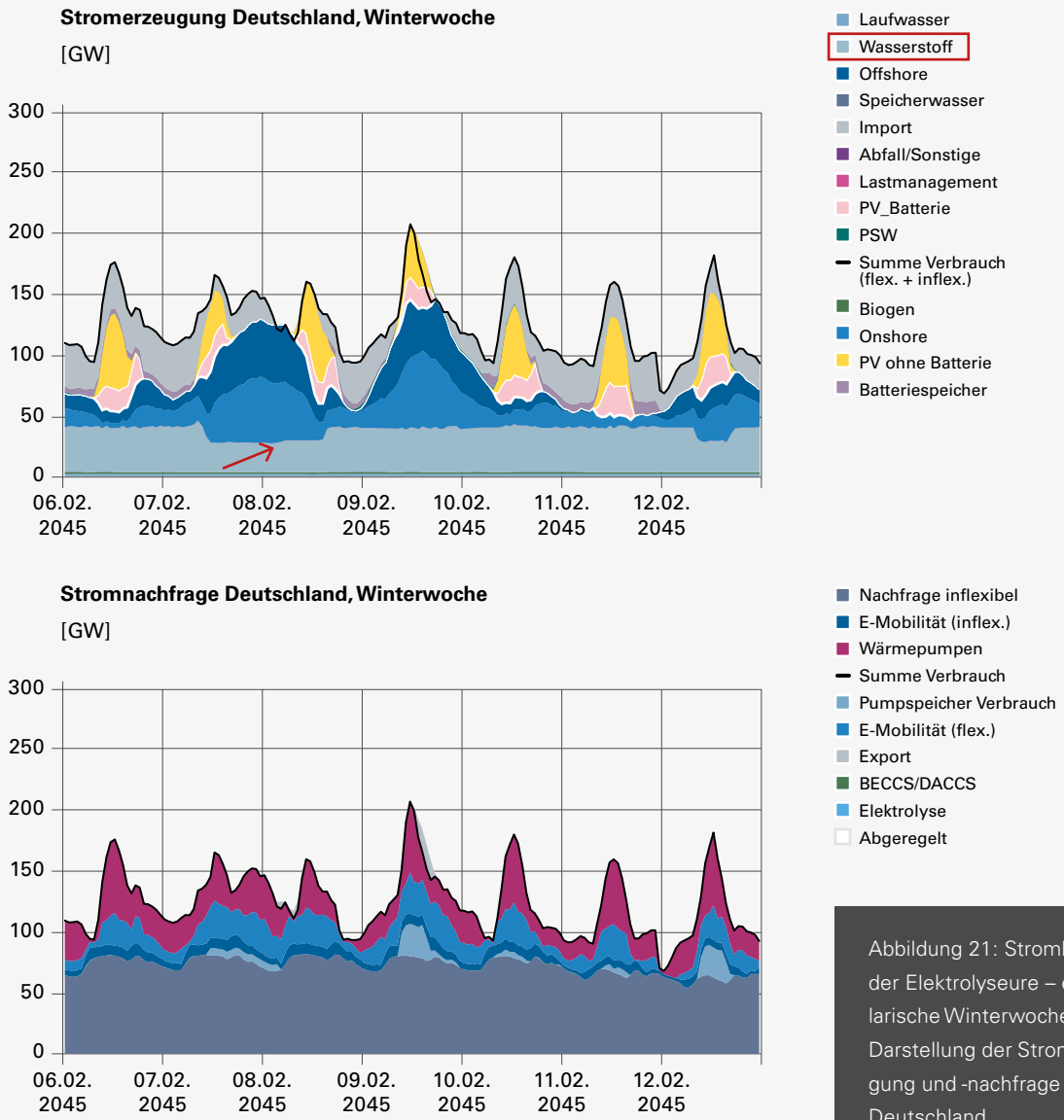



Abbildung 21: Strombezug der Elektrolyseure – exemplarische Winterwoche. Darstellung der Stromerzeugung und -nachfrage in Deutschland

Quelle: Eigene Darstellung Prognos
Hinweis: Wasserstoff bei der Erzeugung bedeutet den Einsatz von Wasserstoff zur Stromproduktion in Wasserstoffkraftwerken

### 4.1.5 Transportkosten Wasserstoff

Wenn sich die Wasserstoffproduktion nicht in direkter Nähe zum Verbraucher befindet, wird ein Transport des Wasserstoffs von der Elektrolyseanlage zum Verbraucher oder zur jeweiligen Abnahmestelle erforderlich. In diesem Kapitel werden zwei verschiedene Transportdistanzen untersucht: der Transport über 100 km innerhalb Baden-Württembergs mittels Lkw zu einer zentralen Abnahmestelle oder einer Tankstelle sowie der Transport über 500 km, der eine beispielhafte Transportdistanz für den Import von Wasserstoff nach Baden-Württemberg darstellt. Der Wasserstoff wird dabei entweder innerhalb Deutschlands, z. B. in Küstennähe, produziert oder beispielsweise aus Übersee in verflüssigter Form nach Baden-Württemberg importiert. Dies kann entweder auf dem Wasserweg mit Binnenschiffen, z. B. nach Mannheim, oder per Lkw geschehen.[10] Anschließend kann der Wasserstoff mittels Lkw innerhalb Baden-Württembergs weiterverteilt werden. Der Antransport von Wasserstoff aus Übersee wird ab 2025–2030 als realistisch eingeschätzt (Weichenhain, 2021). Für Flüssigwasserstoff werden die Transport- und Herstellungskosten einschließlich der notwendigen Verflüssigung und Kühlung bis Rotterdam mit rund 12–15 ct/kWh$_{Hi}$ (4–5 €/kg $H_2$) abgeschätzt (Sphera Solutions, 2021).

Abbildung 22 stellt die Transportkosten von gasförmigem (gaseous hydrogen, $GH_2$) und flüssigem (liquid hydrogen, $LH_2$) Wasserstoff per Lkw sowie $LH_2$ per Schiff über 500 km dar. Zum Vergleich werden außerdem die Transportkosten via Pipeline angegeben. Es sind alle Investitionen und Betriebskosten sowohl für die Transportinfrastruktur als auch für den Verflüssigungs- oder Komprimierungsaufwand inbegriffen. Wird Wasserstoff als $LH_2$ transportiert, kann durch die höhere Energiedichte als im gasförmigen Zustand bei gleichem Volumen deutlich mehr Energie transportiert werden.

Daher sind auch die Gesamtkosten für den Transport von $GH_2$ am höchsten, da mehr Lkw fahren müssen, um die gleiche Menge Energie zu transportieren. Der Komprimierungsaufwand für den gasförmigen Transport stellt in diesem Fall die Umwandlungskosten dar und ist im Vergleich zur Verflüssigung kostengünstiger.

Beim Transport von $LH_2$ tragen die Kosten für die Verflüssigung mehr als 90 % zu den gesamten Transportkosten bei, während der Transport an sich weniger als 10 % der Kosten ausmacht. Da die Transportkosten pro km unter denen für den gasförmigen Transport liegen, ist trotz hoher Umwandlungskosten bei zunehmenden Transportdistanzen der Transport von Flüssigwasserstoff dem von gasförmigem $H_2$ vorzuziehen.

Die Kosten für den Wasserstofftransport über eine umgewidmete Gaspipeline[11] liegen mit 0,18 ct/kWh$_{Hi}$ am niedrigsten. Gründe für die niedrigeren Kosten sind die spezifischen höheren Transportkapazitäten. Zudem fallen keine zusätzlichen Kosten für die Verflüssigung des Wasserstoffs an.

Die Pipeline verursacht zwar die geringsten Kosten über alle Transportmöglichkeiten hinweg, kann jedoch nicht so flexibel eingesetzt werden wie der Transport per Lkw und erfordert zudem eine ausgebaute Infrastruktur. Ist diese nicht bis zum Endverbraucher vorhanden, kann der Transport per Lkw die fehlende Distanz überbrücken Eine vertiefende Analyse der Versorgungskosten bezogen auf die Netzstruktur findet in Kapitel 9.5 statt.

10 | Die in (Milella et al., 2020) untersuchten Fallstudien weisen sämtlich höhere Transportkosten mit der Bahn als mit dem Lkw aus, sodass der Bahntransport von Wasserstoff insgesamt als nicht wettbewerbsfähig eingestuft wurde. Die Betrachtung wird daher auf den Transport mit Lkw beschränkt.

11 | Angesichts der vorhandenen und wegen des Auslaufens fossiler Energieträger langfristig nicht mehr benötigten Gasleitungsnetzes wird entsprechend den Planungen der Gasversorger von einer Umwidmung der bestehenden Gaspipelines ausgegangen.

Kommt Wasserstoff im Verkehrssektor zum Einsatz, müssen neben den Transportkosten (siehe Abbildung 22) auch die Kosten des Betriebs einer Wasserstofftankstelle berücksichtigt werden. Abbildungen 23 und 24 stellen den Verlauf der Wasserstoffkosten für Baden-Württemberg inklusive einer Marge von der Produktion bis zum Tankvorgang dar.

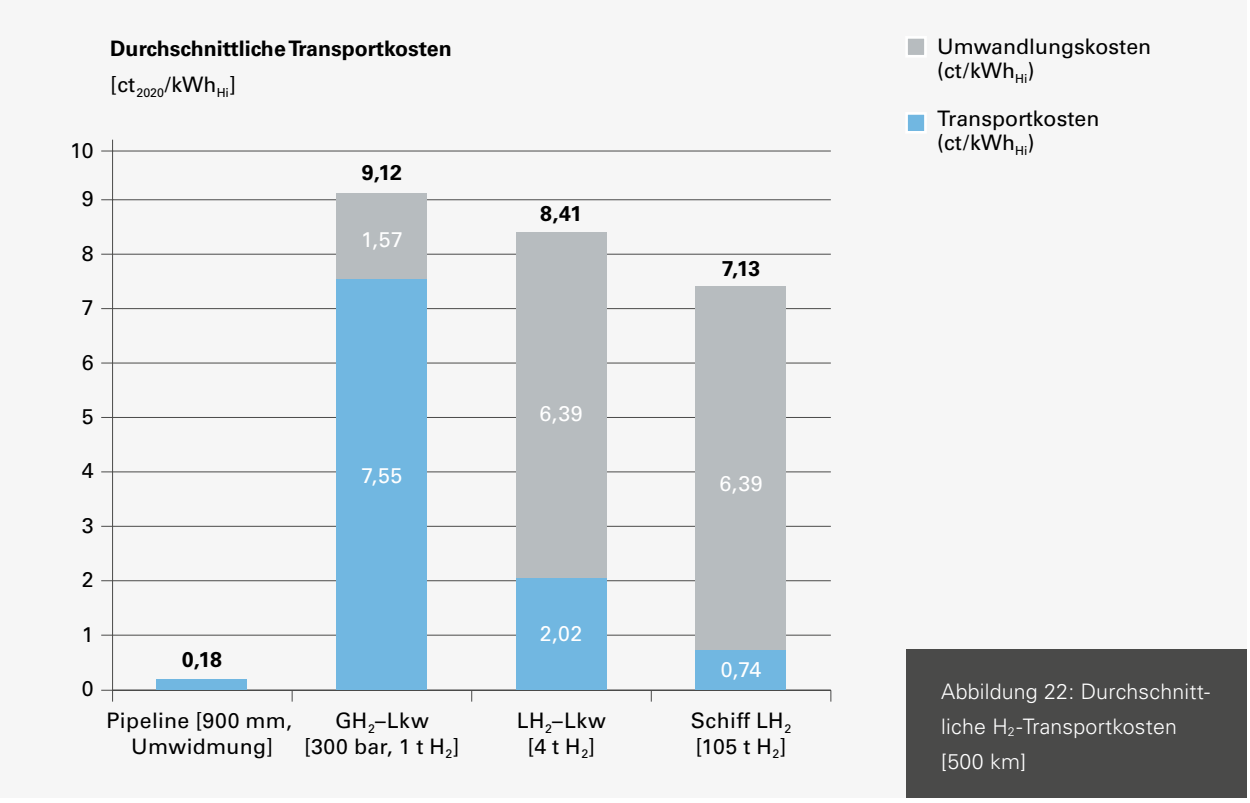



Abbildung 22: Durchschnittliche $H_2$-Transportkosten [500 km]

Quelle: Eigene Darstellung Sphera u. a. basierend auf (Guidehouse, 2021c)

| | Einheit | 2025 | | 2030 | | 2035 | | Kommentar |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | Wert | Min., Max. | Wert | Min., Max. | Wert | Min., Max. | |
| **Grundsätzliche Annahmen** | | | | | | | | |
| **Kapitalzinsen** | % | 5% | | | | | | - |
| **Transport und Bereitstellung** | | | | | | | | |
| **Stromkosten inkl. Umlagen und Netzentgelten (netto)** | $ct_{2020}$/kWh | 9,76 | - | 9,13 | - | 7,78 | - | (Prognos, Öko-Institut, Wuppertal-Institut, 2021) |
| **Antriebsart Logistik** | - | Diesel | | | | | | - |
| **Dieselkosten (netto)** | $€_{2020}$/l | 1,24 | - | 1,3 | - | 1,41 | - | (Prognos, Öko-Institut, Wuppertal-Institut, 2021) |
| **$GH_2$-Trailer** | Bar | 300 | | | | | | Auch mit 500 bar möglich |
| **Marge (Produktion und Transport)** | % | 8 | | | | | | Angelehnt an Gas |
| **Marge (Tankstelle)** | ct/kg $H_2$ | 0,33 | | | | | | |

Tabelle 2: Annahmen für den Transport von Wasserstoff per Lkw

Quelle: Sphera basierend auf $H_2$ Projekterfahrung, Lieferantendaten und akademischen Publikationen (u. a. (Don Quichote Project, 2015), (Reus et al., 2017), (Agora Verkehrswende; Agora Energiewende, 2018), (IRENA, 2018), (IEA, 2019), (Projektträger Jülich GmbH, 2018), (Forschungszentrum Jülich GmbH, 2019)

Des Weiteren wird eine Marge berücksichtigt, um einen ungefähren Preis abzuschätzen. Im Jahr 2025 betragen die Wasserstoffkosten inkl. Marge bis zum Tank rund 25,84 ct/kWh$_{Hi}$, und sie sinken im Jahr 2035 auf 18,46 ct/kWh$_{Hi}$. Die Kosten für die Produktion haben über alle Betrachtungszeiträume den größten Anteil von rund 44 %. Über die Zeit ist nur bei den Produktionskosten eine starke Kostensenkung zu erwarten (siehe Abbildungen 23 (pro kWh) und 24 (pro kg)).

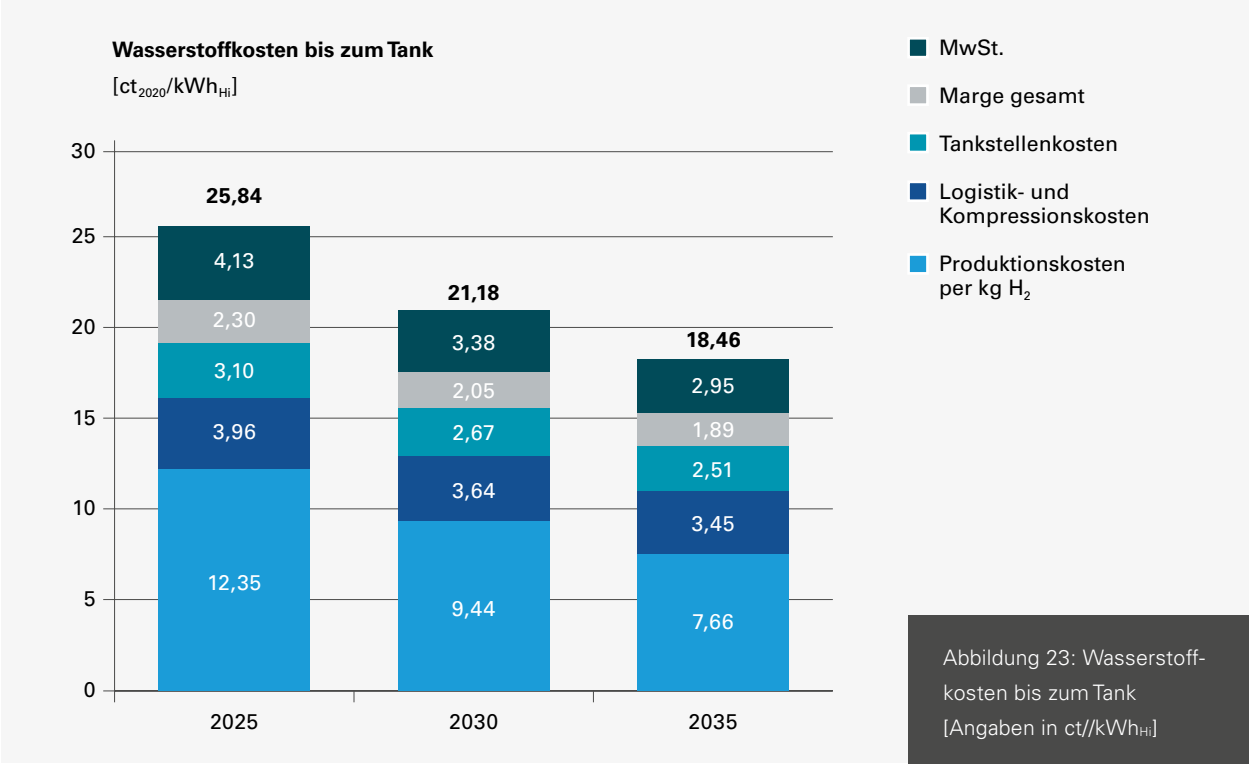
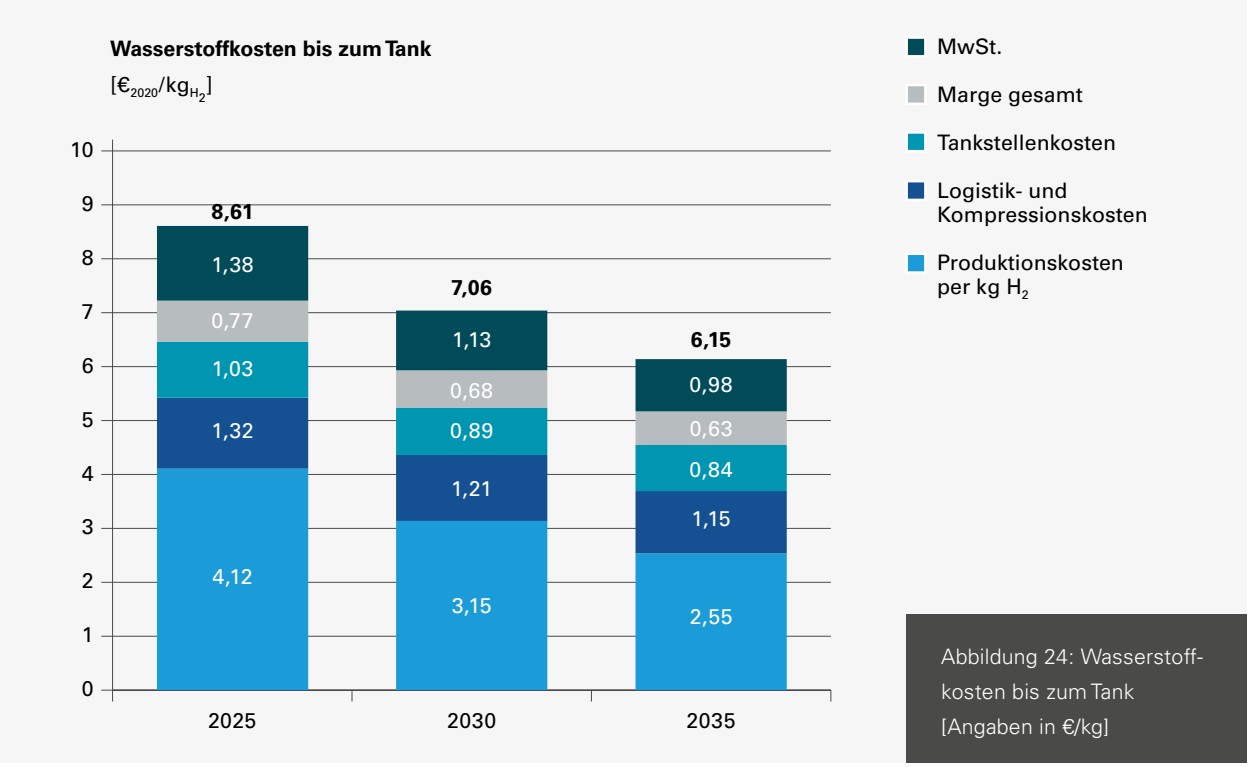



Abbildung 23: Wasserstoffkosten bis zum Tank [Angaben in ct//kWh$_{Hi}$]

Quelle: Eigene Berechnung Sphera




Quelle: Eigene Berechnung Sphera

Abbildung 24: Wasserstoffkosten bis zum Tank [Angaben in €/kg]

Wird der Wasserstoff nicht im Verkehr genutzt, sondern kommt für andere Anwendungen zum Einsatz, entfallen die Kosten für die Tankstelleninfrastruktur, was den Preis für Wasserstoff um rund 4,8 ct/kWh bzw. 1,6 €/kg $H_2$ senkt.

## 4.2 $H_2$-Produktion mittels Biogasreformierung

Der größte Teil des heutzutage verwendeten grauen Wasserstoffs wird mittels Dampfreformierung aus konventionellem Erdgas hergestellt (Neumann, 2007). Als $CO_2$-neutrale Alternative bietet sich neben der Wasserelektrolyse die Dampfreformierung von Biogas an. Diese könnte eine Vermarktungsmöglichkeit für aus der EEG-Förderung ausscheidende Biogasanlagen darstellen. Die Wasserstoffproduktion mittels Dampfreformierung ist nur ein mögliches Anwendungsfeld für Biomasse und Biogas.

### 4.2.1 Annahmen für die Dampfreformierung und Eingangsparameter

Analog zu den Elektrolysekosten werden für die ökonomische Bewertung die aktuellen Produktionskosten für Wasserstoff aus Biogas ermittelt. Tabelle 3 stellt die für die Berechnung genutzten Annahmen und Parameter dar. Bei der Wasserstoffproduktion aus Biogas kann man im Vergleich zu der Elektrolyse mit grünem Strom mit höheren Volllaststunden rechnen, da zum einen der Energieträger stetig vorhanden ist und die Verfügbarkeit nicht von volatilen Strompreisen an der Börse abhängt.

### 4.2.2 Produktionskosten Dampfreformierung

Aktuell kann mit Wasserstoffproduktionskosten bei der Biogasreformierung von 14,39 ct/$kWh_{Hi}$ bzw. 4,8 €/$kg_{H2}$ (siehe Abbildung 25) gerechnet werden. Hauptkostenkomponente sind die Bezugskosten für Biogas mit einem Anteil von über 70 %. Die Investitionen für den Dampfreformer machen lediglich 13 % und die fixen Betriebskosten 17 % der Gesamtkosten aus.

| | Einheit | Wert | Min., Max. | Kommentar |
|---|---|---|---|---|
| **Grundsätzliche Annahmen** | | | | |
| **Kapitalzinsen** | % | 5 | | - |
| **Wasser Bezugskosten** | ct/kg | 0,2 | 0,1–0,4 | Durchschnittliches Leitungswasser DE, in großen Mengen ggf. günstiger |
| **$H_2$ Produktion: Biogasreformierung** | | | | |
| **Biogas-Produktionskosten** | ct/kWh | 7 | 5,5–11 | (Schleupen, 2020), (Deutsche Energie-Agentur, 2021) |
| **Spezifische Investitionen Reformer** | €/(Nm³ $H_2$/h) | 4.900 | 3.800–6.500 | (Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking, 2015) (Schleupen, 2020), (Dumbrava & Cromos, 2021) |
| **Wirkungsgrad ($H_2$ unterer Heizwert)** | % ($H_2$ Hi) | 69 | 65–72 | (Schleupen, 2020) |
| **Wasserbedarf** | kg $H_2O$/kg $H_2$ | 4,86 | - | (Yao, Kraussler, Benedikt & Hofbauer, 2017) |
| **Volllaststunden pro Jahr** | h/a | 7.500 | | (Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking, 2015), (Schleupen, 2020), (Dumbrava & Cromos, 2021) |
| **Abschreibungsdauer** | a | 20 | | - |
| **Fixe Betriebskosten und Instandhaltungsmaßnahmen** | % Invest/a | 7 | - | (Dumbrava & Cromos, 2021) |

Tabelle 3: Annahmen Biogasreformierung

Quelle: eigene Berechnung

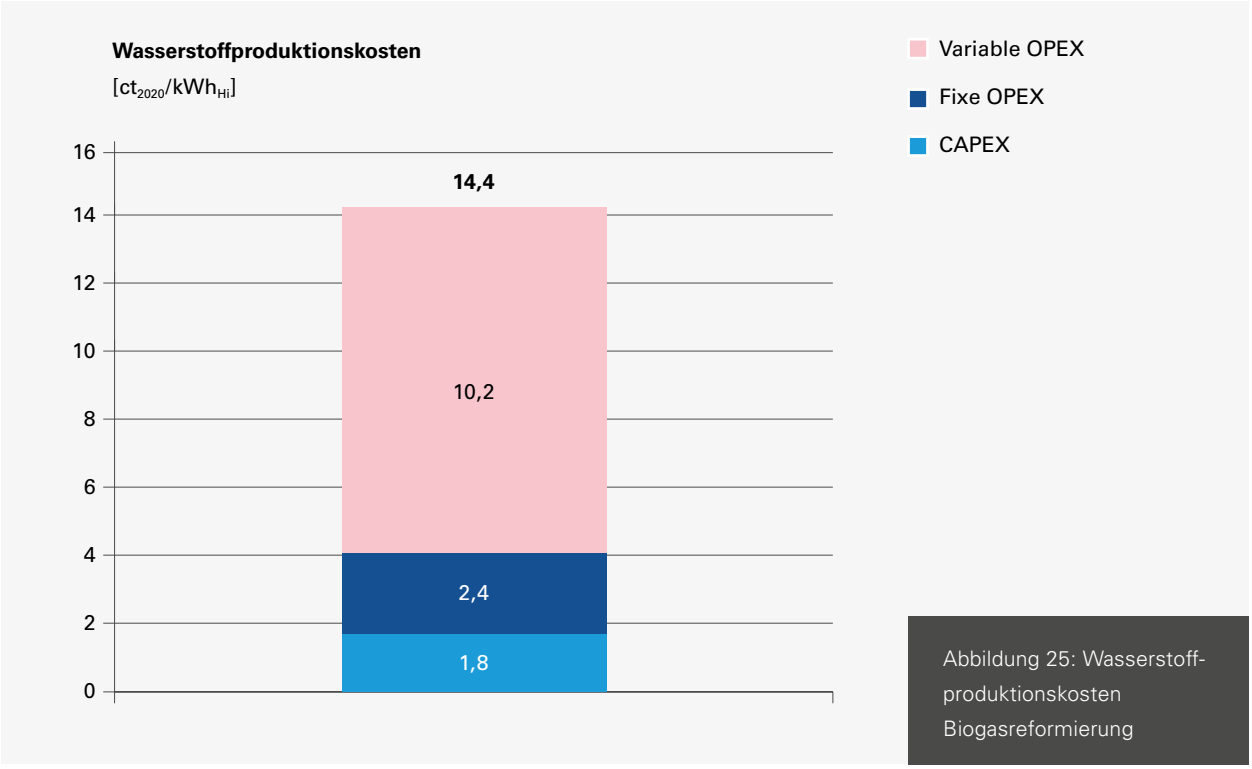



Abbildung 25: Wasserstoff-produktionskosten Biogasreformierung

Quelle: Eigene Darstellung Sphera

Da die Kosten des Biogases ein Hauptkostenfaktor sind und die Herstellung von Biogas bereits eine ausgereifte Technologie ist, ist es unwahrscheinlich, dass sich die variablen Produktionskosten in Zukunft stark ändern werden. Die Preisentwicklung für Biomasse war in den letzten Jahren uneinheitlich, daher werden vereinfacht konstante Preise angenommen. Mit der Dampfreformierung als vielfach eingesetzter Technologie werden auch die Kapitalkosten in Zukunft nur geringfügig sinken. Somit kann nicht von einer Kostendegression für die Wasserstoffproduktion mittels Biogasreformer ausgegangen werden.

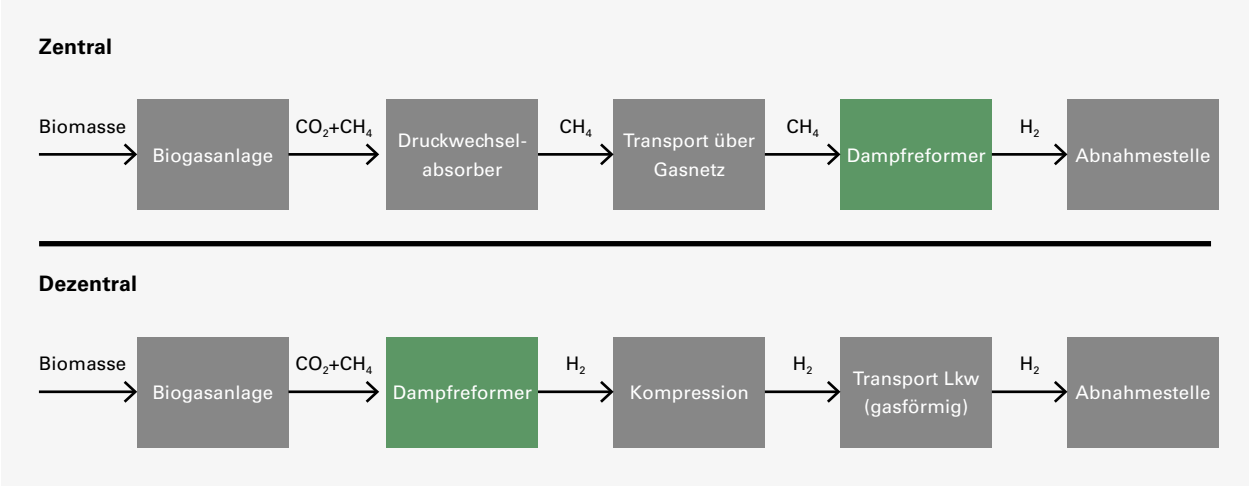
Aufgrund der voraussichtlich ausbleibenden Kostendegression bei der Dampfreformierung können die heutigen Produktionskosten von Wasserstoff mit denen der Elektrolyse verglichen werden. Die heutigen Kosten der Biogasreformierung sind somit um rund 14 % höher als die der Wasserelektrolyse im Jahr 2025 (12,35 ct/$kWh_{Hi}$, siehe Kapitel 4.1).

Die Produktionskosten der Dampfreformierung von Biogas sind ebenso wie die Kosten der Wasserelektrolyse von den verschiedenen Annahmen wie Volllaststunden, Effizienz und Biogaskosten abhängig. Die Sensitivitätsbetrachtung der Volllaststunden zeigt, dass eine Änderung der Volllaststunden, wie im Fall der Elektrolyse, einen großen Einfluss auf die Höhe der $H_2$-Produktionskosten hat, da die Kosten exponentiell zu den Volllaststunden sinken (siehe Abbildung 16). Da für den Betrieb des Biogasreformers ein Basiswert von 7.500 Volllaststunden angesetzt wird, hat eine Variation von +/–1.000 Volllaststunden an diesem Ende der Kurve jedoch eine geringere Bedeutung für die Kosten. Bei einem Anstieg der Biogaskosten um 1 ct/$kWh_{Hi}$ erhöhen sich die $H_2$-Produktionskosten um rund 10 %. Eine Verbesserung des Wirkungsgrades um einen Prozentpunkt senkt die Kosten um 0,1 ct/$kWh_{Hi}$. Insgesamt haben die Biogaskosten den größten Einfluss auf die Kosten der $H_2$-Produktionskosten der Biogasreformierung.

Für die Dampfreformierung von Biogas gibt es zwei unterschiedliche mögliche Standortkonzepte. Die Dampfreformierung kann entweder dezentral direkt an der Biogasanlage oder an einem zentralen Standort erfolgen. Dabei werden verschiedene Schritte von der Biogasanlage bis zur Abnahmestelle, wie in Abbildung 26 dargestellt, durchlaufen.

Wird der Wasserstoff zentral hergestellt, ist ein Transport des Biogases über das Gasnetz notwendig. Dafür muss das Biogas mittels Druckwechselabsorption zu Biomethan aufbereitet werden, um die erforderliche Reinheit für das Gasnetz zu erlangen. Diese Aufbereitung des Biogases auf Erdgasqualität erzeugt zusätzliche Kosten von rund 1,5–3 ct/kWh (Scholwin, 2013). An einem zentralen Standort bzw. einer zentralen Abnahmestelle wird das Biomethan aus dem Gasnetz entnommen und dort wird die Dampfreformierung durchgeführt.

Bei der dezentralen Variante erfolgt die Wasserstoffherstellung direkt an der Biogasanlage. Dafür wird der Dampfreformer entsprechend der Biogasanlage ausgelegt und der produzierte Wasserstoff muss per Lkw zum Abnahmeort transportiert




Quelle: Eigene Darstellung in Anlehnung an (Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking, 2015)

Abbildung 26: Zentrale und dezentrale Herstellung von Wasserstoff aus Biogas

werden. Hierfür ist eine vorherige Kompression auf 300 bar erforderlich. Für die Abschätzung der Wasserstofftransportkosten siehe die Ausführungen in Kapitel 4.1.5. Die Transportkosten werden wesentlich von der Distanz zur Abnahmestelle beeinflusst. Bei einer Distanz von 100 km zwischen Produktion und Abnahmestelle entstehen Kosten von rund 4 ct/kWh für die Kompression und den Transport des Wasserstoffes. Im Ergebnis haben beide Varianten ähnliche Kosten. Gegen die zentrale Lösung spricht, dass das in das Gasnetz eingespeiste Biomethan auch direkt genutzt werden und die Umwandlung zu Wasserstoff somit entfallen kann.

Des Weiteren gilt derzeit nur Wasserstoff aus der Elektrolyse als grüner Wasserstoff (BMBF, 2020). Auch die Anrechnung auf die Treibhausgasminderungsquote ist für Wasserstoff aus Biogas nur für den Straßenverkehr und nicht für die Industrie möglich. Sofern hier keine Änderung erfolgt, ist die Nutzung von Wasserstoff aus Biogas kaum in größerem Umfang zu erwarten.

Wie oben bereits erläutert, ist es fraglich, wie sich die Produktionskosten in Zukunft verändern werden. Darüber hinaus ist Biomasse ein gefragter Energieträger für die angedachten unterschiedlichen Dekarbonisierungspfade. Zukünftig könnte statt Biomethan aus Biomasse vermehrt auch eine direkte Nutzung von fester Biomasse stattfinden (siehe Infobox zu Biomasse).

## Exkurs: Einsatz von Biomasse in einem klimaneutralen Szenario

Für die Erreichung des Ziels der Klimaneutralität auf Bundesebene nimmt der Einsatz der **Biomasse** eine entscheidende Rolle ein (Prognos, Öko-Institut, Wuppertal-Institut, 2020).

Ein möglicher Pfad ist die Verlagerung von der Nutzung gasförmiger hin zu der von fester Biomasse. Das Angebot fester Biomasse könnte, insbesondere durch den Anbau von Kurzumtriebsplantagen (KUP), um rund 70 % bis 2050 zunehmen (siehe Abbildung 27). Die freiwerdenden Flächen aus dem Rückgang des Anbaus nachwachsender Rohstoffe (NawaRo), wie z. B. Energiemais, können unter anderem für den Anbau von Pappel- und Weideplantagen genutzt werden. Vorteile des KUP-Anbaus gegenüber dem NawaRo-Anbau bestehen vor allem in der höheren Kohlenstoffbindung im Boden, dem geringeren Düngemittelbedarf, und der einfachen und flexiblen Lagerung sowie dem leichteren Transport der festen Biomasse. Der Energieertrag pro Fläche liegt sowohl für die gasförmige als auch für die feste Biomasse bei rund 50 MWh/ha/a.

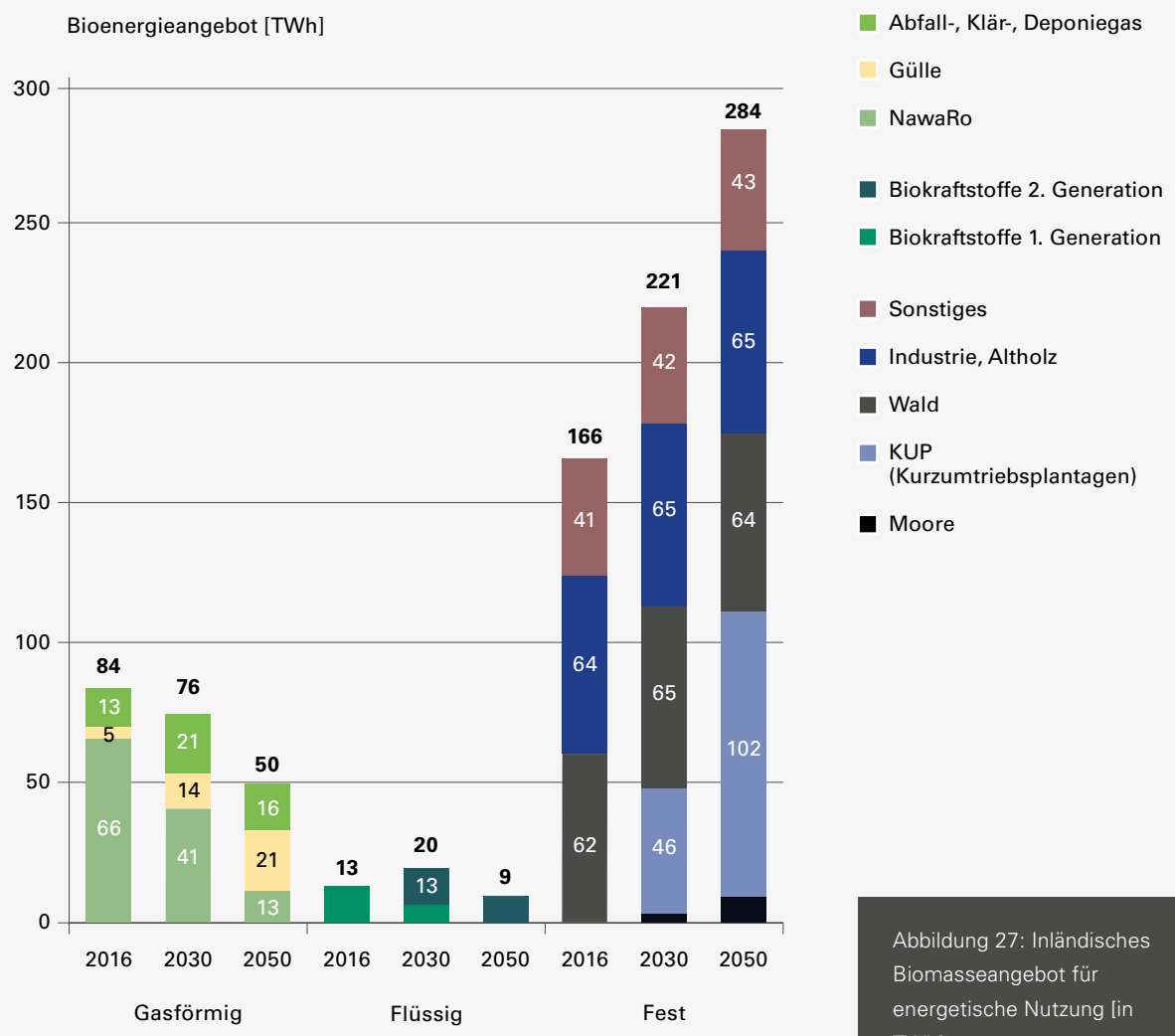



Abbildung 27: Inländisches Biomasseangebot für energetische Nutzung [in TWh]

Quelle: (Prognos, Öko-Institut, Wuppertal-Institut, 2020)

Nicht nur im Biomasseangebot gibt es eine Verlagerung, sondern auch in der energetischen Nutzung der vorhandenen Biomasse. Es wird eine Verlagerung von der direkten Verstromung aus Biomasse zu der direkten Wärmeanwendung in der Industrie angenommen (siehe Abbildung 28). Feste Biomasse kann über die Biomassevergasung und die Verbrennung des Synthesegases für energieintensive Industrieprozesse (Stahl, Zement und Grundstoffchemie) Prozesstemperaturen von > 1.000 °C erzielen. Dies ist eine Alternative zum Einsatz von Wasserstoff.

Zudem besteht durch den Einsatz der Biomasse in der Industrie der Vorteil, dass das bei der Verbrennung entstehende $CO_2$ abgeschieden und langfristig gespeichert werden kann, um negative $CO_2$-Emissionen zu generieren.

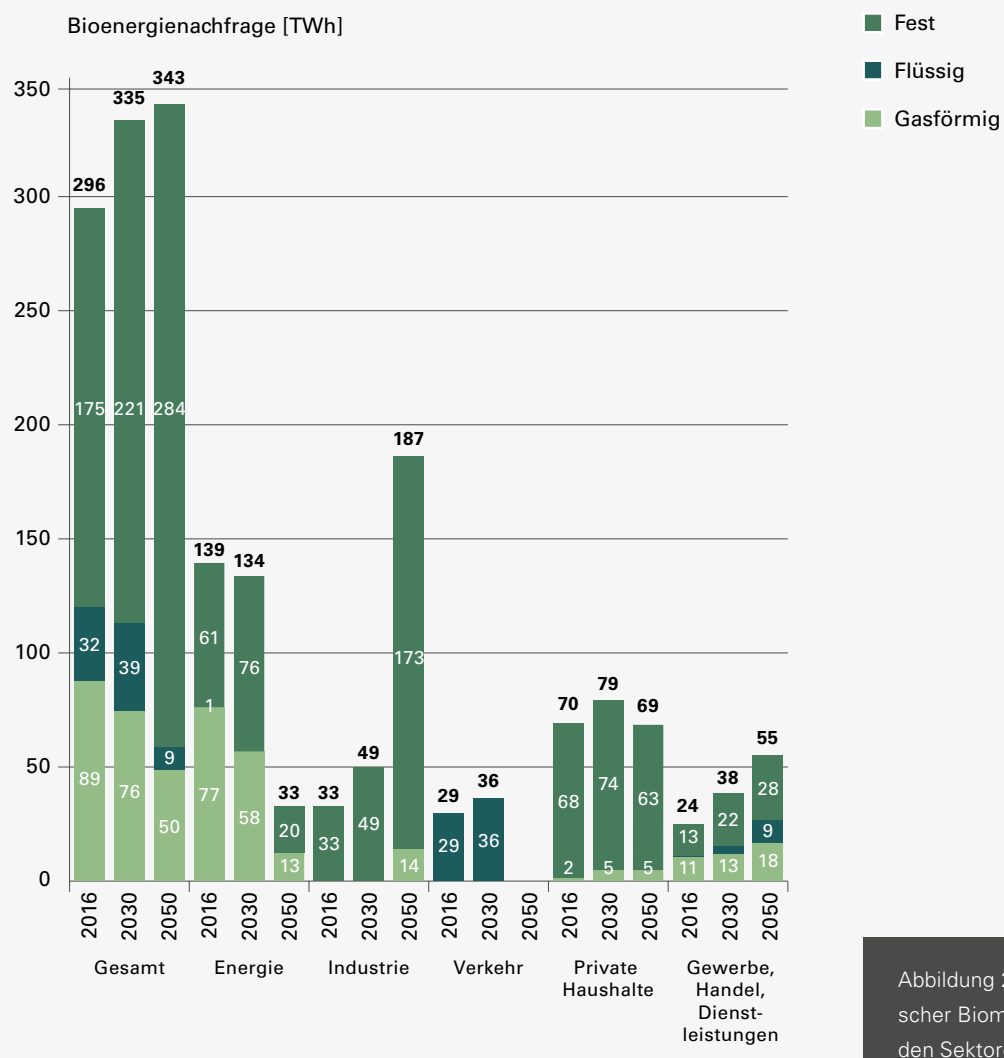



Abbildung 28: Energetischer Biomasseeinsatz in den Sektoren [in TWh]

Quelle: (Prognos, Öko-Institut, Wuppertal-Institut, 2020) inkl. Brennstoffeinsatz für Stromerzeugung in industriellen KWK-Anlagen

# 05 Vergleich Konkurrenzenergieträger/ -anwendungen

© think4photop/
istockphoto

# 05

# Vergleich Konkurrenzenergieträger/-anwendungen

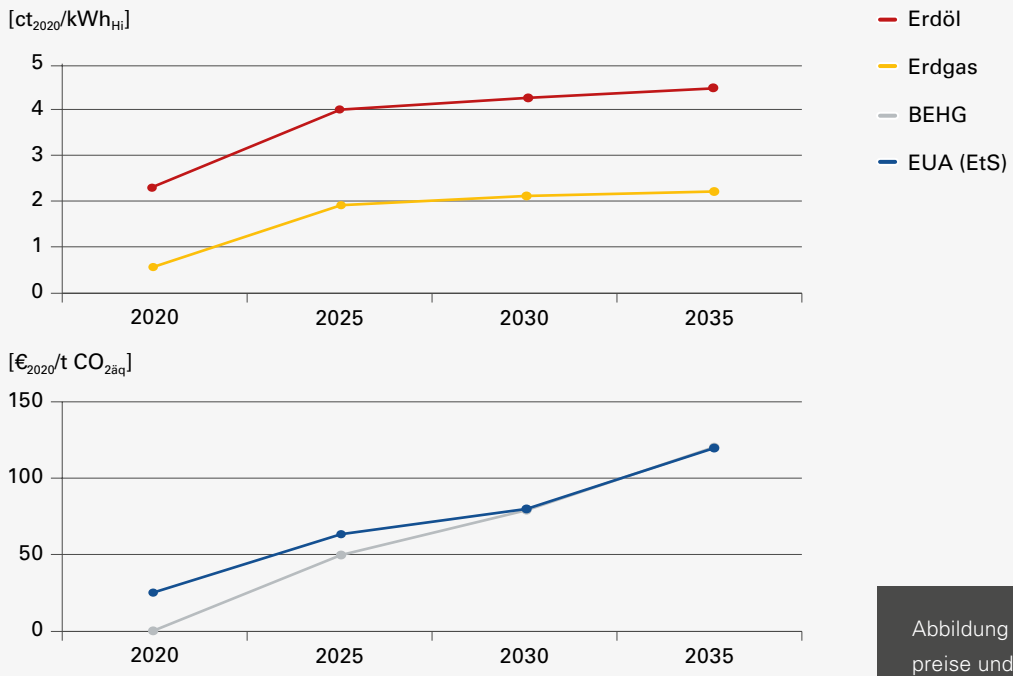
In diesem Kapitel wird die Wettbewerbsfähigkeit von Wasserstoff gegenüber den Konkurrenzenergieträgern in den Sektoren Umwandlung, Industrie und Mobilität für den Endverbrauch analysiert, d. h., es werden alle weiteren zusätzlich zum Wasserstoff oder Konkurrenzenergieträger anfallenden Kosten inkludiert. Hierzu zählen Transportkosten, $CO_2$-Kosten, Marge und Steuern.

Nicht Bestandteil dieser Auswertung ist der Vergleich der unterschiedlichen Kapitalkosten von Wasserstoffanwendungen und der fossilen Vergleichstechnologie. Im Regelfall stellen die Kapitalkosten einen geringen Bestandteil der Gesamtkosten dar. Für eine Investitionsentscheidung müssten diese in jedem Fall mitbedacht werden.

## 5.1 Rahmenannahmen zu Konkurrenzenergieträgern

Für einen Vergleich der Kosten von strombasiertem grünem Wasserstoff mit fossilen Konkurrenzenergieträgern sind Annahmen hinsichtlich der zukünftigen Entwicklung der Energierohstoffe zu treffen. Dies betrifft insbesondere die Weltmarktpreise für Mineralöl sowie die Entwicklung des europäischen Großhandelspreises für Erdgas.

Für die Ermittlung der fossilen Endverbraucherpreise spielen neben den reinen Energiekosten auch die Kosten für $CO_2$-Emissionen eine wichtige Rolle. Dabei ist je nach Endverbrauchsfall zwischen dem Erwerb von notwendigen europäi-




Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von (IEA, International Energy Agency, 2020) und eigene Annahmen

Abbildung 29: Großhandelspreise und $CO_2$-Preise

schen Emissionszertifikaten (EUA (EtS)) oder Preisaufschlägen durch das Brennstoffemissionshandelsgesetz (BEHG) zu unterscheiden. Außerdem spielen für den Endverbrauchspreise noch Steuern, Abgaben und mögliche Netzentgelte eine Rolle. Letztere sind vor allen Dingen bei leitungsgebundenen Energieträgern wie Gas anzusetzen.

Abbildung 29 zeigt die getroffenen Annahmen zur Entwicklung der Preise für fossile Energien und $CO_2$.

Die Preisentwicklung der Energierohstoffe basiert auf dem World Energy Outlook 2020[12] und entspricht dem Stated-Policy-Szenario. Im Stated-Policy-Szenario werden alle heute angekündigten Absichten und Ziele der Nationalstaaten widergespiegelt, sofern sie durch detaillierte Maßnahmen zu ihrer Verwirklichung untermauert werden. In diesem Szenario wird von einer zügigen Erholung der Weltwirtschaft ausgegangen. Bis Anfang 2023 erreicht die weltweite Primärenergienachfrage wieder das Vorkrisenniveau des Jahres 2019. Zum Zeitpunkt der Veröffentlichung der Studie liegen die Gasgroßhandelspreise für Erdgas deutlich über dem fürs Jahr 2020 dargestellten Preisniveau. Die Future-Preise für eine Erdgaslieferung im Jahr 2025 liegen allerdings wesentlich tiefer und entsprechen der Größenordnung wie hier aus Stated-Policy-Szenario für 2025 übernommen.[13] Daher kann aufgrund der aktuellen Markterwartungen darauf geschlossen werden, dass das aktuelle Preisniveau nur temporärer Natur ist und die angenommene Entwicklung für die Energieträgerpreise realistisch ist.

Hinsichtlich der Entwicklung der $CO_2$-Preise wurden eigene Annahmen getroffen, die vor dem Hintergrund der Klimaziele als realistisch erachtet werden. Im EU-ETS wird mit einem Preisanstieg auf 80 €/t bis 2030 und 120 €/t bis 2035 gerechnet. Die BEHG-Preise sind im Gesetz in nominalen Preisen mit 65 €/t für 2026 festgelegt. Um einen Vergleich hinsichtlich der heutigen Preise herstellen zu können und keinen Anstieg der Energieträgerpreise durch einen allgemeinen Anstieg des Preisniveaus zu suggerieren, erfolgt die Angabe in realen Preisen, also inflationsbereinigt. Werden die BEHG-Preise inflationsbereinigt, so betragen diese rund 60 €/t für 2026. Darüber hinaus wird angenommen, dass die BEHG-Preise bis 2030 mit den Preisen des EU-ETS konvergieren und ab dann in gleicher Höhe liegen.

Für den Vergleich von Endverbrauchsenergieträgern mit Wasserstoff sind noch weitere Kostenbestandteile wie zum Beispiel Steuern oder Transportkosten zu beachten. Diese werden im nachfolgenden Kapitel beim jeweiligen Endenergieträger beschrieben.

## 5.2 Vergleich der Konkurrenzenergieträger mit grünem Wasserstoff

Im Folgenden werden die Preise des grünen Wasserstoffs mit Preisen fossiler Endenergieträger verglichen. Die Endenergieträgerpreise hängen dabei stark vom jeweils betrachteten Verbrauchsfall ab. Hier dargestellt werden folgende Vergleiche:

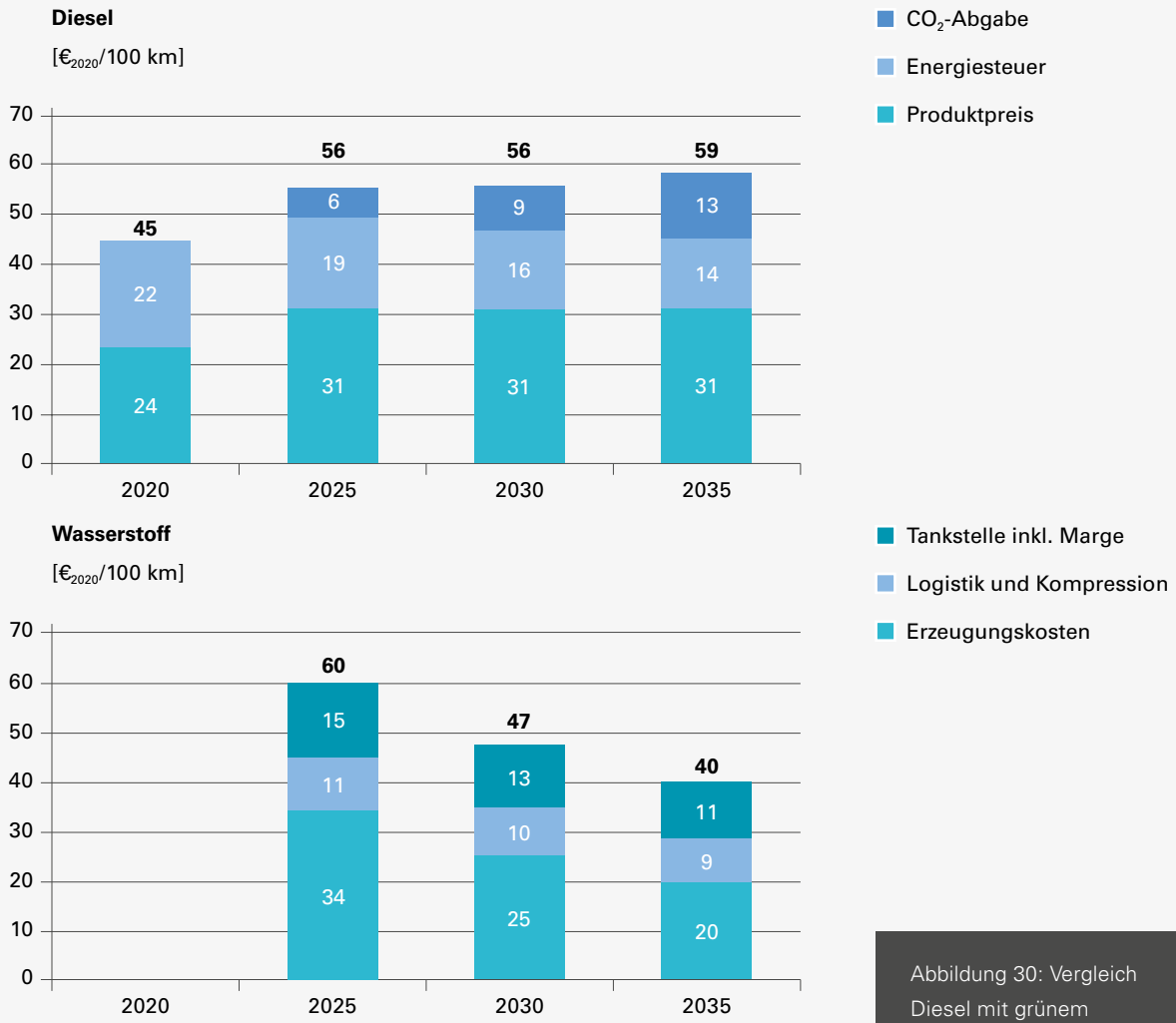
- Vergleich im Mobilitätssektor mit Dieselkosten für Lkw
- Vergleich im Haushaltssektor mit Haushaltspreisen für Erdgas
- Vergleich im Industriesektor mit Prozesswärmepreisen für Erdgas
- Vergleich im Umwandlungssektor mit Kraftwerkskosten für Erdgas
- Vergleich im Industriesektor mit grauem Wasserstoff

12 | Der World Energy Outlook 2021 der IEA lag zum Redaktionsschluss der Berechnungen noch nicht vor.
13 | Auswirkungen der Ukraine-Krise können Ergebnisse beeinflussen.

Abbildung 30 zeigt einen Vergleich der Energiekosten bezogen auf 100 km von Sattelzugmaschinen mit Verbrennungsmotor und Dieselnutzung gegenüber einem Brennstoffzellenfahrzeug mit $H_2$-Nutzung.

Beim Vergleich der Kosten fällt auf, dass die Kosten von Wasserstoff ab 2030 unterhalb der Dieselkosten liegen. Dies liegt vor allen Dingen an der für Diesel anfallenden Energiesteuer und der hinzukommenden $CO_2$-Bepreisung. Für Wasserstoff fallen neben den Produktionskosten auch die Tankstellenkosten sowie die Kosten für den Transport zur Tankstelle und die Kompression ins Gewicht. Es wurde keine Einführung der Energiebesteuerung für Wasserstoff unterstellt. Langfristig könnte der Gesetzgeber im Zuge des Rückgangs des Steueraufkommens von Mineralölprodukten auch für Wasserstoff eine äquivalente Steuer einführen. Dann müsste dieser Preisbestandteil ebenfalls berücksichtigt werden, was zu entsprechend höheren Wasserstoffkosten führen würde.

Hier nicht dargestellt ist ein Vergleich der Wasserstoffkosten gegenüber weiteren treibhausgasneutralen Antriebsformen wie batterieelektrischen oder oberleitungsgebundenen Fahrzeugen. Die Preise für das Laden mit Strom für batterieelektrische Fahrzeuge an privaten oder industriellen Ladepunkten liegen heute bereits unter denen von Diesel und Wasserstoff, an öffentlichen liegen sie häufig darüber.




Die Summen der Werte können aufgrund von Rundungsfehlern abweichen.

Abbildung 30: Vergleich Diesel mit grünem Wasserstoff für Lkw

Quelle: Eigene Darstellung

Abbildung 31 zeigt die Haushaltspreise für Erdgas gegenüber den Kosten für grünen Wasserstoff. Hinsichtlich der Energiebesteuerung und den Netzentgelten wurde angenommen, dass diese (nominal) auf dem heutigen Niveau verbleiben. Das Gleiche gilt für den Mehrwertsteuersatz von 19%. Für Wasserstoff wurde ein realer Aufschlag von 2 ct/kWh für die Kosten für Transport, Verteilung und Vertrieb unterstellt. Es wurde jedoch keine anfallende Energiesteuer für Wasserstoff angenommen. Sofern eine Energiesteuer auch für Wasserstoff eingeführt würde, lägen die Kosten entsprechend höher.

Es zeigt sich über den gesamten Zeitraum bis 2035, dass die Nutzung von Erdgas trotz steigender Rohstoff- und $CO_2$-Preise gegenüber Wasserstoff kostengünstiger bleibt. Allerdings erreicht grüner Wasserstoff im Jahr 2035 mit 10,8 gegenüber 11,5 ct/kWh (Hi) in etwa das Niveau von Erdgas.

Nicht betrachtet bei diesem Vergleich wurden hingegen treibhausgasneutrale Wärmeerzeuger wie Wärmepumpen oder der Anschluss ans Fernwärmenetz, zu denen der Einsatz von Wasserstoff ebenfalls in Konkurrenz steht.

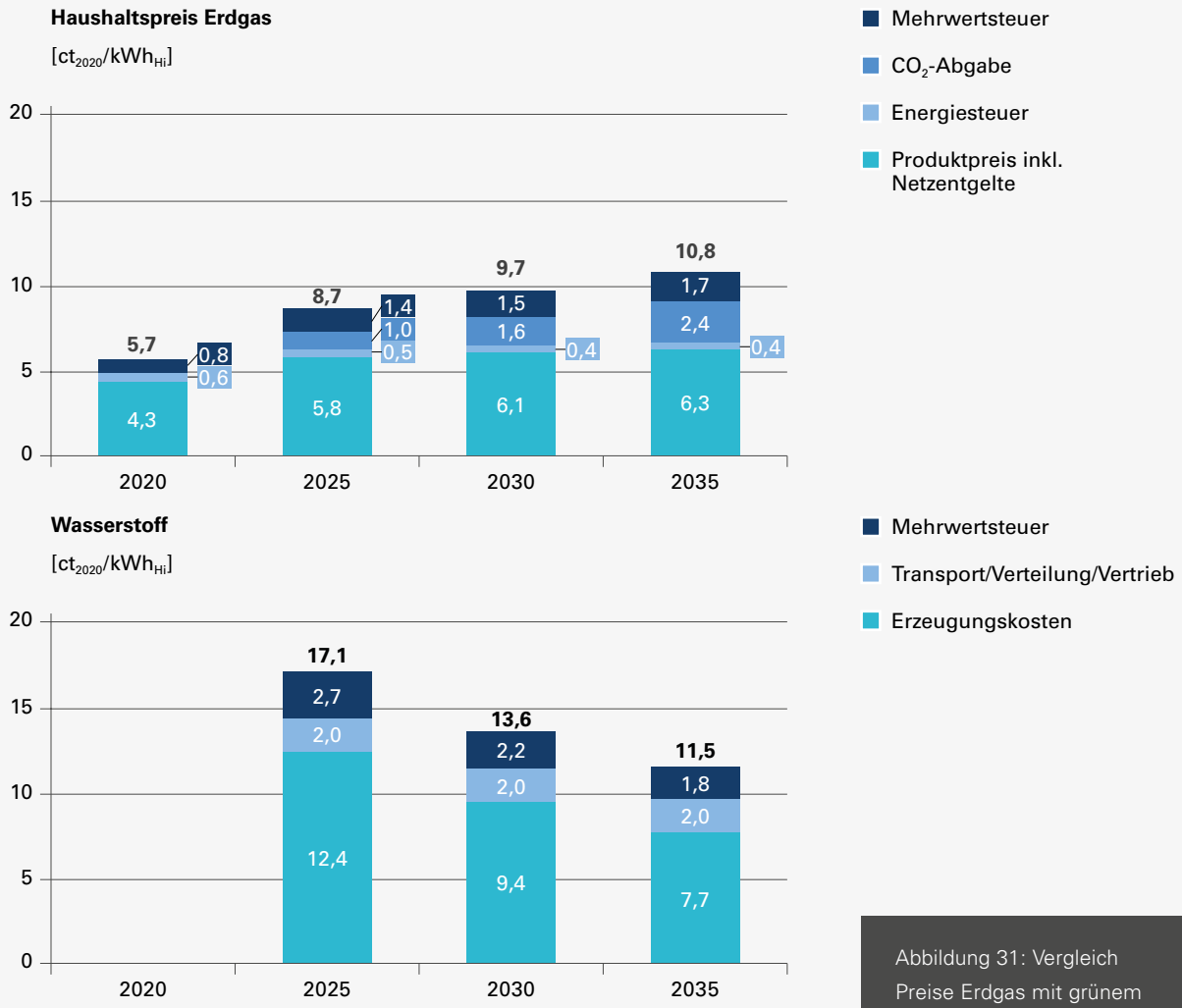



Abbildung 31: Vergleich Preise Erdgas mit grünem Wasserstoff für Haushalte

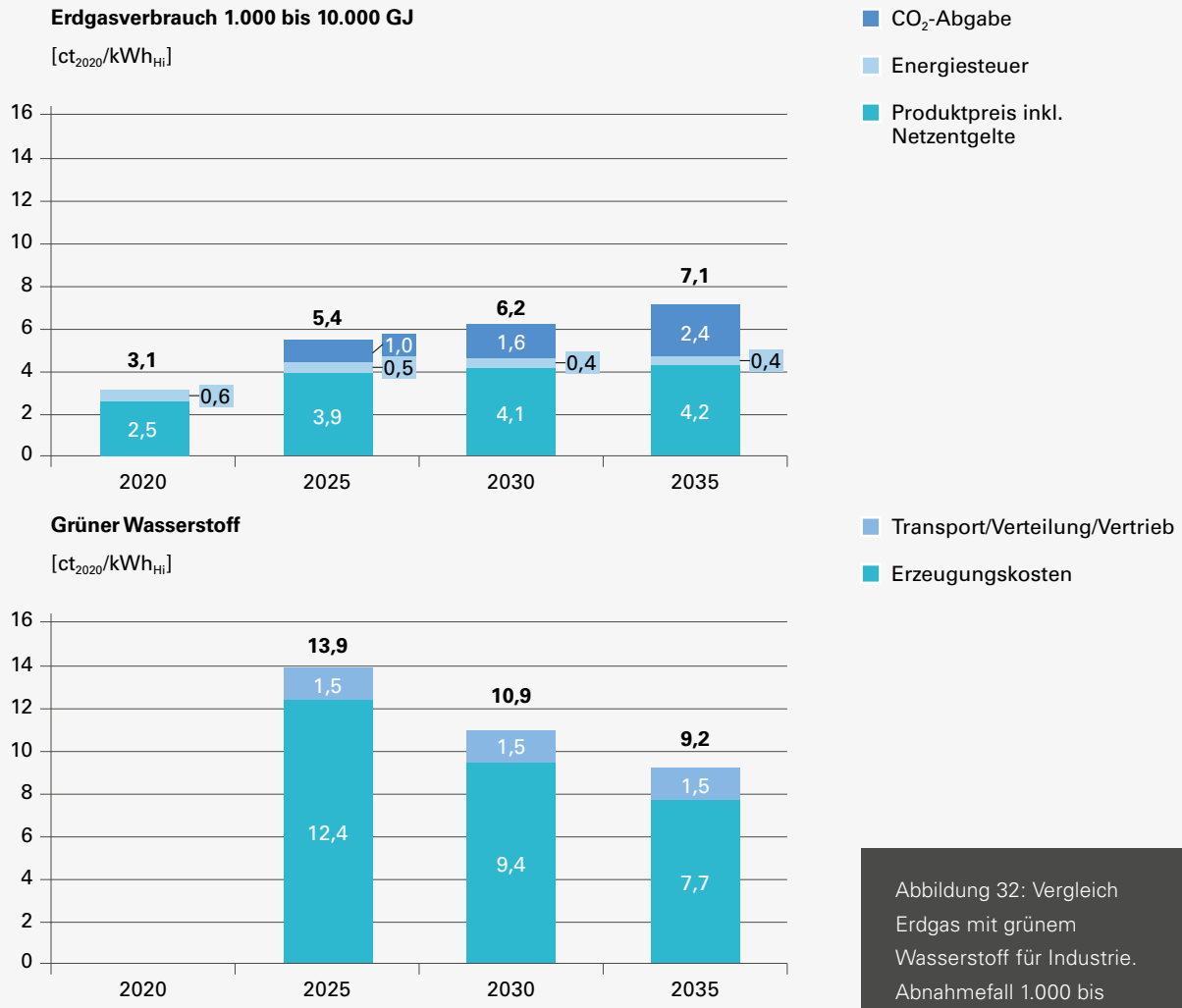
Quelle: Eigene Darstellung

Abbildung 32 zeigt einen Vergleich von Erdgas mit Wasserstoff im Bereich der Prozesswärme für ein Unternehmen mit einem Jahresverbrauch zwischen 1.000 und 10.000 GJ.

Die Preise für Erdgas liegen aufgrund des niedrigen Produktpreises und der Netzentgelte tiefer als im Abnahmefall der Haushalte. Einen weiteren Unterschied stellt die Mehrwertsteuer dar, die bei den Unternehmen nicht anfällt. Für Wasserstoff wurden leicht geringere Kosten für Transport, Verteilung und Vertrieb von 1,5 ct/kWh (Hi) gegenüber dem Haushaltsfall unterstellt. Es zeigt sich, dass der Preisunterschied zwischen Wasserstoff und Erdgas stärker ausfällt als bei dem Abnahmefall der Haushalte und dass bis 2035 Wasserstoff mit über 2 ct/kWh (Hi) über den Kosten von Erdgas liegt.

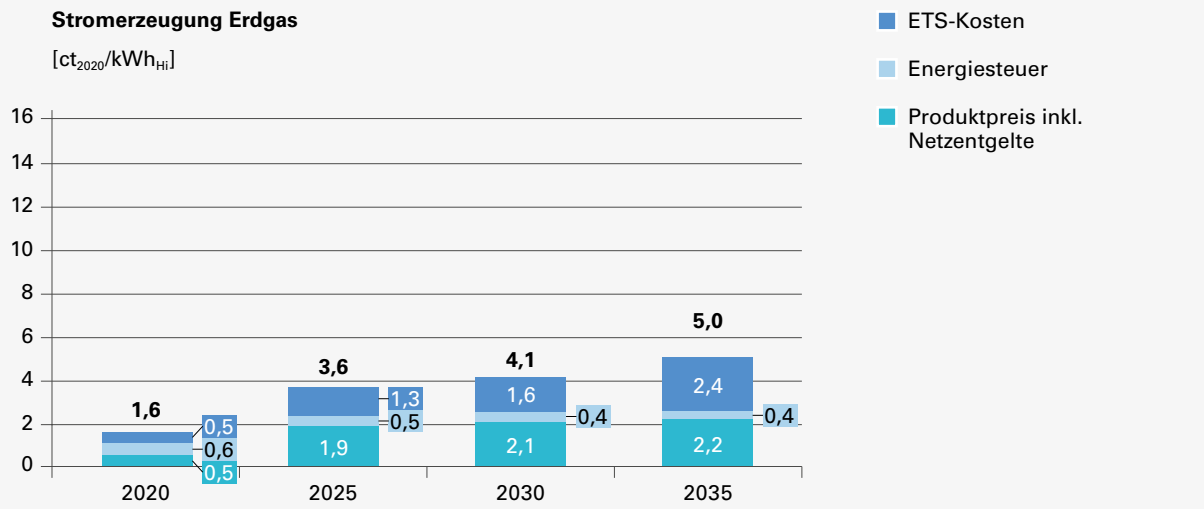
Abbildung 33 zeigt einen Kostenvergleich von Erdgas gegenüber Wasserstoff beim Einsatz in der Stromerzeugung.

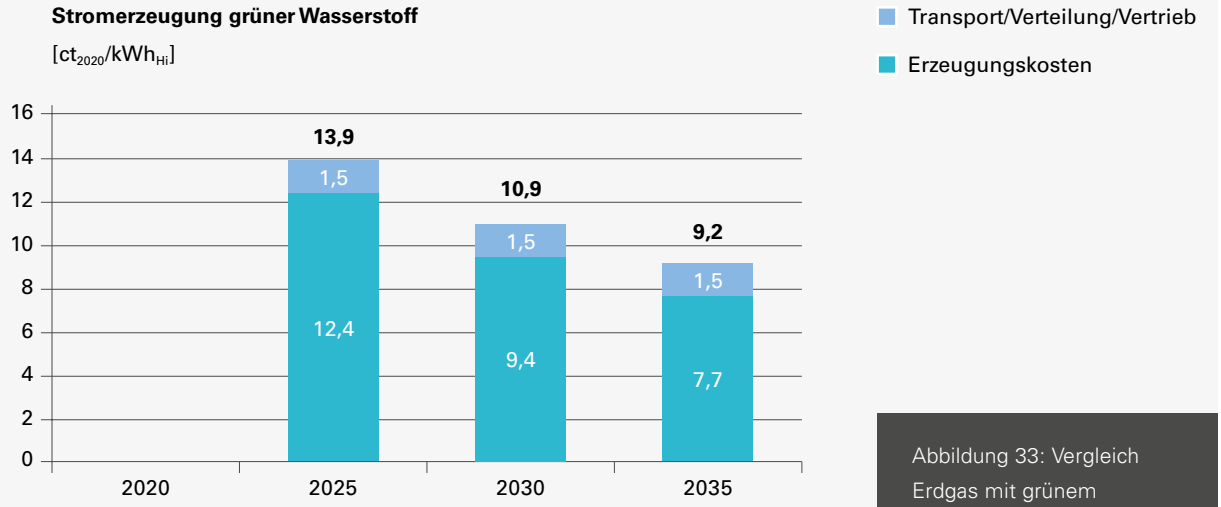
Ähnlich wie beim Fall der Prozesswärme liegen die Kosten von Wasserstoff bis 2035 auch im Fall der Verstromung über den Kosten von Erdgas. Aufgrund niedrigerer Bezugskosten von Erdgas fällt der Preisunterschied gegenüber Wasserstoff sogar noch höher aus.




Quelle: Eigene Darstellung

Abbildung 32: Vergleich Erdgas mit grünem Wasserstoff für Industrie. Abnahmefall 1.000 bis 10.000 GJ




Quelle: Eigene Darstellung

Abbildung 33: Vergleich Erdgas mit grünem Wasserstoff für Kraftwerke

Abbildung 34 zeigt einen Kostenvergleich von grauem, also erdgasbasiertem, Wasserstoff gegenüber grünem, also aus erneuerbaren Quellen produziertem, strombasiertem Wasserstoff.

Der Preis für grauen Wasserstoff steigt aufgrund der steigenden Erdgas- (rund 2 ct/kWh) und $CO_2$-Preise (ETS-Preis von 120 €/t) bis 2035 deutlich an. Diese beiden Kostenkomponenten machen den Hauptteil der Kosten für grauen Wasserstoff aus. Die Kapitalkosten (CAPEX) und Betriebskosten (OPEX) für die Anlage der Dampfreformierung spielen hingegen nur eine untergeordnete Rolle bei den Kosten für grauen Wasserstoff. Gleichzeitig zu den steigenden Kosten für grauen Wasserstoff sinken die Erzeugungskosten für grünen Wasserstoff. Dennoch bleibt grauer gegenüber grünem Wasserstoff bis 2035 kostengünstiger.

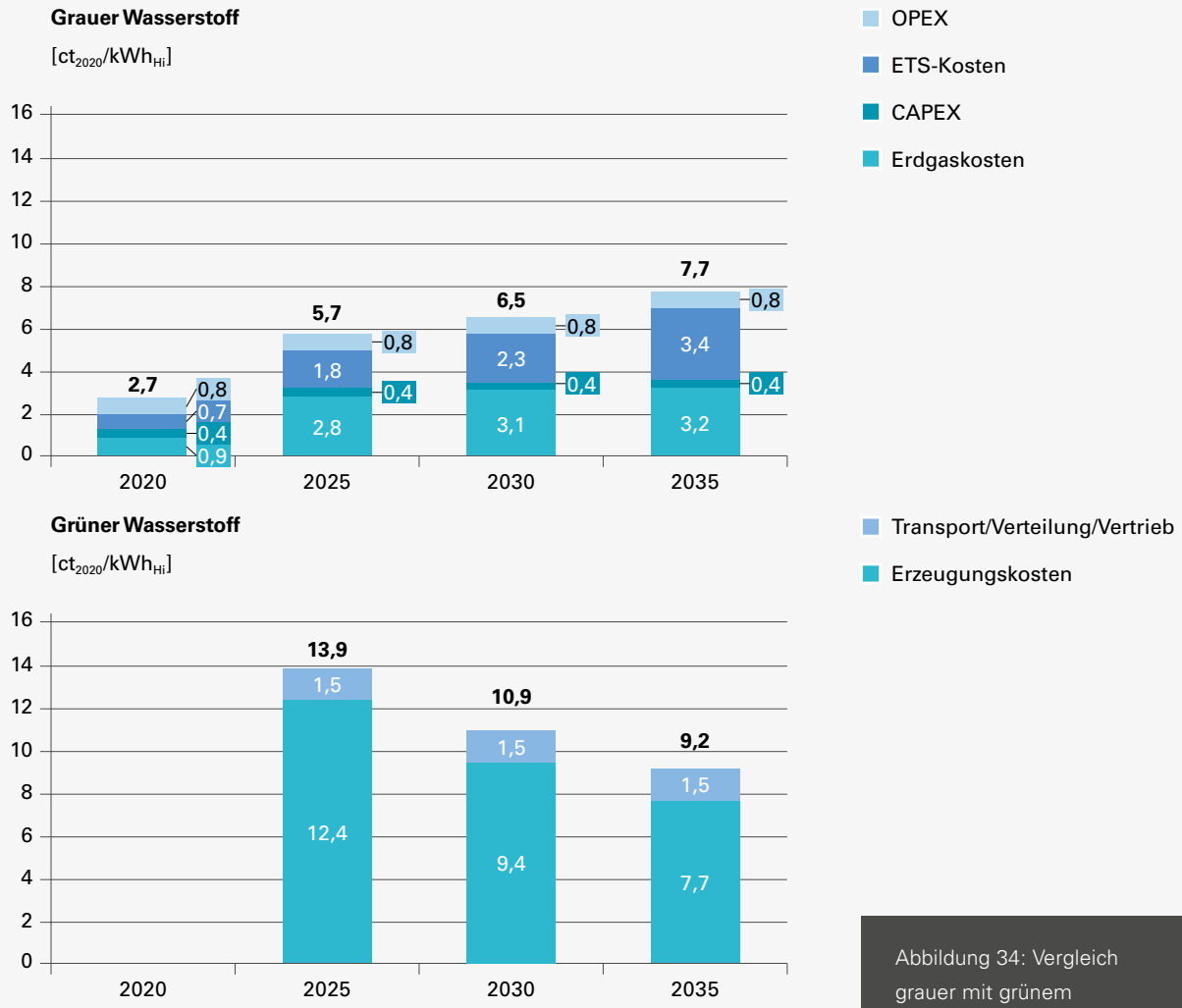
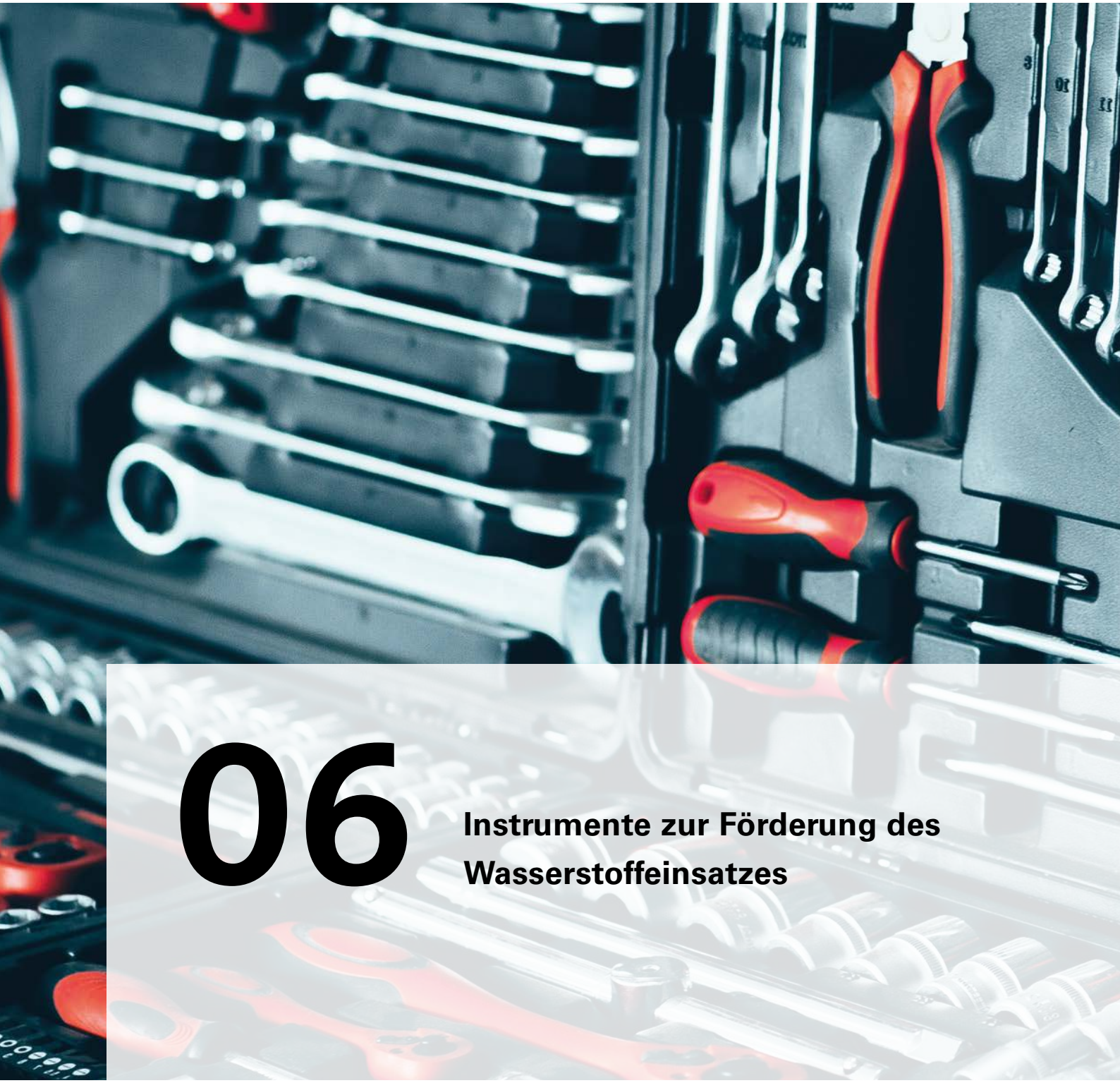



Abbildung 34: Vergleich grauer mit grünem Wasserstoff für Industrie

Quelle: Eigene Darstellung

© Bim/istockphoto



# 06 Instrumente zur Förderung des Wasserstoffeinsatzes

© golubovy/
istockphoto

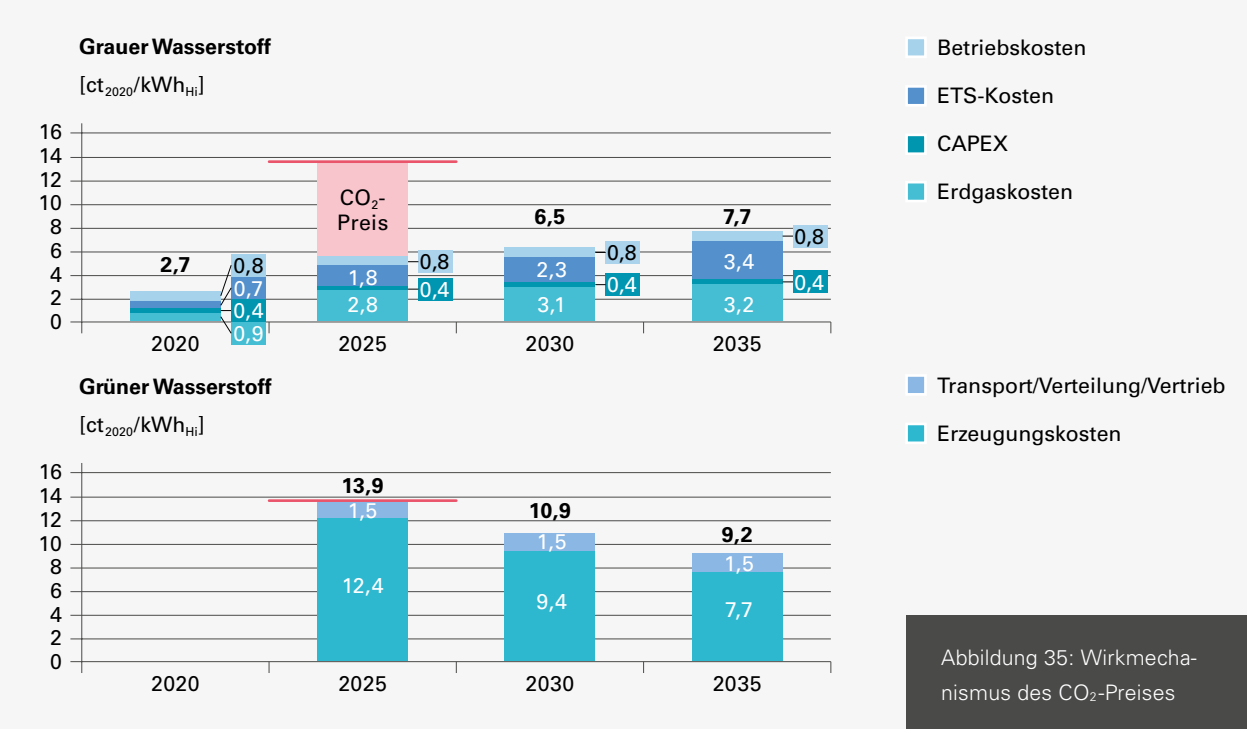
# 06

# Instrumente zur Förderung des Wasserstoffeinsatzes

Die vorangegangene Analyse hat aufgezeigt, dass die Kosten für Wasserstoff derzeit zu hoch sind, um Preisparität zwischen Wasserstoff und den konventionellen Konkurrenzenergieträgern zu schaffen. Der aktuelle $CO_2$-Zertifikatepreis von rund 60 €/t $CO_2$ des europäischen Emissionshandelssystems (EU-ETS) wie auch die im seit dem Jahr 2021 geltenden Brennstoffemissionshandelsgesetz (BEHG) festgeschriebenen 55 €/t $CO_2$ im Jahr 2025 bieten damit nicht genügend Anreize für den Einsatz von Wasserstoff, da dieser trotz der $CO_2$-Bepreisung immer noch zu teuer ist. Nach einer kurzen Darstellung der Wirkungsweise des $CO_2$-Preises werden daher als mögliche weitere Instrumente zur Förderung Differenzverträge (CCfD), Quoten, das Förderprogramm $H_2$ Global und Investitionszuschüsse diskutiert.

## 6.1 $CO_2$-Preis

Eine Möglichkeit, die Preisdifferenz zwischen den fossilen Energieträgern und Wasserstoff auszugleichen, ist eine Erhöhung des $CO_2$-Preises. Diese kann über eine Verteuerung des $CO_2$-Preises im BEHG bzw. eine Verknappung der Emissionshandelszertifikate im ETS erfolgen. Der $CO_2$-Preis wirkt nachfrageseitig und über verschiedene Sektoren hinweg und führt zu höheren Kosten für $CO_2$-Emissionen bzw. einer Preiserhöhung der fossilen Energieträger (Guidehouse, 2021b). Durch die Preiserhöhung mittels des $CO_2$-Preises kann die Preisparität, wie in Abbildung 35 dargestellt, erreicht werden.




Quelle: Eigene Darstellung

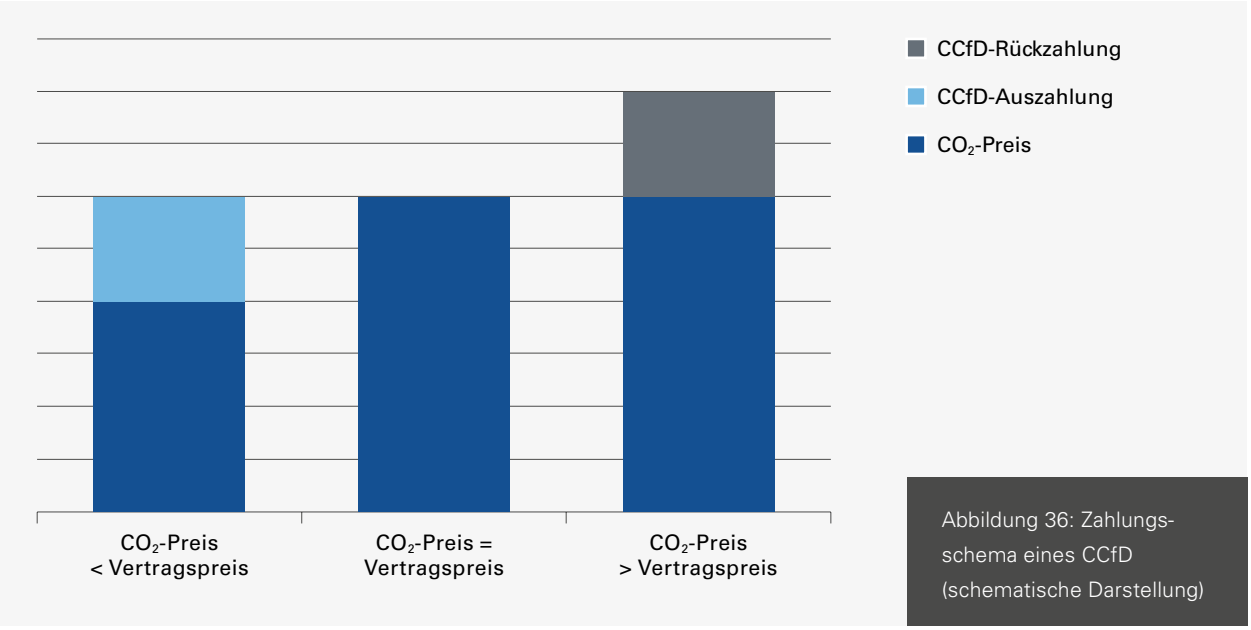
Abbildung 35: Wirkmechanismus des $CO_2$-Preises

Selbst bei einem $CO_2$-Preis von 100 €/t $CO_2$ dürfte grüner Wasserstoff nicht mehr als rund 9 ct/$kWh_{Hi}$ kosten, um für Industrieanwendungen konkurrenzfähig gegenüber grauem $H_2$ zu sein (Guidehouse, 2021b), wobei dieses Preisniveau bei grünem Wasserstoff erst etwa 2035 erreicht wird. Es ist unwahrscheinlich, dass der $CO_2$-Preis die aktuell erforderliche Höhe von bis zu 300 €/t $CO_2$ (rosa dargestellte $CO_2$-Preisspanne für das Jahr 2025 in Abbildung 35) für eine Preisparität zwischen grünem Wasserstoff und den konventionellen Konkurrenzenergieträgern in naher Zukunft erreicht.

## 6.2 Differenzkontrakte – Carbon contracts for difference (CCfD)

Carbon contracts for difference (CCfD) wirken zusätzlich, indem sie die Differenz zwischen dem $CO_2$-Preis und den $CO_2$-Vermeidungskosten kompensieren. Ein CCfD wird zwischen dem Staat und einem Investor für ein spezifisches Projekt abgeschlossen, wobei die $CO_2$-Vermeidungskosten den Vertragspreis bilden. Ist der $CO_2$-Preis niedriger als der Vertragspreis, zahlt der Staat die Differenz. Unternehmen hätten damit einen Anreiz, ihren $CO_2$-Ausstoß zu reduzieren und die frei werdenden $CO_2$-Zertifikate zu dem vereinbarten Vertragspreis zu verkaufen, solange ihre $CO_2$-Vermeidungskosten darunter liegen. Übersteigt der $CO_2$-Marktpreis den Vertragspreis, muss umgekehrt der Investor die Differenz bezahlen (siehe Abbildung 36). Die $CO_2$-Reduktion wird berechnet, indem die verifizierten Emissionen einer Anlage von den Emissionen abgezogen werden, die mit einer herkömmlichen Technologie zu erwarten gewesen wären (z. B. ermittelt anhand des EU-ETS-Benchmark).

Das Instrument weist eine Reihe von Vorteilen auf, denen als Nachteil der hohe Finanzierungsbedarf gegenübersteht.




Quelle: Eigene Darstellung

Abbildung 36: Zahlungsschema eines CCfD (schematische Darstellung)

**Vorteile**

- Unternehmen bekommen einen langfristigen Anreiz, ihren $CO_2$-Ausstoß zu reduzieren und die frei werdenden $CO_2$-Zertifikate zu diesem vereinbarten festen Preis zu verkaufen.
- Die Risikoübernahme durch den Staat macht die Erlösströme aus den normalerweise stark schwankenden $CO_2$-Preisen planbar. Dies ermöglicht es den Investoren, Kredite abzusichern und dadurch Finanzierungskosten zu reduzieren.
- Da Regierungen bei CCfD höhere Kosten entstehen, wenn die $CO_2$-Preise langfristig niedrig bleiben oder gar fallen, sind diese Verträge auch ein Anreiz für eine wirksame Klimapolitik.
- CCfD können mittels Ausschreibungen vergeben werden, wobei sich der Vertragspreis aus dem Ergebnis der Ausschreibung ergibt. Dabei wirkt sich der technologische Fortschritt in Form kostengünstigerer $CO_2$-Vermeidungslösungen unmittelbar auf den Vertragspreis aus.
- Es können spezifische $H_2$-Anwendungen z. B. in der Stahl- oder Chemieindustrie gefördert werden, die mit den nationalen Klimazielen vereinbar sind.

**Nachteile**

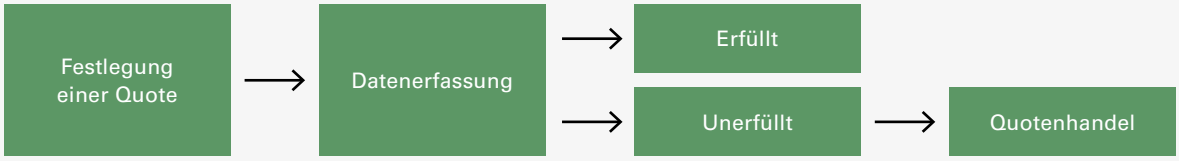
- Bei dem aktuellen ETS-Preis ergibt sich ein sehr hoher Finanzierungsbedarf. So werden die Kosten für die Umstellung von einem Drittel der deutschen Stahlproduktion auf $H_2$ auf 1,1–2,7 Mrd. € pro Jahr geschätzt (Guidehouse, 2021).
- Während das Risiko der Unternehmen gesenkt wird, kann durch die Risikoübernahme durch den Staat bei sehr niedrigen $CO_2$-Preisen im ETS ein erheblicher zusätzlicher Finanzierungsbedarf entstehen. Der Einfluss eines einzelnen Mitgliedslandes auf die Höhe des $CO_2$-Preises im ETS ist begrenzt. Dieser Umstand muss bei der Ausgestaltung des CCfD berücksichtigt werden.

## 6.3 Quotensysteme

Um die Nachfrage nach grünem Wasserstoff zu erhöhen, kann entweder eine Treibhausgasminderungsquote, gemessen an den Treibhausgasemissionen, oder eine Nutzungsquote für Wasserstoff, z. B. in Form einer Beimischungsquote bei der Verwendung von Kraftstoffen, eingeführt werden. Dabei bieten sich Quoten als eine Alternative zu einer direkten finanziellen Förderung von grünem Wasserstoff an.

Wie der $CO_2$-Preis wirken Quoten als nachfrageseitiges Instrument. Durch die festgeschriebene Vorgabe einer Quote wird eine vorhersehbare Nachfrage geschaffen. Dies fördert daher auch die Planbarkeit der Wasserstoffproduktion (Guidehouse, 2021b). Allerdings werden bei einer Quote höhere Kosten an den Endverbraucher weitergegeben, wenn der Preis für Wasserstoff über dem der Konkurrenzenergieträger liegt. Das ist, wie in Kapitel 5 gezeigt wurde, für die meisten Anwendungsgebiete von Wasserstoff bis 2035 zu erwarten.

Eine Quote für grünen Wasserstoff wird durch den Gesetzgeber festgelegt. Für das Unternehmen A, das zur Erfüllung der Quote verpflichtet ist, gilt es nun, den geforderten Anteil an Wasserstoff in Verkehr zu bringen und die Erfüllung der Quote zu erfassen (siehe Abbildung 37). Wird die Quote durch das Unternehmen A nicht erfüllt, muss es den Quotenhandel nutzen. Ein anderes Unternehmen B, das seine Quote über-




Quelle: Eigene Darstellung Sphera

Abbildung 37: Quote als Förderinstrument

erfüllt bzw. keine Quote erfüllen muss, kann hingegen die erforderliche Menge Wasserstoff aufbringen. Somit ist Unternehmen B in der Lage die Quoten zur Erfüllung der Quotenverpflichtung an Unternehmen A zu veräußern. Die Quotenerfüllung wird dann von Unternehmen B auf Unternehmen A übertragen. Durch den Handel mit Unternehmen B kann Unternehmen A nun seine Quotenverpflichtung einhalten. Der Quotenhandel ermöglicht, dass die Quote auf dem kosteneffizientesten Weg erfüllt wird, da die Kosten für die eigene Einhaltung der Quote für Unternehmen A höher gelegen haben als der Kauf der Zertifikate von Unternehmen B.

Allerdings sollte eine Beimischungsquote von grünem Wasserstoff nur bei Sektoren ohne emissionsfreie Alternative eingeführt werden. Gibt es emissionsfreie Alternativen zu grünem Wasserstoff, kann eine Quote dazu führen, dass nicht die kostengünstigste und effizienteste Technologie genutzt wird, um die Treibhausgasemissionen zu senken.

Derzeit gibt es eine Quotenregelung für die Beimischung von erneuerbaren Energieträgern im Verkehrssektor. Die Erneuerbare-Energien-Richtlinie II (RED II, 2018) der europäischen Kommission schreibt den Anteil an erneuerbaren Energieträgern bis 2030 vor. Im Verkehrssektor soll der Endenergieverbrauch zu mindestens 14 % von erneuerbaren Energieträgern gedeckt werden. Zusätzlich dazu dürfen keine Kraftstoffe mehr aus Futtermittelpflanzen genutzt werden.

Ein Sektor, für den es zum heutigen Stand keine Alternativen gibt, ist der Flugsektor, insbesondere bei Langstreckenflügen. Er bietet sich daher für die Festschreibung einer Quote an, da Kerosin aus erneuerbaren Quellen derzeit nicht im industriellen Maße zur Verfügung steht.

Mit der Umsetzung der RED II in Deutschland wird eine Power-to-Liquid(PtL)-Quote im Flugsektor eingeführt (Gesetz zur Weiterentwicklung der Treibhausgasminderungsquote, 2021). Die Quote sieht einen PtL-Anteil von 0,5 % ab dem Jahr 2026 vor. Dieser soll ab 2028 auf 1 % und im Jahr 2030 auf 2 % angehoben werden. Nimmt man eine weiter steigende PtL-Quote von 5 % im Jahr 2035 an, resultiert dies in einem Bedarf von 0,24 TWh/a in Baden-Württemberg. Aufgrund der Aktualität der Vorgaben ist mit einer Fortschreibung der Quoten jedoch erst nach einer ausreichenden Erfahrung mit ihrer Wirkung frühestens in einigen Jahren zu rechnen (EEG, 2021).

Bei Einführung nationaler Quoten besteht allerdings die Gefahr von sogenanntem Carbon Leakage. Um höhere Quoten und die damit verbundenen höheren Kosten zu umgehen, werden zur Betankung Länder mit geringeren Quoten und Kosten aufgesucht. Als Ergebnis kommt es zu keiner Reduktion der Treibhausgasemissionen. Um die Gefahr des Carbon Leakage zu verringern, bietet sich die Einführung einer europaweiten Quote an. Allerdings bedarf es hierfür einer Überarbeitung der Erneuerbare-Energien-Richtlinie.

Insgesamt führt eine Quote zu einem langfristigen und planbaren Bedarf für grünen Wasserstoff und erhöht daher die Planungssicherheit bei der $H_2$-Erzeugung und zum Aufbau der notwendigen Infrastruktur.

## 6.4 $H_2$ Global

Auch für Deutschland insgesamt geht die Bundesregierung davon aus, dass der künftige Bedarf an grünem Wasserstoff nicht durch eigene Erzeugung gedeckt werden kann und importiert werden muss. Mit dem Förderprogramm $H_2$ Global sollen daher langfristige internationale Lieferketten zu Produzenten von grünem Wasserstoff im Ausland aufgebaut werden.

Mit dem Instrument soll die bestehende Differenz zwischen Erzeugungskosten und Zahlungsbereitschaft für grünen Wasserstoff überbrückt werden. Dazu soll über eine Stiftung ausländischer grüner Wasserstoff über Ausschreibungen möglichst günstig eingekauft werden. Der Wasserstoff wird dann in Deutschland über Auktionen zum höchstmöglichen Preis wieder verkauft. Die Differenz zwischen Ankaufs- und Verkaufspreis wird durch den Staat getragen, womit Unternehmen grünen Wasserstoff zu einem wirtschaftlichen Preis beziehen können.

Auch wenn mit Australien bereits eine Liefervereinbarung getroffen wurde, muss zunächst die $H_2$-Abnahme eine für den Import relevante Größenordnung erreichen und es müssen die logistischen Voraussetzungen für den Transport geschaffen werden. Zudem müssen noch Zertifizierungs- und Nachhaltigkeitsstandards erstellt und implementiert werden, um ökologische und soziale Produktionsbedingungen sicherzustellen.

## 6.5 Investitionszuschüsse und zinsvergünstigte Kredite

Während die oben beschriebenen Förderungen Instrumente sind, die auf der europäischen oder der Bundesebene beschlossen und gefördert werden, sind unter Beachtung des

Beihilferechts[14] entweder Zuschüsse für die Investitionen oder zinsvergünstigte Kredite geeignete, implementierbare Förderinstrumente auf der Ebene sowohl der Bundesländer als auch des Bundes.

Prinzipiell können sowohl Nutzungs- als auch Erzeugungstechnologien von Wasserstoff gefördert werden. Diese Art der Förderung erzielt einen Effekt, wenn Lücken in Bezug auf die Wirtschaftlichkeit gegenüber Konkurrenztechnologien ausgeglichen werden können. Wirtschaftlichkeitslücken lassen sich am besten dort bestimmen, wo es fossile Konkurrenztechnologien gibt. Diese gibt es auf der Anwenderseite von Wasserstoff mit z. B. Erdgaskraftwerken gegenüber $H_2$-Kraftwerken. Es sollte hier sichergestellt werden, dass durch die Förderung nur die Wirtschaftlichkeitslücke ausgeglichen wird.

Die Wirtschaftlichkeitslücke für Elektrolyseure ist hingegen schwerer zu erheben, da es keine geeigneten Konkurrenztechnologien gibt. Hier wäre es geboten, eine Parität zwischen den Produktionskosten von Wasserstoff und einem Konkurrenzenergieträger herzustellen, wobei auch die Förderung der Brennstoff- und Betriebskosten in dieser Betrachtung inkludiert werden muss.

Vorteil dieser Instrumente ist die Möglichkeit, sehr speziell und regional zu fördern. So könnte die Förderung nur auf bestimmte Branchen in Baden-Württemberg beschränkt werden. Zudem erlaubt das Beihilferecht eine höhere Förderung von kleinen und mittelständischen Unternehmen. Ein weiterer Vorteil ist die Möglichkeit der Kumulierung mit anderen staatlichen Förderungen unter Beachtung des Beihilferechts. Nachteilig können ggf. hohe administrative Aufwände bei sehr spezifischer Förderung sein. Zum Teil kann sich auch die Bestimmung der Wirtschaftlichkeitslücken aufgrund von nicht abgesicherten Vergleichswerten als schwierig gestalten. Weiterhin ist zu erwähnen, dass, während der Bund in der Regel gut ausgestattete Fördertöpfe an Investitionszuschüssen und zinsvergünstigten Krediten zur Verfügung stellen kann, die Mittel auf Landesebene sich auf einem deutlich niedrigeren Niveau befinden.

Orientierungsrahmen für die Erstellung eines Förderprogramms mit einem Investitionszuschuss könnte die in Schleswig-Holstein geltende „Richtlinie zum Aufbau einer nachhaltigen Wasserstoffwirtschaft“ sein (WTSH, 2021).

## 6.6 Fazit zu den Förderinstrumenten

Die dargestellten Förderinstrumente können sinnvoll sein, um den Markthochlauf von Wasserstoff zu begünstigen. Die Förderinstrumente $CO_2$-Differenzverträge und Quoten werden auf Bundesebene implementiert. Der Einfluss auf die Ausgestaltung dieser Instrumente ist für das Bundesland voraussichtlich nur indirekt über den Bundesrat möglich. Das Förderprogramm $H_2$ Global ist bereits ausgestaltet und initiiert. Für die Wirtschaft in Baden-Württemberg wäre es geboten, sich an diesem Programm zu beteiligen und Wasserstoff aus dem Ausland über die Auktionen zu beziehen. Ein innerhalb Baden-Württembergs implementierbares Förderinstrument können Investitionszuschüsse und zinsverbilligte Kredite sein. Diese haben den Vorteil, dass sowohl die Erzeugungs- als auch die Nachfrageseite von Wasserstoff gefördert werden können. Zudem können diese Instrumente sehr speziell und regional begrenzt eingesetzt werden.

14 | Zu beachten sind insbesondere die Allgemeine Gruppenstellungfreistellungsverordnung (AGVO), EU-Leitlinien für Klima-, Umwelt- und Energiebeihilfen (KUEBLL) und die Umwelt- und Energiebeihilfeleitlinien (UEBLL).

© imagemir/AdobeStock

Weitere Informationen zu Wasserstoff in Baden-Württemberg finden Sie auf der Internetseite.

**www.plattform-h2bw.de**

# 07 Wasserelektrolyse in Baden-Württemberg

© Corona Borealis Studio/ shutterstock

# 07

# Wasserelektrolyse in Baden-Württemberg

In diesem Kapitel wird abgeschätzt, welcher Anteil des $H_2$-Bedarfs in Baden-Württemberg durch Elektrolyse vor Ort bereitgestellt werden kann. Dazu wird zunächst die theoretisch notwendige Elektrolyseleistung zur vollständigen Deckung des baden-württembergischen $H_2$-Bedarfs mittels Wasserelektrolyse ermittelt. Diese wird anschließend der aktuell verfügbaren und derzeit geplanten Elektrolyseleistung gegenübergestellt.

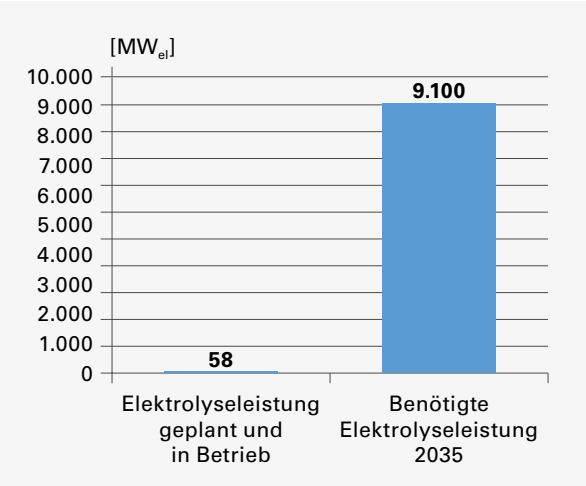
## 7.1 Theoretisch benötigte Elektrolyseleistung

Um eine Obergrenze der zu erwartenden Elektrolyseleistung zu erhalten, wird davon ausgegangen, dass die Nachfrage nach Wasserstoff vollständig durch lokale Elektrolysekapazitäten gedeckt wird und kein Import von Wasserstoff erfolgt. Für eine Ermittlung der dafür notwendigen Kapazitäten werden typische Betriebsstunden der Elektrolyse bei Strombezug aus vollständig erneuerbaren Quellen herangezogen. Mit einem Wirkungsgrad von 68 % bezogen auf den unteren Heizwert und Volllaststunden von 2.700 h/a ergeben sich rund 9 GW als benötigte Elektrolyseleistung für das Jahr 2035.

## 7.2 Bestehende und geplante Elektrolyseure

Derzeit gibt es 20 Projekte zur Errichtung von Elektrolyseuren, die sich in unterschiedlichen Entwicklungsstadien befinden. In Baden-Württemberg sind aktuell acht Elektrolyseure mit einer Gesamtkapazität von 4,3 $MW_{el}$ im Betrieb. Dies entspricht einer $H_2$-Erzeugung von etwa 2 t $H_2$ pro Tag bzw. 0,02 TWh/a. Bis 2035 ergibt sich eine voraussichtliche Gesamtkapazität an Elektrolyseuren in Baden-Württemberg von rund 58 $MW_{el}$, sofern die bisherigen Anlagen unverändert weiter betrieben werden.[15] Damit können dann 21 t $H_2$ pro Tag bzw. rund 0,27 TWh/a erzeugt werden. In den Folgejahren soll diese nochmals um über 40 $MW_{el}$ erweitert werden.[16] Damit befinden sich aktuell mehr als 95 $MW_{el}$ Elektrolyseleistung in der Konzept- oder Planungsphase.

Vergleicht man die voraussichtliche Elektrolyseleistung mit der benötigten, wird deutlich, dass die prognostizierte Anlagenkapazität in Höhe von 58 MW nach heutigem Stand bei Weitem nicht ausreicht, um die Wasserstoffnachfrage in Baden-Württemberg zu decken (siehe Abbildung 38). Nur weniger als 1 % des $H_2$-Bedarfs im Jahr 2035 kann mit der derzeit absehbaren Elektrolyseleistung gedeckt werden. Wenn Baden-Württemberg einen nennenswerten Anteil seines $H_2$-Bedarfs mit eigenen Elektrolyseuren bedienen möchte, ist daher ein entsprechender Zubau an Elektrolyseleistung erforderlich. Ein limitierender Faktor hierfür kann der vorhandene Grünstrom sein, da für den Betrieb der Elektrolyseure große Mengen an mit erneuerbaren Energien erzeugtem Strom benötigt werden. Ob ausreichende Mengen an Grünstrom für den Betrieb der Elektrolyseure in Baden-Württemberg vorhanden sind, wird in Kapitel 8 analysiert.




Quelle: Eigene Darstellung

Abbildung 38: Aktuell in Betrieb befindliche und geplante sowie voraussichtlich benötigte Elektrolyseleistung in Baden-Württemberg 2035

15 | Elektrolyseure können eine Lebensdauer von ca. 20 Jahren haben, daher wird angenommen, dass sich die identifizierten Anlagen 2035 noch in Betrieb befinden.
16 | Der Zubau nach 2035 ergibt sich nahezu ausschließlich durch die vorgesehene Erweiterung der Anlage des Projekts HY:WAIBLINGEN.

| Standort | Projektbetreiber/ -entwickler | Elektrische Anlagenleistung | Status | Inbetriebnahme (geplant) |
|---|---|---|---|---|
| Karlsruhe 2 | Sunfire GmbH/KIT | 30–60 kW | Ruhender Betrieb | - |
| Stuttgart | Zentrum für Sonnenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW) | 250 kW | Außer Betrieb | - |
| Wyhlen 2 | Energiedienst/ZSW | 300 kW Versuchsanlage | Außer Betrieb | - |
| Freiburg 2 | Fraunhofer ISE | 1 MW 200 kW | In Betrieb | - |
| Karlsruhe 3 | Karlsruher Institut für Technologie (KIT) | 100 kW | In Betrieb | - |
| Freiburg 3 | Fraunhofer ISE | 40 kW | In Betrieb | 2012 |
| Freiburg 1 | Fraunhofer ISE | 120 kW | In Betrieb | 2017 |
| Karlsruhe 1 | Total/Sunfire GmbH | 10 kW | In Betrieb | 2017 |
| Lampoldshausen | $H_2$ORIZON (ZEAG, DLR) | 880 kW | In Betrieb | 2019 |
| Wyhlen 1 | Energiedienst | 1 MW | In Betrieb | 2019 |
| Esslingen Neue Weststadt | Green Hydrogen Esslingen | 1 MW | In Betrieb | 2021 |
| Öhringen | Wasserstoff-Insel (Netze BW, ZSW) | 300 kW | Im Bau | 2022 |
| Reutlingen/ Rottenburg/Tübingen | Hy-FIVE/$H_2$-Grid | Insg. 1,6 MW | Konzeption | 2023 |
| Schwäbisch Gmünd | Hy-FIVE/$H_2$-Aspen | 8,5 MW | Grobplanung | 2023 |
| Ulm/ZSW | Hy-FIVE/$H_2$-Factory | 2 MW (2025: 3 MW) | Konzeption | 2023 |
| Waiblingen | HY.WAIBLINGEN | 2 MW (2025: 5 MW; 2030: 10 MW; 2040: 50 MW) | In Planung | 2023 |
| Wyhlen 3 | Energiedienst | 5 MW | In Planung | 2024 |
| Ulm/Donautal oder Steinhäule | Hy-FIVE/$H_2$-Factory | 1 MW (2025) | Konzeption | 2025 |
| Freiburg | Dietenbach KliEn | 2x 5 MW | Idee | 2026 |
| Konstanz | Hafner KliEn | 5 MW | Machbarkeits-studie | 2027 |
| Tübingen | Klimaschutzprogramm 2030 Stadt Tübingen | 2 MW (2032: 4 MW; 2040: 6 MW) | Idee | 2028 |
| Kirchheim unter Teck | Brennstoffzellen Gigafactory | 4,5–5 MW | Idee | 2030 |

Tabelle 4: Aktuelle und zukünftige Elektrolysekapazitäten in Baden-Württemberg

Quelle: Eigene Recherchen Sphera

# 08 Strombilanz

© slobo/
istockphoto

# 08

# Strombilanz

In diesem Kapitel wird ermittelt, wie die Strombilanz in Baden-Württemberg bis 2035 und darüber hinaus aussieht und wie viel Strom zur Verfügung steht, um eine Elektrolyse in Baden-Württemberg zu betreiben.

## 8.1 Vorgehensweise Aufstellung Strombilanz

Um mögliche Kapazitäten für die Erzeugung erneuerbarer Energie für den Einsatz in Elektrolyseuren in Baden-Württemberg zu identifizieren, ist es nötig, die Strombilanz und ihre Entwicklung bis 2045 für Baden-Württemberg zu kennen. Zu diesem Zweck wurde wiederum das Szenario „Klimaneutrales DE 2045“ herangezogen.

Da die Studie nur deutschlandweite Werte zur Verfügung stellt, wurden sie für diese Betrachtung auf Baden-Württemberg heruntergebrochen. Dazu wurde wie folgt vorgegangen: Der auf Baden-Württemberg entfallende Anteil des deutschlandweiten Ausbaus von Erzeugern erneuerbarer Energie – insbesondere Wind und Photovoltaik – wurde anhand des Verhältnisses der Fläche Baden-Württembergs zur Fläche Deutschlands ermittelt. Hier wurde jeweils ein linearer Ausbau von 2018 bis 2030 und von 2030 bis 2045 unterstellt.

Analog dazu wurde der im Szenario für Deutschland angesetzte Anstieg des Bruttostromverbrauchs an Baden-Württemberg angepasst, indem das Verhältnis der Einwohner Baden-Württembergs zur Einwohnerzahl Deutschlands angesetzt wurde. Auch hier wurde ein linearer Anstieg von 2018 bis 2030 und von 2030 bis 2045 unterstellt.

Der Stromverbrauch enthält nicht den möglichen Mehrbedarf durch Elektrolyseure, sondern u. a. den zukünftig ansteigenden Mehrverbrauch der Elektromobilität und von Wärmepumpen. Kernkraftanlagen werden gesetzesgemäß bis Ende 2022 abgeschaltet. Kohlekraftwerke gehen entsprechend der Koalitionsvereinbarung in Baden-Württemberg bis 2030 vom Netz. Der Bestand an Gaskraftwerken bleibt erhalten. Der Ausbau der Gaskraftwerke orientiert sich an der Substitution der Kohlekraftwerke.

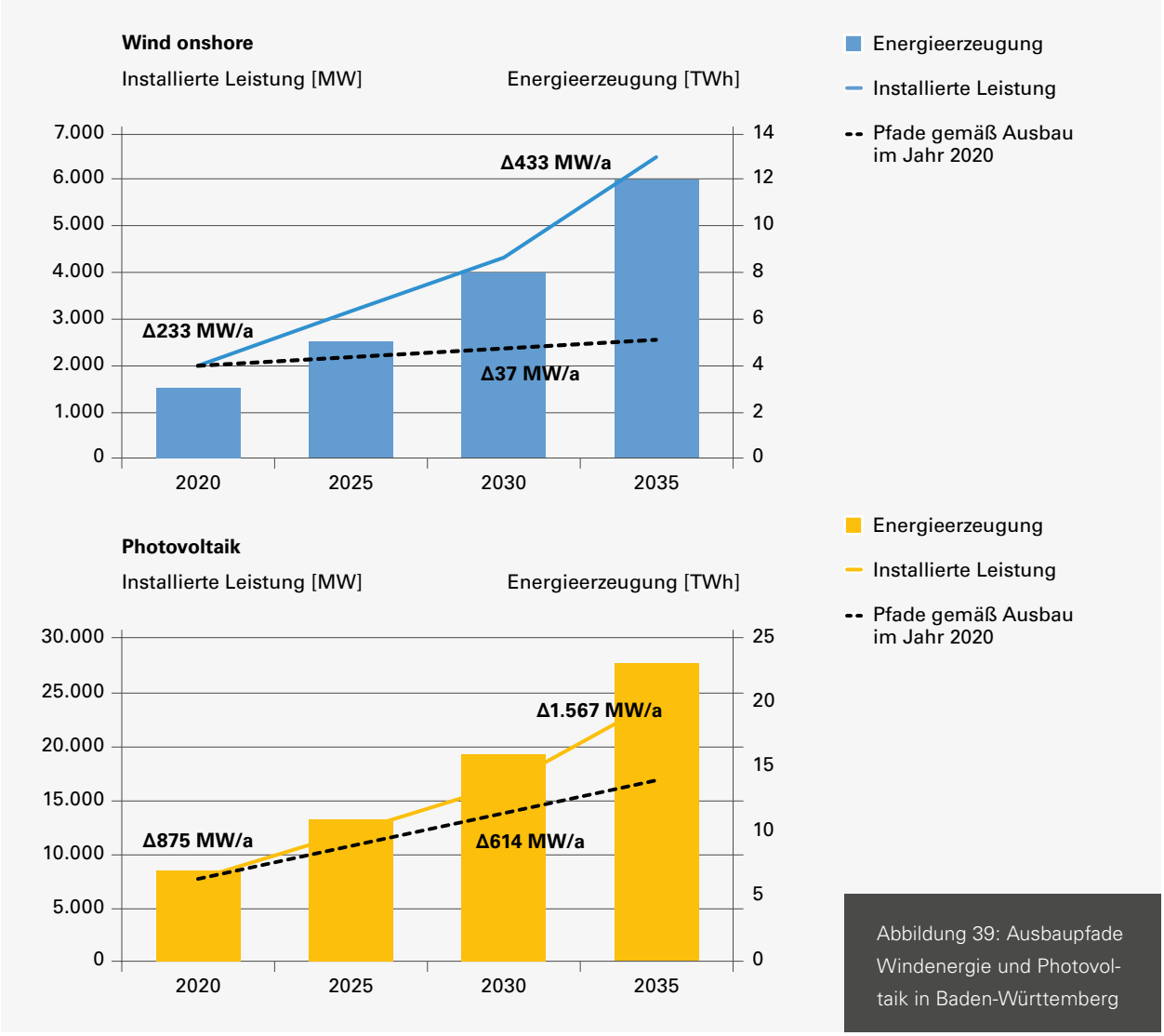
Die angesetzten Volllaststunden der Anlagen orientieren sich an den Simulationsrechnungen des Szenarios „Klimaneutrales DE 2045“, wurden aber standortspezifisch für Süddeutschland angepasst. So liegen beispielsweise die Volllaststunden für solare Energieerzeuger dementsprechend über den deutschlandweiten Zahlen, während die Volllaststunden von Windenergieanlagen leicht unter den im Szenario angenommenen Zahlen liegen.

Ausgangsjahr für die Betrachtung ist das Jahr 2018. Alle für dieses Jahr angesetzten Werte sind aus den Statistiken des Landes Baden-Württemberg entnommen (Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft BW, 2021).

## 8.2 Erneuerbare Energien in Baden-Württemberg

Der angenommene Ausbau der erneuerbaren Energien verläuft in zwei linearen Teilabschnitten: Von 2018 bis 2030 wächst die Photovoltaik von 5,8 GW auf 16,3 GW an. Dies entspricht einem Nettozuwachs[17] von 875 MW/a. In den Folgejahren steigt der Ausbau im Szenario auf 1,56 GW/a und führt zu einem Ausbau der Photovoltaik auf 39,85 GW im Jahr 2045. Die dafür nötige Fläche entspricht in etwa 1,2 % der Fläche Baden-Württembergs. Es wird ferner angenommen, dass davon etwa 60 % auf Freiflächen-PV und 40% auf Dach-PV entfällt.

17 | Der Nettozuwachs beschreibt den effektiven Ausbau, bestehend aus der Differenz aus Zubau und Rückbau.




Quelle: Eigene Darstellung, basierend auf (Prognos, Öko-Institut, Wuppertal-Institut, 2021), (Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft BW, 2021). Hinweis: Angegebene Werte in MW/a beziehen sich auf die jährliche Steigerungsrate der installierten Leistung in den jeweiligen Zeitabschnitten.

Abbildung 39: Ausbaupfade Windenergie und Photovoltaik in Baden-Württemberg

Die in Baden-Württemberg installierte Leistung der Windkraft wächst von 2018 bis 2030 von 1,5 GW auf 4,3 GW – um 233 MW/a. Der Ausbau der Windkraft steigt anschließend auf 433 MW/a, sodass im Jahr 2045 eine installierte Leistung von etwa 10,8 GW erreicht wird. Dies entspricht einer Nutzung von etwa 1,2 % der Landesfläche.

Die für die Verstromung genutzte Biomasse nimmt langsam, aber stetig ab, bis 2030 um 3,6 MW/a und bis 2045 um 6,6 MW/a. Im Jahr 2045 sind noch etwa 560 MW der derzeit installierten Leistung von 665 MW vorhanden. Die Wasserkraft im Bundesland bleibt bis 2045 konstant bei einer installierten Leistung von 885 MW.

Abbildung 39 zeigt die installierte Leistung und die Energieerzeugung der erneuerbaren Energien Wind onshore und Photovoltaik im Szenario. Für eine bessere Vergleichbarkeit ist die reale Ausbaumenge für Wind und PV aus dem Jahr 2020 auf den gesamten Betrachtungszeitraum fortgeschrieben aufgetragen. Aus dem Vergleich wird ersichtlich, dass der gemäß dem Szenario „Klimaneutrales DE 2045“ vorgegebene Ausbaupfad und die Erreichung des Flächenziels sehr ambitioniert für das Land Baden-Württemberg sind und zukünftig erheblicher zusätzlicher Anstrengungen bedürfen.

## 8.3 Strombilanz bis zum Jahr 2045

Die ermittelte Strombilanz Baden-Württembergs von 2018 bis 2045 ist in Abbildung 40 dargestellt.

Die Jahre 2018–2025 sind vom Ausstieg aus der Kernenergie geprägt. Die stillgelegten Kapazitäten werden zunächst ausgeglichen durch einen Anstieg aller anderen Komponenten: Kohle, erneuerbare Energien, Gas und Stromimporte nehmen allesamt leicht zu.

Der anschließende Ausstieg aus der Kohleverstromung bis 2030 sorgt für einen weiteren Anstieg der übrigen Komponenten, insbesondere von Stromimporten und der Energieerzeugung durch Gas. Aber auch die Erzeugung durch erneuerbare Energien nimmt zu. Der Stromverbrauch steigt in den Jahren bis 2030 nur leicht von 72 TWh/a auf 74 TWh/a.

Das ändert sich ab dem Jahr 2030: Es kommt zu einem starken Anstieg des Stromverbrauchs. Dieser ist insbesondere getrieben durch die steigende Sektorenkopplung und die Elektrifizierung des Energiesystems. Der Zusatzbedarf für die Elektrolyse ist in dieser Betrachtung nicht inbegriffen. Gleichzeitig kommt es zu einem stärkeren Ausbau der erneuerbaren Energien, während die Energieerzeugung durch Gas leicht abnimmt. Der Anteil von Wasserstoff an der Energieerzeugung nimmt jedoch zu.

Dieser Trend setzt sich bis 2045 fort – der Stromverbrauch steigt. Die Energieerzeugung durch erneuerbare Energien nimmt ebenfalls stark zu. Aufgrund der erhöhten Verfügbarkeit von erneuerbaren Energien in den anderen Bundesländern kann mehr Strom aus erneuerbaren Quellen importiert werden und es kommt in Folge dessen zu einem Rückgang der Erzeugung aus Gas. Baden-Württemberg wird zukünftig genau wie heute auf Stromimporte angewiesen sein.

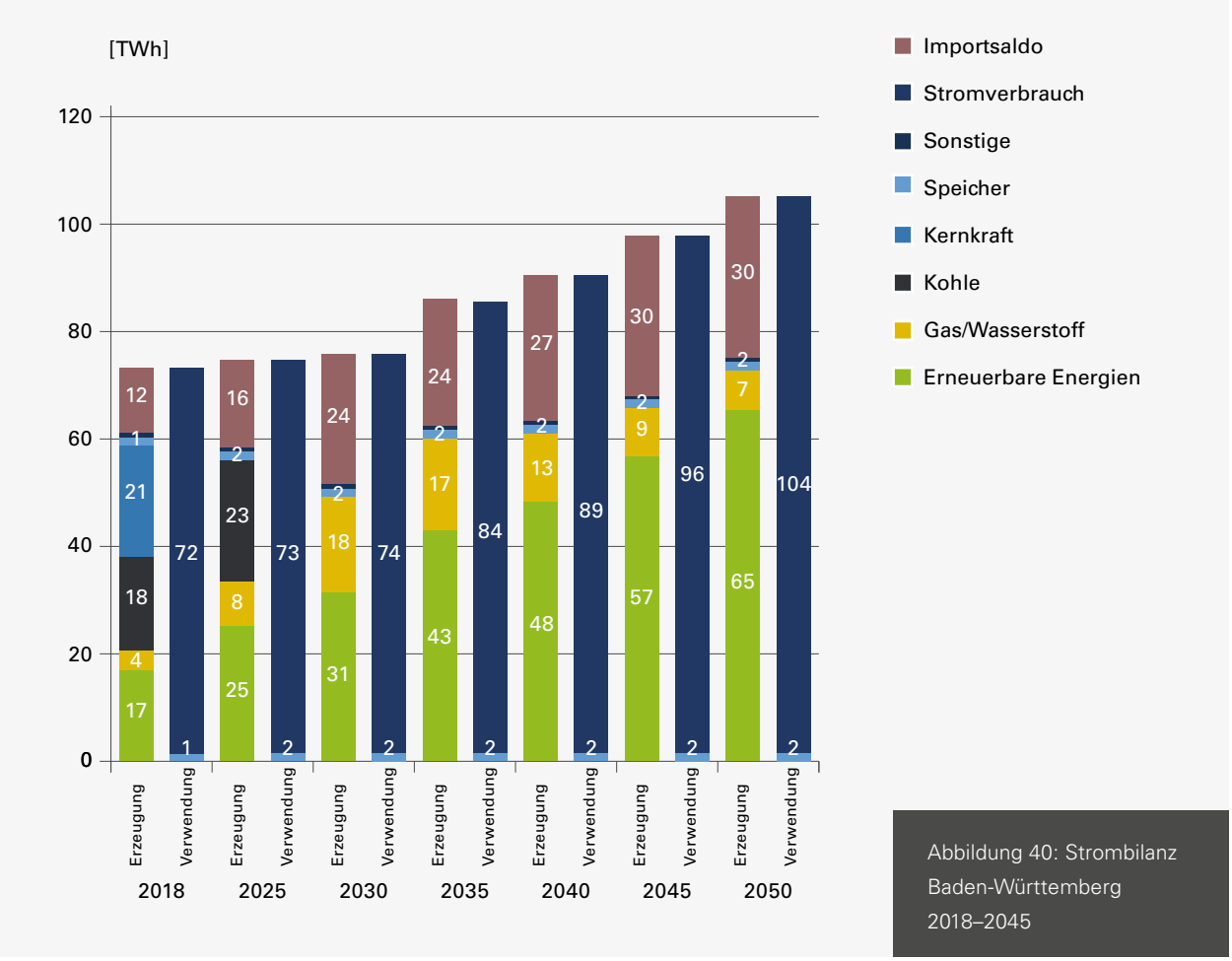



Abbildung 40: Strombilanz Baden-Württemberg 2018–2045

Quelle: Eigene Darstellung, basierend auf (Prognos, Öko-Institut, Wuppertal-Institut, 2021)
Hinweis: Gas/Wasserstoff bei der Erzeugung bedeutet den Einsatz von Gas bzw. Wasserstoff zur Stromproduktion in $H_2$-ready-Kraftwerken

## 8.4 Erneuerbare Energien außerhalb des EEG (Post-EEG)

Bis 2035 wird es in Baden-Württemberg ca. 5,6 GW Erneuerbare-Energien-Anlagen geben, die aus der 20-jährigen EEG-Förderung fallen (sogenannte Post-EEG-Anlagen).

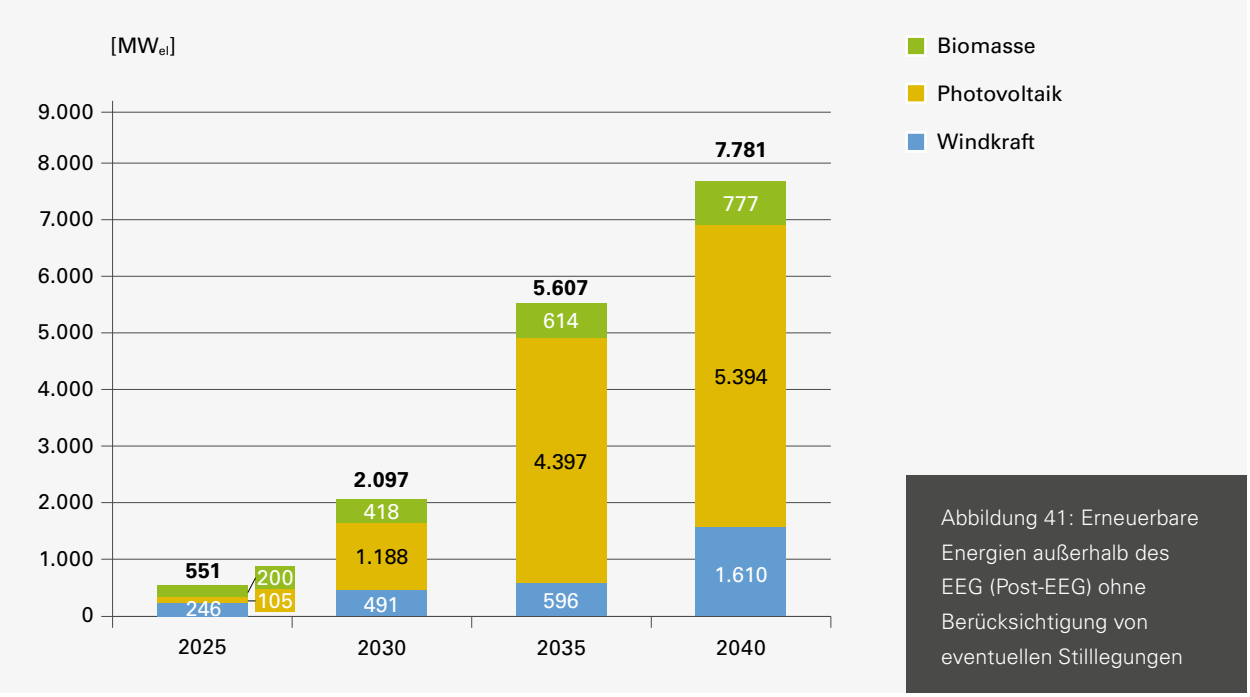
Für die Post-EEG-Anlagen bestehen folgende Optionen:

- Stilllegung,
- Weiterbetrieb (ggf. mit Reinvestitionen und Instandhaltungsmaßnahmen) und Direktvermarktung des produzierten Stroms und
- Repowering.

Die Post-EEG-Anlagen stünden prinzipiell für die Erzeugung von Wasserstoff zur Verfügung. Jedoch wird die EU-Kommission in dem sogenannten „Delegated Act" zur Renewable-Energy-Directive II festlegen, unter welchen Erzeugungsbedingungen Wasserstoff als grün eingestuft werden kann. Die im Entwurf vorliegenden Regelungen sehen vor, dass nur Strom aus EE-Anlagen, die nicht älter als zwölf Monate sind, genutzt werden darf (EEHH, 2021). Es bestehen noch Unsicherheiten, ob der „Delegated Act" in dieser Form in Kraft tritt. Bliebe er weitestgehend unverändert, können Post-EEG-Anlagen voraussichtlich nicht für die Elektrolyse genutzt werden.

Auch aufgrund zusätzlicher Aspekte wird angenommen, dass nur wenige dieser Post-EEG-Anlagen speziell auch in Baden-Württemberg für die Elektrolyse verwendet werden. Zunächst wird eine Stilllegung der Anlagen in einigen Fällen notwendig sein, wenn die Anlagen nur noch mit erheblichen Instandhaltungsmaßnahmen betrieben werden können. In diesen Fällen sollten die Standorte für neue, leistungsstärkere Anlagen genutzt werden, da es sich bei der Analyse der Strombilanz gezeigt hat, dass diese Anlagen bzw. Standorte weiterhin für die Stromversorgung in Baden-Württemberg benötigt werden. Bei einer vollständigen Ersatzinvestition der Anlagen (z. B. mittels Repowering) werden diese voraussichtlich wieder in die EEG-Förderung fallen und stünden damit nach der derzeitigen Regelung für die Elektrolyse nicht mehr zur Verfügung. Zudem sind die derzeitigen Biogasanlagen wertvolle regelbare Kraftwerke, die flexible und steuerbare Energie in einem volatilen Energiesystem bereitstellen können.

Eine genaue Abschätzung der verwendbaren Post-EEG-Anlagen für die Elektrolyse ist aus den oben genannten Unsicherheiten derzeit nicht zu treffen.




Quelle: Eigene Darstellung, basierend auf (Bundesnetzagentur, 2021)

Abbildung 41: Erneuerbare Energien außerhalb des EEG (Post-EEG) ohne Berücksichtigung von eventuellen Stilllegungen

# 09 Netzstrukturen

© delectus/
istockphoto

# 09

# Netzstrukturen

In diesem Kapitel werden die aktuellen und die zukünftigen Netzstrukturen in Baden- Württemberg dargestellt. Zunächst wird darauf eingegangen, welche Einflussfaktoren die Standortwahl von Elektrolyseuren beeinflussen. Anschließend werden die Einflussfaktoren Stromnetz und Wasserstoffnetz genauer beleuchtet. Zum einen wird aufgezeigt, welche Stromnetzverstärkungsmaßnahmen für Baden-Württemberg zu erwarten sind. Zum anderen wird dargestellt, wie ein zukünftiges Wasserstoffnetz aussehen könnte. Die Stromnetzverstärkungsmaßnahmen dienen dazu, den zukünftigen Strombedarf in Baden-Württemberg vermehrt über Importe zu decken. Der Strom steht dann ggf. für die Elektrolyse in Baden-Württemberg zur Verfügung. Elektrolyse vor Ort ist eventuell nicht notwendig, wenn Wasserstoff über ein Wasserstoffnetz nach Baden-Württemberg importiert werden kann. Hier wird insbesondere auf die zeitliche Schiene für die Realisierung eines Wasserstoffnetzes eingegangen.

## 9.1 Einflussfaktoren für die Wahl des Standortes für Elektrolyseure

Für die Wahl des Standortes für Elektrolyseure spielen eine Reihe von Einflussfaktoren eine wichtige Rolle (siehe Abbildung 42). Die Einflussfaktoren betreffen dabei sowohl die Mikroebene der Unternehmen als auch die gesamtwirtschaftliche Ebene des Energiesystems.

Zunächst hat die Nachfrage (Menge und Zeitpunkte) nach Wasserstoff einen wichtigen Einfluss auf die Wahl des Standortes für Elektrolyseure. Dabei ist auch entscheidend, in welchen Sektoren Wasserstoff zum Einsatz kommt, weil dies wiederum Einfluss auf die regionale und saisonale Struktur der Wasserstoffnachfrage hat. Diese kann wiederum die Standortwahl beeinflussen.

Neben diesen nachfrageseitigen Einflussfaktoren ist jedoch auch entscheidend, inwieweit eine Transportinfrastruktur für Wasserstoff besteht. Diese ist für die Ansiedelung von Elektrolyseuren erforderlich, sofern Nachfrage und Elektrolysestandort nicht direkt zusammenfallen. Ist eine Transportinfrastruktur für Wasserstoff vorhanden, kann diese möglicherweise auch für den Import von Wasserstoff genutzt werden, wodurch eine Konkurrenz zum Betrieb eines Elektrolyseurs entsteht.

Hinsichtlich des Stromsystems bestehen für den Betrieb der Elektrolyse möglicherweise Einschränkungen. Sofern nicht genügend erneuerbare Energien zur Verfügung stehen, um die Nachfrage der Elektrolyseure mit Grünstrom zu decken, würde ein Standortnachteil entstehen. Hierauf haben sowohl die regionale Stromnachfrage als auch die Erzeugung erneuerbarer Energien einen großen Einfluss. Prinzipiell kann auch ein Stromimport aus anderen Regionen oder Ländern erfolgen. Hierfür ist jedoch genügend Übertragungskapazität der Stromnetze notwendig.

Auf Unternehmensebene kann es Faktoren geben, die für einen Betrieb der Elektrolyse vor Ort sprechen. Dies ist dann der Fall, wenn hinsichtlich des Produktionsprozesses Synergien am Standort genutzt werden können. Dies kann zum Beispiel die Nutzung von Sauerstoff sein, der bei der Wasserelektrolyse ebenfalls anfällt. Sofern am Standort größere Mengen an Abwärme anfallen, lässt sich diese auch in Hochtemperaturelektrolyseuren nutzen, was zu einer Verbesserung des elektrischen Wirkungsgrades führt. Außerdem kann möglicherweise die Abwärme, die bei alkalischen oder PEM-Elektrolysen entsteht, in Wärmenetze eingebunden werden. Hierbei gibt es jedoch saisonale Einschränkungen wegen der Wärmenachfrage. Bei der Nutzung eines alkalischen Elektrolyseurs an einem Standort mit chemischen Produktionsanlagen könnten darüber hinaus Synergien in Bezug auf den Umgang mit alkalischen Laugen entstehen.

Quelle: Eigene Darstellung

Abbildung 42: Einflussfaktoren für die Wahl des Standortes für Elektrolyseure

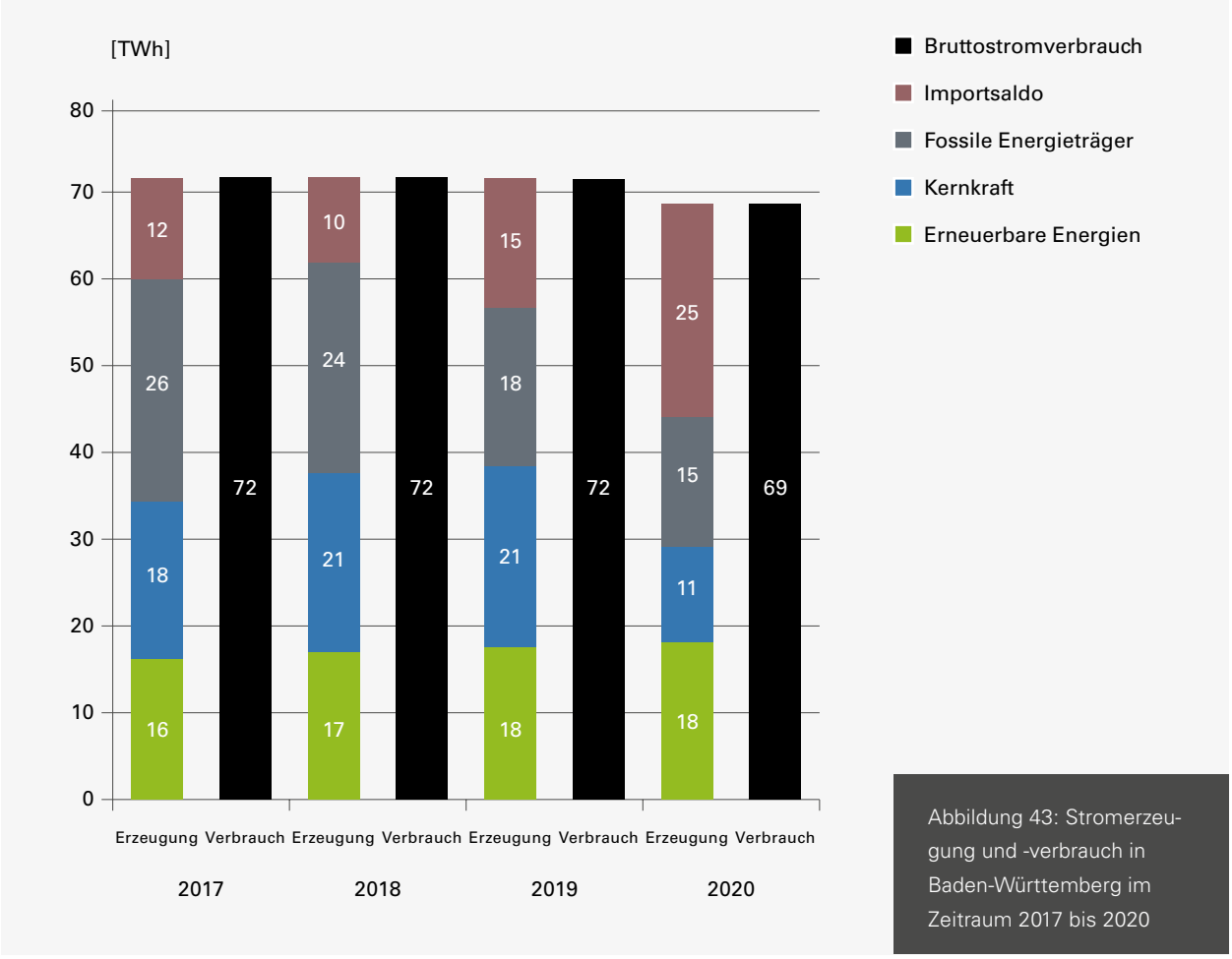
Zum Thema Wasserstoffnachfrage wurde bereits in Kapitel 3 ausführlich argumentiert. Im Folgenden werden das Stromsystem und die mögliche Wasserstoffversorgung via Wasserstoffnetz in Baden-Württemberg betrachtet.

## 9.2 Stromnetze

Das Land Baden-Württemberg importiert seit vielen Jahren Strom aus dem In- und Ausland. Abbildung 43 illustriert die Stromerzeugung und den -verbrauch in dem Bundesland im Zeitraum von 2017 bis 2020. Schon im Jahr 2017 bestand die Notwendigkeit, 12 TWh/a Strom nach Baden-Württemberg zu importieren. Aufgrund der Abschaltung des Kernkraftwerks Philippsburg 2 am 31.12.2019 und eines damit einhergehenden Wegfalls von ca. 10 TWh/a Stromerzeugung stiegen die Importanteile im Jahr 2020 auf insgesamt 25 TWh/a an. Spätestens am Ende des Jahres 2022 wird das letzte Kernkraftwerk, Neckarwestheim 2, abgeschaltet. Damit dürften weitere 11 TWh/a Stromerzeugung in dem Bundesland wegfallen und die Importabhängigkeit wird weiter zunehmen.

In Antizipation der wegfallenden Erzeugung aus Kernkraftanlagen wurden in den Netzentwicklungsplänen Strom bereits die Verstärkung und der Ausbau der Stromübertragungsnetze geplant, um Strom aus Regionen mit hoher Einspeisung erneuerbarer Energien nach Baden-Württemberg zu transportieren (NEP Strom 2035, 2021). Insbesondere zwei Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungs-Leitungen (kurz: HGÜ-Leitungen) sollen die wegfallende Stromerzeugung aus den Kernkraftwerken kompensieren.

Diese HGÜ-Leitungen werden zukünftig die Stromproduktion aus Offshore-Windparks im Norden von Deutschland direkt in den Süden Deutschlands transportieren. Derzeit sind zwei HGÜ-Verbindungen für Baden-Württemberg vorgesehen. Die sogenannte Südlink-HGÜ-Leitung verbindet die Standorte Brunsbüttel in Schleswig-Holstein mit Großgartach in Baden-Württemberg. Südlink wird eine Länge von 770 km haben und

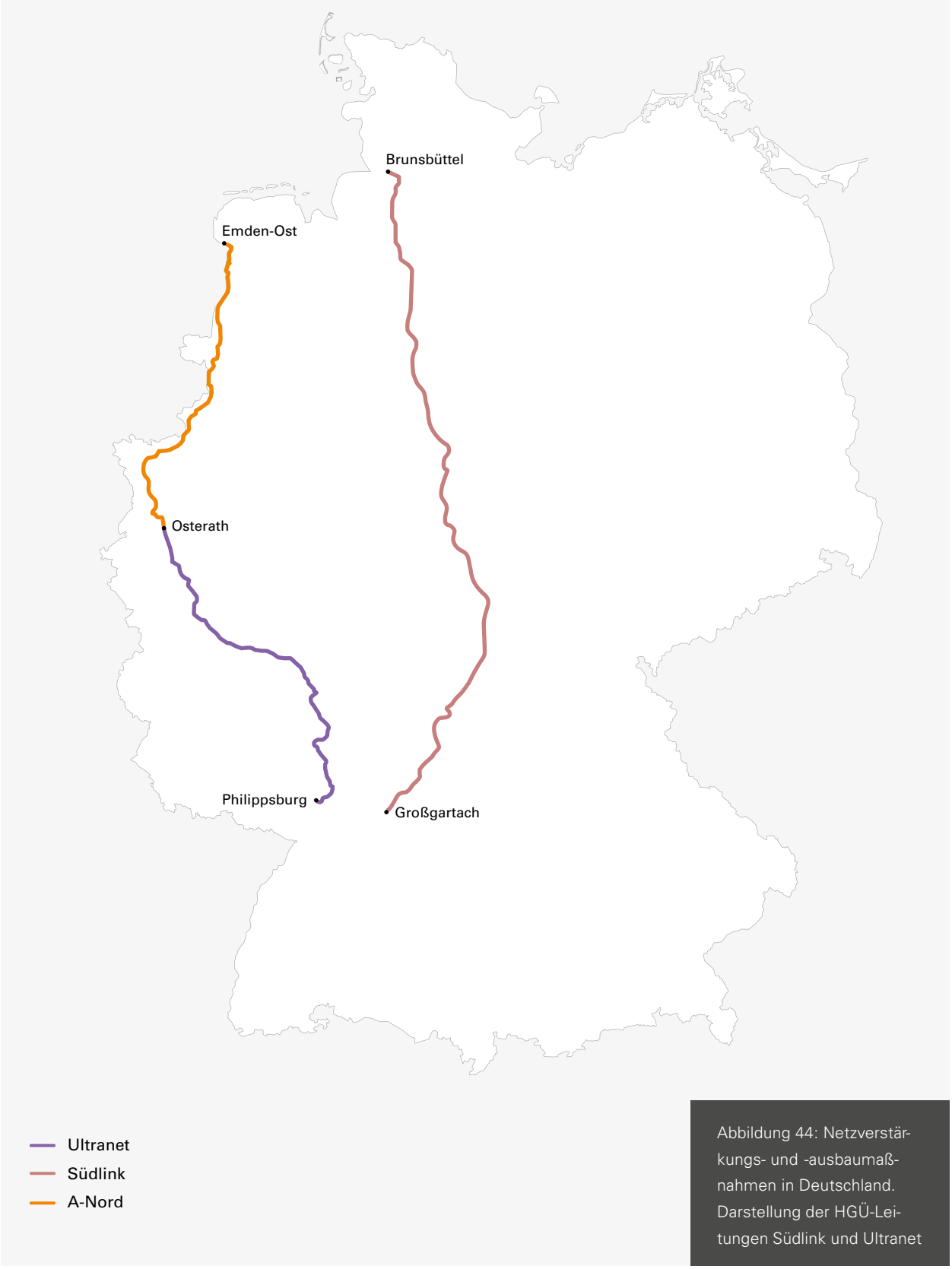



Quelle: Eigene Darstellung auf Basis (Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft BW, 2021)

Abbildung 43: Stromerzeugung und -verbrauch in Baden-Württemberg im Zeitraum 2017 bis 2020

eine Leistung von 2 GW aufweisen. Die HGÜ-Leitung Ultranet ist eine Verlängerung der Leitung A-Nord, die die Standorte Emden in Niedersachsen und Osterath verbindet. Ultranet wird eine Länge von 340 km haben (zusammen mit A-Nord beträgt die Gesamtlänge 660 km). Ultranet wird ebenfalls eine Leistung von 2 GW aufweisen. Beide Leitungen befinden sich teilweise im Bau und teilweise im Planfeststellungsverfahren. Aufgrund vieler Einwendungen in diesem Verfahren durch betroffene Bürger:innen und Nichtregierungsorganisationen kann der Abschluss des Planfeststellungsverfahrens und damit die Bauphase und das Inbetriebnahmedatum nicht genau bestimmt werden. Realistisch erscheint eine Inbetriebnahme zwischen 2024 und 2026 für beide Leitungen. Darüber hinaus sind zwei weitere HGÜ-Verbindungen aus dem Norden Deutschlands nach Bayern vorgesehen: Südostlink und Südlink-Bayern mit ebenfalls jeweils 2 GW Leistung (NEP Strom 2035, 2021).

Sobald die für Baden-Württemberg vorgesehenen HGÜ-Leitungen in Betrieb genommen sind, werden sie 4 GW Leistung in das Bundesland transportieren können und damit den Leistungswegfall durch die Kernkraftwerke teilweise kompensieren. Anders als die im deutschen Stromsystem vorherrschenden Wechselstromleitungen können HGÜ-Leitungen aufgrund ihrer elektrotechnischen Eigenschaften direkt gesteuert werden. Insofern ist es möglich, unabhängig von der Lastsituation im deutschen Stromsystem die Richtung des Stroms innerhalb einer HGÜ-Leitung vorzugeben. Es kann daher angenommen werden, dass die HGÜ-Leitungen zielgerichtet Strom aus dem windreichen Norden in den Süden transportieren werden. Insofern können die Leitungen wie eine zusätzliche Erzeugungsquelle angesehen werden. Da die HGÜ-Leitungen insbesondere Strom aus den Offshore-Windparks in den Süden transportieren sollen, können auch deren Volllaststunden als Richtwert für die Auslastung der HGÜ-Leitungen herangezogen werden. Offshore-Windparks werden zukünftig voraussichtlich 3.800 Volllaststunden aufweisen (Prognos, Öko-Institut, Wuppertal-Institut, 2021). Es wird daher angenommen, dass inklusive der Übertragungsverluste (ca. 14 %) (FFE, 2014) mindestens eine Strommenge von 13 TWh/a nach Baden-Württemberg transportiert werden kann.

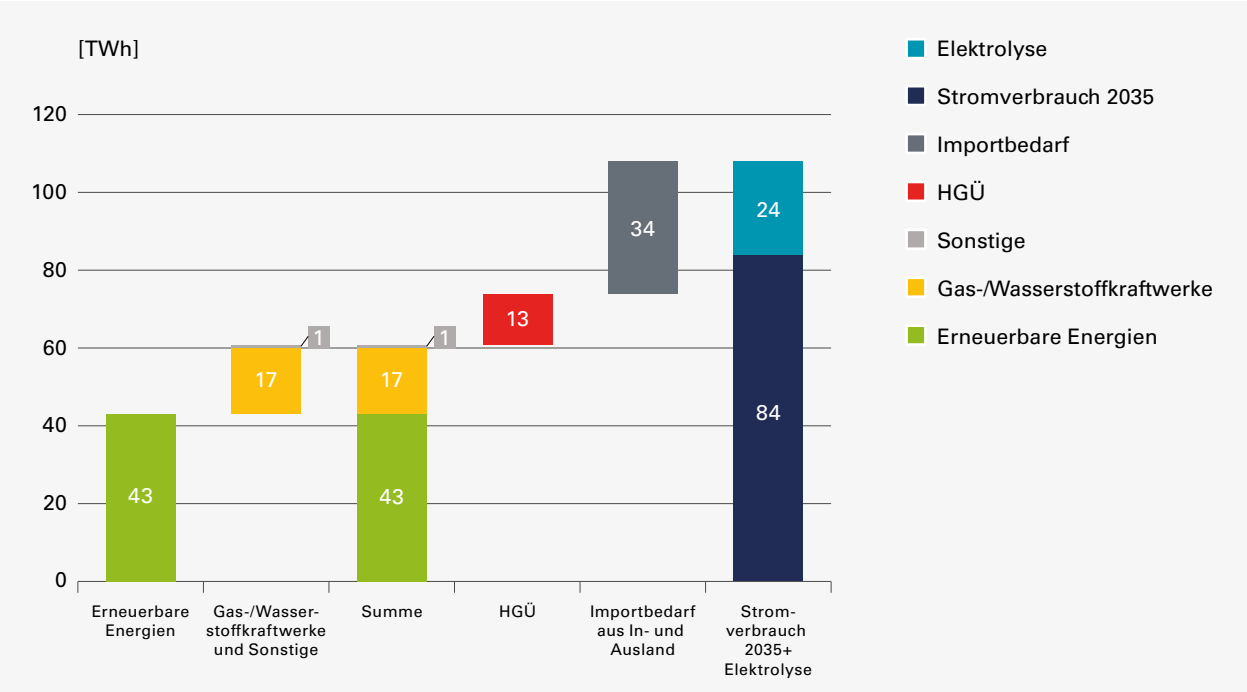



Quelle: (NEP Strom 2035, 2021)

Abbildung 44: Netzverstärkungs- und -ausbaumaßnahmen in Deutschland. Darstellung der HGÜ-Leitungen Südlink und Ultranet

Darüber hinaus sind eine Vielzahl von Netzausbau- und -verstärkungsmaßnahmen für Baden-Württemberg bzw. in den Grenzregionen von Baden-Württemberg zu Hessen, Bayern, Rheinland-Pfalz und Frankreich vorgesehen. Die Mehrzahl dieser Projekte sind Netzverstärkungsmaßnahmen wie z. B. der Austausch einer 220-kV-Leitung durch eine 380-kV-Leitung. Sie führen zu einer Verbesserung der Übertragungsleistung. Vornehmlich dienen die Netzmaßnahmen dazu, Netzengpässe in Nord-Süd-Richtung aufzulösen. Gleichzeitig erhöht sich hiermit aber auch die Übertragungskapazität von Norden nach Süden. Es kann grundsätzlich angenommen werden, dass aufgrund dieser Netzmaßnahmen zusätzlicher Strom aus dem Norden transportiert wird und Teile des Defizits in Baden-Württemberg kompensiert werden (NEP Strom 2035, 2021). Genaue Mengen des Stromtransports über Wechselstromleitungen sind schwierig abzuschätzen und bedürfen einer Stromnetzmodellierung, die innerhalb der vorliegenden Studie nicht vorgesehen ist.

Abbildung 45 zeigt die potenzielle Stromerzeugungs- und -verwendungssituation in Baden-Württemberg im Jahr 2035. Nach den Plänen der Bundesregierung und des Landes Baden-Württemberg werden bis zum Jahr 2035 sowohl die Kernkraftwerke als auch die Kohlekraftwerke dauerhaft abgeschaltet sein und nicht mehr zur Stromversorgung beitragen. Ausgehend von einem starken Wachstum der erneuerbaren Energien und der Gaskraftwerke wird die Stromversorgung in Baden-Württemberg inklusive der sonstigen Erzeugung (z. B. Müllverbrennungsanlagen) ca. 61 TWh/a betragen. Hinzu kommen Stromimporte über HGÜ-Leitungen in Höhe von rund 13 TWh/a. Insgesamt werden Stromerzeugung und -import im Bundesland dann 74 TWh/a betragen. Gleichzeitig wird der Stromverbrauch in Baden-Württemberg in diesem Zeitraum auf 84 TWh/a ohne Aufwand für die Elektrolyse anwachsen. Wenn zusätzliche Elektrolyse durchgeführt wird, um den $H_2$-Bedarf von 16 TWh/a zu decken, wird bei einem Wirkungsgrad von 68 % eine Stromerzeugung von 24 TWh/a benötigt. Somit ergibt sich ein Stromverbrauch inkl. Elektrolyse von 108 TWh/a im Jahr 2035. Diesem stehen 74 TWh/a Stromerzeugung gegenüber, sodass ein Defizit von 34 TWh/a entsteht, das über Stromimporte aus dem In- und Ausland gedeckt werden muss. Dies ist aufgrund der Netzausbaumaßnahmen im Wechselstromnetz nicht völlig unrealistisch. Langfristig wird in Baden-Württemberg erzeugter Strom rechnerisch jedoch nur die Nachfrage ohne Elektrolyse im Bundesland decken können.




Quelle: Eigene Darstellung auf Basis (NEP Strom 2035, 2021), (Prognos, Öko-Institut, Wuppertal-Institut, 2021) und eigene Berechnung

Abbildung 45: Potenzielle Situation – Deckung des Strombedarfs inklusive Elektrolyse im Jahr 2035

## 9.3 Wasserstoffnetze

Eine Option zur Deckung des $H_2$-Bedarfs ist die Versorgung über ein Wasserstoffnetz. Im Vorfeld zum Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030 (NEP Gas 2020) haben die Fernleitungsnetzbetreiber (FNB Gas, 2021a) im Rahmen einer Marktbefragung Quellen und Senken von Wasserstoff erfasst. Um die Quellen anzuschließen und die Senken mit Wasserstoff zu versorgen, haben sie innerhalb der sogenannten Wasserstoffvariante ein Wasserstoffnetz vorgeschlagen. Abbildung 46 zeigt dieses Wasserstoffnetz für das Jahr 2030 (grüne Teilstriche).[18]

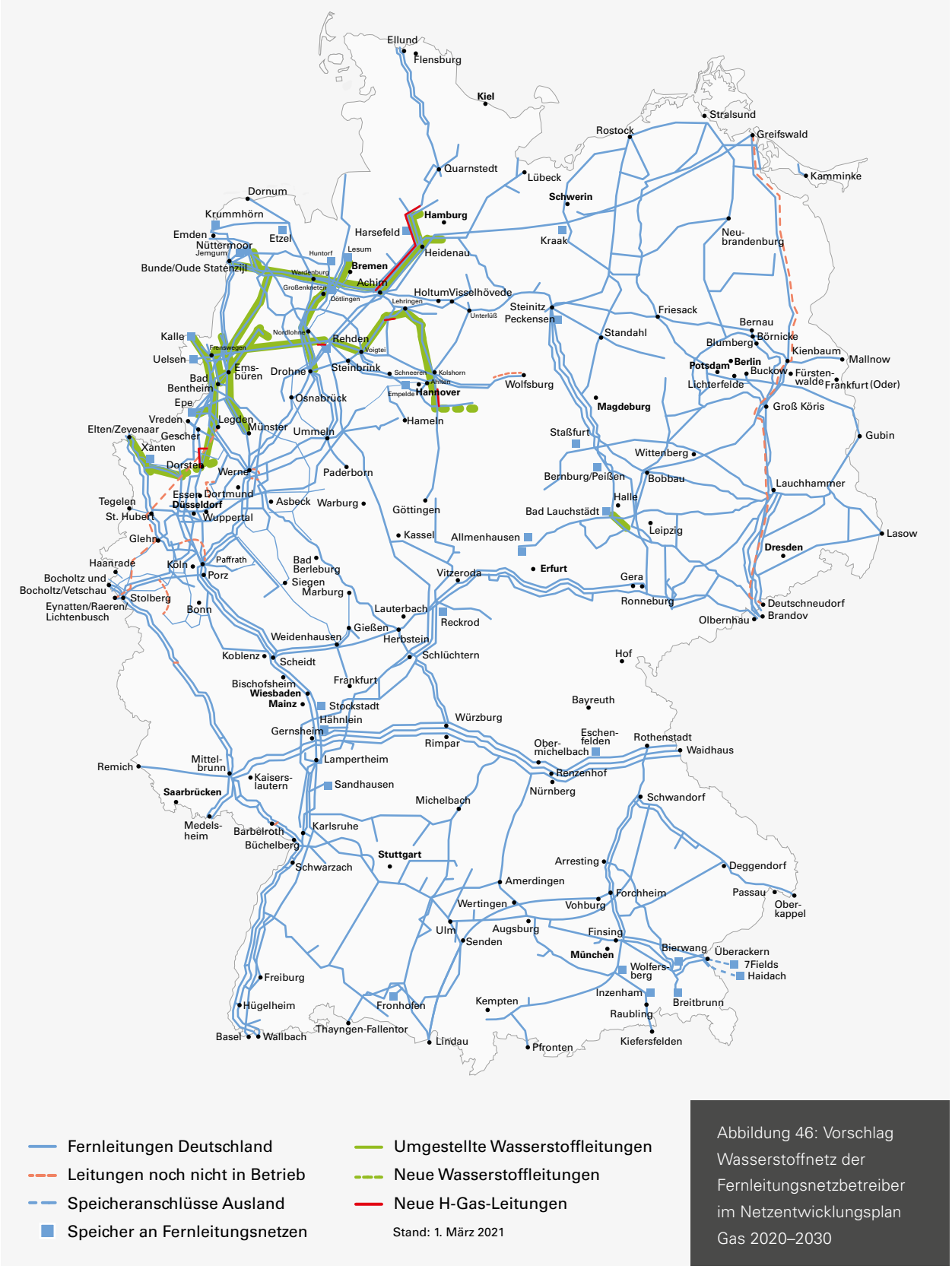
Dieses vorgeschlagene Wasserstoffnetz konzentriert sich vornehmlich auf den Nordwesten Deutschlands. Dort können Teile des bestehenden Transportnetzes für die L-Gas-Qualität durch die Umstellung auf die H-Gas-Qualität für den Transport von Wasserstoff umgewidmet werden. Diese Umwidmung ist mit verhältnismäßig geringem (Kosten-)Aufwand verbunden, da bestehende Pipelines weiterverwendet werden können. Darüber hinaus sind einige Neubauten sowohl für die Erdgas- (geringer Umfang) als auch für die Wasserstoffinfrastruktur notwendig, um dieses Wasserstoffnetz aus dem Erdgasnetz herauszulösen.

Das vorgeschlagene Wasserstoffnetz wurde in dieser Form allerdings von der zuständigen Stelle der BNetzA für den NEP Gas nicht bestätigt. Eine Begründung ist, dass die BNetzA zu diesem Zeitpunkt nicht für die Bestätigung eines Wasserstoffnetzes zuständig ist. Vielmehr wird jetzt von den Marktteilnehmern, die sich im regulierten Geschäft befinden (u. a. die FNB), gefordert, 2022 einen eigenen Wasserstoffbericht zu erstellen.

Die Leitungsabschnitte des Wasserstoffnetzes im Nordwesten Deutschlands haben eine besonders hohe Realisierungswahrscheinlichkeit aufgrund der oben genannten L-H-Gas-Umstellung und frei werdender Leitungsabschnitte. Die Umstellung erspart langfristige Planungs- und Bauphasen. Auch für den über den Nordwesten Deutschlands hinausgehenden Aufbau des Wasserstoffnetzes setzen die FNB auf frei werdende Leitungsabschnitte. Dies ist insbesondere immer dann möglich, wenn Leitungsverläufe mindestens doppelsträngig ausgelegt sind sodass über mindestens einen zweiten Strang zunächst die Erdgasversorgung weiterhin aufrecht erhalten bleibt. Das bedeutet aber auch, dass die Leitung für den Wasserstofftransport nur frei wird, wenn die Erdgasversorgung auf die anderen Stränge gelegt werden kann.

In der Zwischenzeit haben die FNB einen weiteren Vorschlag für ein Wasserstoffnetz im Jahr 2030 erarbeitet. Während das in Abbildung 46 dargestellte Wasserstoffnetz aus dem Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030 auf Basis von konkret gemeldeten Erzeugungen und Abnahmen berechnet wurde, ist das in Abbildung 47 dargestellte $H_2$-Netz ein szenarienbasiertes $H_2$-Netz. Das bedeutet, es beruht auf einem unterliegenden Wasserstoffabnahmeszenario mit prognostizierten Erzeugungen und Abnahmen. Insofern muss dieses Netz durch entsprechende konkrete Abnahmen und Erzeugungen in dieser Form bestätigt werden. Es dient aber zunächst den FNB als Orientierungsrahmen für die weitere Wasserstoffnetzplanung.

18 | Netzentwicklungsplan Gas 2020-2030. Online: https://fnb-gas.de/wp-content/uploads/2021/09/fnb_gas_nep_gas_2020_de-1.pdf. Seite 171.

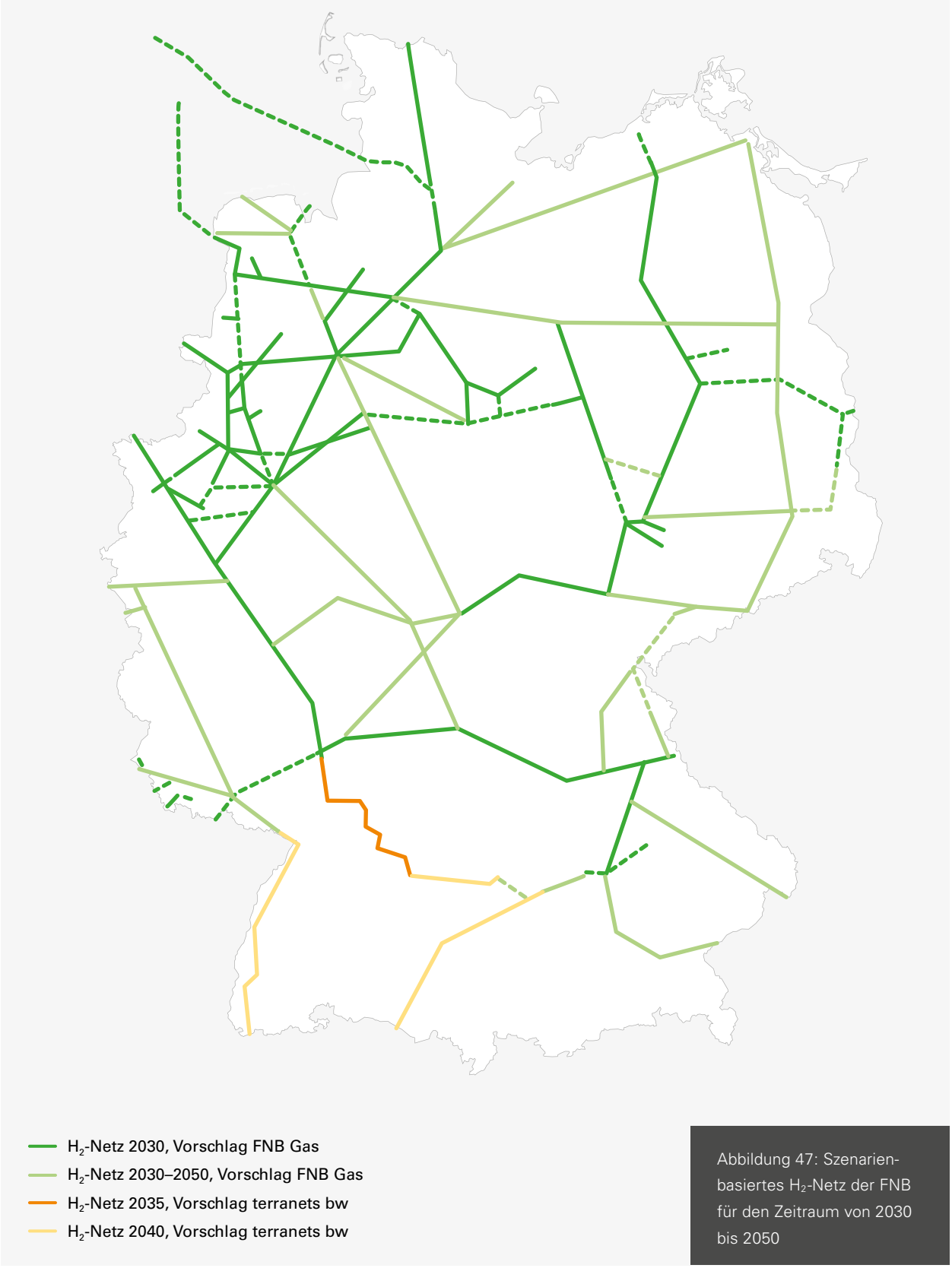



Quelle: (FNB Gas, 2021a)

- Fernleitungen Deutschland
- Leitungen noch nicht in Betrieb
- Speicheranschlüsse Ausland
- Speicher an Fernleitungsnetzen
- Umgestellte Wasserstoffleitungen
- Neue Wasserstoffleitungen
- Neue H-Gas-Leitungen

Stand: 1. März 2021

Abbildung 46: Vorschlag Wasserstoffnetz der Fernleitungsnetzbetreiber im Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030



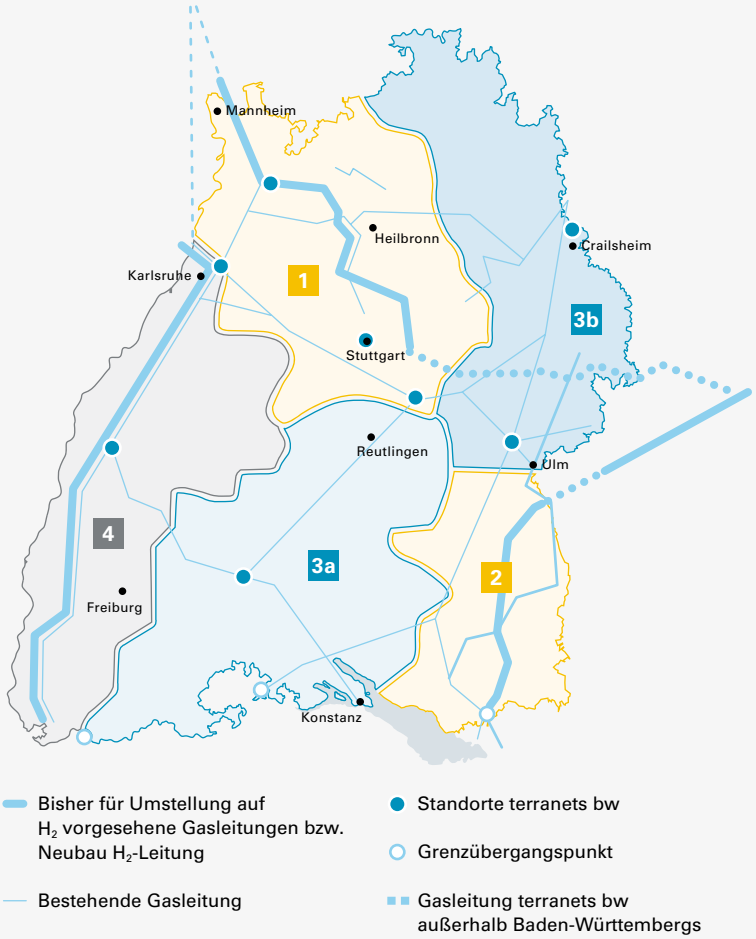

Quelle: (FNB Gas, 2021c), (terranets bw, 2021)

Abbildung 47: Szenarien-basiertes $H_2$-Netz der FNB für den Zeitraum von 2030 bis 2050

Besonders hervorgehoben ist in Abbildung 47 die Einschätzung des in Baden-Württemberg ansässigen Gasfernleitungsnetzbetreibers terranets bw zu den möglichen Wasserstoffleitungen in den Jahren 2035 und 2040. Diese Einschätzung basiert auf der Marktabfrage der FNB. Wie in Abbildung 48 dargestellt, wurden anhand der Marktabfrage vier Cluster identifiziert. terranets bw geht davon aus, dass der Bereich Rhein-Neckar und der Großraum Stuttgart (Cluster 1) über eine Umstellung der Süddeutschen Erdgasleitung (SEL) oder einen Neubau 2035 versorgt werden können. Der Regierungsbezirk Tübingen und östlicher Bodensee wird dem Cluster 2 zugeordnet und kann voraussichtlich ab 2040 über eine Wasserstoffleitung erreicht werden. Für die Region Schwarzwald-Baar (Cluster 3a) wäre bei einem ausreichenden Bedarf und entsprechenden Anfragen ein Anschluss ab 2040 möglich. Im Raum Göppingen – Heidenheim – Ulm (Cluster 3b) ist eine Erweiterung bestehender Leitungen erst bei hinreichendem Bedarf bis 2035 möglich. Die Rhein-Ebene (Cluster 4) wird derzeit durch die Leitungen von OGE und Fluxys versorgt. Hier erscheint eine Umstellung der Leitungen ab 2040 möglich.

**terranets bw bildet Cluster für das neue Wasserstoffnetz**

Ab 2035/40 bedarfsabhängig sukzessive Wasserstoffversorgung möglich




**Erläuterung $H_2$-Cluster**

Umstellung oder Neubau durch terranets bw möglich bzw. in Planung

- **1** Rhein-Neckar und Großraum Stuttgart: Umstellung SEL | Versorgung von Lampertheim (ab 2035)
- **2** Regierungsbezirk Tübingen und östlicher Bodensee: Umstellung DOB | Aufspeisung im Raum Ulm (ab 2040)

Noch kein hinreichender Bedarf und keine Doppelstruktur vorhanden

- **3a** Region Schwarzwald-Baar: Planung Neubau erst möglich bei hinreichendem Bedarf (ab 2040)
- **3b** Raum Göppingen – Heidenheim – Ulm: Neubau erst möglich bei hinreichendem Bedarf (bis 2035) | Raum Aalen und nördlich Aalen: Planung Neubau erst möglich bei hinreichendem Bedarf (ab 2040)

Anderer FNB koordiniert Erschließung

- **4** Fernleitungen Rhein-Ebene: $H_2$-Versorgung durch OGE/Fluxys (ab 2040)

Quelle: (terranets bw, 2021)

Abbildung 48: Umstellungspläne Wasserstoffinfrastruktur terranets bw

## 9.4 Vergleich der Strom- und Wasserstoffnetze

In der Studie „European Hydrogen Backbone“ werden die Kapazitäten für die Wasserstoffleitungen genannt (Guidehouse, 2021). Sie sind von dem vorhandenen Leitungsdurchmesser abhängig. Hydraulische Simulationen der Fernleitungsnetzbetreiber innerhalb der Studie zeigen, dass eine thermische Leistung von 13 $GW_{th}$ (Hi) bei einem Leitungsdurchmesser von 1.200 mm und eine thermische Leistung von 4,7–3,6 $GW_{th}$ (Hi) bei einem Leitungsdurchmesser von 900 mm möglich sind. Genaue Angaben zu den Leitungsdurchmessern für einzelne Teilstrecken finden sich weder im Netzentwicklungsplan Gas 2020 noch im EHB (Guidehouse, 2021a). Daher wurde auf die Datenbasis des Projektes SciGrid Gas (SciGrid Gas, 2021) zurückgegriffen. Es lässt sich anhand der Datenbasis folgern, dass für die Versorgung des Nordwesten Stuttgarts Leitungsdurchmesser um 900 mm einschlägig sind.

Bezüglich der Auslastung wird, ähnlich wie im Erdgasnetz, von einer durchschnittlichen Auslastung von 5.000 Volllaststunden der Pipelines ausgegangen. Diese Auslastung kommt u. a. aufgrund der saisonalen Nachfrage nach Erdgas zustande, d. h. im Winter eine hohe Auslastung der Kapazität und im Sommer eine niedrige. Theoretisch ist für eine Wasserstoffinfrastruktur auch eine höhere durchschnittliche Auslastung möglich, weil z. B. nur industrielle Abnehmer ans das Netz angeschlossen sind, die ein anderes Belieferungsprofil als Haushaltskunden haben. Daher werden als obere Auslastung 7.000 Volllaststunden angenommen.

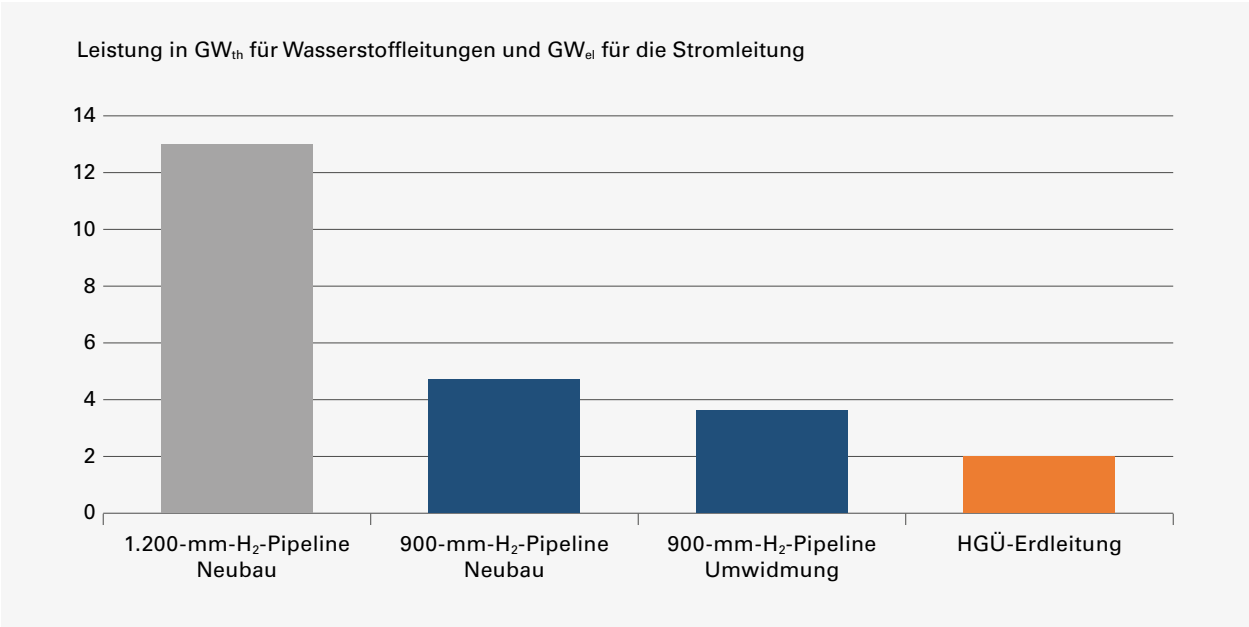
Der Vergleich mit Stromübertragungsleitungen (hier HGÜ) zeigt, dass Wasserstoffleitungen wesentlich höhere Transportleistungen aufweisen, bezogen jeweils auf den Energieträger, der transportiert wird. Abbildung 49 zeigt, dass selbst die umgewidmete Pipeline mit einem Durchmesser von 900 mm immer noch eine fast doppelt so hohe Transportleistung im Vergleich zu einer HGÜ-Erdleitung aufweist.

Solch ein Vergleich der Transportleistungen ist nur dann angebracht, wenn am Verbrauchsort der Energieträger Wasserstoff benötigt wird und nicht der Energieträger Strom. Der Transport von Strom hat unabhängig von dieser Betrachtung weiterhin seine Berechtigung, da Strom der vielseitigere und kostengünstigere Energieträger ist und direkt in Anwendungen, die in Zukunft einen zusätzlichen Stromverbrauch erzeugen, wie z. B. Wärmepumpen oder Elektrofahrzeuge, genutzt wird.

Die Kosten von umgewidmeten und neuen Wasserstoffpipelines liegen ebenfalls wesentlich unter denen von neuen Übertragungsstromleitungen und insbesondere unter denen von HGÜ-Erdleitungen. Die höheren Kosten der Stromleitungen liegen in den spezifisch höheren Kosten pro Einheit Transportleistung begründet. Auch hier gilt jedoch, dass dieser Vergleich nur dann gerechtfertigt ist, wenn am Verbrauchsort der Energieträger Wasserstoff benötigt wird. Das heißt, wenn ein neuer Verbrauchsort Wasserstoff benötigt (z. B. ein Standort der Grundstoffchemie benötigt grünen Wasserstoff), dann ist der Anschluss über eine Wasserstoffpipeline kostengünstiger im Vergleich zu dem Antransport von Strom über eine neue Transportleitung mit anschließender Elektrolyse vor Ort. Ein weiterer Vorteil ist der geringere genehmigungsrechtliche Aufwand für die Realisierung von umgewidmeten Wasserstoffpipelines im Vergleich zu Übertragungsstromleitungen, da diese Pipelines bereits gelegt sind und im besten Fall nur noch ein geringer Aufwand (z. B. der Austausch der Verdichter) für die Umwidmung anfällt.

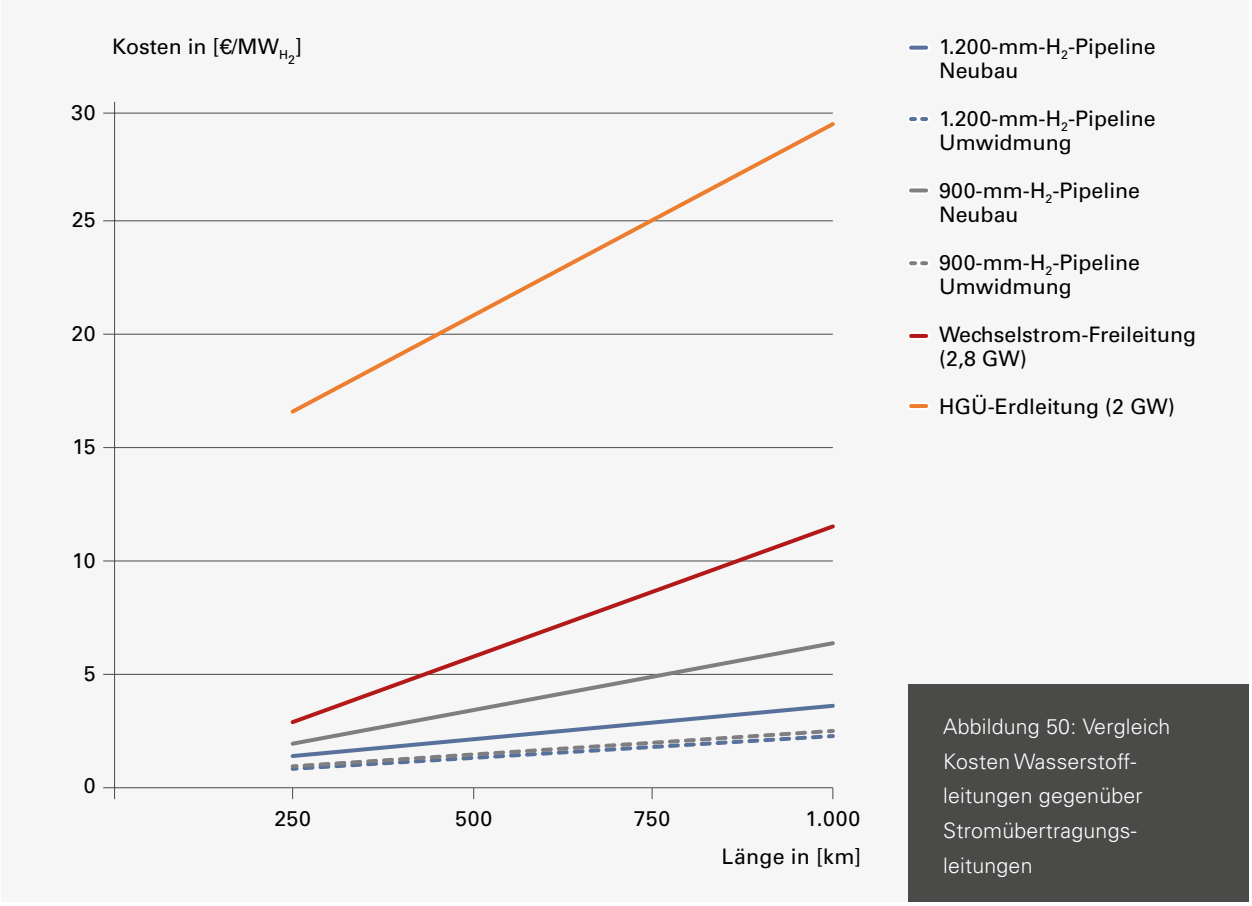
## 9.5 Alternative Transportoptionen mit Lkw und Binnenschiffen

Nach Kap 4.1 betragen die minimalen Kosten für die Bereitstellung von $H_2$ aus Übersee 12 ct/kWh. Am Anlandehafen (z. B. Rotterdam) liegt der Wasserstoff dann bereits in verflüssigter Form vor. Der hohe zusätzliche Kostenaufwand für die Verflüssigung entfällt in diesem Fall. Damit verursacht der Weitertransport des $LH_2$ über eine Distanz von 500 km mit Binnenschiffen lediglich zusätzliche Transportkosten von 0,74 ct/$kWh_{Hi}$ bzw. 2,02 ct/$kWh_{Hi}$ mit Lkw. Im Ergebnis könnte der Wasserstoff für minimal 12,74 ct/$kWh_{Hi}$ bereitgestellt werden und läge preislich 2–3 ct über dem einheimisch produzierten grünen Wasserstoff im Jahr 2030.




Quelle: Eigene Berechnung basierend auf (Guidehouse, 2021c)

Abbildung 49: Vergleich Transportleistungen Wasserstoffleitungen in $GW_{th}$ gegenüber HGÜ-Erdleitungen in $GW_{el}$




Quelle: Eigene Berechnungen auf Basis (FFE, 2014), (FNB Gas, 2021a), (Guidehouse, 2021c)
Hinweis: Die Übertragungsleitungen transportieren Strom, der am Zielort mittels Elektrolyse in Wasserstoff umgewandelt wird. Somit steigen die spezifischen Kosten der Transportleitung um die Wirkungsgradverluste von ca. 30 % in dieser Darstellung, da die Elektrolyse einen Wirkungsgrad von ca. 70 % bezogen auf den Heizwert hat. Um die Kosten des Stromtransportes für die Endanwendung in einem Stromverbraucher zu berechnen, müssten daher ca. 30 % der Kosten der Übertragungsleitungen abgezogen werden.

Abbildung 50: Vergleich Kosten Wasserstoff-leitungen gegenüber Stromübertragungs-leitungen

Restriktiv wirkt sich die Menge an Wasserstoff aus, die mit einem Lkw oder einem Binnenschiff transportiert werden kann. Während in einem Binnenschiff voraussichtlich 3,2 GWh (105 t $LH_2$) transportiert werden können, sind bei einem Lkw nur 0,12 GWh (4 t $LH_2$) möglich. Ein Industrieunternehmen mit einem Verbrauch von 300 GWh/a würde somit rund 95 Schiffsladungen flüssigen Wasserstoff im Jahr benötigen. Während jedoch stationäre $H_2$-Speicher bereits etabliert sind, sind die erforderlichen Transportschiffe für $H_2$ und die Hafeninfrastruktur noch in der Entwicklung. Hier gibt es verschiedene Forschungs- und Implementierungsprojekte wie beispielsweise WASh2Emden, TransHyDE, AquaVentus oder Green Wilhelmshaven, in denen $H_2$-Transporttechnologien und -Infrastrukturen erforscht und vorangetrieben werden.

## 9.6 Zusammenfassung Versorgungssituation Baden-Württemberg bis 2035

Im Ergebnis zeigt sich, dass eine Wasserstoffversorgung für den Nordwesten Baden-Württembergs voraussichtlich ab dem Zeitraum 2030 bis 2035 möglich ist. Die Umstellung von bestehenden Erdgaspipelines ist unter Kapazitäts-, Kosten- und genehmigungsrechtlichen Gesichtspunkten die zu bevorzugende Option gegenüber dem Ausbau von weiteren Stromleitungen, falls der Energieträger Wasserstoff am Verbrauchsort benötigt wird.

Zunächst sollten prioritär die Nutzer mit Wasserstoff versorgt werden, für die der Einsatz von Wasserstoff unerlässlich ist. Hierzu zählen die Industrie mit stofflicher Nutzung von Wasserstoff, die aktuell grauen Wasserstoff nutzen, sowie $H_2$-ready-Gaskraftwerke. Größere Wasserstoffverbraucher können über Anschlussleitungen an das Wasserstoffnetz angeschlossen werden. Kleinere Verbraucher müssten ggf. über umgewidmete Verteilnetze beliefert werden. Ein erheblicher Anteil der wasserstoffnutzenden Industrie sowie die geplanten $H_2$-ready-Gaskraftwerke liegen in der Nähe des bis 2035 angedachten Wasserstoffnetzes und könnten angeschlossen werden.

Eine Versorgung weiterer Gebiete in Baden-Württemberg ist voraussichtlich erst nach 2035 möglich. Die Pläne der terranets bw bzw. OGE/Fluxys sehen ein Wasserstoffnetz entlang der Rheinebene und im Regierungsbezirk Tübingen/östlicher Bodensee bis zum Jahr 2040 vor.

In Baden-Württemberg wird zudem in einzelnen Regionen, z. B. den Modellregionen, kurzfristig begonnen ein regionales Netz aus Erzeugung, Verteilung und Nutzung zu etablieren. Ziel

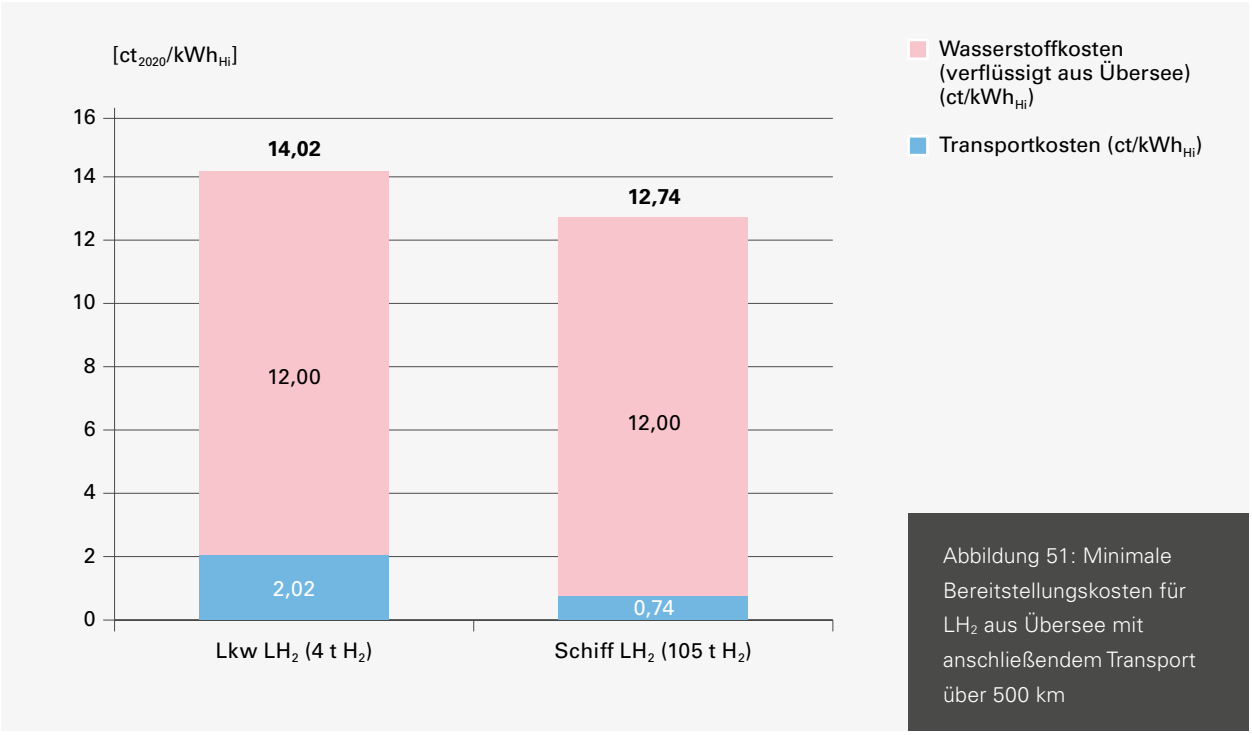
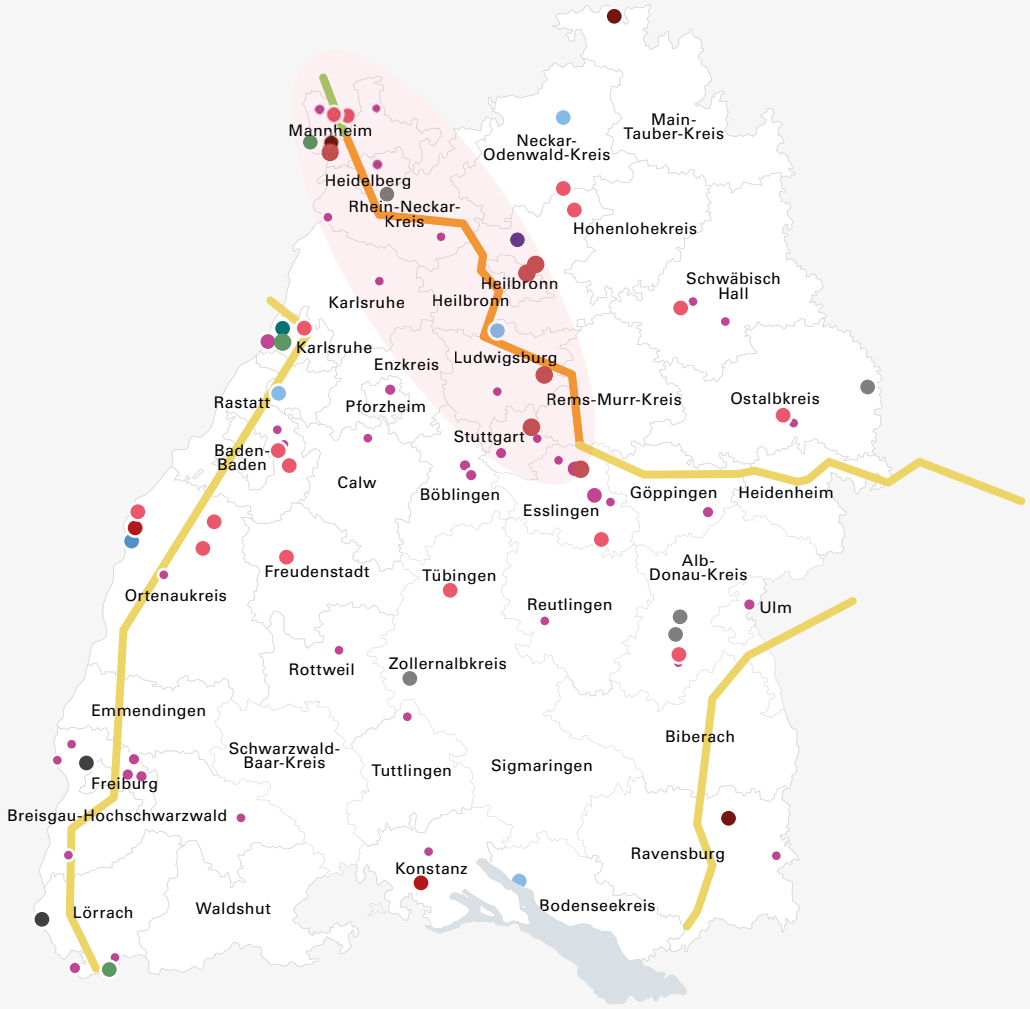



Abbildung 51: Minimale Bereitstellungskosten für $LH_2$ aus Übersee mit anschließendem Transport über 500 km

Quelle: Eigene Darstellung Sphera, basierend auf eigenen Berechnungen




- Umstellung auf $H_2$-Nutzung bis 2035 möglich
- Wasserstoffleitungen bis 2030
- Wasserstoffleitungen bis 2035
- Wasserstoffleitungen bis 2040

**Erdgaskraftwerke: installierte Leistung in $MW_{el}$**

- 5–10
- 11–100
- >100

**Neue Erdgaskraftwerke**

- Geplant und im Bau befindlich
- Noch keine Entscheidung, aber wahrscheinlich

**Industriesektoren mit Wasserstoffbedarf**

**Stoffliche Nutzung**

- Grundstoffchemie
- Mineralölverarbeitung

**Energetische Nutzung**

- Stahl
- Verarbeitung von Eisenmetallen
- Zement
- Kalk
- Keramik und Ziegel
- Glas
- Zucker
- Papier

Abbildung 52: Versorgung Nordwesten Baden-Württembergs mit Wasserstoff bis 2035 (inklusive perspektivischer Ausbau 2040)

Quelle: Eigene Darstellung u. a. auf Basis von (terranets bw, 2021)

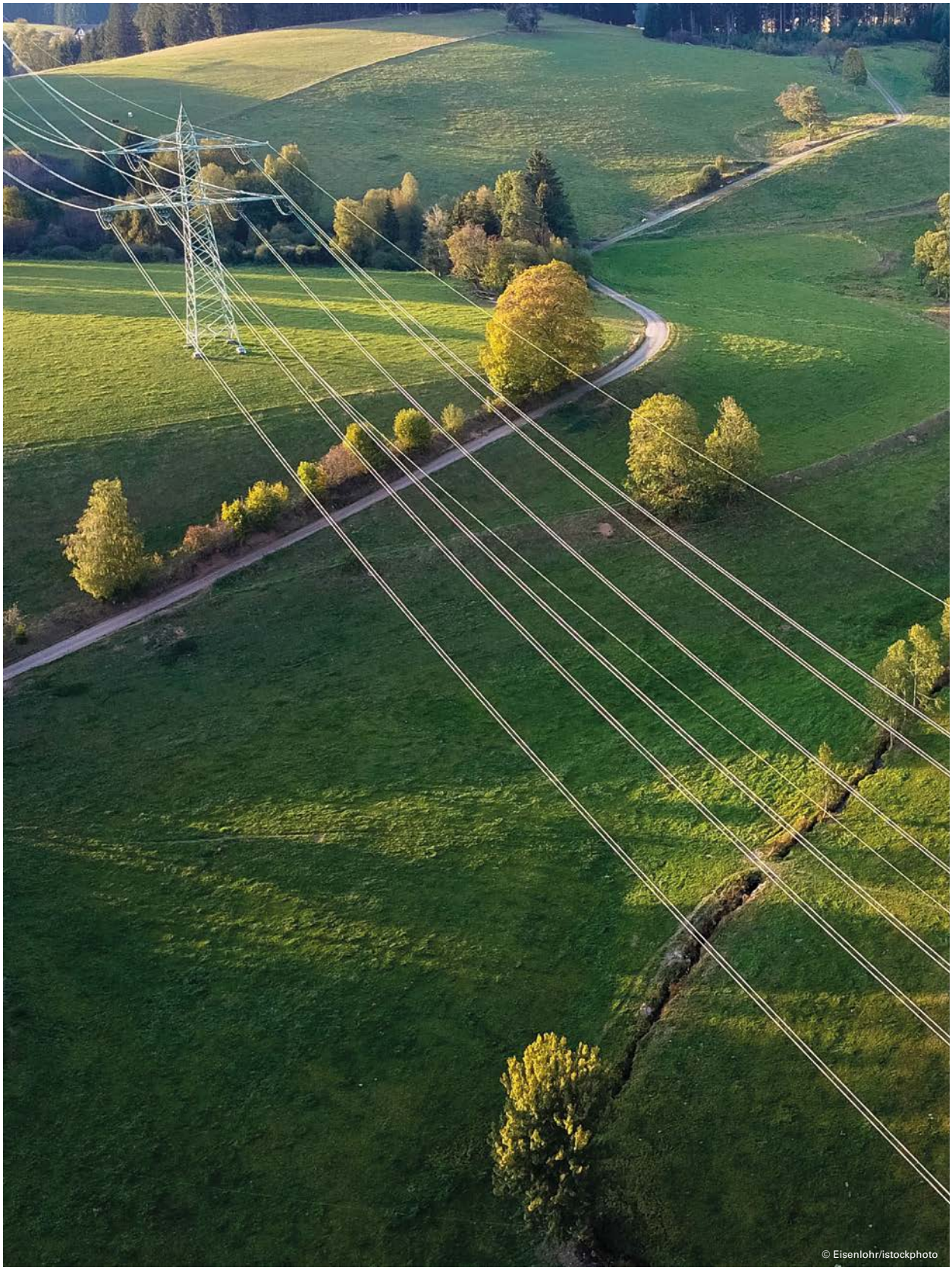
ist es, sobald ein Anschluss an ein Wasserstoffnetz möglich ist, diese Regionen anzubinden. Die ersten Modellregionen befinden sich in der Region Mittlere Alb-Donau (Modellregion HyFive) und in der Region Stuttgart (Modellregion GeNeSiS). Die Modellregion Stuttgart kann nach derzeitigem Stand bis zum Jahr 2035 angeschlossen werden. Die Region Alb-Donau wird voraussichtlich erst im Jahr 2040 anschließbar sein.

Die Umsetzungszeitpläne mit eventuellen Umwidmungen der derzeitigen Erdgaspipelines befinden sich in stetigem Fluss. Bei entsprechendem Willen – insbesondere der Bundesregierung – und der Notwendigkeit, eine Wasserstoffinfrastruktur zu einem früheren Zeitpunkt zu realisieren, könnte der eben genannte Zeitplan unterschritten werden. Maßnahmen könnten sein: Beschleunigung der Bedarfsermittlung, Parallelisierung von Genehmigungsprozessen oder Reduzierung von finanziellen und regulatorischen Risiken.

Falls es nicht gelingt, Erdgasnetze rechtzeitig umzuwidmen, ist eine weitere Option der Neubau von Wasserstoffpipelines. In Analogie zu dem Genehmigungsverfahren für Erdgaspipelines gilt voraussichtlich für den Neubau von Wasserstoffleitungen, dass zunächst eine Bedarfsermittlung durchgeführt wird, die bis zu zwei Jahre dauern kann. Danach stünden das Raumordnungs- und Planfeststellungsverfahren sowie die Bauphase an. Im Falle der Gaspipeline EUGAL (Verbindungsleitung der Nordstream 2 in Ostdeutschland), deren Planungs- und Bauphase verhältnismäßig schnell erfolgte, hat dieser Prozess zwei bis drei Jahre gedauert. Hierbei kam zugute, dass der Trassenverlauf aufgrund der parallel verlaufenden OPAL-Pipeline bereits festgelegt war und die Projektierer vor einer Bestätigung des Bedarfs im Netzentwicklungsplan Gas bereits Genehmigungen auf eigenes Risiko eingeholt haben. Hingegen wird die neue Gaspipeline Zeelink in Nordrhein-Westfalen eine Umsetzungsdauer von sieben Jahren haben. Bei ihr wurden die Verfahrensschritte sequenziell abgearbeitet und es gibt einen neuen Trassenverlauf. Dieser führt zudem durch stärker bebautes Gebiet, als es bei der EUGAL der Fall war.

Die oben dargestellten Analysen haben gezeigt, dass eine großskalige Elektrolyse vor Ort in Baden-Württemberg nicht sinnvoll ist, denn derzeit ist Baden-Württemberg ein stromimportierendes Bundesland und wird dies auch auf absehbare Zeit bleiben. Da es aber unerlässlich ist, dass eine zügige Dekarbonisierung der wasserstoffverbrauchenden Standorte stattfindet, wäre es wahrscheinlich dennoch sinnvoll, an ausgewählten Standorten eine Elektrolyse durchzuführen. Dies ist insbesondere dann angebracht, wenn es weitere Synergieeffekte am jeweiligen Standort gibt. Dies kann zum Beispiel die Nutzung von Sauerstoff sein, der bei der Wasserstoffelektrolyse anfällt, oder die Abwärmenutzung in der Hochtemperaturelektrolyse zur Verbesserung des elektrischen Wirkungsgrades. Solche Synergieeffekte sind insbesondere an Industriestandorten zu erwarten.

Bis ein Wasserstoffnetz vorhanden ist, sollte auch in einzelnen Fällen geprüft werden, ob eine Versorgung via Binnenschiff oder Lkw in Frage kommt. Zwar ist der Antransport bei entsprechenden Kosten möglich, jedoch wirkt sich die limitierte transportierbare Menge von verflüssigtem Wasserstoff restriktiv aus.


© Eisenlohr/istockphoto

# 10 Schlussfolgerungen und Handlungsempfehlungen

© LeoPatrizi/
istockphoto

# 10

# Schlussfolgerungen und Handlungsempfehlungen

## 10.1 Schlussfolgerungen

**Der zukünftige $H_2$-Bedarf in Baden-Württemberg ist erheblich**

- In einigen Branchen gibt es aus heutiger Sicht keine klimaneutrale Alternative zum Einsatz von Wasserstoff (z. B. stoffliche Nutzung in der Grundstoffchemie und energetische Nutzung in $H_2$-Kraftwerken – Back-up und KWK, siehe auch Abbildung 53). Bereits im Jahr 2035 könnte der Bedarf an grünem Wasserstoff in Baden-Württemberg bei rund 16,6 TWh liegen.

- Bis 2035 sind in Baden-Württemberg $H_2$-Produktionskosten von 2,55 €/kg bzw. 7,66 ct/kWh$_{Hi}$ für grünen Wasserstoff mittels der Elektrolyse im günstigen Fall erreichbar. Im Vergleich zu den Produktionskosten von fossilem Kraftstoff ist grüner Wasserstoff in dieser Abschätzung teurer. Wird der Wasserstoff weiterhin nicht besteuert, könnte bereits ab 2030 Preisparität zu besteuerten Mineralölprodukten entstehen. Perspektivisch könnte auch Wasserstoff besteuert werden. Im Industrie-, Wärme- und Umwandlungssektor hingegen bleibt Wasserstoff gegenüber dem Hauptkonkurrenzenergieträger Erdgas vergleichsweise teuer. Werden eher pessimistische Lernkurven und hohe Stromkosten unterstellt, könnten die $H_2$-Produktionskosten auch 3,5 €/kg bzw. rund 10,5 ct/kWh$_{Hi}$ betragen.

- Neben der Herstellung der notwendigen Mengen stellt auch der Transport des Wasserstoffs eine Herausforderung dar. Die Umwidmung des bestehenden Gasleitungsnetzes für die $H_2$-Versorgung stellt die bei Weitem kostengünstigste Option dar. Dabei kann das weitverzweigte Verteilnetz der Gasversorger genutzt werden, sodass ein großer Teil der auf Wasserstoff angewiesenen industriellen Endkunden unmittelbar versorgt werden könnte. Um die zunächst weiterhin notwendige Gasversorgung sicherzustellen, kann die Umstellung zunächst jedoch nur dort erfolgen, wo parallele Versorgungsstrukturen vorliegen. Andere Transportmöglichkeiten (per Schiff, Bahn und Lkw) sind daher ebenfalls weiterzuentwickeln.

**Ohne Strom- und Wasserstoffimporte geht es nicht**

- Das Ziel der Klimaneutralität bis zum Jahr 2040 auf Landesebene und 2045 auf Bundesebene führt zu einem Anstieg des Strombedarfs. In Baden-Württemberg steigt der Strombedarf ohne Elektrolyse bis 2035 um ca. 16 %, bis 2045 um über 44 %.

- Die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energieträgern in Baden-Württemberg müsste also wesentlich schneller ausgebaut werden, als es derzeit der Fall ist. Somit wird voraussichtlich auf absehbare Zeit in Baden-Württemberg ein geringes Potenzial zur Erzeugung von grünem Wasserstoff vorhanden sein.

- Auch die nach heutigem Stand bis zum Jahr 2035 geplante und verfügbare Elektrolyseleistung in Baden-Württemberg reicht bei Weitem nicht aus, um die prognostizierte Wasserstoffnachfrage zu decken. Wenn ein nennenswerter Anteil des $H_2$-Bedarfs durch lokale Erzeugung gedeckt werden soll, ist ein entsprechender Zubau an Elektrolyseleistung und ein gleichzeitiger signifikanter Zubau von erneuerbaren Energien erforderlich.

- Der Betrieb von Elektrolyseuren in Baden-Württemberg erhöht tendenziell den notwendigen Stromimport nach Baden-Württemberg und wird ggf. durch Netzkapazitäten beschränkt.

- Mit den vorgesehenen Netzverstärkungsmaßnahmen kann Strom zwar in signifikanter Menge nach Baden-Württemberg importiert werden, dies ist jedoch deutlich kostenintensiver als die Umwidmung bestehender Gasleitungen für den $H_2$-Transport. Der Nordwesten von Baden-Württemberg kann voraussichtlich ab 2035 mit Wasserstoff über Wasserstoffpipelines versorgt werden. Dann sollten auch Erdgaskraftwerke auf Wasserstoff umgestellt werden.

**Der Aufbau von Elektrolyseleistung in Baden-Württemberg kann unter bestimmten Voraussetzungen sinnvoll sein**

- Derzeitige Planungen der Fernleitungsnetzbetreiber sehen erst ab 2035 eine Belieferung von Wasserstoff über Pipelines in Baden-Württemberg vor. Die Vor-Ort-Erzeugung von Wasserstoff mittels Elektrolyse kann dort sinnvoll sein, wo bestimmte Branchen ohne den Einsatz von Wasserstoff nicht dekarbonisiert werden können und eine Versorgung mit Wasserstoff über Pipeline nicht möglich ist. Dabei ist der netzdienliche Betrieb von Elektrolyseanlagen hinsichtlich des Stromnetzes sicherzustellen. Die Netzdienlichkeit ist u. a. gegeben, wenn eine zusätzliche Stromlast wie die Elektrolyse nicht zu Engpässen im Stromsystem führt.

**Eine integrierte Betrachtung ist notwendig**

- Der Aufbau einer klimaneutralen Energieversorgung und einer Wasserstoffwirtschaft ist eine integrierte Aufgabe,

| | Industrie | Transport | Umwandlung | Gebäude |
|---|---|---|---|---|
| **Kurz- bis mittelfristig keine Alternativen vorhanden** | - Stoffliche Nutzung: DRI-Stahl, Ammoniak, Methanol, Chemie | - Langstreckenflüge<br>- Seeschifffahrt | - Stromerzeugung, insbesondere Back-up<br>- Fernwärme (KWK)* | |
| ↕ | - Hochtemperatur-Prozesswärme | - Küsten- und Binnenschifffahrt<br>- Kurz- und Mittelstreckenflüge<br>- Lkw | | |
| **Alternativen vorhanden** | - Niedertemperatur-Prozesswärme | - Leichte Nutzfahrzeuge<br>- Pkw | | - Raumwärme |

Quelle: Eigene Darstellung, basierend auf (Guidehouse, 2021b), (Liebreich, 2021)
*Einsatz von Wasserstoff in der Fernwärme zur Spitzenlastdeckung und nach dem Ausschöpfen bereitgestellter Fernwärme aus erneuerbaren Quellen.

Abbildung 53: Priorisierung der $H_2$-Nutzung

für die neben der Bedarfsplanung für Strom und Gas der Ausbau erneuerbarer Energien, der Strom- und Gasnetze sowie die Finanzierung des Gesamtsystems betrachtet werden müssen.

- Detaillierte Einblicke in die Netzstrukturen haben insbesondere die Strom- und Gasnetzbetreiber in Baden-Württemberg. Wegen der großen Bedeutung der Infrastruktur und der Industrie wird empfohlen, dass diese Akteur:innen eine Infrastrukturstrategie für Baden-Württemberg entwickeln.

## 10.2 Handlungsempfehlungen

**Schaffen der Rahmenbedingungen zur stofflichen Nutzung von grünem Wasserstoff und Nutzung von Wasserstoff in Wasserstoffkraftwerken**

Es wird vorgeschlagen, dass das Land Baden-Württemberg die Rahmenbedingungen zur stofflichen Nutzung von grünem Wasserstoff und für die Nutzung von Wasserstoff in Wasserstoffkraftwerken unterstützt. Für diese beiden Anwendungsformen gibt es keine Alternative zur Nutzung von Wasserstoff. Sie müssen daher prioritär angegangen werden. Es sollte hier die Förderung der Mehrkosten gegenüber konventionellen Anlagen auf Landesebene – soweit beihilferechtlich möglich – geprüft werden. Um die Betriebs- und Brennstoffkosten mit Förderinstrumenten wie CCfD zu senken oder die Nachfrage mit Quoten anzureizen, hat das Land Baden-Württemberg keine direkte Gesetzgebungskompetenz. Die Implementierung solcher Förderinstrumente kann jedoch ggf. über den Bundesrat unterstützt werden.

**Vorlegen von detaillierten $H_2$-Nutzungsplänen**

Akteur:innen der im Land Baden-Württemberg ansässigen Industrie mit dem Bedarf für die stoffliche Nutzung von Wasserstoff und die (zukünftigen) Betreiber von Wasserstoffkraftwerken sollen transparent ihre $H_2$-Bedarfe darstellen, wie es beispielsweise einige Akteur:innen bereits im Rahmen der Marktabfrage der Gasfernleitungsnetzbetreiber getan haben. Darüber hinaus sollten sie transparent die wirtschaftlichen Kennziffern und die zeitliche Umsetzung ihrer Projekte darlegen, sodass es möglich wird, den zeitlichen Hochlauf der Wasserstoffversorgung zu organisieren und etwaige Förderbedarfe realistisch abzuschätzen.

**Erörterung sinnvoller Elektrolysestandorte sowie die Erarbeitung einer gemeinsamen Infrastrukturstrategie**

Es wird empfohlen, dass die in Baden-Württemberg ansässigen Stromübertragungsnetzbetreiber, Gasfernleitungsnetzbetreiber sowie die wasserstoffverbrauchenden Akteur:innen der Industrie eine integrierte Studie zu der Zukunft der Netze durchführen. Dies könnte im Dialog mit Vertreter:innen der Landes Baden-Württemberg geschehen. Nur die Netzbetreiber besitzen detaillierte Einblicke in die Netzstrukturen der Strom- und Gasnetze in Baden-Württemberg. Ziel sollte u. a. die Erörterung sinnvoller Elektrolysestandorte sowie die Erarbeitung einer gemeinsamen Infrastrukturstrategie sein.

**Ausbau Windkraft und PV auf Freiflächen und Dach-PV forcieren**

Der Ausbau der erneuerbaren Energien ist eine unabdingbare Voraussetzung für eine Wasserstoffwirtschaft. Darüber hinaus benötigt Baden-Württemberg zusätzliche Stromkapazitäten, um den Wegfall der konventionellen Stromerzeugung zu kompensieren. Ferner muss der im Zuge der Sektorenkopplung steigende Strombedarf bereitgestellt werden. Baden-Württemberg sollte, wie im Koalitionsvertrag bereits beschlossen, genügend Eignungsgebiete identifizieren und zur Verfügung stellen. Landesrechtliche Hürden des EE-Ausbaus müssen entfernt und die Pflicht für Dachflächen-Photovoltaik muss zügig umgesetzt werden (Baden-Württemberg, 2021).

**Notwendigkeit des Stromnetzausbaus aufzeigen – (Erzeugung im Norden und Verbrauch im Süden)**

Auch der stockende Stromnetzausbau ist ein Hindernis für den Aufbau einer Wasserstoffwirtschaft in Baden-Württemberg. Darüber hinaus hat er Auswirkungen auf die Versorgungssicherheit im Bundesland. Die Importquote von Strom wird in Baden-Württemberg in den kommenden Jahren erheblich steigen, was die Abhängigkeit der Versorgung erhöht. Zudem ist es eine erhebliche Herausforderung, am Markt $CO_2$-freien oder nichtnuklearen Strom einzukaufen, um die gesamtökologische Situation zu verbessern.

Der Stromnetzausbau stockt u. a. wegen langer Planungs- und Genehmigungsverfahren, bedingt durch Einwendungen von Bürger:innen und Nichtregierungsorganisationen. Es ist daher zu empfehlen, die Notwendigkeit des Stromnetzausbaus (Erzeugung im Norden und Verbrauch im Süden) vor dem Hintergrund der Klimaneutralität faktenbasiert aufzuzeigen und stär-

ker zu kommunizieren. Hilfestellungen wie beispielsweise im Praxisleitfaden Netzausbau (BMWi, 2021) zu u. a. Transparenz, Management und gezielten Maßnahmen sollten genutzt werden. Optimierungsmaßnahmen wie u. a. vom Öko-Institut im Papier „Stromnetze: Netzausbau zügig und nachhaltig realisieren“ (Öko-Institut, 2021) sollten beachtet werden.

**Umwidmung von Erdgasfernleitungen zu Wasserstoffleitungen ermöglichen**

Die Umwidmung von Erdgasfernleitungen zu Wasserstoffleitungen muss so weit wie möglich planerisch von den Netzbetreibern in Zusammenarbeit mit den zuständigen Stellen (BNetzA, Behörde für Raumordnung sowie Planfeststellung) angegangen werden. Die Umwidmung von Erdgasleitungen ist die planerisch und genehmigungsrechtlich einfachste Lösung zur Realisierung eines Wasserstoffnetzes. Daher muss insbesondere sichergestellt werden, dass Erdgasleitungen rechtzeitig für den Wasserstofftransport freigestellt werden.

**Neubau von Wasserstoffteilnetzen**

Auch der Neubau von Wasserstoffteilnetzen, die als Verbindungsleitungen innerhalb des umgewidmeten Erdgasnetzes dienen können, muss so weit wie möglich planerisch angegangen werden. Wenn es sich herausstellt, dass eine Umwidmung von Erdgasnetzen nicht rechtzeitig realisiert werden kann, sollte über einen vollständigen Neubau von Wasserstoffleitungen nachgedacht werden.

**Alternative Transportoptionen wie der Antransport von Wasserstoff via Lkw und Binnenschiff prüfen**

Bis ein Wasserstoffnetz vorhanden ist, sollte auch in einzelnen Fällen geprüft werden, ob eine Versorgung via Binnenschiff, Zug oder Lkw in Frage kommt. Zwar ist der Antransport bei entsprechenden Kosten möglich, aber die limitierte transportierbare Menge von verflüssigtem Wasserstoff wirkt sich restriktiv aus. Auch hier sind ggf. Förderungen der Mehrkosten für die Logistik notwendig.

**Sinnvoller Ausbau von Elektrolyseuren**

Die Analysen in dieser Studie haben gezeigt, dass der großskalige Aufbau von Elektrolyseleistung aufgrund der eingeschränkten Verfügbarkeit von Strom aus erneuerbaren Quellen in Baden-Württemberg unrealistisch ist. Jedoch sollte gezielt an einigen Standorten mit dringlichem $H_2$-Bedarf Elektrolyseleistung aufgebaut werden, da bis 2035 voraussichtlich auch kein Wasserstoffnetz vorhanden sein wird. Prioritär wären Standorte für solch eine Elektrolyse zu wählen, an denen Synergien für Nebenprodukte vorhanden sind und an denen die regionale Stromnetzanbindung solch eine Elektrolyse erlaubt. Orientierungsrahmen könnte eine Förderrichtlinie sein, wie sie bereits in Schleswig-Holstein zur Anwendung kommt (WTSH, 2021).

**Unterstützung/Förderung von Brennstoffzellen-Fahrzeugen und Infrastruktur**

Im Verkehrsbereich werden wahrscheinlich schwere Lkw und eventuell Binnenschiffe Wasserstoff nutzen. Es ist zu erwarten, dass Brennstoffzellenfahrzeuge sowie deren Infrastruktur auch in den nächsten Jahren eine Förderung benötigen werden. Die Brennstoffzellen- und Elektrolyseproduktion wird sich unabhängig von der Installation von Elektrolyseleistungen im Bundesland als wichtiger neuer Wirtschaftszweig herauskristallisieren. Die Ansiedlung solcher Produktionen sollte vom Land und der Industrie forciert werden.

**Aufbau von internationalen Kooperationen/Investitionen für den Wasserstoffimport**

Es ist zum heutigen Zeitpunkt absehbar, dass Deutschland nicht genügend Potenzial für Stromerzeugung aus erneuerbaren Quellen zur Verfügung hat, um den zukünftigen Wasserstoffbedarf aus eigener Kraft zu decken. Wasserstoff wird voraussichtlich aus Europa und anderen Ländern nach Baden-Württemberg transportiert werden müssen. Es ist daher für die Wirtschaft in Baden-Württemberg geboten, sich frühzeitig an internationalen Kooperationen und Investitionen für den Aufbau von Wasserstoffproduktion im Ausland zu beteiligen. Beispielsweise kann die Wirtschaft in Baden-Württemberg sich an vom Bund geförderten internationalen Initiativen wie $H_2$ Global anschließen ($H_2$ Global, 2021).

**Systemische Prüfung, ob Wasserstoff aus Biomasse sinnvolle Option gegenüber anderen Verwendungsoptionen ist**

Es sollte eine systemische Prüfung der Biomasseproduktion (u. a. von der Land- und Holzwirtschaft) durchgeführt werden, um die innerhalb der Energiewende sinnvollste Option für die anfallende Biomasse zu eruieren. Biomasse wird im Zuge der Energiewende ein gefragter Energieträger werden, für den es unterschiedliche Nutzungsoptionen gibt. Eine wissenschaftliche Begleitung für die ökologischsten und nachhaltigsten Optionen ist notwendig.

# Literaturverzeichnis


Agora Energiewende (2021). Berechnungs- und Szenarienmodell zur Ermittlung der EEG-Umlage bis 2035 (Version 4.3.5).

Agora Verkehrswende; Agora Energiewende (2018). Die zukünftigen Kosten strombasierter synthetischer Brennstoffe.

Baden-Württemberg, B. 9 (2021). Koalitionsvertrag 2021–2026 Baden-Württemberg. Von https://www.baden-wuerttemberg.de/de/regierung/landesregierung/koalitionsvertrag-fuer-baden-wuerttemberg/ abgerufen.

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2021). Praxisleitfaden Netzausbau. Von https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/praxisleitfaden-netzausbau.pdf abgerufen.

Bundesministerium für Bildung und Forschung (2020). Eine kleine Wasserstoff-Farbenlehre. Von https://www.bmbf.de/bmbf/shareddocs/kurzmeldungen/de/eine-kleine-wasserstoff-farbenlehre.html abgerufen.

Bundesnetzagentur (2021). Marktstammdatenregister. Von https://www.marktstammdatenregister.de/MaStR abgerufen.

Deutsche Energie-Agentur (2021). Branchenbarometer Biomethan 2021.

Don Quichote Project (2015). Demonstration of new qualitative innovative concept of hydrogen out of wind turbin electricity. Von https://www.don-quichote.eu/ abgerufen.

Dumbrava, I.-D., & Cromos, C.-C. (2021). Techno-economical evaluations of decarbonized hydrogen production based on direct biogas conversion using thermo-chemical looping cycles. Hydrogen Energy, S. 23149–23163.

DVGW (2019). Mehr Wasserstoff technisch sicher verankern. Von https://www.dvgw.de/der-dvgw/aktuelles/presse/presseinformationen/dvgw-presseinformation-vom-09042019-mehr-wasserstoff-technisch-sicher-verankern/ abgerufen.

EEHH (2021). Grüne Wasserstoffwirtschaft – Appell an die EU für einen erfolgreichen Marktstart! Hamburg: Förderverein des Clusters Erneuerbare Energien Hamburg e.V. Von https://www.h2-hh.de/de/news/details/unternehmen-aus-norddeutschland-appellieren-an-die-eu-für-mehr-flexibilität-beim-markthochlauf-für-eine-erfolgreiche-wasserstoffwirtschaft.html abgerufen.

EnWG (2021). Energiewirtschaftsgesetz. Von https://www.gesetze-im-internet.de/enwg_2005/ abgerufen.

Erneuerbare-Energien-Gesetz (2021). Erneuerbare-Energien-Gesetz. Von https://www.gesetze-im-internet.de/eeg_2014/ abgerufen.

ETS – Datenbank (2021). Verified Emissions 2020. Von https://www.eea.europa.eu/data-and-maps/data/european-union-emissions-trading-scheme-16 abgerufen.

FFE (2014). Kurzgutachten zum Kostenvergleich Stromtransport. Von https://docplayer.org/8490115-Kurzgutachten-zum-kostenvergleich-stromtransport-hybridnetz-power-to-gas-vs-hgue-leitung.html abgerufen.

FNB Gas (2021a). Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030. Von https://fnb-gas.de/wp-content/uploads/2021/09/fnb_gas_nep_gas_2020_de-1.pdf abgerufen.

FNB Gas (2021b). Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032 – Szenariorahmen – Konsultation. Berlin. https://fnb-gas.de/wp-content/uploads/2021/09/210909_DE_FNB_GAS_2022_SR.pdf

FNB Gas (2021c). Wasserstoffnetz. Von https://fnb-gas.de/wasserstoffnetz/

Forschungszentrum Jülich GmbH (2019). Neue Optionen für einen wirtschaftlichen Betrieb von Wasserstoffzügen im Bayerischen Oberland durch Nutzung der LOHC-Technologie?

Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking (2015). Study on Hydrogen from renewable resources in the EU.

Gesetz zur Weiterentwicklung der Treibhausgasminderungsquote (21.09.2021). Gesetz zur Weiterentwicklung der Treibhausgasminderungs-Quote. Von https://www.juris.de/jportal/portal/page/homerl.psml?nid=jnachr-JUNA210903325&cmsuri=%2Fjuris%2Fde%2Fnachrichten%2Fzeigenachricht.jsp abgerufen.

Guidehouse (2021a). European Hydrogen Backbone, Update 2021. Von https://gasforclimate2050.eu/wp-content/uploads/2021/06/European-Hydrogen-Backbone_April-2021_V3.pdf abgerufen.

Guidehouse (2021b). Making renewable hydrogen cost-competitive: Policy instruments for supporting green $H_2$. In: Guidehouse and Agora Energiewende. Making renewable hydrogen cost-competitive: Policy instruments for supporting green $H_2$. Berlin.

Guidehouse (2021c). European Hydrogen Backbone – Analysing future demand, supply, and transport of hydrogen. Von https://gasforclimate2050.eu/wp-content/uploads/2021/06/EHB_Analysingthe-future-demand-supply-and-transport-of-hydrogen_June-2021.pdf

$H_2$ Global (2021). $H_2$ Global. Von Wasserstoff-Energiepartnerschaften für Klimaschutz und Industriewachstum: https://h2-global.de/ abgerufen.

IEA (2019). The future of Hydrogen.

IEA (2020). World Energy Outlook. Paris, Frankreich.

IRENA (2018). Hydrogen from renewable power: Technology outlook for the energy transition.

KBA (2021). Kraftfahrt-Bundesamt. Liste Fahrzeugzulassungen FZ1 von https://www.kba.de/SharedDocs/Downloads/DE/Statistik/Fahrzeuge/FZ1/fz1_2017_pdf.pdf?__blob=publicationFile&v=1 abgerufen.

KWKG (2021). Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz. Von https://www.gesetze-im-internet.de/kwkg_2016/ abgerufen.

LAK (2021). Länderarbeitskreis Energiebilanzen. Von https://www.lak-energiebilanzen.de/ergebnisse-des-datenabrufs/?a=e500&j=2018&l=1,2,3,4,5,6,7,8,9,10,11,12,13,14,15,16&v=anm abgerufen.

Liebreich, M. (2021). Creating the new hydrogen economy is a massive undertaking. The Economist.

Madeddu et al. (2020). The $CO_2$ reduction potential for the European industry via direct electrification of heat supply (power-to-heat).

Milella, V., Nachbar, B., Kelly, A., Lieske, S., Bude, S., Bayer, T., ... Schwenker, M. (2020). Potenzialbeschreibung – Wasserstofftransport über das Schienennetz. Frankfurt am Main: DB Energie.

Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg (2021). Erneuerbare Energien in Baden-Württemberg 2020.

NEP Strom 2035 (2021). Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan Strom 2035, Version 2021. Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber. Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart: 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH.

netztransparenz.de. (2021). Von https://www.netztransparenz.de/ abgerufen.

Neumann, B. (2007). Herstellung von Wasserstoff. Hamburg. Von http://www.iee.tu-clausthal.de/fileadmin/downloads/Scripte/W8830K6.pdf abgerufen.

Öko-Institut (2021). Stromnetze: Netzausbau zügig und nachhaltig realisieren. Von https://www.oeko.de/fileadmin/oekodoc/Policy-Brief_Oeko-Institut_Netzausbau.pdf abgerufen.

Prognos (2021). Technische $CO_2$-Senken – Techno-ökonomische Analyse ausgewählter $CO_2$-Negativemissionstechnologien. Im Auftrag von dena. Von https://www.dena.de/newsroom/meldungen/dls-kurzgutachten-technische-senken/ abgerufen.

Prognos, GWS, IINAS, Fraunhofer ISI (2021). Energiewirtschaftliche Projektionen und Folgeabschätzungen 2030/2050. Im Auftrag des BMWi. Von https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Wirtschaft/klimagutachten.html abgerufen.

Prognos, Öko-Institut, Wuppertal-Institut (2020). Klimaneutrales Deutschland. Im Auftrag von Agora Energiewende, Agora Verkehrswende, Stiftung Klimaneutralität.

Prognos, Öko-Institut, Wuppertal-Institut (2021). Klimaneutrales Deutschland 2045. Wie Deutschland seine Klimaziele schon vor 2050 erreichen kann. Stiftung Klimaneutralität, Agora Energiewende und Agora Verkehrswende.

Projektträger Jülich GmbH (2018). Studie IndWEDe.

RED II. (2018). Erneuerbare-Energien-Richtlinie RED II (Renewable Energies Directive II). Von https://ec.europa.eu/jrc/en/jec/renewable-energy-recast-2030-red-ii abgerufen.

Reus, M., Grube, T., Robinius, M., Preuster, P., Wasserscheid, P., & Stolten, D. (2017). Seasonal storage and alternative carriers: A flexible hydrogen supply chain model. Applied Energy, 290–302.

Schleupen, M. (2020). Grüner Wasserstoff aus Biogas.

Scholwin, F. (2013). Aufbereitung von Biogas auf Erdgasqualität und Energiebereitstellung aus Holz.

SciGrid Gas (2021). Von https://www.gas.scigrid.de/ abgerufen.

SPD, BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN UND FDP (2021). Mehr Fortschritt wagen: Bündnis für Freiheit, Gerechtigkeit und Nachhaltigkeit.

Sphera Solutions (2021). Rechenmodell Transportkosten Wasserstoff. Leinfelden-Echterdingen.

Statista (2021). Bruttoinlandsprodukt (BIP) und Wirtschaftswachstum.

StromStG (2021). Stromsteuergesetz. Von https://www.gesetze-im-internet.de/stromstg/ abgerufen.

terranets bw (2021). Wasserstoff für Baden-Württemberg. Von https://www.h2-fuer-bw.de/ abgerufen.

Weichenhain, U. (2021). Hydrogen transportation – The key to unlocking the clean hydrogen economy. München: Roland Berger.

WTSH (02.08.2021). Wasserstoffrichtlinie Schleswig-Holstein. Von https://ee-sh.de/de/dokumente/content/veranstaltungsprogramme/202108_MELUND_Wasserstoffrichtlinie.pdf abgerufen.

Yao, J., Kraussler, M., Benedikt, F., & Hofbauer, H. (2017). Techno-economic assessment of hydrogen production based on dual fluidized bed biomass steam gasification, biogas steam reforming, and alkaline water electrolysis processes. Energy Conversion Management, S. 278–292.

# Abbildungsverzeichnis


Abbildung 1: Arbeitspakete, Ergebnisse und verwendete Methodik ... 11
Abbildung 2: Untersuchung des $H_2$-Bedarfes in den Sektoren ... 20
Abbildung 3: Geplante $H_2$-ready-Erdgaskraftwerke ... 21
Abbildung 4: Bestehende Erdgaskraftwerke, BHKW und Mini-KWK ... 22
Abbildung 5: Erdgas- und $H_2$-Bedarf der Gas- und Wasserstoffkraftwerke [$TWh_{Hi}$/a] ... 23
Abbildung 6: Beimischung von Wasserstoff [$TWh_{Hi}$/a] ... 24
Abbildung 7: Energetische und stoffliche Nutzung von Wasserstoff in der Industrie ... 25
Abbildung 8: Verteilung von industrieller Prozesswärme in der EU 27 und UK ... 26
Abbildung 9: Wasserstoff-Bedarf Industrie [$GWh_{Hi}$] ... 27
Abbildung 10: Wasserstoff-Bedarf Verkehr [$GWh_{Hi}$] ... 29
Abbildung 11: Entwicklung Bestand im Verkehr [in Tsd.] ... 29
Abbildung 12: $H_2$-Bedarf Baden-Württemberg gesamt [$TWh_{Hi}$] ... 30
Abbildung 13: $H_2$-Bedarf in Deutschland im Szenario „Klimaneutrales Deutschland 2045“ [$TWh_{Hi}$] ... 31
Abbildung 14: $H_2$-Produktionskosten unterschiedlicher Anwendungsfälle ... 36
Abbildung 15: $H_2$-Produktionskosten für den Anwendungsfall 2 – Strombezug aus dem öffentlichen Netz mit systemdienlicher Fahrweise ... 37
Abbildung 16: Sensitivität der $H_2$-Produktionskosten gegenüber den Elektrolyse-Volllaststunden ... 38
Abbildung 17: Sensitivität der $H_2$-Produktionskosten gegenüber dem Elektrolyse-Wirkungsgrad ... 39
Abbildung 18: Sensitivität der $H_2$-Produktionskosten gegenüber den Stromkosten für die Elektrolyse ... 39
Abbildung 19: Vergleich der Sensitivität von Stromkosten, Volllaststunden, Effizienz und Kapitalkosten gegenüber den $H_2$-Produktionskosten im Jahr 2025 ... 40
Abbildung 20: Strombezug der Elektrolyseure – exemplarische Sommerwoche. Darstellung der Stromerzeugung und -nachfrage in Deutschland ... 41
Abbildung 21: Strombezug der Elektrolyseure – exemplarische Winterwoche. Darstellung der Stromerzeugung und -nachfrage in Deutschland ... 42
Abbildung 22: Durchschnittliche $H_2$-Transportkosten [500 km] ... 44
Abbildung 23: Wasserstoffkosten bis zum Tank [Angaben in ct//$kWh_{Hi}$] ... 45
Abbildung 24: Wasserstoffkosten bis zum Tank [Angaben in €/kg] ... 46
Abbildung 25: Wasserstoffproduktionskosten Biogasreformierung ... 47
Abbildung 26: Zentrale und dezentrale Herstellung von Wasserstoff aus Biogas ... 48
Abbildung 27: Inländisches Biomasseangebot für energetische Nutzung [in TWh] ... 50
Abbildung 28: Energetischer Biomasseeinsatz in den Sektoren [in TWh] ... 51
Abbildung 29: Großhandelspreise und $CO_2$-Preise ... 54
Abbildung 30: Vergleich Diesel mit grünem Wasserstoff für Lkw ... 56
Abbildung 31: Vergleich Preise Erdgas mit grünem Wasserstoff für Haushalte ... 57
Abbildung 32: Vergleich Erdgas mit grünem Wasserstoff für Industrie. Abnahmefall 1.000 bis 10.000 GJ ... 58
Abbildung 33: Vergleich Erdgas mit grünem Wasserstoff für Kraftwerke ... 59
Abbildung 34: Vergleich grauer mit grünem Wasserstoff für Industrie ... 60
Abbildung 35: Wirkmechanismus des $CO_2$-Preises ... 64
Abbildung 36: Zahlungsschema eines CCfD (schematische Darstellung) ... 65
Abbildung 37: Quote als Förderinstrument ... 66

Abbildung 38: Aktuell in Betrieb befindliche und geplante sowie voraussichtlich benötigte Elektrolyseleistung in Baden-Württemberg 2035 ... 72
Abbildung 39: Ausbaupfade Windenergie und Photovoltaik in Baden-Württemberg ... 77
Abbildung 40: Strombilanz Baden-Württemberg 2018–2045 ... 78
Abbildung 41: Erneuerbare Energien außerhalb des EEG (Post-EEG) ohne Berücksichtigung von eventuellen Stilllegungen ... 79
Abbildung 42: Einflussfaktoren für die Wahl des Standortes für Elektrolyseure ... 83
Abbildung 43: Stromerzeugung und -verbrauch in Baden-Württemberg im Zeitraum 2017 bis 2020 ... 84
Abbildung 44: Netzverstärkungs- und -ausbaumaßnahmen in Deutschland. Darstellung der HGÜ-Leitungen Südlink und Ultranet ... 86
Abbildung 45: Potenzielle Situation – Deckung des Strombedarfs inklusive Elektrolyse im Jahr 2035 ... 87
Abbildung 46: Vorschlag Wasserstoffnetz der Fernleitungsnetzbetreiber im Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030 ... 89
Abbildung 47: Szenarienbasiertes $H_2$-Netz der FNB für den Zeitraum von 2030 bis 2050 ... 90
Abbildung 48: Umstellungspläne Wasserstoffinfrastruktur terranets bw ... 91
Abbildung 49: Vergleich Transportleistungen Wasserstoffleitungen in $GW_{th}$ gegenüber HGÜ-Erdleitungen in $GW_{el}$ ... 93
Abbildung 50: Vergleich Kosten Wasserstoffleitungen gegenüber Stromübertragungsleitungen ... 93
Abbildung 51: Minimale Bereitstellungskosten für $LH_2$ aus Übersee mit anschließendem Transport über 500 km ... 94
Abbildung 52: Versorgung Nordwesten Baden-Württembergs mit Wasserstoff bis 2035 (inklusive perspektivischer Ausbau 2040) ... 95
Abbildung 53: Priorisierung der $H_2$-Nutzung ... 101

# Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Annahmen für die Kosten der Wasserelektrolyse ... 35
Tabelle 2: Annahmen für den Transport von Wasserstoff per Lkw ... 44
Tabelle 3: Annahmen Biogasreformierung ... 47
Tabelle 4: Aktuelle und zukünftige Elektrolysekapazitäten in Baden-Württemberg ... 73

# Abkürzungsverzeichnis

| | |
|---|---|
| BW | Baden-Württemberg |
| BECCS | Bioenergy with carbon capture and storage (Biomasseverbrennung mit anschließender $CO_2$-Abscheidung und -Speicherung) |
| BEHG | Brennstoffemissionshandelsgesetz |
| BEV | Battery electric vehicle (batteriebetriebenes Fahrzeuge) |
| BHKW | Blockheizkraftwerk |
| BMBF | Bundesministerium für Bildung und Forschung |
| BMWi | Bundesministerium für Wirtschaft und Energie |
| BNetzA | Bundesnetzagentur |
| CAPEX | Capital expenditure (Investitionen) |
| CCfD | Carbon contracts for difference ($CO_2$-Differenzverträge) |
| CCS | Carbon capture and storage ($CO_2$-Abscheidung und -Speicherung) |
| $CH_4$ | Methan |
| CNG | Compressed natural gas (verdichtetes Erdgas für Tankstellen) |
| $CO_2$ | Kohlenstoffdioxid |
| $CO_2$ äq. | Kohlenstoffdioxid-Äquivalent |
| $ct_{2020}$ | Angabe der realen Preise (inflationsbereinigt) zum Basisjahr 2020 |
| DACCS | Direct air carbon capture and storage (direkte $CO_2$-Abscheidung aus der Atmosphäre mit anschließender geologischer Speicherung) |
| DE | Deutschland |
| DVGW | Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e. V. |
| EE | Erneuerbare Energien |
| EEG | Erneuerbare-Energien-Gesetz |
| EHB | European Hydrogen Backbone (Europäisches Wasserstoffbasisnetz) |
| EJ | Exajoule = 10 hoch 18 Joule, ein EJ entspricht 277,8 TWh |
| ETS | Emission trading system (Emissionshandelssystem) |
| FCEV | Fuel cell electric vehicle (Brennstoffzellenfahrzeug) |
| FNB Gas | Vereinigung der Fernleitungsnetzbetreiber Gas e. V. |
| FZ1 | Bestand der Fahrzeuge nach Zulassungsbezirken – Liste des Kraftfahrt-Bundesamt |
| $GH_2$ | Gasförmiger Wasserstoff |
| GIS | Geografisches Informationssystem |
| GJ | Gigajoule = 10 hoch 9 Joule, ein GJ entspricht 277,8 kWh |
| GuD | Gas- und Dampfturbinenkraftwerk |
| GW | Gigawatt |
| $H_2$ | Wasserstoff |
| Hi | Heating inferior (unterer Heizwert oder Heizwert) |
| $H_2O$ | Wasser |
| HGÜ | Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung |
| IEA | International Energy Agency (Internationale Energieagentur) |
| inkl. | Inklusive |
| KBA | Kraftfahrt-Bundesamt |

| | |
|---|---|
| KOB | Kraftomnibus |
| KUP | Kurzumtriebsplantagen |
| kWh | Kilowattstunde |
| KWK | Kraft-Wärme-Kopplung |
| KWKG | Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz |
| $LH_2$ | Flüssiger Wasserstoff |
| LNF | Leichte Nutzfahrzeuge |
| Lkw | Lastkraftwagen |
| Mio. | Millionen |
| Mrd. | Milliarden |
| MW | Megawatt |
| $MW_{el}$ | Megawatt elektrisch – Leistung bezogen auf die Produktion oder den Einsatz von Strom |
| $MW_{th}$ | Megawatt thermisch – Leistung bezogen auf die thermische Produktion von z. B. Wärme oder den thermischen oder gasförmigen Einsatz eines Energieträgers wie z. B. Wasserstoff |
| MWh | Megawattstunde = 1.000 kWh |
| MwSt. | Mehrwertsteuer |
| NawaRo | Nachwachsender Rohstoff |
| NECP | National Energy and Climate Plan (nationaler Energie- und Klimaplan) |
| NEP Gas | Netzentwicklungsplan Gas |
| NEP Strom | Netzentwicklungsplan Strom |
| $Nm^3$ | Normkubikmeter |
| $O_2$ | Sauerstoff |
| OPEX | Operation expenditure (Betriebskosten) |
| ÖPNV | Öffentlicher Personennahverkehr |
| p. a. | per annum (pro Jahr) |
| PtL | Power-to-Liquid (Kraftstoff, hergestellt aus Strom) |
| Pkw | Personenkraftwagen |
| Post-EEG | Erneuerbare Energien außerhalb der EEG-Förderung |
| PV | Photovoltaik |
| PSW | Pumpspeicherwerk |
| RED II | Renewable Energy Directive II (Erneuerbare-Energien-Richtlinie RED II) |
| SEL | Süddeutsche Erdgasleitung |
| SNF | Schwere Nutzfahrzeuge |
| t | Tonne |
| Tsd. | Tausend |
| TWh | Terawattstunde = 1.000.000.000 (1 Mrd.) kWh |
| USV | Unterbrechungsfreie Stromversorgungen |
| VLH | Volllaststunden; der Wert ergibt sich als Quotient der jährlich erzeugten oder verbrauchten Energiemenge durch die maximale Leistung einer Anlage (VLH) |
| WACC | Weighted average cost of capital (gewichtete durchschnittliche Kapitalkosten) |

# Anhang

**Anlage A: Betrachtete Industriestandorte in Baden-Württemberg**

| Industriesektor | Name Produktionsanlage | Produktionsstandort |
|---|---|---|
| Mineralölverarbeitung | MIRO-Mineralölraffinerie Oberrhein GmbH & Co. KG | Karlsruhe |
| Stahl | Badische Stahlwerke | Kehl |
| Verarbeitung von Eisenmetallen | FONDIUM Singen GmbH | Singen |
| | n. a. | Kehl |
| Papier | Sappi Ehingen | Ehingen |
| | SCA Mannheim – Zellstofffabrik | Mannheim |
| | Industriekraftwerk + Werk Aalen | Aalen |
| | Kartonfabrik zur Erzeugung von Faltschachtelkarton | Baiersbronn |
| | Papiermaschinen PM 1 und PM 4 | Dettingen |
| | Anlage zur Herstellung von Karton und Papier | Gernsbach |
| | Papierfabrik Kappelrodeck | Kappelrodeck |
| | Pappenmaschine-Anlage mit Nebenanlage Kraftwerk | Karlsruhe |
| | Papierfabrik | Kehl |
| | Scheufelen PM und ETO | Lenningen |
| | SCA Mannheim – WM 6 | Mannheim |
| | Trocknung Texonmaterial durch Dampf | Möckmühl |
| | Papierfabrik | Oberkirch |
| | Papiererzeugungsanlage | Roigheim |
| | Pappenmaschine Rosengarten | Tullau |
| | Pappenwerk | Weisenbach |
| Zement | Drehrohrofen Dotternhausen | Dotternhausen |
| | SCHWENK WGS, Standort Allmendingen | Allmendingen |
| | SCHWENK WGS, Standort Mergelstetten | Mergelstetten |
| | Zementwerk | Leimen |
| | Zementwerk | Schelklingen |
| | Zementwerk | Wössingen |
| Kalk | Kalkwerk | Istein |
| | Schachtofen | Merdingen |
| Glas | n. a. | Wertheim |
| | Anlage zur Herstellung von Glas | Bad Wurzach |
| | Glasschmelzanlage zur Herst. v. Flachglas | Mannheim |
| Keramik und Ziegel | Braas GmbH – Werk Buchen-Hainstadt | Buchen-Hainstadt |
| | Wienerberger GmbH – Ziegelwerk Malsch | Malsch |
| | Ziegelwerk Schmid | Schmid |
| | Ziegelwerk | Überlingen-Deisendorf |
| Zucker | Zuckerfabrik Offenau-Kalkofen | Offenau |
| Grundstoffchemie | Evonik Rheinfelden | Rheinfelden |

# Impressum

**Herausgeber**
e-mobil BW GmbH – Landesagentur für neue Mobilitätslösungen und Automotive Baden-Württemberg

**Autor:innen**
Prognos AG
Elias Althoff, Jens Hobohm, Ravi Srikandam, Sebastian Lübbers, Sven Kreidelmeyer

Sphera GmbH
Stefan Eckert, Vanessa Roderer

**Redaktion und Koordination der Studie**
e-mobil BW GmbH
Dr. Manuel C. Schaloske, Lena Geiger

**Layout/Satz/Illustration**
markentrieb
Die Kraft für Marketing und Vertrieb

**Fotos**
Umschlag © Daniel Rohr
Die Quellennachweise aller weiteren Bilder befinden sich auf der jeweiligen Seite.

**Druck**
Karl Elser Druck GmbH
Kißlingweg 35
75417 Mühlacker

**Auslieferung und Vertrieb**
e-mobil BW GmbH
Leuschnerstraße 45
70176 Stuttgart
Telefon +49 711 892385-0
Fax +49 711 892385-49
info@e-mobilbw.de
www.e-mobilbw.de

**Redaktionsschluss: Januar 2022**

© **Copyright liegt bei den Herausgebern**
Alle Rechte vorbehalten. Dieses Werk ist einschließlich seiner Teile urheberrechtlich geschützt. Jede Verwertung, die über die engen Grenzen des Urheberrechtsgesetzes hinausgeht, ist ohne schriftliche Zustimmung des Herausgebers unzulässig und strafbar. Dies gilt insbesondere für Vervielfältigungen, Übersetzungen, Mikroverfilmungen sowie die Speicherung in elektronischen Systemen. Für die Richtigkeit der Herstellerangaben wird keine Gewähr übernommen.

www.e-mobilbw.de

**e-mobil BW GmbH**
Landesagentur für neue Mobilitätslösungen und
Automotive Baden-Württemberg

Leuschnerstraße 45 I 70176 Stuttgart
Telefon +49 711 892385-0 I Fax +49 711 892385-49
info@e-mobilbw.de

FSC www.fsc.org
MIX
Papier | Fördert gute Waldnutzung
FSC® C110650

klimaneutral gedruckt
www.klima-druck.de
ID-Nr. 22113716
bvdm.