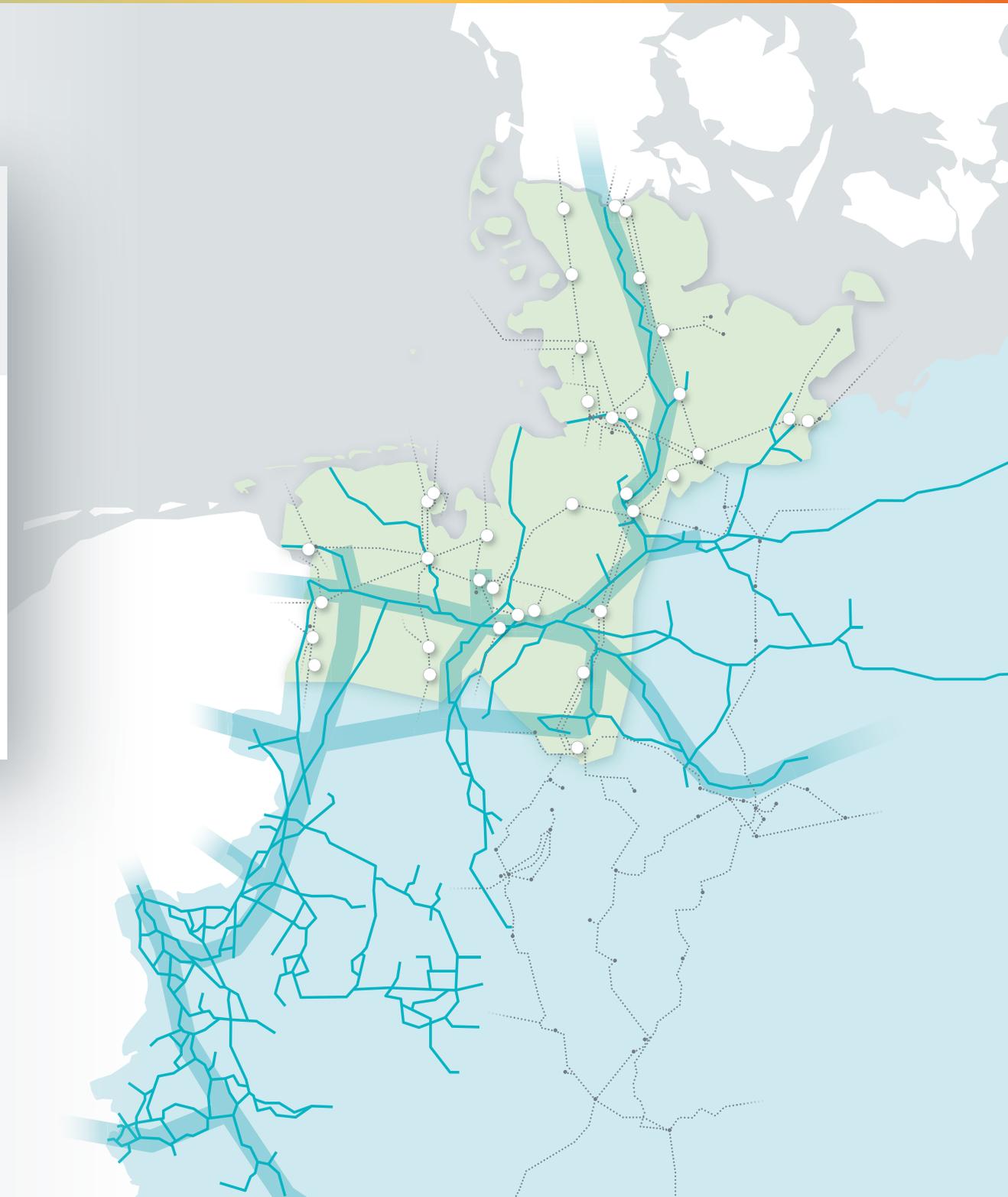


## QUO VADIS, ELEKTROLYSE?

Identifikation gesamt-  
energiesystemdienlicher  
Power-to-Gas-Standorte  
in der Potentialregion nord-  
westliches Niedersachsen  
und Schleswig-Holstein



## **AUTOREN**

Thorsten Brümmer (Gasunie Deutschland Transport Services GmbH)

Dr. Alexander Heim (Thyssengas GmbH)

Hendrik Moser (TenneT TSO GmbH)

Lukas Wimmer (TenneT TSO GmbH)

# Inhalt

Zusammenfassung .....	04
Executive Summary .....	07
Wer wir sind .....	09
<b>1 Zusammenwachsende Infrastrukturen für ein effizientes Energiesystem der Zukunft .....</b>	<b>10</b>
<b>2 Zielstellung und Abgrenzung .....</b>	<b>13</b>
2.1 Standortanalyse für gesamtenergiesystemdienliche PtG-Anlagen .....	13
2.2 Eingrenzung der zu analysierenden Potentialregion .....	14
<b>3 Methodischer Ansatz zur Identifizierung gesamtenergiesystemdienlicher PtG-Standorte .....</b>	<b>16</b>
3.1 Nutzwertanalyse als Rahmen einer multikriteriellen Fragestellung .....	16
3.2 Bewertungskriterien der Bereiche „Strom“, „Gas“ und „Umfeld“ und deren Gewichtung .....	18
3.2.1 Bewertungskriterien des Bereichs „Strom“ .....	19
3.2.2 Bewertungskriterien des Bereichs „Gas“ .....	22
3.2.3 Bewertungskriterien des Bereichs „Umfeld“ .....	26
<b>4 Anwendung der Methodik und Identifikation gesamt- energiesystemdienlicher Standorte für PtG-Anlagen .....</b>	<b>30</b>
4.1 Erster Schritt: Quickcheck .....	31
4.2 Zweiter Schritt: Standortbewertung mittels Nutzwertanalyse .....	31
4.2.1 Ergebnisse für das Betrachtungsjahr 2025 .....	33
4.2.2 Ergebnisse für das Betrachtungsjahr 2035 .....	36
<b>5 Ableitungen und Fahrplan zur effizienten Integration von gesamtenergiesystemdienlichen PtG-Anlagen .....</b>	<b>40</b>
<b>6 Fazit .....</b>	<b>44</b>
Quellen .....	46

# Zusammenfassung

Durch die Anpassung des Klimaschutzgesetzes hat Deutschland seine Ziele im Rahmen der Energiewende noch einmal erhöht. Bis 2030 sollen nun die CO<sub>2</sub>-Emissionen um 65% gegenüber 1990 reduziert und bereits 2045 soll Klimaneutralität erreicht werden. Zusammen mit anderen Sektorkopplungstechnologien ist Wasserstoff ein wichtiges Element zum Erreichen dieser Ziele, das in unterschiedlichsten Sektoren und Anwendungen eingesetzt werden kann. Neben einem langfristigen Bedarf an klimaneutralem Wasserstoff aus Importen ergibt sich bereits kurzfristig ein Bedarf an in Deutschland produziertem Wasserstoff. Klimaneutraler und grüner Wasserstoff wird dabei in sogenannten Power-to-Gas-Anlagen (PtG-Anlagen) erzeugt, die einen zusätzlichen Mehrwert für das gesamte Energiesystem bieten können. Dieser Mehrwert lässt sich durch eine integrierte Betrachtung der Infrastrukturplanung sowie die Ableitung geeigneter Standorte heben. Ohne eine integrierte Betrachtung wird eine Fehlallokation dieser Anlagen systemische Herausforderungen wie Stromnetzengpässe und den CO<sub>2</sub>-Ausstoß des Gesamtsystems sogar verschärfen.

Die Vorteile einer gesamtenergiesystemdienlichen Allokation lassen sich wie folgt zusammenfassen:

- Das Generieren zusätzlicher Engpässe im Stromsystem und ein übermäßiger Stromnetzausbau durch ungünstig gelegene, on-site gebaute Elektrolyseure bei Industriestandorten können vermieden werden.
- Die Ausnutzung der regenerativ zur Verfügung stehenden Energie kann insbesondere bei einer an die Stromerzeugung angepassten Betriebsweise verbessert werden.
- Durch das Speicherpotential der Gasinfrastruktur kann der zeitlichen Trennung zwischen volatiler Erzeugung und Verwendung des grünen Wasserstoffs begegnet werden.
- Die Bedarfsdeckung der benötigten Energie in den Verbrauchszentren wird mittels Wasserstoff mit hoher Versorgungssicherheit gewährleistet.
- Bereits zu Beginn des Markthochlaufs können die No-Regret-Anwendungen Stahl, Chemie und Raffinerie sowie weitere Anwendungen gesamtenergiesystemdienlich dekarbonisiert werden.
- Die Klimaschutzziele können kosteneffizienter erreicht werden.

Innerhalb dieser Studie wird eine flexible Methodik angewendet, die es ermöglicht, gesamtenergiesystemdienliche Standorte zu identifizieren. Es wird aufgezeigt, welche Kriterien für einen effizienten Aufbau der Wasserstoffinfrastruktur maßgeblich sind und welchen Einfluss die Bewertung der Systemintegration auf die Wahl von Standorten für PtG-Anlagen hat. Eine Nichtberücksichtigung dieses Aspekts und der daraus folgende ungesteuerte Aufbau von On-Site-Anlagen im industriellen Maßstab führen hingegen zu höheren volkswirtschaftlichen Kosten durch die daraus resultierende Notwendigkeit des Ausbaus der Stromnetzinfrastruktur.

Auf Basis der in dieser Studie dargelegten Ergebnisse kann in einem ersten Schritt eine abgrenzbare Potentialregion zum Aufbau der gesamtenergiesystemdienlichen, infrastrukturkoppelnden PtG-Anlagen definiert werden. Günstige Standorte für PtG-Anlagen finden sich in der Nähe zu Erzeugungsorten der erneuerbaren Energie und damit nach den aktuellen Windausbauplanungen küstennah im nordwestlichen Niedersachsen und in Schleswig-Holstein. Hier bieten sich aus infrastruktureller Perspektive der betrachteten Strom- und Gasnetze die besten Voraussetzungen für den Einstieg in eine großvolumige Produktion von grünem Wasserstoff in Deutschland. Die vorhandene Gasinfrastruktur hilft dabei, den erzeugten grünen Wasserstoff strukturiert und verbrauchsgerecht in die großen Lastzentren zu transportieren – dorthin, wo er gebraucht wird. In einem zweiten Schritt sollte zeitnah der Anschluss der weiteren Verbrauchszentren in Süddeutschland an die Wasserstofffernleitungsinfrastruktur erfolgen, um in dieser Region ebenfalls die versorgungssichere Bereitstellung von Wasserstoff ohne gleichzeitige Belastung der Übertragungsnetze zu gewährleisten.

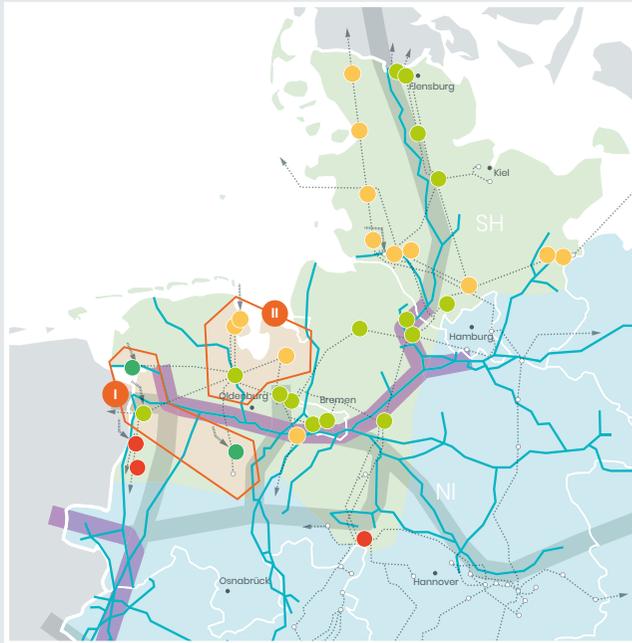
Bei Anwendung der in der Studie entwickelten Methodik zur Berücksichtigung von infrastrukturellen Kriterien kann ein konkreter Fahrplan zum Aufbau dieser gesamtenergiesystemdienlichen PtG-Anlagen innerhalb der definierten Potentialregion abgeleitet werden. Der entwickelte fünfstufige Fahrplan wird im Folgenden diskutiert und in **Abbildung 1** veranschaulicht.

Die küstennahen Regionen bieten sich demnach aufgrund ihres Potentials an erneuerbarer Energieerzeugung für die Produktion von grünem Wasserstoff an. In Schleswig-Holstein können große Elektrolyseure jedoch kurzfristig noch nicht an ein Wasserstoffnetz angebunden werden.

In Niedersachsen können infolge der großflächigen Umstellung von L- auf H-Gas Leitungen für Wasserstoff nutzbar gemacht werden. Somit sind die Regionen in Niedersachsen für infrastrukturell koppelnde Elektrolyseure in der ersten Phase zu bevorzugen. Zeitgleich können regionale Anwendungen in Schleswig-Holstein die Engpasssituation im Stromübertragungsnetz kurzfristig entlasten. Da die Studie sich auf die infrastrukturelle Einbindung fokussiert, gestaltet sich ein Stufenplan wie folgt:

- Die ersten Schritte, die insbesondere den Ausbau im Gasnetz im nördlichen Niedersachsen umfassen, werden bereits bis 2025 relevant. Hierbei sind zunächst drei Standorte im Nordwesten Niedersachsens zu präferieren. Diese Standorte bieten bereits kurzfristig hohes Entlastungspotential im Stromnetz sowie ein hohes Realisierungspotential im Gasnetz. Es folgen Standorte in räumlicher Nähe zum Jadebusen sowie zu Hamburg.
- Bis 2035 sollte dann die Erschließung weiterer Standorte in Schleswig-Holstein erfolgen. Die dort zu präferierenden Standorte bieten insbesondere einen hohen Nutzen bei der Stromnetz-Systemdienlichkeit. Ein Wasserstoffnetz wird in dieser Region nach derzeitiger Planung Ende der 2020er-Jahre realisiert werden. Nachrangig bieten sich dann noch weitere Standorte im nordöstlichen Niedersachsen und in Schleswig-Holstein an, die bei entsprechendem Stromnetzausbau bzw. angepasster Betriebsweise der Elektrolyseure realisiert werden können.

2025



2035



Abb. 1 – 5 Schritte zur Integration von gesamtenergiedienlichen PtG-Anlagen in Nordwest-Deutschland

- ... Stromnetz (TenneT), inkl. geplante Leitungen
- Offshore-Netzanbindung
- Umspannwerke (TenneT)
- Gasnetz (ThyssenGas, Gasunie)
- Potentialregion
- Hydrogen Backbone
- IPCEI

Die an dieser Studie beteiligten Unternehmen haben durch ihre Netzstrukturdaten und Kenntnisse die methodische Kompetenz, um Standorte für Elektrolyseure aus Sicht der beiden Infrastrukturen zu bewerten. Auf Grundlage dessen kann abgeschätzt werden, wie sich diese auf die Effizienz und die Kosten im Energiesystem auswirken. Mit der Expertise und dem Beitrag der beteiligten Unternehmen soll die Diskussion hinsichtlich einer effizienten und systemdienlichen Allokation von PtG-Anlagen angeregt werden.

# Executive Summary

With the amendment of the Climate Protection Act, Germany has once again increased its targets as part of the energy transition. CO<sub>2</sub> emissions are to be reduced by 65% by 2030 compared to 1990, and climate neutrality shall be achieved by 2045. Together with other sector coupling technologies, hydrogen is an important element in achieving these goals as it can be used in a wide variety of sectors and applications. In addition to the demand for imported climate-neutral hydrogen in the long term, there will also be a demand for hydrogen produced in Germany in the short term. Climate-neutral and green hydrogen is produced in power-to-gas plants (PtG plants) that can provide additional value for the entire energy system. This added value can be leveraged through an integrated consideration of infrastructure planning and the derivation of suitable locations. Without an integrated consideration, an incorrect allocation of these plants will even exacerbate systemic challenges such as power grid congestion and CO<sub>2</sub> emissions for the entire system.

The benefits of an allocation for the entire energy system can be summarized as follows:

- Avoiding the generation of additional congestion in the power system and excessive power grid expansion due to unsuitable locations of on-site electrolyzers at industrial sites.
- Improving the utilisation of the energy available from renewable sources, especially if the operating mode is adapted to the electricity production.

- Making use of the storage potential of the gas infrastructure to counteract the temporal separation between volatile generation and use of green hydrogen.
- Guaranteeing that the demand for the required energy is met at the consumption centres by means of hydrogen with high security of supply.
- Ensuring that “no-regret” industries, such as steel, chemicals, refinery and other applications can be decarbonized at the beginning of the market ramp-up in a way that serves the entire energy system.
- Achieving climate protection targets more cost-effectively.

This study applies a flexible methodology to identify locations as possible sites for electrolyzers that serve the entire energy system. The criteria that are crucial to the efficient development of the hydrogen infrastructure are highlighted, as well as how an evaluation of system integration impacts the choice of locations for PtG plants. Failure to take this aspect into account, combined with uncontrolled construction of on-site plants on an industrial scale will conversely result in higher economic costs due to the need for expansion of the electricity grid infrastructure.

Based on the results of this study and as a first step, a potential region for infrastructure coupling PtG plants that are beneficial for the total energy system can be defined. Beneficial locations for PtG plants can be found in proximity to renewable generation sites and thus, according to current wind expansion plans, near the coast in north-western Lower Saxony and Schleswig-Holstein. Regarding the electricity and gas grids from an infrastructure perspective, these locations offer the best conditions for entry into large-scale production of green hydrogen in Germany. The existing gas infrastructure helps to transport the generated green hydrogen in a structured and consumption-oriented manner to the major demand centres, where it is needed. As a second step, further consumption centres in southern Germany should be connected to the long-distance hydrogen transmission infrastructure so that the security of supply of hydrogen can also be established in this region without any simultaneous load on the transmission system grids.

Applying the methodology developed in the study to consider infrastructural criteria, a concrete schedule can be derived to build these total energy system-serving PtG plants within the defined potential region. This study identifies a five-step schedule that is outlined below and illustrated in **Figure 1**.

Due to their potential for production of renewable energy, the coastal regions offer great resources for the production of green hydrogen. In Schleswig-Holstein, however, large electrolyzers cannot be connected to a hydrogen grid in the short term. In Lower Saxony, pipelines can be used to transport hydrogen as a result of the large-scale conversion from low to high-calorific gas. The different regions in Lower Saxony are thus to be preferred for infrastructure coupling electrolyzers in the first

phase. At the same time, regional applications in Schleswig-Holstein can ease congestion in the power transmission grid in the short term. Because the study focuses on infrastructural integration, the step-by-step plan is designed as follows:

- The first steps, which particularly include the expansion of the gas grid in northern Lower Saxony, will be relevant as early as 2025. Three locations in north-western Lower Saxony are hereby initially preferred. These sites already provide high short-term relief potential in the electricity grid and high realisation potential in the gas grid. These will be followed by sites in the vicinity of the Jade Bight and Hamburg.
- Other sites in Schleswig-Holstein will follow by 2035. The preferred sites here particularly provide great benefits in terms of power grid system efficiency. According to current planning, a hydrogen grid can be realised in the region by the end of the 2020s. Other sites in north-eastern Lower Saxony and Schleswig-Holstein will then be available as secondary options that can be built-up if the power grid is expanded accordingly or if the electrolyzers are operated in an adapted manner.

Stemming from their knowledge and grid structure data, the companies engaged in this study have the methodological competence to evaluate sites for electrolyzers from the viewpoint of both the gas and the electricity infrastructure. It is therefore possible to estimate how these will impact the energy system's efficiency and costs. The expertise and contribution of the companies involved are intended to stimulate discussion with regard to the efficient, system-serving allocation of PtG plants.

# Wer wir sind

The logo for Gasunie, featuring the word "gasunie" in a lowercase, sans-serif font. The "g" is stylized with a horizontal line through it.

Gasunie ist ein europäisches Energie-Infrastrukturunternehmen. Das Netz von Gasunie ist eines der größten Hochdruck-Pipelinenetze in Europa und umfasst mehr als 17.000 Kilometer Pipeline in den Niederlanden und Norddeutschland.

Gasunie bietet Transportdienstleistungen für Erdgas und grünes Gas über ihre Tochtergesellschaften Gasunie Transport Services B.V. (GTS) in den Niederlanden und Gasunie Deutschland in Deutschland an. Wir möchten dazu beitragen, den Übergang zu einer CO<sub>2</sub>-neutralen Energieversorgung zu beschleunigen und sind überzeugt, dass gasbezogene Innovationen, zum Beispiel in Form von erneuerbaren Gasen wie Wasserstoff und grünem Gas, einen wichtigen Beitrag leisten können. Dabei spielen sowohl die bestehende als auch neue Gasinfrastruktur eine wichtige Rolle.

The logo for TenneT, featuring a stylized circular icon with a horizontal line and the word "TenneT" in a bold, sans-serif font.

TenneT ist ein führender europäischer Netzbetreiber. Wir setzen uns für eine sichere und zuverlässige Stromversorgung ein – 24 Stunden am Tag, 365 Tage im Jahr. Wir gestalten die Energiewende mit – für eine nachhaltige, zuverlässige und bezahlbare Energiezukunft. Als erster grenzüberschreitender Übertragungsnetzbetreiber planen, bauen und betreiben wir ein fast 24.000 km langes Hoch- und Höchstspannungsnetz in den Niederlanden und großen Teilen Deutschlands und ermöglichen mit unseren 16 Interkonnektoren zu Nachbarländern den europäischen Energiemarkt. Mit einem Umsatz von 4,5 Mrd. Euro und einer Bilanzsumme von 27 Mrd. Euro sind wir einer der größten Investoren in nationale und internationale Stromnetze, an Land und auf See. Jeden Tag geben unsere 5.700 Mitarbeiter ihr Bestes und sorgen im Sinne unserer Kernwerte Verantwortung, Mut und Vernetzung dafür, dass sich mehr als 42 Millionen Endverbraucher auf eine stabile Stromversorgung verlassen können.

Lighting the way ahead together.

The logo for ThyssenGas, featuring a stylized circular icon with a vertical line and the word "ThyssenGas" in a bold, sans-serif font.

ThyssenGas baute die erste Ferngasleitung in Deutschland und unterstützte damit die industrielle Entwicklung im Ruhrgebiet.

Heute betreiben wir Ferngasleitungen mit einer Länge von etwa 4.400 Kilometern. Dazu kommen technische Großanlagen, wie zum Beispiel unsere Verdichterstation in Ochtrup. Unsere Infrastruktur befindet sich hauptsächlich in Nordrhein-Westfalen (Nordwestdeutschland). Millionen Menschen und das größte Industriegebiet Europas verlassen sich darauf, dass wir sie zuverlässig mit Energie versorgen, den Zugang zu günstigen Lieferanten sicherstellen und so den Wettbewerb unterstützen.

Wir sind überzeugt: Nur mit einer hochmodernen Gasinfrastruktur lassen sich die Ziele Versorgungssicherheit und Dekarbonisierung der Energiewelt erreichen und in Einklang bringen. Für eine erfolgreiche Energiewende werden wir auch in Zukunft sehr innovative Beiträge liefern.

# 1 Zusammenwachsende Infrastrukturen für ein effizientes Energiesystem der Zukunft

Seit Einführung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes konnten erneuerbare Energiequellen (EE) wie Wind und Photovoltaik (PV) insbesondere im Energiesektor erfolgreich implementiert werden. Mit etwas mehr als 50% Anteil an der Nettostromerzeugung im Jahr 2020 sind EE mittlerweile die wichtigste Energiequelle im deutschen Strommix [Fraunhofer ISE, 2021]. Mit dem steigenden Anteil von EE wird eine zentrale und seit langem bekannte Herausforderung der Energiewende immer deutlicher: Die Erzeugung aus EE ist (bis auf wenige Ausnahmen) dargebotsabhängig und orientiert sich nicht am Bedarf. Bisher wird dies durch den bestehenden steuerbaren Kraftwerkspark sowie den Austausch mit dem Ausland ausgeglichen. Mit weiter steigendem Anteil von EE-Erzeugung und gleichzeitigem Rückgang von konventioneller Erzeugung wird dies in Zukunft zunehmend herausfordernder. Neue Möglichkeiten zur Nutzung von überschüssiger EE-Leistung in Situationen mit hoher Erzeugung und neue Backup-Konzepte für Situationen mit zu geringem Angebot aus EE-Erzeugung sind daher dringend notwendig.

Die mit dem Zuwachs an EE einhergehenden deutlichen CO<sub>2</sub>-Emissionsreduktionen im Stromsektor konnten in den anderen Verbrauchssektoren wie Verkehr und Industrie, aber auch im Wärmemarkt bislang nicht in diesem Umfang erreicht werden. Spätestens mit der geplanten Verschärfung der Klimaziele in Deutschland auf -65% der CO<sub>2</sub>-Emissionen im Jahr 2030 gegenüber 1990 wird die Herausforderung der Energiewende noch ambitionierter [Klimaschutzgesetz, 2021]. Es war zwar folgerichtig, zunächst mit der Dekarbonisierung der Stromerzeugung zu starten, die ehemals hohe CO<sub>2</sub>-Emissionen umfasste und geringe Umstellungskosten aufwies [UBA, 2021; Statista, 2021]. Nun treten jedoch zunehmend die übrigen Verbrauchssektoren in den Fokus, die teils erhebliche Anstrengungen auf dem Weg in Richtung Klimaneutralität mit sich bringen.

Wasserstoff wird bei diesem Transformationsprozess als ein Schlüsselement behandelt. Viele Energiesystemstudien zeigen den Stellenwert und die Relevanz von Wasserstoff als molekularer Energieträger und Speicher in einem weitgehend auf EE basierendem Energiesystem auf [BMU, 2015; BDI, 2018; dena, 2018; FZJ, 2019; Fraunhofer ISE, 2020; Agora, 2020; dena II, vsl. 2021; BMWi, vsl. 2021]. Einig sind sich alle Studien in den Punkten, dass Wasserstoff einen wesentlichen Beitrag zur Optimierung der Gesamtkosten des Energiesystems leisten kann und ein nicht unerheblicher Teil der benötigten Menge importiert werden muss. Industrielle Anwendungen in den Bereichen Stahl, Raffinerien und Chemie werden dabei überwiegend als sogenannte No-Regret-Optionen gesehen. Diese können mit Hilfe von Wasserstoff mit verhältnismäßig geringem Aufwand dekarbonisiert werden. Auch Anwendungen im Mobilitäts- und Wärmesektor gelten als mögliche Einsatzbereiche für Wasserstoff. In den kommenden beiden Dekaden muss die Technologie in große Leistungsklassen skaliert werden. Zudem müssen Infrastrukturen umgestellt und Märkte für den Wasserstoff etabliert werden, um einen wesentlichen und kosteneffizienten Beitrag zur Dekarbonisierung zu leisten. Für diesen Markthochlauf in Deutschland wurde mit der Nationalen Wasserstoffstrategie (NWS) im Jahr 2020 die Basis geschaffen. Dabei sollen in Summe Elektrolyseurleistungen von 5 GW im Jahr 2030 und 10 GW im Jahr 2035, spätestens 2040 in Deutschland entstehen. Die europäischen Bestrebungen sind hierfür mit 40 GW im Jahr 2030 noch einmal ambitionierter und gehen danach von einem etablierten Markt aus [BMWi, 2020; EU, 2020].

Die oben angesprochenen Energiesystemstudien (wie zum Beispiel Agora, 2021) beschreiben ein Optimum der Allokation von Power-to-Gas-Anlagen (PtG-Anlagen) in direkter räumlicher Nähe zu den EE. Nach dieser Energiesystemperspektive ergeben sich in Deutschland durch hohe Windeneinspeisung küstennahe Potentialregionen, die vorrangig die Regionen Schleswig-Holstein und das nordwestliche

Niedersachsen umfassen. In diesen Regionen kann folglich volkswirtschaftlich effizient erzeugungsnah grüner Wasserstoff produziert werden. Als Erweiterung der Energiesystemperspektive ist es relevant, die Infrastrukturen bzw. den Neubau dieser mitzudenken, da Einflüsse wie vorhandene Übertragungskapazitäten zu einem Abweichen vom Optimum der Energiesystemstudien führen können. So wäre von einer Vor-Ort-Produktion auszugehen, um den Wasserstoff über bestehende Gasleitungen zu transportieren. Zusätzlich gibt es bei entsprechender Verortung die Möglichkeit, die Integration von EE schneller voranzutreiben. Das Stromnetz könnte durch die erzeugungsnah Nutzung der EE entlastet werden. Durch die anschließende Nutzung des Gassystems lässt sich somit insgesamt mehr grüner Strom aufnehmen und transportieren. Daneben lässt sich eine zeitliche Entkoppelung zwischen volatiler Erzeugung und bedarfsgerechter Verwendung insbesondere durch Wasserstoffspeicher erreichen. Hierzu können beispielsweise Gaskavernenspeicher auf Wasserstoff umgestellt werden, was unter anderem im britischen Tesside [DLR, 2020] betrieben und innerhalb des HYPOS-Forschungsprojektes weiter untersucht wird [HYPOS East Germany, 2021]. Viele solcher Speicher befinden sich ebenfalls in Nordwestdeutschland und sind in die heutige Gasinfrastruktur eingebunden. Über eine zu großen Teilen aus der bestehenden Gasinfrastruktur hervorgehende Wasserstoffinfrastruktur lässt sich zudem die örtliche Trennung von Erzeugung und Verbrauch lösen. Denn entgegen beispielsweise der Situation in den Niederlanden, wo sich große Mengen an industriellen Bedarfen in Küstennähe befinden und damit nahe der Grünstromerzeugung, herrscht in Deutschland ein anderes Bild vor. Die als No-Regret-Optionen angesehenen Anwendungen in den Bereichen Stahl, Raffinerie und Chemie befinden sich in Deutschland teils im Raum Hamburg und Bremen, überwiegend aber im Ruhrgebiet und in Süddeutschland. Folglich muss der Wasserstoff in diesen Verbrauchsregionen strukturiert verfügbar gemacht werden, was über die bestehende Gasinfrastruktur möglich ist.

Alternativ kann auch Strom zum Betrieb von PtG-Anlagen zu den Industriestandorten transportiert werden, ehe er in sogenannten On-Site-Anlagen in Wasserstoff umgewandelt wird. Letzteres verhindert jedoch insbesondere bezogen auf große PtG-Anlagen<sup>1</sup> das Heben von Synergien und Kostenvorteilen aus der Gasinfrastruktur für das Gesamtenergiesystem<sup>2</sup>. Denn so kann weder das Problem der nicht zeitgleichen Erzeugung und des Verbrauchs effizient gelöst noch die effiziente und stromnetzdienliche Allokation dieser Anlagen gewährleistet werden. Dies kann zu einer Verschärfung der Engpässe im deutschen Stromübertragungsnetz und somit zu einer Steigerung des Netzausbaubedarfs und damit einhergehenden höheren Gesamtenergiesystemkosten führen.<sup>3</sup>

---

1 Große PtG-Anlagen im industriellen Maßstab werden im Rahmen dieser Studie als Anlagen mit einer elektrischen Eingangsleistung von 500 MW festgelegt, um diese in der Simulationsumgebung abzubilden. Aus infrastruktureller Perspektive muss sich dabei nicht auf die Größe der Einzelanlagen, sondern auf die Summe der installierten Leistungen in einer Region bezogen werden.

2 Das Gesamtenergiesystem im Sinne dieser Studie wird als ganzheitliches System definiert, das notwendig ist, um Verbraucher mit der benötigten Energie zu versorgen. Ein besonderer Fokus liegt dabei auf der Infrastruktur, die eine kostengünstige, umweltverträgliche und sichere Versorgung gewährleistet.

3 Dieser grundsätzliche Zusammenhang trifft für die meisten On-Site-Standorte zu. Daneben gibt es hingegen auch netzdienliche On-Site-Standorte, welche sich entweder an Standorten mit hohen Erzeugungsüberschüssen oder vor Engpässen im Übertragungsnetz befinden.

So kann sich aus betriebswirtschaftlicher Perspektive für die No-Regret-Anwendungen aktuell eher eine Wirtschaftlichkeit für On-Site-Anlagen ergeben. Wenn Elektrolyseure am Standort der Verbraucher aufgebaut werden, kann über die Nutzung von Nebenprodukten wie Sauerstoff oder Abwärme die Wirtschaftlichkeit gesteigert werden. Anreize zur gesamtenergiesystemdienlichen Allokation von PtG-Anlagen können darüber hinaus die volkswirtschaftliche Perspektive berücksichtigen und verbessern. Zurzeit sind diese Anreize allerdings noch nicht gegeben. Weder die Verordnung zur Umsetzung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes [VOEEG, 2021] noch die NWS oder der Artikel 27 (Delegated Act) der Renewable Energy Directive II [RED II, 2021] setzen aktuell diesbezüglich ausreichende Anreize für das deutsche Energiesystem, denken diese aber bereits an. Der Wasserstoffmarkthochlauf kann dadurch initial zwar angeschoben werden. Jedoch kann dies bereits im Hochlauf zu ersten Fehlallokationen der PtG-Anlagen im Sinne einer effizienten Energieinfrastruktur führen.

Aus energiesystemischer Sicht lässt sich ableiten, dass insbesondere große Elektrolyseure in vorwiegend windreichen Regionen nach derzeitigem EE-Ausbauplan aufgebaut werden sollten, um anschließend den Wasserstoff über die größtenteils bestehende und umzustellende Gasinfrastruktur zu speichern sowie zu den Verbrauchern zu transportieren.

# 2

## Zielstellung und Abgrenzung

### **2.1 STANDORTANALYSE FÜR GESAMTENERGIE- SYSTEMDIENLICHE PTG-ANLAGEN**

Aus Sicht des Übertragungsnetzbetreibers (ÜNB) TenneT TSO GmbH (TenneT) sowie der Fernleitungsnetzbetreiber (FNB) Gasunie Deutschland Transport Services GmbH (Gasunie) und Thyssengas GmbH (Thyssengas) ergibt sich die Fragestellung, wie neue technische Einheiten zur Herstellung von grünem Wasserstoff möglichst effizient in das Energiesystem integriert werden können. Dabei ist zu berücksichtigen, welchen Beitrag die jeweiligen Infrastrukturen leisten können, damit sich PtG-Anlagen im industriellen Maßstab effizient, ressourcenschonend und kostenoptimal in das Gesamtsystem einfügen. Um die genannten Vorteile gesamtenergiesystemdienlicher Standorte zu heben, ist die Entwicklung einer energieträger- und infrastrukturübergreifenden Methodik zur Identifikation dieser notwendig. Die drei an dieser Studie beteiligten Partner leisten hiermit einen Beitrag zur Allokation großer Elektrolyseure aus infrastruktureller Perspektive.

Dabei ist anzuerkennen, dass es bereits Untersuchungen und Analysen in jüngerer Vergangenheit gab, die sich ebenfalls mit der Fragestellung der effizienten Allokation von PtG-Anlagen befassen haben. Hierbei werden jedoch in der Regel vorwiegend zu präferierende Regionen zur Allokation von PtG-Anlagen adressiert [zum Beispiel Agora, 2021; BMWi, vsl. 2021; FFE, 2019; MWIDE, 2019]. Konkretisierungen von zu präferierenden Standorten/Rasterquadraten werden beispielsweise bereits in [Faber, 2020] und [GWI, EWI, 2018] genannt. Darüber hinaus wurden erste Regionen detaillierter in den unternehmensinternen Studien Infrastructure Outlook 2050 und Phase II – Pathways to 2050 untersucht, aber es wurde noch keine standortscharfe Betrachtung auf Basis der Netzentwicklungspläne veröffentlicht [Infrastructure Outlook, 2019; Phase II – Pathways to 2050, 2020].

Das Ziel dieser Studie ist es, die Basis für eine ganzheitliche Standortanalyse und -identifikation für große PtG-Anlagen zu schaffen. Dabei werden bereits in anderen Studien untersuchte Aspekte einbezogen, erweitert und durch netzplanerische Expertise ergänzt. Auf dieser Grundlage wurde eine Methodik entwickelt, die die relevanten Kriterien inkludiert und einen Fokus auf die Systemdienlichkeit für das Gesamtenergiesystem setzt. Dies soll dabei unterstützen, auch in Zukunft das Gesamtenergiesystem möglichst effizient zu gestalten.

Die Entwicklung einer entsprechenden Methodik und die Anwendung zur Identifikation konkreter Standorte ist das Ziel der vorliegenden Studie. Dies wird am Beispiel von Elektrolyseuren mit einer Leistung von 500 MW<sub>el</sub> bei jährlichen 5.000 Vollbenutzungsstunden im Jahr 2025 und bei jährlichen 3.500 Vollbenutzungsstunden im Jahr 2035 bewertet.

## 2.2 EINGRENZUNG DER ZU ANALYSIERENDEN POTENTIALREGION

Deutschland befindet sich in einem grundlegenden Wandel bei der Energieversorgung. Aufgrund ihrer windreichen Küstenlage kommen Schleswig-Holstein und dem nordwestlichen Niedersachsen bei der Energiewende eine besondere Rolle zu. In Zukunft sollen hier in Summe ca. 30 GW Offshore- und mehr als 20 GW Onshore-Wind angeschlossen sein, wohingegen alle deutschen Kernkraftwerke bis zum Jahr 2022 und alle Kohlekraftwerke bis zum Jahr 2038 stillgelegt werden [NEP Strom 2021, 2021]. Folglich wird die Region von einer hohen Onshore-Wind-Einspeisung sowie von den Offshore-Wind-Anlandestellen geprägt sein (Emden, Wilhelmshaven, Papenburg/Diele, Cloppenburg, Heide, Büttel). Zudem liegen zwei elektrische Lastschwerpunkte (Großräume Hamburg

und Bremen) im näheren Umfeld sowie die Industrieregionen Rhein-Ruhr und der Großraum Hannover über die Gasinfrastruktur in mittelbarer Nähe.

Insbesondere die Region im nordwestlichen Niedersachsen zeichnet sich durch eine sehr gut geeignete Gasinfrastruktur aus, um zukünftig Wasserstoff zu transportieren. Denn einerseits ist hier die Infrastruktur mit bestehenden direkten Verbindungen in die Niederlande, nach Dänemark und Norwegen sowie der Nähe zu energetischen Lastschwerpunkten (Hamburg, Bremen, Hannover, Rhein-Ruhr) sehr gut ausgebaut. Andererseits ergeben sich bereits heute durch die erforderlichen Marktraumumstellungen von L- auf H-Gas Potentiale zur Umstellung vorhandener L-Gas-Infrastruktur hin zu einer Wasserstoffinfrastruktur. Dieses Potential der bereits zeitnah umstellbaren L-Gas-Infrastruktur liegt so nur in Niedersachsen und in Nordrhein-Westfalen vor. Darüber hinaus bestehen in dieser Region wesentliche Standorte für Gasspeicher, die sich aufgrund der technischen Gegebenheiten großteils ebenfalls auf Wasserstoff umstellen lassen.<sup>4</sup> Dieses potentielle Startgebiet für eine Wasserstoffinfrastruktur wird auch in **Abbildung 2** ersichtlich, in der der European Hydrogen Backbone (EHB) im Jahr 2030 dargestellt ist. Hierbei handelt es sich um eine Planung europäischer FNB zum effizienten Aufbau einer europäischen Wasserstoffinfrastruktur. Innerhalb Deutschlands verbindet der EHB die in dieser Studie definierte Potentialregion nordwestliches Niedersachsen und Schleswig-Holstein sowohl mit den wesentlichen deutschen Lastzentren als auch mit dem europäischen Ausland.

---

<sup>4</sup> Es wird davon ausgegangen, dass sich Salzkavernen-Speicher weitestgehend auf den Betrieb mit Wasserstoff umstellen lassen. Hinsichtlich der Porenspeicher ist eine Umstellung auf Wasserstoff noch nicht eindeutig geklärt und bedarf ggf. einer Einzelfallprüfung.

Die aufgezeigte Potentialregion entwickelt sich schon jetzt und in Zukunft deutlich weiter zu einer Energieüberschuss-Region, die stark von EE dominiert wird. Mit dem bereits eingeplanten EE-Potential und noch weiteren Ausbaumöglichkeiten für EE eignet sich die gezeigte Potentialregion besonders, wenn die Wasserstoffherzeugung nah an EE-Erzeugungsschwerpunkten etabliert werden soll.

Abb. 2 – Potentialregion im Kontext des European Hydrogen Backbone [EHB, 2021]

-  Wasserstoffleitungen gemäß Hydrogen Backbone bis 2035
-  Akt. Stand IPCEI-Infrastrukturprojekte bis 2025
-  Speicher (Kaverne)
-  Speicher (Aquifer)
-  Offshore-H<sub>2</sub>-Produktion
-  Orte (Orientierung)
-  Potentialregion der Studie



# 3

## Methodischer Ansatz zur Identifizierung gesamtenergie- systemdienlicher PtG-Standorte

Den grundsätzlichen Rahmen zur Bewertung unterschiedlicher Standorte für die infrastrukturelle Einbindung von PtG-Anlagen bildet eine Nutzwertanalyse unter Berücksichtigung definierter Kriterien aus den Bereichen „Strom“, „Gas“ und „Umfeld“. Für die Analysen und Bewertungen der infrastrukturellen Kriterien werden zudem die Betrachtungsjahre 2025 und 2035 festgelegt.

### **3.1 NUTZWERTANALYSE ALS RAHMEN EINER MULTIKRITERIELLEN FRAGESTELLUNG**

Die Nutzwertanalyse ist eine qualitative, ganzheitliche Bewertungsmethodik zur Analyse komplexer Entscheidungsprobleme. Dabei wird eine Reihenfolge von möglichen Alternativen entsprechend gegebener Präferenzen in einem mehrdimensionalen Zielraum geschaffen. Die Reihenfolge orientiert sich an den dem Untersuchungsziel untergeordneten Präferenzen und den daraus resultierenden Nutzwerten jeder Alternative. Es können sowohl quantitativ als auch qualitativ bewertbare Kriterien gleichermaßen berücksichtigt werden. [Zangemeister, 1970]

In dieser Studie werden definierte Standorte mit Hilfe der Nutzwertanalyse bzgl. ihrer Eignung als PtG-Anlage-Standorte bewertet und anhand ihres Nutzwertes kategorisiert. Dabei entspricht der maximale Nutzwert der besten Eignung eines Standorts hinsichtlich aller betrachteten Kriterien: Je größer der Nutzwert, desto höher ist die Gesamtenergiesystemdienlichkeit des Standorts. Das Ziel ist dabei nicht, nur den einen besten Standort zu identifizieren, sondern möglichst mehrere zu präferierende

Standorte. Die Basis für die Standortbewertung bilden die TenneT-Umspannwerke in der Potentialregion, da angenommen wird, dass der Gasleitungsbau für den Anschluss günstiger und akzeptierter ist als ein vergleichbarer Stromnetzanschluss (vgl. Infobox zu Anschlusskosten von Gas- und Strominfrastruktur nebenstehend).

Die hier entwickelte Methodik erfolgt innerhalb eines zweistufigen Verfahrens. Dabei wird im ersten Schritt die Menge der zu bewertenden Standorte um die eindeutig nicht aussichtsreichen Standorte reduziert. Dies geschieht über einen sogenannten „Quickcheck“ mit dem Ziel, die netzplanerische Expertise hinsichtlich Anschlussfähigkeit am Strom- und Gasnetz einzubeziehen und entsprechende Ausschlusskriterien für die Standorte zu identifizieren. Bei der Ersteinschätzung der Standorte kann keine quantitative Bewertung erfolgen, sondern es muss auf der Basis der Erfahrungswerte und Planungskennnisse der Beteiligten das Potential der Standorte einbezogen werden. Nur ein kleiner Teil der Standorte wird hierbei aufgrund offensichtlicher Kriterien als nicht aussichtsreich eingestuft. Das genaue Vorgehen im „Quickcheck“ ist in **Abschnitt 4.1** beschrieben.

Im zweiten Schritt erfolgt die Bewertung der Standorte mittels der eigentlichen Nutzwertanalyse über die Kriterien aus **Kapitel 3.2**. Dazu werden Kriterien definiert, die eine Relevanz für die Fragestellung der Gesamtenergiesystemdienlichkeit der Standorte für PtG-Anlagen haben. Die Bewertung der Erfüllung einzelner Kriterien je Standort erfolgt anhand einer Skala von 0 bis 10, wobei eine Bewertung von 10 das Kriterium voll erfüllt und eine Bewertung von 0 gar nicht. Diese Skala gilt für alle Kriterien.

Da die Bedeutung der ausgewählten Kriterien für die Fragestellung unterschiedlich hoch ist, werden diese gemessen an ihrer Relevanz gewichtet. Die Summe aller gewichteten Bewertungen der Kriterien über einen Standort ergibt den Nutzwert und damit eine Aussage über die Gesamtenergiesystemdienlichkeit des jeweiligen Standorts.

## Nutzwertanalyse – Beispiel

Es sind die Standorte A und B anhand der Kriterien X, Y und Z bzgl. ihrer Eignung zu bewerten. Dem Kriterium X wird eine sehr hohe Relevanz zur Erfüllung der Fragestellung zugeschrieben, den beiden Kriterien Y und Z nur eine geringe Relevanz.

Daraus ergibt sich folgende **Gewichtung** der Kriterien: **Kriterium X = 60%, Kriterium Y = 20%, Kriterium Z = 20%**.

Die Eignung der Standorte erfolgt anhand einer Skala von 0–10. Die Standorte erfüllen diese anhand dieser Skala wie folgt (ungewichtet):

### Teilergebnisse Standort A:

Kriterium  $X_A = 3$ ; Kriterium  $Y_A = 5$ ; Kriterium  $Z_A = 4$

### Teilergebnisse Standort B:

Kriterium  $X_B = 6$ ; Kriterium  $Y_B = 1$ ; Kriterium  $Z_B = 1$

Je Standort ergeben sich folgende gewichtete Bewertungen der Kriterien:

**Standort A:**  $3 \times 0,6 + 5 \times 0,2 + 4 \times 0,2 = 3,6$

**Standort B:**  $6 \times 0,6 + 1 \times 0,2 + 1 \times 0,2 = 4,0$

Die Summe der gewichteten Bewertungen der Kriterien bzw. der Nutzwert je Standort ergibt folglich eine Präferenz für den Standort B:

**Standort A:** 3,6

**Standort B:** 4,0

### **3.2 BEWERTUNGSKRITERIEN DER BEREICHE „STROM“, „GAS“ UND „UMFELD“ UND DEREN GEWICHTUNG**

Zur Bewertung der Standorteignung aus gesamtenergiesystemdienlicher Perspektive werden Kriterien der Bereiche „Strom“, „Gas“ und „Umfeld“ identifiziert. Im Folgenden werden sowohl die Auswahl der Kriterien je Bereich als auch die jeweilige Bewertungsmethodik der einzelnen Kriterien dargelegt.

Die Gewichtung der Bereiche erfolgt dabei nach dem Einfluss auf die Systemdienlichkeit, den möglichen Kostenanteilen bei der Umsetzung und der generellen Umsetzbarkeit. Somit bekommt der Bereich „Strom“ mit 50% die höchste Gewichtung, da insbesondere in diesem Bereich ein hohes Kostenvermeidungspotential über vermiedene Netzausbauten liegt. Annähernd gleichwertig folgt der Bereich „Gas“ mit einer Gewichtung von 40%. Dies trägt der zwingend notwendigen Verfügbarkeit eines Wasserstoffeinspeisepotentials Rechnung, ohne die ein Projekt entweder nicht umsetzbar oder aber mit hohen Anschlusskosten verbunden ist. Mit einer Gewichtung von 10% des Bereiches „Umfeld“ werden zudem potentielle Synergieeffekte und Restriktionen aus dem Umfeld eines Standortes berücksichtigt.

Diese Gewichtung fließt in die Gesamtergebnisse ein. Die Teilergebnisse der oben angegebene Bereiche sind in dieser Studie ebenfalls einsehbar und können somit für sich alleinstehend betrachtet werden.

### 3.2.1 Bewertungskriterien des Bereichs „Strom“

Für die Bewertung der Netz- bzw. Systemdienlichkeit einer großen PtG-Anlage am jeweiligen Standort des Umspannwerks werden für das deutsche Übertragungsnetz im europäischen Verbund entsprechende Redispatchrechnungen durchgeführt. Dabei werden jeweils für 2025 und 2035 sowie für jeden der betrachteten 44 Standorte individuelle Berechnungen durchgeführt und ausgewertet. Bei diesen Berechnungen wird pro Untersuchung jeweils ein 500-MW-Elektrolyseur an dem zu betrachtenden Umspannwerksort modelliert, um dessen individuelle Auswirkung auf die Auslastung des Netzes und die Mehreinspeisung von EE bzw. des CO<sub>2</sub>-Ausstoßes des Gesamtsystems am jeweiligen Standort zu quantifizieren. Für die Betrachtung des Jahres 2025 wird dabei ein zusätzlicher 500-MW-Elektrolyseur in der Marktsimulation mit entsprechendem Lastprofil berücksichtigt.<sup>5</sup> Dementgegen kann für die Betrachtung des Jahres 2035 auf den Datensatz des Netzentwicklungsplans (NEP) zurückgegriffen werden.<sup>6</sup> Im Speziellen wird das NEP-Szenario B2035 insofern adaptiert, als dass 500 MW der enthaltenen 5 GW Elektrolyseleistung an den jeweiligen zu betrachtenden Umspannwerksstandort „verschoben“ und die sonstigen Randbedingungen des Datensatzes beibehalten werden. Damit gelten die Ergebnisse nur für den jeweils untersuchten Standort mit einem Elektrolyseur. Es kann keine Aussage über die Wechselwirkung in der Netzentlastung zwischen mehreren Elektrolyseuren gegeben werden.

---

5 Für die Berechnungen für das Betrachtungsjahr 2025 wird in Anlehnung an die NEP-Logik ein eigenes Szenario mit entsprechendem Netzausbauzustand entwickelt.

6 Für die Berechnungen für das Betrachtungsjahr 2035 wird das zum Zeitpunkt der Studie gültige Bundesbedarfsplannetz sowie das Szenario B2035 aus dem NEP Strom 2021 als Grundlage für die Stromnetzsimulationen verwendet.

Hierzu müsste entsprechend eine neue Verteilung der im Szenario enthaltenen Elektrolyseure gemeinsam simuliert werden. An der grundsätzlichen Aussagekraft der bevorzugten Standorte ändert sich dabei jedoch nur wenig. Denn lediglich die optimalen Leistungsgrößen an den Standorten variieren.

Der Einsatz des Elektrolyseurs in den stündlichen Berechnungen der Jahressimulation orientiert sich an der im Netzentwicklungsplan gewählten Logik für Elektrolyseure. Die Betriebsstrategie berücksichtigt dabei zum einen die prognostizierten stündlichen Marktpreise und zum anderen die Residuallast der EE. Ziel ist es, eine Kombination aus marktlichem und systemdienlichem Betrieb bei jährlichen 5.000 Vollbenutzungsstunden für die Betrachtungen im Jahr 2025 abzubilden. Das dominierende Kriterium ist in diesem Fall die Residuallast. Im Bereich höherer Marktpreise und weniger verfügbarer EE stellt sich ein überwiegender Teillastbetrieb ein. Dementsprechend werden in Anlehnung an die aktuelle EEG-Befreiung für Elektrolyseure mehr Vollbenutzungsstunden berücksichtigt, als dies zum Beispiel bei einer Orientierung an der Offshore-Windenerzeugung mit etwa 4.000 Vollbenutzungsstunden der Fall wäre. In Anlehnung an den NEP Strom 2021 wird für die Betrachtungen im Jahr 2035 von 3.500 Vollbenutzungsstunden ausgegangen.

Die Bewertung der Standorte erfolgt nach einem Best-in-Class-Ansatz unter Auswertung des Einflusses des Elektrolyseurs auf die nachfolgend dargestellten Kriterien Socio-Economic Welfare (SEW) und Veränderung des CO<sub>2</sub>-Ausstoßes des Gesamtsystems. Dabei erfolgt die Auswertung dieser beiden Kennzahlen jeweils in Relation zum besten Standort (Best in Class) und ermöglicht damit eine lineare Verteilung der erzielbaren Punkte zwischen dem besten Standort mit 10 Punkten und dem schlechtesten Standort mit 0 Punkten.

Bereich	Kriterium	Gewichtung	Kurzbeschreibung
<b>Strom (50%)</b>	Socio-Economic-Welfare	25%	Reduzierung der Redispatchkosten
	Veränderung CO <sub>2</sub> -Ausstoß des Gesamtsystems	25%	Auswirkung des Elektrolyseurs auf den CO <sub>2</sub> -Ausstoß der Stromerzeugung

Demnach erfolgt die Bewertung der Standorte relativ zueinander. Dies bedeutet, dass sich bei allen Standorten zunächst marktseitig derselbe Einsatz von Erzeugungseinheiten einstellt. Da sowohl für 2025 als auch für 2035 Netzengpässe innerhalb von Deutschland erwartet werden, würde dieser marktseitig kostenoptimale Einsatz zu Verletzungen der (n-1)-Sicherheit im Übertragungsnetz führen. Um dies sicherzustellen, wird seitens der ÜNB in den Einsatz der Erzeugungsanlagen eingegriffen. Dies erfolgt im sogenannten Redispatch, bei dem der ÜNB auf der einen Seite der Engpässe Erzeugungsanlagen anweist, ihre Erzeugung zu reduzieren, auf der anderen, sie zu erhöhen. Durch diese notwendigen Eingriffe steigen zum einen die Erzeugungskosten (ökonomischer Einfluss), zum anderen ändert sich der CO<sub>2</sub>-Ausstoß des Kraftwerksparks (ökologischer Einfluss). Abhängig vom Standort der PtG-Anlage verändern sich die Lastflüsse im Netz, was direkten Einfluss auf die Engpässe und somit auch auf den Redispatchbedarf hat. Den CO<sub>2</sub>-Ausstoß zu reduzieren ist das eigentliche Ziel, das zu angemessenen Kosten erreicht werden soll. Daher werden die beiden Kriterien SEW und CO<sub>2</sub> gleichrangig untereinander bewertet. Dies begründet sich auch darin, dass Standorte, die sowohl einen Kosten- als auch einen Klimavorteil haben, am besten für das System sind.

### Socio-Economic Welfare

Das ökonomische Kriterium für die stromseitige Bewertung ist der Benefit des Standorts des Elektrolyseurs auf den SEW; dies geht mit 25% in die Gesamtbewertung ein. Der SEW entspricht dem Delta der Redispatchkosten des jeweiligen Elektrolyseurs verglichen mit den Redispatchkosten des Referenzstandorts. In die Redispatchkosten gehen mit dem veränderten Kraftwerkeinsatz folgende Kostenterme ein: Anfahrkosten von Kraftwerken, Veränderungen im Brennstoffeinsatz und die damit verbundenen Kosten für notwendige CO<sub>2</sub>-Zertifikate. Die Redispatchkosten ergeben sich somit durch die zusätzlichen Kosten bei den hochzufahrenden Kraftwerken minus den variablen Kosten für das abzusenkende Kraftwerk (eingesparte Brennstoffkosten). Die variablen Kosten von EE werden mit 0 € angenommen.

### Veränderung CO<sub>2</sub>-Ausstoß des Gesamtsystems

Die Änderung des CO<sub>2</sub>-Ausstoßes ist das ökologische Kriterium.

Wie beim SEW beschrieben beeinflusst der Standort des Elektrolyseurs den Redispatchbedarf und somit den Kraftwerkeinsatz, wodurch sich auch die damit verbundenen CO<sub>2</sub>-Emissionen der Stromerzeugung verändern. Diese Änderung kann sowohl positiv als auch negativ ausfallen: In Situationen, in denen beispielsweise die Reduzierung des Redispatches dazu führt, dass die Verdrängung von kostengünstigen Braunkohlekraftwerken durch kostenintensivere Gaskraftwerke geringer ausfällt, steigt aufgrund des sich ändernden Brennstoffeinsatzes der CO<sub>2</sub>-Ausstoß. Auf der anderen Seite kann es auch zu Situationen kommen, in denen zum Beispiel CO<sub>2</sub>freie EE, die ohne den neuen Elektrolyseur abgeregelt werden müssten, emissionsintensive Technologien verdrängen und somit den CO<sub>2</sub>-Ausstoß reduzieren. Die gewählte Potentialregion zeichnet sich bereits heute durch einen hohen Überschuss an Erzeugung von EE aus. Eine Reduzierung des Redispatchbedarfs in dieser Region führt daher zumeist zu einer Reduzierung des CO<sub>2</sub>-Ausstoßes.

Aus einer Analyse der beiden Kriterien des Bereichs „Strom“ lässt sich wie in **Abbildung 3** dargestellt eine Korrelation dieser beiden Faktoren in einem auf EE basierendem Energiesystem ableiten. Dargestellt sind auf der x-Achse die Ergebnisse der einzelnen Standorte hinsichtlich ihrer Auswirkung auf den CO<sub>2</sub>-Ausstoß des Gesamtsystems (CO<sub>2</sub>-Index). Über die y-Achse werden diese Ergebnisse ins Verhältnis zu der Auswirkung des Standorts auf den SEW gesetzt (SEW-Index). Die Ergebnisse werden jeweils auf den besten Standort bezogen normiert. Für das Jahr 2025 ergeben sich folglich noch örtliche Einflüsse auf den Kraftwerkseinsatz und damit teils eine unterschiedliche Bewertung zwischen den Kriterien. Auch wird die Bandbreite der Veränderungen innerhalb der Stichprobe ersichtlich. Zusammenfassend lässt sich feststellen, dass Standorte, die kostenseitige Vorteile für das Gesamtsystem aufweisen, ebenfalls die Umwelt schützen, indem sie den CO<sub>2</sub>-Ausstoß gegenüber Vergleichsstandorten reduzieren.

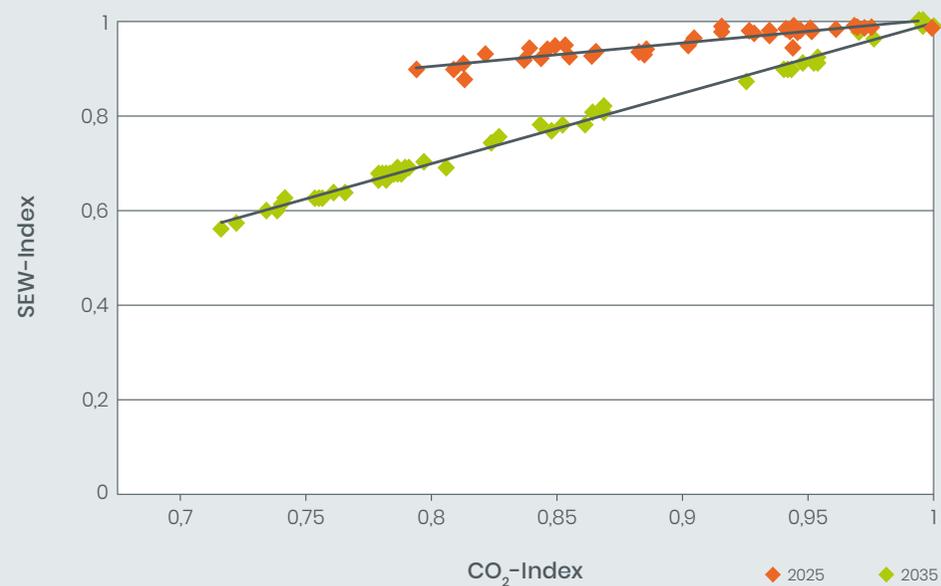


Abb. 3 – Korrelation örtlicher Einflüsse auf die Bewertungskriterien Strom

### 3.2.2 Bewertungskriterien des Bereichs „Gas“

Die Gasinfrastruktur kann einen großen Beitrag zum Gelingen der Energiewende leisten. Die Verfügbarkeit des Gasnetzes in Lastzentren sowie von Speichern ist in Deutschland bereits gegeben. Die Nähe zur Strominfrastruktur und die Fähigkeit zur Aufnahme von Wasserstoff aus PtG-Anlagen sind daher bestimmende Kriterien in der folgenden Analyse. Das Einspeisepotential bestimmt die mögliche Größe einer PtG-Anlage und kann bei der gewählten Betrachtungsgröße von 500 MW Elektrolyseleistung zu einem Ausschlusskriterium werden. Somit erhält das Ein-

speisepotential mit einer Gewichtung von 20% die höchste Gewichtung im Bereich „Gas“. Der Gasanschluss spielt eine wichtige Rolle bei der Gesamtkostenhöhe und wird daher mit einer Gewichtung von 15% berücksichtigt. Die Kriterien „H<sub>2</sub>-Netzdienlichkeit“ und „Speicheranbindung“ stellen insbesondere die Vielfältigkeit der zu betrachtenden Einflussfaktoren dar, werden jedoch lediglich zu einer effizienteren Netzausgestaltung führen und keinen wesentlichen Einfluss auf die Machbarkeit haben. Diese werden mit einer Gewichtung von 4% und 1% in die Bewertung mit einbezogen.

Bereich	Kriterium	Gewichtung	Kurzbeschreibung
<b>Gas (40%)</b>	Einspeisepotential	20%	Vorhandensein H <sub>2</sub> -Netz bzw. mögliche Kopplungsleistung in Erdgasnetz (wenn H <sub>2</sub> -Netz nicht absehbar vorhanden sein wird)
	Anschlusskosten	15%	Anschlusskosten an das H <sub>2</sub> -Netz/ Realisierbarkeit der Trasse
	H <sub>2</sub> -Netzdienlichkeit	4%	Realisierbarkeit der Versorgung von Großzentren (Rhein-Ruhr, Raum Salzgitter, Hamburg, Bremen), Nähe zum möglichen Startnetz
	Speicheranbindung	1%	Möglichkeit zum Abtransport an Kavemenspeicher

#### Einspeisepotential

Für die Bewertung des Einspeisepotentials werden verschiedene Klassen der angrenzenden Gasinfrastruktur gebildet und es wird das Wasserstoffeinspeisepotential eines 500-MW<sub>el</sub>-Elektrolyseurs<sup>7</sup> herangezogen. Dabei wird zwischen den Betrachtungsjahren 2025 und 2035 unterschieden.

Anhand der Wasserstoffnetzplanungen des Netzentwicklungsplans Gas 2020–2030 (NEP Gas 2020) und darüberhinausgehender bekannter Planungen zum Aufbau einer Wasserstoffinfrastruktur [NEP Gas 2020, 2021; HyPerLink, 2021; GetH2, 2021] wird betrachtet, ob eine reine Wasserstoffinfrastruktur vorhanden sein wird. Dabei handelt es sich um ein reines Wasserstoffnetz und nicht um eine Beimischung von Wasserstoff in das Erdgasnetz. Sofern absehbar keine Wasserstoffleitung in der Nähe des betrachteten Umspannwerks vorgesehen ist, werden die auf Basis von Vergangenheitswerten antizipierten Gasflüsse in den Erdgasleitungen herangezogen, um das Beimischungspotential für Wasserstoff in das

<sup>7</sup> Bei einem angenommenen Wirkungsgrad von 70% entspricht dies 350 MW<sub>th</sub>.

Erdgasnetz zu ermitteln. Im Betrachtungsjahr 2025 wird die Ausdehnung eines künftigen Wasserstoffnetzes um die Leitungsinfrastruktur zwischen Nütemoor und Bremen erweitert. Im Raum nördlich der Elbe geht die Ausdehnung eines künftigen Wasserstoffnetzes über das im NEP Gas 2020 für das Jahr 2030 gezeigte Netz hinaus. Dies spiegelt den aktuellen Stand der Diskussionen wider. Hier wird die Annahme zugrunde gelegt, dass spätestens im Betrachtungsjahr 2035 eine Wasserstoffleitung entlang der Bestands-Erdgasinfrastruktur zwischen der Elbe und Dänemark vorliegt.

Entsprechend der oben genannten Ausprägung des Wasserstoffnetzes und der Einbeziehung der historischen und zukünftig erwartbaren Flüsse werden folgende Wertigkeiten vergeben:

- 10 – bei Wasserstoff-Infrastruktur bis zu einer Entfernung von 30 km
- 5 – bei guter Möglichkeit zur Beimischung von Wasserstoff (hohe zu erwartende Erdgas-Flüsse und unidirektionaler Gasfluss)
- 3 – bei geringer Möglichkeit zur Beimischung von Wasserstoff (geringe zu erwartende Erdgas-Flüsse oder Einspeisung in eine Pendelzone mit ständig wechselnder Gasflussrichtung)
- 1 – bei der Möglichkeit zur Beimischung von lediglich kleinstmengen an Wasserstoff (geringe Flüsse und/oder Einspeisung in eine Pendelzone mit ständig wechselnder Gasflussrichtung)

## Anschlusskosten von Strominfrastruktur nach NEP Strom, 2021 und Gasinfrastruktur nach eigener Machbarkeitsstudie

Im Rahmen der Standortbewertung setzt das vorliegende Dokument voraus, dass der Elektrolyseur unmittelbar am jeweiligen Umspannwerk aufgebaut wird.

Es wird davon ausgegangen, dass neue Verbindungen zwischen der Gas- und Strominfrastruktur günstiger über den Neubau von Gasleitungen herzustellen sind als über eine neu zu errichtende Strominfrastruktur. Diese Annahme basiert auf dem Vergleich der Kostensätzen des Netzentwicklungsplans Strom und auf den in einer separaten Machbarkeitsstudie der Projektpartner ermittelten Kosten zur Errichtung einer Wasserstoffanschlussleitung. Für Wasserstoffleitungen bestehen derzeit noch keine allgemeingültigen Kostensätze.

**Strom:** Für den Neubau einer 380-kV-Doppelleitung werden nach den Angaben des Netzentwicklungsplans Strom 2035 ca. 2,5 Mio. €/km benötigt, sofern es sich um eine AC-Freileitung handelt.

**Gas:** Die Kosten eines Anschlusses über die Gasinfrastruktur variieren stark in Abhängigkeit von der gewählten Durchmesserklasse. Die von TenneT, Thyssengas und Gasunie in Auftrag gegebene Studie betrachtet die Durchmesserklassen DN 500 und DN 100.

Für den Neubau einer Wasserstoff-Anbindeleitung in der Durchmesserklasse DN 500 werden nach eigener Studie etwa 1,0 Mio. €/km benötigt. Sollte die Durchmesserklasse DN 100 gewählt werden, sinken die Kosten auf etwa 0,45 Mio. €/km. Während DN 100 eine zu hohe Fließgeschwindigkeit für den Wasserstoffvolumenstrom einer 500-MW-Anlage bedeutet, kann ein Durchmesser von DN 500 als zu groß angesehen werden. Betrachtet man jedoch die Kosten einer DN-500-Leitungsinfrastruktur, ist dennoch der deutliche Vorteil gegenüber der Strominfrastruktur erkennbar. Die benötigte Durchmesserklasse für eine 500-MW-Elektrolyseanlage könnte eine DN-250-Leitung sein, die sich zwischen den Kosten der betrachteten Durchmesserklassen bewegt [interne Machbarkeitsstudie, 2019].

Die geringeren Kosten einer Koppelung von Strom und Gas über das Gassystem zeigen sich für die geringen Entfernungen von unter 30 km und die gewählte Leistung deutlich.

## Anschlusskosten

Die Bewertung der Anschlusskosten erfolgt anhand einer Bestimmung der Luftlinie zwischen dem Standort des betrachteten Umspannwerks und der nächsten Gasinfrastruktur. Dabei wird zwischen der nächsten Erdgasinfrastruktur und der nächsten Wasserstoffinfrastruktur in den Jahren 2025 und 2035 unterschieden. Diese werden anhand einer Gewichtung von 30% (nächste Erdgasinfrastruktur) und 70% (nächste Wasserstoffinfrastruktur) zu einem Wert zusammengefasst. Die Einstufung des resultierenden Entfernungswertes erfolgt dann linear, wonach ein Umspannwerk mit einem Abstand von unter 3km zur Gasinfrastruktur zu einer Bewertung mit 10 Punkten führt und ein resultierender Entfernungswert oberhalb von 30km mit 0 Punkten gewertet wird. Dies trägt den nicht zu vernachlässigenden Anschlusskosten bei der Errichtung von Strom- und Gasinfrastruktur Rechnung. Darüber hinaus ist zu erwähnen, dass jede Anbindung immer einen Einzelfall darstellt und individuelle Besonderheiten wie Bodenbeschaffenheit, zu kreuzende Infrastruktur und Raumwiderstände den Leistungsbau einfacher oder komplexer gestalten können.

## H<sub>2</sub>-Netzdienlichkeit und Speichieranbindung

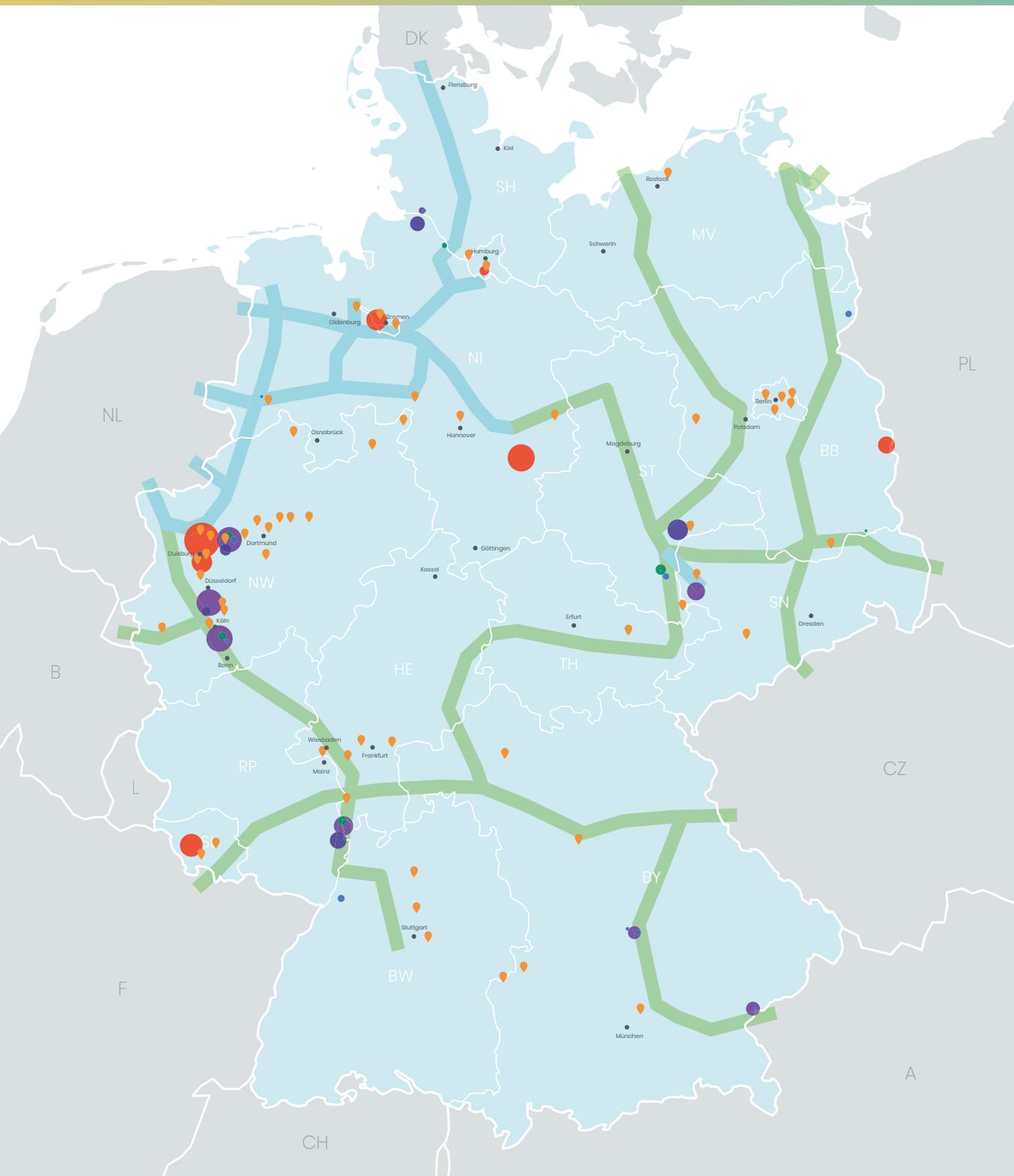
Die H<sub>2</sub>-Netzdienlichkeit beschreibt die Nähe zu Verbrauchsschwerpunkten wie dem Land Bremen, dem Bereich Hamburg/Heide/Brunsbüttel/Stade und dem Rhein-Ruhr-Gebiet. Die Nähe zu Speichern kann bei nicht zeitgleicher Produktion und Nutzung von Wasserstoff zu einem wichtigen Element des Wasserstoffnetzbetriebs und seiner Bilanzierung werden.

Beide Aspekte werden anhand des Abstands des betrachteten Umspannwerks zum jeweilig nächsten Verbrauchsschwerpunkt und des an das Gasnetz angeschlossenen Speichers bewertet. Bei der Bewertung wird die Länge der zum Transport benötigten Leitungsinfrastruktur herangezogen und ausgehend vom bestgelegenen zum am weitesten entfernten Standort linear mit einer Bewertung von 0 bis 10 Punkten belegt.

Die H<sub>2</sub>-Netzdienlichkeit hat in diesem Zusammenhang eine höhere Gewichtung, da zwar davon auszugehen ist, dass an jedem Punkt eine Verdichtung vorzusehen ist. Jedoch stellt sich in vielen Fällen in der Nähe von Lastzentren ein geringerer Leitungsdruck ein, sodass der Aufwand für die Verdichtung und somit auch ihrer Investitions- und Betriebskosten in der Nähe der Lastzentren geringer sein wird.

Die Bewertung von Wasserstoffpotentialen aufgrund der Nähe zu größeren Industriekomplexen erfordert die Kenntnis der signifikanten Prozessketten sowie der Standorte und die Wahrscheinlichkeit einer Umstellung konventioneller Prozesse in der Zukunft. No-Regret-Potentiale, die mit hoher Wahrscheinlichkeit zu einem Bedarf an grünem Elektrolysewasserstoff führen, sind daher explizit in dieser Studie berücksichtigt (vgl. **Abbildung 4**).

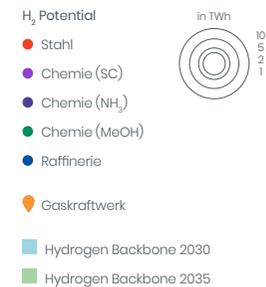
Die Stahlindustrie mit ihren sechs integrierten Hüttenwerken in Deutschland [WVS, 2020] stellt das größte No-Regret-Potential dar. Die Planungen für eine Umstellung der Hochofenroute in den Oxygenstahlwerken auf einen elektrolysegestützten Direktreduktionsprozess sind fortgeschritten und einige Projekte werden bereits durch Fördermittel unterstützt [BMW IPCEI, 2021]. In der chemischen Industrie wird das Wasserstoffpotential hauptsächlich durch die Ammoniakproduktion (Haber-Bosch-Verfahren) sowie die Methanolproduktion bestimmt [Fraunhofer ISI, 2013]. Konventionelle Prozesse basieren meist auf der Dampfreformierung von Erdgas und können in Zukunft durch die Verwendung von Synthesegas (hauptsächlich H<sub>2</sub>/CO) substituiert werden. Steamcracken in der Petrochemie stellt Wasserstoff für die nachgelagerten Prozessschritte in den Chemie-parks zur Verfügung. Allerdings ist dieses Potential mit einer größeren Unsicherheit bezüglich der tatsächlichen Prozessumstellung hin zu einer erneuerbaren Route verknüpft und wird deswegen nur bedingt als No-Regret-Potential eingestuft. Weiterhin werden durch die Dampfpaltung die Ausgangsstoffe für die Kraftstoffproduktion in Raffinerien



zur Verfügung gestellt [Ecofys, 2009]. Die angestrebte weitreichende Umstellung des Mobilitätssektors in Richtung Elektro- und Wasserstoffmobilität sowie alternativer Verkehrskonzepte wird den Bedarf in diesem Sektor deutlich verringern und kann aktuell durch Unsicherheiten bezüglich des tatsächlich erreichbaren Wandels nur in geringem Maße als No-Regret-Potential eingeordnet werden.

Eine Überlagerung des geplanten EHB mit den No-Regret-Potentials im Wasserstoffsektor sowie möglichen weiteren Lastschwerpunkten (Gaskraftwerke, [Fern-] Wärme, Mobilität) lassen eine gute örtliche Übereinstimmung zwischen Lastpotentialen und geplanten Infrastrukturmaßnahmen erkennen.

Abb. 4 – H<sub>2</sub>-Bedarfe der sogenannten No-Regret-Industriebranche im Kontext des Wasserstoffnetzes des European Hydrogen Backbone [Linhardt, vsl. 2022; EHB, 2021]



### 3.2.3 Bewertungskriterien des Bereichs „Umfeld“

Zusätzlich zu den infrastrukturellen Kriterien werden ebenso Aspekte aus dem Umfeld der potentiellen Standorte betrachtet. Dies umfasst sowohl positive Synergieeffekte im näheren Umfeld als auch eine kritische Betrachtung des Standorts und der Umgebung, deren Aspekte eine Realisierung erschweren könnten. Positive Synergieeffekte ergeben sich im Umfeld insbesondere aus möglichen industriellen Wasserstoffabnehmern in direkter Nähe sowie durch das Nutzungspotential der Nebenprodukte Abwärme und Sauerstoff. Positiv kann ebenfalls die Nähe zu biogenen CO<sub>2</sub>-Quellen berücksichtigt werden, um zusätzlich zu grünem Wasserstoff auch grünes synthetisches Methan oder andere höhere Kohlenwasserstoffe erzeugen zu können. Kritisch zu hinterfragen ist dagegen insbesondere der Aspekt der Trinkwasserverfügbarkeit zur Nutzung der Wasserstoffherzeugung.

Darüber hinaus gibt es weitere Aspekte, wie beispielsweise die Akzeptanz der Bevölkerung im direkten Umfeld für entsprechende PtG-Anlagen. Aspekte, die jedoch im Rahmen dieser Studie noch nicht ausreichend bewertet werden können, bleiben zunächst unberücksichtigt. Ungeachtet dessen ist es unerlässlich, Bürgerbelange an jedem Standort individuell zu berücksichtigen und einen intensiven Dialog zu führen. Die vorgeschlagene Methodik lässt eine Erweiterung um weitere Kriterien einfach zu.

Zur Bewertung der Kriterien des Bereichs „Umfeld“ werden im Rahmen dieser Studie die Standorte je nach Kriterium in einem Radius von 5 bis 20 km untersucht. Dabei wird berücksichtigt, dass eine größere Entfernung zum Standort einen geringeren positiven oder sogar einen negativen Einfluss auf die Standortbewertung hat. Der mit 5% am höchsten gewichtete und damit wichtigste Aspekt dieses Bereichs ist die Wasserverfügbarkeit am jeweiligen Standort. Denn Wasser ist neben Strom der

wesentliche Eingangsfaktor der Wasserstoffproduktion und somit zwingend erforderlich. Die Aspekte Wasserstoffabnahme (2%) und Nebenprodukte (3%) werden geringer gewichtet, da diese vorwiegend vorteilhaft für die betriebswirtschaftliche Bewertung eines Standorts und dem folgend für eine Realisierung sind. Bezogen auf die Systemdienlichkeit des Gesamtenergiesystems ist jedoch insbesondere auf die Verknüpfung zu Wärmenetzen im Kriterium Nebenprodukte zu verweisen.

Bereich	Kriterium	Gewichtung	Kurzbeschreibung
<b>Umfeld (10%)</b>	Wasserstoffabnahme	2%	Potentielle H <sub>2</sub> -Abnehmer im leicht erreichbaren Umfeld
	Nebenprodukte	3%	Nutzungspotential Abwärme, Sauerstoff, Methanisierungspotential
	Wasserverfügbarkeit	5%	Vorhandensein (Trink-)wasser

## Wasserstoffabnahme

Eine potentielle Wasserstoffabnahme im direkten Umfeld eines Standorts wirkt sich positiv auf die Bewertung aus. Denn die Nähe zu einem direkten Verbraucher schafft zusätzliche Synergien zu der infrastrukturellen Sektorkopplung und kann eine erste (Teil-)Abnahme sichern. Dies kann insbesondere im Markthochlauf eine zusätzliche Investitionssicherheit geben. Im Rahmen dieser Studie wird die Umgebung innerhalb eines Radius von 5 km eines Standorts auf das Vorhandensein von Stahl- und Chemiewerken, Raffinerien, Wasserstofftankstellen sowie Autohöfen und Verkehrsknoten zum Aufbau weiterer Wasserstofftankstellen analysiert.

## Nebenprodukte

Unter der Überschrift Nebenprodukte werden die potentielle Nutzung der Abwärme und des Sauerstoffs sowie die Verfügbarkeit von CO<sub>2</sub>-Quellen zur Methanisierung im Umfeld eines Standorts zusammengefasst. Die Option, Nebenprodukte nutzbar zu machen, wirkt sich ebenfalls positiv auf die Bewertung eines Standorts aus. Denn beispielsweise durch die zusätzliche Verwendung der in der Elektrolyse entstehenden Abwärme kann der energetische Nutzungsgrad der eingebrachten elektrischen regenerativen Energie erhöht werden.<sup>8</sup> Um hierfür einen möglichen Einsatz zu finden, wird die Umgebung der Standorte nach bereits vorhandenen Nah- und Fernwärmenetzen sowie nach weiteren Potentialen in Wohn-, Gewerbe- und Industriegebieten untersucht. Bei der Analyse der Sauerstoffabnehmer werden vor allem Standorte der

Stahl- und Glasindustrie in Betracht gezogen. Mögliche CO<sub>2</sub>-Quellen für eine Methanisierung des Wasserstoffs können Stahl- und Zement-, aber auch Kraftwerke sein. Für biogenes CO<sub>2</sub> kommen insbesondere Biogaseinspeiseanlagen, Biogasverstromungsanlagen sowie Kraftwerke auf Basis biogener Brennstoffe in Betracht.

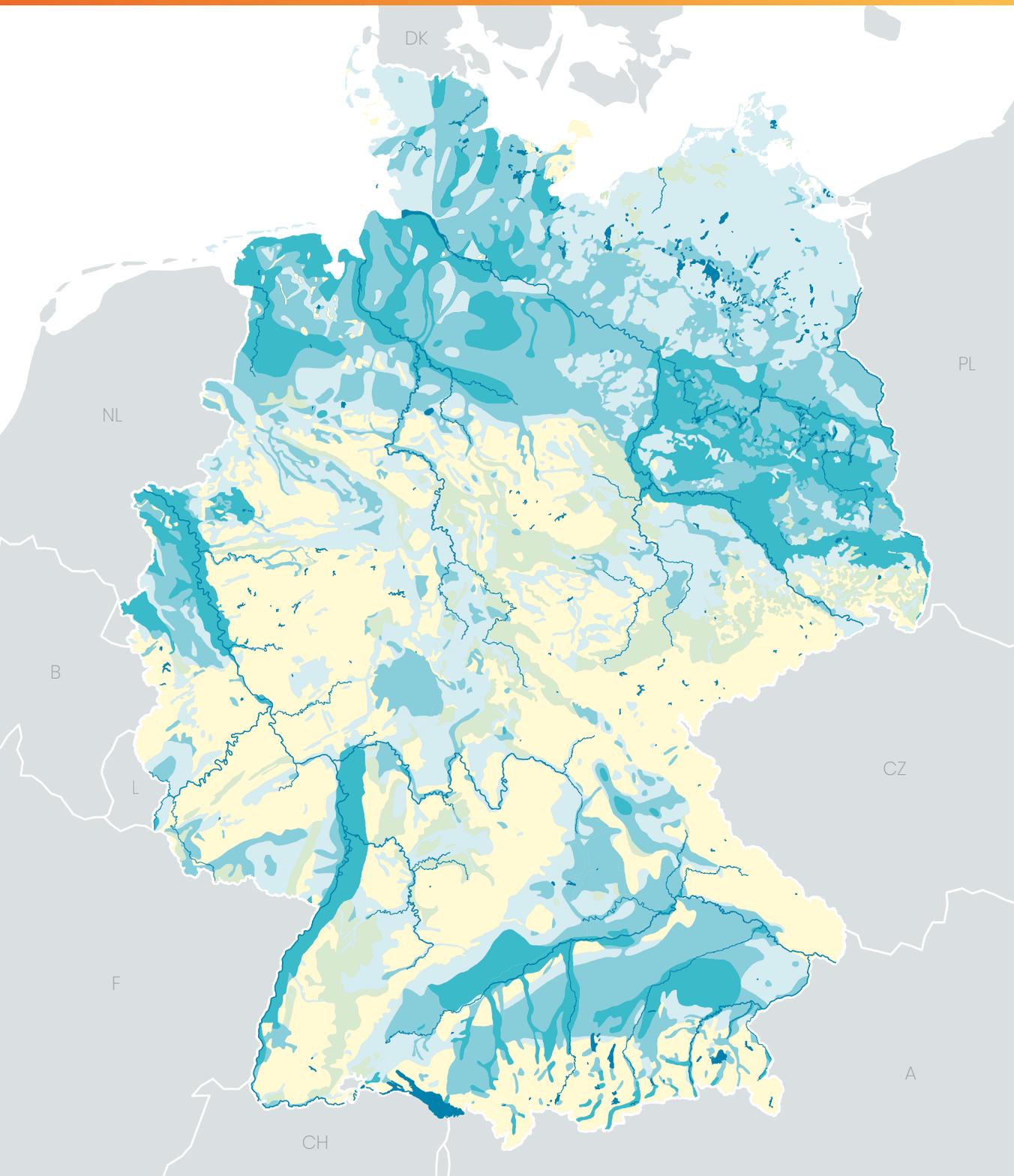
## Wasserverfügbarkeit

Die Wasserverfügbarkeit ist ein Kriterium, das für jeden Elektrolysestandort gegeben sein muss. Denn aufgereinigtes Wasser ist neben Strom der wesentliche Eingangsfaktor der Wasserstoffelektrolyse und nicht an jedem Standort gegeben. Um die Wasserverfügbarkeit in dieser Analyse zu adressieren und zu bewerten, werden anhand öffentlich zugänglicher Daten und Karten die Ergiebigkeit des vorhandenen Grundwassers sowie das Vorhandensein von Wasserschutzgebieten an den Standorten geprüft. Über die Bewertung beider Aspekte wird ein Mittelwert gebildet. Alternative Optionen zur Wasserbereitstellung wie beispielsweise die Meerwasserentsalzung werden an dieser Stelle nicht betrachtet.

Die Basis zur Bewertung der Ergiebigkeit des Grundwassers ist in **Abbildung 5** dargestellt. Entsprechend der Farbskala von „keine bedeutenden Grundwasservorkommen“ bis zu sehr ergiebigen „bedeutende Grundwasservorkommen“ erfolgt eine Bewertung des Standorts zwischen 0 und 10 in Schritten von 2,5 Punkten.

---

<sup>8</sup> Zu beachten ist das tendenziell geringe Temperaturniveau bis 60 °C der Abwärme.



Die Bewertung des Vorhandenseins von Trinkwasserschutzgebieten erfolgt anhand einer Abstandsabschätzung zu Trinkwassergewinnungsgebieten sowie Trinkwasserschutzgebieten. Befindet sich ein Standort in einem Trinkwasserschutzgebiet erhält er den Wert 0. Befindet er sich in einem Trinkwassergewinnungsgebiet erhält er den Wert 10. Befindet sich ein Standort nicht in einem solchen Gebiet, erfolgt eine Abstandsabschätzung zu den nächsten Gebieten und eine entsprechende Bewertung. Die Bewertungsschritte orientieren sich an den Radien  $< 2\text{ km}$ ,  $< 6\text{ km}$ ,  $< 10\text{ km}$  und  $< \text{bzw.} > 20\text{ km}$ . Befinden sich beide Arten von Trinkwassergewinnungsgebieten im Radius von 20 km, erfolgt eine Mittelwertbildung.

Abb. 5 – Ergiebigkeit der Grundwasservorkommen in Deutschland [BGR, 2021]

#### Bedeutende Grundwasservorkommen

- Sehr ergiebig:  
Einzelbrunnen meist  $> 40\text{ l/s}$ , Wasserwerke häufig  $> 5\text{ Mio. m}^3/\text{a}$
- Ergiebig:  
Einzelbrunnen meist  $15\text{--}40\text{ l/s}$ , Wasserwerke häufig  $1\text{--}5\text{ Mio. m}^3/\text{a}$
- Weniger oder wechselnd ergiebig:  
Einzelbrunnen meist  $5\text{--}15\text{ l/s}$ , Wasserwerke häufig  $0,2\text{--}1\text{ Mio. m}^3/\text{a}$

#### Weniger bedeutende Grundwasservorkommen

- Ergiebigkeit von Brunnen meist  $< 5\text{ l/s}$ ;  
örtlich in Brunnen und Quellen große Ergiebigkeit möglich;  
Nutzung aus technischen und hygienischen Gründen eingeschränkt

#### Keine bedeutenden Grundwasservorkommen

- Ergiebigkeit von Brunnen meist  $< 2\text{ l/s}$ ;  
örtliche Brunnen können für die Versorgung wichtig sein

## Einordnung Wasserbedarf Elektrolyse

Als Richtwert für den Mengenbedarf an Wasser pro erzeugtem Kubikmeter Wasserstoff kann etwa 1 Liter angenommen werden [VBI, 2019]. Somit ergibt sich für einen Elektrolyseur mit einer elektrischen Eingangsleistung von 500 MW ein Wasserbedarf von etwa 100.000 l/h bzw. unter der Annahme von 5.000 Vollbenutzungsstunden ein jährlicher Bedarf von 500.000 m<sup>3</sup>/a.

Der Wasserverbrauch eines Kohlekraftwerks mit einer installierten Leistung von 800 MW und 4.500 Vollbenutzungsstunden kann je nach Ausführung der Kühlung im Vergleich dazu bei rund 5.000.000 m<sup>3</sup>/a liegen [DBU, 2019]. Der Wasserverbrauch pro Kopf im privaten Haushalt/Kleingewerbe beträgt hingegen rund 45,6 m<sup>3</sup>/a [BDEW, 2021]. Bezogen auf den jährlichen Bedarf entspricht der Wasserverbrauch eines 500-MW-Elektrolyseurs folglich etwa dem privaten Wasserverbrauch von ca. 11.000 Personen.

Die in Deutschland verfügbaren Wasserressourcen belaufen sich auf 188 Mrd. m<sup>3</sup>/a, von denen derzeit rund 25,3 Mrd. m<sup>3</sup>/a genutzt werden [BDEW, 2021].

Der Bedarf einer großen PtG-Anlage kann in vielen Fällen, jedoch nicht an jedem Standort, durch die örtliche Trinkwasserversorgung oder Brunnen gedeckt werden. In jedem Fall ist eine individuelle Bewertung der Wasserverfügbarkeit ein integraler Bestandteil einer Machbarkeitsstudie.

# 4

Anwendung der Methodik und  
Identifikation gesamtenergie-  
systemdienlicher Standorte  
für PtG-Anlagen

Im Folgenden wird anhand der definierten Potentialregion die beschriebene Methodik angewendet, um gesamtenergiesystemdienliche Standorte zu identifizieren. In einem ersten Schritt wird dabei der sogenannte „Quick Check“ vorgenommen, an den sich als zweiter Schritt die Anwendung der eigentlichen Nutzwertanalyse anschließt.

#### 4.1 ERSTER SCHRITT: QUICKCHECK

In einer ersten Analyse wurden alle 380-kV-/220-kV-Schaltanlagenstandorte betrachtet, die in der definierten Potentialregion liegen. In dieser Beobachtung wurden Standorte aus der Analyse entfernt, bei denen technisch keine Erweiterbarkeit möglich ist.

Diese Möglichkeit der Erweiterbarkeit besteht nicht, wenn das Umspannwerk auf den beiden Enden der Sammelschiene durch geographische oder bauliche Restriktionen begrenzt ist und innerhalb des Umspannwerks keine Reservefelder verfügbar sind und auch nicht verfügbar werden.

Zudem ist ein Entscheidungskriterium gegen einen Standort, wenn das jeweilige Umspannwerk an einem anderen Ort durch ein neues Umspannwerk ersetzt wird und damit der Standort in den betrachteten Zeitscheiben nicht mehr verfügbar ist. Wird ein Standort positionsgleich ersatzneugebaut, so wird er weiterhin berücksichtigt. Darüber hinaus ist ein Teil der Umspannwerke im Jahr 2025 existent, aber nicht im Jahr 2035 und umgekehrt.

Im Rahmen des „Quickchecks“ werden keine Standorte aufgrund einer ersten übergeordneten Bewertung der Bereiche „Gas“ und „Umfeld“ ausgeschlossen.

#### 4.2 ZWEITER SCHRITT: STANDORTBEWERTUNG MITTELS NUTZWERTANALYSE

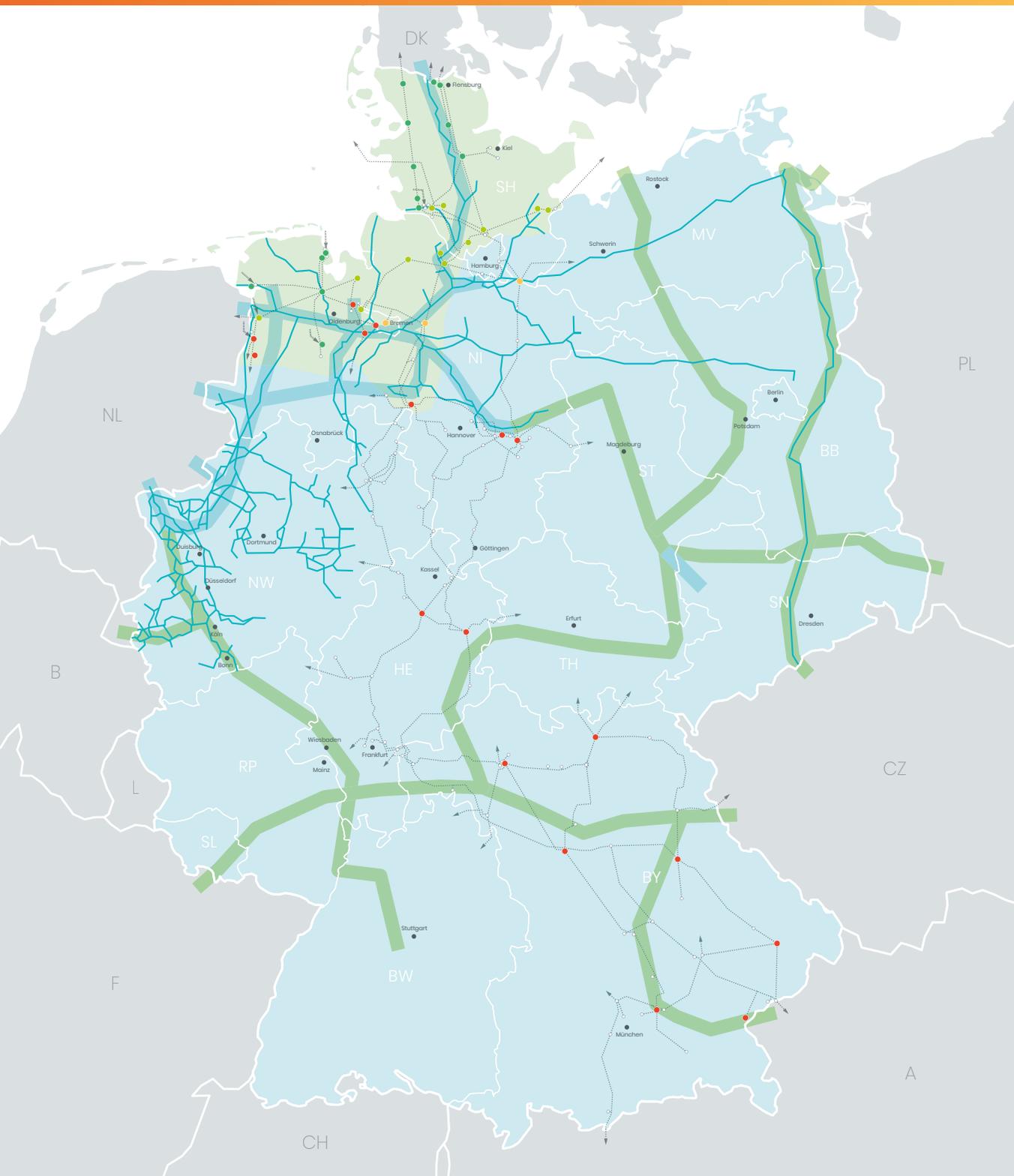
Bei Anwendung der zuvor beschriebenen Methodik wird jeder Standort für sich und für jedes Teilkriterium bewertet. Anschließend werden die Bewertungen der Teilkriterien unter Berücksichtigung der Gewichtung in den Bereichen „Strom“, „Gas“ und „Umfeld“ aggregiert. So kann die Veranschaulichung der Ergebnisse so transparent wie möglich auf Basis der Ergebnisse der einzelnen Bereiche erfolgen, um hieraus bereits entsprechende Ableitungen zu ziehen. Darauf aufbauend wird der Nutzwert eines jeden Standorts ermittelt.

Für die grafische Bewertung wird folgendes Rating vorgenommen:

- Nutzwert > 8  
(beste Bewertung)
- 4 < Nutzwert < 6
- Nutzwert < 4  
(schlechteste Bewertung)
- 6 < Nutzwert < 8

Entsprechend dieser Systematik werden die Umspannwerke in den nachfolgenden Abbildungen eingefärbt. Neben der Strom- und Gasnetzinfrastruktur der beteiligten Studienpartner ist zudem das Wasserstoffnetz aus der Studie Gas for Climate 2050: „European Hydrogen Backbone“ abgebildet [EHB, 2021].

Die zunächst in **Abbildung 6** dargestellten Ergebnisse beider Unterkriterien des Bereichs „Strom“ zeigen nochmals den Stellenwert der Potentialregion für den Aufbau von Elektrolyseuren im deutschen TenneT-Netzgebiet auf. Nur wenn küstennahe Standorte in Schleswig-Holstein und Niedersachsen gewählt werden, führt dies zu keiner weiteren Verschärfung der Engpasssituation im TenneT-Netzgebiet unter Berück-



sichtigung der aktuellen Ausbaupläne. Bei der Bewertung im Rahmen des Stromsystems kann gezeigt werden, dass der systemische Mehrwert von Elektrolyseuren an einem Teil der Standorte in der Potentialregion, nicht aber in anderen Regionen des deutschen Netzgebiets von TenneT (südlicheres Niedersachsen, Hessen und Bayern) zumindest grundsätzlich gewährleistet ist. Zusätzlich zu der systemdienlichen Erzeugung im Norden bedarf es somit eines Aufbaus der Wasserstofffernleitungsinfrastruktur, um die Verbrauchsregionen aus **Abbildung 4** zu versorgen, ohne die Stromengpässe im Übertragungsnetz zu verschärfen. Ergänzend zum Anschluss der mittelbar nahegelegenen Verbrauchsregionen wie des Rhein-Ruhr-Gebiets muss ein zeitnaher Anschluss von Süddeutschland an den angedachten Wasserstoffbackbone erfolgen, um auch dort eine Wasserstoffbereitstellungversorgungssicher zu gewährleisten.

Abb. 6 – Darstellung der Ergebnisse der Analyse der Unterkriterien des Bereichs „Strom“ für das Jahr 2025 und Einordnung der Potentialregion

- ... Stromnetz (TenneT), inkl. geplante Leitungen
- ==== Offshore-Netzanbindung
- Umspannwerke (TenneT)
- Gasnetz (Thyssengas, Gasunie)
- Potentialregion
- Hydrogen Backbone 2020
- Hydrogen Backbone 2035

## 4.2.1 Ergebnisse für das Betrachtungsjahr 2025

Im Folgenden werden die Analyseergebnisse je nach Bewertungsbereich für das Betrachtungsjahr 2025 dargestellt.

### Umfeld 2025

Hinsichtlich der betrachteten Kriterien des Bereichs „Umfeld“ zeigen sich bezüglich der lokalen Wasserstoffabnahme, der Nutzung der Nebenprodukte sowie der Verfügbarkeit von CO<sub>2</sub>-Quellen im direkten Umfeld der einzelnen Standorte deutliche Unterschiede. Insbesondere durch die Nutzung der Abwärme und durch eine lokale Wasserstoffabnahme werden Standorte in der Nähe auch von kleineren Lastzentren eher positiv bewertet. Dies ist allerdings bei allen betrachteten Standorten unterschiedlich ausgeprägt. Eine lokale Verwendbarkeit des Nebenprodukts Sauerstoff ist insgesamt sehr eingeschränkt. Eine prinzipielle Verfügbarkeit von biogenem CO<sub>2</sub> kann vorwiegend über vorhandene Biogas-BHKW und Biogaseinspeiseanlagen in der Potentialregion festgehalten werden.

Dabei sind die geringeren Größenordnungen dieser Anlagen im Vergleich zu den hier betrachteten großen PtG-Anlagen zu berücksichtigen. Die Trinkwasserverfügbarkeit kann an allen betrachteten Standorten festgestellt werden, wobei die Ergiebigkeit an den Standorten in Niedersachsen tendenziell besser einzuschätzen ist als an einigen Standorten in Schleswig-Holstein.

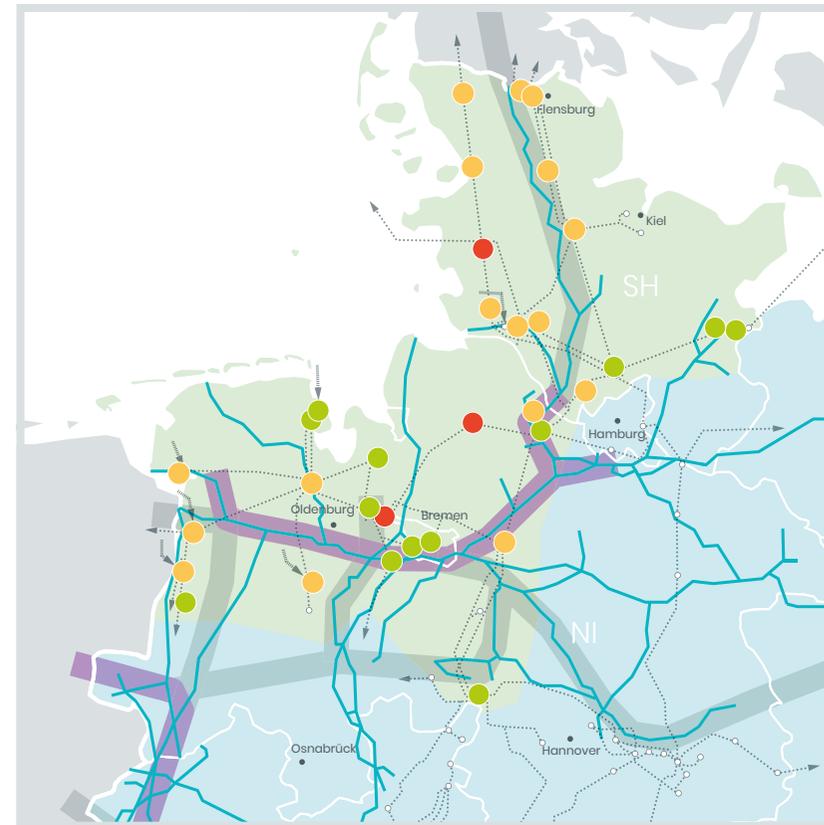


Abb. 7 – Bewertungsergebnisse des Kriteriums „Umfeld“ im Jahr 2025



## Strom 2025

Der Ausbau von EE erfordert einen massiven Netzausbau. Insbesondere in der erzeugungsstarken Potentialregion sind derzeit viele Netzausbaumaßnahmen in Planung oder im Bau, die 2025 noch nicht fertig gestellt sein werden. Dadurch zeigt sich eine Netzengpasssituation, die sich auf die Bewertung der Standorte auswirkt. Insbesondere die direkt an der Küste befindlichen Standorte sind aus systemischer Sicht für den Aufbau eines 500-MW<sub>el</sub>-Elektrolyseurs zu bevorzugen. Daneben sind lokale Netzengpässe insbesondere im Raum Bremen und nördlich des Emslandes zu erwarten, bei denen zusätzliche Lasten wie Elektrolyseure die Engpässe weiter verschärfen und somit zu einem erhöhten Redispatchbedarf führen. Aus stromsystemischer Sicht bieten sich unter den gewählten Szenarien für das Betrachtungsjahr 2025 damit insbesondere die Region Schleswig-Holstein und Offshore-Verknüpfungspunkte im nordwestlichen Niedersachsen an. Eine grundsätzliche pauschale Eignung aller damit eingeschlossenen Umspannwerke kann hingegen nicht getroffen werden.

## Gas 2025

Die Gasinfrastruktur unterliegt einem starken Wandel durch die Markt-  
raumumstellung. Leitungen, die vorher im L-Gas genutzt wurden, können durch optimierte Nutzung und gemeinsamen Betrieb mit der H-Gas-  
Infrastruktur teilweise für andere Energieträger genutzt werden. Durch kleinere Ausbauten entstehen ganze Netze. Ein Startpunkt dieser neuen Netze kann zwischen dem Speicher Nüstermoor in der Nähe von Leer, Bremen und Hamburg bereits im Jahr 2025 mit Wasserstoff erfolgen. Die Umspannwerke mit Nähe zur genannten Achse erhalten folglich eine gute Bewertung hinsichtlich der Zumischbarkeit von Wasserstoff und erscheinen gasseitig meist dunkelgrün.



Abb. 8 – Bewertungsergebnisse des Kriteriums „Strom“ im Jahr 2025



Der Aufbau der ersten Wasserstoffinfrastruktur zwischen Nüstermoor und Bremen erfolgt ausschließlich über die Umstellung von bestehenden Erdgasleitungen. Diese Erdgasleitungen stammen zu großen Teilen aus dem L-Gas-Netz der Gasunie. Durch die Umstellung auf H-Gas und die damit einhergehende Effizienzsteigerung durch einen höheren Brennwert stehen Leitungen für den Transport von Wasserstoff zur Verfügung. Wie im Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030 beschrieben, wird zudem eine größere Ausführung von Neubauinfrastruktur für LNG dafür sorgen, dass eine bestehende H-Gas-Leitung zwischen Bremen und Hamburg umgenutzt werden kann. Mit verhältnismäßig geringen Ausbau- und Umstellungskosten kann so über eine Strecke von etwa 260 km eine erste große Wasserstoffinfrastruktur entstehen, die große Erzeuger und Lastzentren miteinander verbindet und in den Folgejahren in alle Richtungen erweiterbar ist. Über eine Leitungsverbindung entlang der niederländischen Grenze oder aber über das niederländische Leitungssystem kann voraussichtlich noch vor 2030 ein Anschluss an das Rhein-Ruhr-Gebiet erfolgen.

In den darüber hinausgehenden Teilen des Erdgasnetzes kann im Gegensatz zu einer dedizierten Wasserstoffinfrastruktur häufig nur eine deutlich begrenzte Menge Wasserstoff dem Erdgasnetz beigemischt werden. Wo gleichzeitig eine geringe Distanz der Umspannwerke zum Erdgasnetz vorliegt, kann eine gasseitige Standortbewertung im Mittelfeld erfolgen. Wo große Abstände vorliegen, bietet sich kein Aufbau einer Elektrolyseanlage im Jahr 2025 an (gelbe und rote Punkte). Die Parameter Anschlusskosten, H<sub>2</sub>-Netzdienlichkeit und Speicheranbindung wurden anhand der in **Kapitel 3.2.2** genannten Kriterien bewertet. Diese Bewertung ändert sich nicht für das Betrachtungsjahr 2035.



Abb. 9 – Bewertungsergebnisse des Kriteriums „Gas“ im Jahr 2025



## 4.2.2 Ergebnisse für das Betrachtungsjahr 2035

Im Folgenden werden die Analyseergebnisse je nach Bewertungsbereich für das Betrachtungsjahr 2035 dargestellt.

### Umfeld 2035

Bezüglich der Bewertung der Kriterien des Bereichs „Umfeld“ werden im Betrachtungsjahr 2035 keine Veränderungen gegenüber dem Betrachtungsjahr 2025 berücksichtigt, da es sich hinsichtlich dieser Kriterien um eine Status-quo-Bewertung handelt und davon ausgegangen wird, dass sich im Betrachtungszeitraum keine wesentlichen Änderungen der Potentiale und Restriktionen ergeben (siehe **Abbildung 7**).

### Strom 2035

Das zugrunde gelegte Netz aus dem Netzentwicklungsplan ist bei den gewählten Energiesystemszenarien weitestgehend engpassfrei. Insbesondere die derzeit in Planung befindlichen Netzausbaumaßnahmen im nordwestlichen Niedersachsen führen dazu, dass sich die Netzbelastung in diesem Bereich verbessert. Dadurch gleichen sich Parameterausprägungen wie der Redispatchbedarf unter anderem unter den Umspannwerken an, wodurch die Standorte ähnlichere Ergebnisse liefern. Die Feinheiten werden deutlicher und die Standorte in Schleswig-Holstein sind unter den gewählten Annahmen systemdienlicher als die Standorte im nordwestlichen Niedersachsen, bis auf einen Elektrolyseur am Umspannwerk Unterweser. Da aber auch zunehmend mehr Offshore-Wind im nordwestlichen Niedersachsen angeschlossen wird, sind dies auch aus stromsystemischer Sicht keineswegs schlechte Standorte für einen Elektrolyseur. Unter den gewählten Szenarien und

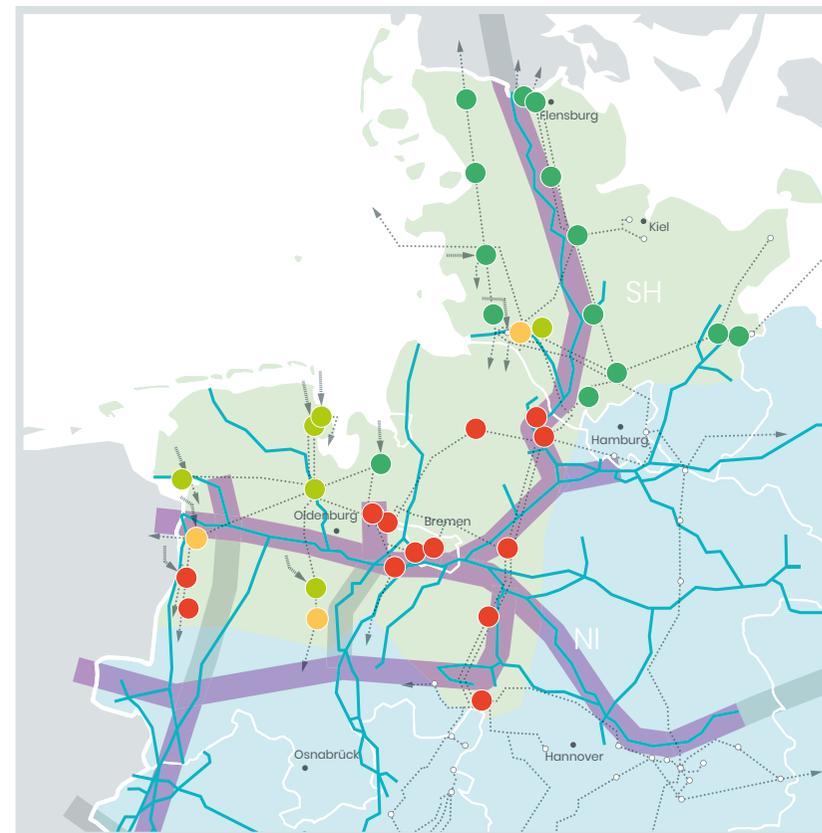


Abb. 10 – Bewertungsergebnisse des Kriteriums „Strom“ im Jahr 2035



derzeitigen Windausbauplanungen sind die Standorte in Niedersachsen besser in das Energiesystem integriert, wodurch hier der Nutzen für die Vermeidung von Redispatchbedarf geringfügig abnimmt. Ähnlich wie bei den Windanschlussleistungen bedingt sich bei der Verteilung der PtG-Anlagen, dass eine Konzentration der Leistungen an wenigen Standorten nicht zielführend ist für die Netzbelastung und Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit. Allein vor diesem Hintergrund sollten die zu installierenden Leistungen auf verschiedene Umspannwerksstandorte in beiden Bundesländern verteilt werden.

### Gas 2035

Das auf dem Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030 beruhende und um den Ast Nüttormoor/Bremen erweiterte Wasserstoffleitungsnetz des Jahres 2025 wird nach heutiger Abschätzung in Richtung Dänemark, des Großraums Hannover und in Richtung des Rhein-Ruhr-Gebiets erweitert werden. Zur Verbindung des Rhein-Ruhr-Gebiets kann eine Leitung entlang der niederländischen Grenze eingesetzt werden. Innerhalb Schleswig-Holsteins liegt zu großen Teilen eine im H-Gas genutzte Doppelleitungsinfrastruktur vor. Schon heute wird ein Ast zwischen Ellund und Fockbek mit einer geringen Menge Wasserstoff beaufschlagt. Der weitere Zubau von Windkraftanlagen in Deutschland und Dänemark sowie der starke Trend hin zu einer europäischen Wasserstoffinfrastruktur werden hier ein Wasserstoffnetz erforderlich machen. Die verhältnismäßig geringen Kosten zum Aufbau einer durchgehenden Doppelleitungsinfrastruktur machen dies zu einer No-Regret-Investition. Die Gasnetzbetreiber gehen deshalb von einer Erweiterung des Wasserstoffnetzes bis nach Dänemark aus, wodurch viele Standorte in Schleswig-Holstein innerhalb der Bewertung des Einspeisepotentials stark aufgewertet werden können. Die fehlende Verbindung vom westlichen Ende des Wasserstoffnetzes aus dem Jahr 2025 in Richtung der Niederlande,



Abb. 11 – Bewertungsergebnisse des Kriteriums „Gas“ im Jahr 2035



des Großraums Hannover und des Rhein-Ruhr-Gebiets kann durch das Freiwerden der L-Gas-Leitungen geschlossen werden. Bis zum Jahr 2029 ist geplant, die deutschen L-Gas-Gebiete vollkommen auf H-Gas umzustellen. Die L-Gas-Leitungen können voraussichtlich ohne große Neubauten für den Wasserstofftransport genutzt werden. Ebenso wie in Schleswig-Holstein kann auch hier die Bewertung des Einspeisepotentials stark erhöht werden. Das Wasserstoffnetz im Jahr 2035 erstreckt sich somit durch die effiziente Nachnutzung der L-Gas-Infrastruktur und wenige Neubauabschnitte vom Rhein-Ruhr-Gebiet über Grenzübergangspunkte zu den Niederlanden, mindestens zwei Untertagegasspeicher in den Ballungszentren Bremen und Hamburg bis hin nach Dänemark. Da es sich nicht um Beimischung, sondern um eine reine Wasserstoffinfrastruktur handelt, ist das Aufnahmepotential entlang der beschriebenen Trassen immens und somit den Erfordernissen großer PtG-Anlagen und stark ausgebauter Windkraft gewachsen. In internen Rechnungen der Ferngasnetzbetreiber werden beispielsweise Wasserstoffflüsse von weit mehr als  $500.000 \text{ m}^3/\text{h}$  (entspricht etwa  $2.500 \text{ MW}_{\text{el}}$  Elektrolyseleistung) an Grenzübergangspunkten modelliert, die bei der vorhandenen Infrastruktur zu akzeptablen Druckverlusten führen. Eine große PtG-Anlage würde die Einspeisung an anderen Stellen wie etwa Grenzübergangspunkten substituieren oder erweitern und somit das Wasserstoffangebot diversifizieren. Eine Vollauslastung oder Überlastung der geplanten Wasserstoffinfrastruktur ist bei üblichen Einspeisedrücken durch eine große PtG-Anlage nicht zu erwarten.

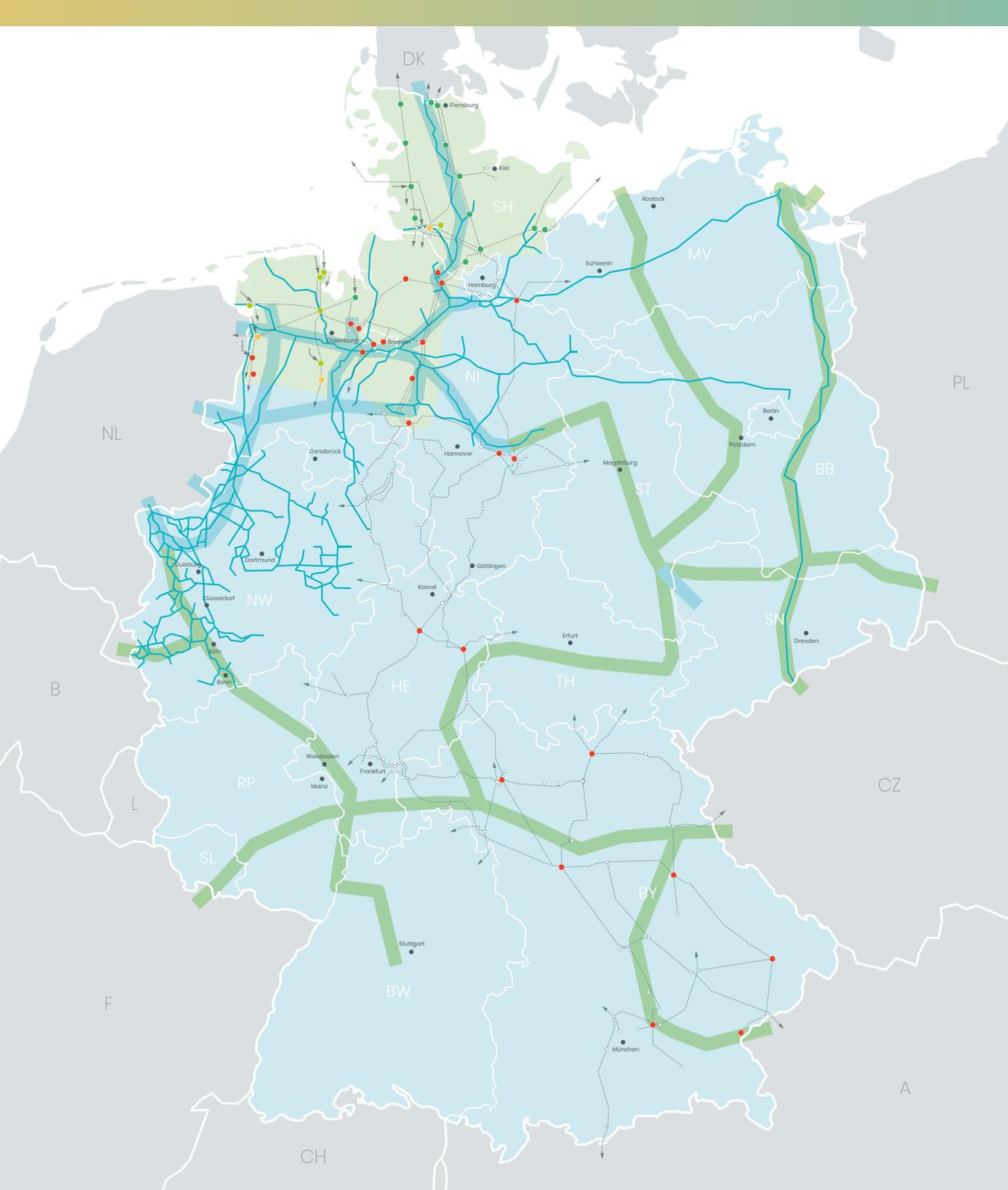


Abb. 12 – Darstellung der Ergebnisse der Analyse der Unterkriterien des Bereichs „Strom“ für das Jahr 2035 und Einordnung der Potentialregion

- ... Stromnetz (TenneT), inkl. geplante Leitungen
- Offshore-Netzanbindung
- Umspannwerke (TenneT)
- Gasnetz (ThyssenGas, Gasunie)
- Potentialregion
- Hydrogen Backbone 2030
- Hydrogen Backbone 2035

# 5

## Ableitungen und Fahrplan zur effizienten Integration von gesamtenergiesystemdienlichen PtG-Anlagen

Als Ergänzung zu den Energiesystemstudien weisen die Ergebnisse dieser Studie konkrete Standorte in einer Potentialregion (nordwestliches Niedersachsen und Schleswig-Holstein) auf, in der der Aufbau großer Wasserstoffzeugungseinheiten aus gesamtenergiesystemdienlicher Sicht effizient erfolgen kann. Bei der Bewertung im Rahmen des Stromsystems konnte gezeigt werden, dass der systemische Mehrwert von Elektrolyseuren an einigen Standorten in der Potentialregion zumindest grundsätzlich gewährleistet ist. Dies gilt nicht für die anderen Regionen des deutschen Netzgebiets von TenneT wie das südliche Niedersachsen, Hessen und Bayern (vgl. **Kapitel 4.2.1**). In erster Instanz entscheidet der Ort über dessen Systemdienlichkeit, darauf aufbauend tragen der Einsatz des Elektrolyseurs und die Korrelation mit der Erzeugung von grüner Energie entscheidend zur Netz- und Systemdienlichkeit bei. Randbedingung der Studie ist in Anlehnung an die aktuelle EEG-Befreiung der Elektrolyse orientierte Betriebsweise mit 5.000 Vollbenutzungsstunden im Betrachtungsjahr 2025. Analog zur NEP Strom 2021 Logik wird im Jahr 2035 von 3.500 Vollbenutzungsstunden ausgegangen.

Damit der Wasserstoff von der Potentialregion in die Verbrauchsregionen kommt, müssen die Standorte an das angedachte Wasserstoffnetz angeschlossen werden. Hier bietet die vorgestellte Studie eine signifikante Weiterentwicklung, da beide Infrastrukturen zusammengedacht werden und die Frage beantwortet werden soll, wo die Erzeugungsstandorte aus Sicht der Versorgung der Verbrauchsregionen sein sollten. Diese Zielstellung wird für die Betrachtungsjahre 2025 und 2035 beantwortet, sodass die sinnvolle stufenweise Entwicklung der Wasserstoffinfrastruktur inklusive der Erzeugungsstandorte bewertet werden kann.

**Abbildung 13** zeigt die zusammengefassten Ergebnisse der einzelnen Bereiche und darauf aufbauend einen fünfstufigen Entwicklungspfad zum Aufbau der Wasserstoffinfrastruktur bzw. infrastrukturkoppelnder Elektrolyseure und orientiert sich dabei stark an der Umsetzbarkeit. Die ersten beiden Schritte können bereits ab 2025 umgesetzt werden. Ab 2030/2035 folgen mit der Weiterentwicklung der Infrastrukturen die weiteren Schritte drei bis fünf. Diese fünf Schritte werden im Folgenden erläutert.

# 2025

# 2035

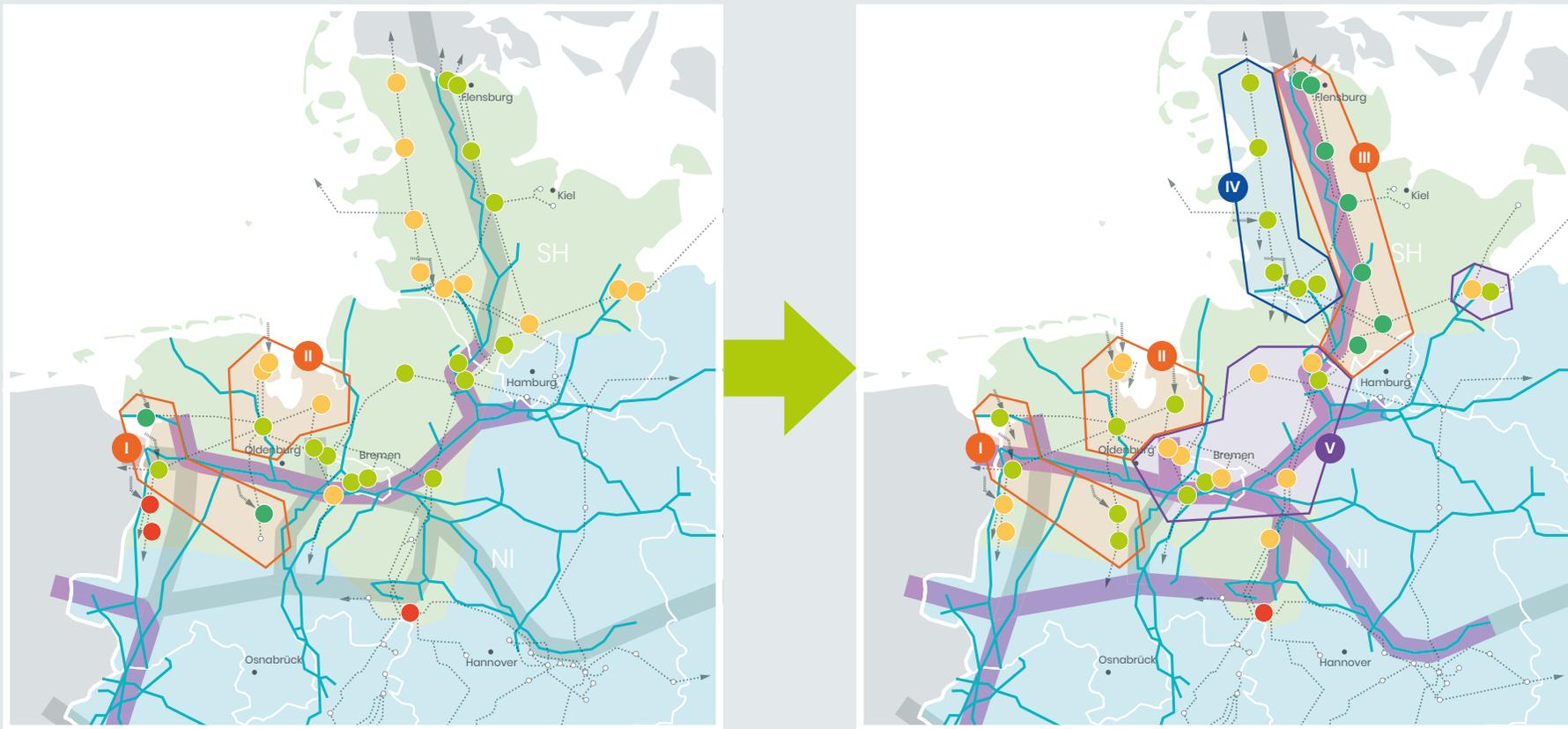


Abb. 13 – Zusammengefasste Ergebnisse der Bereiche „Strom“, „Gas“ und „Umfeld“ und die daraus folgenden fünf Schritte zur Integration von gesamtenergiedienlichen PtG-Anlagen in Nordwest-Deutschland

- ... Stromnetz (TenneT), inkl. geplante Leitungen
- Offshore-Netzanbindung
- Umspannwerke (TenneT)
- Gasnetz (ThyssenGas, Gasunie)
- Potentialregion
- Hydrogen Backbone
- IPCEI

Emden\_Ost und Diele sowie Garrel\_Ost sind für die ersten Grozelektrolyseure besonders interessante Standorte. Sowohl an Emden\_Ost als auch an Diele sind bereits Offshore-Windparks angeschlossen. Garrel\_Ost kann entwickelt werden, sobald der aktuell für 2025 geplante Anschluss an Offshore-Leistung erfolgt ist. Emden\_Ost ist aus Sicht des Stromnetzes aufgrund der Engpasssituation der Standort mit dem größeren Hebel für den Stromnetzbetrieb, allerdings müsste ein entsprechender Anschluss an die angedachte Wasserstoffinfrastruktur erst noch erfolgen. Vor dem Hintergrund der langfristigen Potentiale des Standorts ist dieser sehr sinnvoll. Diele hingegen liegt nahezu unmittelbar in der Nähe des potentiellen Wasserstoffnetzes des EHB. Mit dem Anschluss beider Standorte können ebenso Nüttermoor und Jemgum sowie weitere bereits bestehende Salzkavernenspeicher-Standorte angeschlossen werden. Damit kann der erste Nukleus der großskaligen Erzeugung sowie Speicherung geschaffen werden. Durch die Marktraumumstellung und den effizienten Einsatz der ehemaligen L-Gas-Netze in Kombination mit H-Gas-Netzen im Nordwesten Niedersachsens wird leistungsstarke Gasinfrastruktur frei für eine Umstellung auf Wasserstoff. Beide Standorte, Diele und Emden\_Ost, bieten zudem in Bezug auf die betrachtete Potentialregion die effizientesten Transportwege des Wasserstoffs zum Verbrauchsschwerpunkt Rhein-Ruhr-Gebiet, wofür zudem zeitnah unterschiedliche potentielle Routenoptionen bestehen. So kann frühzeitig eine nützliche Verbindung zwischen großskaliger Erzeugung und dementsprechendem Verbrauch des Wasserstoffs geschaffen werden.

Im zweiten Schritt bedarf es einer Weiterentwicklung der Wasserstoffnetze in Richtung der anderen Hochpotentialstandorte im nördlichen Niedersachsen. Dabei sollten die sich vom angedachten Wasserstoffbackbone nördlich befindenden Umspannwerkstandorte angeschlossen werden. Dies betrifft insbesondere Conneforde und die Region Wilhelmshaven. Bei der angestrebten Einbindung des Speicherstandorts Etzel in die Wasserstoffinfrastruktur könnte insbesondere Wilhelmshaven mit weniger Aufwand erreicht werden. Aus stromnetzplanerischer Sicht ist es zudem ideal, bereits mit den Planungen, das Umspannwerk Unterweser perspektivisch ab 2030 in das Wasserstoffnetz zu integrieren, zu starten. Bei Anschluss der angedachten Offshore-Kapazität von derzeit 4GW bietet Unterweser ein großes Potential für die Wasserstoffherzeugung.

An den zuvor genannten Umspannwerken landet ein Großteil der Offshore-Windenergie in dieser Region an. Diese bieten folglich den größten Nutzen, indem Strom nicht erst über weitere Strecken transportiert werden muss, sondern vor Ort genutzt werden kann. Im Jahr 2025 ist das TenneT-Netz vom nordwestlichen Niedersachsen und von Schleswig-Holstein in Richtung der Verbrauchsschwerpunkte im Westen und Süden Deutschlands stark engpassbehaftet (vgl. **Abbildung 8 – Strom 2025**). Somit wäre ein zügiger Aufbau von Elektrolyseuren in beiden Regionen nach den Stromkriterien sinnvoll.

Durch den geplanten Netzausbau soll sich die Engpasssituation im Höchstspannungsnetz bis 2035 deutlich entschärfen. Engpässe werden aber weiterhin nördlich von Hamburg und auf der Achse Hamburg-Frankfurt erwartet.

III Entsprechend der Stromnetzauslastung bietet sich bereits heute der Aufbau von Elektrolysekapazitäten in Schleswig-Holstein für lokale Anwendungen in Raffinerie und Verkehr an. Die erzeugten Wasserstoffmengen können aufgrund hoher Transportanforderungen von Erdgas im Bestandsnetz hingegen frühestens ab 2030 abtransportiert werden. Ab 2030 ist Schleswig-Holstein, teilweise über Neubauten, in das Wasserstofffernleitungsnetz integrierbar. Nach derzeitigen Planungen soll eine der parallel verlaufenden Leitungen in Nord-Süd-Richtung auf Wasserstoff umgestellt werden. Der Verlauf dieser Gaspipeline überschneidet sich mit der sogenannten Mittelachsen-Leitung von TenneT. Entlang dieser Achse wäre somit ein Zusammenschluss beider Infrastrukturen aufwandsarm möglich und die daran angeschlossenen Umspannwerke bieten sich für großskalige Elektrolyseure an.

IV Zusätzlich zur schleswig-holsteinischen Mittelachse bieten sich nach den Stromkriterien die direkten Küstenstandorte in Schleswig-Holstein an. Hier ist bislang keine Gasfernleitungsinfrastruktur vorhanden, diese müsste entsprechend vor dem Hintergrund der hohen Erzeugungspotentiale für EE und Wasserstoff neu gebaut werden. Letzteres betrifft die Umspannwerke in der Region, die mit IV gekennzeichnet ist. Genau wie unter Punkt II des Fahrplans zeigt diese Studie auch hier den großen Mehrwert einer gemeinsamen Planungsgrundlage und engen Kooperation der Strom- und Gasnetzbetreiber.

Die unter I bis IV aufgelisteten Standorte sind entsprechend den Auswertungen als robuster Entwicklungspfad einzustufen, der unabhängig von der Szenarioanpassung an beispielsweise die gesteigerten Klimaschutzziele bereits heute ableitbar ist. Abhängig von weiteren Anschlüssen von EE oder über die aktuellen Planungen hinausgehende Netzausbauten nach 2035 wären weitere Anlagen denkbar.

V An einzelnen derzeit kritisch bewerteten Standorten würde sich eine an den Netzengpässen orientierte Fahrweise positiv auf die Engpasssituation im Höchstspannungsnetz auswirken. Hierbei wären aber nach heutigem Stand nur deutlich geringere Einsatzzeiten möglich. Allgemein gilt hierbei, dass regionale Engpässe in dieser Region meistens mit geringerem zusätzlichem Netzausbau beseitigt werden können, als beispielweise überregionale Netzengpässe, die durch eine südlichere Allokation der Elektrolyseure hervorgerufen werden. Dies erfordert bei möglichen Standorten eine detaillierte und weitergehende Prüfung. Die Planungen für eine Wasserstoffinfrastruktur könnten in dieser Phase um den Bereich Lübeck erweitert werden, was das Potential dort liegender Umspannwerke weiter erhöhen würde.

Aus Sicht der Studienbeteiligten ist eine zügige Errichtung einer Wasserstoffinfrastruktur im nordwestlichen Niedersachsen und in Schleswig-Holstein mit Verbindungen in die Lastzentren wie das Rhein-Ruhr-Gebiet und perspektivisch Süddeutschland wünschenswert. Aufgrund der Umsetzbarkeit wird der Ausbau im nordwestlichen Niedersachsen beginnen. Daneben können lokale Anwendungen ohne infrastrukturellen Anschluss insbesondere in Schleswig-Holstein in den Zwischenjahren ebenfalls das Stromnetz entlasten. Perspektivisch rücken die Standorte in Schleswig-Holstein in den Fokus. Langfristig sind die küstennahen Standorte in Niedersachsen weiterhin sehr gut geeignet für einen Elektrolyseur, da sich mit einem weiteren Ausbau von EE hier die Engpasssituation wieder verschärfen kann. Hier sei ausdrücklich auf die aktuelle politische Diskussion verwiesen, die Ausbauziele für EE weiter zu erhöhen und schneller umzusetzen. So zeigt sich, dass hier die ersten Standorte entstehen und in das Wasserstoffnetz integriert werden sowie dass diese Standorte im Jahr 2035 und im späteren klimaneutralen Energiesystem weiterhin sinnvoll sind.

# 6

## Fazit

Diese Studie zeigt eine Möglichkeit auf, um gesamtenersystemdienliche Standorte für große Elektrolyseure zu ermitteln. Es wird dargestellt, welche Kriterien für einen effizienten Aufbau der Wasserstoffinfrastruktur maßgeblich sind und welchen Einfluss die Bewertung der Systemintegration auf die Wahl von Standorten für große PtG-Anlagen hat. Eine Nichtberücksichtigung dieser Aspekte und der daraus folgende Aufbau von großen Anlagen an ungünstigen Standorten führt hingegen zu höheren volkswirtschaftlichen Kosten durch die daraus resultierende Notwendigkeit des Ausbaus der Stromnetzinfrastruktur. Dies gilt es letztlich im Sinne aller Verbraucher zu vermeiden.

Günstige Standorte für PtG-Anlagen gibt es küstennah im nordwestlichen Niedersachsen und in Schleswig-Holstein. Hier bieten sich aus infrastruktureller Perspektive der betrachteten Strom- und Gasnetze die besten Voraussetzungen für den Einstieg in eine großvolumige Produktion von grünem Wasserstoff in Deutschland. Wie in der Studie gezeigt

werden konnte, sind dabei aber nicht alle Standorte bedingungslos geeignet. Die vorhandene Gasinfrastruktur hilft dabei, den erzeugten grünen Wasserstoff strukturiert und verbrauchsgerecht in die großen Lastzentren zu transportieren – dorthin, wo er gebraucht wird. Zeitnah sollte zudem der Anschluss der weiteren Verbrauchszentren in Süddeutschland an die Wasserstofffernleitungsinfrastruktur erfolgen, um in dieser Region ebenfalls die versorgungssichere Bereitstellung von Wasserstoff ohne gleichzeitige Belastung der ÜNB zu gewährleisten.

Auf Basis der in dieser Studie dargelegten Ergebnisse kann ein erster möglicher zeitlicher Fahrplan zum Aufbau der gesamtenersystemdienlichen großen, infrastrukturkoppelnden PtG-Anlagen abgeleitet werden. Dieser Fahrplan zeigt auf, dass unter Einbeziehung der Möglichkeiten zum Aufbau eines Wasserstoffnetzes und der Rahmenbedingungen der Strominfrastruktur zunächst Standorte im Nordwesten Niedersachsens vor Standorten im Nordosten des Bundeslandes zu entwickeln sind. Anschließend folgen in den 2030er-Jahren die Standorte in Schleswig-Holstein. Bei weiterem Bedarf können darüber hinaus zusätzliche Standorte entwickelt werden. Abseits dieses Ausbaupfades können lokale Anwendungen, die beide Infrastrukturen nicht unmittelbar, aber perspektivisch koppeln, zeitnah in dieser Potentialregion insbesondere in Schleswig-Holstein realisiert werden, um einen Mehrwert für das Stromnetz zu bieten.

Die an dieser Studie beteiligten Unternehmen haben durch ihre Netzstrukturdaten und Kenntnisse die methodische Kompetenz, um Standorte für Elektrolyseure aus Sicht der beiden Infrastrukturen zu bewerten. Auf Grundlage dessen kann abgeschätzt werden, wie sich diese auf die Effizienz und die Kosten im Energiesystem auswirken. Mit der Expertise und dem Beitrag der beteiligten Unternehmen soll die Diskussion hinsichtlich einer effizienten und systemdienlichen Allokation von PtG-Anlagen angeregt werden.

## QUELLEN

**Agora, 2020** Prognos, Öko-Institut, Wuppertal-Institut (2020): Klimaneutrales Deutschland, Studie im Auftrag von Agora Energiewende, Agora Verkehrswende und Stiftung Klimaneutralität; verfügbar unter: [https://static.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2020/2020\\_10\\_KNDE/A-EW\\_195\\_KNDE\\_WEB.pdf](https://static.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2020/2020_10_KNDE/A-EW_195_KNDE_WEB.pdf); zuletzt abgerufen am: 30.08.2021

**BDEW, 2021** BDEW (2021): Wasserfakten im Überblick (Stand: Juli 2020); verfügbar unter: [www.bdew.de/media/documents/Wasserfakten\\_im\\_%C3%9Cberblick\\_Juli\\_2021\\_j\\_Ott\\_online\\_13082021.pdf](http://www.bdew.de/media/documents/Wasserfakten_im_%C3%9Cberblick_Juli_2021_j_Ott_online_13082021.pdf); zuletzt abgerufen am: 30.08.2021

**BDI, 2018** Boston Consulting Group; Prognos AG (2018): Klimapfade für Deutschland, Studie im Auftrag des Bundesverbandes der deutschen Industrie; verfügbar unter: [www.zvei.org/fileadmin/user\\_upload/Presse\\_und\\_Medien/Publikationen/2018/Januar/Klimapfade\\_fuer\\_Deutschland\\_BDI-Studie\\_/Klimapfade-fuer-Deutschland-BDI-Studie-12-01-2018.pdf](http://www.zvei.org/fileadmin/user_upload/Presse_und_Medien/Publikationen/2018/Januar/Klimapfade_fuer_Deutschland_BDI-Studie_/Klimapfade-fuer-Deutschland-BDI-Studie-12-01-2018.pdf); zuletzt abgerufen am: 30.08.2021

**BGR, 2021** Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe: Ergiebigkeit der Grundwasservorkommen; verfügbar unter: [www.bgr.bund.de/DE/Themen/Wasser/Produkte/Downloads/abb\\_gw-ergiebigkeit\\_pdf.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=2](http://www.bgr.bund.de/DE/Themen/Wasser/Produkte/Downloads/abb_gw-ergiebigkeit_pdf.pdf?__blob=publicationFile&v=2); zuletzt abgerufen am: 30.08.2021

**BMU, 2015** Öko-Institut; Fraunhofer ISI (2015): Klimaschutzszenario 2050, Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit; verfügbar unter: [www.oeko.de/oekodoc/2451/2015-608-de.pdf](http://www.oeko.de/oekodoc/2451/2015-608-de.pdf); zuletzt abgerufen am: 30.08.2021

**BMWi, 2020** Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2020): Die Nationale Wasserstoffstrategie; verfügbar unter: <https://www.bmw.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/die-nationale-wasserstoffstrategie.pdf>; zuletzt abgerufen am: 30.08.2021

**BMWi, vsl. 2021** Consentec (2021): Langfrist- und Klimaszenarien 95%, Studie im Auftrag des BMWi

**BMWi IPCEI, 2021** BMWi (2021): IPCEI Standorte; verfügbar unter: [www.bmw.de/Redaktion/DE/Downloads/1/ipcei-standorte.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=6](http://www.bmw.de/Redaktion/DE/Downloads/1/ipcei-standorte.pdf?__blob=publicationFile&v=6); zuletzt abgerufen am: 30.08.2021

**DBU, 2019** Clausthaler Umwelttechnik Forschungszentrum der Technischen Universität Clausthal, Tuttahs & Meyer Ingenieurgesellschaft für Wasser-, Abwasser- und Energiewirtschaft mbH (2019): Keine Energie ohne Wasser, Studie gefördert von der Deutschen Bundesstiftung Umwelt – Osnabrück; verfügbar unter: [www.dbu.de/OPAC/ab/DBU-Abschlussbericht-AZ-32804\\_01-Hauptbericht.pdf](http://www.dbu.de/OPAC/ab/DBU-Abschlussbericht-AZ-32804_01-Hauptbericht.pdf); zuletzt abgerufen am: 30.08.2021

**dena, 2018** Deutsche Energie-Agentur (2018): dena-Leitstudie Integrierte Energiewende – Impulse für die Gestaltung des Energiesystems bis 2050, verfügbar unter: [www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Pdf/9261\\_dena-Leitstudie\\_Integrierte\\_Energiewende\\_Lang.pdf](http://www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Pdf/9261_dena-Leitstudie_Integrierte_Energiewende_Lang.pdf); zuletzt abgerufen am: 30.08.2021

**dena II, vsl. 2021** Deutsche Energie-Agentur (2021): dena-Leitstudie: Aufbruch Klimaneutralität (vorläufige Quantifizierung)

**DLR, 2020** Deutsches Zentrum für Luft und Raumfahrt e.V. (2020): Wasserstoff als ein Fundament der Energiewende; verfügbar unter: [https://www.dlr.de/content/en/downloads/2020/hydrogen-research-study-part-2.pdf;jsessionid=45040F66F6F24317241C7FCE7209F5D8.delivery-replication?\\_\\_blob=publicationFile&v=2](https://www.dlr.de/content/en/downloads/2020/hydrogen-research-study-part-2.pdf;jsessionid=45040F66F6F24317241C7FCE7209F5D8.delivery-replication?__blob=publicationFile&v=2); zuletzt abgerufen am: 30.08.2021

**Ecofys, 2009** Ecofys (2009), Methodology for the free allocation of emission allowances in the EU ETS post 2012, Sector report for the chemical industry; verfügbar unter: [https://ec.europa.eu/clima/sites/clima/files/ets/allowances/docs/bm\\_study-chemicals\\_en.pdf](https://ec.europa.eu/clima/sites/clima/files/ets/allowances/docs/bm_study-chemicals_en.pdf); zuletzt abgerufen am: 30.08.2021

**EHB, 2021** Gas for Climate 2050: European Hydrogen Backbone; verfügbar unter: [https://gasforclimate2050.eu/sdm\\_downloads/european-hydrogen-backbone/](https://gasforclimate2050.eu/sdm_downloads/european-hydrogen-backbone/); zuletzt abgerufen am: 27.08.2021

**EU, 2020** EU-Kommission (2020): Communication from the commission to the european parliament, the council, the european economic and social committee and the committee of the regions: A hydrogen strategy for a climate-neutral Europe. COM (2020) 301 final; verfügbar unter: [https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/hydrogen\\_strategy.pdf](https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/hydrogen_strategy.pdf); zuletzt abgerufen am: 27.08.2021

**Faber, 2020** Faber, D. (2020): Entwicklung eines Verfahrens zur Bewertung und Identifikation von geeigneten Standorten für Power-to-Gas-Anlagen im elektrischen Energieversorgungssystem, Masterarbeit, Technische Universität Dortmund

**FFE, 2019** Forschungsgesellschaft für Energiewende (2019): Studie zur Regionalisierung von PtG-Leistungen für den Szenariorahmen NEP Gas 2020–2030; verfügbar unter: [www.fnb-gas.de/media/fnb\\_gas\\_ptg-studie\\_ffe\\_klein.pdf](http://www.fnb-gas.de/media/fnb_gas_ptg-studie_ffe_klein.pdf); zuletzt abgerufen am: 27.08.2021

**Fraunhofer ISE, 2020** Fraunhofer ISE (2020): Wege zu einem klimaneutralen Energiesystem 2050; verfügbar unter: [www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/Fraunhofer-ISE-Studie-Wege-zu-einem-klimaneutralen-Energiesystem-Update-Zielverschärfung.pdf](http://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/Fraunhofer-ISE-Studie-Wege-zu-einem-klimaneutralen-Energiesystem-Update-Zielverschärfung.pdf); zuletzt abgerufen am: 27.08.2021

**Fraunhofer ISE, 2021** Fraunhofer ISE (2021): Nettostromerzeugung in Deutschland 2020: Erneuerbare Energien erstmals über 50 Prozent, verfügbar unter: [www.ise.fraunhofer.de/de/presse-und-medien/news/2020/nettostromerzeugung-in-deutschland-2021-erneuerbare-energien-erstmals-ueber-50-prozent.html](http://www.ise.fraunhofer.de/de/presse-und-medien/news/2020/nettostromerzeugung-in-deutschland-2021-erneuerbare-energien-erstmals-ueber-50-prozent.html); zuletzt abgerufen am: 27.08.2021

**Fraunhofer ISI, 2013** Fraunhofer ISI (2013): Energieverbrauch und CO<sub>2</sub>-Emissionen industrieller Prozesstechnologien – Einsparpotenziale, Hemmnisse und Instrumente; verfügbar unter: [www.isi.fraunhofer.de/content/dam/isi/dokumente/ccx/2013/Umweltforschungsplan\\_FKZ-370946130.pdf](http://www.isi.fraunhofer.de/content/dam/isi/dokumente/ccx/2013/Umweltforschungsplan_FKZ-370946130.pdf); zuletzt abgerufen am: 27.08.2021

**FZJ, 2019** M. Robinius et al: Wege für die Energiewende – Kosteneffiziente und klimagerechte Transformationsstrategien für das deutsche Energiesystem bis zum Jahr 2050, Energie & Umwelt

Band 499, Forschungszentrum Jülich 2019, ISBN 978-3-95806-483-6; verfügbar unter: [https://user.fz-juelich.de/record/877960/files/Energie\\_Umwelt\\_499.pdf](https://user.fz-juelich.de/record/877960/files/Energie_Umwelt_499.pdf); zuletzt abgerufen am: 27.08.2021

**Get H2, 2021** Initiative GET H2: Start und Ausbau der Infrastruktur für grünen Wasserstoff; verfügbar unter: [www.get-h2.de/umsetzung/](http://www.get-h2.de/umsetzung/); zuletzt abgerufen am: 27.08.2021

**GWI, EWI, 2018** Gas- und Wärmeinstitut Essen (2018); Energy Research & Scenarios: Virtuelles Institut NRW – Strom zu Gas und Wärme; verfügbar unter: <http://strom-zu-gas-und-waerme.de/aktuelles/>; zuletzt abgerufen am: 27.08.2021

**HyPerLink, 2021** Gasunie (2021); HyPerLink Bundeswirtschaftsminister nominiert Gasunie Wasserstoff-Projekt für Europa, verfügbar unter: [www.gasunie.de/news/hyperlink-bundeswirtschaftsminister-nominiert-gasunie-wasserstoff-projekt-fuer-europa](http://www.gasunie.de/news/hyperlink-bundeswirtschaftsminister-nominiert-gasunie-wasserstoff-projekt-fuer-europa); zuletzt abgerufen am: 27.08.2021

**Hypos East Germany, 2021** Hydrogen Power Storage & Solutions East Germany e.V. (2021); H<sub>2</sub>-Forschungskaverne, Entwicklung und Vorbereitung einer Speicherforschungsplattform (SPF) von Grünem Wasserstoff am Standort Bad Lauchstädt, verfügbar unter: [www.hypos-eastgermany.de/die-projektvorhaben/hypos-projekte-zwanzig20/transport-und-speicherung/h2-forschungskaverne/](http://www.hypos-eastgermany.de/die-projektvorhaben/hypos-projekte-zwanzig20/transport-und-speicherung/h2-forschungskaverne/); zuletzt abgerufen am: 27.08.2021

**Infrastructure Outlook, 2019** Gasunie; TenneT (2019); Infrastructure Outlook 2050; verfügbar unter: [www.tennet.eu/fileadmin/user\\_upload/Company/News/Dutch/2019/Infrastructure\\_Outlook\\_2050\\_appendices\\_190214.pdf](http://www.tennet.eu/fileadmin/user_upload/Company/News/Dutch/2019/Infrastructure_Outlook_2050_appendices_190214.pdf); zuletzt abgerufen am: 30.08.2021

**Interne Machbarkeitsstudie, 2019** Projekt „ELEMENT EINS“ technische Machbarkeitsstudie, durchgeführt von ILF Beratende Ingenieure GmbH der Ludwig Bolkow Systemtechnik, München

**Klimaschutzgesetz 2021** Bundesregierung (2021); Klimaschutzgesetz 2021: Generationenvertrag für das Klima; verfügbar unter: [www.bundesregierung.de/breg-de/themen/klimaschutz/klimaschutzgesetz-2021-1913672](http://www.bundesregierung.de/breg-de/themen/klimaschutz/klimaschutzgesetz-2021-1913672); zuletzt abgerufen am: 30.08.2021

**LBST, 2019** Ludwig-Bolkow-Systemtechnik GmbH (2019); Wasserstoffstudie Nordrhein-Westfalen – Eine Expertise für das Ministerium für Wirtschaft, Innovation, Digitalisierung und Energie des Landes Nordrhein-Westfalen; verfügbar unter: [www.wirtschaft.nrw/sites/default/files/asset/document/bericht\\_wasserstoffstudie\\_nrw-2019-04-09\\_komp.pdf](http://www.wirtschaft.nrw/sites/default/files/asset/document/bericht_wasserstoffstudie_nrw-2019-04-09_komp.pdf); zuletzt abgerufen am: 30.08.2021

**Linhardt, vsI. 2022** Basierend auf einer Metastudie von Christoph Linhardt, ZET Universität Bayreuth; geplante Veröffentlichung 2022

**NEP Gas 2020, 2021** Vereinigung der Fernleitungsnetzbetreiber Gas e.V. (2021); Netzentwicklungsplan 2020; verfügbar unter: [www.fnb-gas.de/netzentwicklungsplan/netzentwicklungsplaene/netzentwicklungsplan-2020/](http://www.fnb-gas.de/netzentwicklungsplan/netzentwicklungsplaene/netzentwicklungsplan-2020/); zuletzt abgerufen am: 27.08.2021

**NEP Strom 2021, 2021** 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, Tennet TSO GmbH, TransnetBW GmbH (2021); 2. Entwurf des Netzentwicklungsplan Strom 2035; verfügbar unter: [www.netzentwicklungsplan.de/de/netzentwicklungsplaene/netzentwicklungsplan-2035-2021](http://www.netzentwicklungsplan.de/de/netzentwicklungsplaene/netzentwicklungsplan-2035-2021); zuletzt abgerufen am: 30.08.2021

**Phase II – Pathways to 2050, 2020** Gasunie, TenneT (2020); Phase II – Pathways to 2050; verfügbar unter: [www.tennet.eu/news/detail/gasunie-and-tennet-climate-goals-can-only-be-achieved-with-an-integrated-european-energy-system/](http://www.tennet.eu/news/detail/gasunie-and-tennet-climate-goals-can-only-be-achieved-with-an-integrated-european-energy-system/); zuletzt abgerufen am: 30.08.2021

**RED II, 2021** EU-Kommission (2021); Delegated Act zur Umsetzung des Artikels 27 der RED II; verfügbar unter: [https://ec.europa.eu/info/sites/default/files/amendment-renewable-energy-directive-2030-climate-target-with-annexes\\_en.pdf](https://ec.europa.eu/info/sites/default/files/amendment-renewable-energy-directive-2030-climate-target-with-annexes_en.pdf); zuletzt abgerufen am: 30.08.2021

**Statista, 2021** Statista (2021); Höhe der CO<sub>2</sub>-Emissionen durch die Stromerzeugung in Deutschland in den Jahren 1990 bis 2019; verfügbar unter: <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/38893/umfrage/co2-emissionen-durch-stromerzeugung-in-deutschland-seit-1990/>; zuletzt abgerufen am: 27.08.2021

**UBA, 2021** Umweltbundesamt (2021); Energiebedingte Emissionen; verfügbar unter: [www.umweltbundesamt.de/daten/energie/energiebedingte-emissionen#energiebedingte-treibhausgas-emissionen](http://www.umweltbundesamt.de/daten/energie/energiebedingte-emissionen#energiebedingte-treibhausgas-emissionen); zuletzt abgerufen am: 30.08.2021

**VBI, 2019** Verband beratender Ingenieure VBI (2019); Erneuerbare Energien, VBI-Leitfaden, Seite 136; verfügbar unter: [www.vbi.de/wp-content/uploads/2019/10/VBI-Leitfaden\\_Erneuerbare\\_Energien\\_2019\\_de.pdf](http://www.vbi.de/wp-content/uploads/2019/10/VBI-Leitfaden_Erneuerbare_Energien_2019_de.pdf); zuletzt abgerufen am: 30.08.2021

**VOEEG, 2021** Bundesregierung (2021); Verordnung zur Umsetzung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes 2021 und zur Änderung weiterer energierechtlicher Vorschriften; verfügbar unter: [www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/v/verordnung-zur-umsetzung-des-eeg-2021-und-zur-aenderung-weiterer-energierechtlicher-vorschriften.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=6](http://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/v/verordnung-zur-umsetzung-des-eeg-2021-und-zur-aenderung-weiterer-energierechtlicher-vorschriften.pdf?__blob=publicationFile&v=6); zuletzt abgerufen am: 27.08.2021

**WVS, 2020** Wirtschaftsvereinigung Stahl (2020); Fakten zur Stahlindustrie in Deutschland 2020; verfügbar unter: [www.stahl-online.de/wp-content/uploads/WV-Stahl-Fakten-2020\\_rz\\_neu\\_Webi.pdf](http://www.stahl-online.de/wp-content/uploads/WV-Stahl-Fakten-2020_rz_neu_Webi.pdf); zuletzt abgerufen am: 30.08.2021

**Zangemeister, 1970** Christof Zangemeister; Nutzwertanalyse in der Systemtechnik – Eine Methodik zur multidimensionalen Bewertung und Auswahl von Projektalternativen, Dissertation, Techn. Univ. Berlin, 1970. 5. Auflage (erweitert). Zangemeister & Partner, Norderstedt, 2014, ISBN 978-3-923264-00-1

## IMPRESSUM

Gasunie Deutschland Transport Services GmbH  
Pasteurallee 1  
30655 Hannover

TenneT TSO GmbH  
Bernecker Straße 70  
95448 Bayreuth

Thyssengas GmbH  
Emil-Moog-Platz 13  
44137 Dortmund

gasunie

