



## Systemdienliche Integration von grünem Wasserstoff

**Abschlussbericht**

im Auftrag von

Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz

**Finale Fassung**

19. Juni 2023

**consentec**

 **Fraunhofer**  
ISI

 **Fraunhofer**  
IEG

 **Fraunhofer**  
SCAI

 **Guidehouse**  
Outwit Complexity

  **E&R** Energy and Resources

# Systemdienliche Integration von grünem Wasserstoff

## Abschlussbericht

im Auftrag von

Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz

## Finale Fassung

19. Juni 2023

## Consentec GmbH

Grüner Weg 1

52070 Aachen

Deutschland

Tel. +49 (2 41) 93 83 6-0

E-Mail: [info@consentec.de](mailto:info@consentec.de)

<http://www.consentec.de>

## In Kooperation mit:

### Guidehouse Germany GmbH

Albrechtstraße 10c

10117 Berlin

Deutschland

<https://www.guidehouse.com>

### Fraunhofer IEG

Am Turm 14

03046 Cottbus

Deutschland

<https://ieg.fraunhofer.de>

### Technische Universität Berlin

Fachgebiet Energie- und

Ressourcenmanagement

Straße des 17. Juni

10623 Berlin

<https://www.tu-berlin.de>

### Fraunhofer SCAI

Schloß Birlinghoven

53757 Sankt Augustin

Deutschland

<https://scai.fraunhofer.de>

### Fraunhofer ISI

Breslauer Straße 48

76139 Karlsruhe

Deutschland

<https://isi.fraunhofer.de>

## Kurzfassung

Die Nutzung von klimaneutral produziertem Wasserstoff wird zur Erreichung der klimapolitischen Ziele in Deutschland und Europa unverzichtbar sein. Dies zeigen Studien verschiedener Autoren, auch wenn bezüglich der genauen Mengen des benötigten Wasserstoffs und Verwendungsgebiete in den Studien Unterschiede bestehen. Für Deutschland werden Wasserstoffimporte aufgrund der begrenzten Potenziale für erneuerbare Energieerzeugung zwar unvermeidlich sein, ein relevanter Teil des Wasserstoffbedarfs soll aber mittels Elektrolyse auch in Deutschland selbst hergestellt werden. Dabei verknüpfen Elektrolyseure das Strom- und das Wasserstoffsystem. Dabei ist nicht ohne Weiteres sichergestellt, dass die wesentlichen Akteure und Planer in beiden Systemen einheitliche Stoßrichtungen verfolgen. Es besteht die Gefahr, dass bei einem unkoordinierten, die Wirkungen im jeweils anderen System außer Acht lassenden Vorgehen und möglichem ungesteuerten Investitionsverhalten volkswirtschaftlich suboptimale Entscheidungen bzgl. Standortwahl und Betriebsweise für Elektrolyseure getroffen werden. Ziel dieses Vorhabens war daher die umfassende Analyse von möglichen Ansätzen für eine systemdienliche Integration der Bereitstellung von grünem Wasserstoff in Deutschland mit dem Fokus auf der Phase des Markthochlaufs bis zum Anfang der 2030er Jahre. Schlussfolgerungen aus diesem Vorhaben gelten insofern auch primär im Hinblick auf diesen Zeitbereich.

Quantitativ wurden in diesem Vorhaben verschiedene Einsatzstrategien und Standortszenarien mittels geeigneter Simulationsmodelle analysiert. Bezüglich der Standortwahl wurden Szenarien mit einer primären Ansiedlung der Elektrolyseure in Norddeutschland einerseits sowie einer Ansiedlung mit einem auch stärkeren Fokus auf Industriestandorte in West- und Südwestdeutschland andererseits betrachtet. Diese Analyse unterschiedlicher Einsatzstrategien betrachtete zum einen die Frage, in welchem Umfang, d. h. mit welchen Volllaststunden die Elektrolyseure eingesetzt werden. Hierzu wurden Variantenrechnungen mit Szenarien zwischen 2.000 und 6.000 Volllaststunden definiert. Zum anderen bezog sich die Analyse der Einsatzstrategie auf die Frage, nach welchen Kriterien die Einsatzentscheidung der Elektrolyseure erfolgt. Hierzu wurde eine marktbasierende Strategie – orientiert am zeitvariablen Stromgroßhandelspreis – definiert. Eine weitere Strategie bestand darin, dass der Einsatz unter Beachtung der jeweils vorgegebenen Zahl an Volllaststunden insbesondere in den Stunden erfolgt, in denen die deutsche Erzeugung aus Wind- und PV-Anlagen bezogen auf den zeitgleich auftretenden Stromverbrauch besonders hoch ist; diese Strategie sollte eine denkbare Definition eines „möglichst grünen Wasserstoffs“, der mit den Elektrolyseuren hergestellt wird, abbilden.

Hinsichtlich der **Einsatzstrategie** der Elektrolyseure zeigen die in diesem Vorhaben durchgeführten quantitativen Analysen, dass die Einsatzstrategien im engeren Sinne (d. h. bei gegebener Jahresproduktionsmenge) nur einen geringen Einfluss auf die systemischen Wirkungen haben, insb. im Hinblick auf Kosten und CO<sub>2</sub>-Intensität des Erzeugungsmixes, mit dem die zusätzliche Stromnachfrage der Elektrolyseure gedeckt wird. Insofern ist für den betrachteten Ausbauzustand der Elektrolyseure kein Nutzen aus einer gezielten regulatorischen Dispatchsteuerung erkennbar, sofern ansonsten keine marktpreisverzerrenden Dispatchanreize z. B. durch das Fördersystem vorliegen. Beeinflusst werden die systemischen Effekte gleichwohl aber von der Frage, ob für den Einsatz der Elektrolyseure „Zusätzlichkeitsanforderungen“ gelten, d. h. ob mit einer Ausweitung der Stromnachfrage durch zusätzlichen Elektrolyseureinsatz auch das Angebot an EE-Stromerzeugung ausgeweitet wird. Diese Zusätzlichkeit ist entscheidend für einen möglichst niedrigen „CO<sub>2</sub>-Fußabdruck“ der H<sub>2</sub>-Erzeugung. In der Modellierung wurde diese Zusätzlichkeit jahresintegral berücksichtigt, d. h. mit zunehmender Volllaststundenzahl der Elektrolyseure wurde auch die jährliche verfügbare Stromerzeugung aus deutschen Wind- und PV-

Anlagen durch Erhöhung der angenommenen installierten Leistung erhöht; weitere Anforderungen an zeitliche oder räumliche Korrelation wurden bei der Erhöhung der Wind- und PV-Erzeugung nicht berücksichtigt. Nur durch diese Zusätzlichkeit ist ein möglichst niedriger CO<sub>2</sub>-Fußabdruck gewährleistet. Auf systemischer Ebene muss die Zusätzlichkeit jedoch nicht zwangsläufig in einer individuellen Verpflichtung der Betreiber der Elektrolyseure bestehen, sondern kann auch durch eine Erhöhung der allgemeinen Ausbauziele sichergestellt werden. Die analysierten Varianten mit niedrigeren und höheren Volllaststunden der Elektrolyseure zeigen, dass höhere Volllaststunden die Einsatzflexibilität der Elektrolyseure reduzieren und sie damit unabhängig von den Kriterien für die Einsatzentscheidungen zu höheren spezifischen CO<sub>2</sub>-Emissionen des produzierten Wasserstoffs führen. In der hier im Fokus stehenden Phase des Markthochlaufs mit einem mit 5-10 GW zwar bereits signifikanten, gemessen an den langfristig denkbaren Ausbaumengen aber noch tendenziell geringen Ausbauzustand der Elektrolyseure, hat deren Einsatzstrategie zudem auch nur geringen Einfluss auf das Stromnetz.

Deutlich entscheidender ist die **Standortwahl**. Sie beeinflusst auch in dem hier betrachteten Zeitbereich bereits die Wirkungen der Elektrolyseure auf das deutsche Stromnetz. In der Tendenz sind Elektrolyseursstandorte nördlich des vorherrschenden Nord-Süd-Engpasses im deutschen Übertragungsnetz aus Netzsicht günstiger als südliche Standorte. Die Nordstandorte können teilweise sogar netzentlastend wirken. Letzteres kann noch begünstigt werden, wenn Elektrolyseure in den Redispatch eingebunden werden.

Somit kommt perspektivisch **Instrumenten zur Standortsteuerung** eine besondere Bedeutung zu, um die Systemintegration der Produktion von grünem Wasserstoff in Deutschland positiv zu beeinflussen. Die Analysen in diesem Vorhaben zeigen dabei zunächst, dass für eine abschließende Bewertung und Empfehlung von Standortsteuerungsinstrumenten vor allem **Klarheit über die Ziele der Standortsteuerung** hergestellt werden muss. Insbesondere muss geklärt werden, welche Art von Projekten adressiert werden soll und ob die Standortsteuerung nur der Stromsystemintegration oder auch der H<sub>2</sub>-Netzintegration dienen sollte. Relevant ist vor allem, ob sich die Standortsteuerung auch auf Projekte beziehen soll, bei denen die Elektrolyseure in unmittelbarer Nähe zum H<sub>2</sub>-Verbrauchsstandort errichtet werden und i.d.R. keinen H<sub>2</sub>-Netzanschluss aufweisen (werden). Erstreckt sich die Standortsteuerung auch auf solche Projekte, so beeinflusst die Steuerung nicht nur die Standorte der Elektrolyseure, sondern auch die Standorte der H<sub>2</sub>-Nutzung, was neben systemischen Fragen im Hinblick auf das Energiesystems mindestens auch industrie- und strukturpolitische Fragen und Entscheidungen tangiert.

Dennoch ist eine erste grundsätzliche Einordnung von Standortsteuerungsinstrumenten möglich. Nach einer Frühphase mit ersten Projekten, die eher noch Pilotprojektcharakter haben, ist davon auszugehen, dass anschließend eine Phase des frühen Markthochlaufs beginnt, die unter anderem dadurch gekennzeichnet ist, dass zumindest eine Wasserstoffnetzplanung vorhanden ist. In dieser Phase dürften zunehmend H<sub>2</sub>-netzintegrierte Projekte entstehen, die dann auch in den Fokus der auch für den Ausbau von Elektrolyseuren immer noch erforderlichen Förderung rücken. In dieser Phase scheint es sinnvoll, Standortsteuerungsinstrumente in das Fördersystem zu integrieren. Dies könnte über die Festlegung von H<sub>2</sub>-Vorzugsgebieten erfolgen, die z. B. mithilfe von Stromnetzmodellierung definiert werden, um die genannten Zusammenhänge zwischen Standortwahl und Stromnetzwerkung abzubilden. Um einen Zubau der Elektrolyseure insbesondere in diese Gebiete zu lenken, sind als Standortsteuerungsinstrumente innerhalb des Fördersystems insbesondere regionale Mindest-/Maximalquoten bei Ausschreibungen oder Förderkontingenten denkbar. Sie bieten die Möglichkeit, den nicht-ökonomischen Problemen des Stromnetzausbaus (Akzeptanzprobleme und lange Umsetzungsdauern) Rechnung zu tragen, die sich kaum durch ökonomische Instrumente einpreisen lassen. Mit zunehmender

## Kurzfassung

Marktliquidität und abnehmender Bedeutung der Förderung für die Realisierung von Projekten gewinnen dann die Instrumente außerhalb der Fördersysteme an Bedeutung, wie regional differenzierte Baukostenzuschüsse, standortabhängige Netztarife (soweit zeitvariabel umsetzbar) und möglicherweise eine Anpassung des Gebotszonenanschnitts.

## Abkürzungsverzeichnis

BBPIG	Bundesbedarfsplangesetz
EL	Elektrolyseur
EE	erneuerbare Energien
gH <sub>2</sub>	grüner Wasserstoff
GW	Gigawatt
H <sub>2</sub>	Wasserstoff
H <sub>2</sub> -DRI	Wasserstoff-Direktreduktion
HGÜ	Hochspannungsgleichstromübertragung
IPCEI	Important Projects of Common European Interest
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
LFS3	Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland 3 (Stand 2021)
MtO	Methanol-to-Olefins
NWS	Nationale Wasserstoffstrategie
TWh	Terrawattstunden
TYNDP	Ten Year Network Development Plan
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
VLS	Volllaststunden

## Inhalt

<b>Kurzfassung</b>	<b>i</b>
<b>Abkürzungsverzeichnis</b>	<b>iv</b>
<b>1 Hintergrund und Ziel des Vorhabens</b>	<b>3</b>
1.1 Mittelfristige Implikationen der Energiekrise 2022/23	5
<b>2 Analyse der Einflussfaktoren für Standortwahl und Betriebsweise der Elektrolyseure</b>	<b>7</b>
2.1 Wasserstoffeinspeisung in Erdgasnetz	8
2.1.1 Standortwahl und Betriebsweise	8
2.1.2 Fazit	10
2.2 Lokaler Wasserstoffeinsatz in nachfrageintegrierten Projekten	11
2.2.1 Standortwahl und Betriebsweise	13
2.2.2 Fazit	14
2.3 Einspeisung in H2-Backbone	14
2.3.1 Betriebsweise	18
2.3.2 Fazit	20
<b>3 Bewertung von Produktionsstrategien für grünen Wasserstoff</b>	<b>21</b>
3.1 Bewertungsansatz und Vorgehen	21
3.1.1 Überblick	21
3.1.2 Eigenschaften der verwendeten Modelle	23
3.2 Energiewirtschaftliche Szenarien	26
3.3 Untersuchte Produktionsstrategien	35
3.4 Modellierungsergebnisse	40
3.4.1 Voranalysen	40
3.4.2 5-GW-Szenario	41
3.4.3 10-GW-KoaV-Szenario	48
3.5 Zwischenfazit	54
<b>4 Instrumentenanalyse (Schwerpunkt: Standortsteuerung)</b>	<b>56</b>

## Hintergrund und Ziel des Vorhabens

4.1	Grundlagen der Analyse.....	56
4.2	Ziele der Standortsteuerung und Wechselwirkungen mit Phasen des H <sub>2</sub> - Markthochlaufs.....	56
4.2.1	Denkbare Ziele der Standortsteuerung .....	56
4.2.2	Definition von Phasen des H <sub>2</sub> -Markthochlaufs und Wechselwirkungen mit Standortsteuerungsinstrumenten .....	58
4.3	Überblick denkbarer Instrumente zur Standortsteuerung.....	60
4.4	Instrumente innerhalb des Fördersystems.....	62
4.4.1	Beschreibung und Kurzbewertung der Instrumente .....	63
4.4.2	Zeitliche Verortung der Instrumente.....	67
4.5	Instrumente außerhalb des Fördersystems.....	69
4.5.1	Beschreibung der Instrumente und Kurzbewertung der Instrumente.....	69
4.5.2	Zeitliche Verortung der Instrumente.....	73
4.6	Fazit – Einordnung denkbarer Instrumente zur Standortsteuerung für die frühe Markthochlaufphase der Produktion von grünem Wasserstoff .....	75
4.7	Exemplarische Optionen für Standortsteuerung und Wirkung .....	75
4.8	Exkurs zu Standortsteuerung für nachfrageintegrierte Projekte .....	79
<b>5</b>	<b>Zusammenfassung und Fazit</b> .....	<b>81</b>
<b>A</b>	<b>Literatur</b> .....	<b>84</b>



## 1 Hintergrund und Ziel des Vorhabens

Vorliegende Energiesystemstudien von unterschiedlichen Autoren zeigen deutlich und zumindest qualitativ eindeutig, dass eine ambitionierte Dekarbonisierung des Energieversorgungssystems und das Ziel einer CO<sub>2</sub>- oder sogar Treibhausgasneutralität bis 2050 in Europa bzw. bis 2045 in Deutschland nur mit der Nutzung von erheblichen Mengen von klimaneutralem Wasserstoff erreichbar sein wird. Zwar unterscheiden sich Studien im Hinblick auf die genauen benötigten Wasserstoffmengen und teilweise Verwendungszwecke. Klar erscheint aber, dass Wasserstoff eine wesentliche Rolle bei der Vermeidung von Prozessemissionen in der Industrie und als Saisonspeicher sowie Brennstoff für steuerbare Stromerzeugungsanlagen, die bei niedriger Verfügbarkeit dargebotsabhängiger erneuerbarer Energieträger zum Einsatz kommen müssen, spielen wird. Wasserstoff kann darüber hinaus eine wichtige Rolle in Bereichen spielen, wo eine Nutzung direktelektrischer Lösungen schwierig ist und hohe Energiedichten benötigt werden (z. B. im Transportsektor). Abhängig vom Preis für Wasserstoff und der Entwicklung von Alternativoptionen, wie direktelektrischer Wärmepumpen, ist nicht ausgeschlossen, dass sich darüber hinaus weitere Anwendungsmöglichkeiten z. B. im Wärmesektor oder als Rohstoff für die Erzeugung synthetischer Kohlenwasserstoffe.

Die Bundesrepublik Deutschland hat vor diesem Hintergrund in Jahr 2020 eine Nationale Wasserstoffstrategie (NWS) beschlossen, die ergänzt wird durch eine von der EU-Kommission vorgelegte Europäische Wasserstoffstrategie. Im 2021 geschlossenen Koalitionsvertrag der an der amtierenden deutschen Bundesregierung beteiligten Parteien wurden die Ziele der NWS bereits angehoben. Angesichts der aktuellen Energiekrise und dem damit verbundenen Ziel die Abhängigkeit der EU von russischen Energieimporten schnellstmöglich zu beenden haben sich jüngst auch die europäischen Ziele für den Hochlauf einer „Wasserstoffwirtschaft“ deutlich in ihrem Ambitionsniveau erhöht. Im Rahmen der sogenannten *Important Projects of Common European Interest* (IPCEI) werden zudem erste konkrete wasserstoffbezogene Projekte in Deutschland (und europaweit) gefördert.

Für Deutschland besonders relevant ist dabei die Festlegung, dass langfristig sogenannter grüner Wasserstoff, der durch Wasserelektrolyse mit Hilfe von erneuerbar erzeugtem Strom gewonnen wird, eingesetzt werden soll. Dabei werden Wasserstoffimporte aufgrund der begrenzten Potenziale für erneuerbare Energieerzeugung zwar unvermeidlich sein, Deutschland möchte aber auch einen relevanten Teil seines Wasserstoffbedarfs selbst über Elektrolyse herstellen. Gemäß Koalitionsvertrag der amtierenden deutschen Bundesregierung sollen bis zum Jahr 2030 eine Elektrolysekapazität von rund 10 GW in Deutschland erreicht sein.

Dabei verknüpfen die Elektrolyseure das Strom- und das Wasserstoffsystem direkt und beeinflussen durch die notwendige Strombereitstellung an bzw. des Stromtransports zu den Elektrolyseuren bzw. des lokalen Verbrauchs bzw. Abtransports des Wasserstoffs von den Elektrolyseurstandorten die Auslegung und den Betrieb der Transportnetze in beiden Systemen.

Gleichzeitig ist nicht ohne Weiteres sichergestellt, dass die wesentlichen Akteure und Planer in beiden Systemen einheitliche Stoßrichtungen verfolgen.

- Aus Stromsystemperspektive besteht tendenziell ein großes und relativ gleichmäßiges Angebot von EE-Strom vor allem in Norddeutschland, wo besonders günstige Standorte für Onshore-Windenergie und die Anlandepunkte für die Netzanschlüsse der Offshore-Windenergie liegen. Gleichzeitig bestehen im Stromnetz auf absehbare Zeit und vermutlich auch im weiteren Verlauf der Energiewende immer wieder Nord-Süd-Engpässe. Diese lassen eine Verortung der Elektrolyseurstandorte im Norden Deutschlands und ggf. eine an der

Verfügbarkeit von EE-Strom bzw. sogar von ansonsten nicht transportierbarem und daher abzuregelnden EE-Strom attraktiv erscheinen. Es ist allerdings zu bedenken, dass Wasserstoff während einzelner Zeiten des Jahres auch zur Wiederverstromung genutzt werden muss und Standorte entsprechender Wasserstoffkraftwerke evtl. eher in Süddeutschland angesiedelt sein könnten.

- Da eine Wasserstoffinfrastruktur noch nicht existiert und vermutlich erst schrittweise aufgebaut wird, dürfte der Aufbau des Wasserstoffsystems zumindest anfangs stark über die Wasserstoffnachfrage motiviert sein. Dabei ist insbesondere die Nachfrage industrieller Verbraucher relevant, die geographisch zwar nicht ausschließlich, aber doch zu einem erheblichen Teil im Süden und Westen Deutschlands, teilweise auch in Ostdeutschland verortet sind. Diese Verbraucher dürften, soweit keine explizit anderen Anreize und Steuerungssysteme implementiert sind, an einer verbrauchsnahen Elektrolyse interessiert sein, zumal diese ggf. auch die Nutzung von Koppelprodukten wie Sauerstoff ermöglichen könnte. Ggf. ist auch davon auszugehen, dass einzelne Akteure – gerade solange Wasserstoffnetze noch nicht verfügbar sind – beginnen, unkoordiniert und nur am eigenen Verbrauch orientiert Elektrolyseanlagen zu errichten. Damit ergeben sich aber möglicherweise erhebliche Auswirkungen für das Stromsystem, weil der für die Elektrolyse benötigte Strom über bestehende Netzengpässe hinweg zu den Industriestandorten im Süden und Westen der Bundesrepublik transportiert werden müsste.

Hieraus wird deutlich, dass bei einem unkoordinierten, die Wirkungen im jeweils anderen System außer Acht lassenden Vorgehen und möglichem ungesteuerten Investitionsverhalten signifikante externe Effekte zu erwarten sind, die ggf. zu volkswirtschaftlich suboptimalen Entscheidungen bzgl. Standortwahl und Betriebsweise für Elektrolyseure führen könnten.

Ziel dieses Vorhabens vor dem Hintergrund dieses potenziellen Steuerungsdefizit eine umfassende Analyse von möglichen Ansätzen für eine systemdienliche Integration der Bereitstellung von grünem Wasserstoff in Deutschland. Das Vorhaben untersucht durch eine umfassende und integrierte Betrachtung des Strom- und Wasserstoffsystems eine aus Systemperspektive optimale Integrationsstrategie der Elektrolyseure und gibt zudem einen Überblick über mögliche Instrumente zur Umsetzung bzw. Anreizung solcher Integrationsstrategien. Der Fokus liegt dabei auf der Phase des Markthochlaufs bis zum Anfang der 2030er Jahre, d. h. etwa bezogen auf das oben bereits erwähnte Ausbauziel für Elektrolyseure in Deutschland bis zu einem Ausbauzustand von etwa 10 GW und der beginnenden Verfügbarkeit eines ersten Wasserstofftransportnetzes (Backbone). Dabei erfolgte im Vorhaben zunächst eine qualitativ-konzeptionelle Analyse der Einflussfaktoren für Standortwahl und Betriebsweise der Elektrolyseure (vgl. Kapitel 2 dieses Berichts). Neben grundsätzlichen Erkenntnissen über wichtige Wirkungszusammenhänge werden hieraus prinzipiell plausible Wasserstoffproduktionsstrategien als Kombination aus Strategien für Elektrolyseureinsatz und Standortwahl abgeleitet, die dann mittels eines integrierten Strom- und Wasserstoffsystemmodells quantitativ analysiert werden (s. Kapitel 0). Basierend auf den Erkenntnissen dieser beiden Analysenschritte erfolgt dann eine Beschäftigung mit möglichen Politikinstrumenten, die die Systemintegration der Produktion und Nutzung von grünem Wasserstoff geeignet unterstützen können (Kapitel 4). Ein Schwerpunkt liegt dabei auf Instrumenten zur Steuerung der Standortwahl von Elektrolyseuren.

## 1.1 Mittelfristige Implikationen der Energiekrise 2022/23

Der Überfall Russlands auf die Ukraine sorgt auch weiterhin für Verwerfungen auf den Energiemärkten. Unmittelbar am stärksten betroffen sind die Gasmärkte, bei denen in den nächsten Jahren weiterhin von hohen Preisen auszugehen ist. Mittel- und langfristig gehen viele Analysen davon aus, dass sich trotz einer geänderten Erdgasversorgungsstruktur die Großhandelspreise für Gas bei deutlich höheren Preisen einpendeln werden als in letzten Jahren vor 2022. Dies wird auch für den Hochlauf der Wasserstoffmärkte weitreichende Folgen haben.

Zum einen erhöhen die hohen Preise den Druck auf einen schnellen Ausstieg aus der Nutzung fossiler Energieträger, was die relative Wettbewerbsposition von Wasserstoff als Energieträger verbessert. Zum anderen gibt es jedoch mehrere Effekte, die den Wasserstoffhochlauf behindern, zumindest aber Anpassungen gegenüber den ursprünglichen Hochlaufkonzepten erforderlich machen:

1. Die mittelfristige Nutzung von Erdgas wird häufig als Brücke der Energiewende bezeichnet. Im Fall des Wasserstoffhochlaufs ist das Bild einer Stütze jedoch teilweise treffender als das einer Brücke. Dies wird unter anderem bei der Diskussion der Analyse der Einflussfaktoren für Standortwahl und Betriebsweise der Elektrolyseure in Kapitel 2 diskutiert. Bei vielen der als früh praktikablen Einsatzgebiete für Wasserstoff identifizierten Anwendungsfälle kam in den bisherigen Planungen eine Kombination aus grünem Wasserstoff und grauem Wasserstoff oder Erdgas zum Einsatz. Die nun deutlich höheren Erdgaspreise verteuern grauen Wasserstoff und Erdgas – was z.B. im Fall von Ammoniak – die deutschen und europäischen Standorte insgesamt weniger attraktiv macht, oder – wie z.B. bei Stahl – den Umstieg auf emissionsarme Technologien insgesamt kostspieliger macht. Dadurch ergibt sich die Situation, dass Wasserstoffprojekte nun neben den Kosten für den Wasserstoffeinsatz auch durch stark erhöhte Kosten der fossilen Back-up-Lösungen belastet werden. Einige Projekte dürften vor diesem Hintergrund insgesamt verzögert werden oder sogar grundsätzlich in Frage gestellt werden.
2. Auch auf dem Strommarkt haben die gestiegenen Preise, insbesondere bei Erdgas, die Preise stark ansteigen lassen. Dies hat deutliche Auswirkungen auf den Bezug von Strom für Elektrolyseure: Als direkte Kosten, wenn die Elektrolyse Strom aus dem Netz bezieht, oder als Opportunitätskosten, wenn eigene EE-Anlagen die Elektrolyse speisen sollten, die nun aber auf dem Strommarkt hohe Margen erwirtschaften könnten. Die sehr hohen Spotpreise in 2022 waren auch Ausdruck der Tatsache, dass in Deutschland oder in den verbundenen Netzgebieten in vielen Stunden Gaskraftwerke die marginale Erzeugungstechnologie darstellen. Eine Fördersystem, das darauf ausgerichtet ist, Elektrolyse in diesen Stunden nicht zum Einsatz zu bringen, um den Gasverbrauch nicht zu erhöhen, reduziert die Einsatzstunden sehr deutlich.

Die Auswirkungen der geänderten Situation an den Energiemärkten auf die Fragestellungen dieses Projekts sind durch diese komplexe Gemengelage schwer zu prognostizieren. Soll der Einsatz von Erdgas in den nächsten Jahren vor dem Hintergrund der gestiegenen Preise eher gering gehalten werden, müssen Produktionsstrategien mit niedrigen Vollaststunden angereizt werden (siehe Kapitel 3); das Förderregime für die Elektrolyseure sollte dabei das Strompreissignal nicht konterkarieren (wie z. B. durch CfD), denn dies könnte selbst bei niedrigen Vollaststunden zu einem Einsatz der Elektrolyseure auch in Stunden mit besonders knappen Stromangebot führen. Die Modellierung dieses Projekts geht davon aus, dass die „Zusätzlichkeit“ der EE-

## Hintergrund und Ziel des Vorhabens

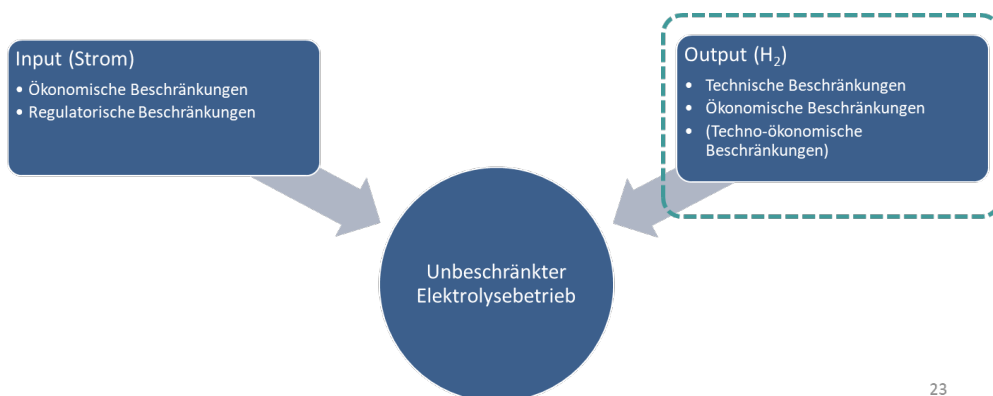
Stromerzeugung gegeben ist; der Stromeinsatz der Elektrolyseure wird immer über zusätzliche EE-Stromerzeugung jahresintegral vollständig bzw. zumindest teilweise kompensiert. Dies führt dazu, dass die Auswirkungen unterschiedlicher Produktionsstrategien immer auch von den entsprechend veränderten EE-Strommengen beeinflusst werden. Des Weiteren lassen die Analysen keine Aussage darüber zu, ob oder in welchem Ausmaß vor dem Hintergrund eines mittelfristig begrenzten EE-Ausbautempos erneuerbarer Strom zur Senkung des Gasverbrauchs vorrangig am Strommarkt eingesetzt und weniger für Wasserstoffproduktion genutzt werden sollte.

## 2 Analyse der Einflussfaktoren für Standortwahl und Betriebsweise der Elektrolyseure

Die Modellierungsarbeiten, die Kapitel 3 diskutiert werden, fokussieren sich auf die stromnetzseitige Integration der Elektrolyse. Um die Erfordernisse der Output-Seite ebenfalls zu berücksichtigen, sollen daher in diesem Kapitel zunächst mögliche technische und ökonomische Einflussfaktoren bezüglich Standortwahl und Betriebsweise diskutiert werden, die sich aus der Nutzung des Wasserstoffs ergeben.

Um die Faktoren darzulegen, soll als ein Gedankenexperiment zunächst ein output-seitiger, abstrakter Idealfall angenommen werden. In diesem speist die Elektrolyse in einem an jedem Ort platzierbaren, unendlich großen Gasballon ein. In diesem Fall gäbe es keine output-seitigen Beschränkungen oder Einflussfaktoren: Die Elektrolyse könnte allein anhand der Steuerungssignale aus dem Stromsystem platziert und betrieben werden. Gegenüber diesem Fall sind alle Standortfaktoren negativ, sie wirken einschränkend und stellen zusätzliche Anforderungen an Standortwahl und Betrieb. Gegenüber diesem nicht erreichbaren Gedankenkonstrukt werden in den folgenden Unterkapiteln drei unterschiedliche nachfrageseitige Wasserstoffintegrationskonzepte diskutiert:

1. Wasserstoffeinspeisung in Erdgasnetz
2. Lokaler Wasserstoffeinsatz in nachfrageintegrierten Projekten
3. Einspeisung in H<sub>2</sub>-Backbone



23

Abbildung 2.1 Der Fokus dieses Kapitels liegt auf den nachfrageseitigen Einflussfaktoren

## 2.1 Wasserstoffeinspeisung in Erdgasnetz

Die Einspeisung in das Erdgasnetz ist in vielerlei Hinsicht die systemisch einfachste der drei Integrationsoptionen und wird bereits bei mehreren Wasserstoffprojekten genutzt. Wasserstoff kann in geringen Anteilen technisch recht unproblematisch vom Erdgasfluss mittransportiert werden. Laut DVGW Regelwerk G260 sind Beimischungen bis 10 Vol.-% zulässig. Hierbei ist aber grundsätzlich zu beachten, dass die Klimaschutzwirkung durch den niedrigeren Energiegehalt des Wasserstoffs geringer ausfällt. 10 Vol.-% ersetzen energetisch ca. 3,3 % des Erdgases und damit der THG-Emissionen. Zusätzlich gilt eine Reihe von Einschränkungen, die im realen Betrieb das Potenzial dieser Option deutlich beschränken.

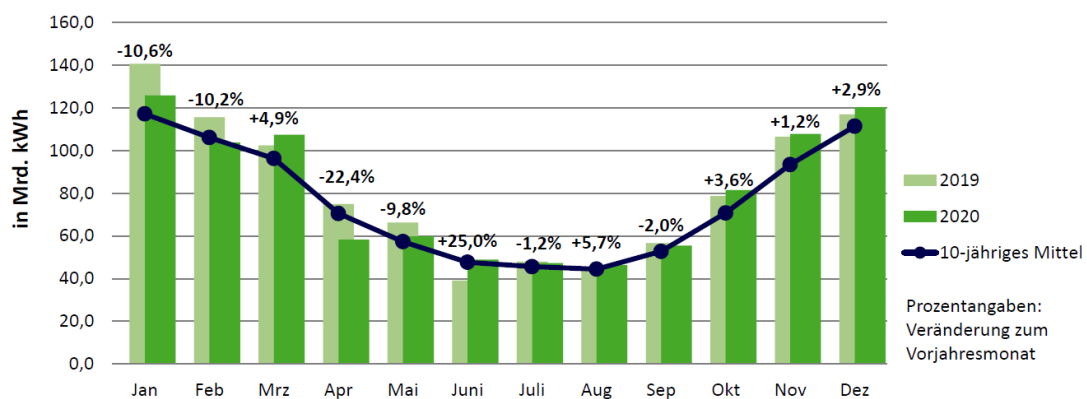
1. Beimischungsgrenzwerte beziehen sich auf das Gasmisch in allen Teilen des jeweiligen Netzgebiets. Es ist sicherzustellen, dass in keinen Teilen des Gasstroms durch „Wasserstoffblasen“ eine höhere Konzentration auftritt.
2. Erdgasfahrzeuge reagieren auf eine substantielle Beimischung kritisch. Daher ist in Netze mit Erdgastankstellen eine Beimischung von höchstens 2 Vol.-% zugelassen.
3. Die Beimischungsobergrenzen unterscheiden sich in den europäischen Nachbarländern, teilweise sind nur deutlich niedrigere Beimischungen erlaubt. Dies schränkt durch die Vermaschung des europäischen Fernleitungsnetzes und die Rolle von Deutschland als Transitland die Beimischung in Fernleitungen ein. Die FNB gehen bisher von einer maximalen Beimischung von 2 Vol.-% in ihren Netzen aus. Die Europäische Kommission versucht im Gasmarktpaket, das derzeit fragmentierte Regelwerk zumindest soweit zu vereinheitlichen, dass eine Beimischung von 5 Vol.-% bei grenzüberschreitendem Transport grundsätzlich zulässig wird.
4. Die für den realen Betrieb an vielen Standorten vermutlich relevantesten Einschränkungen ergeben sich aus dem jahreszeitlich stark schwankenden Erdgasfluss. Ist der Gasfluss im Sommer gering, senkt dies zum einen das Einspeisepotenzial, zum anderen erhöht es das Risiko von Wasserstoffblasen. Dieser Aspekt wird in Abschnitt 2.1.1 zur Betriebsweise noch näher ausgeführt.
5. Zu beachten ist auch, dass der Transport von Wasserstoff über die vom DVGW definierten Grenzen hinaus in Transport- und Verteilnetzen nicht reguliert ist, entsprechend sind die damit einhergehenden Kosten nicht anerkennungsfähig. Für H<sub>2</sub>-Transport über Beimischung können daher bisher auch keine separaten Erlöse oder Entgelte geltend gemacht werden.

Der DVGW prüft, ob bzw. unter welchen Gegebenheiten eine Erhöhung der Beimischungsobergrenze auf bis zu 30 Vol.-% möglich ist. Für die meisten Endgeräte im Haushalt scheinen zumindest 20 Vol.-% unkritisch zu sein. Allerdings gibt es eine Reihe von industriellen Anwendungen, für die Veränderungen im Gasmisch problematisch sind. Dies gilt u.a., wenn die Prozesse auf eine eng festgelegte Temperatur und ein spezifisches Brennverhalten ausgelegt sind, z.B. in der Glasproduktion. Herausfordernd ist hierbei weniger die Beimischung an sich, sondern die Schwankungen des Gemischs. Der Wasserstoff könnte vor diesen Anwendungen durch Filter wieder entnommen werden, allerdings befindet sich diese Technik noch in der Erprobungsphase und ist kostspielig.

### 2.1.1 Standortwahl und Betriebsweise

Deutschland verfügt über ein sehr gut ausgebautes Erdgasnetz, so dass eine Einspeisung grundsätzlich an sehr vielen Standorten möglich ist. Die Standortwahl wird jedoch von der möglichen Betriebsweise beeinflusst und eingeschränkt.

Die Nachfrage nach Erdgas unterliegt aufgrund der großen Bedeutung für Gebäudewärme starken saisonalen Schwankungen (siehe Abbildung 2.2). Die konkreten Werte sind dabei nicht wesentlich, der saisonale Verlauf ist insgesamt jedoch stark ausgeprägt und insgesamt über die Jahre sehr stabil. Der Erdgaseinsatz ist den Wintermonaten über doppelt so hoch wie in den Sommermonaten. Ein substantieller, wenn auch schwierig exakt zu beziffernder Anteil dieses Erdgasflusses wird jedoch nicht über Verteilnetze transportiert, sondern direkt aus den Hochdruckleitungen an große Industrieabnehmer und Kraftwerke ausgespeist. Diese sind im Sommer für einen großen Teil der Nachfrage verantwortlich. Wie bereits oben diskutiert wurde, unterliegt eine Einspeisung in Fernleitungen niedrigeren Beimischungsobergrenzen.



Quelle: BDEW, Stand 01/2021

\* vorläufig

Abbildung 2.2 Monatlicher Erdgasverbrauch in Deutschland

Der Gasfluss in den Erdgasverteilnetzen schwankt umso stärker saisonal, je höher der Anteil des Einsatzes für Gebäudewärme an der Gesamtnachfrage ist. Abbildung 2.3 zeigt, wie stark die Saisonalität in Wohngebäuden ausgeprägt ist. In diesem Beispieljahr übersteigt die Nachfrage im Januar die Nachfrage im August um den Faktor 10. Auch wenn davon auszugehen ist, dass dieses Verhältnis in den nächsten Jahren durch Sanierungsaktivitäten leicht sinken wird, wird die Wärmenachfrage im Winter die Nachfrage im Sommer stets um ein Vielfaches übertreffen. Zu beachten ist zusätzlich, dass die Nachfrage darüber hinaus auch täglichen und untertägigen Schwankungen ausgesetzt ist.

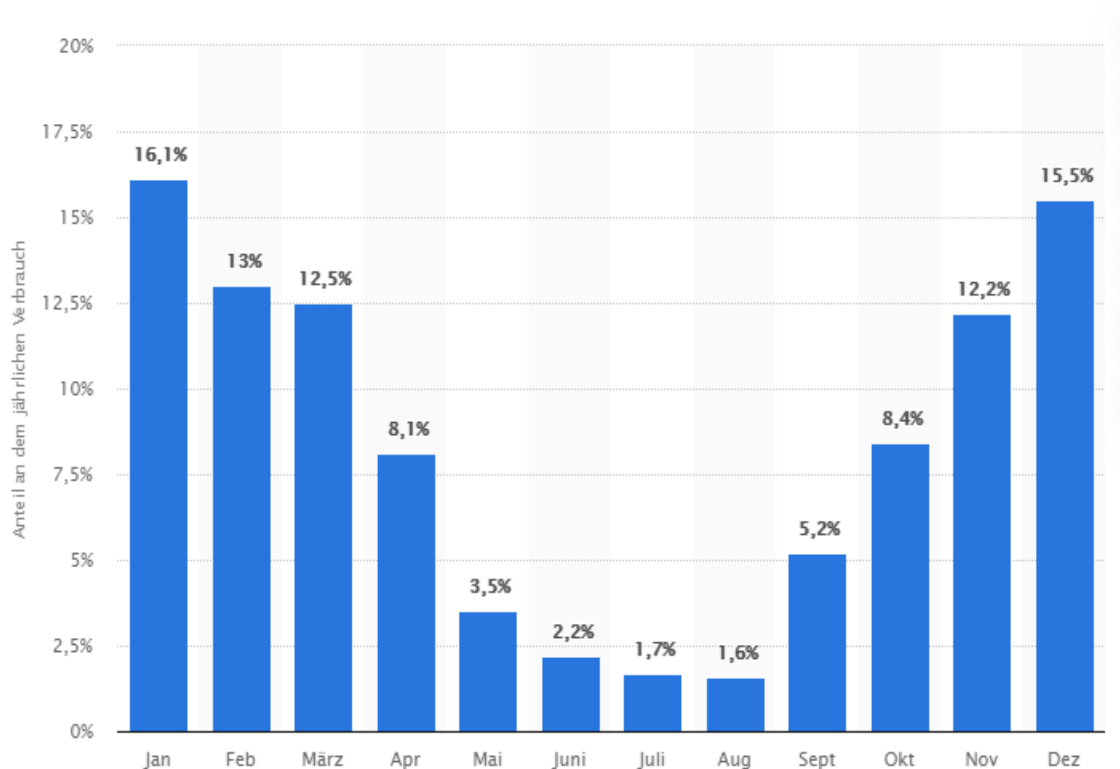


Abbildung 2.3 Exemplarische Schwankung des monatlichen Erdgaseinsatzes in Wohngebäuden

Hier stellt sich nun die Frage, wie Elektrolyseure für eine Beimischung in Verteilnetzen hinsichtlich ihrer Leistung ausgelegt und wie sie betrieben werden. Werden sie auf eine hohe Auslastung der Elektrolyseure ausgelegt, kann nur eine geringe Leistung installiert werden, die auch in den Sommermonaten bei niedrigem Gasfluss einen Betrieb in Vollast ermöglicht. Dies reduziert das maximale Einspeisepotenzial in diesem Verteilnetz allerdings auf einen Bruchteil der maximalen Beimischungsquote; ist die Saisonalität so stark ausgeprägt wie in Abbildung 2.3, könnte maximal ein Zehntel der maximal zulässigen Beimischung über das Jahr erreicht werden. Wird die Elektrolyse hingegen auf die Wintermonate ausgelegt, um ganzjährig die maximale Beimischungsquote zu erreichen, kann die Elektrolyse in den Sommermonaten nur mit einem Bruchteil ihrer Nennleistung betrieben werden. Der Betrieb wird dann doppelt eingeschränkt, stromseitig von der Verfügbarkeit grünen Stroms (entsprechend der jeweils anzulegenden Kriterien für grünen Wasserstoff) und nachfrageseitig von einem ausreichenden Erdgasstrom. Durch diese doppelte Beschränkung ergäbe sich eine über das Jahr insgesamt sehr geringe Auslastung, was die Kosten des eingespeisten Wasserstoffs deutlich erhöhen würde.

Ein Spezialfall stellt die Beimischung von Wasserstoff in Verteilnetze aus einem Wasserstoff-Backbone dar. In der Nähe des entstehenden H<sub>2</sub>-Backbones könnte die Einspeisung bei ausreichender Wasserstoffverfügbarkeit je nach Erdgasfluss in den Verteilnetzen erfolgen. Die Beimischung könnte somit kontinuierlich die jeweils zulässige Obergrenze erreichen. Die Elektrolyseure speisen dann jedoch in den Backbone ein, die dabei geltenden Randbedingungen werden in Abschnitt 2.3 diskutiert.

### 2.1.2 Fazit

Insgesamt wird die Beimischung von den meisten neutralen Studien sehr kritisch gesehen. Bemängelt werden dabei vor allem das begrenzte Potenzial, der hohe Aufwand für den Schutz der Anwendungen, die mit substanzieller Beimischung nicht umgehen können, und das insgesamt unklare Ziel der Beimischung. Bezüglich des Letzteren geht es darum, dass die Beimischung nicht



dazu geeignet ist, die Umstellung auf reinen Wasserstoff als Energieträger voranzutreiben. Sie nutzt zwar den Wasserstoff und verdrängt damit Erdgas, reizt jedoch keine nachfrageseitige Umstellung an. Selbst wenn eine Umstellung der Verteilnetze auf Wasserstoff angestrebt werden sollte, erleichtert die Beimischung die spätere Umstellung nicht. Die Veröffentlichung der BNetzA „Regulierung von Wasserstoffnetzen“ vom Juli 2020 stellt die ungünstigen Rahmenbedingungen für Wasserstoffbeimischungen auch aus regulatorischer Sicht dar. Auch die BNetzA kommt zum Schluss, „dass das technische Potential nicht so hoch ist, wie es vielfach kommuniziert wird“ und beurteilt Wasserstoffbeimischung insgesamt sehr kritisch. Eine Studie des Fraunhofer IEE (Norman Gerhardt et al., 2020) kommt ebenfalls zu dem Schluss, dass hohe Beimischungen für ihren nur geringen Klimaschutzbeitrag sehr teuer sind.

Eine Beimischung in das Verteilnetz eignet sich daher aus systemischer Perspektive eher um den Ausbau von Elektrolyseuren voranzutreiben, und auch nur, wenn:

1. im System ausreichend grüner Strom zur Verfügung steht,
2. die Produktionskapazitäten für Elektrolyseure nicht bereits voll ausgelastet sind,
3. die Elektrolyseure an Standorten errichtet werden, an denen sie später an das Wasserstofffernleitungsnetz angeschlossen werden können.

Um eine ausreichende Auslastung der Elektrolyseure zu gewährleisten, müssen die Anlagen auf die Sommermonate mit geringem Gasfluss ausgelegt werden. Selbst wenn es gelänge, in der Hälfte aller Verteilnetze 2 Vol.-% über das gesamte Jahr zu erreichen, entspräche dies einem Wasserstoffpotenzial von ungefähr 2 TWh. Vor dem Hintergrund des beschränkten Potenzials wird diese Option im Folgenden in der Modellierung dieses Projekts nicht explizit berücksichtigt. Es wird davon ausgegangen, dass Einspeisung in das Erdgasnetz entweder in vernachlässigbarem Umfang geschieht, oder aber wie oben ausgeführt auf die Sommermonate ausgelegt wird, somit netzseitig nur geringen Restriktion unterliegt und „stromgeführt“ betrieben werden kann.

## 2.2 Lokaler Wasserstoffeinsatz in nachfrageintegrierten Projekten

Beim lokalen Einsatz von Wasserstoff in nachfrageintegrierten Projekten liegt meist, aber nichts zwingende, eine räumliche Nähe von Elektrolyse und Wasserstoffverwendung vor. Wasserstoff wird am Ort der Verwendung erzeugt und genutzt, ohne dass eine für dritte zugängliche Netzinfrastruktur genutzt würde. Allerdings könnte zwischen der Elektrolyse und dem Ort der Verwendung des Wasserstoffs eine Pipeline errichtet werden. Kennzeichnend für diese Art von Projekt ist der direkte Zusammenhang zwischen Erzeugung und Nutzung: Die Elektrolyse versorgt nur eine klar definierte Nachfrage, wobei dies auch mehrere unterschiedliche Anwendungen sein können. Es gibt für den Wasserstoff aus der Elektrolyse zunächst keine Abnehmer jenseits des integrierten Projekts, also u.a. noch keinen Anschluss an einen H<sub>2</sub>-Backbone.

Ein Großteil der aktuell geplanten Projekte fällt in diese Kategorie. Dies liegt nicht zuletzt daran, dass vor dem Entstehen eines weiträumigen Transportnetzes kaum Alternativen zu nachfrageintegrierten Projekten bestehen, wenn eine Anwendung mit reinem Wasserstoff versorgt werden soll. Eine straßen- oder schienengebundene Versorgung ist zwar für bestimmte Anwendungen möglich, ist jedoch mit hohen zusätzlichen Kosten verbunden.

Nachfrageintegrierte Projekte haben gegenüber den beiden anderen Integrationsformen zwei Vorteile: Erstens kann mit ihnen eine Nutzung von Wasserstoff früh realisiert werden, also noch bevor ein Wasserstoff-Backbone zur Verfügung steht. Zweitens erlauben sie eine nachfrageintegrierte Planung: Die Anwender entwickeln den Einsatz und das Angebot gleichzeitig und sind

somit nicht darauf angewiesen, dass das Angebot von Dritten zeitgerecht aufgebaut wird. Dies reduziert Risiken und macht die Projekte damit potentiell leichter finanzierbar.

Dem gegenüber stehen auch gewichtige Nachteile, die auch Auswirkungen auf die Verortung und den Betrieb der Elektrolyseure haben. Allen gemein ist, dass der Standort der Elektrolyse von den Standorten der zu deckenden Nachfrage bestimmt wird, sofern keine eigene Wasserstoffleitung für das Projekt errichtet werden soll. Instrumente zur Standortsteuerung würden hier letztendlich bedeuten, dass die Nachfrage in bestimmten Regionen zu bevorzugten Konditionen mit Wasserstoff versorgt wird, im extremen Fall sogar Projekte in bestimmten Regionen als Ganzes nicht zulässig bzw. förderfähig sind. In diesem Fall wäre auch rechtlich zu prüfen, ob eine Ablehnung von Wasserstoffprojekten allein begründet über mögliche negative Auswirkungen im Stromsystem zulässig ist. Denn dies würde deuten, dass zwei ansonsten gleiche Projekte für gleiche Anwendungen sehr unterschiedlich behandelt würden, und das abgelehnte Unternehmen trotz einheitlicher Gebotszone benachteiligt wird.

Es wird in den meisten Fällen schwierig bis unmöglich, ein komplett auf grünem Wasserstoff basierendes Versorgungssystem rein lokal aufzubauen. Abbildung 2.4 soll das grundlegende Problem exemplarisch für eine als konstant angenommene Wasserstoffnachfrage verdeutlichen. Läuft die Elektrolyse nicht durchgehend das gesamte Jahr über, stellt sich die Frage, wie die Wasserstoffnachfrage bzw. die Energienachfrage in den Zeiten befriedigt wird, in denen die Elektrolyse keinen oder nur unzureichende Mengen an grünem Wasserstoff produziert. Hierfür stehen je nach Einsatzgebiet unterschiedliche Optionen zur Verfügung.

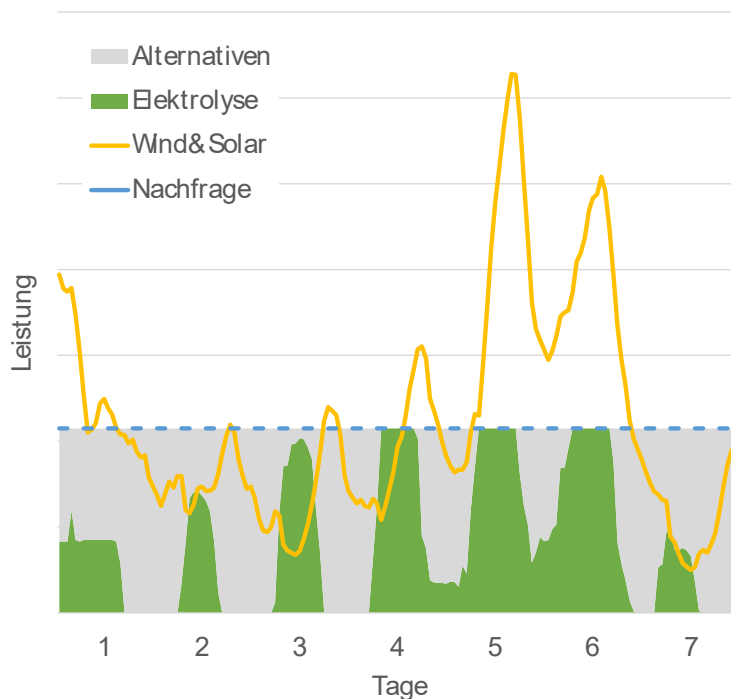


Abbildung 2.4 Exemplarische Deckung einer fixen Wasserstoffnachfrage mit grünem Wasserstoff und Alternativen

Zunächst erscheint es attraktiv, grünen Wasserstoff zu speichern, um eine durchgehende Versorgung zu ermöglichen. Eine oberirdische Speicherung des Wasserstoffs ist allerdings keine plausible Option, um eine kontinuierliche Versorgung zu ermöglichen. Alle technischen Ansätze dafür sind zu kostenintensiv, um einen Angebotsausfall von Tagen oder sogar Wochen zu

überbrücken. Als Beispiel seien hier zylindrische Wasserstofftanks genannt: Ein typischer Tank hat einen Durchmesser von ca. 3 m bei einer Länge von 19 m und fasst 110 m<sup>3</sup>. In ihm sind ca. 480 kg Wasserstoff nutzbar speicherbar. Die Anschaffungskosten liegen bei 80.000 bis 120.000 EUR (Bünger et al., 2016). Wasserstoffspeicherkapazität in einem Tank kostet damit zwischen und 9 und 13 EUR/kWh<sub>H<sub>2</sub></sub>. Um für eine Wasserstoffnachfrage von 50 MW eine Speicherkapazität für eine Woche ohne Wasserstoffproduktion bereitzustellen, wären 931 dieser Tanks erforderlich. Ohne ein Stapeln der Tanks wird auch die dafür erforderliche Fläche von ca. 100.000 m<sup>2</sup> in vielen Industriegebieten nicht ohne Weiteres zu realisieren sein.

Geologische Speicher, insbesondere Kavernenspeicher, stellen die auf absehbare Zeit günstigste Option für die langfristige Speicherung von Wasserstoff dar. Für größere Projekte könnten sich daher eigene Kavernenspeicher lohnen, wobei das Potenzial für diese jedoch im Wesentlichen auf den Norden Deutschlands beschränkt ist. Die Elektrolyseure könnten bei ausreichender Speicherdimensionierung dann nahezu so stromgeführt betrieben werden, wie die an den zukünftigen Wasserstoffbackbone angeschlossenen Anlagen (siehe Abschnitt 2.3).

Alle Nachfragen haben grundsätzlich die Möglichkeit, den Wasserstoffeinsatz temporär herunterzufahren. Dies kann jedoch mit hohen Opportunitätskosten verbunden sein oder Kosten durch das An- und Abfahren der Anlagen verursachen. Ist der Elektrolyseur die einzige Versorgungsoption, ist die einzige Alternative zum Herunterfahren die Produktion von nicht-grünem Wasserstoff. Je nach Ausgestaltung des Förderregimes hat dies aber nicht nur Auswirkung auf die „grünen Eigenschaften“ der mit dem – dann nicht mehr grünen – Wasserstoff produzierten Güter, sondern kann die Förderung der Elektrolyse insgesamt beeinträchtigen.

Dementsprechend müssen in Zeiten ohne Grünwasserstoff andere – zumeist fossile – Energieträger als Alternative zu Verfügung stehen, wenn Versorgungssicherheit für nachfrageintegrierte Projekte realisiert werden soll. Hierfür kommt für alle Anwendungen grauer Wasserstoff aus Erdgas in Betracht. Ist Carbon Capture and Storage (CCS) insgesamt in Deutschland umsetzbar und vor Ort realisierbar, kann auch in lokalen Projekten, die vorerst über keinen Wasserstoffnetzanschluss verfügen, blauer Wasserstoff erwogen werden. Vor dem Hintergrund der Erdgaspreisprognosen für die nächsten Jahre scheint blauer Wasserstoff aber insgesamt wenig marktfähig zu sein. Gerade die Anwendungsfälle, in denen bereits heute grauer Wasserstoff für Prozesse eingesetzt wird, verfügen bereits über fossile Bezugsquellen, zumeist Wasserstoff als Kuppelgas aus der chemischen Industrie oder aus Dampfreformern.

Wasserstoff wird derzeit genutzt in der Ammoniaksynthese, in einigen Prozessen der chemischen Industrie, sowie Raffinerien zur Entschwefelung. Bei diesen Prozessen kann davon ausgegangen werden, dass sie zumindest für die nächsten Jahre über alternative Wasserstoffquellen verfügen. Allerdings ist hierbei zu beachten, dass grüner Wasserstoffeinsatz hier nicht zwangsweise den fossilen Energieträgereinsatz reduziert, da teilweise Wasserstoff genutzt wird, der als Kuppelgas entstanden ist, für das dann keine Verwendung mehr bestünde. Weitere wichtige und vermutlich früh zu deckende Wasserstoffnachfragen ergeben sich in der Stahlproduktion sowie in der Produktion von synthetischen Kraftstoffen, insbesondere für den Flug- und Schiffsverkehr. Bei der Reduktion von Eisen zur Stahlproduktion besteht bei bestimmten Verfahren, z.B. dem MIDREX-Verfahren, die Aussicht, dass im Prozess relativ nahtlos zwischen Wasserstoff und Erdgas als Brennstoff gewechselt werden kann. Bei e-Fuels wiederum besteht die Besonderheit, dass keine Alternativen zu Wasserstoff eingesetzt werden können, da es für die Produktion von nicht-grünem Kraftstoffen aus Wasserstoff keine Nachfrage geben wird, sondern stattdessen fossile Kraftstoffe genutzt werden.

### 2.2.1 Standortwahl und Betriebsweise

Für Projekte ohne eine Pipeline zwischen Elektrolyseur und Einsatzgebiet ist der Standort nicht frei wählbar. Für Projekte mit Pipelineanschluss an weiter entfernte Elektrolysestandorte ergeben sich hingegen größere Freiheitsgrade. Hierbei sind jedoch Abwägungen zu treffen: Auf der einen Seite ermöglicht dies eine freie Wahl von Standorten, die unter dem Ziel einer einfachen Stromnetzintegration vorteilhaft sind. Auf der anderen Seite entstehen durch die nachfrageintegrierten Projekte möglicherweise private Netzinfrastrukturen, was für den Aufbau eines deutschland- oder europaweiten Fernleitungsnetzes nicht zwangsweise förderlich ist. Hier muss im Vorfeld bedacht werden, ob oder wie z.B. eine Überdimensionierung der Leitungen für weitere Ein- und Ausspeisungen und ein späterer Third-Party-Access realisiert werden können.

Das Betriebsverhalten der Elektrolyseure hängt sehr stark von der Ausgestaltung des Förderrahmens ab. Schließt dieser die Produktion von nicht-grünem Wasserstoff aus, ist davon auszugehen, dass die Anlagen ebenfalls stark stromsystem- bzw. EE-dargebotsabhängig eingesetzt werden. Ist dies nicht der Fall, könnten unterschiedliche Erwägungen im Betrieb des Wasserstoffeinsatzes dazu führen, dass die Elektrolyseure zumindest teilweise auch in anderen Stunden eingesetzt werden, und damit potenziell eine starke Belastung für das Stromsystem darstellen.

### 2.2.2 Fazit

Nachfrageintegrierte Projekte werden kurzfristig sehr wahrscheinlich der Standardfall der Grünwasserstoffnutzung sein. Je nach Förderregime werden diese aber nicht weniger netzbelastend eingesetzt werden als die zukünftig an den Wasserstoff-Backbone abgeschlossenen Anlagen. Herausfordernd ist für die Projekte allerdings die Notwendigkeit einer alternativen Wasserstoffquelle, wenn die Prozesse annähernd kontinuierlich gefahren werden sollen und nicht nur dem Grünwasserstoffangebot folgen.

## 2.3 Einspeisung in H2-Backbone

Ein Ansatz, der die Nachteile der oben beschriebenen Fälle zumindest zum Teil ausgleichen kann, ist der Anschluss der Elektrolyseure an ein zukünftiges Wasserstoffnetz. Da der Aufbau des Wasserstoffnetzes mit zunächst einzelnen, wesentlichen Leitungen und somit deutlich geringer Verästelung und Redundanz als beim Erdgasnetz erfolgen wird, spricht man hierbei auch von einem Wasserstoff-Backbone. Mit dem Wasserstofftransportnetz kann Wasserstoff über große Strecken transportiert werden. Dabei können unterschiedliche Einspeiser und Verbraucher verbunden sowie eine internationale Anbindung für Wasserstoffimporte geschaffen werden.

Aus Sicht der Elektrolysebetreiber liegen Vorteile der Einspeisung in das Wasserstoff-Backbone in der Flexibilisierung der Wasserstoffabgabe. In integrierten Projekten ist der Wasserstoff-Output teilweise durch lokale Gegebenheiten beschränkt, die dazu führen können, dass auch in Zeiten hohen EE-Dargebots die Elektrolyse nicht voll eingesetzt werden kann. Diese Limitierungen können u.a. entstehen durch den schwankenden Industriebedarf, den saisonalen Heizbedarf, oder schwankenden Gasfluss bei Einspeisung ins Erdgasnetz. Im Falle der Einspeisung in den H2-Backbone können Flexibilitätspotenziale auf drei Stufen genutzt werden:

- Flexibilität durch eine Vielzahl sich ergänzender Erzeuger, potenziell auch inkl. der Nutzung anderer Wasserstoffarten<sup>1</sup>

---

<sup>1</sup> Die Bereitstellung von Wasserstoff aus fossilen Quellen wurde auch im Fall der lokalen Nutzung als Backup-Option für die Deckung der Nachfrage aufgeführt, kann durch die aufgeführten Flexibilitäts-Potenziale im Wasserstoffnetz jedoch wesentlich geringer ausfallen.

- Flexibilität durch die interne Speicherkapazität des Wasserstoffnetzes<sup>2</sup>
- Flexibilität durch die Einbindung geologischer Speicher

Das Wasserstoff-Backbone kommt somit dem Ideal des „Wasserstoff-Ballons“ von den drei beschriebenen Fällen am nächsten. Allerdings bestehen für diesen Fall gegenwärtig die stärksten Einschränkungen bezüglich der lokalen Verfügbarkeit, siehe Abbildung 2.5. Der Aufbau einer leitungsgebundenen Wasserstoffinfrastruktur benötigt Zeit und hängt von mehreren Faktoren ab. Klar ist, dass ein Wasserstoffnetz nur dort wirtschaftlich betrieben wird, wo eine ausreichende Anzahl an Erzeugern und Verbrauchern angeschlossen werden kann. Zusätzlich soll das Wasserstoff-Backbone aus Kostengründen zu möglichst großen Teilen aus umgewidmeten Erdgastransportleitungen bestehen. Daher hängt die Aufbaugeschwindigkeit neben dem Markthochlauf von Wasserstoffherzeugung und -verbrauch auch vom Rückgang des Erdgasbedarfs und des Erdgastransits in den jeweiligen Regionen ab.

Abbildung 2.5 zeigt einen Vorschlag der Fernleitungsnetzbetreiber (FNB) für die erste Phase des Aufbaus eines deutschen Wasserstoffbackbones. Basierend auf einer Marktpartnerabfrage inklusive Memoranden of Understanding (MoU) wurden die Bedarfe für Ein- und Ausspeisung in ein Wasserstoffnetz ermittelt. Hieraus entstehen für das Jahr 2027 drei größere Wasserstoff-Startnetze in Nord-West-, Nord- und Ostdeutschland<sup>3</sup>, welche zu einem Großteil aus umgewidmeten Erdgasleitungen bestehen sollen. Die Prüfung der Erdgastransportbedarfe in den entsprechenden Regionen wurde von den FNB jedoch nicht vorgenommen. Sie begründen dies mit der unsicheren und sich im Umbruch befindenden Erdgastransportsituation im Rahmen des russischen Angriffskrieges (siehe Box „Implikationen der aktuellen Energiekrise“).

---

<sup>2</sup> Durch eine temporäre Erhöhung bzw. Reduktion des Betriebsdruckes kann Wasserstoff kurzfristig ein- bzw. ausgespeichert werden (innerhalb der Grenzen zulässiger Betriebsdrücke).

<sup>3</sup> Die FNB hatten bereits im Netzentwicklungsplan Gas 2020-2030 ein deutsches Startnetz in der Region Nord-West-Deutschland vorgeschlagen. Die Bundesnetzagentur hat daraufhin klargestellt, dass Planungen für ein deutsches Wasserstoffnetz nicht im Rahmen des Netzentwicklungsplans Gas erfolgen können. Die Planung und der Betrieb von Wasserstoffnetzinfrastrukturen obliegt nach der Übergangsregulierung aus der Novelle des EnWG 2021 nicht allein den FNB, sondern auch anderen interessierten Marktteilnehmern (unter Beachtung des Grundsatzes der Entflechtung). Die FNB haben sich entschlossen, den Planungsprozess für eine deutsches Wasserstoffnetz dennoch im Netzentwicklungsplan Gas fortzuführen, haben hierbei aber auch andere potenzielle Wasserstoffnetzbetreiber mit einbezogen.

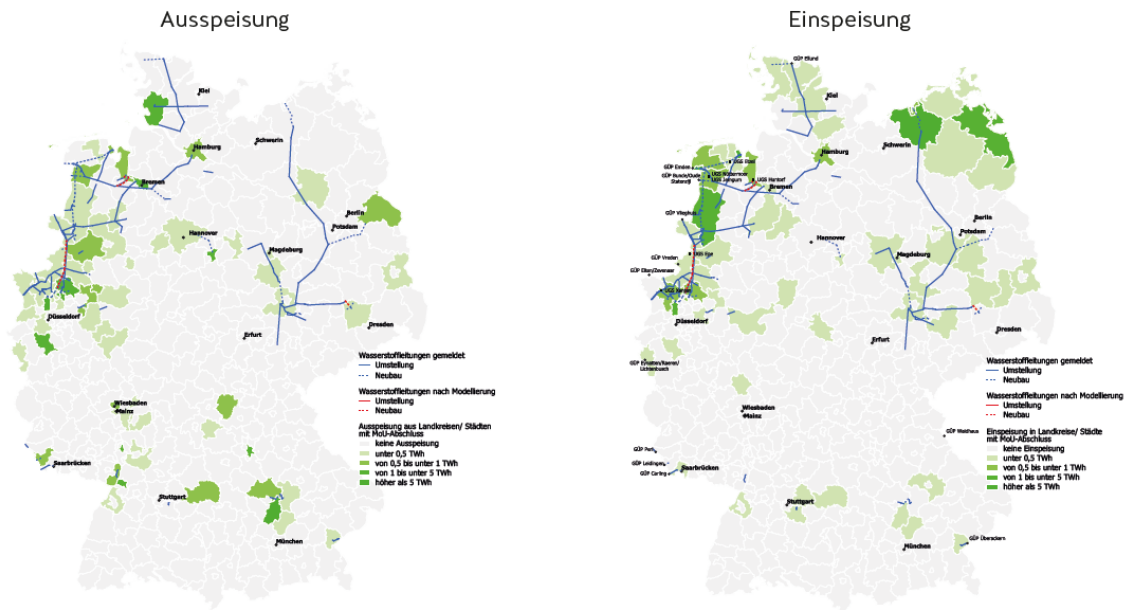


Abbildung 2.5 Vorschlag der Fernleitungsnetzbetreiber für Netzausbaumaßnahmen für ein deutsches Wasserstoffnetz im Jahr 2027 zur Anbindung von Ein- und Ausspeisern, mit denen ein Memorandum of Understanding (MoU) abgeschlossen wurde (Quelle: (FNB Gas, 2022))

Der Netzentwicklungsplan Gas 2022-2032 zeichnet ein optimistisches Bild eines schnellen Markthochlaufs von Wasserstoffherzeugung und -verbrauch und daher bereits im Jahr 2032 ein zusammenhängendes, deutschlandweites Wasserstoff-Backbone (siehe Abbildung 2.6).

Die Implikationen der Energiepreiskrise und erhöhter Strompreise auf den Markthochlauf von Elektrolyseuren in Deutschland und Europa wurde bereits im Abschnitt 1.1 beschrieben. Eine weitere Implikation für das Wasserstoff-Backbone ergibt sich aus dem Wegfall und der Substitution russischer Erdgaslieferungen und dadurch veränderter Importrouten.

Vor allem die Region im Nordwesten und Norden Deutschlands wird nun stärker mit Erdgasflüssen ausgelastet als zuvor. Hier werden mindestens drei der bis zu 11 geplanten LNG-Terminals liegen. Außerdem kommen leitungsgebundene Importe aus Norwegen und den Niederlanden in dieser Region an. Diese Region war jedoch als wichtige Startregion für den Aufbau eines Wasserstoffnetzes vorgesehen. Zumindest kurz- bis mittelfristig könnte dies ein Hemmnis für den Aufbau einer Wasserstoffinfrastruktur darstellen.

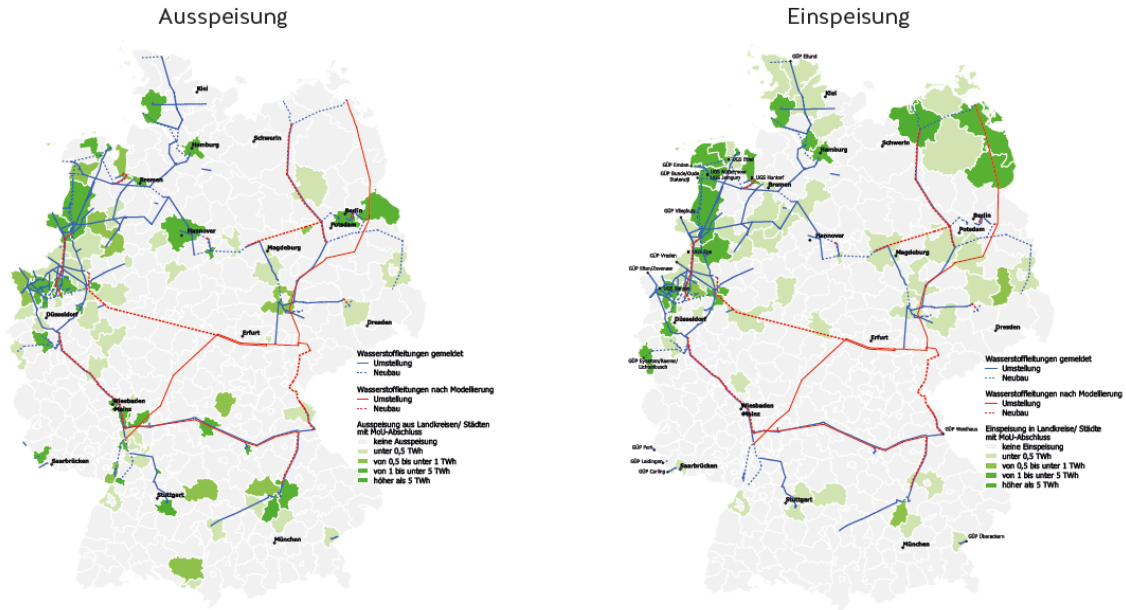


Abbildung 2.6 Vorschlag der Fernleitungsnetzbetreiber für Netzausbaumaßnahmen für ein deutsches Wasserstoffnetz im Jahr 2032 zur Anbindung von Ein- und Ausspeisern, mit denen ein Memorandum of Understanding (MoU) abgeschlossen wurde (Quelle: (FNB Gas, 2022))



Abbildung 2.7 Entwurf für ein europäisches Wasserstoff-Backbone im Jahr 2035 (gelb: neugebaute Leitung, blau: umgewidmete Leitung), Quelle: (European Hydrogen Backbone initiative, 2021)

Auch wenn der Abgleich zwischen Ein- und Ausspeisung grundsätzlich durch viele verschiedene sich komplementierende Erzeuger und Verbraucher sowie die netzinterne Speicherkapazität erleichtert wird, so bleibt auch im Wasserstoffbackbone, bedingt vor allem auch durch saisonale Unterschiede, ein nennenswerter Speicherbedarf. Die TNO Studie “The role of large-scale energy storage in the energy system of the Netherlands, 2030-2050” beziffert den Speicherbedarf auf 13 – 29 % des jährlichen Wasserstoffbedarfs (Sijm et al., 2021). In einer ähnlichen Größenordnung liegen die BMWK Langfristszenarien, welche für das Zieljahr 2045 einen Speicherbedarf für Deutschland in Höhe von 63 bis 105 TWh je nach Szenario berechnen (Fraunhofer ISI, 2022). Das Wasserstoff-Backbone hat hierbei den großen Vorteil, dass es geologische Speicher für das gesamte System nutzbar machen kann, unabhängig davon, ob sie in der Nähe der Erzeuger bzw. Verbraucher liegen. Salzkavernen eignen sich beispielsweise für die großskalige Speicherung von Wasserstoff und sind mit spezifischen Investitionskosten von rund 0,9 EUR/kWh Speicher um Faktor 10 günstiger als die in Abschnitt 2.2 diskutierten zylindrischen Wasserstofftanks (Bünger et al., 2016). In Abbildung 2.7 sind Potenziale für geologische Speicher in Europa und ihre Anbindung an das Wasserstoff-Backbone dargestellt.

### 2.3.1 Betriebsweise

Wenn Elektrolyseure an das Wasserstoffnetz angeschlossen sind, ermöglicht dies die Flexibilität, den Betrieb an der Stromseite zu orientieren. Hierbei können grundsätzlich drei Betriebsstrategien unterschieden werden, welche auch kombiniert werden können:



- marktorientierter Betrieb
- gH<sub>2</sub>-orientierter Betrieb
- Bereitstellung von Stromnetzdienstleistungen

Im einfachsten Fall wird eine marktorientierte Betriebsstrategie gewählt. Dabei wird bei einer festen Anzahl an Volllaststunden zu den Zeiten Wasserstoff produziert, in denen die Strompreise am niedrigsten sind. Die Anzahl der Volllaststunden wird so gewählt, dass die Wasserstoffgestehungskosten minimiert werden. Hierbei gibt es einen Trade-Off zwischen hohen Volllaststunden, welche zu geringeren Investitionskosten pro Betriebsstunde führen, und niedrigen Volllaststunden, welche zu geringeren durchschnittlichen Stromkosten pro Betriebsstunde führen. Aktuell sind die Investitionskosten für Elektrolyse-Anlagen noch recht hoch, weshalb von Anlagenbetreibern hohe Volllaststunden bevorzugt werden. Allerdings prognostizieren viele Veröffentlichung das Eintreten von Skaleneffekten in den kommenden Jahren und eine damit einhergehende deutliche Senkung der Investitionskosten (Hydrogen Council, 2021). Dadurch können volatile Betriebsstrategien mit wenig Volllaststunden, welche Zeiträume mit geringen Strompreisen ausnutzen, in Zukunft deutlich an Attraktivität gewinnen.

Eine Alternative zur Festlegung von Volllaststunden ist die Festlegung einer Preisobergrenze für den Bezug von Strom am Spotmarkt. Der Preis kann abhängig vom Wasserstoffpreis festgelegt werden, sodass die maximalen Stromkosten pro produzierter Einheit Wasserstoff genau vom Wasserstoffverkaufspreis gedeckt werden. Hierbei besteht jedoch das Risiko, dass je nach Strompreisentwicklung zu wenig Volllaststunden erreicht werden.

Der gH<sub>2</sub>-orientierte Betrieb hat zum Ziel, den CO<sub>2</sub>-Ausstoß für die Herstellung von Wasserstoff zu minimieren, also Wasserstoff so „grün“ wie möglich herzustellen. Es soll sichergestellt werden, dass der Strombedarf der Elektrolyse nicht zu einer zusätzlichen Stromerzeugung aus fossilen Quellen führt. Der delegierte Rechtsakt, mit dem die Europäische Kommission die Kriterien für die Erzeugung von grünem Wasserstoff im Rahmen der RED II festlegt, wurde kürzlich veröffentlicht. Hierin sind vier Möglichkeiten festgelegt, um den Nachweis zu erbringen, dass für die Anerkennung als *Renewable fuel of non-biological origin* geeigneter EE-Strom genutzt wird. Die Anlage kann mit direkt angeschlossenen EE-Anlagen versorgt werden, die Anlage steht in einer Gebotszone mit mehr als 90% EE-Anteil, es können Power Purchase Agreement (PPA) vorgewiesen werden oder es kann sonst abzuregelnder EE-Strom genutzt werden. Für den Weg über PPA gelten Anforderungen an die Gleichzeitigkeit, d.h. die Wasserstoffherzeugung muss dann stattfinden, wenn der EE-Strom erzeugt wird.

Die Bandbreite möglicher Stromnetzdienstleistungen ist groß. Zwei Studien, die Wirtschaftlichkeit solcher Betriebsstrategien für Elektrolyseure untersucht haben, sollen hier beispielhaft dargestellt werden. Larscheidt et al. haben die Bereitstellung flexibler Lasten untersucht. Sie schlagen vor, Elektrolyseure im Fall eines Stromnetzengpasses hochzufahren, um zusätzlichen Strom vor dem Engpass aufzunehmen und damit eine Abregelung von EE-Anlagen zu verhindern. Diese Netzdienstleistung wird vom Netzbetreiber vergütet. Das Potenzial hängt jedoch ganz klar vom Standort ab, welcher vor einem regelmäßigen Netzengpass an das Stromnetz angeschlossen sein muss. Bei geeignetem Standort kann es jedoch die Auslastung erhöhen, wenn eine preisgeführte Betriebsstrategie mit maximalem Strompreis zu wenig Volllaststunden erzielt (Larscheidt et al., 2018).

Samani et al. zeigen anhand eines echtzeitfähigen Modells, dass Polymermembran-Elektrolyseure (PEMEL) schnell genug reagieren können, um sogar Primärregelenergie zur Frequenzstabilisierung zur Verfügung zu stellen. Sie schlagen eine Betriebsstrategie vor, bei der ein

Elektrolyseur unabhängig vom Strompreis eine Basislast von 50% fährt und die obere Hälfte seines Leistungsbandes für Frequenzstabilisierung zur Verfügung stellt (Samani et al., 2020). Über die Regelenergiebereitstellung werden dadurch zusätzliche Einkünfte generiert, die zur Deckung der Produktionskosten beitragen.

### 2.3.2 Fazit

Das Wasserstoff-Backbone verbindet sich ergänzende Erzeuger und Verbraucher, besitzt eine netzinterne Speicherkapazität und ermöglicht die Einbindung großskaliger geologischer Wasserstoffspeicher. Dies ermöglicht es unter anderem, den Betrieb der Elektrolyseure stark am Stromsystem auszurichten. Es schränkt jedoch die möglichen Elektrolysestandorte ein, da diese in der Nähe des noch aufzubauenden Netzes liegen müssen. Die Aufbaugeschwindigkeit eines Wasserstoffnetzes und damit die regionale Verfügbarkeit von Netzanschlüssen für Elektrolyseure hängen vom Markthochlauf weiterer Erzeuger und Verbraucher sowie von den Erdgasbedarfen und -transiten in der jeweiligen Region ab.

### 3 Bewertung von Produktionsstrategien für grünen Wasserstoff

Die Analysen in Kapitel 2 haben gezeigt, dass es verschiedene relevante Einflussfaktoren für die Standortwahl und die Betriebsweise der Elektrolyseure gibt. Hieraus ergeben sich eine Reihe denkbarer, grundsätzlich schlüssiger Kombinationen aus Standort- und Betriebsszenarien. Solche, im weiteren als Produktionsstrategien (für grünen Wasserstoff) bezeichnete Strategien werden nachfolgend zunächst definiert und anschließend quantitativ mittels eines integrierten Strom- und H<sub>2</sub>-Dispatchmodells sowie einer nachgelagerten Stromnetzmodellierung (inkl. Ermittlung des Bedarfs für Redispatchmaßnahmen<sup>4</sup>) bewertet. Grundlage für das Strom- und H<sub>2</sub>-Dispatchmodell ist neben anderen Datenmodellen und Annahmen als Eingangsdaten zudem grundsätzlich ein Kapazitätsmodell des deutschen Wasserstoffnetzes. Zeitlich fokussieren die Analysen (einschließlich der Definition der Produktionsstrategien) auf den Zeitbereich um den Beginn der 2030er Jahre / die auslaufenden 2020er Jahre<sup>5</sup>.

#### 3.1 Bewertungsansatz und Vorgehen

Der folgende Abschnitt 3.1.1 gibt einen Überblick zum grundsätzlichen Bewertungsansatz und Vorgehen bei den quantitativen Analysen. Die eingesetzten Modelle werden in Abschnitt 3.1.2 beschrieben. Die grundsätzlichen Annahmen bezüglich der in den Modellierungen unterstellten energiewirtschaftlichen Szenarien sind in Abschnitt 3.2 beschrieben, die konkret betrachteten Produktionsstrategien in Abschnitt 3.3.

##### 3.1.1 Überblick

Alle modellierten Szenarien gehen grundsätzlich von dem gleichen energiewirtschaftlichen Grundszenario aus; szenario(-gruppen-)spezifische Adaptionen werden im Folgenden noch näher beschrieben. Das energiewirtschaftliche Grundszenario besteht aus generellen energiewirtschaftlichen Annahmen etwa zur Entwicklung des europäischen Kraftwerksparks (EE und thermische Kraftwerke), der europäischen Stromnachfrage, Brennstoff- und CO<sub>2</sub>-Preisen, etc. Hinzu kommen spezifischere Annahme zum deutschen Wasserstoffsystem, insbesondere der deutschen H<sub>2</sub>-Nachfrage und dem verfügbaren H<sub>2</sub>-Transportnetz.

Das allgemeine energiewirtschaftliche Szenario basiert dabei grundsätzlich auf den Szenarioergebnissen des Szenarios „TN-Strom“ aus den Vorhaben „Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland 3“ (LFS) von Fraunhofer ISI et al. für BMWK (Fraunhofer ISI et al., 2021).<sup>6</sup> Im Hinblick auf die im Koalitionsvertrag der an der amtierenden deutschen Bundesregierung beteiligten Parteien (SPD et al., 2021) formulierten Ziele insbesondere hinsichtlich des Ausbaus der EE-Erzeugung und Elektrolyseure in Deutschland bis zum Jahr 2030 sowie der veränderten Annahmen zur Entwicklung der Strom- und H<sub>2</sub>-Nachfrage in Deutschland

---

<sup>4</sup> Redispatch bezeichnet das Eingreifen von Netzbetreibern in den ansonsten marktlich bestimmten Kraftwerkseinsatz. Im Rahmen des Redispatch können Netzbetreiber insbesondere Kraftwerke (aber grundsätzlich auch flexible Verbraucher wie zukünftig ggf. Elektrolyseure) anweisen, Erzeugung (oder ihren Strombezug) zu erhöhen oder zu reduzieren, um so Überlastungen im Netz zu vermeiden.

<sup>5</sup> Angesichts der derzeit hochdynamischen Veränderungen im europäischen Strom- und Energiesystem und der jeweiligen politischen Ziele hinsichtlich dessen Transformation kann keine nähere Eingrenzung des Betrachtungszeitpunkts erfolgen, den die betrachteten Szenarien versuchen abzubilden.

<sup>6</sup> Zwischenzeitlich wurden neuere Szenarienberechnungen im Rahmen der Langfristszenarien für BMWK durchgeführt und veröffentlicht (sog. „T45-Szenarien“, s. [www.langfristszenarien.de](http://www.langfristszenarien.de)). Diese berücksichtigen auch die aktuellen politischen Zielvorgaben. Sie lagen allerdings zum Zeitpunkt der Durchführung der Berechnungen in diesem Vorhaben noch nicht vor und konnten daher hier nicht einfließen.

wurde ein zweites Set an Szenarien mit entsprechend angepassten Annahmen untersucht. Wichtige Kenndaten zu den Annahmen sind Abschnitt 3.2 beschrieben.

Die Rahmenannahmen zum deutschen Wasserstoffsystem ( $H_2$ -Nachfrage und deren Regionalisierung sowie das bis zum Jahr 2030 verfügbare  $H_2$ -Transportnetz / „Backbone-Netz“) basieren ebenfalls auf den Ergebnissen der LFS. Für die vorliegende Studie wurden allerdings verschiedene Detaillierungen und Aktualisierungen ausgehend von den LFS-Ergebnissen vorgenommen. Insbesondere wurde die zwischenzeitlich Mitte 2021 veröffentlichte Liste der  $H_2$ -Großprojekte, die im Rahmen der sogenannten „Important Projects of Common European Interest“ (IPCEI) mit Bundesmitteln gefördert werden sollen, berücksichtigt. Dies betrifft sowohl Nachfragestandorte also auch mögliche Standorte für Elektrolyseure sowie  $H_2$ -Infrastrukturprojekte. Auf der  $H_2$ -Nachfrageseite wurde zudem eine detaillierte standortbezogene Analyse durchgeführt, die ausgehend von den LFS-Ergebnissen sowohl eine genauere Regionalisierung als auch eine im Hinblick auf den zeitlichen Hochlauf der  $H_2$ -Nachfrage genauere Abschätzung erlaubt. Das genaue Vorgehen wird in Abschnitt 3.2 an entsprechender Stelle genauer beschrieben.

Die zwei so definierten energiewirtschaftlichen Grundscenarien – ein Basisszenario stark angelehnt an die LFS-Ergebnisse und ein angepasstes Szenario unter stärkerer Berücksichtigung der Ziele des Koalitionsvertrags – sind dann wesentliches Eingangsdatum für die eigentliche Modellierung im Rahmen dieses Vorhabens.

Die Modellierung mit dem integrierten Strom- und  $H_2$ -Dispatchmodell und anschließend mit dem Stromnetzmodell erfolgt dann für unterschiedliche Wasserstoffproduktionsstrategien. Diese Produktionsstrategien werden durch eine Kombination aus einem Standortscenario (regionale Verteilung der für Deutschland im jeweiligen Szenario angenommenen installierten Elektrolyseursleistung) sowie einer Dispatchstrategie für die Elektrolyseure definiert. Für das Strom- und  $H_2$ -Dispatchmodell sind grundsätzlich zusätzlich noch Annahmen zur verfügbaren Flexibilität im  $H_2$ -System zu treffen. Hierzu gab es im Rahmen der Modellierung Voranalysen, deren Ergebnisse / Erkenntnisse in Abschnitt 3.4.1 zusammengefasst sind.

Aus den Ergebnissen der Modellierung werden für die verschiedenen modellierten Szenarien und Produktionsstrategien dann geeignete Indikatoren abgeleitet, um die Produktionsstrategien dann insbesondere im Hinblick auf ihre Systemwirkungen vergleichend bewerten zu können.

Abbildung 3.1 fasst das beschriebene Vorgehen bei der Modellierung zusammen.

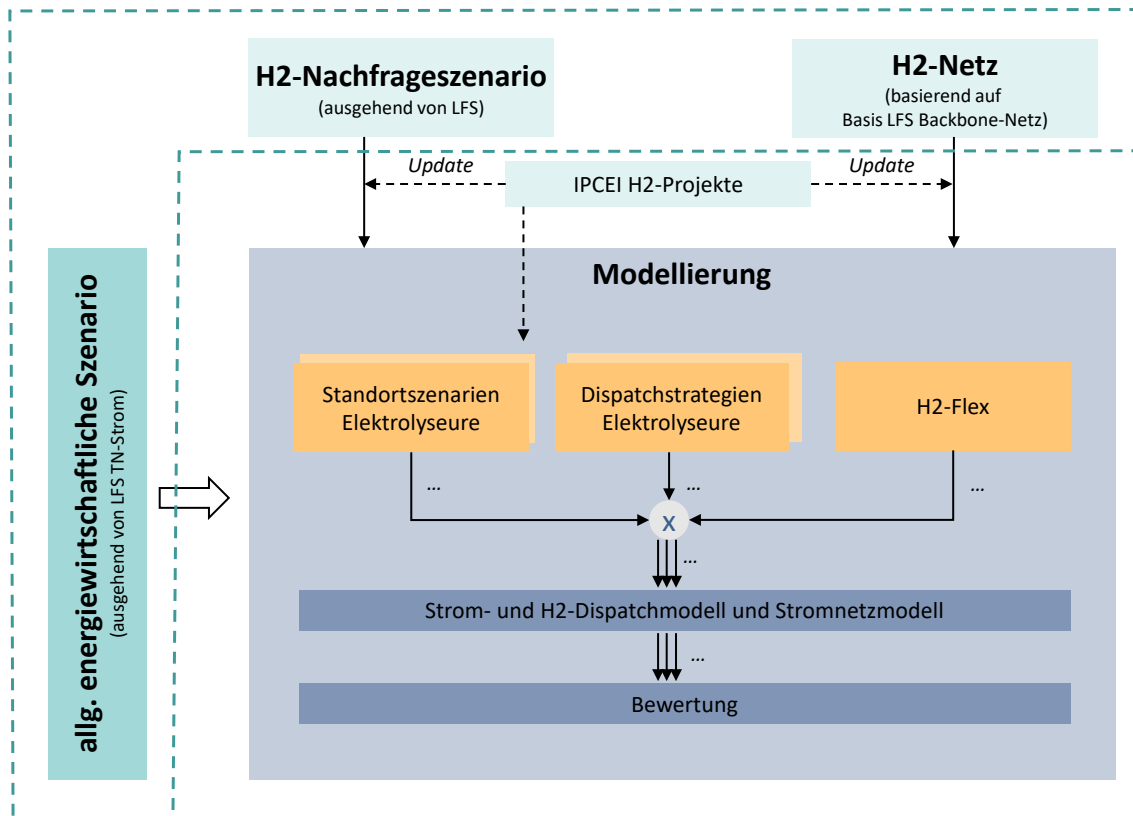


Abbildung 3.1 Überblick über das allgemeine Vorgehen bei der Modellierung

### 3.1.2 Eigenschaften der verwendeten Modelle

#### 3.1.2.1 Strom- und H<sub>2</sub>-Dispatchmodell

Das eingesetzte Strom- und H<sub>2</sub>-Dispatchmodell erlaubt grundsätzlich eine integrierte, Strom- und H<sub>2</sub>-System übergreifende Optimierung des Einsatzes von flexiblen Stromerzeugungsanlagen sowie Stromspeichern und H<sub>2</sub>-Erzeugungsanlagen und H<sub>2</sub>-Speichern. Dabei sind die Kopplungen zwischen beiden Sektoren explizit berücksichtigt. Diese Kopplung besteht an zwei Stellen: Einerseits durch Elektrolyseure, die im Stromsystem als (steuerbare) Stromverbraucher wirken und im H<sub>2</sub>-System dann als Einspeiser von H<sub>2</sub> wirken; andererseits durch Stromerzeugungsanlagen, die H<sub>2</sub> als Brennstoff einsetzen. Diese wirken im Stromsystem als Einspeiser, während sie im H<sub>2</sub>-System in entsprechendem Umfang als Verbraucher wirken. In beiden Systemen sind Bilanznebenbedingungen einzuhalten, wobei eine zeitgekoppelte Rechnung in beiden Systemen die Nutzung von Speichern ermöglicht.

Sowohl im Stromsystem als auch gekoppelt modellierten H<sub>2</sub>-System sind die energieträgerspezifischen Transportmöglichkeiten und insbesondere ggf. relevante Begrenzungen der Transportkapazitäten im Modell entsprechend der Annahmen zum Ausbaustand des Strom- und H<sub>2</sub>-Übertragungs-/Transportnetzes abgebildet.

Im Stromsystem entspricht die Modellierung ansonsten dem Stand der Technik für Strommarktsimulationen. Sie besteht aus einer Dispatchsimulation mit einer zonalen Marktorganisation mit Flow-based oder NTC-basiertem Market Coupling bei kraftwerks- und stundenscharfer, aber zeitgekoppelter Modellierung der Nachfragedeckung. In diesem Vorhaben verwenden wir dazu ein praxisbewährtes und dem Stand der Wissenschaft entsprechendes Strommarktmodell, das bei Consentec entwickelt wurde und ständig weiterentwickelt wird. Die Simulation umfasst ein gesamtes Jahr, für das in stündlicher Auflösung unter Berücksichtigung zeitkoppelter

Nebenbedingungen (z. B. Speicher) eine kostenoptimale Deckung der inflexiblen Stromnachfrage ermittelt wird. Flexible Verbraucher können innerhalb der Simulation grundsätzlich auch mit ihren ggf. zeitkoppelnden Restriktionen berücksichtigt werden. In dieser Studie werden Elektrolyseure in Abhängigkeit von der vorgegebenen Dispatchstrategie als flexible Verbraucher modelliert. Die hinterlegten Kraftwerkskapazitäten werden in blockscharfer Auflösung entsprechend der Modellierung in den LFS abgebildet.

Das eingesetzte Strommarktmodell wurde für die Anforderungen dieses Vorhabens um eine geeignete Abbildung des H<sub>2</sub>-Systems erweitert. Analog zum Stromsystemmodell wurde ein Wasserstoffsystemmodell implementiert, in dem die Randbedingungen und Freiheitsgrade im Wasserstoffsystem definiert werden. Hierzu zählen u. a. die zeitlich und regional aufgelöste Wasserstoffnachfrage, Möglichkeiten der Wasserstoffspeicherung, des Wasserstoffimports und -transports. Außerdem wurden die oben bereits beschriebenen Schnittstellen zum Stromsystem (Elektrolyseure, mit Wasserstoff befeuerte Kraftwerke) ins Modell integriert, wodurch ein gekoppeltes Strom- und H<sub>2</sub>-Modell entsteht. Diese gekoppelte Modellierung erfordert eine konsistente zeitliche und räumliche Auflösung des Strom- und H<sub>2</sub>-Systems.

Zur Abbildung von Transportbeschränkungen im H<sub>2</sub>-System wird mit Modellen von Fraunhofer SCAI basierend auf dem rohrlitungsscharf definierten H<sub>2</sub>-Backbone-Netz aus LFS (ergänzt um IPCEI-Infrastrukturprojekte, s. oben) ein Kapazitätsmodell für den möglichen Wasserstofftransport zwischen den definierten H<sub>2</sub>-Regionen geschätzt und im Strom- und H<sub>2</sub>-Dispatchmodell analog zu den stromseitigen Transportbeschränkungen (Austausch zwischen Stromgebotszonen) berücksichtigt. Der folgende Abschnitt 3.1.2.2 beschreibt das Wasserstoffkapazitätsmodell näher.

Während die Modellierung des Einsatzes von Anlagen im Stromsystem europaweit erfolgt (unter Berücksichtigung der beschränkten, grenzüberschreitenden Stromhandelskapazitäten), beschränkt sich der in dieser Studie modellierte Betrachtungsbereich des H<sub>2</sub>-Systems geographisch auf Deutschland, einschließlich möglicher Importkapazitäten.

### **3.1.2.2 Wasserstoffkapazitätsmodell**

Das in dieser Studie verwendete Kapazitätsmodell für Wasserstoff basiert ausgehend von den Ergebnissen der LFS auf der Annahme, dass sich das zukünftige H<sub>2</sub>-Transportnetz zumindest bis in die beginnenden 2030er Jahre in großen Teilen durch Umwidmung aus dem heutigen Erdgasnetz aufbauen lässt. Diesbezüglich besteht Konsens auch unter den Gas-Transportnetzbetreibern. Für das konkrete Modell in diesem Vorhaben konnten öffentlich verfügbare Gas-Netzdaten verwendet werden, aus denen sich wesentliche Teile dieses zukünftigen Backbone-Netzes modellieren lassen.

Für das Kapazitätsmodell, dessen Anwendung in Abschnitt 3.2 näher erläutert wird, besteht die Aufgabe darin, für ausgewählte Streckenabschnitte dieses Backbones die Kapazitäts-Obergrenzen zu bestimmen, die dann in das Transportmodell einfließen. Zu diesem Zweck wurden die Abschnitte im physikalischen Netzsimulator Mynts (Fraunhofer SCAI) abgebildet und einzeln jeweils bis an die Transport-Obergrenze simuliert. In Abbildung 3.6 werden diese Abschnitte schematisch dargestellt. Abbildung 3.2 zeigt die Simulation eines Teilstücks in Norddeutschland.

Um die Obergrenzen unter realistischen Annahmen bestimmen zu können, wurde als Druckgrenze 70 barg und als Geschwindigkeitslimit 20 m/s festgesetzt. Dabei wurde auch angenommen, dass die in Zukunft eingesetzten Verdichtereinheiten diese Drücke an den jeweiligen Ausgängen der Stationen aufrechterhalten können. Man kann zwar davon ausgehen, dass auch höhere Drücke möglich sein werden, aber aus Sicherheitsgründen wird man bei Wasserstoff nicht

so hoch aussteuern wie bei Erdgas. Es sind daher eher konservative Annahmen, die dann letztlich als Parameter in die Berechnung der Obergrenzen eingegangen sind.

Aus der Simulation der einzelnen Teilstücke entsteht schließlich eine Kapazitätsmatrix, aus der sich für je zwei Standorte, für die eine Netzverbindung im Backbone existiert, die jeweilige Obergrenze für die Transportmenge auf diesem Abschnitt ablesen lässt.

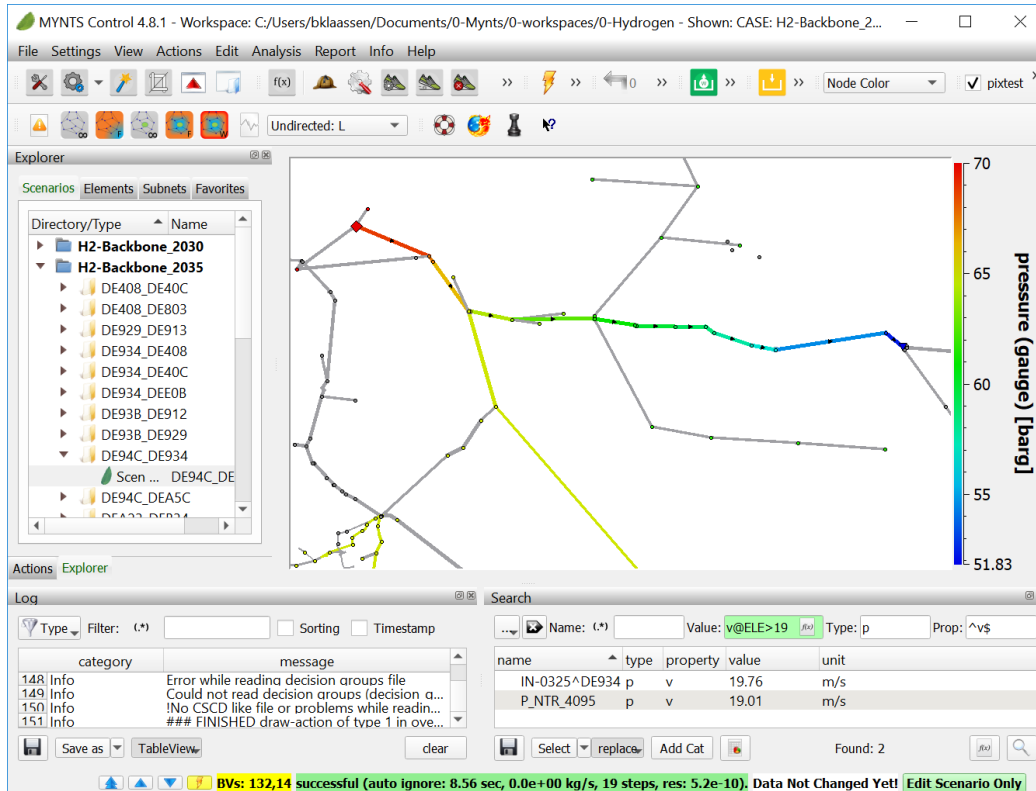


Abbildung 3.2 Simulation eines Teilstücks des Backbones mit MYNTS

### 3.1.2.3 Stromnetz- und Redispatchmodellierung

Im Anschluss an die in Abschnitt 3.1.2.1 beschriebene Strom- und H<sub>2</sub>-Dispatchsimulation erfolgt eine Prüfung der Netzsicherheit und – für Situationen, in denen diese Stromnetzengpässe anzeigt – eine Berechnung des notwendigen Redispatch zur Behebung der identifizierten Netzengpässe. Die Netzsicherheitsprüfung umfasst eine Ausfallsimulation, die ermittelt, ob es Leitungen im Stromübertragungsnetz gibt, die nach Ausfall einer beliebigen anderen Leitung überlastet wären. Dabei wird auch flächendeckend der Einfluss von Witterungsbedingungen auf die thermische Stromtragfähigkeit der Leitungen berücksichtigt, sog. Freileitungsmonitoring. Werden engpassbehaftete Leitungen identifiziert, so wird in den zuvor ermittelten marktbasierten Dispatch von Stromerzeugungsanlagen und ggf. auch steuerbaren Verbräuchen insoweit eingegriffen, als es erforderlich ist, um auch bei einem Ausfall den sicheren Weiterbetrieb des Netzes zu ermöglichen ((n-1)-Kriterium).

Der Fokus der Modellierung in dieser Studie liegt auf den Auswirkungen unterschiedlicher H<sub>2</sub>-Produktionsstrategien auf das deutsche Strom- und H<sub>2</sub>-System (gleichwohl unter Berücksichtigung der Rückwirkungen unterschiedlicher Produktionsstrategien auf das restliche europäische Stromsystem). Daher ist es für die Untersuchungen zum Redispatchbedarf in Deutschland in diesem Fall ausreichend, im Rahmen der Netzsicherheitsanalyse lediglich alle deutschen Leitungen inkl. der Kuppelleitungen zu ausländischen Nachbarn auf Engpässe zu untersuchen. Für die Behebung von Engpässen stehen neben deutschen auch ausländische Erzeugungsanlagen zur

Verfügung. Zudem wird die Möglichkeit der engpassentlastenden Anpassung der Einsatzweise der im Szenario als umgesetzt angenommenen innerdeutschen HGÜ-Leitungen und Phasenschiebertransformatoren sowie von deutschen Netzboostern berücksichtigt. Da die Anwendung dieser Maßnahmen (nahezu) keine zusätzlichen Kosten erzeugt, werden solche Maßnahmen innerhalb der Optimierung als Teil der Modellierung bevorzugt eingesetzt.

### 3.2 Energiewirtschaftliche Szenarien

Die in dieser Studie durchgeführten Modellierungen von Produktionsstrategien basieren auf zwei Szenarien bezüglich der energiewirtschaftlichen Grundannahmen und zum Ausbauzustand der Elektrolyse in Deutschland:

- **energiewirtschaftliches Szenario 5-GW-Basis:** Dieses Szenario basiert im Wesentlichen auf dem Szenario TN-Strom der LFS (s. Abschnitt 3.1.1) für das Betrachtungsjahr 2030. Es wird eine H<sub>2</sub>-Nachfrage von ca. 27,5 TWh in Deutschland angenommen. Bezüglich der Elektrolyse wird entsprechend dem in der Nationalen Wasserstoffstrategie (NWS, (Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, 2020)) vorgegebenen Ziel von einer Elektrolyseursleistung bis 2030 auf 5 GW ausgegangen.
- **energiewirtschaftliches Szenario 10-GW-KoaV:** Dieses Szenario stellt eine Weiterentwicklung des Szenarios 5-GW-Basis dar. Ausgehend vom Szenario 5-GW-Basis sind in diesem Szenario wichtige Randbedingungen, die sich aus dem Koalitionsvertrag der amtierenden deutschen Bundesregierung ergeben, berücksichtigt. Dies betrifft zum einen eine Erhöhung des Ausbauziels für Elektrolyseure in Deutschland bis 2030 auf 10 GW. Zum anderen ist die angenommene Menge an verfügbarer EE-Erzeugung entsprechend der neuen Ausbauziele angepasst worden, ebenso Annahmen zum deutschen Stromverbrauch und zum Stromnetzausbau (entspricht aktuellem Netzentwicklungsplan der deutschen Übertragungsnetzbetreiber). Auch wurden die Annahmen zur deutschen H<sub>2</sub>-Nachfrage erhöht.

Die wichtigsten Eckpunkte der beiden energiewirtschaftlichen Szenarien fasst Tabelle 3.1 zusammen und werden nachfolgend noch weiter erläutert.

*Tabelle 3.1 Eckpunkte der beiden in dieser Studie zugrunde gelegten energiewirtschaftlichen Szenarien*



Szenario	Stromsystem Europa	Bruttostromverbrauch DE (ohne Elektrolyse)	Elektrolyse Leistung DE	EE-Erzeugung DE	H <sub>2</sub> -Nachfrage DE	Stromnetz DE
<b>5-GW-Basis</b>	TN-Strom 2030	630 TWh (TN-Strom 2030)	5 GW	ca. 435 TWh + 100 %*Nachfrage Elektrolyse (Mix aus Wind und PV)	ca. 27,5 TWh	BBPIG 2021 ohne drei HGÜ (DC3, DC21b, DC25)
<b>10-GW-KoaV</b>	TN-Strom 2030	685 TWh	10 GW	ca. 570 TWh + 80 %*Nachfrage Elektrolyse (Wind-Onshore)	ca. 60 TWh	bestätigter NEP 2035 (2021) alle Projekte mit Inbetriebnahme bis einschließlich 2030

### Stromsystem Europa und Brennstoffpreisannahmen

Bezüglich des europäischen Stromsystems (Stromnachfrage, Kraftwerkskapazitäten einschließlich verfügbarer EE-Erzeugung, Stromspeicher, Handelskapazitäten) wurden für beide Szenarien die Ergebnisse aus dem Szenario TN-Strom der LFS übernommen. Abbildung 3.3 zeigt die Zusammensetzung der europäischen Stromerzeugung im Szenario TN-Strom 2030 (neben weiteren LFS-Szenarien).

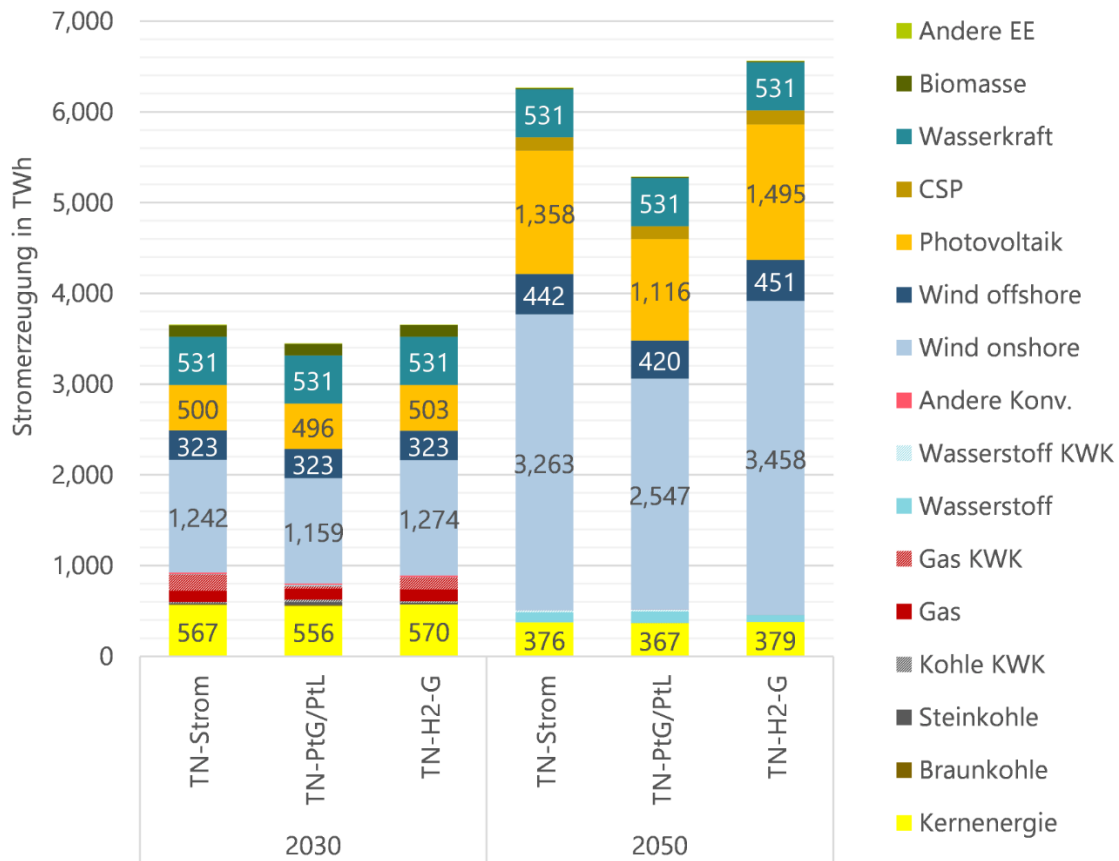


Abbildung 3.3 Stromerzeugung 2030 und 2050 in Europa in den drei Hauptszenarien der LFS (Szenario TN-Strom 20230 ist Grundlage der Modellierung des europäischen Stromsystems in dieser Studie); Quelle: (Fraunhofer ISI, 2021)

Neben diesen Annahmen zum europäischen Stromsystem wurden ebenfalls die für die Einsatzentscheidungen insb. der fossil-thermischen Kraftwerke entscheidenden Brennstoff- und Emissionszertifikatspreise aus den LFS für das Szenario 5-GW-Basis übernommen. Für das Szenario 10-GW-KoaV wurden ausgehend vom Diskussionsstand im Herbst 2021 Anpassungen an diesen Annahmen vorgenommen. Angesichts der immensen Verwerfungen auf den europäischen Energiemärkten spätestens seit Beginn des Kriegs in der Ukraine im Februar 2022 sind die für beide Szenarien diesbezüglich getroffenen Annahmen nicht mehr mit aktuell zu beobachtenden Preisen vergleichbar. Für die in dieser Studie im Fokus stehenden Grundsatzanalysen zu den systemischen Wirkungen sind die Annahmen zu den Brennstoffpreisen jedoch nicht von entscheidender Bedeutung, so dass die Ergebnisse der Analysen nach Einschätzung der Autoren vor diesem Hintergrund dennoch weiterhin aussagekräftig sind. Rückwirkungen der veränderten Brennstoffpreise auf den Hochlauf der Wasserstoffnachfrage sind zwar grundsätzlich zu erwarten, aber schon in ihrer Richtung (beschleunigter oder verlangsamer Hochlauf) derzeit nicht klar vorhersehbar. Insofern wurde auf eine Anpassung der diesbezüglich getroffenen Annahmen verzichtet (s. Abschnitt 1.1). Folgende Tabelle fasst die wichtigsten Annahmen zu Brennstoff- und Emissionszertifikatspreisen zusammen:

Tabelle 3.2 Annahmen zu Brennstoff- und Emissionszertifikatspreisen

	Kernenergie (EUR/MWh <sub>therm</sub> )	Braukohle (EUR/MWh <sub>therm</sub> )	Steinkohle (EUR/MWh <sub>therm</sub> )	Erdgas (EUR/MWh <sub>therm</sub> )	Emissionszertifikate (EUR/t)
<b>5-GW-Basis</b>	1,69	4,32	6	22	75
<b>10-GW-KoaV</b>	1,69	4,32	14	23	150

### Bruttostromverbrauch Deutschland

Der angenommene Bruttostromverbrauch in Deutschland wird im energiewirtschaftlichen Szenario 5-GW-Basis auf Basis der Ergebnisse des Szenario TN-Strom der LFS für 2030 parametrisiert. Für das Szenario 10-GW-KoaV erfolgt eine Anpassung auf Basis der Aussagen im Koalitionsvertrag. Hier wird ein erwarteter Bruttostromverbrauch in einem Korridor von 680 bis 750 TWh/a für das Jahr 2030 genannt. Für die Modellierung in dieser Studie wurde die Mitte des Korridors gewählt.

Es ist zu beachten, dass der Stromverbrauch der Elektrolyseure zum Bruttostromverbrauch beiträgt und der Stromverbrauch auch von der jeweils unterstellten Produktionsstrategie abhängt. Würde für ein Szenario nun ein Bruttostromverbrauch einschließlich Verbrauch der Elektrolyseure vorgegeben, so würde dies bedeuten, dass der sonstige Stromverbrauch mit steigendem / sinkendem Einsatz der Elektrolyseure sinken bzw. steigen müsste. Ein solcher Effekt ist aber plausiblerweise nicht zu erwarten.<sup>7</sup> Deshalb wurde für die Parametrierung der Modellierungsrechnungen in diesem Vorhaben ein Bruttostromverbrauch abzüglich des endogen modellierten bzw. zwischen den Szenarien Stromnachfrage der Elektrolyseure vorgegeben. Für das Szenario TN-Strom der LFS ist aus den dortigen Modellierungsergebnissen die im Bruttostromverbrauch enthaltene Stromnachfrage der Elektrolyseure bekannt und kann daher unmittelbar herausgerechnet werden. Für die Ableitung eines entsprechend korrigierten Bruttostromverbrauchs auf Basis des Koalitionsverbrauchs wurde angenommen, dass dieser Bruttostromverbrauch auf einer installierten Elektrolyseursleistung von 10 GW basiert, die mit durchschnittlich 3.000 Volllaststunden betrieben werden. Entsprechend wurde der Mittelwert des Korridors 680 bis 750 TWh um 30 TWh nach unten korrigiert. Die endgültigen Annahmen finden sich in Tabelle 3.1.<sup>8</sup>

### Elektrolyseleistung Deutschland

Für die Annahme zur in Deutschland installierten Elektrolyseursleistung werden zwei Varianten betrachtet: 5 GW installierte Leistung im Szenario 5-GW-Basis und 10 GW installierte Leistung im Szenario 10-GW-KoaV. Von den 10 GW im Szenario 10-GW-KoaV werden ca. 600 MW als On-Site-Elektrolyseure ohne Anschluss an das H<sub>2</sub>-Netz angenommen, die mit 6.000 Volllaststunden (VLS) in Bänderzeugung H<sub>2</sub> produzieren und lokalen Abnehmern zur Verfügung stellen.

<sup>7</sup> Als „Effekt zweiter Ordnung“ wäre eine Reaktion der sonstigen Nachfrage insoweit teilweise zu erwarten, als bei steigender Elektrolyseurnachfrage c.p. je nach Elastizität der Angebotskurve ein Anstieg der Strompreise die Folge wäre. Ein solcher Effekt wurde hier aber vernachlässigt.

<sup>8</sup> Diskutiert wurde hier nur der Bruttostromverbrauch. Für die Modellierung ist hieraus dann noch ein Nettostromverbrauch zu schätzen, da im Modell wie üblich direkt z. B. mit Nettoleistungen und -wirkungsgraden der Kraftwerke gerechnet wird.

### EE-Erzeugung Deutschland und weitere Annahmen zum deutschen Kraftwerkspark

Die deutsche EE-Erzeugung wurde im energiewirtschaftlichen Szenario 5-GW-Basis auf Basis der Ergebnisse des Szenario TN-Strom der LFS für das Jahr 2030 parametrisiert. Es wurde zudem angenommen, dass die EE-Erzeugung in Abhängigkeit von der jeweils modellierten Produktionsstrategie der Elektrolyseure variiert: Je höher die Volllaststunden der Elektrolyseure (und damit die Stromnachfrage der Elektrolyseure) desto höher die EE-Erzeugung. Konkret wurde angenommen, dass die EE-Erzeugung aus Wind-Onshore und PV-Erzeugung um jeweils 0,5 MWh steigt, wenn die Elektrolyseurnachfrage um 1 MWh steigt.

Für das energiewirtschaftliche Szenario 10-GW-KoaV wurde ein Szenario für die EE-Erzeugung auf Basis der Ziele des Koalitionsvertrags in Verbindung mit der getroffenen Annahme zum Stromverbrauch abgeleitet. Dabei wurde für die PV-Erzeugung von einer installierten Leistung von 200 GW und für Wind-Offshore von einer installierten Leistung von 30 GW ausgegangen. Dies entspricht den Zubauzielen bis 2030 des Koalitionsvertrags. Für die Erzeugung aus sonstigen erneuerbaren Energieträgern (Biomasse, Wasserkraft, biogener Anteil Müllverbrennung) außer Wind-Onshore wurde eine Erzeugungsmenge von 66 TWh angenommen. Die installierte Wind-Onshore-Leistung wurde dann so festgelegt, dass bei den sich aus den standortspezifischen Erzeugungsprofilen ergebenden Volllaststunden eine Erzeugungsmenge resultiert, die das Ziel eines Anteils der EE-Erzeugung am Bruttostromverbrauch im Jahr 2030 von 80 % („80 %-Ziel“) erfüllt.<sup>9</sup> Dabei ist zu berücksichtigen, dass der Bruttostromverbrauch wie oben beschrieben von der Stromnachfrage der Elektrolyseure abhängt. Damit in den Szenarien, die auf dem 10-GW-KoaV-Grundszenario basieren, das 80 %-Ziel erreicht wird, wurde bei der Modellierung der unterschiedlichen Produktionsstrategien die Wind-Onshore-Leistung derart angepasst, dass das Ziel erreicht wird. Dies bedeutet, dass je zusätzlicher MWh Elektrolyseurnachfrage die Windeerzeugung um 0,8 MWh durch zusätzliche installierte Leistung angehoben wurde.

Einspeiseprofile und regionale Verteilung der EE in Deutschland wurden in allen Szenarien auf Basis der LFS festgelegt.

Bezüglich der thermischen Erzeugungsanlagen wurden im Szenario 5-GW-Basis die installierte Leistung nach Technologie/Brennstoff aus den Szenarioergebnissen der LFS für das Szenario TN-Strom übernommen. Für das Szenario 10-GW-KoaV erfolgte eine Anpassung bei den Kohlekapazitäten: Hier wurde angenommen, dass es in Deutschland keine kohlebasierten Stromerzeugungsanlagen mehr gibt. Im Gegenzug wurde die Erzeugungsleistung von Gaskraftwerken erhöht. Insgesamt sind in dem Szenario ca. 40 GW gasbasierte Erzeugungsleistung verfügbar, davon etwa 30 GW KWK-Leistung (z. T. Neubau und z. T. Kohle-Ersatz-KWK). Ein Teil der gasbasierten Erzeugung erfolgt in dem Szenario auf H<sub>2</sub>-Basis. Angelehnt an die Studie „Klimaneutrales Deutschland 2045“ im Auftrag u. a. von Agora Energiewende (Prognos et al., 2021) wird für das Szenario angenommen, dass 20 TWh<sub>thermisch</sub> Wasserstoff zur Stromerzeugung verwendet wird. Im Modell erfolgt keine kraftwerksscharfe Zuordnung des Einsatzes von Wasserstoff zur Stromerzeugung. Vielmehr wird die Brennstoffmenge leistungsproportional auf neue bzw. umgerüstete KWK-Kraftwerke in der Nähe des angenommenen H<sub>2</sub>-Netzes verteilt.

---

<sup>9</sup> Die hier diskutierten Erzeugungsmengen beziehen sich auf das „Erzeugungspotential“. Kommt es im Modell zu markt- oder netzbedingten Abregelungen der Anlagen, so ist die tatsächliche Erzeugungsmenge entsprechend geringer.

### Annahmen zum Stromnetzausbau

Für den innerdeutschen Stromnetzausbau wurde im Szenario 5-GW-Basis von einer Umsetzung der Ausbauprojekte gemäß Bundesbedarfsplangesetz (BBPlG) (Stand 2021) ausgegangen. Allerdings wurde auf Basis des zum Zeitpunkt der Durchführung der Modellierungsarbeiten zu beobachtenden Projektfortschritts angenommen, dass die drei folgenden HGÜ-Leitungen noch nicht umgesetzt sind:

- Brunsbüttel nach Großgartach (SuedLink / Projektnummer DC3)
- Wilhemshaven 2 – Region Hamm (Projektnummer DC21b)
- Heide/West – Polsum (Projektnummer DC25)

Im Szenario 10-GW-KoaV wurde der zwischenzeitlich veröffentlichte Netzentwicklungsplan aus dem Jahr 2021 (in der aktualisierten Version aus dem Februar 2022: (50Hertz Transmission et al., 2022)) zusätzlich zum BBPlG berücksichtigt. Der veröffentlichte Netzentwicklungsplan enthält von den deutschen Übertragungsnetzbetreibern (ÜNB) erwartete Inbetriebnahmezeitpunkte der verschiedenen Ausbauprojekte. Diese wurden ausgewertet und Projekte mit einer erwarteten Inbetriebnahme vor oder im Jahr 2030 wurden für das Szenario 10-GW-KoaV als umgesetzt angenommen. Gegenüber dem Szenario 5-GW-Basis sind damit einige zusätzliche Drehstromprojekte sowie das HGÜ-Projekt „SuedLink“ zusätzlich als umgesetzt angenommen worden.

Für den europäischen Stromnetzausbau wurden die bis zum Jahr 2030 als umgesetzt anzunehmenden Projekt aus dem Ten Year Network Development Plan (TYNDP) der europäischen ÜNB modelliert. Für das Szenario 5-GW-Basis wurde der TYNDP 2018 (ENTSO-E, 2018) und für das Szenario 10-GW-KoaV der zum Zeitpunkt der Modellierung dieses Szenarios bereits vorliegende TYNDP 2020 (ENTSO-E, 2021) berücksichtigt.

### H<sub>2</sub>-Nachfrage Deutschland

Die Annahmen zur deutschen Wasserstoffnachfrage<sup>10</sup> basieren grundsätzlich auf den Ergebnissen des Szenario TN-Strom der LFS.

Im Modellierungsansatz des Szenarios TN-Strom der LFS für die H<sub>2</sub>-Nachfrage in der Industrie wurde ein exogen vorgegebener Markthochlauf durch Festlegung der Prozessanteile von innovativen und konventionellen Technologien angenommen. Eine standortspezifische Berücksichtigung von Lebensdauer und Alter des aktuellen Anlagenparks erfolgte nicht. Stattdessen wurde für die Ableitung der jährlichen Entwicklung der H<sub>2</sub>-Nachfrage sowie deren Regionalisierung ein Anstieg der Nachfrage sowie eine prozentual anteilige Umstellung der Prozesse an den jeweiligen Standorten angenommen. Für die Ziele der Analyse der LFS erscheint dieser leicht vereinfachte Modellierungsansatz angemessen. Für die Untersuchungen in diesem Vorhaben ist jedoch eine detailliertere Betrachtung unter Einbeziehung standortspezifischer Altersstrukturen relevant, um den zeitlichen Hochlauf der H<sub>2</sub>-Nachfrage, insbesondere im Zeitraum bis zum Anfang der 2030er Jahre und dessen Regionalisierung, besser abzubilden. Das hierzu gewählte Vorgehen wird im Folgenden näher beschrieben.

Aufgrund der Auslegung auf eine breite Stromnutzung in der Prozesswärme im Szenario TN-Strom der LFS beschränkt sich die industrielle Wasserstoffnachfrage auf die Umstellung zur Wasserstoff-Direktreduktion (H<sub>2</sub>-DRI) in der Primärstahlherstellung und den stofflichen Einsatz zur

---

<sup>10</sup> Soweit nicht explizit anders erwähnt, bezieht sich der Begriff der „Wasserstoffnachfrage“ in diesem Bericht immer auf neue Nutzer von Wasserstoff und nicht auf bereits die heute vorhandene und derzeit noch fossil gedeckt Wasserstoffnachfrage, die in der Größenordnung von etwa 55 TWh liegt (Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, 2020) liegt.

Produktion von Ammoniak, Methanol und Olefine in der Grundstoffchemie. Diese Annahmen des konsistenten Szenarios wurden somit für diese Analysen übernommen. Für eine zeitdiskrete Betrachtung der Umstellung einzelner Anlagen wurden durch Miteinbeziehung von Anlagenalter und theoretischer Lebensdauer die Ergebnisse des H<sub>2</sub>-Markthochlaufs der LFS zugeordnet. Um deren zugrunde liegende Produktionsentwicklung auf die Substitution einzelner Anlagen zur Darstellung des Markthochlaufs als eine Art „Sprungfunktion“ im zeitlichen Verlauf anzuwenden, wurden entsprechende Annahmen getroffen:

- Die neuen H<sub>2</sub>-DRI-Anlagen in der Primärstahlproduktion weisen die gleiche Produktionskapazität auf wie die fossilen Altanlagen am selben Standort (15 Hochöfen an 6 Standorten). Dementsprechend werden aufgrund des angenommenen Produktionsrückgangs der Primärstahlerzeugung der LFS im Hochlauf nur Anlagen substituiert, bis es zu einer nationalen Sättigung zwischen der Primärstahlproduktion der LFS und der H<sub>2</sub>-DRI-Kapazitäten kommt. Fossile Altanlagen, die aufgrund ihrer längeren Lebensdauer erst anschließend einer Substitution unterliegen würden, werden ersatzlos stillgelegt.
- Die Produktionskapazitäten an den 4 existierenden Standorten der Methanolproduktion werden erweitert, da ein erheblicher Anstieg aufgrund der Einführung methanolbasierter Olefinproduktion (Methanol-to-Olefins, MtO) in den LFS zu sehen ist. Die Erweiterung der Produktionskapazitäten an bereits bestehenden Standorten begründet sich mit bereits vorhandenem Know-how und entsprechender Infrastruktur. Zudem würde eine anderweitige Verortung zur Eröffnung neuer Produktionsstandorte und starken Systemeingriffen führen.
- Alle 4 existierenden Ammoniakstandorte und Anlagen bleiben erhalten. Es ist in den LFS keine weitreichende Veränderung in den Produktionsmengen festzustellen. Des Weiteren ändert sich hier nur die Herkunft der Eingangsstoffe und mit dem Haber-Bosch-Reaktor kann die Kernanlage der Ammoniakproduktion erhalten bleiben.

Für die Berechnung des standortscharfen Markthochlaufs der Wasserstoffnachfrage ergibt sich hieraus eine überschaubare Anzahl an Standorten. Abbildung 3.4 zeigt den Hochlauf in 5-Jahres-Schritten für alle berücksichtigten Standorte und Produkte. Dabei ist eine anfängliche H<sub>2</sub>-Nachfrage bis 2025 insbesondere bei der Primärstahlherstellung an zwei westdeutschen Standorten zu beobachten. Bis 2030 wird diese durch eine kleinere Menge stofflicher Nutzung in einzelnen Anlagen der Grundstoffchemie ergänzt und beträgt im Jahr 2030 etwa 22,4 TWh. Ein stärkerer Anstieg der Nachfrage ergibt sich dagegen zwischen 2030 und 2035 auf ca. 60 TWh durch die Substitution weiterer Primärstahlanlagen sowie dem Ausbau der Kapazitäten zur Methanolherstellung und eines Ammoniakstandorts in Mitteldeutschland. Generell lässt sich eine Konzentration der Nachfrage vor allem im Westen Deutschlands (Hotspot NRW) feststellen, die sich bis 2040 an bereits bestehenden Standorten auf 80 TWh ausweitet. Die steigende Nachfrage führt zu erheblichem Mehrbedarf an Infrastruktur hinsichtlich der Versorgungssicherheit. Der gewählte Ansatz zur Produktionsentwicklung der Standorte liefert erhöhte Nachfragemengen an weniger Standorten, was zu erleichterter Planung hinsichtlich der Hochlaufs eines „minimalen H<sub>2</sub>-Backbones“ führt. Die Berechnung des standortscharfen H<sub>2</sub>-Hochlaufs für die Industrie basierend auf Anlagenalter und Reinvestitionszyklen liefert eine sehr gute Übereinstimmung mit den Werten der LFS (vgl. Abbildung 3.5).

Bezogen auf das Zieljahr der nachgelagerten Modellierung für den Einsatz von Elektrolyseuren und entsprechender Infrastruktur ergibt sich daraus im Jahr 2030 eine industrielle Wasserstoffnachfrage von etwa 22,4 TWh für das 5-GW-Basis Szenario.

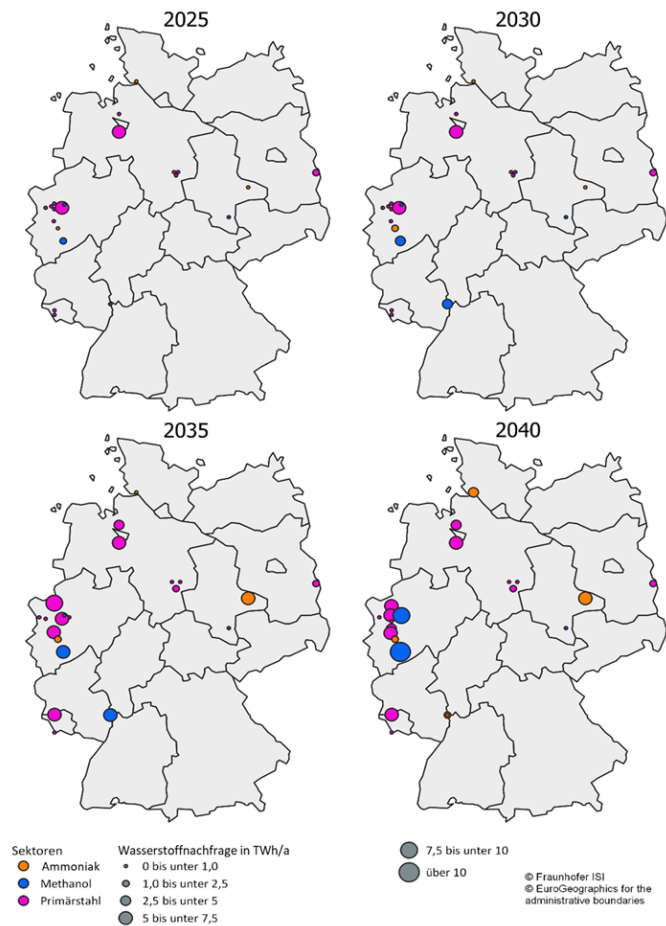


Abbildung 3.4 Grundszenario der regionalen und sektoralen Verteilung der industriellen Wasserstoffnachfrage

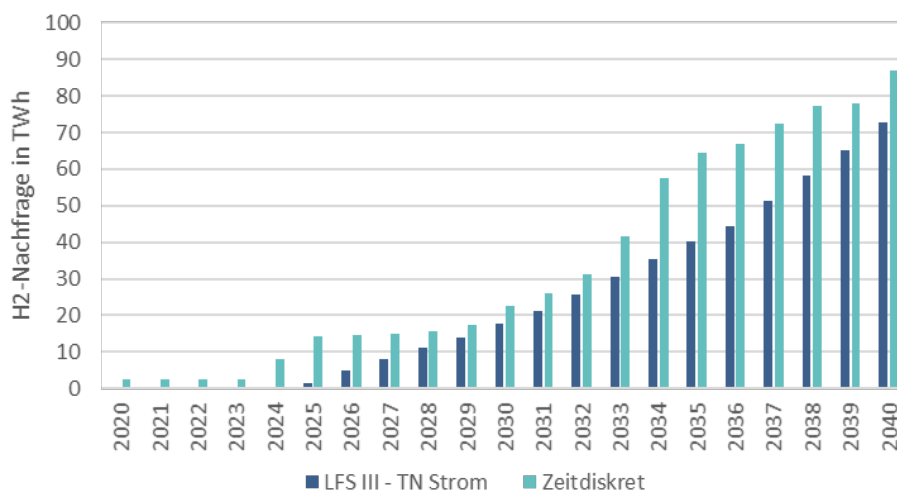


Abbildung 3.5 Zeitlicher Verlauf des Hochlaufs der industriellen Wasserstoffszenario im Grundszenario (Modell „zeitdiskret“) im Vergleich zum Hochlauf im Szenario „TN-Strom“ der LFS

Zusätzlich zu diesen ca. 22,4 TWh H<sub>2</sub>-Nachfrage in der Industrie wurde eine H<sub>2</sub>-Nachfrage von zusätzlich ca. 5,6 TWh für die Nutzung im Verkehrssektor angenommen. Diese teilt sich auf in eine H<sub>2</sub>-Nachfrage durch schwere LKW sowie Busse und Züge (2,6 TWh) und eine e-fuel-

Nachfrage für den Flugverkehr (3 TWh). Die Nachfrage bei LKW, Bussen und Zügen und stammt aus Ableitungen der LFS. Die Nachfrage für den Flugverkehr resultiert aus der Umsetzung der 2 % EU-Power-to-Liquid-Mindestquote im Flugverkehr bis 2030. Für diese 5,6 TWh wurde angenommen, dass die Abnahme nicht netzgebunden erfolgt, sondern die Verteilung zu den Letztverbrauchern anderweitig erfolgt (insb. über Tanklaster). Für die Regionalisierung der Bereitstellung wurde angenommen, dass diese an den Standorten der Industrienachfrage proportional zur jeweiligen H<sub>2</sub>-Nachfrage an diesen Standorten erfolgt.

Entsprechend des deutlich erhöhten Ambitionsniveaus hinsichtlich des Hochlaufs der H<sub>2</sub>-Nutzung in Deutschland im Koalitionsvertrag der amtierenden deutschen Bundesregierung wurden die Annahmen für die deutsche H<sub>2</sub>-Nachfrage im Szenario 10-GW-KoaV nach oben angepasst. Insgesamt wurde eine um 32,5 TWh höhere H<sub>2</sub>-Nachfrage in Deutschland in dem Szenario angenommen. Davon entfallen 12,5 TWh auf Industriestandorte in Salzgitter (Stahlproduktion) und Wittenberg (Ammoniakherstellung). Beide Standorte sind als potenzielle Nachfragestandorte bzw. Standorte mit Infrastrukturanschluss in der IPCEI-Projektliste vorgesehen. Die konkreten Nachfragemengen leiten sich aus dem oben beschriebenen Vorgehen für die Herleitung der H<sub>2</sub>-Nachfrage in der Industrie für dieses Vorhaben ab. Weitere 20 TWh H<sub>2</sub>-Nachfrage wurde wie weiter oben erläutert für den Einsatz in Stromerzeugungsanlagen insb. in neuen bzw. umgerüsteten KWK-Anlagen angenommen.

Für die H<sub>2</sub>-Nachfrage wurde durchgängig ein Bandlastprofil angenommen mit Ausnahme der Nachfrage in den KWK-Anlagen, die dem wärmebedingten Erzeugungsprofil der KWK-Anlage entspricht.

### H<sub>2</sub>-Netz Deutschland

Die Annahmen zum zur Verfügung stehenden H<sub>2</sub>-Netz basieren grundsätzlich ebenfalls auf den LFS (Szenario TN-Strom, Betrachtungsjahr 2030). Das dort von TU Berlin ermittelte Backbone-Netz wurde mit den in dieser Studie ermittelten H<sub>2</sub>-Nachfragestandorten in der Industrie verschnitten. Zusätzlich wurden die lt. IPCEI-Projektliste geplanten H<sub>2</sub>-Infrastrukturprojekte einbezogen. Schließlich wurde angenommen, dass je nach Szenario in unterschiedlichem Umfang erforderliche H<sub>2</sub>-Importe aus den Niederlanden und Dänemark erfolgen.

In Abbildung 3.6 sind die konkreten Annahmen zum verfügbaren H<sub>2</sub>-Netz für die beiden Szenarien dargestellt. Die lilafarbenen Pfeile deuten die H<sub>2</sub>-Transportleitungen an, die entweder Netzknotenpunkte (lila Punkte) oder Gebiete mit industriellem H<sub>2</sub>-Verbrauch mit Anschluss an das H<sub>2</sub>-Transportnetz (rot eingefärbte Landkreise / kreisfreie Städte) verbinden. Halbtransparent im Hintergrund der Abbildung ist das in den LFS für das Jahr 2030 ermittelte H<sub>2</sub>-Backbone-Netz (rot gefärbte Linien) und das Erdgasnetz (blau gefärbte Linien) eingezeichnet. Die im 10-GW-KoaV zusätzlich berücksichtigten H<sub>2</sub>-Transportleitungen ergeben sich einerseits aus der zusätzlich berücksichtigten H<sub>2</sub>-Nachfrage in der Industrie sowie aus einer Berücksichtigung der in der IPCEI-Projektliste enthaltenen Leitungsprojekte.



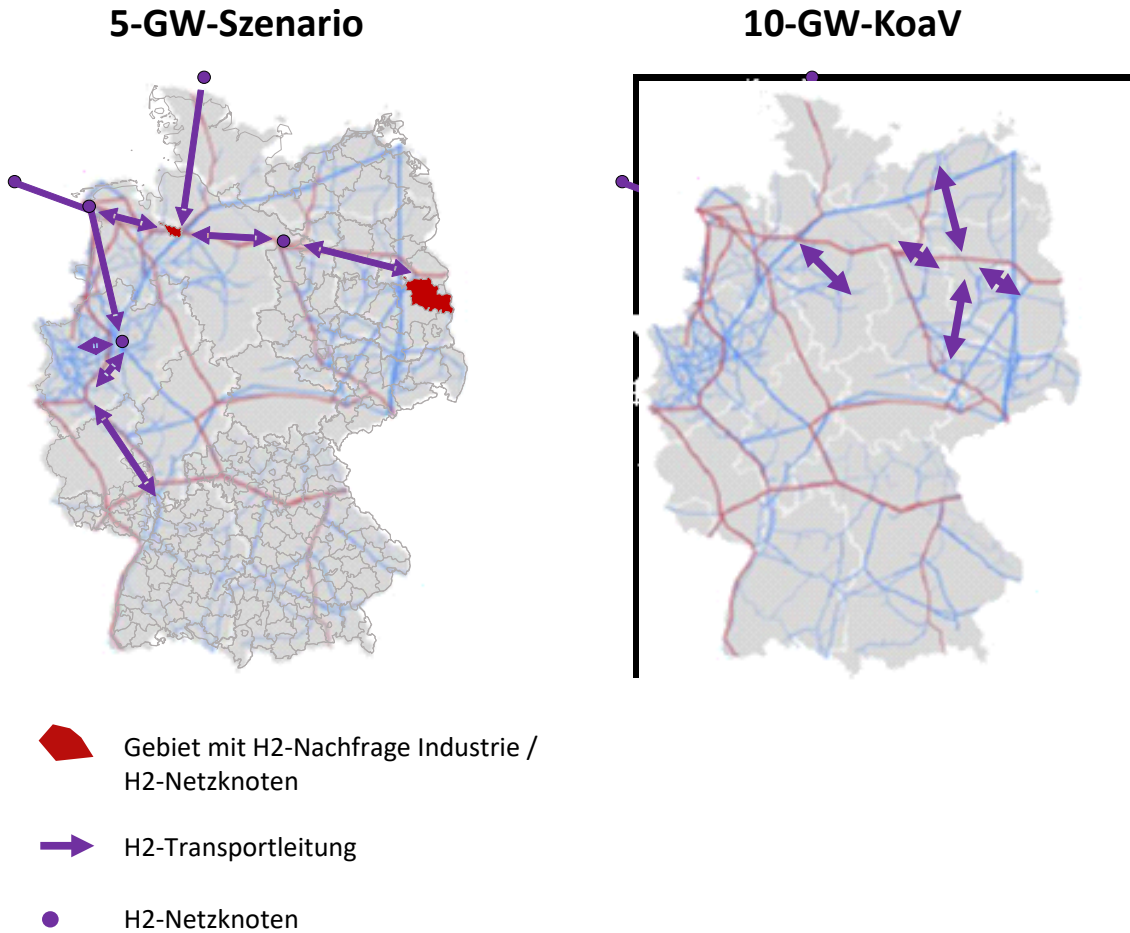


Abbildung 3.6 Angenommene H<sub>2</sub>-Netzinfrastruktur in den beiden Szenarien 5-GW-Basis und 10-GW-KoaV (im Hintergrund dargestellt: H<sub>2</sub>-Netz (rot) und Gasnetz (blau) aus LFS, Szenario „TN-Strom“, Betrachtungsjahr 2030)

### 3.3 Untersuchte Produktionsstrategien

Die Modellierung hat in diesem Vorhaben das Ziel, verschiedene Produktionsstrategien für grünen Wasserstoff quantitativ zu untersuchen. Die Produktionsstrategien werden für die beiden zuvor beschriebenen energiewirtschaftlichen Szenarien 5-GW-Basis und 10-GW-KoaV sowie auf Basis der szenariospezifisch unterschiedlichen Annahmen zum Ausbaustand der Elektrolyse in Deutschland bewertet.

Mit Produktionsstrategie ist hier die Kombination aus der Festlegung einer Einsatz-/Dispatchstrategie sowie der räumlichen Verteilungen der Elektrolyseure gemeint. Die Dispatchstrategie umfasst dabei sowohl die Frage, wie häufig die Elektrolyseure eingesetzt werden (Volllaststunden), als auch die Frage, nach welchen Kriterien bei gegebener Volllaststundenzahl sich ergibt, zu welchen Zeitpunkten die Elektrolyseure eingesetzt werden.

Die Frage nach dem Umfang des Einsatzes der Elektrolyseure hängt vom volkswirtschaftlichen oder auch einzelwirtschaftlichen Wert des produzierten Wasserstoffs einerseits und von den kurzfristig variablen Kosten für die Produktion (i. W. Wert des / Preis für den im Elektrolyseur eingesetzte Strom) ab. Der Wert des (in Deutschland produzierten) grünen Wasserstoffs hängt von vielen unterschiedlichen Faktoren ab. Aufgabe dieses Vorhabens ist es aber nicht, diese Faktoren einzuschätzen und daraus schließlich den Wert von grünem Wasserstoff zu prognostizieren. Daher wird für die Modellierung in dieser Studie die Menge des mit den Elektrolyseuren

produzierten Wasserstoffs nicht endogen im Modell ermittelt, sondern exogen vorgegeben und variiert. Betrachtet werden drei Szenarien bezüglich der Volllaststunden der Elektrolyseure: 2.000 h/a, 4.000 h/a und 6.000 h/a. In den verschiedenen Modellierungsläufen gilt diese Vorgabe stets gleichermaßen für alle Elektrolyseure, d. h. jeder in Deutschland modellierte Elektrolyseur wird mit der vorgegebenen Zahl an Volllaststunden betrieben.<sup>11</sup> Wie oben beschrieben, wird die in Deutschland angenommene EE-Stromerzeugung in Abhängigkeit von der angenommenen Zahl an Volllaststunden der Elektrolyseure und damit deren Stromverbrauch variiert. Die Vorgabe einer bestimmten Menge an in Deutschland produziertem Wasserstoff bedeutet auch, dass die zur Deckung des H<sub>2</sub>-Bedarfs notwendige Restmenge über Importe gedeckt werden muss. Hierzu stehen dem Modell grundsätzlich Importverbindungen in Richtung Niederlande und Dänemark zur Verfügung. Hinsichtlich der Importe wird angenommen, dass diese – abgesehen von ggf. beschränkten Kapazitäten im deutschen H<sub>2</sub>-Transportnetz – voll flexibel genutzt werden können.<sup>12</sup>

Bei vorgegebenen Zahlen an Volllaststunden stellt sich dann die Frage, nach welchen Kriterien sich bestimmt, wie sich die Einsatzstunden über das jeweils modellierte Jahr verteilen. Hierzu wurden zwei unterschiedliche Strategien modelliert (vgl. Abbildung 3.7), um diese später vergleichend bewerten zu können:

- marktorientierte Dispatchstrategie: Hierbei wird angenommen, dass sich der Einsatz der Elektrolyseure in Abhängigkeit vom Strom(-großhandels-)preis ergibt. Bei einer vorgegebenen Zahl an Volllaststunden erfolgt der Einsatz eines Elektrolyseurs dann in den x Stunden mit den niedrigsten Strompreisen, wenn x die Zahl der vorgegebenen Volllaststunden ist. Dieser Zeitpunkt wird vom Strommarktmodell im Rahmen einer Optimierung bestimmt.<sup>13</sup>
- gH<sub>2</sub>-orientierte Dispatchstrategie: Diese Strategie soll das mögliche Ziel abbilden, dass der in den modellierten deutschen Elektrolyseuren produzierte Wasserstoff möglichst „grün“ ist, d. h. möglichst auf treibhausgasneutraler EE-Stromerzeugung basiert. Abgesehen von Insellösungen mit direkt gekoppelten EE-Anlagen und Elektrolyseuren ohne sonstige Verbindung zum öffentlichen Stromnetz, die in der Regel aber eine gesamtwirtschaftlich ineffiziente Lösung darstellen, gibt es keine eindeutige Definition von Bedingungen, unter denen eine bestimmte Menge an produziertem H<sub>2</sub> als grün zu bezeichnen wäre.<sup>14</sup> Für dieses Vorhaben wird zur Abbildung einer solchen Strategie im Sinne einer Heuristik angenommen, dass sich der Einsatz der Elektrolyseure an der Höhe des Angebots an EE-Erzeugung orientiert. Hierzu wird zunächst für jede später im Strommarktmodell modellierte Stunde ermittelt, wie hoch der Anteil der deutschen EE-Erzeugung zum jeweiligen Zeitpunkt am deutschen Stromverbrauch zu diesem Zeitpunkt ist. Die Einsatzstunden für die Elektrolyseure

---

<sup>11</sup> Einzige Ausnahme stellen die im Szenario 10-GW-KoaV modellierten ca. 600 MW On-Site Elektrolyseure dar. Hier wird angenommen, dass diese am jeweiligen Verbrauchsstandort und ohne Anbindung an das H<sub>2</sub>-Netz installiert sind, und daher mit einer festen Zahl von 6.000 h/a laufen (Bandproduktion), da nur so die am Standort nachgefragte H<sub>2</sub>-Menge bereitgestellt werden kann.

<sup>12</sup> Wegen der im Modell zwingend zu deckenden H<sub>2</sub>-Nachfrage und zu erfüllenden innerdeutschen Produktionsvorgabe sind für die Importe keine Annahmen bzgl. Importpreisen erforderlich.

<sup>13</sup> Das verwendete Strommarktmodell berücksichtigt nicht explizit Stromgroßhandelspreise. Vielmehr handelt es sich um ein Gleichgewichtsmodell mit der Zielfunktion der volkswirtschaftlich optimalen Deckung der Stromnachfrage. Ein solches Modell setzt die Elektrolyseure unter Berücksichtigung der Vorgabe einer integral über das betrachtete Jahr vom jeweiligen Elektrolyseur zu erzeugenden H<sub>2</sub>-Menge dann in den Stunden ein, in denen der Elektrolyseureinsatz die geringsten Kosten für die zusätzlich erforderliche Stromerzeugung verursacht (vorrangig noch Stunden, in denen eine sonst erforderliche Abregelung von EE-Erzeugung vermieden wird). Es lässt sich zeigen, dass dies gerade die Stunden sind, in denen auch die Stromgroßhandelspreise am niedrigsten wären.

<sup>14</sup> Vgl. hierzu auch die Diskussion um den sogenannten „delegierten Rechtsakt“ der Europäischen Kommission im Zusammenhang mit Artikel 27 der europäischen Erneuerbaren-Energien-Richtlinie.

werden in absteigender Reihenfolge der Stunden mit den höchsten Anteilen bis zum Erreichen der vorgegebenen Zahl an Volllaststunden festgelegt.

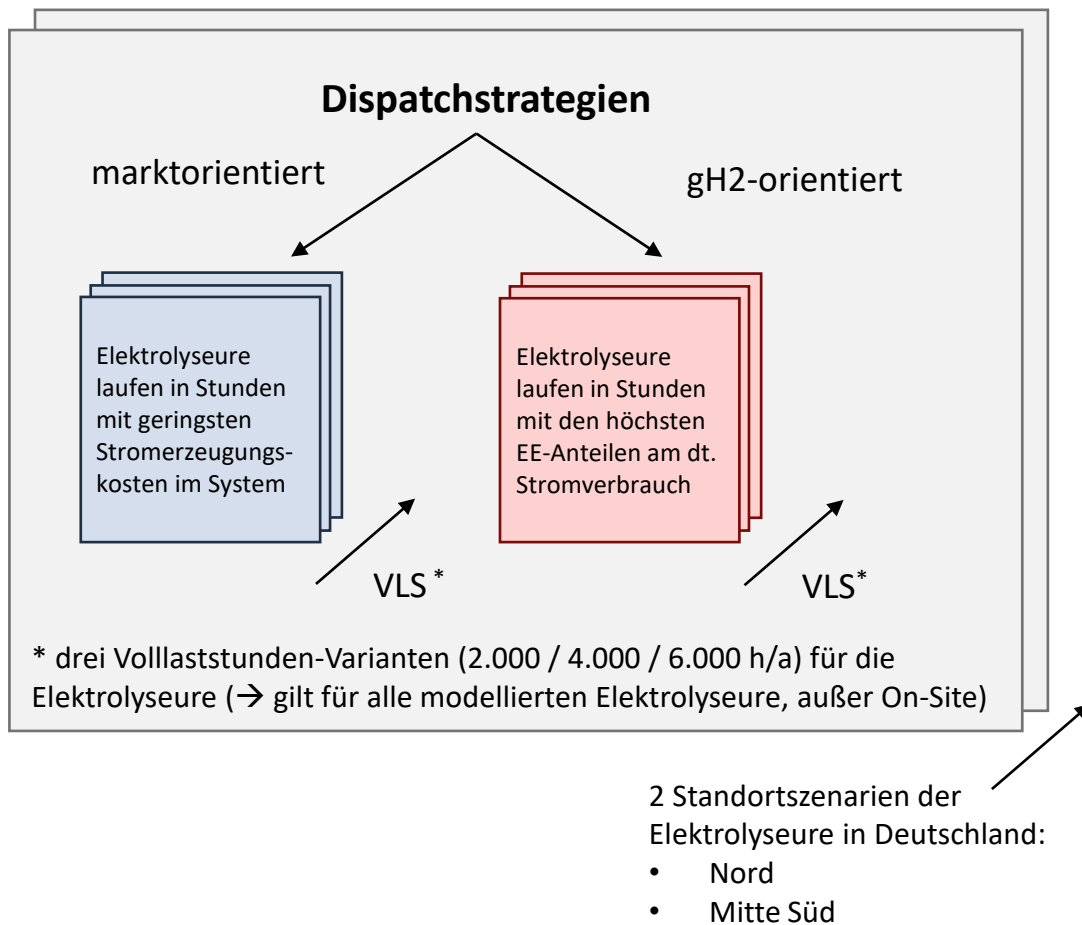


Abbildung 3.7 Übersicht der in der Modellierung abgebildeten Dispatchstrategien

In Voruntersuchungen wurde zudem eine „netzorientierte“ Dispatchstrategie implementiert und analysiert. Ziel der auf Basis einer Heuristik abgeleiteten Einsatzstrategie war es, die Elektrolyseure standortabhängig so einzusetzen, dass sie – unter Berücksichtigung der jeweils vorgegebenen Zahl an Volllaststunden – möglichst netzdienlich eingesetzt werden. Die „Netzdienlichkeit“ wurde dabei an dem Einfluss auf den Redispatchbedarf gemessen. In den Voranalysen hat sich gezeigt, dass unter sonstigen in den Szenarien getroffenen Annahmen (insb. zum erreichten Ausbauzustand der Elektrolyseure) eine solche Dispatchstrategie zu keinen nennenswerten Verbesserungen bzgl. des Redispatchbedarfs führt, so dass diese Variante im Folgenden nicht weiter betrachtet wird.

Bezüglich der regionalen Verteilung der 5 GW bzw. 10 GW an in Deutschland installierter Elektrolyseursleistung werden grundsätzlich jeweils zwei unterschiedliche Standortvarianten betrachtet: Zum einen ein Szenario „Nord“ mit einem Schwerpunkt der Elektrolyseursleistung in Norddeutschland, insb. in der Nähe der Anlandepunkte der Verbindung der Offshore-Windparks mit dem Stromübertragungsnetz auf dem Festland. Zum anderen ein Szenario „Mitte-Süd“ in dem Elektrolyseure stärker auch an die erwarteten H<sub>2</sub>-Verbrauchsschwerpunkte mit Anbindung an das H<sub>2</sub>-Transportnetz in West- und Südwestdeutschland verteilt werden. Konkret wurde wie folgt vorgegangen:

- auf Basis einer IPCEI-Projektliste wurden die in Summe ca. 2,6 GW am IPCEI-Elektrolyseursprojekten fest regionalisiert (vgl. Abbildung 3.8);

- im Szenario 5-GW-Basis werden die verbleibenden 2,4 GW Elektrolyseursleistung im Standortszenario „Nord“ auf die angenommenen Offshore-Anlandepunkte in Nordwestdeutschland verteilt; im Standortszenario „Mitte-Süd“ erfolgt eine Regionalisierung der 2,4 GW an die H<sub>2</sub>-Verbrauchsstandorte im Ruhrgebiet und in Südwestdeutschland (vgl. Abbildung 3.9)
- im 10-GW-Koav wurden für jedes Standortszenario die Leistungen des jeweiligen Standortszenarios aus dem Szenario 5-GW-Basis für jede der sechs Regionen aus Abbildung 3.10 verdoppelt (vgl. Abbildung 3.10)

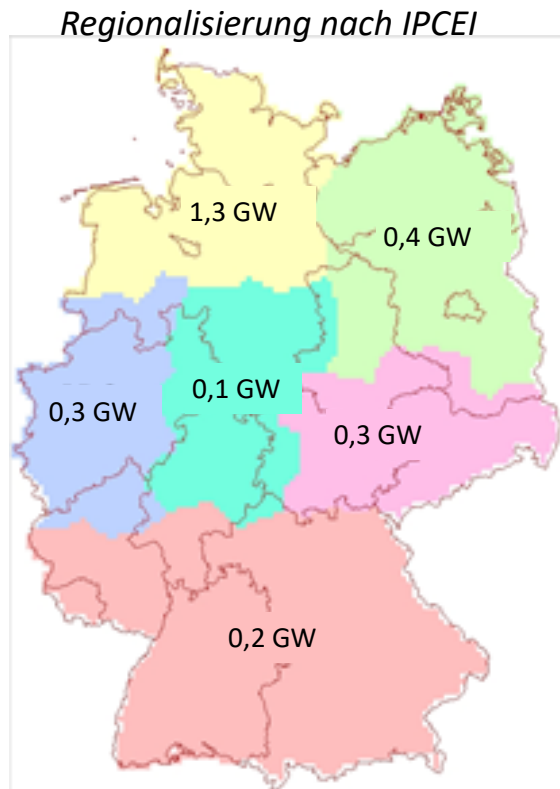


Abbildung 3.8 Regionalisierung der ca. 2,6 GW an Elektrolyseursleistung aus IPCEI-Projekten in Bezug auf sechs deutsche Regionen (Regionen entsprechend Regionalisierung in LFS); die Basis-Regionalisierung ist für alle betrachteten Standortszenarien fixiert

## 5-GW-Szenario

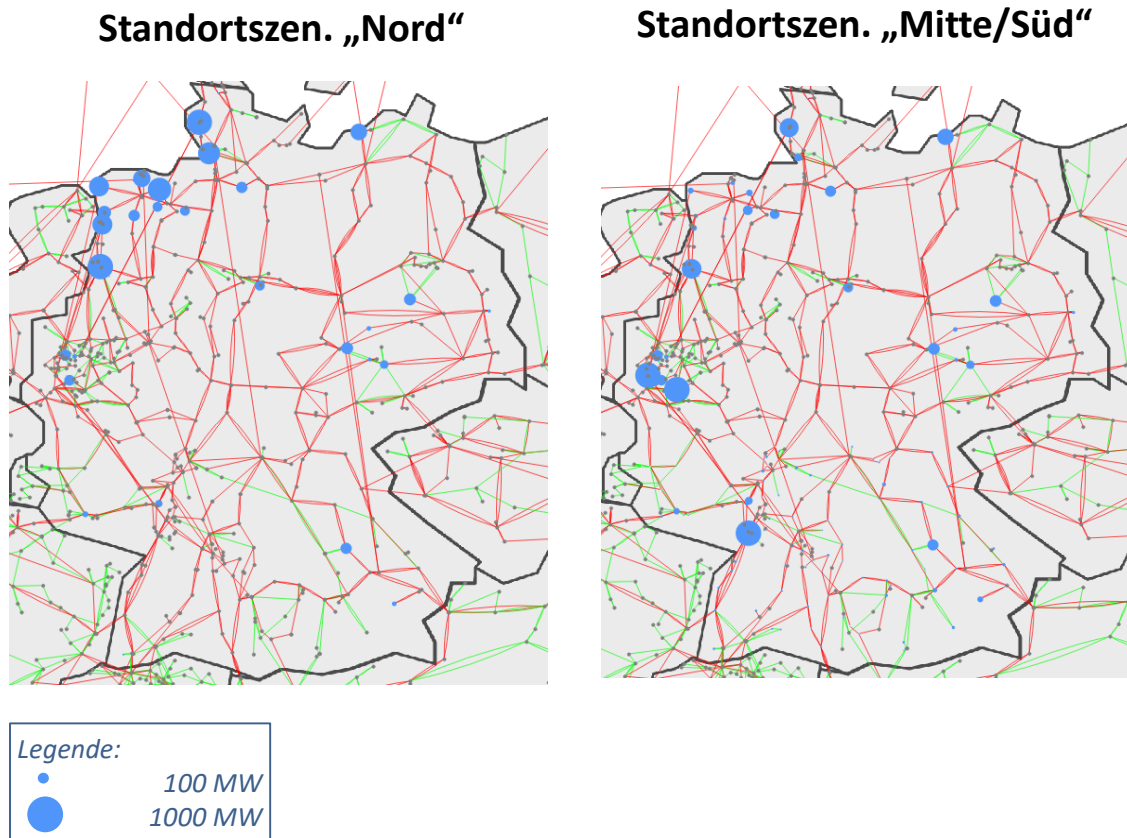


Abbildung 3.9 Regionalisierung der im Szenario 5-GW-Basis installierten Elektrolyseursleistung; dargestellt ist die Zuordnung zu Netzknoten im deutschen Strom-Übertragungsnetz (rote Line: 380-kV-Leitungen; grüne Line: 220-kV-Leitungen); die Fläche der blauen Kreise ist proportional zur Elektrolyseleistung

## 10-GW-KoaV

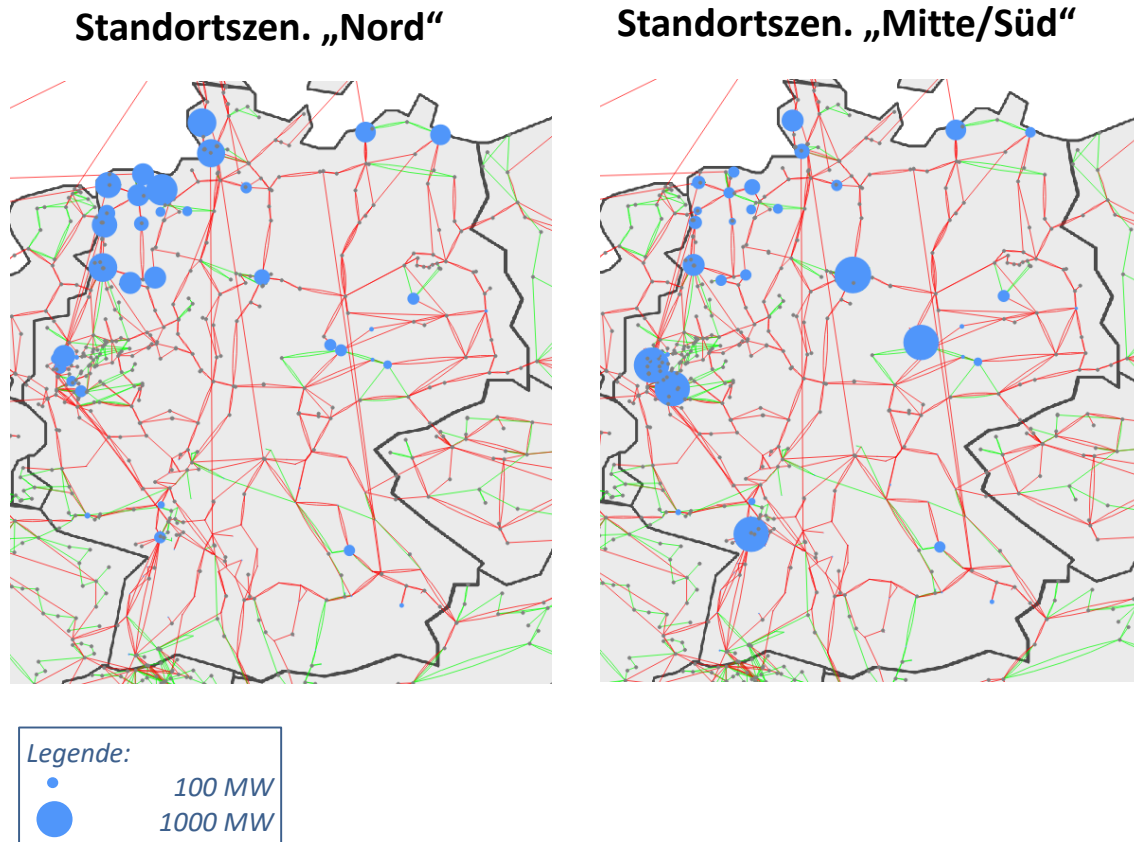


Abbildung 3.10 Regionalisierung der im Szenario 10-GW-KoaV installierten Elektrolyseursleistung; dargestellt ist die Zuordnung zu Netzknoten im deutschen Strom-Übertragungsnetz (rote Line: 380-kV-Leitungen; grüne Line: 220-kV-Leitungen); die Fläche der blauen Kreise ist proportional zur Elektrolyseleistung

### 3.4 Modellierungsergebnisse

#### 3.4.1 Voralysen

Wie in Abschnitt 3.1.2.1 beschrieben, steht für die Modellierung in diesem Vorhaben grundsätzlich ein Modell zur Verfügung, das eine kombinierte Optimierung des Einsatzes der flexiblen Anlagen im Stromsystem (europäisches Marktmodell) und der Flexibilitäten im H<sub>2</sub>-System (Betrachtungsbereich Deutschland einschließlich Importverbindungen) durchführen kann.

Dieses Modell wurde zunächst für Voralysen eingesetzt. Einerseits wurde in diesen Voralysen untersucht, ob zu erwarten ist, dass die aus den verfügbaren H<sub>2</sub>-Transportnetzkapazitäten resultierenden Beschränkungen im Optimierungsmodell bindend wirken. Diese Voruntersuchungen haben unter Verwendung des in Abschnitt 3.1.2.2 beschriebenen Kapazitätsmodells gezeigt, dass für die betrachteten Szenarien hinsichtlich H<sub>2</sub>-Transportnetz, H<sub>2</sub>-Nachfrage und deren Profil und Regionalisierung, H<sub>2</sub>-Einspeisern (Elektrolyseure und Importe) und deren Regionalisierung sowie maximalen Kapazitäten das H<sub>2</sub>-Netz nicht bindend wirkt. Für die weiteren Analysen – wie in den Abschnitten 3.4.2 und 3.4.3 dargestellt – wurde im Modell auf die weitere Berücksichtigung der H<sub>2</sub>-Netzrestriktionen verzichtet. Dies erlaubte die Einsparung insb. von Rechenzeit, ohne dabei Einbußen hinsichtlich der Lösungsgüte hinnehmen zu müssen.

Andererseits wurden Analysen durchgeführt, wie der erforderliche Bilanzausgleich von H<sub>2</sub>-Angebot und -Nachfrage möglichst kostengünstig bereitgestellt werden kann. Unter der getroffenen Annahme, dass die H<sub>2</sub>-Nachfrage ein Bandlastprofil<sup>15</sup> aufweist, kann die notwendige Flexibilität zur Bilanzierung des H<sub>2</sub>-Systems grundsätzlich auf zwei Wegen erfolgen (bzw. einer Kombination aus beidem): Entweder durch eine entsprechende Anpassung der H<sub>2</sub>-Erzeugung, d. h. einer an das H<sub>2</sub>-Nachfrageprofil angepassten Fahrweise der Elektrolyseure oder durch eine Zwischenspeicherung der zeitungleich zum Verbrauch produzierten H<sub>2</sub>-Mengen. Für die langfristige Speicherung sind insbesondere Salzkavernenspeicher relevant. Hierzu könnten bestehende Erdgaskavernen umgerüstet werden, wenn diese nicht mehr benötigt werden, oder neue Kavernen gesolt werden. Geologische Analysen zeigen, dass Deutschland im Norden ein so erschließbares großes Potenzial an für Kavernenspeichern geeigneten Salzformationen aufweist, dass dies für ein Vielfaches des langfristigen europäischen Speicherbedarfs ausreicht (Caglayan et al., 2020). Auch die bestehenden Kavernenspeicher befinden sich größtenteils im Norden Deutschlands. Dieses Potenzial könnte durch einen Ausbau und Anschluss an das H<sub>2</sub>-Transportnetz unabhängig von den Standorten der Elektrolyseure und H<sub>2</sub>-Verbraucher zum Bilanzausgleich genutzt werden (sofern Elektrolyseure und Verbraucher ebenfalls einen H<sub>2</sub>-Netzanschluss aufweisen). Dabei ist jedoch zu beachten, dass gewisse Zweifel bezüglich der Flexibilität der Kavernenspeicher bestehen: Schnelle Zyklen sowie hohe Drücke und Temperaturen reduzieren potenziell die Lebensdauer der Anlagen. Wie stark dieser Effekt auftritt, wird derzeit noch untersucht. Es ist nicht auszuschließen, dass Kavernenspeicher im Wesentlichen als Langfristspeicher fungieren werden und für die kurz- und mittelfristige Strukturierung weitere Speicher eingesetzt werden müssen, wie z.B. Röhrenspeicher. Diese können zwar prinzipiell überall errichtet werden, sind jedoch durch einen hohen Flächenbedarf und deutliche höhere spezifische Kosten gekennzeichnet.

In mehreren Rechnungen mit dem kombinierten Strom- und H<sub>2</sub>-Dispatchmodell wurden die eingesparten Kosten im Stromsystem ermittelt, wenn Elektrolyseure mit zunehmend größer angenommenen H<sub>2</sub>-Speichern stärker am Strommarktpreis und weniger am H<sub>2</sub>-Nachfrageprofil orientiert eingesetzt werden können. Es zeigte sich dabei, dass diese Kosteneinsparungen bis auf in sehr wenigen Stunden deutlich die Kosten für die H<sub>2</sub>-Speicherkapazität aufwiegen. Hieraus kann die Schlussfolgerung gezogen werden, dass grundsätzlich die notwendige Flexibilität zum H<sub>2</sub>-Bilanzausgleich deutlich günstiger im H<sub>2</sub>-System selbst über entsprechende netzintegrierte Großspeicher bereitgestellt werden kann als durch eine nachfrageorientierte Fahrweise der Elektrolyseure. Die erforderlichen Speichervolumen stehen für den Bedarf im Jahr 2030 in geologischen Formationen in Deutschland grundsätzlich ausreichend zur Verfügung. Für die Modellierung der beiden untersuchten Szenarien wurde daher angenommen, dass der Einsatz der Elektrolyseure unabhängig von den Anforderungen zum Bilanzausgleich auf der H<sub>2</sub>-Seite erfolgen kann.

### 3.4.2 5-GW-Szenario

#### 3.4.2.1 Ergebnisse der Strommarktmodellierung

Die Ergebnisse der Strommarktmodellierung für das 5-GW-Szenario für beide Dispatch-Strategien und alle VLS-Varianten werden eindeutig von der Annahme der Zusätzlichkeit der EE-Erzeugung dominiert. Bilanziell wird in diesem Szenario über das gesamte Jahr gesehen die zusätzliche

---

<sup>15</sup> Diese Annahme ist zumindest für Wasserstoffnachfragen aus der Industrie eine grundsätzlich plausible Näherung. Nachfragen aus der Industrie werden zumindest in der Hochlaufphase den Wasserstoffbedarf dominieren, weswegen die hier gewählte Näherung zulässig erscheint. Mit einer langfristig zunehmenden Nachfrage nach Wasserstoff für Rückverstromungskraftwerke kommen dann auch Nachfragen hinzu, deren Verbrauchsprofil deutlich von einer Bandlast abweicht.

Stromnachfrage der Elektrolyseure annahmegemäß in voller Höhe durch zusätzliche EE-Erzeugung (vor Abregelung) gedeckt. Dieser Effekt ist eindeutig in Abbildung 3.11 erkennbar, in der die Änderungen im europäischen Erzeugungsmix dargestellt sind. Die Darstellung zeigt die Veränderung zu einer Referenzrechnung ohne Einsatz der Elektrolyseure (und entsprechend verringerter EE-Erzeugung).

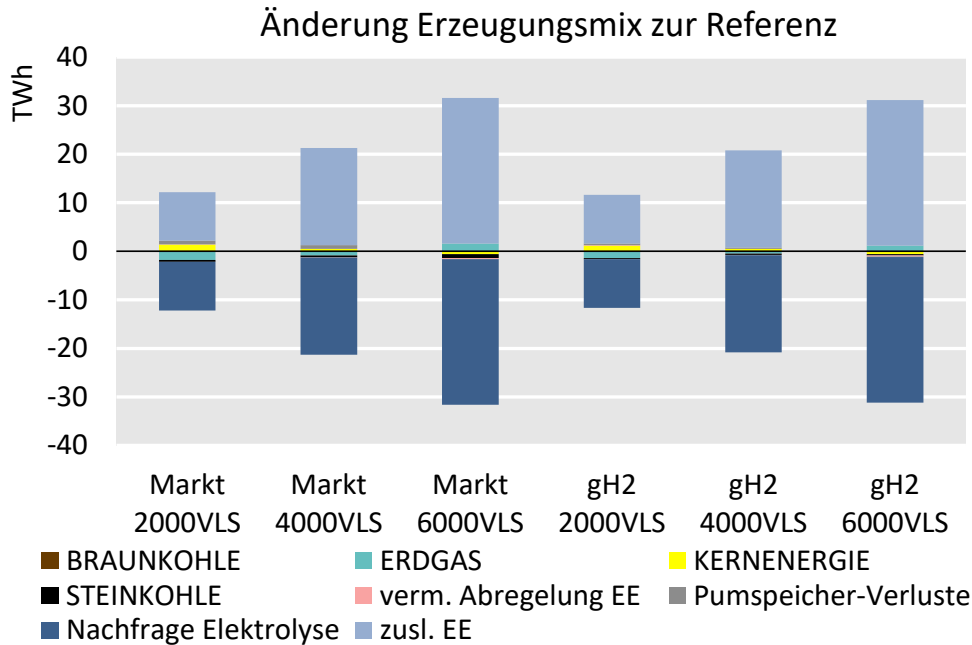


Abbildung 3.11 Änderung der Stromerzeugung in Europa abhängig von VLS und Dispatchstrategie (im Vergleich zur Referenzrechnung ohne Elektrolyse)

Die Detailauswertung in Abbildung 3.12 zeigt die Änderungen in der Erzeugung, die sich daraus ergeben, dass die zusätzlich modellierte EE-Erzeugung nicht vollständig mit dem Dispatch der Elektrolyseure korreliert ist. Der Einsatz der Elektrolyseure reduziert zunächst (trotz der zusätzlich modellierten EE-Erzeugung) die marktbedingte EE-Abregelung und die in der Referenz zeitweise wegen Erzeugungsüberschüssen aus EE-Anlagen eingesenkte europäische Kernenergieerzeugung. In den Szenarien mit 2.000 und 4.000 VLS Elektrolyseureinsatz verdrängt die zusätzlich modellierte EE-Erzeugung außerdem einen Teil der Erzeugung aus Erdgas-Kraftwerken (auch dies ist ein Effekt der unvollständigen Korrelation von zusätzlicher EE-Erzeugung und des Elektrolyseureinsatzes). Die Pumpspeicher reagieren ebenfalls auf die Elektrolyseure, die ebenfalls eine Flexibilität im System darstellen und somit mit den Pumpspeichern konkurrieren. In den Varianten mit 6.000 VLS wird deutlich, dass die oben beschriebenen Effekte (Vermeidung von EE-Abregelung sowie Einsenkung von Kernkraftwerken) vor allem bei vergleichsweise geringen VLS der Elektrolyseure und damit bei flexibleren Einsatzmöglichkeiten auftreten. Mit zunehmenden VLS und somit sinkender Flexibilität des Elektrolyseureinsatzes steigt der Einsatz von Erdgas-Kraftwerken, und der Elektrolyseureinsatz führt bei entsprechender Erhöhung der EE-Erzeugung nicht zu weiter vermindelter EE-Abregelung bzw. vermindelter Einsenkung der Kernenergieerzeugung. Für alle VLS-Varianten zeigen die markt- und die gH<sub>2</sub>-orientierte Strategie sehr ähnliche Ergebnisse, was darauf zurückgeführt werden kann, dass der Strompreis auf dem Markt plausiblerweise stark mit dem deutschen EE-Anteil korreliert ist. Die Effekte treten in der gH<sub>2</sub>-orientierten Strategie etwas gedämpfter als bei der marktorientierten Einsatzstrategie auf.



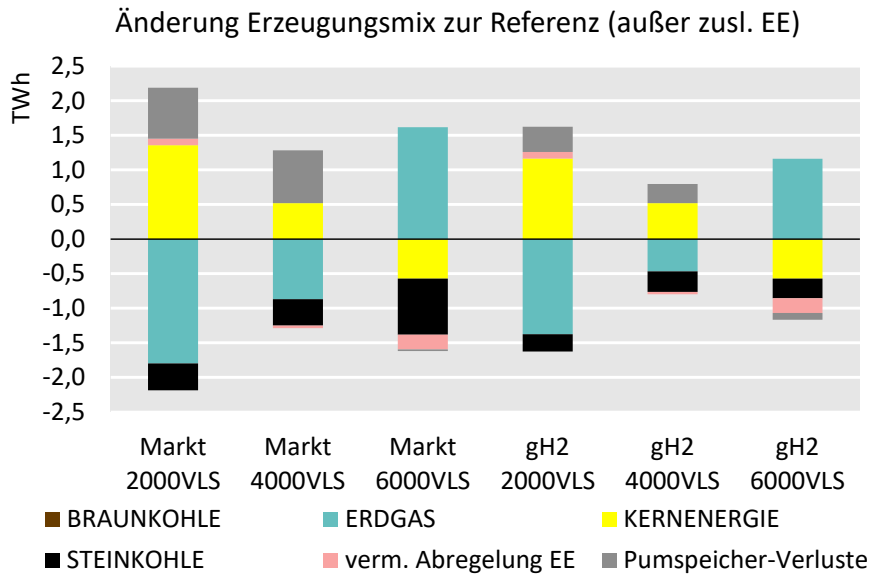


Abbildung 3.12 Änderung der Stromerzeugung in Europa abhängig von VLS und Dispatchstrategie ohne Darstellung der zusätzlichen EE-Erzeugung (im Vergleich zur Referenzrechnung ohne Elektrolyse)

Die Wirkungen dieser Ergebnisse auf die CO<sub>2</sub>-Emissionen verhalten sich grundsätzlich proportional zur Änderung des Einsatzes der konventionellen Kraftwerke je betrachteter Variante (vgl. Abbildung 3.13). In Deutschland ändert sich lediglich der Einsatz der Erdgas-Kraftwerke, das Delta in den Emissionen ist daher direkt proportional zum Erdgaseinsatz. Europaweit betrachtet wirken auch die dargestellten Änderungen im Einsatz der Kohlekraftwerke auf die CO<sub>2</sub>-Emissionen. Vergleicht man die 4.000 VLS-Variante mit der 2.000 VLS-Variante, zeigt sich, dass die CO<sub>2</sub>-Emissionen zwar unter der Referenz liegen, aber mit steigenden VLS der Elektrolyseure wieder steigen.

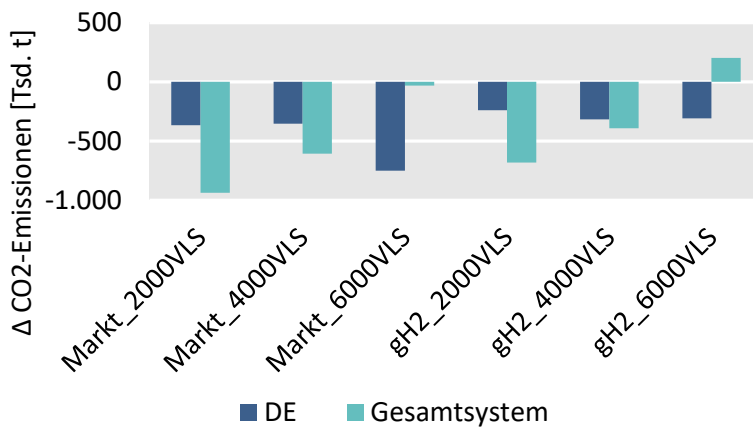


Abbildung 3.13 Änderung der CO<sub>2</sub>-Emissionen (über alle Stromerzeugungsanlagen) in Deutschland und im Gesamtsystem (im Vergleich zur Referenzrechnung ohne Elektrolyse)

Werden die Änderungen in den CO<sub>2</sub>-Emissionen im Vergleich zur Referenzrechnung auf die von den Elektrolyseuren erzeugte H<sub>2</sub>-Menge (in Megajoule) umgelegt, ergibt sich der in Abbildung 3.14 gezeigte CO<sub>2</sub>-Fußabdruck des erzeugten Wasserstoffs je Variante. Dieser Fußabdruck ist beim marktorientierten Dispatch leicht besser als in der hier modellierten Heuristik für den gH<sub>2</sub>-orientierten Dispatch der Elektrolyseure.

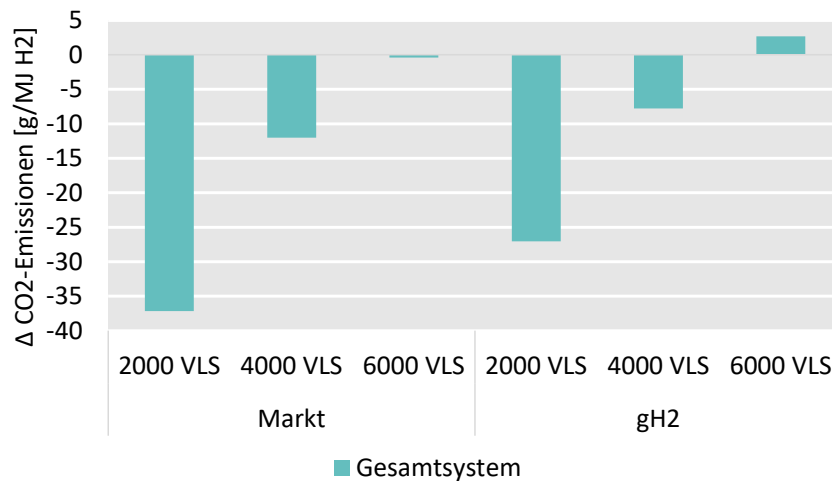


Abbildung 3.14 Durchschnittlicher CO<sub>2</sub>-Fußabdruck der erzeugten H<sub>2</sub>-Mengen (in Kombination mit dem zusätzlichen EE-Zubau)

### 3.4.2.2 Ergebnisse der Netz- und Redispatchsimulation

In diesem Abschnitt sind die Ergebnisse der detaillierten Analysen des Übertragungsnetzes dargestellt. Abbildung 3.15 zeigt zunächst die Redispatchvolumen der unterschiedlichen Standort-szenarien, Dispatchstrategien und Volllaststundenvariationen des 5 GW Szenario im Vergleich. Der größte Unterschied zwischen den Redispatchvolumen resultiert aus der regionalen Verteilung der Elektrolyseure. Beim Standort-szenario Nord liegen alle Redispatchvolumen um ca. 1 TWh niedriger als bei der Referenzrechnung. Insbesondere nehmen die Elektrolyseure im Norden netzbedingt abgeregelte EE auf. Ein Zusammenhang zwischen Volllaststunden und Redispatchvolumen ist in dem Standort-szenario Nord kaum zu erkennen.

Beim Standort-szenario Mitte/Süd liegt das Redispatchvolumen um ca. 0,3-1 TWh höher als bei der Referenzrechnung. Dabei ist mit steigenden Volllaststunden ein Anstieg des Redispatchvolumens zu erkennen. Ein Leistungsbezug von Elektrolyseuren im Süden von Deutschland wirkt sich somit in vielen Stunden netztechnisch negativ aus.

Die Dispatchstrategie hat auf das Redispatchvolumen keinen wesentlichen Einfluss. Dies ist, wie schon bei den Strommarktergebnissen darauf zurückzuführen, dass der Strompreis auf dem Markt stark mit dem deutschen EE-Anteil korreliert und es somit eine große Schnittmenge von Stunden mit Elektrolyseureinsatz bei einer marktorientierten und gH<sub>2</sub>-orientierten Dispatchstrategie gibt.



Abbildung 3.15 5-GW Szenario: Redispatchvolumen der unterschiedlichen Standortszenarien, Dispatchstrategien und Volllaststundenvariationen im Vergleich

Die räumliche Verteilung von Engpässen und Redispatchvolumen im deutschen Übertragungsnetz der Standortszenarien Nord und Mitte/Süd bei 2000 Volllaststunden und einer gH<sub>2</sub> orientierten Dispatchstrategie im Vergleich zur Referenzrechnung ist in Abbildung 3.16 dargestellt. In allen drei gezeigten Szenarien sind speziell Nord-Süd-Verbindungen im Übertragungsnetz von Engpässen betroffen. Die Engpassenergie steigt dabei tendenziell in der Rangfolge: Standortszenario Nord, Referenzrechnung und Standortszenario Mitte/Süd. Ebenso wie die Verteilung der Engpässe entsprechen sich auch die räumlichen Verteilungen der Redispatchvolumen zwischen den Szenarien. Kraftwerke werden im Ruhrgebiet und im Süden Deutschlands hochgefahren. Als Ausgleich werden Windenergieanlagen im Norden Deutschlands abgeregelt. Zusätzlich zu den dargestellten Redispatchvolumen werden außerhalb des gezeigten Kartenausschnitts in sehr geringem Umfang Kraftwerke in Belgien und Frankreich herunteruntergefahren.

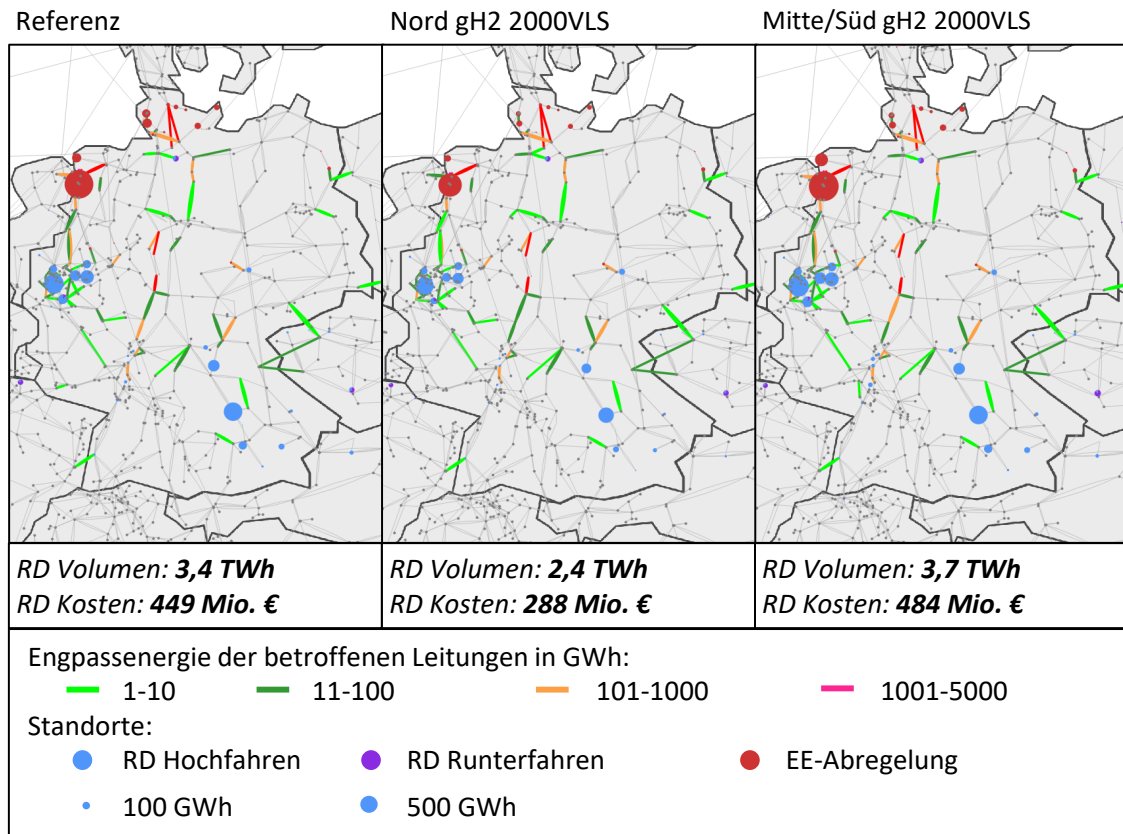


Abbildung 3.16 5-GW Szenario: Räumliche Verteilung von Engpässen und Redispatchvolumen im deutschen Übertragungsnetz der Standortszenarien Nord und Mitte/Süd bei 2000 Volllaststunden und einer gH<sub>2</sub> orientierten Dispatchstrategie im Vergleich zur Referenzrechnung

Zusätzlich wurde im 5 GW Szenario die Auswirkung eines flexiblen Einsatzes von Elektrolyseuren im Redispatch untersucht. Die Parametrierung der durchgeführten Rechnungen ist im Vergleich zum 5 GW Szenario ansonsten unverändert. Abbildung 3.17 zeigt die Ergebnisse der Volllaststundenvariationen und Standortszenarien im Vergleich mit und ohne Elektrolyseureinsatz im Redispatch.

Das Redispatchvolumen bleibt in allen untersuchten Variationen nahezu unverändert. Jedoch lassen sich zwei Effekte beobachten: Zum einen ersetzen Lasterhöhungen von Elektrolyseuren im nahezu gleichen Umfang EE-Abregelungen. Insbesondere in den 2000 VLS-Variationen steigt der Einsatz von im Norden regionalisierten Elektrolyseuren an und zeigt somit den netztechnischen Nutzen von flexiblen Lasten im Norden. Zum anderen wird das Hochfahren von konventionellen Kraftwerken durch Lastsenkungen der Elektrolyseure abgetauscht. Lastsenkungen von Elektrolyseuren treten insbesondere bei südlichen Standorten auf und zeigen somit deren in Tendenz netztechnisch negative Wirkung. Insgesamt scheint die Einbindung der Elektrolyseure in den Redispatch sinnvoll.

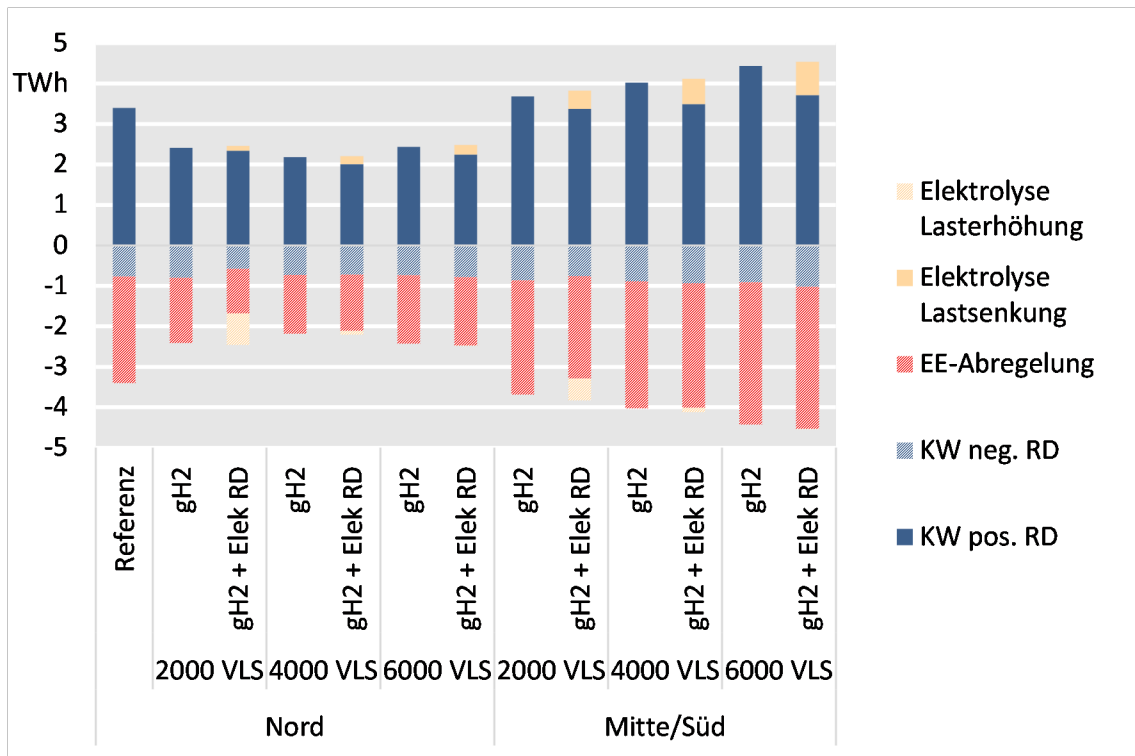


Abbildung 3.17 Zusatzanalyse 5-GW Szenario: Redispatchvolumen der unterschiedlichen Standortsszenarien, Dispatchstrategien und Volllaststundenvariationen mit und ohne Elektrolyseur Einsatz im Redispatch im Vergleich

### 3.4.2.3 Systemkostenwirkungen

Abbildung 3.18 zeigt die Gesamtwirkungen der oben analysierten Wirkungen der betrachteten Varianten im Markt und im Netz aus Systemkostensicht. Die Kostenbewertung enthält keine Kosten für die zusätzliche EE-Erzeugung in Abhängigkeit vom VLS-Szenario und keinen Wertbeitrag des erzeugten H<sub>2</sub>. Im Markt wirken sich die Änderungen im Erzeugungsmix durch unterschiedliche Einsatzkosten der verschiedenen Erzeugungstechnologien (zusammengesetzt aus Brennstoff- und Emissionspreisen) aus. Im Redispatch werden (vermiedene) EE-Abregelungen mit 60 EUR/MWh bewertet. Die dargestellte Kostenbetrachtung beinhaltet keine Kosten für zusätzliche EE und keine Bewertung der erzeugten H<sub>2</sub>-Menge. Auch in der Systemkostenbetrachtung zeigt sich, dass die Standortwahl einen relevanten Faktor darstellt. Mit steigenden VLS der Elektrolyseure steigen die Systemkosten, wie sich bereits in den Auswertungen des Erzeugungsmix und des Redispatch andeutet. Bei 6.000 VLS Elektrolyseureinsatz und der Standortwahl Nord kompensieren die gesunkenen Redispatchkosten die steigenden Erzeugungskosten, für die Standortwahl Mitte/Süd liegen die Systemkosten bei 6.000 VLS jedoch bei beiden Dispatchstrategien über denen der Referenz, da sowohl im Markt als auch im Redispatch die Kosten steigen.

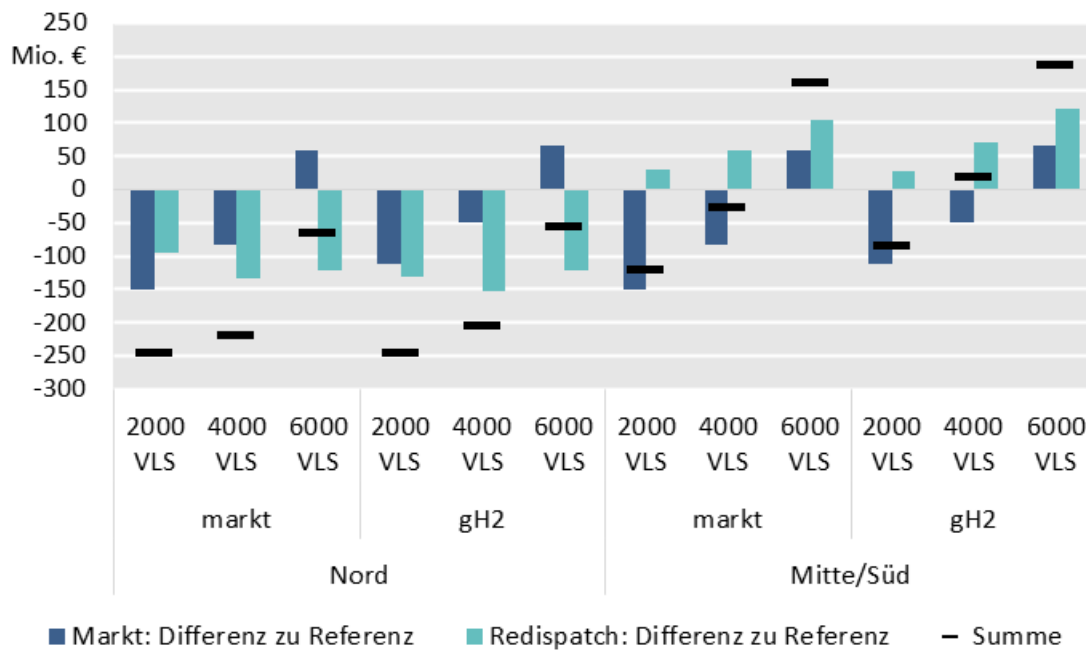


Abbildung 3.18 Systemkostenwirkung der untersuchten Varianten im Vergleich zur Referenz - aufgeteilt in Wirkungen im Markt und im Redispatch sowie Gesamtwirkung (Kosten enthalten keine Kosten für die zusätzliche EE-Erzeugung in Abhängigkeit vom VLS-Szenario und keinen Wertbeitrag des erzeugten H<sub>2</sub>)

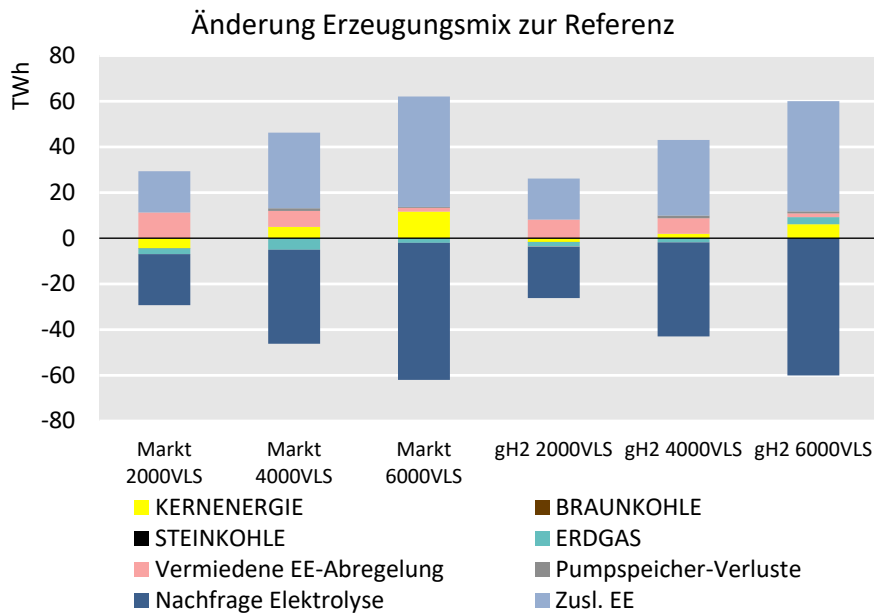
### 3.4.3 10-GW-KoaV-Szenario

Bei der Interpretation der nachfolgend dargestellten Ergebnisse ist zu beachten, dass neben der Elektrolyseursleistung auch die Abbildung der Zusätzlichkeitsanforderung angepasst wurde. So werden im Szenario 10-GW-KoaV-Szenario je in einem Elektrolyseur verbrauchter MWh Strom 0,8 MWh zusätzliches EE-Erzeugungspotential ins Modell aufgenommen (Jahresbilanz).

#### 3.4.3.1 Ergebnisse der Strommarktmodellierung

Im Szenario mit 10 GW Elektrolyseursleistung wird die Stromnachfrage der Elektrolyse mit 80 % zusätzlicher EE-Erzeugung aus Wind-Onshore-Anlagen kompensiert. Auch wenn anders als im 5-GW keine 100 %ige Zusätzlichkeit modelliert ist, dominiert die 80 %ige Zusätzlichkeit weiterhin

die Veränderung bei der europäischen Stromerzeugung verglichen mit dem Referenzszenario (vgl. Abbildung 3.19). Das Referenzszenario modelliert ein Szenario ohne Elektrolyseurinsatz.



*Abbildung 3.19 Änderung der Stromerzeugung in Europa abhängig von VLS und Dispatchstrategie (im Vergleich zur Referenzrechnung ohne Elektrolyse)*

In der Detailbetrachtung der Änderungen in Abbildung 3.20 ist erkennbar, dass die Elektrolyse marktbedingte EE-Abregelung deutlich reduziert. Dieser Effekt tritt vor allem in den „ersten“ Volllaststunden auf, nimmt mit zunehmenden Volllaststunden der Elektrolyseure jedoch ab, da die entsprechend zusätzliche EE-Erzeugung dann selbst Abregelung erzeugt. Dies ist unter anderem dadurch bedingt, dass die zusätzliche EE-Leistung über der zusätzlichen Elektrolyseleistung liegt, um bilanziell die Nachfrage der Elektrolyseure zu decken. In der Variante mit 2.000 VLS der Elektrolyseure verdrängt die zusätzliche EE-Erzeugung die thermische Erzeugung, da neben der zusätzlichen EE-Erzeugung auch die EE-Abregelung im Vergleich zu Referenz abnimmt. Bei höheren VLS findet der Strombezug der Elektrolyse zunehmend auch in Stunden statt, in denen zum einen keine marktbedingte Abregelung erfolgt, die durch die Elektrolyse vermieden bzw. aufgenommen werden könnte, und zum anderen die zusätzliche EE-Erzeugung geringer ist als die zusätzliche Nachfrage der Elektrolyse. In der gH<sub>2</sub>-Strategie ist bei 6.000 VLS Elektrolyseurinsatz sogar zusätzliche Gaserzeugung erforderlich, da hier kein kostenoptimierter Dispatch der Elektrolyse erfolgt. Die gH<sub>2</sub>-Heuristik führt teilweise zu einem Elektrolyseurinsatz in Stunden, wo zusätzliche Stromnachfrage der Elektrolyse nicht durch zusätzliche und in Bezug auf Erzeugungsgrenzkosten günstigere Kernenergie, sondern durch Gaserzeugung gedeckt werden muss.

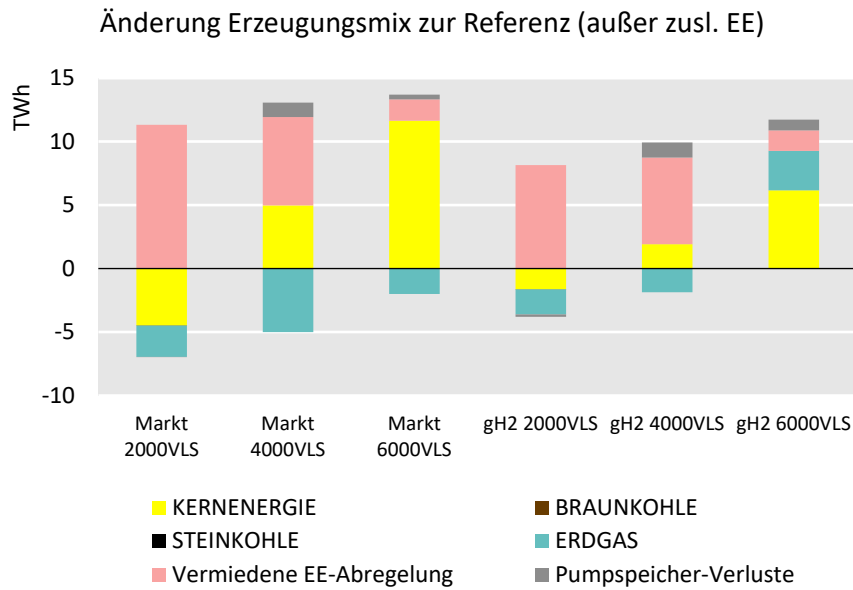


Abbildung 3.20 Änderung der Stromerzeugung in Europa abhängig von VLS und Dispatchstrategie ohne Darstellung der zusätzlichen EE-Erzeugung (im Vergleich zur Referenzrechnung ohne Elektrolyse)

Abbildung 3.21 zeigt die Änderung der Stromerzeugung in Deutschland in den betrachteten Varianten. Hier dominiert der Rückgang der EE-Abregelung die Änderungen im Vergleich zur Referenz. Dieser Effekt nimmt durch die geringere Einsatzflexibilität der Elektrolyseure bei steigenden VLS im Vergleich mit der zusätzlich modellierter EE-Erzeugung ab. Es ist erkennbar, dass zwischen den Dispatch-Strategien marktorientiert und gH<sub>2</sub>-orientiert kaum Unterschiede in Hinblick auf die Veränderungen des Erzeugungsmixes bestehen.

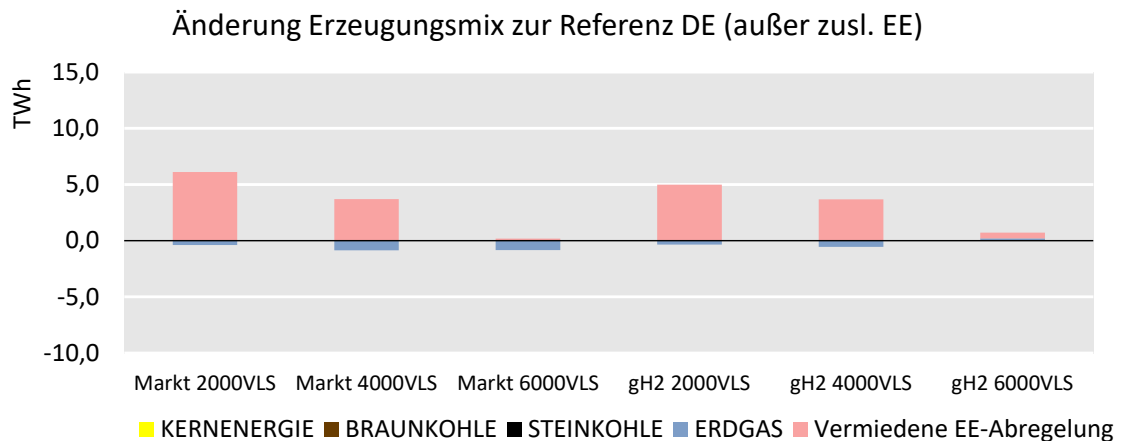


Abbildung 3.21 Änderung der Stromerzeugung in Deutschland, abhängig von VLS und Dispatchstrategie ohne Darstellung der zusätzlichen EE-Erzeugung (im Vergleich zur Referenzrechnung ohne Elektrolyse)

Die Wirkungen dieser Ergebnisse auf die CO<sub>2</sub>-Emissionen verhalten sich proportional zur Änderung des Einsatzes der konventionellen Kraftwerke je betrachteter Variante (vgl. Abbildung 3.22). Die Veränderungen resultieren vor allem aus den Änderungen im Einsatz der Erdgaskraftwerke. Vergleicht man die VLS-Varianten, zeigt sich, dass die CO<sub>2</sub>-Emissionen zwar unter der Referenz liegen (außer bei der 6.000-VLS-Variante mit gH<sub>2</sub>-orientiertem Elektrolyseurseinsatz), aber mit steigenden VLS der Elektrolyseure wieder steigen.



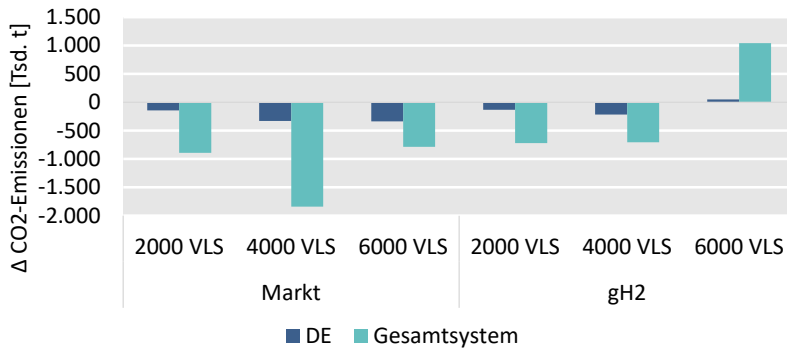


Abbildung 3.22 Änderung der CO<sub>2</sub>-Emissionen (über alle Stromerzeugungsanlagen) in Deutschland und im Gesamtsystem (im Vergleich zur Referenzrechnung ohne Elektrolyse)

Werden die Änderungen in den CO<sub>2</sub>-Emissionen im Vergleich zur Referenzrechnung auf die von den Elektrolyseuren erzeugte H<sub>2</sub>-Menge (in Megajoule) umgelegt, ergibt sich der in Abbildung 3.23 gezeigte CO<sub>2</sub>-Fußabdruck des erzeugten Wasserstoffs je Variante. Dieser Fußabdruck ist beim marktorientierten Dispatch leicht geringer als in der hier modellierten Heuristik für den gH<sub>2</sub>-orientierten Dispatch der Elektrolyseure.

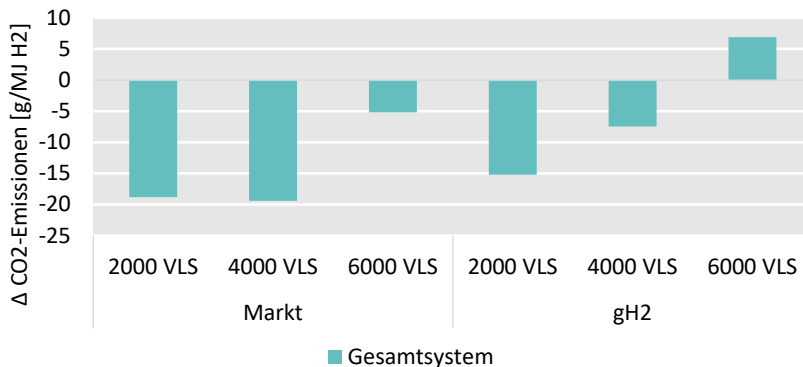


Abbildung 3.23 Durchschnittlicher CO<sub>2</sub>-Fußabdruck der erzeugten H<sub>2</sub>-Mengen (in Kombination mit dem zusätzlichen EE-Zubau)

### 3.4.3.2 Ergebnisse der Netz- und Redispatchsimulation

Die Ergebnisse der Redispatchrechnungen des am Koalitionsvertrag orientiertem 10 GW-Szenario sind in diesem Abschnitt dargestellt. Abbildung 3.24 zeigt die Redispatchvolumen der jeweiligen Standortzenarien, Dispatchstrategien und Volllaststundenvariationen sowie der Referenzrechnung. Wie auch im 5-GW Szenario resultiert die größte Differenz der Redispatchvolumen aus der regionalen Verteilung der Elektrolyseure. Die Redispatchvolumen des Standortzenarios Nord liegt in Höhe bzw. leicht unterhalb der Referenzrechnung, wohingegen sie bei dem Standortzenario Mitte/Süd um ca. 2,5 TWh im Vergleich zur Referenzrechnung steigen. Auch in diesem Szenario hat der Leistungsbezug von Elektrolyseuren im Süden von Deutschland eine belastende Wirkung auf das Übertragungsnetz, wohingegen Elektrolyseure im Norden von Deutschland die Engpässe entlasten können. Sowohl durch die Variation der Volllaststunden als auch durch die unterschiedlichen Dispatchstrategien ergeben sich keine signifikanten Unterschiede für die Redispatchvolumen.

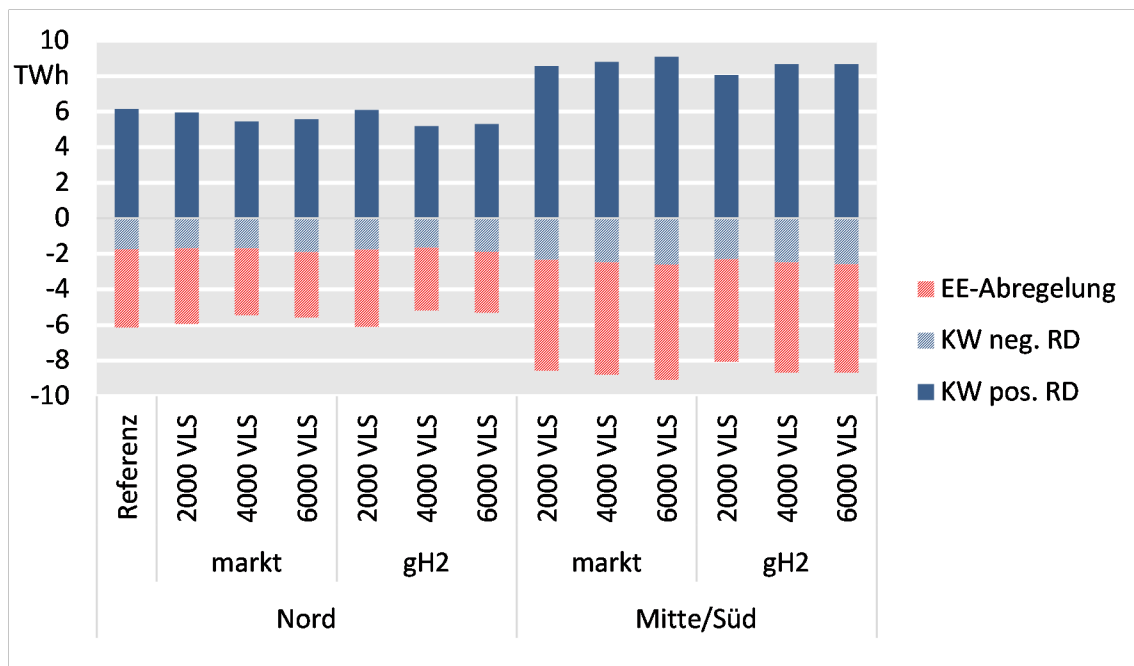


Abbildung 3.24 10-GW Szenario: Redispatchvolumen der unterschiedlichen Standortszenarien, Dispatchstrategien und Volllaststundenvariationen im Vergleich

In Abbildung 3.25 ist die räumliche Verteilung von Engpässen und Redispatchvolumen im deutschen Übertragungsnetz der Standortszenarien Nord und Mitte/Süd bei 2000 Volllaststunden und einer marktorientierten Dispatchstrategie im Vergleich zur Referenzrechnung dargestellt. Engpässe ergeben sich erwartungsgemäß auf Nord-Süd Verbindungen. Im Vergleich der Szenarien ist das Standortszenario Mitte Süd am stärksten von Engpässen und Redispatchmaßnahmen betroffen. In allen Szenarien sind die Engpässe im deutschen Übertragungsnetz insbesondere auf Nord-Süd Verbindungen vorzufinden. Die Richtung der Engpässe ist durch das Hochfahren der Kraftwerke im Süden und im Ruhrgebiet zu erkennen. Im Gegenzug werden Windenergieanlagen im Norden Deutschlands und in der Nordsee abgeregelt. Die Abregelung von Offshore Windenergieanlagen ist an dem jeweiligen Netzverknüpfungspunkt dargestellt. In allen Szenarien werden in einem geringen Umfang ausländische Kraftwerke, die außerhalb des gezeigten Kartenausschnitts liegen, hoch- bzw. heruntergefahren.

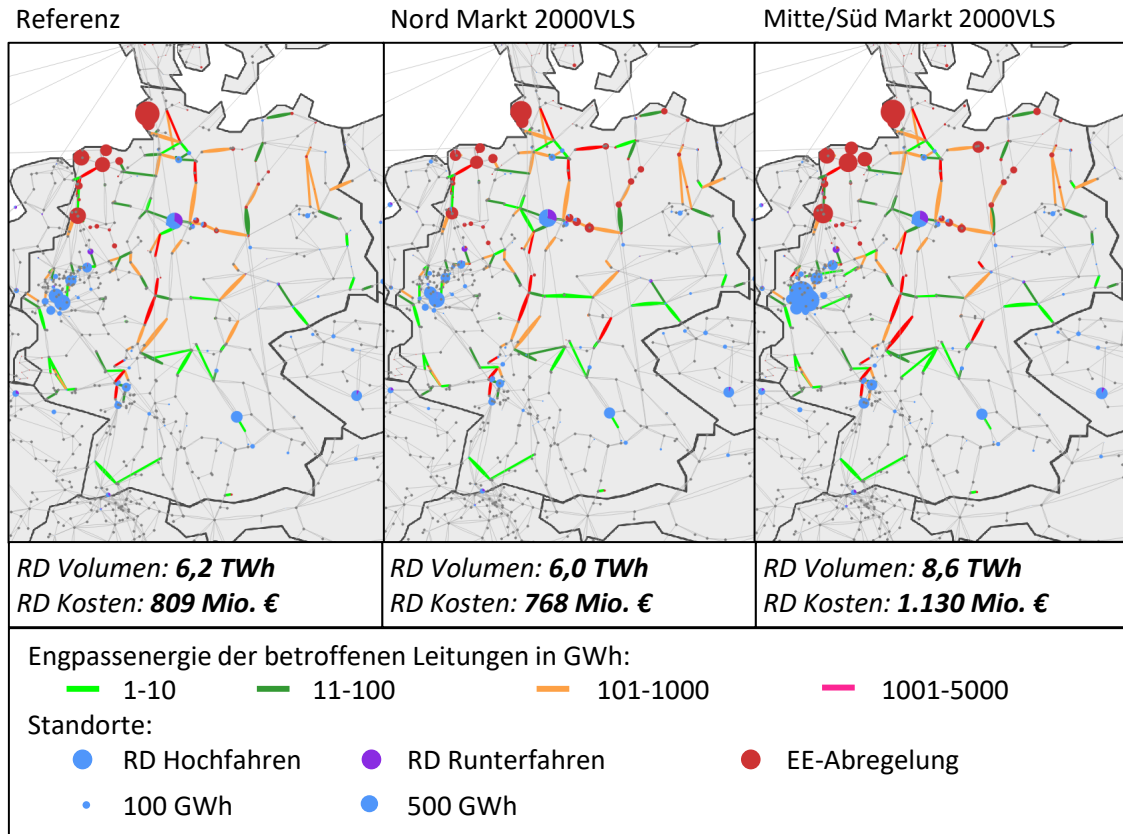


Abbildung 3.25 10-GW Szenario: Räumliche Verteilung von Engpässen und Redispatchvolumen im deutschen Übertragungsnetz der Standortsszenarien Nord und Mitte/Süd bei 2000 Volllaststunden und einer marktorientierten Dispatchstrategie im Vergleich zur Referenzrechnung

### 3.4.3.3 Systemkostenwirkungen

Abbildung 3.26 zeigt die Gesamtwirkungen der oben betrachteten Varianten im Markt und Netz aus Systemkostensicht. Die Kostenbewertung enthalten keine Kosten für die zusätzliche EE-Erzeugung in Abhängigkeit vom VLS-Szenario und keinen Wertbeitrag des erzeugten H<sub>2</sub>. Im Markt wirken sich die Änderungen im Erzeugungsmix durch unterschiedliche Einsatzkosten der verschiedenen Erzeugungstechnologien (zusammengesetzt aus Brennstoff- und Emissionspreisen) aus. Im Redispatch werden (vermeidene) EE-Abregelung mit 60 EUR/MWh bewertet. Auch in der Systemkostenbetrachtung zeigt sich, dass die Standortwahl einen relevanten Faktor darstellt. Mit steigenden VLS der Elektrolyseure steigen die Systemkosten, wie sich bereits in den Auswertungen des Erzeugungsmix und des Redispatch andeutet. In den Varianten, in denen die Elektrolyseursstandorte im Norden liegen, dominieren die Änderungen der Erzeugungskosten die relativ geringen Änderungen der Redispatchkosten in allen Varianten und führen mit Ausnahme der 6.000-VLS-Variante mit gH<sub>2</sub>-orientiertem Elektrolyseureinsatz zu sinkenden Systemkosten. Im Standort-Szenario Mitte/Süd können bei 2.000 und 4.000 VLS die gesunkenen Erzeugungskosten die gestiegenen Redispatchkosten kompensieren. In den Varianten mit 6.000 VLS Elektrolyseureinsatz steigen im Mitte-Süd-Szenario die Systemkosten, da sowohl Erzeugungskosten als auch Redispatchkosten steigen.

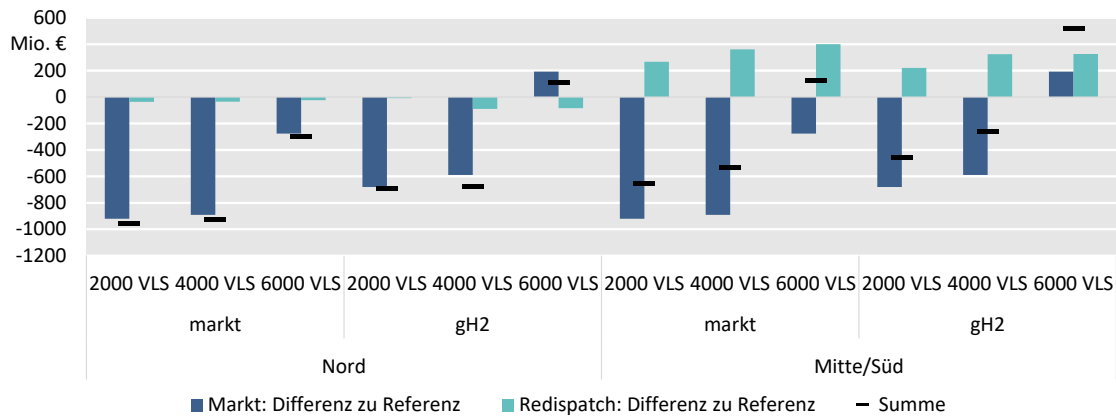


Abbildung 3.26 Systemkostenwirkung der untersuchten Varianten im Vergleich zur Referenz - aufgeteilt in Wirkungen im Markt und im Redispatch sowie Gesamtwirkung (Kosten enthalten keine Kosten für die zusätzliche EE-Erzeugung in Abhängigkeit vom VLS-Szenario und keinen Wertbeitrag des erzeugten H<sub>2</sub>)

### 3.5 Zwischenfazit

Aus den beiden untersuchten Szenarien lassen sich einige übergreifende Schlussfolgerungen in Bezug auf die Wirkung unterschiedlicher Dispatchstrategien und Standortsszenarien ziehen. Dabei ist zu betonen, dass diese Schlussfolgerung für den hier modellierten „Zustand“ des Energiesystems insbesondere im Hinblick auf den erreichten Fortschritt der Energiesystemtransformation gelten. Diese Schlussfolgerungen gelten insofern insbesondere für eine Situation mit einem bereits signifikanten Ausbau von Elektrolyseuren in Deutschland (in den modellierten Szenarien 5 GW bzw. 10 GW). Dieser Ausbau ist aber im Vergleich zu langfristig denkbaren Ausbaumengen noch tendenziell gering und die Systemwirkungen sind damit insgesamt noch begrenzt.

Als übergreifende Schlussfolgerungen aus den Modellierungen lässt sich festhalten:

- Die systemischen Effekte, d. h. insbesondere die Frage, wie unterschiedliche Einsatzstrategien und Einsatzmengen (Vollaststunden) der Elektrolyseure, den europäischen Stromerzeugungsmix und damit auch die CO<sub>2</sub>-Emissionen der Stromerzeugung beeinflussen, sind stark abhängig von der für die Modellierung getroffenen Annahme, dass zusätzliche Stromnachfrage der Elektrolyse bilanziell durch zusätzliche EE-Stromerzeugung ganz oder teilweise gedeckt wird.
  - Diese „Zusätzlichkeit“ der H<sub>2</sub>-Erzeugung ist entscheidend für den niedrigen (oder sogar negativen) „CO<sub>2</sub>-Fußabdruck“ des in den modellierten deutschen Elektrolyseuren produzierten H<sub>2</sub>.
  - Höhere Einsatzzeiten der Elektrolyseure reduzieren deren Einsatzflexibilität. Je produzierter t H<sub>2</sub> nimmt damit z. B. die positive Wirkung hinsichtlich der Vermeidung von EE-Abregelung ab.
  - Die untersuchten Einsatzstrategien „marktorientierter Dispatch“ und „gH<sub>2</sub>-orientierter Dispatch“ weisen nur geringe Unterschiede auf. Im Hinblick auf Strommarkteffekte ist insofern für den betrachteten Ausbauzustand der Elektrolyseure kein Nutzen aus einer gezielten regulatorischen Dispatchsteuerung erkennbar. Diese Aussage gilt jedoch nur unter der Annahme, dass z. B. durch das Fördersystem keine anderen verzerrenden Dispatchanreize angesetzt werden.

- Hinsichtlich der Wirkung auf das Stromnetz zeigt sich, dass die Standortentscheidung der Elektrolyseure deutlich relevanter ist als der Einsatz der Elektrolyseure (Dispatchstrategie und Einsatzmenge / Volllaststunden).
  - In der Tendenz sind Elektrolyseursstandorte nördlich des vorherrschenden Nord-Süd-Engpasses im deutschen Übertragungsnetz aus Netzsicht günstiger als südliche Standorte. Die Nordstandorte können teilweise sogar netzentlastend wirken.
  - Eine Einbindung von Elektrolyseuren in den Redispatch scheint unter Netzgesichtspunkten vorteilhaft.

## 4 Instrumentenanalyse (Schwerpunkt: Standortsteuerung)

### 4.1 Grundlagen der Analyse

In diesem Kapitel geht es darum zu analysieren, in welcher Weise die Systemintegration der Produktion und Nutzung von grünem H<sub>2</sub> mittels Politikinstrumenten geeignet unterstützt werden kann. Grundsätzlich betrifft die Systemintegration sowohl die Standortsteuerung als auch die Dispatchsteuerung von Elektrolyseuren, welche unterschiedliche Wirkungen auf das Strom- und das H<sub>2</sub>-System haben können. Die im vorangegangenen Kapitel beschriebenen Ergebnisse der Strommarkt- und -netzmodellierung haben allerdings gezeigt, dass eine zusätzliche Dispatchsteuerung gegenüber einem strommarktgetriebenen Dispatch von Elektrolyseuren nur geringe Auswirkungen haben, weil ein strommarktgetriebener Dispatch bereits für eine weitgehend sinnvolle Fahrweise der Elektrolyseure sorgt. Umgekehrt hat sich gezeigt, dass die Standortwahl für die aufzubauenden Elektrolyseurskapazitäten sehr wohl substantielle Wirkungen auf die Systemintegration hat. Daher wird in diesem Kapitel auf die Analyse von Instrumenten zur Standortsteuerung inner- und außerhalb des Fördersystems fokussiert. In zeitlicher Perspektive wird dabei prioritär die frühe Markthochlaufphase betrachtet, deren Definition und Wichtigkeit in Abschnitt 4.2.2 näher beschrieben sind.

Vor einer Betrachtung der potenziellen Ziele und Phasen einer Standortsteuerung werden hier zunächst als Grundlage dafür verschiedene Arten von Wasserstoffprojekten gemäß ihrer Integration mit H<sub>2</sub>-Nachfrage, Stromerzeugung und H<sub>2</sub>-Netz voneinander abgegrenzt:

- *nachfrage-integriert*: Hierunter werden Projekte verstanden, bei denen ein Elektrolyseur in räumlicher Kombination mit einer H<sub>2</sub>-Nachfrage aufgebaut wird, z. B. als Teil einer Direktreduktionsanlage zur Stahlproduktion (DRI-Stahl). Ein H<sub>2</sub>-Netzanschluss des Elektrolyseurs ist in diesem Fall nur als optional anzusehen, während der nötige Strom in der Regel über das Stromnetz bezogen wird.
- *strom-integriert*: Hierunter werden Projekte verstanden, bei denen ein Elektrolyseur mit Direktverbindung zu neuer EE-Erzeugung aufgebaut wird, z. B. als Teil eines Offshore-Windparks. Hier ist in der Regel ein H<sub>2</sub>-Netzanschluss des Elektrolyseurs erforderlich, während der Bezug von Strom über das Netz stark limitiert ist.
- *voll-integriert*: Hierunter werden Projekte verstanden, bei denen ein Elektrolyseur mit Direktverbindung zu neuer EE-Erzeugung und in räumlicher Kombination mit einer H<sub>2</sub>-Nachfrage aufgebaut wird, z. B. als Teil eines Offshore-Windparks mit angeschlossener Anlage zur Herstellung von Syntheseprodukten. Ein H<sub>2</sub>-Netzanschluss und der Bezug von Netzstrom sind hier unbedeutend.
- *H<sub>2</sub>-Netz-integriert (oder kurz nur „netzintegriert“)*: Hierunter werden Projekte verstanden, bei denen ein separater Aufbau eines Elektrolyseurs zum Anschluss an ein H<sub>2</sub>-Netz erfolgt, in der Regel ohne räumliche Nähe zur H<sub>2</sub>-Nutzung und ohne direkt verbundene EE-Erzeugung. Dabei ist zu beachten, dass ein solches Projekt in der Regel dennoch mit gewissen Lieferverpflichtungen verbunden ist, zumindest in der Markthochlaufphase, um die Abnahme des produzierten Wasserstoffs sicherzustellen.

### 4.2 Ziele der Standortsteuerung und Wechselwirkungen mit Phasen des H<sub>2</sub>-Markthochlaufs

#### 4.2.1 Denkbare Ziele der Standortsteuerung

Für die Zielstellung der Standortsteuerung ist es wichtig, zwei Ebenen zu unterscheiden: Zum einen das eigentliche Ziel der Förderung, einen bestimmten erzeugungsseitigen Ausbau zu fördern, und zum anderen das subsidiäre Ziel der Standortsteuerung, den Ausbau primär im Sinne der Stromsystemintegration zu steuern. Eine Standortsteuerung für Elektrolyseure kann dabei grundsätzlich potenziell folgenden Zielen dienen:

- der Stromsystemintegration durch Lokalisierung mit der Möglichkeit zu hinreichend EE-Strombezug unter Vermeidung von Netzengpässen, insbesondere zur Verhinderung zusätzlicher und Reduktion bereits vorhandener Stromnetzausbaubedarfe und zur Begrenzung und ggfs. Verringerung der Redispatchbedarfe;
- der H<sub>2</sub>-Systemintegration, insbesondere einer Begrenzung des H<sub>2</sub>-Netzausbaus durch Lokalisierung in der Nähe bestehender oder geplanter H<sub>2</sub>-Transportleitungen und einer Erhöhung der H<sub>2</sub>-Versorgungssicherheit so lange kein vollausgebautes H<sub>2</sub>-Netz besteht durch Lokalisierung in H<sub>2</sub>-Teilnetzen mit vergleichsweise geringem H<sub>2</sub>-Angebot;
- einer Maximierung der THG-Minderungswirkung, insbesondere durch Begrenzung zusätzlicher CO<sub>2</sub>-intensiver Stromerzeugung über eine räumliche Korrelation mit hoher, ggfs. sogar abgeregelter EE-Einspeisung (teils bereits durch Marktintegration sichergestellt) und durch Fokussierung des H<sub>2</sub>-Einsatzes in den emissionsintensivsten Anwendungen über eine Lokalisierung in entsprechenden H<sub>2</sub>-Teilnetzen, so lange kein vollständiges H<sub>2</sub>-Netz besteht;
- einer Begrenzung weiterer Umweltwirkungen, insbesondere zur Vermeidung einer verschärften Wasserknappheit durch Lokalisierung in Regionen mit vergleichsweise hoher Wasserverfügbarkeit.

Da der Fokus der hiesigen Analysen auf dem Energiesystem liegt, werden die weiteren Umweltwirkungen hier nicht näher betrachtet. So oder so werden diese bei der Realisierung von Projekten im Rahmen der Umweltverträglichkeitsprüfung überprüft.

Als Grundannahme wird hier unterstellt, dass Elektrolyseure zur Produktion von grünem H<sub>2</sub> eingesetzt werden und die Bedingungen der delegierten Rechtsakte für erneuerbare Treibstoffe nicht-biogenen Ursprungs (RFNBOs) zur Nutzung im Verkehrssektor aus der RED II erfüllen, welche im Rahmen der laufenden Revision der RED auf die Nutzung im Industriesektor ausgeweitet werden. Dies impliziert vorbehaltlich der noch offenen konkreten rechtlichen Ausgestaltung, dass der Dispatch der Elektrolyseure jedenfalls aber grundsätzlich entweder von der hohen Verfügbarkeit erneuerbaren Stroms getrieben oder strompreisgetrieben erfolgt, so dass die Strommarktintegration und Klimaschutzwirkung des Elektrolyseursbetriebs bereits grundsätzlich abgesichert sind.

Damit rücken insbesondere die H<sub>2</sub>-Systemintegration und die Stromsystemintegration über eine reine Marktintegration hinaus in den Fokus. Aus Sicht der Stromsystemintegration sind von den oben definierten Projekttypen für eine Standortsteuerung wegen des hohen Strombezugs aus dem öffentlichen Netz grundsätzlich nachfrage-integrierte und H<sub>2</sub>-netzintegrierte Projekte relevant. Nachfrage-integrierten Projekten kommt im Markthochlauf eine besondere Rolle zu, weil sie unabhängig vom Aufbau der H<sub>2</sub>-Netze umgesetzt werden können und einen Einstieg in die H<sub>2</sub>-Nutzung erlauben. Zudem sind die Standorte für große H<sub>2</sub>-Verbraucher nur eingeschränkt steuerbar. Daher ist politisch zu klären, ob sich eine Standortsteuerung auch auf nachfrage-integrierte oder nur auf netzintegrierte Projekte beziehen soll. Im Weiteren liegt der Fokus der Analysen entsprechend primär auf der Standortsteuerung von netzintegrierten Projekten, während nachfrage-integrierte Projekte in einem Exkurs behandelt werden.

Weiterhin ist auch politisch zu klären, wie konsequent das Ziel der H<sub>2</sub>-Netzintegration als Förderziel verfolgt wird. Insbesondere stellen sich folgende Fragen:

- Sollen perspektivisch vor allem H<sub>2</sub>-Netz-integrierte Projekte (mit Netzanschluss) gebaut werden?
- Soll ein grundsätzliches Anrecht auf einen H<sub>2</sub>-Netzanschluss für Elektrolyseure unabhängig vom Standort bestehen?
- Soll eine Förderung für nachfrage-integrierte Projekte ausschließlich durch Nachfrage-Förderung erfolgen?
- Solange kein vollständiger Backbone verfügbar ist, soll die Versorgung schwächer versorgter Teilnetze bevorteilt werden?
- Wenn ausschließlich H<sub>2</sub>-Netz-integrierte Projekte gefördert werden sollen, wird ein zumindest perspektivisch möglicher H<sub>2</sub>-Netzanschluss Zugangsvoraussetzung zur Förderung?

Diese Fragen bleiben hier zunächst unbeantwortet, sollten aber bei der Wahl und Ausgestaltung im Blick behalten werden.

#### 4.2.2 Definition von Phasen des H<sub>2</sub>-Markthochlaufs und Wechselwirkungen mit Standortsteuerungsinstrumenten

Standortsteuerungsinstrumente können nicht bewertet oder festgelegt werden, ohne den Kontext zu berücksichtigen, also den erreichten Stand des H<sub>2</sub>-Markthochlaufs, indem sie wirken sollen. Im Folgenden werden für die Betrachtung drei Phasen des H<sub>2</sub>-Markthochlaufs unterschieden, wobei die Beschreibung keine Vorhersage, sondern eine Charakterisierung der erwarteten bzw. gewünschten Entwicklung darstellt. Die Phasen sind in Abbildung 4.1 grafisch dargestellt.

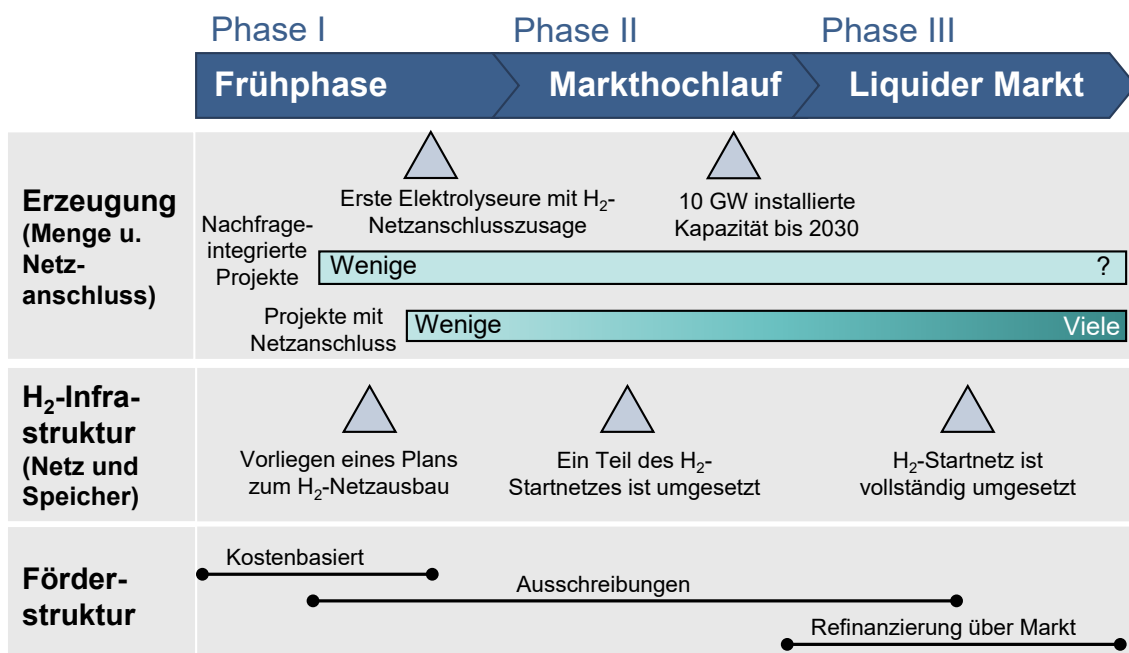


Abbildung 4.1: Darstellung der drei H<sub>2</sub>-Markthochlaufphasen

Hier werden nur die Hauptunterscheidungsmerkmale genannt:

- **Phase I – Frühphase:** In der Frühphase gibt es zunächst wenige, meist nachfrageintegrierte H<sub>2</sub>-Projekte mit Angebot und Nachfrage in räumlicher Nähe. Ein H<sub>2</sub>-Netz ist noch nicht vorhanden. Die Auswirkungen auf das Energiesystem fallen durch die geringe installierte



Leistung kaum ins Gewicht, daher ist ihre Standortsteuerung auch noch von geringerer Bedeutung als in späteren Phasen.

- **Phase II – Markthochlaufphase:** In der Markthochlaufphase ist Wasserstoff keine Nischenanwendung mehr, wird aber v. a. über (angebots- oder nachfrageseitige) Förderinstrumente in den Markt gebracht. Mit 10 GW installierter Elektrolyse-Kapazität bis 2030 ist mit relevanten Auswirkungen auf das Energiesystem zu rechnen. Ein H<sub>2</sub>-Startnetz befindet sich im Aufbau bzw. ist in Teilen bereits umgesetzt.
- **Phase III – Liquider Markt:** Die Phase stellt ein Zielbild dar, in dem die H<sub>2</sub>-Produktion sich über eine stabile Nachfrage zunehmend über den Markt refinanzieren kann und somit nicht mehr auf finanzielle Förderung angewiesen ist. Ein H<sub>2</sub>-Startnetz ist zu diesem Zeitpunkt vollständig umgesetzt. Die Integration der H<sub>2</sub>-Elektrolyse ins Energiesystem sollte in dieser Phase möglichst systemdienlich erfolgen. Im Zielbild wird grundsätzlich von einer geringen Anzahl an nachfrage-integrierten Projekten ausgegangen. Allerdings besteht die Möglichkeit, dass ohne oder trotz Standortsteuerung nachfrageintegrierte Projekt gebaut werden, daher ist die Menge mit einem Fragezeichen gekennzeichnet.

Die Phasen sind durch die Entwicklung in verschiedenen Dimensionen charakterisiert. Diese haben einen Einfluss auf die Möglichkeiten der Standortsteuerung und ihre Instrumentierung. Betrachtet wurden:

- Entwicklung der Infrastruktur:
  - Ist eine H<sub>2</sub>-Netzplanung bereits vorhanden?
  - Welche H<sub>2</sub>-Infrastruktur ist bereits verfügbar?
  - Welche Speicherstruktur ist bereits verfügbar?
- Entwicklung der Erzeugungskapazität:
  - Wieviel H<sub>2</sub>-Erzeugungskapazität ist bereits installiert?
- Förderstruktur für Elektrolyseure:
  - Gibt es eine Notwendigkeit für Förderung oder können sich H<sub>2</sub>-Produzenten über den Markt refinanzieren?
  - Über welche Instrumente wird H<sub>2</sub>-Erzeugung gefördert?

Die Beschreibung der Markthochlaufphasen macht deutlich, dass in der Frühphase vornehmlich nachfrage-integrierte Projekte gebaut werden, da ohne das Vorliegen wenigstens eines Plans zum H<sub>2</sub>-Netzausbau netzintegrierte Projekte nicht geplant werden können. Sobald die Möglichkeiten zum Bau von netzintegrierten Projekten gegeben sind, wird in der Zielvorstellung von einer zunehmenden Realisierung dieser Projekte ausgegangen sowie der nachträgliche Anschluss von nachfrage-integrierten Projekten als wünschenswert erachtet.

Die Einführung einer Standortsteuerung wird damit besonders relevant, sobald ein Plan zum H<sub>2</sub>-Netzausbau vorliegt, was eine Grundlage dafür sein dürfte, dass erste Elektrolyseure eine H<sub>2</sub>-Netzanschlusszusage erhalten können. Mit der Einführung der Standortsteuerung kann dann entsprechend den Zielkriterien der Ausbau der H<sub>2</sub>-netzintegrierten Projekte gesteuert werden. Im Folgenden liegt daher ein besonderer Fokus bei der Bewertung der Standortsteuerungsinstrumente auf der frühen Markthochlaufphase. Die Ausprägung der exogenen Faktoren in der (frühen) Markthochlaufphase im Unterschied zur Frühphase und dem liquiden Markt wird in Tabelle 4.1 dargestellt.

Tabelle 4.1 Beschreibung der (frühen) Markthochlaufphase als Fokusbereich in Abgrenzung zur Frühphase und dem liquiden Markt

	Frühphase	(frühe) Markthochlaufphase	liquider Markt
<b>Infrastruktur</b>	keine Wasserstoffnetzplanung keine systemischen Speicher bisher	<b>Wasserstoffnetzplanung vorhanden</b> H <sub>2</sub> -Backbone mit Anschluss größter Verbraucher im Aufbau Speicherstruktur im Aufbau	Wasserstoffstartnetz ist vollständig umgesetzt Speicherstruktur weitgehend ausgebaut
<b>Erzeugung</b>	einzelne Pilotanlagen in Betrieb Aufbau von nachfrage-integrierten Elektrolyseuren	Bisheriger Aufbau der Erzeugungsstruktur erfolgte nachfrage-integriert <b>zunehmender Bau von H<sub>2</sub>-Netz-integrierten Projekten</b> Bestehende nachfrage-integrierte Elektrolyseure werden, falls möglich, zunehmend ans H <sub>2</sub> -Netz angeschlossen	Anzahl nachfrage-integrierter Projekte schwer einschätzbar hohe Anzahl an H <sub>2</sub> -Netz-integrierter Projekten
<b>Förderstruktur</b>	Voraussichtlich zuzwendungsbasierte Förderung für kleinere Elektrolyseure, ggf. ausschreibungs-basierte Förderung für größere	Überlappung von kostenbasierter Förderung und Ausschreibungen	Teilw. noch Förderung über Ausschreibungen, aber zunehmende Refinanzierung über Markt

### 4.3 Überblick denkbarer Instrumente zur Standortsteuerung

Bei Instrumenten zur Standortsteuerung sind grundsätzlich zwei Wirkungsbereiche mit je zwei Wirkmechanismen denkbar: (1) **Internalisierung der Systemnutzen/-kosten oder exogene Vorgabe von Standortvorgaben** und (2) **Anwendung innerhalb oder außerhalb des Fördersystems**. Die Unterscheidung, welche Ausprägung ein Instrument hat, ist für die Bewertung entscheidend, da sie die Ausgestaltung und Wirkung des Instruments maßgeblich beeinflusst. Im Folgenden werden die Designoptionen näher erläutert:

- **Internalisierung der Systemnutzen/-kosten:** Bedeutet die Einpreisung von Systemnutzen/-kosten in Abhängigkeit vom Standort bei Einsatz- oder Investitionsentscheidung der Akteure, die in sonstigen Preissignalen bislang nicht enthalten sind. Entsprechende Instrumente weisen grundsätzlich eine höhere Komplexität in der Umsetzung auf, da die Festlegung von zielgerichteten Parametern herausfordernd ist. In ihrer Wirkung ist eine Internalisierung ergebnisoffen (indirekte Steuerung), da die Entscheidung bei Akteuren verbleibt (auf Basis internalisierter Nutzen/Kosten).

- **Exogene Vorgabe:** Hier erfolgt die Parametrierung durch den Regulator, der explizite Vorgaben macht. Das bedeutet gegebenenfalls weniger Komplexität in der Umsetzung (unter gegebenen Zielvorgaben ist Parametrierung einfacher). Ein Steuerungseffekt ist bei exogenen Vorgaben sicher gegeben (direkte Steuerung), das Ergebnis ist aber ggf. weniger effizient als im Falle einer Internalisierung von Kosten bzw. Nutzen (d. h. die Steuerung kann über das volkswirtschaftliche Optimum hinausgehen).
- **Innerhalb des Fördersystems:** Die Standortsteuerung erfolgt in Kombination mit einem Förderinstrument. Die Wirkung der Instrumente beschränkt sich damit auf neue, geförderte Elektrolyseure.
- **Außerhalb des Fördersystems:** Die Standortsteuerung erfolgt unabhängig vom Förderdesign für einen größeren Kreis oder gar alle Marktteilnehmer. Die Wirkung geht daher in der Regel über den Wasserstoffsektor hinaus und wirkt gegebenenfalls für bestehende und neue Anlagen.

Eine nicht abschließende Liste an denkbaren Standortsteuerungsinstrumenten wird in Tabelle 4.2 anhand der zwei Wirkungsbereiche und der beiden Wirkmechanismen präsentiert. Diese Steuerungsinstrumente gehen auf vergangene Diskussionen zur Standortsteuerung von Stromerzeugern oder -verbrauchern zurück (u. a. die Standortsteuerung von erneuerbaren Energien) und werden im folgenden Kapitel genauer beschrieben und bewertet.

Tabelle 4.2 Einordnung von Standortsteuerungsinstrumenten anhand der grundlegenden Designoptionen

	innerhalb Fördersystem	außerhalb Fördersystem
Internalisierung	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Bonus / Malus auf Förderung in bestimmten Gebieten</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ standortabhängige Netztarife (Stromnetz)</li> <li>▪ standortabhängige Netztarife (H<sub>2</sub>-Netz)</li> <li>▪ regional differenzierte Baukostenzuschüsse</li> <li>▪ Redispatchkosten (Nicht-Erstattung entgangener Gewinne)</li> <li>▪ Gebotszonenanpassung</li> </ul>
exogene Vorgabe	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ max./min. Förderkontingente (Leistung, Förderzahlung) für bestimmte Gebiete</li> <li>▪ Mindest-/Maximalquote (vgl. Netzausbaugebiet bei EE-Ausschreibungen)</li> <li>▪ Lage in H<sub>2</sub>-Vorzugsgebiet als Bewertungsbonus bei Förderauswahl</li> <li>▪ Lage in H<sub>2</sub>-Vorzugsgebiet als Fördervoraussetzung</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪</li> </ul>

#### 4.4 Instrumente innerhalb des Fördersystems

Im folgenden Kapitel werden zunächst die Instrumente innerhalb des Fördersystems beschrieben und bewertet. Neben der Einteilung in die beiden Wirkmechanismen im vorangehenden Kapitel können die Instrumente jedoch zunächst weiter systematisiert werden. Für jedes Instrument innerhalb des Fördersystems muss zunächst ein H<sub>2</sub>-Vorzugsgebiet definiert werden. Die Instrumente selbst steuern dann den Ausbau von Elektrolyseuren auf unterschiedliche Weise in das Vorzugsgebiet. Daher stellt die Definition des H<sub>2</sub>-Vorzugsgebiets zunächst den Ausgangspunkt für diese Instrumente dar. Je nach unterliegender Förderstruktur (zuwendungs- od. ausschreibungsbasiert, siehe Abschnitt 4.2) stehen unterschiedliche Instrumente für die Steuerung zur Verfügung. Diese Systematik wird in Abbildung 4.2 dargestellt.

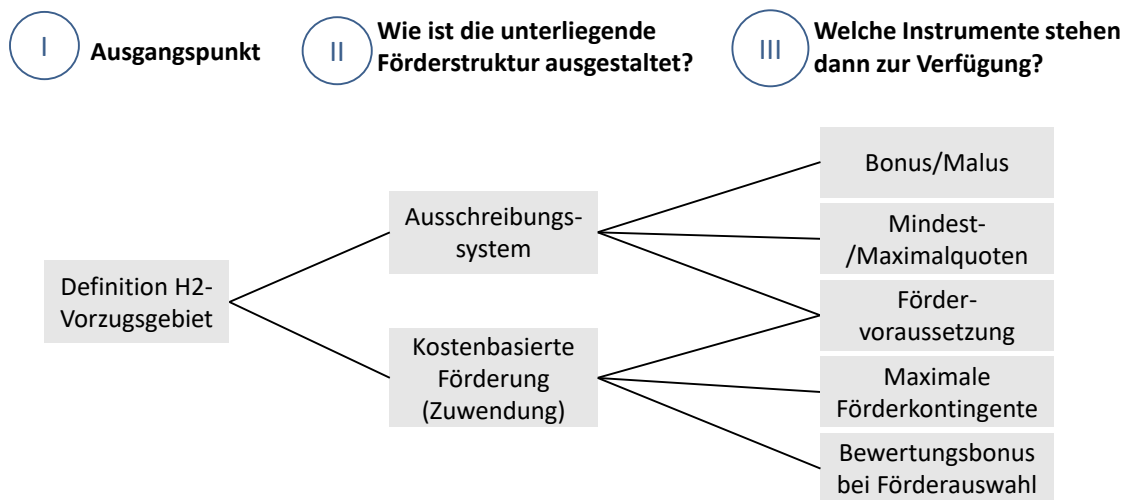


Abbildung 4.2: Systematik der Instrumente innerhalb des Fördersystems

#### 4.4.1 Beschreibung und Kurzbewertung der Instrumente

Die Beschreibung der Instrumente erfolgt anhand von sogenannten „Instrumentensteckbriefen“. In diesen Steckbriefen wird das Instrument zunächst kurz beschrieben, bevor auf folgende Aspekte eingegangen wird:

- **Wirkung:** Wie effektiv steuert das Instrument mit Blick auf die Ziele?
- **Vorteile:** Bringt das Instrument besondere Vorteile mit sich?
- **Nachteile:** Weist das Instrument besondere Schwächen auf?
- **Folgefragen (falls vorhanden):** Welche essenziellen Fragen stellen sich für die weitere Ausgestaltung des Instruments? Welche sonstigen Anforderungen an das Fördersystem ergeben sich?

Bevor auf jedes einzelne Instrument eingegangen wird, erfolgt in 4.4.1.1 zunächst ein Exkurs zur Vorgehensweise zur Festlegung eines H<sub>2</sub>-Vorzugsgebiets. Hierbei handelt es sich um Vorüberlegungen dazu, was bei einer solchen Festlegung zu beachten wäre und inwiefern Erfahrungen von der Definition des Netzausbaugesbiets bei der Förderung von Wind an Land genutzt werden könnten.

##### 4.4.1.1 Ausgangspunkt: H<sub>2</sub>-Vorzugsgebiete

H<sub>2</sub>-Vorzugsgebiete sind für die in diesem Abschnitt betrachteten Instrumente innerhalb des Fördersystems ein wichtiger Ausgangspunkt. Die Instrumente beziehen sich i. d. R. in der Ausgestaltung auf die Frage, ob ein bestimmter Standort innerhalb eines H<sub>2</sub>-Vorzugsgebiets liegt. Daher wird im Folgenden beschrieben, nach welchen grundsätzlichen Kriterien bzw. im Hinblick auf welche Ziele die Festlegung von H<sub>2</sub>-Vorzugsgebieten erfolgen sollte. Zudem werden Grundzüge eines möglichen Vorgehens zur Festlegung von H<sub>2</sub>-Vorzugsgebieten dargestellt.

Die Überlegungen zur Festlegung von H<sub>2</sub>-Vorzugsgebieten gehen grundsätzlich davon aus, dass die Frage der Integration von Elektrolyseuren in das H<sub>2</sub>-Transportnetz an anderer Stelle über das Fördersystem adressiert wird, z. B. dadurch, dass das Vorliegen eines H<sub>2</sub>-Netzanschlusses als Zugangsvoraussetzung zur Förderung für die Elektrolyseure definiert wird. Die Festlegung von H<sub>2</sub>-Vorzugsgebieten erfolgt dann im Hinblick auf das Ziel der Stromsystemintegration. Ziel von H<sub>2</sub>-Vorzugsgebieten ist die Vermeidung oder gar Reduzierung von Stromnetzausbaubedarf bzw. die Entlastung bestehender Engpässe im Stromnetz (Reduktion oder jedenfalls nicht Erhöhung

des Redispatchbedarfs). Die Festlegung von H<sub>2</sub>-Vorzugsgebieten erfolgt dabei dann anhand von strukturellen Engpässen im Stromnetz (Übertragungsnetz): Ein Elektrolyseursstandort „vor dem Engpass“ (z. B. nördlich des derzeit im deutschen Übertragungsnetz besonders relevanten Nord-Süd-Engpasses) ist aus Stromnetzsicht vorzugswürdig und wäre daher entsprechend in Bezug auf das H<sub>2</sub>-Vorzugsgebiet zu verorten.

Die Festlegung von H<sub>2</sub>-Vorzugsgebieten würde auf diese Weise sehr ähnlichen Überlegungen folgen, wie die Festlegung des sogenannten „Netzausbaugebiets“, das zur regionalen, netzbezogenen Steuerung des Ausbaus bei der Förderung Windenergie an Land zwischen 2017 bis 2020 in den entsprechenden Ausschreibungen berücksichtigt wurde. Das Vorgehen bei der Festlegung des Netzausbaugebiets kann hier als mögliche Blaupause für die Festlegung von H<sub>2</sub>-Vorzugsgebieten dienen.

Ziel des Netzausbaugebiets bei den Ausschreibungen für Windenergie an Land war es, die Anreize für den Zubau von Windenergieanlagen in Gebieten zu verringern, in denen ein Zubau bestehende hohe Belastungen des Stromübertragungsnetzes verschärfen würde. Bei gegebenen Zubauzielen würde dies, so die Intention des Instruments, in Ausschreibungen die Wettbewerbschancen für den Zubau in anderen Gebieten erhöhen. Die Gebiete, in denen ein Zubau im Hinblick auf die Netzsituation als problemverschärfend eingeschätzt wird, wurden durch Festlegung der Bundesnetzagentur als Netzausbaugebiet definiert. H<sub>2</sub>-Vorzugsgebiete folgen grundsätzlich einem ähnlichen Gedanken, allerdings mit einer „positiven“ Definition, d. h. die Lage im Vorzugsgebiet wird aus Stromnetzsicht als positiv bewertet, während die Netzausbaugebiete „negativ“ definiert waren, d. h. die Lage im Netzausbaugebiet wurde als aus Stromnetzsicht eher negativ bewertet. Die beiden Sichtweisen lassen sich aber direkt ineinander überführen.

Grundlage für die Festlegung des Netzausbaugebiets durch die Bundesnetzagentur waren entsprechend der rechtlichen Vorgaben die von den deutschen Übertragungsnetzbetreibern durchgeführten Systemanalysen, die bspw. Grundlage für die Beschaffung der sogenannten Netzreserve sind. Die Systemanalysen betrachten einen zeitlichen Horizont der nächsten 3-5 Jahre. Dies korrespondierte grundsätzlich mit dem Ziel des Netzausbaugebiets, den Ausbau von Windenergie an Land temporär zu verlagern: Solange notwendiger Netzausbau noch nicht umgesetzt ist und zusätzlicher Ausbau im Netzausbaugebiet engpassverschärfend wirken würde, soll der Ausbau in diesem Gebiet begrenzt werden, indem der Ausbau in andere Gebiete verlagert wird. Ist zukünftig der Netzausbau umgesetzt und werden dadurch Netzengpässe deutlich reduziert (oder vollständig beseitigt), wären Netzausbaugebiete wieder aufzuheben, damit der Zubau wieder grundsätzlich uneingeschränkt in dem dann ehemaligen Netzausbaugebiet erfolgen kann. Dieser Ansatz basierte auf der Annahme, dass Netzausbau aus systemischer Sicht die volkswirtschaftlich günstigere Option im Vergleich zu einer dauerhaften Verlagerung des Windenergieausbaus aus den Netzausbaugebieten heraus ist. Die temporäre Verlagerung war somit eine Maßnahme, die den Zeitraum bis zur Umsetzung des Netzausbaus adressieren sollte.

In diesem Punkt unterscheidet sich die Zielsetzung bei der Standortsteuerung von Elektrolyseuren von der bei Windenergie an Land. Während bei Windenergie an Land — wie beschrieben — eine temporäre Verschiebung der Standortentscheidungen beim Ausbau das Ziel war, ist bei Elektrolyseuren eine dauerhafte Verlagerung das Ziel, um langfristig einen durch Elektrolyseure bedingten Stromnetzausbau zu vermeiden. Dies basiert auf der Annahme, dass in diesem Fall die Vermeidung von Netzausbau und einer damit einhergehenden Verlagerung der Elektrolyseursstandorte die systemisch und volkswirtschaftlich vorzugswürdige Option ist. In Hinblick auf die Festlegung von H<sub>2</sub>-Vorzugsgebieten bedeutet dies, dass anders als bei der Festlegung der Netzausbaugebiete eher auf Stromnetzanalysen mit längerfristigem Zeithorizont aufgebaut

werden sollte. Hierbei scheint eine Verknüpfung mit Prozessen des Netzentwicklungsplans für das Stromübertragungsnetz empfehlenswert.

Rechtlich wurde für die Festlegung des Netzausbaugesbiets gefordert, dass das definierte Gebiet zusammenhängend und in Summe nicht mehr als 20 % der Fläche des Bundesgebiets ausmachen sollte. Im Hinblick auf die Festlegung des H<sub>2</sub>-Vorzugsgebiet ist nicht erkennbar, dass eine solche Vorgabe fachlich erforderlich ist und wird daher nicht empfohlen.

Die rechtlichen Vorgaben zum Netzausbaugesbiet umfassten zudem eine Vorgabe zum Umfang der Standortsteuerung (Höhe der im Netzausbaugesbiet maximal zugelassenen Zuschlagsmenge in der Ausschreibung). Dies ist allerdings keine Frage der Gebietsdefinition, sondern im Rahmen des sonstigen Designs der Standortsteuerungsinstrumente zu diskutieren.

#### **4.4.1.2 Bewertungsbonus bei Förderauswahl**

Der Bewertungsbonus bei Förderauswahl beschreibt ein qualitatives Kriterium bei der Auswahl von Zuwendungsprojekten. Damit ist gemeint, dass die Lage im H<sub>2</sub>-Vorzugsgebiet zu einer positiven Beurteilung bei der Förderauswahl führt. Das Instrument ist nur mit einer zuwendungsbauierten Förderung umsetzbar.

- **Wirkung:** Durch das Instrument kann die Menge an Projekten im H<sub>2</sub>-Vorzugsgebiet gegebenenfalls erhöht werden. Allerdings hängt dies von der Abwägung des Fördermittelgebers ab, da es sich nur um ein qualitatives Kriterium unter einer Reihe anderer Auswahlkriterien für die kostenbasierte Förderung handelt, die für die Auswahl eines Projektes ausschlaggebend sein können.
- **Vorteil:** Dadurch, dass das Instrument mit einer kostenbasierten Förderung eingeführt werden kann und über ein „weiches“, qualitatives Kriterium in der Förderauswahl steuert, bietet es die Möglichkeit, das Ziel einer Standortsteuerung in die H<sub>2</sub>-Vorzugsgebiete frühzeitig zu verankern, deren Nutzen aber gegen andere Ziele abzuwägen. Projekte außerhalb des H<sub>2</sub>-Vorzugsgebiets werden somit nicht ausgeschlossen.
- **Nachteile:** Die Beschreibung der Wirkung zeigt jedoch bereits die Problematik auf, dass bei einer multikriteriellen Bewertung Kriterien gegeneinander abgewogen werden müssen und sich gegenseitig neutralisieren können. Daher ist die Punktevergabe für die Lage im H<sub>2</sub>-Vorzugsgebiet und damit die Gewichtung des Standortkriteriums bei der Entscheidung zur Förderauswahl herausfordernd. Zudem kann die - bis zu einem gewissen Grade subjektive - Punktebewertung eine gewisse Intransparenz für die Akteure (oder Antragssteller) bedeuten, sollte die Gewichtung vorher nicht eindeutig festgelegt werden.
- **Folgefragen:** Die Kernfrage für die Ausgestaltung des Instruments ist entsprechend, wie die Lage in einem H<sub>2</sub>-Vorzugsgebiet in einer Punktebewertungsmatrix im Vergleich zu anderen qualitativen Kriterien bewertet werden sollte. Daraus ergibt sich, welche Steuerungswirkung diesem Kriterium zukommt.

#### **4.4.1.3 Mindest-/maximale Förderkontingente**

Bei den Mindest- bzw. maximalen Förderkontingenten wird eine bestimmte minimale Fördersumme oder Leistung für Projekte im H<sub>2</sub>-Vorzugsgebiet oder eine maximale Fördersumme oder Leistung außerhalb des Vorzugsgebiets gefördert. Dieses Instrument ist mit einer kostenbasierten Förderung umsetzbar und stellt das Pendant zur Mindest- bzw. Maximalquote im Ausschreibungssystem dar.

- **Wirkung:** Durch das Instrument wird (entsprechendes Angebot vorausgesetzt) verlässlich eine minimale Menge an Projekten innerhalb des Vorzugsgebiets gefördert oder eine Maximalmenge außerhalb des H<sub>2</sub>-Vorzugsgebiets.
- **Vorteile:** Ein Vorteil ist die direkte Steuerungswirkung. Zudem kann auch dieses Instrument grundsätzlich frühzeitig mit einer kostenbasierten Förderung eingeführt werden (unter der Annahme, dass eine kostenbasierte vor einer ausschreibungs-basierten Förderung eingeführt wird). Hierfür muss allerdings auf Seiten des Regulators auch sehr frühzeitig Klarheit darüber bestehen, welche Menge bzw. Kapazität an Projekten innerhalb bzw. außerhalb des Gebiets liegen soll. Mit der klaren Zielvorgabe ist die Parametrierung des Instruments dann weniger komplex.
- **Nachteile:** Die Festlegung von einem maximalen Förderkontingent außerhalb des Fördergebiets bzw. einer Mindestmenge innerhalb des Vorzugsgebiets führt zu einer gewissen Segmentierung des Wettbewerbs. Insbesondere, wenn sich nur wenige Projekte im Vorzugsgebiet auf eine Förderung bewerben, bedeutet dies, dass diese Projekte, sofern sie die Fördervoraussetzung erfüllen, zwangsläufig eine Förderung erhalten, auch wenn sie in Hinblick auf andere Zielkriterien schlechter abschneiden, also z. B. teurer und weniger entwickelt sind als Projekte außerhalb des Vorzugsgebiets. Da es sich um eine exogene Vorgabe handelt, gibt es keine direkten finanziellen Anreize für Projektentwickler, im Vorzugsgebiet zu bauen, allerdings können sie antizipieren, dass sie aufgrund der Quotenvorgabe für vergleichsweise teure Projekte eine Förderzusage erhalten.
- **Folgefragen:** Die zentrale Frage ist, welche Mindest- oder Maximalkontingente eine sinnvolle Zielgröße sind und auf welcher Basis sie festgelegt werden sollen. Noch näher zu betrachten sind die Vor- und Nachteile zwischen der Festlegung einer bestimmten Fördersumme oder Leistung.

#### 4.4.1.4 *Mindest-/Maximalquote in Ausschreibungen*

Bei diesem Instrument wird eine Mindest- oder Maximalmenge an Projekten bzw. Leistung innerhalb bzw. außerhalb des H<sub>2</sub>-Vorzugsgebiets in einer Ausschreibung zur Vergabe von Fördermitteln bezuschlagt. Die Quote funktioniert analog zu den min./max. Förderkontingenten (vgl. Abschnitt 4.4.1.3), wird aber in Ausschreibungen angewendet und bezieht sich somit nicht auf die Gesamtfördersummen, sondern auf den Gebotsgegenstand (z. B. Leistung). Beispiele für eine solche Quote sind die damalige Maximalquote für das Netzausbauggebiet für die Windenergieanlagen an Land bzw. die angedachte „Südquote“ als Mindestquote in der Südregion für die Förderung von Windenergieanlagen an Land und Biomasse-Anlagen.

- **Wirkung:** Durch das Instrument wird verlässlich eine bestimmte Menge (Leistung) an Projekten in das Vorzugsgebiet gesteuert.
- **Vorteile:** Wie bei den Förderkontingenten ist die direkte Steuerungswirkung ein Vorteil. Auch hier gilt, dass, wenn Klarheit über die Kapazität an Projekten besteht, die in das Vorzugsgebiet gesteuert werden sollen oder außerhalb des Vorzugsgebiets toleriert werden können, die Parametrierung des Instruments weniger komplex ist.
- **Nachteile:** Die Definition einer Quote bedeutet, wie bei den Förderkontingenten auch, eine gewisse Segmentierung des Wettbewerbs und kann zu höheren Zuschlagspreisen führen. Zudem bleibt die Frage, auf welcher Basis die Quote festgelegt werden soll.
- **Folgefragen:** Die Kernfrage ist die Festlegung der Höhe der Quote. Zudem ist zu prüfen, welche Regeln bei Unterzeichnung der Quoten bzw. der Ausschreibungen gelten sollen und ob differenzierte Höchstpreise für die Einhaltung der Quote eingezogen werden sollen.



#### 4.4.1.5 Fördervoraussetzung

Grundsätzlich ist es auch denkbar, dass die Lage im H<sub>2</sub>-Vorzugsgebiet zur Fördervoraussetzung wird. Eine Förderung wird dann nur an Projekte ausgezahlt, die innerhalb des H<sub>2</sub>-Vorzugsgebiets liegen. Das Instrument ist sowohl mit einer kostenbasierten Förderung umsetzbar als auch im Ausschreibungssystem und entspricht dort dann einer Mindestquote von 100 %.

- **Wirkung:** Es wird ausschließlich innerhalb des H<sub>2</sub>-Vorzugsgebiets gefördert.
- **Vorteile:** Ein Vorteil ist, dass eine starke Sicherheit hinsichtlich der Steuerungswirkung besteht.
- **Nachteile:** Die Festlegung eines solch „harten“ Kriteriums an sich bzw. die Definition des H<sub>2</sub>-Vorzugsgebiets und seiner Grenzen könnten dann besonders politisch brisant werden. Zudem müsste die Einführung des Instruments im Hinblick auf das Ziel der allokativen Effizienz solcher Steuerungsmechanismen kritisch beurteilt werden.

#### 4.4.1.6 Bonus-/Malus auf Förderung

Mit dem Bonus-/Malus auf die Förderung ist ein regional differenzierter Auf- und Abschlag auf das abgegebene Gebot gemeint, wenn ein Elektrolyseur innerhalb bzw. außerhalb des H<sub>2</sub>-Vorzugsgebiets gebaut werden soll. Ein Beispiel aus dem Kontext des EEG ist die Verteilernetzkomponente. Mit der Verteilernetzkomponente wurde mit einem Gebotsaufschlag Teile der Kosten der Netzintegration, die durch den Zubau neuer Windenergieanlagen und Solaranlagen in den Verteilernetzen bei den gemeinsamen Ausschreibungen von Wind- und Solaranlagen eingepreist. Die Verteilernetzkomponente wurde im Rahmen der Gebotsreihung zu dem Gebotswert addiert.

Grundsätzlich wäre es denkbar, dass die Höhe des Auf- und Abschlags graduell unterschiedlich ausfällt. Damit könnte die Lage eines Elektrolyseurs innerhalb des Vorzugsgebiets zusätzlich gesteuert werden – beispielsweise könnten Elektrolyseure besonders nah am bestehenden / bereits geplanten H<sub>2</sub>-Netz einen höheren Bonus erhalten als solche, die weiter entfernt gebaut werden sollen, aber noch innerhalb des Vorzugsgebiets liegen. Eine binäre Ausgestaltung für die Lage innerhalb vs. außerhalb des Fördergebietes ist allerdings ebenfalls möglich und weniger komplex. Das Instrument ist mit einem Ausschreibungssystem umsetzbar

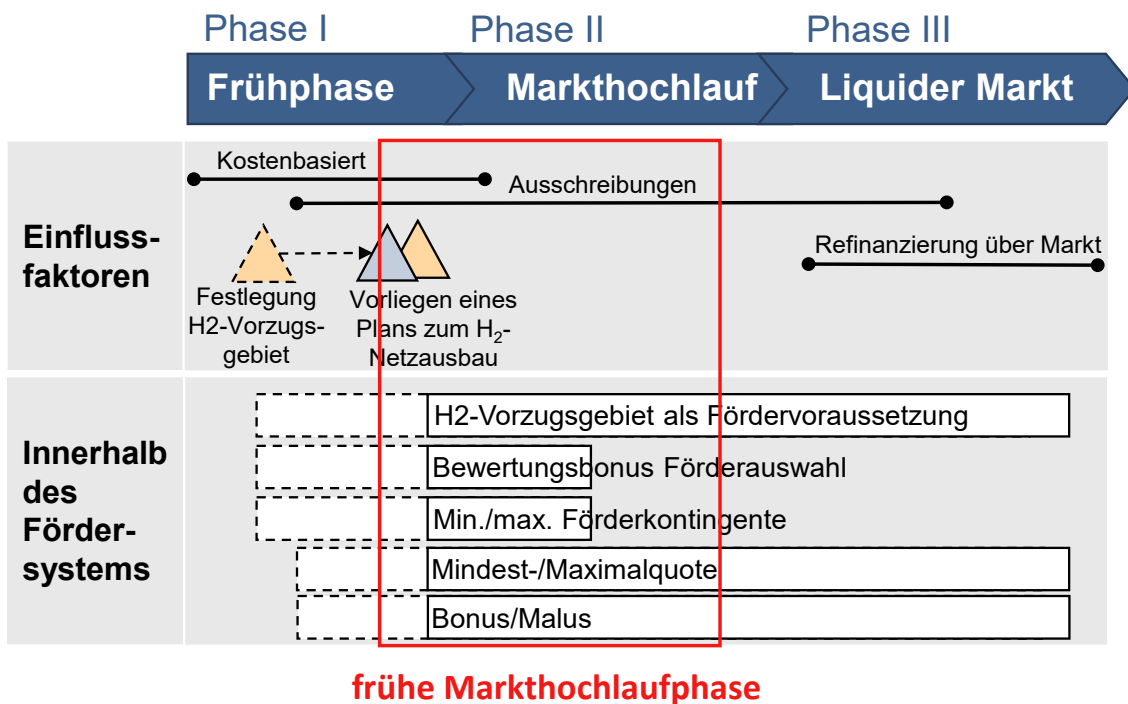
- **Wirkung:** Es wird ein finanzieller Anreiz gesetzt, Projekte in einem Vorzugsgebiet zu bauen. Da es sich um eine Internalisierung handelt, bleibt die Menge jedoch unbestimmt und die Steuerungswirkung ist von der Höhe des Auf- und Abschlags abhängig.
- **Vorteile:** Da bei dem Instrument eine Internalisierung von Kosten bzw. Nutzen stattfindet, kann das Instrument besonders effizient wirken, wobei Parametrierung der Höhe des Bonus bzw. Malus Unsicherheiten unterliegt.
- **Nachteile:** Da es sich nicht um eine direkte Steuerung handelt, bleibt die Wirkung ergebnisoffen. Die Festlegung des Bonus-/Malus weist eine höhere Komplexität in der Umsetzung auf, da die Festlegung von zielgerichteten Parametern herausfordernd ist.
- **Folgefragen:** Entscheidend ist die Festlegung des Bonus-/Malus, um eine Unter- oder Übersteuerung zu vermeiden. Dafür muss eine Abschätzung der durch den Bonus internalisierten Nutzen/Kosten getroffen werden.

#### 4.4.2 Zeitliche Verortung der Instrumente

Wie in Kapitel 4.2.2 beschrieben, hängt die Eignung von Standortsteuerungsinstrumenten von der Markthochlaufphase und von den sie bestimmenden exogenen Faktoren ab. Daher stellt

sich zunächst die Frage, ab wann die unterschiedlichen Instrumente zur Standortsteuerung mit Blick auf die definierten Markthochlaufphasen überhaupt relevant sind. Für die Instrumente innerhalb des Fördersystems ist dabei zum einen die unterliegende Förderstruktur entscheidend. Zum anderen kann ein H<sub>2</sub>-Vorzugsgebiet, welches die Nähe zum H<sub>2</sub>-Netz berücksichtigt, erst definiert werden, wenn ein Plan zum H<sub>2</sub>-Netzausbau vorliegt.

Abbildung 4.3 ordnet die Instrumente den einzelnen Markthochlaufphasen zu. Dabei handelt es sich nicht um eine Bewertung, sondern lediglich um eine zeitliche Einordnung, wann ein Instrument grundsätzlich zur Verfügung steht. Die gestrichelten Umrandungen sollen den genannten Umstand andeuten, dass ein H<sub>2</sub>-Vorzugsgebiet gegebenenfalls erst definiert werden kann, wenn ein Plan zum H<sub>2</sub>-Netzausbau vorliegt.



### frühe Markthochlaufphase

Abbildung 4.3: Zeitliche Einordnung der Instrumente innerhalb des Fördersystems zu den H<sub>2</sub>-Markthochlaufphase

Die Abbildung macht zunächst deutlich, dass Instrumente, die mit einer kostenbasierten Förderung umsetzbar sind, grundsätzlich nur bis zum Beginn der frühen Markthochlaufphase für kleinere Elektrolyseure zur Verfügung stehen. Werden Ausschreibungen früh eingeführt, stehen die ausschreibungsbasierten Instrumente über einen längeren Zeitraum, bis eine vollständige Refinanzierung über den Markt sichergestellt ist, zur Verfügung.

Basierend auf den in Abschnitt 4.4.1 beschriebenen Wirkungen und Vor- und Nachteilen der Instrumente, kann eine erste Einschätzung vorgenommen werden, welche Instrumente in den einzelnen Phasen besonders relevant sein könnten. Der Fokus liegt dabei auf der frühen Markthochlaufphase, für die die Einführung einer Standortsteuerung besonders geboten ist (siehe Ausführungen in Abschnitt 4.2.2). Es ist hervorzuheben, dass es sich hierbei nur um eine erste Einschätzung handelt. Für eine abschließende Bewertung müsste zunächst eine detailliertere Ausgestaltung der Standortsteuerungsinstrumente erfolgen, für die wiederum auch Klarheit über die Ausgestaltung der Förderinstrumente notwendig wäre.

**Instrumente in der Frühphase:** Abbildung 4.3 zeigt, dass in der Frühphase, je nachdem wann ein Plan zum H<sub>2</sub>-Netzausbau vorliegt, zunächst vor allem Standortsteuerungsinstrumente, die mit

einer kostenbasierten Förderung umsetzbar sind, von Relevanz sind. Hervorzuheben wäre für diese Phase das Instrument eines Bewertungsbonus bei der Förderauswahl. Dieses ermöglicht sehr frühzeitig das Kriterium zur Lage in einem H<sub>2</sub>-Vorzugsgebiet in einem Fördermechanismus zu verankern. Da es sich um ein „weiches“ Instrument handelt, entspricht es eher dem vorrangigen Ziel der Frühphase, die Wasserstoffwirtschaft mit der Förderung anzuschieben, und dem Umstand, dass wenige H<sub>2</sub>-Projekte noch keine ausschlaggebende Wirkung auf das Energiesystem haben.

**Instrumente in der (frühen) Markthochlaufphase:** Im Übergang zwischen Frühphase und früher Markthochlaufphase bleibt das Instrument des Bewertungsbonus bei der Förderauswahl zunächst relevant, wobei dann im Verlauf der frühen Markthochlaufphase eine Standortsteuerung über das Ausschreibungssystem notwendig werden wird. Als Standortsteuerungsinstrument sind hier die Mindest-/Maximalquoten hervorzuheben, da sie die Möglichkeit bieten, den nicht-ökonomischen Problemen (Akzeptanzprobleme) des Stromnetzausbaus Rechnung zu tragen, die sich nur schwierig einpreisen lassen. Sollten die technischen Kosten des Stromnetzausbaus im Vordergrund der Standortsteuerung stehen, ließe sich mit einem Bonus-/Malus ggfs. ein volkswirtschaftlich effizienteres Ergebnis erreichen. Im Verlauf der Markthochlaufphase und mit steigender installierter Kapazität an Elektrolyseuren ist es vermutlich notwendig, die Instrumente strikter auszugestalten.

**Instrumente im liquiden Markt:** Im Übergang zwischen Markthochlaufphase und einem liquiden Markt ist mit über 10 GW installierter Kapazität an Elektrolyseuren mit erheblichen Auswirkungen auf das Energiesystem zu rechnen. In dieser späten Phase des Markthochlaufs wird ggfs. das Instrument zur Fördervoraussetzung relevant. Bis dahin erscheint der kategorische Ausschluss von Elektrolyseurstandorten außerhalb des H<sub>2</sub>-Vorzugsgebiets von der Förderung als nicht sinnvoll, da sich die Wasserstoffwirtschaft im Aufbau befindet.

Grundsätzlich kommt den Instrumenten innerhalb des Fördersystems in der Markthochlaufphase eine besondere Bedeutung zu, da Projekte gerade zu Beginn der Markthochlaufphase besonders auf Förderung angewiesen sein werden und sie damit die Verteilung des Ausbaus maßgeblich mitbestimmen können. Mittelfristig und langfristig, wenn sich Projekte zunehmend über den Markt refinanzieren können und die Förderung gegebenenfalls weniger relevant ist für die Realisierung eines Projekts ist, gewinnen Steuerungsinstrumente außerhalb des Fördersystems zunehmend an Bedeutung.

## 4.5 Instrumente außerhalb des Fördersystems

Im folgenden Abschnitt werden nun die Instrumente außerhalb des Fördersystems beschrieben und bewertet. Grundsätzlich zu bedenken ist, dass anders als bei den Instrumenten innerhalb des Fördersystems die nachfolgend beschriebenen Instrumente in der Regel auch auf andere Marktakteure wirken und nicht nur auf die eine Standortentscheidung treffenden Investoren in Elektrolyseure. Die nachfolgende Beschreibung und Kurzbewertung fokussiert auf die Standortsteuerungswirkung der Instrumente bei Elektrolyseuren. Eine umfassende Bewertung der Instrumente außerhalb des Fördersystems auch im Hinblick auf die Wirkung auf andere Marktakteure ist nicht Gegenstand dieser Analysen.

### 4.5.1 Beschreibung der Instrumente und Kurzbewertung der Instrumente

#### 4.5.1.1 Regional diff. Baukostenzuschüsse (Strom)

Bei diesem Instrument würden die (geschätzten) Kosten für den von einem Elektrolyseur mit dem Netzanschluss verursachten Netzausbau als Einmalzahlung beim Netzanschluss des

Elektrolyseurs vom Elektrolyseur erhoben.<sup>16</sup> Diese Netzanschlussentgelte sollten optimalerweise die gesamten Zusatzkosten berücksichtigen, die der Netzanschluss im Netz verursacht (sog. „tiefe Netzanschlussentgelte“ oder *deep connection charges*.) Sofern neue Anlagen zur Netzlastung beitragen, sind Netzanschlussentgelte auch als Zahlungen an die Anschlussnehmer denkbar. Theoretisch könnten Zahlungen auch über längere Zeiträume gestreckt werden, solange die Höhe des zu zahlenden/zu erhaltenden Entgelts mit Anschluss feststeht und sich abhängig von der Nutzung der Anlage nicht verändert. Deep connection charges sind in einigen europäischen Ländern Bestandteil des Netzentgeltsystems und werden typischerweise je kWh Anschlussleistung erhoben.

- **Wirkung:** Ein solches Instrument wirkt grundsätzlich ähnlich wie ein leistungsbezogener Bonus/Malus innerhalb des Fördersystems.
- **Vorteil:** Der Vorteil des Instruments besteht darin, dass die Höhe der Zahlung bei der Investitionsentscheidung bekannt ist. Damit ist das Preissignal für den Investor gut kalkulierbar und kann umfassend bei der Investitions-/ Standortentscheidung berücksichtigt werden. Zudem erlaubt dieses Instrument auch die Einbeziehung von Kostenwirkungen in den Verteilungsnetzen, was die allokativen Effizienz der Steuerung erhöhen kann.
- **Nachteile:** Ein möglicher Nachteil dieses Instruments ist die Tatsache, dass die Höhe der Einmalzahlung administrativ bestimmt ist und die Methodik zu deren Festlegung nicht eindeutig ist. Um eine volkswirtschaftlich effiziente Wirkung zu erzielen, ist ausreichendes regulatorisches Wissen erforderlich. Zudem erlaubt das Instrument keine Abbildung des Zusammenhangs zwischen Anlageneinsatz (Dispatch) und Netzwirkung. Das Instrument reflektiert zudem lediglich die zum Zeitpunkt der Investition abgeschätzten Kosten beziehungsweise Nutzen der neu angeschlossenen Anlage und ist damit rein statisch. Es berücksichtigt somit nicht, dass sich die Kosten- und Nutzeneffekte von Erzeugungsanlagen dynamisch über die Zeit verändern können. Aufgrund der Freiheitsgrade bei der Parametrierung besteht das Risiko von Intransparenz der Modellierung und von befürchteter beziehungsweise tatsächlicher Benachteiligung oder Bevorzugung einzelner Akteure. Im Kontext der Entflechtung war dies das wichtigste Argument gegen die Einführung von tiefen Netzanschlussentgelten in den meisten westeuropäischen Märkten.
- **Folgefragen:** Im Zusammenspiel mit dem sonstigen Förderdesign wäre darauf zu achten, dass das außerhalb des Fördersystems entstehende Preissignal nicht innerhalb des Fördersystems kompensiert und damit konterkariert wird.

#### 4.5.1.2 Standortabhängige Netztarife (Strom)

Wie beim regional differenzierten Baukostenzuschuss handelt es sich hierbei ebenfalls um ein staatlich/regulatorisch festgelegtes Preissignal, das innerhalb der Netzentgeltsystematik verankert ist. Allerdings besteht dieses Instrument nicht in einer Einmalzahlung, sondern in einem je bezogener kWh erhobenen Netznutzungsentgelt, das ggf. auch zeitlich differenziert in

---

<sup>16</sup> Diese Beschreibung geht nur auf Zahlungen von (oder ggf. auch an) Elektrolyseure und den Einfluss von Elektrolyseuren auf die Netzausbaukosten ein. Wie oben beschrieben, ist aber bei den Instrumenten außerhalb des Fördersystems grundsätzlich davon auszugehen, dass diese dann auch auf andere Akteure (hier: neue Netznutzer generell) angewendet werden. Wie erläutert, wird hier und im Weiteren aber auf die Wirkung und Umsetzung bei Elektrolyseuren fokussiert; dies soll allerdings nicht andeuten, dass davon ausgegangen wird, dass die Anwendung nur bei Elektrolyseuren erfolgt.

Abhängigkeit von Engpasssituationen erhoben und zudem grundsätzlich auch negativ werden kann (Zahlung an den Netznutzer, in diesem Fall den Elektrolyseur), wenn der Strombezug in einer bestimmten Situation zu Netzkosteneinsparungen führt. Die Netznutzungsentgelte könnten modellbasiert und übertragungsnetzknottenscharf auf Basis von Prognosen zur Entwicklung des Stromversorgungssystems entwickelt werden. Denkbar wäre zum Beispiel eine Festlegung im Voraus auf eine Dauer von 1-5 Jahren.

- **Wirkung:** Ein solches Instrument wirkt grundsätzlich ähnlich wie ein kWh-bezogener Bonus/Malus innerhalb des Fördersystems. Allerdings ist die Wirkung des Bonus/Malus im Fördersystem aus Bieter-/Investorensicht zum Zeitpunkt z. B. der Gebotsabgabe (bei einem Fördersystem mit Ausschreibung von Förderberechtigungen) absehbar, da die Höhe des Bonus/Malus fixiert ist.
- **Vorteil:** Im Unterschied zum regional differenzierten Baukostenzuschuss ist eine Zeitabhängigkeit grds. ebenfalls implementierbar. Dies erlaubt auch die Berücksichtigung / Beeinflussung von Dispatchstrategien der Elektrolyseure. Zeitvariable Tarife erhöhen aber grundsätzlich die Komplexität des Instruments.
- **Nachteile:** Ähnlich wie beim Baukostenzuschuss muss die Höhe der Tarife mittels Modellierungen ermittelt werden und ist damit — abhängig von Annahmen —, nicht eindeutig und damit grundsätzlich der Gefahr von Einflussnahme ausgesetzt. Werden keine oder nur eingeschränkt zeitvariable Tarife umgesetzt, so besteht die Gefahr, dass das Instrument insb. in engpassfreien Stunden verzerrend wirkt. Zudem wird die erreichbare zeitliche Auflösung in der Realität begrenzt sein und in der Folge auch die erreichbare Wirkung begrenzt. Im Gegensatz zu den Einmalzahlungen bei regional differenzierten Baukostenzuschüssen ist das aus standortabhängigen Netztarifen resultierende Preissignal weniger stabil und bei der Investitionsentscheidung weniger gut antizipierbar. Die Stabilität des Preissignals ist insbesondere abhängig von der Fristigkeit der Festlegung der Höhe der Tarife, der Zeiträume, für die die Tarife festgelegt werden, sowie der Frage der Zeitvariabilität und deren Auflösung.
- **Folgefragen:** Im Zusammenspiel mit dem sonstigen Förderdesign wäre darauf zu achten, dass das außerhalb des Fördersystems entstehende Preissignal nicht innerhalb des Fördersystems kompensiert und damit konterkariert wird.

#### 4.5.1.3 Standortabhängige Netztarife (H<sub>2</sub>-Netz)

Wie bei den standortabhängigen Strom-Netztarifen ist auch eine Standortsteuerung über die H<sub>2</sub>-Netztarife denkbar. Hier sind grundsätzlich viele Ansatzpunkte denkbar. Allerdings ist die zukünftige H<sub>2</sub>-Netztarifstruktur selbst in ihren Grundzügen noch weitgehend offen, so dass zum jetzigen Zeitpunkt keine Konkretisierung bzw. Bewertung möglich ist.

#### 4.5.1.4 Erstattungsregime Redispatchkosten

Die Modellierungsergebnisse aus Kapitel 3 zeigen auf, dass eine Einbindung von Elektrolyseuren in den Redispatch grundsätzlich empfehlenswert ist, da damit die Effizienz des Redispatch erhöht werden kann. Soll dabei das Grundprinzip der heutigen kostenbasierten Redispatchvergütung umgesetzt werden, so erscheint eine solche Einbindung insbesondere für Elektrolyseure mit H<sub>2</sub>-Netzanschluss möglich. Idealerweise hat sich bereits ein H<sub>2</sub>-Markt etabliert. Dann könnte der H<sub>2</sub>-Marktpreis für die Redispatchvergütung als Referenzpreis für die Vergütung / Erstattung von Mehr- und Minderzeugungsmengen der Elektrolyseure herangezogen werden. Ziel der Ausgestaltung der Redispatchvergütung von Elektrolyseuren wäre diese durch das Vergütungsregime möglichst so zu stellen, als hätte die Redispatchmaßnahme nicht stattgefunden.

Denkbar wäre aber auch, von dem Prinzip der kostenbasierten Redispatchvergütung gezielt abzuweichen, um dadurch eine Standortsteuerungswirkung auszulösen. Hierbei sind insbesondere zwei Varianten denkbar, die nachfolgend hinsichtlich ihrer Wirkung sowie Vor- und Nachteile eingeordnet werden:

**Variante 1:** Verzicht auf eine Entschädigung von im Redispatch zum Herunterfahren ihrer Produktion angewiesenen Elektrolyseuren (insb. keine Entschädigung für entgangene H<sub>2</sub>-Produktion):

- **Wirkung:** Netzintegrierte Elektrolyseure müssten die i.d.R. bereits vermarkteten H<sub>2</sub>-Mengen, die in Folge der Redispatchanweisung nun nicht mit dem Elektrolyseur erzeugt werden können, anderweitig beschaffen und zur Nutzung im Elektrolyseur beschaffte Strommengen müssten weiterverkauft werden. Insbesondere aus der notwendigen, nicht finanziell kompensierten H<sub>2</sub>-Ersatzbeschaffung entstehen dem Betreiber Kosten, die die Wirtschaftlichkeit der Elektrolyseure an einem Standort, der häufiger von Redispatch betroffen ist, verschlechtern. Bei nachfrageintegrierten Elektrolyseuren ohne Netzanschluss ist davon auszugehen, dass eine H<sub>2</sub>-Ersatzbeschaffung nicht möglich ist, so dass der Betreiber (bzw. der Abnehmer des H<sub>2</sub>) den finanziellen Konsequenzen aus der kurzfristigen Nichtverfügbarkeit des H<sub>2</sub> ausgesetzt sind. Diese können ggf. deutlich höher liegen als Marktpreis für H<sub>2</sub>.
- **Vorteil:** Die finanzielle Wirkung des Instruments ist grundsätzlich direkt an die Wirkung des Elektrolyseureinsatzes auf Netzengpässe geknüpft.
- **Nachteile:** Sowohl netz- wie auch nachfrageintegrierten Elektrolyseuren dürfte insbesondere zum Investitionszeitpunkt eine hohe Unsicherheit hinsichtlich der standortabhängig zu erwartenden wirtschaftlichen Konsequenzen aus diesem Instrument entstehen, da die standortabhängige Redispatchwahrscheinlichkeit insb. mittel- bis langfristig schwer absehbar ist. Sie hängt von vielen Faktoren, wie etwa der Umsetzungsgeschwindigkeit des Netzausbaus aber auch anderen Parametern des Marktdesigns ab. Daher erscheint die von einem solchen Instrument ausgehende Standortsteuerung wenig passgenau. Insb. für nachfrageintegrierte Elektrolyseure könnte das Kostenrisiko für Investoren selbst an Standorten mit eher geringer Redispatchwahrscheinlichkeit so hoch sein, dass es prohibitiv für eine Investitionsentscheidung wirkt. Damit dürfte dieses Instrument insgesamt ökonomisch eher zu Ineffizienzen führen und ggf. sogar den Hochlauf des Elektrolyseurszubaus behindern.

**Variante 2:** Kostenlose Bereitstellung der Strommengen, die in Elektrolyseuren in Zeiten eingesetzt werden, in denen sie vom Netzbetreiber zum Hochfahren angewiesen wurden.

- **Wirkung:** Netzintegrierte Projekt können H<sub>2</sub> „kostenlos“ erzeugen und haben somit an Standorten, die häufig von einer solchen Redispatchmaßnahme betroffen sind, einen finanziellen Vorteil, was die Wettbewerbssituation solcher Standorte erhöht, wobei ggf. Kosten aus dem erhöhten Wertverzehr der Anlage und ggf. auch Ausgleichsenergiekosten im H<sub>2</sub>-System beim finanziellen Vorteil in Abzug zu bringen sind. Gleiches gilt grundsätzlich auch bei nachfrageorientierten Elektrolyseuren, wobei unklar ist, ob die zusätzlich erzeugten H<sub>2</sub>-Mengen lokal auch nutzbar sind und insofern überhaupt einen Wert haben. Im Extremfall entstünden sogar Kosten für die „Entsorgung“ der nicht nutzbaren und nicht einspeicherbaren H<sub>2</sub>-Mengen.
- **Vorteil:** Die finanzielle Wirkung des Instruments ist grundsätzlich direkt an die Wirkung des Elektrolyseureinsatzes auf Netzengpässe geknüpft.
- **Nachteile:** Wie bei der Variante 1 besteht bei den Investoren eine hohe Unsicherheit hinsichtlich der wirtschaftlichen Konsequenzen des Instruments, weswegen allenfalls eine

wenig passgenaue Standortsteuerungswirkung entsteht. Zusätzlich bestehen in dieser Variante aber insbesondere „Gaming-Anreize“: Betreiber von Elektrolyseuren, die erwarten, dass sie in einer Netzengpasssituation mit einem Einsatz ihres Elektrolyseurs positiv auf den Netzengpass wirken, haben den Anreiz, einen eigentlich geplanten Elektrolyseureinsatz zunächst zurückzuhalten, um vom Netzbetreiber zum Hochfahren aufgefordert zu werden und die Strommengen dann kostenfrei zu erhalten, anstatt sie im anderen Fall selbst beschaffen zu müssen (vgl. etwa Beschreibung des sog. „Inc-Dec-Gaming“ in (Neon Neue Energieökonomik und Consentec, 2018)). Damit würden Standortsteuerungsanreize erheblich überhöht und dies zudem zu Lasten der Zahler der Redispatchkosten.

#### 4.5.1.5 Gebotszonenanpassung (Strom)

Bislang existiert für Deutschland auf der Ebene des Großhandelsmarktes ein einheitlicher, standortabhängiger Strompreis. Denkbar wäre eine Aufteilung der bisher einheitlichen deutschen Gebotszone in zwei (oder mehr) Zonen, orientiert an strukturellen innerdeutschen Netzengpässen. Angesichts der Netzsituation in Deutschland könnte dies einer – sich gegebenenfalls regelmäßig anpassenden – Aufteilung der einheitlichen Zone in etwa zwei bis sechs Gebotszonen entsprechen.

- **Wirkung:** In Fördersystemen, bei denen Marktpreissignale für die Investoren / Betreiber wirksam werden, entstehen durch eine solche Gebotszonenanpassung Anreize für Standorte in Niedrigpreiszonen.
- **Vor-/Nachteile:** Die generellen Vor- und Nachteile einer Anpassung des Zuschnitts von Gebotszonen werden seit langem in der Fachöffentlichkeit breit diskutiert (vgl. etwa (Neon Neue Energieökonomik und Consentec, 2018)) und daher hier nicht im Detail erneut aufgegriffen. Grundsätzlich besteht ein wesentlicher Vorteil von kleineren Gebotszonen darin, dass sie zumindest theoretisch ein effizienteres Preissignal für die Einsatzentscheidungen der Anlagen im Strommarkt liefern, da die Preissignale dann auch regional differenziertere Informationen über die jeweilige Engpasssituation im Stromnetz beinhalten. Dies wirkt kann sich dann grundsätzlich auch auf Investitionsentscheidungen auswirken, z. B. im Hinblick auf Standortentscheidungen. Unklar ist aber, wie stabil solche Preissignale u. a. angesichts regulatorischer Unsicherheiten sind, was Voraussetzung dafür wäre, dass Investoren ihre Entscheidung hieran orientieren. Gleichzeitig können kleinere Preiszonen negativen Auswirkungen auf Liquidität und Wettbewerb haben. Ein regelmäßiges Anpassen des Gebotszonenzuschnitts, was zur Hebung der o. g. Vorteile notwendig wäre, erschwert zudem den Terminhandel und Risikoabsicherungsgeschäfte in der heutigen Form. Die im Zusammenhang mit dem Für und Wider einer Veränderung des Gebotszonenzuschnitts diskutierten Aspekte gelten auch für Elektrolyseure und der diesbezüglichen Standortsteuerung. Wesentliche, spezifisch für Elektrolyseure geltende Vor-/Nachteile einer Gebotszonenanpassungen sind nicht zu nennen.
- **Folgefragen:** Entscheidend dafür, dass eine Gebotszonenanpassung eine Anreizwirkung bezüglich der Standortentscheidung von Elektrolyseuren entfaltet, ist, dass das Marktpreissignal durch das sonstige Fördersystem nicht konterkariert wird. Fördermechanismen, wie z. B. die aus der EE-Förderung bekannte gleitende Marktprämie, würden, wenn der jeweils lokale Marktpreis als Referenz für die Ermittlung der Höhe der Prämie herangezogen wird, die Anreizwirkung unterschiedlicher Preiszonen gerade wieder aufheben und entsprechenden Anreizen entgegenwirken.

#### 4.5.2 Zeitliche Verortung der Instrumente

Ergänzend zur zeitlichen Verortung der Instrumente innerhalb des Fördersystems in Abschnitt 4.4.2 erfolgt nachfolgend eine entsprechende Einordnung auch der Instrumente außerhalb des Fördersystems. Hierzu wird Abbildung 4.3 ergänzt um diese Instrumente (s. Abbildung 4.4).

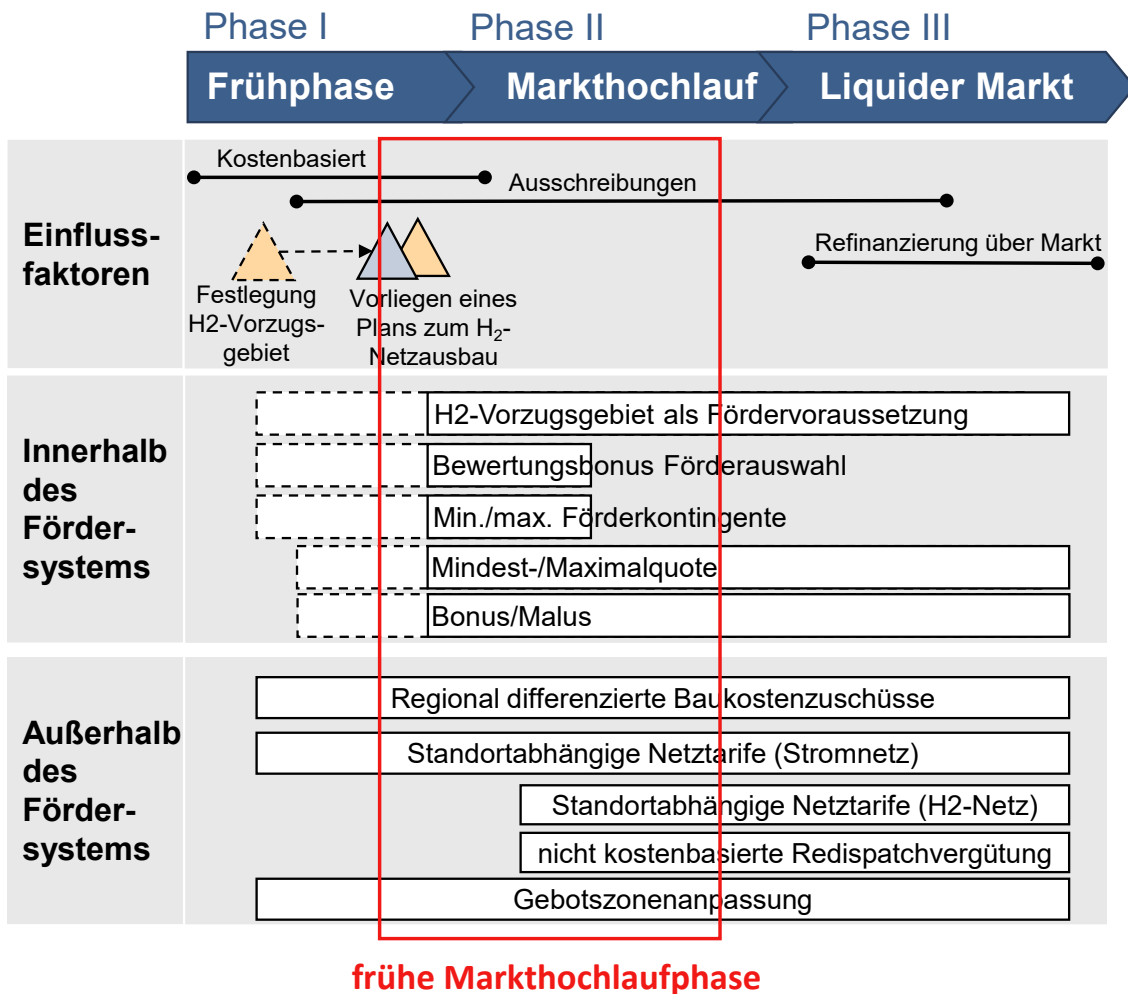


Abbildung 4.4 Zeitliche Einordnung der Instrumente innerhalb und außerhalb des Fördersystems zu den H<sub>2</sub>-Markthochlaufphase

Instrumente, die sich auf die Netzentgeltsystematik beziehen, können weitgehend unabhängig von der Markthochlaufphase und somit auch bereits – sofern dann eine Standortsteuerung bereits erwünscht – in der Frühphase des Zubaus der Elektrolyseure umgesetzt werden. Gleiches gilt für die Gebotszonenanpassung.

Naturgemäß könnte eine Standortsteuerung über die H<sub>2</sub>-Netztarife erst erfolgen, wenn ein H<sub>2</sub>-Netz vorhanden ist bzw. Elektrolyseure in der Erwartung eines ggf. auch erst nach Inbetriebnahme erfolgenden Netzanschlusses errichtet werden. Insofern kommt dieses Instrument erst für die Phase eines bereits weiter fortgeschrittenen Markthochlaufs in Frage.

Auch Instrumente, die bei der Redispatchvergütung ansetzen, kommen erst in der Phase eines weiter fortgeschrittenen Markthochlaufs in Frage, zumindest, wenn man davon ausgeht, dass solche Instrumente, wenn überhaupt, nur für netzintegrierte Elektrolyseure in Betracht kommen, da sie für nachfrageintegrierte Elektrolyseure prohibitiv wirken könnten. Allerdings ist ohnehin festzuhalten, dass solche Instrumente aus Sicht der Autoren aufgrund der oben beschriebenen Nachteile nicht empfehlenswert sind.



#### **4.6 Fazit – Einordnung denkbarer Instrumente zur Standortsteuerung für die frühe Markthochlaufphase der Produktion von grünem Wasserstoff**

In der frühen Markthochlaufphase können durch die Überlappung von kostenbasierter Förderung und Ausschreibungen alle in Abschnitt 4.4.1 beschriebenen Instrumente innerhalb des Fördersystems grundsätzlich genutzt werden. Dies gilt ebenso für alle in Abschnitt 4.5 beschriebenen Instrumente außerhalb des Fördersystems. Damit steht zunächst eine Reihe von Instrumenten zur Standortsteuerung zur Verfügung.

Dabei sind in der frühen Markthochlaufphase insbesondere die Instrumente innerhalb der Förderung von Bedeutung. Denn gerade zu Beginn der Markthochlaufphase werden Projekte noch besonders auf Förderung angewiesen sein und mit den Instrumenten kann dann die Verteilung des Ausbaus maßgeblich mitbestimmt werden. Basierend auf der im Projekt durchgeführten Bewertung ist in der frühen Markthochlaufphase eine Standortsteuerung, die die Lage im H<sub>2</sub>-Vorzugsgebiet zur Fördervoraussetzung macht, ungeeignet, da noch keine ausreichende H<sub>2</sub>-Pipelineverbindung zu allen relevanten Verbrauchszentren besteht und dies den Aufschwung der Wasserstoffwirtschaft hemmen könnte. In dieser Phase sind insbesondere Mindest-/Maximalquoten in Ausschreibungen und/oder Förderkontingenten als effektives und praktikables Steuerungsinstrument hervorzuheben, da sie die Möglichkeit bieten, den nicht-ökonomischen Problemen des Stromnetzausbaus (Akzeptanzprobleme und lange Umsetzungsdauern) Rechnung zu tragen, die sich kaum durch ökonomische Instrumente einpreisen lassen. In der Frühphase, in der die Förderung noch vorwiegend über Zuwendungen vergeben wird, kann zudem ein qualitativer Bewertungsbonus für systemdienliche Standorte eine gewisse Signalwirkung entfalten, ohne bereits eine harte Standortsteuerung zu vollziehen.

Die Instrumente außerhalb der Förderung sind grundsätzlich als komplementär zu den Instrumenten innerhalb des Fördersystems zu betrachten. Besonders relevant erscheinen hier die regional differenzierten Baukostenzuschüsse, standortabhängige Netztarife (soweit zeitvariabel umsetzbar) und die Anpassung der Gebotszone. Diese Bewertung gilt allerdings ausschließlich mit Blick auf die Standortsteuerungswirkung bei Elektrolyseuren und ohne weitere Berücksichtigung der Wirkung auf andere Marktakteure. Eine Standortsteuerung über das Regime der Redispatchvergütung erscheint hingegen jedenfalls nicht empfehlenswert. Mit zunehmender Marktliquidität und abnehmender Bedeutung der Förderung für die Realisierung von Projekten gewinnen die Instrumente außerhalb der Fördersysteme an Bedeutung.

Das Projekt schafft damit eine erste Einordnung zu denkbaren Standortsteuerungsinstrumenten und ihrer Bedeutung im Kontext eines sich entwickelnden Wasserstoffmarktes. Für eine abschließende Bewertung und Empfehlung für ein Instrument oder einen Instrumentenmix sind allerdings tiefergehende Arbeiten zur Ausgestaltung der Instrumente notwendig. Hierfür braucht es jedoch zunächst Klarheit über die Ziele der Standortsteuerung. Insbesondere sollte geklärt werden, welche Art von Projekten adressiert werden soll und ob die Standortsteuerung nur der Stromsystemintegration oder auch der H<sub>2</sub>-Netzintegration dienen sollte.

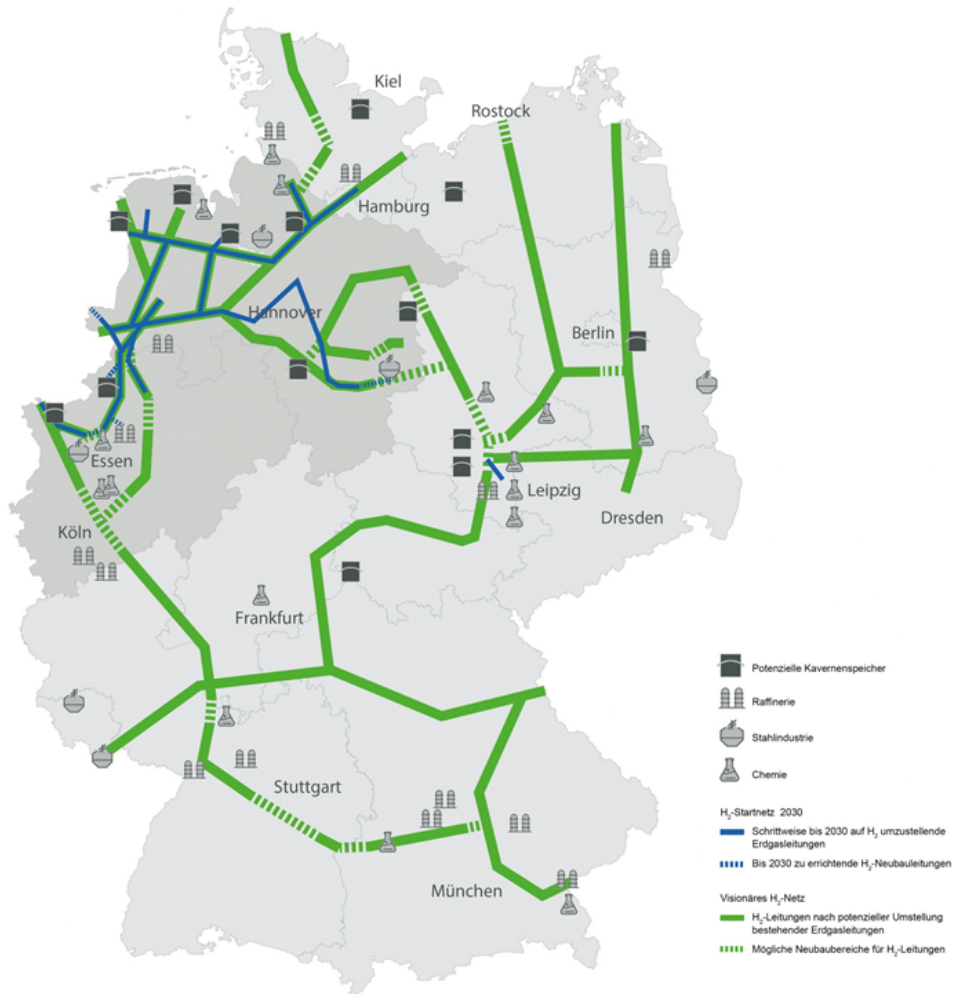
#### **4.7 Exemplarische Optionen für Standortsteuerung und Wirkung**

In diesem Kapitel wird exemplarisch diskutiert, wie sich ausgewählte Optionen einer Standortsteuerung und ihre Auswirkungen konkreter darstellen könnten. Dies soll der Veranschaulichung der diskutierten Instrumente dienen, kann jedoch ohne konkrete Setzungen in Bezug auf die genaue Ausgestaltung der Instrumente nur sehr grob erfolgen. Dabei wird auf Instrumente innerhalb des Fördersystems fokussiert, weil die Wirkung von Instrumenten außerhalb des Fördersystems indirekter und damit noch unsicherer ist.

Ein Vergleich der Ergebnisse der Strommarkt- und -Netzmodellierung der Standortszenarien "Nord" und "Mitte/Süd" in Kapitel 3 legt nahe, dass eine bevorzugte Lokalisierung von Elektrolyseurskapazitäten im Norden Deutschlands dazu beiträgt, dass die netzbedingte Abregelung von EE-Einspeisung im Nordwesten Deutschlands deutlich und in geringerem Umfang in der deutschen Ostseeregion zurückgeht. Zudem werden durch eine stärkere Lokalisierung von Elektrolyseurskapazitäten im Süden Deutschlands Netzengpässe in Südwestdeutschland leicht verschärft und das dortige Hochfahren von Kraftwerken im Redispatch wird erhöht.

Bestehen seitens des H<sub>2</sub>-Netzes keine substanziellen Restriktionen mehr, ist also ein deutschlandweiter H<sub>2</sub>-Backbone wie z. B. in der Vision der FNB realisiert (siehe grünes Netz in Abbildung 4.5), kann die regionale Verteilung der H<sub>2</sub>-Verbräuche weitgehend außer Acht gelassen werden und sich die Lokalisierung von Vorranggebieten noch unabhängig von der konkreten Ausgestaltung primär an den beschriebenen Auswirkungen auf das Stromsystem orientieren. Dies spräche dafür, ein Vorranggebiet in der deutschen Nordseeregion und ggfs. deren weiteren Umfeld zu schaffen sowie unter Umständen analog in der deutschen Ostseeregion. Eine Differenzierung könnte über unterschiedlich starke Boni oder unterschiedliche hohe Quoten erfolgen. Um zusätzlich eine Verschärfung von Netzengpässen im Süden Deutschlands zu vermeiden, wäre es umgekehrt zu überprüfen, ob hier Gebiete auszuweisen sind, in denen keine Förderung möglich ist oder diese zumindest mit einem Malus belegt wird.

## H<sub>2</sub>-Startnetz 2030



**Disclaimer:** Bei der Karte handelt es sich um eine schematische Darstellung, die hinsichtlich der eingezeichneten Speicher und Abnehmer keinen Anspruch auf Vollständigkeit erhebt.

Abbildung 4.5 Unverbindliche Überlegungen der Fernleitungsnetzbetreiber für die Struktur eines künftigen H<sub>2</sub>-Backbones (Quelle: (FNB Gas, 2021))

Solange das H<sub>2</sub>-Netz noch nicht zu einem deutschlandweiten H<sub>2</sub>-Backbone ausgedehnt worden ist, wird sich die Situation anders darstellen. Als Beispiel werden hierfür die unverbindlichen Überlegungen der FNB zum H<sub>2</sub>-Startnetz (siehe blaues Netz in Abbildung 4.5) herangezogen. Hier würde ein großflächigeres H<sub>2</sub>-Netz nur im Nordwesten Deutschlands bis nach Nordrhein-Westfalen hinein bestehen. Jedoch könnten zudem an H<sub>2</sub>-Verbrauchsschwerpunkten lokale Netzcluster bestehen, z. B. in den ost- und süddeutschen Industrieregionen.

Innerhalb des nordwestlichen Netzclusters könnten Vorranggebiete weiterhin dafür sorgen, dass die Elektrolyseure stärker Richtung Küste lokalisiert werden, um die Stromnetzauswirkungen zu optimieren. Darüber hinaus wäre unter Berücksichtigung von Stromnetzengpässen zu prüfen, ob in lokalen Clustern abseits des Nordwestens ein erhöhter Anreiz für den Aufbau von Elektrolyseuren zu schaffen wäre, um dort die H<sub>2</sub>-Versorgungssicherheit zu erhöhen, z. B. über regionale Quoten. Für die Ausgestaltung kann dabei zusätzlich auch der Zeitrahmen für eine Verbindung der lokalen Cluster mit dem H<sub>2</sub>-Backbone eine Rolle spielen. Außerdem ist es

denkbar, eine Beschränkung der Förderung von H<sub>2</sub>-netzintegrierten Projekten durch abweichende Bedingungen der Förderung von nachfrage-integrierten Projekten auszutarieren (siehe den Exkurs in Abschnitt 4.8 dazu).

Nun stellt sich die Frage, wie sich eine solche Standortsteuerung auf die Zugänglichkeit zu Elektrolysekapazitäten für wichtige erste große Nachfrager darstellt, welche insbesondere die Stahlindustrie, die Grundstoffchemie und Raffinerien umfassen können. Für diese wird hier von folgenden Randbedingungen ausgegangen, welche als exemplarisch anzusehen sind:

- **Stahlindustrie:** Es findet eine Substitution von Hochöfen durch DRI-Anlagen statt, welche zunächst teilweise noch mit Erdgas betrieben und dann schrittweise auf Wasserstoff umgestellt werden sollen. In begrenztem Umfang wird Wasserstoff über kleinere Elektrolyseure am Standort bereitgestellt, während der Hauptteil des Erdgases über das H<sub>2</sub>-Netz substituiert werden soll, wenn dieses zur Verfügung steht.
- **Ammoniak/Raffinerien:** In bestehenden Anlagen wird zunächst die heutige Produktion von grauem Wasserstoff über Dampfreformation in begrenztem Umfang durch eine Beimischung von grünem Wasserstoff in bestehenden Anlagen ersetzt. Für eine komplette Umstellung auf grünen Wasserstoff ist später eine weitergehende Prozessumstellung nötig.
- **Chemieindustrie generell:** Wegen der Rolle von Wasserstoff in verschiedenen Prozessen besteht Interesse, an bestehenden Standorten grünen Wasserstoff zu produzieren und diesen zur Diversifizierung der Abnehmer teils über das H<sub>2</sub>-Netz weiter zu verteilen.

Die potenzielle Wirkung der beschriebenen Standortsteuerung ist generell sehr stark abhängig vom regionalen Zuschnitt möglicher Vorranggebiete und ihrer genauen Ausgestaltung. Daher können hier nur sehr grobe Überlegungen angestellt werden.

Bildet sich in der Tat, wie von den FNB angedacht und von den bereits ausgewählten IPCEI-Projekten<sup>17</sup> unterstützt, zunächst ein H<sub>2</sub>-Netz im Nordwesten bis hin nach NRW aus und wird dies mit einer vorrangigen Förderung in der Nordseeküstenregion verbunden, haben die großen Industriestandorte in Bremen, Niedersachsen und NRW potenziell früh Zugriff auf geförderten Wasserstoff und die küstennahen Standorte unter Umständen sogar auf vorrangige Förderung von Elektrolyseuren am eigenen Standort, ggfs. verbunden mit der Notwendigkeit eines H<sub>2</sub>-Netzanschlusses der Elektrolyseure. Dies betrifft insbesondere einige, aber keinesfalls alle der bisherigen Standorte der Primärstahlproduktion.

Für Standorte abseits dieser Region besteht Zugang zu geförderten Elektrolyseuren nur, wenn auch das jeweilige regionale Cluster mit einem Vorranggebiet verbunden ist, oder ansonsten erst, wenn das H<sub>2</sub>-Netz schon so weit ausgebaut ist, dass der Anschluss des regionalen Clusters erfolgen kann. Umgekehrt würde ein Malus oder der Ausschluss einer Förderung für Elektrolyseure in netzkritischen Regionen, welche insbesondere im Süden Deutschlands verortet sind, die dortigen Chemie- und Raffinerie-Standorte unter Umständen beim Aufbau von eigenen Elektrolysekapazitäten behindern. Für die H<sub>2</sub>-Produktion für den eigenen Bedarf kann dies zumindest potenziell über eine entsprechende Ausgestaltung der Förderung von nachfrage-integrierten Projekten kompensiert werden (siehe Exkurs dazu).

Wie bereits erwähnt, sind die hier dargestellten exemplarischen Überlegungen zur Ausgestaltung und Wirkung einer Standortsteuerung mit hohen Unsicherheiten verbunden. Sie können

---

<sup>17</sup> IPCEI-Standortkarte unter <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/I/ipcei-standorte.html>

jedoch helfen, wichtige potenzielle Konsequenzen bei der Integration einer Standortsteuerung in Förderinstrumente mit in den Blick zu nehmen.

#### 4.8 Exkurs zu Standortsteuerung für nachfrageintegrierte Projekte

In diesem Abschnitt werden einige grobe Überlegungen dazu präsentiert, ob neben H<sub>2</sub>-netzintegrierten Projekten auch die Förderung nachfrage-integrierter Projekte, bei denen der erzeugte Wasserstoff direkt am Herstellungsort verbraucht wird, unter Standortgesichtspunkten gesteuert werden sollte.

Solange kein weitreichendes H<sub>2</sub>-Netz vorhanden ist, sollte wie bereits andiskutiert der anfängliche Markthochlauf von Wasserstoff nicht durch zu starke Standortkriterien für Elektrolyseure behindert werden. Denn bisher steht abgesehen von einzelnen privatwirtschaftlichen H<sub>2</sub>-Pipelines kein H<sub>2</sub>-Netz zu Verfügung, so dass eine großskalige Produktion von Wasserstoff abseits des H<sub>2</sub>-Verbrauchs nur begrenzt Sinn macht. Auch wird der Aufbau eines H<sub>2</sub>-Netzes noch einige Jahre in Anspruch nehmen. Vor diesem Hintergrund kommt zumindest in der ersten Phase des Markthochlaufs nachfrage-integrierten Projekten eine wichtige Rolle zu. Aber auch wenn ein großflächiges H<sub>2</sub>-Netz vorliegt, ist nicht ausgeschlossen, dass seitens der Wasserstoffanwender weiterhin ein Interesse an der Umsetzung nachfrage-integrierter Projekte besteht, z. B. aus Gründen der Unsicherheit über die künftige Versorgungssicherheit und Kostensicherheit in Bezug auf den Netzbezug von Wasserstoff.

Die Bedeutung von nachfrage-integrierten Projekten für das Stromsystem hängt vor allem vom Umfang der Projekte ab. In dem begrenzten Umfang vereinzelter erster Elektrolyseure sind sie sicherlich verkraftbar und tolerabel aus Sicht dem Stromsystems. Kommt es hingegen mittelfristig zu einem hohen Gesamtvolumen an nachfrageintegrierten Projekten kann eine kritische Stromnetzwerkung nicht ausgeschlossen werden. Daher ist zumindest zu prüfen, ob bei der Förderung nachfrageintegrierter Projekte die Stromnetzintegration eine Rolle spielen soll, eventuell ab einem gewissen Zeitpunkt, ab einer gewissen Elektrolyseursleistung oder so bald ein bestimmtes Volumen an nachfrage-integrierten Projekten erreicht ist.

Politisch sind hier daher folgende Fragen bzgl. einer möglichen Förderung nachfrage-integrierter Projekte zu beantworten:

- Soll nachfrageseitige Förderung auch Standortsteuereungskriterien umfassen (ggfs. ab einem Schwellenwert)?
- Soll auch eine direkte angebotsseitige Förderung für nachfrage-integrierte Projekte möglich sein?
- Soll es für entsprechende Projekte einen Netzanschlusszwang geben (ggfs. auch nachträglich, sobald ein H<sub>2</sub>-Netz regional zugänglich wird)?

Was eine mögliche Ausgestaltung angeht, so ist analog zu den beschriebenen Förderinstrumenten für eine Standortsteuerung netzintegrierter Projekte denkbar, dass beim Wettbewerb um eine Förderung zwischen ansonsten vergleichbaren Projekten die Stromnetzintegration ein Kriterium für die Auswahl ist. Auch wäre es im Sinne von Förderkontingenten eine Option, für festgelegte Gebiete eine definierte maximale Fördersumme bereitzustellen oder bei Lage in Stromnetzgebieten mit kritischen Bedingungen (z. B. vorgelagerten Engpässen) einen Ausschluss von der Förderung vorzusehen.

Ein aktuell wichtiges Förderprogramm, welches aller Voraussicht nach u. a. auch nachfrage-integrierte H<sub>2</sub>-Projekte adressieren wird, sind die Klimaschutzverträge. Dieses Programm zielt allerdings auch auf andere Optionen für die Dekarbonisierung der Industrie als Wasserstoff.

Weiterhin zielt es eher auf die frühe Phase des Hochlaufs und u. a. auch auf bestehende Anlagen. Daher ist zumindest für die ersten Pilotausschreibungen eine Standortsteuerung höchstens in eingeschränkter Weise erstrebenswert. So könnte insbesondere zwischen Projekten mit vergleichbaren Vermeidungskosten und Emissionsreduktionen über das entsprechend gewichtete Kriterium der Systemintegration differenziert werden. Zudem könnte geprüft werden, ob es Standorte gibt, die stromnetzseitig so kritisch sind, dass bestimmte Größenklassen von Elektrolyseuren von vornherein ausgeschlossen werden. Für die aktuell vorangetriebenen Größenklassen von Elektrolyseuren scheint dies aber eher nicht so relevant zu sein.

## 5 Zusammenfassung und Fazit

Die Nutzung von klimaneutral produziertem Wasserstoff wird, wie Energiesystemstudien unterschiedlicher Autoren zumindest qualitativ eindeutig zeigen, zur Erreichung der klimapolitischen Ziele in Deutschland und Europa unverzichtbar sein. Für Deutschland werden Wasserstoffimporte aufgrund der begrenzten Potenziale für erneuerbare Energieerzeugung zwar unvermeidlich sein, ein relevanter Teil des Wasserstoffbedarfs soll aber über Elektrolyse auch in Deutschland selbst hergestellt werden. Kurz- bis mittelfristig soll ein entsprechender Markthochlauf beginnen. Der Koalitionsvertrag der Parteien, die der amtierenden Bundesregierung angehören, sieht einen Ausbau der Elektrolyseurleistung bis zum Jahr 2030 auf etwa 10 GW vor.

Elektrolyseure verknüpfen das Strom- und das Wasserstoffsystem direkt und beeinflussen durch die notwendige Strombereitstellung an bzw. des Stromtransports zu den Elektrolyseuren sowie des lokalen Verbrauchs bzw. Abtransports des Wasserstoffs von den Elektrolyseurstandorten die Auslegung und den Betrieb der Transportnetze in beiden Systemen. Dabei ist nicht ohne Weiteres sichergestellt, dass die wesentlichen Akteure und Planer in beiden Systemen einheitliche Stoßrichtungen verfolgen. Vielmehr besteht die Gefahr, dass bei einem unkoordinierten, die Wirkungen im jeweils anderen System außer Acht lassenden Vorgehen und möglichem ungesteuerten Investitionsverhalten signifikante externe Effekte zu erwarten sind, die ggf. zu volkswirtschaftlich suboptimalen Entscheidungen bzgl. Standortwahl und Betriebsweise für Elektrolyseure führen könnten.

Ziel dieses Vorhabens war daher die umfassende Analyse von möglichen Ansätzen für eine systemdienliche Integration der Bereitstellung von grünem Wasserstoff in Deutschland. So wurden verschiedene Einsatzstrategien und Standortscenarien mittels geeigneter Simulationsmodelle quantitativ analysiert. Bezüglich der Standortwahl wurden Szenarien mit einer primären Ansiedlung der Elektrolyseure in Norddeutschland einerseits sowie einer Ansiedlung mit einem auch stärkeren Fokus auf Industriestandorte in West- und Südwestdeutschland andererseits betrachtet. Diese Analyse unterschiedlicher Einsatzstrategien betrachtete zum einen die Frage, in welchem Umfang, d. h. mit welchen Volllaststunden die Elektrolyseure eingesetzt werden. Hierzu wurden Variantenrechnungen mit Szenarien zwischen 2.000 und 6.000 Volllaststunden definiert. Zum anderen bezog sich die Analyse der Einsatzstrategie auf die Frage, nach welchen Kriterien die Einsatzentscheidung der Elektrolyseure erfolgt. Hierzu wurde eine marktbasierende Strategie – orientiert am zeitvariablen Stromgroßhandelspreis – definiert. Eine weitere Strategie bestand darin, dass der Einsatz unter Beachtung der jeweils vorgegebenen Zahl an Volllaststunden insbesondere in den Stunden erfolgt, in denen die deutsche Erzeugung aus Wind- und PV-Anlagen bezogen auf den zeitgleich auftretenden Stromverbrauch besonders hoch ist; diese Strategie sollte eine denkbare Definition eines „möglichst grünen Wasserstoffs“, der mit den Elektrolyseuren hergestellt wird, abbilden. Der Fokus lag auf der Phase des Markthochlaufs bis zum Anfang der 2030er Jahre. Die nachfolgenden Schlussfolgerungen gelten insofern auch primär im Hinblick auf diesen Zeitbereich.

Hinsichtlich der **Einsatzstrategie** der Elektrolyseure zeigen die in diesem Vorhaben durchgeführten quantitativen Analysen, dass unterschiedliche, grundsätzlich plausible Einsatzstrategien bei gegebenem Gesamteinsatz (Jahresproduktionsmenge / Volllaststunden) nur einen geringen Einfluss auf die systemischen Wirkungen hat, insb. im Hinblick auf Kosten und CO<sub>2</sub>-Intensität des Erzeugungsmixes, mit dem die zusätzliche Stromnachfrage der Elektrolyseure gedeckt wird. Im Hinblick auf die systemischen Wirkungen ist insofern für den betrachteten Ausbauzustand der Elektrolyseure kein Nutzen aus einer gezielten regulatorischen Steuerung der Einsatzstrategie erkennbar. Diese Aussage gilt jedoch nur unter Annahme, dass z. B. durch das Fördersystem

keine anderen verzerrenden Dispatchanreize gesetzt werden und der Einsatz der Elektrolyseure sich dann am Stromgroßhandelspreis ausrichten würde („marktorientierter Einsatz“).

Beeinflusst werden die systemischen Wirkungen gleichwohl aber von der Frage, ob für den Einsatz der Elektrolyseure Zusätzlichkeitsanforderungen gelten, d. h. ob mit einer Ausweitung der Stromnachfrage durch zusätzlichen Elektrolyseureinsatz auch das Angebot an EE-Stromerzeugung ausgeweitet wird. Diese Zusätzlichkeit ist entscheidend für einen möglichst niedrigen „CO<sub>2</sub>-Fußabdruck“ des erzeugten Wasserstoffs. In der Modellierung wurde diese Zusätzlichkeit jahresintegral berücksichtigt, d. h. mit zunehmender Volllaststundenzahl der Elektrolyseure wurde auch die jährliche verfügbare Stromerzeugung aus deutschen Wind- und PV-Anlagen durch Erhöhung der angenommenen installierten Leistung erhöht; weitere Anforderungen an zeitliche oder räumliche Korrelation wurden bei der Erhöhung der Wind- und PV-Erzeugung nicht berücksichtigt. Anfänglich (bei geringerem Gesamteinsatz der Elektrolyseure) kann der CO<sub>2</sub>-Fußabdruck sogar negativ sein kann, wenn Elektrolyseure primär in Stunden mit ansonsten erforderlicher, marktbedingter Abregelung von EE-Anlagen laufen. Die marktorientierte Einsatzweise der Elektrolyseure leistet mit den „ersten Volllaststunden“ insofern sogar einen positiven Beitrag hinsichtlich der Systemintegration der EE-Erzeugung, da deren Abregelung vermieden wird. Werden die Elektrolyseure höher ausgelastet, so reduziert sich deren Einsatzflexibilität. In einer marginalen Betrachtung verschwindet dann der zuvor beschriebene Effekt eines negativen CO<sub>2</sub>-Fußabdrucks bzw. der vermiedenen EE-Abregelung. Auf systemischer Ebene ist es im Hinblick auf die beschriebene Zusätzlichkeitsanforderung nicht unbedingt notwendig, dass diese als individuelle Verpflichtung für die Betreiber der Elektrolyseure umgesetzt wird. Bei einer individuellen Verpflichtung muss der Betreiber selbst für die zusätzlichen EE-Erzeugungsmengen Sorge tragen, z. B. durch entsprechenden Abschluss von Langfristverträgen mit einzelnen EE-Anlagen („green PPAs“). Eine Ausweitung des Angebots an EE-Erzeugung könnte stattdessen bspw. auch durch eine Erhöhung der staatlicherseits geförderten EE-Ausbaumengen (erhöhte Ausschreibungsmengen in den EE-Ausschreibungen) erfolgen.

In der hier im Fokus stehenden Phase des Markthochlaufs mit einem mit 5-10 GW zwar bereits signifikanten, gemessen an den langfristig denkbaren Ausbaumengen aber noch tendenziell geringen Ausbauzustand der Elektrolyseure hat deren Einsatzstrategie zudem auch nur geringen Einfluss auf das Stromnetz. Deutlich entscheidender ist diesbezüglich die **Standortwahl**. In der Tendenz sind Elektrolyseurstandorte nördlich des vorherrschenden Nord-Süd-Engpasses im deutschen Übertragungsnetz aus Netzsicht günstiger als südliche Standorte. Die Nordstandorte können teilweise sogar netzentlastend wirken. Dies kann noch begünstigt werden, wenn Elektrolyseure in den Redispatch eingebunden werden.

Vor dem Hintergrund dieser Erkenntnisse aus den quantitativen Modellierungen einerseits und dem oben beschriebenen potentiellen Steuerungsdefizit bei der Koordination der Wirkungen von Elektrolyseuren im Strom- und im Wasserstoffsystem andererseits kommt perspektivisch **Instrumenten zur Standortsteuerung** eine besondere Bedeutung zu, um die Systemintegration der Produktion von grünem Wasserstoff in Deutschland positiv zu beeinflussen.

Die Analysen in diesem Vorhaben zeigen zunächst, dass für eine abschließende Bewertung und Empfehlung für Standortsteuerungsinstrumente zum einen tieferegehende Arbeiten zur Ausgestaltung der Instrumente notwendig sind. Zum anderen braucht es zunächst **Klarheit über die Ziele der Standortsteuerung**. Insbesondere muss – nicht zuletzt politisch – geklärt werden, welche Art von Projekten adressiert werden soll und ob die Standortsteuerung nur der Stromsystemintegration oder auch der H<sub>2</sub>-Netzintegration dienen sollte. Hierbei spielt insbesondere die Frage, inwieweit Standortsteuerung auch nachfrageintegrierte Elektrolyseurprojekte



einbeziehen soll, eine zentrale Rolle. Damit sind solche Projekte gemeint, bei denen die Elektrolyseure in unmittelbarer Nähe zum H<sub>2</sub>-Verbrauchsstandort errichtet werden und i. d. R. keinen H<sub>2</sub>-Netzanschluss aufweisen (werden). Erstreckt sich die Standortsteuerung auch auf solche Projekte, so beeinflusst die Steuerung nicht nur die Standorte der Elektrolyseure, sondern auch die Standorte der H<sub>2</sub>-Nutzung, was neben systemischen Fragen im Hinblick auf das Energiesystem u.a. auch industrie- und strukturpolitische Fragen und Entscheidungen tangiert.

Dennoch ist eine erste grundsätzliche Einordnung von Standortsteuerungsinstrumente möglich. Nach einer Frühphase mit ersten Projekten, die eher noch Pilotprojektcharakter haben, ist davon auszugehen, dass anschließend eine Phase des frühen Markthochlaufs beginnt, die unter anderem dadurch gekennzeichnet ist, dass zumindest eine Wasserstoffnetzplanung vorhanden ist, so dass zunehmend H<sub>2</sub>-netzintegrierte Projekte entstehen. In dieser Phase sind insbesondere Instrumente innerhalb des Fördersystems für Elektrolyseure von Bedeutung. Denn gerade zu Beginn der Markthochlaufphase werden Projekte noch besonders auf Förderung angewiesen sein und mit den Instrumenten kann dann die Verteilung des Ausbaus maßgeblich mitbestimmt werden. Die Integration der Standortsteuerung in das Fördersystem könnte über die Festlegung von H<sub>2</sub>-Vorzugsgebieten erfolgen, die z. B. mithilfe von Stromnetzmodellierung definiert werden, um die genannten Zusammenhänge zwischen Standortwahl und Stromnetzwerkung abzubilden.

Wie in den Analysen dieses Vorhabens dargelegt, ist in der frühen Markthochlaufphase eine Standortsteuerung, die die Lage im H<sub>2</sub>-Vorzugsgebiet zur Fördervoraussetzung macht, ungeeignet, da noch keine ausreichende H<sub>2</sub>-Pipelineverbindung zu allen relevanten Verbrauchszentren besteht und dies den Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft hemmen könnte. In dieser Phase sind insbesondere Mindest-/Maximalquoten in Ausschreibungen und/oder Förderkontingenten als effektives und praktikables Steuerungsinstrument hervorzuheben, da sie die Möglichkeit bieten, den nicht-ökonomischen Problemen des Stromnetzausbaus (Akzeptanzprobleme und lange Umsetzungsdauern) Rechnung zu tragen, die sich kaum durch ökonomische Instrumente berücksichtigen lassen. In der Frühphase, in der die Förderung noch vorwiegend über Zuwendungen vergeben wird, kann zudem ein qualitativer Bewertungsbonus für systemdienliche Standorte eine gewisse Signalwirkung entfalten, ohne bereits eine harte Standortsteuerung zu vollziehen.

Mit zunehmender Marktliquidität und abnehmender Bedeutung der Förderung für die Realisierung von Projekten gewinnen die Instrumente außerhalb der Fördersysteme an Bedeutung. Die Instrumente außerhalb des Fördersystems für Elektrolyseure sind grundsätzlich als komplementär zu den Instrumenten innerhalb des Fördersystems zu betrachten. Besonders relevant erscheinen hier die regional differenzierten Baukostenzuschüsse, standortabhängige Netztarife (soweit zeitvariabel umsetzbar) und ggf. die Anpassung der deutschen Stromgebotszone. Bei der Bewertung dieser Instrumente ist allerdings zu berücksichtigen, dass sie nicht nur auf Elektrolyseure, sondern auch auf andere Marktakteure wirken. Eine Standortsteuerung über das Regime der Redispatchvergütung erscheint hingegen nicht empfehlenswert.

## A Literatur

- 50Hertz Transmission, Amprion, Tennet TSO und TransnetBW (2022), *Anhang zum Netzentwicklungsplan Strom 2035, Version 2021, zweiter Entwurf, Aktualisierung Februar 2022*. [https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/paragraphs-files/NEP\\_Anhang\\_Aktualisierung\\_Februar\\_2022\\_komprimiert\\_0.pdf](https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/paragraphs-files/NEP_Anhang_Aktualisierung_Februar_2022_komprimiert_0.pdf). Zugegriffen: 7. September 2022.
- Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2020), *Die Nationale Wasserstoffstrategie*. [https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/die-nationale-wasserstoffstrategie.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=20](https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/die-nationale-wasserstoffstrategie.pdf?__blob=publicationFile&v=20). Zugegriffen: 1. September 2022.
- Bünger, U., Michalski, J., Crotagino, F. und Kruck, O. (2016), 7 - Large-scale underground storage of hydrogen for the grid integration of renewable energy and other applications. In *Compendium of Hydrogen Energy, Woodhead Publishing Series in Energy*, Hrsg. Michael Ball, Angelo Basile und T. Nejat Veziroğlu, 133–163. Oxford: Woodhead Publishing <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/B9781782423645000075>.
- Caglayan, D.G., Weber, N., Heinrichs, H.U. et al. (2020), Technical potential of salt caverns for hydrogen storage in Europe. *International Journal of Hydrogen Energy* 45, Nr. 11: 6793–6805.
- ENTSO-E (2018), *Ten Year Network Development Plan 2018*. <https://tyndp.entsoe.eu/maps-data/>.
- ENTSO-E (2021), *Ten-Year Network Development Plan 2020*. [https://eepublicdownloads.blob.core.windows.net/public-cdn-container/tyndp-documents/TYNDP2020/FINAL/entso-e\\_TYNDP2020\\_Main\\_Report\\_2108.pdf](https://eepublicdownloads.blob.core.windows.net/public-cdn-container/tyndp-documents/TYNDP2020/FINAL/entso-e_TYNDP2020_Main_Report_2108.pdf). Zugegriffen: 7. September 2022.
- European Hydrogen Backbone initiative (2021), *Extending the European Hydrogen Backbone - A EUROPEAN HYDROGEN INFRASTRUCTURE VISION COVERING 21 COUNTRIES*. ENTSO-G 2022. <https://www.ehb.eu/files/downloads/European-Hydrogen-Backbone-April-2021-V3.pdf>.
- FNB Gas (2021), *H2-Startnetz 2030 (aus dem NEP Gas 2020-2030)*. <https://fnb-gas.de/wasserstoffnetz/h2-startnetz-2030/>.
- FNB Gas (2022), *Zwischenstand zum Netzentwicklungsplan Gas 2022 – 2032: „Besondere Zeiten erfordern besondere Maßnahmen“*. <https://fnb-gas.de/netzentwicklungspl%C3%A4ne/netzentwicklungsplan-2022/>.
- Fraunhofer ISI (2021), *Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland 3 (Treibhausgasneutrale Hauptszenarien, Modul Energieangebot)*.
- Fraunhofer ISI (2022), *Treibhausgasneutrale Szenarien T45. Webinar zum Energieangebot*. [https://langfristszenarien.de/enertile-explorer-wAssets/docs/LFS3\\_T45\\_Webinar\\_Angebot\\_Nov\\_2022\\_final\\_webinarversion.pdf](https://langfristszenarien.de/enertile-explorer-wAssets/docs/LFS3_T45_Webinar_Angebot_Nov_2022_final_webinarversion.pdf).
- Fraunhofer ISI, Consentec, ifeu - Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg GmbH und Technische Universität Berlin (2021), *Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland 3 (Kurzbericht: 3 Hauptszenarien)*. [https://www.langfristszenarien.de/enertile-explorer-wAssets/docs/LFS\\_Kurzbericht\\_final\\_v5.pdf](https://www.langfristszenarien.de/enertile-explorer-wAssets/docs/LFS_Kurzbericht_final_v5.pdf).

- Hydrogen Council (2021), *Hydrogen Insights – A perspective on hydrogen investment, market development and cost competitiveness*. <https://hydrogencouncil.com/en/hydrogen-insights-2021/>.
- Larscheid, P., Lück, L. und Moser, A. (2018), Potential of new business models for grid integrated water electrolysis. *Renewable Energy* 125: 599–608.
- Neon Neue Energieökonomik und Consentec (2018), *Zusammenspiel von Markt und Netz im Stromsystem*. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie. Berlin. [https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/zusammenspiel-von-markt-und-netz-im-stromsystem.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=10](https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/zusammenspiel-von-markt-und-netz-im-stromsystem.pdf?__blob=publicationFile&v=10).
- Norman Gerhardt, Jochen Bard, Richard Schmitz, Michael Beil, Maximilian Pfennig und Tanja Kneiske (2020), *Wasserstoff im zukünftigen Energiesystem: Fokus Gebäudewärme. Studie zum Einsatz von H<sub>2</sub> im zukünftigen Energiesystem unter besonderer Berücksichtigung der Gebäudewärmeversorgung*. [https://www.iee.fraunhofer.de/content/dam/iee/energiesystemtechnik/de/Dokumente/Studien-Reports/Fraunhofer-IEE\\_Kurzstudie\\_H2\\_Gebaeudewaerme\\_Final\\_20200529.pdf](https://www.iee.fraunhofer.de/content/dam/iee/energiesystemtechnik/de/Dokumente/Studien-Reports/Fraunhofer-IEE_Kurzstudie_H2_Gebaeudewaerme_Final_20200529.pdf).
- Prognos, Öko-Institut e.V. und Wuppertal-Institut (2021), *Klimaneutrales Deutschland 2045. Wie Deutschland seine Klimaziele schon vor 2050 erreichen kann Zusammenfassung im Auftrag von Stiftung Klimaneutralität, Agora Energiewende und Agora Verkehrswende*.
- Samani, A., D’Amicis, A., Kooning, J., Bozalakov, D., Silva, P. und Vandeveld, L. (2020), Grid Balancing with a Large-Scale Electrolyser Providing Primary Reserve. *IET Renewable Power Generation* 14: 3070–3078.
- Sijm, J., Janssen, G., Morales-España, G., Stralen, J., Sand Hernandez, R. und Smekens, K. (2021), *The role of large-scale energy storage in the energy system of the Netherlands*. [https://www.researchgate.net/publication/360464001\\_The\\_role\\_of\\_large-scale\\_energy\\_storage\\_in\\_the\\_energy\\_system\\_of\\_the\\_Netherlands](https://www.researchgate.net/publication/360464001_The_role_of_large-scale_energy_storage_in_the_energy_system_of_the_Netherlands).
- SPD, Bündnis 90 / die Grünen und FDP (2021), *Mehr Fortschritt wagen (Koalitionsvertrag 2021 - 2025 zwischen der Sozialdemokratischen Partei Deutschlands (SPD), Bündnis 90 / die Grünen und den Freien Demokraten (FDP))*. [https://www.spd.de/fileadmin/Dokumente/Koalitionsvertrag/Koalitionsvertrag\\_2021-2025.pdf](https://www.spd.de/fileadmin/Dokumente/Koalitionsvertrag/Koalitionsvertrag_2021-2025.pdf). Zugegriffen: 31. August 2022.