

## Diskussionspapier

# Bewertung von Luftschadstoffemissionen industrieller Prozesse auf dem Weg zur Klimaneutralität am Beispiel von Stickstoffoxidemissionen bei der Verbrennung von Wasserstoff

Januar 2025

Wissenschaftlich-technische Bearbeitung:



GWI – Gas- und Wärme-Institut Essen e. V.

Hafenstraße 101  
45356 Essen

IOB – Institut für Industrieofenbau und Wärmetechnik

RWTH Aachen University  
Kopernikusstraße 10  
52074 Aachen

Autoren:

Dr.-Ing. Jörg Leicher (GWI)  
Dr.-Ing. Anne Giese (GWI)  
Dr.-Ing. Nico Schmitz (IOB)  
Lukas Sankowski, M. Sc. (IOB)  
Univ.-Prof. Dr.-Ing. Christian Wuppermann (IOB)

Kontakt:

Dr.-Ing. Anne Giese (GWI)  
Tel.: +49 201 3618-257  
Mail: anne.giese@gwi-essen.de

Dr.-Ing. Nico Schmitz (IOB)  
Tel.: +49 241 80-26064  
Mail: schmitz@iob.rwth-aachen.de

## Unterstützende Institutionen



BV Glas – Bundesverband Glasindustrie e. V.  
Hansaallee 203  
40549 Düsseldorf



Bundesverband der Deutschen Kalkindustrie e.V.  
Annastraße 67 – 71  
50968 Köln



DVGW – Deutscher Verein des Gas- und  
Wasserfaches e. V.  
Josef-Wirmer-Straße 1-3  
53123 Bonn



VAIS – Verband für Anlagentechnik und Industrie-  
Service e. V.  
Sternstraße 36  
40479 Düsseldorf



VCI – Verband der Chemischen Industrie e. V.  
Mainzer Landstraße 55  
60329 Frankfurt am Main



VDZ – Verein Deutscher Zementwerke e. V.  
Toulouser Allee 71  
40476 Düsseldorf



vgbe energy e.V.  
Deilbachtal 173  
45257 Essen



VEREIN DER  
ZUCKERINDUSTRIE

Verein der Zuckerindustrie e. V.  
Friedrichstraße 69  
10117 Berlin



WV Stahl – Wirtschaftsvereinigung Stahl  
Sohnstraße 65  
40237 Düsseldorf

## **Präambel**

Wasserstoff ist ein zentraler Energieträger für die Transformation industrieller Prozesse in Richtung Nachhaltigkeit und Klimaneutralität. Besonders in energieintensiven Industriebranchen und dem Kraftwerkssektor ist Wasserstoff entscheidend, da durch den Ersatz von fossilen Energieträgern CO<sub>2</sub>- bzw. Treibhausgasemissionen drastisch gesenkt werden können. Der Einsatz von Wasserstoff in diesen Prozessen bringt neue Anforderungen an die Anlagen und deren Betrieb mit sich. Bewährte und etablierte Methodiken zur Erfassung und Bewertung von Luftschatstoffemissionen müssen überdacht und gegebenenfalls angepasst werden, um den Verbrennungseigenschaften von Wasserstoff im Vergleich zu fossilen Energieträgern Rechnung zu tragen. Dieses Diskussionspapier zeigt den aktuellen wissenschaftlichen Kenntnisstand sowie mögliche Lösungsansätze auf und soll eine Gesprächsgrundlage zur Erarbeitung einheitlicher und übergreifender Standards bieten.

Die Herausforderungen der fertigenden Industrien, ihre CO<sub>2</sub>-Emissionen massiv zu reduzieren, gehen mit zahlreichen Anpassungen der bestehenden Prozesse einher. Dies kann etwa der Einsatz neuer Technologien wie der Wechsel von fossilen Brennstoffen zu kohlenstofffreien Alternativen wie Wasserstoff, eine (Teil-)Elektrifizierung der Prozesswärmebereitstellung, der Einsatz der Oxyfuel-Technik und nachgeschalteter Carbon Capture and Utilisation bzw. Storage (CCUS)-Ansätzen sein. Dabei muss berücksichtigt werden, dass Prozesswärme, insbesondere Hochtemperatur-Prozesswärme, für viele Produkte unverzichtbar ist, aber auch mehr als 20 % des deutschen Endenergieverbrauchs ausmacht. Gleichzeitig wird die schadstoffarme Verbrennung alternativer Brennstoffe zur Stromerzeugung, etwa in Form von H<sub>2</sub>-Kraftwerken im Rahmen der deutschen Kraftwerksstrategie, in Zukunft an Bedeutung zunehmen.

Die Herausforderungen bei der Einführung der verschiedenen Technologien und Verfahren sind vielfältig und jede Branche steht vor individuellen, aber im Kern oft vergleichbaren Problemen, die gelöst werden müssen. So gibt es Themen, die alle Branchen in gleicher Weise betreffen, etwa die Ableitung von technisch realisierbaren Schadstoff-Grenzwerten für neue Technologien oder Brennstoffe. In laufenden und kommenden Genehmigungsverfahren wird dieses Kernthema immer häufiger auftreten – mit der Herausforderung, dass für solche neuen Technologien kein „Stand der Technik“ und keine auf realen Anlagen basierende Emissionsmesswerte existieren. Die konventionelle Grenzwertsetzung in Genehmigungsverfahren ist an dieser Stelle anzupassen, um die Luftschatstoffemissionen bereits etablierter und neuer, innovativer Technologien und Brennstoffe fair und transparent miteinander vergleichen zu können. Aktuelle Projekte, bei denen diese Problematik in laufenden Genehmigungsverfahren auftritt, finden sich bspw. in der Zementindustrie in Kombination mit der Oxyfuel-Technik.

Der Sachverhalt wird im Folgenden am Beispiel der Stickstoffoxid-Emissionen (NO<sub>x</sub>) für den Einsatz von Wasserstoff veranschaulicht, die Fragestellungen sind aber für andere Luftschatstoffe von ähnlicher Bedeutung.

### **Beispiel: Einsatz von Wasserstoff als Alternative für Erdgas**

Die Verbrennung von Wasserstoff aus erneuerbaren Quellen ist eine vielversprechende Option zur Bereitstellung von Hochtemperatur-Prozesswärme, wie sie vor allem in den energieintensiven Grundstoffindustrien (z.B. Stahl-, NE-Metall-, Glas-, Keramik- oder Chemie-Industrie) benötigt wird. Auch in der Stromerzeugung werden wasserstoffbetriebene Kraftwerke als eine klimaneutrale Option gesehen.

Wasserstoff unterscheidet sich in seinen Verbrennungseigenschaften zwar erheblich von etablierten Brennstoffen wie Erdgas, allerdings zeigen zahlreiche Untersuchungen, dass es technisch möglich ist, viele Industrieprozesse für den Einsatz von Wasserstoff bzw. Erdgas-Wasserstoffgemischen anzupassen.

Eine Auswirkung der unterschiedlichen Verbrennungseigenschaften ist, dass bei der Wasserstoffverbrennung höhere adiabate Verbrennungstemperaturen<sup>1</sup> auftreten als bei der Verbrennung von Erdgas. Da die NO<sub>x</sub>-Bildung bei der Verbrennung gasförmiger Brennstoffe, wie Erdgas und Wasserstoff, hochgradig von der lokalen Temperatur abhängt, können beim Einsatz von Wasserstoff potenziell höhere NO<sub>x</sub>-Emissionen auftreten als bei Erdgas. Dies zeigen auch zahlreiche Untersuchungen aus dem In- und Ausland. Allerdings müssen hierbei nicht nur die rein chemischen Effekte der Schadstoffbildung berücksichtigt werden, sondern auch die Auswirkungen, die die Wasserstoffverbrennung auf die Messtechnik hat, um eine konsistente Vergleichbarkeit zu erreichen.

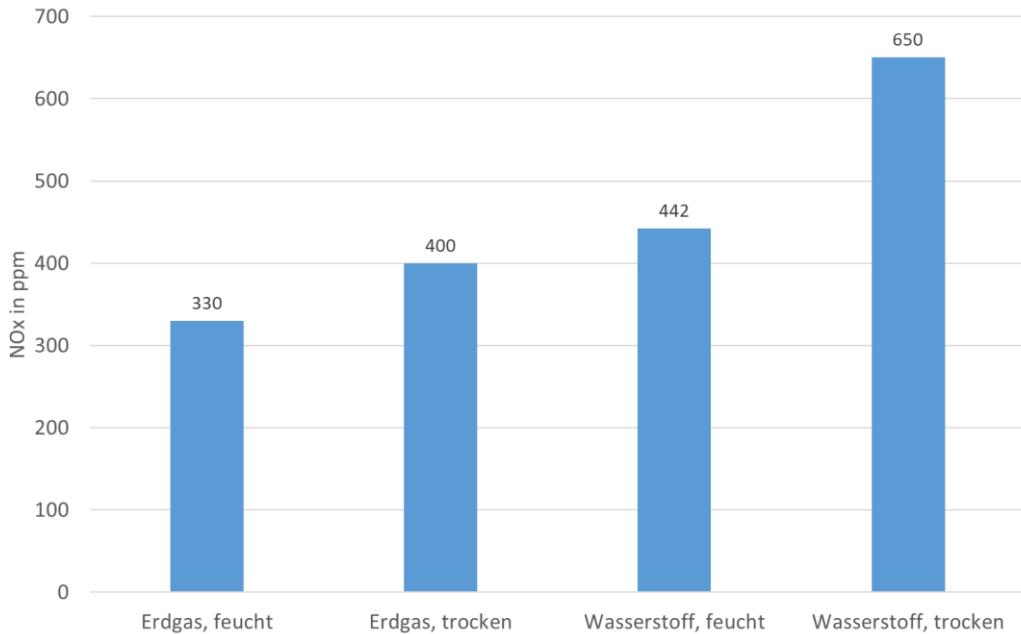


Abbildung 1: Trockene und feuchte NO<sub>x</sub>-Konzentrationen im Abgas bei den HyGlass-Experimenten [Quelle: GWI Essen]

Obwohl für die Bewertung von Schadstoffemissionen die emittierten Massenströme eines Schadstoffs ausschlaggebend sind, werden Schadstoffgrenzwerte in Deutschland und Europa in der Regel als Konzentrationen im „trockenen“ Abgas festgelegt, die bei einem technischen Verbrennungsprozess nicht überschritten werden dürfen. Typische Einheiten hier sind [ppm] (parts per million) oder [mg/m<sup>3</sup>].

Dies hat vor allem messtechnische Gründe, weil es sehr viel einfacher ist, die Konzentration einer Schadstoffspezies in einem Abgas zu messen als den Massenstrom der Schadstoffspezies selbst zu erfassen. Da die Messzellen meist empfindlich auf Feuchtigkeit reagieren und bei der Verbrennung große Mengen an Wasserdampf gebildet werden, werden die Abgase üblicherweise vor dem Abgasanalysator getrocknet, um die Messzellen zu schützen. Daher beziehen sich die einzuhaltenden Grenzwerte meist auf das trockene Abgas.

Bei der Wasserstoffverbrennung wird deutlich mehr Wasserdampf im Abgas gebildet als bei der Verbrennung von Erdgas, es wird also bei der Trocknung des Abgases auch mehr Wasserdampf abgeschieden. Die Effekte, die die Trocknung der Abgasprobe auf die Schadstoffmessung haben, werden in der **Abbildung 1** anhand von Messdaten aus einem Forschungsprojekt veranschaulicht. Für die Verbrennung von Erdgas wurden 400 ppm NO<sub>x</sub> im trockenen Abgas gemessen, für die Verbrennung von Wasserstoff 650 ppm, ein Anstieg um mehr als 60 %. Rechnet man auf die Konzentrationen im feuchten Abgas zurück, ergeben sich Werte von 330 ppm für Erdgas und 442 ppm für Wasserstoff, also ein Anstieg von etwa 30 %. Allein durch die Art und Weise, wie die Abgasmessung technisch notwendig durchgeführt wurde, verdoppelt sich der Unterschied der NO<sub>x</sub>-

<sup>1</sup> Theoretische Maximaltemperatur, die bei einem Verbrennungsprozess unter gegebenen Randbedingungen erreicht werden kann, d. h. ohne eine Wärmeabfuhr.

Konzentrationen bei beiden Brennstoffen. Bestimmt man die tatsächlich emittierten NO<sub>x</sub>-Massenströme, ergibt sich in diesem Fall ein Anstieg von etwa 20 % beim Wechsel von Erdgas zu Wasserstoff, was aufgrund der höheren lokalen Verbrennungstemperaturen von Wasserstoff auch physikalisch erwartbar ist.

Dieses Beispiel basiert auf Untersuchungen, die unter Bedingungen durchgeführt wurden, wie sie für Glasschmelzaggregate typisch sind. Diese Effekte treten jedoch bei vielen technischen Verbrennungsprozessen auf, bei denen Erdgas und Wasserstoff miteinander verglichen werden.

Das Beispiel unterstreicht, wie wichtig das Bewertungskriterium, also die gewählte Einheit ist, um die tatsächlich anfallenden Schadstoffemissionen bei einem Brennstoffwechsel konsistent und transparent vergleichen zu können. Im Beispiel führte der Wechsel von Erdgas zu Wasserstoff zu einem tatsächlichen Anstieg der NO<sub>x</sub>-Emissionen von etwa 20 %, was physikalisch auch gut erkläbar ist. Die etablierte Messtechnik und die auf Konzentrationen im trockenen Abgas basierende Bewertung deuten hingegen auf einen Anstieg von mehr als 60 %, d. h. aufgrund der messtechnischen Vorgehensweise wird der Anstieg der Emissionen um das Dreifache überschätzt. In anderen Beispielen sind die Auswirkungen noch drastischer, vor allem im Kontext der so genannten Oxyfuel-Verbrennung, also der Verbrennung mit reinem Sauerstoff anstelle von Luft. Diese Technologie ist Stand der Technik in vielen energieintensiven Industrien und wird zukünftig im Zusammenhang mit Carbon-Capture-Anlagen in weiteren Branchen zum Einsatz kommen. In diesem Fall sind potenzielle Stickstoffquellen Falschluft, verunreinigter Sauerstoff, Stickstoff im Brennstoff oder rohstoffgebundener Stickstoff. Untersuchungen zum Brennstoffwechsel von Erdgas auf Wasserstoff bei der Verbrennung mit reinem Sauerstoff führten für Wasserstoff zu extrem hohen Konzentrationen im trockenen Abgas, obwohl die tatsächlich emittierten NO<sub>x</sub>-Mengen deutlich niedriger waren als bei der Verbrennung von Erdgas.

Für weitere Einzelheiten der Untersuchungen sei auf die im Anhang genannte weiterführende Literatur hingewiesen.

### **Alternative Ansätze für Emissionsgrenzwertdefinitionen im Kontext der Dekarbonisierung und Flexibilisierung industrieller Produktion**

Die Notwendigkeit, bestehende Vorgehensweisen bei der Bewertung von Schadstoffemissionen auf neue Brennstoffe oder Feuerungstechnologien hin anzupassen oder ggfs. zu ersetzen, wird in weiten Teilen der Industrie gesehen. Dieses Papier erörtert am Beispiel von NO<sub>x</sub> drei Alternativen, die derzeit im wissenschaftlichen und industriellen Umfeld diskutiert werden:

- Umrechnungsfaktoren bzw. eigene Konzentrationsgrenzwerte
- Bezug des NO<sub>x</sub>-Massenstroms auf eine Produktionsrate
- Bezug des NO<sub>x</sub>-Massenstroms auf die eingebrachte Leistung

Dabei ist anzumerken, dass die nachfolgend vorgestellten Ansätze für fast alle in der TA-Luft bzw. in Verordnungen begrenzten Luftschaadstoffemissionen anwendbar sind.

### **Umrechnungsfaktoren bzw. eigene Konzentrationsgrenzwerte**

Ein einfacher Ansatz zur Erfassung der Emissionen ist die Definition von Umrechnungsfaktoren oder die Festlegung eigener Konzentrationsgrenzwerte für verschiedene Brennstoffe bzw. Brennstoff-Oxidator-Kombinationen. Dieser Ansatz wird von mehreren Institutionen aus dem Kraftwerkssektor bevorzugt, vor allem, weil er als am schnellsten umsetzbar gilt und dort bereits heute Projekte mit hoher Wasserstoffbeimischung ausgeschrieben und genehmigt werden. Bislang erfolgen diese Genehmigungen aber anhand von Einzelfallentscheidungen. Hinsichtlich der benötigten Planungssicherheit für eine zukünftige Technologie- und Projektentwicklung ist dieses Vorgehen nicht praktikabel.

Der Vorteil dieser Variante ist, dass bewährte Prozeduren zur Bestimmung der Emissionsintensität beibehalten werden können. Für die Überwachung der Emissionen kann die gleiche oder vergleichbare Messtechnik verwendet werden. Zudem bietet dieser Ansatz eine bewährte und vertraute Grundlage für die Emissionsüberwachung, was besonders in Genehmigungsverfahren von Vorteil sein kann.

Es gibt jedoch auch Herausforderungen. So müsste für jeden zukünftigen Brennstoff über Wasserstoff hinaus, der in einer Anlage umgesetzt wird, ein separater Grenzwert definiert werden, um eine transparente und vergleichbare Basis für die Bewertung der NO<sub>x</sub>-Emissionen zu gewährleisten. Dies wird komplexer, wenn die Zusammensetzung des Brennstoffs zeitlich schwankt, wie bspw. bei der Verwendung von Ersatzbrennstoffen, dem Einsatz von Mischgasen oder der flexiblen Beimischung von Wasserstoff zu Erdgas zur unmittelbaren Reduktion der CO<sub>2</sub>-Emissionen. Ein zeitliches Schwanken der Brennstoffzusammensetzung müsste durch zusätzliche Messtechnik erfasst werden, was für einige Industrieprozesse nur geringer Aufwand, aber für andere Industrien schwer umsetzbar ist. Gleiches gilt ebenso für den flexiblen Einsatz von Sauerstoff als Oxidator zur Steigerung der Energieeffizienz oder für die Verbrennung mit reinem Sauerstoff.

Letztlich müsste für jeden Prozess und jede mögliche Brennstoff-Oxidator-Kombination ein separater Emissionswert definiert werden. Insgesamt bietet der Ansatz der Umrechnungsfaktoren bzw. eigenen Konzentrationsgrenzwerte eine praktikable und bewährte Methode zur schnellen Umsetzung und Anpassung an neue Brennstoffe und Technologien. Gleichzeitig erfordert er jedoch eine sorgfältige und detaillierte Festlegung und Überwachung der spezifischen Emissionsgrenzwerte für verschiedene Brennstoff- und Prozesskombinationen.

### **Bezug des NO<sub>x</sub>-Massenstroms auf eine Produktionsrate**

Eine alternative Option ist der Bezug des emittierten NO<sub>x</sub>-Massenstroms auf eine Produktionsrate, bspw. pro Tonne produziertes Produkt (kg<sub>NO<sub>x</sub></sub>/t<sub>Produkt</sub>) oder erzeugte elektrische Energie (kg<sub>NO<sub>x</sub></sub>/kWh<sub>elektrisch</sub>). Was hierbei als Produkt angesehen wird, kann sich je nach Branche unterscheiden.

Vorteilhaft an einer solchen Lösung ist, dass sie bereits heute in manchen Branchen und bei einzelnen Anwendungen eingesetzt wird, wenn über Konzentrationen kein sinnvoller Grenzwert gebildet werden kann. Dies gilt bspw. für elektrisch beheizte oder mit reinem Sauerstoff befeuerte Glasschmelzwannen. Diese Betrachtung ist vollständig unabhängig vom Energieträger und erspart u. U. eine sehr aufwändige (oder unmögliche) Ermittlung der Brennstoffeigenschaften. In manchen Prozessen ist die Produktmenge ohnehin deutlich leichter zu erfassen als die Brennstoffeigenschaften (bspw. Feuerungen mit Ersatzbrennstoffen in der Zementindustrie und Messung der Produktmenge über die Klinkerwaage).

Auch dieses Vorgehen hat je nach Prozess Nachteile. So wird die Energieeffizienz einer Anlage implizit an die Schadstoffemissionen gekoppelt, dadurch könnten sich weniger Freiheitsgrade beim Anlagenbetrieb ergeben. Bei manchen Prozessen müssen auch hohe Betriebstemperaturen beibehalten werden, selbst wenn nicht produziert wird (bspw. Erwärmungsöfen in der Stahlindustrie oder Glasschmelzaggregate in Produktionspausen), um die Anlage vor Schaden zu bewahren. In einem solchen Fall liegt keine Produktion vor, es werden aber dennoch Stickstoffoxide emittiert, da die Anlage in Teillast betrieben werden muss.

Die Emissionsüberwachung ist in Abhängigkeit der Produktion und der vorhandenen Messtechnik für jeden Fall separat zu betrachten.

### **Bezug des NO<sub>x</sub>-Massenstroms auf die eingebrachte Leistung**

Eine dritte Alternative stellt der Bezug des NO<sub>x</sub>-Massenstroms auf die eingebrachte Leistung dar. So ergibt sich bspw. eine Angabe in [mg/MJ] oder [mg/kWh]. Diese Betrachtung hat den Vorteil, dass sie – unabhängig vom eingesetzten Energieträger – auch bei variablen Brennstoffzusammensetzungen angewendet werden kann. Selbst elektrische oder hybride Heizsysteme können konsistent berücksichtigt werden. Dies gilt ebenso

für die Wahl des Oxidators. Diese Form der Bewertung von Schadstoffemissionen ist bereits aus anderen Branchen (bspw. beim Einsatz von Gebläsebrennern) bekannt und erprobt. Die Bewertung von Schadstoffemissionen und Prozesseffizienz sind vollständig entkoppelt.

Grundsätzlich ist keine neue Messtechnik erforderlich. Die Umrechnung von gemessenen Konzentrationen auf energiebezogene Emissionen ist physikalisch einfach zu realisieren und in manchen Industrienormen und -standards (z. B: DIN EN 267 oder DIN EN 676) bereits hinterlegt. Die benötigten Brennstoffeigenschaften (volumetrischer Heizwert und minimales spezifisches trockenes Abgasvolumen) können leicht anhand der Brennstoffzusammensetzung ermittelt werden. Nachteilig ist, dass für die Ermittlung der energiebezogenen Emissionen zusätzliche Kennwerte des Brennstoffs näherungsweise bekannt sein müssen.

Auch hier ist die Emissionsüberwachung in Abhängigkeit der Produktion und der vorhandenen Messtechnik für jeden Fall separat zu betrachten.

### **Zusammenfassung und Ausblick**

Die Bewertung der Anwendbarkeit der drei Alternativen, hängt von der jeweiligen Branche und den konkreten Prozessen und Produkten ab. Es sei hier ausdrücklich darauf hingewiesen, dass es nicht Ziel der Autoren ist, konkrete Verfahren oder Grenzwerte für Schadstoffemissionen bei technischen Verbrennungsprozessen vorzuschlagen. Diese müssen, je nach Prozess und Stand der Technik, individuell für Branchen und Anwendungen spezifiziert werden. Es geht in diesem Dokument ausschließlich darum, auf die Problematik der bestehenden Vorgehensweise in einer sich wandelnden Energiewirtschaft mit zahlreichen sehr unterschiedlichen Energieträgern hinzuweisen und alternative Methodiken zur Quantifizierung und Bewertung von energiebedingten Schadstoffemissionen vorzustellen, die den neuen Anforderungen besser Rechnung tragen.

Mit vielen der neuen Verfahren, die für eine klimaneutrale Industrieproduktion erforderlich werden, müssen in einem ersten Schritt Betriebserfahrungen in den Prozessen gesammelt werden.

Dieses Diskussionspapier und die darin vorgestellten Ansätze zur Bewertung von Schadstoffemissionen sollen in erster Linie als Grundlage für weitergehende Diskussionen dienen, um den Zeitraum bis zur Festlegung finaler Vorgaben und gegebenenfalls neuer Grenzwerte in den einschlägigen Rechtsvorschriften zu überbrücken. Die verschiedenen Ansätze werden als geeignet betrachtet, um eine faire und vergleichbare Bewertung der Schadstoffemissionen bei sehr unterschiedlichen Energieträgern in Industrieprozessen zuzulassen. Einige Branchen haben schon starke Präferenzen zu einer der vorgestellten Lösungen oder auch zu einer Kombination von Ansätzen, bis ein neuer Stand der Technik definiert ist.

Es ist der Wunsch der unterstützenden Organisationen und Verbände, zeitnah Empfehlungen für die Handhabung der Bewertung von Schadstoffemissionen im Dialog zwischen Verbänden, Branchen, Gesetzgebern und Behörden zu erarbeiten, um zukünftige Genehmigungsverfahren unter Beibehaltung der Rechtssicherheit zu vereinfachen und einen schnellen Wandel zu einer klimafreundlichen Produktion zu ermöglichen.

### **Weiterführende Literatur**

- Baukal, C.E., Eleazer, P.B., Quantifying NOx for Industrial Combustion Processes, Journal of the Air & Waste Management Association, Vol. 40, No. 1, pp. 52-58, 1998. DOI: 10.1080/10473289.1998.10463664
- Douglas, C.M., Shaw, S.L., Martz, T.D., Steele, R.C., Noble, D.R., Emerson, B.L., Lieuwen, T.C., Pollutant Emissions Reporting and Performance Considerations for Hydrogen-Hydrocarbon Fuels in Gas Turbines, Journal of Engineering for Gas Turbines and Power, Vol. 144, September Issue, 2022. DOI: 10.1115/1.4054949
- Leicher, J., Giese, A., Görner, K., Vergleichbarkeit von Stickoxid-Emissionen bei wasserstoffreichen Brenngasen, prozesswärme, 1, 52-56, 2023

- Leicher, J., Giese, A., Görner, K., Wasserstoff als Brennstoff: Stickoxidemissionen in technischen Verbrennungsprozessen, 55. Kraftwerkstechnisches Kolloquium, Dresden, 2023
- Leicher, J., Giese, A., Comparability of Nitrogen Oxides Emissions from Hydrogen and Natural Gas Combustion, heat processing, 4, 35-40, 2023
- Schmitz, N., Sankowski, L., Busson, E., Echterhof, T., Pfeifer, H., NOx Emission Limits in a Fuel-Flexible and Defossilized Industry - Quo Vadis?, Energies, 16(15), 2023. DOI: 10.3390/en16155663
- DIN EN 676:2021-09 Gebläsebrenner für gasförmige Brennstoffe, Deutsches Institut für Normung, 2021