

Policy Briefing

H2-Ready-Gaskraftwerke

Autor:innen: Andreas Christidis, Anne
Wasike-Schalling, Juliane Arriens

November 2023

Gefördert durch: **European Climate Foundation**



Policy Briefing: H2-Ready-Gaskraftwerke

Für die Teilnahme an Experteninterviews und die wertvollen Informationen aus Praxis und Wissenschaft möchten wir uns herzlich bedanken bei:

- **Dr. Thomas Gallinger**, Leiter Hydrogen Projects, TÜV SÜD, Hauptautor des Leitfadens zur Zertifizierung von H2-Ready-Kraftwerken
- **Pierre Huck**, Branchenmanager Thermische Kraftwerke, TÜV SÜD, Hauptautor des Leitfadens zur Zertifizierung von H2-Ready-Kraftwerken
- **Dr.-Ing. Marc Jüdes**, Leiter Profitcenter Fernwärme / Umweltdienstleistungen, Nahwärmenetze, EnBW Energie Baden-Württemberg AG
- **Dr.-Ing. Eike Mollenhauer**, Projektingenieur, Vattenfall Wärme Berlin AG, ehem. Kraftwerksplanung, Siemens AG
- **Dr.-Ing. Max Sorgenfrei**, Leitender EU-EHS-Prüfer
- **Prof. Dr.-Ing. George Tsatsaronis**, Leiter Fachgebiet Energietechnik und Umweltschutz, TU Berlin
- **Dr. Tilman Tütken**, Vice President Strategic Projects & Key Account Management, MAN Energy Solutions SE

Inhaltsverzeichnis

1.	Kernaussagen zu H2-Readiness	5
2.	Einleitung	11
3.	Vorhandene Definitionen von „H2-Ready“	13
4.	Kraftwerksbetrieb mit 100 Prozent H2	18
4.1	Kraftwerkstypen und ihr Einsatz	19
4.2	Technische Anforderungen an die Kraftwerke	20
4.3	Kosten der Umrüstung	25
4.4	Infrastruktur	27
4.5	Klimaschutz	29
5.	Fazit	31
6.	Quellen	32
7.	Anhang	37

Abkürzungsverzeichnis

AHDE	Abhitzedampferzeuger
BMWK	Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz
DENox	Entstickung(-seinheit)
DLN	Dry Low NOx Brenner
EHB	European Hydrogen Backbone
EIB	Europäische Investment Bank
GIS	Geoinformationssystem
GT	Gasturbine / Gasturbinen-Kraftwerk
GuD	Gas- und Dampfturbinen-Kraftwerk
H2	Wasserstoff
KWK(G)	Kraft-Wärme-Kopplung(sgesetz)
RFNBO	Renewable fuels of non-biological origin
SCR	Selective Catalytic Reduction (Entstickung)
THG	Treibhausgas
TRL	Technology readiness level

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Kategorien der Kraftwerkstypen in der Kraftwerksstrategie.....	11
Abbildung 2: Definition von „H2-Ready“ von EU Turbines und EUGENE	14
Abbildung 3: Hauptkomponentengruppen von Gaskraftwerken	18
Abbildung 4: Kosten der Umrüstung auf 100 Prozent H2-Betrieb	26
Abbildung 5: Kraftwerksstandorte und EHB.....	27
Abbildung 6: Distanzen von Kraftwerksstandorten zum EHB.....	28
Abbildung 7: THG-Emissionen eines Kraftwerkes mit grünem und blauem H2 vs. Erdgas.....	30
Abbildung 8: Installierte Kapazität von Erdgas-Kraftwerken über dem Anlagenalter.....	38
Abbildung 9: Kostenaufteilung der Umrüstung einer 404 MW _{el} GuD-Anlage.....	40

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Definitionen von H2-readiness für Kraftwerke	16
Tabelle 2: Anforderungen an Kraftwerke für den 100 Prozent H2-Betrieb.....	23
Tabelle 3: Kosten der Umrüstung von Gaskraftwerken	25

Ziel der Studie

Wasserstoffkraftwerke werden zukünftig die Stromversorgung sicherstellen, wenn erneuerbare Energien es nicht gänzlich können. Doch Wasserstoffkraftwerke sind noch nicht kommerziell verfügbar, weshalb zunächst sog. H2-Ready-Kraftwerke mit politischen Anreizen gebaut werden sollen. H2-Ready ist jedoch bisher nicht klar definiert.

Die Studie bildet eine Informationsgrundlage zum Thema „H2-Ready Kraftwerke“. Ziel ist darzustellen, was H2-Readiness technisch und regulatorisch bedeutet. Dafür wird analysiert, welche Definitionen in Industrie und von Seiten der Gesetzgebung bereits bestehen. Anschließend wird auf die technischen Anforderungen für den H2-Betrieb von Gas-Kraftwerken und die voraussichtlichen Umrüstkosten eingegangen. Weitere Aspekte wie die notwendige Infrastruktur und der Klimaschutz werden ergänzt. Aus der Analyse werden Kernthesen abgeleitet. Diese sollen politischen Entscheidungsträger:innen eine Grundlage bieten, um das Konzept H2-Readiness weiterzuentwickeln und bestehende wie zukünftige Kraftwerkskapazitäten möglichst schnell emissionsfrei betreiben zu können.

1. Kernaussagen zu H2-Readiness

Nr. 1: Für eine zuverlässige Stromversorgung sind thermische Kraftwerke¹ auch in Zukunft Teil des Energiesystems. Sie kommen insbesondere dann zum Einsatz, wenn erneuerbare Energiequellen über längere Zeiträume nicht genügend Strom erzeugen können und die Kapazität von Batterie- und Pumpspeicherkraftwerken ausgeschöpft ist. Die Gesamtkapazität für H2-Kraftwerke sollte sorgfältig geprüft werden, s. Nr. 4. Dennoch bleiben emissionsfreie thermische Kraftwerke für längere Zeiträume unzureichender erneuerbarer Energieerzeugung unerlässlich. Im Falle Deutschlands wird bis Anfang der 2030er Jahre ein Bedarf von zusätzlicher Kapazität an H2-Ready-Kraftwerken in Höhe von 23 bis 25 GW erwartet [1]–[3]. Der Kapazitätsbedarf an thermischen Kraftwerken für 2045 streut in verschiedenen Studien von ca. 10 bis 88 GW [2]–[8], siehe dazu [9].

Nr. 2: Wasserstoff sollte nur dann in Kraftwerken verstromt werden, wenn es keine effizientere Alternative gibt, Länder müssen die benötigten Kraftwerkskapazitäten dahingehend überprüfen. Grüner Wasserstoff ist auf absehbare Zeit ein knappes Gut und wird zu großen Teilen importiert werden müssen. Der kombinierte Wirkungsgrad von Elektrolyse

¹ Thermische Kraftwerke werden im Gegensatz zu erneuerbaren Energien mit Brennstoff betrieben und erzeugen somit unabhängig vom Dargebot von Wind und Solarenergie Strom.

und Kraftwerk beträgt lediglich 36 Prozent, wenn beide Einzeltechnologien einen Wirkungsgrad von 60 Prozent aufweisen. Vor diesem Hintergrund, sollte die H2-Verstromung nur erfolgen, wenn keine besseren Alternativen vorhanden sind. Alternativen mit deutlich höheren Wirkungsgraden wären Batteriespeicher oder Pumpspeicherkraftwerke in Zeiten zu geringer Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien (z.B. Tag-Nacht-Schwankungen) oder Wärmepumpen für die Deckung der Fernwärmenachfrage. Darüber hinaus sollten Maßnahmen wie der Ausbau der Stromnetze, das Management der Nachfrageseite und andere Flexibilitätsoptionen höher priorisiert werden. Damit kann der Bedarf an grünem Wasserstoff im Stromsektor gesenkt werden und die Effizienz des Energiesystems zu erhöhen und Kosten zu senken. Ebenso sollte der grüne Wasserstoff primär in Anwendungen mit höheren Einsparungspotentialen von Treibhausgasen (THG) und fehlenden Alternativen eingesetzt werden. Hierzu zählen bspw. die stoffliche Nutzung, in der chemischen Industrie, oder im Verkehrssektor die Flug- und Schifffahrt und z.T. der Schwerlastverkehr.

Nr. 3: Nur erneuerbarer (grüner) Wasserstoff senkt die Emissionen maßgeblich. Die THG-Emissionen von blauem Wasserstoff sind vergleichbar, rechnerisch sogar geringfügig höher, als die von Erdgas, siehe Abschnitt 4.5, Abbildung 7. Damit der Einsatz von Wasserstoff THG-Emissionen reduziert, ist der Einsatz und die Verfügbarkeit von grünem Wasserstoff unerlässlich. Außerdem sollten Wasserstoffleckagen verhindert werden. Sie sind nicht nur sicherheitstechnisch problematisch, sondern auch in Bezug auf das Klima. Auch wenn H2 selbst kein direktes Treibhausgas ist, so erhöht es die Lebensdauer des Treibhausgases Methan in der Troposphäre [10]. Deshalb sollten beim Transport von Wasserstoff Leckagen dringend vermieden werden.

Nr. 4: H2-Kraftwerke sind heutzutage noch nicht kommerziell verfügbar, daher gibt es nur Anlagen, die umgerüstet werden können (H2-Ready). Kraftwerke, deren Bau zeitnah beschlossen wird, werden den Großteil ihrer Lebensdauer mit Wasserstoff betrieben. Sie können jedoch nicht direkt als H2-Kraftwerke geplant oder gebaut werden, weil diese noch nicht kommerziell verfügbar sind, daher H2-Ready. Derzeit liegt das Technology Readiness Level (TRL) für 100-prozentige Wasserstoffturbinen für den Kraftwerksbetrieb bei 7 von 11, d.h. im (vorkommerziellen) Demonstrationsstatus [11]. Es wird erwartet, dass Gasturbinen, die mit reinem Wasserstoff betrieben werden können bis 2030/31 kommerziell verfügbar sein werden [12], [13], [14], [15], s. a. Abschnitt 4.2. Die Entwicklungsgeschwindigkeit könnte sich als Reaktion auf klare Marktsignale beschleunigen. Dazu braucht es klare politische Signale, um ein „Abwarten“ bei der Entwicklung zu vermeiden.

Nr. 5: Es mangelt an klaren Definitionen des Begriffes "H2-Ready" innerhalb der regulatorischen Rahmenbedingungen. Obwohl „H2-Ready“ als Begriff oder Konzept für Kraftwerke innerhalb der europäischen Gesetzgebung verwendet wird, bleibt die Definition unklar. Die EU Taxonomie erkennt in [16] S. 20 Kraftwerke als grüne Investitionen an, wenn "die Anlage so konzipiert und gebaut ist, dass sie erneuerbare und/oder kohlenstoffarme gasförmige Brennstoffe verwendet, und der vollständige Umstieg auf erneuerbare und/oder kohlenstoffarme gasförmige Brennstoffe bis zum 31. Dezember 2035 erfolgt, mit einem vom Leitungsorgan des Unternehmens genehmigten und überprüfbaren Plan." Deutschland hat eine implizite Definition im Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz eingeführt, die besagt, dass der Übergang zur 100-prozentigen Wasserstoffnutzung für weniger als 10 Prozent der ursprünglichen Investitionskosten des Kraftwerks erreichbar sein muss, s. Abschnitt 3.

Nr. 6: Ein klar definiertes Konzept der H2-Readiness kann einen zuverlässigen Rahmen für die Umsetzung von emissionsfreien Kraftwerken bieten. Die Deutsche Kraftwerksstrategie fördert die Verwendung von Wasserstoff in der Stromerzeugung, um Treibhausgasemissionen zu reduzieren. Andere Länder werden voraussichtlich ähnliche Maßnahmen ergreifen und sich ggf. an der Kraftwerksstrategie orientieren. Für Regierungen ist es entscheidend, zu verstehen, wie sie emissionsfreie Kraftwerke schnell und effizient anreizen können. Gleichzeitig haben Kraftwerksbetreiber und -hersteller ein gemeinsames Bedürfnis nach langfristiger Planungssicherheit. In diesem Zusammenhang kann ein klar definiertes Konzept von H2-Readiness als entscheidendes Element dienen, das beiden Seiten einen zuverlässigen Rahmen bietet.

Nr. 7: Der Auf- und Umbau ausreichender Kraftwerkskapazitäten gelingt nur durch politische Anreize. In den letzten 10 Jahren war der Neubau von thermischen Kraftwerken sehr verhalten; es wurden lediglich 5,7 GW Gaskraftwerke gebaut, siehe. Abbildung 8. Um bis Anfang der 2030er Jahre den erwarteten zusätzlichen Bedarf von 23 bis 25 GW zu erreichen, muss Deutschland im nächsten Jahrzehnt eine ca. viermal so große Kraftwerkskapazität installieren. Gleichzeitig regulieren die Nachhaltigkeitsanforderungen der EU-Taxonomie mit der Anforderung, CO₂-arme und damit deutlich teurere Brennstoffe zu nutzen, die Investitions- und Planungssicherheit für Kraftwerksbetreiber.

Nr. 8: Eine kostenbezogene Definition von H2-Readiness sollte technologiespezifisch erfolgen, um nicht nur Gas- und Dampfturbinenkraftwerke (GuD) anzureizen, sondern auch Gasturbinenkraftwerke (GT) als typische Spitzenlastkraftwerke. Eine pauschale kostenbezogene Definition von H2-Ready (wie im Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz, KWKG) begünstigt Investitionen in kapitalintensive, effiziente GuD-Kraftwerke und erschwert die Investitio-

nen in Gasturbinenkraftwerke und Gasmotorenkraftwerke. Grund dafür ist, dass die Umstellung zur 100-prozentigen H₂-Nutzung fast ausschließlich am Gasturbinensystem (Brenner und Brennkammer) und am Gasversorgungssystem durchgeführt werden muss. Das sind Systeme, die GuD- und Gasturbinenkraftwerke gleichermaßen betreffen. Da die Investitionskosten für GuD-Kraftwerke etwa doppelt so hoch sind wie für Gasturbinenkraftwerke, erreichen GuD-Kraftwerke deutlich leichter prozentuale Zielwerte für Umrüstkosten, s. Abschnitt 4.3. Bei Gasmotoren fallen die Prozentualen Umrüstkosten ebenfalls hoch aus. Effiziente GuD-Kraftwerke anzureizen und weniger effiziente Gasturbinenkraftwerke nicht, erscheint zunächst plausibel, um Wasserstoff möglichst mit einem hohen Wirkungsgrad zu verstromen. Allerdings sind Gasturbinenkraftwerke typischerweise Spitzenlastkraftwerke mit wenigen Betriebsstunden, die (als Backup-Kraftwerke) zur Versorgungssicherheit beitragen, wohingegen GuD-Anlagen üblicherweise gebaut werden, um deutlich mehr Betriebsstunden zu fahren, s.a. Abschnitt 4.1. Daher sollte eine kostenbezogene Definition technologiespezifisch erfolgen.

Nr. 9: Es sollten Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (KWK) favorisiert werden, die jederzeit, unabhängig von der Wärmelast ihre gesamte elektrische Leistung erbringen können.

KWK-Anlagen sind im Vergleich zur getrennten Strom- und Wärmeerzeugung effizienter und benötigen somit weniger Brennstoff. Wasserstoff in KWK-Anlagen erscheint somit zunächst effizient genutzt, aber in einem dekarbonisierten Energiesystem sollten dringend Alternativen zur Wärmebereitstellung geprüft werden, da grüner Wasserstoff auf absehbare Zeit ein knappes Gut sein wird. In Bezug auf gesicherte elektrische Leistung ist es wahrscheinlich, dass KWK-Anlagen bei unzureichender Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien ohnehin betrieben werden und somit zur Deckung der Stromnachfrage beitragen. Es existieren jedoch KWK-Anlagen, deren Stromerzeugung von einer geringen Wärmenachfrage technisch bedingt stark eingeschränkt wird. Daher wäre eine Bedingung zu prüfen, die sicherstellt, dass KWK-Anlagen jederzeit ihre nominelle elektrische Leistung bei Bedarf dem Stromnetz zur Verfügung stellen können.

Nr. 10: Die Umrüstung der Kraftwerke auf Wasserstoff muss verbindlich terminiert sein, um weitere Emissionen zu vermeiden.

Die Umrüstung der H₂-Ready Kraftwerke auf den Wasserstoffbetrieb bis 2035 birgt Herausforderungen: Der Umrüstbedarf wird in einem kurzen Zeitfenster vergleichsweise hoch sein und die Kapazitäten der Hersteller sind begrenzt. Zudem muss die Wasserstoffversorgung bis zur Umrüstung eingerichtet sein. Um Verzögerungen zu verhindern, können neben entsprechenden Planungen, vertragliche Festlegungen und Pönalen bei Verzug vorgesehen werden.

Nr. 11: Bereits heute muss die Umrüstung auf einen vollständigen H2-Betrieb eingeplant werden, hierbei müssen Faktoren wie bspw. der Platzbedarf berücksichtigt werden. Bei der Planung muss von Anfang an der Platzbedarf für neue Komponenten und die Umrüstmaßnahmen vorgesehen werden. Das betrifft primär das Brenngassystem und eine Entstickungsanlage im Abhitzeessel (inkl. Peripherie) bzw. Platz für eine Erweiterung dieser. Bei der verfahrenstechnischen Auslegung sollte beim Abhitzeessel der H2-Betrieb berücksichtigt werden (Taupunktabsenkung und Kondensationsprüfung sowie Dimensionierung der Heizflächen). Für das Brenngassystem sollte zumindest eine Planung für die Brennstoffumstellung und Umrüstung vorliegen, auf Basis derer entschieden werden kann, welche Komponenten H2-fähig ausgelegt werden und welche Umbaumaßnahmen daraus für den H2-Betrieb resultieren, s. Abschnitt 4.2.

Nr. 12: Der Einsatz von H2-Derivaten kann in Einzelfällen sinnvoll sein, sofern keine parallele Infrastruktur dafür aufgebaut werden muss und Treibhausgasemissionen vermieden werden. Obwohl H2-Derivate wie Ammoniak und Methanol Vorteile bieten, sind auch Nachteile damit verbunden. Zum Beispiel kann Ammoniak einfacher per Schiff transportiert werden als Wasserstoff. Wenn es direkt als Brennstoff in Kraftwerken ohne vorherige Umwandlung in Wasserstoff durch Cracken eingesetzt werden könnte, würde dies Umwandlungsverluste vermeiden und zu Kosteneinsparungen führen. Allerdings würde der Aufbau einer Transportinfrastruktur zur Verteilung von Ammoniak oder Methanol von Schiffen zu den Kraftwerksstandorten eine parallele Entwicklung mit der Wasserstoffinfrastruktur erfordern. Gleichzeitig müsste die Kraftwerkstechnologie so entwickelt werden, dass sie mehrere Brennstoffe verarbeiten kann, was zusätzliche Ressourcen und Kapital binden würde. Angesichts der umfassenden Planung einer H2-Infrastruktur auf europäischer und deutscher Ebene sollte der Schwerpunkt bei der direkten Nutzung von Wasserstoff in Kraftwerken bleiben.

Nr. 13: Das European Hydrogen Backbone (EHB) ermöglicht für die meisten Kraftwerkstandorte von heute die Nutzung von 100 Prozent Wasserstoff in der Zukunft. Das zeigt sich dadurch, dass in Deutschland die Hälfte der bestehenden Kapazität an Gaskraftwerken sich bereits 2030 an Standorten mit bis zu 5 km Entfernung Luftlinie zum EHB befindet. Auch unter Berücksichtigung von Kohlekraftwerken ist nur wenig Kraftwerkskapazität weiter entfernt, als 20 km, s. Abschnitt 4.4, Abbildung 5 und Abbildung 6. Ein Abstand von 5 km bedeutet, dass die Anbindung für ein 400 MW GuD-Kraftwerk ca. 1 Prozent des Investitionsaufwandes vom Kraftwerk beträgt.

Nr. 14: Rechtsvorschriften und technische Normen für H2-Kraftwerke müssen angepasst oder erstellt werden. Die 13. BImSchV, die bspw. Grenzwerte für NO_x-Emissionen für Feuerungsanlagen größer 50 MW vorgibt, berücksichtigt zurzeit noch keine Brennstoffe mit einem H₂-Anteil größer 10 Vol.-Prozent. Die Grenzwerte müssten von der zuständigen Behörde im Einzelfall festgelegt werden. Ein europaweites, technisches Regelwerk für H₂-Kraftwerke existiert noch nicht [17] [18].

Bei den NO_x-Grenzwerten ist zu berücksichtigen, dass bei der Verbrennung von H₂ im Vergleich zu Erdgas die NO_x-Bildung höher ausfällt. Bei GuD-Anlagen lässt sich im Abhitzekeessel nach Abkühlung der Rauchgase eine Entstickungseinheit (DENOX) mit selektiver katalytischer Reaktion (SCR) einbauen, um die NO_x-Emissionen auf übliche Grenzwerte zu reduzieren. Bei Gasturbinen ohne Abhitzekeessel ist dies nach heutigem Stand der Technik nicht möglich, da die Rauchgastemperaturen für die Katalysatoren zu hoch sind. [19]

2. Einleitung

Thermische Kraftwerke werden auch Teil des zukünftigen Energiesystems sein, um eine zuverlässige Energieversorgung sicherzustellen. Sie werden benötigt, wenn erneuerbare Energiequellen über längere Zeiträume nicht genügend Strom zur Verfügung stellen. Maßnahmen wie der Ausbau der Stromnetze, die Energiespeicherung, das Management der Nachfrageseite, optimierte Sektorenkopplung und andere Flexibilitätsoptionen sollten berücksichtigt werden, um die Widerstandsfähigkeit des Energiesystems zu erhöhen. Dennoch bleiben emissionsfreie thermische Kraftwerke für längere Zeiträume unzureichender erneuerbarer Energieerzeugung unerlässlich.

Die EU-Taxonomie (siehe S. 15) definiert auf europäischer Ebene Nachhaltigkeit für Kraftwerke u. a. so, dass diese zum 31.12.2035 vollständig auf die Nutzung erneuerbarer und/oder CO₂-armer gasförmiger Brennstoffe umgestellt werden [16]. In Deutschland soll die Kraftwerksstrategie des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) Wasserstoff-Kraftwerke durch entsprechende Ausschreibungen in drei Kategorien fördern [20]:

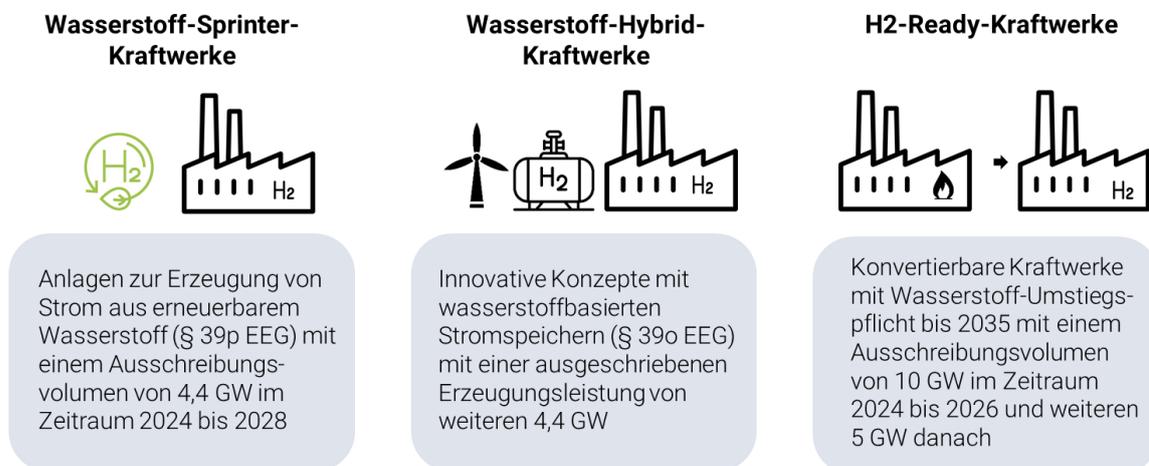


Abbildung 1: Kategorien der Kraftwerkstypen in der Kraftwerksstrategie

Die dritte Kategorie betrifft neue oder bestehende Gaskraftwerke, d.h. Gasturbinen- und GuD-Kraftwerke, sowie Gasmotorenkraftwerke. Sie werden als H2-Ready-Anlagen errichtet, bis 2035 mit Erdgas betrieben und benötigen eine Umrüstung für den anschließenden Betrieb mit Wasserstoff.

Die genaue Definition eines H2-Ready-Kraftwerks nimmt Einfluss auf die Förderfähigkeit zukünftiger Kraftwerke und damit auch auf das Energiesystem der Zukunft. Aktuell gibt es

noch keine feststehende Definition für die Bedingungen, die H2-Ready Kraftwerke erfüllen müssen.

Die Ziele dieser Studie sind damit:

- Bestehende Definitionen zu H2-Ready Kraftwerken zu beschreiben und zu vergleichen,
- Die technischen Anforderungen für den H2-Betrieb und die potenziellen Umrüstkosten zu beschreiben,
- Zu untersuchen, wie H2-Ready in der Ausschreibung definiert werden sollte, um zu gewährleisten, dass die spätere Umrüstung für den Wasserstoffbetrieb möglichst kostengünstig und schnell erfolgen kann,
- Aus den Analysen Kernthesen bzgl. des zukünftigen Aufbaus und Einsatzes von H2-Ready Kraftwerken abzuleiten

Es werden zunächst die vorhandenen Definitionen von „H2-Ready“ in Kap.3 beschrieben. Anschließend wird in Kap. 4 auf die technischen Anforderungen des Kraftwerksbetriebs mit 100 Prozent H2, die geschätzten Umrüstkosten, Infrastrukturaspekte und die Treibhausgasemissionen von H2 für wichtige Herstellungsverfahren eingegangen.

3. Vorhandene Definitionen von „H2-Ready“

In diesem Abschnitt werden Definitionen von H2-Ready aus den folgenden Veröffentlichungen beschrieben und in Tabelle 1 zusammengefasst:

- Europäische Kraftwerkshersteller und Kraftwerksbetreiber, vertreten durch die entsprechenden Verbände
- Technische Inspektionsgesellschaft TÜV SÜD
- Europäische Regulatorien
- Deutsche Regulatorien

Der Verband **VGBE Energy e.V. vertritt „Betreiber von Anlagen zur energetischen Nutzung von Wasserstoff“**, [12] S. 2 bzw. die mit Interesse daran, es zu werden, da die energetische Nutzung von Wasserstoff noch nicht etabliert ist. Mitglieder sind Betreiber und Hersteller und weitere mit Strom- und Wärmeerzeugung verbundene Institutionen: 411 Unternehmen aus 29 Ländern mit einer installierten Kraftwerksleistung von 292.000 MW [21]. Der VGBE hat folgende Definition für H2-Ready veröffentlicht:

„Eine Anlage gilt als H2-Ready, wenn sie während ihrer Lebensdauer – ggf. in verschiedenen Nachrüststufen – zu 100 Prozent mit Wasserstoff betrieben werden kann.“ [12] S. 6 und [13] S. 3, s. a. [17] S. 8.

Diese Definition ist nicht geeignet, um H2-Ready-Kraftwerke von anderen abzugrenzen, da jedes Gaskraftwerk prinzipiell auf den Betrieb mit 100 Prozent H2 umgerüstet werden kann, wenn keine Einschränkungen definiert werden. Der VGBE spricht sich für eine schrittweise Umstellung aus, die bspw. zunächst 9 Vol.-Prozent H2, dann 17 Vol.-Prozent zulässt und dann auf 100 Prozent H2-Betrieb umgestellt wird [12] S. 12. An diese Stelle ist anzumerken, dass der TÜV SÜD (s. u.) H2-Readiness-Zertifikate mit H2-Zumischmengen von über 20 Vol.-Prozent vergibt [22]. Hintergrund ist, dass sich mit 20 Vol.-Prozent Wasserstoff im Brennstoff lediglich CO₂-Einsparungen von ca. 7 Prozent erreichen lassen, was in den unterschiedlichen physikalischen Eigenschaften (Dichte und Heizwert) von Wasserstoff und Methan bzw. Erdgas begründet ist [12], [13], [23].

Die **Verbände EU Turbines und EUGENE vertreten die Hersteller von Kraftwerken** auf Basis von Gasturbinen, Dampfturbinen und Gasmotoren und **haben eine gemeinsame Definition von H2-Readiness veröffentlicht**. Diese unterscheidet zwischen dem (volumenbezo-

genen) Anteil von Wasserstoff im Brennstoff und einer Schätzung der Kosten für die Umrüstung auf den Betrieb mit dem entsprechenden Wasserstoffanteil, wie in Abbildung 2 dargestellt.

Die geschätzten Kosten für die Umrüstung werden in die Kategorien bis 5 Prozent, bis 10 Prozent und bis 20 Prozent (30 Prozent) der Kosten für den Bau von Kraftwerken mit Turbinen (Gasmotoren) unterteilt. [24], [25]

	Level A 100% H ₂	Level B 25% H ₂	Level C 10% H ₂
1: Begrenzte Modifikationen mit Kosten von bis zu 5%*	A1	B1	C1
2: Geringfügiges upgrading mit geschätzten Kosten von bis zu 10%*	A2	B2	C2
3: Technisch möglich mit geschätzten Kosten von bis zu 20%* (turbinenbasiert) bzw. 30%* bei Gasmotoren	A3	B3	C3

*der Kosten für den Neubau des Kraftwerks

Abbildung 2: Definition von „H2-Ready“ von EU Turbinen und EUGENE, eigene Darstellung auf Basis von [24]

Der TÜV SÜD hat einen Leitfaden zur Zertifizierung von H2-Ready GuD-Kraftwerke herausgebracht. Eine öffentliche Version ist online verfügbar [26] und eine nicht-öffentliche kann angefragt werden. Es wird unterschieden zwischen drei Projektlebenszyklen für die es jeweils eine Zertifizierung vom TÜV SÜD gibt: Ausschreibung mit einem Konzeptentwurf, Planung- und Bau mit einer detaillierten Umsetzung und Umrüstung mit den entsprechenden Umrüstmaßnahmen.

Das Kraftwerk wird in zwölf Hauptkomponenten, Subsysteme und übergeordnete Themen unterteilt. Es werden Randbedingungen zwischen den Vertragspartnern (Hersteller und Betreiber) festgelegt, wann die Umrüstung stattfinden soll, wie die Brennstoffversorgung nach Umrüstung sein wird und welche Auswirkungen der Umrüstung auf den elektrischen Wirkungsgrad, die Verfügbarkeit, die (NO_x-) Emissionen, die Lebensdauer der Komponenten sowie die Instandhaltung zu erwarten sind.

Für die Ausschreibungsphase wird für den Hersteller die Erstellung des Konzeptentwurfs zertifiziert. Der Hersteller muss zeigen, dass er für die gegebenen Randbedingungen ein

technisch schlüssiges und umfassendes Konzept erarbeitet, welches alle relevanten Bereiche abdeckt. Für Hauptkomponenten, die noch in der Entwicklung sind, wird eine Bewertung des Technology Readiness Levels (TRL) vorgenommen. Die Bewertung kann für verschiedene Wasserstoffanteile im Brennstoff durchgeführt werden, wobei mindestens ein Bewertung von fünf erreicht werden muss [18] S.64.

Weiter werden die Komponenten und Subsysteme in vier Kategorien eingeteilt: *H2-fähig*, *Nachrüstung nötig*, *Austausch nötig* und *obsolet*. In der nicht öffentlichen Version des Leitfadens zur Zertifizierung [18] sind für jedes Subsystem Check-Listen für einzelne Bauteile vorhanden, die bei der Einordnung in die o.g. Kategorien und TRLs berücksichtigt werden sollten.

In gesetzlichen Regelungen der EU wird H2-Readiness für Kraftwerke nicht definiert. Jedoch gibt die EU-Taxonomie den Rahmen für grüne Investitionen und damit auch für H2-Kraftwerke ab 2035 vor.

Die **EU-Taxonomie** unterstützt bei der Erreichung der Ziele des Europäischen Green Deal und des Klimaneutralitätsziels für 2050. Sie ist ein Klassifizierungssystem, das eine Liste umweltverträglicher Wirtschaftstätigkeiten aufstellt, um nachhaltige Investitionen zu erleichtern und die Umwandlung der EU-Wirtschaft zu unterstützen. Die „Delegierte Verordnung (EU) 2022/1214 der Kommission vom 9. März 2022“ [16] sieht für die „Stromerzeugung aus fossilen gasförmigen Brennstoffen“ (S.20) u.a. folgendes vor:

„Anlagen, für die die **Baugenehmigung bis zum 31. Dezember 2030 erteilt wird**, erfüllen alle folgenden Anforderungen:

- i) *die direkten THG-Emissionen der Tätigkeit liegen unter 270 g CO₂-Äq je kWh Energie-Output, oder die jährlichen direkten THG-Emissionen der Tätigkeit übersteigen über 20 Jahre gemittelt nicht 550 kg CO₂-Äq je kW der Anlagenkapazität; [...]*
- v) **die Anlage ist für den Einsatz erneuerbarer und/oder CO₂-armer gasförmiger Brennstoffe ausgelegt und gebaut, und die Umstellung auf die volle Nutzung erneuerbarer und/oder CO₂-armer gasförmiger Brennstoffe erfolgt bis zum 31. Dezember 2035 über eine Verpflichtung und einen überprüfbaren Plan, die vom Leitungsorgan des Unternehmens genehmigt wurden; [...]**

Die Vorgaben der EU-Taxonomie werden in den Leitlinien der Europäischen Investment Bank (EIB) für die Kreditvergabe [27] aufgegriffen, die ein wichtiges Instrument für die Finanzierung darstellen.

Im delegierten Rechtsakt der Renewable Energy Directive (RED) über erneuerbare Kraftstoffe nicht biologischen Ursprungs (RFNBO) sind die Kriterien für Strombezug zur Erzeugung von erneuerbarem Wasserstoff mit Elektrolyse rechtlich definiert. Diese dienen u.a. als Vorgabe in den Leitlinien für staatliche Klima- und Umweltschutz- und Energiebeihilfen, s. Tabelle 1.

Die einzige nationale gesetzliche Regelung, in der H2-Readiness von Kraftwerken implizit definiert ist, ist das Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz in der letzten Fassung. Voraussetzung, für die Gewährung des KWK-Zuschlags ist nach §6 Abs. 1 S. 6., dass Anlagen mit einer elektrischen Leistung größer 10 MW ab 2028 **mit bis zu 10 Prozent der Neubaukosten auf 100 Prozent H2-Betrieb umgerüstet werden können**. Dies entspricht nach der Definition vom VGBE und BDEW einem H2-Ready-Kraftwerk des Typs A2.

Tabelle 1: Definitionen von H2-readiness für Kraftwerke

Organisation / gesetzliche Regelung	Definition von "H2-readiness" für Kraftwerke
Hersteller und Betreiber von Kraftwerken und Technische Inspektionsgesellschaft	
VGBE Energy e.V. und BDEW	Definition: „Eine Anlage gilt als H2-Ready, wenn sie während ihrer Lebensdauer – ggf. in verschiedenen Nachrüst-schritten – zu 100 Prozent mit Wasserstoff betrieben werden kann.“ [12], [13], [17]
European Association of Gas and Steam Turbine Manufacturers (EUTurbines) und European Engine Power Plants Association (EUGENE)	Definition: basierend auf 10 Prozent, 25 Prozent und 100 Prozent H2-Anteil im Brennstoff und geschätzte Kosten der Umrüstung auf H2-Betrieb von bis zu 5 Prozent, 10 Prozent und 20 Prozent bzw. 30 Prozent bezogen auf die Kosten für den Bau des Kraftwerkes. [24], [25]
TÜV SÜD in Zusammenarbeit mit Siemens Energy	Definition: Zertifizierung von H2-readiness unter Berücksichtigung umfangreicher Kriterien , wie bspw. Lebenszyklusphasen des Kraftwerkes, Komponenten, Subsysteme und übergeordnete Aspekte, einer Skala zur Quantifizierung der Tauglichkeit der Komponenten und Subsysteme für den H2-Betrieb und Technology Readiness Level (TRL) der Komponenten. [26]
Europäische gesetzliche Regelungen	
Taxonomie für nachhaltige Finanzierungen und weiterführende Regelungen (Implementierung des Green Deals)	Keine Definition. Jedoch Definition von Nachhaltigkeitskriterium, dass Anlagen zur Stromerzeugung aus fossilen, gasförmigen Brennstoffen, für die die Baugenehmigung bis zum 31. Dezember 2030 erteilt wird, für den Einsatz erneuerbarer und/oder CO2-arter gasförmiger Brennstoffe auszulegen und zu bauen sind , und die Umstellung auf die volle Nutzung erneuerbarer und/oder CO2-arter gasförmiger Brennstoffe bis zum 31. Dezember 2035 erfolgt . [16] S. 20

Delegierter Rechtsakt der Renewable Energy Directive (RED) über erneuerbare Kraftstoffe nicht biologischen Ursprungs (RFNBO)	Keine Definition. Der delegierte Rechtsakt definiert erneuerbaren (grünen) Wasserstoff (für den Verkehrssektor) rechtlich, indem Kriterien für den Strombezug bei der Erzeugung von Wasserstoff aus Elektrolyse aufgestellt und ausgeführt werden. Die Kriterien sind gruppiert in Zusätzlichkeit der EE-Anlagen, zeitliche und räumliche Korrelation zwischen EE-Anlagen und Elektrolyseuren. Sie sollen sicherstellen, dass durch die Produktion von erneuerbarem H ₂ keine CO ₂ -Emissionen im Energiesystem entstehen. [28]
Leitlinien der Europäischen Investment Bank (EIB) für die Kreditvergabe	Keine Definition. Die EIB finanziert Projekte, zur Produktion von erneuerbarem und kohlenstoffarmem H ₂ , sofern dieser die entsprechenden Kriterien der EU-Taxonomie für die Vermeidung signifikanter Schäden im Hinblick auf den Klimawandel erfüllt. [27] S. 38 Die EIB hat im Juli 2021 einen Beratungsdienstleistungsvertrag mit Hydrogen Europe unterzeichnet, um Projekte zu identifizieren die für eine EIB-Finanzierung in Frage kommen. [29]
Leitlinien für staatliche Klima-, Umweltschutz- und Energiebeihilfen	Keine Definition. Definition von erneuerbarem Wasserstoff: „Wasserstoff, der – im Einklang mit den in der Richtlinie (EU) 2018/2001 dargelegten Methoden für flüssige oder gasförmige erneuerbare Kraftstoffe (für den Verkehr) nicht-biogenen Ursprungs – aus erneuerbaren Energien gewonnen wurde.“ [30] S. 19, Nr. 70
EU Gas Paket (Binnenmärkte für erneuerbare Gase und Erdgas sowie für Wasserstoff)	Keine Definition. In der EU-Strategie zur Integration des Energiesystems [31] S. 19 wird sich für die Nutzung des bestehenden Gasnetzes für Wasserstoffanwendungen als kosteneffizientes Mittel, um die Integration erneuerbarer und kohlenstoffarmer Gase voranzutreiben ausgesprochen, zumindest während einer Übergangszeit bis reine H ₂ -Netze ausgebaut sind. In der Wasserstoffstrategie für ein klimaneutrales Europa [32] S. 17 wird für eine Harmonisierung der H ₂ -Anteile in den Erdgaspipeline plädiert, um einen grenzüberschreitenden Betrieb zu gewährleisten.
Deutsche gesetzliche Regelungen	
Fortschreibung der Nationalen Wasserstoffstrategie (2023)	Keine Definition. Hinweis, dass „neu zu bauende Gaskraftwerke ebenfalls als „auf Wasserstoff oder seine Derivate umrüstbar“ (H ₂ -Ready) konzipiert werden [sollen].“ [33] S. 19
Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetz ² (KWKG-2023)	Definition, implizit: Der KWK-Zuschlag wird nach §6 Abs. 1 S. 6. nur gewährt, wenn Anlagen > 10 MW _{el} ab 2028 mit bis zu 10 Prozent der Neubaukosten auf 100 Prozent H₂-Betrieb umgerüstet werden können.

² Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz vom 21. Dezember 2015 (BGBl. I S. 2498), das zuletzt durch Artikel 9 des Gesetzes vom 20. Dezember 2022 (BGBl. I S. 2512) geändert worden ist. [Link](#)

4. Kraftwerksbetrieb mit 100 Prozent H2

Für den Betrieb mit H2 kommen grundsätzlich Gas- und Dampfturbinenkraftwerke (GuD), Gasturbinenkraftwerke, oder Kraftwerke mit Gasmotoren in Frage³. Im Folgenden liegt der Fokus auf den beiden erstgenannten turbinenbasierten Kraftwerkstypen, da diese in den letzten 20 Jahren den größten Anteil der neu installierten Leistung ausgemacht haben, s. Abbildung 8 im Anhang auf S. 38. In Abbildung 3 sind die wichtigsten Komponentengruppen eines Gasturbinenkraftwerks und eines GuD-Kraftwerks vereinfacht dargestellt. Große Gasturbinen weisen elektrische Wirkungsgrade von rd. 40 Prozent auf. Die Ergänzung mit dem Dampfkraftprozess liefert aus der Abgasenergie der Gasturbine ca. weitere 50 Prozent der Gasturbinenleistung, sodass GuD-Anlagen auf Wirkungsgrade von rd. 60 Prozent kommen.

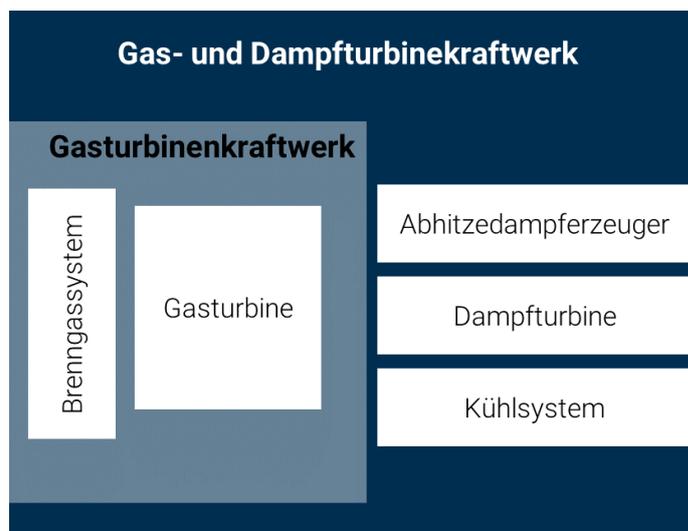


Abbildung 3: Hauptkomponentengruppen von Gaskraftwerken

³ Technisch möglich wäre auch der Betrieb eines Dampfkraftwerkes mit H2. Bisher werden Dampfkraftprozesse hauptsächlich als Grundlastkraftwerke für die Kohleverstromung eingesetzt, wo niedrige Brennstoffkosten hohe Investitionskosten mit vergleichsweise niedrigen Wirkungsgraden zwischen 38 % und 46 % rechtfertigen. Ein Betrieb mit H2 hätte hohe Brennstoffkosten und deutlich geringere Betriebsstunden zur Folge, womit Dampfkraftwerke für den Betrieb mit H2 nicht attraktiv erscheinen.

4.1 Kraftwerkstypen und ihr Einsatz

Es ist es wichtig, die verschiedenen Einsatzzwecke der Kraftwerkstypen zu berücksichtigen, um politische Anreize von H2-Ready Kraftwerken daran auszurichten zu können. Im Folgenden wird zwischen Gasturbinenkraftwerken, Gasmotorenkraftwerken und GuD-Anlagen unterschieden, sowie zwischen Kraftwerken (zur reinen Stromerzeugung) und Anlagen zur gekoppelten Erzeugung von Strom und Wärme (KWK-Anlagen).

GuD-Kraftwerke haben einen höheren Wirkungsgrad als Gasturbinenkraftwerke, womit die Verstromung von Wasserstoff in einem effizienteren GuD-Kraftwerk zunächst sinnvoller erscheint. Andererseits werden GuD-Anlagen aufgrund höherer Investitionskosten typischerweise als Mittellastkraftwerke betrieben, während Gasturbinenkraftwerke mit niedrigeren Investitionskosten üblicherweise als Spitzenlastkraftwerke mit wenigen Betriebsstunden dienen. Demnach wären Gasturbinenkraftwerke aus wirtschaftlichen Erwägungen heraus eher als Backup-Kapazität für Dunkelflauten geeignet.

Sowohl GuD-Kraftwerke, als auch Gasturbinen- und Gasmotorenkraftwerke können die klimaneutrale Versorgungssicherheit sicherstellen und sollten daher mit entsprechenden Investitionsanreizen versehen werden. Gasmotoren-Kraftwerke liegen bzgl. Wirkungsgrad und Investitionskosten zwischen GuD- und Gasturbinenkraftwerken, werden jedoch in der Regel als KWK-Anlagen eingesetzt.

KWK-Anlagen sind thermodynamisch effizienter, als die getrennte Erzeugung von Strom und Wärme, wodurch Primärenergieeinsparungen erreicht werden. In einem Energiesystem mit fossilen Brennstoffen sind sie somit klima- und umweltfreundlich. **In einem dekarbonisierten Energiesystem, in dem KWK-Anlagen mit Wasserstoff betrieben werden, sind Alternativen unbedingt zu prüfen.** Diese sind bspw. Wärmepumpen, E-Heizer, Abwärmepotentiale, Solar- und Geothermie bzw. eine optimale Kombination dieser Technologien inkl. Wärmespeichern. Die Prüfung ist nicht nur klimapolitisch, sondern auch betriebswirtschaftlich erforderlich, da sich mit dem stetigen Ausbau erneuerbarer Energien und dem Ausstieg aus der Erdgasnutzung die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen stark ändern werden. Da KWK-Anlagen Wärme für Fernwärmenetze oder Industrie zur Verfügung stellen, werden sie hauptsächlich wärmegeführt betrieben, womit die Stromproduktion im Vergleich zu anderen Kraftwerken weniger stark der Stromnachfrage folgt. Darüber hinaus führt die Deckung der Wärmelast zu deutlich höheren Betriebsdauern (Vollbenutzungsstunden). **Ein Betrieb von KWK-Anlagen mit Wasserstoff würde somit einerseits vergleichsweise unflexible Stromerzeugung mit sich bringen und andererseits große Mengen von grünem Wasserstoff benötigen, der in absehbarer Zeit ein knappes und entsprechend teures Gut sein wird.**

In Bezug auf die Sicherstellung von jederzeit abrufbarer Leistung ist festzuhalten, dass KWK-Anlagen bei Dunkelflauten oder anderen Zeiten, in denen thermische Kraftwerke benötigt werden, sehr wahrscheinlich in Betrieb sein werden und somit die Versorgungssicherheit unterstützen. Bei manchen KWK-Anlagen schränkt eine geringe Wärmenachfrage die mögliche Stromerzeugung deutlich ein, sodass diese bspw. im Sommer nicht oder nicht bei maximaler Stromerzeugung betrieben werden können; dies sind GuD-Anlagen mit Gegen-druckdampfturbinen und Gasturbinen mit Abhitzekeessel, sofern diese keinen Abhitzekeessel-Bypass besitzen. **Für politische Anreize von H2-Ready-Kraftwerken folgt daraus, dass KWK-Anlagen grundsätzlich ähnlich behandelt werden können, wie Kraftwerke ohne Wärmeauskopplung. Es sollte jedoch die Bedingung in Erwägung gezogen werden, dass KWK-Anlagen, ihre nominelle elektrische Leistung unabhängig von der Wärmelast erbringen können müssen. Außerdem sollte bei der Planung die Knappheit und die möglichen, entsprechenden Kosten von Wasserstoff unbedingt bedacht werden.**

4.2 Technische Anforderungen an die Kraftwerke

Der Betrieb von GT- oder GuD-Kraftwerken mit Wasserstoff stellt neue Anforderungen an viele technische Komponenten und Subsysteme, sowie an übergeordnete Aspekte, wie bspw. Genehmigungen, Brand- und Explosionsschutz. Diese sind im Detail in Tabelle 2 zu finden. Im Folgenden wird auf die wesentlichen Punkte eingegangen.

Kraftwerks-Gasturbinen sind bisher noch nicht für 100 Prozent H2-Betrieb kommerziell verfügbar, sondern voraussichtlich erst ab 2030 / 2031.

Der Betrieb von Gasturbinen mit reinem Wasserstoff startet zur Zeit in die Pilot-Phase, wie durch Ankündigungen einiger Hersteller und Betreiber deutlich wird, s. bspw. [23] S. 11. Doch bis die Technologie etabliert ist, wird es noch ein paar Jahre dauern. Das TRL (siehe Anhang S. 39) wird von der International Energy Agency (IEA) mit 7 (vorkommerzielle Demonstration) von 11 bewertet [11]. Kommerzielle Gasturbinen für den Kraftwerkseinsatz⁴ werden momentan mit einem H2-Volumenanteil unter 40 Prozent im Brennstoff getestet⁵. Ab einem

⁴ Hier werden sog. „Heavy Duty-Gasturbinen“ betrachtet, die üblicherweise zur Stromerzeugung in Kraftwerken eingesetzt werden. „Aero-Derivatives“ (abgewandelte Flugzeugtriebwerke) oder Industrie-Gasturbinen können laut [34] voraussichtlich bereits früher mit 100 % H2 betrieben werden bzw. werden bereits mit hohen H2-Anteilen betrieben [35] S. 58 ff.

⁵ Im Mai 2023 wurde die Gasturbine SGT6-6000G der Firma Siemens Energy mit einem H2-Anteil von 38 Vol-% erfolgreich in einem Gas- und Dampfkraftwerk mit einer Leistung von 753 MW_{el} getestet [36]. Im Sommer 2023 wird eine Gasturbine des Typs 4000F der Firma Siemens Energy mit einem

H2-Anteil von ca. 50 Vol.-Prozent (= 25 Prozent energetisch) ist eine Umrüstung ggf. nur mit sehr hohem Aufwand möglich, da eine neue Brennertechnologie zum Einsatz kommen muss, die noch in der Entwicklung ist [12], [38]. Auch für Neuanlagen ist z.Z. mit einem signifikanten Nachrüstaufwand für einen 100 Prozent H2-Betrieb zu rechnen [12], [13]. Die erwartete Marktverfügbarkeit von 100 Prozent H2 Gasturbinen wird von den Herstellern von Gasturbinen (Siemens und GE) sowie vom VGBE für 2030 / 2031 prognostiziert [12], [13], [14], [15], [34].

Technische Herausforderungen bei der H2-Verbrennung

Wasserstoff hat im Vergleich zu Methan bzw. Erdgas einen geringeren volumetrischen Heizwert, womit für die gleiche Feuerungswärmeleistung der 3,3-fache Volumenstrom (bei gleichem Druck) notwendig wird. Der höhere, erforderliche Brennstoffvolumenstrom und die Versprödung von Stählen durch Wasserstoff sind bei der Auslegung und Umrüstung des Brenngassystems (zwischen Gas-Übergabestelle und Gasturbineneintritt) zu berücksichtigen. Die Flammgeschwindigkeit von Wasserstoff ist um ein Vielfaches höher, als die von Erdgas und die Verbrennungstemperatur ist um rd. 200 °C höher: zwei Eigenschaften, die eine ungleichmäßigere Verbrennung mit Hotspots und Pulsationen begünstigen und zu höheren NOx-Werten bei der H2-Verbrennung führen. Darüber hinaus besteht die Gefahr des Flammenrückschlags (Flashback), der vermieden werden muss. Für die H2-Verbrennung müssen der Brenner und die Brennkammer der Gasturbine entsprechend ausgelegt sein. [13], [17], [38]

Gasturbinen für den 100 Prozent H2-Betrieb sind noch in der Entwicklung. Eine Herausforderung dabei ist, die o.g. Probleme zu lösen, ohne dabei die Turbineneintrittstemperatur abzusenken und damit Einbußen im Wirkungsgrad des Gasturbinensystems und der Leistung hinnehmen zu müssen. [22]

Was kann bei der Planung und dem Bau eines H2-Ready-Kraftwerkes jetzt bereits berücksichtigt werden?

Im Ausschreibungsprozess und danach:

- Transparenz zwischen Herstellenden (inkl. Zulieferern und Originalausrüstungshersteller, OEM) und Kunden bezüglich

H2-Anteil von 5, dann 15 und später 30 Vol.-% getestet [37]. Für weitere Projekte sei auf [23] verwiesen.

- Der Randbedingungen für den Brennstoffwechsel (Zeitplan und H2-Anteil),
- dem TRL der wichtigsten betroffenen Komponenten und
- den erforderlichen Umrüstmaßnahmen.
- Frühzeitige Sicherung des Anschlusses ans Wasserstoffnetz
- Instrument zur Sicherstellung der fristgerechten Umrüstung: bspw. vertragliche Festlegungen und Pönalen
- Sicherstellung einer für die Umrüstung erforderlichen Finanzreserve

Bei der Planung:

- Platzbedarf, verfahrenstechnische Auslegung und ggf. Equipment bei dem Brenngassystem (Brennstoff-Übergabestation bis Eintritt Gasturbine) berücksichtigen. Im Falle eines geplanten Mischbetriebes von Erdgas und H2 ggf. Berücksichtigung der (Platz-) Anforderungen einer Mischstation.
- Platzbedarf für eine ausreichend dimensionierte Entstickung (SCR) im Abhitzeessel von GuD-Anlagen oder KWK-Anlagen mit Dry Low NOx (DLN) Brenner und für Ammoniak- bzw. Urea-Tanks sowie Lösungs-Pumpen und Mess- und Regelungstechnik (MRT) vorsehen.
- Betrachtung des Kondensationspunktes im 100 Prozent H2-Betrieb mit höherem Wasseranteil im Rauchgas und Berücksichtigung bei der Auslegung des Abhitzeessels (bei GuD-Anlagen und KWK-Anlagen) und des Kamins, um Korrosion zu vermeiden.
- Anforderungen aus Brand- und Explosionsschutz sowie Gefährdungs- und Risikoanalyse für den Einsatz mit 100 Prozent H2 von Anfang an berücksichtigen.

Für die Umrüstung wird ein Stillstand von wenigen Wochen bis 3 bis 4 Monate erwartet [17] S. 56.

Genehmigungsrechtliche Herausforderungen

Da Wasserstoff-Kraftwerke bisher noch nicht etabliert sind, sind diese in Gesetzen, Verordnungen und Regelwerken z.T. noch nicht entsprechend berücksichtigt. Im Folgenden werden wichtige Punkte aufgezählt, für eine detailliertere Darstellung wird auf [17] S. 27 bis 35 verwiesen.

In der **13. BImSchV** sind für Feuerungswärmeleistungen > 50 MW und für gasförmige Brennstoffe mit einem **H2-Anteil von 10 bis 100 Vol.-% keine Emissionsbegrenzungen für bspw. NOx festgelegt**, womit diese im Einzelfall von der zuständigen Behörde festgelegt werden müssen [17] S. 30. Bei der Umstellung des Brennstoffes ist zu prüfen, ob es

sich hier um eine wesentliche Änderung der Anlage handelt und ob diese entsprechend genehmigungspflichtig ist.

Regelwerke für die Auslegung, Werkstoffwahl, etc. für Turbomaschinen⁶ **sind im europäischen Raum noch nicht verfügbar** und müssen zeitnah erstellt werden. Bis dahin können die Regelwerke des American Petroleum Institute als Alternativen dienen. [17] S. 19.

Darüber hinaus verändern sich beim Betrieb mit Wasserstoff genehmigungsrechtliche Aspekte oder es greifen weitere:

- **Störfallanlagen nach 12. BImSchV:** ab 5 Tonnen (alleiniges Vorhandensein) sind Grundpflichten nach §§ 3 bis 8a einzuhalten, ab 50 Tonnen erweiterte Pflichten nach §§ 9 bis 12. [17] S. 30.
- **Lagerung von Wasserstoff:** ab 3 Tonnen muss ein vereinfachtes Genehmigungsverfahren gemäß § 19 BImSchG ohne Öffentlichkeitsbeteiligung durchlaufen werden, ab 30 Tonnen ein aufwändigeres Genehmigungsverfahren gemäß § 10 BImSchG mit Öffentlichkeitsbeteiligung [17] S. 29.

Tabelle 2: Anforderungen an Kraftwerke für den 100 Prozent H2-Betrieb

Subsystem	
Brenngassystem	<ul style="list-style-type: none"> - Brenngasvolumenstrom ist für H2 bei gleichem Druck 3,3 mal so hoch verglichen mit dem von Erdgas, (→ höhere Druckverluste oder größere Nennweite der Rohrleitungen erforderlich) [12], [13], [38] - Ertüchtigung aufgrund veränderter Werkstoffbeanspruchung [12], [38]. Bei Systemen mit höherem Druck (> 10 barg) wird die Notwendigkeit eines Austauschs von Rohrleitungen und Brennstoffverdichtern für wahrscheinlicher betrachtet, als bei denen mit niedrigerem Druck [38] - Platzbedarf für Parallelaufbau der H2-Übergabestation: 20-50 m² für Niederdruck-Systeme (< 10 barg) und bis zu 900 m² für Hochdrucksysteme [38] S. 32 - Platzbedarf für H2-Erdgasmischung: 7 bis 30 m² [38] S. 32
Verbrennungssystem und Gas Turbine (GT)	<ul style="list-style-type: none"> - H2-Verbrennung in GT ist noch immer in der Entwicklung, TRL sollte betrachtet werden [38]

⁶ Gasturbinen und Verdichter sind Turbomaschinen, die neben der Brennkammer wesentliche Bestandteile eines Gasturbinensystems sind.

	<ul style="list-style-type: none"> - Ab > 50 Vol.-Prozent H2 Austausch der Brenner mit neuer Verbrennungstechnologie, ggf. Austausch der Brennkammer mit angepasstem Kühlkonzept [12], [38] - Schutz gegen Flammrückschlag, Flammenstabilität und Funktion des Flammwächters zu prüfen [18] - Vermeidung oder Verminderung einer Brennkammerpulsation [18] - Höhere Verbrennungstemperatur resultiert in höherem Anteil an NO_x im Abgas. Bei GuD-Anlagen oder mit Gasturbinen mit Abhitze-kessel als KWK-Anlagen können NO_x in einer Entstickungseinheit (DENOX / SCR) neutralisiert werden. Bei Gasturbinen ohne Abhitze-kessel kommt eine Wassereindüsung in der Brennkammer in Frage (nachteilig: hoher Wasserverbrauch, Wirkungsgradreduktion) [12], [38], [19] - Bei Wassereindüsung ist mit einem Platzbedarf < 4 m² zu rechnen [38] S. 32
Mess- und Regelungstechnik	<ul style="list-style-type: none"> - Wenig direkt betroffen [18]
Heizung, Kühlung und Ventilation	<ul style="list-style-type: none"> - Wenig direkt betroffen [18]
Gebäude	<ul style="list-style-type: none"> - Wenig direkt betroffen [18]
Brand- und Explosionsschutz	<ul style="list-style-type: none"> - Anpassung des gesamten Ex-Schutz-Konzepts notwendig [12]
Genehmigungen	<ul style="list-style-type: none"> - Emissionsbegrenzungen für NO_x müssen in der 13. BImSchV für Brennstoffe mit > 10 Vol-Prozent H2-Anteil festgelegt werden [17] - Die Brennstoffumstellung könnte eine genehmigungspflichtige „wesentliche Änderung der Anlage“ darstellen [5] - Regelwerke für die Auslegung von H2-Turbomaschinen sind im europäischen Raum noch nicht verfügbar [17]
Abhitze-Dampferzeuger (AHDE)	<ul style="list-style-type: none"> - Prüfung, ob und wo durch höhere Wasserbeladung im Abgas Kondensat im AHDE auftritt [12] - Bei Entstickung muss der Platzbedarf für die SCR im AHDE berücksichtigt werden [26], [38] und außerhalb des AHDE Platz für Ammoniak- bzw. Urea-Tanks, Lösungs-Pumpen und MRT der DENOX [38] - Evtl. kann der AHDE leicht überdimensioniert werden, um gleichbleibende Performance im 100 Prozent H2-Betrieb zu gewährleisten [22]
Dampfturbine	<ul style="list-style-type: none"> - Kein wesentlicher Einfluss zu erwarten, sofern die Gasturbine ähnlich betrieben werden kann, wie im Erdgasbetrieb
Kühlsystem	<ul style="list-style-type: none"> - Kein Einfluss zu erwarten

4.3 Kosten der Umrüstung

Laut [38] S. 49 scheint die Auffassung der Hersteller von Kraftwerken zu sein, dass die Kosten eines neuen **Kraftwerkes, welches für 100 Prozent H2-Betrieb** ausgelegt wird vergleichbar sein sollten mit denen eines heutigen Kraftwerkes, welches mit Erdgas betrieben wird, bzw. der **Investitionsaufwand um maximal 10 Prozent höher** sein sollte. In dem gemeinsamen Diskussionspapier „H2-Prozessleitfaden“ vom BDEW und VGBE [17] S. 40 werden **„die maximalen Mehrkosten mit höchstens 10 Prozent** der Kosten einer Neuanlage [als] **zu gering** und außerdem in Bezug auf die technische Entwicklung [als] zu starr angesetzt“ beschrieben. Die unterschiedliche Einschätzung bzgl. der 10 Prozent liegt an

1. dem Unterschied zwischen Neubau eines 100 Prozent H2-Kraftwerkes vs. Umrüstung eines bestehenden Kraftwerkes,
2. dem Bezug auf Gasturbinen in [17] und der Unklarheit, ob sich [38] hier auf Gasturbinen oder GuD-Anlagen bezieht.

Dies kann jedoch auch die unterschiedlichen Interessen von Herstellern und Betreibern widerspiegeln. In [38] S 53 ff. werden für verschiedene Größen und Kraftwerkstypen die **Kosten zur Umrüstung auf 100 Prozent H2-Betrieb** basierend auf Einzelpositionen angegeben. In Tabelle 3 sind die Gesamtkosten für relevante Größenordnungen und gasturbinenbasierte Kraftwerke angegeben.

Tabelle 3: Kosten der Umrüstung von Gaskraftwerken, Daten basierend auf: [38], [39]

Anlage	Gas- und Dampfturbinenkraftwerke				Gasturbinenkraftwerke	
	El. Leistung in MW [38]	61	218	404	805	4
El. Wirkungsgrad in % [38]	53	54	56	62	29	39
Umrüstkosten in €/kW [38] ⁷	121	80	49	36	1.100	68
Neubaukosten in €/kW [39] ⁸	1.000				470	
Umrüstkosten bezogen auf Neubaukosten	12 %	8 %	5 %	4 %	235 %	15 %

⁷ Angegebenes Konfidenzintervall: +60 % bis -50 %

⁸ Metaanalyse aus mehreren Studien [39]: GuD: 700 bis 1.000 €₂₀₁₄ / kW → 821 bis 1172€₂₀₂₂/kW; GT: 380 bis 420 €₂₀₁₄ / kW → 445 bis 492€₂₀₂₂/kW

Die Einzelpositionen der Umrüstung⁹, beziehen sich auf das Brenngassystem und die Gasturbine, die sowohl bei Gasturbinenkraftwerken, als auch auf GuD-Kraftwerken vorhanden sind. Mit dieser Information und der Daumenregel, dass 2/3 der Leistung einer GuD-Anlage aus der Gasturbine stammt, können die Umrüstkosten für Gasturbinenkraftwerke bestimmt werden. Diese sind zusammen mit den Umrüstkosten für GuD-Anlagen in Abbildung 4 bezogen auf die Neubaukosten (siehe Tabelle 3) dargestellt.

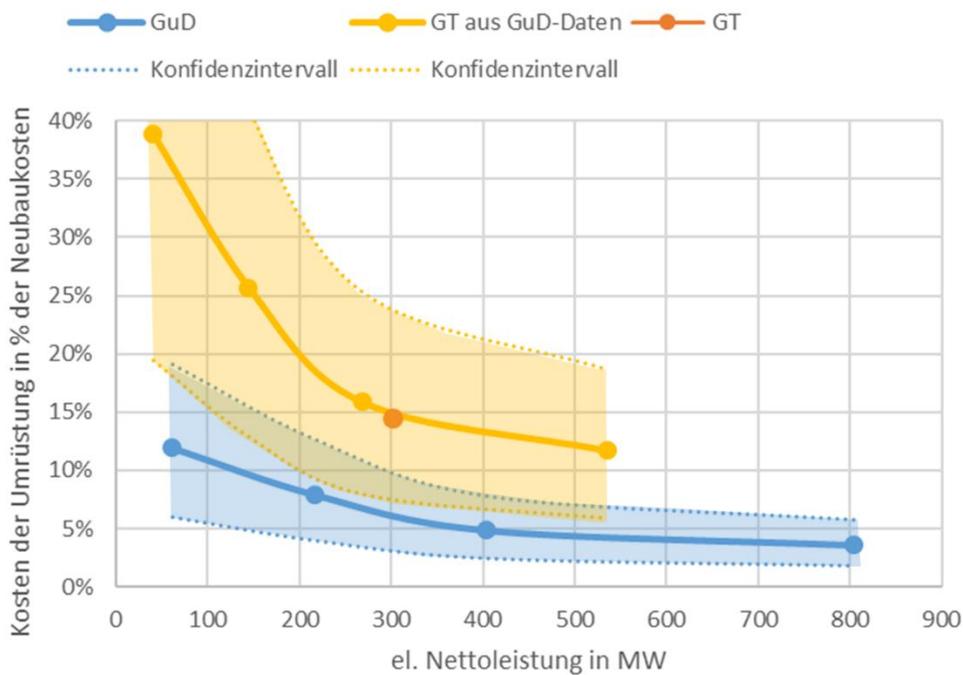


Abbildung 4: Kosten der Umrüstung auf 100 Prozent H2-Betrieb, Daten: [38], [39]

Das Konfidenzintervall der Umrüstkosten ist mit +60 Prozent bis -50 Prozent angegeben und die angesetzten Neubaukosten sind Literaturwerte, die sich in der Praxis unterscheiden können. Dennoch wird eine Tendenz deutlich. Bei größeren GuD-Anlagen sind die Umrüstkosten bezogen auf die Neubaukosten mit unter 10 Prozent signifikant geringer, als bei Gasturbinenkraftwerken. Bei Gasturbinen im einstelligen MW-Bereich (und auch bei Gasmotoren dieser Leistungsklasse) fallen die Umrüstkosten gemessen an den Neubaukosten erheblich höher aus.

⁹ Eine exemplarische Kostenaufteilung für die 404 MW GuD-Anlage ist im Anhang auf S. 31 in Abbildung 9 dargestellt.

4.4 Infrastruktur

Die Ladung eines großen LKW mit ca. 1.000 kg Wasserstoff reicht für ein 400 MW GuD-Kraftwerk¹⁰ lediglich um dies für ca. 5 Minuten in Vollast zu betreiben. Falls ein Antransport per Schiff möglich wäre, stellt die Speicherung derart großer H₂-Mengen eine erhebliche Herausforderung dar. Somit ist für den Betrieb von Kraftwerken dieser Größenordnung die Anbindung an ein Wasserstoffnetz unabdingbar.

Das Wasserstoffnetz „European Hydrogen Backbone“ (EHB)¹¹ ist zurzeit noch in der Planungsphase, sodass die folgenden Ergebnisse nur eine Momentaufnahme im Entstehungsprozess darstellen. Sie zeigen jedoch, **wie gut die Wasserstoffinfrastruktur bestehende Kraftwerksstandorte einbindet, die für den Wasserstoff-Betrieb denkbar wären**, s. Abbildung 5.

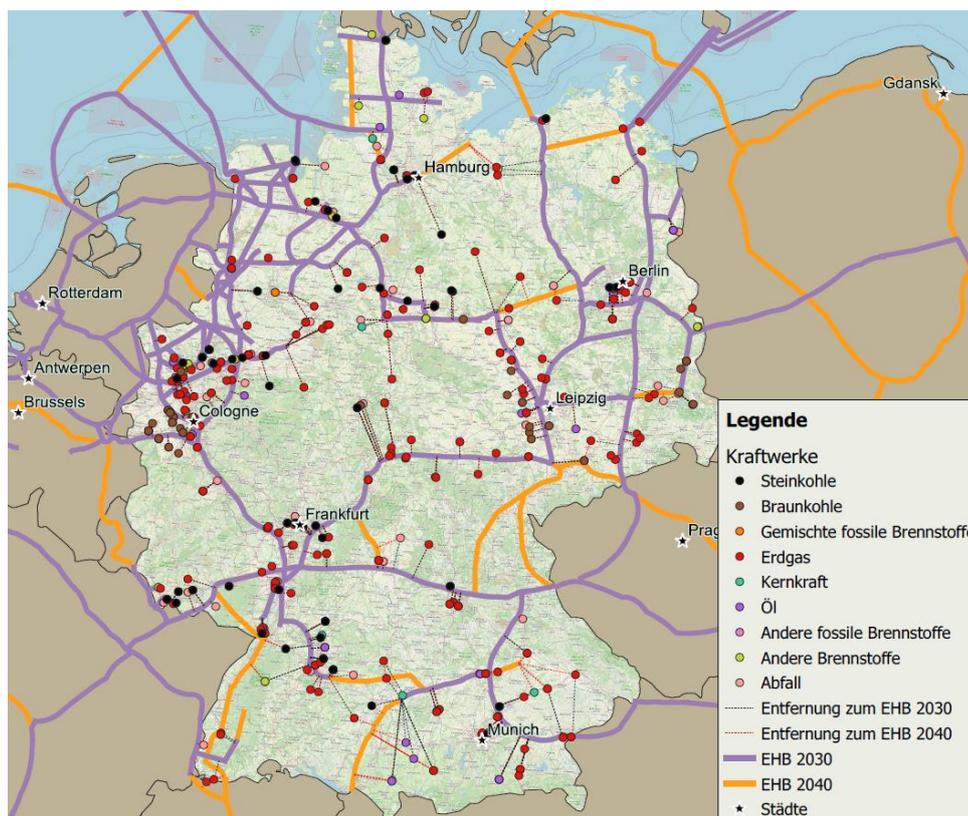


Abbildung 5: Kraftwerksstandorte und EHB, Daten: [42], [43], [44]

¹⁰ Wirkungsgrad: 56 %, s. Tabelle 3

¹¹ Das „H₂-Startnetz“ und das „visionäre Wasserstoffnetz“ sind Teile des EHB [40]. Das EHB ist mit 5.900 km für 2030 und 7.300 km für 2040 kleiner, als das „H₂-Kernnetz“ mit 9.700 km [41].

Mit Hilfe einer GIS-Analyse wurden die kürzesten Distanzen der Kraftwerksstandorte zum Wasserstoffnetz für das Planjahr 2030 ermittelt und in Abbildung 6 dargestellt.

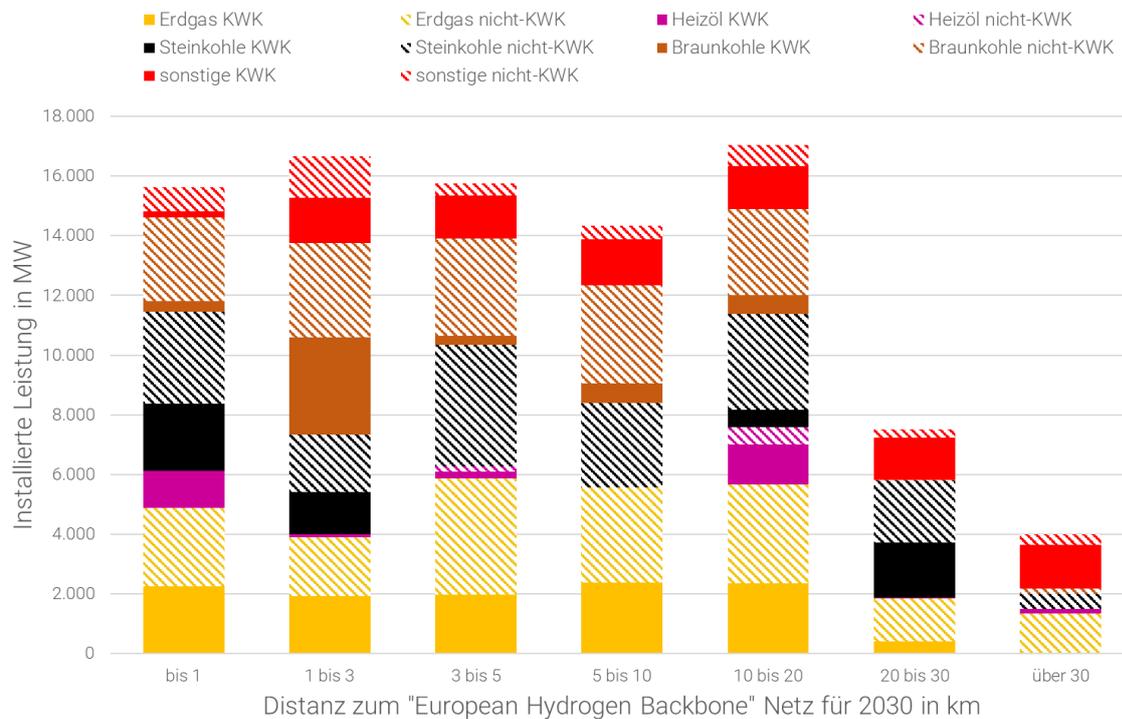


Abbildung 6: Distanzen von Kraftwerksstandorten zum EHB, Daten: [42], [43], [44]

Die Kraftwerksstandorte, die mit Erdgas und Heizöl betrieben werden, sind überwiegend GuD-Anlagen und Gasturbinen (vgl. Abbildung 8). **In weniger als 1 km Abstand zum aktuellen Planungsstand des EHB für 2030 befinden sich erdgas- und heizölbefeuerte Kraftwerke mit einer Gesamtkapazität von 6,1 GW. Bis 3 km Abstand sind es 10,1 GW und bis 5 km 16,4 GW, ca. die Hälfte der vorhandenen Kapazität.** Werden auch heutige Standorte von Kohlekraftwerken (Stein- und Braunkohle) als Wasserstoffstandorte zusätzlich berücksichtigt, liegen 14,6 GW Kraftwerksleistung unter 1 km und 28,4 GW unter 3 km entfernt vom EHB.

Während der Standort von Kraftwerken zur reinen Stromerzeugung prinzipiell flexibler gewählt werden kann, sind Anlagen zur gekoppelten Erzeugung von Strom und Wärme an Fernwärmenetze oder Industrie angebunden, die weiterhin versorgt werden müssen. Die Aufteilung in KWK-Anlagen und nicht-KWK-Anlagen zeigt, dass für Erdgas und Heizöl 24 Prozent der KWK-Anlagen einen Abstand von unter 1 km vom Wasserstoffnetz aufweisen, 38 Prozent einen von unter 3 km und 54 Prozent einen von unter 5 km. Für Stein- und Braunkohlekraftwerke sind es 23 Prozent, die bis 1 km Abstand aufweisen und 64 Prozent mit einem Abstand von bis zu 3 km. Unter „sonstige Energieträger“ fallen Abfall, Kernkraft

und andere fossile Energieträger, von denen 42 Prozent der Kapazität Abstände von über 10 km zum Wasserstoffnetz aufweisen.

Abbildung 5 und Abbildung 6 zeigen bereits, dass das EHB Kraftwerksstandorte als relevante Verbraucher von Wasserstoff berücksichtigt. Die Bedeutung einer nötigen Anbindungs-länge von bspw. 5 km vom Wasserstoffnetz an den Kraftwerksstandort wird anhand eines Kostenvergleichs verdeutlicht: Das o.g. GuD-Kraftwerk mit 400 MW el. Leistung bräuchte eine Anbindung ans H₂-Netz mit einer Leitung von 30 cm im Durchmesser¹² (DN 300) dessen Kosten für 5 km Länge ca. 4 Mio. €₂₀₂₂ betragen¹³ (ca. 0,8 Mio. €₂₀₂₂ pro km) [45] S. 157. Das GuD-Kraftwerk hingegen hat Investitionskosten von ca. 400 Mio. €, womit **die Anbindung bei 5 km Abstand rd. 1 Prozent der Investition in das Kraftwerk ausmacht**; bei 10 km entsprechend das doppelte.

4.5 Klimaschutz

Im Fokus der Wasserstoffwirtschaft sollte die Reduktion von THG-Emissionen stehen. Je nach Herstellungsverfahren wird Wasserstoff bspw. als grüner, blauer oder grauer Wasserstoff bezeichnet. Grüner Wasserstoff wird mittels Elektrolyse hergestellt, wobei der Strom dazu aus zusätzlichen Erneuerbaren Energien stammt. Die rechtliche Definition von erneuerbarem (grünen) Wasserstoff erfolgt (für den Verkehrssektor) im Delegierten Rechtsakt der Renewable Energy Directive [28]. Grauer Wasserstoff wird aus Erdgas mittels Dampfreformierung hergestellt. Dabei wird der Kohlenstoff aus dem Erdgas als CO₂ freigesetzt. Dies ist das bisher günstigste und meist genutzte Verfahren von Wasserstoff. Bei blauem Wasserstoff wird das CO₂ nach der Dampfreformierung zum größten Teil abgeschieden und gespeichert.

In Abbildung 7 sind die THG-Emissionen eines GuD-Kraftwerkes mit einem Wirkungsgrad von 56 Prozent beim Einsatz von blauem und grünem Wasserstoff, sowie für den Erdgasbetrieb dargestellt. Verglichen werden müssen die Emissionen von grünem Wasserstoff mit dem je nach Annahmen sich ergebendem Bereich für blauen Wasserstoff sowie Erdgas mit

¹² Bei einem Druck von 70 bar und einer Gasgeschwindigkeit von 15 m/s.

¹³ Umrechnung zwischen €₂₀₁₂ und €₂₀₂₂ mit Erzeugerpreisindex für Maschinen in Deutschland vom Statistischen Bundesamt: Kostensteigerung von 21,4 % für den Zeitraum.

Transport¹⁴. **Dieser Vergleich zeigt, dass blauer Wasserstoff vergleichbare THG-Emissionen hat, wie Erdgas und die THG-Emissionen nur durch den Einsatz von grünem Wasserstoff gesenkt werden können.** Die hohen THG-Emissionen von blauem Wasserstoff ergeben sich hauptsächlich aus dem Prozessenergiebedarf, einer nicht 100-prozentigen CO₂-Abscheiderate und dem Transport von Erdgas oder Wasserstoff, je nach Standort der Reformierungsanlage nach Deutschland [46]. Da der Transport von Wasserstoff ebenfalls mit THG-Emissionen verbunden ist und klimaschädliche H₂-Leckagen¹⁵ begünstigt, sollten die Transportdistanzen so gering wie möglich gehalten werden.

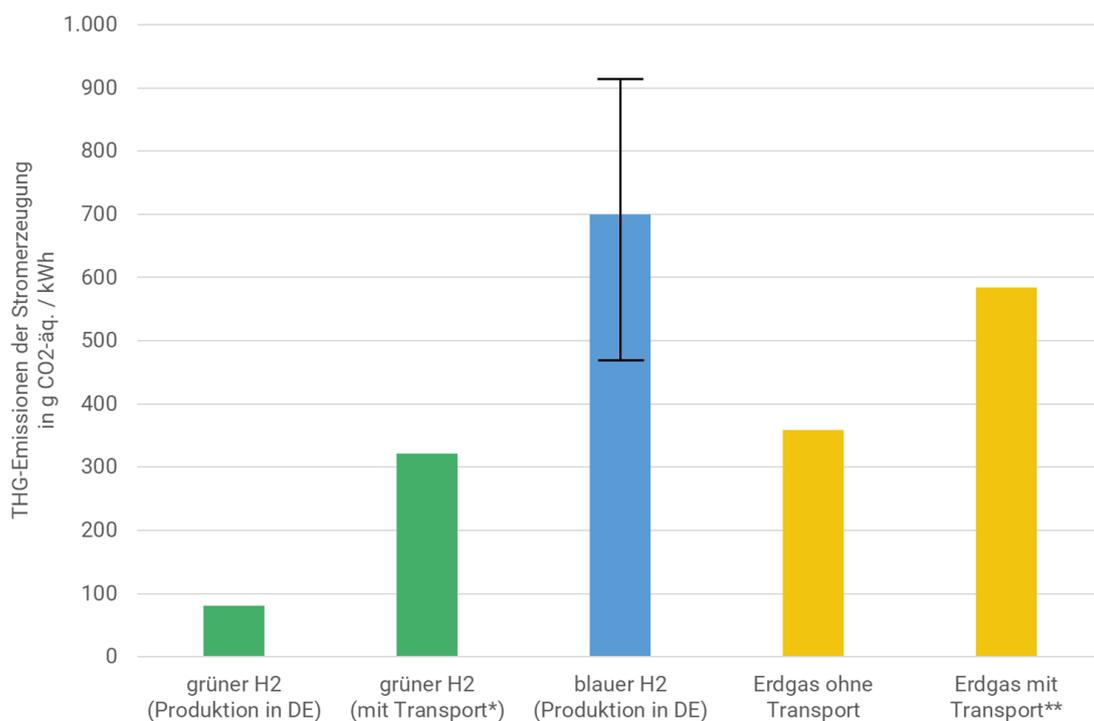


Abbildung 7: THG-Emissionen eines Kraftwerkes mit grünem und blauem H₂ vs. Erdgas , *Pipelinetransport 3.000 km, ** Erdgastransport mit Pipeline 3.000 km, wie beim blauen Wasserstoff, Daten: [46], [47]

¹⁴ Die Werte aus [46] sind für das heutige Energiesystem und für blauen Wasserstoff ist der Bereich angegeben, der sich aus den Sensitivitäten der Annahmen ergibt. Für ein klimaneutrales Energiesystem sind die Werte geringer, dennoch für blauen Wasserstoff höher als für grünen.

¹⁵ Auch wenn H₂ selbst kein Treibhausgas ist, so erhöht es die Lebensdauer des Treibhausgases Methan in der Troposphäre [10].

5. Fazit

Wasserstoff ist der Energieträger, der den Phase-Out von Erdgas im Stromsystem ermöglichen soll und Kraftwerkskapazität für Dunkelflauten bereitstellen kann. Dafür müssen Kraftwerke H2-Ready sein. In der Studie wurde untersucht, wie der Begriff H2-Ready definiert ist, welche technischen Maßnahmen für eine Umrüstung von Kraftwerken zu 100 Prozent Wasserstoffnutzung notwendig sind, mit welchen Kosten eine Umrüstung einhergeht und weitere Aspekte zum Einsatz von Wasserstoff im Stromsektor.

Es wurde gezeigt, dass Begriff H2-Readiness derzeit zwar häufig verwendet wird, regulatorisch jedoch noch nicht eindeutig definiert ist. Zwar vermittelt der Begriff, eine Umstellung von Gaskraftwerken auf Wasserstoff sei unproblematisch möglich – jedoch sind die technischen Umrüstmaßnahmen noch Gegenstand der Entwicklung. Stand heute sind Gasturbinen für einen 100 Prozent Wasserstoffeinsatz noch nicht kommerziell verfügbar. Entsprechend werden neue Kraftwerke als H2-Ready Gaskraftwerke gebaut und müssen spätestens bis 2035 auf einen 100-prozentigen H2-Betrieb umgerüstet werden. Die umfangreichsten Änderungen betreffen dabei das Brenngas-, sowie das Gasturbinensystem. Die Kosten der Umrüstung liegen für GuD-Kraftwerke voraussichtlich unter 10 Prozent der Ausgangsinvestition. Für Gasturbinenkraftwerke liegen sie voraussichtlich deutlich höher. Daher sollten technologiespezifische Kostenkriterien gewählt werden, um beide Technologien zu incentivieren.

Eine Analyse der Kraftwerksstandorte hat gezeigt, dass der Anschluss an eine H2-Pipeline voraussichtlich kein Hemmnis für den H2-Betrieb der Kraftwerke darstellt. Die Hälfte der Erzeugungskapazität von heutigen Gaskraftwerksstandorten hat einen Abstand von bis zu 5 km zum geplanten Wasserstoffnetz. Zwar wird die grundsätzliche Verfügbarkeit von Wasserstoff dadurch gewährleistet, jedoch ist für die Emissionsreduktion entscheidend, dass in den Kraftwerken erneuerbarer Wasserstoff (auch als grüner Wasserstoff bezeichnet) genutzt wird. Dieser wird auf absehbare Zeit ein knappes Gut sein, daher sollten zusätzlich unbedingt andere Flexibilisierungsoptionen für das Stromnetz weiter ausgebaut werden. Es wurde gezeigt, dass selbst der Einsatz von blauem Wasserstoff mitunter höhere Emissionen verursacht, als die Nutzung von Erdgas. Deshalb ist sowohl die ausreichende Verfügbarkeit von grünem Wasserstoff als auch die kritische Evaluation der notwendigen Gesamtkapazität an H2-Kraftwerken und deren voraussichtlichen Einsatzdauern (Vollbenutzungsstunden) notwendig.

Aus diesen Erkenntnissen haben wir die 14 Kernthesen in Kap. 1 abgeleitet und machen Vorschläge für den zukünftigen klimafreundlichen Einsatz von H2 in der Stromerzeugung.

6. Quellen

- [1] Agora Energiewende, Prognos, und Consentec, „Klimaneutrales Stromsystem 2035. Wie der deutsche Stromsektor bis zum Jahr 2035 klimaneutral werden kann“, 2022. Zugegriffen: 25. September 2023. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.agora-energie-wende.de/veroeffentlichungen/klimaneutrales-stromsystem-2035/>
- [3] Agora Energiewende, Prognos, Öko-Institut, und Wuppertal-Institut, „Klimaneutrales Deutschland 2045. Wie Deutschland seine Klimaziele schon vor 2050 erreichen kann, Studie im Auftrag von Stiftung Klimaneutralität, Agora Energiewende und Agora Verkehrswende“, 2021. Zugegriffen: 25. September 2023. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.agora-energie-wende.de/veroeffentlichungen/klimaneutrales-deutschland-2045-vollversion/>
- [3] „Dena-Leitstudie Aufbruch Klimaneutralität“, 2021. Zugegriffen: 25. September 2023. [Online]. Verfügbar unter: https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2021/Abschlussbericht_dena-Leitstudie_Aufbruch_Klimaneutralitaet.pdf
- [5] Fraunhofer ISE, Becker Büttner Held, und Fraunhofer IEE, im Auftrag des BEE „Neues Strommarktdesign für die Integration fluktuierender Erneuerbarer Energien“, Nov. 2021. Zugegriffen: 5. September 2023. [Online]. Verfügbar unter: https://www.klimaneutrales-stromsystem.de/pdf/Strommarktdesignstudie_BEE_final_Stand_14_12_2021.pdf
- [5] 50 Herz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, und TransnetBW GmbH, „Netzentwicklungsplan Strom 2037 mit Ausblick 2045, Version 2023, zweiter Entwurf“, Juli 2023. Zugegriffen: 5. Oktober 2023. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.netzentwicklungsplan.de/nep-aktuell/netzentwicklungsplan-20372045-2023>
- [7] Fraunhofer ISI, Consentec, IFEU, TU Berlin, und Energy and Resources im Auftrag des BMWK „Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland“, Nov. 2022. Zugegriffen: 5. Oktober 2023. [Online]. Verfügbar unter: <https://langfristszenarien.de/enertile-explorer-de/index.php>
- [7] e.venture, „Zukunft des deutschen Strommarktes 2040“, Apr. 2023. Zugegriffen: 5. Oktober 2023. [Online]. Verfügbar unter: https://e-vc.org/wp-content/uploads/e.venture_Strommarkt-2040_Versand.pdf
- [8] Boston Consulting Group, „Klimapfade 2.0 - Ein Wirtschaftsprogramm für Klima und Zukunft“, Okt. 2021. Zugegriffen: 5. Oktober 2023. [Online]. Verfügbar unter: <https://bdi.eu/publikation/news/klimapfade-2-0-ein-wirtschaftsprogramm-fuer-klima-und-zukunft/>

- [9] A. Christidis, A. Wasike-Schalling, und J. Arriens, „Die Rolle thermischer Kraftwerke im Energiesystem der Zukunft“, Reiner Lemoine Institut, Nov. 2023. [Online]. Verfügbar unter: <https://reiner-lemoine-institut.de/h2-ready-analyse-technischer-anforderungen-zur-umruestung-von-gas-und-gud-kraftwerken-2/>
- [10] N. Warwick et al., „Atmospheric implications of increased Hydrogen use“, Apr. 2022. Zugegriffen: 25. September 2023. [Online]. Verfügbar unter: https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/1067144/atmospheric-implications-of-increased-hydrogen-use.pdf
- [11] International Energy Agency (IEA), „Global Energy Transitions Stocktake“. Zugegriffen: 31. August 2023. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-tools/etp-clean-energy-technology-guide?>
- [12] VGBE Energy e.V., „Positionspapier: H2-Ready“, Sep. 2022. Zugegriffen: 21. August 2023. [Online]. Verfügbar unter: https://www.vgbe.energy/wp-content/uploads/2022/09/vgbe-PP-H2-Ready-20-09-2022_final_update2.pdf
- [13] VGBE Energy e.V., „Positionspapier: Factsheet H2-Readiness für Gasturbinenanlagen“, Jan. 2023. Zugegriffen: 21. August 2023. [Online]. Verfügbar unter: https://www.vgbe.energy/wp-content/uploads/2023/01/H2-Ready-GT_Factsheet-final.pdf
- [14] F. Simon, „GE eyes 100% hydrogen-fuelled power plants by 2030“, EURACTIV. Zugegriffen: 28. August 2023. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.euractiv.com/section/energy/news/ge-eyes-100-hydrogen-fuelled-power-plants-by-2030/>
- [15] R. de Vos, „Ten fundamentals to hydrogen readiness“, Siemens-Energy. Zugegriffen: 28. August 2023. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.siemens-energy.com/global/en/news/magazine/2022/hydrogen-ready.html>
- [16] Europäische Kommission, „Delegierte Verordnung (EU) 2022/1214“, März 2022. Zugegriffen: 4. September 2023. [Online]. Verfügbar unter: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/?uri=CELEX:32022R1214>
- [17] Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW), VGBE Energy e.V., „H2-Prozessleitfaden: Strom- und Wärmeerzeugung auf der Basis von erneuerbaren und dekarbonisierten Gasen“, Aug. 2023. Zugegriffen: 29. August 2023. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.vgbe.energy/hydrogen-ptx/#publi1>
- [18] TÜV SÜD, „Certification Guideline: H2 -Readiness of Combined Cycle Power Plants - Rev. 1“, 2023.
- [19] G. Tsatsaronis und E. Mollenhauer, „Experteninterview zu H2-Ready Kraftwerken“, 19. September 2023.
- [20] Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK), „Rahmen für die Kraftwerksstrategie steht – wichtige Fortschritte in Gesprächen mit EU-Kommission zu

- Wasserstoffkraftwerken erzielt". Zugegriffen: 16. August 2023. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Pressemitteilungen/2023/08/20230801-rahmen-fuer-die-kraftwerksstrategie-steht.html>
- [21] „VGBE Webseite“. Zugegriffen: 2. November 2023. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.vgbe.energy/>
- [22] T. Gallinger und H. Pierre, „Experteninterview mit den Hauptautoren des Leitfadens zur Zertifizierung von H2-Ready-Kraftwerken vom TÜV SÜD“, 30. August 2023.
- [23] U.S. Environmental Protection Agency, Office of Air and Radiation, „Hydrogen in Combustion Turbine Electric Generating Units - Technical Support Document“, Mai 2023. Zugegriffen: 25. August 2023. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.epa.gov/system/files/documents/2023-05/TSD%20-%20Hydrogen%20in%20Combustion%20Turbine%20EGUs.pdf>
- [24] EUGENE and EU Turbines, „Hydrogen Power - What is needed to make it a reality?“ September 2021. Zugegriffen: 2. August 2023. [Online]. Verfügbar unter: https://www.eugene.eu/wp-content/uploads/2022/04/H2-Ready_Definition_-_EUGENE.pdf
- [25] EU Turbines, „H2-Readiness of Turbine Based Power Plants – A Common Definition“, Sep. 2021. Zugegriffen: 2. August 2023. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.euturbines.eu/wp-content/uploads/2021/09/EUTurbines-H2-ready-Definition-September-2021-1.pdf>
- [26] TÜV SÜD, Hrsg., „Certification Guideline: H2 -Readiness of Combined Cycle Power Plants - Public Abstract“. 2023. Zugegriffen: 15. August 2023. [Online]. Verfügbar unter: https://www.tuvsud.com/en/-/media/global/pdf-files/brochures-and-infosheets/ts_h2-readiness-of-combined-cycle-power-plants.pdf
- [27] European Investment Bank, „EIB Energy Lending Policy - Supporting the Energy Transformation“, Mai 2023. Zugegriffen: 4. September 2023. [Online]. Verfügbar unter: https://www.eib.org/attachments/lucalli/20230164_eib_energy_lending_policy_en.pdf
- [28] Europäische Kommission, „Delegierter Rechtsakt C(2023) 1087 zur Ergänzung der Richtlinie (EU) 2018/2001“, Feb. 2023. Zugegriffen: 4. September 2023. [Online]. Verfügbar unter: https://energy.ec.europa.eu/system/files/2023-02/C_2023_1087_1_EN_ACT_part1_v8.pdf
- [29] European Investment Bank, „EIB signs advisory agreement with Hydrogen Europe“. Zugegriffen: 3. August 2023. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.eib.org/en/press/all/2021-284-eib-signs-advisory-agreement-with-hydrogen-europe>
- [30] Europäische Kommission, „Leitlinien für staatliche Klima-, Umweltschutz- und Energiebeihilfen 2022 (2022/C 80/01)“, Feb. 2022. Zugegriffen: 1. September 2023. [Online].

- Verfügbar unter: [https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:52022XC0218\(03\)](https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:52022XC0218(03))
- [31] Europäische Kommission, „EU-Strategie zur Integration des Energiesystems“, Juli 2020. Zugegriffen: 4. September 2023. [Online]. Verfügbar unter: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:52020DC0299>
- [32] Europäische Kommission, „Eine Wasserstoffstrategie für ein klimaneutrales Europa“, Juli 2020. Zugegriffen: 4. September 2023. [Online]. Verfügbar unter: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:52020DC0301>
- [33] Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK), „Fortschreibung der Nationalen Wasserstoffstrategie“. Juli 2023. Zugegriffen: 1. August 2023. [Online]. Verfügbar unter: https://www.bmbf.de/SharedDocs/Downloads/de/2023/230726-fortschreibung-nws.pdf?__blob=publicationFile&v=1
- [34] S. Patel, „Siemens' Roadmap to 100% Hydrogen Gas Turbines“, POWERMAG. Zugegriffen: 28. August 2023. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.powermag.com/siemens-roadmap-to-100-hydrogen-gas-turbines/>
- [35] G. Macdonald, „The Great Retrofit: How Thousands of Natural Gas Turbines Could Potentially Run on Carbon-Free Hydrogen“, ge.com. Zugegriffen: 29. August 2023. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.ge.com/news/reports/the-great-retrofit-how-thousands-of-natural-gas-turbines-could-potentially-run-on-carbon>
- [36] Renewables Now, „Constellation achieves 38% hydrogen blending at gas plant“. Zugegriffen: 23. August 2023. [Online]. Verfügbar unter: <https://renewablesnow.com/news/constellation-achieves-38-hydrogen-blending-at-gas-plant-823934/>
- [37] P. Martens, „Erstmals Wasserstoff für große Gasturbine in Wien“, energate messenger. Zugegriffen: 23. August 2023. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.energate-messenger.ch/news/234391/erstmal-wasserstoff-fuer-grosse-gasturbine-in-wien>
- [38] K. MacKenzie et al., „Decarbonisation Readiness - Technical Studies: Hydrogen Readiness“, AECOM Limited, Juni 2022. Zugegriffen: 1. August 2023. [Online]. Verfügbar unter: https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/1141549/hydrogen_readiness_report.pdf
- [39] C. Wunderlich et al., „Metaanalyse: Investitionskosten von Energiewende-Technologien“, Agentur für Erneuerbare Energien (AEE), Dez. 2026. Zugegriffen: 6. September 2023. [Online]. Verfügbar unter: https://www.unendlich-viel-energie.de/media/file/4091.AEE_Metaanalyse_Investitionskosten_dez16.pdf
- [40] Deutsche Energie-Agentur GmbH, „Wie gelingt der Aufbau der Wasserstoff-Netzinfrastruktur in Deutschland und Europa?“ Zugegriffen: 10. November 2023. [Online]. Verfügbar unter: https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2022/Analyse_Wie_gelinkt_der_Ausbau_der_Wasserstoff-Netzinfrastruktur.pdf

- [41] Vereinigung der Fernleitungsnetzbetreiber Gas e.V., „Wasserstoff-Kernnetz“. Zugegriffen: 16. November 2023. [Online]. Verfügbar unter: <https://fnb-gas.de/wasserstoffnetz-wasserstoff-kernnetz/>
- [42] J. Weibezahn et al., „Open Power System Data. 2020. Data Package Conventional power plants. Version 2020-10-01.“ Zugegriffen: 30. August 2023. [Online]. Verfügbar unter: https://doi.org/10.25832/conventional_power_plants/2020-10-01
- [43] Guidehouse, „GIS Data of European Hydrogen Backbone“. September 2023.
- [44] Bundesnetzagentur, „Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur“. Zugegriffen: 4. Juli 2023. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Kraftwerksliste/start.html>
- [45] D. Krieg, „Konzept und Kosten eines Pipelinesystems zur Versorgung des deutschen Straßenverkehrs mit Wasserstoff“, RWTH Aachen, 2012. Zugegriffen: 11. Oktober 2023. [Online]. Verfügbar unter: https://juser.fz-juelich.de/record/136392/files/Energie&Umwelt_144.pdf
- [46] Umweltbundesamt (UBA), „Welche Treibhausgasemissionen verursacht die Wasserstoffproduktion?“, Nov. 2022. Zugegriffen: 13. September 2023. [Online]. Verfügbar unter: https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/479/dokumente/uba_welche_treibhausgasemissionen_verursacht_die_wasserstoffproduktion.pdf
- [47] Umweltbundesamt (UBA), „CO₂-Emissionsfaktoren für fossile Brennstoffe“, Juni 2022. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.umweltbundesamt.de/publikationen/co2-emissionsfaktoren-fuer-fossile-brennstoffe-0>

7. Anhang

1. Rechenbeispiel zur Interpretation und Einschätzung der Anforderungen der „Delegierte Verordnung (EU) 2022/1214 der Kommission vom 9. März 2022“ für die „Stromerzeugung aus fossilen gasförmigen Brennstoffen“ (S.20)

„Anlagen, für die die **Baugenehmigung bis zum 31. Dezember 2030 erteilt wird**, erfüllen alle folgenden Anforderungen:

- i) die **direkten THG-Emissionen** der Tätigkeit liegen **unter 270 g CO₂-Äq je kWh Energie-Output**, oder die jährlichen direkten THG-Emissionen der Tätigkeit übersteigen über 20 Jahre gemittelt nicht 550 kg CO₂-Äq je kW der Anlagenkapazität; [...]

Zur Verdeutlichung der geforderten CO₂-Emissionsgrenzen kann ein modernes GuD-Kraftwerk mit einem (Rekord-) Wirkungsgrad von 62 Prozent betrachtet werden, welches die niedrigsten CO₂-Emissionen eines erdgasgefeuerten Kraftwerkes aufweist:

Mit den direkten Emissionen¹⁶ für Erdgas von 55,8 t CO₂/TJ (200,9 g CO₂ / kWh) [47] ergeben sich Emissionen in Höhe von 324 g CO₂ / kWh_{el}. Diese sind höher, als der geforderte Wert von 270 g / kWh_{el}. Wenn das o. g. GuD-Kraftwerk die 550 kg CO₂ / kW installierter Leistung nicht überschreiten darf, folgt daraus, dass dieses nicht mehr als 1.697¹⁷ Vollbenutzungsstunden pro Jahr aufweisen darf.

Da der erste Punkt mit heutiger Technologie und Erdgas als Brennstoff unmöglich ist, greift der zweite Punkt und stellt eine Einschränkung der Betriebsstunden dar.

Für hocheffiziente KWK-Anlagen¹⁸ werden die 270 g CO₂ / kWh auf den Energie-Output bezogen, demnach auf Strom und Wärmeauskopplung zusammen. Daraus folgt ein Brennstoffausnutzungsgrad von mindestens 75 Prozent, der realistisch, und vergleichsweise einfach zu erreichen ist.

¹⁶ In den direkten Emissionen sind die mit dem Transport verbundenen Emissionen nicht inbegriffen.

¹⁷ $550 \text{ kg/kW} / 324 \text{ g CO}_2 / \text{kWh} = 1.697 \text{ h/a}$

¹⁸ Primärenergieeinsparung ggü. der getrennten Erzeugung nach Richtlinie 2012/27/EU größer 10 %.

2. Neu installierte Kapazität von Gasturbinenkraftwerken, Gas- und Dampfturbinenkraftwerken, Dampfkraftwerken und Gasmotoren in den letzten 20 Jahren. Aufgeteilt in Kraft-Wärmekopplungsanlagen (KWK) und Kraftwerke zur reinen Stromerzeugung (nicht-KWK).

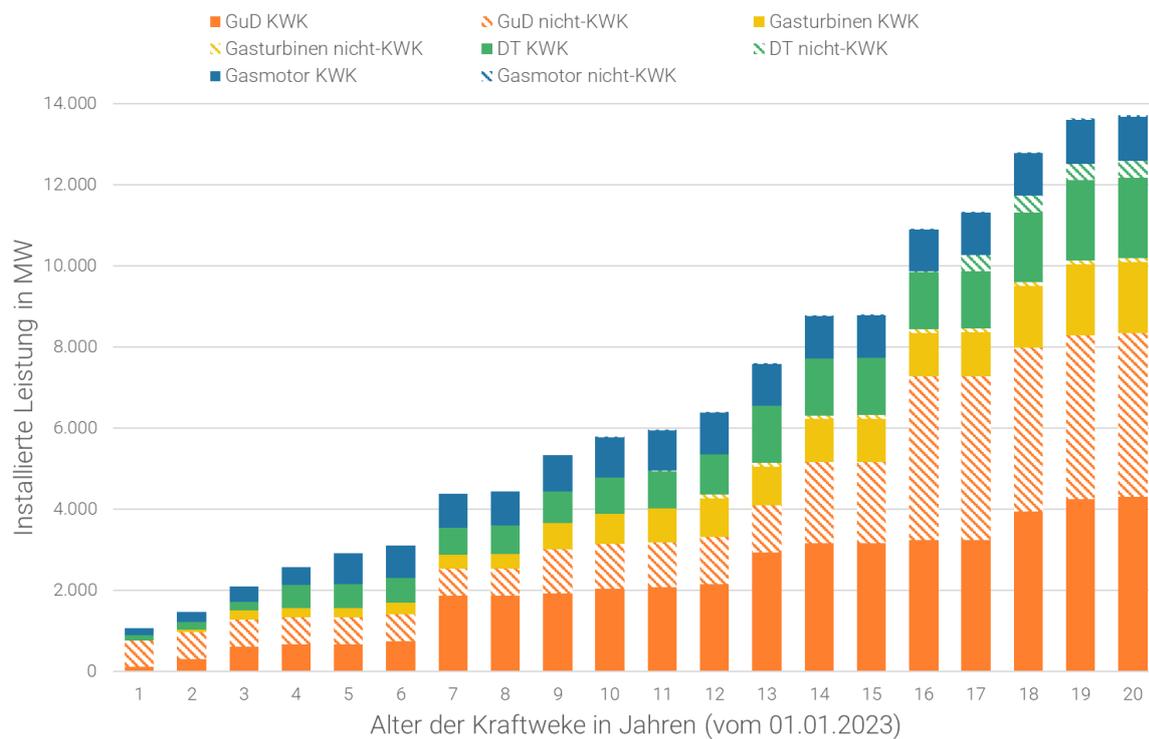


Abbildung 8: Installierte Kapazität von Erdgas-Kraftwerken über dem Anlagenalter, Datenquelle: [44]

3. TRL Beschreibung nach [11]:

Ausgereift	11	Nachweis der erreichten Stabilität Vorhersehbares Wachstum
Marktakzeptanz	10	Integration in großem Umfang erforderlich Die Lösung ist kommerziell und wettbewerbsfähig, bedarf aber weiterer Integrationsanstrengungen
	9	Kommerzieller Betrieb in relevantem Umfeld Lösung ist kommerziell verfügbar, muss evolutionär verbessert werden, um wettbewerbsfähig zu bleiben
Demonstration	8	Erste kommerzielle Lösung seiner Art Kommerzielle Demonstration, Einsatz in vollem Maßstab unter endgültigen Bedingungen
	7	Vorkommerzielle Demonstration Prototyp funktioniert unter den erwarteten Bedingungen
Großer Prototyp	6	Vollständiger Prototyp im Maßstab Prototyp, der sich unter den zu erwartenden Bedingungen in großem Maßstab bewährt
	5	Großer Prototyp Komponenten unter Einsatzbedingungen erprobt
Kleiner Prototyp	4	Früher Prototyp Prototyp unter Testbedingungen erprobt
Konzept	3	Konzept muss validiert werden Lösung muss prototypisiert und angewendet werden
	2	Anwendung formuliert Konzept und Anwendung der Lösung sind formuliert
	1	Erste Idee Grundprinzipien sind definiert

4. Exemplarische Aufteilung der Umrüstkosten für den H2-Betrieb einer 404 MW_{el} GuD-Anlage

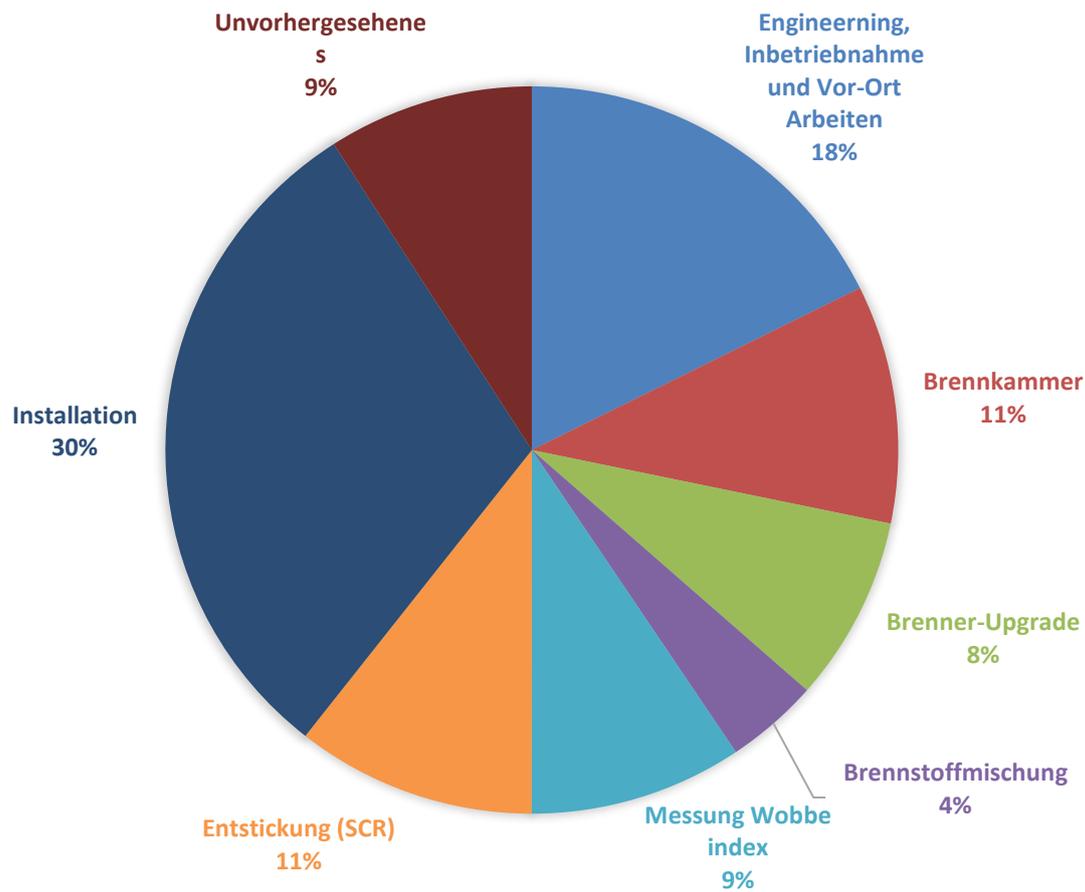


Abbildung 9: Kostenaufteilung der Umrüstung einer 404 MW_{el} GuD-Anlage, Datenbasis: [38] S. 53