

vgbe Positionspapier

H2-Ready

September 2022



H₂-Ready-Positionspapier

vgbe energy e.V. vertritt Betreiber von Anlagen zur energetischen Nutzung von Wasserstoff. Mit diesem Positionspapier bringt der Verband die Sicht seiner Mitgliedsunternehmen in die aktuelle Debatte um die Definition von H₂-Readiness ein.

Inhalt

1	Positionen im Überblick	3
2	Geltungsbereich und Dekarbonisierungspotenzial	4
3	H₂-Ready-Definition.....	6
3.1	Werkstoffe und Wasserstoff	10
3.2	Gasturbinen.....	11
3.3	Gasmotoren.....	14
3.4	Industrie-Heizkessel	14
3.5	Brennstoffzellen.....	15
3.6	Emissionen bei thermischer Nutzung.....	16
4	Ausblick	17

1 Positionen im Überblick

Die nachfolgenden Positionen beziehen sich nur auf Anlagen zur energetischen Nutzung von Wasserstoff zur Erzeugung von Strom und/oder Wärme – die Erzeugung, der Transport und die Speicherung von Wasserstoff sind nicht berücksichtigt.

Energetische Nutzung von Wasserstoff ist derzeit nicht wirtschaftlich

Neben technischen Aspekten, die im Fokus dieses Positionspapiers stehen, spielen die Wirtschaftlichkeit und die Absicherung von Investitionen in solche Anlagen eine zentrale Rolle. Unter den aktuellen Bedingungen ist ein Betrieb von Anlagen zur energetischen Nutzung von Wasserstoff ohne ergänzende Förderung unwirtschaftlich und bedarf deshalb einer ergänzenden Förderung.

H₂-Readiness bedeutet Betrieb mit 100 % Wasserstoff

Eine Anlage gilt als H₂-ready, wenn sie während ihrer Lebensdauer – ggf. in verschiedenen Nachrüststufen – zu 100 % mit Wasserstoff betrieben werden kann. Andere wasserstoffbasierte oder kohlenstofffreie Energieträger (z.B. Ammoniak) werden im Rahmen dieses Positionspapiers nicht behandelt.

Die H₂-Readiness schließt alle energetischen Nutzungsoptionen in Neu- und Bestandsanlagen – z.B. Gasturbinen-, Motoren-, (Industrie-)Heizkessel- und Brennstoffzellen-Anlagen – mit ein. Dabei ist stets das Gesamtsystem zu betrachten und deswegen sind die Systemgrenzen um die Gesamtanlage zu legen. Zudem sind verlässliche Informationen darüber notwendig, ob die Versorgung mit Wasserstoff durch Beimischung in das vorhandene Erdgasnetz (bis zu 100 %) oder über ein separates Netz erfolgt.

H₂-Volumenanteil entspricht nicht der CO₂-Einsparung

Zur realistischen Einschätzung der durch den Wasserstoffeinsatz resultierenden Dekarbonisierungseffekte ist es notwendig, die Unterschiede in den physikalischen Eigenschaften von Erdgas und Wasserstoff zu berücksichtigen. Unterschiedliche Dichten und Heizwerte führen dazu, dass der H₂-Volumenanteil die Dekarbonisierung nicht hinreichend repräsentiert. Daher ist die Äquivalenzbetrachtung über die zugeführte Wärmeleistung (Feuerungswärmeleistung – FWL) ein geeignetes Maß für die Dekarbonisierung bei gleicher Anlagenleistung. So entspricht z.B. ein Anteil von 30 Vol.-% Wasserstoff im Brenngasgemisch einem Anteil von 11,4 % an der Feuerungswärmeleistung bzw. führt zu einer CO₂-Einsparung von 11,4 %.

Festlegung der Genehmigungsanforderungen notwendig

Die aktuell geltenden rechtlichen Anforderungen an Anlagen zur energetischen Wasserstoffnutzung sind teilweise unklar und sollten zeitnah überarbeitet werden. Detaillierte Anforderungen an solche Anlagen, z.B. in Bezug auf Emissionen, müssen sich als Ergänzung bzw. Erweiterung in der 13. und 44. Bundesimmissionsschutzverordnung (BImSchV) wiederfinden. Die aktuellen Regelungen sehen bei den Emissionsgrenzwerten keine einheitlichen und sinnvollen Vorgaben für den Einsatz von Wasserstoff in Feuerungsanlagen vor. So sind beispielsweise bei 100 % H₂ nur noch Vorgaben für die NO_x- und ggf. die Ammoniakkonzentration im Abgas relevant.

2 Geltungsbereich und Dekarbonisierungspotenzial

Aus Sicht der Anlagenbetreiber erstreckt sich die H₂-Ready-Definition auf alle Anlagenteile und Verfahrensschritte, die zum Betrieb der Energieanlage notwendig sind, sowie auf Nebeneinrichtungen, die mit den Anlagenteilen und Verfahrensschritten in einem räumlichen und betriebstechnischen Zusammenhang stehen (siehe Abb. 1).

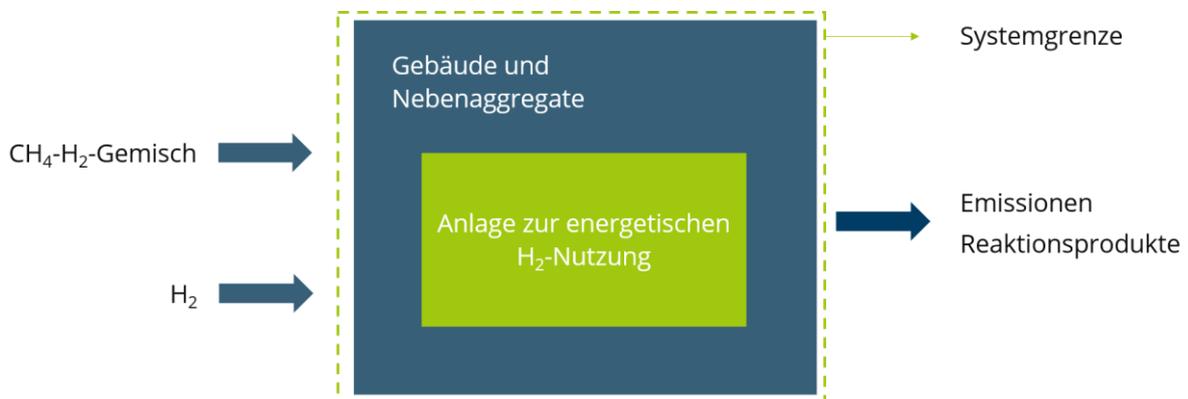


Abb. 1: Systemgrenze für die H₂-Ready-Definition

An der Schnittstelle zwischen Anlage und Gasnetz wird das Erdgas-Wasserstoff-Gemisch oder Wasserstoff übernommen. Es wird davon ausgegangen, dass im bestehenden Erdgasnetz eine maximale Beimischung von 20 Vol.-% H₂ (7 % FWL) erfolgen kann¹. Der nächste Schritt wird nach Einschätzung der Anlagenbetreiber die Umsetzung einer Versorgung mit ausschließlich Wasserstoff sein. Ist sowohl

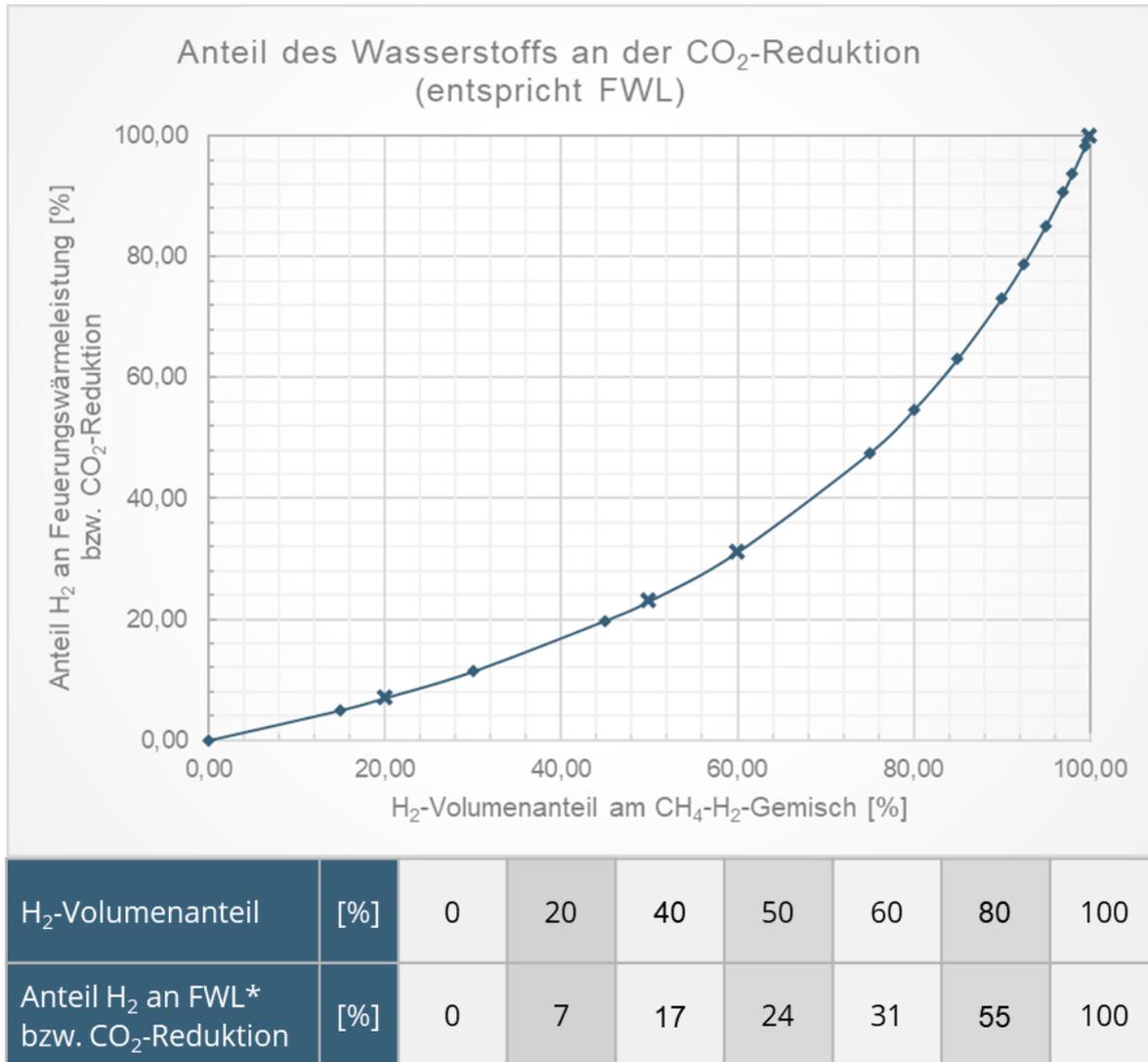
¹ Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e. V. (DVGW)-Merkblätter G 260 und G 650

die Versorgung mit einem Erdgas-Wasserstoff-Gemisch als auch mit ausschließlich Wasserstoff möglich, lassen sich innerhalb der Systemgrenzen mithilfe entsprechender Einrichtungen beliebige Mischungsverhältnisse zwischen Erdgas und Wasserstoff erzeugen.

Die Reinheit des Wasserstoffes spielt für die energetische Nutzung eine untergeordnete Rolle. Die in der Industrie üblichen Reinheitsgrade von 3.5 bis 7.0 (99,95 % bis 99,999990 %) sind in den hier betrachteten Anwendungen einsetzbar. Eine Ausnahme bildet lediglich die Anwendung in der Brennstoffzelle, die eine Mindestreinheit von 3.7 ergänzt durch die Anforderungen der DIN EN 17124 erfordert.

Dekarbonisierung durch Wasserstoff

Wasserstoff kann energetisch genutzt werden, um bei der Strom- und Wärmezeugung CO₂-Emissionen zu reduzieren bzw. zu vermeiden. Er ersetzt in der Regel Erdgas, das überwiegend (>80 Vol.-%) aus Methan besteht und damit bei der Verbrennung CO₂ freisetzt. Um das Dekarbonisierungspotenzial durch Wasserstoff zu ermitteln, müssen die unterschiedlichen physikalischen Eigenschaften von H₂ und Methan berücksichtigt werden. Insbesondere die Unterschiede bei Dichte und Heizwert führen dazu, dass sich von der Angabe des Wasserstoffanteils in Vol.-% nicht direkt auf die CO₂-Reduktion schließen lässt. Abbildung 2 veranschaulicht diesen Zusammenhang. Dabei ist zu sehen, dass Wasserstoffanteile von weniger als 50 Vol.-% nur einen relativ geringen Einfluss auf die CO₂-Reduktion (im Vergleich zur reinen Erdgasverbrennung) haben.



*Feuerungswärmeleistung (FWL) ist diejenige Wärme, die einer Wärmekraftmaschine (z.B. einer Gasturbine oder einem Gasmotor) pro Zeiteinheit zugeführt wird

Abb. 2: CO₂-Reduktion in Abhängigkeit vom H₂-Volumenanteil im Erdgas-Wasserstoff-Gemisch, Quelle: Freimark, M.; Gampe, U.; Buchheim, G.: Betrachtungen zur H₂-Mitverbrennung in Gasturbinen, vgbe, 2022

3 H₂-Ready-Definition

Eine Anlage gilt als H₂-ready, wenn sie während ihrer Lebensdauer – ggf. in verschiedenen Nachrüststufen – zu 100 % mit Wasserstoff betrieben werden kann. Als technische Zwischenschritte bieten sich z.B. eine Beimischung von bis zu 6 % FWL (ca. 17 Vol.-%) sowie von 25 % FWL (ca. 52 Vol.-%) an – ob ein oder mehrere Zwischenschritte sinnvoll sind, hängt von der eingesetzten Technologie und der Wirtschaftlichkeit ab.

Es ist jedoch davon auszugehen, dass ohne entsprechende Förderanreize der zunächst teuer produzierte Wasserstoff vorzugsweise in anderen Sektoren als der Strom- und Wärmeerzeugung zum Einsatz kommen wird. Somit wird erst nach einem Übergangszeitraum mit einer Beimischung bis zu 6 % FWL (ca. 17 Vol.-%) im vorhandenen Erdgasnetz mit einem Umstieg auf 100 Vol.-% Wasserstoff zu rechnen sein. Dessen ungeachtet lassen sich durch Mischungseinrichtungen, die sich innerhalb der Systemgrenzen einer Energieanlage befinden, beliebige Erdgas-Wasserstoff-Gemische zwischen 100 Vol.-% H₂ und 100 Vol.-% Erdgas, je nach Verfügbarkeit, erzeugen.

Für **Neubauanlagen**, die in der Übergangszeit zumindest noch teilweise mit Erdgas arbeiten, muss Folgendes gelten:

Das Anlagendesign sollte, soweit es nach dem Stand der Technik möglich ist, auf einen 100%igen H₂-Betrieb ausgelegt oder nachrüstbar sein. Momentan ist auch für Neuanlagen mit einem signifikanten Nachrüstaufwand für einen 100%-H₂-Betrieb zu rechnen. Die Auswirkungen der Nachrüstung in Bezug auf die Investitionen, die Betriebskosten, den elektrischen Wirkungsgrad und die emissionsrechtliche Genehmigungsfähigkeit sollten im Vorfeld betrachtet werden.

Eine Umrüstung von **Bestandsanlagen** ist grundsätzlich technisch möglich, muss jedoch in den Einzelfällen geprüft sowie gegenüber der Alternative des Neubaus berücksichtigt und bewertet werden.

Die speziellen sicherheitstechnischen Eigenschaften von Wasserstoff und Erdgas-Wasserstoff-Gemischen sind bei der Umstellung zu berücksichtigen.

Tab. 1: Sicherheitstechnische Eigenschaften von Wasserstoff und Methan (als Hauptbestandteil von Erdgas), Quelle: GESTIS (Gefahrstoffinformationssystem der Deutschen Gesetzlichen Unfallversicherung)-Stoffdatenbank und vgb

	Wasserstoff	Methan
untere Explosionsgrenze	4,0 Vol.-%	4,4 Vol.-%
obere Explosionsgrenze	77 Vol.-%	17 Vol.-%
Zündtemperatur	560 °C	595 °C
Dichte bei 0 °C und 1 bar	0,0899 kg/m ³	0,7175 kg/m ³
Dichteverhältnis zu Luft	0,07	0,56
Mindestzündenergie	0,019 mJ	0,29 mJ
Explosionsgruppe	IIC	IIA
Flammenrückschlagneigung	höher als Erdgas	-
Reaktivität	höher als Erdgas	-
Temperaturänderung bei isenthalper Entspannung	Erhöhung	Verminderung
Flammgeschwindigkeit	270 cm/s	30 cm/s
Unterer Wobbe-Index i. N.	40,90 MJ/m ³	48,17 MJ/m ³
Unterer Heizwert H _i	120 MJ/kg	50 MJ/kg
Spez. Verbrennungsluftmasse	0,286 kg/MJ	0,345 kg/MJ

	Wasserstoff	Methan
Adiabate Verbrennungstemperatur für stöchiometrische Verbrennung ($\lambda = 1$) *	2427 °C	2274 °C
Massenanteil Wasserdampf im feuchten Rauchgas ($\lambda = 3$)	8,09m%	4,26m%
Rel. Brenngasvolumenstrom für gleiche FWL	330 %	100 %
Diffusivität	höher	-
NO _x -Emissionen	höher	-
Leckrate bei gegebener Leckgröße (Volumen)	2,8	1

* Bsp. für Verbrennungsluft 20 bar/400 °C, trocken, 100 % Ausbrand, keine Brennstoffvorwärmung

Diese Eigenschaften machen eine umfassende Anpassung bzw. Überprüfung aller Explosionsschutzmaßnahmen bei der Umstellung von Erdgas auf 100 % Wasserstoff erforderlich. Es ergeben sich z.B. folgende Anforderungen:

- Aufgrund der geringeren Dichte sammelt sich H₂ im Gegensatz zu Erdgas in Hochpunkten. Entlüftungsöffnungen sind daher zwingend an der höchsten Stelle anzuordnen.
- Durch den weiteren Explosionsbereich (Bereich zwischen unterer und oberer Explosionsgrenze) und die geringere Dichte sind Ex-Zonen größer zu dimensionieren.
- Durch die wesentlich geringere Mindestzündenergie sind elektrostatische Aufladungen deutlich kritischer (Potenzialausgleich, Erdungskette, Ableitwiderstand einschließlich Bodenbelag $\leq 10^8 \Omega$ usw.) einzustufen.
- Bei explosionsgeschützten Arbeitsmitteln muss die geänderte Explosionsgruppe berücksichtigt werden.

Zusätzlich muss berücksichtigt werden, dass

- die Wasserstoffflamme im Tageslicht kaum sichtbar ist und lediglich durch die Wärmeentwicklung wahrgenommen werden kann,
- Gasgemische aus Wasserstoff und Luft sich nicht durch Schwerkrafteinwirkung entmischen.

Mischungen aus Wasserstoff und Erdgas müssen gesondert betrachtet werden. Erdgas-Wasserstoff-Gemische bis 10 Mol-% H₂ (ca. 3 % FWL, 10 Vol.-% H₂) wurden bereits im Forschungsvorhaben „Sicherheitstechnische Eigenschaften von Erdgas-Wasserstoff-Gemischen“ der Bundesanstalt für Materialforschung und -prüfung (BAM) untersucht.² Dabei zeigte sich, dass in diesem Bereich keine der untersuchten Kenngrößen relevant beeinflusst wird.

3.1 Werkstoffe und Wasserstoff

Ein wichtiges Querschnittsthema stellt die Werkstofftechnik dar, da Wasserstoff besondere Herausforderungen mit sich bringt. Molekularer Wasserstoff lagert sich an Stahloberflächen ohne schützende Oxidschicht an und dissoziiert dort zu atomarem Wasserstoff. Dieser dringt in das Gefüge von Stählen ein. Diese Wasserstoff-Ansammlung im Metallgefüge führt zu einer Veränderung der Werkstoffeigenschaften. In der Folge kommt es zu einer Wasserstoff-Versprödung des Werkstoffs, der Herabsetzung der Lebensdauer und gegebenenfalls sogar zum Versagen des Bauteils. Aus diesem Grund ist die Werkstoffauswahl für Anwendungen mit Wasserstoff begrenzt; bei der Umrüstung von Bestandsanlagen sollte daher eine gründliche Beurteilung der eingesetzten Werkstoffe im Hinblick auf Art und Zustand erfolgen. Dies gilt auch für Dichtungswerkstoffe, da Wasserstoff neben Stahl auch in erhöhtem Maß Kunststoffe durchdringen kann.

Der vgb und seine Mitgliedsunternehmen arbeiten daran, die werkstoffrelevanten Erfahrungen im Umgang mit Wasserstoff, die in anderen Branchen wie z.B. der chemischen Industrie umfänglich vorliegen, für die Energiewirtschaft nutzbar zu

² Schröder, V. et al., Sicherheitstechnische Eigenschaften von Erdgas-Wasserstoff-Gemischen, BAM, Abschlussbericht zum Forschungsvorhaben 2539, <https://www.bgetem.de/redaktion/arbeitsicherheit-gesundheitsschutz/dokumente-und-dateien/brancheninformationen/energie-und-wasserwirtschaft/gasversorgung/abschlussbericht-zum-forschungsvorhaben-2539-sicherheitstechnische-eigenschaften-von-erdgas-wasserstoff-gemischen> abgerufen am 4. Mai 2022

machen. Zudem ist es erforderlich, verbindliche Werkstoffkennwerte für die energetische Wasserstoffnutzung inklusive Transport zu ermitteln.

3.2 Gasturbinen

Das Design von H₂-fähigen Gasturbinenanlagen (GTA) kann sich weitestgehend an der existierenden Gasturbinentechnologie orientieren. Es ist nicht notwendig, für die H₂-Feuerung vollständig neue Gasturbinen (GT) zu konstruieren und herzustellen. Ein Upgrading bewährter Designkonzepte ist geeignet, in der Transformation nicht nur umfangreichen Kapitalaufwand zu vermeiden, sondern auch viel Zeit bei der Umstellung großer Flotten von existierenden Gasturbinen auf den H₂-Betrieb einzusparen³.

Diese Gasturbinen müssen in der Lage sein, Gasgemische aus Erdgas und Wasserstoff in einem weiten Bereich bis zu 100 % Wasserstoffanteil zu verbrennen und auch schnelle Veränderungen der Gemischzusammensetzung zu tolerieren. Die Hersteller sollten neben Neuanlagen auch Umbauoptionen für Bestandsanlagen entwickeln und anbieten. Entsprechende Fördermöglichkeiten sind von Seiten der Politik zu schaffen, um die nötige technische Entwicklung anzustoßen. Um dem unterschiedlichen Stand der H₂-Readiness und dem Dekarbonisierungsanteil Rechnung zu tragen, ist eine Einstufung der Anlagen nach dem H₂-Anteil an der Feuerungswärmeleistung (FWL) erforderlich.

Im Bereich der Turbomaschinen mit Wasserstoffverbrennung sind im europäischen Raum allgemeingültige Regelwerke für die Auslegung, die Werkstoffauswahl, etc. fast nicht verfügbar. Diese müssen zeitnah erstellt werden. Bis dahin bieten sich die Regelwerke des American Petroleum Institute (API) als Alternative an.

Aufgrund der noch nicht absehbaren H₂-Verfügbarkeit sowie der noch nicht am Markt verfügbaren Verbrennungstechnologie erscheint ein Sprung von 0 auf 100 % Wasserstoff als nicht zielführend. Eine Abstufung in Bezug auf den H₂-Anteil wird daher sowohl für Neuanlagen als auch für Umrüttlösungen in Bestandsanlagen als sinnvoll angesehen.

³ Freimark, M.; Gampe, U.; Buchheim, G.: Betrachtungen zur H₂-Mitverbrennung in Gasturbinen, vgbe, 2022

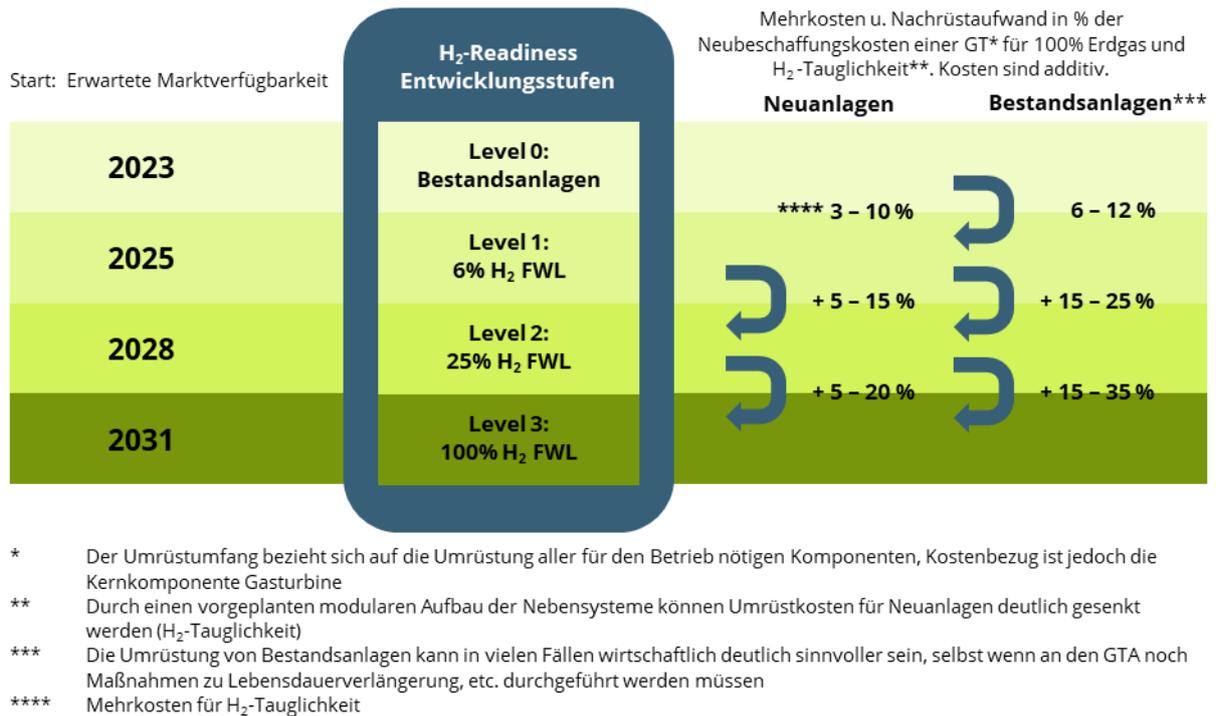


Abb. 3: H₂-Readiness Entwicklungsstufen für Gasturbinenanlagen

Basis der mit großen Unsicherheiten behafteten Kostenbetrachtung ist eine leistungsgleiche GT in Standardausführung für den Erdgas-Betrieb.

Die Umrüstung von Bestandsanlagen kann in vielen Fällen wirtschaftlich deutlich sinnvoller sein, selbst wenn an den GT noch Maßnahmen zur Lebensdauererlängerung, etc. durchgeführt werden müssen.

Nachfolgend sind die wichtigsten H₂-Readiness-Aspekte der Einzelsysteme der Gasturbinenanlage aufgelistet – weiterführende Details sind im vgbe-Factsheet „H₂-Readiness von Gasturbinenanlagen“ enthalten ⁴:

- **Gasversorgung:** Um den Weiterbetrieb möglichst vieler Bestandsanlagen zu ermöglichen, sollte die Beimischung von H₂ in das bestehende Erdgasnetz in einem ersten Schritt einen Anteil des H₂ an der FWL von 3 % (entspricht ungefähr 9 Vol.-% H₂) und ggf. in einem zweiten Schritt von 6 % (entspricht ungefähr 17 Vol.-% H₂) nicht überschreiten.

⁴ vgbe-Factsheet „H₂-Readiness von Gasturbinenanlagen“, vgbe, 2022

- **Brenngassystem:** In Abhängigkeit vom beizumischenden H₂-Anteil ist das Brenngassystem für erhöhten Brenngasvolumenstrom – Faktor 3,3 größer – und veränderter Werkstoffbeanspruchung zu ertüchtigen.
- **Verbrennungssystem und Gasturbine:** Für Level 1 (Erdgas mit H₂-FWL-Anteil bis 6 %, siehe Abb. 3) sind Brenner vorzusehen, die im Rahmen eines Upgrades für Level 2 (ca. 6 % bis ca. 25 % H₂ FWL-Anteil, siehe Abb. 3) ohne wesentliche Veränderung der Brennkammer austauschbar sind. Für Level 3 (ab ca. 25 % H₂ FWL, entspricht ungefähr 52 Vol.-% H₂, siehe Abb. 3) ist der Austausch der Brenner in neuer Verbrennungstechnologie sowie ggf. auch der Austausch der Brennkammer gegen eine vergrößerte Version mit angepasstem Kühlkonzept erforderlich. Die Flammenwächter müssen sowohl für 100 % Erdgas als auch für 100 % Wasserstoff geeignet sein (abhängig vom Readiness-Level). Der Betrieb mit 100 % Erdgas bis 100 % H₂ muss ohne Einschränkungen des Lastbereiches möglich sein.
- Wasser- oder Dampfneinjektion in die Brennkammer wird als mögliche Alternative zur katalytischen Abgasreinigung im Levelbereich 3 bei hohem H₂-Anteil bis 100 % gesehen – vor allem bei GTA mit wenigen Betriebsstunden.
- **Abgassystem, einschließlich Abhitze-Dampferzeuger:** Die erhöhte Wasserdampfbeladung erfordert für nachgeschaltete Wärmeübertrager und Abhitzedampferzeuger gründliche Betrachtungen zum Einfluss möglicher Kondensate aus der Taupunktveränderung auf zugehörige Heizflächen.
- **Leittechnik und Maschinenschutz:** In der Architektur der Gasturbinenleistungs- und -drehzahlregelung ist grundsätzlich keine konzeptionelle Veränderung notwendig.
- **Brand- und Explosionsschutz:** Es ist eine Anpassung des gesamten Ex-Schutz-Konzepts erforderlich.
- **Umrüstung bestehender Anlagen:** Bis ca. 3 % H₂ FWL ist in vielen Fällen nur eine marginale bzw. keine Umrüstung nötig. Bis 6 % H₂ FWL ist eine Umrüstung im Normalfall problemlos möglich. Entscheidend ist aber immer die spezifische Maschinenkonfiguration, die individuell geprüft werden muss. Von 6 bis 25 % H₂ FWL ist eine Umrüstung in den allermeisten Fällen technisch möglich. Ab 25 % H₂ FWL ist eine Umrüstung ggf. nur mit sehr hohem Aufwand möglich – so muss beispielsweise eine neue Brennertechnologie zum Einsatz kommen.

- Bei der Festlegung von NO_x-Grenzwerten für die H₂-Verbrennung sollten die technischen Machbarkeiten bei der Umrüstung von Bestandsanlagen (z.B. Einbau von Katalysatoren) und die zu erwartenden Vollastnutzungsstunden Berücksichtigung finden.

3.3 Gasmotoren

Heutige Gasmotoren, die auf einen Betrieb mit Erdgas ausgelegt sind, können ohne entsprechende Modifikationen nicht mit reinem Wasserstoff betrieben werden. Hierbei ergeben sich Begrenzungen. Es ist jedoch möglich, die Motortechnologie auf einen Wasserstoffbetrieb anzupassen. Hierfür sind insbesondere folgende Maßnahmen zu ergreifen:

- Adaption des Brennverfahrens/Brennraums
- Anpassung des Sicherheitskonzepts
- Änderung gasführender Teile (Kraftstoffsystem, Leitungen etc.)

Es wird erwartet, dass ab 2025 eine Technologiereife erreicht wird, die den Einsatz von größeren Wasserstoffmotoren (ca. 10-MW-Bereich) in Pilotanwendungen erlaubt. Eine breite Serienanwendung ist ab dem Jahr 2028 abzusehen. Innerhalb dieses Zeitrahmens wird es auch möglich sein, entsprechende Motorenanlagen umzurüsten.

Viele moderne Gasmotoren sind bereits heute für einen Betrieb mit bis zu 7 bis 9 % FWL (20 bis 25 Vol.-%) H₂ geeignet. Je nach Art und Ausstattung des Gasmotorenkraftwerks sind dabei unter Umständen kleinere Modifikationen notwendig. Wenn Motoren zukünftig in einem Dual-Fuel-Betrieb mit jeweils 100 % Erdgas oder 100 % Wasserstoff betrieben werden, sollte berücksichtigt werden, dass die Effizienz niedriger sein wird als bei einem für einen Brennstoff optimierten Motor.

3.4 Industrie-Heizkessel

Neue Kesselanlagen sollten ohne weitere Anpassungen in der Lage sein, Gemische mit 6% FWL (17 Vol.-%) Wasserstoff zu verbrennen. Zudem sollten die Anlagen so ausgelegt sein, dass sie höhere Wasserstoffanteile ohne größere bauliche und technologische Anpassungen verarbeiten können.

Die maximal mögliche Zumischung für Bestandsanlagen wird auf ca. 25 % FWL (52 Vol.-%) H₂ abgeschätzt – sie kann sich jedoch von Anlage zu Anlage

unterscheiden. Bei einer etwaigen Nachrüstung sollten Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen im Fokus stehen.

Bei Neubau- und Bestandsanlagen sollten folgende Punkte in Bezug auf die H₂-Readiness Berücksichtigung finden:

- Auch bei Kesselanlagen sollte die Beimischung von H₂ in das bestehende Erdgasnetz in einem ersten Schritt begrenzt bleiben; beispielsweise auf einen H₂-Anteil von 6 % FWL (17 Vol.-%).
- Nachweis, dass die Heizflächen für höhere Rauchgasvolumina und eine veränderte Wärmefreisetzung ausgelegt sind, bzw. bei Bestandsanlagen, dass die Heizflächen ausreichend dimensioniert sind
- Vermeidung oder Verminderung einer Brennkammerpulsation (gilt auch für GT)
- Einsatz von H₂-Low-NO_x-Brennern und speziellen Zündbrennern (gilt auch für GT)
- Einsatz geeigneter Materialien im Rauchgasstrang für den Fall der Taupunktunterschreitung
- Umgang mit Distickstoffmonoxid (N₂O) und dessen messtechnische Erfassung (gilt auch für GT)
- Vermeidung bzw. Minimierung des Ammoniakschlupfs beim Einsatz von Katalysatortechnik
- Vorgaben zur Ermittlung der Emissionsgrenzwerte bei Mischfeuerung unter Beachtung der technischen Möglichkeiten und der sich ändernden Rauchgaszusammensetzung (gilt auch für GT)
- Einsatz von angepasster Sicherheits- und Überwachungstechnik für H₂
- Vermeidung von Ex-Zonen im Kesselhaus

3.5 Brennstoffzellen

Als vielversprechendste Technologie gilt die Proton Exchange Membrane Fuel Cell (PEMFC), die momentan bis zu einer Leistung von 1 MW_{el} verfügbar ist (Technology Readiness Level 8: entspricht der letzten Stufe vor der vollständigen Marktreife). Sie ist für 100 % Wasserstoff ausgelegt, sodass H₂-Readiness gegeben ist. Für den Markthochlauf der Wasserstoffwirtschaft spielen PEMFCs – insbesondere aufgrund der limitierten Kapazität – eine untergeordnete Rolle. In einem zukünftigen 100%-Wasserstoff-System verfügen diese Technologie und Brennstoffzellen im Allgemeinen allerdings über das Potenzial, eine wichtige Rolle zu spielen, da bei

gleichzeitiger Nutzung von Strom und Wärme Wirkungsgrade von bis zu 90 % als möglich erscheinen.

Bei Brennstoffzellen sind zudem besondere Anforderungen in Bezug auf die Reinheit und Qualität des Wasserstoffs zu berücksichtigen.

3.6 Emissionen bei thermischer Nutzung

Bei der 100 % H₂-Verbrennung ist aufgrund lokal erhöhter Verbrennungstemperaturen mit erhöhten NO_x-Emissionen sowie mit einer vermehrten Wasserdampfbeladung des Rauchgases zu rechnen.

Momentan ist es üblich, alle Grenzwerte auf einen trockenen Bezugszustand zu beziehen. Im Falle der Wasserstoffverbrennung stößt diese Vorgehensweise an ihre Grenzen, da die wesentlichen Abgasbestandteile Wasserdampf, N₂ und NO_x (in Gasturbinen zusätzlich ca. 13 % O₂) sind. Durch die erhöhte Wasserdampfbeladung werden die NO_x-Emissionen „trocken“ zu hoch berechnet.

In der 13. BImSchV für Feuerungsanlagen fehlen für die 100 % H₂-Verbrennung in Gasturbinen Emissionsgrenzwerte für NO_x. Diese sollen stattdessen im Einzelfall durch die zuständige Behörde festgelegt werden. Für die übrigen Anlagenarten der 13. BImSchV sowie für mittelgroße Feuerungsanlagen unter der 44. BImSchV gelten bei Wasserstoffeinsatz die Anforderungen an „sonstige Gase“, die die Besonderheiten der Wasserstoffverbrennung nicht angemessen berücksichtigen. Die Wasserstoffverbrennung sollte in der bereits in Bearbeitung befindlichen Novelle zur Europäischen Industrial Emission Directive (EU IED) sowie in den zugehörigen BVT (Beste Verfügbare Technologie)-Merkblättern und BVT-Schlussfolgerungen mit auf die Wasserstoffverbrennung sachgerecht zugeschnittenen Anforderungen berücksichtigt werden. Insbesondere die Festschreibung von geeigneten wasserstoffspezifischen NO_x-Grenzwerten auf europäischer Ebene in der novellierten EU IED und der noch zu überarbeitenden MCP (Medium Combustion Plant)-Richtlinie sowie in der nationalen Umsetzung in der 13. und 44. BImSchV ist als Entscheidungsgrundlage für anstehende Investitionen in Neuanlagen und die Modernisierung von Bestandsanlagen unverzichtbar.

Für die Phase des Übergangs von der Erdgas- zur Wasserstoffverbrennung sollten angemessene, gestufte NO_x-Grenzwerte entwickelt werden. Ferner ist ein Grenzwert für Kohlenmonoxid (CO) zu definieren, der den Anlagen einen flexiblen

Betrieb bis zu entsprechenden Mindestlastpunkten ermöglicht. Bei der Festlegung der NO_x-Grenzwerte sollte die für Gasturbinenanlagen bewährte, in der EU IED genutzte Einordnung gemäß den jährlichen Betriebsstunden (weniger als 500, 500 bis 1.500 und mehr als 1.500) Anwendung finden.

Insbesondere für Anlagen mit weniger als 1.500 jährlichen Betriebsstunden und vermehrten Starts sollte eine Frachtenregelung in Erwägung gezogen werden. Das heißt, dass die absoluten Emissionsmengen pro Jahr festgelegt sind und damit in Bezug auf die Grenzwerte ein gewisses Maß an Flexibilität besteht.

Für Bestands- und Neuanlagen ist eine unterschiedliche Bewertung erforderlich. Bestandsanlagen werden in den meisten Fällen aufgrund der konstruktiven Gegebenheiten der Abhitzedampferzeuger bzw. der Kesselhäuser oft keine Möglichkeit der Nachrüstung einer katalytischen Abgasreinigung haben. Um eine weitere Nutzung bereits vorhandener Anlagen zu gewährleisten, müssen Grenzwertvorgaben praktikabel und wirtschaftlich darstellbar sein.

Bis zur besicherten Versorgung der Kraftwerksstandorte mit Wasserstoff müssen auch gemäß H₂-Readiness errichtete Neuanlagen oder dafür nachgerüstete Bestandsanlagen für den Betrieb mit 100 % Erdgas und 100 % Wasserstoff sowie einem variablen Mischbetrieb sicher betreibbar sein.

4 Ausblick

Der vgbE und seine Mitglieder sind davon überzeugt, dass klimaneutral erzeugter Wasserstoff als universeller Energieträger eine zentrale Rolle im Energiesystem der Zukunft spielen wird. Daher unterstützt der Verband die auf nationaler und europäischer Ebene formulierten Ziele zum Ausbau der Wasserstoffwirtschaft.

Mit diesem Positionspapier zeigt der vgbE auf, welche technischen, wirtschaftlichen und regulatorischen Herausforderungen bei der thermischen Nutzung von Wasserstoff aus Sicht der Betreiber von Energieanlagen bestehen. Die Mitglieder des vgbE energy sind bereits heute dabei, Projekte zur Wasserstoffnutzung umzusetzen oder zu planen. Deshalb sind sie sehr daran interessiert, die technische Weiterentwicklung und die regulatorischen Rahmenbedingungen in Zusammenarbeit mit allen Akteuren der Energiewirtschaft aktiv mitzugestalten.

Die wesentlichen Positionen des vgbe in Bezug auf die thermische Nutzung von Wasserstoff lassen sich wie folgt zusammenfassen:

1. Eine Anlage gilt als H₂-ready, wenn sie während ihrer Lebensdauer – ggf. in verschiedenen Nachrüststufen – zu 100 % mit Wasserstoff betrieben werden kann.
2. Die Nutzung von Wasserstoff ist technisch sowohl in Gasturbinen, Motoren und Industrieheizkesseln sowie in Brennstoffzellen möglich. Die Wirtschaftlichkeit solcher Anlagen ist derzeit noch nicht darstellbar.
3. Bei der Wasserstoff-Verbrennung ist im Vergleich zur Erdgasverbrennung mit höheren NO_x-Emissionen zu rechnen. Diesem Umstand sollte mit praktikablen Festlegungen bei der Genehmigung und der Förderung von Anlagen Rechnung getragen werden.
4. Die Anforderungen an Werkstoffe müssen in deutsche Regularien übertragen und festgelegt sowie eventuelle Datenlücken mit Daten gefüllt werden.

Über den vgbe energy e.V.

Der vgbe energy e.V. ist der technische Verband der Energieanlagen-Betreiber. Seine Mitglieder sind Unternehmen, die weltweit Anlagen zur Strom-, Wärme- und Kälteerzeugung, Energiespeicherung und Sektorkopplung betreiben. Die derzeit 436 vgbe-Mitgliedsunternehmen aus 34 Ländern verfügen über eine installierte Anlagenkapazität von über 300 GW.

Essen, September 2022

Ansprechpartner

Dr.-Ing. Thomas Eck
Leiter Kraftwerkstechnologien
und Umwelttechnik
+49 201 8128 209
thomas.eck@vgbe.energy

Sebastian Zimmerling
Wasserstoff, Brand- und
Explosionsschutz
+49 201 8128 330
sebastian.zimmerling@vgbe.energy

