WASSERSTOFF 2024

HYDROGEN

Wasserstoff 2024
Hydrogen
Michael Beckmann, Antonio Hurtado
Freiberg: Innovation- und Kreislaufwirtschaft Sachsen e. V., 2024
IKS-Verlag, 2024

Print: ISBN 978-3-00-078479-8
E-Book: ISBN 978-3-00-080444-1

© Technische Universität Dresden, Institut für Verfahrenstechnik und Umwelttechnik
Alle Rechte vorbehalten

Verlag: Innovation- und Kreislaufwirtschaft Sachsen e. V., Freiberg 2024

Redaktion und Lektorat: Dr.-Ing. Daniel Bernhardt, Dipl.-Ing. Antje Bangemann, Dr. rer. nat. Kathrin Gebauer, Matteo Giesen, M.Sc., Dipl.-Ing. Montadhar Guesmi, Dipl.-Ing. Lena Sophie Hensch, Juliane Jentschke, M.A., Christoph Lehmann, M.Sc., Sandra Leik, M.A., Qiu Lu, M.Sc., Dipl.-Ing. Johannes Manthey, Dipl.-Ing. Jerome Michel, Krishnakumar Rana, M.Sc., Dipl.-Ing. (FH) Sebastian Rochau, Richard Schab, M.Sc., Antonia Sikotakopoulou, M.Sc., Dr.-Ing. Simon Unz, Thaddäus Weniger, M.Sc., Luis Wunder, M.Eng.

Erfassung und Layout: taktiker Werbeagentur GmbH, Dresden | Julia Gaßmann, M.A.

Druck: addprint AG, Bannewitz / Possendorf

Icons auf Buchdeckel: taktiker Werbeagentur GmbH

Redaktionsschluss: 20.09.2024

1. Auflage 2024: 200 Stück

Dieses Werk ist urheberrechtlich geschützt. Die dadurch begründeten Rechte, insbesondere die der Übersetzung, des Nachdrucks, des Vortrags, der Entnahme von Abbildungen und Tabellen, der Funksendung, der Mikroverfilmung oder der Vervielfältigung auf anderen Wegen und der Speicherung in Datenverarbeitungsanlagen, bleiben, auch bei nur auszugsweiser Verwertung, vorbehalten. Eine Vervielfältigung dieses Werkes oder von Teilen dieses Werkes ist auch im Einzelfall nur in den Grenzen der gesetzlichen Bestimmungen des Urheberrechtsgesetzes der Bundesrepublik Deutschland vom 9. September 1965 in der jeweils geltenden Fassung zulässig. Sie ist grundsätzlich vergütungspflichtig. Zuwiderhandlungen unterliegen den Strafbestimmungen des Urheberrechtsgesetzes.

Die Wiedergabe von Gebrauchsnamen, Handelsnamen, Warenbezeichnungen usw. in diesem Werk berechtigt auch ohne besondere Kennzeichnung nicht zu der Annahme, dass solche Namen im Sinne der Warenzeichen- und Markenschutz-Gesetzgebung als frei zu betrachten wären und daher von jedermann benutzt werden dürfen.

Sollte in diesem Werk direkt oder indirekt auf Gesetze, Vorschriften oder Richtlinien, z. B. DIN, VDI, VDE, VGB Bezug genommen oder aus ihnen zitiert worden sein, so kann der Verlag keine Gewähr für Richtigkeit, Vollständigkeit oder Aktualität übernehmen. Es empfiehlt sich, gegebenenfalls für die eigenen Arbeiten die vollständigen Vorschriften oder Richtlinien in der jeweils gültigen Fassung hinzuzuziehen.

Die Autoren zeichnen sich für ihre Beiträge und die Richtigkeit sowie Vollständigkeit der Quellenangaben selbst verantwortlich. Die Manuskripte wurden durch den Herausgeber nur redaktionell bearbeitet.

FSC
www.fsc.org
MIX
Papier | Fördert gute Waldnutzung
FSC® C106855

Vorwort

Wasserstoff als Sekundärenergieträger und Grundstoff ist im *Kraftwerkstechnischen Kolloquium* ein etabliertes Thema, mit stetig wachsendem Interesse und mit zunehmenden Erkenntnissen, jedoch zugleich mit vermehrten Fragestellungen. Bereits zum vierten Mal erscheint anlässlich des *Kraftwerkstechnischen Kolloquiums* ein extra Buch zum Thema Wasserstoff. Die bisherigen drei Bände und auch das vorliegende Buch stellen einen Ausschnitt von Meilensteinen, Projekten und Initiativen der vergangenen vier Jahre auf dem Weg zu einer Wasserstoffwirtschaft dar. Im Juni 2020 verabschiedete die deutsche Bundesregierung erstmals eine nationale Wasserstoffstrategie. Politisch initiierte Projekte sowie Initiativen einzelner Unternehmen zur Produktion, zum Transport, zur Speicherung und zur Nutzung von Wasserstoff, die in den meisten Fällen staatlich subventioniert werden, wurden ins Leben gerufen. Es sollen daraus Pilotprojekte und Demonstrationsanlagen hervorgehen. Regelwerke wurden erweitert oder werden derzeit neu erstellt. Internationale Kooperationen wurden sowohl seitens der Regierung als auch von Unternehmen gestartet. Deutschland ist ein aktiver Partner der europäischen Wasserstoffstrategie, die das Ziel einer grünen Wasserstoffwirtschaft verfolgt. Mit der Initiative von *H2Global* wird der Import von grünem Wasserstoff aus Ländern mit hohem Potenzial regenerativer Energien, wie z. B. aus Nordafrika oder aus dem Nahen Osten, vorangetrieben. Auf politischer Ebene wurden z. B. bilaterale Vereinbarungen zur Lieferung von Wasserstoff von Australien nach Deutschland getroffen. Weiterhin wurden strategische Partnerschaften zur Technologieentwicklung für die Wasserstofferzeugung und -nutzung mit Japan und Südkorea aufgebaut. Die Wasserstoff-Allianz zwischen Deutschland und Kanada, in die auch der Freistaat Sachsen eingebunden ist, soll u. a. Unternehmen und Forschungseinrichtungen im Austausch von Ideen, Erfahrungen und Technologien rund um das Thema Wasserstoff unterstützen.

Angesichts der zuvor erwähnten Initiativen zeichnen sich erste Erfolge ab, doch es müssen weitere Anstrengungen unternommen werden, um zu einer Wasserstoffwirtschaft zu gelangen. Der Aufbau einer derartigen Struktur ist komplex: Neben zahlreichen technischen Fragestellungen müssen Rahmenbedingungen zur Marktentwicklung geschaffen werden, es müssen Investitionsentscheidungen im Milliardenmaßstab getroffen werden und bei aller Euphorie für das Label – grüner Wasserstoff – müssen auch ökologische Aspekte kritisch betrachtet werden. Gemäß der europäischen Taxonomie kann neben Sonne und Wind auch die Kernenergie zu den Energieformen gezählt werden, mit der die Erzeugung von *sauberem* Wasserstoff möglich ist. Diese Sicht ist umstritten. Ebenso werden ökologische Einflüsse der Stromerzeugung durch Wind und

Sonne im großen Maßstab sichtbar und erfordern entsprechende Beachtung. Wieviel Staat braucht der Aufbau einer Wasserstoffwirtschaft? Soziale Marktwirtschaft versus sozialistische Marktwirtschaft – und mit dem Begriff einer ökologischen Marktwirtschaft versucht Bundeswirtschaftsminister Dr. Robert Habeck, einen dritten Weg zu etablieren. Hier besteht u. E. allerdings noch ein erheblicher Diskussionsbedarf im Hinblick auf ein ausgewogenes Verhältnis zwischen staatlichen Investitionen und freiem Wettbewerb. Staatliche Aufgaben sind vor allem die Investition in Forschung und Entwicklung. Dies setzt voraus, dass Förderprogramme transparent, unbürokratisch und wenig programmatisch sein müssen. Um aus Erfindungen innovative Verfahren und Produkte zu kreieren, wirkt sich eine staatliche Unterstützung bei der Markteinführung beschleunigend aus. Daneben braucht es klare regulatorische Rahmenbedingungen – diese müssen durch geeignete gesetzliche Rahmenbedingungen und Standards festgelegt werden; die Politik ist dabei gut beraten, Fachwissen stets unideologisch einzubeziehen. Erhebliche Investitionen werden für den Aufbau einer Wasserstoffinfrastruktur, wie z. B. Erzeugungseinrichtungen, Leitungen und Tankstellen, benötigt. Hier ist eine übergeordnete strategische Planung von staatlicher Seite unter Einbeziehung aller Akteure unabdingbar. Für die erforderliche Infrastruktur bedarf es erheblicher Investitionen, die i. d. R. über das Vermögen privater Unternehmen hinausgehen, sodass auch hier staatliche Anreize und Unterstützungen notwendig erscheinen. Auf dieser Basis sollten Unternehmen investieren und in der Lage sein, wettbewerblich innovative Lösungen voranzutreiben. Langfristig müssen private Investitionen eine zentrale Rolle spielen. Ein freier Wettbewerb hilft dabei, Innovationen zu fördern und Kosten zu senken. Entscheidend wird ein ausgewogenes Verhältnis aus staatlichem Engagement und freiem Wettbewerb sein, bei dem der Staat für die Schaffung geeigneter Rahmenbedingungen sorgt, damit der Markt letztlich die Innovationskraft und die Effizienz fördern kann. Die genaue Verteilung von Investitionen hängt von den spezifischen Gegebenheiten des Marktes sowie dem technologischen Fortschritt ab.

Mit dem *Kraftwerkstechnischen Kolloquium* ist es uns auch in diesem Jahr ein besonderes Anliegen, diese Diskussionen mit technischem, wirtschaftlichem und ökologischem Sachverstand anzuregen. Die Tagung dient als eine Plattform für den kritischen Austausch, um insbesondere Innovationen in der Energietechnik voranzubringen. Der guten Tradition folgend sind die Beiträge der Referenten der Konferenz in dem vorliegenden Buch veröffentlicht. Das Spektrum der Beiträge zur Wasserstoffwirtschaft umfasst nach wie vor die gesamte Palette von Strategien, darunter die Erzeugung, Infrastruktur, Speicherung und Anwendung von Wasserstoff sowie die zugehörigen Regelwerke. Gegenüber den Beiträgen von vor vier Jahren zeigen die aktuellen Arbeiten einen wesentlich höheren

Grad der Umsetzung bzw. des Technologiereifegrades. Das aktuelle Buch ist damit ein weiteres Dokument in der Entwicklung von Wasserstoffthemen und soll politisch Verantwortlichen, Fachkolleginnen und Fachkollegen in der Praxis wie in den Forschungseinrichtungen sowie Studierenden aller Fachrichtungen spannende Anregungen und Diskussionsstoff liefern.

August 2024

Michael Beckmann *Antonio Hurtado*

Quelle: photothek.net/
Sächsische Staatskanzlei

Liebe Leserin, lieber Leser,

aus Sachsen, dem Land der Ingenieure, kommen viele Innovationen für die Energiewende: Stationäre Batteriespeicher aus ausgedienten Lithium-Ionen-Akkus. Ein serienreifer 18-Tonner mit Brennstoffzellenantrieb. Ein Höhenwindturm, der in 300 Metern Höhe Wind erntet, als zweite Etage über etablierten Windparks. Und für die energetische Sanierung von Gebäuden liefern sächsische Ingenieure kostengünstige Lösungen wie die Sustaina-Shell und die C-Wall.

Diese Innovationen sind wichtige Beiträge, damit Deutschland und Europa klimaneutral werden. Wie aber passen sie in das Gesamtsystem? Bleibt es stabil und liefert auch künftig rund um die Uhr Strom und Wärme? Erst dann können wir daran denken, grundlastfähige fossile Kraftwerke abzuschalten – und das kann meiner Meinung nach nicht vor dem Jahr 2038 sein.

Zugleich fragt sich: Ist dieser Umstieg auch wirtschaftlich und bezahlbar? Der Ausbau von Windkraft und Photovoltaik, von Stromnetzen und Speichern, der Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft, die energetische Sanierung des Gebäudebestands, die Wärmewende – all das kostet viel Geld. Diese Kostendynamik darf nicht dazu führen, dass Unternehmen ihre Investitionen ins Ausland umlenken, wo die Energiepreise teils um die Hälfte niedriger sind. Denn klar ist: Eine De-Industrialisierung ist eine Gefahr für den sozialen Frieden, genauso wie stark steigende Wohnkosten. Wie kann Deutschland den Kostenanstieg bremsen und die Verbraucher entlasten?

Mit diesen Fragen ist das energiepolitische Zieldreieck beschrieben, an dem wir uns orientieren müssen: Bezahlbarkeit, Umweltverträglichkeit und Versorgungssicherheit.

Es gibt eine Vielzahl von Lösungsvorschlägen, wie das gelingen kann: Eine Renaissance der Kernkraft, die Kernfusion am fernen Horizont, heimisches Erdgas. Deutschland forscht im Kopernikus-Projekt daran, wie der Energieverbrauch energieintensiver Industrieunternehmen flexibilisiert werden kann. Der Freistaat Sachsen hat im Bundesrat eine Initiative gestartet, Hochspannungsleitungen als Freileitungen zu verlegen, damit der Netzausbau schneller geht und kostengünstiger wird.

Das 56. Kraftwerkstechnische Kolloquium brachte einmal mehr alle Aspekte des energiepolitischen Zieldreiecks zusammen und ließ Expertinnen und Experten aus allen Bereichen unseres Energiesystems mit ihren Lösungsvorschlägen zu Wort kommen. Einen herzlichen Dank an die TU Dresden und die unermüdlichen Organisatoren des Kolloquiums, Prof. Michael Beckmann und Prof. Antonio

Hurtado. Ein Dankeschön auch allen Referentinnen und Referenten und allen, die sich an den Diskussionen beteiligt haben. Auf ein Wiedersehen im Jahr 2025 freut sich Ihr

Michael Kretschmer
Ministerpräsident des Freistaates Sachsen

Inhaltsverzeichnis

Die geplante Wasserstoffinfrastruktur im Freistaat Sachsen
Linda Schorer, Frances Zedler, Katrin Seddig und Peter Lucas 1

Machbarkeitsstudie Wasserstoffnetz Mitteldeutschland 2.0
Florian Lehnert, Jörn-Heinrich Tobaben, Ruven Fleming, Josephine Glandien, Jens Hüttenrauch, Anna Köllmer, Ulf Kreienbrock, Michael Kühn, Robert Manig, Florian Temmler-Schwarz und Sylvana Zöllner 15

Modelle zur integrativen Standortlösung mit H_2 in Kraftwerken – Vom Kraftwerk zum Energiestandort
Dr. Rüdiger Franke und Clara Lo Curto 27

Realisierung einer Anlage zur Erzeugung und Bereitstellung von Wasserstoff
Philipp Demuth und Maximilian Schröder 35

Planung und Umsetzung großskaliger Projekte in der Wasserstofferzeugung: Technologien und Herausforderungen in der Praxis
Adrian Drexler und Florian Stubenrauch 47

Rechtskonformer Nachweis über die Wasserstoffbereitschaft von Gaskraftwerken
Florian Birkeneder 61

Einsatzoptimierung von GuD-Kraftwerken mit H_2-Mitverbrennung und Onsite-Erzeugung
Moritz Hübel und Jim Harper 73

Impact of Flexibilization and Hydrogen Combustion in Gas Turbines on the Development of H_2-ready Expansion Joints
Laurenz May, Johannes Mohs, Nils H. Petersen, Christian Goßrau, Manfred Wirsum, Timm Behnecke, Thorsten Kohl and Sascha Kneuer 85

RWE – Sicherstellung der grünen Stromversorgung durch ein wasserstofffähiges GuD-Kraftwerk am Standort Weisweiler
Fabian Braun, Alexander Hacks, Sarah Simshäuser und Christoph Köster 103

Umrüstung eines erdgasbefeuerten Industriedampferzeugers zur Verbrennung von wasserstoffreichem Raffinerieabgas
Bernhard Zimmermann, Sven Löwen und Samir Nasri 117

H_2-ready! – Vom Engineering bis zum großtechnischen Einsatz von Wasserstoffbrennern
Ronald Wilhelm 129

Diagnostik von Erdgas- und Wasserstoffflammen mithilfe von konventionellen UV-Flammenwächtern
Philipp Pietsch, Pitt Götze und Raphael David Roth 141

Dank 153

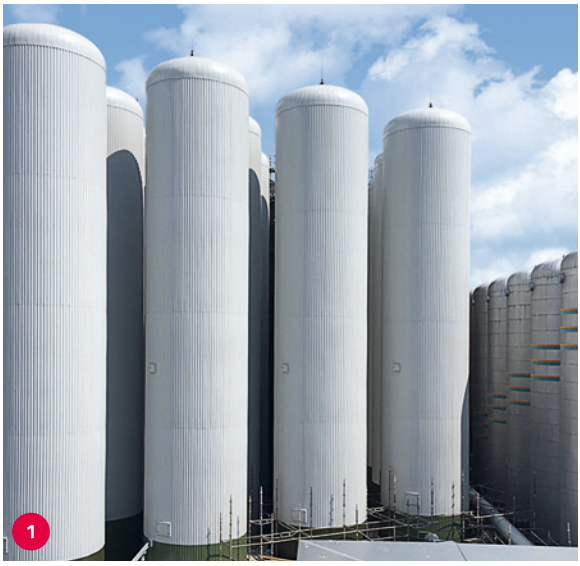
Autorenverzeichnis 157

Inserentenverzeichnis 169

Schlagwortverzeichnis 175

Flexibilität für die Energiewende.

SachsenEnergie stellt sich den Herausforderungen der Energiewende und setzt weiter auf die Flexibilisierung ihrer Erzeugungsanlagen. Damit sorgt sie für die Zukunftsfähigkeit der Dresdner Energieversorgung.



1 Erweiterung Wärmespeicher (Reick)

- Errichtung 20 zusätzlicher Speicherbehälter und Anbindung an die bestehenden Wärmespeicher
- Erhöhung der Speicherkapazitäten von 6.600 m³ um 7.800 m³
- Fertigstellung 2018

2 Elektrodenheizkessel – 40 MW (Nossener Brücke)

- Umwandlung überschüssiger Strommengen aus Erneuerbaren Energien in speicherbare Wärme
- Erbringung von Regelleistung zur Stabilisierung des Stromnetzes
- Fertigstellung 2019

3 KWK-Flexanlage (Reick)

- hochflexible, schwarzstartfähige Kraft-Wärme-Kopplungsanlage
- 8 Gasmotor-Generator-Module der 11,7-MW-Klasse mit Wärmenutzungsanlagen
- Gewährleistung der Netzstabilisierung und Versorgungssicherheit
- Inbetriebnahme 2022

markenteam behind you

Sachsen Energie

Die geplante Wasserstoffinfrastruktur im Freistaat Sachsen

Linda Schorer, Frances Zedler, Katrin Seddig und Peter Lucas

1. Abstract 1
2. Hintergrund 1
3. Das Wasserstoffkernnetz 2
4. Das Wasserstoffverteilnetz 9
5. Ausblick und Zusammenfassung 11
6. Quellen 11

1. Abstract

Die Planung und Umsetzung der zukünftigen netzgebundenen Wasserstoffinfrastruktur im Freistaat Sachsen wird zunehmend konkreter. Eingebunden in das deutschlandweite Wasserstoffkernnetz werden in Sachsen zukünftig viele industrielle Großverbraucher mit Wasserstoff versorgt werden. Im folgenden Beitrag wird dargestellt, wie die Planungen zur Festlegung des Wasserstoffkernnetzes erfolgt und welche Leitungen im Freistaat Sachsen vorgesehen sind. Zudem wird auf den aktuellen Planungsstand beim nachgelagerten Wasserstoffverteilnetz verwiesen.

2. Hintergrund

Wasserstoff ist ein wichtiges Speichermedium für eine grundlastfähige Energieversorgung, die hauptsächlich auf stark intermittierenden regenerativen Energieträgern beruht. Grüner Wasserstoff, der mittels Elektrolyse aus erneuerbarer elektrischer Energie hergestellt wird, kann die Dekarbonisierung der Sektoren Energie, Industrie, Wärme und Verkehr unterstützen.

Für den Transport von Wasserstoff vom Herstellungsort resp. der Importstation hin zu den Anwendern gibt es mehrere Optionen, die in Abhängigkeit von Distanz und Energiemenge in Erwägung gezogen werden. Der leitungsgebundene Transport von verdichtetem, gasförmigen Wasserstoff gilt im Allgemeinen als die effizienteste und kostengünstigste Option bei hohem Energiebedarf und Entfernungen bis ca. 4.000 km [1]. Für kürzere Strecken sowie geringe Energiebedarfe, bspw. zur Versorgung von heute wenig frequentierten Wasserstofftankstellen, kommen aktuell meist LKW mit entsprechenden Tank-Trailern zum Einsatz. Da die Speicherkapazität der Wasseroff-Tank-Trailer meist auf < 1,5 t (ca. 50 MWh) begrenzt ist, können energieintensive industrielle Anwender häufig ihren Energiebedarf nur durch eine leitungsgebundene Versorgung decken.

Der Aufbau eines Wasserstoff-Pipeline-Netzes (kurz: Wasserstoffnetz) mit dem Ziel, Erzeuger und Nutzer kostengünstig und nicht-diskriminierend miteinander zu verbinden, ist daher zielführend. Das aufzubauende Wasserstoffnetz hat dabei die Funktion, Abnehmer, Nutzer und Speicheranbieter miteinander zu verbinden. Gleichzeitig kann es über die gezielte Änderung des Betriebsdrucks selbst in begrenztem Maße als Speicher fungieren. Die Bundesrepublik Deutschland sowie die Länder haben dies bereits 2020 erkannt und seither in mehreren Schritten die notwendigen Änderungen der hierfür einschlägig zuständigen Gesetze, bspw. dem Energiewirtschaftsgesetz (kurz EnWG) [2], der Verordnung über die Kosten und Entgelte für den Zugang zu Wasserstoffnetzen (Wasserstoffnetzentgeltverordnung, kurz WasserstoffNEV) [3] sowie vielen weiteren Gesetzen vorgenommen.

3. Das Wasserstoffkernnetz

Das Wasserstoffkernnetz steht synonym für das künftige Wasserstoff-Fernleitungsnetz in Deutschland. Bei der Planung werden Ein- und Ausspeisezentren sowie Speicher aber auch ein zukünftiges europäisches Verbundnetz bereits mitberücksichtigt.

Der Aufbau des Wasserstoffkernnetzes wird von der Vereinigung der Fernleitungsnetzbetreiber Gas e. V. (kurz: FNB Gas) koordiniert. Dies ist der Zusammenschluss der überregionalen Gastransportunternehmen und war bisher vor allem dadurch bekannt, dass er die gesetzlichen Publikations- und Konsultationspflichten der deutschen Fernleitungsnetzbetreiber gemeinschaftlich umsetzt. Es ist bereits jetzt die Aufgabe von FNB Gas, die Netzentwicklungsplanung des Gasnetzes zu bündeln und zu koordinieren.

2020 bis 2022 wurde erstmals eine gemeinsame integrierte Netzentwicklungsplanung für die zwei Energieträger Erdgas und Wasserstoff erstellt. Dabei wurde ein mehrstufiger Prozess, bestehend aus Beteiligungen, Szenariorahmen, Konsultationen und letztendlich auch Genehmigungen der Bundesnetzagentur

durchlaufen, welcher im genehmigten Netzentwicklungsplan 2022–2032 mündete. Aufgrund des Ukrainekrieges und den damit verbundenen signifikanten Änderungen der Gasflüsse in Europa mussten Teile dieser Planung 2022 widerrufen werden.

Mit Blick auf die Systementwicklungsstrategie sowie die Beruhigung der Energiemärkte gegen Ende des Jahres 2023 wurde der Bedarfsermittlungsprozess für die künftige Netzentwicklungsplanung erneut angepasst und auf die Energieträger Strom, Gas und Wasserstoff erweitert. Im Januar 2024 startete daher der Prozess erneut, mit einer erstmaligen gemeinsamen Marktabfrage der Strom- und Gasnetzbetreiber. Ziel dieser ist es, bis Mai 2025 einen gemeinsamen Netzentwicklungsplan für Gas und Wasserstoff zu veröffentlichen, bei dem die genutzten Szenarien mit der Entwicklung des Strommarkts abgeglichen sind. Der Netzentwicklungsplan für Gas und Wasserstoff soll 2026 von der Bundesnetzagentur genehmigt werden. Anschließend dient dieser der fortlaufenden Entwicklung der Energienetze.

Aufgrund der absehbaren Herausforderungen bei der Finanzierung der neuen Wasserstoffnetzinfrastruktur während der Phase des Markthochlaufs hat die Bundesregierung das Konzept eines intertemporalen Kostenallokationsmechanismus, verkürzt *Amortisationskonto* genannt, für das Wasserstoffkernnetz ausgearbeitet, mit den Stakeholdern diskutiert und von der Europäischen Kommission beihilferechtlich genehmigen lassen.

Ziel des im Abschnitt 3c des EnWG [2] verankerten Konzepts ist es, Kosten, die während der Markthochlaufphase entstehen, zeitlich versetzt den Kunden in Rechnung zu stellen, um von Beginn an möglichst geringe Netzentgelte erheben zu können und so den Markthochlauf zu beschleunigen. Der Staat unterstützt den Aufbau des Wasserstoffkernnetzes so vorrangig mit Bürgschaften und zinsgünstigen Krediten, setzt aber gleichzeitig Effizienzanreize, indem er Netzbetreiber im Falle eines Scheiterns des Markthochlaufs an den entstandenen Kosten beteiligt, vgl. § 28s des EnWG [2]. Entsprechend des EnWG ist festgelegt, dass der intertemporale Kostenallokationsmechanismus bis Ende 2055 genutzt wird. Die Kosten der Hochlaufphase ab 2025 werden über ein Hochlaufentgelt mit späteren Zeiten verrechnet, um prohibitiv hohe Netzentgelte zu vermeiden. Dieses Hochlaufentgelt soll dabei über den gesamten Zeitraum konstant und vorhersehbar sein und die Refinanzierung der initialen Kosten des Kernnetzes bis 2055 ermöglichen [4].

In die Kernnetzplanung sind verschiedene Vorarbeiten wie bspw. der Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032 sowie Projekte eingeflossen, die den Anforderungen des § 28q des EnWG [2] genügen. Hierbei handelt es sich um:

a) Projekte, die zum Zeitpunkt der Antragstellung wichtige Vorhaben von gemeinsamem europäischem Interesse (kurz: IPCEI-Vorhaben) sind,

b) Projekte zur Herstellung eines europäischen Wasserstoffnetzes, insbesondere Projekte von gemeinsamem Interesse (kurz: PCI-Vorhaben),

c) Projekte mit überregionalem Charakter, die den Anschluss von großen industriellen Nachfragern (bspw. aus Stahl-, Chemie-, Glasindustrie, Raffinerien), Wasserstoffkraftwerken oder für den Betrieb mit Wasserstoff vorbereiteten Kraftwerken mit >= 100 MW elektrischer KWK-Leistung, Wasserstoffspeichern (IPCEI oder Reallabor-Status resp. konkrete Anhaltspunkte für Investition) und Erzeugern von Wasserstoff (Elektrolyseure sowie Reformationsanlagen) ermöglichen,

d) Projekte, die die Importmöglichkeiten von Wasserstoff oder die Einbindung von Wasserstoffelektrolyseuren verbessern oder

e) Projekte, die vorhandene Wasserstoff-Leitungsinfrastrukturen mit Wasserstoffnetzinfrastrukturen vernetzen.

Mithin wurden für das Wasserstoffkernnetz mehr als 290 Wasserstoffprojekte berücksichtigt [5, p. 21]. Entsprechend der Prämissen des EnWG [2] sieht das Wasserstoffkernnetz keine direkten Anschlüsse an Kunden vor, daher obliegt die Planung dieser den nachgelagerten Netzbetreibern oder den Anlagenbetreibern.

Dimensionierungsrelevant für das Kernnetz ist die Leistung, (Abbildung 1). Es zeigt sich, dass insbesondere KWK-Anlagen, die Stahl- und Chemieindustrie sowie Raffinerien die künftigen Großverbraucher am Kernnetz sind.

Die Modellierung des Kernnetzes erfolgte durch die Fernnetzbetreiber gemäß der in Abbildung 2 aufgeführten Prozessschritte. Nach Festlegung eines Szenarios wurden die Modellierung vorbereitet und verschiedene Lastfälle entwickelt. Auf Basis dieser Lastfälle wurde dann die 1. Gesamtnetzsimulation auf ihre Eignung geprüft. Anschließend wurden Anpassungen in der Infrastruktur vorgenommen und nicht benötigte Elemente entfernt und andere hinzugefügt. Diese Optimierungsschleife wurde durchgeführt, bis in der Gesamtnetzanalyse kein Spielraum mehr für Optimierungen erkennbar war. Das Ergebnis wurde dann für Konsultationen veröffentlicht und diese in einer nochmaligen Optimierung geprüft [5].

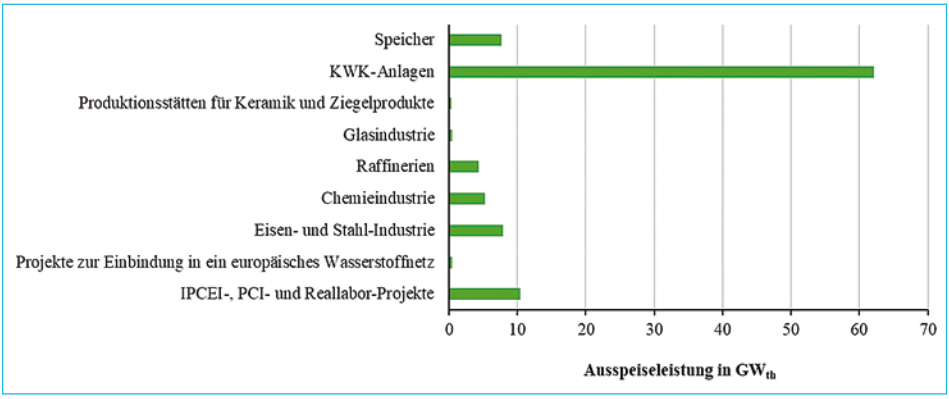


Abb. 1: Ausspeiseleistungen für Wasserstoff nach Kriterien, Angaben für das Jahr 2032 bezogen auf den Brennwert [5], eigene Darstellung

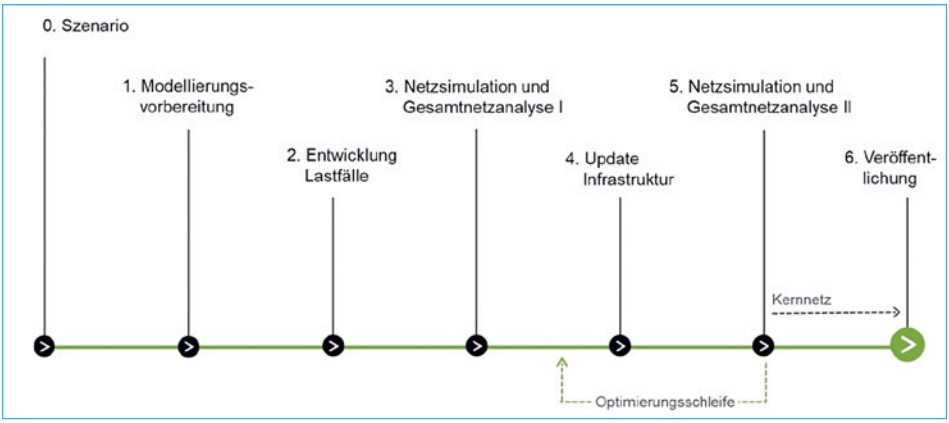


Abb. 2: Prozessschritte der Wasserstoffnetzplanung [5]

Am 22.07.2024 wurde nun ein abgestimmter Stand des Kernnetzes bei der Bundesnetzagentur beantragt. Dieser beinhaltet 9.666 km Leitungslänge in Deutschland, (Abbildung 3). 60 % der Leitungen sind heutige Erdgasleitungen, die auf Wasserstoff umgestellt werden können, 40 % der Leitungen müssen neu gebaut werden. Die Investitionskosten belaufen sich laut aktueller Schätzung auf 19,7 Mrd. €. Die Ausspeiseleistung des Kernnetzes beträgt rund 87 GW [5].

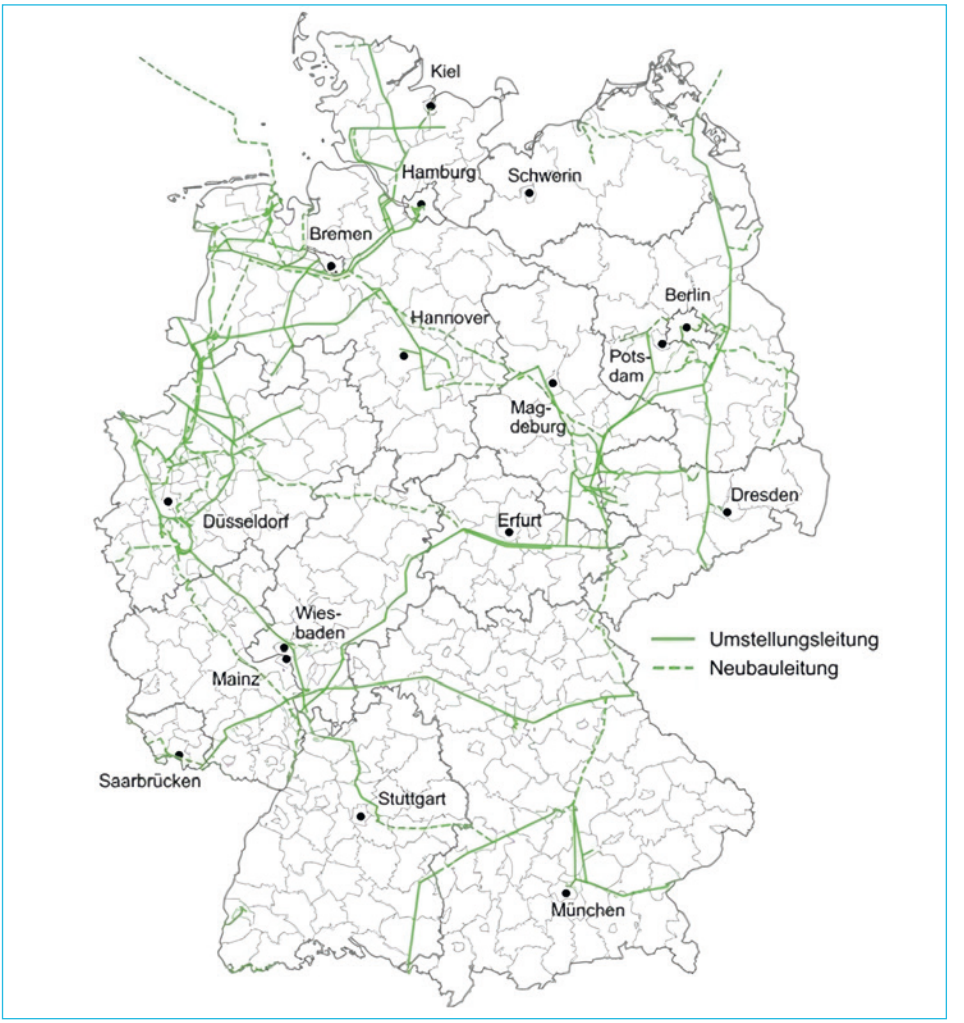


Abb. 3: Wasserstoffkernnetz im Jahr 2032 gemäß Antrag vom 22.07.2024 (Quelle: https://fnb-gas.de/wp-content/uploads/2024/07/20240624_Kernnetz_2032_grün-1.png)

Der Freistaat Sachsen sowie die im Freistaat aktiven Wasserstoff-Netzwerke haben frühzeitig die Notwendigkeit der Wasserstoffversorgung der energieintensiven Industrie erkannt. Daher wurden seit 2020 potenzielle Wasserstoffnutzer sowie die regionalen Industrie- und Handwerkskammern für die Planungs- und Beteiligungsprozesse der Netzbetreiber sensibilisiert. Zudem wurden Studien unterstützt, die die Planungen der Netzbetreiber regional unterstützen. Gleichzeitig hat Sachsen bereits 2021 finanzielle Vorsorge in zweistelliger Millionenhöhe zur Unterstützung der infrastrukturellen IPCEI-Wasser-

stoffvorhaben der ONTRAS Gastransport GmbH und der Stadtwerke Leipzig getroffen, um den Aufbau der benötigten, deutschlandweiten Wasserstoffinfrastruktur zu ermöglichen.

Als Ergebnis dieser Vorarbeiten wurden mehrere Leitungen in den Entwürfen zum Wasserstoffkernnetz berücksichtigt (Abbildung 4). Diese werden im Nachfolgenden kurz erläutert.

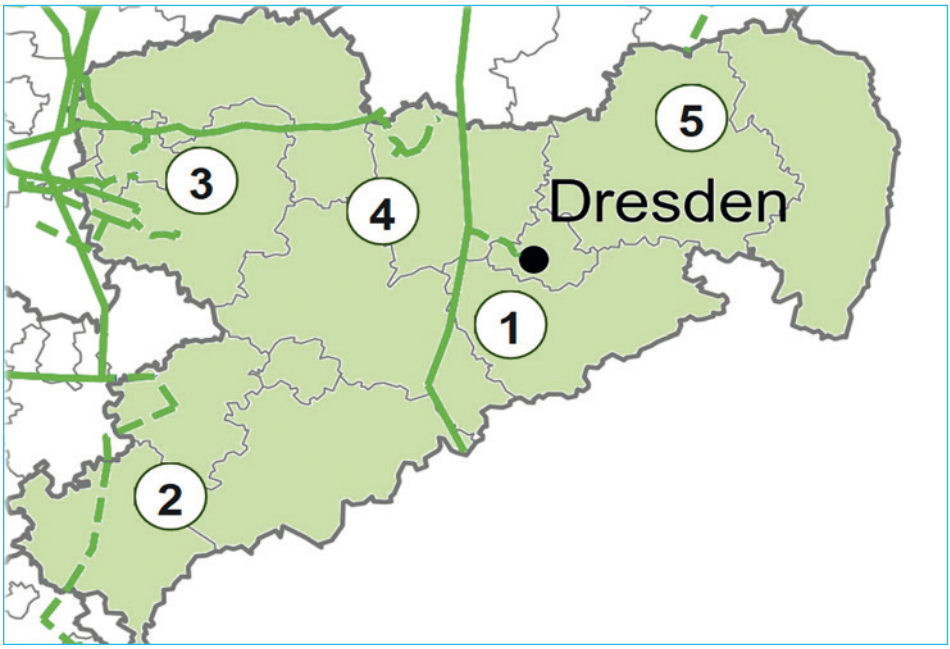


Abb. 4: Entwurf des Wasserstoffkernnetzes für das Jahr 2032 im Freistaat Sachsen mit Kennzeichnung verschiedener nachfolgend erläuterter Leitungen/Anschlüsse, Quelle: eigene Darstellung in Anlehnung an [5]

(1) Im Westen von Dresden verlaufen in Nord-Süd-Richtung die Erdgastransportleitungen EUGAL und OPAL, die sich beide für eine Umwidmung hin zu Wasserstoff anbieten. Im Rahmen des PCI-Projektes Flow plant die Eigentümerin Gascade Gastransport GmbH, eine dieser Leitungen auf Wasserstoff umzustellen. Die Erdgastransportleitungen haben einen Durchmesser von bis zu 1,40 m und werden mit bis zu 100 bar betrieben. Geplant ist die Umstellung auf Wasserstoff bereits für Mitte der 2020er.
Eine Neubauleitung zur Versorgung Dresdens, insbesondere der Halbleiterindustrie und der städtischen Kraftwerke, wurde bereits in die Kernnetzplanung aufgenommen. Diese Leitung soll bis spätestens 2032 von der SachsenNetze HS.HD GmbH realisiert werden.

(2) In Südwestsachsen wird durch die Ferngas Netzgesellschaft mbH eine neue Leitung geplant, die Thüringen, Sachsen und Bayern verbinden soll. Diese besteht aus zwei Teilabschnitten, die in Niederhohndorf bei Zwickau aufeinandertreffen. Ziel ist die Dekarbonisierung verschiedener Industriecluster in Bayern, Sachsen und Thüringen sowie die Anbindung von KWK-Anlagen. Der Neubau soll im Dezember 2030 abgeschlossen sein.

(3) Im Großraum Leipzig sind sowohl im Norden, Westen als auch Süden verschiedene Leitungen vorgesehen. Diese sind Bestandteil der IPCEI-Projekte *LHyVE*, *Green Octopus Mitteldeutschland* und *doing hydrogen*, Leitungen des *Flow*-Projekts der Gascade Gastransport GmbH [6] sowie Leitungen von Betreibern neuartiger Kraftwerkskonzepte.
Diese Vorhaben stehen auch in unmittelbaren Zusammenhang mit den Vorhaben der *LHyVE*-Partner [7], der Industriecluster in Mitteldeutschland sowie der Anbindung des unterirdischen Wasserstoffspeichers des Reallabors *Energiepark Bad Lauchstädt* [8].

(4) Im Landkreis Meißen haben sich die industriellen Großverbraucher der Region zur *Energie- und Wasserstoffallianz im Industriebogen Meißen*, kurz EWI, zusammengeschlossen. Zur EWI zählen Unternehmen der Stahl- und Chemiebranche, der Lebensmittelproduktion, Holzverarbeitung und Automobilzulieferindustrie [9]. Diese Unternehmen stehen für rund 10 % des sächsischen Strom- und 3 % des sächsischen Erdgasbedarfs. Die Unternehmen haben Dekarbonisierungspläne erstellt sowie Netzstudien mit dem zuständigen Netzbetreiber durchgeführt. Über eine Anschlussleitung, die im Norden von Leipzig beginnt, werden die Unternehmen an das Wasserstoffkernnetz angeschlossen. Die Inbetriebnahme ist 2027 geplant.

(5) Die Lausitz ist seit fast 100 Jahren Energieregion. Aktuell werden mehrere leistungsstarke Braunkohlekraftwerke hier betrieben, die spätestens 2038 stillgelegt werden. Die Lausitz Energie AG (LEAG) als Betreiber der Braunkohlekraftwerke plant den Bau eines H2-ready Gaskraftwerks im Industriepark Schwarze Pumpe. Zudem startete 2024 in Boxberg der Aufbau des s.g. *H2UB* (Hydrogen Unit and Battery) [10]. Diese Anlage ist ein erster wesentlicher Schritt der LEAG hin zur Eigenproduktion von grünem Wasserstoff.

Die Genehmigung der Bundesnetzagentur für den Antrag des Kernnetzes wird spätestens zum 22.09.2024 erwartet (zwei Monate nach Antragsabgabe). Anschließend kann die Umsetzung durch die FNB Gas beginnen. Dabei wird erwartet, dass insbesondere in Ostdeutschland bereits im Jahr 2025 die ersten Leitungen umgestellt werden.

Die Festlegung des Hochlaufentgelts, die vertragliche Ausgestaltung für die Bereitstellung und Finanzierung des Amortisationskontos sowie Regelungen zum Marktmodell und von Marktrollen stehen noch aus. Ferner ist zu beachten, dass die FNB Gas noch nicht für jeden Streckenabschnitt realisierungsbereite Leitungsnetzbetreiber ausgewiesen haben. Verzögerungen beim Aufbau einzelner Teilabschnitte des Kernnetzes, die ggf. auch für Sachsen relevant sind, sind daher nicht auszuschließen.

Für die flächendeckende Weiterentwicklung des Fernleitungsnetzes im Rahmen der integrierten Netzentwicklungsplanung ist insbesondere die Transformation der Verteilnetze wichtig, daher wird im Folgenden auf diese eingegangen.

4. Das Wasserstoffverteilnetz

Im Gegensatz zum Wasserstoffkernnetz gibt es keine gesetzliche Pflicht, die Planung des Wasserstoffverteilnetzes zentral zu koordinieren. Jeder Verteilnetzbetreiber ist für sein Netzgebiet verantwortlich und steht zur überregionalen Wasserstoffkernnetzanbindung im Austausch mit dem dazugehörigen Fernleitungsnetzbetreiber. Das für das Wasserstoffkernnetz eingeführte Finanzierungsinstrument des *Amortisationskontos* gibt es für das Verteilnetz bisher nicht. Mit dem vom Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) im März 2024 vorgestellten *Green Paper Transformation Gas-/Wasserstoff-Verteilernetze* wurden die Verteilnetzbetreiber sowie deren vertretende Interessenverbände zur Stellungnahe aufgerufen, um die vielschichtigen Herausforderungen der Weiterentwicklung sowie des Rückbaus des Gasverteilnetzes zu adressieren.

Die sächsische Wirtschaft besteht wie der Bundesdurchschnitt zu über 99,5 % aus kleinen und mittleren Unternehmen [11]. Diese industriellen und gewerblichen Kunden, die bisher an das Gasversorgungsnetz angeschlossen sind, erwarten mehrheitlich, dass ihre Gasversorgung auch zukünftig über den bekannten Netzanschluss erfolgen wird. Zugleich sind viele Landkreise außerhalb der Großstädte ländlich geprägt. Folglich ist die Leitungsführung in diesen Gebieten weniger redundant aufgebaut als in stark verdichteten Regionen. Die Verteilnetzbetreiber evaluieren daher bereits intensiv, welche Ausbau-, Umstellungs- resp. Stilllegungsoptionen sich für die jeweiligen Kunden ergeben. Die Initiative H2vorOrt des Deutschen Vereins des Gas- und Wasserfaches e. V. (DVGW e.V.) zusammen mit dem Verband Kommunaler Unternehmen (VKU e. V.) erarbeitet für mehr als 50 % der regional aktiven Verteilnetzbetreiber den s.g. *Gasnetzgebietstransformationsplan* (kurz: GTP), welcher derzeit jährlich aktualisiert wird [12]. Dieser dient dazu, regional spezifisch darzulegen, wie die Umstellung der Gasversorgung von fossilem Erdgas hin zu Biomethan, synthetischem Methan oder Wasserstoff in den jeweiligen Regionen stattfinden soll. Dabei werden die regionalen Gasnetzpläne im GTP zu einem deutschlandweiten Ge-

samtplan zusammengefasst [12]. Im GTP werden detailliert die lokalen Netze und deren technische Einrichtungen analysiert sowie Konzepte für das schrittweise Einführen von grünen Gasen erarbeitet (Abbildung 5). Anhand dieser Planungen und deren Ergebnissen können Netzbetreiber und Regierungen etwaige notwendige Maßnahmen diskutieren.

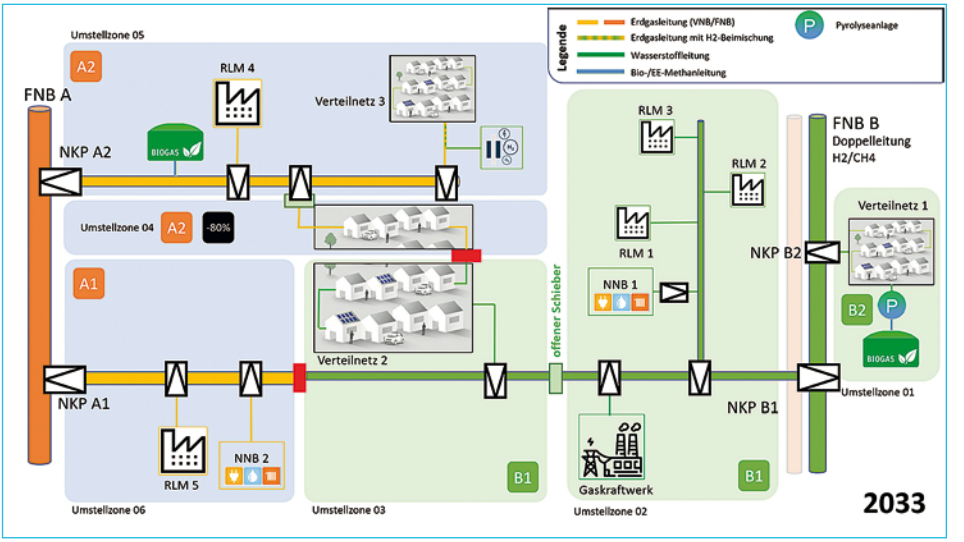


Abb. 5: Beispielhafte Netzanalyse und Umstellungsplanung des GTP, Quelle: H2VorOrt [13]

Zur Planung eines regionalen Wasserstoffverteilnetzes in den Bundesländern Sachsen, Sachsen-Anhalt und Thüringen wurden 2022 die Studie *Wasserstoffnetz Mitteldeutschland* und 2024 die Studie *Wasserstoffnetz Mitteldeutschland 2.0* von der Europäischen Metropolregion Mitteldeutschland, dem Wasserstoffnetzwerk HYPOS, der DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH sowie der INFRACON Infrastruktur Service GmbH & Co. KG durchgeführt. Neben potenziellen Trassenkorridoren und deren Anbindung an das nationale und europäische Wasserstoffnetz wurden die zukünftigen Bedarfe an grünem Wasserstoff sowie potenzielle Erzeugerquellen in der Region untersucht. Die jüngste Studie wurde im Auftrag von 54 regionalen Partnern aus Wirtschaft und öffentlicher Verwaltung in Sachsen, Sachsen-Anhalt und Thüringen durchgeführt und ergänzt die Planungen zum GTP. Für die genauen Ergebnisse wird auf den Beitrag *Gemeinschaftsstudie: Wasserstoffnetz Mitteldeutschland 2.0* des KWTK 2024 sowie [14] verwiesen. Für den Ausbau, Umbau und Rückbau relevant werden diese vorbereitenden Planungen der Verteilnetzbetreiber mit den kommenden Netzentwicklungsplänen. Denn die Verteilnetzbetreiber sind gesetzlich verpflichtet, mit den Fernleitungsnetzbetreibern zusammenzuarbeiten, um eine sachgerechte Erstellung des Netzentwicklungsplans Gas und Wasserstoff zu gewährleisten [2].

5. Ausblick und Zusammenfassung

Die Beantragung des Wasserstoffkernnetzes bei der Bundesnetzagentur stellt einen wichtigen Meilenstein in der Infrastrukturplanung für Wasserstoff dar. Sie gibt der Planung eine neue Verbindlichkeit und führt zu einer wesentlichen Weiterentwicklung. Deutschland ist somit das erste Land der Welt, dass eine verbindliche Planung für ein nationales Wasserstoffnetz erstellt hat. Ab Vorlage der Genehmigung beginnt die Umsetzung, sodass bereits im Jahr 2025 die ersten Leitungen auf Wasserstoff umgestellt werden können. Damit wird die Grundlage für den Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft in Deutschland geschaffen, der einen Impuls gegeben soll, um weitere Investitionsentscheidungen in Deutschland zu forcieren.

Der Freistaat Sachsen ist mit vielen Leitungsprojekten bereits frühzeitig an das Wasserstoffkernnetz angeschlossen und bietet so der Industrie und dem Energiesektor neue Möglichkeiten der Dekarbonisierung.

Die Weiterentwicklung der Wasserstoffinfrastruktur in der Fläche, über die Verteilnetze, ist für die klein- und mittelständisch geprägte Wirtschaft ein wichtiger Schritt, um die Dekarbonisierung zu ermöglichen. Der Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft, der durch das Wasserstoffkernnetz angetrieben wird, schafft auch hierfür die Voraussetzung.

Inwieweit Ausbau, Umstellung resp. Stilllegung bei der Weiterentwicklung der Verteilnetze notwendig sind, wird derzeit noch von den Netzbetreibern erarbeitet. Es wird damit gerechnet, dass sich die Planungen hierzu in den kommenden vier Jahren immer weiter konkretisieren. Dies ist zu einem großen Teil auch von den Ergebnissen der kommunalen Wärmeplanung abhängig, welche von den kleineren Gemeinden bis spätestens 2028 abzuschließen ist.

6. Quellen

[1] F. Staiß: Optionen für den Import grünen Wasserstoffs nach Deutschland bis zum Jahr 2030: Transportwege – Länderbewertungen –, Schriftenreihe Energiesysteme der Zukunft, München, 2022.

[2] Bundesrepublik Deutschland: Energiewirtschaftsgesetz vom 7. Juli 2005 (BGBl. I S. 1970, 3621), das zuletzt durch Artikel 26 des Gesetzes vom 15. Juli 2024 (BGBl. 2024 I Nr. 236) geändert worden ist, Berlin, 2024.

[3] Bundesrepublik Deutschland: Verordnung über die Kosten und Entgelte für den Zugang zu Wasserstoffnetzen (Wasserstoffnetzentgeltverordnung – WasserstoffNEV), Berlin, 2021.

[4] Bundesnetzagentur: WANDA, [Online]. Available: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/GBK/Rahmen_Ebene1/WANDA/start.html (Stand: 13.08.2024).

[5] Vereinigung der Fernleitungsnetzbetreiber Gas e. V.: Gemeinsamer Antrag für das Wasserstoff-Kernnetz, 22.07.2024. [Online]. Available: https://fnb-gas.de/wp-content/uploads/2024/07/2024_07_22_Antrag_Wasserstoff-Kernnetz_final.pdf (Stand: 23.07. 2024].

[6] GASCADE Gastransport GmbH: Flow – making hydrogen happen, [Online]. Available: https://www.flow-hydrogen.com/ (Stand: 24.07.2024).

[7] Leipzig Hydrogen: Value chain for Europe, 2021. [Online]. Available: https://lhyve.de/ (Stand: 24.07.2024).

[8] VNG AG: Energiepark Bad Lauchstädt, [Online]. Available: https://energiepark-bad-lauchstaedt.de/ (Stand: 24.07.2024).

[9] energy saxony e. V.: Energie- und Wasserstoffallianz im Industriebogen Meißen (EWI), [Online]. Available: https://energy-saxony.net/ewi/ (Stand: 24.07.2024).

[10] Lausitz Energie Bergbau AG: H2UB Boxberg, [Online]. Available: https://www.leag.de/de/gigawattfactory/h2-kraftwerke/h2ub-boxberg/ (Stand: 24.07.2024).

[11] Sächsisches Staatsministerium für Wirtschaft, Arbeit und Verkehr: Mittelstandsbericht des Freistaates Sachsen, https://publikationen.sachsen.de/bdb/artikel/43681, Dresden, 2023.

[12] DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e. V.: H2vorOrt, [Online]. Available: https://www.h2vorort.de/gtp/ (Stand: 22.07.2024).

[13] Initiative H2vorOrt: Gasnetzgebietstransformationsplan – LEITFADEN 2024, https://www.h2vorort.de/fileadmin/Redaktion/PDF/gtp-2024-Leitfaden_1.1.pdf, 2024.

[14] HYPOS e. V.: Mitteldeutschland plant 1.100 km langes Verteilnetz für Grünen Wasserstoff, [Online]. Available: https://www.hypos-germany.de/mitteldeutschland-plant-1-100-km-langes-verteilnetz-fuer-gruenen-wasserstoff/ (Stand: 24.07.2024).

Ingenieurgesellschaft für Energie- und Umweltverfahrenstechnik mbH

wurde mit dem Ziel gegründet, einen Beitrag zu leisten, verfahrenstechnische Prozesse zu entwickeln und zu optimieren, dabei gleichzeitig die Umwelt und Ressourcen im Sinne ökologischer Nachhaltigkeit zu schonen und Schadstoffe zu vermeiden bzw. zu reduzieren.

Im Hinblick auf die derzeitigen Entwicklungen (Energiewende, steigendes Umweltbewusstsein, Verknappung der Ressourcen, steigende Energiepreise) analysieren und beantworten wir insbesondere Fragen

- zur Effizienz,
- zur Emissionsvermeidung bzw. -reduzierung
- sowie der Wirtschaftlichkeit

verfahrenstechnischer Prozesse der Energieversorgung, der Abfallwirtschaft und der Grundstoffindustrie. Dabei setzen wir Methoden und Werkzeuge für Recherchen, Messungen, Modellierungen, Bilanzierungen - unter Nutzung kommerzieller wie auch selbst entwickelter Hard- und Software - ein. Sie profitieren von unserem detaillierten Grundlagenwissen, den Erfahrungen aus Industrie, Wissenschaft und Administration und unserer Leidenschaft Ihre Fragen zu beantworten.

Dienstleistungen

- Beratung und Gutachten
- Machbarkeitsstudien
- Bewertung von Konzepten und Investitionsvorhaben
- wissenschaftliche Analysen
- Planung und Modernisierung von Anlagen
- Erstellung von Entwurfs-, Ausschreibungs-, Antrags- und Genehmigungsunterlagen
- Schadensanalysen
- usw.

ENVERUM GmbH
Dr.-Ing. Martin Pohl
Hohe Straße 17
01069 Dresden

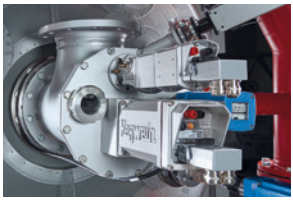
Telefon: +49 (0) 351 / 87 32 92 70
Telefax: +49 (0) 351 / 87 32 92 75
E-Mail: info@enverum.de
URL: www.enverum.de

DURAG GROUP

INDUSTRIELLE WASSERSTOFFNUTZUNG – WIR SIND BEREIT!

VERBRENNUNG, ZÜNDUNG, SICHERHEIT, REINHEITSKONTROLLE

+ H_2-VERBRENNUNG/FLAMMENÜBERWACHUNG
+ ATEX + PROZESS + FORSCHUNG + H_2-REINHEITSANALYSE
+ H_2-PROZESS UND CEM/GASÜBERWACHUNG



H_2-Verbrennung/ Flammenüberwachung

H_2-Prozess + CEM/ Gasüberwachung

H_2-Reinheitsanalyse

DURAG.COM

Machbarkeitsstudie Wasserstoffnetz Mitteldeutschland 2.0

Florian Lehnert, Jörn-Heinrich Tobaben, Ruven Fleming, Josephine Glandien, Jens Hüttenrauch, Anna Köllmer, Ulf Kreienbrock, Michael Kühn, Robert Manig, Florian Temmler-Schwarz und Sylvana Zöllner

1. Einleitung/Motivation 15

2. Wasserstoffbedarf 17

3. Wasserstofferzeugung 18

4. Trassierung 20

5. Recht und Politik 21

5.1. Wasserstoffleitungen als Wegbereiter der Energiewende 21

5.2. Deutschlands Pionierrolle und die EU-Strategie für eine Wasserstoff-Zukunft 22

6. Handlungsempfehlungen 23

7. Liste aller Studienpartner im Überblick 24

8. Quelle 24

1. Einleitung/Motivation

Mit der Energiewende hat sich Deutschland das Ziel gesetzt, die Energieversorgung auf erneuerbare Energien (EE) umzustellen. Die bestehenden Beschlüsse der Bundesregierung zum Ausbau der Stromerzeugung aus EE und zur Unterstützung des Strukturwandels in den vom Kohleausstieg betroffenen Regionen werden auch in Zukunft fortgeführt. Ein weiterer Baustein der Energiewende ist die *Nationale Wasserstoffstrategie* sowie deren Fortschreibung [1]. Sie setzt den Rahmen für die zukünftige Erzeugung, den Transport, die Nutzung und die Wiederverwendung von Wasserstoff. Wasserstofftechnologien werden darin als Kernelemente der Energiewende und der damit einhergehenden Defossilisierung definiert: Wasserstoff ist ein hervorragender chemischer Ener-

gieträger und kann in Kombination mit erneuerbaren Energien die gesamte Energiewirtschaft klimaneutral transformieren. Er ist außerdem speicherbar und transportierbar. Grüner Wasserstoff wird somit nicht nur für industrielle Anwendungen und als Energieträger im Energiesektor enorm wichtig, sondern bildet auch die Grundlage für klimaneutrale Brenn- und Kraftstoffe in den Sektoren Wärme und Verkehr.

Zur Erreichung der Klimaziele und der Energiewende durch Defossilisierung leistet grüner Wasserstoff somit als Schlüsselenergieträger für vielfältige Anwendungsbereiche einen wichtigen Beitrag. Die Verfügbarkeit von klimaneutralem Wasserstoff wird schon bald wesentliche Grundlage für zukunftsfähige Wirtschaftsräume sein. Auch für die Strukturentwicklung in der Region Mitteldeutschland und der Lausitz wird Wasserstoff eine entscheidende Schlüsselrolle spielen.

Aufbauend auf den Inhalten und dem Erfolg der Wasserstoffnetzstudie 1.0 führte das weiter gestiegene Interesse von Unternehmen und Stakeholdern in der Region Mitteldeutschland zu einer zweiten Auflage der Studie. Diese wurde von der Europäischen Metropolregion Mitteldeutschland beauftragt, von dem Wasserstoffnetzwerk HYPOS unterstützt und durch die DBI-Gruppe gemeinsam mit der INFRACON Infrastruktur Service GmbH & Co. KG umgesetzt. Unter dem Motto *Everything is Infrastructure Now* haben sich 54 Partner und Unterstützer zur Gemeinschaftsstudie *Wasserstoffnetz Mitteldeutschland 2.0* zusammengeschlossen. Im Gegensatz zur Studie 1.0 deckt das neue Untersuchungsgebiet weite Teile der Bundesländer Sachsen, Sachsen-Anhalt und Thüringen ab, umfasst mehr als 30 Landkreise in Mitteldeutschland und reicht bis an die Grenzen zu Polen und Tschechien. Im Zuge dieser Erweiterung muss auch die Entwicklung und Leistungsfähigkeit des Wasserstoffnetzes der Studie 1.0 überdacht und aktualisiert werden. Dazu nimmt das zu erstellende ganzheitliche Infrastrukturkonzept auf die aktuellen positiven politischen Entwicklungen mit dem Wasserstoff-Kernnetz ab 2032 Bezug und ist durch die beteiligten Netzbetreiber voll anschlussfähig.

Die Machbarkeitsstudie 2.0 umfasst folgende Arbeitsschwerpunkte:

- Arbeitspaket 1: potenzielle Wasserstoffnachfrage (-bedarfe) bis 2040;
- Arbeitspaket 2: potenzielle Wasserstoffquellen/Wasserstofferzeugungspotenziale bis 2040;
- Arbeitspaket 3: Trassierung des mitteldeutschen Wasserstoffnetzes 2.0 inkl. Ausbaustufen;
- Arbeitspaket 4: Recht und Politik (Ordnungsrahmen)

Im Rahmen der Machbarkeitsstudie fand ein intensiver und konstruktiver multi- und bilateraler Austausch mit dem Projektbegleitkreis, den beteiligten Netzbetreibern – auf Verteil- und Fernleitungsebene – sowie Industrieunternehmen statt; auch in Form von zwei *Netzbetreiber-Workshops* mit den beteiligten Netzbetreibern. Dieser Austausch führte im Ergebnis des Projektes zu der Dimensionierung eines umfassenden und stark vernetzten mitteldeutschen Wasserstoffnetzes, welches – bei einer entsprechenden Realisierung – Versorgungssicherheit für die gesamte Region Mitteldeutschland bieten kann.

2. Wasserstoffbedarf

Die Studie untersucht die Verfügbarkeit und den Bedarf an Wasserstoff in verschiedenen Regionen Mitteldeutschlands, um eine effektive Wasserstoffinfrastruktur zu planen und zu realisieren. Ein zweistufiger Ansatz wurde verwendet, der sowohl konkrete Bedarfsanforderungen als auch Flächenbedarfsanalysen kombiniert. In Summe wurden im Projekt 79 relevante Standorte identifiziert, an denen bereits heute oder perspektivisch (2030 und 2040) ein Wasserstoffbedarf besteht. Die Anwendungsschwerpunkte liegen in den Bereichen Industrie und Energiewirtschaft, die jeweils mehr als ein Drittel der für 2040 erhobenen Bedarfe abbilden. Die befragten Akteure halten eine leitungsgebundene Wasserstoffversorgung für notwendig, um eine sichere und wirtschaftliche Versorgung zu gewährleisten. Aktuelle Herausforderungen bei der Einführung von Wasserstofftechnologien sind die fehlende Infrastruktur, hohe Wasserstoffkosten und rechtliche/regulatorische Rahmenbedingungen. Zusätzlich zu den befragten Akteuren wurden Flächenbedarfsanalysen auf Landkreisebene durchgeführt, um auch Anwender abzubilden, die nicht an der Studie beteiligt waren. Diese Analysen basieren auf der Fortschreibung der verbrauchssektorscharfen Gasnachfrage in den einzelnen Landkreisen des Betrachtungsgebiets, wobei verschiedene Entwicklungs- und Umstellszenarien (u. a. BMWK T45 H_2, BMWK T45 Strom und BDI – Zielpfad 2.0) berücksichtigt wurden.

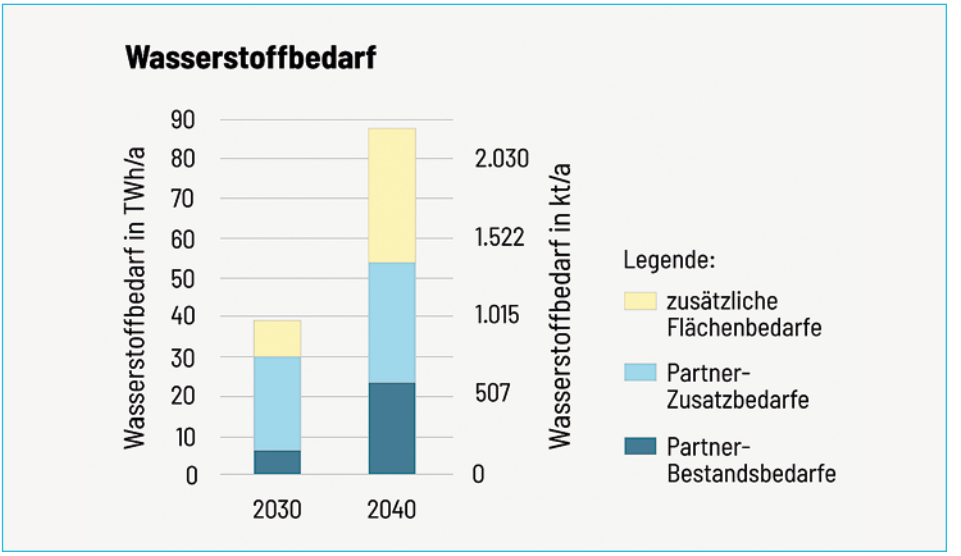


Abb. 1: Wasserstoffbedarf im Untersuchungsgebiet im Jahr 2040

Es wurden Gesamtbedarfe von bis zu 39 TWh im Jahr 2030 und bis zu 88 TWh im Jahr 2040 im Untersuchungsgebiet in Mitteldeutschland ermittelt, die regional unterschiedlich verteilt sind (Abbildung 1).

Damit geht der Umfang der Wasserstoffnachfrage bereits anteilig in Mitteldeutschland über die Erfassung in der *Nationalen Wasserstoffstrategie* hinaus, was zeigt, dass die Anwender ein viel breiteres Potenzial zur Nutzung von Wasserstoff sehen.

Diese Studie bietet einen umfassenden Überblick über die dynamische Entwicklung des Wasserstoffbedarfs in Mitteldeutschland und die Notwendigkeit einer effektiven Infrastrukturplanung. Sie unterstreicht die Bedeutung von Wasserstoff als zukünftige Energiequelle.

3. Wasserstofferzeugung

Die Studie zeigt die umfangreichen Potenziale zur Erzeugung von grünem Wasserstoff in dem Untersuchungsgebiet in Mitteldeutschland auf. Sie zielt darauf ab, die lokale Produktion zu stärken und den Wasserstoffbedarf durch lokale und regionale (Elektrolyse-) Projekte zu decken. Ein zweistufiger Ansatz, der konkrete Planungen und Flächenpotenzialanalysen kombiniert, wurde angewendet.

Durch den Einsatz von Geoinformationssystemen (GIS) wurden fundierte Modelle erstellt, die das Ausbaupotenzial für erneuerbare Technologien zur Stromerzeugung aus Windenergie und Freiflächen-Photovoltaik darstellen. Es wurden

drei Szenarien angewandt: konservativ, moderat und ambitioniert. Im moderaten Szenario kann der Ausbau der Windenergie im Vergleich zum Status Quo um den Faktor 6 auf rund 34 GW bis 2040 und für weitere Freiflächen-Photovoltaikstandorte um den Faktor 8 auf rund 23 GW bis 2040 erhöht werden. Hieraus resultiert eine Gesamtleistung zur Erzeugung von *grünem* Strom von rund 57 GW für das Betrachtungsgebiet. Die Versorgung konkreter Planungsprojekte für die Errichtung von Elektrolyseuren der Studienpartner kann mit diesem erneuerbaren Strom sichergestellt werden. Darüber hinaus konnte zusätzliches Elektrolysepotenzial für die Region ausgewiesen werden. Dafür wurden Anteile des EE-Ausbaupotenzials für den Betrieb von Elektrolyseuren angenommen.

Tab. 1: Ergebnisse des Elektrolysepotenzials (EL) in GW in den definierten Szenarien für 2030 und 2040

	EL in GW im Jahr 2030 (gesamt)	**EL in GW im Jahr 2040 (gesamt)**
konservativ	2,9	7,1
moderat	3,2	8,5
ambitioniert	3,7	11,0

Im Jahr 2030 wird eine Elektrolyseleistung von 2,9 GW bis 3,7 GW erwartet. Diese Prognose basiert sowohl auf den geplanten Projekten der Partner als auch auf dem zusätzlichen Elektrolysepotenzial des Untersuchungsgebiets. Die Wasserstoffwirtschaft zeigt eine dynamische Entwicklung, da das Potenzial für das Jahr 2040 auf 7,1 GW bis 11,0 GW ansteigt. Mit dieser Elektrolyseleistung kann der ermittelte Wasserstoffbedarf im Jahr 2040 zu rund einem Drittel durch die inländische Wasserstoffproduktion im Untersuchungsgebiet gedeckt werden. Die Ergebnisse zeigen, dass die geplante Wasserstofferzeugung und deren Potenziale bereits große Teile der Ziele der *Nationalen Wasserstoffstrategie* umfassen. Damit kann die Region Mitteldeutschland zu einem wichtigen Cluster der Wasserstoffwirtschaft in Deutschland werden. Die Studie unterstreicht die dynamischen Entwicklungen in der Erzeugung von klimafreundlichem Wasserstoff und die Notwendigkeit, regional erzeugten Wasserstoff in die geplante Wasserstoffinfrastruktur einzuspeisen. Dies ist ein motivierender Schritt in Richtung einer nachhaltigen Zukunft.

4. Trassierung

Die Trassierung der Studie 2.0 hatte zum Ziel, ein zukunftsfähiges mitteldeutsches Wasserstoffnetz zu konzipieren, dass an die bestehenden überregionalen und regionalen Wasserstoffinfrastrukturprojekte anknüpft. Erzeugungs- und Verbrauchsstandorte der Studienteilnehmer wurden in das Netz integriert. Bei der Trassenfindung wurden die allgemein anerkannten und gültigen netzplanerischen Grundsätze berücksichtigt.

Das finale Wasserstoffnetz Mitteldeutschland besteht aus 42 Leitungsabschnitten, hat eine Gesamtlänge von rund 1.100 km und einem Umstellungsanteil von 51 % (565 km). Die trassierten Neubauleitungen wurden nach *mit* und *ohne* Leitungsbündelung unterschieden. Leitungsbündelung bedeutet die Parallelverlegung in bestehenden Trassenkorridoren der vorhandenen Infrastruktur. Das größte Umstellpotenzial wurde in Thüringen mit rund 290 km identifiziert. In Sachsen und Sachsen-Anhalt wurden jeweils rund 275 km Umstellungen gemeldet. Rund 30 % entfallen auf Wasserstoffprojekte (Umstellung und Neubau) der beteiligten Netzbetreiber. Aufgrund des Wasserstoffkernnetzes und der Erweiterung des Teilnehmerkreises der Studie 2.0 entfallen zudem unter den neuen Randbedingungen Leitungsabschnitte des Netzes der Studie 1.0.

Abb. 2: Trassierung des mitteldeutschen Wasserstoffnetzes der Studie 2.0

Für die Jahre 2030, 2035, 2040 und 2045 wurde ein Vorschlag für eine stufenweise Umsetzung des mitteldeutschen Wasserstoffnetzes erarbeitet (Ausbaustufen).

Mithilfe einer Simulations-Software wurde das mitteldeutsche Wasserstoffnetz dimensioniert und netzhydraulisch bewertet. Das Wasserstoffkernnetz wurde entsprechend den veröffentlichten Daten von FNB Gas e. V. (Stand: 15.11.2023) in dem Programm hinterlegt und in die netzhydraulische Bewertung einbezogen [1]. Es wurden verschiedene Erzeugungs- und Verbrauchsszenarien simuliert. Wesentliche Erkenntnis ist, dass eine Versorgung aller Abnehmer über die in Abbildung 2 dargestellten Leitungen sichergestellt werden kann.

Die kumulativen Grundvoraussetzungen hierfür sind:

- Ein Wasserstoffkernnetz ist unerlässlich und muss realisiert werden.
- Ausreichende Wasserstoffmengen zur Deckung von Versorgungslücken (Importquote Wasserstoffnetz Mitteldeutschland 2.0 von 66 %) sind im Wasserstoffkernnetz vorhanden. In Zeiten eines Minimalbedarfs zeigt sich zudem, dass der im mitteldeutschen Raum produzierte Wasserstoff nicht vollständig verbraucht wird. Das Netz kann in diesem Fall als Transitnetz agieren, um Wasserstoff in angrenzende Regionen weiterzuleiten.

Ein weiteres Ergebnis der Netzberechnung sind die Leitungsdimensionen neu zu errichtender Leitungsabschnitte sowie die Überprüfung der Dimension der Umstellungsleitungen. Im Ergebnis weisen alle integrierten Umstellungsleitungen eine ausrechende Dimension auf.

Für den Aufbau des 1.099 km langen mitteldeutschen Wasserstoffnetzes wurden Grobkosten von rund 1 Mrd. € ermittelt (Schätzung). Wie hoch der wirtschaftliche Einfluss von Umstellpotenzialen sowie der Trassenbündelung ist, zeigt die Gegenüberstellung der Kostenschätzung des kompletten Neubaus des Netzes mit rund 1,7 Mrd. €. Durch die Identifikation von nutzbaren Leitungskorridoren sowie Umstellungen können somit 41 % bzw. rund 720 Mio. € eingespart werden.

5. Recht und Politik

5.1. Wasserstoffleitungen als Wegbereiter der Energiewende

Die Umstellung von Erdgas- auf Wasserstoffleitungen und der Neubau solcher Infrastrukturen sind entscheidende Schritte für eine nachhaltige Energiewirtschaft. Die Genehmigungsverfahren sind komplex und variieren je nach Projektumfang: Kleinere Leitungen durchlaufen einfachere Verfahren, während größere Projekte umfassendere Genehmigungsverfahren erfordern. Bis Ende 2025 wird die Errichtung von Wasserstoffleitungen als überragendes öffent-

liches Interesse eingestuft, um die Entwicklung der Wasserstoffinfrastruktur zu beschleunigen. Dies ist wesentlich für die Energiewende und eine zukunftsfähige Energieversorgung.

Es gibt drei Hauptgenehmigungswege für neue Wasserstoffleitungen: das Planfeststellungsverfahren, das Plangenehmigungsverfahren und die Beantragung von Einzelgenehmigungen. Das Planfeststellungsverfahren für große Projekte umfasst eine Öffentlichkeitsbeteiligung und einen Umweltverträglichkeitsbericht. Das Plangenehmigungsverfahren ist schneller, da es keine Öffentlichkeitsbeteiligung und keinen Bericht erfordert. Kleinere Projekte können Einzelgenehmigungen nutzen.

Die Umstellung von Erdgasleitungen auf Wasserstoff wird durch vereinfachte Verfahren erleichtert, wobei bestehende Genehmigungen weiterhin gelten. Ein Anzeigeverfahren bei der Energieaufsichtsbehörde ist erforderlich, und die Behörde kann innerhalb von acht Wochen Einspruch erheben. Bei baulichen oder technischen Änderungen entscheidet die Behörde über die Notwendigkeit eines formellen Genehmigungsverfahrens. Diese Verfahren reflektieren das politische Ziel, den Übergang zu einer umweltfreundlichen Energieversorgung effizient und effektiv zu gestalten und zu unterstreichen.

5.2. Deutschlands Pionierrolle und die EU-Strategie für eine Wasserstoff-Zukunft

Deutschland hat proaktiv einen rechtlichen Rahmen für Wasserstoffnetze geschaffen, der die Entwicklung nationaler Märkte unterstützt und EU-Regelungen vorwegnimmt. Änderungen des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) zielen darauf ab, reine Wasserstoffnetze zu regulieren, mit einer *Opt-in*-Option, die Betreibern eine freiwillige Entscheidung ermöglicht, die bindend ist.

Die Paragrafen §§ 28j-28r EnWG spiegeln die Regulierung von Erdgasnetzen wider und umfassen die Entflechtung der Betreiber, den Zugang Dritter und die Regulierung der Netzentgelte. Betreiber müssen alle zwei Jahre über den Fortschritt des Wasserstoffnetzausbaus berichten. Für Betreiber, die das *Opt-in* nicht nutzen, gelten Mindestregulierungsstandards.

Auf EU-Ebene wurde 2024 ein umfassendes Wasserstoff- und Gasmarkt-Paket verabschiedet, das den Übergang zu einem Binnenmarkt für Wasserstoff und kohlenstoffarme Gase fördern soll. Es enthält Vorschriften zur Entflechtung, zur Tarifregulierung und zum Netzzugang sowie klare Definitionen für Wasserstoffarten. Übergangsregelungen bis 2032 bieten Investitionssicherheit durch temporäre Ausnahmen.

Für die Produktion von *grünem* Wasserstoff ist erneuerbarer Strom entscheidend. Die EU hat mit RED II & III klare Kriterien für die Strombeschaffung für Elektrolyseure festgelegt und Anreize für erneuerbare Energien geschaffen. Diese Entwicklungen zeigen das Engagement Deutschlands und der EU, die Wasserstofftechnologie als Schlüsselkomponente für eine nachhaltige Energiewirtschaft zu etablieren und die Defossilisierungsziele zu erreichen.

6. Handlungsempfehlungen

- Implementierung des Wasserstoffkernnetzes: Ein vorgelagertes Wasserstoffkernnetz ist für die Versorgung im Untersuchungsgebiet unerlässlich und muss realisiert werden.
- Versorgungssicherheit: Ausreichende Wasserstoffmengen im Wasserstoffkernnetz sind über Importe sicherzustellen (Importquote Wasserstoffnetz Mitteldeutschland 2.0 von 66 %).
- Ausbau der regionalen Wasserstoffproduktion und -speicher: Parallel zum Kernnetz ist der Ausbau lokaler Produktionsanlagen und Speicherkapazitäten im Untersuchungsgebiet voranzutreiben.
- Wirtschaftliches Einsparpotenzial nutzen: Die Studie 2.0 hebt das Einsparpotenzial durch Umstellungen und Trassenbündelungen hervor. Es wird empfohlen, diese Potenziale weiter zu identifizieren und zu nutzen.
- Förderung des Wasserstoffhochlaufs durch Kooperationen: Enge Zusammenarbeit zwischen Infrastrukturbetreibern, Produzenten und Abnehmern ist entscheidend, um den Hochlauf von Wasserstoff zu beschleunigen. Hierfür bedarf es klarer politischer/ rechtlicher Rahmenbedingungen für Investitionen.
- Langfristige Formen der Zusammenarbeit etablieren: Die Studienpartner erkennen die konkreten Mehrwerte an, die durch die enge Vernetzung und den Informationsaustausch in der Region entstanden sind. Sie streben an, diese Kooperationen auch in zukünftigen Projekten fortzusetzen und zu intensivieren.

7. Liste aller Studienpartner im Überblick

Netzbetreiber

Gasversorgung Dessau GmbH, Energie- und Wasserversorgung Altenburg GmbH, Energie Mittelsachsen GmbH, EW Eichsfeldgas GmbH, Ferngas Netzgesellschaft mbH, inetz GmbH, Mitteldeutsche Netzgesellschaft Gas mbH (MITNETZ), Ohra Energie GmbH, ONTRAS Gastransport GmbH, Städtische Werke Magdeburg GmbH & Co. KG, Stadtwerke Jena Netze GmbH, Stadtwerke Schkeuditz GmbH, TEN Thüringer Energienetze GmbH & Co. KG

Bedarfsträger/ Erzeuger

ARYZTA Bakeries Deutschland GmbH, BMW AG Werk Leipzig, Energieversorgung Gera GmbH, EWI Energie- und Wasserstoffallianz im Industriebogen Meißen, Mitteldeutsche Flughafen AG, Harry-Brot GmbH, Härterei Reese Weimar GmbH & Co. KG, Hydro Aluminium Gießerei Rackwitz GmbH, HH2E AG, ITEL – Deutsches Lithiuminstitut GmbH, Kartonfabrik Porstendorf GmbH, Landkreis Altenburger Land, Lausitz Energie Kraftwerke AG (LEAG), Leipziger Messe GmbH, Linde GmbH, MAXIMATOR Hydrogen GmbH, MEWA Textil-Service SE & Co. Deutschland OHG, MIBRAG GmbH, Model Sachsen Papier GmbH, JUWI GmbH, Nobian GmbH, SCHWENK Zement GmbH & Co. KG, SKW Stickstoffwerke Piesteritz GmbH, Stadtwerke Halle GmbH, Stadtwerke Merseburg GmbH, Stahlwerk Thüringen GmbH, Steinzeug-Keramo GmbH, Südzucker AG, VNG AG

Unterstützer

Entwicklungsgesellschaft Niederschlesische Oberlausitz mbH, Fernwasserversorgung Elbaue-Ostharz GmbH, Görlitzer Verkehrsbetriebe (GVB), Landkreis Saalfeld-Rudolstadt, Sächsische Agentur für Strukturentwicklung GmbH (SAS), Staatsministerium für Energie, Klimaschutz, Umwelt und Landwirtschaft (SMEKUL), Stadt Leipzig, Amt für Wirtschaftsförderung, Standortentwicklungsgesellschaft Mansfeld-Südharz mbH, TGA Energietechnik Wittenberg GmbH, Thüringer Energie- und GreenTech-Agentur GmbH (ThEGA), TÜV Thüringen e. V., WFG – Wirtschaftsförderungsgesellschaft mbH des Landkreises Nordsachsen

8. Quelle

[1] Vereinigung der Fernleitungsnetzbetreiber Gas e.V. (FNB): Wasserstoff-Kernnetz. URL: https://fnb-gas.de/wasserstoffnetz-wasserstoff-kernnetz/ (Stand: 15.11.2023).

steinmüller engineering

The Engineers Company

KOMPETENZEN

Verfahrens- und prozesstechnische Auslegung

Maßgeschneiderte Lösungen nach technisch-kommerziellen Gesichtspunkten

Flexibilisierung des Anlagenbetriebes für die Energiewende

PRODUKTPALETTE

Trockensorption, Nasswäscher, E-Filter

Dampferzeuger

Chemieapparate, TES Speicher

Feuerungen und Brenner

SCR, SNCR

Dekarbonisierung

LEISTUNGEN

Gesamtanlagen

Teilanlagen und Komponenten

Projektplanung und -ausführung

Engineering und Konstruktion

After Sales

www.steinmueller.com sales@steinmueller.com +49 (0)2261 78950-0

Die Energiewende vorantreiben

Mit Wasserstoff in eine kohlenstoffarme Zukunft

Die Expertise von ABB umfasst die gesamte H_2-Wertschöpfungskette von der Produktion, dem Transport, der Speicherung, dem Energiemanagement bis hin zum Verbrauch. Wir arbeiten eng mit Partnern und unseren Kunden zusammen, um das neue Wasserstoff-Ökosystem zu schaffen. ABB bringt die einzigartige Kombination aus Erfahrung, Kompetenz und Vision aus dem Energiesektor und der Wasserstoffindustrie ein – mit 140 Jahren Innovationsgeschichte und 105.000 Mitarbeitenden in über 100 Ländern. **go.abb/prozessautomation**

Modelle zur integrativen Standortlösung mit H_2 in Kraftwerken – Vom Kraftwerk zum Energiestandort

Dr. Rüdiger Franke und Clara Lo Curto

1. Die Energiewende – warum die Transition in jedem Bereich vonnöten ist 27

2. Grüner Wasserstoff ermöglicht nachhaltige, zirkuläre Prozesse 28

3. Energiemanagement und Marktintegration 29

4. Virtuelle Zwillinge für Auslegung, Bau und Betrieb von Energiestandorten 31

5. Quellen 32

1. Die Energiewende – warum die Transition in jedem Bereich vonnöten ist

Durch das Pariser Abkommen wurde bereits 2015 mit allen Nationen verbindlich ein Grundbaustein für die Energiewende gesetzt. In dem Abkommen wird das Ziel festgehalten, die Erderwärmung auf *deutlich unter 2 °C über dem vorindustriellen Niveau* zu begrenzen. Weiterhin sollen dafür Strategien entwickelt werden, um die Emissionsminderung langfristig zu halten [1].

Dadurch werden erneuerbare Energien in Kombination mit Wasserstoff stetig in den Fokus gesetzt, um diese definierten klimapolitischen Ziele zu erreichen. Für eine erfolgreiche Umsetzung der Ziele wird sich unsere Gesellschaft künftig fast ausschließlich auf erneuerbare Energien verlassen müssen. Dabei müssen wir bedenken, dass einerseits Wind und Sonne nicht rund um die Uhr zur Verfügung stehen. Andererseits besteht an sehr sonnigen und windigen Tagen auch die Möglichkeit eines Überangebots an Energie. Aus diesem Grund werden Energieregelung und Energiepuffer immer wichtiger, um ein stabiles Energienetz zu gewährleisten und Engpässe zu vermeiden. Die Übertragungsnetzbetreiber müssen Reserven einsetzen, um Schwankungen im Stromnetz auszugleichen.

Um ein stabiles und zuverlässiges Netz zu gewährleisten, das einen Ausgleich zwischen Energieverbrauch und -einspeisung herstellt, werden Energiespeicher benötigt. Um diese so genannte Primär-, Sekundär- und Tertiärregelung zu erreichen, werden verschiedene neue Leistungsreserven benötigt, die in unterschiedlichen Zeitfenstern Leistung bereitstellen können. In der Ära der fossil befeuerten Kraftwerke konnten sie dies durch ihre eigene Trägheit kompensieren.

2. Grüner Wasserstoff ermöglicht nachhaltige, zirkuläre Prozesse

Energiestandorte übernehmen die Versorgung mit Strom, Wärme und Wasserstoff. Dabei wird der Wasserstoff aus überschüssigem erneuerbarem Strom erzeugt und gespeichert.

Abbildung 1 zeigt ein beispielhaftes integriertes Energiesystem mit Brennstoffzelle, Elektrolyseur, Wärmepumpe und einem Hilfskessel. Der rechte Bildteil zeigt die aus dem Betrieb resultierenden Leistungsflüsse.

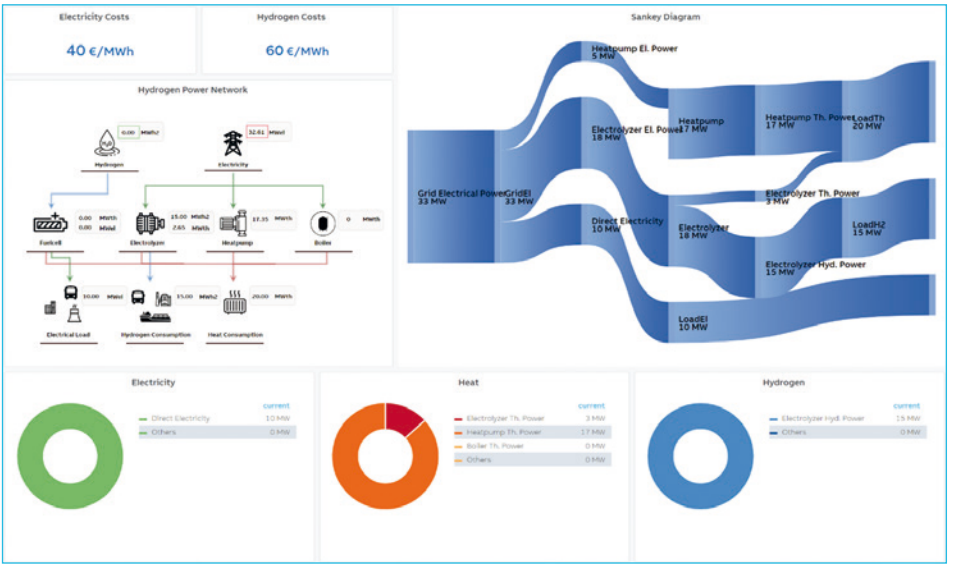


Abb. 1: Beispielhaftes integriertes Energiesystem – Referenzszenario

Ausreichend vorhandener erneuerbarer Strom zeigt sich in diesem Beispiel im relativ niedrigen Strompreis von 40 €/MWh gegenüber 60 €/MWh für Wasserstoff. In diesem Fall wird der Elektrolyseur zur Produktion von grünem Wasserstoff eingesetzt. Die Wärmeversorgung erfolgt über die Wärmepumpe, kombiniert mit Abwärme der Elektrolyse. Der aktuelle Strombedarf wird direkt aus dem Netz gedeckt.

Bei sich ändernden Rahmenbedingungen wie Mangel an erneuerbarem Strom kann die gleiche Anlagentechnik komplett anders betrieben werden.

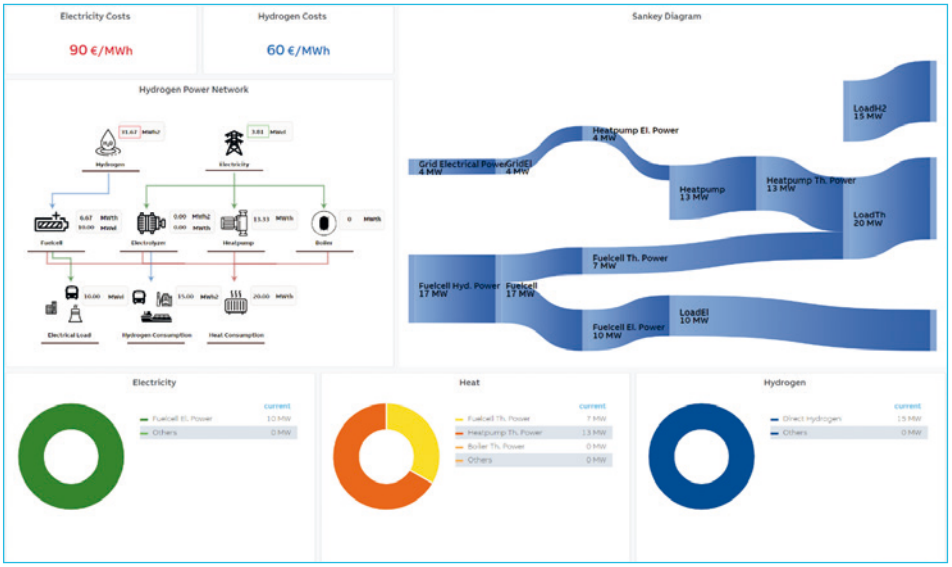


Abb. 2: Beispielhaftes integriertes Energiesystem – Hochpreisszenario

Abbildung 2 zeigt den Mangel an erneuerbarem Strom beispielhaft mit einem hohen Strompreis von 90 €/MWh. In diesem Fall wird der Wasserstoffbedarf aus dem Speicher bedient. Darüber hinaus wird die Brennstoffzelle zur Rückverstromung eingesetzt. Die Wärmepumpe wird auch in diesem Szenario benötigt.

Das Beispiel zeigt, wie ein Energiestandort den Bedarf an Strom, Wärme und Wasserstoff durch eine jeweils angepasste Betriebsweise deckt.

3. Energiemanagement und Marktintegration

Zum Betrieb eines flexiblen Energiestandorts wird ein Energie-Management-System wie ABB OPTIMAX® benötigt, welches die Brücke zwischen der Anlagentechnik und den Energiemärkten herstellt. Darüber hinaus erbringt der Energiestandort Netzdienstleistungen wie ein konventionelles Kraftwerk. Abbildung 3 zeigt die Kommunikationsflüsse [2].

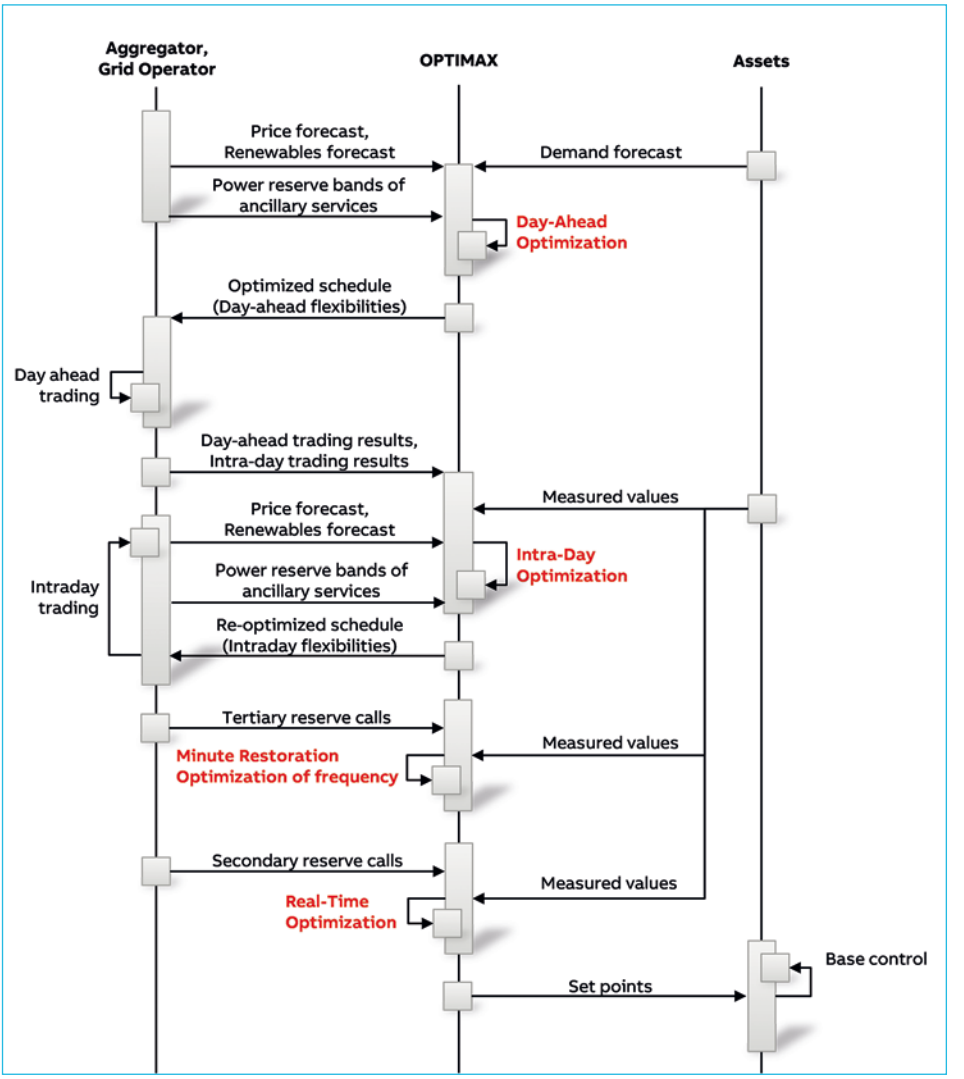


Abb. 3: Kommunikationsflüsse zur Marktintegration und zum Betrieb eines Energiestandortes

Basierend auf Vorhersagen für Strompreise und den Energiebedarf wird der Betrieb mittels Day-Ahead-Optimierung geplant. Abweichungen von den Vorhersagen werden zyklisch über eine Intraday-Optimierung korrigiert, was zur Anpassung der Planung des Betriebs führt.

Während der Planung werden Bänder für Netzdienstleistungen freigehalten. Darüber erfolgt die Bereitstellung von Tertiärregelung (mFRR), Sekundärregelung (aFRR) und Primärregelung (FCR). Da die Primärregelung sehr schnell erfolgen

muss, gibt das Energie-Management-System die hierfür geplanten Leistungsbänder an die unterlagerte Leittechnik weiter, wo konkrete Sollwerte direkt aus der Netzfrequenz innerhalb der vorgegebenen Bänder ermittelt werden.

Wenn zukünftig immer weniger rotierende Massen im Energiesystem sind, werden virtuelle Schwungmassen eine weitere wichtige Netzdienstleistung darstellen.

4. Virtuelle Zwillinge für Auslegung, Bau und Betrieb von Energiestandorten

Energiesysteme mit Wasserstoff-Herstellung, -Speicherung und Rückverstromung sowie mit neuen Netzdienstleistungen wie virtuellen Schwungmassen integrieren zahlreiche neue Technologien, für die bisher nur wenig Erfahrung besteht. Umso wichtiger ist es, digitale Technologien wie Systemsimulation und virtuelle Zwillinge einzusetzen.

Abbildung 4 veranschaulicht den Einsatz von digitalen Zwillingen über den Lebenszyklus einer Anlage hinweg.

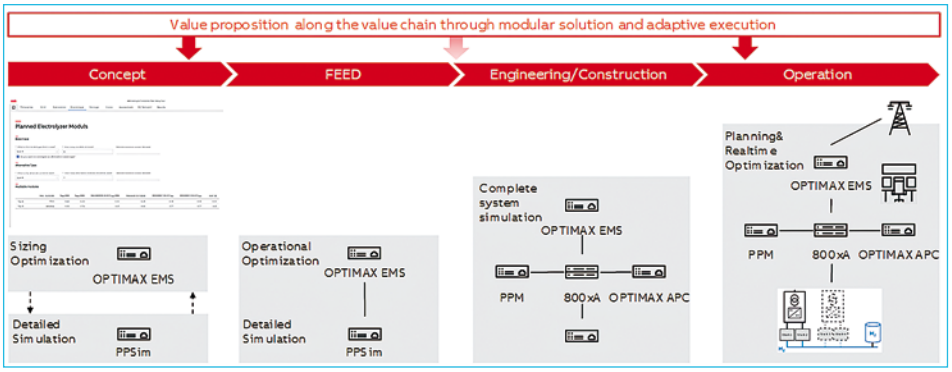


Abb. 4: Einsatz von digitalen Zwillingen über den Lebenszyklus hinweg

In der Konzeptphase einer neu geplanten Anlage dienen Simulations- und Optimierungsmodelle der Auslegung von Anlagen für den vorgesehenen Einsatzzweck. ABB verwendet hierfür die Software OPTIMAX® zusammen mit angenommenen Jahresverläufen für erneuerbare Energien und Verbräuche. Die resultierende Auslegung minimiert nicht nur die Investitionskosten, sondern betrachtet die Gesamtkosten, einschließlich erwarteter Betriebskosten. Mit einem elektrischen Simulator wie PPSim werden elektrische Netzstudien durchgeführt.

Während der folgenden Feed-Phase werden die Simulationsmodelle verfeinert und es wird die Interaktion zwischen der betrieblichen Optimierung und dem elektrischen System betrachtet.

Parallel zur Errichtung der tatsächlichen Anlage sind virtuelle Inbetriebnahmetests ein wichtiges Hilfsmittel, um mögliche Betriebszustände zu simulieren und die richtige automatische Steuerung hierfür zu entwerfen. Hierzu werden die Simulationsmodelle zusammen mit der ebenfalls simulierten oder auch der tatsächlichen Leittechnik betrieben.

Virtuelle Tests verringern die Aufwände für reale Tests. Damit verkürzen sie die Zeit bis zum produktiven Betrieb und sie verringern das Risiko von Schäden.

5. Quellen

[1] UNFCCC, ADOPTION OF THE PARIS AGREEMENT – Paris Agreement text English, 12 December 2015 ADOPTION OF THE PARIS AGREEMENT – Paris Agreement text English (unfccc.int).

[2] R. Franke, C. Grindler, R. Hoffmann: Integrated energy systems with hydrogen to establish circular processes, 53. Kraftwerkstechnisches Kolloquium, Dresden, 2021.

Thermochemische Prozesse verstehen und verbessern

www.CheMin.de

CheMin®

ERC – ALL IN ONE HAND

H2 ENGINEERING & CONSTRUCTION FROM CONCEPT TO COMMISSIONING AND BEYOND

- Consulting
- Optimization
- Conception
- Engineering
- Construction
- Operation Strategy

ERC Technik GmbH · Bäckerstraße 11–13 · 21244 Buchholz i.d.N. · Germany
+49 4181 216-400 · office@erc-technik.com · www.erc-online.de/erc-technik

Realisierung einer Anlage zur Erzeugung und Bereitstellung von Wasserstoff

Philipp Demuth und Maximilian Schröder

1. Einleitung 35

2. Wasserstoffproduktionsanlagen – Hauptkomponenten und Anlagenaufbau 37

3. Realisierung einer konkreten Wasserstoffanlage 43

4. Zusammenfassung 44

5. Quellen 45

1. Einleitung

Sowohl auf nationaler als auch auf europäischer Ebene gibt es den politischen Willen, die Treibhausgasemissionen signifikant zu reduzieren. Ein beispielhaftes, regulierendes Maßnahmenpaket hierfür ist der *Green-Deal* der Europäischen Union (EU), der den Übergang zu einer modernen, ressourceneffizienten und wettbewerbsfähigen Wirtschaft ermöglichen soll. Die Vision der EU ist eine Wirtschaft, die bis 2050 keine Netto-Treibhausgase mehr ausstößt und ihr Wachstum von der Ressourcennutzung abkoppelt [1]. In einem ersten Schritt sollen die Netto-Treibhausgasemissionen bis 2030 um 55 % gegenüber 1990 reduziert werden.

In einer Zwischenbilanz hat das Statistische Bundesamt festgestellt, dass sich der Treibhausgasausstoß der EU im Jahr 2021 auf rund 3,5 Milliarden Tonnen CO_2-Äquivalente belief, was einer Emissionsreduzierung gegenüber 1990 um etwa 28 % entspricht. Diese Reduzierung ging jedoch maßgeblich auf die Staaten in Mittel- und Osteuropa zurück, zumal hier eine deutliche Deindustrialisierung zu Beginn der 1990er Jahre stattfand [2].

Insgesamt fallen etwa drei Viertel der Treibhausgasemissionen der EU im Energiesektor an. Um das Energiesystem der EU bis 2025 zu dekarbonisieren, möchte die EU-Kommission den Anteil erneuerbarer Energien innerhalb der EU-Grenzen bis 2030 auf 40 % anheben [2].

Damit die Energiewende ohne eine weitere Deindustrialisierung gelingen kann, muss trotz der naturgemäß hohen Fluktuation erneuerbarer Energien stets die Versorgungssicherheit gewährleistet werden. Eine Möglichkeit besteht im Aufbau einer Wasserstoffinfrastruktur, zumal dem Energieträger Wasserstoff das Potenzial zugeschrieben wird, eine Schlüsselrolle bei der Umsetzung der Energiewende als Energiespeicher zu spielen. Darüber hinaus kann die zentrale und dezentrale Produktion von Wasserstoff in Deutschland, insbesondere durch Nutzung von Überschussstrom, die Abhängigkeit von Energieimporten reduzieren.

Vor diesem Hintergrund wurde seitens der damaligen Bundesregierung im Juni 2020 die nationale Wasserstoffstrategie verabschiedet. Mit der Wasserstoffstrategie sollte der Grundstein für den Aufbau einer Wasserstoffwirtschaft in Deutschland gelegt werden. Mit der Wasserstoffstrategie werden seitens der Bundesregierung mehrere Ziele verfolgt. Neben der Reduzierung der CO_2-Emissionen in den Bereichen Industrie, Verkehr und Energie wird die Technologieführerschaft im Wasserstoffsegment angestrebt. Das politische Ziel ist es, die deutsche Wirtschaft zu motivieren, sich im Wasserstoffsegment zu engagieren und zukünftig ihre Produkte und Dienstleistungen auf dem Gebiet der Wasserstofftechnologie gewinnbringend zu exportieren.

Die Transformation der eigenen Energieversorgung ist eine der größten Herausforderungen, vor der die Entscheider des industriellen Mittelstandes gegenwärtig stehen.

Die ERC-Gruppe befasst sich seit über 30 Jahren mit der Reduzierung von Emissionen. So war es naheliegend, dass mit Verabschiedung der Wasserstoffstrategie entschieden wurde, die vorhandenen Methodenkompetenzen zu nutzen und strukturiert Fachwissen auf dem Gebiet der Wasserstofftechnologie aufzubauen. Das Ziel war es, einen ganzheitlichen Ansatz eigens für die Abwicklung von Wasserstoffprojekten zu entwickeln. Die ERC-Gruppe bietet dabei das gesamte Spektrum, von der energetischen Optimierung der Bestandsanlage über die Vorstudie und die Konzepterstellung, die Durchführung einer Wirtschaftlichkeitsanalyse bis hin zur Errichtung und Inbetriebnahme von Wasserstoffanlagen an und fungiert dabei für die Kundschaft als alleiniger Ansprechpartner über die gesamte Projektlaufzeit.

Gegenwärtig realisiert die ERC Technik GmbH unter anderem ein Wasserstoffanlagenbauprojekt in Deutschland. Die nachfolgende Arbeit verschafft einen Überblick über die praktischen Herausforderungen, mit denen die Projektleiter und das Team täglich konfrontiert werden.

2. Wasserstoffproduktionsanlagen – Hauptkomponenten und Anlagenaufbau

Eine Wasserstoffproduktionsanlage besteht aus mehreren, aufeinander abgestimmten Anlagenteilen, auf die nachfolgend näher eingegangen wird. Ein exemplarisches Anlagenfließbild ist in Abbildung 1 dargestellt.

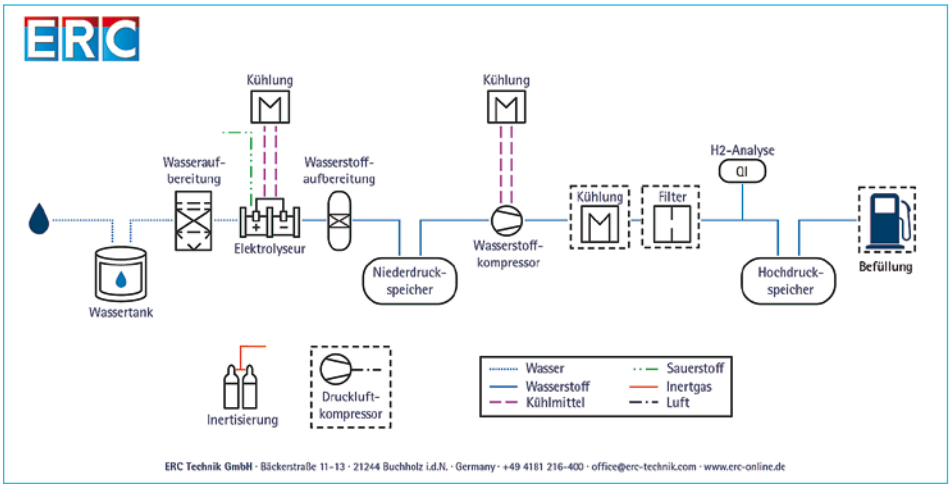


Abb. 1: Beispielhafte Darstellung der Hauptkomponenten in einer Wasserstoffproduktionsanlage

Wasserbereitstellung und Wasseraufbereitung

Um einen Elektrolyseur betreiben zu können, wird hochreines bzw. deionisiertes Wasser benötigt. Bei deionisiertem Wasser handelt es sich um stark demineralisiertes Reinstwasser. Der elektrische Widerstand von Ultra-Reinstwasser beträgt ca. 18 MΩ*cm [4]. Diese Forderung ergibt sich aus dem Elektrolyseverfahren und gilt gleichermaßen für die AEL- und die PEM-Elektrolyse. Für den Fall, dass die Reinheit des Prozesswassers nicht erfüllt wird, weil z. B. der Anteil der gelösten Feststoffe zu hoch ist, kann es zu einer schwerwiegenden Beschädigung des Elektrolyseurs kommen. Je nach Standort und Größe der Anlage kann das Prozesswasser direkt am Anlagenstandort produziert oder angeliefert werden. In der Regel erfolgt die Wasseraufbereitung jedoch vor Ort. Das hierzu eingesetzte Verfahren basiert auf dem Prinzip der Umkehrosmose mit anschließender Deionisierung.

Die Größe des Pufferspeichers richtet sich nach dem zu deckenden Wasserstoffbedarf und nach der geforderten Anlagenautonomie.

Elektrolyseur

Wasserstoff kann mit unterschiedlichen Methoden im industriellen Maßstab produziert werden. Konventionell hergestellter Wasserstoff wird in der Regel durch Dampfreformierung fossiler Rohstoffe gewonnen. Im Zuge der Reformierung reagiert Erdgas unter hohem Druck und hoher Temperatur mit Wasserdampf, sodass Wasserstoff und CO_2 entstehen. Eine andere Möglichkeit ist die Hochtemperaturpyrolyse, bei der Kohlenwasserstoffe unter Sauerstoffmangel gespalten werden, wodurch Wasserstoff und fester Kohlenstoff entstehen.

Im Zuge des Green Deals soll jedoch der Wasserstoff nicht auf Basis fossiler Energieträger gewonnen werden und so ist das gebräuchlichste Verfahren die Elektrolyse, bei der hochreines Wasser unter Einsatz von *grünem Strom* (Gleichspannung) in Wasserstoff und Sauerstoff gespalten wird. Um 1 kg Wasserstoff zu erzeugen, werden ca. 50–55 kWh elektrischer Energie benötigt.

Bei der Elektrolyse wird zwischen der alkalischen Elektrolyse (AEL) und der PEM-Elektrolyse (PEM = Proton Exchange Membrane) unterschieden.

Bei der alkalischen Elektrolyse werden zwei Elektroden in eine Lösung aus Wasser und einem flüssigen Elektrolyten eingebracht. Wird eine ausreichend große Spannung an die Elektroden angelegt, so nehmen die Wassermoleküle Elektronen auf und es bilden sich OH^--Ionen und ein Wasserstoffmolekül [3]. Vorteile der AEL sind die im Vergleich geringen Investitionskosten, die hohe Langzeitstabilität und der Umstand, dass sie ohne *kritische Rohstoffe* auskommt. Nachteilig sind die hohen technischen Anforderungen an die Elektrolyseure, die sich aus der Beschaffenheit des Diaphragmas ergeben. Um einer Vermischung von Wasserstoff und Sauerstoff vorzubeugen, müssen Differenzdrücke vermieden werden. Ein weiterer Nachteil ist die vergleichsweise lange Kaltstartzeit, die etwa 50 Minuten beträgt. Insbesondere wenn die Spannungsversorgung fluktuiert, sinkt die Gasreinheit im Teillastbetrieb, zudem kann es zu Degradierungsproblemen kommen [3].

Die PEM-Elektrolyse basiert auf einer Polymermembrane, die die Wasserstoffionen durchdringen können. Dabei wird das Wasser an der Anode in Sauerstoff, Wasserstoffionen und zwei Elektronen aufgespalten. Nachdem die Wasserstoffionen und die beiden Elektronen die Membrane passiert haben, werden sie an der Kathode in stabilen molekularen Wasserstoff umgewandelt [3]. Vorteile der PEM-Elektrolyse sind die hohe Reinheit des Wasserstoffs, eine kurze Reaktionszeit, eine gute Teillastfähigkeit sowie eine kurze Kaltstartphase von nur ca. 15 Minuten. Nachteilig ist, dass für den Bau seltene Rohstoffe (Iridium) benötigt werden sowie die gegenwärtig noch recht hohen Investitionskosten, die sich daraus ergeben, dass es sich bei der PEM-Elektrolyse im industriellen Maßstab um eine noch recht junge Technologie handelt [3].

Ein weiteres Elektrolyseverfahren ist die Hochtemperatur- oder Feststoffoxid-Elektrolyse, auf die hier aber nicht näher eingegangen wird, zumal sich diese Technologie noch in der Pilotphase befindet und es bis dato zu keiner industriellen Umsetzung gekommen ist [3].

Wasserstoffaufbereitung

Der unter Anwendung der Elektrolyse entstehende Wasserstoff kann verfahrensbedingt verschiedene Verunreinigungen enthalten. Je nach Art der Verwendung muss der Wasserstoff aufbereitet werden, um entsprechende Qualitätsanforderungen zu erfüllen. Die Wasserstoffaufbereitung erfolgt im Niederdruckbereich, gleich nach Austritt aus dem Elektrolyseur.

Hohe Anforderungen an die Reinheit des Wasserstoffs stellt der Betrieb von Brennstoffzellen. Für diesen Anwendungsbereich wurde die notwendige Wasserstoffqualität in der ISO4687-2 und der SAE J2719 festgehalten.

Um in der Nutzung flexibel zu bleiben, werden diese Normen häufig mit Vorschriften für die Wasserstoffreinheit wie z. B. Wasserstoffqualität 5.0 gekoppelt.

Bei der Konzeption einer Wasserstoffanlage muss allerdings berücksichtigt werden, dass die nach der Wasserstoffaufbereitung erfolgenden Verfahrensschritte zu weiteren Verunreinigungen führen können. Ein typisches Beispiel ist die Wasserstoffkompression, die teilweise mithilfe von Öl geschmierten Kolbenverdichtern erfolgt, bei denen es trotz technischer Maßnahmen zur Vermeidung dennoch zu einem geringen Öleintrag in den Wasserstoff kommen kann. Aus diesem Grund muss durch den Anlagenbauer sichergestellt werden, dass die geforderte Wasserstoffqualität am Übergabepunkt auch tatsächlich erreicht wird. Da die Grenzwerte der kundenseitigen Spezifikation bezüglich Verunreinigungen häufig im einstelligen ppm-Bereich liegen, ist eine weitere Reinigungsstufe, z. B. in Form eines Filters, im Hochdruckbereich vorzusehen.

Niederdruckspeicher

Eine weitere Schlüsselkomponente stellen die Speicher dar. Der Niederdruckspeicher (ND) ist dabei direkt hinter der Wasserstoffaufbereitung angeordnet. Die Druckerhöhung auf das ND-Speicherdruckniveau erfolgt durch den Elektrolyseprozess. Die Hauptaufgabe des Niederdruckspeichers ist es, An- und Abfahrprozesse der Anlage zu ermöglichen. Ohne den Niederdruckspeicher könnte die Situation entstehen, dass sich während des Anfahrprozesses ein stark variierender bzw. zu geringer Druck vor dem Kompressor einstellt, was dazu führen kann, dass die Regelkreise von Elektrolyseur und Kompressor sich gegenseitig nachteilig beeinflussen. Insbesondere, wenn der Elektrolyseur mit einem fluktuierenden Stromangebot betrieben werden soll, wie es zum Beispiel häufig beim Einsatz erneuerbarer Energien auftritt, kann ein hinreichend di-

mensionierter Niederdruckspeicher die An- und Abschaltfrequenz der Gesamtanlage signifikant reduzieren. Durch den Speicher erhöht sich die Flexibilität der Anlage und es ergeben sich Freiheitsgrade im Hinblick auf die Betriebsstrategie.

Ein weiterer, unbedingt zu berücksichtigender Aspekt bei der Auslegung des ND-Speichers ist der Umstand, dass der Kompressor im Zuge des Abschaltprozesses bauartbedingt eine gewisse Menge Wasserstoff in Richtung des ND-Speichers entspannt. Dieses Volumen muss in jedem praktisch möglichen Betriebszustand zusätzlich durch den ND-Speicher aufgenommen werden können, ohne dass dessen zulässiger Maximaldruck erreicht wird.

Kompression des Wasserstoffs

Da der kundenseitig geforderte Übergabedruck der Gesamtanlage häufig oberhalb des Druckniveaus des ND-Speichers liegt, sind in der Regel ein oder mehrere Verdichtungsstufen erforderlich, um den Zieldruck zu erreichen. Damit stellt das ND-Speicherdruckniveau gleich den Vordruck für die weiteren Kompressionsstufen. Im Bereich der Wasserstoffverdichtung kommen häufig Membrankolben- oder reine Kolbenkompressoren zum Einsatz. Membrankolbenkompressoren können für kleine bis mittlere Volumenströme eingesetzt werden und zeichnen sich dadurch aus, dass sie durch die räumliche Trennung von Wasserstoff und Schmiermittel nahezu keine weiteren Verunreinigungen in das Fördermedium einbringen. Ein Nachteil der Membrankolbenkompressoren ist, dass sie empfindlich auf An- und Abschaltprozesse reagieren.

Kolbenkompressoren hingegen sind für deutlich höhere Volumenströme einsetzbar. Allerdings ist der geförderte Wasserstoff durch die fehlende räumliche Trennung vom Schmiermittel nicht ölfrei.

Beim Betrieb des Kompressors sind einige Aspekte zu beachten. Soll die Anlage beispielsweise abgeschaltet werden, so ist eine durch den Kompressorenhersteller vorgegebene *Abfahrrampe* einzuhalten. Die Einhaltung des Prozedere muss auch dann gewährleistet sein, wenn der Elektrolyseur temporär nicht betrieben wird.

Kühlsystem

Im Zuge des Elektrolyseprozesses und bei der Kompression des Wasserstoffs fällt Abwärme an, die mithilfe eines Kühlsystems abgeführt werden muss. Gleichwohl ist zu berücksichtigen, dass, je nach Anwendung, auch die Temperatur des Wasserstoffs vor Verlassen der Anlage reduziert werden muss. Teilweise ist es möglich, hierfür das bereits vorhandene Kühlsystem des Kompressors zu nutzen. Die Abwärme ist grundsätzlich nutzbar. Das Abwärmetemperaturniveau in der Elektrolyse-Stack-Kühlung liegt im Falle der PEM-Elektrolyse zwischen 50–80 °C.

Hochdruckspeicher

Sofern der produzierte Wasserstoff kontinuierlich abgenommen wird (z. B. durch eine Pipeline), so wird kein Hochdruckspeicher benötigt. Für den Fall einer diskontinuierlichen Abnahme bei gleichzeitig kontinuierlichem Stromangebot oder aber einem diskontinuierlichen Stromangebot und einer kontinuierlichen Abnahmeforderung wird in der Regel ein HD-Speicher benötigt, der den Wasserstoff in größeren Mengen speichern oder ihn an einen Verbraucher übergeben kann. Sollen besonders große Mengen gespeichert werden, so wird der Wasserstoff in der Regel verflüssigt.

Wasserstoffproduktionsanlagen verfügen meist über einen Hochdruckspeicher, der nach dem Kompressor installiert wird. Das Druckniveau des HD-Speichers liegt häufig in einem Bereich zwischen 200–1.000 bar. So wird beispielsweise eine Trailerabfüllstation mit Drücken bis zu 500 bar betrieben, weil dieser Druck dem derzeit maximal zulässigen Trailerdruckniveau entspricht.

Wasserstoffspeicher von Fahrzeugen hingegen werden für einen maximalen Betriebsdruck von 350 bar oder 700 bar ausgelegt. Um kurze Betankungsdauern zu ermöglichen, müssen seitens der Tankstelle folglich höhere Drücke (bis zu 1.000 bar), vorgehalten werden, damit eine zügige Überströmung in den Fahrzeugtank erfolgen kann.

Auslegung der Rohrleitungen

Weil die Wasserstoffmoleküle sehr klein sind, muss bei der Anwendung von Wasserstoff der Werkstoff geeignet sein. Eine solche Bestätigung wird auch von der prüfenden Institution verlangt. Die Stichworte hierzu sind *Wasserstoffversprödung* bzw. *Wasserstoffinduzierte beschleunigte Spannungsrisskorrosion*. Aus diesem Grund sollte auf Einsatz von spröden Werkstoffen verzichtet werden. Für Rohrleitungen mit einem kleineren Durchmesser wird zumeist Edelstahl genutzt. In jedem Fall muss geprüft werden, ob der ausgewählte Werkstoff für die Auslegung der zugrundeliegenden Norm freigegeben ist.

Während die Zulassung von Werkstoffen für Wasserstoff genau mit den Herstellern abgesprochen werden muss, werden die Verbindungsmöglichkeiten von Rohrleitungen in der TRGS 722 vorgegeben, wo unter anderem auch die Verwendung und dessen Auswirkung auf die Explosionszonen beschrieben wird. Schlüsselbegriffe wie *technisch dicht* und *technisch dauerhaft dicht* machen dabei einen großen Unterschied. *Technisch dicht* bedeutet, dass nur *selten* Wasserstoff austreten könnte, während bei *technisch dauerhaft dicht kein* Wasserstoff austritt. Aus dem Grund wird z. B. bei technisch dauerhaft dichten Verbindungen keine Ex-Zone auszuweisen sein. In englischer Sprache stellt sich die wörtliche Nomenklatur dabei als schwieriger heraus.

Rohrleitungen für Wasserstoffanlagen können in drei Abschnitte unterteilt werden:

- Niederdruckleitungen,
- Hochdruckleitungen,
- Ausblasleitungen

Aufgrund der kleinen Moleküle und der zumeist großen Reinheit von Wasserstoff darf dieses Medium deutlich höhere Strömungsgeschwindigkeiten erfahren als z. B. Luft. Als Beispiel kann die ASME aufgeführt werden, in der diese Thematik genormt wurde. Auch in der Praxis sind kleine Querschnitte und hohe Strömungsgeschwindigkeiten in den Rohrleitungen auch bei niedrigem Druck vielfach zu beobachten.

Natürlich sind die kleinen Querschnitte auch eine Folge des hohen Drucks, mit dem Wasserstoffanlagen meist betrieben werden. Dafür, dass das Rohr dem Druck theoretisch standhält, sind vereinfacht der Rohrleitungsquerschnitt und die Wandstärke verantwortlich. Dabei gibt der Nenndruck (PN) keine eindeutige Aussage über die exakte Wandstärke an. Dies führt dazu, dass die Angaben des Außendurchmessers bei Präzisionsrohren (DN) und der Nenndruck (PN) gerade in Bezug auf Schnittstellen mit Klemmringverbindungen zusätzlich um die Wandstärke ergänzt werden sollte.

Neben den normalen Betriebsleitungen müssen auch die Ausblasleitungen bei Sicherheitsventilen, zur Inertisierung oder zum Spülen der Wasserstoffanlage betrachtet werden. Dadurch, dass hier kein normaler Betriebszustand vorherrscht, sind noch höhere Strömungsgeschwindigkeiten erlaubt.

Wasserstoffanalyse zur Qualitätssicherung

Bevor die Weitergabe des Wasserstoffs an ein nachgeschaltetes System beginnen kann, sollten die kritischen Verunreinigungen in dem Wasserstoff gemessen werden. Die Analysen variieren je nach den möglichen Verunreinigungen während der Elektrolyse. Während einige Stoffe in Echtzeit gemessen werden können, können Stoffe wie zum Beispiel Stickstoff bei Wasserstoffqualitäten von 5.0 nur durch einen Gaschromatographen analysiert werden. Diese können aufgrund ihrer Auswertungszeit keine Echtzeit-Messung gewährleisten. Eine Echtzeit-Messung der Wasserstoffverunreinigung ohne Differenzierung für den Qualitätsanspruch größer gleich Wasserstoff 5.0 gibt es zurzeit noch nicht auf dem Markt. Gewöhnlich werden nach einer Veränderung im System, wie z. B. einer Wartung, diverse Arbeitsschritte befolgt (X mal Druckwechselspülung o. ä.) und eine Probe im Labor ausgewertet. Wenn diese Probe die Wasserstoffqualität erfüllt, darf das System bis zur nächsten Änderung oder in

dem in der Betriebsanweisung beschriebenen Zeitabschnitt für die Produktion genutzt werden. Kritische, in Echtzeit zu messende, Verunreinigungen sollten jedoch nach Möglichkeit auch in Echtzeit gemessen werden.

Übergabe des Wasserstoffs

Wasserstoff wird entweder in mobile Behälter oder Fahrzeuge abgefüllt oder direkt verrohrt verwendet.

Bei der direkten Verwendung des Wasserstoffs würde das System der Wasserstoffproduktion nun eine Schnittstelle zu einer etwaigen Bestandsanlage sein. Bei einer Befüllung in eine mobile Anwendung wird eine Befüllstation benötigt. Die Befüllstation ist vor allem steuerungstechnisch aufwendig. Hier muss unter anderem die Bedienung durch den Fahrer, die Druckproben zum Prüfen des richtigen Anschließens der mobilen Anwendung und das Befüllprotokoll beachtet werden. Um den Nutzer zu entlasten, erfolgt nach manuellem Anschließen des Tankschlauchs die Bedienung automatisiert.

Peripheriesysteme

In einer Wasserstoffanlage wird ergänzend zu dem Hauptsystem noch eine Inertisierung mit Stickstoff und je nach Anwendungsfall eine Druckluftstation vorgesehen. Die Druckluft wird für den Betrieb der pneumatischen Regel- und Absperrarmaturen bereitstellt.

3. Realisierung einer konkreten Wasserstoffanlage

Das Gesamtkonzept der Anlage sieht vor, grünen Wasserstoff zu produzieren und zu verwerten (Abbildung 2).

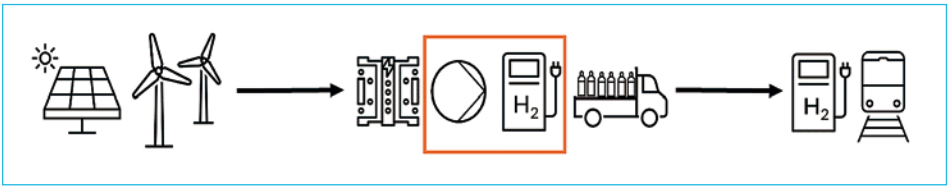


Abb. 2: Das Gesamtkonzept der Wasserstoffanlage

Der Anteil der ERC Technik GmbH in diesem Gesamtkonzept umfasst die Vorhaltung des Wassers für die Wasserstoffproduktion, die sogenannte Niederdruck-Speicherung des hergestellten Wasserstoffs sowie die Verdichtung auf den für die Trailerbefüllung erforderlichen Druck (eingerahmter Teil).

Der für die Elektrolyse benötigte Strom wird von nahegelegenen Solar- und Windkraftanlagen zur Verfügung gestellt.

Zur kontinuierlichen Wasservorhaltung für den Elektrolyseur und als Löschwasser werden ein Wassertank von 500 m^3 und eine dazugehörige Wasserpumpenstation installiert.

Der Elektrolyseur produziert 72 kg/h Wasserstoff bei einem Druck von 40 bar(g) und benötigt eine Anschlussleistung von 4 MW.

Der hergestellte Wasserstoff wird bei diesem Druck in einem sogenannten Niederdruckbehälter von 6 m^3 zwischengespeichert, bevor er auf den zur Weiterverwendung erforderlichen Druck von 380 bar(g) verdichtet wird.

Die Verdichtung erfolgt in zwei redundant geschalteten Wasserstoffkompressoren. Jeder dieser Kompressoren hat auch einen vorgeschalteten Ansaugspeicher von 2 m^3. Dieser gleicht etwaige saugseitigen Druckschwankungen aus und sorgt für einen gleichmäßigen Betrieb des Kompressors. Der Wasserstoff wird nach der Verdichtung gekühlt, ebenso wie beide Kompressoren. Das erhitzte Kühlwasser wird in einem auf dem Gebäudedach aufgestellten Tischkühler und Kühlkompressor heruntergekühlt.

Es werden Kolbenkompressoren verwendet, die minimale Mengen an Öl in den Wasserstoff abgeben können. Um dem zu begegnen, wird der verdichtete Wasserstoff filtriert. Der in dieser Anlage produzierte Wasserstoff wird in Trailer gefüllt.

Zum Betrieb pneumatischer Regel- und Absperrventile wird eine Druckluftstation vorgesehen. Der für die Inertisierung benötigte Stickstoff wird aus einer Flaschenbatterie geliefert.

Die Anlage wird dauerhaft technisch dicht ausgeführt und wird damit nicht als Ex-Zone betrachtet.

4. Zusammenfassung

Im Zuge des Green Deals der Europäischen Union und der einhergehenden Dekarbonisierung des Energiesystems zur Vermeidung der Emission von Treibhausgasen erhält die Nutzung von Wasserstoff zu energetischen Zwecken eine herausragende Bedeutung.

Die ERC-Gruppe, die sich seit über 30 Jahren mit Anlagenbau und der Reduzierung von Emissionen befasst, hat unter Zuhilfenahme der Erfahrungen im Projektmanagement und der Abwicklung komplexer Projekte ihr Portfolio um die Wasserstofftechnologie erweitert.

Dieser Beitrag bietet einen Überblick über die praktischen Herausforderungen bei der Realisierung von Wasserstoffanlagen, von der Wasseraufbereitung über Elektrolyse und Speicherung bis hin zur Qualitätssicherung und Übergabe des

Wasserstoffs. Im Anschluss zeigt die ERC Technik GmbH, wie diese Anforderungen in einer konkreten Wasserstoffanlage berücksichtigt und umgesetzt wurden.

5. Quellen

[1] https://commission.europa.eu/strategy-and-policy/priorities-2019-2024/european-green-deal_de (Stand: 26.07.2024).

[2] https://www.destatis.de/Europa/DE/Thema/GreenDeal/_inhalt.html#798676 (Stand: 26.07.2024).

[3] https://www.uni-augsburg.de/de/forschung/einrichtungen/institute/amu/wasserstoff-forschung-h2-unia/h2lab/h2-er/elektrolyse/ael/ (Stand: 26.07.2024).

[4] https://www.veoliawatertechnologies.de/verfahren/demineralisiertes-wasser (Stand: 26.07.2024).

ENERGIE.
ZUKUNFT.
LAUSITZ.
Im Lausitzer Revier
wächst Zukunft.
Die **GigawattFactory** wird der größte Cluster erneuerbarer Energien in Deutschland. Gemeinsam mit starken Partnern kombinieren wir Sonne und Wind, innovative Kraftwerke und Speicher in einer einzigartigen Größenordnung.
In Boxberg planen wir einen innovativen Wasserstoffstandort, der komplett auf fossile Energien verzichtet. Parallel soll ein Batteriepark mit **rund 1.000 MWh Speicherkapazität** entstehen.
Grüne Energie als Motor für dekarbonisierte Unternehmen und zukunftssichere Jobs wird rund um die Uhr verfügbar – für eine **Giga-Zukunft.**
→ leag.de/gigawattfactory
LEAG
GIGAWATT FACTORY

Planung und Umsetzung großskaliger Projekte in der Wasserstofferzeugung: Technologien und Herausforderungen in der Praxis

Adrian Drexler und Florian Stubenrauch

1. Einleitung 48

2. Kurzübersicht Anlagentechnik 48

3. Herausforderungen 50

3.1. Standortanforderungen 50

3.1.1. Elektrische Energie 50

3.1.2. Wasser 50

3.1.3. Abnehmer des erzeugten Wasserstoffs 51

3.2. Verschiedene Industrien 52

3.3. Nutzung der Abwärme und des Sauerstoffs 53

3.4. Förderung 53

3.5. Genehmigung 53

3.6. Netzanschlussbedingungen 54

3.7. Planung 55

3.8. Modularisierung 55

4. Erfahrung 56

5. Fazit und Ausblick 57

6. Quellen 57

1. Einleitung

Entsprechend des Koalitionsvertrags möchte die Bundesregierung bis 2030 eine Elektrolysekapazität von 10 GW aufbauen. Um diese hohen Kapazitäten aufzubauen, müssen neben den aktuell bereits gängigen Containerlösungen im einstelligen bis zum niedrigen zweistelligen MW-Bereich großskalige, integrierte/maßgeschneiderte Anlagen gebaut werden. Als großskalig werden dabei Anlagen bezeichnet, welche in ihrer elektrischen Aufnahmeleistung im Bereich herkömmlicher Kraftwerksanlagen liegen, d. h., bis zu mehrere hundert MW [1].

Während anfangs vor allem Studien zu potenziellen Standorten und Abnehmern durchgeführt wurden, sind seit Anfang 2022 die ersten Großprojekte im Bereich von mehreren hundert MW in Bearbeitung. Als Planungsbüro mit Erfahrung vor allem im Kraftwerksbereich wurde Envi Con bereits 2021 mit den ersten Wasserstoffprojekten beauftragt.

2. Kurzübersicht Anlagentechnik

Auf Elektrolyse basierende Wasserstofferzeugungsanlagen lassen sich prozesstechnisch in die in Abbildung 1 dargestellten Schritte unterteilen.

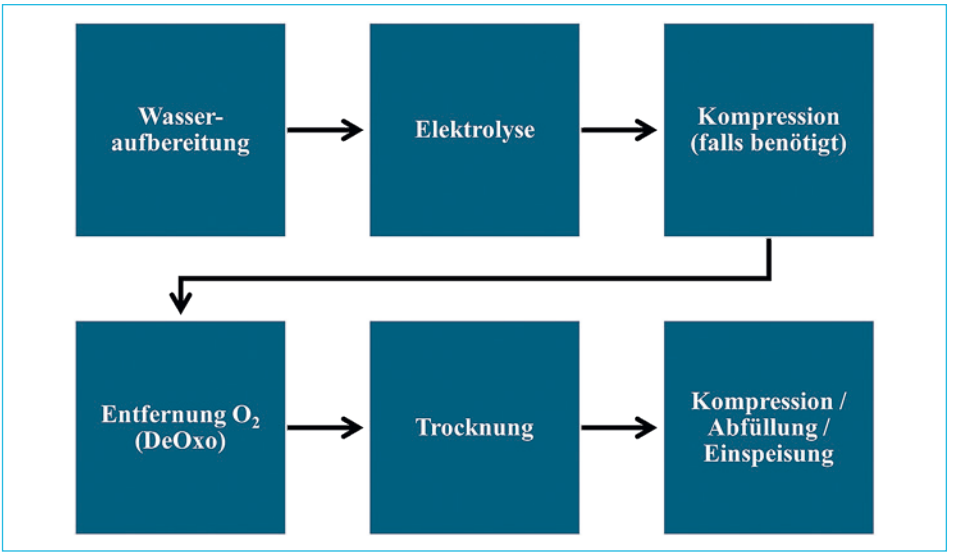


Abb. 1: Schematische Darstellung der Prozessschritte einer Elektrolyse

Den ersten Schritt der elektrolytischen Wasserstoffherstellung bildet die Aufbereitung des Prozesswassers. Hierbei unterscheidet sich das Verfahren je nach Art der Wasserquelle. Allgemein werden als erstes über Sieb- und Filtrationsanlagen Schwebstoffe und grobe Verunreinigungen entfernt. Anschließend kann mittels Umkehrosmose und Ionentausch demineralisiertes Wasser in hoher

Qualität hergestellt werden. Die Kosten der Aufreinigung steigen mit dem Verunreinigungsgrad der Wasserquelle. Je weiter aufgereinigt das bezogene Prozesswasser ist, desto weniger Aufwand muss für die Herstellung der benötigten hohen Wasserqualität betrieben werden.

In den Elektrolyseuren erfolgt die Spaltung von Wasser zu Wasserstoff und Sauerstoff nach der folgenden Gleichung:

$$2\,H_2O \rightarrow 2\,H_2 + O_2$$

In kommerzieller Reife gibt es aktuell primär zwei Technologien: die PEM-Elektrolyse (proton-exchange-membrane) und die AEL (alkalische Elektrolyse).

Die Varianten unterscheiden sich technisch zunächst in der Art der Membran, über die die Elektrodenräume getrennt sind. Bei der alkalischen Elektrolyse dienen Hydroxid-Ionen als Ladungsträger in Elektrolyten. Diese werden über die Zugabe einer Base (KOH) bereitgestellt, welche in hoher Qualität dem demineralisierten Wasser hinzugefügt wird. Hierbei wird ein Diaphragma verwendet, welches über die Durchlässigkeit für Hydroxid-Ionen den Stromkreis schließt.

Bei der PEM-Elektrolyse wird die Ladung im Elektrodenraum über den Transport von Protonen über die trennende Membran realisiert. Als Membran dient ein Polymer mit funktionale Seitengruppen, welche die Protonenleitfähigkeit herstellen und den Stromkreis schließen. Dadurch ist keine Zugabe von Chemikalien erforderlich.

Die Effizienz der Elektrolyseure liegt abhängig von der Betriebsweise für alle Verfahren bei ca. 60 %. Die restliche Energie muss als Abwärme abgeführt werden, was zu sehr hohen Wärmeströmen aus einer Elektrolyseanlage führt.

Die kommerziell verfügbaren Elektrolyseure lassen sich auch nach Druckniveau der Produktgase unterscheiden. Der Druck über Kathoden- und Anodenraum ist dabei i. d. R. identisch, da eine Druckdifferenz die Membran belasten würde. Der Druckbereich liegt dabei nahezu atmosphärisch (ca. 50 mbar(ü)) bis 50 bar(ü). Der Druck hat auch Auswirkung auf die Effizienz der Elektrolyseure. Durch hohen Druck nehmen aufsteigende Gasbläschen ein geringeres Volumen ein, sodass eine geringere elektrische Isolationswirkung durch den anhaftenden Gasfilm entsteht.

Weiterhin ist die Druckstufe der Elektrolyse bedeutend für die Aufbereitungsschritte und Kompression des Produktgases. Höherer Druck bedeutet einen geringeren Wasseranteil in beiden Produktgasströmen (H_2 und O_2). Weiterhin kann eine Aufreinigung potenziell ohne Vorverdichtung erfolgen, da der Druckverlust der Reinigungsschritte kompensiert werden kann.

3. Herausforderungen

3.1. Standortanforderungen

Einer der wesentlichsten Aspekte bei der Errichtung einer großtechnischen Anlage ist die Wahl des Standorts. Neben der gesellschaftlichen Akzeptanz sind die Verfügbarkeit von elektrischer Energie und Wasser sowie die Abnahme des Wasserstoffs selbst wichtige Kriterien, welche die Standortwahl bestimmen.

3.1.1. Elektrische Energie

Da der Elektrolyseprozess große Mengen an Strom benötigt, muss eine ausreichend große Anschlussleistung gewährleistet sein. Wenn der Strom aus regenerativen Quellen stammen soll, bieten sich Netzknotenpunkte in der Nähe großer, grüner Stromerzeuger wie bspw. Onshore- und Offshore-Windparks oder große Photovoltaik-Flächen an. Allerdings sind auch (ehemalige) Kraftwerkstandorte durch die bereits bestehende Netzinfrastruktur potenziell interessante Standorte für Elektrolyseanlagen.

Bei der Versorgung der Elektrolyseanlage mit Strom aus regenerativen Quellen ist zu beachten, dass die verfügbare Energie angebotsabhängig und fluktuierend sein kann.

3.1.2. Wasser

Neben dem Strom wird als Rohstoff für die Elektrolyse Wasser benötigt. Dabei ist die Wasserquelle aus technischer Sicht vor allem aus zwei Aspekten zu betrachten. Einerseits muss eine Wasseraufbereitung das Rohwasser auf die benötigte Reinstwasser-Qualität aufbereiten, andererseits muss die Quelle bei Bedarf eine ausreichende Menge zur Verfügung stellen. Alternativ muss ein ausreichend großer Rohwasserspeicher gebaut werden. Als Wasserquellen bieten sich insbesondere Oberflächengewässer wie Flüsse, Seen oder direkt das Meer an. Ebenfalls möglich ist der Bezug von Uferfiltraten, Grundwasser oder Leitungswasser. Während insbesondere die beiden letztgenannten Wasserquellen eine gleichbleibende, relativ hohe Sauberkeit des Wassers und damit eine entsprechend weniger aufwendige Wasseraufbereitung mit sich bringen, stehen diese Wasserquellen in Konkurrenz mit Trinkwasser. Es ist zu prüfen, ob ein Bezug des Wassers aus solchen Quellen aus umwelttechnischer, aber auch aus gesellschaftlicher Sicht sinnvoll ist.

3.1.3. Abnehmer des erzeugten Wasserstoffs

Falls kein Großverbraucher in unmittelbarer Nähe des Standorts angesiedelt ist, wie beispielsweise ein Chemiepark oder ein Stahlwerk, welches den produzierten Wasserstoff in den produzierten Mengen abnehmen kann, so ist die Einspeisung in ein Pipelinenetzwerk sinnvoll.

Eine Speicherung des Wasserstoffs durch chemische oder physikalische Technologien muss im Einzelfall abhängig von Verlusten und vorgesehenen Transportwegen betrachtet werden.

Bei kleinen Anlagen ist es möglich, den produzierten Wasserstoff in das bestehende Erdgasnetz einzuspeisen. Dies ist für Großanlagen aufgrund dem vorgegebenen maximalen Volumenanteil von 10 Vol.-% Wasserstoff nur eingeschränkt möglich. Auch wenn aktuelle Studien einen deutlich größeren Wasserstoffanteil von 20 Vol.-% oder mehr im Erdgasnetz für unbedenklich halten, muss sichergestellt werden, dass sich der Wasserstoff mit dem Erdgas ausreichend durchmischt, um lokale Konzentrationsspitzen zu verhindern. Bei einer Einspeisung in ein dediziertes Wasserstoffnetz entfallen diese Anforderungen [2] [3].

Das geplante bundesweite Wasserstoffkernnetz ist aktuell im Aufbau (Abbildung 2). Es besteht teilweise aus umfunktionierten Erdgaspipelines sowie teils neu gebauten Pipelineabschnitten. Hier ergeben sich klare Standortvorteile für Standorte nahe des geplanten Wasserstoffkernnetzes.

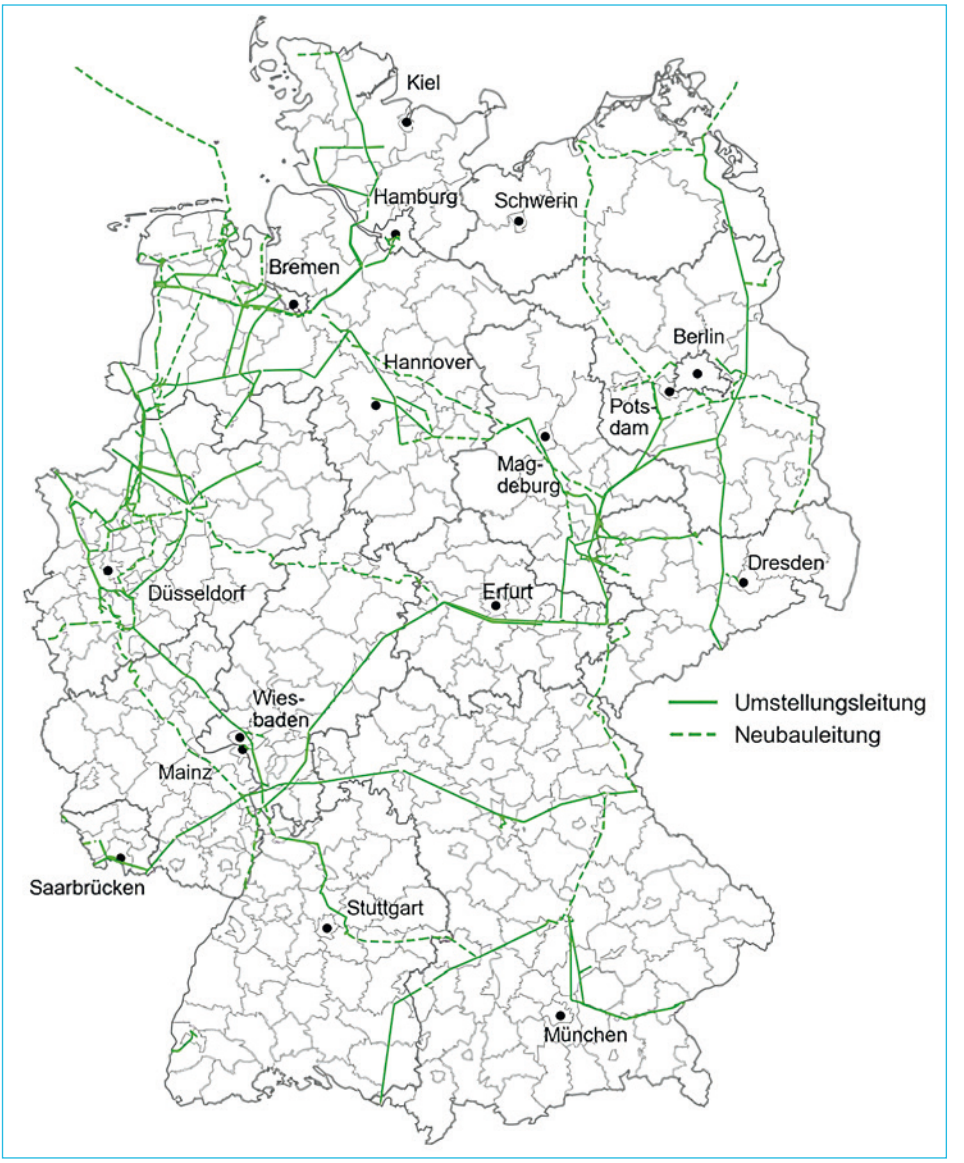


Abb. 2: Entwurf für das Wasserstoff-Kernnetz (Stand: 15.11.2023) [4]

3.2. Verschiedene Industrien

Bei der Bearbeitung von Elektrolyse-Projekten hat sich gezeigt, dass es bei der Implementierung der neuartigen Anlagen zu unterschiedlichen Auffassungen abhängig vom Hintergrund der beteiligten Unternehmen kommt. Elektrolyseanlagen vermischen die Grenzen von Kraftwerksbetreibern, Gasversorgungsunternehmen und Chemieunternehmen. Das führt dazu, dass die vorgesehenen Liefer- und Leistungsumfänge der Elektrolyseurhersteller sich zum Teil

von den Anforderungen der potenziellen Elektrolyseurbetreiber, z. B. in den Punkten Montage, Inbetriebnahme oder Gewährleistungen und Wartungsverträge, unterscheiden. Aus der Sicht eines Generalplaners besteht eine zentrale Aufgabe bei der Abwicklung von Projekten in der zielgerichteten Zusammenführung dieser unterschiedlichen Herangehensweisen.

3.3. Nutzung der Abwärme und des Sauerstoffs

Die Nutzung des Nebenprodukts Sauerstoff und der Abwärme des Elektrolyseprozesses sind erstrebenswert und Gegenstand aktueller Forschung.

Die Kombination einer Elektrolyseanlage mit einer Wärmepumpe zum Erhöhen des Temperaturniveaus und Einspeisung in ein Fern- oder Nahwärmenetz sind zwar energetisch sinnvoll, allerdings ergibt sich mit der Kombination eines Leistungsprofils aus regenerativen Energien eine stark schwankende Bereitstellung, was eine wirtschaftliche Nutzung der Abwärme erschwert. Eine Kombination mit einem geeigneten Wärmespeicher bietet sich an. Damit könnte eine konstantere Wärme bereitgestellt werden, welche für die typischen Fernwärmeanwendungen benötigt wird [5].

3.4. Förderung

Die Finanzierung vieler Großprojekte ist häufig von Fördermitteln abhängig. Allerdings sind einige der aktuellen Förderintervalle für solche Großprojekte eng bemessen, da der Planungsstand für das Einreichen des Förderantrags bereits relativ weit fortgeschritten sein muss.

Die Netzentgeltbefreiung ist ein wichtiger Aspekt für die Wirtschaftlichkeit von Elektrolysegroßprojekten. Sie ist allerdings auch an mehrere Bedingungen geknüpft: Die Anlage muss eine netzdienliche Funktion erfüllen. Das heißt, während einer Überproduktion an Strom entnimmt sie diese dem Netz, ohne Mehrbelastung. Des Weiteren ist die Netzentgeltbefreiung zeitlich begrenzt. Entsprechend dem EnWG muss ein Strombezeug der Elektrolyseure bis zum Jahr 2026 stattfinden. Diese Frist ist für aktuelle Großprojekte knapp bemessen. Potenzielle Betreiber bemühen sich um eine Verlängerung. Dem entgegen steht eine lange Bearbeitungsdauer bei Förderungsanträgen im Rahmen des IPCEI-Programms [6] [7].

3.5. Genehmigung

Die Anforderungen an die Behörden sind ebenso neuartig. Viele Behörden verfügen bereits über Erfahrungen mit konventionellen Kraftwerken, jedoch stellen Elektrolyseanlagen, insbesondere in dieser Größenordnung, eine neue Herausforderung dar. Daher ist es für uns als Planer nur begrenzt möglich, die

Anforderungen einer Behörde vorherzusehen. Dies unterstreicht die Notwendigkeit, bei der Planung solcher Anlagen frühzeitig eine enge Zusammenarbeit mit den Behörden anzustreben.

Das Bundeskabinett verabschiedete einen Entwurf des Wasserstoffbeschleunigungsgesetzes, demzufolge Elektrolyseure und Wasserstoffpipelines aufgrund ihres überragenden öffentlichen Interesses ein beschleunigtes Verfahren und Genehmigung erfahren dürfen. Für die momentan in der Genehmigung befindlichen Anlagen wird dies allerdings voraussichtlich zu spät kommen [8].

3.6. Netzanschlussbedingungen

Die Übertragungsnetzbetreiber stehen vor besonderen und hohen Anforderungen, um die Stabilität des Stromnetzes zu gewährleisten. Diese Anforderungen sind von entscheidender Bedeutung, da jede Schwankung im Netz zu erheblichen Störungen führen kann.

Große energetische Anlagen, die an das Stromnetz angeschlossen sind, haben die Fähigkeit, einen erheblichen Einfluss auf das Netz auszuüben. Dies liegt daran, dass sie eine erhebliche Menge an Energie in das Netz einspeisen oder daraus entnehmen. Wenn beispielsweise eine solche Anlage abgeschaltet wird, kann dies dazu führen, dass mehrere hundert Megawatt Last plötzlich aus dem Netz fallen. Dies kann zu einer erheblichen Belastung des Netzes führen und im Extremfall sogar zu einer Destabilisierung des gesamten Netzes [9] [10].

Es ist daher von entscheidender Bedeutung, dass die Übertragungsnetzbetreiber über geeignete Mechanismen verfügen, um solche Situationen zu bewältigen und die Stabilität des Netzes zu jeder Zeit zu gewährleisten. Dies kann durch eine Vielzahl von Maßnahmen erreicht werden, einschließlich der Verwendung von Regelenergie, der Durchführung von Netzanalysen und der Implementierung von Netzschutzsystemen [10] [11].

Konkret muss eine Elektrolyseanlage eine gewisse Toleranz gegenüber Netzfehlern haben (Spannungsüberhöhung oder -einbruch, FRT – Fault Ride Through).

Anforderungen an Wirk- und Blindleistung und deren Kompensation bzw. Steuerung sind insbesondere durch die Kopplung von Elektrotechnik mit dem elektrochemischen Prozess der Elektrolyse schwierig zu erfüllen. Teilweise können die Anforderungen durch zusätzliche passive oder aktive elektrische Bauteile erfüllt werden, aber nach aktuellem Stand können Anforderungen in ihrer Gesamtheit weder durch die PEM und noch weniger durch die trägere alkalische Elektrolyse erfüllt werden.

3.7. Planung

Die Planung von großtechnischen Elektrolyseanlagen stellt eine Reihe von Herausforderungen dar, die sowohl technisches Wissen als auch eine solide Datenbasis erfordern.

Ein Planer muss über fundierte Kenntnisse in verschiedenen ingenieurtechnischen Disziplinen verfügen, darunter Verfahrenstechnik, Elektrotechnik und Bautechnik. Diese Kenntnisse sind unerlässlich, um die technischen Aspekte der Elektrolyseanlagen zu verstehen und effektive Lösungen für die Herausforderungen zu entwickeln, die bei der Planung und dem Betrieb dieser Anlagen auftreten können.

Neben diesen technischen Fähigkeiten ist eine solide Datenbasis ein weiteres wichtiges Werkzeug für den Planer. Eine gute Datenbasis ermöglicht es dem Planer, fundierte Entscheidungen zu treffen und die Planung auf soliden Informationen aufzubauen. Es ist nicht nur wichtig, die Funktionsweise der Systeme zu kennen und zu verstehen, sondern auch, die Hersteller dieser Systeme und deren spezifische Eigenschaften zu kennen. Dieses Wissen kann dazu beitragen, potenzielle Probleme zu antizipieren, geeignete Lösungen zu entwickeln sowie die Leistung und Effizienz dieser Anlagen zu optimieren

Die Kenntnis der Hersteller, ihrer Komponenten und der Erfahrungen aus der Praxis ist von entscheidender Bedeutung. Doch diese Informationen unterliegen teilweise der Geheimhaltung oder sind noch nicht verfügbar. Auch stellt das Planen nach aktuellen Normen und gesetzlichen Bestimmungen zurzeit eine Herausforderung dar, da sich diese noch in der Entwicklungsphase befinden oder gerade angepasst werden (siehe Kapitel 4).

3.8. Modularisierung

Die Modularisierung von großtechnischen Anlagenkomponenten bietet sowohl Vorteile als auch Nachteile. Zu den Vorteilen gehört die Flexibilität: Modulare Systeme können durch eine Erhöhung der Module leicht skaliert und an unterschiedliche Anforderungen angepasst werden. Zudem sind Anlagen mit mehreren Modulen durch die Anzahl der Module inhärent redundant ausgelegt, sodass Ausfälle isoliert und behoben werden können, ohne dass das gesamte System betroffen ist.

Allerdings gibt es auch Nachteile. So kann die Modularisierung zu einem erhöhten Platzbedarf führen, da jedes Modul seinen eigenen Raum benötigt. Zudem kann die Komplexität des Gesamtsystems durch die Vielzahl an Schnittstellen zwischen den Modulen erhöht werden.

Ein konkretes Beispiel: Es wurde festgestellt, dass bei Anlagen mit einer Größe von mehreren hundert MW kleinere Module von 10 MW aufgrund des erhöhten Bedarfs an Kabeln und Rohrleitungen sowie des größeren Platzbedarfs gegenüber größeren Elektrolysemodulen im Nachteil sind. Obwohl dies ein Problem darstellt, gibt es derzeit nur eine begrenzte Anzahl von Herstellern, die ihre Elektrolysetechnologie erfolgreich auf über 10 MW skalieren konnten und entsprechende Module kommerziell anbieten [12].

Ähnlich wie früher bereits im Bereich der Kohle- und Gaskraftwerke muss sich im Laufe der kommenden Jahre herausstellen, inwieweit eine Modularisierung der Anlagen stattfindet, und ob sich vielleicht sogar im Gegensatz zu den konventionellen Kraftwerken standardisierte Anlagensysteme durchsetzen. Im kleinen Maßstab haben sich beispielsweise Containerlösungen bereits erfolgreich etabliert.

4. Erfahrung

Im Vergleich zu etablierteren Anlagen gibt es im Wasserstoffbereich auf allen Seiten noch wenig Erfahrung. Damit einhergehend sind die gesetzlichen Rahmenbedingungen, aber auch normative Richtlinien, oft nur aus dem klassischen Erdgasbereich adaptiert oder erfassen Wasserstoff gar nicht. Andererseits wird eben diese Erfahrung momentan erworben und fließt in die Erstellung der normativen Randbedingungen mit ein. Das heißt allerdings auch, dass sich die Anforderungen aus diesen in kurzer Zeit ändern können.

Als Beispiel wird hier das Thema H_2-Entpassungssystem – Fackel vs. Ausbläser – aufgeführt. Im September 2023 beschäftigten wir uns damit, ob wir für die zu diesem Zeitpunkt zu planende Anlage einen Kalt- oder einen Warmausbläser empfehlen sollten. Eine der ersten Quellen, die wir konsolidierten, war der DVGW. Dessen Forschungsprojekt zu dem Thema hatte erst vier Monate vorher begonnen. Die Projektlaufzeit war damals noch bis März 2025 angesetzt. Bis die Ergebnisse in ein Regelwerk überführt werden, wird es wohl auch noch etwas dauern. In einem vorhergehenden, vergleichbaren Projekt wurden Kaltausbläser genutzt, während aktuell von einigen Seiten zur Fackel geraten wird – insbesondere, da auf EU-Ebene erste Entwürfe einer Gesetzesvorlage besprochen werden, welche für geplante Entlastungsvorgänge ein Kaltausblasen verbieten [13].

Dadurch, dass zum jetzigen Zeitpunkt nur wenig der geplanten Wasserstoffinfrastruktur besteht, kommt auf die ersten großskaligen Kraftwerke die zusätzliche Anforderung zu, dass mit ihrer Hilfe die Verteilnetze, also Wasserstoffpipelines, befüllt und auf den vorgesehenen Zieldruck gebracht werden müssen.

5. Fazit und Ausblick

Zusammenfassend lässt sich sagen, dass der Bau von großskaligen Elektrolyseanlagen eine Reihe von Herausforderungen mit sich bringt. Diese reichen von technischen und ingenieurtechnischen Problemen bis hin zu wirtschaftlichen und regulatorischen Hürden. Trotz dieser Herausforderungen ist die allgemeine Perspektive jedoch optimistisch. Es wird erwartet, dass sich die meisten dieser Herausforderungen mit der Zeit von selbst lösen werden, da Fortschritte in der Technologie, Änderungen in der Regulierung und Marktadaptionen stattfinden. Daher bleibt der Ausblick für die Entwicklung und Implementierung von großskaligen Elektrolyseanlagen positiv.

6. Quellen

[1] Mehr Fortschritt wagen – Bündnis für Freiheit, Gerechtigkeit und Nachhaltigkeit. Koalitionsvertrag 2021–2025 zwischen SPD, BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN und FDP, 2021.

[2] DVGW e. V. Wasserstoff-Beimischung. Sicherheit in Ihrem Zuhause. In: Informationsblätter (2021), URL: www.dvgw.de (Stand: 07.06.2024).

[3] DVGW e. V. H2-20. Wasserstoff in der Gasinfrastruktur: DVGW/Avacon-Pilotvorhaben mit bis zu 20 Vol.% Wasserstoff-Einspeisung in Erdgas (G 201902). In: Forschungsprojekte (2023), URL: www.dvgw.de (Stand: 07.06.2024).

[4] Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz. Deutschland treibt Aufbau eines Wasserstoff-Kernnetzes voran. In: Energiewende direkt (2023), URL: www.bmwk-energiewende.de (Stand: 07.06.2024).

[5] Dr.-Ing. Schneider, C. D. IntegrH2ate – Untersuchung der Nebenprodukte Wärme und Sauerstoff von PEM-Elektrolysesystemen anhand theoretischer und experimenteller Untersuchungen. In: Referenzprojekte (2022), URL: www.ieg.fraunhofer.de (Stand: 07.06.2024).

[6] Energiewirtschaftsgesetz (2005). Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung, Gesetzestext der Bundesrepublik Deutschland, 2005.

[7] Michael Hahn. Netzentgelte. Unternehmen sehen Wasserstoffhochlauf in Gefahr. In: Politik (2023), URL: www.energate-messenger.de (Stand: 07.06.2024).

[8] Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz. Bundesregierung stellt rechtliche Weichen für den beschleunigten Ausbau der Infrastruktur für Erzeugung, für Speicherung und Import von Wasserstoff – zweiter Teil des Industriepakets. In: Energie (2024), URL: www.bmwk.de (Stand: 07.06.2024).

[9] Bundesnetzagentur. Systemstabilität. In: Netzentwicklung/Intelligente Systeme (2024), URL: www.bundesnetzagentur.de (Stand: 07.06.2024).

[10] Netztransparenz. 4-ÜNB-Positionspapier zu Fault-Ride-Through- und Modellanforderungen an Elektrolyseanlagen In: Studien und Positionspapiere (2023), URL: www.netztransparenz.de (Stand: 07.06.2024).

[11] Christian Zentner. Regierung legt *Roadmap Systemstabilität* im Stromsystem vor. In: Deutscher Bundestag – Klimaschutz und Energie (2023), URL: www.bundestag.de (Stand: 07.06.2024).

[12] C.A.R.M.E.N. e. V. Marktübersicht Elektrolyseure 2023. In: Marktüberblick (2023), URL: www.carmen-ev.de (Stand: 07.06.2024).

[13] DVGW e. V. H_2-Sicherheit. Gefährdungsbereiche an Leitungen zur Atmosphäre von Gasanlagen (DVGW-Innovationsprogramms Wasserstoff (G 202225). In: Forschungsprojekte (2023), URL: www.dvgw.de (Stand: 07.06.2024).

EXPLORING TOGETHER

Mit all unseren Fähigkeiten setzen wir uns für Sie ein,
Ihr Kraftwerksprojekt gemeinsam zum Erfolg zu führen.
Dabei unterstützen wir Sie maßgeschneidert,
von der Idee über die Umsetzung bis zum Betrieb.
Gehen Sie mit uns auf Projektreise.

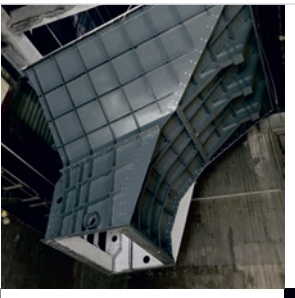
www.tbf.ch

tbfpartner

MARTIN plants and technologies

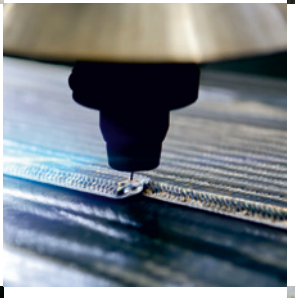
Wir haben die Lösungen für
die Herausforderungen von heute und entwickeln
die Technologien von morgen.

ROST-SERVICE



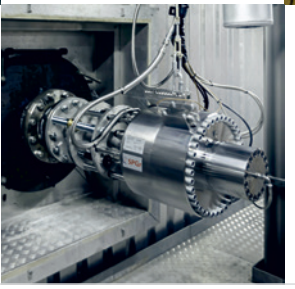
INDIVIDUELLE LÖSUNGEN

CLADDING



KESSEL-SERVICE

ERSATZTEILE



KESSEL-REINIGUNG

Rechtskonformer Nachweis über die Wasserstoff-bereitschaft von Gaskraftwerken

Florian Birkeneder

1. Ausgangslage 61
2. Rechtsgrundlage 62
3. Wasserstoffbereitschaftsanalyse 64
3.1. Stufenverfahren 64
3.2. Analyseteam 65
3.3. Methodik 65
3.4. Bewertung Konstruktion und Werkstoffauswahl 66
3.5. Bewertung Verfahrenstechnik 67
3.6. Bewertung Explosionsschutz 68
3.7. Bewertung Funktionale Sicherheit 68
3.8. Bewertung Emissionsschutz 69
3.9. Bewertung Betriebliche Organisation 69
4. Maßnahmen- und Prüfplan 69
5. Quellen 70

1. Ausgangslage

Gemäß Klimaschutzgesetz [1] sollen die Treibhausgasemissionen der Bundesrepublik Deutschland bis zum Jahr 2045 so weit gemindert werden, dass eine Netto-Treibhausgasneutralität erreicht wird. Für den Sektor Energie wurde im Februar 2024 die Kraftwerksstrategie der Bundesregierung vorgestellt.

Demnach sollen sogenannte *H_2-ready*-Gaskraftwerke ab 2035 grünen Wasserstoff als Brennstoff verwenden.

Um ein komplettes Kraftwerk *H_2-ready* rechtskonform zertifizieren zu können, wird es in absehbarer Zeit keine Normengrundlage geben. Daher stellt sich die Frage, was heißt *H_2-ready* für Kraftwerksanlagen?

Zur Vermeidung von *H_2-ready*-Zertifikaten, die bei der Prüfung vor Inbetriebnahme von der zugelassenen Überwachungsstelle (ZÜS) oder der Behörde nicht anerkannt werden, wurde ein rechtskonformer Weg gesucht.

Dafür haben sich die Verbände vgbe, VAIS, BDH und TÜV-Verband in einer Arbeitsgruppe zusammengefunden und sind dabei, eine *Verbändevereinbarung zum rechtskonformen Nachweis über die Wasserstoffbereitschaft von Gaskraftwerken* zu verabschieden.

Kernpunkt der Vereinbarung wird eine Wasserstoffbereitschaftsanalyse mit einem resultierenden Maßnahmen- und Prüfplan sein.

Da viele Regelwerke der entsprechenden Fachgebiete in Bezug auf Wasserstoffanwendung gerade erst im Entstehen sind, werden auch Normen in der Entwurfsphase, Verbänderegelwerke, außereuropäische Regelwerke oder Regelwerke aus anderen Industriezweigen zu Rate gezogen.

Die Analyse wird von einem interdisziplinären Team aus Herstellern, Betreibern und ZÜS anlagenspezifisch durchgeführt. Als Ergebnis der Analyse entsteht ein Maßnahmenkatalog, der während der Errichtung oder der Umrüstung von Altanlagen umzusetzen ist. Die Maßnahmen sind abhängig vom jeweiligen Beimischungsgrad von Wasserstoff im Erdgasnetz.

Die Rechtskonformität entsteht durch die Forderung der Wasserstoffbereitschaftsanalyse im ZÜS-Prüfbericht gem. § 18 Betriebssicherheitsverordnung (BetrSichV) [2]. Eine Bestätigung erfolgt über den Erlaubnisbescheid der Behörde.

2. Rechtsgrundlage

Eine der Hauptkomponenten eines Gaskraftwerkes ist die Dampfkesselanlage. Diese beinhaltet gem. Technischer Regel zur Betriebssicherheit 2141 (TRBS 2141) [3] neben den Heizflächen zur Dampferzeugung auch alle Einrichtungen zur Brennstoffversorgung. Die Dampfkesselanlage ist gem. § 18 BetrSichV erlaubnispflichtig. Das heißt, für die Errichtung einer wasserstoffbereiten Anlage und für die Beimischung von Wasserstoff in das Brennstoffsystem ist eine Erlaubnis der jeweils zuständigen Länderbehörde erforderlich. Dieses Erlaubnisver-

fahren ist in das übergeordnete Genehmigungsverfahren gem. Bundesimmissionsschutzgesetz (BImSchG) [4] *eingebettet*. Für den Betreiber als Antragssteller stellt sich das Verfahren wie folgt dar (Abbildung 1).

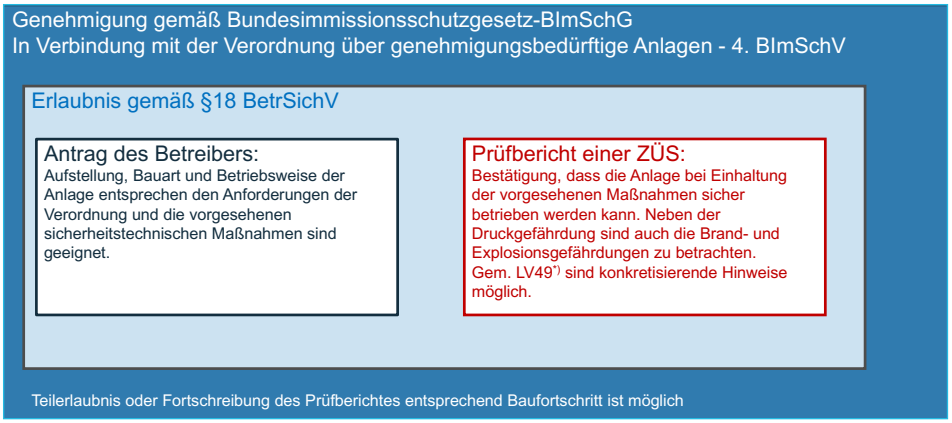


Abb. 1: Eingebettetes Erlaubnisverfahren

Im Idealfall wird die anlagenbezogene Wasserstoffbereitschaftsanalyse vor Ausstellung der Erlaubnis durchgeführt. Die Analyse mit dem daraus resultierenden Maßnahmen- und Prüfplan dient dann der zugelassenen Überwachungsstelle als Bewertungsgrundlage des Prüfberichtes gem. § 18 BetrSichV. Mit Erteilung der Erlaubnis durch die zuständige Behörde wird die Wasserstoffbereitschaft rechtsverbindlich.

Die Funktionalität der Maßnahmen wird im Rahmen der Prüfung vor Inbetriebnahme gem. § 15 BetrSichV durch die zugelassene Überwachungsstelle bestätigt und bescheinigt.

Ab einem Beimischungsgrad von 10 Vol.-% (absolut) wird im Sinne der geplanten Verbändevereinbarung von einer Erlaubnispflicht ausgegangen.

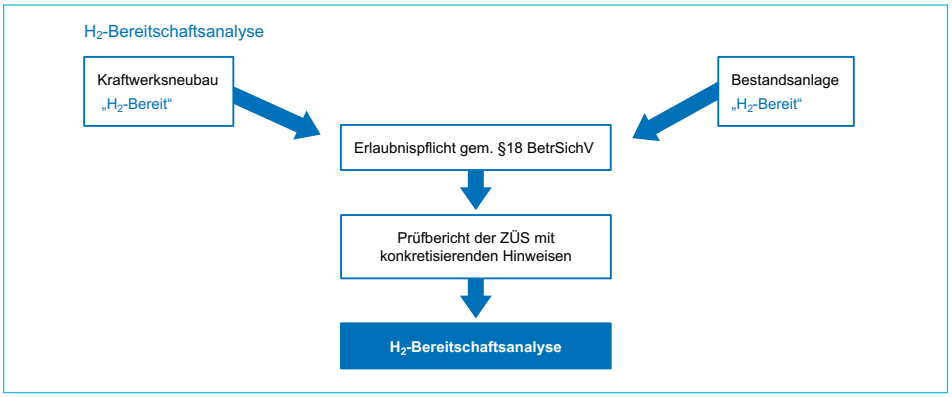


Abb. 2: Rechtsweg zur H_2-Bereitschaftsanalyse

Derzeit ist geplant, die BetrSichV in die Überwachungsbedürftige Anlagenverordnung (ÜAnlV) zu überführen. Dabei soll das Erlaubnisverfahren in seiner heutigen Form wegfallen. Solange das Ersatzverfahren noch nicht geregelt ist, bleibt der Bezug zum Erlaubnisverfahren gem. § 18 BetrSichV in der Verbändevereinbarung erhalten.

3. Wasserstoffbereitschaftsanalyse

3.1. Stufenverfahren

Die Wasserstoffbereitschaftsanalyse besteht aus einem zweistufigen Bewertungsverfahren:

1. Stufe: *Wasserstofffähigkeit*
2. Stufe: *Wasserstoffbereitschaft*

Eine Dampfkesselanlage gilt als ***wasserstofffähig***, wenn die sicherheitstechnischen Maßnahmen für den Wasserstoffbetrieb geeignet sind. Dafür sind die Beschaffenheitsmerkmale der Anlage, die später nur mit großem Aufwand zu ändern sind (z. B. Gebäudedesign, Werkstoffe, Feuerraumdesign), einer Vorprüfung im Rahmen der Wasserstoffbereitschaftsanalyse zu unterziehen. Sinnvollerweise erfolgt diese einmalige Vorprüfung in der Planungsphase der Anlage.

Die Feststellung der Wasserstofffähigkeit kann erforderlich sein, wenn Zeitpunkt und Grad der Beimischung noch nicht bekannt sind, aber Planungssicherheit für die Neuanlagen benötigt wird. Die Wasserstofffähigkeit wird durch eine Zugelassene Überwachungsstelle (ZÜS) im Rahmen einer Prüfung vor Inbetriebnahme bestätigt und bescheinigt. Die Wasserstofffähigkeit sollte sich auf den Betrieb mit dem maximal vorgesehenen Wasserstoffanteil beziehen.

Eine Dampfkesselanlage gilt als ***wasserstoffbereit***, wenn die Anlage mit einem festgelegten Verhältnis des Erdgas-Wasserstoffgemisches sicher betrieben werden kann. Die Wasserstoffbereitschaft wird durch eine Zugelassene Überwachungsstelle im Rahmen einer Prüfung vor Inbetriebnahme oder nach prüfpflichtiger Änderung bestätigt und bescheinigt.

Die Wasserstoffbereitschaft bezieht sich immer auf ein spezifisches Mischverhältnis von Erdgas und Wasserstoff. Mittel- bis langfristig werden in Abhängigkeit von der Verfügbarkeit 100 Vol.-% Wasserstoff angestrebt.

3.2. Analyseteam

Die Wasserstoffbereitschaftsanalyse wird aufgrund der verschiedenen Fachgebiete in Teamarbeit durchgeführt. Dieses Analyseteam soll beurteilen, ob die Anlage für einen Betrieb mit Wasserstoff geeignet ist und setzt sich wie folgt zusammen:

- Fachkundige Personen des Bertreibers mit Anlagenkenntnissen in den Bereichen Betrieb, Verfahrenstechnik, Instandhaltung und Leittechnik
- Sachverständige der ZÜS in den Bereichen Druckanlagen und Explosionsschutz
- Fachkundige Personen des Herstellers der Neuanlage oder des mit dem Umbau beauftragten Unternehmens in den Bereichen Werkstoffe, Rohrleitungen, Explosionsschutz, Verfahrenstechnik, Leittechnik und Feuerungstechnik

3.3. Methodik

Die Wasserstoffbereitschaftsanalyse bewertet anlagenspezifische Gefährdungen von Personen und Umwelt, die durch die Beimischung von Wasserstoff in das Erdgas entstehen können. Die Gefährdungen werden in folgenden Themenbereichen ermittelt:

- Konstruktion und Werkstoffauswahl
- Verfahrenstechnik
- Explosionsschutz
- Funktionale Sicherheit
- Emissionsschutz
- Betriebliche Organisation

Aufgrund von wasserstoffspezifischen Stoffeigenschaften oder Schadensmechanismen (z. B. Wasserstoffversprödung, wasserstoffinduzierte Spannungsrisskorrosion, hohes Diffusionsvermögen, geringe Dichte, hohe Zündwilligkeit...) werden die dadurch resultierenden Abweichungen vom ursprünglichen Sollzustand beschrieben.

Ausgehend von den Bedingungen zum Wirksamwerden der einzelnen Gefahrenquellen werden die notwendigen Schutzmaßnahmen erörtert.

Werden die dadurch ermittelten Gefährdungen für Mensch und Umwelt nicht durch die bereits bestehenden oder für Erdgas in technischen Regeln beschriebenen Schutzmaßnahmen abgedeckt, sind separate Schutzmaßnahmen zu definieren.

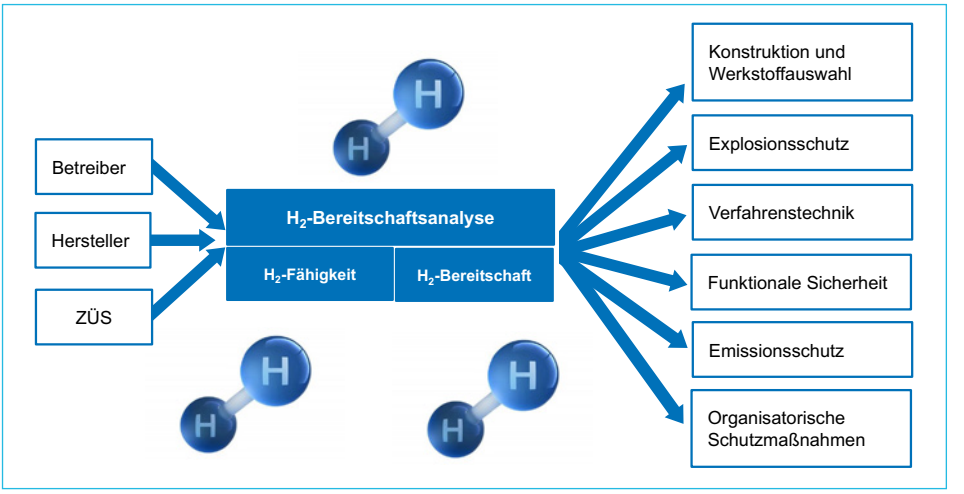


Abb. 3: Methodik der H_2-Bereitschaftsanalyse

3.4. Bewertung Konstruktion und Werkstoffauswahl

Eignungsnachweis für ***Bestandsanlagen***

Als erstes wird eine Einstufung des Rohrleitungssystems anhand von Werkstoffdaten, Geometrie, Auslegungs- und Betriebsparametern, Instandhaltungsdokumentation und Ergebnissen aus wiederkehrenden Prüfungen vorgenommen.

Als nächstes ist die Wasserstofftauglichkeit nachzuweisen. Der Nachweis ist erbracht, wenn die Gassysteme für den maximal zulässigen Betriebsdruck und die auftretenden Betriebslastwechsel nach der Umstellung auch unter bruchmechanischen Aspekten ausreichend dimensioniert sind. Er beinhaltet die Verträglichkeit der eingesetzten Werkstoffe für Rohre, Formteile und Schweißnähte bei der Einspeisung von Wasserstoff für den zukünftigen Betrieb. Dafür können analytische und bruchmechanische Berechnungen, zerstörende und zerstörungsfreie Prüfungen, Geometrieaufnahmen (z. B. Wanddickenmessungen, Messung der Ovalität von Biegungen) sowie Druck- und Dichtheitsprüfungen verwendet werden.

Armaturen sind auf ihre wasserstoffgerechte Konstruktion zu prüfen (z. B. höhere Dichtheitsklassen bei Kugelhähnen).

Brenner und Gasturbinen sind hinsichtlich ihrer Werkstoffbeständigkeit zu prüfen (z. B. gegen Hochtemperaturverschleiß und Wasserstoffversprödung).

Die Bestätigung der Wasserstofftauglichkeit bezüglich Konstruktion und Werkstoffauswahl erfolgt durch die ZÜS im Geltungsbereich der BetrSichV bzw. des Überwachungsbedürftigen Anlagengesetzes (ÜAnlG) [6] und im Geltungsbereich der Gashochdruckleitungsverordnung (GasHDrLtgV) [7] durch einen DVGW-Sachverständigen.

Eignungsnachweis für ***Neuanlagen***

Für Neuanlagen liegt die Verantwortung zum Nachweis der Wasserstofftauglichkeit zunächst beim Hersteller.

Bauteile, Komponenten und Baugruppen der Gasinfrastruktur mit Wasserstoffanteilen müssen neben der EU-Konformitätsbewertung und dem CE-Kennzeichen nach Druckgeräterichtlinie 2014/68/EU [6] zusätzlich für wasserstoffhaltige Gase spezifiziert, zugelassen und in Verkehr gebracht worden sein. Herstellerbescheinigungen und/oder Prüfbescheinigungen von dritten Stellen sind erforderlich, um Funktionalität, Beschaffenheit oder Eignung in Bezug auf Wasserstoff nachzuweisen.

Der Hersteller der Dampfkesselbaugruppe bzw. der zugehörigen Gasinfrastruktur legt ein Konzept zur Wasserstofftauglichkeit seines Lieferumfanges vor. Dies wird im Rahmen der Inverkehrbringung nach Druckgeräterichtlinie durch die notifizierte Stelle geprüft und bestätigt.

3.5. Bewertung Verfahrenstechnik

Im Rahmen der Wasserstoffbereitschaftsanalyse sind auch die verfahrenstechnischen Anforderungen durch Stoffeigenschaften des Wasserstoffs, wie die geringe Dichte oder die Temperaturerhöhung bei Entspannung (Joule-Thomson-Effekt), zu berücksichtigen. Folgende Anforderungen werden beispielhaft genannt:

- Um denselben Energieinhalt pro Normkubikmeter zu erreichen wie bei Methan, ist die Gasgeschwindigkeit oder der Druck zu erhöhen. Höhere Gasgeschwindigkeit kann zu höheren Lärmemissionen und zu höherem Verschleiß führen
- die Gasvorwärmung ist aufgrund der Temperaturerhöhung bei Entspannung anzupassen
- veränderte Heizflächenbelastung
- höherer Wassergehalt im Abgas führt zu höherer Taupunkttemperatur und ggf. erhöhtem Kondensatanfall
- höhere Flammrückschlagneigung

- Festlegung einer definierten Wasserstoffqualität
- unverbrannter Wasserstoff im Rauchgas (Wasserstoffschlupf)

3.6. Bewertung Explosionsschutz

Aufgrund der unterschiedlichen Stoffeigenschaften zwischen Wasserstoff und Methan kommt der Neubewertung des Explosionsschutzes bei einer Wasserstoffbeimischung eine besondere Bedeutung zu.

Die durch die Beimischung entstehenden Gefährdungen und die resultierenden Schutzmaßnahmen sind in einem Explosionsschutzkonzept zu erfassen.

Das Explosionsschutzkonzept wird vor der Prüfung vor Inbetriebnahme gem. § 15 BetrSichV in das Explosionsschutzdokument des Betreibers gem. § 6 (9) GefStoffV [8] eingebunden und in Kraft gesetzt.

Folgende Schutzmaßnahmen können beispielweise durch die Beimischung von Wasserstoff in Abhängigkeit des Beimischungsgrades erforderlich sein:

- Austausch von ATEX-Geräten (Explosionsgruppe IIC statt IIA)
- Nutzung von für den Anwendungsfall funktionsgeprüften Gaswarngeräten
- Prüfung des Baudesigns und der Gebäudetechnik (Vermeidung *toter Ecken*)
- Ausweitung von Explosionszonen, z. B. an Ausbläsern
- erhöhte Anforderung an die dauerhaft technische Dichtheit
- doppelte Dichtheitsprüfung (mit *Tracergas* und mit Wasserstoff)

3.7. Bewertung Funktionale Sicherheit

Eine Anpassung der leittechnischen Risikoanalyse und der resultierenden SIL-Bewertung kann aufgrund der Beimischung von Wasserstoff notwendig sein.

Bei Verwendung des Risikographen gem. DIN EN 61508-5 [9] oder DIN EN 61511-3 [10] können sich durch die Beimischung von Wasserstoff die Parameter z. B. von C2 auf C3 (höheres Schadensausmaß) oder W2 auf W3 (höhere Eintrittswahrscheinlichkeit der Zündung) ändern.

3.8. Bewertung Emissionsschutz

Die verbrennungstechnischen Kennwerte ändern sich im Verhältnis zum Erdgas durch die Beimischung von Wasserstoff u. a. wie folgt: Die Flammentemperatur und die Flammengeschwindigkeit steigen, die NO_x-Werte können steigen, der Brennwert $H_{S,n}$ sinkt, die Wärmestrahlung sinkt, der Wobbe Index $W_{S.n}$ sinkt und die Schallemission steigt.

Die dadurch entstehenden Anforderungen zum Emissionsschutz sind im Rahmen des Genehmigungsverfahrens gem. §§ 10 und 15 BImSchG zu bewerten.

3.9. Bewertung Betriebliche Organisation

Die Beimischung von Wasserstoff kann auch Auswirkungen auf die betriebliche Organisation an den Standorten der Dampfkesselanlage haben. Vor allem die Personalqualifizierung der beauftragten Beschäftigten für den Betrieb (Kesselwärter) und die Instandhaltung gem. BetrSichV § 12 (3) sowie der Beschäftigten der Wartungs- und Herstellerunternehmen ist ggf. auf den Wasserstoffbetrieb anzupassen.

Dies kann z. B. folgende Maßnahmen nach sich ziehen:

- Fort- und Weiterbildung zum Thema Wasserstoff der beauftragten Beschäftigten
- Ernennung/Beauftragung von befähigten Personen für Explosionsschutz gem. BetrSichV, Anh. 2, Abschn. 3, Kap 3.1 und 3.3
- Anpassung der Gefährdungsbeurteilung gem. BetrSichV § 3
- Art der Beaufsichtigung
- Anpassung des Inertisierungskonzeptes

4. Maßnahmen- und Prüfplan

Als Ergebnis der Wasserstoffbereitschaftsanalyse entsteht ein anlagenspezifischer Maßnahmen- und Prüfplan. Die dort beschriebenen Schutzmaßnahmen und Prüfungen sind in Abhängigkeit des max. zulässigen Beimischungsgrades im jeweiligen Anlagenbereich umzusetzen.

Die Höhe des Beimischungsgrades ergibt sich aus dem Beimischungsgrad des Netzbetreibers, ggf. aus den Kapazitäten einer standorteigenen Wasserstofferzeugungsanlage sowie ggf. der Betriebsweise der Gasmischeinrichtung. Da die Stufen der Beimischung zum Zeitpunkt der Antragsstellung voraussichtlich noch nicht abzusehen sind, werden im Maßnahmen- und Prüfplan sicherheits-

technische Grenzwerte festgelegt. Bei Überschreitung dieser Grenzwerte sind Maßnahmen und Prüfungen erforderlich, um Gefährdungen und Schäden zu vermeiden.

Nachfolgendes Beispiel enthält vier Maßnahmenpakete bei den Grenzwerten von Volumenanteilen von 10 %, 20 %, 35 % und 65 % Beimischung:

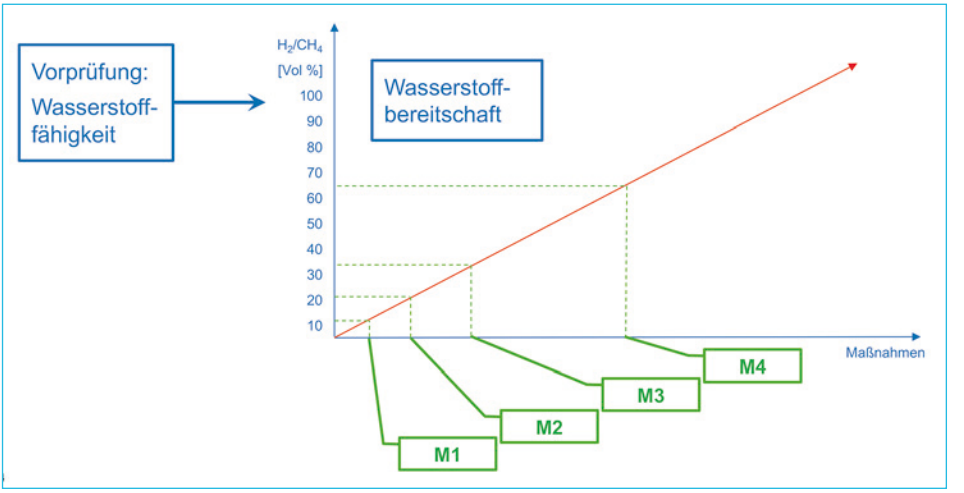


Abb. 4: Sicherheitstechnische Grenzwerte für die Beimischung von H_2 mit Maßnahmenpaketen

Wie viele Maßnahmenpakete und bei welchen Grenzwerten diese festgelegt werden, hängt von der Konfiguration der bewerteten Anlage ab.

5. Quellen

[1] Bundes-Klimaschutzgesetz BKlimaSchG, Ausgabe: 12. Dezember 2019 Gesetz zur Einführung eines Bundes-Klimaschutzgesetzes und zur Änderung weiterer Vorschriften sowie BKlimaSchGÄndG 1, Ausgabe: 18. August 2021; Erstes Gesetz zur Änderung des Bundes-Klimaschutzgesetzes.

[2] Verordnung über Sicherheit und Gesundheitsschutz bei der Verwendung von Arbeitsmitteln (Betriebssicherheitsverordnung – BetrSichV) vom 3. Februar 2015. Zuletzt geändert durch Artikel 7 des Gesetzes vom 27. Juli 2021.

[3] TRBS 2141 – Technische Regeln für Betriebssicherheit – Gefährdungen durch Dampf und Druck; letzte Änderungsausgabe: 14. Juni 2022.

[4] Bundes-Immissionsschutzgesetz – BImSchG, Ausgabe: 17. Mai 2013 Gesetz zum Schutz vor schädlichen Umwelteinwirkungen durch Luftverunreinigungen, Geräusche, Erschütterungen und ähnliche Vorgänge; Veröffentlicht in: BGBl I, 2013.

[5] LASI-Veröffentlichung – LV 49: Erläuterungen und Hinweise für die Durchführung der Erlaubnisverfahren nach § 18 der Betriebssicherheitsverordnung vom Länderausschuss für Arbeitsschutz und Sicherheitstechnik (LASI), Herausgabedatum: Oktober 2017.

[6] Gesetz über überwachungsbedürftige Anlagen (ÜAnlG), Ausfertigungsdatum: 27.07.2021.

[7] Verordnung über Gashochdruckleitungen (Gashochdruckleitungsverordnung GasH-DrLtgV) vom 18. Mai 2011.

[8] Verordnung zum Schutz vor Gefahrstoffen (Gefahrstoffverordnung – GefStoffV) vom 26. November 2010; letzte Änderung durch Artikel 148 des Gesetzes vom 29. März 2017.

[9] DIN EN 61508-5 Funktionale Sicherheit sicherheitsbezogener elektrischer/elektronischer/programmierbarer elektronischer Systeme – Teil 5: Beispiele zur Ermittlung der Stufe der Sicherheitsintegrität (safety integrety level). Ausgabe Februar 2011.

[10] DIN EN 61511-3 Funktionale Sicherheit – PLT-Sicherheitseinrichtungen für die Prozessindustrie – Teil 3: Anleitung für die Bestimmung der erforderlichen Sicherheits-Integritätslevel; Ausgabe Februar 2019.

Saale Energie GmbH
Unsere Energie für Mitteldeutschland.

KRAFTWERK SCHKOPAU → saale-energie.de

Mit 900 Megawatt Nettoleistung ist das Kraftwerk Schkopau ein wichtiger Baustein der mitteldeutschen Energieversorgung. Es liefert nicht nur Strom für die öffentliche Versorgung, sondern auch Energie für ein benachbartes Chemiewerk sowie für die Deutsche Bahn.

Besuchen Sie uns!
Saale Energie GmbH
An der Bober 100
06258 Schkopau

Einsatzoptimierung von GuD-Kraftwerken mit H_2-Mitverbrennung und Onsite-Erzeugung

Moritz Hübel und Jim Harper

1. Einleitung 74

2. System und Randbedingungen 74

2.1. Kraftwerksstandort mit Wasserstofferzeugung und Wärmeversorgung 75

2.2. Markt- und Umgebungsrandbedingungen 75

3. Modellansatz und dynamische Optimierungsroutine 76

3.1. Systemmodell 76

3.2. Optimierungsroutine 77

3.3. Komponenten-Modelle 77

3.3.1. Wasserstofffähiges GuD-Kraftwerk mit Kraft-Wärme-Kopplung 77

3.3.2. Wasserstofferzeugung und Speicherung 78

3.3.3. Wärmeerzeugung und Speicherung 78

4. Betrachtete Szenarien 78

4.1. Referenzszenario 78

4.2. Dekarbonisierung und Einfluss von Wasserstoffmarktpreisen 80

4.3. Investitionsplanung – Dimensionierung der Wasserstoffinfrastruktur 82

5. Zusammenfassung 82

6. Quellen 83

1. Einleitung

Um dem Klimawandel entgegenzuwirken und dem Pariser Abkommen zu folgen, setzen Regierungen rund um den Globus unterschiedliche Gesetze auf, um einen CO_2-Reduktionspfad zu definieren. Wasserstoff könnte hierbei eine entscheidende Rolle spielen. Auch im Rahmen der geplanten Kraftwerksstrategie der Bundesregierung soll neben Erdgas verstärkt auf Mitverbrennung von Wasserstoff in neuen, hocheffizienten Gas- und Dampfturbinen (GuD) gesetzt werden. Neue Kraftwerke mit einer Kapazität von 10 GW sollen hierfür bis 2030 in Deutschland in Betrieb genommen werden und insbesondere dann Leistung erbringen, wenn erneuerbare Quellen wie Wind und Sonne nicht verfügbar sind. Sie werden somit einer hochdynamischen Betriebsweise unterliegen. Neben den technischen Herausforderungen erfordert die Nutzung eines neuen, zusätzlichen Brennstoffs eine komplexer werdende wirtschaftliche Planung, die neue und bestehende technische Einschränkungen sowie verschiedene Arten von rechtlichen Anreizen oder Einschränkungen zur Reduzierung der Kohlenstoffemissionen oder zur Erhöhung der Wasserstoffbeimischung in GuD-Kraftwerken berücksichtigt. Des Weiteren ergibt sich eine zusätzliche Effizienzsteigerung und Emissionsreduzierung, wenn es gelingt, neue Gaskraftwerke im KWK-Betrieb zur Wärmeerzeugung einzusetzen. Da im Gegensatz zur Stromversorgung sowohl auf der Wasserstoffseite als auch im Wärmebereich mittel- bis langfristige Speichertechnologien mit großen Kapazitäten wirtschaftlich sinnvoll erscheinen, ergeben sich neue Anforderungen an die Investitions- und Einsatzplanung solcher Systeme.

In diesem Beitrag wird eine gradientenbasierte dynamische Optimierungsroutine vorgestellt und auf ein erdgasbefeuertes GuD-Kraftwerksmodell mit Wasserstoff-Mitverbrennung und realen Markt-Randbedingungen und Kraft-Wärmekopplung zur Einsatzoptimierung angewendet. Dabei werden explizit auch unterschiedliche Speicher (Wasserstoff, Wärme) in der Planung berücksichtigt.

2. System und Randbedingungen

Die Definition des Referenzsystems und dessen Randbedingungen erfolgte hierbei mit der Absicht, möglichst allgemeingültige Aussagen aus den Ergebnissen ableiten zu können. Dennoch bleibt festzuhalten, dass für jeden Standort spezifische Bedingungen gelten, die eine individuelle Betrachtung erfordern.

2.1. Kraftwerksstandort mit Wasserstofferzeugung und Wärmeversorgung

Die Ausgangsbasis der hier vorgestellten Studie bildet ein Kraftwerksstandort mit hinreichend dimensionierten Anschlusskapazitäten für elektrische Energie, Erdgas, Fernwärme und, für einige der Zukunftsszenarien, Wasserstoffversorgungsinfrastruktur. Des Weiteren wird angenommen, dass am Standort eine Wärmequelle mit einer Temperatur von 10 °C vorhanden ist. Der Standort umfasst die folgenden Assets, die auch in der Tabelle 1 zusammengefasst sind.

Tab. 1: Referenzannahmen der am Kraftwerksstandort vorhandenen Assets

Asset	Eigenschaften
GuD-Kraftwerk	Elektrische Nennleistung: 200 MW El. Nennwirkungsgrad: 55 % Nennwärmeleistung: 60 MW Gesamtnutzungsgrad: 72 % Anfahrzeit: 60 min
Wasserstoff-Erzeugung	Elektrische Nennleistung: 100 MW Wirkungsgrad: 72 %
Wasserstoffspeicher (Druck)	Mindestdruck: 50 bar Maximaldruck: 350 bar Volumen: 500 m^3
Großwärmepumpe	Elektrische Nennleistung: 40 MW Temperaturabhängiger COP mit einem Gütegrad bezüglich Carnot-Wirkungsgrad von 75 %
Wärmespeicher	Kapazität: 550 MWh Maximale Be- und Entladeleistung: 80 MW

2.2. Markt- und Umgebungsrandbedingungen

Der untersuchte Standort wird neben seiner technologischen Konfiguration durch Randbedingungen wie Brennstoff-, Wärme- und Strompreise, Wetterdaten sowie Wärmebedarfskurven definiert. Exemplarisch wird hierbei das Verhalten des Standortes mit zeitvariablen Stundenwerten über einen Verlauf von 28 Tagen im November gezeigt. Um den Wettereinfluss abzubilden, wurden Daten eines *typischen meteorologischen Jahres* (**T**ypical **M**eteorological **Y**ear – TMY) als Wetterdaten für den Standort Hamburg [1] verwendet.

Der Wärmebedarf wird über eine außentemperaturabhängige Charakteristik vorgegeben, der Zeitverlauf für die Temperatur und der sich daraus ergebende Wärmebedarf sind in Abbildung 1 dargestellt.

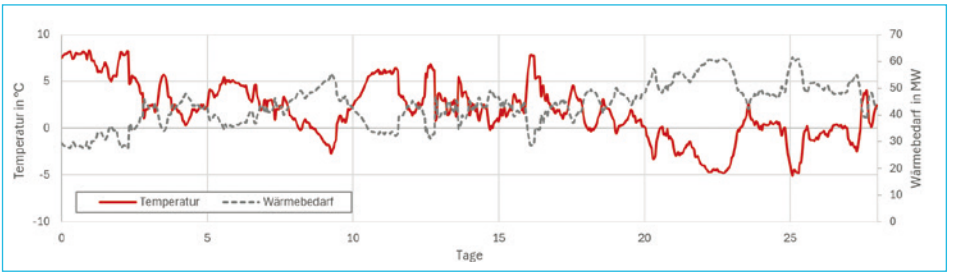


Abb. 1: Außentemperaturverlauf und Wärmebedarf für das betrachtete Referenzszenario

Für die Strompreise wurden für den oben genannten Zeitraum Stundenwerte des EEX-Spotpreises verwendet, der Verlauf ist in Abbildung 3 darstellt. Des Weiteren wurden zunächst als Referenzpreise für externe Wasserstofflieferung 10 €/kg, für Erdgas 1,15 €/kg sowie für den Verkauf von Wärme 0,1 €/kWh angenommen.

3. Modellansatz und dynamische Optimierungsroutine

3.1. Systemmodell

Das im vorherigen Abschnitt eingeführte System, dargestellt innerhalb des grauen Rahmens, sowie dessen Randbedingungen und optimierte Stellgrößen sind in Abbildung 2 dargestellt.

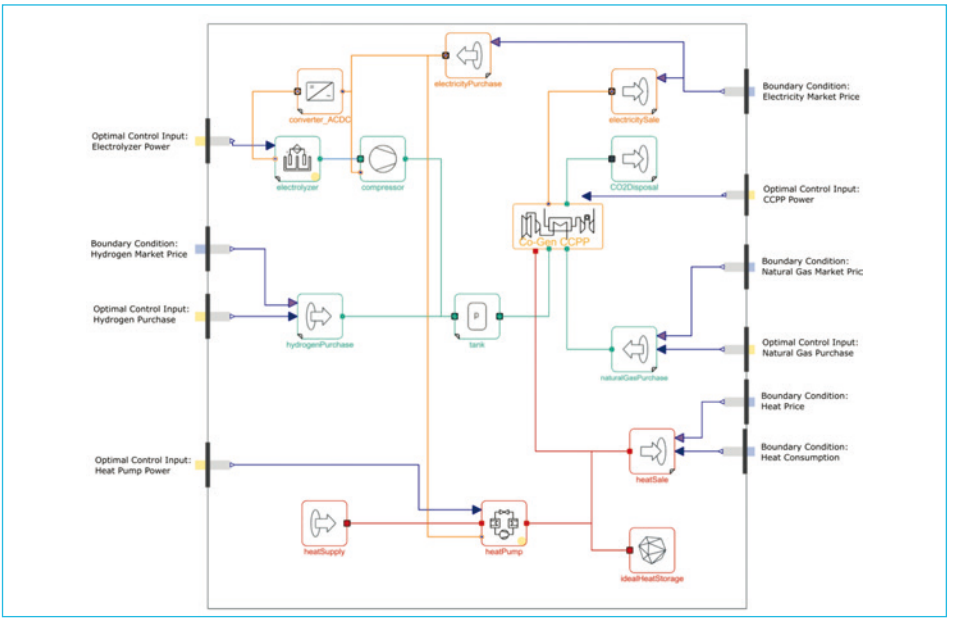


Abb. 2: Ansicht des Modells des Referenzsystems in der Optimierungssoftware *Modelon Impact*; Wärmekomponenten in Rot, Kraftstoffkomponenten bzw. Fluide in Türkis, Elektrische Komponenten in Orange

Neben den in Abschnitt 2.2 definierten (dynamischen) Rahmenbedingungen (*Boundary Condition*) gibt es für die Einsatzoptimierung insgesamt fünf variable Stellgrößen (*Optimal Control Input*): die Leistungssollwerte des GuD-Kraftwerks, des Elektrolyseurs und der Wärmepumpe sowie die externen Bezüge von Erdgas oder Wasserstoff. Alle anderen Größen innerhalb des Systems ergeben sich durch die in den Komponenten hinterlegten Modellgleichungen. Die Komponenten wurden mittels der offenen, objektorientierten Sprache Modelica beschrieben und in einer grafischen Oberfläche zum gezeigten Systemmodell verknüpft. Modelica wurde für die domänenübergreifende Beschreibung physikalischer Systeme entwickelt und bedarf keiner vorgegebenen Definition der Flussrichtung. Stattdessen ergibt sich die Kausalität analog zur Realität aus der Differenz von Potenzialgrößen, z. B. erfolgt bei Verbindung von Wärme-Komponenten die Flussrichtung automatisch von hoher zu niedriger Temperatur und ist jederzeit umkehrbar.

3.2. Optimierungsroutine

Es wird die Modelica-Spracherweiterung Optimica [2] verwendet, um das Optimierungsproblem für die Einsatzplanung zu formulieren und Einschränkungen zu definieren. Im Vergleich zu den bei einer dynamischen Simulation verwendeten Modellansätzen erfordert die Anwendung einer gradientenbasierten dynamischen Optimierung die Verwendung von kontinuierlich ableitbaren Modellbeschreibungsgleichungen. Dem damit verbundenen Nachteil von nur schwer optimierbaren diskreten Zeitereignissen steht hierbei eine enorme Effizienz und Genauigkeit bei der Erfassung von kontinuierlichen, nichtlinearen Ein- und Ausspeicherprozessen gegenüber.

3.3. Komponenten-Modelle

Größtenteils werden die in der in Abbildung 2 verwendeten Komponenten aus der Modellbibliothek *EnergySystems* von Modelon ohne Modifikation verwendet. Die wichtigsten Schlüsselkomponenten und Modellannahmen werden im Folgenden beschrieben.

3.3.1. Wasserstofffähiges GuD-Kraftwerk mit Kraft-Wärme-Kopplung

Die elektrische Leistung der Komponente *Co-Gen CCPP* bestimmt sich aus dem variablen, lastabhängigen elektrischen Wirkungsgrad sowie den Massenströmen der Brennstoffe Erdgas bzw. Wasserstoff multipliziert mit deren entsprechenden unteren Heizwerten. Des Weiteren wird die mögliche Maximalleistung des GuD-Kraftwerks zur jeweiligen Außentemperatur bestimmt, wodurch der Luftdichteeinfluss auf die Kompressionsleistung erfasst wird. Um trotz Modelvereinfachungen das dynamische Verhalten der GuD-Anlage richtig

wiederzugeben, wurde in die Optimierung eine Begrenzung der Laständerungsgeschwindigkeit eingeführt, welche sich aus dem Quotienten aus Nennleistung zu Anfahrzeit der Anlage ergibt. Die Wärmeauskopplung erfolgt unter der Annahme einer Gegendruck-Dampfturbine in linearer Abhängigkeit zur elektrischen Leistung. Grundlegende Parameter wurden in Anlehnung an eine entsprechende Realanlage angepasst [3].

3.3.2. Wasserstofferzeugung und Speicherung

Der Elektrolyseur wandelt aus einem Konverter stammenden Gleichstrom über einen vorgegebenen Wirkungsgrad in Wasserstoff. Der Wasserstoff wird in einem Kompressor mit vorgegebenem Wirkungsgrad vom Elektrolyseur-Druck auf den zeitvariablen Speicherdruck verdichtet. Für den verwendeten Druckbereich wird für das Wasserstoffmedium ein idealer Gasansatz verwendet. Innerhalb des Wasserstoffspeichers wird der Füllstand mittels einer instationären Massenbilanz bestimmt.

3.3.3. Wärmeerzeugung und Speicherung

Neben der Wärmeerzeugung im GuD erfolgt die Wärmebereitstellung mittels einer Großwärmepumpe. Diese berücksichtigt einen Gütegrad, der in Kombination mit den variablen Quellen- und Senkentemperaturen einen variablen COP ergibt. Die Differenz aus Wärmeerzeugung und Bedarf wird in einem thermischen Wärmespeicher mit einer vorgegebenen Wärmekapazität ausbalanciert. Der Ladezustand bestimmt sich dabei einer instationären Energiebilanz.

4. Betrachtete Szenarien

4.1. Referenzszenario

Für das Referenzszenario werden die in Abbildung 2 dargestellten Stellgrößen vom Optimierer für eine Maximierung des vereinfachten Cashflows bestimmt (der verwendete Cashflow verwendet ausschließlich die hier diskutierten Ertrags- und Kostenbestandteile). Die Einsatzplanungsanalyse kann bei Vorliegen von Prognosedaten (Wetter, Preise) durchgeführt werden, um Fahrpläne für die Assets zu generieren. Mathematisch optimiert das Tool für das Referenzszenario die folgende Zielfunktion und ermittelt dabei die Zeitverläufe für die in Abbildung 2 dargestellten Stellgrößen GuD-Leistung (P_{GuD} (t)), Elektrolyseleistung (P_{EL} (t)), Erdgas- und Wasserstoffmassenzukauf ($\dot{m}_{NG}$ (t), $\dot{m}_{H2}$ (t)) sowie Wärmepumpenleistung (P_{WP} (t)):

$$\max_{P_{GuD}(t),P_{EL}(t),\dot{m}_{NG}(t),\dot{m}_{H2}(t),P_{WP}(t)} \int_{Tag\ 0}^{Tag\ 28} \sum cashflow(t)\ dt \qquad (1)$$

Alle übrigen Zeitverläufe ergeben sich durch die beschriebenen Modellannahmen und die vorgegebenen Beschränkungen. Abbildung 3 zeigt die sich ergebenden Zeitverläufe der elektrischen Leistung, wobei die Produktion der GuD-Anlage positiv, der Verbrauch von Wärmepumpe bzw. Elektrolyseur negativ dargestellt sind. Zur Veranschaulichung ist der als Randbedingung verwendete Strompreis hier ebenfalls mit dargestellt.

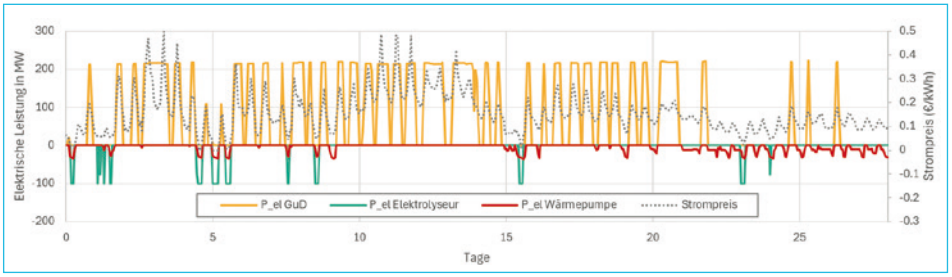


Abb. 3: Berechnete Zeitverläufe der elektrischen Leistungen sowie des Strompreises

Bereits aus diesen Zeitverläufen lassen sich einige triviale Erkenntnisse ableiten. So wird das GuD-Kraftwerk vornehmlich zu Zeiten hoher Strompreise betrieben, die Wärmepumpe und der Elektrolyseur grundsätzlich entgegengesetzt dazu.

Abbildung 4 zeigt die Wärmeleistungen der Assets im System. Erwartungsgemäß erfolgt die Beladung des Wärmespeichers zu Zeiten des Betriebs von Wärmepumpe und GuD-Anlage.

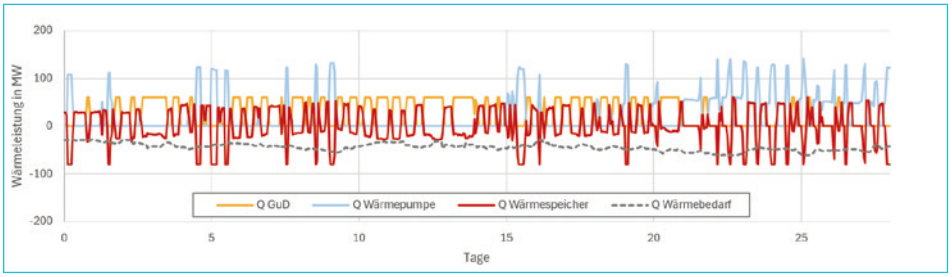


Abb. 4: Wärmeleistung, Erzeugung positiv (GuD, Wärmepumpe, Speicherentladung), Bedarf und Speicherbeladung negativ

Abbildung 5 zeigt die Füllstände des Wärme- bzw. des Wasserstoffspeichertanks. Es ist zu erkennen, dass es neben den aus der Tagesgang des Strompreises stammenden Fluktuation auch längerfristige Effekte gibt, z. B. durch

Außentemperatur und saisonale Strompreis-Einflüsse, und die optimale Lösung des Speicherproblems keineswegs mit einfachen Grenzkostenbetrachtungen erfolgen kann.

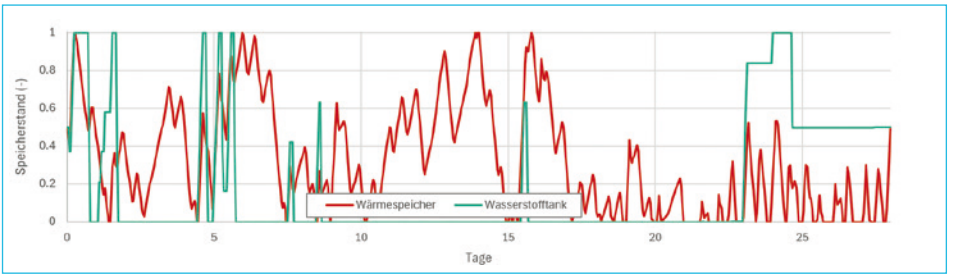


Abb. 5: Füllstände des Wärmespeichers und des Wasserstoffspeichertanks

Auf der Grundlage der vorgegebenen Brennstoffpreise wird im Szenario kein Wasserstoff extern zugekauft, sodass das GuD-Kraftwerk neben dem erzeugten Wasserstoff vorrangig mit Erdgas betrieben wird. Der Wasserstoff-Energieanteil liegt im Referenzszenario bei ca. 2,5 %, der CO_2-Ausstoß bei 20.1 Mio. kg. Für den resultierenden Cashflow des Standortes ergibt sich ein Wert von ca. 6.75 Mio. €. Es muss festgehalten werden, dass es sich beim hier berechneten Cashflow um eine stark vereinfachte Variante zum späteren Szenarienvergleich handelt. Absolutwerte dieser Kennzahl haben aufgrund der getroffenen Vereinfachungen keine Aussagekraft.

4.2. Dekarbonisierung und Einfluss von Wasserstoffmarktpreisen

Ausgehend vom Referenzfall wird der Einfluss einer CO_2-Reduktion untersucht. Hierfür wird eine Begrenzung vorgegeben, sodass der zulässige CO_2-Ausstoß schrittweise gegenüber dem Referenzwert von 100 % reduziert wird (100 %, 75 %, 50 %, 25 % und 0 %). Außerdem wurde durch Vorgabe der geänderten Randbedingungen der Einfluss einer Markpreisreduktion von Wasserstoff in Schritten ermittelt. Dabei wurden Wasserstoffpreise von 2 €/kg bis 10 €/kg in fünf Schritten vorgegeben. Aus diesen Annahmen und Randbedingungen ergeben sich 25 Szenarien analog zum Referenzszenario. Der am Ende des jeweiligen Szenarios vorliegende Cashflow ist als Ergebnis in Abbildung 6 dargestellt.

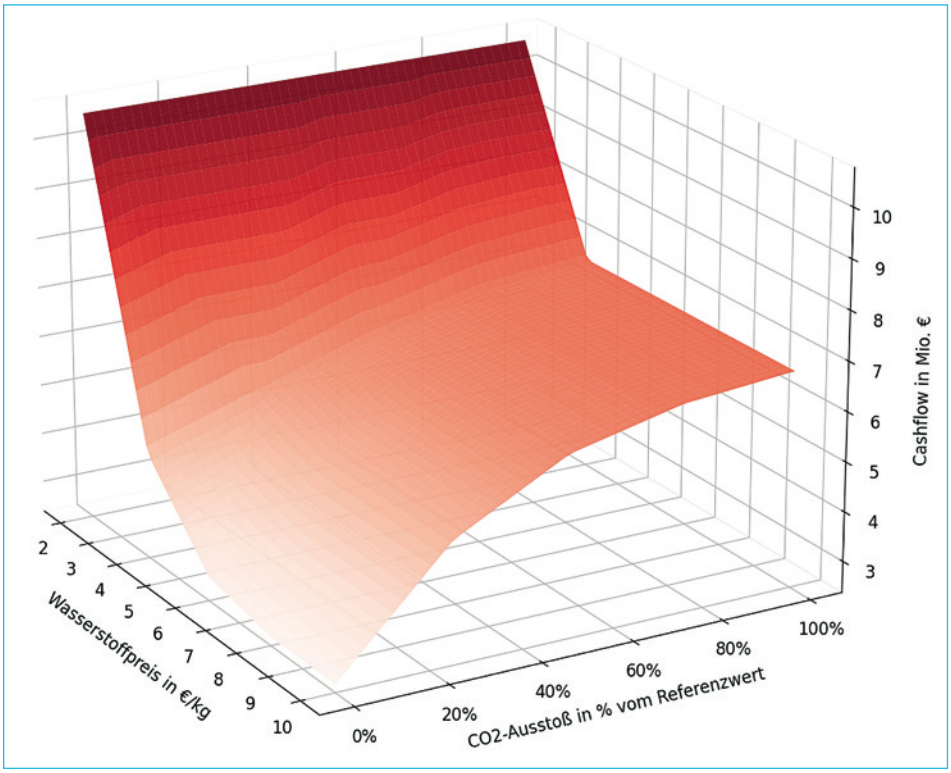


Abb. 6: Vereinfachter Cashflow bei Variation der erlaubten CO_2-Emissionen in Prozent vom Referenzwert und gleichzeitiger Variation des Wasserstoffeinkaufspreises

Aus Abbildung 6 ist zu erkennen, dass eine Reduzierung der CO_2-Emissionen bei Wasserstoffpreisen um 10 €/kg zu einer Reduktion des Cashflows führt, wobei moderate CO_2-Reduktionen nur geringen Einfluss haben. Dies ist damit zu erklären, dass ein erheblicher Teil der CO_2-Reduktionen durch Vermeidung des GuD-Betriebs erreicht wird. Betroffen sind dabei insbesondere Betriebsstunden, die zuvor nur leicht oberhalb der Grenzkosten der Anlage lagen. Es bleibt jedoch festzuhalten, dass die zu erwartende Betriebsweise zwar aus Betreibersicht einer einzelnen Anlage Sinn macht, unter der Annahme eines gleichbleibenden Gesamtstrombedarfs jedoch nur in einer Verschiebung der Erzeugung und ggf. der Emissionen außerhalb des hier betrachteten Systems resultieren. Weiterhin kann festgestellt werden, dass bis zu Wasserstoffpreisen von ca. 6 €/kg nur ein geringer Einfluss auf den Cashflow bei einer gleichzeitigen CO_2-Reduktion sichtbar ist, bei Wasserstoffpreisen unterhalb von 4 €/kg die vorgeschriebene CO_2-Reduktion kaum noch Einfluss auf den Cashflow hat und es bei Preisen von 2 €/kg aufgrund des gegenüber Erdgas deutlich höheren Heizwertes zu einer vollständigen, rein wirtschaftlichen Verdrängung kommt.

4.3. Investitionsplanung – Dimensionierung der Wasserstoffinfrastruktur

Die bisherige Betrachtung war auf eine reine Betriebsplanung fokussiert. Beispielhaft soll nun die simultane Dimensionierung der Wasserstoffinfrastruktur untersucht werden. Hierfür wurden die Zielfunktion der Optimierung um Abschreibungen für den Elektrolyseur (Anschaffungskosten: 800 €/kW) und den Wasserstoffspeicher (2,000 €/m^3) erweitert, und somit eine vereinfachte Form des EBITs maximiert, wobei nun neben der optimierten Betriebsweise auch die Größen der Elektrolyse (P_{refEL}) und des Wasserstoffspeichers ($V_{Speicher}$) ermittelt werden:

$$\max_{P_{GuD}(t),P_{EL}(t),\dot{m}_{NG}(t),\dot{m}_{H2}(t),P_{WP}(t),\ P_{ref_{EL}},V_{Speicher}} \int_{Tag\ 0}^{Tag\ 28} \sum EBIT(Tag\ 28)\ dt \quad (2)$$

Das Ergebnis der durchgeführten Optimierungen ist in Abbildung 7 dargestellt. Es kann gezeigt werden, dass mit einer optimierten Dimensionierung der Wasserstoffinfrastruktur eine erhebliche Verbesserung des Betriebsergebnisses zu erwarten ist. Für eine Reduzierung der Emissionen auf unter 25 % des Referenzwertes wählt der Optimierer die maximal zulässige Elektrolyseleistung (200 MW). Bei keiner oder nur geringer angestrebter CO_2-Reduktion würde die Größe des Elektrolyseurs auf das Minimum reduziert werden.

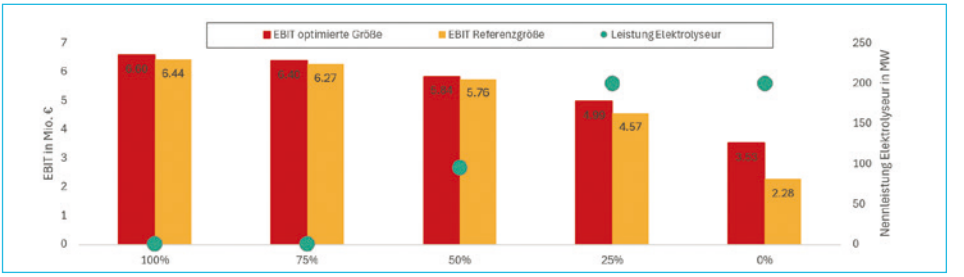


Abb. 7: Vereinfachtes EBIT bei vorgeschriebener Reduktion der CO_2-Emissionen

5. Zusammenfassung

Für den betrachteten KWK-GuD-Standort, welcher neben Infrastruktur zur Wasserstofferzeugung und Speicherung auch eine Wärmepumpe und einen thermischen Speicher beinhaltet, wurden auf der Grundlage von typischen Marktdaten optimierte Fahrpläne entwickelt und damit auch Zukunftsprognosen für mögliche Betriebsweisen ermöglicht. Die Möglichkeit der gleichzeitigen Betriebsplanung und Dimensionierung ermöglicht Investitionsentscheidungen – speziell in Systemen mit verschiedenen Speichern und unterschiedlichen Energiesektoren – trotz komplexer Wechselwirkungen zwischen den einzelnen

Assets. Für eine tiefergehende Untersuchung sollen insbesondere Prognoseunsicherheiten, sowohl der Marktpreise als auch der Wetterdaten, berücksichtigt werden. Aus den Betriebsstudien zur Dekarbonisierung lässt sich ableiten, dass eine Beschränkung der zulässigen CO_2-Emissionen zu Betriebsvermeidung und einer Reduktion des Cashflows führen kann. Externer Zukauf von Wasserstoff stellt erst bei Preisen unterhalb von ca. 5 €/kg eine wirtschaftlich nutzbare Ergänzung zum Brennstoffmix dar. Anhand der gezeigten Dimensionierungs-Szenarien lässt sich ableiten, dass auf der Grundlage der hier angenommenen Preise eine Wasserstoffproduktion eine sinnvolle Ergänzung für einen GuD-Standort sein kann und sich hier insbesondere bei einer angestrebten deutlichen Dekarbonisierung auch größere Elektrolyseure und Speicher positiv auf das Betriebsergebnis auswirken können.

6. Quellen

[1] Wilcox, S., Marion, W.: User's manual for TMY3 data sets 2008. https://www.nrel.gov/docs/fy08osti/43156.pdf (Stand: 01.06.2024).

[2] Åkesson, Johan: Optimica-An extension of modelica supporting dynamic optimization. In: 6th International Modelica Conference, 2008.

[3] Wittenburg, Raphael, et al.: Effects of rising dynamic requirements on the lifetime consumption of a combined cycle gas turbine power plant. In: Energy Procedia 158, pp. 5717–5713, 2019.

Mehr Wert.
Mehr Vertrauen.

Zukunftsweisend, innovativ und ganzheitlich.

TÜV SÜD begleitet Ihre Wasserstoff-projekte von der Idee bis zur Umsetzung.

Bei TÜV SÜD setzen wir unser umfassendes Know-how und unsere Erfahrungen mit Wasserstoff und verwandten Technologien ein, um eine sichere und zuverlässige Entwicklung von Wasserstoff-Energielösungen zu unterstützen sowie zu begleiten – von der Erzeugung über die Lagerung und den Transport bis hin zur Anwendung in den verschiedensten Branchen.

Sie stehen vor komplexen Fragestellungen und brauchen individuelle Antworten?
Unsere interdisziplinären Expertenteams ermöglichen nicht nur die ganzheitliche Betrachtung Ihrer komplexen Wasserstoffprojekte, sondern entwickeln auch gemeinsam mit Ihnen individuelle Lösungen für verschiedenste Aufgabenstellungen.
Dies umfasst neben allen technischen Fragestellungen hinsichtlich der Konzeptentwicklung und -planung, der Eignungsprüfung, der Errichtung sowie dem sicheren Betrieb Ihrer Anlagen, auch Mitarbeiterschulungen im Bereich sicherer Umgang mit Wasserstoffsystemen.

Interesse an unserem Leitfaden zur H_2-Readiness von Gaskraftwerken? Sprechen Sie uns direkt an.

TÜV SÜD Industrie Service GmbH | Dr. Thomas Gallinger
+49 89 5791-3538 | hydrogen@tuvsud.com

TÜV®

Impact of Flexibilization and Hydrogen Combustion in Gas Turbines on the Development of H_2-ready Expansion Joints

Laurenz May, Johannes Mohs, Nils H. Petersen, Christian Goßrau, Manfred Wirsum, Timm Behnecke, Thorsten Kohl and Sascha Kneuer

1. Introduction 87
2. Methodology 87
2.1. Gas Turbine Model 88
2.2. Future Operating Scenarios 90
2.3. Exhaust Gas Duct Modelling 91
3. Results and Discussion 91
3.1. Steam Injection Strategy 91
3.2. Exhaust Gas Properties for Hydrogen Admixture and Steam Injection 92
3.3. Damage Potential Analysis 93
4. Conclusion and Outlook 97
5. References 98

Symbol	Definition	Unit
α	Heat transfer coefficient	W/(m^{2}K)
η	Dynamic viscosity	Pa s
λ	Thermal conductivity	W/(m K)
Π	Pressure ratio	-
τ_{FLH}	Annual full-load hours	h/a

Φ	Fuel-air-ratio	-
ψ_{H2O}	Steam-to-fuel ratio	kg/kg
$\nabla(*)$	Gradient in time	1/s
$(\overline{*})$	Mean value in time	-
c_p	Heat capacity	J/(kg K)
D	Pipe diameter	m
f	Darcy friction factor	-
Ma	Mach number	-
Nu	Nusselt number	-
$\dot{m}$	Mass flow	kg/s
N_a	Annual GT starts	1/a
P	Power	W
Pr	Prandtl number	-
Re	Reynolds number	-
T	Temperature	K
X	Mole/volume fraction	mol/mol
Y	Mass fraction	kg/kg
Abbreviations and Indices		
BL	Baseload	
CH_4	Methane	
CH_2O	Formaldehyde	
CRN	Chemical reactor network	
DCC	Diffusion combustion chamber	
DLE	Dry low emission	
EG	Exhaust gas	
GE	General Electric	
GT	Gas turbine	
KHI	Kawasaki heavy industries	
PFR	Plug flow reactor	
PSR	Partially stirred reactor	
ppm	Parts per million	
Ref	Reference	
RLC	Rapid load change	
rel	relative	
S1…S4	Scenarios 1 to 4	
SP	Single peaker	
T,in	Turbine inlet	
VSV	Variable stator vanes	

1. Introduction

The substitution of conventional fossil fuels with synthetic CO_2-neutral fuels, such as green hydrogen, represents a key measure to decarbonize sectors that are difficult to electrify. To implement large-scale fuel substitution, however, various issues related to the production, supply and use of hydrogen in energy applications need to be considered. Gas-based thermal energy conversion technologies, such as gas turbines (GT), can be used to supply electricity and heat using green hydrogen. For this, past and current research work focuses in particular on the development of fuel-flexible combustion chambers [1][2][3][4]. Work is also underway to investigate the influence of hydrogen firing on the hot gas carrying parts of the GT, e. g. the highly thermally loaded turbine blades [5][6]. For components downstream of the turbine, on the other hand, detailed investigations into the influence of hydrogen firing are scarce. Furthermore, as part of the decarbonization of the electricity and heat supply, future GT power plants will be operated with increased fuel flexibility under more dynamic operating conditions, e. g. as a backup for volatile renewable power generation plants.

Therefore, this paper focuses on the influence of altered exhaust gas compositions and properties on the exhaust duct components, specifically the integrated expansion joints. To this end, an analysis of the changed requirements for expansion joints in GT power plants in the future energy system is carried out, considering changed operating mode and complete fuel substitution by hydrogen. This allows the definition of boundary conditions for the relevant exhaust gas parameters and the derivation of scenarios for material testing.

2. Methodology

The effects of fuel substitution on the GT operation and on the exhaust gas (EG) composition are investigated for different combustion chamber technologies which are classified into two main categories: premixed (dry low emission, DLE) and non-premixed (diffusion combustion chamber, DCC). Literature data is collected and model-based analyses of the combustion process for fuel substitution and measures to reduce emissions, i. e., steam injection in DCC, are carried out. The relevant exhaust gas properties are then determined for all operating conditions of the GT, such as start-up, partial and full load. Furthermore, the influence of future operations is investigated by analyzing different operation scenarios for peak and base load coverage or as a backup for renewable generation plants.

2.1. Gas Turbine Model

The investigation of GT operation and emission behavior under variable load conditions and hydrogen addition combines two modeling approaches: a physical GT model and chemical reactor networks (CRN). In this study, the models are parameterized to represent an industrial single-shaft 57 MW_{el} class gas turbine in single cycle configuration, using publicly available manufacturer data for the Siemens Energy SGT-800 [7][8]. The gas turbine process model is discussed in detail in [9][10] and will therefore only be presented shortly. To model the complex behavior of compressor air mass flow $\dot{m}_{air}$ and pressure ratio Π depending on the rotary speed, a scaled compressor map adopted from a GE LM2500 gas turbine is used [11]. The scaling procedure is adopted from [12][13] and scales $\dot{m}_{air}$ and Π linearly between the points of maximum polytropic efficiency. The Siemens Energy SGT-800 utilizes a set of variable stator vanes (VSV) in the first three stages of the compressor to improve part-load operability. To account for this, a scaling procedure is adopted from [9][11][14], relating the mass flow, pressure ratio and polytropic efficiency to the VSV angle, thus enabling simulations for both full- and part-load conditions. To model the temperature change and specific power for the compressor and turbine depending on the pressure ratio, polytropic relations as well as energy balances are used. The compressor and turbine power are then combined into the total shaft power of the GT and load-dependent mechanical losses, presented in [14], are accounted for. The turbine stages are modeled by prescribing the condition of choked flow ($Ma = 1$) in the first stator row. Using this approach, the turbine mass flow, pressure ratio and inlet temperature can be correlated [15][16]. To account for un-choking ($Ma < 1$) in deep part-load, the equation is modified using the Stodola correction factor $\sqrt{\Pi^2 - 1}/\sqrt{\text{const.}}$ proposed in [16][17]. A simplified cooling air model proposed by [14] is used, assuming that the cooling air is fully extracted at the compressor exit and is partially mixed to the combustor outlet (turbine blade cooling) and turbine outlet (rotor cooling). Figure 1 shows the validation of the GT model by comparing it to experimental data from a start-up sequence [7][8] over the relative GT load $P_{el,rel} = P_{el}/P_{el,max}$. The model agrees well with the reference data for the exhaust gas temperature T_{EG}, air mass flow $\dot{m}_{air}$ and fuel mass flow $\dot{m}_{fuel}$, as shown in figure 1.

For the GT combustion chamber, two CRN models are presented, representing a premixed DLE and non-premixed DCC. The DLE model is discussed in detail by Goßrau et al. [10] and consists of two partially stirred reactors (PSR) for modelling the pilot and main flame and a plug flow reactor (PFR) for the dilution zone following the approach of Savarese et al. [19]. To solve the balance equations for energy and chemical species inside each reactor, modules from Cantera are used [18]. The DCC model consists of two PSRs, representing the flame and dilution zone, and constitutes a modification of a model proposed by Kroniger [20]. Since diffusion flames are characterized by local stochiometric conditions,

the flame zone is modeled with a fuel-air-ratio Φ near unity, whereas the dilution zone is quenched with excess air and is therefore pushed towards lean post-combustion [20].

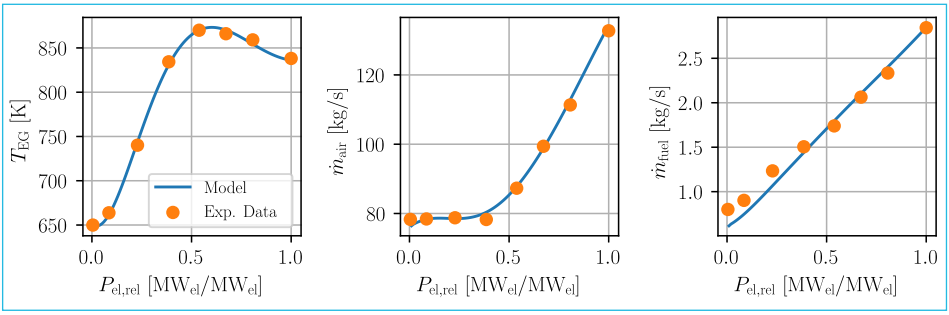


Fig. 1: Validation of the GT model using experimental data [7][8] for exhaust gas temperature T_{EG} (left), air mass flow $\dot{m}_{air}$ (center) and fuel mass flow $\dot{m}_{fuel}$ (right) over the relative GT load $P_{el,rel}$.

Furthermore, steam injection can be applied in the DCC as a measure to reduce high NO_x emissions due to high flame temperatures arising from stochiometric combustion. This is not required by the DLE combustor, since it exhibits lower flame temperatures and hence keeps thermal NO_x formation to a minimum [21]. Both models use the GRI3.0 mechanism to describe the combustion kinetics of CH_4/H_2-Air flames, accounting for all prevalent NO_x formation pathways, especially the thermally driven Zeldovich mechanism [22]. By tuning the residence times, the CRNs can be fitted to existing data, thus ensuring reliable predictions on pollutant formation. Accordingly, the DLE model is calibrated using manufacturer data for GT part-load emissions [7], as shown in [10]. For hydrogen admixture, publicly available data on emission formation is generally scarce. Nevertheless, available data on NO_x emissions are available for a test burner configuration under real GT operating conditions [8] and for the third generation DLE burner in an atmospheric test rig [3][23], which has been scaled to GT conditions using available NO_x emission data for nominal CH_4 operation.

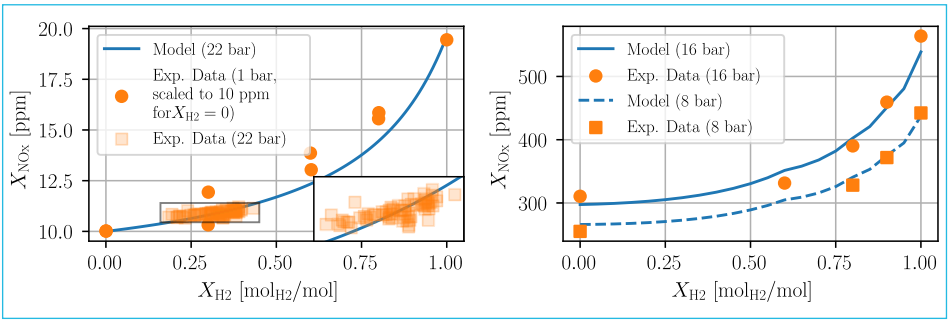


Fig. 2: Validation of the CRN models using experimental data. The DLE model (left) is compared to data from [3][23] (1.bar, scaled to 22 bar) and [8] (22 bar). The diffusion combustor model (right) is validated using data from [20].

As the investigated gas turbine is typically not equipped with a diffusion type combustion system, no reference data is available for the diffusion combustor for part-load conditions. Thus, the DCC-CRN has been parametrized using data provided by Kroniger [20], who investigated the effect of water injection for a hydrogen-fired KHI L30A gas turbine, which is in the same power class as the investigated Siemens Energy SGT-800. Figure 2 shows the validation of both CRN models by comparing the predicted NO_x volume fraction X_{NOx} to experiments with increasing volumetric hydrogen admixture X_{H2} for a constant operating point. The predicted NO_x emissions are in good agreement with the experimental data, thus both CRN models provide an estimate of NO_x emissions with hydrogen admixture.

2.2. Future Operating Scenarios

The increasing feed-in of renewable power generation plants leads to a transformation of the operating requirements for conventional power plants: more and faster starts and stops as well as decreasing full load hours lead to increased operation at partial load. More and shorter cycles lead to frequent changes in temperature and exhaust gas properties in the gas turbine power plant. To investigate this influence, various theoretical application scenarios are analyzed, based on the parameters shown in table 1.

Tab. 1: Overview of parameter variation for different theoretical load profile scenarios.

Year [-]	N_a [1/a]	τ_{FLH} [h/a]	$\nabla P_{el,rel}$ [%/min]	max($P_{el,rel}$) [%]	Operation Modes [-]	Part-Load Ratio [%]
2020	40	3437	6.4	100	BL / RLC	0.15 / 100
2030	400	2405	17.2	100	SP / RLC	0.81 / 100
2050	800	1411	17.2	100	SP / RLC	2.75 / 100

Here, the annual GT starts N_a and equivalent full-load hours τ_{FLH} are based on predictions by [24], whereas the relative GT load gradient $\nabla P_{el,rel}$ is adopted from [7]. Two operation modes are analyzed for each year. For 2020, the baseload (BL) is compared to the rapid load change (RLC) mode. While the BL mode imposes a constant nominal load $P_{el,rel}$ = 1 after GT start-up, the RLC mode assumes a cyclic change of $P_{el,rel}$ between 30 % and 100 %, serving as a worst-case estimate for cyclic operation. For 2030 and 2050, the baseload is substituted by the single peaker (SP) mode, which also assumes constant nominal load, however, for a shorter duration. The spool-up time needed to reach nominal GT rotor speed prior to load increase is accounted for using experimental data for exhaust gas temperature and mass flow [7][8] and is kept constant for all scenarios. The part-load ratio is defined as the GT energy output $\int P_{el}\, dt$ during load change procedures in relation to the total energy output. As seen in table 1, it increases

for future operating scenarios compared to 2020, indicating an increasing significance of part-load operation relative to total GT operation time, reaching unity for the RLC mode.

2.3. Exhaust Gas Duct Modelling

To investigate the impact of the increasingly cyclical GT operation on the exhaust duct, the heat transfer coefficient α_{EG} imposed by the hot gas is analyzed. For this purpose, the empirical Gnielinski correlation for turbulent pipe flows [25] is used to calculate the Nusselt number

$$Nu = \frac{f/8 \cdot (Re - 1000) \cdot Pr}{1 + 12.7 \cdot \sqrt{f/8} \cdot (Pr^{0.67} - 1)} = \frac{\alpha_{EG} D}{\lambda}$$

as a function of the Reynolds number *Re*, Prandtl number *Pr*, Darcy friction factor *f*, exhaust gas thermal conductivity λ and pipe diameter *D*. While $Pr = \eta \cdot c_p/\lambda$ is only a function of the fluid properties, including dynamic viscosity η and heat capacity c_p, the Reynolds number $Re = 4 \cdot \dot{m}_{EG}/(\pi \cdot D \cdot \eta)$ is also dependent on the exhaust gas mass flow, and hence changes with GT part-load. The Darcy friction factor is calculated using the equation $f = (0.79 \cdot \ln(Re) - 1.64)^{-2}$ [26]. All thermodynamic properties are calculated using Cantera [18], allowing for the determination of mixture-averaged multicomponent fluid properties for ideal gases.

3. Results and Discussion

In this chapter, the results for GT part-load and operation scenario analysis are presented. For this purpose, a strategy for steam injection in the diffusion combustor running on H_2 is presented first. Next, part-load correlations are derived and a quantitative comparison of exhaust gas properties is conducted for the different combustion chambers, fuels and operation scenarios.

3.1. Steam Injection Strategy

While the strategy may vary for different GT operators, it is shown in [27] that steam injection in diffusion combustors is used from 50 % load, which is used in the present study, too. Following [10], emissions are considered using the formula $Y_j \cdot \dot{m}_{EG}/P_{el,max}$, where Y_j is the mass fraction of species *j* in the exhaust and $P_{el,max}$ is the nominal GT power output. The required steam-to-fuel mass ratio $\psi_{H2O} = \dot{m}_{H2O}/\dot{m}_{fuel}$ is then calculated by keeping the NO_x emissions at 15 ppm (normalized to 15 % O_2 and 0 % H_2O in the exhaust) [8]. This corresponds to 150 mg_{NOx}/kWh_{el} at nominal GT load with CH_4 [10], and therefore serves as the NO_x limit from 50 % load onward. It is assumed that the initial steam addition is done while maintaining a constant turbine inlet temperature $T_{T,in}$. To satisfy this condition, the onset of steam injection is around 40 % load. Figure 3

shows the results for the steam injection strategy in the case of a H_2-fired DCC. The chosen path for ψ_{H2O} over relative GT load is highlighted in red. The grey area represents the exceeding of $T_{T,in}$ over its design value (1592 K), leading to possible damage to the turbine. With increasing ψ_{H2O}, higher GT loads can be achieved without exceeding its thermal design limits. Therefore, for the H_2 – DCC, an increase of 20 % GT nominal load compared to GT operation using a CH_4-fired DLE combustor is set, which is within reported values in literature [28] [29][30].

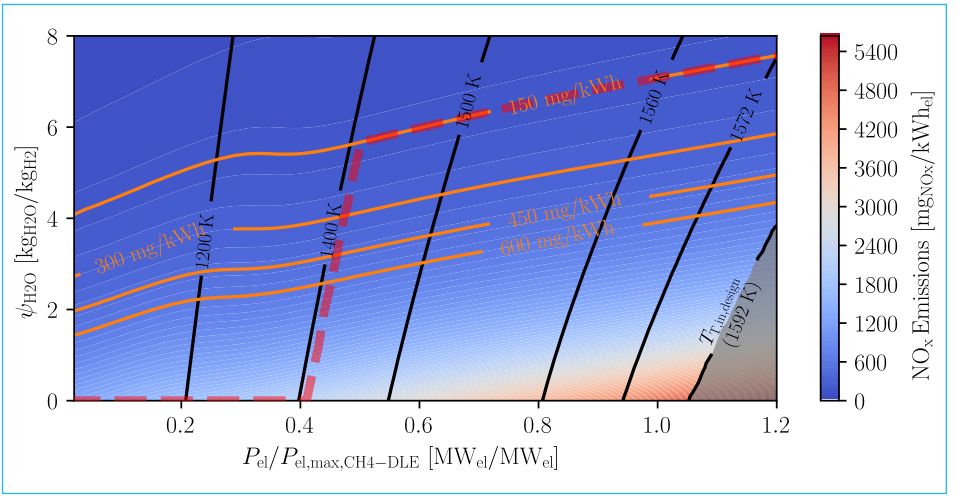


Fig. 3: GT model and DCC-CRN map for NO_x emissions over different relative GT loads and ψ_{H2O}. Orange iso-lines denote NO_x emissions, black iso-lines denote $T_{T,in}$. The chosen steam injection strategy is highlighted as dashed red line. The grey area denotes exceeding of design $T_{T,in}$ and thus possible damage to the gas turbine.

3.2. Exhaust Gas Properties for Hydrogen Admixture and Steam Injection

Using the GT process model in combination with the DLE and DCC model, exhaust gas properties for GT part-load operation are obtained, as shown in figure 4. It is evident that the exhaust H_2O volume fraction X_{H2O} is significantly higher for a H_2- than for a CH_4-fired DLE combustor, which can be attributed to the absence of CO_2 as a combustion product. Furthermore, due to the steam injection strategy for the H_2-fired DCC, X_{H2O} is increased significantly starting around $P_{el,rel}$ = 0.35. This in turn increases the heat transfer coefficient due to the increased exhaust mass flow and causes a slight dip in exhaust gas temperature. As seen in figure 3, different nominal loads $P_{el,max}$ are possible depending on fuel and combustor type. Hence, the maximum relative load $P_{el,rel}$ = 1 corresponds to different absolute GT loads P_{el} (CH_4 – DLE: 57 MW_{el}, H_2 – DLE: 60 MW_{el}, H_2 – DCC: 68 MW_{el}) in figure 4. The focus is on the major indicators regarding thermal stress, represented by T_{EG} and α_{EG}, as well as corrosion, indicated by

X_{H2O}. This is owed to the fact that pollutant species, such as NO_x, CO, and CH_2O were found to be present only in small concentrations [10], with C-containing species further decreasing with H_2-admixture, and therefore being deemed negligible.

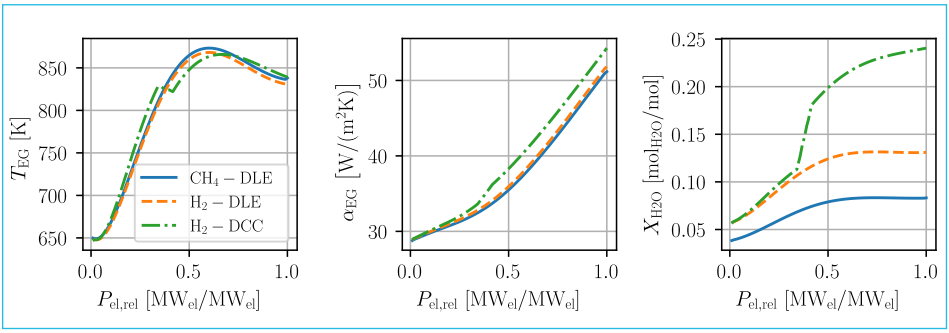


Fig. 4: GT part-load operation exhaust gas properties (temperature T_{EG} (left), heat transfer coefficient α_{EG} (center), H_2O volume fraction X_{H2O} (right) over relative GT load $P_{el,rel}$ for CH_4 and H_2-fired DLE combustor and H_2–DCC.

3.3. Damage Potential Analysis

To investigate the implications of hydrogen admixture and GT flexibilization on exhaust duct components, an analysis of different damage potentials (thermal and corrosive wear, thermal fatigue) is conducted. For this purpose, the presented part-load correlations are evaluated over the load profiles discussed in Chapter 2.2. First, the continuous impact of exhaust gas temperature and heat transfer coefficient, represented by their mean values over GT operation time, is investigated. For this purpose, five different scenarios for combustion chambers and GT operation are analyzed, as shown in table 2. The case of a GT with CH_4 – DLE in 2020 serves as a baseline (Ref). Results are then shown for a GT using a H_2 – DLE (S1) and H_2 – DCC (S2) in 2030, as well as a H_2 – DLE (S3) and H_2 – DCC (S4) in 2050.

Tab. 2: Definition of operation scenarios.

Ref	S1	S2	S3	S4
CH_4 – DLE	H_2 – DLE	H_2 – DCC	H_2 – DLE	H_2 – DCC
2020	2030	2030	2050	2050

The according cumulated results for T_{EG}, α_{EG} and X_{H2O} are shown for all scenarios in figure 5. Comparison of the results to the reference case in 2020 is indicated by the relative change factor over each bar plot. While the bar plots show

the results for the constant GT load operation modes (BL and SP), the diamond symbols indicate values for the RLC mode. By comparing the mean temperature $\overline{T_{EG}}$ for each scenario, it is evident that both H_2-admixture and GT flexibilization bear negligible impact on the overall exhaust gas temperature. This is underlined by the maximum relative change of -2 % between the Ref and S3 case. The average temperature is slightly higher for the RLC compared to the BL and SP modes. This can be attributed to the temperature increase when reducing the GT power from nominal load, as shown in figure 4. The mean heat transfer coefficient shows a slightly different trend in figure 5, which is due to two reasons: 1) With increasing operation time in part-load, operation is cumulatively shifted to lower relative loads and heat transfer coefficients. 2) With altered fuel and combustor type, the heat transfer coefficient is increased in all load conditions. For the H_2 – DLE cases S1 and S3, the first effect outweighs the second, with either no change (2030) or a slight reduction (2050) in $\overline{\alpha_{EG}}$. For the H_2 – DCC cases S2 and S4, the second effect predominates, resulting in a slight increase of $\overline{\alpha_{EG}}$ compared to the Ref case (2030: + 5 %, 2050: + 2 %). The RLC results are lower for all scenarios compared to the BL and SP cases, since $\overline{\alpha_{EG}}$ decreases in part-load operation, as shown in figure 4. In summary, the average thermal wear on the exhaust duct is predicted to remain mostly unaffected by both H_2-admixture and GT flexibilization. However, the required additional steam injection when using the H_2 – DCC technology acts to slightly increase the heat transfer coefficient due to the exhaust mass flow increase.

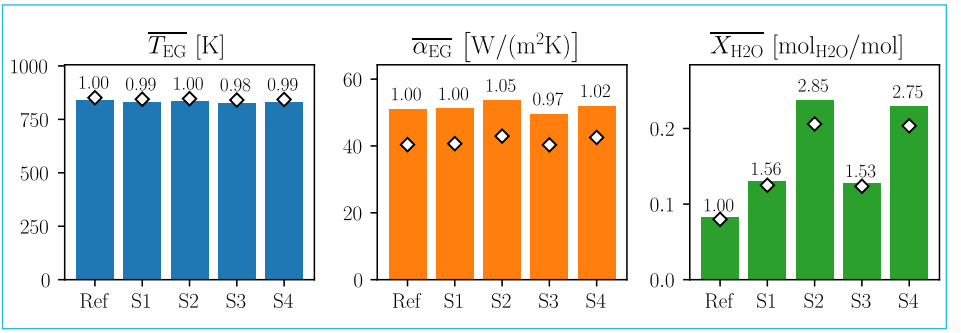


Fig. 5: Mean values for exhaust gas temperature $\overline{T_{EG}}$ (left), heat transfer coefficient $\overline{\alpha_{EG}}$ (center), and H_2O exhaust volume fraction $\overline{X_{H2O}}$ (right) for different scenarios (BL and SP modes). Numbers over the bars represent the change factor relative to the Ref case. Diamond symbols indicate results for the RLC operation mode.

Figure 5 also shows the mean exhaust H_2O volume fraction $\overline{X_{H2O}}$, taken as an indicator for corrosion probability [5]. Analogous to figure 4, a comparison between DLE and DCC technology yields a significant increase in $\overline{X_{H2O}}$ for the latter, which is promoted by the steam addition. Increasing part-load operation in the RLC mode for the Ref, S1, and S3 case show little change compared to the BL and SP modes. However, it results in significant reduction in $\overline{X_{H2O}}$ for S2 and S4,

which is caused by the steep part-load behavior of X_{H2O} for the H_2 – DCC shown in figure 4. Overall, GT operation scenario bears little influence on corrosion probability. However, fuel substitution to H_2 shows to significantly increase the average steam content in the exhaust gas by over 50 % for the DLE combustor, increasing the damage potential for corrosion. This effect is further exacerbated by the steam injection required for the H_2 – DCC, which results in a 185 % and 175 % increase in 2030 and 2050.

Lastly, the impact of thermal cycling is investigated. Since the model at hand cannot represent the transient temperature of exhaust duct components, only the gradients of the relevant exhaust gas parameters are investigated as an indicator for thermal stress. For this purpose, figure 6 shows the absolute change of exhaust gas temperature over time $|\nabla T_{EG}|$ for all scenarios. Since the rate of change is investigated, only the starting procedure of the GT is shown, consisting of the spool-up and subsequent load increase. As the spool-up time is accounted for using experimental data, the temperature gradient $|\nabla T_{EG}|$ is kept the same for all cases. The exhaust gas temperature rises sharply during the spool-up procedure, resulting in high gradients which decay over time. The difference between the cases becomes visible from begin of the load increase. The CH_4 – DLE in 2020 shows a slow rise in $|\nabla T_{EG}|$, reaching only moderate values. For the H_2 – DLE, and H_2 – DCC in 2030 and 2050, however, a sharp increase in $|\nabla T_{EG}|$ is seen, most notably caused by the higher load gradient $\nabla P_{el,rel}$ = 17.2 %/min compared to $\nabla P_{el,rel}$ = 6.4 %/min in 2020. Overall, two possibly critical regions can be derived from figure 6. The very steep rise in temperature during the spool-up time yields the potential for thermal shock in the exhaust duct if components are not pre-heated, e.g. for a GT cold start. However, low values for α_{EG} are present in these conditions due to low exhaust mass flows, attenuating the thermal stress on the material.

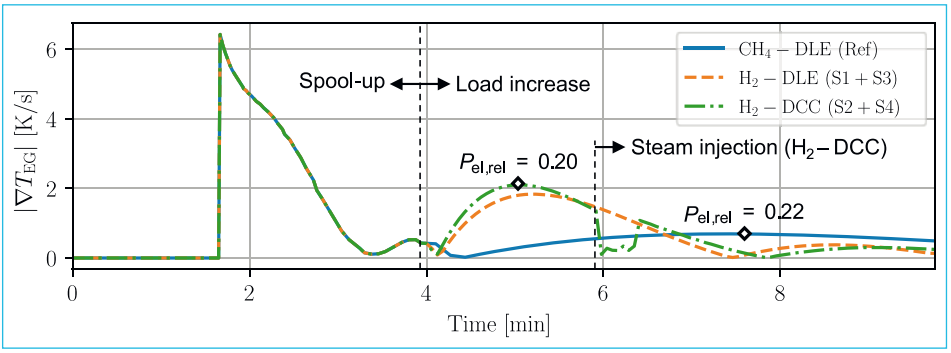


Fig. 6: Absolute change of exhaust gas temperature over time $|\nabla T_{EG}|$ for the GT start-up procedure, consisting of spool-up and load increase. The drop in $|\nabla T_{EG}|$ for the H_2 – DCC stems from the T_{EG}-drop during steam addition.

The second critical region is given by the large values of $|\nabla T_{EG}|$ at the beginning of the GT load increase for the scenarios S1-S4, especially for the H_2 – DCC. While the magnitude of the temperature gradient is lower compared to the first spike during spool-up, the heat transfer coefficient is growing during load increase, enabling higher heat transfer rates into the exhaust duct, and thus yielding the second potential load point for thermal shock. The results presented in figure 6 are summarized in figure 7, applied to the entirety of the investigated load profiles. Here, the maximum values for the gradients of temperature $(\nabla T_{EG})_{max}$ and heat transfer coefficient $(\nabla \alpha_{EG})_{max}$ are investigated, omitting the spool-up time. It becomes clear that the results for $(\nabla T_{EG})_{max}$ and $(\nabla \alpha_{EG})_{max}$ are qualitatively similar, showing a significant increase of maximum gradients for S1–S4 compared to the Ref case. As highlighted by the diamond symbols, which represent GT operation with CH_4 in the 2020 scenario (Ref) with a load gradient of $\nabla P_{el,rel}$ = 17.2 %/min, enhancing the load flexibility leads to increasing maximum gradients ($(\nabla T_{EG})_{max,CH4}$: +166 %,$(\nabla \alpha_{EG})_{max,CH4}$: +171 %). However, as already seen in figure 6, the H_2 – DCC cases (S2, S4) yield higher gradients due to the 20 % nominal load increase, forcing a higher absolute load gradient during the same GT load increase period. Since for the RLC mode, $\nabla P_{el,rel}$ is kept constant, $(\nabla T_{EG})_{max}$ and $(\nabla \alpha_{EG})_{max}$ remain unchanged.

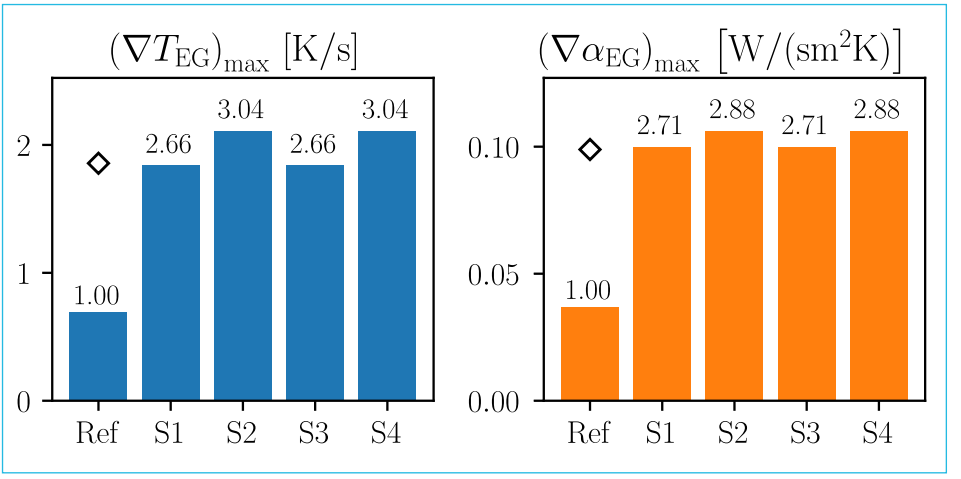


Fig. 7: Maximum gradients for exhaust gas temperature $(\nabla T_{EG})_{max}$ (left) and heat transfer coefficient $(\nabla \alpha_{EG})_{max}$ (right) for the scenarios investigated. Diamond symbols indicate the assumption of a load gradient of $\nabla P_{el,rel}$ = 17.2 %/min for the Ref case.

In summary, the thermal fatigue indicators $(\nabla T_{EG})_{max}$ and $(\nabla \alpha_{EG})_{max}$ are negligibly dependent on the change of fuel for the same combustion system (-2 % to +2 %) and moderately dependent on the change of combustion system (+17 % to +38 %). Both identified potential conditions for thermal fatigue have

an enhanced effect with either increasing number of starts or increasing load gradients (+166 % to +171 %). Therefore, thermal fatigue is enhanced by more flexible operation in the future energy system, rather than by the fuel of choice.

4. Conclusion and Outlook

An analysis of the impact of exhaust gas properties on the exhaust duct was conducted for fuel substitution with H_2 combustion, different combustion systems including steam injection, and future GT operating scenarios. First, part-load correlations for the most relevant parameters (T_{EG}, α_{EG}, X_{H2O}) were established using GT and combustor (DLE, DCC) models. The substitution of CH_4 by H_2 in the DLE combustor does not result in significant change to the exhaust gas temperature and heat transfer coefficient, but rather an increase in exhaust steam volume fraction (+58 %) at nominal load. However, steam injection in the H_2 – DCC lead to an increase in heat transfer coefficient (+6 %) due to the higher exhaust mass flow and higher steam volume fraction. The part-load correlations were then evaluated over GT operation time using different load profiles for future operating scenarios. Analysis of the averaged thermal indicators $\overline{T_{EG}}$ and $\overline{\alpha_{EG}}$ show that both H_2-admixture and the number of GT starts yield negligible impact on the thermal wear. The increase in GT flexibility (RLC operation mode) results in a slight increase of temperature and a decrease of mean heat transfer coefficient. The averaged exhaust steam volume fraction is mostly unaffected by the GT operating scenario, while showing significant increase for fuel substitution (CH_4 – DLE to H_2 – DLE) by 56 %. Most predominantly, changing the combustor type (H_2 – DLE to H_2 – DCC) yields an 129 % increase of the averaged steam volume fraction. Analysis of the thermal fatigue indicators conclude two conditions for potential thermal fatigue: 1) Thermal fatigue potential during GT spool-up procedure, with highest exhaust temperature gradients but low heat transfer coefficients, is directly linked to the number of GT starts. 2) Thermal fatigue potential during GT loading (at $P_{el,rel}$ = 0.20–0.22), with high exhaust temperature gradients and moderate heat transfer coefficients, is mostly dependent on the imposed GT load gradient.

It can be concluded that the time-averaged thermal wear of exhaust duct components is expected to remain mostly unchanged for the investigated scenarios. Therefore, the development of future expansion joints used in the GT exhaust duct should focus on increasing resistance against corrosion- and fatigue-induced failure. The impact of the increasing exhaust steam content on corrosion probability should be investigated by long term material studies. Since the thermal strain on exhaust duct components is determined by rather complex heat transfer mechanisms in reality, more sophisticated heat-transfer simula-

tions to predict the transient thermal behavior of exhaust duct components are needed to gain further insight. In addition, cyclic material tests representing spool-up and loading conditions need to be carried out.

Acknowledgements

The authors gratefully acknowledge the financial support of the German Federal Ministry of Economic Affairs and Climate Action (BMWK) as part of the project *GTExH2*, 10/2023 – 09/2026. The authors thank Dr. Christian Kontermann and Prof.-Dr. Matthias Oechsner (TU Darmstadt, IfW) for their contribution.

5. References

[1] Taamallah, S. et al.: Fuel flexibility, stability and emissions in premixed hydrogen-rich gas turbine combustion: Technology, fundamentals, and numerical simulations. In: Applied Energy 154 (2015), S.1020–1047. DOI: 10.1016/j.apenergy.2015.04.044

[2] Zhou, H. et al.: Hydrogen-fueled gas turbines in future energy system. In: International Journal of Hydrogen Energy 64 (2024), S. 569–582. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2024.03.327

[3] Subash, A. A. et al.: Investigation of fuel and load flexibility in a SGT-600/700/800 burner under atmospheric pressure conditions using high-speed OH-PLIF and OH chemiluminescence imaging. In: Proceedings of the ASME Turbo Expo 2020: Turbomachinery Technical Conference and Exposition. Volume 4A: Combustion, Fuels, and Emissions. Virtual, Online. September 21–25, 2020. DOI: 10.1115/GT2020-14583

[4] Juste, G. L.: Hydrogen injection as additional fuel in gas turbine combustor. Evaluation of effects. In: International Journal of Hydrogen Energy 31 (2006), S.2112–2121. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2006.02.006

[5] Pint, B. A. et al.: The effect of higher water vapor content in H2-fired turbines on high temperature durability. In: Proceedings of ASME Turbo Expo 2023: Turbomachinery Technical Conference and Exposition. Volume 8: Industrial and Cogeneration; Manufacturing Materials and Metallurgy. Boston, Massachusetts, USA. June 26–30, 2023. DOI: 10.1115/GT2023-103866

[6] Stefan, E. et al.: Materials challenges in hydrogen-fueled gas turbines. In: International Materials Reviews 67 (2022), S.461–486. DOI: 10.1080/09506608.2021.1981706

[7] Lörstad, D. et al.: Siemens gas turbine SGT-800 enhanced to 50 MW: Design modifications, validation and operation experience. 2013. URL: https://api.semanticscholar.org/CorpusID:119072012

[8] Lörstad, D. et al.: Siemens SGT-800 industrial gas turbine enhanced to 50 MW: Combustor design modifications, validation and operation experience. In: Proceedings of ASME Turbo Expo 2013: Turbine Technical Conference and Exposition. June 3–7, 2013, San Antonio, Texas, USA. DOI: 10.1115/gt2013-95478

[9] Bexten, T. et al.: A comparative study of data and physically based gas turbine modeling for long-term monitoring scenarios. Part I: Thermodynamic performance prediction without design information. In: Proceedings of the ASME Turbo Expo 2018: Turbomachinery Technical Conference and Exposition. Volume 6: Ceramics; Controls, Diagnostics, and Instrumentation; Education; Manufacturing Materials and Metallurgy. Oslo, Norway. June 11–15, 2018. DOI: 10.1115/GT2018-76630

[10] Goßrau, C. et al.: Analysis of different emission metrics for power generation machinery in flexible co-generation energy systems. In: Proceedings of the ASME Turbo Expo 2023: Turbomachinery Technical Conference and Exposition. Volume 3B: Combustion, Fuels, and Emissions. Boston, Massachusetts, USA. June 26–30, 2023. DOI: 10.1115/GT2023-102790

[11] Seydel, C. G.: Thermodynamische Auslegung und Potentialstudien von Heavy-Duty Gasturbinen für kombinierte Gas- und Dampfkraftwerke. Fakultät für Maschinenwesen der Ruhr-Universität Bochum, Bochum, Germany, 2014.

[12] Bolemant, M. et al.: An alternative compressor modeling method within gas turbine performance simulations. In: Deutscher Luft- und Raumfahrtkongress 2014. URL: https://api.semanticscholar.org/CorpusID:31203664

[13] Kurzke, J.: Model based gas turbine parameter corrections. In: Proceedings of the ASME Turbo Expo 2003, collocated with the 2003 International Joint Power Generation Conference. Volume 1: Turbo Expo 2003. Atlanta, Georgia, USA. June 16–19, 2003. S. 91–99. DOI: 10.1115/GT2003-38234

[14] Haglind, F.: Variable geometry gas turbines for improving the part-load performance of marine combined cycles– Gas turbine performance. In: Energy 35 (2010), S.562–570. DOI: 10.1016/j.energy.2009.10.026

[15] Kurzke, J.: Correlations hidden in compressor maps. In: Proceedings of the ASME 2011 Turbo Expo: Turbine Technical Conference and Exposition. Volume 1: Aircraft Engine; Ceramics; Coal, Biomass and Alternative Fuels; Wind Turbine Technology. Vancouver, British Columbia, Canada. June 6–10, 2011. S.161–170. DOI: 10.1115/GT2011-45519

[16] Jeong, J. H. et al.: Analysis of the influence of hydrogen co-firing on the operation and performance of the gas turbine and combined cycle. In: Case Studies in Thermal Engineering 54 (2024), 104061. DOI: 10.1016/j.csite.2024.104061

[17] Zhang, N. et al.: Analytical solutions and typical characteristics of part-load performances of single shaft gas turbine and its cogeneration. In: Energy Conversion and Management 43 (2002), S.1323–1337. DOI: 10.1016/S0196-8904(02)00018-3

[18] Goodwin, D. G.et al.: Cantera: An object-oriented software toolkit for chemical kinetics, thermodynamics, and transport processes. URL: https: //www.cantera.org (2024). DOI: 10.5281/zenodo.6387882

[19] Savarese, M. et al.: Towards fast prediction of flame stability and emissions of mGT combustion chambers: a chemical reactor network approach. In: Proceedings of the ASME Turbo Expo 2022: Turbomachinery Technical Conference and Exposition. Rotterdam, Netherlands. June 13–17, 2022. DOI: 10.1115/GT2022-81963

[20] Kroninger, D.: Prediction of NOx emissions for a hydrogen fueled industrial gas turbine combustor with water injection. Fakultät für Maschinenwesen der Rheinisch-Westfalischen Technischen Hochschule Aachen, 2019.

[21] Chiesa, P. et al.: Using hydrogen as a gas turbine fuel. In: Journal of Engineering for Gas Turbines and Power 127 (2005), S.73–80. DOI: 10.1115/1.1787513

[22] Smith, G. P. et al.: GRI-MECH 3.0. URL: http://www.me.berkeley.edu/gri_mech/ (2024)

[23] Lantz, A. et al.: Investigation of hydrogen enriched natural gas flames in a SGT-700/800 burner using OH PLIF and chemiluminescence imaging. In: Journal of Engineering for Gas Turbines and Power 137 (2015). DOI: 10.1115/1.4028462

[24] ETN Global: Rotor lifetime assessment – a reference report. March 2024. URL: https://etn.global/wp-content/uploads/2024/05/ETN-Rotor-Lifetime-Assessments-A-Reference-Report-March-2024.pdf (2024)

[25] Gnielinski, V.: Berechnung mittlerer Wärme- und Stoffübergangskoeffizienten an laminar und turbulent überströmten Einzelkörpern mit Hilfe einer einheitlichen Gleichung. In: Forsch. Ing.-Wes. 41 (1975), S.145–153

[26] Incropera, F. P. and DeWitt, D. P.: Fundamentals of Heat and Mass Transfer, Volume 6. Hoboken: Wiley (2007). ISBN 978-0-471-45728-2

[27] GE Energy and Environmental Research Corporation. Attachment A: Summary of technical edits. Florida power and light company, martin station power plant. Initial compliance demonstration for air emissions permits limits on units 8A and 8B. Combustion turbine in simple cycle mode, distillate oil. URL: https://arm-permit2k.dep.state.fl.us/psd/1110099/00000ADC.pdf (2024)

[28] Mathioudakis, K.: Analysis of the Effects of Water Injection on the Performance of a Gas Turbine. In: ASME. J. Eng. Gas Turbines Power 124 (2002), S.489–495. DOI: 10.1115/1.1451755

[29] Fischer, A. C. et al.: Augmentation of Gas Turbine Power Output by Steam Injection. In: Proceedings of the ASME Turbo Expo 2001: Power for Land, Sea, and Air. Volume 3: Heat Transfer; Electric Power; Industrial and Cogeneration. New Orleans, Louisiana, USA. June 4–7, 2001. DOI: 10.1115/2001-GT-0107

[30] Larson, E. D. et al.: Steam-Injected Gas Turbines. In: ASME. J. Eng. Gas Turbines Power 109 (1987), S.55–63. DOI: 10.1115/1.3240006

DORNIER Group

SEI DABEI

Gestalte mit uns die Zukunft in Deutschland

Business Unit Power and Heat

Wir beschäftigen uns neben dem klassischen Basic- und Detail-Engineering für konventionelle Energieerzeugungsanlagen mit zukunftsfähigen Systemlösungen im Bereich Kraft-Wärme-Kopplung. Dabei halten wir den Umweltaspekt immer im Fokus und arbeiten zudem ständig an neuen und innovativen Konzepten.

Business Unit Nuclear Services

Wir haben uns das Ziel gesetzt, unseren Kunden den sicheren und effizienten Rückbau ihrer kerntechnischer Anlagen zu ermöglichen. Hierzu bedienen wir mit unserer Entsorgungsplanung die Themen Rückbauplanung, Entsorgungsplanung, Verpackungsplanung, Strahlenschutz und Endlagerdokumentation.

Finde deinen Job

Scan me!

Dornier Group GmbH | Zimmerstraße 67/69 | 10117 Berlin
www.dornier-group.com | info@dornier-group.com

HOK ACTIVATED LIGNITE

WASSER UND LUFT SIND LEBEN.

Mit Herdofenkoks HOK® und seiner konstanten Qualität können Schadstoffe sicher abgeschieden werden. Mit dem eigenen Rohstoff garantieren wir zudem Versorgungssicherheit.

Unsere Lösung für eine saubere Umwelt:
hok.de

RWE GROUP

RWE – Sicherstellung der grünen Stromversorgung durch ein wasserstofffähiges GuD-Kraftwerk am Standort Weisweiler

Fabian Braun, Alexander Hacks, Sarah Simshäuser und Christoph Köster

1. Einleitung 103
2. Technische Beschreibung 107
2.1. Auslegung für den Wasserstoffbetrieb 108
2.2. Gasturbine GT36-S5 109
2.3. Technische Herausforderungen 110
3. Genehmigungssituation 111
4. Wirtschaftliche Herausforderungen 112
5. Quellen 113

1. Einleitung

Der Ausstieg aus der Kernenergie in Deutschland ist bereits vollzogen, mit dem gesetzlichen Kohleausstieg bis 2038 werden die steuerbaren Kraftwerkskapazitäten in Deutschland weiter deutlich reduziert. RWE hat mit dem Bund und dem Land Nordrhein-Westfalen vereinbart, die Stromerzeugung aus Braunkohle sogar schon bis 2030 zu beenden. Zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit in Stunden einer Unterdeckung durch Erneuerbare Energien werden auch in Zukunft gesichert einsetzbare Erzeugungsleistungen benötigt, die sowohl kurzfristige Defizite ausgleichen als auch im Falle einer Dunkelflaute eine sichere Energieversorgung gewährleisten können. Gemäß den aktuellen Erwartungen liegt die benötigte Leistung steuerbarer Kraftwerke im Jahr 2030 bei ungefähr 71 GW, was einen Zubau von bis zu 23 GW (H_2-ready) Gaskraftwerkskapazitäten notwendig macht (Abbildung 1) [1]. Durch die mittel- und langfristige Umstellung der Verstromung von fossilem Erdgas auf die Rückverstromung von elektroly-

tisch hergestellten *grünen Wasserstoff* kann die Kapazitätsbereitstellung CO_2-neutral erfolgen und damit einen entscheidenden Beitrag zur Energiewende und damit zur Erreichung der Klimaneutralität bis 2045 in Deutschland leisten.

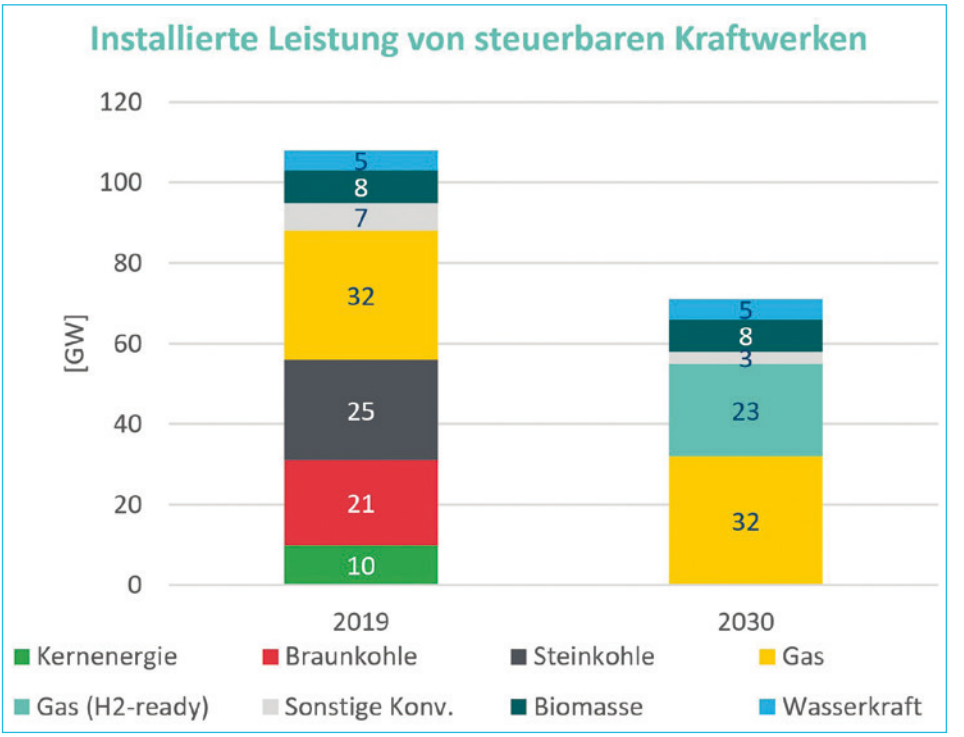


Abb. 1: Installierte Leistung von steuerbaren Kraftwerken [1]

Um die rechtlichen Bedingungen für den Zubau abzustecken und Energieversorgern einen ersten Anhaltspunkt für zukünftige Investitionsentscheidungen zu bieten, hat sich die Bundesregierung im Rahmen der Kraftwerksstrategie (KWS) am 5. Februar 2024 darauf geeinigt, neue Kraftwerkskapazitäten von bis zu viermal 2,5 GW (H_2-ready) Gaskraftwerke auszuschreiben.

RWE möchte in Deutschland bis zum Ende der Dekade wasserstofffähige Gaskraftwerke mit einer Gesamtkapazität von 3 GW bauen. Die Anlagen sollen vorrangig an Standorten entstehen, die bislang zur Verstromung von Kohle genutzt wurden. Voraussetzung für eine Investition ist, dass die Politik die nötigen wirtschaftlichen Anreize schafft. Ferner müssen die Voraussetzungen dafür gegeben sein, dass die Gaskraftwerke perspektivisch mit klimafreundlich hergestelltem Wasserstoff betrieben werden können.

Für die Entwicklung eines möglichen ersten Projekts in diesem Zusammenhang hat sich der Standort Weisweiler als besonders geeignet herausgestellt. Zu den Standortstärken zählen dabei die bereits vorhandene Infrastruktur, eine sehr

gute Netzanbindung an Erdgas und Strom, die H_2-Netz-Anschlussperspektive, die Möglichkeiten der langfristigen Ressourcensicherung (Personal, Partnerfirmen und Standortfläche), eine hohe Akzeptanz bei regionalen Stakeholder sowie die sich nach Vorprüfung herausgestellten guten Voraussetzungen im Hinblick auf die genehmigungs- und planungsrechtlichen Rahmenbedingungen.

Um die Voraussetzungen für die Errichtung eines wasserstofffähigen Gaskraftwerks in Weisweiler zu schaffen, startete RWE im Juli 2023 mit der Genehmigungsplanung für eine neue 800 MW_{el} (H_2-ready) Gas-und-Dampf-Kombikraftwerksanlage (GuD) am Standort Weisweiler, an dem bis zum April 2029 die Verstromung auf Basis von Braunkohle eingestellt wird. Im Rahmen eines intensiven Sondierungsprozesses für die geplante Anlage hat sich ein Konsortium aus Ansaldo Energia (Italien) und Tecnicas Reunidas (Spanien) durchgesetzt. Der geschlossene Vertrag umfasst mehrere Arbeitspakete, wobei im ersten Schritt die für den Genehmigungsantrag benötigten Unterlagen erstellt werden. Die Abbildung 2 zeigt die wesentlichen zeitlichen Projektphasen. Die Bestellung der Kraftwerkskomponenten sowie die Beauftragung der Konstruktion stehen unter dem Vorbehalt einer finalen Investitionsentscheidung.

Abb. 2: Projektablauf

Nach der avisierten Einreichung des Genehmigungsantrages zum Ende 2024 startet das mehrmonatige Genehmigungsverfahren. Das ist die Voraussetzung dafür, dass RWE rasch in die Umsetzung starten kann, sobald eine Investitionsentscheidung getroffen werden konnte. Nach Erhalt aller notwendigen Genehmigungen und unter der Voraussetzung, dass für das Vorhaben die Gesamtwirtschaftlichkeit dargestellt wird und der Anschluss an das Wasserstoffnetz erfolgen kann, werden die darauffolgenden Arbeitspakete – Bestellung zentraler Kraftwerkskomponenten sowie Errichtung und Inbetriebnahme der Anlage – ausgelöst. Im Jahr 2026 könnte nach aktueller Planung demnach mit den ersten Baufeldeinrichtungsarbeiten begonnen werden und somit würde die GuD bis zum Ende des Jahrzehnts den ersten Strom ins Netz speisen (Abbildung 2). Die geplante Anlage wird bereits zum Zeitpunkt ihrer Inbetriebnahme technisch in der Lage sein, mindestens 50 Vol.-% H_2 einzusetzen. Aufgrund der noch unklaren Wasserstoffversorgung kann die Inbetriebnahme mit Wasserstoff auch zeitlich versetzt zur vorlaufenden Inbetriebnahme mit Erdgas durchgeführt werden.

Die GuD soll im nordöstlichen Teil des Betriebsgeländes des Kraftwerks Weisweiler errichtet werden. Für das Vorhaben sind keine maßgeblichen Rückbauarbeiten erforderlich. Die Fläche für Gebäude, bauliche Anlagen und sonstige technische Komponenten der GuD umfasst ca. 4,7 ha (Abbildung 3).

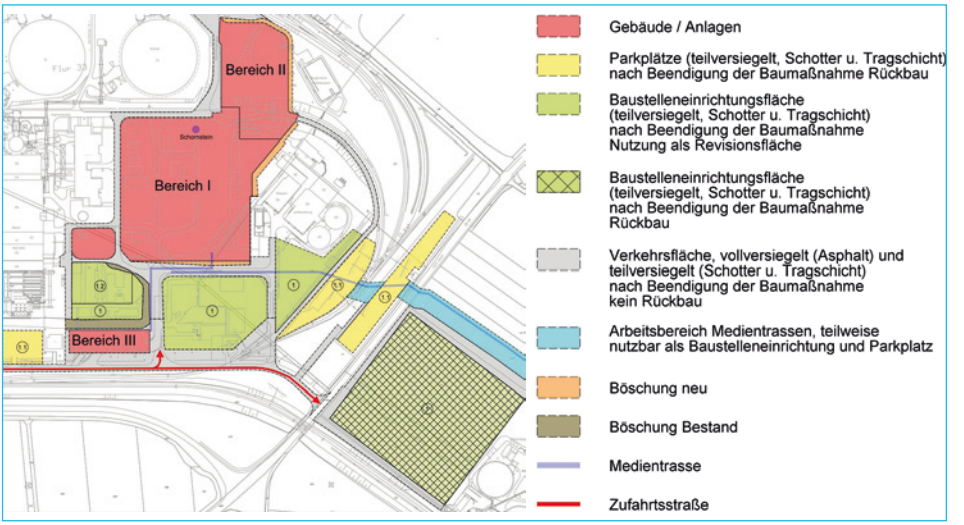


Abb. 3: Übersicht der Bereiche des Vorhabens

Bei der Vorbereitung des Geländes sollen mehrere Bereiche geschaffen werden, um die natürlichen Merkmale des Geländes bestmöglich zu nutzen und die neuen Infrastrukturen (Gebäude, Ausrüstungen, unterirdische Anlagen, Straßen usw.) unter Berücksichtigung der Infrastrukturen des bestehenden Kraftwerks Weisweiler optimal zu gestalten.

Im Bereich 1 werden die Hauptkomponenten der GuD errichtet, dazu gehören: Maschinenhaus, Dampferzeugergebäude mit Schornstein, Mittelspannungs- und Niederspannungs-Schaltanlagen, Transformatoren von Gasturbinen- und Dampfturbinengenerator, die gasisolierte Schaltanlage, das 380kV-Anschluss-Portal sowie die Nebenanlagen: Wasseraufbereitung, Abwasseraufbereitungsanlage, Multifunktionsgebäude inkl. Warte, Lagergebäude sowie diverse Behälter, Tanks und Rohrleitungen.

Im Bereich 2, östlich der Kühltürme des Braunkohlekraftwerks, werden Nasszellenkühler errichtet. Darüber hinaus wird die Löschwassereinrichtung in diesem Bereich angeordnet.

Im Bereich 3 wird die Zufahrt realisiert sowie die Anbindung an das Gasnetz. In der Gasstation befinden sich Isoliertrennkupplungen für die Brennstoffversorgungsleitungen sowie Verrechnungsmessungen und Regelarmaturen.

2. Technische Beschreibung

In Abbildung 4 ist die Anordnung der einzelnen Komponenten im 3D-Modell dargestellt und kann anhand der Nummerierung nachvollzogen werden. Die Brenngase, Erdgas und Wasserstoff, erreichen in der Gasübergabestation (1) das Kraftwerksgelände. Beide Brenngase werden auf der rückwärtigen Seite des Gasturbinen-Maschinenhauses (2) möglichst nah an der Gasturbine vom Typ GT36-S5 gemischt. So ist gewährleistet, dass die Leitungslänge zur Gasturbine möglichst kurz und das Volumen dieser Leitung möglichst klein ist. Das Kraftwerk ist als 1-auf-1-Mehrwellenanlage geplant. Der Dampfturbinenstrang mit einer dreigehäusigen Dampfturbine vom Typ RT30 ist um 90° versetzt zum Gasturbinenstrang im Maschinenhaus (3) angeordnet. Der Strom wird über die beiden Transformatoren (4), die gasisolierte Schaltanlage und das Portal (5) in das 380-kV-Netz eingespeist. Die Restwärme der Abgase mit einer Temperatur > 620°C wird im Abhitzdampferzeuger (6) an den 3-Druck-Dampfkreislauf übergeben, welcher so Eintrittstemperaturen von 600 °C am Eintritt der Hoch- und Mitteldruckturbine erreicht. Hier ist auch der SCR-Katalysator zur Reduzierung der NO_x-Emissionen angeordnet. Das gereinigte Abgas wird über den Schornstein (7), dessen Höhe aufgrund der hohen umgebenden baulichen Anlagen des Kraftwerks Weisweiler nach aktuellem Planungsstand bis zu 140 m betragen wird, an die Umgebung abgegeben. Das entnommene Wasser wird der neuen Wasseraufbereitung (8) zugeführt. Hinter der Niederdruckdampfturbine wird der Dampf im Kondensator vollständig kondensiert. Die Rückkühlung erfolgt über den Nasszellenkühler (9), bestehend aus 14 Nasszellenkühltürmen. Die im Dampf- und Kühlkreislauf anfallenden Abwässer werden in einer neu zu errichtenden Abwasseraufbereitungsanlage (10) gereinigt und abgeführt.

1	Gasübergabestation	4	Transformatoren	8	Wasseraufbereitung
2	Gasturbinen-Maschinenhaus	5	Gasisolierte Schaltanlage	9	Nasszellenkühler
3	Dampfturbinen-Maschinenhaus	6	Kesselhaus	10	Abwasserbehandlung
		7	Schornstein	11	Multifunktionsgebäude

Abb. 4: 3D-Modell der GuD

Die GuD liefert insgesamt eine Nettoleistung von etwa 800 $MW_{el.}$ bei einem thermischen Wirkungsgrad von ca. 62 %. Das Herzstück der Anlage ist die H-Klasse Gasturbine GT36-S5 der Firma Ansaldo Energia, welche eine flexible Fahrweise der GuD mit einem hohen Anteil an Wasserstoff als Brennstoff erlaubt.

2.1. Auslegung für den Wasserstoffbetrieb

Da die Anlage ab dem durch die Bundesregierung im Rahmen der Kraftwerksstrategie (KWS) festzulegenden Zeitpunkt auf 100 Vol.-% H_2 als Brennstoff umgestellt werden soll und zur geplanten Inbetriebnahme bereits 50 Vol.-% H_2 verbrennen kann, wird sie bereits jetzt für 100 Vol.-% H_2 ausgelegt. Ebenso ist bereits jetzt der Betrieb mit 100 Vol.-% H_2 Gegenstand der Genehmigung und wird in allen benötigten Gutachten, wie z. B. in den Brandschutz- und Explosionsschutzkonzepten, berücksichtigt. Sämtliche Rohrleitungen werden so dimensioniert, dass sowohl der Betrieb mit 100 Vol.-% Erdgas als auch 100 Vol.-% H_2 möglich ist. Lediglich die Regel-, Mess- und Erdgas-Wasserstoff-Mischstation sowie die Brenngasvorwärmung werden für 50 Vol.-% H_2 gebaut und erst zur Umstellung auf 100 Vol.-% H_2 erweitert. Dadurch kann eine vorzeitige Alterung

der Anlagenteile vermieden werden. Platzhalter innerhalb der Gebäude werden vorgehalten sowie Anschlüsse der Rohrleitungen, Stromversorgung und Leittechnik entsprechend ausgelegt.

2.2. Gasturbine GT36-S5

Die Gasturbine GT36-S5 der Firma Ansaldo Energia (Abbildung 5) liefert eine Leistung von ca. 550 MW bei einem Wirkungsgrad von rund 43 %. Das Druckverhältnis von > 26 wird von einem 15-stufigen Verdichter erzeugt. In den 16 Brennkammern wird dann das Erdgas-Wasserstoff-Gemisch verbrannt und das Abgas in einer 4-stufigen Turbine entspannt. Mit einer Abgastemperatur von > 620 °C wird im Abhitzedampferzeuger anschließend noch Dampf mit Dampfturbineneintrittstemperaturen von rund 600 °C erzeugt. Neben der geschweißten Welle sind vor allem die Brennkammern ein Alleinstellungsmerkmal gegenüber vergleichbaren H-Klasse-Turbinen dieser Leistungsklasse.

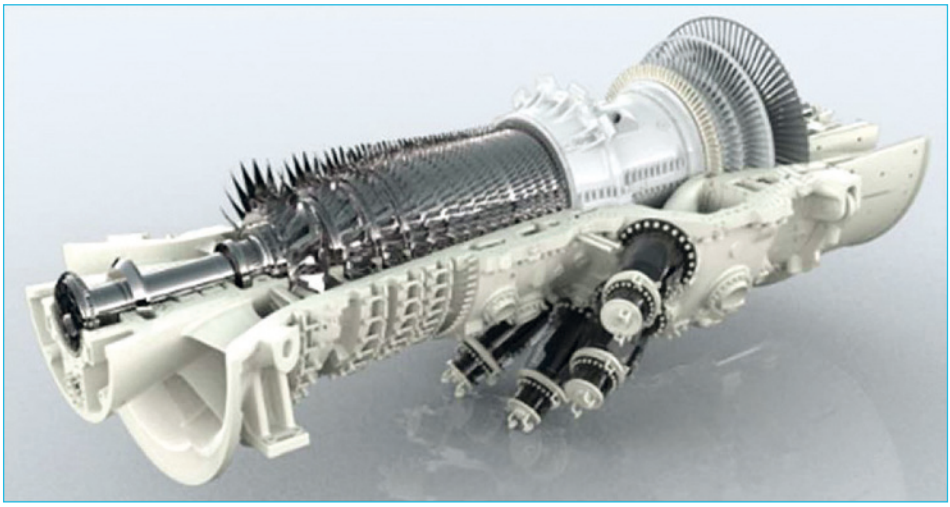


Abb. 5: GT36-S5 Gasturbine [2]

Die Brennkammer zeichnet sich durch eine hohe Flexibilität sowohl im Betriebsbereich bezogen auf die Leistung der Gasturbine als auch in Bezug auf das verwendete Brenngas aus. Wie in der Gasturbine GT 26 erfolgt die Verbrennung in zwei Brennerstufen, die jetzt aber in einer Gleichdruck-Brennkammer angeordnet sind. Die Gasturbine kann damit unter Einhaltung der Emissionsgrenzwerte auf ca. 30 % der Nennlast oder sogar 10–15 % (*Parkposition*) heruntergeregelt werden, indem die Brenngaszufuhr zu den beiden Stufen reduziert oder die zweite Stufe sogar komplett abgeschaltet wird [4].

Wasserstoff besitzt sowohl eine höhere Reaktivität als auch eine höhere Flammengeschwindigkeit, was das Risiko eines Flammrückschlages erhöht. Ein Lösungsansatz, welcher in dieser Brennkammer verfolgt wird und die Flamme in ausreichender Entfernung zur Brennstoffdüse stabilisiert, ist in Abbildung 6 anhand der farbig umrandeten Flammpositionen zu erkennen [6]. Durch eine Reduktion der Brenngaszufuhr in der ersten Verbrennungsstufe gegenüber einem vergleichbaren Betrieb mit Erdgas wird hier die Verbrennungstemperatur reduziert und die Flamme rückt weiter vom Brenner ab (grün umrandete Position). Nach der Zufuhr zusätzlicher Verbrennungsluft wird in der zweiten Stufe der Brennkammer mehr Brenngas zugegeben. Dadurch kann die Eintrittstemperatur in die Turbine konstant gehalten werden und die Leistung der Turbine bleibt annähernd konstant. Durch die geringere Eintrittstemperatur in die zweite Stufe, in der das Brenngas durch Selbstentzündung verbrannt wird, verzögert sich die Entzündung des Brenngases und auch hier rückt die Flamme weiter vom Brenner ab. Da die Verbrennung durch Selbstentzündung sehr schnell abläuft und die Reaktion von Luftstickstoff zu NO_x vergleichsweise lange dauert, werden auch bei Steigerung des Wasserstoffanteils im Brenngas geringe NO_x-Emissionen erreicht. Bei der Entwicklung für 100 Vol.-% H_2 wurde im Februar 2024 im Rahmen des FLEX4H2-Projektes erstmals ein Prototyp der GT36-Brennkammer mit Brenngasmischungen von 0–100 Vol.-% H_2 im Prüfstand betrieben [5].

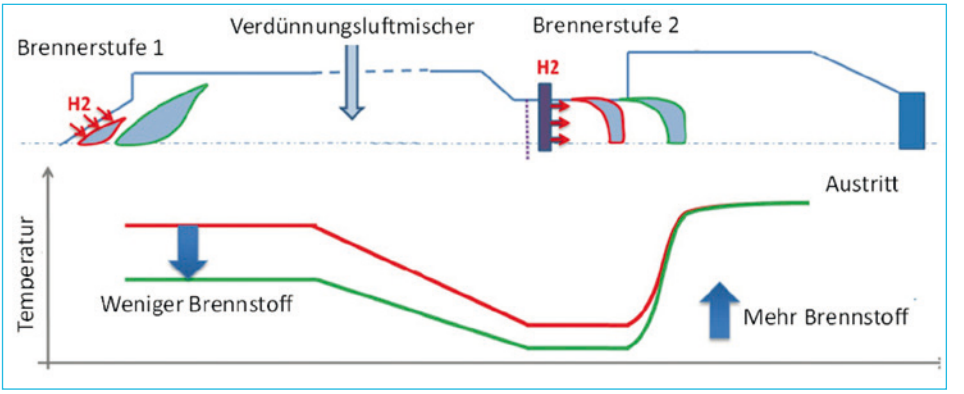


Abb. 6: Brennerkonzept für Wasserstoffverbrennung [6]

2.3. Technische Herausforderungen

Die Eckpunkte zur Kraftwerksstrategie sehen vor, dass die wasserstofffähigen Kraftwerke ab einem 2032 festzulegenden Umstiegsdatum zwischen 2035 und 2040 vollständig auf Wasserstoffbetrieb umstellen sollen. Diese Umstellung setzt die Anbindung an eine Wasserstoff-Netzinfrastruktur und die Verfügbarkeit ausreichender Mengen an Wasserstoff voraus. Mit der Umsetzung der Wasserstoffstrategie will die Bundesregierung beides sicherstellen. Dennoch

gibt es offene Fragestellungen, die in der technischen Planung und der Genehmigungsplanung berücksichtigt werden müssen. Zum einen ist die Verbrennung von Erdgas-Wasserstoffgemischen zwischen 0–100 Vol.-% H_2 in der Gasturbine eine technische Herausforderung, die vom Gasturbinenlieferanten gelöst werden muss. Eine unklare Versorgungslage mit Wasserstoff zum Zeitpunkt der geplanten Inbetriebnahme und fehlende regulatorische Rahmenbedingungen führen zu weiteren Fragestellungen und Herausforderungen, die in der Genehmigungsplanung berücksichtigt werden müssen. So kann z. B. zwar der Anschlusspunkt an eine zukünftige Wasserstoffpipeline festgelegt werden, die genauen Betriebsparameter der Pipeline sind allerdings noch nicht bekannt. Das Brandschutz- sowie das Explosionsschutzkonzept muss den 100 Vol.-% H_2-Betrieb berücksichtigen. Die Betriebsweise der Gasturbine, des Brennstoffversorgungs- sowie Abgassystems muss für 100 Vol-% H_2-Betrieb ausgelegt werden, z. B. die Anfahr- und Abfahrprozeduren. Aufgrund der unklaren Versorgungslage mit Wasserstoff zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme müssen außerdem Vorkehrungen getroffen werden, um die Abnahme mit Erdgas-Wasserstoffgemischen inklusive aller notwendigen Tests auch später in der Gewährleistungsphase durchführen zu können. Dabei ist insbesondere die Frage der Alterung der Anlagenteile und die Auswirkung auf die Leistungsgarantien zu beachten.

3. Genehmigungssituation

Die Genehmigungsbedürftigkeit des Vorhabens nach dem BImSchG ergibt sich aus der Einstufung des Anhangs 1 zur 4. BImSchV. Hiernach ist die Durchführung eines förmlichen Genehmigungsverfahrens mit Öffentlichkeitsbeteiligung erforderlich. Im immissionsschutzrechtlichen Verfahren werden weitere erforderliche Genehmigungen konzentriert. Dies umfasst insbesondere die Baugenehmigung und die Erlaubnis nach § 18 BetrSichV sowie die Genehmigung für den Bau und den Betrieb einer Abwasserbehandlungsanlage nach § 57 (2) WHG. Zudem erfolgt im Genehmigungsverfahren die Überprüfung auf Störfallrelevanz, wobei nach heutigem Planungsstand die relevanten Mengenschwellen aus Anhang 1 der 12. BImSchV unterschritten werden. Da gemäß § 13 BImSchG die immissionsschutzrechtliche Genehmigung keine wasserrechtlichen Erlaubnisse umfasst, ist es erforderlich, die Entnahme und Einleitung von Wasser in gesonderten wasserrechtlichen Erlaubnisverfahren zu beantragen.

Ein wesentlicher Bestandteil des Genehmigungsantrags ist die Umweltverträglichkeitsprüfung (UVP) inkl. der Berücksichtigung von Luftschadstoffen, Schall, Artenschutz, etc. Dabei werden bei der Bewertung der Umweltauswirkungen des Vorhabens auch mögliche Zusammenwirkungen mit anderen Vorhaben und Tätigkeiten überprüft. Diese assoziierten Vorhaben, welche zumindest teil-

weise auch aufgrund des beantragten Vorhabens umgesetzt werden und zu relevanten Umweltauswirkungen im Umfeld des beantragten Vorhabens führen können, umfassen:

- Erdgasleitung zur Versorgung der GuD-Anlage,
- H_2-Anschluss zur Versorgung der GuD-Anlage,
- Stromableitung der GuD-Anlage.

Der im Vorfeld der Erstellung des UVP-Berichts durchzuführende Scoping-Termin fand am 18. März 2024 statt, wobei der Inhalt, Umfang und die Detailtiefe der beizubringenden Unterlagen sowie der Untersuchungsrahmen festgelegt wurde.

Die geplante GuD unterliegt aufgrund ihrer Feuerungswärmeleistung den Anforderungen der 13. BImSchV. Die Einhaltung der darin vorgegebenen Emissionsgrenzwerte wird durch primäre und sekundäre Maßnahmen sichergestellt. Die GT36 verfügt über einen NO_x-armen Trockenbrenner und ein optimiertes Steuerungssystem als primäre Maßnahme. Als sekundäre Maßnahme wird ein SCR-Katalysator installiert.

Für den Betrieb mit einem Anteil von > 10 Vol.-% H_2 fehlen in der 13. BImSchV konkrete Grenzwertangaben für NO_x. Es gelten somit die allgemeinen BImSchG-Vorgaben, dass keine schädlichen Umweltauswirkungen zulässig sind. Der Emissionsgrenzwert ist im Einzelfall durch die zuständige Behörde festzulegen. Im Genehmigungsantrag werden entsprechende Emissionsgrenzwerte genannt und über die umweltfachliche Bewertung (u. a. Immissionsprognose) nachgewiesen, dass es bei Einhaltung dieser zu keiner schädlichen Umweltauswirkung kommt.

4. Wirtschaftliche Herausforderungen

Die Wirtschaftlichkeit von Gas- und Dampfkraftwerken, die mit konventionellen fossilen Brennstoffen wie Erdgas und Heizöl betrieben werden, kann in einem Marktszenario zufriedenstellend prognostiziert werden. Mit dem Brennstoff Wasserstoff treten jedoch Unsicherheiten auf, die durch fehlende oder unzureichende makroökonomische, kommerzielle und technische Erfahrungswerte verursacht werden.

Gesichert abrufbare, wasserstofffähige Kraftwerke sind dazu notwendig, deren Einsatzzeiten allerdings von der Dauer der Unterversorgung und den verfügbaren Importkapazitäten bestimmt sind. In diesem Zusammenhang ist unklar, wie häufig die Kraftwerke tatsächlich eingesetzt werden.

Es ist davon auszugehen, dass die jährlichen Einsatzzeiten nicht reichen, um allein aus der Stromproduktion ausreichende Deckungsbeiträge erwirtschaften zu können. Ein Strommarktmodell, das den Strompreis durch Angebot und Nachfrage regelt, wird nicht zu auskömmlichen Stromerlösen führen. Vielmehr sind in einem Kapazitätsmarkt für die Kraftwerke Leistungsprämien zu vergüten, die die Vorhaltung und Abrufbereitschaft von sicherer Leistung honorieren und damit Anreize für Investitionen schaffen. Derzeit sind die Vergütungsbedingungen für solche Kraftwerke aber noch nicht definiert und müssen von der Bundesregierung dringend im Rahmen der Kraftwerksstrategie geklärt werden.

Bezüglich der Kalkulation der Brennstoffkosten ist davon auszugehen, dass die Kraftwerke in einer Übergangszeit zunächst noch mit Erdgas oder einem Gemisch aus Erdgas und Wasserstoff betrieben werden müssen. Wann ausreichend Wasserstoff zur Verfügung steht, ist weiterhin unklar. Dies hängt auch von erforderlichen Transport- und Speichermöglichkeiten ab. Beides erschwert eine Kalkulation der Brennstoffkosten.

Neben den Kosten für die Produktion von Wasserstoff haben auch die Transportkosten einen erheblichen Anteil an dem gesamten Brennstoffpreis. Außereuropäische Länder mit einem hohen Anteil an Solarenergie haben einen Vorteil bei den Herstellungskosten, wohingegen die Transportkosten im Vergleich zur Herstellung von Wasserstoff in Europa höher sind. Begünstigend wirkt der Wegfall der CO_2-Kosten auf die gesamten Brennstoffkosten. Dennoch wird der Preis für Wasserstoff auch mittel- und langfristig noch deutlich über dem derzeitigen Erdgaspreis liegen [7]. Die technisch notwendigen Anpassungen neuer Kraftwerke oder Umrüstungen bestehender Anlagen auf den Brennstoff Wasserstoff werden die Investitionskosten erhöhen.

Weitere Fortschritte in der Forschung und Entwicklung lassen erwarten, dass diese Unsicherheiten in den nächsten Jahren reduziert werden. Darüber hinaus sammelt RWE in Pilotprojekten bereits jetzt selbst praktische Erfahrungen in dem industriellen Einsatz von Wasserstofftechnologien und der Rückverstromung von grünem Wasserstoff.

5. Quellen

[1] Gierking, M.; Wagner, J.; Arnold, F.; Czock, B.; Namockel, N.; Theile, P.: EWI-Analyse – Auswirkung des Koalitionsvertrags auf den Stromsektor 2030; URL: https://www.ewi.uni-koeln.de/cms/wp-content/uploads/2021/12/211206_EWI-Analyse_Auswirkungen-des-Koalitionsvertrags-auf-den-Stromsektor-2030_final.pdf (Stand: 06.05.2024).

[2] Naik, S.; Krueckels, J.; Henze, M.; Hofmann, W.; Schnieder, M.: GT36 Turbine Aero-Thermal Development and Validation, GT2017-64404, Proceedings of ASME Turbo Expo 2017, 26–30.06.20217, Charlotte, North Carolina, USA.

[3] Pennel, D.A.; Bothien, M.R.; Ciani, A.; Granet, V.; Singla, G.; Thorpe, S.; Wickstroem, A.; Oumejjoud, K.; Yaquinto, M.: An Introduction to The Ansaldo GT36 Contant Pressure Sequential Combustor, GT2017-64790, Proceedings of ASME Turbo Expo 2017, 26–30.06.20217, Charlotte, North Carolina, USA.

[4] Ansaldo Energia AG: The Gas Turbine: GT36 – The Superior Value; URL: https://www.ansaldoenergia.com/fileadmin/Brochure/AnsaldoEnergia-GasTurbine-GT36-20220930.pdf (Stand: 06.04.2024).

[5] Ansaldo Energia AG: GT 36 sequential combustion technology achieves 100% hydrogen; URL: https://www.ansaldoenergia.com/about-us/media-center/power-generation-news-insights/detail-news/gt36-sequential-combustion-technology-achieves-100-hydrogen, 13.02.2024 (Stand: 06.05.2024).

[6] Pennel, D.A.; Taya-Wo-Chong, L.; Smith, R.; Sanchez, PS.; Ciani, A.: GT63 First Stage Development Enabling Load and Fuel (HS) Flexibility With Low Emissions, GT2023-103568, Proceedings of ASME Turbo Expo 2023, 26–30.06.2023, Boston, Massachusetts, USA.

[7] vwb: Strommarktdesign für einen wettbewerbsfähigen Standort, Studie, Stand: Februar 2014; URL: https://www.vbw-bayern.de/Redaktion/Frei-zugaengliche-Medien/Abteilungen-GS/Wirtschaftspolitik/2024/Downloads/vbw_Kurzstudie_Strommarkdesign_Februar_2024.pdf (Stand: 06.05.2024).

COI
solutions for documents

Anlagen-DOKUMENTATON

Effizientes und sicheres
Dokumentationsmanagement
in technischen Anlagen

- Mobiler Zugriff auf Informationen auch offline
- Fotodokumentation mit direkter Zuordnung zu Anlagenkomponenten, z. B. über die KKS-Struktur
- Verwaltung offener Punkte mit Projektpartnern

- Benachrichtigungs-Service über Aktivitäten und Aufgaben auf Benutzerebene
- Workflow-basierter Informationsaustausch mit externen Stakeholdern

- KI-basierte Kennzeichenerkennung und Dokumentenanalyse mit intelligenter Navigation

APP

ABO

ANALYSE

Entdecken Sie unsere vielfältigen Module, die Ihr DMS optimal erweitern und sich an Ihre individuellen Anforderungen anpassen: www.coi.de

Das System, das für Sie arbeitet!

COI im Fokus: über 30 Jahre Erfahrung in DMS-Lösungen

verlässlicher Partner | höchste Qualitätsstandards

Sitz in Erlangen | Helpdesk 24/7 erreichbar

E-Mail: vertrieb@coi.de | Telefon: +49 9131 9399-0 | Web: www.coi.de

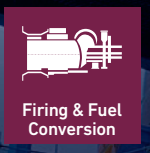
MITSUBISHI POWER

TRUSTED PARTNER

in Clean Energy Solutions

360° ALL-ROUND SERVICE For Your Plant!

Boiler Systems


Firing & Fuel Conversion

Waste-to-Energy Components

Grate Firing System

Rotary Kiln Systems

Rehabilitation & Optimization

Integrated Solutions

Maintenance & Service

Mitsubishi Power Europe is a market leader in the field of innovative and environmentally-friendly energy solutions. We are committed to enabling the energy transition for our customers across the EMEA region and to contribute to the future of a clean and sustainable, low-carbon society.

Scan for CONTACT DETAILS

https://emea.power.mhi.com

MOVE THE WORLD FORWARD MITSUBISHI HEAVY INDUSTRIES GROUP

Umrüstung eines erdgasbefeuerten Industriedampferzeugers zur Verbrennung von wasserstoffreichem Raffinerieabgas

Bernhard Zimmermann, Sven Löwen und Samir Nasri

1. Einleitung ... 118
2. Brennstoffeigenschaften ... 119
2.1. Zusammensetzung ... 119
2.2. Verbrennungstemperatur ... 119
2.3. Weitere Stoff- und Verbrennungseigenschaften ... 120
3. Beschreibung des vorhandenen Dampferzeugers und der Feuerungsanlage ... 121
4. Anpassung der Feuerungsanlage ... 122
4.1. Installation eines neuen Abgasrückführungssystems ... 123
4.2. Anpassung des Verbrennungsluftkanalsystems ... 123
4.3. Modifizierung des Brenngasversorgungssystems ... 124
4.4. Installation neuer Gasbrenner (ADS) ... 125
5. Anpassung der Feuerleistungsregelung ... 125
6. Zusammenfassung ... 127
7. Ausblick ... 127

HRG Hydrogen-Rich-Gas

DE Dampferzeuger

FWL Feuerungswärmeleistung

1. Einleitung

Die energetische Verwertung von wasserstoffreichem Prozessgas steht im Fokus von Raffineriebetreibern. Diese Gase werden in einigen Raffinerien noch immer mittels Verbrennung (Fackel) entsorgt. Die Menge und der Energiegehalt dieser Prozessgase können jedoch ausreichend sein, um einen erheblichen Teil des Dampfbedarfs einer Raffinerie zu erzeugen. Da dieses Brenngas im Wesentlichen aus Wasserstoff besteht (90–95 Vol.-%), kann die CO_2-Emission der Dampferzeugung durch dessen Nutzung erheblich reduziert werden. Da die Verbrennungseigenschaften von wasserstoffreichem Gas (*Hydrogen-Rich-Gas* bzw. HRG) denen von reinem Wasserstoff ähneln, können die in diesem Projekt gesammelten Erfahrungen für die zukünftige großtechnische Nutzung von grünem Wasserstoff in Industriedampferzeugern genutzt werden. Die Mitverbrennung von bis zu 100 % HRG in einem DE wird durch das im Folgenden beschriebene Rehabilitationsprojekt erläutert. Der bestehende DE hat eine Kapazität von 105 t/h Dampferzeugung und wird derzeit ausschließlich mit Erdgas befeuert. Bei der Umrüstung auf eine HRG-Feuerung wird die Ausrüstung des Erdgassystems so weit wie möglich beibehalten. Sofern erforderlich, werden neue und zusätzliche Ausrüstungskomponenten wie Ventile, Rohre, Mischer sowie zwei Brenner (mit einer Leistung von je 44 MW_{th}) ausgelegt, beschafft und installiert. Das Konzept sieht vor, die beiden Gase vor Eintritt in die beiden Brenner zu mischen. Der DE kann dadurch sowohl mit Erdgas als auch mit HRG mit einem Anteil von jeweils 0 % bis 100 % beider Brennstoffe betrieben werden. Da die Verbrennung von Wasserstoff zu höheren Verbrennungstemperaturen führt, ist der DE mit einem neuen Abgasrückführungssystem ausgestattet. Dadurch wird eine bessere Kühlung der der Strahlungswärme exponierten Brennerkomponenten ermöglicht. Die Abgasrückführung bietet weiterhin den Vorteil, dass sie sowohl die NO_x-Emission reduziert als auch ein geringeres Abgasvolumen bei steigendem H_2-Anteil des Brenngases kompensiert. Die Frischdampftemperatur sowie der Frischdampfdruck bleiben dadurch auf konstantem Niveau.

Das Rehabilitationsprojekt beinhaltet zudem eine umfassende Anpassung der Steuerung und Regelung des Feuerungssystems. Das Projekt befindet sich derzeit in der Abwicklung und wird planmäßig Anfang 2025 in Betrieb genommen.

2. Brennstoffeigenschaften

2.1. Zusammensetzung

Bisher wurde ausschließlich Erdgas verfeuert, um die erforderliche Heizwärme in den DE einzubringen. Durch die Rehabilitation der Feuerungsanlage wird es möglich sein, reines Erdgas, eine Mischung aus Erdgas und HRG sowie reines HRG bis zur Volllast des DE zu verfeuern. Die Zusammensetzungen von Erdgas und HRG sind in Tabelle 1 aufgeführt.

Tab. 1: Zusammensetzung von Erdgas und HRG

Komponente	Einheit	Erdgas	HRG
N_2	Vol. %	0,60	-
CO_2	Vol. %	1,90	-
CH_4	Vol. %	**91,35**	0,6–0,7
C_2H_6	Vol. %	5,69	1,6–1,8
C_3H_8	Vol. %	0,45	1,5–1,8
C_4 +	Vol. %	0,01	1,5–4,2
H_2	Vol. %	-	**91,5–95,0**

Erdgas besteht hauptsächlich aus Methan (CH_4) und einem geringen Anteil Ethan (C_2H_6), während die Zusammensetzung von HRG hauptsächlich von Wasserstoff und einem geringen Anteil höherer Kohlenwasserstoffe (C1–C6) dominiert wird. C4+ bezeichnet Kohlenwasserstoffverbindungen mit mehr als vier C-Atomen.

2.2. Verbrennungstemperatur

Wasserstoff führt im Vergleich zu Methan zu einer erhöhten thermischen NO_x-Bildung, da die adiabate Verbrennungstemperatur höher ist (Abbildung 1).

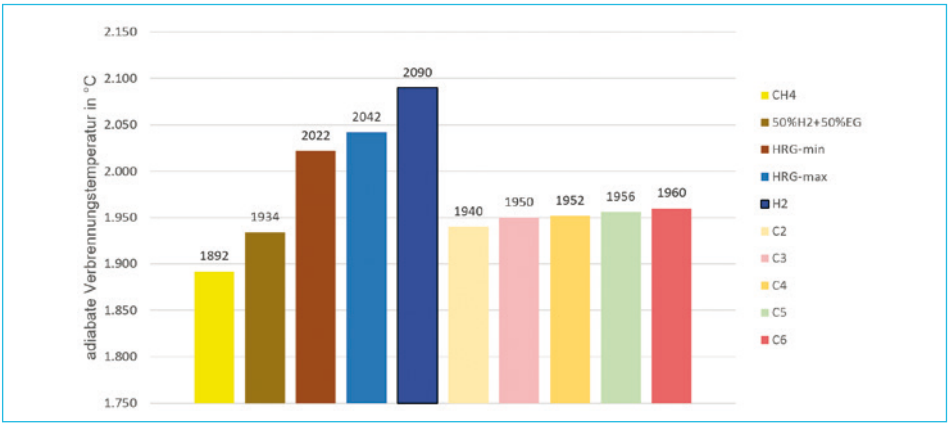


Abb. 1: Adiabate Verbrennungstemperaturen von C1–C6-Kohlenwasserstoffen, H_2 und HRG; (n = 1,1)

Wird HRG mit Erdgas gemischt, steigt die adiabate Temperatur entsprechend an. In diesem Zusammenhang sind die C2–C6-Kohlenwasserstoffe aufgrund ihres geringen Anteils zu vernachlässigen.

2.3. Weitere Stoff- und Verbrennungseigenschaften

Die für die Verbrennung wichtigen Eigenschaften von Erdgas, HRG und Wasserstoff sind in der folgenden Tabelle 2 aufgeführt.

Tab. 2: Eigenschaften von Erdgas, wasserstoffreichem Gas und reinem Wasserstoff

Eigenschaft	Einheit	Erdgas	HRG	Wasserstoff
unterer Heizwert	MJ/Nm^3	36,860	14,960–18,290	10,785
Normdichte	kg/Nm^3	0,787	0,18–0,26	0,0899
st. Luftbedarf	Nm^3/h/MW$_{th}$	958	828–864	792
Wobbe-Index	MJ/Nm^3	47,26	39,30–40,41	40,90

Der volumetrische Heizwert von HRG ist 50 % bis 60 % niedriger als der von Erdgas. Dies bedeutet, dass der Brennstoffvolumenstrom mehr als doppelt so hoch sein muss, um die gleiche Wärmeleistung zu erreichen. Die Dichte von HRG liegt bei nur 22 % bis 33 % im Verhältnis zu Erdgas, wodurch sich im Vergleich zu Erdgas der Volumenstrom des HRG bei geringerer Druckdifferenz durch die Gasdüse eines Brenners leiten lässt. Werden die beiden Gase durch die gleiche Gasdüse geleitet, ergibt sich für HRG bei gleicher Feuerungswärmeleistung in etwa die doppelte Austrittsgeschwindigkeit. Im vorliegend beschriebenen Projekt wurden die Brenngasdüsenquerschnitte daher insbesondere wegen der stark unterschiedlichen Austrittsgeschwindigkeiten zweistufig gewählt. Da der stöchiometrische thermische Luftbedarf von HRG um ca. 12 % geringer ist als der von Erdgas, sind der Gesamtluftbedarf und der daraus resultierende Abgasstrom bei der Verbrennung von HRG geringer. Ein Vorteil der Verbrennung von HRG ist eine geringere CO_2-Emission. Die Zusammensetzungen der Abgase, die bei der Verbrennung von Erdgas, HRG und reinem Wasserstoff entstehen, sind in Tabelle 3 aufgeführt.

Tab. 3: Zusammensetzung der Abgase verschiedener Brenngase (n = 1,1)

Komponente	Einheit	Erdgas	HRG	Wasserstoff
CO_2	Vol. %	**8,9**	**3,5–5,1**	-
H_2O	Vol. %	**18,1**	**26,9–24,3**	32,7
O_2	Vol. %	1,7	1,6	1,6
N_2	Vol. %	70,5	67,2–68,2	64,9
Ar	Vol. %	0,8	0,8	0,8
Wassertaupunkt	°C	59	66–68	72
spezifische Abgasmenge	Nm^3/h/MW$_{th}$	1.168	1.078–1.088	1.054

Der CO_2-Gehalt im Abgas bei der Verbrennung des in diesem Projekt spezifizierten HRG ist um 40 Vol.-% bis 57 Vol.-% niedriger als bei der Verbrennung von reinem Erdgas. Wird die CO_2-Reduzierung als emittiertes *CO_2 pro Tonne erzeugtem Dampf* ausgedrückt, beträgt die Reduktion 48 % bis 65 % im Vergleich zu Erdgas (Tabelle 4).

Tab. 4: Auf die Dampfproduktion bezogene CO_2-Emission

Komponente	Einheit	Erdgas	HRG
spezifische CO_2-Emission	$kgCO_2/t_{Dampf}$	158	56–81

3. Beschreibung des vorhandenen Dampferzeugers und der Feuerungsanlage

Der vorhandene DE befindet sich auf dem Gelände einer Raffinerie und versorgt die Raffinerieanlagen mit Dampf. Es handelt sich um einen mit Erdgas befeuerten DE in horizontaler Bauweise mit zwei Zügen und einem externen Economiser. Die maximale Dampferzeugung beträgt 105 t/h. Die Frischdampfparameter betragen 320 °C und 20 barg (barg = Überdruck).

Die Verbrennungsluft wird mittels Gebläse aus der Umgebung angesaugt und zu den Brennern geleitet. Zwei Brenner sind an der Stirnwand des DE übereinander angeordnet. Beide Brenner besitzen eine gemeinsame Steuerung für Verbrennungsluft und Erdgas. Abbildung 2 illustriert die Anlagenanordnung.

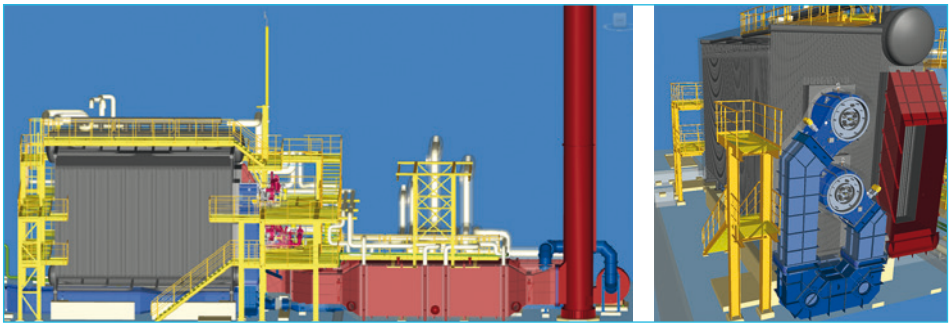


Abb. 2: Dampferzeuger Front- und Seitenansicht

4. Anpassung der Feuerungsanlage

Die Hauptmotivation für das Rehabilitationsprojekt charakterisiert sich wie folgt:

- Flexibilitätssteigerung der Brennstoffnutzung zur Dampferzeugung
- Optimierung der Wirtschaftlichkeit des DE-Betriebs durch Senkung der Brennstoffkosten
- Reduzierung der CO_2-Emissionen

Die wesentlichen technischen Herausforderungen stellen sich wie folgt dar:

- Erzielen einer guten Mischgüte von Erdgas und wasserstoffreichem Gas
- Erzielen einer guten Mischgüte von Verbrennungsluft und rezirkuliertem Abgas
- Beherrschung der thermischen Belastung der Brennerkomponenten
- Aufrechterhaltung der Frischdampfparameter bei der Verbrennung von HRG
- Einhaltung der geforderten NO_x- und CO-Grenzwerte

Das Rehabilitationsprojekt umfasst folgende Modifizierungen am bestehenden Anlagen-Setup:

- Einbau eines neuen Abgasrückführungssystems
- Anpassung der Verbrennungsluftkanäle zur Vermischung des rezirkulierten Abgases
- Teilweise Umrüstung des bestehenden Erdgasversorgungssystems
- Installation eines neuen Gasversorgungssystems für HRG
- Einbau zweier innovativer Gasbrenner (Feuerungswärmeleistung/FWL 44 MW_{th}), die ein breites Spektrum von Brenngasmischungen (Erdgas/HRG) sicher verbrennen können
- Anpassung der Steuerung und Regelung

Folgende Baugruppen des Dampferzeugers werden unverändert beibehalten:

- Kessel-Druckteil
- Verbrennungsluftzufuhrsystem
- Abgasabführung mit Schornstein

4.1. Installation eines neuen Abgasrückführungssystems

Um eine Mischung von bis zu ca. 20 % des Abgases mit der Verbrennungsluft vor Brennereintritt zu realisieren, wird ein neues Kanalsystem mit Rezirkulationsgebläse, statischen Mischern und Messequipment installiert. Die Temperatur des rezirkulierten Abgases beträgt ca. 150 °C – 180 °C und hat je nach Last einen erwarteten Sauerstoffgehalt zwischen 1 Vol.-% – 6 Vol.-% (trocken). Das rezirkulierte Abgas reduziert die Sauerstoffkonzentration der Verbrennungsluft in der Verbrennungszone und senkt die adiabate Verbrennungstemperatur im Feuerraum, was zu einer geringeren NO_X-Bildung führt. Darüber hinaus führt die reduzierte Flammentemperatur und die verzögerte Zündung zu einer geringeren thermischen Belastung diverser, dem Feuerraum zugewandter, Brennereinbauten (Drallkörper, Primärluftkonus etc.). Die Kapazität des Abgasrezirkulationssystems wird so gewählt, dass die adiabate Verbrennungstemperatur auf das Niveau von Erdgas gesenkt wird.

Da der DE für den Betrieb mit Erdgas und einem damit einhergehenden erforderlichen Abgasstrom zur Aufrechterhaltung der Frischdampfparameter ausgelegt ist, ist es beim Betrieb mit wasserstoffreichem Gas notwendig, die aus der Verbrennung von HRG resultierende geringere Abgasmenge zu kompensieren. Durch die Abgasrückführung wird die Abgasmenge durch die Heizflächen entsprechend erhöht. Wird der DE nur mit Erdgas betrieben, wird der Abgasrückführstrom entsprechend reduziert.

4.2. Anpassung des Verbrennungsluftkanalsystems

Die wichtigste Anpassung des Verbrennungsluftsystems besteht in der Installation von zwei statischen Mischern, die die Herstellung eines homogenen Gemisches aus Verbrennungsluft und rückgeführtem Abgas ermöglichen. Die Mischer sind als perforierte Zylinder ausgeführt und in den Verbrennungsluftkanälen vor den Brennern angeordnet (Abbildung 3).

Zur Einstellung des gewünschten rezirkulierten Abgasstroms zu den einzelnen Brennern (A und B) ist jeweils eine Regelklappe vor dem dazugehörigen Mischer installiert.

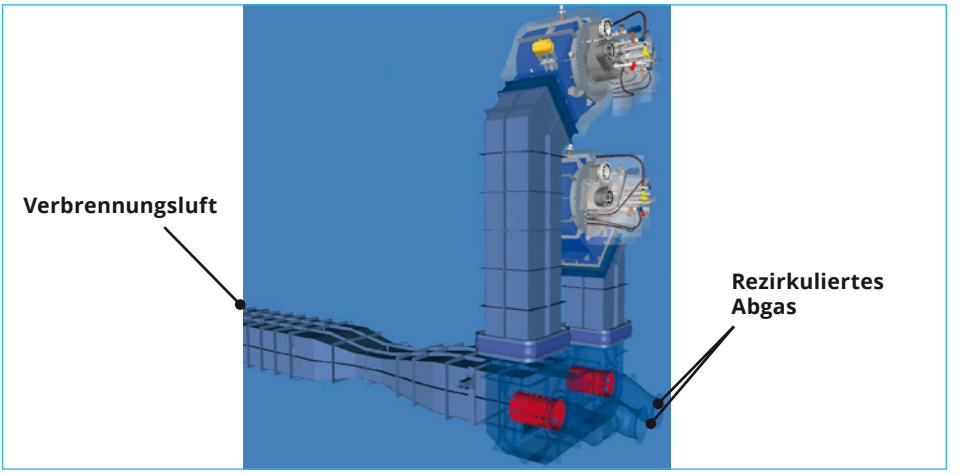


Abb. 3: Verbrennungsluft- und Abgasrezirkulationskanäle mit statischen Mischern

4.3. Modifizierung des Brenngasversorgungssystems

Die Erdgasversorgung bleibt in ihrer Anordnung mit den Absperrventilen und dem Brenngasregelventil unverändert. Für das HRG werden allerdings neue Absperrventile, ein neues Regelventil und neue Rohrleitungen installiert. Zur Mischung von HRG mit Erdgas werden hinter dem Regelventil ein Rückschlagventil sowie ein neuer statischer Mischer eingebaut. Der Mischer ist mit Elementen ausgestattet, die am Ausgang ein homogenes Gemisch aus Erdgas und HRG ergeben (Abbildung 4). Nach dem statischen Mischer wird das Brenngas in zwei Stichleitungen zu den beiden Gasbrennerstationen und anschließend über die Verteiler in die einzelnen Gaslanzen geführt.

Die Brennerstationen sind mit Sicherheitsschnellschlussventilen und einem automatischen Stickstoffinertisierungssystem ausgestattet, die das Brenngasleitungssystem stromabwärts der Sicherheits-Schnellschlussventile nach jedem Abschalten des Brenners automatisch mit Stickstoff füllen und somit inertisieren.

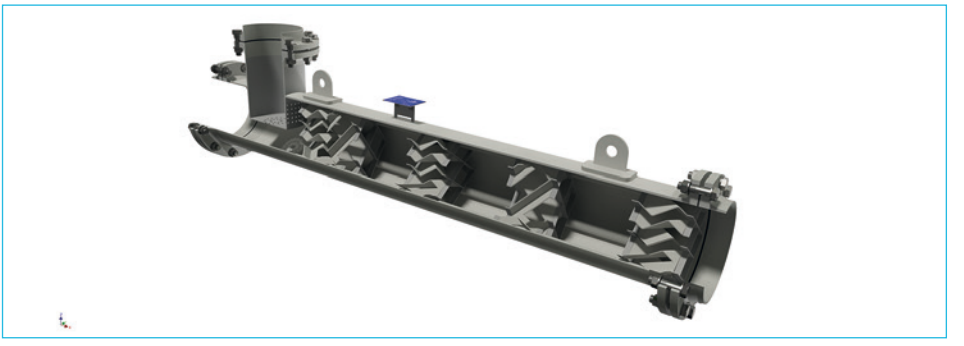


Abb. 4: Statischer Mischer für HRG und Erdgas (Striko Verfahrenstechnik GmbH)

4.4. Installation neuer Gasbrenner (ADS)

Die zwei bestehenden Öl-/Gasbrenner werden durch neue ADS-Low-NO_x-Gasbrenner ersetzt. Dieser Brennertyp ist vielfach bewährt und wurde für diese Anwendung zusätzlich modifiziert. Der ADS-Low-NO_x-Gasbrenner zeichnet sich durch eine Stufung der Verbrennungsluft aus. Die Primär- und Sekundärluftströme werden aufgeteilt und getrennt in die Verbrennungszone geleitet. Während die Primärluft eine stabile turbulente Zündzone erzeugt, wird der Sekundärluft ein Drall aufgeprägt. Der Drallgrad ist einstellbar und ermöglicht es, eine optimale Flammenkontur zu erzeugen.

Das Brenngas wird mittels spezieller Gaslanzen zugeführt, deren Gasaustrittsorientierung axial und radial verstellbar ist. Aufgrund des thermischen Regelbereichs von 8,8 MW_{th} bis 44 MW_{th} und der damit einhergehenden großen Bandbreite des Brenngasstroms eines jeden Brenners ist der Gasbrenner bzgl. des Brenngases zweistufig ausgestaltet. Bei hohem Brenngasstrom wird der Brenner mit zwei beaufschlagten Stufen und acht Gaslanzen, bei geringerem Brenngasstrom mit nur einer Stufe und vier Gaslanzen betrieben. Die Zündung der Brenner erfolgt jeweils durch einen gaselektrischen Zünder, der mit Erdgas betrieben wird. Die Hauptflammenüberwachung erfolgt durch UV-Flammenfühler an jedem Brenner (Abbildung 5).

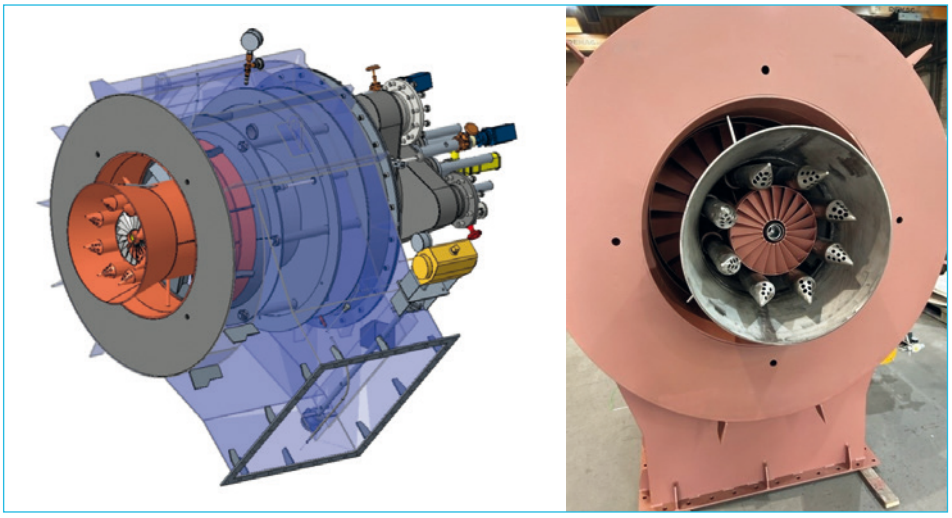


Abb. 5: ADS-Low-NO_x-Gasbrenner für HRG und Erdgas

5. Anpassung der Feuerleistungsregelung

Veränderte Anlagenrandbedingungen, wie der Einsatz eines zusätzlichen Brenngases sowie die neu installierte Abgasrückführung, haben einen wesentlichen Einfluss auf die Steuerung. Die Lastregelung kann zwischen dem Betrieb mit Erdgas, HRG oder einem Gemisch aus beiden Gasen umgeschaltet werden.

Beim Betrieb mit nur einem Brennstoff wird das Signal zur DE-Lastregelung an das entsprechende Brennstoffregelventil weitergeleitet (entweder Erdgas-Regelventil oder HRG-Regelventil). Wird der DE mit einem Gemisch aus beiden Brennstoffen betrieben, entscheidet der Anlagenfahrer, welcher Volumenstrom des HRG verbrannt werden soll. Alternativ kann der thermische Anteil des HRG an der Gesamtfeuerungswärmeleistung vorgewählt werden. Zur Berücksichtigung des unterschiedlichen spezifischen Luftbedarfs von Erdgas und HRG werden weiterhin Anpassungen an der Verbrennungsluftregelung vorgenommen. Diese wird um eine Sauerstoffkorrekturregelung ergänzt. Das Abgasrezirkulationssystem ist dabei immer in Betrieb. Der Anteil des rezirkulierten Abgases wird durch die DE-Last und dem Anteil HRG in der Brenngasmischung bestimmt.

Der Betriebsbereich des DE ist in dem folgenden Einsatzdiagramm dargestellt (Abbildung 6).

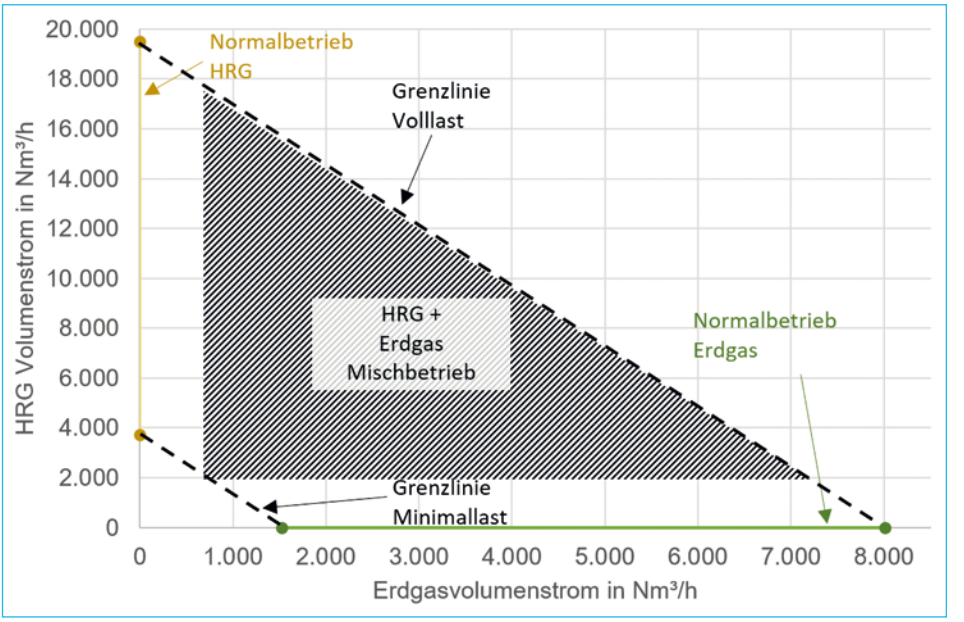


Abb. 6: Brennstoffeinsatzdiagramm des Dampferzeugers

Der konventionelle Betrieb mit Erdgas erfordert einen Brennstoffvolumenstrom von 1.500 Nm^3/h bis 8.000 Nm^3/h bei einer DE-Last von 20 % bis 100 %. Der Betrieb mit HRG erfordert einen Brennstoffvolumenstrom von 3.700 Nm^3/h bis 19.500 Nm^3/h und ist damit aufgrund des niedrigen Heizwertes im Vergleich zu Erdgas mehr als doppelt so hoch. Sobald beide Brennstoffe gemischt werden, kann der DE zwischen 20 % und 100 % Last entsprechend der gestrichelten

Fläche in Abbildung 6 betrieben werden. Die Mindestströme von Erdgas und HRG sind dabei zur Sicherung einer stabilen Regelung und Fahrweise einzuhalten.

6. Zusammenfassung

Die Umstellung der DE-Feuerung zur Nutzung von wasserstoffreichem Gas (HRG) hat viele Vorteile für die Anlage. Das zur Verfügung stehende HRG wird für die Dampferzeugung genutzt und nicht nutzlos entsorgt, wodurch die Betriebskosten für einen alternativen Brennstoff reduziert werden. Die CO_2-Emissionen können durch die Verbrennung höherer Anteile von HRG zudem erheblich reduziert werden. Aufgrund einer geringeren Abgasvolumenbildung führt die Verbrennung von HRG zu einem höheren DE-Wirkungsgrad. Im Hinblick auf die Anlagenverfügbarkeit stellt die mögliche Verwendung eines zweiten Brennstoffes eine Optimierung dar. Das Abgasrückführungssystem sorgt für eine geringere NO_X-Emission bei Erdgas- und HRG-Betrieb sowie für eine geringere thermische Belastung der Brennerkomponenten durch eine verringerte Verbrennungstemperatur und ist somit von großer Bedeutung. Zusätzlich kompensiert es den geringeren Abgasvolumenstrom beim Betrieb mit HRG. Insgesamt wird durch die Umrüstung der Feuerung die Wirtschaftlichkeit der Anlagenkonfiguration gesteigert. Die wesentlichen, die Wirtschaftlichkeit steigernden Vorteile, sind in folgender Tabelle zusammengetragen.

Tab. 5: Vorteile bei der Verbrennung von HRG im Vergleich zu Erdgas

Eigenschaft	Vorteil
Dampferzeugerwirkungsgrad	0,8 %- Punkte höher
CO_2 pro t erzeugten Dampf	48 %–65 %

* Annahmen: 3.000 Volllaststunden (100 t/h Dampf); 60 % der FWL durch HRG-Zufeuerung

Die Einsparungen bzgl. der Beschaffung von Erdgas werden auf einen zweistelligen Millionenbetrag geschätzt.

7. Ausblick

Aufgrund des hohen Wasserstoffanteils des HRG von 95 Vol.-% kommen die verbrennungstechnischen Eigenschaften denen von reinem Wasserstoff sehr nahe. Dies ermöglicht die Übertragung des Designkonzeptes und der Betriebserfahrungen aus diesem Rehabilitationsprojekt auf andere zukünftige Projekte, bei denen Erdgas oder Heizöle zur Befeuerung von Industriedampferzeugern durch grünen Wasserstoff teilweise oder vollständig ersetzt werden.

prezero | PYRAL

Innovative Pyrolysetechniken zur umweltschonenden Aluminiumaufbereitung.

Wir gewinnen Aluminium aus handelsüblichen Abfällen, wirtschaftlich effizient und ökologisch rücksichtsvoll.
Und gewinnen wollen wir auch Sie.

Wir stellen ein:

- → Verfahrenstechniker (m/w/d)
- → Ingenieure für Automatisierungstechnik (m/w/d)
- → Konstrukteure (m/w/d)
- → Forschungs- und Entwicklungsingenieure (m/w/d)

www.prezero-pyral.com

H_2-ready! – Vom Engineering bis zum großtechnischen Einsatz von Wasserstoffbrennern

Ronald Wilhelm

1. Einleitung 129
2. Unterschiede zwischen Wasserstoff und Erdgas 130
3. Verbrennung von reinem Wasserstoff 132
4. Low-NO_x-Projekte 134
4.1. Flammrohrkessel in Belgien 134
4.2. Dreizugkessel Polen 135
5. Engineering-Projekte 136
5.1. Lackiertrocknung in Leipzig 136
5.2. Müllheizkraftwerk in Deutschland 137
6. Fazit 138
7. Quellen 138

1. Einleitung

Die Europäische Union hat sich das ehrgeizige Ziel gesetzt, bis 2050 klimaneutral zu werden [1]. Die Bundesrepublik Deutschland strebt sogar an, dieses Ziel bereits bis 2045 zu erreichen [2]. Ein entscheidender Schritt zur Erreichung dieser Ziele ist die signifikante Reduzierung der Nutzung fossiler Energieträger. Eine vielversprechende Alternative, insbesondere zur Fortführung klassischer thermischer Prozesse, ist der Einsatz von grünem Wasserstoff. Dieser wird vor allem in der industriellen Wärmeerzeugung als eine der vielversprechendsten Alternativen zu fossilen Brennstoffen betrachtet [3].

Große Unternehmen planen, ihre Produktionsstätten zukünftig mit Wasserstoff zu versorgen. Die Firma SAACKE unterstützt diese Unternehmen bei der Umstellung ihrer Feuerungssysteme und verfügt seit 1981 über Erfahrung in der großtechnischen Anwendung von Wasserstoff als Brennstoff. Der dabei verwendete Wasserstoff, der unter anderem als Nebenprodukt der Chloralkalielektrolyse anfällt, wurde ursprünglich als Sonderbrennstoff klassifiziert. Für SAACKE entwickelt sich Wasserstoff inzwischen zu einem Standardbrennstoff. Das Interesse an Wasserstoffbrennern wächst stetig und es wurden bereits mehrere konkrete Projekte umgesetzt. Die meisten Projekte wurden mit einem Engineering begonnen, um die richtigen Maßnahmen für die Umrüstung im Vorfeld ausreichend zu betrachten.

2. Unterschiede zwischen Wasserstoff und Erdgas

Wird Wasserstoff anstelle von Erdgas genutzt, ist es sinnvoll, die Eigenschaften der Gase zu vergleichen. In Tabelle 1 sind einige wesentliche Brennstoffkennwerte von Wasserstoff und Erdgas H gegenübergestellt.

Tab. 1: Vergleich Erdgas mit Wasserstoff (SAACKE GmbH, 2019)

	Erdgas H	**Wasserstoff**
Heizwert [MJ/m^3]	35,82	10,82
Dichte bei Normbedingungen [kg/m^3]	0,78	0,09
Unterer Wobbe Index [MJ/m^3]	46,10 Erdgas L: 39,5	40,98
Adiabate Verbrennungstemperatur [°C]	2.025	2.252
Laminare Flammengeschwindigkeit [m/s]	0,36	2,81
Luftbedarf [$m^3_{Luft}/m^3_{Brennstoff}$]	9,55	2,38
Spezifischer Luftbedarf [m^3_{Luft}/h/MW]	959,8	791,9
Wasseranteil im Abgas @ λ=1 [Vol.-%]	19	35

Wasserstoff weist im Vergleich zu Erdgas einen geringeren Heizwert und eine geringere Dichte auf. Der Wobbe-Index der Brenngase ist jedoch vergleichbar, insbesondere im Vergleich zu Erdgas L. Dies bedeutet, dass bei identischer Geometrie der Brennstoffversorgung und identischem Brennstoffdruck die gleiche thermische Leistung erzielt wird. Daher ist die Anpassung von Brennern für die Wasserstoffverbrennung hinsichtlich der gasseitigen Geometrie unproblematisch.

Die Flammengeschwindigkeit von Wasserstoff ist deutlich höher als die von Erdgas, was dazu führt, dass die Verbrennung näher am Brenner stattfindet. In Kombination mit der höheren Verbrennungstemperatur resultiert dies in einer erhöhten Temperaturbelastung des Brenners, was sich negativ auf dessen

Standzeit auswirken kann. Zudem steigen durch die höhere Verbrennungstemperatur und die daraus resultierenden Temperaturspitzen die NO_x-Emissionen. Die einzuhaltenden Emissionsgrenzwerte für Wasserstoff unterscheiden sich beispielsweise in der TA-Luft [4] nicht von den geforderten Grenzwerten für Erdgas.

Der unterschiedliche leistungsbezogene Luftbedarf stellt insbesondere bei der simultanen Verbrennung von Erdgas und Wasserstoff eine Herausforderung für die Steuerung dar. Im Einzelbetrieb kann die Luftmenge individuell auf den jeweiligen Brennstoff eingestellt werden. Schwankt jedoch der Wasserstoffanteil im Brennstoff, so ist eine Anpassung der zugeführten Verbrennungsluftmenge erforderlich.

Wird eine externe Abgasrezirkulation eingesetzt, muss auch die Menge des rezirkulierten Abgases an den Wasserstoffanteil angepasst werden. Dies liegt an den Unterschieden im spezifischen Luftbedarf und in der Flammengeschwindigkeit. Aufgrund des höheren Wassergehalts im Abgas ist bei der Verbrennung von Wasserstoff mit externer Abgasrezirkulation das Risiko der Kondensation in der Luftvorlage größer als bei der Verbrennung von Erdgas. Abbildung 1 zeigt die erforderliche Temperatur des rezirkulierten Abgases bei einem konstanten Verhältnis von Frischluft zu rezirkuliertem Abgas, um Kondensation zu vermeiden.

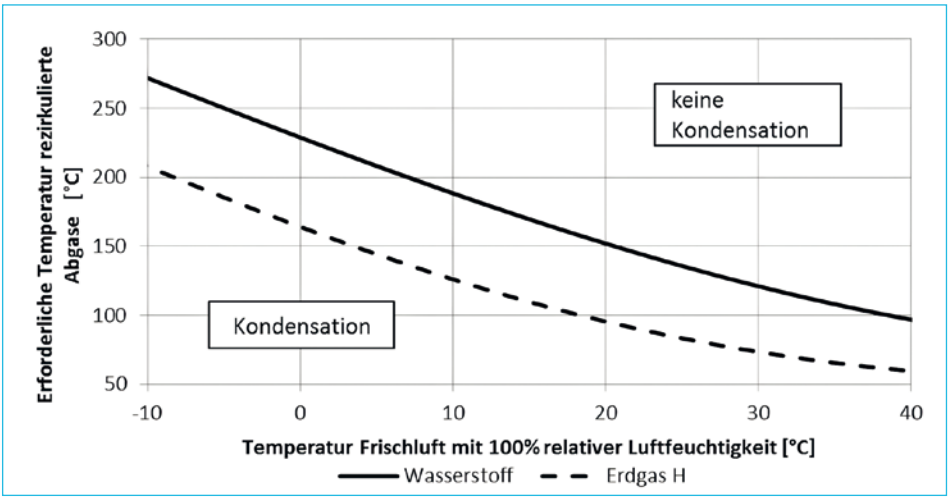


Abb. 1: Erforderliche Temperatur der rezirkulierten Abgase in Abhängigkeit von der Verbrennungslufttemperatur bei einem beispielhaft gewählten, konstanten Reziverhältnis (Berechnung SAACKE)

Es ist ersichtlich, dass die erforderliche Temperatur des rezirkulierten Abgases für Wasserstoff deutlich über jener von Erdgas H und auch bei Frischluft-Temperaturen von 10 °C noch bei fast 200 °C liegt. Die Temperatur der rezirkulierten Abgase beträgt üblicherweise zwischen 100 °C und 200 °C.

Die Kondensation in der Luftvorlage kann Korrosion und Verschleiß an den verwendeten Komponenten verursachen. Dieses Phänomen wurde ebenfalls bei Erdgasanlagen beobachtet, die kalte Außenluft zur Verbrennung nutzen. Jedoch beschränkt sich das Kondensationsrisiko nicht allein auf die Luftvorlage. Auch in der Brennstoffleitung kann Kondensation auftreten, insbesondere, wenn der Wasserstoff wassergesättigt ist. Dies führt zu verschiedenen Problemen und kann unbemerkt die Leistung der Feuerungsanlage reduzieren.

Ein weiteres Problem bei der Verbrennung von Wasserstoff, insbesondere im Kontext der Gasversorgungsperipherie, ist die Notwendigkeit ausreichender Mischenergie zur Sicherstellung einer vollständigen Verbrennung bei Diffusionsflammen. Dies erfordert einen bestimmten Druck am Brennereintritt. Abhängig von der Herkunft des Wasserstoffs sind jedoch oft nur geringe Versorgungsdrücke verfügbar.

3. Verbrennung von reinem Wasserstoff

Eine der signifikantesten Herausforderungen bei der thermischen Nutzung von Wasserstoff stellt die Erhöhung der NO_x-Emissionen dar. Je nach Brennertyp können die NO_x-Emissionen bei der Verbrennung von Wasserstoff erheblich ansteigen.

Abbildung 2 zeigt einen Vergleich der NO_x-Emissionen in Abhängigkeit vom Rezirkulationsverhältnis. Es ist jedoch anzumerken, dass die NO_x-Emissionen auch von weiteren Parametern beeinflusst werden, die in der Abbildung nicht dargestellt sind. Diese umfassen unter anderem die Geometrie des Feuerraums, das Verhältnis der überschüssigen Luft, die Lufttemperatur und die Luftfeuchtigkeit.

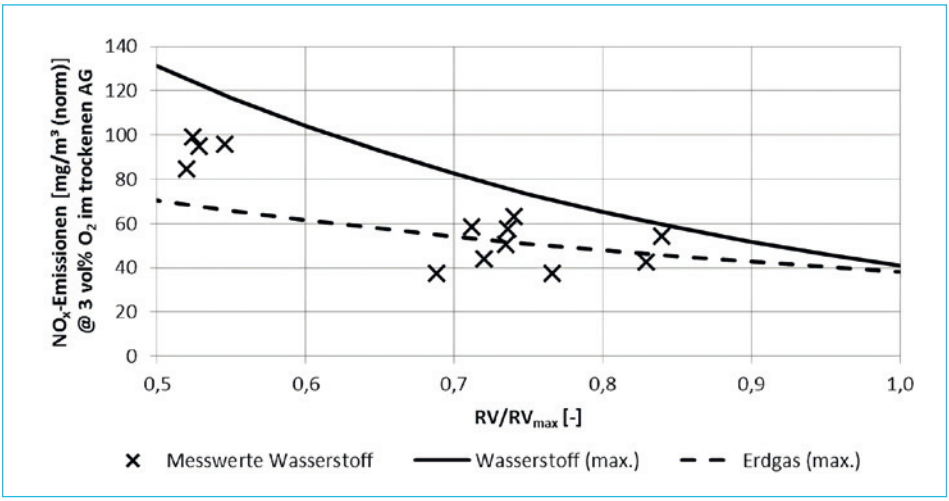


Abb. 2: Vergleich der NO_x-Emissionen von Erdgas H und Wasserstoff (Messung SAACKE)

Die Analyse der NO_x-Emissionen von Erdgas H und Wasserstoff zeigt, dass sich die Emissionen bei einem erhöhten Rezirkulationsverhältnis angleichen. Bei maximal zulässigen Rezirkulationsverhältnissen für Erdgas erreichen beide Brennstoffe vergleichbare Emissionswerte. Dies unterstreicht, dass der Einsatz einer externen Abgasrezirkulation eine effektive Maßnahme zur Reduzierung der NO_x-Emissionen bei der Wasserstoffverbrennung darstellt.

Aufgrund der hohen Flammengeschwindigkeit und der daraus resultierenden stabilen Flammenausbildung eignet sich Wasserstoff besonders für eine hohe Abgasrezirkulationsmenge. Technisch sind mit Wasserstoff als Brenngas sogar höhere Rezirkulationsverhältnisse als bei Erdgas möglich, was die NO_x-Emissionen weiter verringert.

Eine externe Abgasrezirkulation erfordert jedoch anlagentechnisch zusätzlichen finanziellen und energetischen Aufwand, oft einschließlich eines zusätzlichen Gebläses. Zukünftige Entwicklungen sollten darauf abzielen, die Menge des rezirkulierten Abgases bei gleichbleibenden Emissionen zu reduzieren.

Der Einsatz einer externen Abgasrezirkulation führt in Verbindung mit Wasserstoff zu einer weiteren Herausforderung: der Kondensation in der Luftvorlage. Um dies zu vermeiden, ist der Einsatz einer Luftvorwärmung zu empfehlen. Gemäß Abbildung 1 ist beispielsweise eine Frischlufttemperatur von mindestens 20 °C erforderlich, wenn die Abgastemperatur 150 °C beträgt. Alternativ können korrosionsbeständige Luftversorgungssysteme mit Kondensatabführungen installiert werden.

Um Kondensation in der Brennstoffleitung zu vermeiden, sollten bauseitige Maßnahmen zur Begrenzung der relativen Feuchtigkeit, wie eine vorgeschaltete Trocknung oder eine Vorwärmung um einige Kelvin, in Erwägung gezogen werden. Ebenfalls sollte darauf geachtet werden, dass sich an keiner Stelle Kondensat ansammeln kann.

Zur Reduktion der thermischen Belastung des Brenners hat sich ebenfalls der Einsatz einer externen Abgasrezirkulation als wirksam erwiesen. Diese ist meistens aufgrund der oben erörterten NO_x-Problematik bereits vorgesehen. Eine hohe Luftzahl (z. B. $\lambda > 2$) kann ebenfalls eingestellt werden, jedoch ist dies aufgrund der möglichen Verschlechterung des feuerungstechnischen Wirkungsgrads nicht generell zu empfehlen. Fehlt eine externe Abgasrezirkulation oder ein erhöhter Luftüberschuss, so kann dies die Standzeit des Brenners verringern. Mit einer Abgasrezirkulation erreichen feuerberührte Bauteile aus hitzebeständigem Stahl in der Regel eine Standzeit von mehreren Jahren.

4. Low-NO_x-Projekte

4.1. Flammrohrkessel in Belgien

In den Jahren 2022 und 2023 wurden in Belgien bei einem Chemieunternehmen zwei baugleiche Anlagen mit Wasserstoff und Erdgas als Hauptbrennstoffe in Betrieb genommen. Der Wasserstoff fällt hierbei als Nebenprodukt der Chloralkalielektrolyse an und wird nun zur Deckung eines Teils des Energiebedarfs im Chemiepark genutzt.

Die Flammrohrkessel haben eine Leistung von 30 t/h Dampf bei 14 bar. Die Feuerungsleistung mit Wasserstoff und Erdgas beträgt 20,7 MW. Beide Gase werden durch separate Zuführungen einem SAACKE Drallbrenner (SSB) zugeführt, der mit zwei getrennten Gasringen für jeden Brennstoff ausgestattet ist. Diese Konfiguration ermöglicht es, beide Brennstoffe sowohl simultan als auch separat bei maximaler Leistung zu verbrennen. In Abbildung 3 ist die Frontansicht der Anlage mit den deutlich sichtbaren separaten Gasleitungen und dem doppelten Gasring am Brenner abgebildet.

Die gesetzlichen Anforderungen für die NO_x-Emissionen sind im Erdgasbetrieb auf 75 mg/Nm^3 bei 3 % O_2 und für Wasserstoff auf 80 mg/Nm^3 bei 3 % O_2 festgelegt. Aufgrund des geringen Durchmessers des Flammrohres im Verhältnis zur Leistung ist die Querschnittsbelastung hoch, weshalb zur Einhaltung dieser Emissionsgrenzwerte eine Abgasrezirkulation eingesetzt wird.

Die NO_x-Emissionswerte liegen bei Erdgas durchgehend unter 70 mg/Nm^3 bei 3 % O_2, während im Wasserstoffbetrieb Werte unter 75 mg/Nm^3 bei 3 % O_2 erreicht werden, bei gleichzeitig 0 ppm CO-Emissionen.

Abb. 3: Gesamtansicht der Anlage

4.2. Dreizugkessel Polen

Ende 2021 wurde auf dem Gelände eines Chemieunternehmens in Polen eine Anlage mit Wasserstofffeuerung errichtet, deren Betrieb Anfang 2022 aufgenommen wurde. Aktuell wird eine baugleiche Anlage am Standort geplant. Der Wasserstoff entsteht hier ebenfalls als Nebenprodukt, das zusammen mit Erdgas H als Brennstoff genutzt wird. Zur Dampferzeugung wird ein Dreizugkessel eingesetzt, der von einem SAACKE Drallbrenner (SSB) befeuert wird. Die kombinierte Feuerungsleistung für beide Brennstoffe liegt bei 10,5 MW. Die festgelegten Emissionsgrenzwerte für NO_x betragen für beide Brennstoffe 60 mg/Nm^3 bei einem Sauerstoffgehalt von 3 Vol.-% im Abgas. Eine Abgasrezirkulation ist implementiert, um diese Grenzwerte einzuhalten. Beide Brennstoffe können entweder getrennt oder simultan bis zur maximalen Feuerungsleistung eingesetzt werden. Der Brenner ist analog zum ersten Anwendungsbeispiel mit einem doppelten Gasring ausgestattet und die Brennstoffzuführungen erfolgen separat.

Die tatsächlich erreichten Emissionswerte liegen signifikant unter den vorgeschriebenen Grenzwerten. Im Betrieb mit Erdgas wurden NO_x-Werte von etwa 50 mg/Nm^3 bei 3 % O_2 erzielt, wobei der Sauerstoffgehalt im Abgas nur 2 Vol.-% betrug und keine Kohlenmonoxid-Emissionen (0 ppm) gemessen wurden. Bei

Verwendung von Wasserstoff als Brennstoff konnten die NO_x-Emissionen auf rund 40 mg/Nm^3 bei 3 % O_2 reduziert werden, was beweist, dass auch mit Wasserstoff eine Low-NO_x-Feuerung möglich ist.

5. Engineering-Projekte

5.1. Lackiertrocknung in Leipzig

Ein führender deutscher Automobilkonzern hat sich das Ziel gesetzt, die PKW-Produktion im Werk Leipzig vollständig CO_2-neutral zu gestalten. Dies umfasst den Einsatz von grünem Strom, teilweise generiert durch eigene Windräder, sowie die Umstellung der Flurförderfahrzeuge auf Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie. Ein wesentlicher Bestandteil dieser Initiative ist die schrittweise Ersetzung von Erdgas durch den klimaneutralen Brennstoff Wasserstoff.

Als erster Schritt in dieser Umstellung wird die Lackiertrocknung komplett auf Wasserstoffverbrennung umgerüstet. Die benötigten Feuerungsleistungen der Brenner variieren zwischen 200 kW und 1.000 kW. Im Rahmen des Engineerings entwickelte SAACKE einen Brenner, der sowohl Erdgas als auch Wasserstoff effizient verbrennen kann. Die Entwicklungsschritte umfassten eine Machbarkeitsstudie mit einer Bestandsaufnahme vor Ort und CFD-Simulationen, das Testen von Prototypen unter realen Bedingungen im Werk in Leipzig und die Installation der ersten Pilotbrenner an einer kompletten Lackierstraße. Anfang 2024 wurde eine weitere Lackierstraße mit Brennern ausgerüstet und in Betrieb genommen.

Die Emissionsanforderungen für die NO_x-Werte wurden für diese Anwendung zusätzlich verschärft und betragen jetzt 100 mg NO_x/Nm^3 bei 3 % O_2. Die neu installierten Brenner können diese Vorgabe mit beiden Brenngasen (Erdgas H, Wasserstoff) einhalten.

In einem weiteren Teilprojekt geht es um die thermische Nachverbrennung der Abluft aus den Lackierkabinen. Die Abluft enthält geringe Mengen an organischen Bestandteilen (Aerosolen), die mittels der Nachverbrennung vollständig verbrannt werden müssen. Für die Verbrennung werden spezielle Brenner eingesetzt. In diesem Projekt wird dazu ein Korbbrenner genutzt. Der Korbbrenner soll mit den Brennstoffen Erdgas und Wasserstoff betrieben werden. Im Jahr 2023 wurden dazu erste Untersuchungen an einem Prototyp an der TU Dresden durchgeführt. Anfang dieses Jahres wurde ein Prototyp des Brenners im Werk in Leipzig erfolgreich mit Wasserstoff getestet. Im nächsten Schritt soll ein Pilotbrenner in einem Langzeittest mit Wasserstoff zum Einsatz kommen. Bisher deutet nichts darauf hin, dass ein Brennstoffwechsel von Erdgas auf Wasserstoff den Prozess der thermischen Abluftreinigung an einer Bestandsanlage

negativ beeinflusst. Die Abreinigung der Abluft funktioniert einwandfrei, die Emissionswerte sind einhaltbar und die thermische Belastung des Brenners ist vergleichbar zum konventionellen Betrieb mit Erdgas.

5.2. Müllheizkraftwerk in Deutschland

In einem Müllheizkraftwerk (MHKW) in Deutschland werden die Zünd- und Stützbrenner an vier Linien auf neue moderne Mehrstoffbrenner umgerüstet. Je Linie wird ein rostgefeuerter Kessel mit ca. 68 t/h Dampfleistung und 60 bar Dampfdruck mit je zwei Zünd- und Stützbrennern mit je 21 MW Feuerungsleistung betrieben. Die Brenner sollen mit den Brennstoffen Heizöl EL (extra leicht), Erdgas H und Wasserstoff gefeuert werden. Der Wasserstoff soll zukünftig durch eine eigene Elektrolyseanlage bereitgestellt werden. Die Elektrolyse soll mit Überschussstrom aus dem MHKW gespeist werden. Mit dem Wasserstoff soll auch der kommunale öffentliche Nahverkehr versorgt werden.

Im Rahmen eines Engineering-Auftrags wurde zunächst eine Machbarkeitsstudie durchgeführt, die neben dem Design der Brenner auch umfangreiche CFD-Simulationen enthielt. Dabei wurde die Position der Zünd- und Stützbrenner von einer seitlichen Anordnung auf die Rückwand verlegt. Im Fokus stand auch die unterschiedliche Flammenausbildung der eingesetzten Brennstoffe. In Abbildung 4 ist beispielhaft der Vergleich einer Flammenkontur von Heizöl EL und Wasserstoff aus der Simulation dargestellt. Nach Abschluss der Machbarkeitsanalyse schloss sich in einem weiteren Schritt die Planung der Umrüstung der Brenner und die Installation vor Ort an. Zu diesem Zweck wurde unter anderem ein 3D-Scan durchgeführt und die neuen Aggregate und Rohrzuführungen wurden eingepasst. Im dritten Schritt erfolgte im letzten Jahr (2023) die Installation und die erfolgreiche Inbetriebnahme an der ersten Linie. Die Inbetriebnahme erfolgte bisher nur mit Heizöl EL, da sowohl die Infrastruktur für Erdgas als auch für Wasserstoff noch nicht fertig gestellt ist. Die Elektrolyseanlage für Wasserstoff ist zudem noch in Planung.

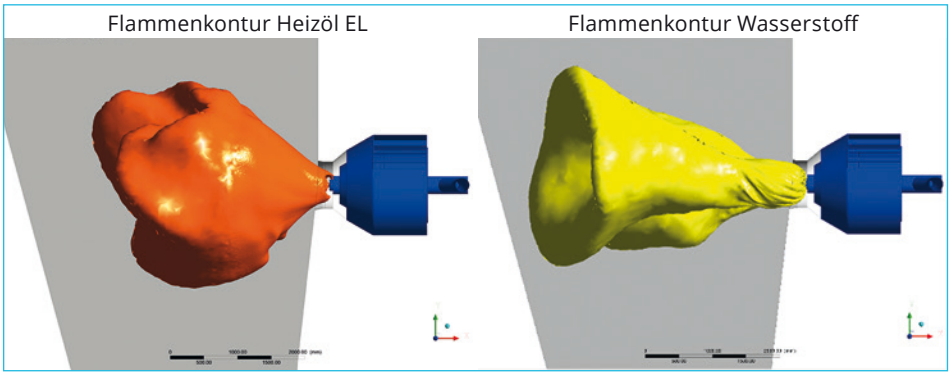


Abb. 4: Vergleich der Flammenkontur von Heizöl EL und Wasserstoff bei gleicher Feuerungsleistung

6. Fazit

In der aktuellen Energielandschaft liegt der Schwerpunkt zunehmend auf der klimaneutralen Energieerzeugung. Grüner Wasserstoff stellt dabei für thermische Prozesse eine zukunftsorientierte Brennstoffalternative dar. Sobald grüner Wasserstoff in ausreichender Menge verfügbar ist, besteht die Möglichkeit, bestehende Feuerungssysteme auf diesen umweltfreundlichen Brennstoff umzustellen. Zur Planung dieser Umstellung ist ein vorhergehendes Engineering besonders gut geeignet, um auf die speziellen Anforderungen beim Betrieb mit Wasserstoff optimal vorbereitet zu sein. Dabei geht es nicht nur um die Erreichung von niedrigen Emissionswerten, sondern auch um die passende Infrastruktur für die Versorgung mit Wasserstoff. Hinzu kommen die Betrachtungen für die Wirtschaftlichkeit einer solchen Investition, die durch zusätzliche Energieeffizienzmaßnahmen verbessert werden kann.

7. Quellen

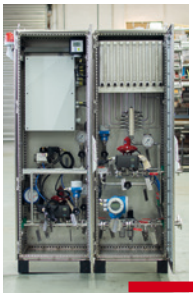
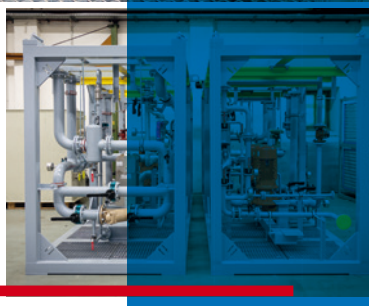
[1] Europäische Kommission: Ein sauberer Planet für alle. Eine Europäische Strategie, langfristige Vision für eine wohlhabende, moderne, wettbewerbsfähige und klimaneutrale Wirtschaft. Brüssel: 2018.

[2] Klimaschutzgesetz 2021: https://www.bundesregierung.de/breg-de/themen/klimaschutz/klimaschutzgesetz-2021-1913672 (Stand: 01.07.2021).

[3] International Energy Agency. The future of Hydrogen. Seizing today's opportunities. Paris: 2019.

[4] Neufassung der Ersten Allgemeinen Verwaltungsvorschrift zum Bundes-Immissionsschutzgesetz (Technische Anleitung zur Reinhaltung der Luft – TA Luft), 18.08.2021, Herausgeber: Bundesregierung Deutschland.

VDH | GROUP

Ihr Partner im Anlagenbau

GANZHEITLICHE LÖSUNGEN AUS EINER HAND.

- Umwelttechnik – DeNOx-Anlagen (SNCR / SCR)
- Verfahrens- und Anlagentechnik
- Elektro-, Mess-, Steuerungs- und Regelungstechnik
- Service, Wartungen und Revisionen
- Ersatz- und Verschleißteilgeschäft
- Chemikalienhandel (Harnstofflösung mit oder ohne Additive, AdBlue®, Ammoniakwasser, u.v.m.)

vdh-group.de

estaro®

Der Spezialist für hitzebeständige Edelstähle

www.estaro.de

Diagnostik von Erdgas- und Wasserstoffflammen mithilfe von konventionellen UV-Flammenwächtern

Philipp Pietsch, Pitt Götze und Raphael David Roth

1. Einleitung 142

2. Experimentelle Untersuchungen an einem handelsüblichen Gebläsebrenner 143

2.1. Versuchsaufbau, Datenauswertung und Versuchsdurchführung 143

2.2. Ergebnisse der Experimente 145

3. Pulsationsmessungen 148

4. Zusammenfassung und Ausblick 149

5. Quellen 150

Die Bestrebung, künftig das deutsche Erdgasnetz auf Wasserstoffbeimischung und später reinen Wasserstoff umzurüsten, lässt deutlich höhere Schwankungsbreiten in der Gasbeschaffenheit und deutlich höhere Mengen Wasserstoff in technischen Verbrennungsprozessen erwarten. Dies stellt insbesondere für den Bestand an Brennern im industriellen Bereich eine enorme Herausforderung dar, da Wirkungsgrad, Emissionen und Betriebsverhalten dieser Geräte für Erdgas optimiert wurden. Insbesondere die heutigen Generationen von Gebläsebrennern, welche für sehr niedrige NO_x-Werte optimiert sind, haben die Tendenz zu instabilen Flammenfronten. Durch eine Wasserstoffverbrennung und ggf. sich ins magere verschiebende Luftmengen erhöhen sich die Instabilitäten und daraus resultierend die von der Flamme ausgehenden Verbrennungspulsationen.

Um in Neubau und Bestand zukünftig auf Schwankungen, Flammeninstabilitäten sowie Verbrennungspulsationen in Kesselanlagen reagieren zu können, wird derzeit in einem Bundesforschungsprojekt untersucht, wie die Informationen von UV-Flammenwächtern für die Ausregelung und Diagnostik von Verbrennungsprozessen genutzt werden können. Da solche Flammenwächter inzwischen üblicherweise in Kesselanlagen zur Überwachung von Gebläse-

brennern eingesetzt werden und sie in der Lage sind, punktuell die Flamme mit sehr hohen Wiederholraten < 50 µs abzutasten, können sie zukünftig direkt im Betrieb ausgewertet werden und nützliche Informationen bereitstellen. Durch die Nutzung mehrerer Flammenwächter können auch erweiterte Signale über den Frequenzgang der Flamme und daraus resultierend Informationen über die instationäre Wärmefreisetzung generiert werden.

Auf Basis einer solchen Diagnostik lassen sich zukünftig in-situ-Untersuchungen oder sogar Regeleingriffe über die Verbrennungsregelung in Anlagen vorstellen, welche durch Eingriffe auf Luft- und Gasseite eine automatisierte Pulsationsoptimierung ermöglichen.

Dies kann zukünftig zu einem deutlich verbesserten Komponentenschutz der Anlagen – insbesondere in den Bereichen Kessel, Brenner und Abgasführung – beitragen und stellt zum anderen sicher, dass kritische Verbrennungsinstabilitäten und Temperaturfelder besser beherrschbar sind. Dadurch kann effektiv für einen energieeffizienten und emissionsarmen Betrieb gesorgt werden, indem kritische Betriebszustände gezielt umgangen werden.

1. Einleitung

Erdgas hat in der Thermoprozesstechnik eine dominante Stellung aufgrund seiner praktischen Handhabbarkeit, hohen Verfügbarkeit, geringen Treibhausgasemissionen und vormals kosteneffizienten Beschaffung. Die EU und die Bundesregierung verfolgen das Ziel, die Energieversorgung klimaneutral zu gestalten, was die Elektrifizierung und den verstärkten Einsatz erneuerbarer Energien einschließt. Wasserstoff wird als potenziell klimaneutraler Energieträger in der Thermoprozesstechnik erforscht, einschließlich seiner Integration in bestehende Gasnetze. Großprojekte und Strategien zielen darauf ab, Wasserstoff in industrielle Prozesse zu integrieren und damit Erdgas zu substituieren.

Diese Veränderungen im Gasbereich haben Auswirkungen auf die Gestaltung, den Bau und die Sicherheit von Feuerungssystemen und Thermoprozessanlagen. Das Leittechnologie-Projekt TTgoesH2 hat das Hauptziel, Wasserstoff in die Thermoprozesstechnik zu integrieren, wobei ein besonderer Fokus auf niedrige Schadstoffemissionen, hohe Effizienz und Sicherheit gelegt wird. Ein Schlüsselaspekt dieses Projekts ist die Entwicklung kostengünstiger Regelungssysteme für das Brennstoff-Luft-Verhältnis, die auf optischen Signalen der Flamme basieren, wie etwa der UV-Strahlungsintensität und der Flackerfrequenz der Flamme.

Das Projekt GreCoCon (Green Combustion Control) konzentrierte sich auf die industrielle Verbrennungsregelung für hohe, volatile Wasserstoffanteile (bis zu 100 Vol.-%) in der Brenngasmischung. Die Umsetzung dieses Regelungskonzepts

beinhaltet die Erprobung des Konzepts und die Erarbeitung von Kennfeldern an herkömmlichen Industriegasbrennern. Ergänzt werden die Erkenntnisse durch aktuell laufende Forschungsarbeiten im Projekt OSKAR 2, welches sich mit der Detektion von wasserstoffinduzierten Verbrennungspulsationen beschäftigt.

2. Experimentelle Untersuchungen an einem handelsüblichen Gebläsebrenner

2.1. Versuchsaufbau, Datenauswertung und Versuchsdurchführung

Im Projekt kam ein handelsüblicher Weishaupt-Gebläsebrenner WM-G10/2-A ZM-3LN zum Einsatz. Dieser Brenner wurde in ein wassergekühltes Prüfflammrohr mit verschiebbarer Rückwand eingebaut. Auf der dem Brenner gegenüberliegenden Seite befindet sich eine zentrische Öffnung auf der Brennerachse (Abbildung 1), um dem modifizierten Flammenwächter F300K von Lamtec eine optimale Sicht auf die Brennerflamme zu ermöglichen. Der eingesetzte Flammenscanner F300K unterscheidet sich von handelsüblichen Geräten lediglich durch den angepassten Wellenlängenbereich der zweiten Fotodiode. Aufbauend auf den Vorversuchen sind die Fotodioden des Scanners im Bereich von 220–360 nm und 408–460 nm empfindlich.

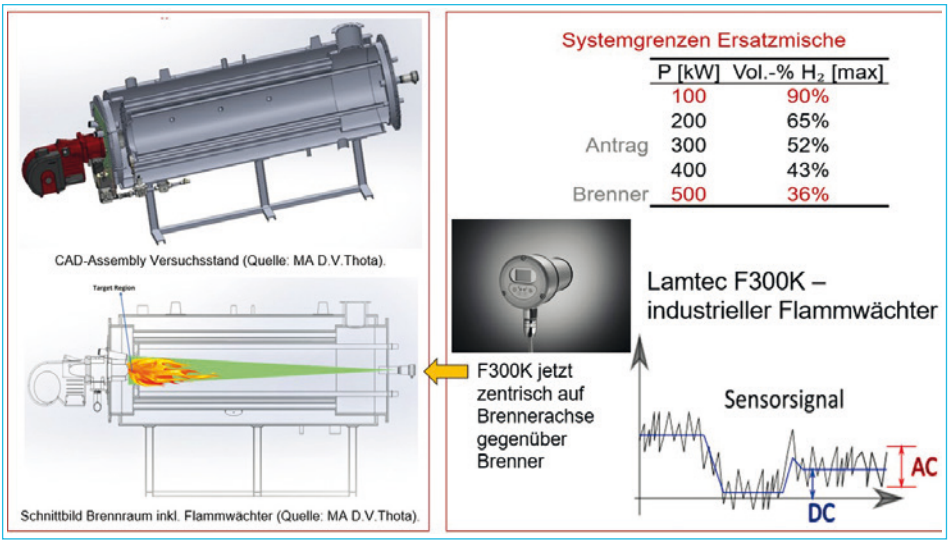


Abb. 1: Aufbau des Versuchsstandes mit Schnittbildern des Prüfflammrohres (links) sowie Leistungsgrenzen der Gasmische und einer Abbildung des eingesetzten Flammwächters F300K der Firma Lamtec (rechts)

Es ist wichtig zu beachten, dass der eingesetzte Flammenscanner sämtliches auf seine Fotodiode auftreffendes Licht sammelt und in Form eines Spannungssignals ausgibt. Die eingebaute Verstärkerschaltung wandelt dieses Signal in ein Wechselspannungssignal um, das zwischen -2,5 und 2,5 V variiert. Mit einem solchen Signal ist keine unmittelbare Verhältnisbildung, wie es in den Vorversuchen durchgeführt wurde, möglich. Die Ergebnisse der Vorversuche lassen sich nicht direkt auf dieses System übertragen.

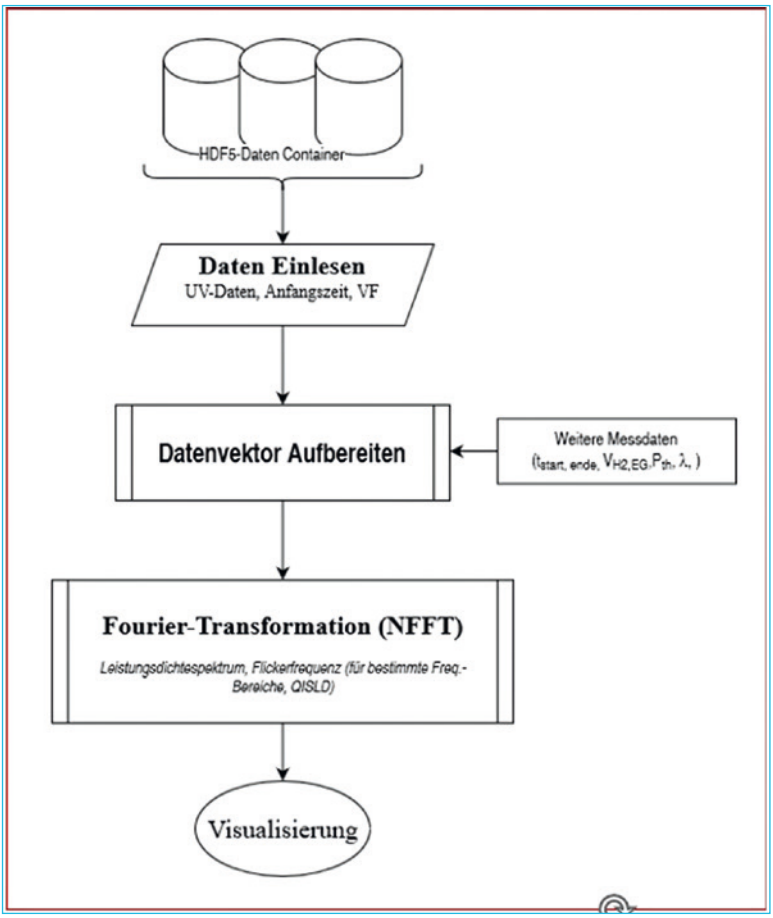


Abb. 2: Schema der angewandten Datenaufbereitung [2]

Daher sind vor den Experimenten zur Überprüfung des Regelkonzepts Voruntersuchungen erforderlich, die der Identifizierung der für die Regelung nutzbaren Regelgrößen dienen. Mögliche Kandidaten sind die Flickerfrequenz (Schwankungen in Amplitude des Signales nach Fourier Transformation, spezifisch im Frequenzbereich für Signal, berechenbar für bestimmte Frequenzbereiche), Flackerfrequenz (ermittelt über eine Nulldurchgangsanalyse des Spannungssignals; keine Fouriertransformation nötig), spektrale Leistungsdichte (Leistung,

die auf eine bestimmte Bandbreite von Frequenzen oder Wellenlängen entfällt, dividiert durch diese Bandbreite), die quadratische, integrale spektrale Leistungsdichte (Integral der spektralen Leistungsdichte über alle Frequenzen bzw. Wellenlängen, ergibt die Gesamtleistung der Strahlung bzw. des Signals) sowie das Rohsignalverhältnis (Summe der absoluten Werte der Spannung von Fotodiode 1 geteilt durch Summe der absoluten Werte der Spannung von Fotodiode 2). Darüber hinaus ist die Konzeptionierung und Programmierung einer entsprechenden Auswerteroutine unerlässlich, da der Sensor lediglich diskrete Spannungssignale liefert, die mittels Fourier-Transformation in den Frequenzbereich überführt werden müssen, bevor sie ausgewertet werden können.

Insgesamt wurden 80 Versuche gemäß statistischen Versuchsplänen durchgeführt, welche drei wesentliche Einflussgrößen beachten. Die thermische Leistung (P_{th}) variierte dabei im Bereich von 140 bis 300 Kilowatt, der Wasserstoffanteil im Brenngas ($\varphi(H_2)$) im Bereich von 0 bis 50 Volumenprozent (Rest jeweils Erdgas-H) sowie die Luftzahl (λ) im Bereich von 1,05 bis 1,25.

2.2. Ergebnisse der Experimente

Abbildung 3 stellt die Ergebnisse in Bezug auf Flicker- und Flackerfrequenz von Flammen dar. Die Flickerfrequenz fungiert hierbei als Maßstab für die Schwankungen in der Amplitude eines Signals nach einer Fourier-Transformation. Diese ist spezifisch im Frequenzbereich und berechenbar für definierte Frequenzbereiche. Die in Abbildung 4 dargestellten Flickerfrequenzen umfassen den gesamten Frequenzbereich.

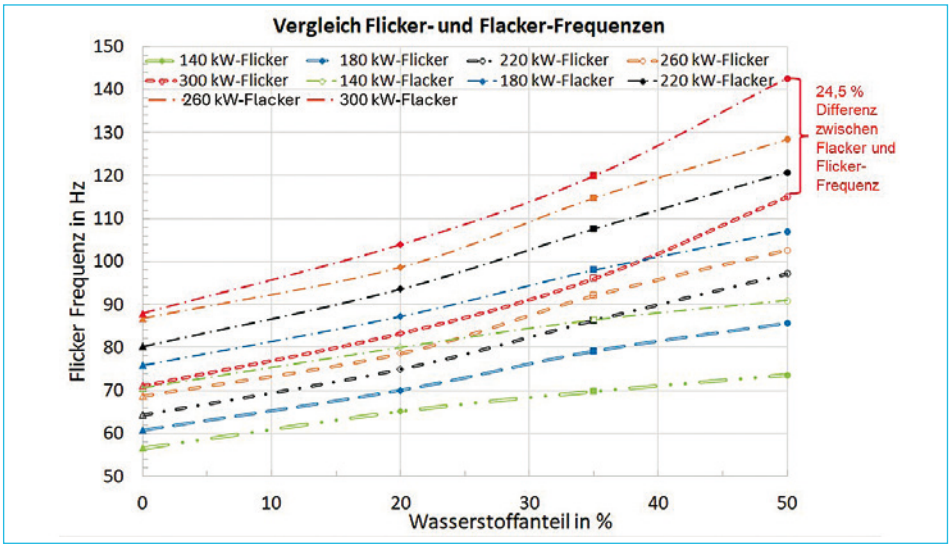


Abb. 3: Vergleich von Flicker- und Flackerfrequenzen einer Gasflamme für unterschiedliche Brennerleistungen und Wasserstoffanteile bei einer konstanten Luftzahl von 1,05 [2]

Die Flackerfrequenz ermittelt sich durch Summation der Nulldurchgänge des Spannungssignals einer Fotodiode innerhalb eines festgelegten Zeitintervalls, welches abschließend durch zwei geteilt wird. Die Flackerfrequenz kommt ohne die Anwendung einer Fourier-Transformation aus und stellt diesbezüglich eine Vereinfachung dar. Beide dargestellten Frequenzen basieren auf dem Spannungssignal der Fotodiode, die empfindlich im Bereich von 220 bis 360 nm ist.

Abbildung 3 verdeutlicht, dass sowohl die Flicker- als auch die Flackerfrequenz in Abhängigkeit von Leistung und Wasserstoffanteil in der Flamme ansteigen. Diese Beobachtung könnte auf eine möglicherweise intensive chemische Reaktion in der Flamme zurückzuführen sein. Interessant ist ferner, dass der ermittelte Wert der Flackerfrequenz unter gleichen Versuchsbedingungen jeweils etwa 24,5 % über der Flickerfrequenz liegt. Eine Begründung hierfür wurde noch nicht gefunden.

Abbildung 4 stellt den Vergleich von QISLD- und Rohsignalverhältnis einer Gasflamme für unterschiedliche Brennerleistungen und Wasserstoffanteile bei einer konstanten Luftzahl von 1,05 dar. QISLD, die quadratische, integrale, spektrale Leistungsdichte, ergibt sich als Integral der spektralen Leistungsdichte über alle Frequenzen bzw. Wellenlängen. QISLD stellt eine Art Gesamtleistung der Strahlung bzw. des Signals dar. Das Rohsignalverhältnis ist ein Maß, das sich aus der Division der Summe der Absolutwerte der Spannungssignale der OH*-Fotodiode durch die der Summe der Absolutwerte der Spannungssignale der CH*-Fotodiode ergibt.

$$\boldsymbol{Rohsignalverh.} = \frac{\sum |\boldsymbol{Spannungssignale\ OH}\ |}{\sum |\boldsymbol{Spannungssignale\ CH}|}$$

Ähnlich der Flackerfrequenz ist das Rohsignalverhältnis aus den Rohdaten ohne Fourier-Transformation berechenbar und stellt in diesem Sinne eine Vereinfachung dar. Das Rohsignalverhältnis ist allerdings abhängig von der Länge des Zeitintervalls der Erfassung.

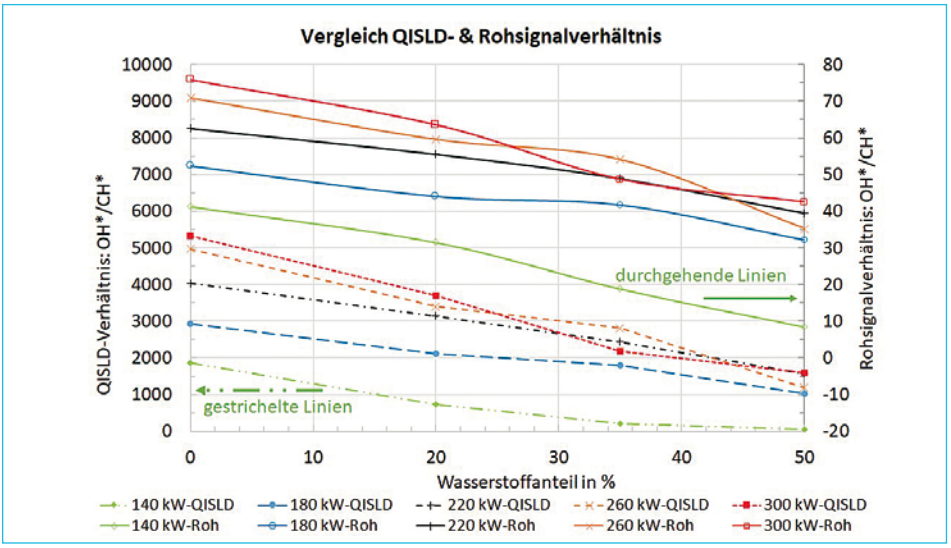


Abb. 4: Vergleich von QISLD- und Rohsignalverhältnis einer Gasflamme für unterschiedliche Brennerleistungen und Wasserstoffanteile bei einer konstanten Luftzahl von 1,05 [2]

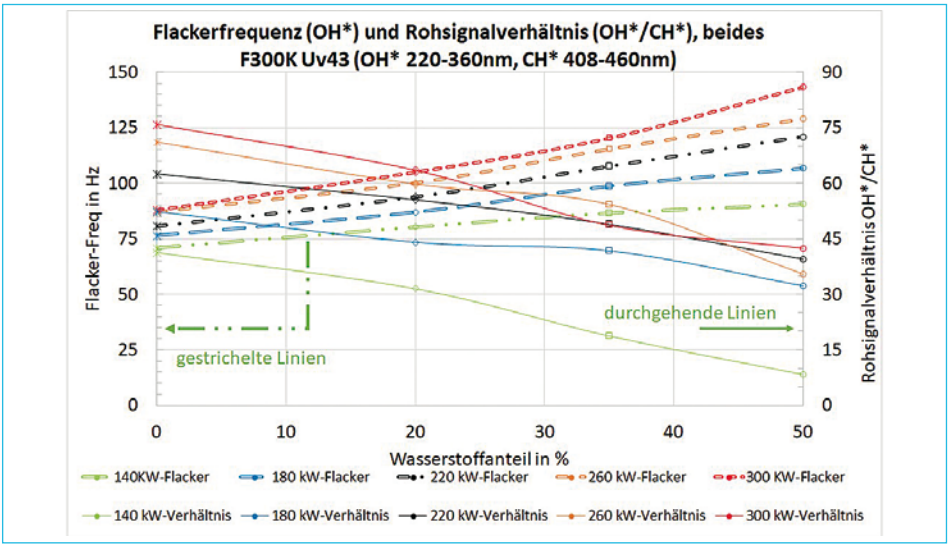


Abb. 5: Vergleich von Flicker- und Flackerfrequenzen einer Gasflamme für unterschiedliche Brennerleistungen und Wasserstoffanteile bei einer konstanten Luftzahl von 1,05 [2]

Da beide Größen aber prinzipiell geeignet scheinen, für die anvisierte Regelung als Basis zu dienen (Abbildung 6), laufen gegenwärtig Wiederholungsversuche mit leicht modifizierten Anlageneinstellungen.

3. Pulsationsmessungen

Ausgangspunkt für die weitere Untersuchung zu dieser Problematik stellt die Bewertung des dynamischen Verhaltens von wasserstoffreichen Brenngasen in Low-NO_x-Brennern von Kesselanlagen dar. Die geplante zunehmende Zumischung von großen Anteilen Wasserstoff, ggf. mit weiteren Beimischungen (z. B. teilaufbereitete Biogase oder Bio-Methan) in Erdgas stellt in Zusammenhang mit zusätzlich auch schnell wechselnden volumetrischen Zusammensetzungen die Betreiber vor die Aufgabe, kritische Kesselschwingungen, aber auch andere dynamische Überlastungen der Abgasführung oder Aufständerungen zu vermeiden. Hinzu kommt, dass moderne Gebläsebrenner mit zum Teil sehr hohen internen Rezirkulationsraten arbeiten, welche zu instabilen Strömungsverhältnissen im Bereich des Brennerkopfes führen und durch äußere Einflüsse (Luftzahl, Gasbeschaffenheit, Geometrie der Kesselanlage) leicht zu stören sind.

Insbesondere von Belang soll zusätzlich die Nutzung von UV-Flammenwächtern sein, welche in der Lage sind, punktuell die Flamme mit sehr hohen Wiederholraten < 50 µs abzutasten. Die Flammenwächter liefern zwar keine räumliche Auflösung der Flamme, können aber im Betrieb ausgewertet werden und ggf. Steuer- und Regelimpulse auf die Verbrennungsregelung liefern. Durch die Nutzung mehrerer Flammenwächter entlang der Flamme wird derzeit ein Regelungsschema entwickelt, welches Signale über den Frequenzgang der Flamme und daraus resultierend Informationen über die instationäre Wärmefreisetzung generiert und ausregelt. Hierzu werden Frequenzen und Amplituden des Flickers detektiert und so die Bedingungen der instationären Wärmefreisetzung bestimmt. Kombiniert mit einer Analytik der Druckpulsationen im Verbrennungsraum kann man sich so der Phasenverschiebung der Verbrennungspulsation und damit dem Rayleigh-Kriterium nähern. Auf Basis einer solchen Diagnostik lassen sich zukünftig in-situ-Untersuchungen oder sogar Regeleingriffe über die Verbrennungsregelung in Anlagen vorstellen, welche durch Eingriffe auf Luft- und Gasseite eine automatisierte Pulsationsoptimierung ermöglichen.

In Abbildung 6 ist aus den ersten Versuchsfahrten ein beispielhafter Verlauf für den Frequenzgang der Flamme bei verschiedenen Wasserstoffanteilen von 0 bis 100 Vol.-% dargestellt.

Die Messwerte wurden durch einen konventionellen UV-Flammenwächter aufgezeichnet.

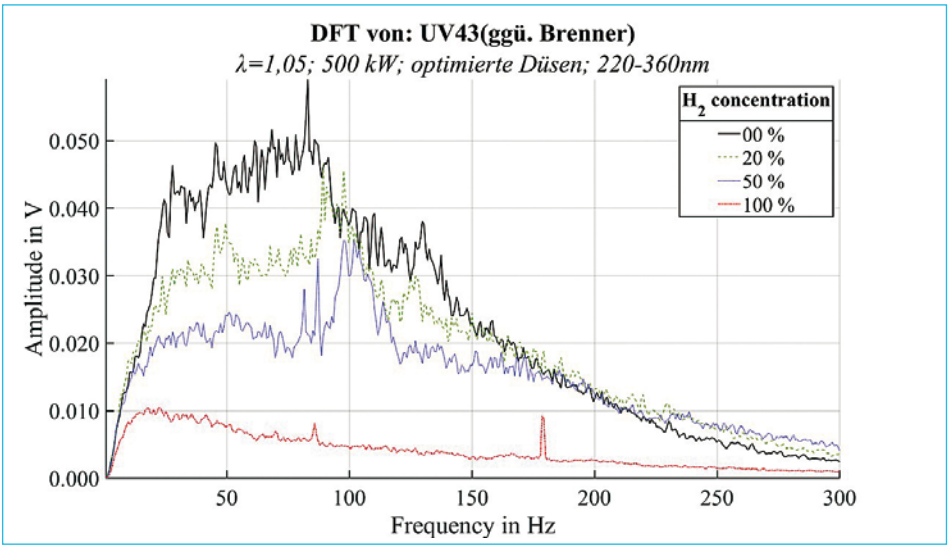


Abb. 6: Vergleich von detektierten Frequenzen über den Wasserstoffanteilen mittels diskreter Fourier-Transformation (DFT)

Zu sehen sind deutliche Unterschiede in der Amplitude des Signals, was an der deutlich anderen Strahlungsintensität bei der Verbrennung von Wasserstoff liegt und erst einmal keine Aussage zum generellen Pulsationsaufkommen zulässt. Grundlage für die Strahlung ist das emittierte UV-Licht der OH-Radikal beim Verbrennungsprozess. Deutlich mehr Aussagekraft hat allerdings das aufgezeichnete Frequenzband, da sich hier zum Teil die gemessenen Frequenzspitzen deutlich verschieben und prägnante Frequenzen zum Teil auch vollständig verschwinden und andere Frequenzspitzen hinzukommen. Derzeit wird in systematischen Versuchsreihen untersucht, inwieweit der Wasserstoff die Verbrennungspulsationen beeinflusst und wie sich dies zukünftig in situ mittels Flammenwächter verlässlich detektieren lässt.

4. Zusammenfassung und Ausblick

Ziel der Entwicklungen ist, kostengünstige Regelungssysteme für das Brennstoff-Luft-Verhältnisse zu entwickeln, die auf optischen Signalen der Flamme basieren. Diese optischen Signale sollen in der Lage sein, Schwankungen in der Brenngaszusammensetzung bei Thermoprozessanlagen auszugleichen und auf mögliche Verbrennungspulsationen, die dabei entstehen, zu reagieren.

Um dieses Ziel zu erreichen, fanden zunächst systematische Laborversuche statt. Auf Grundlage dieser Versuche erfolgte die Entwicklung einer Regelstrategie, die auf einer Verhältnisregelung der Signalintensitäten der Emissionsspektren der Flamme basiert.

Da die Ergebnisse der Vorversuche nicht direkt auf handelsübliche Flammenscanner F300K der Firma Lamtec übertragen werden konnten, wurde in einem zweiten Schritt die Identifizierung möglicher Kenngrößen an einem Prüfflammrohr des DBI mithilfe eines Weishaupt-Gebläsebrenners durchgeführt.

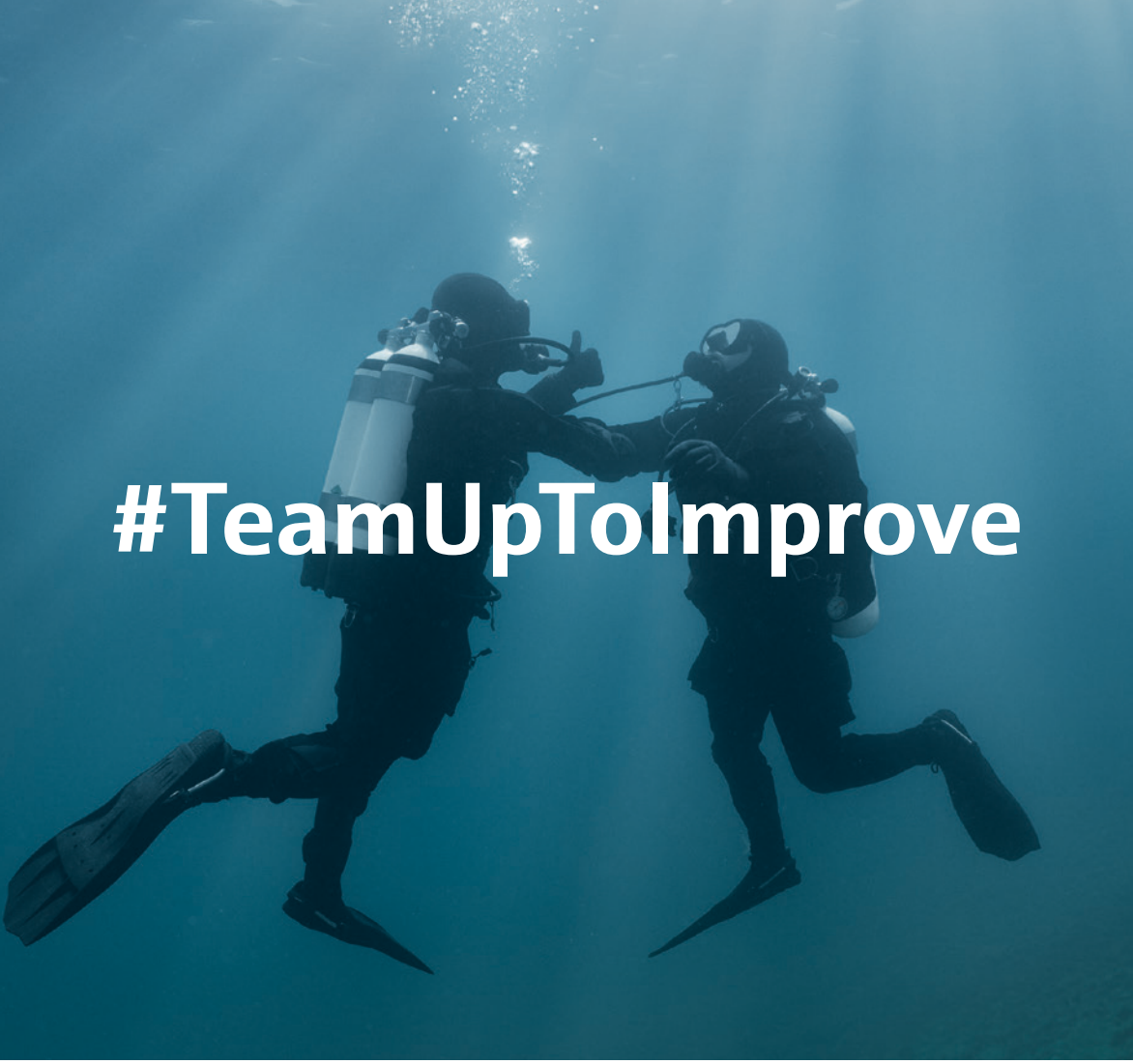
Es kann festgestellt werden, dass sowohl die Flicker- als auch die Flackerfrequenz in Kombination mit der quadratischen, integralen, spektralen Leistungsdichte oder dem Rohsignalverhältnis der Fotodioden geeignet sind, sowohl Brennerleistung als auch Wasserstoffvolumenanteil im Brenngas eindeutig zu bestimmen. Daher lässt sich eine solche Verhältnisregelung umsetzen. Auch die Pulsationsdetektion funktioniert sehr zuverlässig und muss nun in einen Regelverbund integriert werden.

5. Quellen

[1] Mohri, Khadijeh; Müller, André; Röder, Markus: Spectroscopic flame emission measurements – laminar premixed and turbulent non-premixed swirl flames. TTgoesH_2 – GreCoCon, PA-meeting, 31.08.2021.

[2] Ghosh, Arkajit: Untersuchungen zu Brennerregelungen für hohe volatile Wasserstoffanteile auf Basis von optischen Flammensignalen, Masterarbeit, 2023.

[3] Roth, Raphael-David: Untersuchungen zur Temperaturbelastung und dem Emissionsverhalten eines Prototypengebläsebrenners. Großer Beleg, 2022.



Prozesse verbessern ist wie Tauchen.

Ein verlässlicher Partner ist da, wenn es darauf ankommt.

So wie sich Sportler auf ihr Team verlassen, können sich unsere Kunden auf uns als Partner verlassen. Gemeinsam meistern wir die Herausforderungen für ein gemeinsames Ziel: die Optimierung von Fertigungsprozessen im Hinblick auf Wirtschaftlichkeit, Sicherheit und Umweltschutz. Lassen Sie uns gemeinsam besser werden.

Erfahren Sie mehr unter
www.de.endress.com

Endress+Hauser
People for Process Automation

ete.a

Ingenieurgesellschaft für Energie-und
Umweltengineering & Beratung mbH

Integrierte, verantwortungsvolle Beratung und Planung, die Ökonomie und Ökologie in Einklang bringt.

Energietechnik
Umwelttechnik
Management

Basic- und
Detailengineering

Projektmanagement und
Projektsteuerung

Planung komplexer Anlagen

Genehmigungsplanung

Prozess- und
Anlagenoptimierung

Professor Dr.-Ing. Rudi Karpf
Hofgut Kolnhausen 12
35423 Lich
Fon: +49 6404 65 81 64
Fax: +49 6404 6581 65
email: rudi.karpf@ete-a.de
web: www.ete-a.de

ete.a - more than engineering

Dank

Nachdem alle Manuskripte vorlagen, der Satz abgeschlossen und das Lektorat gründlich durchgeführt wurde, möchten die Herausgeber an dieser Stelle allen Personen und Unternehmen, die an der Entstehung dieses Buches mitgewirkt haben, ihren herzlichen Dank aussprechen.

Unser besonderer Dank gilt unseren Autoren und Co-Autoren. Es ist keineswegs selbstverständlich, neben den beruflichen Verpflichtungen und oft unter Einsatz wertvoller Freizeit ein Manuskript zu verfassen, welches die Grundlage für dieses Werk bildet – das verdient höchste Anerkennung. Durch ihre Arbeit können wir nicht nur aktuelle Entwicklungen besser nachvollziehen, sondern auch rückblickend erkennen, welche Anstrengungen und welcher Zeitaufwand erforderlich waren, um Ideen erfolgreich umzusetzen. Diese Dokumentation ist von großem Wert.

Viele unserer Autoren sind bereits mit den strengen Zeitvorgaben für die Manuskripterstellung und den Nachfragen unserer Mitarbeiter vertraut und haben wie gewohnt pünktlich und in hoher Qualität abgeliefert. Auch unsere zahlreichen Erstautoren standen dem in nichts nach und haben ebenfalls hervorragende Beiträge geliefert. Alle Autoren und Co-Autoren sind auf der Rückseite des Buches namentlich genannt.

Die Veröffentlichung des Buches in der inzwischen etablierten hohen Qualität des *Kraftwerkstechnischen Kolloquiums* verdanken wir in großem Maße den unterstützenden Unternehmen und Förderern. Bedanken möchten wir uns an dieser Stelle besonders bei den Firmen ABB AG, CheMin GmbH, COI GmbH, Dornier Group GmbH, DURAG Holding AG, Endress+Hauser (DE) GmbH & Co. KG, ENVERUM GmbH, ERC Technik GmbH, Estaro GmbH, ete.a Ingenieurgesellschaft für Energie- und Umweltengineering & Beratung mbH, IEM Fördertechnik GmbH, Lausitz Energie Kraftwerke AG, MARTIN GmbH für Umwelt- und Energietechnik, Meeraner Dampfkesselbau GmbH, Mehldau & Steinfath GmbH, Mitsubishi Power Europe GmbH, PreZero Pyral GmbH, Rheinbraun Brennstoffe GmbH, Saale Energie GmbH, Steinmüller Engineering GmbH, TBF + Partner AG, TÜV SÜD Industrie Service GmbH, SachsenEnergie AG und UMKA Energie-Technik GmbH.

Es ist den Herausgebern und dem Verlag ein besonderes Anliegen, den Autoren, den Co-Autoren, den inserierenden Firmen sowie den Sponsoren durch eine sorgfältige Bearbeitung der Manuskripte unseren Dank auszudrücken. Wir hoffen, dass das Buch und das zugehörige E-Book die verdiente Verbreitung und Beachtung finden.

Das *Kraftwerkstechnische Kolloquium* lebt maßgeblich vom Engagement, den Ideen und der Zusammenarbeit von Frau Juliane Jentschke, Frau Carolin Fiebelkorn und unserem gesamten Team. Die verlässliche Organisation und die

freundliche Kommunikation mit den Autoren und Partnern haben entscheidend zum Erfolg des Buches beigetragen. Unseren Lektoren Dr.-Ing. Daniel Bernhardt, Dipl.-Ing. Antje Bangemann, Dr. rer. nat. Kathrin Gebauer, Matteo Giesen, M.Sc., Dipl.-Ing. Montadhar Guesmi, Dipl.-Ing. Lena Sophie Hensch, Juliane Jentschke, M.A., Christoph Lehmann, M.Sc., Sandra Leik, M.A., Qiu Lu, M.Sc., Dipl.-Ing. Johannes Manthey, Dipl.-Ing. Jerome Michel, Krishnakumar Rana, M.Sc., Dipl.-Ing. (FH) Sebastian Rochau, Richard Schab, M.Sc., Antonia Sikotakopoulou, M.Sc., Dr.-Ing. Simon Unz, Thaddäus Weniger, M.Sc., Luis Wunder, M.Eng. danken wir für ihre sorgfältige Durchsicht und redaktionelle Bearbeitung der Manuskripte, die wesentlich zur Qualität des Endprodukts beigetragen haben. Ihnen allen gebührt unser herzlicher Dank.

Ein besonderer Dank gilt auch Frau Michaela Engel, die uns mit großem Einsatz bei allen administrativen und finanziellen Fragen begleitet hat.

Ebenso danken wir Frau Silke Schulze und Frau Julia Gaßmann von der Agentur *die taktiker*, die mit großem Engagement und gewohnt hoher Qualität zahlreiche organisatorische Aufgaben übernommen und den Satz der Manuskripte sowie die Erstellung der E-Books realisiert haben.

Abschließend möchten wir dem Verlag *Innovation und Kreislaufwirtschaft Sachsen (IKS) e. V.*, insbesondere Herrn Erich Fritz, für die ausgezeichnete Zusammenarbeit und die Möglichkeit danken, dieses Buch in ihrem Hause veröffentlichen zu dürfen.

August 2024

Michael Beckmann *Antonio Hurtado*

A Group Company of Mitsubishi Power

MEERANER

QUALITÄT SCHWEIßT ZUSAMMEN

www.mdkb.de

- **ENERGIE-TECHNIK & KRAFTWERKS-BAU**

  Fossile Brennstoffe
  Müllverbrennung
  Biomasse

- **VERFAHRENS-TECHNISCHER ANLAGENBAU**

  Chemische Industrie
  Stahlindustrie
  Papier- & Holzindustrie
  Öl- & Gasindustrie

- **SCHWEIß-TECHNISCHE AKADEMIE**

- **LOHN-DIENST-LEISTUNGEN**

Foto: ©istockphoto.com/sandsun

Kraftwerk für Ideen mit Herz & Hirn

KONZEPTION & BERATUNG | SATZ & LAYOUT | CORPORATE DESIGN
PRINT | DIGITAL & WEB | SOCIAL MEDIA | TEXT & WERBELEKTORAT
SLOGANS & CLAIMS | ILLUSTRATION | FOTOGRAFIE | MESSE & EVENT

taktiker
WERBEAGENTUR

taktiker Werbeagentur GmbH
Bautzner Str. 189 | 01099 Dresden
t +49 (0)351 563943-11 | f +49 (0)351 563943-10
post@die-taktiker.de | www.die-taktiker.de

Autorenverzeichnis

Dr. phil. Timm Behnecke **Seite 85**
DEKOMTE de Temple Kompensator-Technik GmbH
Walinusstraße 13
63500 Seligenstadt
Tel.: 06182 2101-655
E-Mail: t.behnecke@dekomte.com

Florian Birkeneder **Seite 61**
TÜV Rheinland Industrie Service GmbH
Alboinstraße 56
12103 Berlin
Tel.: 0172 3262028
E-Mail: florian.birkeneder@de.tuv.com

Fabian Braun **Seite 103**
RWE Technology International GmbH
Ernestinenstraße 60
45139 Essen
E-Mail: fabian.braun@rwe.com

Philipp Demuth, M.Sc. **Seite 35**
ERC Technik GmbH
Bäckerstraße 11-13
21244 Buchholz
Tel.: 04181 216-184
E-Mail: pdemuth@erc-technik.com

Adrian Drexler **Seite 47**
Envi Con Engineering GmbH
Rathenauplatz 2
90489 Nürnberg
Tel.: 0911 48089-306
E-Mail: adrian.drexler@envi-con.de

Dr. Ruven Fleming **Seite 15**
DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH
Karl-Heine-Straße 109/111
04229 Leipzig
Tel.: 0341 2457-140
E-Mail: ruven.fleming@dbi-gruppe.de

Dr.-Ing. Rüdiger Franke **Seite 27**
ABB AG
Kallstadter Straße 1
68309 Mannheim
Tel.: 0621 381-8115
E-Mail: ruediger.franke@de.abb.com

Josephine Glandien, MBA **Seite 15**
DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH
Karl-Heine-Straße 109/111
04229 Leipzig
Tel.: 0341 2457-141
E-Mail: josephine.glandien@dbi-gruppe.de

Pitt Götze **Seite 141**
DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH
Karl-Heine-Straße 109/111
04229 Leipzig
E-Mail: pitt.goetze@dbi-gruppe.de

Christian Goßrau, M.Sc. **Seite 85**
RWTH Aachen University
IKDG
Mathieustraße 9
52074 Aachen
Tel.: 0241 80-25451
E-Mail: gossrau@ikdg.rwth-aachen.de

Dr. Alexander Hacks **Seite 103**
RWE Technology International GmbH
Ernestinenstraße 60
45139 Essen
E-Mail: alexanderjohannes.hacks@rwe.com

Jim Harper **Seite 73**
Electric Power Research Institute
1300 W W.T. Harris Blvd
Charlotte, NC 28262
USA
Tel.: +1 704 595-2408
E-Mail: jharper@epri.com

Dr.-Ing. Moritz Hübel **Seite 73**
Modelon Deutschland GmbH
Am Standtorkai 41
20457 Hamburg
Tel.: 0152 53454873
E-Mail: moritz.hubel@modelon.com

Jens Hüttenrauch, M.Eng. **Seite 15**
DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH
Karl-Heine-Straße 109/111
04229 Leipzig
Tel.: 0341 2457-128
E-Mail: jens.huettenrauch@dbi-gruppe.de

Sascha Kneuer **Seite 85**
DEKOMTE de Temple Kompensator-Technik GmbH
Walinusstraße 13
63500 Seligenstadt
Tel.: 06182 2101-634
E-Mail: s.kneuer@dekomte.com

Anna Köllmer, M.Eng. **Seite 15**
INFRACON Infrastruktur Service GmbH & Co. KG
Maximillianallee 4
04129 Leipzig
Tel.: 0341 27111-7992
E-Mail: anna.koellmer@infracon-service.de

Dr. Christoph Köster **Seite 103**
RWE Technology International GmbH
Ernestinenstraße 60
45139 Essen
E-Mail: christoph.koester@rwe.com

Dr. phil. nat. Thorsten Kohl **Seite 85**
DEKOMTE de Temple Kompensator-Technik GmbH
Walinusstraße 13
63500 Seligenstadt
Tel.: 06182 2101-656
E-Mail: t.kohl@dekomte.com

Dr. Ulf Kreienbrock **Seite 15**
INFRACON Infrastruktur Service GmbH & Co. KG
Maximillianallee 4
04129 Leipzig
Tel.: 0151 11359675
E-Mail: ulf.kreienbrock@infracon-service.de

Dipl.-Ing. Michael Kühn **Seite 15**
DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH
Karl-Heine-Straße 109/111
04229 Leipzig
Tel.: 03731 4195-326
E-Mail: michael.kuehn@dbi-gruppe.de

Dipl.-Wirt.-Ing. Florian Lehnert **Seite 15**
DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH
Karl-Heine-Straße 109/111
04229 Leipzig
Tel.: 03731 4195-358
E-Mail: florian.lehnert@dbi-gruppe.de

Clara Lo Curto **Seite 27**
ABB AG
Kallstadter Straße 1
68309 Mannheim
Tel.: 0151 53591637
E-Mail: clara.lo-curto@de.abb.com

Sven Löwen **Seite 117**
Mitsubishi Power Europe GmbH
Schifferstraße 80
47059 Duisburg
Tel.: 0203 8038-2099
E-Mail: s_loewen@eumhi.com

Dr. Peter Lucas **Seite 1**
Sächsisches Staatsministerium für Wirtschaft, Arbeit und Verkehr
Wilhelm-Buck-Straße 2
01097 Dresden
E-Mail: peter.lucas@smwa.sachsen.de

Dipl.-Ing. (FH) Robert Manig **Seite 15**
DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH
Karl-Heine-Straße 109/111
04229 Leipzig
Tel.: 03731 4195-337
E-Mail: robert.manig@dbi-gruppe.de

Laurenz May, M.Sc. **Seite 85**
RWTH Aachen University
IKDG
Mathieustraße 9
52074 Aachen
Tel.: 0241 8026720
E-Mail: may@ikdg.rwth-aachen.de

Johannes Mohs, M.Sc. **Seite 85**
RWTH Aachen University
IKDG
Mathieustraße 9
52074 Aachen
Tel.: 0241 80-26233
E-Mail: mohs@ikdg.rwth-aachen.de

Dipl.-Ing. Samir Nasri **Seite 117**
Mitsubishi Power Europe GmbH
Schifferstraße 80
47059 Duisburg
Tel.: 0203 8038-1487
E-Mail: s_nasri@eumhi.com

Nils H. Petersen, M.Sc. **Seite 85**
RWTH Aachen University
IKDG
Mathieustraße 9
52074 Aachen
Tel.: 0241 80-26725
E-Mail: petersen@ikdg.rwth-aachen.de

Dipl.-Ing. Philipp Pietsch **Seite 141**
DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH
Karl-Heine-Straße 109/111
04229 Leipzig
Tel.: 03731 4195-352
E-Mail: philipp.pietsch@dbi-gruppe.de

Dipl.-Ing. Raphael David Roth **Seite 141**
DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH
Karl-Heine-Straße 109/111
04229 Leipzig
E-Mail: raphael.roth@dbi-gruppe.de

Linda Schorer **Seite 1**
Kompetenzstelle Wasserstoff/Energy Saxony e. V.
Tatzberg 47
01307 Dresden
Tel.: 0179 4813897
E-Mail: info@wasserstoff.sachsen.de

Maximilian Schröder, M.Sc. **Seite 35**
ERC Emissions-Reduzierungs-Concepte GmbH
Bäckerstraße 11-13
21244 Buchholz
Tel.: 04181 216289
E-Mail: mschroeder@erc-online.de

Dr. Katrin Seddig **Seite 1**
Sächsisches Staatsministerium für Energie, Klimaschutz,
Umwelt und Landwirtschaft
Wilhelm-Buck-Straße 4
01097 Dresden
E-Mail: katrin.seddig@smekul.sachsen.de

Sarah Simshäuser **Seite 103**
RWE Technology International GmbH
Ernestinenstraße 60
45139 Essen
E-Mail: sarah.simshaeuser@rwe.com

Florian Stubenrauch **Seite 47**
Envi Con Engineering GmbH
Rathenauplatz 2
90489 Nürnberg
Tel.: 0911 48089-329
E-Mail: florian.stubenrauch@envi-con.de

Florian Temmler-Schwarz, M.Eng. **Seite 15**
INFRACON Infrastruktur Service GmbH & Co. KG
Maximilianallee 4
04129 Leipzig
Tel.: 0341 27111-7995
E-Mail: florian.temmler@infracon-service.de

Dipl.-Kfm. Jörn-Heinrich Tobaben **Seite 15**
Metropolregion Management GmbH
Schillerstraße 5
04109 Leipzig
Tel.: 0341 600-1618
E-Mail: tobaben@mitteldeutschland.com

Dr.-Ing. Ronald Wilhelm **Seite 129**
SAACKE GmbH
Südweststraße 13
28237 Bremen
Tel.: 0421 6495-5038
E-Mail: r.wilhelm@saacke.com

Prof. Dr.-Ing. habil. Manfred Wirsum **Seite 85**
RWTH Aachen University
IKDG
Mathieustraße 9
52074 Aachen
Tel.: 0241 80-25450
E-Mail: wirsum@ikdg.rwth-aachen.de

Dr. Bernhard Zimmermann **Seite 117**
Mitsubishi Power Europe GmbH
Schifferstraße 80
47059 Duisburg
Tel.: 0203 8038-2028
E-Mail: b_zimmermann@eumhi.com

Dr. Frances Zedler **Seite 1**
Kompetenzstelle Wasserstoff/Energy Saxony e. V.
Tatzberg 47
01307 Dresden
E-Mail: info@wasserstoff.sachsen.de

Sylvana Zöllner, M.Eng. **Seite 15**
DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH
Karl-Heine-Straße 109/111
04229 Leipzig
Tel.: 0341 2457-115
E-Mail: sylvana.zoellner@dbi-gruppe.de

IKS e.V.

European Green Deal
und IKS e.V. - Regionale
Netzwerke für den
Strukturwandel

- Strategien entwickeln
- Projektpartner vernetzen
- Förderinstrumente akquirieren
- Synergien entwickeln
- Synergien nutzen
- Digitale und analoge Kommunikationsplattformen installieren
- Austausch mit Bürgerschaft, Wissenschaft, Wirtschaft und Politik aktivieren

ERFAHRUNGEN BÜNDELN – NETZWERKE NUTZEN

Innovation &
Kreislaufwirtschaft
Sachsen e.V.

www.ik-sachsen.de

julia gaßmann

— **Ganzheitliche Designlösungen: Logos, Corporate Designs, Broschüren, Webseiten und mehr**

— **Überarbeitung bestehender Designs für einen zeitgemäßen Auftritt**

— **Entwicklung ansprechender visueller Konzepte, die Ihre Werte und Visionen widerspiegeln**

www.julia-gassmann.de

Inserentenverzeichnis

ABB AG **Seite 26**
Kallstadter Straße 1
68309 Mannheim
Tel.: 0180 5222-580
E-Mail: prozessautomatisierung@de.abb.com
https://new.abb.com/de/ueber-uns/geschaeftsbereiche/prozessautomation

CheMin GmbH **Seite 33**
Am Mittleren Moos 46 A
86167 Augsburg
Tel.: 0821 74839-0
E-Mail: info@chemin.de
https://www.chemin.de

COI GmbH **Seite 115**
Karl-Zucker-Straße 18
91052 Erlangen
Tel.: 09131 9999-0
E-Mail: vertrieb@coi.de
https://www.coi.de

Dornier Group GmbH **Seite 101**
Zimmerstraße 67/69
10117 Berlin
Tel.: 030 253991-0
E-Mail: info@dornier-group.com
https://dornier-group.com

DURAG Holding AG **Seite 14**
Kollaustraße 105
22453 Hamburg
Tel.: 040 554218-0
E-Mail: info@duragholding.com
https://www.durag.com

Endress+Hauser (Deutschland) GmbH+Co. KG **Seite 151**
Colmarer Straße 6
79576 Weil am Rhein
Tel.: 07621 975-0
E-Mail: info.de@endress.com
https://www.endress.com

ENVERUM Ingenieurgesellschaft für Energie- und Umweltverfahrenstechnik mbH **Seite 13**
Hohe Straße 17
01069 Dresden
Tel.: 0351 87329-270
E-Mail: info@enverum.de
https://www.enverum.de

ERC Technik GmbH **Seite 34**
Bäckerstraße 11-13
21244 Buchholz
Tel.: 04181 216-400
E-Mail: office@erc-technik.com
https://www.erc-online.de/erc-technik

Estaro GmbH Edelstahl-Bedarf **Seite 140**
An der Helle 23B
59505 Bad Sassendorf
Tel.: 02927 800800
E-Mail: info@estaro.de
https://www.estaro.de

ete.a Ingenieurgesellschaft für Energie- und Umweltengineering & Beratung mbH **Seite 152**
Hofgut Kolnhausen 12
35423 Lich
Tel.: 06404 6581-64
E-Mail: info@ete-a.de
https://www.ete-a.de

Innovation & Kreislaufwirtschaft Sachsen e. V. **Seite 167**
Am St. Niclas Schacht 13
09599 Freiberg
Tel.: 0177 3736364
E-Mail: iks@ik-sachsen.de
https://www.ik-sachsen.de

Lausitz Energie Kraftwerke AG **Seite 46**
Leagplatz 1
03050 Cottbus
Tel.: 0355 2887-0
E-Mail: info@leag.de
https://www.leag.de

Martin GmbH für Umwelt- und Energietechnik **Seite 60**
Leopoldstraße 246
80807 München
Tel.: 089 35617-0
E-Mail: mail@martingmbh.de
https://www.martingmbh.de/de

Meeraner Dampfkesselbau GmbH **Seite 155**
Zwickauer Straße 94-98
08393 Meerane
Tel.: 03764 53-0
E-Mail: info@mdkb.de
https://www.mdkb.de

Mehldau & Steinfath Umwelttechnik GmbH **Seite 139**
Alfredstraße 279
45133 Essen
Tel.: 0160 99145524
E-Mail: t.vonderheide@vdh-group.de
https://www.vdh-group.de

Mitsubishi Power Europe GmbH **Seite 116**
Schifferstraße 80
47059 Duisburg
Tel.: 0203 8038-0
E-Mail: infobox@eumhi.com
https://emea.power.mhi.com

PreZero Pyral GmbH **Seite 128**
Carl-Schiffner-Straße 37
09599 Freiberg
Tel.: 03731 30074-11
E-Mail: info@prezero-pyral.com
https://www.prezero-pyral.com

Rheinbraun Brennstoff GmbH **Seite 102**
Ludwigstraße
50226 Frechen
Tel.: 02234 109-25386
E-Mail: hok@rwe.com
https://www.hok.de

Saale Energie GmbH **Seite 72, 180**
An der Bober 100
06258 Schkopau
Tel.: 03461 75-2705
E-Mail: info@saale-energie.de
https://www.saale-energie.de

SachsenEnergie AG **Seite XII, 179**
Friedrich-List-Platz 2
01069 Dresden
Tel.: 0800 6686868
E-Mail: service@sachsenenergie.de
https://www.sachsenenergie.de

Steinmüller Engineering GmbH **Seite 25**
Fabrikstraße 5
51643 Gummersbach
Tel.: 02261 78950-0
E-Mail: info@steinmueller.com
https://www.steinmueller.com

taktiker Werbeagentur GmbH **Seite 156**
Bautzner Straße 189
01099 Dresden
Tel.: 0351 563943-11
E-Mail: post@die-taktiker.de
https://www.die-taktiker.de

TBF + Partner AG **Seite 59**
Alsterarkaden 9
20354 Hamburg
Tel.: 040 696324330
E-Mail: tbfhh@tbf.ch
https://www.tbf.ch

TÜV SÜD **Seite 84**
Westendstraße 199
80686 München
Tel.: 089 5791-3538
E-Mail: hydrogen@tuvsud.com
https://www.tuvsud.com/h2-leistungen

Schlagwortverzeichnis

A

Anlagenbau 44
Anlagentechnik 48

B

Befüllstation 43

C

Cashflow 78

D

Dekarbonisierung 80
Diagnostik 141

E

Einsatzoptimierung 74
Elektrolyse 43
Elektrolyseur 38
Emissionen 44
energetische Verwertung 118
Energiemanagement 29
Energiestandorte 28
Energiewende 27
Engineering 130
ERC 36
Erdgas 118
erneuerbare Energie 36
expansion joints 87

F

Feuerungssysteme 130

G

Gasturbine GT36-S5 109
Gas turbines 87
Gas-und-Dampf-Kombikraftwerksanlage (GuD) 105
Genehmigungsplanung 105
Geoinformationssystemen (GIS) 18
großskalige Projekte 47

H

H_2-ready 62, 129
H_2-ready Gaskraftwerke 104
Hochdruckspeicher 41
hydrogen 87

I

Industriedampferzeuger 118
Investitions- und Einsatzplanung 74

K

Kapazitätsmarkt 113
Klemmringverbindung 42
Kolbenkompressor 40
Kooperation 23
Kraftwerksstrategie (KWS) 104
KWK-Betrieb 74

L

Low-NO_x 134

M

Maßnahmen- und Prüfplan 62
Membrankolbenkompressor 40
Modelica 77

N

Netzbetreiber-Workshops 17
Niederdruckspeicher 39
NOx-Emissionen 132

O

Optimica 77
Optimierungsproblem 77

Q

Qualitätssicherung 42

R

Reduzierung 36
RWE 103

T

thermische Prozesse 129

U

UV-Flammenwächter 141

V

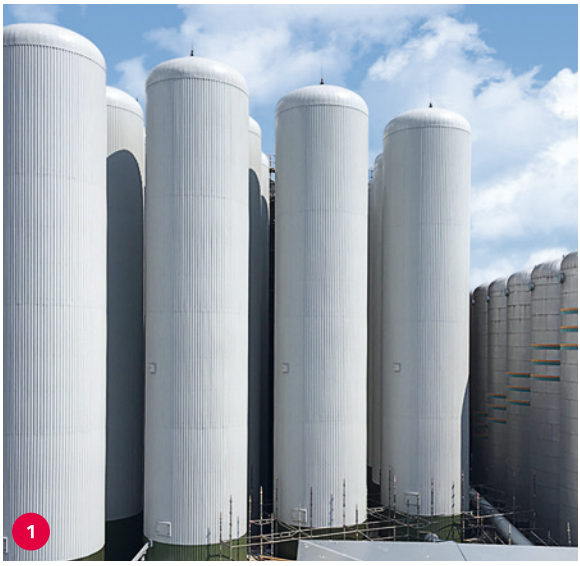
Verbrennung 130
Verbrennungspulsationen 141
Virtuelle Zwillinge 31

W

Wärmeauskopplung 78
Wärmebedarfskurve 75
Wärmeerzeugung 129
Wasseraufbereitung 37
Wasserbereitstellung 37
Wasserstoff 38, 62, 118, 130, 141
  grüner 43
  klimaneutraler 16
Wasserstoffanalyse 42
Wasserstoffanlage 43
Wasserstoffaufbereitung 39
Wasserstoffbeimischung 74
wasserstoffbereit 64
Wasserstoffbereitschaft 64
Wasserstoffbereitschaftsanalyse 62
Wasserstoffbrenner 130
Wasserstofferzeugung 47
wasserstofffähig 64
Wasserstoffhochlauf 23
Wasserstoffinfrastruktur 1
Wasserstoffkernnetz 21
Wasserstoff-Mitverbrennung 74
Wasserstoffnetz Mitteldeutschland 2.0 16
Wasserstoffproduktion
  inländische 19
Wasserstoffqualität 39
wasserstoffreiches Prozessgas 118
Wasserstoffreinheit 39
Wasserstofftechnologie 44
Weisweiler 103

Flexibilität für die Energiewende.

SachsenEnergie stellt sich den Herausforderungen der Energiewende und setzt weiter auf die Flexibilisierung ihrer Erzeugungsanlagen. Damit sorgt sie für die Zukunftsfähigkeit der Dresdner Energieversorgung.



1 Erweiterung Wärmespeicher (Reick)

- Errichtung 20 zusätzlicher Speicherbehälter und Anbindung an die bestehenden Wärmespeicher
- Erhöhung der Speicherkapazitäten von 6.600 m³ um 7.800 m³
- Fertigstellung 2018

2 Elektrodenheizkessel – 40 MW (Nossener Brücke)

- Umwandlung überschüssiger Strommengen aus Erneuerbaren Energien in speicherbare Wärme
- Erbringung von Regelleistung zur Stabilisierung des Stromnetzes
- Fertigstellung 2019

3 KWK-Flexanlage (Reick)

- hochflexible, schwarzstartfähige Kraft-Wärme-Kopplungsanlage
- 8 Gasmotor-Generator-Module der 11,7-MW-Klasse mit Wärmenutzungsanlagen
- Gewährleistung der Netzstabilisierung und Versorgungssicherheit
- Inbetriebnahme 2022

markenteam behind you

Sachsen Energie

Saale Energie GmbH
Unsere Energie für Mitteldeutschland.

KRAFTWERK SCHKOPAU → saale-energie.de

Mit 900 Megawatt Nettoleistung ist das Kraftwerk Schkopau ein wichtiger Baustein der mitteldeutschen Energieversorgung. Es liefert nicht nur Strom für die öffentliche Versorgung, sondern auch Energie für ein benachbartes Chemiewerk sowie für die Deutsche Bahn.

Besuchen Sie uns!
Saale Energie GmbH
An der Bober 100
06258 Schkopau