KRAFTWERKSTECHNIK 2024

POWER PLANT TECHNOLOGY

Kraftwerkstechnik 2024
Power Plant Technology
Michael Beckmann, Antonio Hurtado
Freiberg: Innovation- und Kreislaufwirtschaft Sachsen e. V., 2024
IKS-Verlag, 2024

Print: ISBN 978-3-00-078478-1
E-Book: ISBN 978-3-00-080443-4

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

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

Redaktion und Lektorat: Professor Dr.-Ing. Michael Beckmann, 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: ©missbobbit – Fotolia.com, 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.

Vorwort

Das durch die Politik vorgegebene Ziel der deutschen Energiewende, die Energieversorgung preiswerter, ökologisch verträglicher und sicherer zu gestalten, gerät bei dem eingeschlagenen Weg zunehmend in Gefahr. Wenngleich es rückblickend oftmals einfacher ist, Fehler zu erkennen und zu kritisieren, so wird von zahlreichen Experten der Energietechnik spätestens seit dem Jahr 2011 auf Fehlentwicklungen und auf die Folgen dieser Energiewende hingewiesen. Die Bücher des Kraftwerkstechnischen Kolloquiums bieten einen Rückblick und dienen zugleich als zeitgeschichtliche Dokumente für die Entwicklungen in der Energietechnik. Die einzelnen Fachbeiträge sind ein eindrucksvoller Beleg für die Erfindungen und Innovationen in der Wissenschaft sowie deren industrielle Umsetzung. Unternehmen stehen in einem Wettbewerb untereinander, national und auch international. Ankündigungen innovativer Entwicklungen müssen sich somit dem Wettbewerb stellen. Sie können sich durchsetzen oder scheitern. Zwar können durch nationale staatliche Eingriffe, Subventionen und Förderungen geltende Rahmenbedingungen verbessert werden, allerdings ist dabei der internationale Wettbewerb zu beachten. Die Überprüfung politischer Ankündigungen, wie z. B. die von dem damaligen Bundesumweltminister Jürgen Trittin, *die Förderung erneuerbarer Energien würde für einen durchschnittlichen deutschen Haushalt nur rund 1 Euro im Monat mehr kosten – so viel wie eine Kugel Eis*, gerät oftmals in Vergessenheit. Wenngleich er damals die Größe der Eiskugel verschwieg, so zeigt es sich als schwierig, derartige polemische Aussagen ernst zu nehmen, denn schließlich ändern sich die Randbedingungen: Eine Kugel Eis kostet heute eben nicht mehr wie vor 20 Jahren nur 1 Euro. Anders verhält es sich mit sich verändernden technischen Randbedingungen. So war bereits vor 20 Jahren auch in der Politik klar, dass neben den Kosten für Wind- und Solaranlagen auch die Kosten für den Netzausbau und die Regelenergie einbezogen werden müssen. Zu damaliger Zeit stand als Regelenergie noch ausreichend Kapazität konventioneller Kraftwerke zur Verfügung. Betrug die gesicherte elektrische Leistung 2010 noch ca. 90 GW, so ist diese im Jahr 2024 nur noch bei ca. 65 GW. Deutschland ist damit nennenswert auf den Import von elektrischer Energie aus den Nachbarländern angewiesen. Diese Situation tritt zunehmend dann ein, wenn Sonne und Wind nicht liefern. Umgekehrt wird zunehmend Strom an Nachbarländer zu negativen Preisen verkauft (eine Umschreibung von Verlust), wenn der durch Sonne und Wind generierte Strom nicht genutzt werden kann. Dass hierfür Speicherkapazitäten fehlen, war auch vor über 30 Jahren nicht nur den technischen Energieexperten klar, sondern auch den Politikern. Der Wegbereiter der Solarenergie, Hermann Scherr, wies schon 1996 auf die Herausforderung der Speicherung hin, indem er sagte: *Es wäre nämlich falsch, alles nur mit PV zu machen; dann hätten wir ein großes Speicherproblem*. Die Erkenntnisse, dass die propagierte Energiewende einen geeigneten Netzausbau, ausreichende Regelenergie, stabile Speicherkapazitäten usw. erfordert,

sind nicht im erforderlichen Maß beachtet worden. Ein zeitgleicher Ausbau zum Ausstieg aus der Nutzung fossiler Energieträger und der Kernenergie hat nicht stattgefunden und es stellt sich die Frage, warum nicht.

Technische Entwicklungen benötigen Zeit, um einen entsprechenden Reifegrad, häufig mit TRL für *Technology Readiness Level* bewertet, zu erlangen. Nicht alles, was als Idee konzipiert wird, funktioniert auch im Experiment und bis zuletzt kann es bei der Umsetzung von einem Pilotverfahren in die industrielle Praxis Herausforderungen geben, die gelöst werden können. Innovationen entstehen, wenn sich marktfähige Produkte im Wettbewerb durchsetzen. Wieviel darf bzw. wieviel muss der Staat dabei unterstützen? In Deutschland ist die Staatsgläubigkeit aufgrund historischer, kultureller und struktureller Aspekte sehr ausgeprägt. In Frankreich ebenso, allerdings äußert sich diese in Frankreich stärker in einem republikanischen Ideal und einer zentralisierten Staatsführung, während in Deutschland zunehmend eine staatliche Regulierung mit der marktwirtschaftlichen Freiheit konkurriert.

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 Infrastruktur, wie z. B. Erzeugungseinrichtungen, Netze und Leitungen, benötigt. Hier ist eine übergeordnete strategische Planung von staatlicher Seite unter Einbeziehung aller Akteure unabdingbar. Entscheidend wird ein ausgewogenes Verhältnis aus staatlichem Engagement und freiem Wettbewerb sein, bei dem der Staat die Schaffung von passenden Rahmenbedingungen garantiert, 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. Es dient als Plattform für den kritischen Austausch, um insbesondere Innovationen in der Energietechnik vor-

anzubringen. Der guten Tradition folgend sind die Beiträge der Referenten der Konferenz in dem vorliegenden Buch veröffentlicht. Das Spektrum der Beiträge zur Kraftwerkstechnik umfasst nach wie vor die gesamte Palette von Strategien, darunter die Erzeugung von Energie, Verbrennung und Dampferzeuger, Pilot- und Neubauprojekte, Integration regenerativer Energieträger, Speicher, Energiemaschinen, Gasreinigung, Betrieb und Instandhaltung von Energieanlagen, Armaturen, Digitalisierung, Speicherung sowie auch Themen der Kreislaufwirtschaft. Die Beiträge dokumentieren den Kenntnis- und Entwicklungsstand in den jeweiligen Fachdisziplinen und sollen 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

Konzepte der Energieversorgung

Wohlstand und Wachstum – Was müssen wir verändern?
Franz Josef Radermacher 3

Kraftwerksstrategie – Ein Lösungsvorschlag
Sebastian Bührdel, Uwe Lenk, Hartmut Liebisch und Uwe Neiß 13

Analyse der Bedeutung des Gasnetzes für die Versorgung von Kraftwerken
Elisabeth Grube, Robert Manig, Patrick Heinrich und Steffen Menz 29

Transformation der Energieversorgung in der Automobilproduktion am Beispiel der Volkswagen AG
Andreas Lenk, Marcus Vogt und Christoph Herrmann 37

Die Halbierung unserer Energiekosten durch eine optimierte Energiewende – Wie geht das?
José Gomes 57

Power Road® Aachen – Eine thermoaktive Fahrbahn zum nachhaltigen Wärmegewinn und Winterdienst
Paula Röver und Emilie Lebel 67

Versorgungssicherheit

Konzeptionierung einer Industrie-Dampfturbine vor dem Hintergrund eines sich wandelnden Energiemarktes
Stephan Schwab und Mario Küppers 79

Schritt für Schritt in die Energietransformation an einem Chemiestandort unter Aufrechterhaltung voller Verfügbarkeit
Michaela Buder, Jens Vater und Martin Köhler 93

Altersbedingter Umbau von Nasszellenkühltürmen im laufenden Kraftwerks- und Raffineriebetrieb ohne Einschränkungen in der Kühlleistungs-Verfügbarkeit
Lars Wittenbecher, Jan C. Hintzen und Christoph Meyer 103

Energiespeicher

Einordnung unterschiedlicher Energiespeicheroptionen im zukünftigen Großhandelsmarkt – Wie Wirkungsgrad, Speicherkapazität und Kostenstruktur die Wirtschaftlichkeit beeinflussen
Witold Arnold, Sebastian Bohnes und Peter Moser 115

Bidirektionales Laden von Elektrofahrzeugen – Anwendungsfälle und Entwicklungen
Jens Hinrich Prause, Anica Mertins, Matthias Wentzek und Sebastian Lahmann 127

Weltweiter Überblick über Hochtemperaturspeicher (100 bis 2.000 °C): Technologie und Demonstrationsanlagen
Bärbel Epp 137

Modulare Lösung thermischer Speicher in der Prozessindustrie zur Reduzierung der Energiekosten
Svenja Blechmann und Benedikt Tressner 149

Genehmigungsverfahren für Transformationsprojekte der Energiewende
Kathrin Pacholke, Christoph Tischer, Bernd Wermelskirchen und Dirk Täschner 157

Kommunale Wärmeversorgung

Reallabor Großwärmepumpen – Praxisbericht zur Errichtung einer 20 MW_{th}-Flusswärmepumpe in Mannheim
Felix Hack und Norbert Wenn 169

Erfahrungen bei der Realisierung einer 150-MW-Flusswasser-Großwärmepumpenanlage am Heizkraftwerk-Standort Köln-Niehl
Florian Stubenrauch und Felix Wendel 181

Klimaneutrale Wärmeversorgung als integraler Bestandteil der Energiewende
Rolf Albus 195

Feuerungstechnik

Multifuel-Anwendung für bestehende Kraftwerke zur Deckung der Energieversorgungslücke
Lutz Brandau, Anojan Santhirasegaran und Benedikt Tressner 213

Feuerungstechnik für die Energiewende mit Klimaneutralität – Ein Widerspruch? Flexible und innovative Zünd- und Industriebrennersysteme für die Zukunft
Jan Hansen-Schmidt, Bernd Greiner und Rainer Böcher 225

Verbrennung und Dampferzeuger *Kraftwerke*

Das Biomasse-Heizkraftwerk Hannover-Stöcken, ein Beitrag zur *grünen Transformation*
Detlef Simon..... 237

Umstellung von fossil-befeuerten Dampferzeugern auf alternative Brennstoffe
Joonas Hämäläinen 253

Kohlekraftwerke können ihren fossilen CO_2-Footprint senken
Hellmuth Brüggemann, Martin Käß und Ingo Dreher 265

Verbrennung und Dampferzeuger *Primärmaßnahmen*

NO_x emission and reduction from sewage sludge combustion in an entrained flow reactor
Gabriel Roeder, Andreas Ewald, Sebastian Fendt and Hartmut Spliethoff 279

Stickoxidminderung bei der oszillierenden Verbrennung von Ammoniak als kohlenstofffreiem Energieträger
Hans-Joachim Gehrmann, Janine Wiebe, Krasimir Aleksandrov und Dieter Stapf 291

Untersuchungen zur NO_x-Reduktion an Erdgasflammen durch zwei verschiedene Flammenkühlerkonstruktionen
Michael Beyer, Thomas Schmidt und Mario Nowitzki 313

Ammoniak – Brennstoff der Zukunft – Großtechnische Anwendung am 1.000-MW-Steinkohleblock Hekinan
Yoshitomo Okuma und Hans-Ulrich Thierbach 337

Verbrennung und Dampferzeuger
Korrosion

Korrosions- und Verschmutzungspotenzial bei der Chemical-Looping-Verbrennung von Ersatzbrennstoff bei unzureichendem Temperaturregime der Reaktoren
Marie Kaiser, Stephan Beckord, Philipp Mohn und Jochen Ströhle 343

Erfahrungen mit Strukturrohren (ERK tubes) im Überhitzer in einer Müllverbrennungsanlage
Nikolai Sachno, Michael Beyer und Stefan Kohn 357

Neutrale Speisewasserkonditionierung in einer Sonderabfallverbrennungsanlage mit Verwendung eines virtuellen Online-Korrosionsmonitoring
Lisa Wurlitzer, Oliver Opel und Lars Bondzio 377

Wirbelschichtfeuerungen

Modellbasierte Regelung des produzierten Dampfmassenstromes in einer Wirbelschichtmüllverbrennungsanlage
Helmut Niederwieser, Markus Gölles, Florian Jäger und Friedrich Kirnbauer 391

Wirkungsvolle Optimierung von Reststoffverbrennungsanlagen mit Wirbelschichtfeuerung durch übergeordnete MPC-Regelung
Sebastian Sturm und Michael Merkel 407

Der Stand der ZWS-Technologie mit Sauerstoffverbrennung und ihr Potenzial für den Ausbau von BECCS-Anlagen in Deutschland
Grzegorz Szastok 417

Abgasreinigung

Rauchgasreinigung beim Einsatz von Biomasse
Martin Sindram, Diethelm Walter und Frank Hernitschek 431

Es ist keine Frage ob, sondern wie die schärferen NO_x-Grenzwerte durch das SNCR-Verfahren eingehalten werden
Bernd von der Heide 447

Erweiterte vergleichende ökonomische Betrachtung verschiedener Einsatzstoffe bei Trockensorptionsverfahren zur Rauchgasreinigung
Rudi Karpf, Volker Dütge, Martin Pohl, Tao Wen und Michael Beckmann 465

Betriebserfahrungen der Wanderbetttechnologie Quecksilber-Minderung an bestehenden Großanlagen
Jan Schütze, Dorian Rasche und Uwe Schadow 489

Micropulse electrostatic precipitator retrofitting to reduce PM10, PM2.5 and mercury – case studies
Mads Kirk Larsen, Karsten Poulsen and Bjarke Ove Andersen 499

CO_2-Abscheidung

Techno-ökonomische Analyse der Weiternutzung von Kraftwerksinfrastruktur in DAC-Anlagen
Robert Sager, Nils Hendrik Petersen, Manfred Wirsum und Urs Overhoff 515

PPS-GR: Der Schlüssel zu effizienter Abwärmenutzung und CO_2-Abscheidung in korrosiven Umgebungen
Nicolas Schiffer und Leonhard Lenitschek 531

Innovative Integration of Combined Cycle with CCS application
Marcus Scholz and Phillip Waniczek 541

CO_2-Abscheidung aus Abgasen von Müllverbrennungsanlagen
Felix Müller, Eun Sun Park und Stefan Vodegel 555

Klärschlammbehandlung

Energiewende gleich Wärmewende: Komplexe Dampf- und Stromerzeugung aus Klärschlamm als geeignete Nahwärmequelle im Verbund mit regionaler Abwärmenutzung mit Phosphorrecycling für die Landwirtschaft
Andreas Gebhardt und Christian Eder 571

PHOS4green-Phosphorrückgewinnung aus Klärschlammaschen mit Schwermetallabreicherung
Johannes Buchheim und Jan Kirchhoff 589

Mathematisches Modell zur Ermittlung der Lachgas (N_2O)- und Stickoxid (NO_x)-Emissionen bei der thermischen Klärschlammbehandlung in Wirbelschichtfeuerungen
Lena Hensch, Daniel Bernhardt und Michael Beckmann 605

Betrieb und Instandhaltung

Dampfkessel – Errichtung und Inbetriebnahme unter Anwendung von ASME
Alexander Bibow, Ansgar Kranz und Rolf Schlösser 623

Rohrhalterungsbewertung für die Betriebssicherheit von Rohrleitungssystemen unter veränderten Betriebsbedingungen
Jan Marc Kahle 633

Unsicherheit bei den Werkstoffen P91/P92 in Kraftwerksanlagen – Wo stehen wir bei der Bewertung der Lebensdauer?
Ansgar Kranz, Albert Bagaviev und Alexander Kuhn 641

Ganzheitliches Konzept zur Festigkeitsbewertung von hochbeanspruchten Kupferbauteilen im Generatorbau
Philipp Thumann, Stefan Buchner und Philipp Schmauser 659

Digitalisierung

KI-basierte Prozessoptimierung in Kraftwerken So gelingt der Dreiklang aus Big-Data, Berechnungsgeschwindigkeit und Datentiefe
Damian Budnik und Matthias Zeller 675

Von geheimnisvoll zu verstehbar – Der Schlüssel zu einem vertrauensvollen KI-Einsatz in der Leitwarte
Marcel Dix, Heiko Petersen, Sebastian Taege, Jan Koltermann und Sebastian Mieck 689

Praktische Erfahrungen bei der Vorhersage verfahrenstechnischer Messwerte mithilfe vertrauenswürdiger, deterministischer Künstlicher Intelligenz (KI) in Zusammenarbeit mit der betrieblichen Leittechnik
Frank Gebhardt 705

Digitale Zwillinge für die Kraftwerksplanung und Kraftwerks-steuerung
Steffen Padelt 717

Vorteile von Digitalen Informationszwillingen im Vorfeld von leittechnischer Modernisierung bzw. Ertüchtigung von Altanlagen
Hans Preuß 729

Über Methoden des maschinellen Lernens zu geringeren spezifischen Emissionen und gesteigerter Flexibilität im Kraftwerk Uniper Franken 1 Block 1
Thomas Lanz und Artur Schröder 743

Condition Monitoring und Prozessüberwachung mittels Statistik – Von Anomalien und deren praktischem Nutzen
Sven Schiffner 753

Enhancing combustion-driven boiler efficiency and competitiveness through advanced two-dimensional temperature measurement using optical pyrometers
Mehmet Emin Balyemez, Stefan Heidinger, Mustafa Soyoral, Oğuzhan İncebacak·, Eike Martensen, David Albus, Ismail Korkmaz and Francesco Turoni 765

KI-gestützte kontinuierliche Prozess- und Emissionsüberwachung in gas-gefeuerten Anlagen
Maik Nestler und Florian Schunke 781

Dekarbonisierung der Energiesysteme und ihre Auswirkung auf Leittechniksysteme
Michael Meissner, Stefan Niebler, Benedikt Rücker, Argyrios Chatzopolous, Elisabeth Burghart, Manfred Lustig und Johannes Laubach 793

Digitalisierung und Künstliche Intelligenz im Anlagenbau – Einsatzmöglichkeiten, Chancen und Herausforderungen
Thomas Blau 807

Optimierung von Biomasse-Verbrennungen zur thermischen Energieerzeugung mithilfe von digitalen Video- und Thermografie-Systemen. Installation und Betriebserfahrung in Anlagen der OSB-Plattenherstellung
Klaus Czirr und Thomas Truscheit 817

Signifikante Brennstoff- und CO_2-Einsparungen durch Echtzeit-Steuerung & Optimierung in industriellen Microgrids
Ingo Kühnen und Jan Hermann 833

Dank 847

Autorenverzeichnis 849

Inserentenverzeichnis 881

Schlagwortverzeichnis 887

Konzepte der Energieversorgung

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®

Wohlstand und Wachstum – Was müssen wir verändern?

Franz Josef Radermacher

1. Vorbemerkung 3
2. Welche Perspektive? 4
3. Wie ist die Ausgangssituation? 5
4. Die GES-Referenzlösung 6
5. Die *all electric*-Philosophie muss überwunden werden 9
6. Quellen 11
7. Literaturempfehlungen 11

1. Vorbemerkung

Die Welt befindet sich in großen Schwierigkeiten. Der wachsende Konflikt zwischen den USA und China zerreißt die bisherige regelbasierte Ordnung, die der Welt einige Jahrzehnte hohen Wirtschaftswachstums und vergleichsweise friedliche Zeiten gebracht haben. Gerade wir in Deutschland und Europa haben davon sehr profitiert. Die Lage ändert sich gerade erheblich.

Zwischenzeitlich sehen wir eine neue *Lagerbildung* in der Staatenwelt. Einerseits in Reaktion auf den Ukraine-Konflikt, andererseits weltweit in Bezug auf kulturelle Fragen, z. B. bezüglich familiärer Werte, dem Sprachgebrauch oder auch politischer Governance. Wir leben in einer kulturellen Krise und erleben weltweit kulturelle Konflikte. Während z. B. in Teilen der Welt die Zahl der Hungernden wieder stark gewachsen ist, u. a. als Folge der Pandemie, streiten sich andere Gesellschaften über die Zulässigkeit von Fleisch- und Milchkonsum, über Flug- und Schiffsreisen, über Beutekunst aus vergangenen Jahrhunderten und über die Bedeutung subjektiver Befindlichkeiten.

Bei den für die Zukunft besonders wichtigen Themen Energie und Klima geht es nicht wirklich weiter. In diesem Bereich, der unbedingt eine globale Betrachtung und ein entsprechendes Handeln erfordert, herrscht bei uns ein strikter Fokus auf nationale, bestenfalls europäische Ansätze. Es scheint den Akteuren mehr um Befindlichkeiten und Wählerstimmen zu gehen, als um die Lösung eines zentralen globalen Problems. So streiten sich Deutschland und Frankreich über die Frage, ob Elektrolyse-Wasserstoff *grün* sein kann, wenn der bei der Herstellung des Wasserstoffs genutzte Strom aus Atomkraftwerken stammt. Dies, obwohl mittlerweile in der relevanten europäischen Taxonomie Nuklearenergie – nach langem Streit – als nachhaltig akzeptiert ist. Klimaneutral ist sie sowieso, weshalb die CO_2-Emmissionen pro Kopf in Frankreich auch nur 50 Prozent des deutschen Wertes betragen.

Die riesigen Chancen von **Carbon Capture** werden zu einem zentralen Streitpunkt auf internationalen Klimakonferenzen. Im wohlhabenden Teil der Welt vertritt eine größere Gruppe des gut gestellten grünen Milieus die These, dass man auf der Welt Wirtschaftswachstum abschaffen müsse. Wachstum würde die Welt zerstören. Das Armut unerträglich ist, wird dabei gerne vergessen. Was ist also zu tun?

2. Welche Perspektive?

Wenn wir die Frage stellen *Welche Zukunft wollen wir*, gilt es zunächst zu klären, wer mit **wir** gemeint ist. Reden wir über Deutsche, oder sogar nur über die *Bessergestellten* in Deutschland? Reden wir über die EU oder über Europa in einem umfassenden Sinne? Reden wir über die Staaten der NATO oder über die industrialisierten Länder? Oder nehmen wir einen umfassenden Blick an, d. h. schauen wir auf die ganze Welt? Wobei uns auf Dauer die Probleme der Welt auch dann vor Ort erreichen werden, wenn wir sie zunächst gedanklich *aussperren*. Der vorliegende Text wählt den umfassenden Blick. Wir reden über die ganze Welt. Wir fragen also: *Welche Zukunft wollen wir für die ganze Welt?* Und in diesem Kontext fragen wir nach der Rolle von **Wohlstand und Wachstum** – was müssen wir verändern?

Die Weltgemeinschaft hat hierzu eine gemeinsame Position entwickelt – die Agenda **2030**, die 2015 in New York verabschiedet wurde. Sie umfasst einen Katalog von 17 Zielen, die sich weiter in 169 Unterziele aufspalten [1]. Wirtschaftliches Wachstum – im Sinne des klassischen BIP-Begriffs – wird dabei für einen an Nachhaltigkeitszielen orientierten Weg für unbedingt erforderlich gehalten. In SDG 8 wird für die ärmsten Länder explizit ein BIP-Wachstumsziel von 7 Prozent postuliert. Nur so können Menschen der Armut entkommen. Wobei 7 Prozent größer aussieht, als es ist, denn die Bevölkerung wächst in den betreffenden Ländern erheblich. Und man sollte auch beachten, dass noch immer

hunderte Millionen Menschen Hunger leiden und allein in Subsahara-Afrika viele hundert Millionen Menschen keinen Zugang zu elektrischem Strom haben und mit Holzkohle kochen. Tatsächlich hat Subsahara-Afrika (ohne Südafrika) nur so viel Stromkapazität wie Belgien.

Die Umsetzung der SDGs bis 2030 ist völlig unrealistisch. In Folge der Pandemie und des Ukrainekonfliktes hat sich beispielsweise die Zahl der Hungernden auf der Welt in den letzten Jahren wieder um einige hundert Millionen vergrößert, wo das zweite SDG-Ziel doch bis 2030 den Hunger auf der Welt beseitigen will.

So wenig umsetzbar wie die SDGs ist die **Einhaltung des 1,5-Grad-Zieles** im Klimabereich. Dieses Ziel wird mit Bezug auf den angeblich völkerrechtlich verpflichtenden **Pariser Klimavertrag von 2015** in Deutschland wie eine *Gebetsmühle* bei jeder passenden und unpassenden Gelegenheit zitiert und beherrscht den deutschen Klimadiskurs. Die USA sind zeitweilig aus dem Vertrag ausgestiegen, dann wieder beigetreten. Das scheint niemanden zu stören, der in diesem Kontext von völkerrechtlicher Verpflichtung spricht. Auch das wenig hilfreiche Urteil des Bundesverfassungsgerichtes in der Angelegenheit wirkt sich hier negativ aus [2]. Die Welt muss dankbar sein, wenn das Zwei-Grad-Ziel eingehalten wird. Aber auch das ist alles andere als sicher.

3. Wie ist die Ausgangssituation?

Im Weiteren wird Bezug auf eine Referenzlösung für die Entwicklung eines weltweiten klimaneutralen und Wohlstand schaffenden Energiesystems genommen, die in den letzten 3 Jahren in einem BMZ-Projekt *Global Energy Perspectives* (GEP) in Zusammenarbeit mit 12 Partnern aus der Wirtschaft, durch den Verein Global Energy Solutions und das FAW/n unter Beteiligung des Autors erarbeitet wurde [3]. Dort findet sich auch umfangreiche Literatur zu den im vorliegenden Beitrag diskutierten Themen. Mit Blick auf 10 Milliarden Menschen fragt das Projekt, ob für die Zeit nach 2050 eine Welt in **Wohlstand und Klimaneutralität** denkbar ist.

Die Referenzlösung zeigt einen möglichen Weg auf. **Wohlstand und Wachstum**, mit Blick auf die Lebenssituation von 10 Milliarden Menschen in 2050, haben dabei eine Schlüsselbedeutung. Der naheliegende Weg, die Klimaneutralität über eine **zunehmende Verarmung zu erreichen**, den verschiedene Denkrichtungen für unvermeidbar halten, wäre keine Referenzlösung, da es bei einer solchen ja um Wohlstand und nicht um Verarmung geht.

Die Wohlstandsseite der Energietransformation gilt es in diesem Kontext richtig zu verstehen. Kanzler Scholz sieht als Folge von Investitionen in Milliardenhöhe im Kontext der Energietransformation in Deutschland ein **Wirtschaftswunder** wie nach dem 2. Weltkrieg für unsere Zukunft. Eine totale Fehlinterpretation.

Nach dem 2. Weltkrieg wurden neue materielle Werte in großem Umfang geschaffen. Es gab mehr und neue Güter und Dienstleistungen, die die Menschen sich wünschten und für die sie bereit waren, zu arbeiten und gerne auch Überstunden zu leisten. Vom Auto über den Fernseher und das Radio, bis zur Hollywoodschaukel im Garten. In der Energietransformation bekommen sie nur, was sie schon hatten, also z. B. Strom oder Wasserstoff oder Wärme. Die sogenannte grüne Variante ist jeweils **physikalisch identisch** mit der bisherigen. Nur die Herstellung ist anders und, wie nicht anders zu erwarten, in vielen Fällen teurer. Sie verlangt u. a. den kostspieligen Ersatz zahlreicher Infrastrukturen, die uns noch für Jahrzehnte gute Dienste leisten könnten. So soll z. B. irgendwann das ganze Tankstellennetz verschwinden. Stattdessen müssen Milliarden Euro in den Ausbau der erneuerbaren Stromkapazitäten, entsprechender Stromnetze und in unzählige Aufladepunkte für Strom für Batterie-elektrische Autos investiert werden. Eine gigantische *Geldvernichtung*, die nur dann akzeptabel sein könnte, wenn sie die einzige Möglichkeit wäre, das Klimaproblem zu lösen. Dann müssten wir diese *Kröte* schlucken. Aber so ist die Lage nicht. Man kann viel klüger vorgehen. Einen zentralen Schlüssel stellt **Carbon Capture** dar. Warum stellen sich bei uns viele Umweltschützer und ökologisch Denkende dagegen?

4. Die GES-Referenzlösung

Die Ausgangssituation auf dem Weg in die Zukunft wird in der in Fußnote 5 zitierten GES-Analyse wie folgt beschrieben: Die Welt teilt sich in 3 Blöcke auf:

(1) Die erweiterte OECD mit 47 Staaten mit insgesamt etwa 1,5 Milliarden Menschen. Das ist die *reiche Welt*, deren Bevölkerung bis 2050 in etwa konstant bleiben wird. Sie hat heute ein BIP von etwa 75 Billionen USD. Im Klimabereich haben diese Länder Net-Zero bis 2050 (in Einzelfällen sogar noch früher) angekündigt. Sie haben das Geld und die Technologie, dieses Ziel zu erreichen, gegebenenfalls mit Wohlstandsverlusten, solange die Bevölkerung das mitträgt. Erste Wohlstandsverluste sind in vielen Ländern, einschließlich Deutschland, bereits eingetreten.

(2) **Der ChinaClub**. Diese Gruppe mit 10 Ländern umfasst neben China und Russland die meisten Öl-Staaten der arabischen Welt und weitere OPEC-Staaten. Sie hat in Bezug auf Klima wie in Bezug auf vielfältige kulturelle Fragen (Familie, Kindererziehung, staatliche Organisation) oft eine ganz andere Sicht als viele OECD-Staaten. Im Kontext des Ukrainekonfliktes deutet sich hier eine **neue Spaltung der Welt** an. Viele Entwicklungs- und Schwellenländer suchen die Nähe zum ChinaClub, auch weil sie den ständigen Pressionen einiger OECD-Staaten überdrüssig sind. Die Bevölkerung des China-

Clubs liegt bei etwa 1,5 Milliarden Menschen, daran wird sich bis 2050 nicht viel ändern. Das BIP liegt heute bei etwa 30 Billionen USD. Wir erwarten bis 2050 eine Steigerung auf geschätzt etwa 50 Billionen USD.

Eine wesentliche Bruchkante im Verhältnis zwischen Teilen der reichen Welt und dem ChinaClub bzw. den vielen Entwicklungs- und Schwellenländern ist dabei die Frage von **Carbon Capture** (entweder mit Blick auf Nutzung oder Speicherung von CO_2). Dahinter steht die simple Feststellung, dass es **reine Ideologie** ist, wenn Vertreter einer rigiden Klimaprogrammatik alle fossilen Energieträger verteufeln. Fossile Energieträger sind aber nicht klimawirksam, klimawirksam sind nur CO_2-Emissionen aus fossilen Energieträgern, die nicht abgefangen werden und in die Atmosphäre eintreten. Noch einmal: **Fossile Energieträger sind kein Problem, wohl aber fossile Emissionen.** Die *Scharfmacher* in der reichen Welt sollten hier dringend ihre Position überdenken. Der Streit um diesen Punkt wird nämlich auf der nächsten Klimakonferenz zentrale Bedeutung haben. Dies deutete sich schon beim letzten Petersburger Dialog an [4].

Im Klimabereich legen viele Staaten des ChinaClubs, aus nachvollziehbaren Gründen, großen Wert auf Carbon Capture. Es schützt ihr Geschäftsmodell und hilft ihnen, einerseits ihre Klimaziele zu erreichen und andererseits einen wirtschaftlichen Absturz zu vermeiden. Anders sind aber auch die Energieprobleme der Welt nicht zu lösen. Heute ist immer noch über 70 Prozent des weltweiten Bruttoenergieeinsatzes fossil. Viele Mitglieder des ChinaClubs haben Net-Zero für 2060 erklärt. Sie können ihr Ziel erreichen, wenn sie ihrem Versprechen treu bleiben – über die nötigen Ressourcen verfügen sie. Carbon Capture ist für sie eine Schlüsseltechnologie. Vom Westen werden sie sich bei Klimafragen nichts vorschreiben lassen. Bezüglich Carbon Capture schon gar nicht. Hier könnte, wie erwähnt, eine **Bruchlinie** liegen, die zu einem neuen *Kalten Krieg* führen kann.

(3) Die **Entwicklungs- und Schwellenländer**, 128 an der Zahl, bilden die dritte Gruppe. Heute, im Jahr 2023, umfassen sie etwa 5 Milliarden Menschen, bis 2050 wird die Zahl auf ca. 7 Milliarden steigen. Alle 10 Jahre bis 2050 wird etwa zwei Mal die Bevölkerung der EU hinzukommen. Die Hälfte davon allein in Afrika. Bill Gates [5] schätzt in seinem Buch aus 2021 *Wie wir die Klimakatastrophe verhindern* die Bau- und Infrastrukturmaßnahmen auf der Welt so ein, dass während der nächsten 40 Jahre auf der Welt jeden Monat im Umfang der Stadt New York gebaut werden wird. Das entspricht 500-mal New York bis 2060. Dies wird verbunden sein mit einem enormen Zuwachs an Energieverbrauch, aber auch CO_2-Emissionen. Das Beispiel China zeigt, was auf dem Spiel steht.

Wir sollten mit Blick auf diese drohende *Lawine* auf Zusammenarbeit und hohe Geldtransfers zur Bewältigung des Klimawandels setzen, was bis heute aber chancenlos zu sein scheint. Ein Fehler wie bei der Weltklimakonferenz 2012 in Kopenhagen, als der *Geiz* des Westens in Verbindung mit den Wachstumsambitionen der Chinesen die letzte Chance auf einen *sanften* Weg zur Klimaneutralität zerstört hat, darf nicht noch einmal passieren [6]. Damals ging es um ein globales Cap-and-Trade System auf der Basis von *Klimagerechtigkeit*.

In den letzten Jahrzehnten sind die chinesischen CO_2-Emissionen insgesamt um 8 Milliarden Tonnen CO_2 gewachsen und sind heute zusammengenommen so hoch wie die Gesamt-Emissionen der reichen Länder (OECD). Viel Wirtschaftswachstum wurde so ermöglicht. Für China, aber auch für die Industriestaaten. Aber die Folgen sind die Klimaprobleme, die uns heute das Leben schwer machen.

Ein solcher Fehler darf nicht wieder passieren. Sinnvoller wäre eine kluge globale Transformation. Die reiche Welt zahlt für **Systemdienstleistungen** der Entwicklungs- und Schwellenländer, mit deren Hilfe wir vielleicht noch einen Klima-GAU verhindern können. Alleine können die reichen Länder dieses Ziel durch Maßnahmen auf dem eigenen Territorium nicht erreichen. In enger Zusammenarbeit können wir hingegen, laut Referenzlösung, Net Zero bis 2070 weltweit erreichen und irgendwann zwischen 2050 bis 2070 die SGD weltweit umsetzen. Der benötigte Transferumfang liegt nach den Schätzungen der Referenzlösung jährlich bei etwa 1200 Milliarden USD. Ein überschaubarer Preis für die Verhinderung einer weltweiten Klimakatastrophe. Zugleich wahrscheinlich die Basis für ein (klimaneutrales) **Weltwirtschaftswunder**, von dem alle Staaten der Welt profitieren würden.

Wir sehen für die Entwicklungs- und Schwellenländer eine Chance für ein durchschnittliches BIP-Wachstum von 6 Prozent bis 2050, wenn die großen finanziellen Transfers für Systemleistungen, wie dargestellt, erfolgen. Sechs Prozent Wachstum sind nur etwa 50 Prozent der Wachstumsrate Chinas in einem Teil der letzten 30 Jahre. Die Rate wird auch relativiert durch das hohe Bevölkerungswachstum. Bezogen auf 7 Milliarden Menschen in 2050 sind es etwas unter 5 Prozent. Trotzdem würde das ein BIP-Wachstum von 20 Billionen USD auf 80 Billionen USD bewirken. Dies wäre für die Umsetzung der SDG eine große Hilfe, zugleich auch wichtig für den Schutz der biologischen Vielfalt und die Überwindung von Armut und Hunger, zugleich die Basis für ein Weltwirtschaftswunder.

Zu beachten ist dabei allerdings, mit welchen Schwierigkeiten dieser Transformationsprozess umgehen muss. Die Flächenverluste für die Landwirtschaft werden nämlich wegen des Bevölkerungswachstums gigantisch sein. Die Energietransformation kommt massiv erschwerend hinzu. Energie ist der Schlüssel für mehr Wohlstand, aber sie soll möglichst ohne zusätzliche CO_2-Emissionen

generiert werden. Die Neuen Erneuerbaren Energien sind dabei unverzichtbar, können das *Ziel* aber wegen ihrer Unzuverlässigkeit (**Volatilität**) alleine nicht leisten. Sie brauchen vielmehr eine ebenfalls klimaneutrale, zuverlässige steuerbare energetische Partnerstruktur (Back-Up). Aus heutiger Sicht sind das entweder fossile Energieträger mit Carbon Capture oder Nuklearenergie. Das ist ähnlich zu der Situation eines Segelschiffs, dass im Fall einer Flaute ebenfalls ein zuverlässiges Back-Up braucht, z. B. einen Dieselmotor.

Ein tragfähiges Entwicklungsmodell ist in dieser komplexen Situation nur schwer zu identifizieren. Die Referenzlösung leistet das. Was muss sich dazu gegenüber dem Status Quo ändern?

5. Die *all electric*-Philosophie muss überwunden werden

Die deutsche Klimapolitik ist **ideologiegetrieben**. Dieses bedeutet für unser Land ein hohes Risiko der Absenkung des Lebensstandards. Es wäre nicht das erste Mal, dass ein Volk wegen einer Ideologie verarmt, man denke nur an Maos *Großen Sprung* in China. Deutschland zieht in seiner starken Position allerdings andere mit in die Verarmung, das ist tragisch.

Die steigende Belastung der deutschen Bevölkerung wie auch der Staatskasse im Energie- und Klimabereich ist eine Folge der **all electric**-Philosophie. Im Ergebnis sollen Bürger und Industrie ihre Energiebedürfnisse weitestgehend über elektrischen Strom abdecken, entweder direkt über erneuerbare, elektrische Energie (z. B. Elektromobilität oder Wärmepumpen) oder indirekt über Elektrolyse-Wasserstoff (z. B. in der Stahlproduktion). Der Anteil von Erneuerbaren am deutschen Bruttoenergieverbrauch soll von derzeit etwa 20 Prozent (davon Solar- und Windkraft 40 Prozent) auf 100 Prozent erhöht werden, dies bei gleichzeitiger Reduzierung des Verbrauchs. Dieser Weg ist wenig wirksam und zugleich prohibitiv teuer bei der Lösung der Energie- und Klimaprobleme. *All electric* ist keine besonders kluge Ideologie. Auch wenn einige Branchen daran sehr viel Geld verdienen und dafür Werbung machen und Heerscharen von Begleitorganisationen das vehement vertreten. Das Geld müssen der Bürger und der Staat aufbringen. Dies, obwohl *All-electric* insbesondere die weltweiten Klima- und Energieprobleme nicht lösen kann.

Weltweit ist dieser Weg **zudem nicht friedensfähig**. Wie oben dargestellt, ist dieser Ansatz weder für Staaten wie China oder Russland, noch die Öl-Staaten oder die Entwicklungs- und Schwellenländer zielführend. Allein diese Tatsache schließt die *all electric*-Philosophie zur Lösung der Weltenergie- und Klimaprobleme aus. Denn es wird ohne die Beteiligung von China, Russland und den Öl-Staaten keine Lösung des globalen Klimaproblems geben. Außerdem werden

sich diese Staaten keine Strategie aufzwingen lassen, die in der Sache nicht gelingen kann und gleichzeitig ihren Wohlstand massiv bedroht. Dies vor allem deshalb, weil es zur Lösung des Klimaproblems sehr viel bessere Wege gibt.

Auf der Klimakonferenz in Dubai Anfang Dezember 2023 wird das ein Hauptthema sein. Die Auseinandersetzung um das Thema **fossile Energie** vs. **fossile Emissionen** und damit die Positionierung von Carbon Capture als wertvolles Element der Energie-Transformation wird dort zentral diskutiert werden. Deutschland sollte hier rasch umdenken. Auch bezüglich des Umgangs mit Entwicklungs- und Schwellenländern.

Welches Programm favorisiert die deutsche Politik heute für diese Länder? Das Wunsch-Motto lautet **Renewables Only**. Ein Ausbau der Nutzung fossiler Energieträger in diesen Ländern soll möglichst vermieden werden. Richtig betrachtet ist das ein Programm, dass dem Klimaschutz dient, indem es die ärmeren Länder in Armut hält und diesen dazu die Nutzung ihrer eigenen fossilen Ressourcen massiv zu erschweren versucht. Genutzt werden hierzu Taxonomien, die angeblich auf Nachhaltigkeit abzielen. Die reichen Länder geben dazu der Bankenwelt und insbesondere auch den internationalen Entwicklungsbanken und den Währungsfonds Anforderungen vor, die letztlich die Logik durchzusetzen sollen, dass Nachhaltigkeit die Finanzierung der Nutzung fossiler Energieträger ausschließt. Das läuft völlig den Interessen ärmerer Länder zuwider, die sich aus der Armut befreien wollen (ein zentrales internationales Nachhaltigkeitsanliegen), und die dazu nach UN-Logik das Recht haben, ihre CO_2-Emmissionen weiter zu erhöhen, weil sie ohnehin nur wenig Emissionen erzeugen und historisch kaum zu Emissionen beigetragen haben. Insbesondere darf aus UN-Sicht jedes Land seine eigenen Ressourcen nutzen, um sich zu entwickeln, natürlich auch fossile Energieträger.

Die ärmeren Länder sprechen in diesem Zusammenhang von der **Heuchelei des Nordens** [7], der nach wie vor mehr als 60 Prozent seiner Bruttoenergie aus fossilen Brennstoffen gewinnt. Die Entwicklungs- und Schwellenländer orientieren sich in dieser Situation auch deshalb in Richtung China als Partner. Konflikte sind absehbar. Für die reiche Welt ist das keine gute Perspektive, für die übrige Welt auch nicht. Wohlstand und Wachstum für die Welt sind so nicht erreichbar.

Anmerkung: Dieser Beitrag ist Teil des Sammelbandes *Krisenzeit. Welche Zukunft wollen wir* von André Munzinger und Anne Käfer (Hrsg.). Große Teile des Manuskripts sind in die Publikation des Autors *Die Heuchelei des Nordens* eingeflossen, erschienen in: Streit-Kultur, Journal für Theologie, Ausgabe 02/2024, Krisenzeit. Welche Zukunft wollen wir?

6. Quellen

[1] https://www.bmz.de/de/agenda-2030. Aufgerufen am: 28. August 2023.

[2] Vgl. Radermacher, F. J. (2021): Zum Urteil des Bundesverfassungsgerichts zum Bundes-Klimaschutzgesetz, im Internet unter: https://web.leitz-cloud.com/1/files/share/2522/dgcor/kommunikation/publikationen/mitglieder/210525_Stellungnahme%20Verfassungsgerichtsurteil%20zum%20Klimagesetz_final.pdf/iW0Q8J3YaBl?view=1. Aufgerufen am: 28. August 2023.

[3] Global Energy Solutions e. V. (Sommer 2023): Entwicklung einer Referenzlösung für ein weltweites klimaneutrales und Wohlstand schaffendes Energiesystem – BMZ-Abschluss-report Global Energy Perspectives

[4] AA – Auswärtiges Amt (2023). Petersberg Climate Dialogue – Co Chairs Summary. Im Internet unter: https://www.auswaertiges-amt.de/blob/2595566/5324a0a6dcaa4c989e13eb3618560c09/230504-pcd-co-chairs-summary-data.pdf. Aufgerufen am: 28. August 2023.

[5] Gates, B. (2021): *Wie wir die Klimakatastrophe verhindern – Welche Lösungen es gibt und welche Fortschritte nötig sind*, Piper Verlag, ISBN-13: 978-3-49207-100-0

[6] Radermacher, F. J. (Juni 2020): *Das Rio/Kyoto/Paris-Dilemma – Eine klimapolitische Rekonstruktion verpasster Chancen und ein konkreter Ausweg*, Seite 13–32 in *Kursbuch 202, Donner. Wetter. Klima.*, Kursbuch Kulturstiftung gGmbH, Murmann Publishers, Hamburg, ISBN 978-3-96196-132-0

[7] Herlyn, E., Radermacher, F. J. (2022): Die *Heuchelei* der reichen Länder. Einblicke in die aktuelle internationale Debatte um den richtigen Weg zur Transformation des globalen Energiesystems. Im Internet unter: https://global-energy-solutions.org/wp-content/uploads/2022/08/heuchelei.pdf. Aufgerufen am: 28. August 2023.

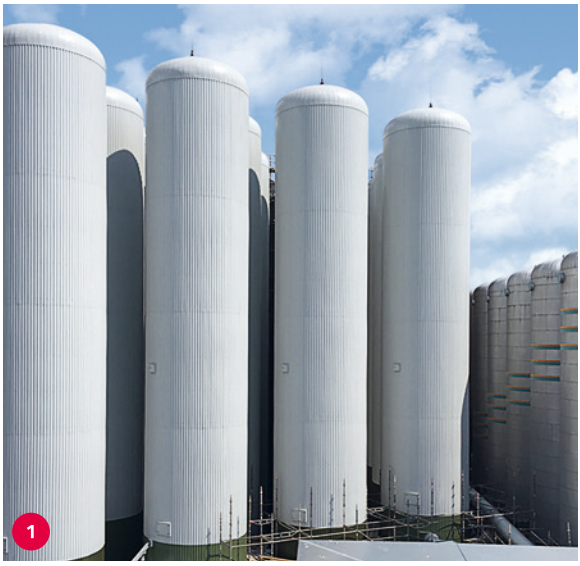
7. Literaturempfehlungen

Zahlreiche Referenzen zu den Arbeiten anderer Autoren zum Thema finden sich neben den in Fußnoten zitierten Texten (insbesondere Fußnote 5, Abschlussbericht zur Referenzlösung) in den nachfolgenden Publikationen:

1. Beyers, B. et al. (2023): Entwicklung einer Referenzlösung für ein weltweites klimaneutrales und Wohlstand schaffendes Energiesystem – BMZ-Abschlussreport zum Projekt Global Energy Perspectives.
2. Herlyn, E., Lévy-Tödter, M., Fischer, K. et al. (Hrsg.) (2023): Multi-Akteurs-Netzwerke: Kooperation als Chance für die Umsetzung der Agenda 2030, Springer Gabler Verlag, Wiesbaden.
3. Radermacher, F. J.; Beyers, B. (2011): Welt mit Zukunft – Die Ökosoziale Perspektive, Murmann Verlag, Hamburg.
4. Radermacher, F. J. (2018): Der Milliarden-Joker – Wie Deutschland und Europa den globalen Klimaschutz revolutionieren können, Murmann Verlag, Hamburg.

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

Kraftwerksstrategie – Ein Lösungsvorschlag

Sebastian Bührdel, Uwe Lenk, Hartmut Liebisch und Uwe Neiß

1. Auf dem Weg zur klimaneutralen Energieversorgung 13
2. Voraussetzung, um das Ziel zu erreichen: Investitionssicherheit 15
3. Wirtschaftlichkeitsbetrachtung und Profitabilitätsanalyse 18
4. Implementierung wasserstofffähiger Gaskraftwerke 22
5. Lösungsvorschlag und Ausblick 24
6. Zusammenfassung 26
7. Quellen 26

1. Auf dem Weg zur klimaneutralen Energieversorgung

Die Defossilisierung der Energieversorgung ist zur Zukunftssicherung unvermeidlich. Dazu genügt es nicht, die Stromproduktion in Deutschland auf Windkraft, Sonnenlicht und Biomasse umzustellen. Es muss auch der zukünftig steigende Strombedarf von Rechenzentren, Industrie, Gesundheitssystem, Gewerbetreibenden, Landwirtschaft, Verwaltung und Bevölkerung berücksichtigt werden. Die Kombination von zunehmender Elektrizitätsnachfrage mit einer ebenfalls zunehmenden wetterabhängigen Stromproduktion zur Bedarfsdeckung führt ohne Gegenmaßnahmen zu Versorgungsengpässen. Deshalb ist ein Ausgleich zwischen Stromangebot und Nachfrage erforderlich.

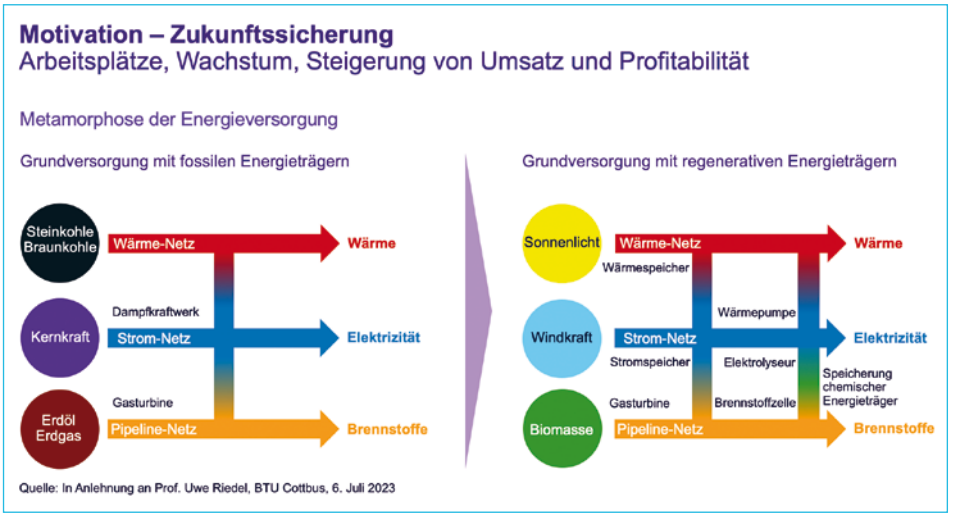


Abb. 1: Primärenergiebasis zur Energieversorgung

Derzeit erfolgt dieser Ausgleich größtenteils durch die Anpassung der Einspeiseleistung von fossil befeuerten Kraftwerken (Abbildung 1, linke Darstellung). Durch die Zunahme von Teillastbetriebsstunden sowie von An- und Abfahrvorgängen steigen Brennstoffverbrauch, Emissionen und Betriebskosten dieser Kraftwerke. Zusätzlich führen eine steigende Anzahl nicht optimaler Betriebszustände zu einem deutlich höheren Wartungs- und Instandsetzungsaufwand. Zukünftig muss deshalb die erforderliche Residuallastbereitstellung zum Ausgleich der fluktuierenden Stromproduktion aus Windkraft und Sonnenlicht mit anderen technischen Lösungen erfolgen (Abbildung 1, rechte Darstellung).

Die nationalen Ziele zum Umbau der Energieversorgung hat die Bundesregierung im Klimaschutzgesetz und im Klimaschutzprogramm festgelegt [1] [2]. Das Klimaschutzgesetz setzt die juristisch bindenden Vorgaben. Das Klimaschutzprogramm definiert die erforderlichen Maßnahmen zum Erreichen der Ziele. Die klimaneutrale Energieversorgung muss in Deutschland, vom Klimaschutzgesetz vorgegeben, im Jahr 2045 erreicht werden. Bis 2030 soll eine Reduktion von mindestens 65 % und bis 2040 um mindestens 88 % der Treibhausgasemissionen gegenüber dem Stand im Jahr 1990 erreicht werden.

Die dazu notwendigen technischen Maßnahmen erfordern erhebliche Investitionen in Erzeugung, Transport, Verteilung, Speicherung und alternative Energieträger. In dem vom Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V. (BDEW) und EY am 24. April 2024 veröffentlichten Fortschrittsmonitoring 2024 zur Energiewende wird ein Gesamtinvestitionsbedarf von 1.214 Milliarden Euro zur Zielerreichung für den Zeitraum von 2023 bis 2035 angegeben [3]. Abbildung 2 vermittelt eine Vorstellung zur thematischen und zeitlichen Verteilung der erforderlichen Investitionen.

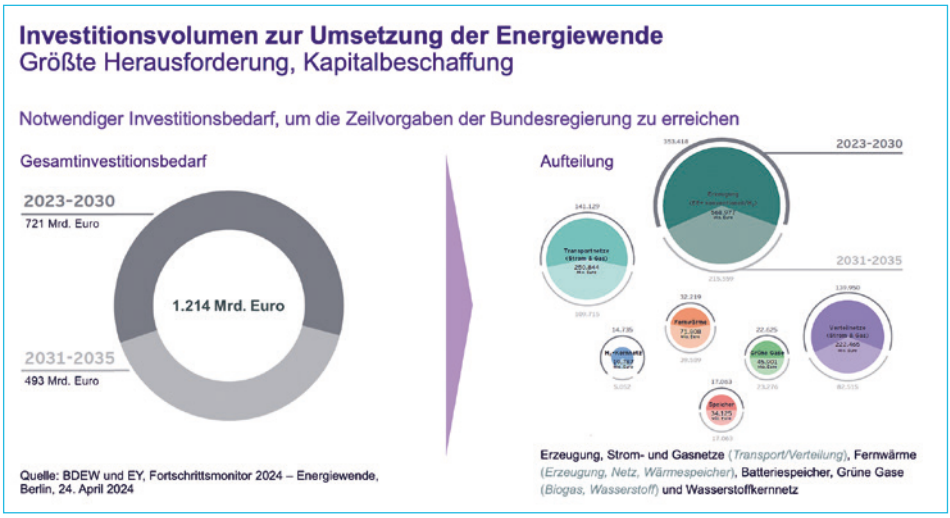


Abb. 2: Prognose zum Investitionsbedarf der Energiewende

Neben der Stromerzeugung wird zum Ausbau der Netze der Hauptanteil der Investitionssumme benötigt. Signifikante volkswirtschaftliche Wertschöpfungseffekte werden vom weiteren Ausbau der Fernwärmeversorgung, vom zukünftigen Wasserstoffkernnetz und von der Energiespeicherung erwartet. Bei allen Unsicherheiten erscheint der erforderliche Finanzierungsbedarf nicht unrealistisch. Die notwendigen Investitionen sollten in einem Zeitraum von 12 Jahren auch möglich sein, wenn man bedenkt, dass im Jahr 2023 das deutsche Bruttoinlandsprodukt 4.122 Milliarden (Mrd.) Euro betrug. Etwa 100 Mrd. Euro pro Jahr sind in einer Volkswirtschaft dieser Größenordnung knapp 2,5 Prozent und damit vergleichbar mit den zukünftigen Jahresausgaben für Aufrüstung und Militär. Bundeskanzler Olaf Scholz hat auf dem NATO-Gipfel 2024 vom 9. bis 11. Juli 2024 in Washington für Deutschland 80 Mrd. Euro an Militärausgaben für 2028 verbindlich zugesagt [4].

2. Voraussetzung, um das Ziel zu erreichen: Investitionssicherheit

Am 6. April 2022 hat die Bundesregierung ein Energiesofortmaßnahmenpaket (*Osterpaket*) zur schnelleren Steigerung der Stromproduktion aus Windkraft und Sonnenlicht vorgestellt. Mehr als 500 Seiten umfasst das vom Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) ausgearbeitete Gesetzespaket. Das Osterpaket ist die umfassendste energiepolitische Novelle seit Jahrzehnten. Aus Sicht des Gesetzgebers besteht ein überragendes öffentliches Interesse an der Nutzung regenerativer Energien, sie dienen der öffentlichen Sicherheit [5] [6].

Für Solarenergie ist eine Steigerung der Ausbauraten auf 22 GW pro Jahr geplant. Damit würde sich im Jahr 2030 eine installierte Gesamtleistung von 215 GW zur Stromproduktion aus Sonnenlicht ergeben. Für Windkraftanlagen soll die Ausbaurate auf 10 GW pro Jahr ansteigen. Im Jahr 2030 würde damit eine installierte Leistung von 115 GW zur Stromproduktion aus Windkraftanlagen zur Verfügung stehen.

Mit der angestrebten zügigen und deutlichen Steigerung des Anteils an fluktuierender Stromproduktion aus Windkraft und Sonnenlicht vergrößert sich auch das zeitliche Ungleichgewicht zwischen Stromproduktion (Angebot) und Strombedarf (Nachfrage). Mit Beendigung der Kohleverstromung bis spätestens zum Jahr 2038 stehen zum Leistungsausgleich und zur Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit noch Erdgas, Biomasse, Wasserkraft, Energiespeicher, grüne Energieträger, Stromimporte und Nachfrageflexibilisierungsmaßnahmen zur Verfügung [2] [7] [8] [9] [10] [11] [12] [13] [14].

Anfang Februar 2024 wurden von Bundeskanzler Olaf Scholz, Wirtschaftsminister Robert Habeck und Finanzminister Christian Lindner im Rahmen der Pressekonferenz zur Anpassung des Staatshaushaltes erste Elemente einer aktualisierten Kraftwerksstrategie vorgestellt [15]. Dies erfolgte ohne Aussagen zur rechtlichen Ausgestaltung, dem zukünftigen Fördermechanismus und zum angestrebten Kapazitätsmarkt. Das Konzept ersetzte den Ansatz der Bundesregierung zur Kraftwerkstrategie vom November 2022 [16].

Kurz vor der parlamentarischen Sommerpause am 5. Juli 2024 hat die Bundesregierung im Rahmen der Haushaltsgespräche zum Wachstumspaket für die Wirtschaft ein weiteres Eckpunktepapier zur Kraftwerksstrategie vorgestellt [17]. Das Strategiepapier bildet den Rahmen für die erforderlichen Investitionen in Erdgaskraftwerke, die zukünftig blauen und grünen Wasserstoff nutzen sollen. Die Umsetzung der vorgestellten Strategie soll sicherstellen, dass die Versorgung mit Elektrizität auch in Zeiten ohne Sonne und Wind gewährleistet ist. Im Vorfeld erfolge diesmal bereits eine Abstimmung der Kernaussagen mit der Europäischen Kommission.

Im Vorgriff auf einen geplanten Kapazitätsmechanismus sollen insgesamt 12,5 GW an Kraftwerkskapazität und 500 MW an Langzeitspeicherkapazität ausgeschrieben werden. Die Umsetzung erfolgt auf Basis des Kraftwerkssicherungsgesetzes in zwei Schritten.

Zum Start soll eine Kapazität von 5 GW zum Neubau von H2-Ready-Gaskraftwerken und 2 GW zur H2-Ready-Modernisierung bereits bestehender Gaskraftwerke ausgeschrieben werden. Ab dem 8. Jahr nach der Inbetriebnahme bzw. des Abschlusses der Modernisierung muss die Umstellung dieser Kraftwerke auf Wasserstoff erfolgen. Die Voraussetzung zur Wasserstoffversorgung der Kraftwerke wird auf Basis der Fortschreibung der Nationalen Wasserstoffstrategie si-

chergestellt [18]. Zusätzlich werden 500 MW sofort mit Wasserstoff betriebene *Wasserstoffsprinter* und 500 MW Langzeitspeicherkapazität ausgeschrieben. Die Kraftwerke erhalten eine Investitionskostenförderung und ab dem Brennstoffwechsel zum Wasserstoff eine Betriebskostenförderung für 800 Volllastbenutzungsstunden pro Jahr zum Ausgleich der Brennstoffkostendifferenz zwischen Erdgas und Wasserstoff.

Im zweiten Schritt soll nochmals eine Kapazität von 5 GW zum Neubau von Gaskraftwerken ausgeschrieben werden. Diese Kraftwerke dienen zur Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit insbesondere bei der sogenannten Dunkelflaute. Auf Basis dieser Ausschreibung beginnt die Einführung des geplanten Kapazitätsmechanismus. Dieser soll ab dem Jahr 2028 wirksam werden. Diese Kraftwerke sollen bevorzugt im *netztechnischen Süden* errichtet werden, um Redispatchkosten zu senken und einen Beitrag zur Netzstabilität leisten.

Abb. 3: Randbedingungen für privatwirtschaftliche Investitionen in Kraftwerke

Die juristische Ausformulierung des Kraftwerkssicherungsgesetzes soll nach der Sommerpause beginnen. Nach einer etwa sechswöchigen Konsultation wird die finale beihilferechtliche Genehmigung erwartet. Parallel wird das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) einen Entwurf zu den Optionen sowie den Vor- und Nachteilen des Kapazitätsmechanismus ausarbeiten. Der Kapazitätsmechanismus soll im Rahmen der Plattform klimaneutrales Stromsystem konsultiert werden. Danach wird die Bundesregierung eine Entscheidung treffen und den Kapazitätsmechanismus mit der europäischen Kommission diskutieren.

Aufgrund der weiterhin bestehenden juristischen Unsicherheiten in Kombination mit komplexen politischen, technischen, finanziellen und sozialen Abhängigkeiten hat sich die Entscheidungsbasis für Investoren im Kraftwerksanlagenbau und für die Kraftwerksbetreiber nicht verbessert. Kraftwerksprojekte werden vorbereitet ohne konkreten Realisierungszeitpunkt. Es entstehen Kosten ohne absehbare Einnahmen. Aktuell fehlen Vertrauen in die Energiepolitik und Investitionsanreize (Abbildung 3).

Temporäre staatliche Förderungen können Investitionen stimulieren, perspektivisch sollte jedoch immer ein marktwirtschaftliches System etabliert werden [19]. Um auch zukünftig die Funktionalität der Energiemärkte, insbesondere des Elektrizitäts- und Wärmemarktes, zu gewährleisten, sollten Reformen zielgerichtet, mit längerfristiger Orientierung und unter Miteinbeziehung der Marktteilnehmer erfolgen.

3. Wirtschaftlichkeitsbetrachtung und Profitabilitätsanalyse

Kraftwerke sind hochwertige Investitionsgüter, die über einen sehr langen Zeitraum wirtschaftlich betrieben werden müssen. Die Entscheidung zur technischen Lösung muss den sich in diesem Zeitraum entwickelnden wirtschaftlichen und gesellschaftlichen Bedingungen Rechnung tragen. Die hohe Dynamik bei der Entwicklung im politischen, wirtschaftlichen, technologischen und sozialkulturellen Bereich führt fortwährend zu neuen Situationen. Häufig werden anstehende Probleme gelöst, ohne an jene zu denken, die durch die Entscheidung neu erzeugt werden [20].

Aufgrund der beschriebenen Unsicherheiten, der nicht rückwirkungsfreien Kausalzusammenhänge, dem vorhandenen Investitionsstau und dem aktuell zunehmenden zeitlichen Handlungsdruck wird im Folgenden der Frage nachgegangen: Mit welcher Gaskraftwerksneubaulösung ist ein profitables Geschäftsmodell darstellbar?

Zur Beantwortung der Fragestellung wurde eine Wirtschaftlichkeitsbewertung durchgeführt (Abbildung 4). Die Berechnungen erfolgten mit dem Modellierungswerkzeug von USE MY ENERG, UME Designer Version 2.9.7 [21]. Bei dem Tool handelt es sich um ein Auslegungsprogramm für die Planung, Entwicklung und Optimierung von Projekten zur Energieversorgung (Strom, Wärme, Speicherung, Brennstoffe, Preisprognosen, Erlösberechnungen in Kombination mit KWKG, EEG, StromStG, EnWG, Förder- und Finanzierungsmodellen). Die Wirtschaftlichkeitsberechnungen erfolgen in Anlehnung an VDI2067 inklusive der Berücksichtigung von Kohlendioxidemissionen. Die Ergebnisdarstellung erfolgt ertragsbezogen als Betriebsergebnisse der Anlage.

Zu Beginn der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung erfolgte eine Fundamentaldatenanalyse zur Stromproduktion (Preis, Menge, zeitlicher Verlauf), zur installierten Leistung und Struktur des Kraftwerksparkes, Betriebsweise (Volllaststunden, Startzeiten, Brennstoffverbrauch, Wartung und Instandhaltung, Verfügbarkeit), den Investitionskosten und Betriebskosten, der Strom-, Brennstoff- und Kohlendioxidpreisentwicklung sowie den Finanzierungsmöglichkeiten. Als Ergebnis der ersten Berechnungen auf Basis der Startwerte zur Kalibrierung des Berechnungsmodelles wurden Gasturbinenkraftwerke als Lösung ausgesondert [22]. Im Weiteren wurden nur noch Gas- und Dampfturbinenkraftwerke (GUD-Anlagen) aufgrund ihres deutlich höheren Wirkungsgrades und der um ein Drittel größeren Anlagenleistung betrachtet.

Abb. 4 Methodik zur Ermittlung der Wirtschaftlichkeit

Abbildung 5 zeigt in der linken Darstellung eine GUD-Anlage in der investitionskostengünstigen, effizienten Einwellenbauweise. Bei dieser GUD-Anlagenlösung besitzen die Gasturbine und die Dampfturbine einen gemeinsamen Generator.

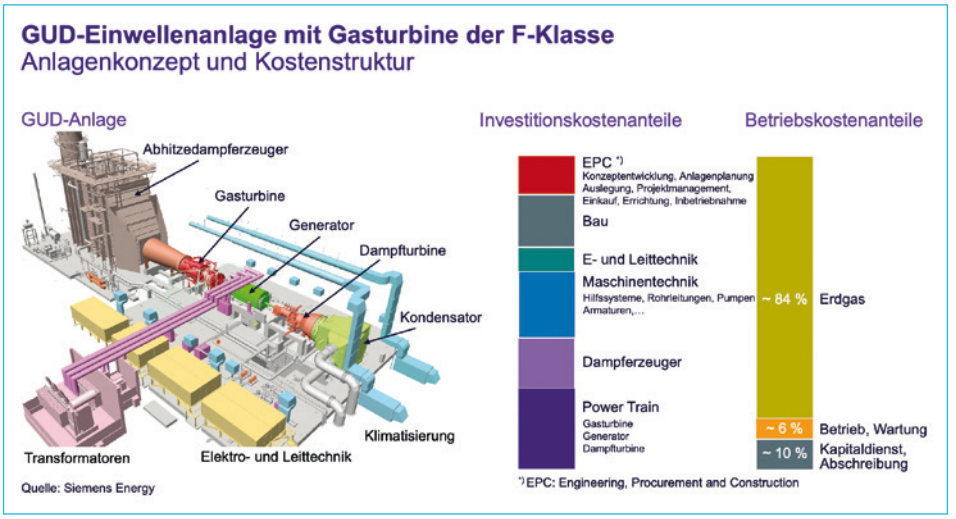


Abb. 5: GUD-Anlage mit den Hauptkomponenten, Investitions- und Betriebskostenanteile

In der rechten Darstellung in Abbildung 5 sind qualitativ die Investitionskostenanteile und relativ die Betriebskostenanteile abgebildet. Der hohe Anteil der Brennstoffkosten (Erdgasverbrauch) an den Betriebskosten erfordert auch bei geringen Volllaststundenzahlen und relativ hohen Strompreisen einen hohen Wirkungsgrad, um möglichst wenig Erdgas pro erzeugter Kilowattstunde Strom zu verbrennen. Bei einem zukünftigen Betrieb mit Wasserstoff wird erwartet, dass auch bei hohen Kohlendioxid- und Strompreisen ein vergleichbares Muster auftritt.

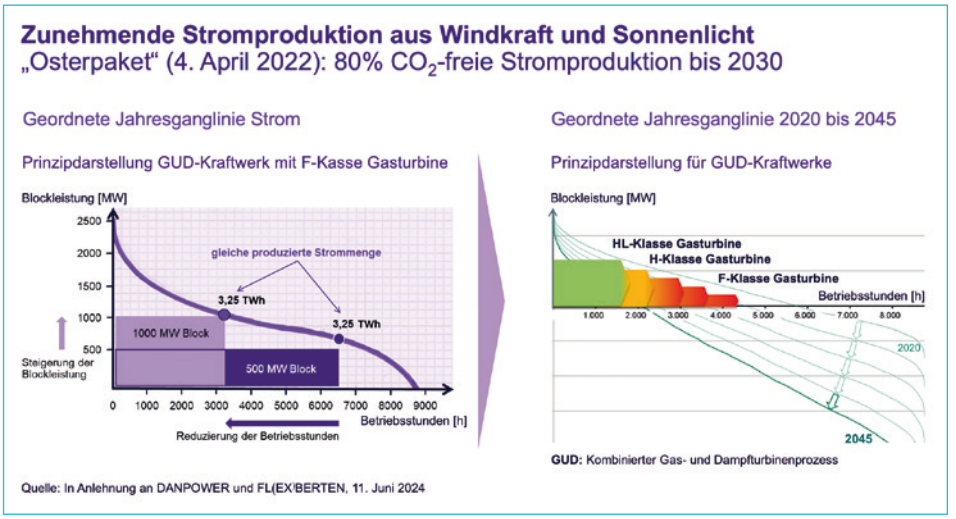


Abb. 6: Auswirkung abnehmender Volllastbetriebsstunden auf GUD-Anlagen

Mit zunehmender installierter PV- und Windkraft-Leistung sinkt die Volllaststundenanzahl der Erdgaskraftwerke. Durch eine deutliche Steigerung der Blockleistung sind auch mit niedrigeren Betriebsstunden noch vergleichbare Strommengen absetzbar. In Abbildung 6 wird der beschriebene Sachverhalt grafisch veranschaulicht. Zur praktischen Beurteilung des Effektes wurden Wirtschaftlichkeitsberechnungen für eine 570-MW-GUD-Anlage mit F-Klasse-Gasturbine (Anlagenwirkungsgrad: 62 %) und für eine 880-MW-GUD-Anlage mit HL-Klasse-Gasturbine (Anlagenwirkungsgrad 64 %) durchgeführt. Die aus Sicht der Autoren wichtigsten Ergebnisse zur Beantwortung der einleitend gestellten Frage, mit welcher Gaskraftwerksneubaulösung ein profitables Geschäftsmodell darstellbar ist, sind in Abbildung 7 zusammengestellt.

Begonnen wurde mit der Modellkalibrierung auf Basis der technischen und betriebswirtschaftlichen Parameter der beiden ausgewählten GUD-Anlagen mit den Gasturbinen SGT5-4000F und SGT5-9000HL von Siemens Energy und den Marktdaten. Der kommerzielle Anlagenbetrieb erfolgt über 15 Jahre. Der kommerzielle Betrieb beginnt am 1. Januar 2030 und endet am 1. Januar 2045. Zur Kalibrierung der Marktparameter wurde das Jahr 2023 ausgewählt. Es wurde postuliert, dass sich das Muster der Stundenwerte aus dem Jahr 2023 bis zum Jahr 2035 wiederholt [23]. Ab dem Jahr 2040 wird Elektrizität zur primären Energieform in Deutschland [24]. Der Leistungsanteil von PV- und Windkraftanlagen an der täglichen Stromproduktion steigt auf bis zu 90 %. Dies bewirkt eine Strukturveränderung im deutschen Energieversorgungssystem [25] [26].

Beide GUD-Anlagen wurden zuerst mit vorgegebenen 800 VBh/a (Jahresvollaststunden) bei verschiedenen Brennstoffpreisen mit festgelegten technischen und betriebswirtschaftlichen Grenzen bewertet. Die Jahresstartzahl wurde auf 200 Starts pro Jahr begrenzt. Die erforderliche Mindestbetriebszeit vom Anfahren der GUD-Anlage bis zum Abfahren wurde mit 15 Stunden vorgegeben.

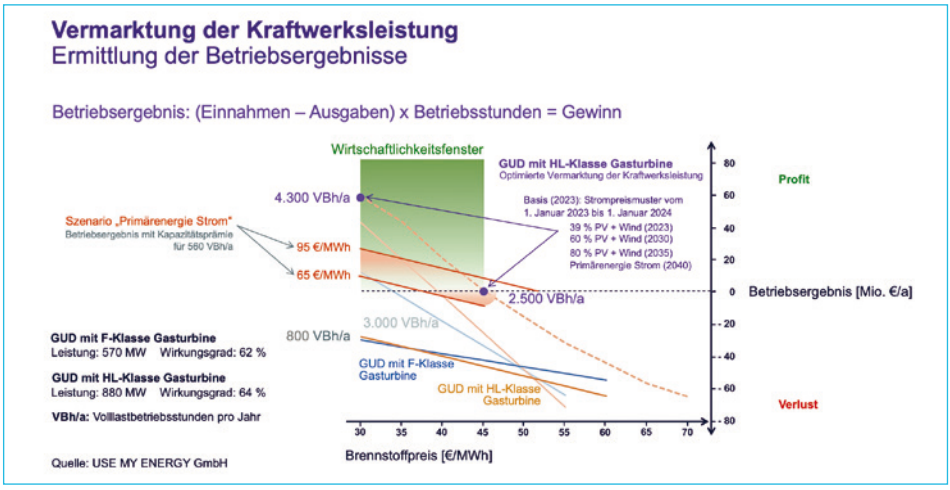


Abb. 7: Ergebnisdarstellung Wirtschaftlichkeitsbetrachtung und Profitabilitätsanalyse

Wie die beiden Geraden für 800 VBh/a in der Abbildung 7 zeigen, ist unter den vorgegebenen Randbedingungen kein positives Betriebsergebnis erreichbar. Wird die jährliche Betriebsdauer unter den gleichen Randbedingungen auf 3.000 VBh/a angehoben, gelangen beide GUD-Anlagen in das Wirtschaftlichkeitsfenster (grüne Fläche). Es wird die Vermutung, dass die leistungsstärkere GUD-Anlage bei der gleichen Betriebsstundenzahl eine größere Strommenge produziert, bestätigt. In Kombination mit dem um 2 % besseren Wirkungsgrad bleibt die leistungsstärkere Anlage deutlich länger profitabel. Der Schnittpunkt der beiden Geraden entsteht durch die Veränderung der Strommarktverhältnisse (zunehmender PV- und Wind-Stromanteil) über den kommerziellen Betriebszeitraum in Kombination mit dem Preisanstieg der Kohlendioxidzertifikate. Der zunehmende relative Anteil der PV- und Windstromproduktion an der deutschen Gesamtstromproduktion beeinflusst das Betriebsergebnis ab dem Jahr 2035 deutlich.

Auf Basis der mit 800 VBh/a durchgeführten Wirtschaftlichkeitsbetrachtung ist etwa ab 2035 und spätestens ab 2040 eine anlagenleistungsbezogene Dauerförderung erforderlich (siehe Szenario *Primärenergie-Strom*).

Für die 880-MW-GUD-Anlage ist noch ein optimiertes Szenario dargestellt (gestrichelte Kurve in Abbildung 7). Wie die Kurve zeigt, sind mit dieser Lösung über den 15-jährigen Betriebszeitraum in Abhängigkeit von der Brennstoff- und Kohlendioxidpreisentwicklung hohe Volllaststundenzahlen pro Jahr erreichbar. Erst ab dem Jahr 2040 sinken die Jahresbetriebsstunden unter 2000 VBh/a. Bis zum Jahr 2040 ergeben sich etwa 40 bis 57 Starts pro Jahr mit Betriebszeiten von rund 200 bis 600 Betriebsstunden nach dem Anlagenstart bis zum nächsten Stillstand. Ein anderes attraktives Szenario ist eine jährliche Sommerpause zwischen Mitte Mai bis etwa Mitte September. Spätestens ab dem Jahr 2045 ist ein Sommerstillstand der 880-MW-GUD-Anlage die wirtschaftlichste Betriebsweise.

4. Implementierung wasserstofffähiger Gaskraftwerke

Für die Errichtung und den wirtschaftlichen Betrieb einer 880-MW-GUD-Anlage ist ein geeigneter sowie genehmigungsfähiger Kraftwerksstandort erforderlich. Der Standort benötigt ausreichende Platzverhältnisse und geeignete Infrastruktur. Zur Infrastruktur gehören eine ausreichende Erdgasversorgung, Stromnetzanbindung, Rückkühlmöglichkeit und geeignete Transportwege zur Anlieferung der Großkomponenten (Gasturbine, Generator, Dampfturbine, Blocktransformator). Aber auch Montage- und Lagerflächen sowie Möglichkeiten zur Unterbringung und Versorgung des erforderlichen Fach- und Montagepersonals und ein lebenswertes Umfeld für die Betriebsmannschaft müssen vorhanden sein.

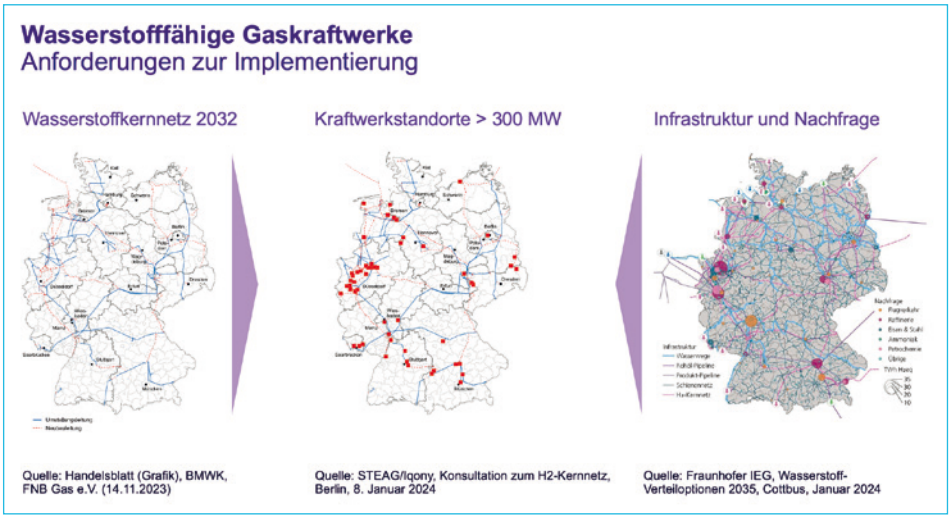


Abb. 8: Potenzielle Kraftwerksstandorte für 880-MW-GUD-Anlagen

Die mittlere Darstellung in Abbildung 8 zeigt potenziell geeignete, bereits vorhandene Kraftwerksstandorte zum Neubau großer GUD-Kraftwerke. Diese sollten sich in der Nähe des zukünftigen Wasserstoffkernnetzes befinden (linke Darstellung), über geeignete Infrastruktur verfügen und in einer Region mit steigender Stromnachfrage liegen (rechte Darstellung).

Versorgungscluster (Abbildung 9) könnten zukünftig einen entscheidenden Beitrag zur Entlastung des Stromtransportnetzes, zur Verbesserung der Versorgungsicherheit und Resilienz sowie zur Kostenreduktion und Effizienzsteigerung durch Sektorenkopplung leisten [27] [28]. Das Kapazitätskraftwerk ist die leistungsstärkste Stromproduktionsanlage innerhalb des Versorgungsclusters (Energy Hub). Die Stromnetzanbindung erfolgt an das Höchstspannungsnetz. Neben dem Residuallastausgleich werden auch Systemdienstleistungen, z. B. Regelleistung, Blindleistung zur Spannungshaltung oder Schwarzstartfähigkeit zum Netzwiederaufbau, bereitgestellt.

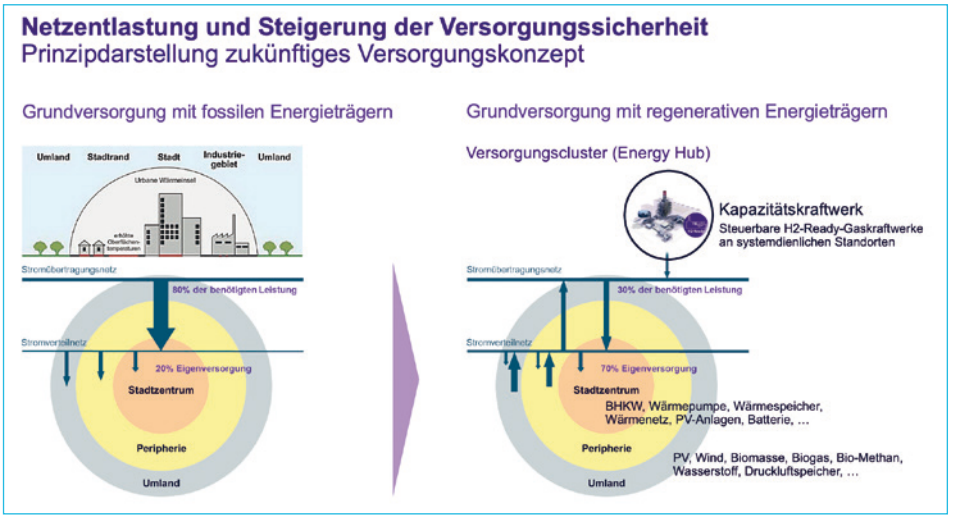


Abb. 9: Entstehung von Versorgungsclustern

5. Lösungsvorschlag und Ausblick

Die Energiewende wurde bisher politisch und technologisch zu einseitig auf Dekarbonisierung und Wasserstoff fokussiert. Auch die Annahme, die Energiewende entfalte insgesamt positive Umweltauswirkungen, muss noch nachgewiesen werden. Umweltauswirkungen wie die zunehmende Flächeninanspruchnahme von PV- und Windkraftanlagen, steigender Rohstoff- und Energiebedarf zur Herstellung von Batterien und Elektrolyseuren, mangelhafte Recyclingmöglichkeiten von Windkraftrotoren sowie per- und polyfluorierte Chemikalien (PFAS) in Membranen und Arbeitsmitteln oder der Verlust an Lebensraum und Biodiversität wurden bisher kaum beachtet. Auch bei der Wirtschaftlichkeit dominiert eher der Faktor Hoffnung [29].

So leisten z. B. KWK-Anlagen (Kraft-Wärme-Kopplung) einen wesentlichen Beitrag zur Residuallastdeckung (steuerbare Stromproduktion), zur Stromnetzentlastung (Produktion am Ort des Bedarfes), zur Effizienzsteigerung (höherer Brennstoffausnutzungsgrad, Ressourcenschonung) und damit zur Energiekostensenkung [30]. Das elektrische KWK-Anlagenleistungsband bewegt sich vom 100-kW-Blockheizkraftwerk mit Gasmotor bis zur 600-MW- GUD-Anlage [31]. Die sehr große Leistungsbandbreite von KWK-Anlagen ermöglicht die Stromnetzanbindung und Residuallastbereitstellung auf allen Netzebenen (Abbildung 10). Neben Erdgas kann regional Biogas, Bio-Methan, Methanol oder auch Wasserstoff als Brennstoff zum Einsatz kommen.

Der überwiegende Anteil an Strommangel- oder Überschusssituationen entsteht im Verteilnetz. Durch die Kombination der KWK-Anlage mit einem Wärmespeicher und mit einem Elektrokessel (steuerbare Last) kann auf jeder Netzebene positive und negative Leistung bereitgestellt werden.

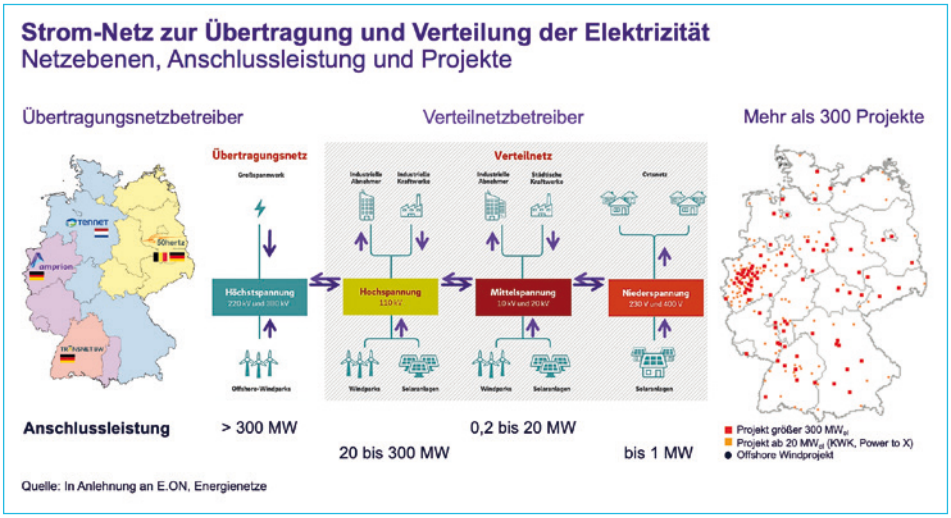


Abb. 10: Versorgungssicherheit durch regionale Stromproduktion und Nutzung

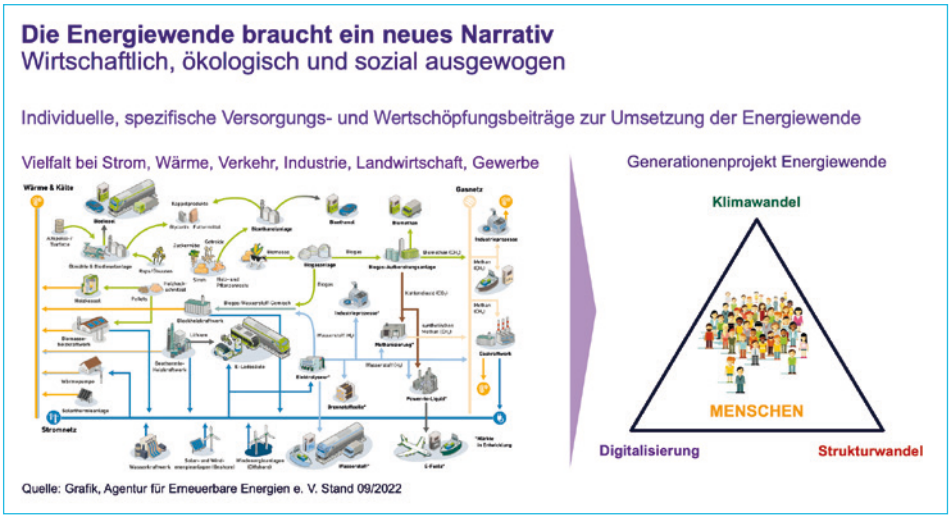


Abb. 11: Zukünftige Energieversorgung

Die lokale Versorgung von Industrie, Gewerbe- und Wohngebieten mit Strom und Wärme erzeugt Diversität und Akzeptanz. Durch die Kombination von Strom und Wärme entstehen Synergien und objektbezogene Energieversorgungslösungen [32]. Dies ermöglicht neue Geschäftsmöglichkeiten, z. B. zur Vermarktung von industrieller Abwärme oder Kohlendioxid.

6. Zusammenfassung

Bei weiter steigender Stromproduktion aus Windkraft und Sonnenlicht sollen Gaskraftwerke zukünftig die Versorgungssicherheit gewährleisten. Diese Kraftwerke sollen zunächst mit Erdgas und später mit allen *Wasserstofffarben* – möglichst mit *grünem Wasserstoff* – betrieben werden. Etwa ab 2035 sollen sie auf Wasserstoff umgestellt werden. Die konkreten Ausschreibungsbedingungen und Zeiträume für den Neubau dieser wasserstofffähigen Gaskraftwerke sind noch nicht bekannt. Zusätzlich soll ab dem Jahr 2028 ein Kapazitätsmechanismus eingeführt werden.

Die Randbedingungen für Investoren, im Kraftwerksanlagenbau und bei den Betreibern, haben sich damit nicht verbessert. Kraftwerksprojekte werden vorbereitet ohne konkreten Realisierungszeitpunkt. Es entstehen Kosten ohne absehbare Einnahmen. Im Beitrag wird am Beispiel des GUD-Kraftwerkes mit einer HL-Klasse-Gasturbine ein umsetzbarer, profitabler Geschäftsansatz vorgestellt. Zur erfolgreichen Implementierung ist Dialog- und Kooperationsbereitschaft erforderlich.

Die Kombination aus großen leistungsstarken Kapazitätskraftwerken, KWK-Anlagen im mittleren Leistungsbereich, einer effizienteren und stärkere Nutzung von Biomasse und verschiedenen Energiespeicherlösungen ermöglicht den schrittweisen Aufbau der zukünftigen regenerativen Energieversorgung. Voraussetzung sind Transparenz, Ehrlichkeit und Partizipation. Individuelle, spezifische Versorgungs- und Wertschöpfungsbeiträge schaffen Akzeptanz und Erfolgserlebnisse.

7. Quellen

[1] BMWK (Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz): Ein Plan fürs Klima, Pressemitteilung, Berlin, 17. Mai 2024.

[2] Ragwitz, M., Weidlich, A. et al.: Szenarien für ein klimaneutrales Deutschland. Technologieumbau, Verbrauchsreduktion und Kohlenstoffmanagement (Schriftenreihe Energiesystem der Zukunft), München, 2023.

[3] BDEW (Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V.) und EY: Fortschrittsmonitoring 2024, Energiewende, Berlin, 24. April 2024.

[4] Fact Sheet: The 2024 NATO Summit in Washington, Washington D.C., July 10, 2024.

[5] BMWK (Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz): Überblickspapier Osterpaket. Berlin, 6. April 2022.

[6] AGEE-Sat (Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik): Erneuerbare Energien in Deutschland – Daten zur Entwicklung im Jahr 2022 (Stand: Februar 2023).

[7] Hilgers, C. und Busch, B.: Energieträger und Rohstoff Erdgas – Verfügbarkeit, Verwendung und Geopolitik, KIT Scientific Working Papers 198. Karlsruhe, 5. September 2022.

[8] Albertus, P., Manser, J.S., Litzelman, S.: Long-Duration Electricity Storage Applications, Economics, and Technologies. Joule 4, p. 21–32, January 15, 2020.

[9] Sterner, M. und Stadler, I.: Energiespeicher, Bedarf – Technologien – Integration. Springer-Verlag, Berlin Heidelberg, 2014.

[10] Millinger, M. et al.: BalanceE – Synergien, Wechselwirkungen und Konkurrenzen beim Ausgleich fluktuierender erneuerbarer Energien im Stromsektor durch erneuerbare Optionen. Technical Report Nov. 2017, Gemeinsamer Endbericht von UFZ, DBFZ und Fraunhofer UMSICHT.

[11] Trieb, F.: Wärmespeicherkraftwerke – Ist ein erneuerbarer Stromanteil von 90 % bis 2040 machbar und bezahlbar? Energiewirtschaftliche Tagesfragen 71. Jg. (2021) Heft 5, S. 14–17.

[12] Güßgen, F. und Fischer, K.: Besorgt den Stoff! WirtschaftsWoche, Ausgabe 25, 16. Juni 2023, S. 46–51.

[13] Aurora Energy Research: Auswirkungen eines adjustierten Kohleausstieges auf die Emissionen im deutschen Stromsektor, Analyse für Europe Beyond Coal, Berlin, 22. November 2022.

[14] EWI (Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln): Entwicklung der konventionellen Kraftwerkskapazitäten am deutschen Strommarkt, Köln, 13. März 2024.

[15] BMWK (Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz): Einigung zur Kraftwerkstrategie, Pressemitteilung, Berlin, 5. Februar 2024.

[16] Aurora Energy Research: 100 % bis 2035: Dem klimaneutralen Stromsystem den Weg bereiten – Regulierungsrahmen und Finanzierung Erneuerbarer Energie, Studie für den WWF, Berlin, Januar 2024.

[17] BMWK (Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz): Auf dem Weg zur klimaneutralen Stromerzeugung: Grünes Licht für die Kraftwerksstrategie, Pressemitteilung, Berlin, 5. Juli 2024.

[18] BMWK (Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz): Fortschreibung der Nationalen Wasserstoffstrategie (NSW 2023), Berlin, Juli 2023.

[19] acatech/Leopoldina/Akademienunion (Hrsg.): Investitionsanreize setzen, Reservekapazitäten sichern: Optionen zur Marktintegration erneuerbarer Energien (Schriftenreihe zur wissenschaftsbasierten Politikberatung), München, Mai 2023.

[20] Lenk, U.: Entscheidungsprobleme bei Innovationen in der Kraftwerkstechnik, Tagungsband, 39. Kraftwerkstechnischen Kolloquium der Technischen Universität Dresden, 11. und 12. Oktober 2007.

[21] https://use-my-energy.de/ume-designer/ (Stand: 19.08.2024)

[22] EICom (Eidgenössische Elektrizitätskommission): Konzept Spitzenlast-Kraftwerk zur Sicherstellung der Netzsicherheit in außerordentlichen Notsituationen, Bericht an den Bundesrat, Bern, 30. November 2021.

[23] Nassehi, A.: Muster – Theorie der digitalen Gesellschaft, C.H.Beck, München, 2019.

[24] Lenk, U.: Wird Elektrizität zur Primärenergie? Wasserstoff-Symposium vom 27. bis 28. Mai 2024 in Halle (Saale), Tagungsband, Halle, 27. Mai 2024.

[25] Hanson. J.: (De-)Zentralität in technischen Szenarien, Materialien zur Stellungnahme *Zentrale und dezentrale Elemente im Energiesystem. Der richtige Mix für eine stabile und nachhaltige Versorgung* (Schriftenreihe Energiesysteme der Zukunft), München, 2019.

[26] UBA (Umweltbundesamt): Nachhaltige Stromversorgung der Zukunft, Kosten und Nutzen einer Transformation hin zu 100 % erneuerbaren Energien, Dessau-Roßlau, August 2012.

[27] acatech/Leopoldina/Akademienunion (Hrsg.): Welche Auswirkungen hat der Ukrainekrieg auf die Energiepreise und Versorgungssicherheit in Europa? (Impuls) Akademienprojekt Energiesystem der Zukunft (ESYS), München/Halle/Mainz, Juli 2022.

[28] Deutscher Bundestag, Wissenschaftliche Dienste: Studienanalyse zur Stromversorgungssicherheit in Deutschland, Dokument WD5-3000-026/24, Berlin, 11. März 2024.

[29] Bundesrechnungshof: Bericht nach § 99 BHO zur Umsetzung der Energiewende im Hinblick auf Versorgungsicherheit, Bezahlbarkeit und Umweltverträglichkeit der Stromversorgung, Bonn, 7. März 2024.

[30] Frontier Economics: Das Potenzial der KWK für die Transformation zur klimaneutralen Energieversorgung, Bericht für Zukunft Gas e.V., 5. Juli 2022.

[31] Weiß, P., Braekler, K. und Krause, L.: GuD Herne – Status des Projektes einschließlich erster IBS-Erfahrungen, 54. Kraftwerkstechnisches Kolloquium der TU Dresden, Tagungsband, Dresden, 18. Oktober 2022.

[32] Lenk, U., Lienig, U. und Dittmann, A.: Klimaneutrale Energieversorgung Gewerbe- und Industriegebiet Kodersdorf, 52. Kraftwerkstechnisches Kolloquium der Technischen Universität Dresden, 6. und 7. Oktober 2020.

Analyse der Bedeutung des Gasnetzes für die Versorgung von Kraftwerken

Elisabeth Grube, Robert Manig, Patrick Heinrich und Steffen Menz

1. Analyse zum aktuellen Stand: Kraftwerke in Deutschland 29

2. Lageabgleich der Kraftwerke zum Erdgas- und H_2-Kernnetz 30

3. Theoretischer Gasbedarf und potenzielle Abwärme aus Kraftwerken 33

4. Schlussfolgerung 34

5. Quellen 35

In Deutschland existiert eine flächendeckende Gasinfrastruktur, durch welche jeder Landkreis grundsätzlich erdgasversorgt ist. Gaskraftwerke sind aufgrund der bestehenden Leitungsstruktur und dem wesentlichen Vorteil der Grundlastfähigkeit aus der deutschen Energieversorgung kaum wegzudenken. Neben den großen Gaskraftwerken als systemrelevante Anlagen bezüglich der Residuallast, haben auch die kleineren dezentralen erdgasbetriebenen Blockheizkraftwerke ihre Bedeutung. Daneben spielen zur Energieversorgung die Braun- und Steinkohlekraftwerke, zumindest bis 2038, eine wichtige Rolle. Hier wird sich nach dem Kohleausstieg die Frage stellen, wie auch zukünftig ein Ersatz für diese grundlastfähige Energieversorgung gefunden werden kann. An diesem Punkt setzt die Studie an und analysiert die Bedeutung des Gasnetzes für die Versorgung von unterschiedlichen Kraftwerkstypen.

1. Analyse zum aktuellen Stand: Kraftwerke in Deutschland

Als Basis für die Analyse der Kraftwerksstandorte wurde ein einheitlicher Datensatz zum Stand 2023 aus folgenden Quellen herausgearbeitet:

- DVGW-Projekt *Zukunft Fernwärme* [1]
- Marktstammdatenregister [2]
- Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur [3]
- DBI-Datenbank [4]

Für die weitere systematische Bearbeitung wurden die aktuellen Gaskraftwerke anhand der installierten elektrischen Leistung wie folgt unterschieden: > 5 MW wird das Kraftwerk zu den Gaskraftwerken gezählt, ≤ 5 MW wird das Kraftwerk den BHKWs zugeordnet.

Im nächsten Schritt der Studie wurde eine Analyse zum Status Quo der Kraftwerkslandschaft in Deutschland durchgeführt. Hierbei ging es um eine standortgenaue Bestimmung mittels Geoinformationssystem (GIS) und Klassifizierung von Kraftwerksarten und -größen unter Berücksichtigung der standortscharfen elektrischen Leistung. Im Ergebnis zeigt sich, dass hier vor allem in Landkreisen mit Kohlekraftwerken eine hohe elektrische Gesamtleistung vorliegt. Insgesamt konnte ein Anlagenbestand von mehr als 70.000 Anlagen ermittelt werden, wobei der Großteil der Leistungsklasse eines BHKW (≤ 5 MW) zugeordnet wurde. Die Kraftwerksstandorte sind in Deutschland regional breit gestreut. Cluster-Regionen, in denen ein hoher Anlagenbestand identifiziert werden konnte, liegen im Westen, Osten sowie Südwesten Deutschlands. Die gesamte elektrische Leistung beträgt ca. 82 GW, wobei 97 % der Anlagen eine Leistung von < 1 MW besitzen.

2. Lageabgleich der Kraftwerke zum Erdgas- und H_2-Kernnetz

Nach der Ermittlung des aktuellen Kraftwerksbestandes in Deutschland wurde die Entfernung der jeweiligen Kraftwerke zum Erdgasfernleitungsnetz sowie zum aktuell geplanten H_2-Kernnetz mittels eines Lageabgleichs untersucht. Für diese Analyse wurde davon ausgegangen, dass die vorhandenen Kohlekraftwerke zukünftig zu einem Gaskraftwerk umgerüstet werden und somit die leitungsgebundene Gasversorgung eine wichtige Rolle spielen wird. Hintergrund für diese Annahme ist die auch zukünftig bestehende Residuallast und der Weiterbetrieb der angeschlossenen Fernwärmenetze.

Im Ergebnis kann eine standortgenaue Zuordnung getroffen werden, ob die Kraftwerke tendenziell eher in der Nähe des Fernleitungs- oder Verteilnetzes liegen.

Als Grundlage für den Lageabgleich diente einerseits die Basiskarte des Erdgas-Fernleitungsnetzes des FNB Gas e. V. [5] als auch der Entwurf zum H_2-Kernnetz des FNB [6]. Es wurden zwei methodische Ansätze gewählt, welche unterschiedliche Entfernungen zum Leitungsnetz berücksichtigen. Zunächst wurde davon ausgegangen, dass alle Standorte, welche weniger als einen Kilometer vom Erdgas- bzw. H_2-Kernnetz entfernt sind, am Fernleitungsnetz angeschlossen sind. Somit müssen alle Standorte, welche weiter als einen Kilometer entfernt sind, mittels des Verteilnetzes versorgt werden. Im zweiten Ansatz wurde die Entfernung auf drei Kilometer angehoben.

In Abbildung 1 sind die Kraftwerksstandorte in der jeweiligen Entfernung zum Erdgas-Fernleitungsnetz klassifiziert dargestellt. Im Ergebnis der *1 km-Methodik* liegen über 80 % der Anlagenstandorte und ca. drei Viertel der installierten elektrischen Gesamtleistung (62 GW) mehr als einen Kilometer vom bestehenden Fernleitungsnetz entfernt. Diese müssen somit über das Gasverteilnetz versorgt werden. Wird für den zweiten Ansatz die Entfernung zum Fernleitungsnetz auf drei Kilometer angehoben, sind ca. 62 % aller Kraftwerksstandorte und knapp die Hälfte der installierten elektrischen Leistung (38 GW) auf das Gasverteilnetz angewiesen.

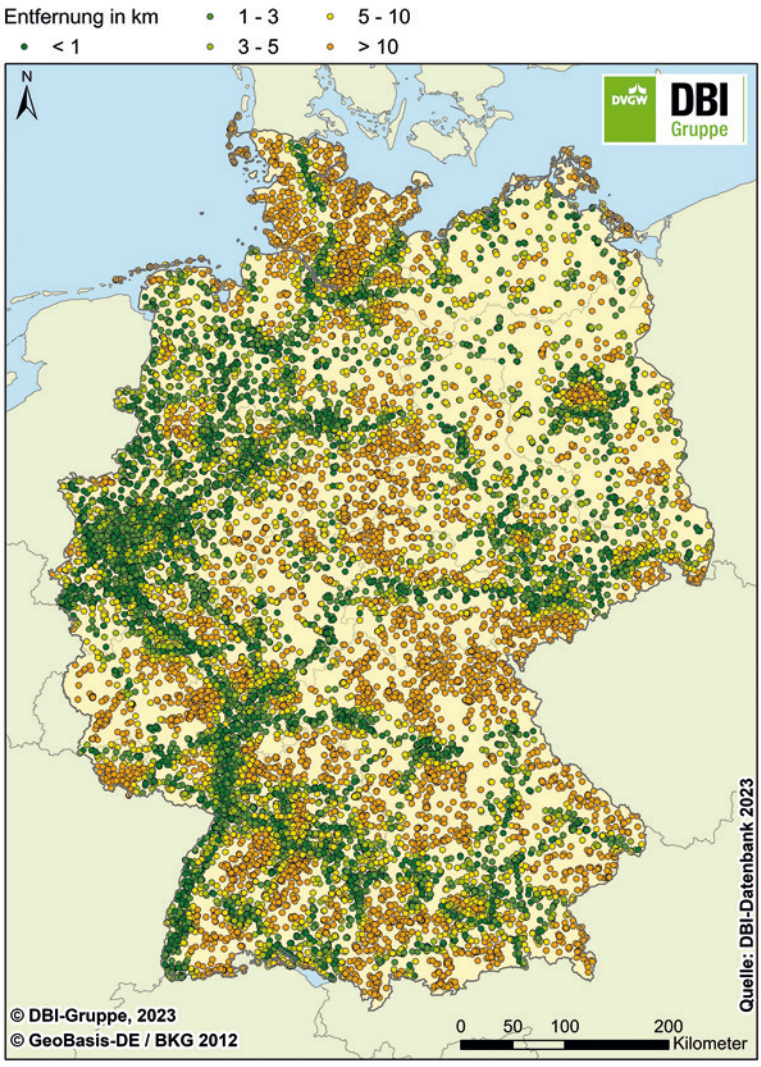


Abb. 1: Entfernungsanalyse der Kraftwerksstandorte zum Erdgas-Fernleitungsnetz

Die Klassifizierung der Kraftwerksstandorte in Bezug auf die Entfernung zum aktuell geplanten H_2-Kernnetz ist in Abbildung 2 dargestellt. Hier wären 90 % der berücksichtigten Anlagen bzw. 80 % der installierten elektrischen Gesamtleistung (65 GW) weiter als einen Kilometer von dem geplanten H_2-Kernnetz entfernt und somit auf eine Versorgung mittels H_2-Verteilnetz angewiesen. Selbst bei einer Erweiterung in der *3 km-Methodik* sind immer noch 85 % der Kraftwerke und damit verbunden ca. 56 % der installierten elektrischen Gesamtleistung (46 GW) weiter als drei Kilometer vom H_2-Kernnetz entfernt und somit auf ein Verteilnetz angewiesen.

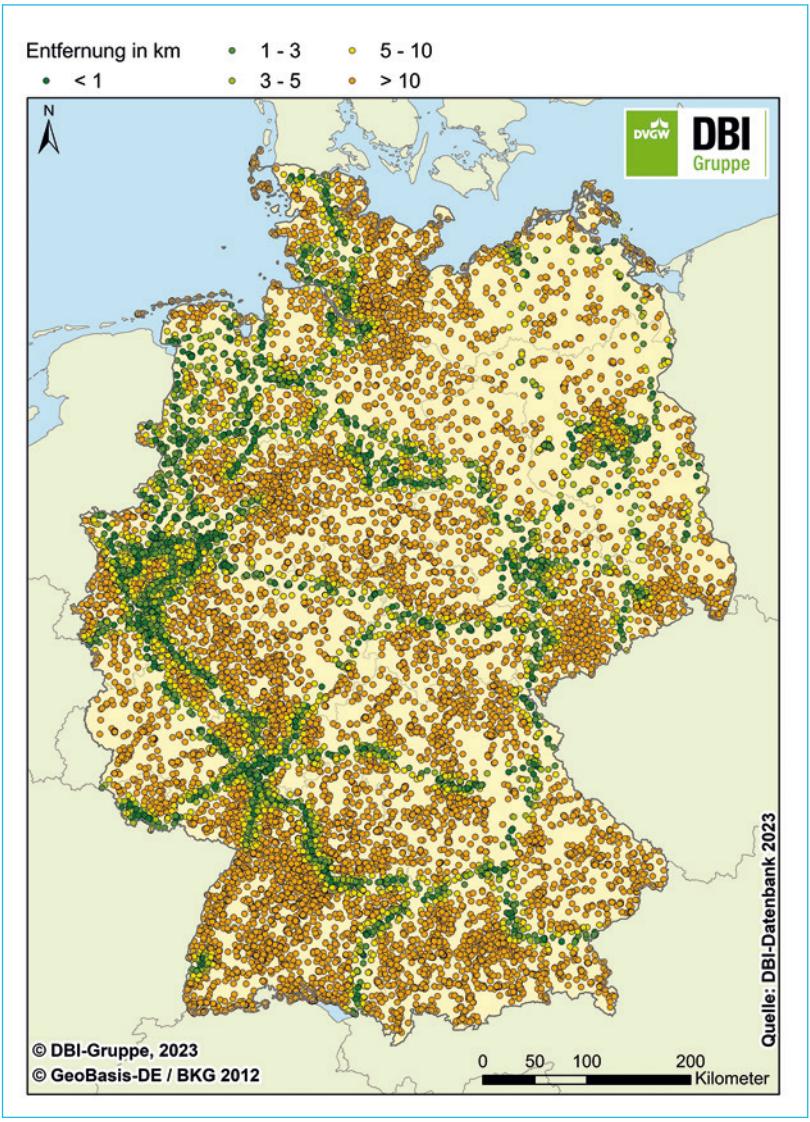


Abb. 2: Entfernungsanalyse der Kraftwerksstandorte zum H_2-Kernnetz

3. Theoretischer Gasbedarf und potenzielle Abwärme aus Kraftwerken

Im letzten Schritt der Studie wurde ermittelt, welche theoretischen Gasbedarfe je Kraftwerk benötigt werden und welche Menge an potenzieller Abwärme anfällt. Diese spielt bei den Kohlekraftwerken bereits jetzt eine wichtige Rolle für die netzgebundene Wärmeversorgung im Gebäudesektor (statistisch gesehen sind ca. 1,4 Mio. Haushalte an Fernwärmenetze angeschlossen, dies entspricht ca. 45 TWh/a [1]). Diese Kraftwerksstandorte werden somit im Zuge der kommunalen Wärmeplanung eine essenzielle, grundlastfähige Wärmequelle darstellen.

Für die Modellierung der Gasbedarfe wird weiterhin davon ausgegangen, dass die aktuellen Kohlekraftwerke perspektivisch mit Erdgas bzw. H_2 für die Stromerzeugung versorgt werden. Als Basis für die Ermittlung der theoretischen Gasbedarfe dient der Strommix 2022 [7]. In Summe liegen die theoretischen Gasbedarfe in Deutschland bei ca. 374 TWh, wobei der Großteil von den potenziell umgebauten Kohlekraftwerken benötigt wird. Auf Basis der Wirkungsgrade der jeweiligen Techniken zur Stromerzeugung wurde die potenzielle Abwärmemenge der Kraftwerke ermittelt. Diese entspricht ca. 170 TWh. Der größte Anteil entfällt dabei auf die potenziell umgestellten Kohlekraftwerke. Die modellierten Abwärmemengen auf Landkreisebene wurden anschließend mit den Wärmebedarfen im Gebäudesektor [4] zusammengeführt. Im Ergebnis kann der deutschlandweite Wärmebedarf im Wohnsektor von 627 TWh bilanziell mittels dieser potenziellen Abwärmemenge zu 27 % abgedeckt werden. In Abbildung 3 ist der prozentuale Anteil der Abwärme zur Deckung der Wärmebedarfe auf Landkreisebene dargestellt. Der Großteil der Landkreise (über 80 %) hat eine Abdeckung von unter 20 %. Einige Landkreise weisen eine theoretische Abdeckung von über 80 % auf. Dies sind vor allem Regionen, in denen aktuelle Gas- und Kohlekraftwerke installiert sind. Hier ist eine regionale Prüfung für die Nutzung der Abwärme zur leitungsgebundenen Wärmeversorgung essenziell, idealerweise bei der kommunalen Wärmeplanung.

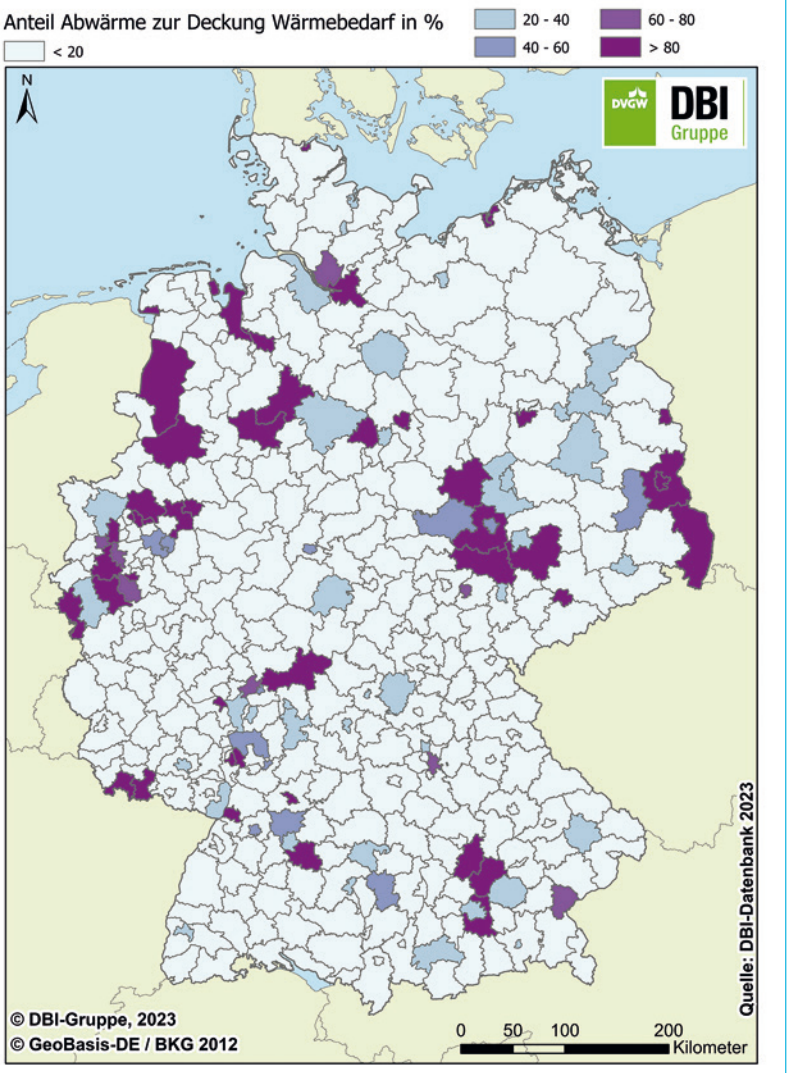


Abb. 3: Prozentualer Anteil der Abwärme zur Deckung der Wärmebedarfe auf Landkreisebene

4. Schlussfolgerung

Die Ergebnisse der Studie zeigen, dass das Gasverteilnetz (auch bei dem zukünftigen H_2-Kernnetz) weiterhin eine entscheidende Rolle für die Energieversorgung (sowohl für die Strom- aber auch Wärmeerzeugung) spielen wird. Dies liegt vor allem an der Vielzahl an kleineren Kraftwerksblöcken aber auch BHKW, welche mehr als einen Kilometer vom Erdgas-Fernleitungsnetz sowie

vom geplanten H_2-Kernnetz entfernt liegen und somit über ein Gasverteilnetz versorgt werden müssen. Um die Versorgungssicherheit in Deutschland zu gewährleisten, müssen die Gasverteilnetze erhalten bleiben, wenn die Strom- und Wärmegewinnung (Wärmenetze) über aktuelle Kraftwerksstandorte weiterhin abgedeckt werden soll. Aus wirtschaftlicher Sicht ist es sinnvoll, bestehende Standorte und Infrastruktur zu ertüchtigen und weiter zu nutzen, um Netzausbaukosten zu reduzieren. Aus diesem Grund müssen die Verteilnetze mittelfristig zu H_2-Verteilnetzen umgerüstet werden, um eine klimaneutrale, von Umwelteinflüssen unabhängige Energieversorgung sicherzustellen. Zusätzlich ist es wichtig, für die Bereitstellung großer Energiemengen das aktuell geplante H_2-Kernnetz zu erweitern, um den Großteil der Kraftwerksstandorte ausreichend versorgen zu können.

5. Quellen

[1] P. Pietsch, T. Wenzel, P. Heinrich, K. Pacco, S. Thams, J. Verheyen, O. Verheyen, B. Wortmann und J. Benthin: Zukunft Fernwärme: Untersuchung der Fern- und Nahwärmekapazitäten aus Kohle in Deutschland und daraus resultierende Potenziale für mit Gas erzeuter Fernwärme in KWK-Anlagen. DVGW, 2023.

[2] Makstammdatenregister, Bundesnetzagentur, 2023. [Online]. Available: https://www.marktstammdatenregister.de/MaStR (Stand: 8. September 2023).

[3] Kraftwerksliste, Bundesnetzagentur, 2023. [Online]. Available: https://www.netzentgelttransparenz.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Kraftwerksliste/start.html (Stand: 13. September 2023).

[4] DBI-Datenbank, 2023.

[5] *Basiskarte 2022* (H-Gas und L-Gas), FNB Gas, 2022. [Online]. Available: https://fnb-gas.de/wp-content/uploads/2022/12/2022_06_01_1_NEP_2022_Basiskarte_HGAs_LGAs_2-1.png (Stand: 10. Dezember 2023).

[6] *Wasserstoff-Kernnetz*, FNB Gas, November 2023. [Online]. Available: https://fnb-gas.de/wasserstoffnetz-wasserstoff-kernnetz/ (Stand: 1. Dezember 2023).

[7] *STROM-REPORT Zahlen.Daten.Fakten*, Strom-Report.com, 2022. [Online]. Available: https://strom-report.com/strommix/ (Stand: 14. Dezember 2023).

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

Transformation der Energieversorgung in der Automobilproduktion am Beispiel der Volkswagen AG

Andreas Lenk, Marcus Vogt und Christoph Herrmann

1. Das Ziel der Zero Impact Factory 37

2. Dekarbonisierung der Produktion als multidimensionales Entscheidungsproblem 40

3. Digitale Zwillinge als Werkzeug zur Bewertung von Energiesystemen 42

4. Energiesystemplanung mit digitalen Zwillingen am Beispiel Zwickau 43

5. Entwicklungspotenziale für Energiezwillinge in der Automobilproduktion 49

6. Zusammenfassung 50

7. Quellen 51

1. Das Ziel der Zero Impact Factory

Die menschengemachte Erderwärmung stellt derzeit eine der meistdiskutierten Herausforderungen für Wissenschaft, Industrie, Gesellschaft und Politik dar [1] [2] [3]. Mittelpunkt der Debatten sind Maßnahmen zur Einhaltung des Pariser Klimaschutzabkommens und des Umgangs mit den Folgen des Klimawandels.

Bereits heute sind die Auswirkungen des Klimawandels sichtbar. Dies zeigt sich anhand der steigenden Anzahl von Medienberichten zu Umweltkatastrophen wie bspw. Waldbränden in Australien [4] [5], Hurrikans in den USA [6] [7] [8] oder Überschwemmungen in Indien [9] [10]. Auch in Deutschland berichten Medien zunehmend über Extremwetterereignisse, wie etwa die Rekordhochwasser 2002 und 2013 in Sachsen [11] [12], die Flutkatastrophe in Nordrhein-Westfahlen [13] oder die diesjährigen Hochwasser im Saarland und in Süddeutschland [14] [15]. Aus Abbildung 1 ist ersichtlich, dass die Anzahl an Extremwetterereignissen in den letzten 50 Jahren signifikant zugenommen hat. Die steigende Anzahl an Ext-

remwetterereignissen zeigt, dass der Klimawandel zunehmend eine Bedrohung der menschlichen Lebensgrundlagen darstellt, welche die Gesellschaft, Wissenschaft, Politik und Wirtschaft vor neue soziale, ökonomische und ökologische Herausforderungen stellt.

Insbesondere großen Unternehmen, wie der Volkswagen Gruppe, welche global tätig sind, kommt bei der Bekämpfung der Erderwärmung eine besondere Verantwortung zu. Der Klimawandel stellt Volkswagen nicht nur vor neue wirtschaftliche Problemstellungen wie bspw. gestörte Lieferketten durch das Hochwasser in Slowenien [16] [17] oder Produktionsausfälle durch Extremtemperaturen in Argentinien, sondern auch vor die Frage, wie nachhaltig eine positive Wirkung für die Natur, die eigenen Mitarbeiter und die Gesellschaft erreicht wird.

Um diese Fragestellung zu beantworten, wurde im Konzern die regenerate+ plus Strategie entwickelt, welche Antworten zur nachhaltigen Ausrichtung des Unternehmens in den vier Dimensionen Natur, Belegschaft, Gesellschaft und Unternehmertum liefert. Da der Volkswagen Konzern derzeit für rund ein Prozent der weltweiten CO_2-Emissionen verantwortlich ist, ist ein wesentlicher Bestandteil dieser Strategie die Bekenntnis des Konzerns zum Pariser Klimaschutzabkommen und die aktive Transformation zum CO_2-neutralen Unternehmen unter dem Leitgedanken *go to zero* [18] [19] [20].

Ein zentrales Element ist dabei die Realisierung sogenannter *Zero Impact Factories*. Die Umweltziele des Konzerns sehen vor, den produktionsbedingten CO_2-Ausstoß bis 2030 um 50 % und bis 2040 um 90 % zu senken (gegenüber 2018). In Verbindung mit Kompensationsmaßnahmen soll so bereits 2040 eine klimaneutrale Produktion erreicht werden.

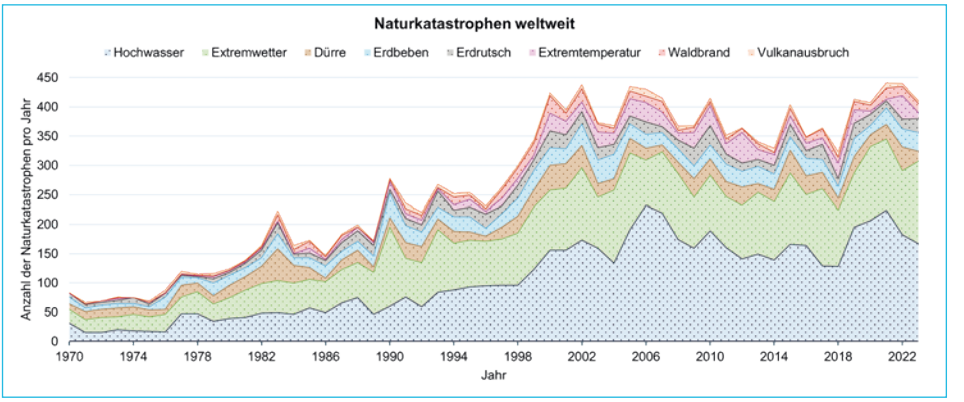


Abb. 1: Steigende Anzahl an Naturkatastrophen unter Verwendung von Daten aus [21]

Um das Ziel zu erreichen, wurde im Konzern eine Dekarbonisierungsstrategie entwickelt, welche aus drei Schritten besteht (Abbildung 2). Der erste Schritt ist die Steigerung der Energieeffizienz an allen Produktionsstandorten. Dieser um-

fasst die Umsetzung der ISO Norm 50.001, die Optimierung von Infrastruktur und Produktionsprozessen sowie die Digitalisierung. Hierauf aufbauend soll der Einsatz erneuerbarer Energien an den Produktionsstandorten stärker vorangetrieben werden. Ein wichtiges Element ist der Bezug von Grünstrom, bspw. durch den Abschluss von Power Purchase Agreements (PPA), sowie der Ausbau der regionalen Eigenproduktion. Zudem werden Prozesse, welche derzeit auf fossile Brennstoffe angewiesen sind, schrittweise elektrifiziert oder durch Power-to-X-Prozesse abgelöst. Emissionen, welche nicht durch die getroffenen Maßnahmen eliminiert werden konnten, sollen in einem dritten Schritt durch Klimaprojekte bzw. den Kauf von Umweltzertifikaten kompensiert werden, um das Ziel der CO_2-Neutralität zu erreichen.

Insbesondere die Auswahl von geeigneten Technologien in Schritt zwei erfordert neue Herangehensweisen, um Energiesysteme gesamtheitlich zu betrachten und unter Berücksichtigung aller Wechselwirkungen die kostenoptimale Versorgungsvariante auszuwählen. Einen Lösungsansatz, welcher sich sowohl in den ersten Schritt unter dem Themenbereich der Infrastrukturoptimierung und Digitalisierung als auch in den zweiten Schritt unter dem Aspekt der Entwicklung einer Energiestrategie einordnen lässt, ist der Einsatz digitaler Energiezwillinge.

In diesem Beitrag wird ein Ansatz zur gesamtheitlichen Bewertung der Transformation zur *Zero Impact Factory* unter Verwendung eines digitalen Energiezwillings vorgestellt. Digitale Energiezwillinge unterstützen die Auswahl einer kostenoptimalen Kombination aus verschiedenen Technologien für die Erreichung der CO_2-Ziele. Sie ermöglichen es, innerhalb eines virtuellen Abbildes des Energieversorgungssystems verschiedene Energieversorgungsszenarien zu simulieren und anschließend das optimale Szenario für einen Produktionsstandort auszuwählen.

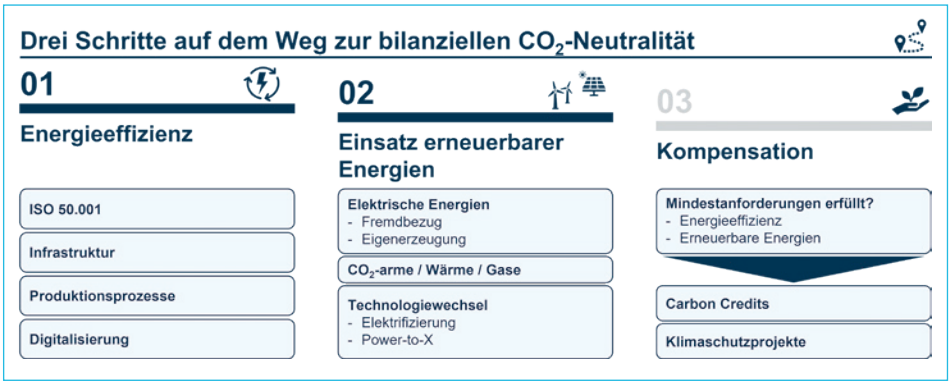


Abb. 2: Aufbau der Dekarbonisierungsstrategie bei Volkswagen

2. Dekarbonisierung der Produktion als multidimensionales Entscheidungsproblem

Das Ziel der Dekarbonisierungsstrategie ist eine kosteneffiziente Realisierung von CO_2-neutralen Produktionsstandorten bei Volkswagen. Hierfür ist es erforderlich, dass neue Technologien und Konzepte zur Transformation der Energieversorgung bereits frühzeitig hinsichtlich ihrer Umweltauswirkungen und der Wirtschaftlichkeit bewertet werden.

Nach heutigem Planungsprinzip werden Fabriksysteme abteilungsübergreifend unter Einbeziehung externer Planungsbüros geplant. Die Planung und Umsetzung findet dabei je nach Fachgebiet in einzelnen Unterabteilungen statt, welche eine hohe Expertise auf dem jeweiligen Themengebieten besitzen (Projektmanagement, Bauplanung, Versorgungstechnik, Elektrotechnik). Die Auslegung der einzelnen Fabrikbestandteile sowie die Bewertung der ökonomischen und ökologischen Auswirkungen erfolgt i. d. R. auf Erfahrungswerten aus vorangegangenen Projekten. Entsprechende fachgebietsübergreifende Informationen werden hierbei in regelmäßigen Projektmeetings ausgetauscht. Es besteht derzeit noch keine gesamtheitliche Betrachtungsebene, die es ermöglicht, alle Einflussfaktoren in einer Technologiebewertung zu berücksichtigen. Eine gesamtheitliche Betrachtung über die vollständige Lebensdauer der Systeme wird benötigt, um Investitions- und Betriebskosten sowie die anfallenden Planungskosten und potenzielle Fehlplanungen zu reduzieren.

Aufgrund der zunehmenden Technologievielfalt, welche dafür sorgt, dass sich die Planung von Versorgungssystemen immer mehr zu einem interdisziplinären Fachgebiet entwickelt, der anhaltenden Volatilität an den Energiemärkten sowie den finanziellen und organisatorischen Rahmenbedingungen innerhalb des Konzerns ist eine transparente Bewertung unter Berücksichtigung aller Einflussfaktoren hoch komplex. Die technische Variantenvielfalt, welche ein solches Energieversorgungssystem annehmen kann, ist exemplarisch in Abbildung 3 dargestellt.

Bei genauerer Betrachtung von Versorgungssystemen in Fahrzeugfabriken wird deutlich, dass diese in ihrem grundsätzlichen Aufbau eine hohe Ähnlichkeit zu öffentlichen Versorgungssystemen besitzen. Auch in Fahrzeugfabriken bauen Energiesysteme grundlegend auf drei Verteilnetzen sowie unterschiedlichen Verbrauchern auf. Hierbei handelt es sich um das Wärme-, das Strom- und das Gasnetz, wobei das Stromnetz in verschiedene Spannungsebenen aufgeteilt werden kann. Ergänzt werden diese zudem durch Wasser-, Kühlwasser- und Druckluftnetze, auf deren Darstellung aus Gründen der Übersichtlichkeit verzichtet wurde. Mithilfe dieser Verteilsysteme erfolgt die Energiebereitstellung in den einzelnen Gewerken, den Logistikbereichen sowie den administrativen Einrichtungen.

Zwischen den Versorgungsnetzen und den Verbrauchern besteht eine hohe Anzahl an Wechselwirkungen, wobei verschiedenste Technologien für die Umwandlung und Speicherung von Energie zum Einsatz kommen. Hierbei handelt es sich sowohl um konventionelle Verfahren der Wärme- und Stromproduktion (bspw. durch die Verbrennung von Kohle und Erdgas), durch welche bis heute der größte Teil des Energiebedarfes gedeckt wird, als auch regenerative Ansätze wie bspw. die vermehrte Produktion von elektrischer Energie aus Windkraft und Photovoltaik. Allein anhand der technischen Vielfalt wird deutlich, dass unter Verwendung der aktuellen Planungsprinzipen keine manuelle Auswahl der besten Technologiekombination möglich ist, sondern neue Werkzeuge für die Bewertung benötigt werden.

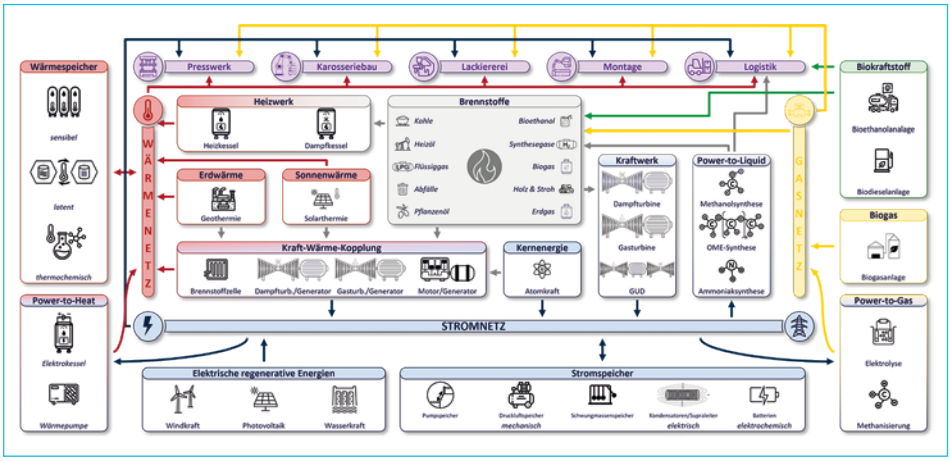


Abb. 3: Systemkomplexität eines Energieversorgungssystems in der Automobilproduktion

Zusätzlich erschwert wird die Auswahl zudem durch weitere volkswagen- und standortspezifische Einflussfaktoren, welche ebenfalls berücksichtigt werden müssen. Auf technischer Ebene handelt es sich dabei um die am Standort bereits installierten Anlagen sowie die zur Verfügung stehenden Energieträger. Aus finanzieller Sicht müssen Investitionslimits, Amortisationszeiten, Technologiepreise, Fördermöglichkeiten und Energiepreise berücksichtigt werden. Darüber hinaus sind zudem organisatorische Faktoren wie die zur Verfügung stehenden Personalressourcen, die Umsetzungsdauer, das für die nächsten Jahre geplante Produktionsprogramm und die erforderliche Versorgungssicherheit von Bedeutung. Die Vielzahl an Einflussfaktoren führt dazu, dass es sich bei der Auswahl der richtigen Technologiekombination zur wirtschaftlichen Realisierung der CO_2-Ziele um ein standortindividuelles Problem handelt, welches auf mehreren Ebenen betrachtet werden muss und neue Verfahren zur Bewertung erfordert.

3. Digitale Zwillinge als Werkzeug zur Bewertung von Energiesystemen

Ein Lösungsansatz, mit welchem die Systemkomplexität aufgelöst und der Planungsaufwand reduziert werden kann, ist der Einsatz von digitalen Energiezwillingen für die ganzheitliche Bewertung. Unter einem digitalem Energiezwilling versteht man hierbei ein virtuelles Abbild des physischen Energiesystems, welches das reale Verhalten widerspiegelt. Im Gegensatz zu herkömmlichen Simulationsmodellen basiert ein digitaler Zwilling auf dem Datenaustausch zwischen einem realen und einem damit verbundenen virtuellem System [22] [23].

Da digitale Zwillinge im Energiesektor ein hohes Potenzial sowohl für die strategische Ausrichtung der Energieproduktion und -speicherung als auch für die Optimierung der Betriebsweise sowie des Energiehandels am Spotmarkt bieten, sind sie in den letzten Jahren zunehmend in das Interessenzentrum von Industrie und Forschung gerückt [23] [24] [25] [26]. Bereits heute existiert eine Vielzahl an Veröffentlichungen, in denen der Einsatz von digitalen Energiezwillingen für verschiedenste Anwendungsgebiete und Detaillierungsgrade untersucht wird [27] [28]. Hieraus lässt sich schließen, dass der digitale Energiezwilling auch ein leistungsfähiges Werkzeug für die Realisierung von kostenoptimalen *Zero Impact Factories* in der Fahrzeugfertigung darstellt. Die mit dem Einsatz von digitalen Energiezwillingen in der Fahrzeugproduktion verbundenen Möglichkeiten wurden dabei nicht nur von Volkswagen, sondern auch von anderen Fahrzeugproduzenten wie BMW und Mercedes erkannt, welche derzeit ebenfalls die Verwendung von digitalen Energiezwillingen erproben [29].

Die grundsätzliche Funktionsweise für die Realisierung eines digitalen Energiezwillings bei Volkswagen ist in Abbildung 4 dargestellt. In den meisten Volkswagenstandorten wird bereits heute ein Großteil der relevanten Daten in der Gebäudeleittechnik und/oder in Energiedatenmanagementsystemen erfasst. Hierzu zählen der Energiebedarf der einzelnen Hallen sowie der sich darin befindlichen Anlagen, Steuerungsparameter für die Regelung der verschiedenen Netze (Drücke, Temperaturen, Durchflüsse), Wetterdaten und Produktionsparameter. Zudem wurden im Rahmen der gesetzlichen Meldepflicht, welche mit dem im letzten Jahr erlassenen Wärmeplanungsgesetz (WPG) einhergeht, bereits potenzielle Abwärmequellen für deutsche Fertigungsstandorte identifiziert.

Diese Daten bilden die Grundlage für den Aufbau des digitalen Energiezwillings. Um sie für das virtuelle System nutzbar zu machen, müssen die Daten aus den unterschiedlichen Datenbanken abgerufen und auf Fehler wie bspw. Ausreißer geprüft werden. Anschließend kann das virtuelle Abbild des Energiesystems basierend auf diesen Daten parametrisiert werden. Innerhalb des so entstehenden Modells können danach einzelne Variablen variiert und un-

terschiedliche Szenarien simuliert werden. Durch die Auswertung der Simulationen können Handlungsempfehlungen für eine strategische Ausrichtung der Energieversorgung oder Steuerungsanweisungen für eine kostenoptimale Betriebsweise generiert werden.

Die gewonnenen Erkenntnisse werden anschließend in das Realsystem übertragen. Nach der Anpassung des Energiesystems werden fortlaufend weitere Daten aufgenommen, welche anschließend wieder an das virtuelle System übertragen werden, um weitere Optimierungspotenziale zu identifizieren. Damit entsteht eine kontinuierliche Verbesserungsschleife.

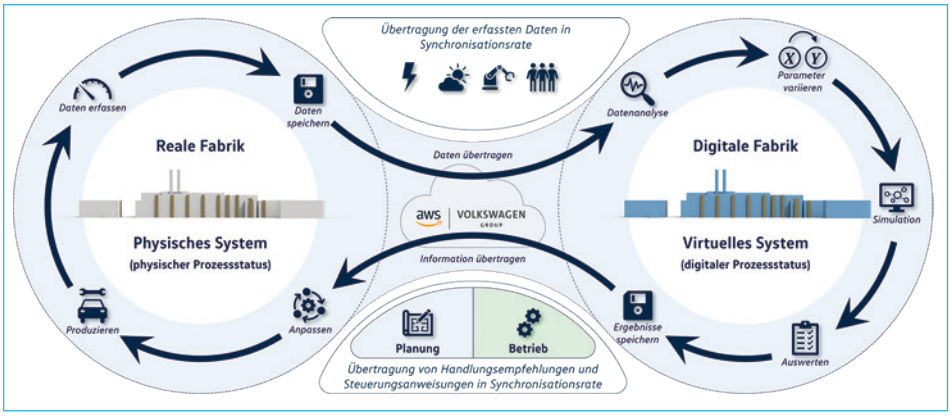


Abb. 4: Funktionsweise des digitalen Zwillings bei der Volkswagen AG

4. Energiesystemplanung mit digitalen Zwillingen am Beispiel Zwickau

Im Rahmen einer ersten Untersuchung zu den Anwendungsmöglichkeiten von digitalen Energiezwillingen wurden innerhalb des Volkswagen-Konzerns verschiedene Softwarelösungen an unterschiedlichen Produktionsstandorten erprobt, wobei den jeweiligen Softwarelösungen unterschiedliche Modellierungs- und Bewertungsansätze zugrunde liegen. Nachfolgend sollen die Ergebnisse, die für den Standort Zwickau unter Verwendung eines digitalen Energiezwillings in Kombination mit einer mathematischen Optimierung ermittelt wurden, vorgestellt werden.

Das Fahrzeugwerk Zwickau ist das erste Werk des Volkswagen-Konzerns, das vollständig von der Produktion von Fahrzeugen mit Verbrennungsmotoren auf die Fertigung von Elektrofahrzeugen umgerüstet wurde. Heute werden am Standort Modelle der Marken Volkswagen, Seat und Audi gefertigt sowie Karosserien für die Luxusmarken Bentley und Lamborghini. Als Vollwerk ist der Standort dabei in der Lage, alle für die Fahrzeugfertigung relevanten Schritte

vor Ort abzubilden. Mit einer Stammbelegschaft von rund 10.000 Mitarbeitern und einem Produktionsvolumen von bis zu 1.500 Fahrzeugen pro Tag handelt es sich um ein repräsentatives Werk mittlerer Größe.

Als Vorreiter bei der Transformation zum Elektromobilitätsanbieter weist auch die klimaneutrale Produktion der Fahrzeuge eine hohe Bedeutung für den Standort Zwickau auf. Bereits heute gilt das Werk durch den Einkauf von Grünstrom, der in österreichischen Wasserkraftwerken produziert wird, und die Kompensation der CO_2-Emissionen in Folge der Erdgasverbrennung durch CO_2-Zertifikate als bilanziell klimaneutral. Aber auch die Emissionen aus dem Erdgaseinsatz sollen mittel- bis langfristig durch Prozessanpassungen und Technologiewechsel vermieden werden, um die CO_2-Ziele des Konzerns einzuhalten. Dazu wurde mithilfe eines digitalen Energiezwillings eine Strategie erarbeitet.

Ausgangsbasis sind die CO_2-Emissionen des Standortes im Vergleichsjahr 2018. Hierbei handelt es sich um rund 53.000 t CO_2, die durch die Wärmeproduktion innerhalb des Erdgasheizhauses, die Strom- und Wärmeproduktion im Blockheizkraftwerk (BHKW) sowie prozessbasierte Erdgasbedarfe innerhalb der Lackiererei (Abluftreinigung und Dachbeflammung) entstehen.

Für die Berechnung der strategischen Ausrichtung wurde die Betrachtung in die Zielhorizonte 2030 (50 % Reduktion) und 2040 (90 % Reduktion) unterteilt, wobei der Zielpfad für das Jahr 2040 auf den Ergebnissen von 2030 aufbaut. Anschließend wurde für beide Zielhorizonte der Optionsraum definiert. Eine stark vereinfachte Darstellung des Optionsraums für den Standort Zwickau zeigt Abbildung 5.

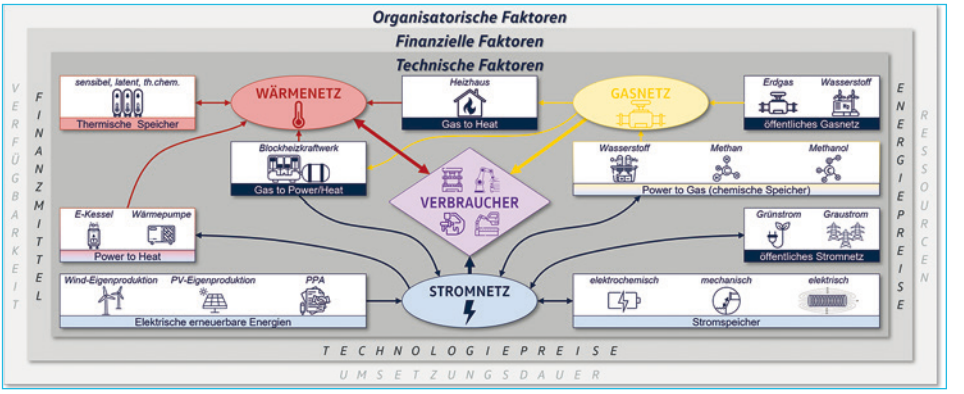


Abb. 5: Optionsraum in der Energiesystemgestaltung am Beispiel des Standortes Zwickau

Der Optionsraum setzt sich aus organisatorischen, finanziellen und technischen Faktoren zusammen. Aus organisatorischer Sicht wurden zu Beginn einheitliche Bauzeiten für die Umsetzung verschiedener Technologien definiert. Im Hinblick auf finanzielle Einflussgrößen wurden ein standortspezifisches Investitions-

limit, ein interner Zinssatz sowie technologiespezifische Abschreibungsdauern definiert. Außerdem wurden Preisprognosen für verschiedene Energieträger erstellt. Aufgrund der gesonderten Versorgungssituation beim Bezug von elektrischer Energie, welche den Abschluss von langfristigen Stromverträgen mit dem internen Energieversorger Volkswagen Kraftwerk beinhaltet, wurde von einem konstanten Strompreis ausgegangen (kein Spotmarkthandel). In diesem Zusammenhang wurde für den Zielhorizont bis 2030 auch eine Investition in eigene Stromproduktionsanlagen ausgeschlossen (Windkraft und Photovoltaik).

Aus technischer Sicht fließen sowohl die bereits bestehenden Versorgungseinrichtungen als auch mögliche neue Technologien in die Betrachtung ein. Wie in Abbildung 5 ersichtlich, basiert das Versorgungssystem des Fahrzeugwerkes Zwickau auf drei Verteilnetzen sowie unterschiedlichen Verbrauchern. Aus Gründen der Übersichtlichkeit wurde auf die Darstellung von Wasser-, Kühlwasser- und Druckluftnetzen verzichtet.

Sowohl das Strom- als auch das Gasnetz des Fahrzeugwerkes Zwickau sind an öffentliche Versorgungssysteme angeschlossen. Das Wärmenetz wird hingegen derzeit nur durch die Wärmeproduktion des Erdgasheizhauses und des BHKWs gespeist, wobei mit der Errichtung des BHKWs auch ein Warmwasserspeicher installiert wurde.

Neben dem Bezug von Grünstrom über das öffentliche Stromnetz verfügt das Fahrzeugwerk Zwickau zudem über ein Windrad und zwei interne Photovoltaikanlagen, die elektrische Energie direkt in das Werksnetz einspeisen. Außerdem besteht ein PPA mit einem regionalen Energieanbieter. Ergänzt wird die Stromproduktion durch drei Second-Life Lithium-Ionen-Speicher, welche in den PV-Anlagen produzierte Energie für die Ladung von Elektrofahrzeugen zwischenspeichern.

Ausgehend von den bereits bestehenden Technologien wurde für den Zielhorizont 2030 eine Technologievorauswahl basierend auf Wirtschaftlichkeit, Prognosesicherheit und Realisierbarkeit am Standort Zwickau getroffen. Wie bereits erwähnt, wurde die Möglichkeit zur Integration von neuen eigenen regenerativen Energieproduktionsanlagen aufgrund der bestehenden Bezugsvereinbarung mit Volkswagen Kraftwerk ausgeschlossen. Zudem wurde der Aufbau eigener werksnaher Windkraft- oder Photovoltaik-Anlagen auch aufgrund mangelnder Flächen nicht weiter betrachtet. Als potenzielle Flächen für eine zeitnahe Integration von Photovoltaik-Anlagen wurden hierbei unter Berücksichtigung der statischen Gegebenheiten zwei Hallendächer sowie Abstellplätze identifiziert.

Ebenfalls aufgrund von Flächenmangel wurde der Einsatz von Oberflächengeothermie aus der Betrachtung ausgeschlossen. Zudem wurde der Aufbau weiterer Second-Life-Speicher aufgrund der nicht verfügbaren Batteriemodule nicht berücksichtigt. Für den Einsatz von Wasserstoff wurde darüber hinaus die

Annahme getroffen, dass bis 2030 kein Anschluss an das öffentliche Gasnetz (Wasserstoffkernnetz) für das Fahrzeugwerk Zwickau erfolgt und auch die Eigenproduktion nicht wirtschaftlich realisierbar ist.

Der Optionsraum für den Zeithorizont 2040 wurde demgegenüber deutlich erweitert. Es wurden zum einen die Investition in eigene regenerative Energieproduktionsanlagen zugelassen und zum anderen auch die für die Integration zur Verfügung stehenden Flächen auf zusätzliche Dach- und Parkflächen erweitert. Außerdem wurde sowohl die Verfügbarkeit einer finanzierbaren Wasserstoffversorgung über das Wasserstoffkernnetz als auch die Eigenproduktion von Wasserstoff als mögliche Optionen betrachtet.

Neben den technologischen Einschränkungen für die Integration neuer Technologien wurde zudem ein Ende der Lebensdauer für das BHKW im Zeitraum 2028–2029 und für die Erdgasboiler des Heizhauses im Jahr 2038 definiert. Ein Weiterbetrieb würde ab diesem Zeitpunkt ein Retrofit erfordern.

Im Anschluss an die Definition des Optionsraums wurden die erforderlichen Daten für die Parametrisierung des virtuellen Energiesystems erhoben. Es wurde sich hierbei für eine vereinfachte Modellierung der Werksnetze bis auf Ebene der einzelnen Produktionshallen entschieden. Um eine Modellierung in dieser Detaillierungstiefe zu realisieren, wurden Lastgänge für den Wärme- und Strombedarf der einzelnen Hallen aus den Jahren 2022 und 2023 erhoben. Für relevante Bereiche wurden zudem die Kälte- und Druckluftlastgänge erfasst. Außerdem wurden die Erdgasbedarfe, welche in Folge der Abluftreinigung und prozessbedingt innerhalb der Lackiererei entstehen, aufgenommen.

Neben den Lastgängen zu den Energiebedarfen wurden auch die entsprechenden Erzeugungs- und Speicherprofile der bestehenden Anlagen erhoben. Ergänzt wurde dies durch spezifische Kennzahlen zu technischen Anlagen, bspw. die maximale Leistung bestehender Transformatoren sowie Leistungskennzahlen zu technischen Nachverbrennungsanlagen und Wirkungsgraden. In Summe wurden hierbei 173 Lastgänge für den Aufbau des digitalen Energiezwillings aufgenommen, aufbereitet und in eine Datenbank übertragen. Zusätzlich wurden die Daten des Energiesystems durch Wetterdaten sowie Energie- und Technologiepreise angereichert.

Basierend auf dem erstellten Abbild des Energiesystems sowie den definierten Zielgrößen erfolgte anschließend die Erarbeitung bestimmter Zukunftsszenarien. Hierfür wurde mithilfe einer numerischen Optimierungsfunktion die kostenoptimale Kombination und Dimensionierung von Technologien für die Zielhorizonte 2030 und 2040 ausgewählt sowie eine entsprechende Investitions-Roadmap erstellt. Die hiermit für das Fahrzeugwerk Zwickau entwickelte Energiestrategie ist in Abbildung 6 dargestellt.

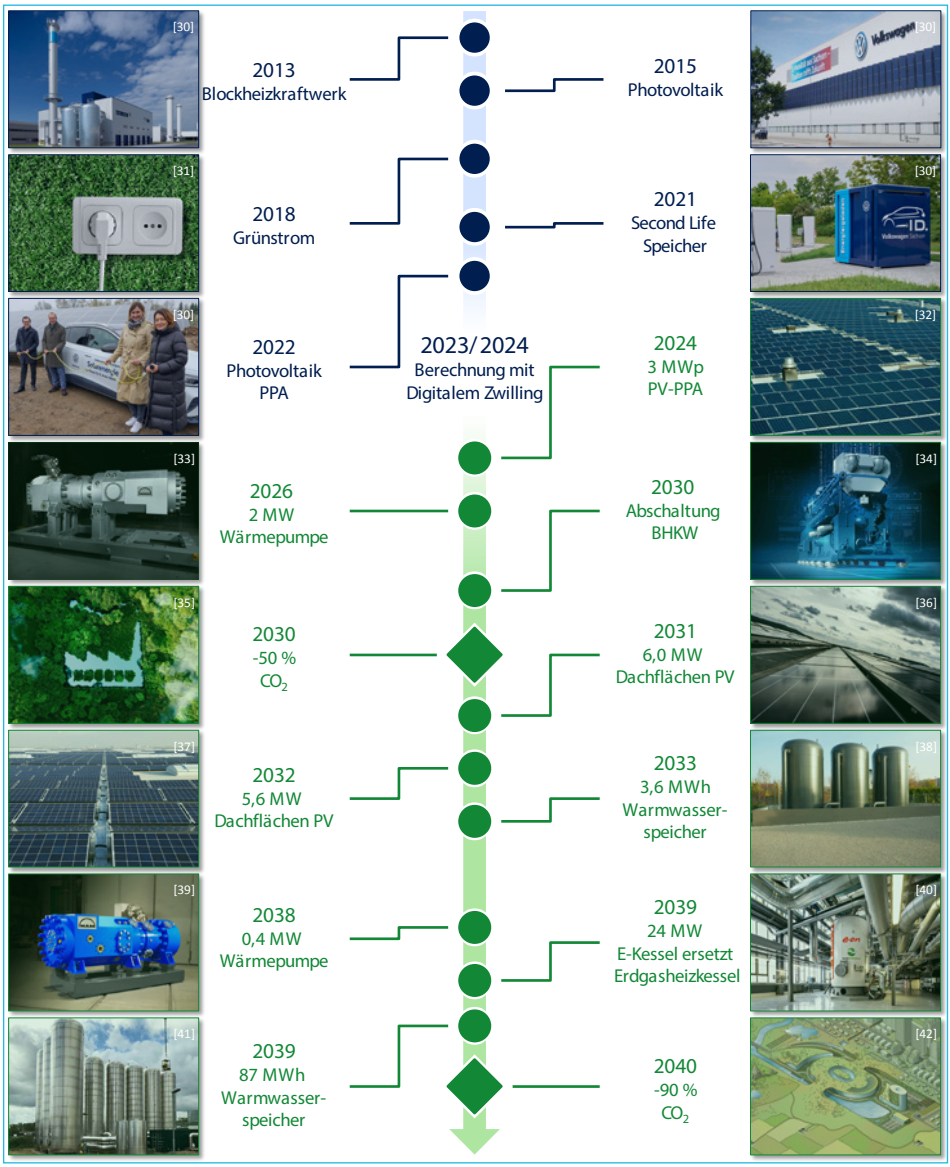


Abb. 6: Transformationsstrategie am Beispiel des Standortes Zwickau [30] [31] [32] [33] [34] [35] [36] [37] [38] [39] [40] [41] [42]

Aus Abbildung 6 ist ersichtlich, dass bis zum Jahr 2030 der Abschluss eines Photovoltaik-PPA (zur günstigen Strombereitstellung), die Integration einer Wärmepumpe sowie die Abschaltung des BHKWs angestrebt werden. Hierbei wurde von einem PPA ausgegangen, in welchem die identifizierten Dachflächen auf

dem Werksgelände durch einen Investor genutzt werden. Die dabei berechnete Betriebsstrategie für die Wärmeversorgung sowie die Reduktion der CO_2- Emissionen sind exemplarisch in Abbildung 7 dargestellt.

In der Abbildung ist zu erkennen, dass mit der Integration der Wärmepumpe auch die Wärmeproduktion durch das BHKW erhöht wird. Dies ist darauf zurückzuführen, dass dem Modell die Prämisse zugrunde liegt, dass die Stromproduktion innerhalb des BHKWs günstiger ist als der Einkauf von Grünstrom. Infolge dessen wird eine CO_2-Einsparung erst durch die schrittweise Abschaltung des BHKWs ab dem Jahr 2029 erzielt.

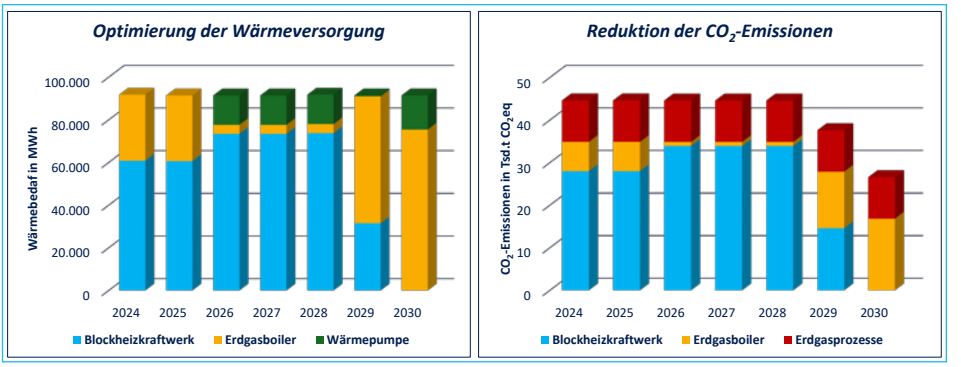


Abb. 7: Berechnete Betriebsweise zur Optimierung der Wärmeversorgung und Reduktion der CO_2-Emissionen

Um nach der Abschaltung des BHKWs weiterhin eine günstige Stromversorgung zu gewährleisten, wurde zudem errechnet, dass es ab dem Jahr 2031 sinnvoll ist, selbst in Photovoltaik zu investieren und verbleibende Dach- und Packflächen auf dem Werksgelände zur Stromproduktion zu nutzen. Aus wirtschaftlichen Gründen ist außerdem die Integration eines Wärmespeichers erforderlich. Um die CO_2-Ziele für das Jahr 2040 zu erreichen, müssen darüber hinaus die bestehenden Erdgasboiler ersetzt werden. Hierfür muss ein deutlich größerer Wärmespeicher in das System integriert werden. Außerdem konnte anhand des digitalen Zwillings festgestellt werden, dass es wirtschaftlicher ist, die bestehenden Erdgaskessel durch Elektrodenheizkessel zu ersetzen, anstatt weitere Wärmepumpen zu integrieren. Dies ist darauf zurückzuführen, dass für den Betrieb der Wärmepumpen der Kühlwasserstrom als Abwärmequelle genutzt wird. Während einer produktionsfreien Zeit würde diese Abwärmequelle jedoch nicht zur Verfügung stehen, weshalb ein Elektrodenheizkessel in Verbindung mit Warmwasserspeichern zur Abdeckung der Grundlasten erforderlich wird.

5. Entwicklungspotenziale für Energiezwillinge in der Automobilproduktion

Im vorangegangenen Abschnitt wurden die Erprobung des digitalen Energiezwillings für die strategische Ausrichtung der Energieversorgung am Standort Zwickau vorgestellt sowie die Strategie, welche unter Anwendung einer mathematischen Optimierung berechnet wurde. Die Erprobung des digitalen Energiezwillings hat gezeigt, dass dieser ein hohes Potenzial für die Optimierung der Energiesysteme in Automobilfabriken aufweist. Allerdings wurde ebenfalls erkennbar, dass sich weitere Entwicklungspotenziale aus der aktuellen Anwendung ergeben.

Die Berechnung der optimalen Energiestrategie zur Erreichung der CO_2-Ziele im Hinblick auf die Minimierung von Investitions- und Betriebskosten über einen Zeitraum von bis zu 16 Jahren weist eine sehr hohe Abhängigkeit von Annahmen zu zukünftigen Energie- und Technologiepreisen auf. Aufgrund der anhaltend hohen Volatilität an den Energiemärkten sowie der Vielzahl an neuen Technologien, welche entwickelt werden, ist es sinnvoll, ein jährliches Review der Energiestrategie durchzuführen. Zu diesem Zweck ist es notwendig, digitale Energiezwillinge als einheitliches Planungswerkzeug im Konzern zu implementieren und in der Systemarchitektur zu verankern. Außerdem ist es erforderlich, die digitalen Zwillinge an die Gebäudeleittechnik- und Energiedatenmanagementsysteme anzubinden, um eine kontinuierliche Synchronisation des virtuellen Abbildes mit dem physischen Energiesystem zu gewährleisten. Die bisher erprobten Ansätze weisen noch das Demonstrationsstadium eines digitalen Schattens auf, da die Datenübertragung hierbei manuell realisiert wurde und keine tatsächliche Synchronisation stattfindet.

Einen weiterer Optimierungsansatz ist die Modularisierung der digitalen Energiezwillinge. Aktuell ist ein hoher Zeit- und Personalaufwand für den Aufbau von digitalen Energiezwillingen erforderlich. Fabriken des Volkswagen-Konzerns werden jedoch grundsätzlich nach internen Standards errichtet. Hieraus ergibt sich die Möglichkeit, den digitalen Energiezwilling für einzelne Fertigungssegmente zu modularisieren und somit einfacherer und schneller in weitere Produktionsstandorte zu übertragen. In diesem Zusammenhang wird derzeit die Verwendung bereits im Einsatz befindlicher Softwarelösungen geprüft. In bisher erprobten Ansätzen wurde lediglich externe Software verwendet, die eine gesamtheitliche Betrachtung von Energiesystemen ermöglicht. Da für diese Softwarelösungen jedoch keine Erfahrungswerte im Konzern vorliegen, müssen Modelle zunächst aufwendig aufgebaut werden. Im Rahmen des Fabrikplanungsprozesses kommen jedoch bereits heute vereinzelt Simulationswerkzeuge für die Planung von Elektrotechnik und Wärmeversorgung zum Einsatz. Der Aufbau eines digitalen Zwillings unter Verwendung dieser Softwarelösungen würde den Vorteil besitzen, dass bestehendes Knowhow und

eine Vielzahl an Planungsunterlagen weiter genutzt werden könnten. Ein weiterer Vorteil wäre zudem die Nutzung zur Detailausplanung. Bisher durch eine mathematische Optimierung berechnete Ergebnisse weisen nur ein mathematisches Optimum im Hinblick auf die Technologiedimensionierung aus. Dieses Optimum berücksichtigt keine Sicherheitsfaktoren und keine Dimensionen der technischen Anlagen. Es ist notwendig, nach der Identifikation der Technologie-Roadmap eine detailliertere Durchplanung des Versorgungssystems durchzuführen. Hierfür könnte ebenfalls die bereits heute im Einsatz befindliche Software genutzt werden.

Weitere Entwicklungspotenziale ergeben sich bei der Detaillierung der digitalen Zwillinge. Eine höhere Detailtiefe auf Ebene der Prozesse und Anlagen könnte nicht nur für eine strategische Auslegung des Versorgungssystems genutzt werden, sondern auch zur Planung von Technologiewechseln, bspw. im Fertigungsbereich der Lackiererei. Es wäre somit möglich, direkte Auswirkungen auf das Energiesystem festzustellen, bspw. durch einen Wechsel von Erdgastrocknern auf Infrarotstrahler.

Ein Modell, welches diese Detaillierungstiefe aufweist, könnte darüber hinaus bei einer Synchronisation in Echtzeit für die Optimierung der Betriebsweise eingesetzt werden. Hierbei könnten Steuerungsanweisungen basierend auf Prognosen zu Energiebedarf, Energiepreisen und Energieverfügbarkeit berechnet werden. Diese Steuerungsanweisungen würden es ermöglichen, von günstigen Energiepreisen zu profitieren.

6. Zusammenfassung

Viele deutsche Industrieunternehmen, darunter auch die Automobilindustrie mit ihren Zulieferunternehmen, streben eine klimaneutrale Herstellung ihrer Produkte an. So beabsichtigt beispielsweise der Volkswagen-Konzern, den CO_2-Ausstoß in der Produktion bis 2030 um 50 % und bis 2040 um 90 % zu reduzieren.

Die Transformation bestehender Versorgungssysteme auf eine sichere, bezahlbare sowie klimaneutrale Strom- und Wärmebereitstellung stellt aufgrund der Vielzahl an möglichen Technologien sowie den volkswagen- und standortspezifischen Einflussgrößen eine sehr komplexe Aufgabe dar. Zur Lösung ist ein ganzheitliches Verständnis der Einflussgrößen und geeigneten Kombinationen der verfügbaren Technologien unter Berücksichtigung der regionalen und fertigungsbezogenen Anforderungen erforderlich.

Im Beitrag wurde der digitale Energiezwilling als Werkzeug für die gesamtheitliche Betrachtung von Energiesystemen vorgestellt. Es wurde sowohl auf das Vorgehen im Aufbau digitaler Energiezwillinge eingegangen als auch auf die mit-

hilfe eines digitalen Zwillings ermittelte Energiestrategie für das Fahrzeugwerk Zwickau. Abschließend wurden derzeitige Herausforderungen sowie das zukünftige Entwicklungspotenzial in Bezug auf den Einsatz von digitalen Energiezwillingen bei Volkswagen diskutiert.

7. Quellen

[1] A. Schmidt, A. Ivanova und M. S. Schäfer, Media attention for climate change around the world: A comparative analysis of newspaper coverage in 27 countries, *Global Environmental Change*, Jg. 23, Nr. 5, S. 1233–1248, 2013. doi: 10.1016/j.gloenvcha.2013.07.020. [Online]. https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S095937801300126X (Stand: 12.07.2024).

[2] M. Crispino und M. Loberto, Do people pay attention to climate change? Evidence from Italy, *Journal of Economic Behavior & Organization*, Jg. 219, S. 434–449, 2024. doi: 10.1016/j.jebo.2024.01.028. [Online]. https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0167268124000349 (Stand: 12.07.2024).

[3] C. Lübke, Wahrnehmung des Klimawandels als gesellschaftliches Problem, *Bundeszentrale für politische Bildung*, 23. Juni 2021. [Online] https://www.bpb.de/kurz-knapp/zahlen-und-fakten/datenreport-2021/umwelt-energie-und-mobilitaet/330375/wahrnehmung-des-klimawandels-als-gesellschaftliches-problem/(Stand: 18. Mai 2024).

[4] DER SPIEGEL, Buschfeuer: Forscher weisen „Brandwetter" in Australien nach, *DER SPIEGEL*, 14. Januar 2020. [Online] https://www.spiegel.de/wissenschaft/natur/australien-was-der-klimawandel-mit-den-braenden-zu-tun-hat-a-03acb3d9-5a54-4791-b54a-281dce931592 (Stand: 18.05.2024).

[5] Buschfeuer in Australien breitet sich weiter aus, *tagesschau.de*, 23. Februar 2024. [Online] https://www.tagesschau.de/ausland/ozeanien/australien-buschfeuer-134.html (Stand: 18.05.2024).

[6] Hurrikan „Idalia" verursacht in Florida Sturmfluten und Überschwemmungen, *tagesschau.de*, 30. August 2023. [Online] https://www.tagesschau.de/ausland/amerika/hurrikan-idalia-florida-land-sturmfluten-100.html (Stand: 18.05.2024).

[7] W. B. und J. Jones, 2023 Hurricane Season Ends: A Recap of This Year's Storms, *The New York Times*, 02. Dezember 2023. [Online] https://www.nytimes.com/interactive/2023/12/02/us/hurricane-season-2023-rapid-intensification.html (Stand: 18.05.2024).

[8] National Oceanic and Atmospheric Administration. U.S. struck with more than 100 tornadoes, heavy snow in April: 2024 is nation's 5th-warmest year on record so far. [Online] https://www.noaa.gov/news/us-struck-with-more-than-100-tornadoes-heavy-snow-in-april (Stand: 18.05.2024).

[9] Mehr als 20 Tote bei Überschwemmungen nach Monsunregen in Indien, *tagesschau.de*, 10. Juli 2023. [Online] https://www.tagesschau.de/ausland/asien/indien-ueberschwemmungen-126.html (Stand: 18.05.2024).

[10] S. Yasir und H. Kumar, Deadly Monsoon Flooding and Landslides Lash Northern India, *The New York Times*, 10. Juli 2023. [Online] https://www.nytimes.com/2023/07/10/world/asia/india-monsoon-flooding-landslides.html (Stand: 18.05.2024).

[11] Landeshauptstadt Dresden. Hochwasser in der Vergangenheit. [Online] https://www.dresden.de/de/stadtraum/umwelt/umwelt/hochwasser/vergangenheit.php (Stand: 18.05.2024).

[12] Der Spiegel, Hochwasser in Deutschland: Großes Bangen an der Elbe, *DER SPIEGE*L, 05. Juni 2013. [Online] https://www.spiegel.de/panorama/hochwasser-in-deutschland-das-grosse-bangen-an-der-elbe-a-903855.html (Stand: 18.05.2024).

[13] Bundeszentrale für politische Bildung, Jahrhunderthochwasser 2021 in Deutschland, *Bundeszentrale für politische Bildung*, 20. März 2024. [Online] https://www.bpb.de/kurz-knapp/hintergrund-aktuell/337277/jahrhunderthochwasser-2021-in-deutschland/ (Stand: 18.05.2024).

[14] Scholz und Rehlinger sichern Hochwasser-Betroffenen Unterstützung zu, *tagesschau.de*, 18. Mai 2024. [Online] https://www.tagesschau.de/inland/hochwasser-saarland-regen-102.html (Stand: 02.06.2024).

[15] Mehrere Landkreise rufen nach Überschwemmungen Katastrophenfall aus, *tagesschau.de*, 01. Juni 2024. [Online] https://www.tagesschau.de/inland/unwetter-katastrophenfall-100.html (Stand: 02.06.2024).

[16] VW baut wegen Slowenien-Hochwasser 150.000 Autos weniger, *Automobilwoche*, 26. Oktober 2023. [Online] https://www.automobilwoche.de/agenturmeldungen/vw-baut-wegen-slowenien-hochwasser-150000-autos-weniger (Stand: 19.05.2024).

[17] L. Backovic, M. Buchenau und F. Hubik, Hochwasser in Slowenien sorgt für Lieferkettenchaos: Ein vom Hochwasser getroffener Zulieferer in Slowenien wird für Europas Autoindustrie immer mehr zum logistischen Engpass. Entspannung ist erst zum Jahresende in Sicht, *Handelsblatt*, 13. September 2023. [Online] https://www.handelsblatt.com/unternehmen/industrie/vw-mercedes-audi-hochwasser-in-slowenien-sorgt-fuer-lieferkettenchaos/29386238.html (Stand: 19.05.2024).

[18] Volkswagen Group, Nachhaltigkeitsbericht 2023, 2023. [Online]. https://www.volkswagen-group.com/de/nachhaltigkeit-15772.

[19] Volkswagen Group. Nachhaltigkeitsstrategie. Zugriff am: 7. Juni 2024. [Online] Verfügbar: https://www.volkswagen-group.com/de/nachhaltigkeit-15772 (Stand: 12.07.2024).

[20] Volkswagen Group. Nachhaltigkeitsstrategie – regenerate+ - Dimension Natur. [Online] https://www.volkswagen-group.com/de/natur-18174 (Stand: 07.06.2024).

[21] EM-DAT. Global reported natural disasters by type – EM-DAT. [Online] https://www.emdat.be/ (Stand: 15.05.2024).

[22] M. Grieves und J. Vickers, Digital Twin: Mitigating Unpredictable, Undesirable Emergent Behavior in Complex Systems, in *Transdisciplinary perspectives on complex systems: New findings and approaches*, F.-J. Kahlen, S. Flumerfelt und A. C. Alves, Hg., Cham: Springer, 2016, S. 85–113.

[23] W. Yu, P. Patros, B. Young, E. Klinac und T. G. Walmsley, Energy digital twin technology for industrial energy management: Classification, challenges and future, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Jg. 161, S. 112407, 2022. doi: 10.1016/j.rser.2022.112407. [Online]. https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S136403212200315X (Stand: 12.07.2024).

[24] A. E. Onile, R. Machlev, E. Petlenkov, Y. Levron und J. Belikov, Uses of the digital twins concept for energy services, intelligent recommendation systems, and demand side management: A review, *Energy Reports*, Jg. 7, S. 997–1015, 2021. doi: 10.1016/j.egyr.2021.01.090. [Online]. https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2352484721000913 (Stand: 12.07.2024).

[25] W. Strielkowski, G. Rausser und E. Kuzmin, Digital Revolution in the Energy Sector: Effects of Using Digital Twin Technology, in *Digital Transformation in Industry: Digital Twins and New Business Models* (Springer eBook Collection volume 54), V. Kumar, J. Leng, V. Akberdina und E. A. Kuzmin, Hg., Cham: Springer International Publishing; Imprint Springer, 2022, S. 43–55.

[26] S. Y. Teng, M. Touš, W. D. Leong, B. S. How, H. L. Lam und V. Máša, Recent advances on industrial data-driven energy savings: Digital twins and infrastructures, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Jg. 135, S. 110208, 2021. doi: 10.1016/j.rser.2020.110208. [Online]. https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032120304974 (Stand: 12.07.2024).

[27] M. Lamagna, D. Groppi, M. M. Nezhad und G. Piras, A comprehensive review on digital twins for smart energy management system, *Int. J. EQ*, Jg. 6, Nr. 4, S. 323–334, 2021, doi: 10.2495/EQ-V6-N4-323-334 (Stand: 12.07.2024).

[28] J. do Amaral, C. H. dos Santos, J. Montevechi und A. R. de Queiroz, Energy Digital Twin applications: A review, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Jg. 188, S. 113891, 2023. doi: 10.1016/j.rser.2023.113891. [Online]. https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032123007499 (Stand: 12.07.2024).

[29] Siemens AG. Siemens und Mercedes-Benz transformieren die nachhaltige Fabrikplanung mit dem „Digital Energy Twin". [Online] https://press.siemens.com/de/de/pressemitteilung/siemens-und-mercedes-benz-transformieren-die-nachhaltige-fabrikplanung-mit-dem (Stand: 20.05.2024).

[30] Volkswagen Sachsen GmbH. Volkswagen Sachsen – Bilder zur Energieversorgung am Standort Zwickau. (Stand: 26.05.2024).

[31] Krivosheevv. Stecker und Steckdose im Gras. [Online] https://bildagentur.panthermedia.net/m/lizenzfreie-bilder/B9246525/ (Stand: 26.05.2024).

[32] Seat Deutschland GmbH. Größte Solaranlage der Automobilindustrie | SEAT. [Online] https://www.seat.de/ueber-seat/news/unternehmen/so-nutzt-seat-die-kraft-der-sonne (Stand: 12.07.2024).

[33] MAN Energy Solutions. MAN Energy Solutions liefert klimaneutrale Fernwärme für Aalborg. [Online] https://www.man-es.com/de/unternehmen/pressemitteilungen/press-details/2023/09/28/man-energy-solutions-liefert-klimaneutrale-fernw%C3%A4rme-f%C3%BCr-aalborg (Stand: 27.05.2024).

[34] J. Krause, MWM stellt Aggregate vor, die für einen Wasserstoffanteil von bis zu 25 Prozent geeignet sind, *MWM*, 02. Dezember 2021. [Online] https://www.mwm.net/news/news-releases/mwm-stellt-aggregate-vor-die-fuer-einen-wasserstoffanteil-von-bis-zu-25-prozent-geeignet-sind/ (Stand: 26.05.2024).

[35] Phoenix Contact GmbH & Co. KG. Umweltfreundliche Steckverbinder. [Online] https://www.phoenixcontact.com/de-de/events-und-news/news/phoenix-contact-startet-nachhaltigeres-produktportfolio (Stand: 26.05.2024).

[36] ŠKO-ENERGO. Energetický management. [Online] https://www.sko-energo.cz/technologie/energeticky-management/ (Stand: 26.05.2024).

[37] MaxSolar GmbH. Photovoltaik im Gewerbe & in der Industrie. [Online] https://www.max-solar.com/loesungen/gewerbe-industrie (Stand: 26.05.2024).

[38] Olai Interactive GmbH. Anlagen. [Online] https://www.regioenergie.ch/de/regio-energie-solothurn/hybridwerk/anlagen/ (Stand: 26.05.2024).

[39] MAN Energy Solutions. MAN Energy Solutions liefert erstes sektor- übergreifendes ETES Wärmepumpensystem. [Online] https://www.man-es.com/docs/default-source/press-releases-new/man_es_pm_esbjerg_etes-heat-pump-system_ger.pdf?sfvrsn=c0e2a1e7_0 (Stand: 27.05.2024).

[40] Škoda Auto. ŠKODA Energieversorger ŠKO-ENERGO stärkt Stromnetzstabilität mit innovativem Elektrodenkessel. [Online] https://www.skoda-storyboard.com/de/pressemitteilungen-archive/skoda-energieversorger-sko-energo-starkt-stromnetzstabilitat-mit-innovativem-elektrodenkessel/ (Stand: 26.05.2024).

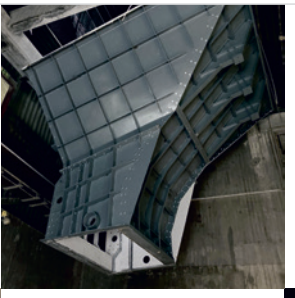
[41] Steinheimer Tankhandel. Wärmespeicher/Pufferspeicher. [Online] https://www.steinheimer-tankhandel.de/speicher/pufferspeicher/waermespeicher-pufferspeicher (Stand: 26.05.2024).

[42] Volkwagen AG. Bilder zum Zielbild der Zero Impact Factory.

MARTIN plants and technologies

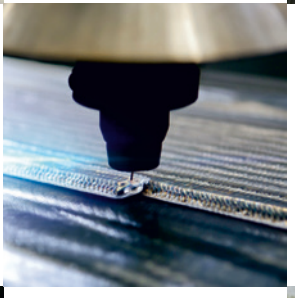
Wir haben die Lösungen für
die Herausforderungen von heute und entwickeln
die Technologien von morgen.

ROST-SERVICE



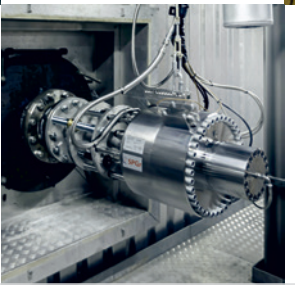
INDIVIDUELLE LÖSUNGEN

CLADDING



KESSEL-SERVICE

ERSATZTEILE



KESSEL-REINIGUNG

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

Die Halbierung unserer Energiekosten durch eine optimierte Energiewende – Wie geht das?

José Gomes

1. Einleitung 57

2. Die Faktenlage 57

3. Derzeitiger Status und Ausblick 65

4. Quellen 66

1. Einleitung

Wir benötigen für die Auslegung unseres zukünftigen Energieversorgungssystems eine rationale und ergebnisoffene Diskussion, um das technisch, wirtschaftlich und geopolitisch bestmögliche Ergebnis für unser Land zu erhalten.

Wir brauchen echte Lösungen für unser Land, auch innovative Lösungen, aber keine irrationalen Wunschträume.

2. Die Faktenlage

Die Entwicklung eines gemeinsamen Energieversorgungssystems muss stets mit der Klärung der Grundlagen beginnen. Deshalb möchten wir einfach, trocken und rational, aber auch technisch offen aufzeigen, welche Fakten wir, die Dornier Group GmbH, als Grundlage ansehen.

Wir geben derzeit ca. 150 Mrd. Euro/a für fossile Energierohstoffe wie Kohle, Erdgas und Erdöl sowie für Strom aus Wind-, Wasser- und Solarenergie und für Biomasse (nur Marktpreise ohne EEG-Marktprämien) aus. Hinzu kommen dann noch sämtliche Kapital- und Betriebskosten, die entsprechenden Anlagenverbräuche, sämtliche Logistik- und Vertriebskosten und alle sonstigen Kosten, die hier noch anfallen.

So ergeben sich nach unserer Abschätzung ca. 250 Mrd. Euro/a an gesamten Nettoenergiekosten bei den Endenergieverbrauchern im bisherigen hauptsächlich fossilen Energieversorgungssystem. Dies gilt nicht nur ohne EEG-Marktprämien, sondern auch ohne Abgaben, Umlagen und Steuern, allerdings inkl. der Belastungen durch die CO_2-Steuern und die CO_2-Zertifikate.

Bezogen auf die bereitgestellte **Endenergie**menge des Jahres 2019 von ca. 2.500 TWh/a [1] sind das ca. 100 Euro/MWh, inkl. der Bereitstellung am Ort des Energieverbrauchs und inkl. aller sonstigen Jahresbeiträge für die Energieinfrastruktur, die vom Endenergieverbraucher zu tragen sind. Diese Menge von 2.500 TWh/a an Endenergie wurde aus 3.564 TWh/a an Primärenergie [1] gewonnen.

Diese aktuellen Energiekosten könnten durch eine optimierte Energiewende halbiert werden. **Aus ca. 250 Mrd. Euro/a** an Gesamtkosten sämtlicher Endenergielieferungen im bisherigen Energieversorgungssystem würden dann **nur noch ca. 120 Mrd. Euro/a** an Kosten für die Endenergieverbraucher im neuen Energieversorgungssystem werden (siehe Auflistung unten). Die Endenergie betrüge hier dann ca. 1.450 TWh/a, also ca. 750 TWh/a an bedarfsgerechtem Strom aus Wind- und Solarenergie und ca. 700 TWh/a an *grünen* Brenngasen und an *grünen* flüssigen Treibstoffen. Das sind die Zahlen, die sich ergeben, wenn man den gleichen energetischen *Nutzwert* wie bisher unterstellt.

Durch den hohen Stromanteil in der zukünftigen Endenergie können 1.450 TWh/a an Endenergie den gleichen Nutzen liefern wie bisher 2.500 TWh/a an meist fossiler Endenergie. Diese Einsparungen werden durch die E-Mobilität, die Wärmepumpe und durch elektrifizierte Wärmeprozesse in Gewerbe und Industrie verursacht.

Noch deutlicher wird es beim Vergleich der Primärenergien: Ca. 1.700 TWh/a an zukünftiger Primärenergie liefern den gleichen energetischen Nutzen wie bisher 3.564 TWh/a. Hier kommen dann auch die Einsparungen gegenüber der bisherigen Stromerzeugung aus Wärmekraftwerken zum Tragen.

Die Kosten einer zukünftigen Energieversorgung setzen sich wie folgt zusammen:

- ca. 40 Mrd. Euro/a, die über 35 Jahre lang in die Energiewende investiert werden müssen und zu analogen Ausschreibungen führen, also insgesamt Investitionen von ca. 1,4 Billionen Euro, real per 2024;
- weitere ca. 40 Mrd. Euro/a als Verzinsung der bereits aufgelaufenen und noch bilanzierten Investitionen mit ihren jeweils aktiven Restwerten;
- ca. 32 Mrd. Euro/a als Betriebskosten nach Endausbau und
- ca. 8 Mrd. Euro/a als Brennstoffkosten für die im System benötigte Abfallbiomasse (450 TWh/a entsprechen ca. 100 Mio. t/a an Trockenmasse (Biomasse)).

Dies ergibt zusammengenommen ca. 120 Mrd. Euro/a, real per 2024.

Kohlekraftwerke entfallen vollständig, ebenso fast alle Raffinerien, Tankstellen außerhalb der Autobahnen und die gesamte jeweils dazugehörende Logistik- und Vertriebskette sowie sämtliche Energieverbräuche für Raffinerien, Tankstellen und ihre jeweilige Rohstoff- und Produktlogistik.

Die für zukünftige Gaskraftwerke notwendige Brennstoffversorgung ist in den o. g. Kosten eines neuen Energieversorgungssystems erfasst, genauso wie die sonstigen Betriebskosten der Gaskraftwerke.

Insgesamt setzen sich die noch notwendigen Investitionen für die Energiewende wie folgt zusammen (Schätzung auf der Grundlage eigener Erfahrungen und der Erfahrungen Dritter mit Weiterführung der bisherigen Kostenentwicklung in die Zukunft):

- Ca. 200 GW an Windenergie onshore für ca. **250 Mrd. Euro**,
- Ca. 60 GW an Windenergie offshore für ca. **200 Mrd. Euro**,
- Ca. 350 GW an Solarenergie für ca. **200 Mrd. Euro**,
- Ca. 20.000 km an zusätzlichen Höchst- und Hochspannungsleitungen für ca. **200 Mrd. Euro**,
- Ca. 300 GWh an zusätzlicher Speicherkapazität gegenüber heute für ca. **150 Mrd. Euro**,
- Ca. 300 Anlagen zur Umwandlung von 500 Mrd. kWh/a an Überschussstrom und 450 Mrd. kWh/a an Abfallbiomasse in 700 Mrd. kWh/a an Brenngasen und Treibstoffen, ca. **300 Mrd. Euro**,
- Ca. 100 GW an Gaskraftwerken, davon ca. 40 GW als GuD-Kraftwerke und 60 GW als offene Gasturbinenkraftwerke im Markt, insgesamt müssen hierfür ca. **88 Mrd. Euro** veranschlagt werden.
- Weitere 20 GW an Gasturbinenkraftwerke zur Erhöhung der Netzregelreserve von 10 GW auf 30 GW. → ca. **12 Mrd. Euro**.

Es ergeben sich so real per 2024 ca. **1,4 Billionen Euro**, die noch im Verlauf der nächsten 35 Jahre zu investieren wären. Danach beginnen allerdings die reinen Ersatzinvestitionen in gleicher jährlicher Größenordnung von 40 Mrd. Euro/a, real per 2024.

Lassen Sie mich nun die sonstigen Fakten aufzählen, die zwingend als Grundlage akzeptiert werden müssen, wenn wir auch wirtschaftlich erfolgreich sein wollen:

Fakt Nr. 1:

Die Stromerzeugung aus Wind- und Solarenergie ist in Deutschland bei neuen Windenergieanlagen für weniger als 4 ct/kWh möglich. In einigen etwas windigeren Regionen gelten für die Windenergie sogar bereits Kosten von unter 3 ct/kWh.

Es ist zu erwarten, dass innerhalb der nächsten 10 Jahre der Wert von 3 ct/kWh (real per 2024) für Wind- und Solarenergie unterschritten wird. Das gilt für die Stromkosten am jeweiligen Übergabepunkt ins Stromnetz von größeren Wind- und Solarparks. Hierin sind alle Kosten dieser Parks erfasst, inkl. Projektentwicklung, Erschließung des Geländes und die Zuleitung mit einer 30-kV-Leitung zum nächstgelegenen Umspannwerk.

Fakt Nr. 2:

Strom aus Wind- und Solarenergie sollte möglichst unmittelbar nach Erzeugung auch verbraucht werden. Die Grenzkosten von gespeichertem Strom sind deutlich höher als die von unmittelbar verbrauchtem Strom.

Fakt Nr. 3:

Strom aus Wind- und Solarenergie kann nur wetterabhängig geliefert werden. Das bedeutet: Gemessen am mittleren Strombedarf wird stets zu viel oder zu wenig produziert, aber nie gemäß dem mittleren Bedarf.

Aufgrund der Wetterdaten der letzten 20 Jahre ist nach dem Endausbau der Wind- und Solarenergie an ca. 3.500 Stunden/a mit einer Stromproduktion oberhalb des mittleren Bedarfs zu rechnen und damit auch mit sehr günstigen Strompreisen für Industrie und Gewerbe. Wir haben das im Jahr 2023 bereits an 301 Stunden mit negativen Strompreisen erlebt. Jedes Jahr kommen nun voraussichtlich ca. 100 Stunden/a mit Strompreisen an der Nulllinie oder gar im negativen Bereich hinzu.

Fakt Nr. 4:

Es können auch nach Endausbau der Wind- und Solarenergie, also ab dem Jahr 2060, nur ca. 90 % des jährlichen Stromverbrauchs sinnvoll über Wind- und Solarenergie, Wasserkraft und Speicherstrom (Pumpspeicher und Batterien) gedeckt werden.

Ca. 10 % des Jahresstromverbrauchs benötigen auch weiterhin Strom aus Wärmekraftwerken.

Diese 10 % werden **ausschließlich** im erweiterten Winterhalbjahr (Mitte September bis Ende April) benötigt. Im verkürzten Sommerhalbjahr (Mai bis Mitte September) werden **keine** Wärmekraftwerke benötigt. Von Mai bis Mitte September reicht die Ergänzung der Wind- und Solarenergie durch preiswerte Wasserkraft aus dem In- und Ausland und durch ebenfalls preiswerten Atomstrom aus dem Ausland, der insbesondere in Frankreich im Überschuss vorhanden sein wird, aus.

Dies ergibt sich aus der Auswertung der Stromproduktion aus Wind- und Solarenergie in den letzten 20 Jahren, wie es z. B. unter [2] dargestellt ist.

Natürlich müssen diese Werte hochgerechnet werden auf den Zustand, wie er dann im Jahr 2060 zu erwarten wäre. Hierbei sind sowohl der weitere Zubau als auch die gesteigerte Leistungsfähigkeit zukünftiger Wind- und Solarenergieanlagen zu berücksichtigen.

Fakt Nr. 5:

Wie bereits erwähnt, wird durch die Umstellung unserer Primärenergieversorgung aus fossilen Energieträgern (Kohle, Erdgas und Erdöl) auf Strom aus Wind- und Solarenergie sowie Wasserkraft unser Primärenergieverbrauch mehr als halbiert, ohne dass wir deshalb mit weniger energetischem Nutzen auskommen müssten. Dies ist allein dem deutlich höheren Wirkungsgrad geschuldet, wenn Strom aus Wind-, Wasser- und Solarenergie ca. ¾ der Primärenergie stellt.

Anstatt ca. 3.564 TWh/a an Primärenergieverbrauch [1], den wir noch im Jahr 2019 in Deutschland hatten, werden so zukünftig nur noch ca. 1.700 TWh/a an Primärenergie benötigt. Die Energieeinsparungen werden in etwa jeweils zur Hälfte bei der Herstellung der Endenergie realisiert und zur anderen Hälfte bei der Nutzung der Endenergie beim Energieverbraucher, z. B. durch E-Mobilität, Wärmepumpen, Fernwärme und elektrifizierte Wärmeprozesse in der Industrie.

Industrieprozesse jedoch, die zwingend einen chemischen Energieträger bzw. energiehaltigen Reaktionspartner erfordern, werden tendenziell mehr Primärenergie verbrauchen als bisher, wenn diese Energie CO_2-neutral sein soll.

Fakt Nr. 6:

Die Umstellung auf E-Autos und Wärmepumpen wird sehr viel länger dauern als bisher geplant. Wir rechnen damit, dass erst im Jahr 2050 mehr als 80 % aller PKW und LKW elektrisch sein werden.

Fakt Nr. 7:

Aus wirtschaftlichen, technischen und politischen Gründen können wir nur ca. 75 % unseres zukünftigen Primärenergiebedarfs durch Strom aus Wind- und Solarenergie sowie Wasserkraft decken. Ca. 25 % unserer zukünftigen Primärenergie muss aus Abfallbiomasse stammen.

Die Abfallbiomasse ist notwendig, weil nur durch sie eine ausreichend effiziente und preisgünstige Herstellung von Brenngasen und flüssigen Treibstoffen möglich ist, die wir auch weiterhin in sehr großen Mengen benötigen, allerdings nur noch einen Bruchteil der heutigen Mengen.

Die Herstellung der auch zukünftig benötigten Brennstoffmengen allein aus Strom wäre unbezahlbar und die Gewinnung des dafür notwendigen Stroms im Inland wäre technisch kaum zu stemmen und politisch unzumutbar. Das würde eine Verdopplung der bisher geplanten Windenergie an Land bedeuten.

Fakt Nr. 8:

Wir benötigen zukünftig voraussichtlich ca. 700 TWh/a an Brenngasen und Treibstoffen, die aus ca. 450 TWh/a an Biomasse und ca. 500 TWh/a an Überschussstrom hergestellt werden. Dadurch stehen nur folgende Strommengen für den sonstigen Verbrauch – allerdings bedarfsgerecht – zur Verfügung:

- ca. 750 TWh/a an Wind- und Solarstrom zum Verbrauch über das öffentliche Stromnetz und
- weitere 125 TWh/a an disponierbarem Strom aus Gaskraftwerken, die dafür ca. 36 % bzw. 252 TWh/a der erzeugten Brennstoffe verbrauchen werden, hauptsächlich Brenngas.
  Diese Gaskraftwerke kommen nur im erweiterten Winterhalbjahr, also von Mitte September bis Ende April zum Einsatz. Einige dieser Kraftwerke, insgesamt ca. 40 GW, können deshalb im Winterhalbjahr auch Fernwärmenetze speisen. Alle anderen Gaskraftwerke dürften dafür viel zu geringe Einsatzzeiten haben.

Fakt Nr. 9:

Die Prozessenergie zur Umwandlung von Abfallbiomasse in Brenngase und in flüssige Treibstoffe muss zum weit überwiegenden Teil durch Überschussstrom aus Wind- und Solarenergie gedeckt werden, denn nur so kann dieser disponierbare Stromverbrauch auch zur Bedarfsregelung im Stromnetz und damit netzdienlich eingesetzt werden. Durch diese Beschränkung können Teile der Anlage nur an ca. 4.000–5.000 Stunden/a mit voller Leistung arbeiten, immer dann, wenn die Strompreise ausreichend niedrig sind.

Fakt Nr. 10:

Speicher können wirtschaftlich meist nur als Regeleinheiten im Stromsystem eingesetzt werden. Sie taugen nicht als Mittel zur saisonalen Speicherung von Strom. Deshalb müssen sie ihr Geld zwingend im Regelenergiemarkt und im *Intraday*-Markt verdienen, sowie als sogenannte *Peak-Shaver* in Betrieben und Verteilnetzen, also überall dort, wo sie auch eine Systemdienstleistung erbringen oder den Stromtransport bzw. den Stromverbrauch optimieren und so in jedem Falle einen Mehrwert im Versorgungssystem oder beim Stromverbraucher generieren können, der über die reine Stromspeicherung hinausgeht.

Nur im privaten Bereich und in kleineren Betrieben lohnen sich Speicher zur Zwischenspeicherung von Strom aus der eigenen PV-Anlage für den späteren Verbrauch, weil sich dadurch erhebliche Netz- und sonstige Entgelte, Umlagen, Abgaben und Steuern einsparen lassen.

Bei größeren Verbrauchern ist dieses Einsparpotenzial in der Regel nicht vorhanden.

Fakt Nr. 11:

In unserem zukünftigen Stromversorgungssystem werden voraussichtlich ca. 300 GWh an Stromspeicherkapazitäten benötigt, die dann auch für die Netzstabilität sorgen. Das schließt Pumpspeicher und Wasserkraftwerke mit Rückhaltemöglichkeit mit ein. Auch *NordLink* und *NorGer*, die deutschen Anschlüsse an norwegische Wasserkraft, wirken wie Stromspeicher, da die Leitungen entsprechend in beide Richtungen liefern können, also von und nach Deutschland, je nach Bedarfslage in Deutschland.

Auch sämtliche private und betriebliche Stromspeicher stellen einen Teil der oben genannten Speicherkapazität dar, auch wenn diese nicht direkt ins öffentliche Stromnetz ausspeichern. Es reicht aus, dass diese Speicher durch ihr Ausspeichern den Verbrauch ihrer internen Stromnetze aus dem öffentlichen Stromnetz reduzieren. Durch entsprechende Regelungen lassen sich diese Speicher auch zum Speichern von Überschussstrom aus dem öffentlichen Stromnetz einsetzen.

Das Auslegungskriterium für die benötigte Speicherkapazität im öffentlichen Stromnetz ist die Fähigkeit, den solaren *Spitzenstrom* des Sommerhalbjahres möglichst vollständig einspeichern zu können, soweit disponierbare Verbraucher diese Strommengen nicht verbrauchen. Insofern ist eine Speicherleistung von ca. 75 GW bei den genannten ca. 300 GWh an Speicherkapazität mindestens erforderlich. Ob diese auch zukünftig ausreichen wird, hängt al-

lerdings vom weiteren disponierbaren Verbrauch im Lande ab und lässt sich deshalb nur schwer abschätzen. Ggf. müsste weitere Speicherleistung, und damit auch Speicherkapazität, ergänzt werden.

Fakt Nr. 12:

Der Bedarf an Wärme- bzw. Gaskraftwerken muss auf den *schlimmsten Tag des Winterhalbjahres* ausgelegt werden, also auf einen Tag mit extremer **Dunkelflaute und -25°C** Außentemperatur. Eine solche Kombination kam in den letzten 50 Jahren zwar nicht vor, aber dafür in den 50 Jahren davor.

Bis zu 85 % des gesamten Strombedarfs eines solchen Tages mit *kalter Dunkelflaute* müssten aus den bereits oben genannten Gaskraftwerken geliefert werden. Die Gaskraftwerke müssen an einem solchen Extremtag die gesamte noch notwendige Tagesstrommenge innerhalb von 24 Stunden im Dauerbetrieb erzeugen können. Dies gilt ggf. inklusive der Netzregelreserve, die stets erst dann aufschaltet, wenn alle anderen liefern und trotzdem noch Bedarf besteht.

Dies vorausgeschickt, ergibt sich der Bedarf für eine Gaskraftwerksflotte von ca. 130 GW inkl. Netzregelreserve, die bis zu ca. 3.000 GWh/Tag an Strom erzeugen können sollte. Die Gaskraftwerksflotte sollte sich wie folgt zusammensetzen:

- ca. 100 GW an Gaskraftwerken im Strommarkt mit voraussichtlich 40 GW an GuD-Kraftwerken und 60 GW an offenen Gasturbinen (GT)-Kraftwerken sowie
- ca. 30 GW an Kraftwerken in der Netzregelreserve. Die Netzregelreserve müsste dazu, anders als bisher, zukünftig auch sogenannte *Preis-caps* setzen, um zufällige Engpässe mit übergroßen Preisspitzen im Markt zu unterbinden, indem sie ihre Leistung zu einem festgelegten Mindestpreis in den Markt stellt, der ausreichend weit vom *normalen* Marktgeschehen entfernt ist.
  Ein solcher Mindestpreis könnte z. B. bei ca. 250 Euro/MWh liegen. Damit wäre sichergestellt, dass die Netzregelreserve keine Konkurrenz zu effizienten und regelmäßigen Marktteilnehmern darstellt.

Fakt Nr. 13:

Dezentral aufgestellte Stromspeicher, meist Batterien, werden zukünftig für die Frequenz- und Netzstabilisierung zuständig sein, inkl. der Primär- und Sekundärreserve. Auch die Bilanzkreisregeln für die Verteilnetzbetreiber dürften sich verschärfen, was in Zukunft den vermehrten Einsatz von Stromspeichern in Verteilnetzen erfordern dürfte.

Batterien, bzw. Akkumulatoren speichern in Zukunft als Regelelemente in allen Netzen permanent Strom ein und aus, um die Netzfrequenz stabil zu halten. Hier ist die schwarzstartfähige Netzzelle bzw. die unterbrechungsfreie Stromversorgung das Vorbild.

Diese Speicher sollten auch dezentral die Fluktuationen aus Wind- und Solarenergie abfangen, sofern dies erforderlich sein sollte und die Größe des Verteilnetzes dies überhaupt zulässt. All das muss für alle Vertragspartner im zukünftigen Strommarkt noch geklärt und auch ausgehandelt werden. Eventuell sind bisherige Regelungen anzupassen.

Stromspeicher werden damit zur Quelle für Regelenergie und zur Senke für Stromüberschüsse im Rahmen der Netzregelung.

Fakt Nr. 14:

Die Fakten Nummer 1 bis 13 begründen eine völlig andere technische und regulatorische Aufstellung des Energieversorgungssystems als sie bisher üblich ist. Das erfordert entsprechend auch die Anpassung der Regulatorik sowie der Bedingungen des Strommarktes, um die neue technische Aufstellung bestmöglich und im wirtschaftlichen Optimum zu nutzen. Insbesondere Fragen der Netzregelung, der Netzstabilisierung und des netzdienlichen Stromverbrauchs müssen neu geregelt und auch ausgehandelt werden.

Hieraus ergeben sich auch sehr viele technische und vertragliche Detailfragen, die nicht nur zu klären, sondern auch zum Teil im Feld zu überprüfen sind. Das alles braucht sehr viel Zeit und Anpassung.

3. Derzeitiger Status und Ausblick

Wir müssen uns den oben beschriebenen Fakten Nummer 1 bis 14 stellen und diese akzeptieren, wenn wir ein kostengünstiges und CO_2-neutrales Energiesystem erreichen wollen.

Der Zubau an Wind- und Solarenergie ist bereits seit Jahren auf dem Weg. Darüber hinaus ist aktuell auch der Zubau von Speichern [3] auf einem guten Weg. Auch der Netzausbau verläuft zufriedenstellend [4], falls man für das Erreichen des Endausbaus der Wind- und Solarenergie das deutlich realistischere Jahr 2060 ansetzt, anstatt des völlig utopischen Jahres 2045. Eine CO_2-Neutralität im Jahr 2045 ist nicht zu erreichen.

Es müssen jedoch dringend die Gaskraftwerksstrategie und die günstige Herstellung der nach wie vor erforderlichen *grünen* Brenngase und Treibstoffe auf den Weg gebracht werden. Bei Letzteren steht zumindest noch die Errichtung der ersten Prototypen und deren Felderprobung aus. Das ist der einseitigen

Ausrichtung auf Wasserstoff geschuldet gewesen, obwohl dieser keine Chance hat, wirtschaftlich erfolgreich zu sein. Grüne Brenngase und Treibstoffe aus Abfallbiomasse und Überschussstrom sind voraussichtlich um den Faktor 4 günstiger als Wasserstoff beim Endkunden.

4. Quellen

[1] Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen: Endenergieverbrauch nach Energieträgern und Sektoren. In: Umweltbundesamt › Daten› Umweltzustand und Trends› Energie› Endenergieverbrauch nach Energieträgern und Sektoren, URL: https://www.umweltbundesamt.de/daten/energie/energieverbrauch-nach-energietraegern-sektoren#allgemeine-entwicklung-und-einflussfaktoren (Stand: 02.04.2024).

[2] Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE: Energy-Charts, die Seite für interaktive Grafiken zu Stromproduktion und Börsenstrompreisen, URL: www.energy-charts.de (Stand: 13.06.2024)

[3] RWTH Aachen (ISEA: Institut für Stromrichtertechnik und elektrische Antriebe, sowie das PGS: E.ON Energy Research Center): Battery Charts, URL: https://battery-charts.rwth-aachen.de (Stand: 13.06.2024)

[4] Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen: Monitoringbericht 2023 (Strom und Gas). URL: https://data.bundesnetzagentur.de/Bundesnetzagentur/SharedDocs/Mediathek/Monitoringberichte/Monitoringbericht-Energie2023.pdf (Stand 13.06.2024)

Power Road® Aachen – Eine thermoaktive Fahrbahn zum nachhaltigen Wärmegewinn und Winterdienst

Paula Röver und Emilie Lebel

1. Einleitung 67
2. Beschreibung der Power Road® 68
2.1. Aufbau der Anlage 68
2.2. Betriebsarten 69
3. Sommerbetrieb – Solare Energieentnahme 71
4. Winterbetrieb – Schneeräumung 73
5. Vergleich mit wirtschaftlicher Anlage in Frankreich 74
6. Einsatzmöglichkeiten 75
7. Zusammenfassung und Ausblick 76
8. Quellen 76

1. Einleitung

Die Vinci Construction Shared Services GmbH hat in Aachen, auf dem Grundstück der RWTH Aachen, mit Unterstützung der Firma enertech Energie und Technik GmbH eine Power Road® Demonstrationsanlage errichtet. Diese Anlage nutzt die Wärme aus der Sonneneinstrahlung auf eine Straßenoberfläche zur Bereitstellung von Niedertemperaturwärme für eine Wärmepumpe, zur Wärmespeicherung und für eine Raumheizung. Im Winter kann durch Wärmeabgabe die Straße enteist werden. Im Sommer soll sie damit den Wärmeinseleffekt in Städten reduzieren, im Winter den Winterdienst unterstützen. Die Demonstrationsanlage wurde im Juli 2023 fertiggestellt und im November 2023 offiziell eröffnet. Ziel ist es, Messdaten für die verschiedenen Betriebsarten zu sammeln und den Betrieb der Power Road® zu optimieren, um zukünftige An-

lagen wirtschaftlich betreiben zu können. Außerdem steht der Demonstrator an der RWTH Aachen zur Forschung sowie für Kundenpräsentationen zur Verfügung.

2. Beschreibung der Power Road®

2.1. Aufbau der Anlage

Zentraler Bestandteil der Demonstrationsanlage sind die sogenannten Straßenkollektoren (Abbildung 1). Die beiden Straßenkollektoren erstrecken sich jeweils über eine rechteckige Straßenfläche von 30 m^2 und bestehen aus 5 cm unter der Straßenoberfläche verlegten Rohrleitungen. Jeder Straßenkollektor umfasst 28 Rohrwindungen. Die Kollektoren sind in einer Asphaltbetonbinderschicht eingebracht, darunter befindet sich eine 12 cm Asphalttragschicht und eine 23,5 cm tiefe Frostschutzschicht. Auf der Kollektorebene verteilt wurden neun Temperatursensoren eingebaut, dazu drei zwischen Binder- und Tragschicht sowie drei auf der Deckschicht. Hinzu kommt ein Sensor am Rand der Kollektoroberfläche als Referenz. Die Rohrleitungen werden mit einem 35 %-igen Glykolgemisch durchströmt. Der Nenndurchfluss wurde mit 200 l/h je Schleife definiert.

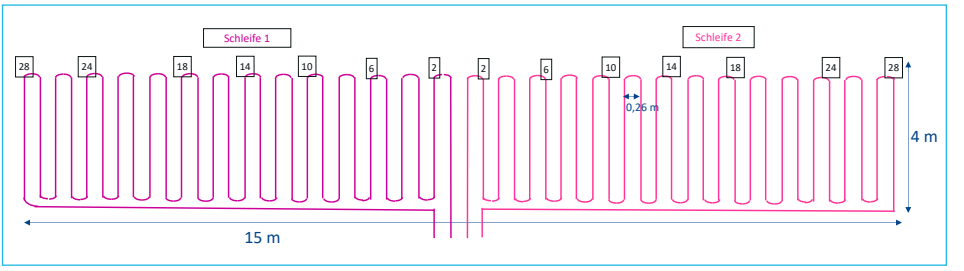


Abb. 1: Verlegte Straßenkollektoren

Die Straßenkollektoren sind über ein Rohrleitungssystem und mittels eines Wärmeübertragers bzw. über eine 6-kW-Wärmepumpe an ein Warmwasserspeichersystem angeschlossen. Da der Speicher nur ein Volumen von 1.100 l hat, wird eine saisonale (geothermische) Wärmespeicherung mithilfe eines Rückkühlers (15 kW) und eines elektrischen Heizers (20 kW) simuliert. Die Anlage ist an die Raumheizung der Universität angeschlossen. Eine Prinzipskizze der gesamten Anlage ist in Abbildung 2 dargestellt.

In der Anlage sind vier Wärmemengenzähler installiert, die folgende Wärmemengen messen und aufzeichnen:

- den Wärmegewinn/-verlust über den Straßenkollektoren,
- die Wärmeabgabe an die Raumheizung,

- die eingespeicherte Wärmemenge hinter der Wärmepumpe und
- die zugeführte Wärme durch den E-Heizer.

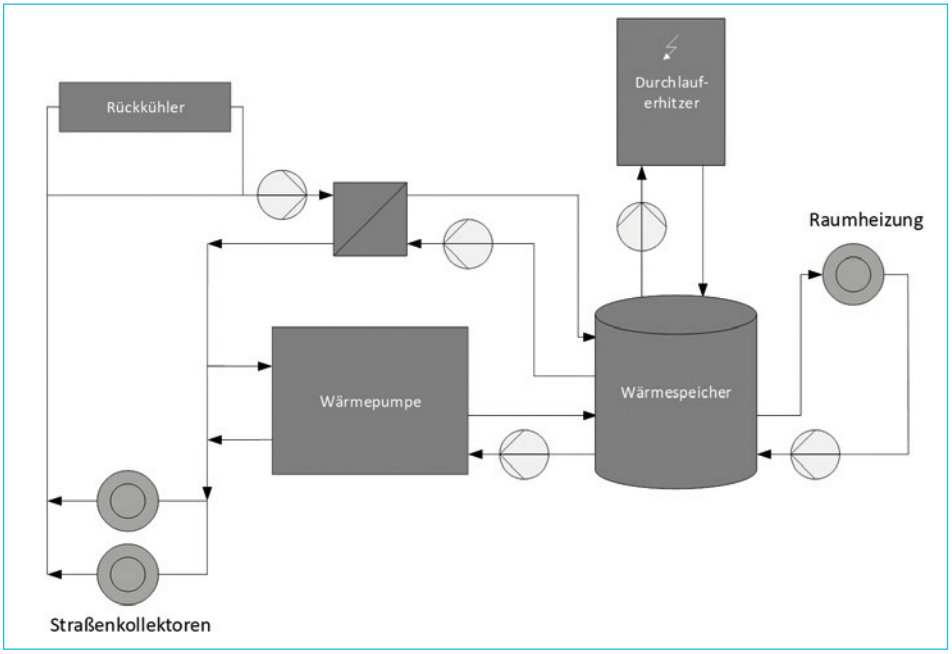


Abb. 2: Prinzipskizze der Gesamtanlage

2.2. Betriebsarten

Die Anlage kann in fünf verschiedenen Betriebsarten betrieben werden:

Solare Energieentnahme

Die Betriebsart *Solare Energieentnahme* entspricht dem Sommerbetrieb der Power Road®. Die Straßenkollektoren werden mit kaltem Wasser durchströmt, das in den Kollektoren erwärmt wird. Über die Wärmepumpe wird die Temperatur, sofern nötig, auf 50 °C Speichervorlauftemperatur gehoben. Bei sehr hohen Temperaturen in der Straße, z. B. wenn die Power Road® erst am Nachmittag eines warmen Sommertages in den Betrieb geht, wird die Wärmepumpe bypassiert und die Wärme kann direkt über den Wärmeübertrager in den Wärmespeicher eingespeichert werden. Der Wechsel erfolgt automatisch entsprechend der Kollektoraustrittstemperatur. Ist der Speicher vollständig geladen, kann die in der Straße abgeführte Wärme über einen Rückkühler an die Umgebung abgegeben werden. Dadurch ermöglicht die Demonstrationsanlage

eine kontinuierliche Messdatenaufzeichnung, vergleichbar mit einer saisonalen Wärmespeicherung, sodass das ganze Sommerhalbjahr Messdaten zum Wärmegewinn der Straßenkollektoren aufgezeichnet werden können.

Schneeräumung

Im Winter werden die Straßenkollektoren in der Betriebsart Schneeräumung mit warmem Wasser durchströmt, um die Straße eis- und schneefrei zu halten. Der Betriebsfall wird im Automatikbetrieb eingeschaltet, wenn die Außentemperatur unter 2 °C fällt und die Luftfeuchte über 80 % liegt. Ist der Speicher noch nicht entladen, wird mit Warmwasser aus dem Speicher über den Wärmeübertrager der Glykolkreislauf erwärmt und die Straße beheizt. Ist der Speicher entladen, wird der E-Heizer zugeschaltet, der den Wärmespeicher nachlädt. Der Rückkühler im Glykolkreislauf wird immer bypassiert. Sinken die Außentemperaturen unter -17 °C, wird die Betriebsart als Gefrierschutz für die Außenanlage eingeschaltet.

Raumheizung

Mit der Betriebsart *Raumheizung* kann im Winter der benachbarte Laborraum der Universität auf 15 °C geheizt werden. Dafür ist im Laborraum ein Heizlüfter installiert, der ebenfalls das warme Speicherwasser nutzt. Die Betriebsarten *Raumheizung* und *Schneeräumung* sind parallel möglich. Wenn die gespeicherte Wärme für beide Betriebsarten nicht ausreicht, hat die Betriebsart *Schneeräumung* Vorrang.

Speichernachladen

Die Betriebsart *Speichernachladen* dient nur dem Simulations- bzw. Demonstrationsbetrieb. Mithilfe des E-Heizers kann hiermit der Wärmespeicher manuell nachgeladen werden, z. B., wenn am nächsten Tag eine Demonstration der Betriebsart *Schneeräumung* geplant ist.

Manuelles Speicherentladen

Das gleiche gilt für die Betriebsart *Manuelles Speicherentladen*. Damit wird im Sommer der Speicher für Demonstrationszwecke entladen, um ihn im Anschluss erneut mithilfe der Straßenkollektoren zu beladen. Die Wärme kann dabei einerseits nachts über die Straßenkollektoren, andererseits mithilfe des Rückkühlers abgegeben werden. Die alleinige Wärmeabgabe über die Straßenoberfläche kann den Wärmegewinn des Tages nicht ausgleichen.

3. Sommerbetrieb – Solare Energieentnahme

Der Sommerbetrieb mit dem Betriebsfall *Solare Energieentnahme* wurde von Juni bis September 2023 mit Unterbrechungen getestet. Im Juni wurden zunächst 4–8 Stunden-Messungen durchgeführt, ab Juli wurde im kontinuierlichen Betrieb gemessen (Abbildung 3).

Der Juni war sehr sonnenreich, im Vergleich mit den 25 Vorjahren gab es 25 % mehr Sonnenstunden. Dafür traten im Juli und August vermehrt Schauer und Gewitter auf, sodass die Sonneneinstrahlung im Vergleich zu den 25 Vorjahren um 4 % niedriger war [2].

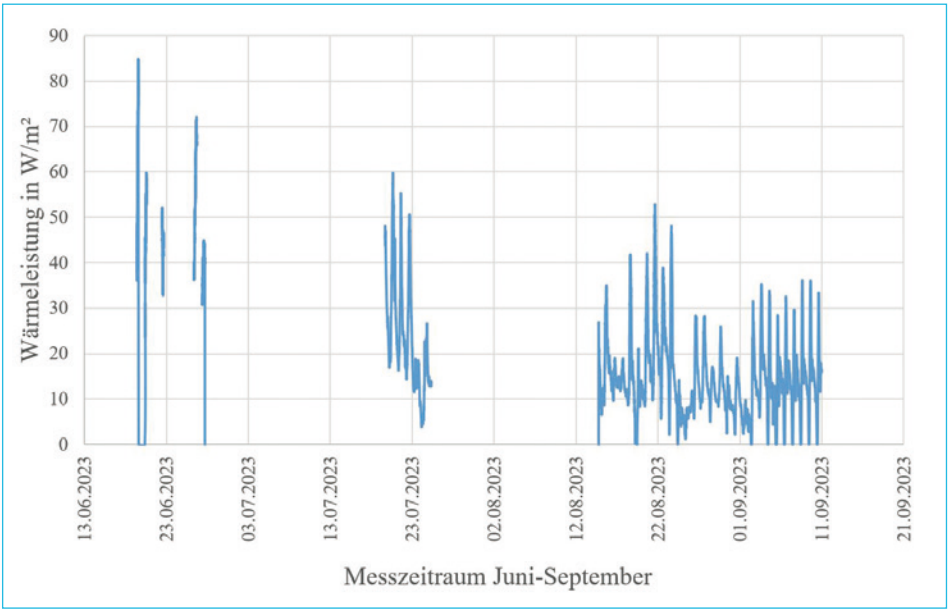


Abb. 3: Wärmeleistung pro m²

Es zeigt sich, dass die Wärmeerzeugung mit der höchsten Leistung pro m² im Juni in 4- bzw. 8-Stunden-Messblöcken aufgezeichnet wurde, bei Außentemperaturen von 15–20 °C. Dem liegt der Speichereffekt der Straße zugrunde, der bewirkt, dass die Straßentemperatur beim Betrieb der Kollektoren erst nach längerer Betriebszeit absinkt. Dadurch bleibt auch die Vorlauftemperatur hinter den Straßenkollektoren zunächst konstant hoch. Erst mit Absinken der Straßen- und Vorlauftemperatur sinkt bei gleichbleibendem Durchfluss die Leistung. Bei kontinuierlichem Betrieb wie im Juli und August ist sichtbar, dass häufig auch nachts aufgrund der thermischen Trägheit der Straße eine geringe Wärmeleistung von den Straßenkollektoren bereitgestellt werden kann.

Bei 4- bzw. 8-Stunden-Messintervallen im Juni wurde so eine durchschnittliche Leistung von 3,1 kW bzw. 52 W/m^2 erreicht. Die maximal gemessene Leistung trat am 19.06.2023 auf und betrug 84,8 W/m^2. Bei kontinuierlichen 24-Stunden-Messungen (ab Juli) erreichte die durchschnittliche Leistung nur Werte bis 1,0 kW bzw. 16 W/m^2 mit einem Maximum von 59,8 W/m^2 am 20.07.2023.

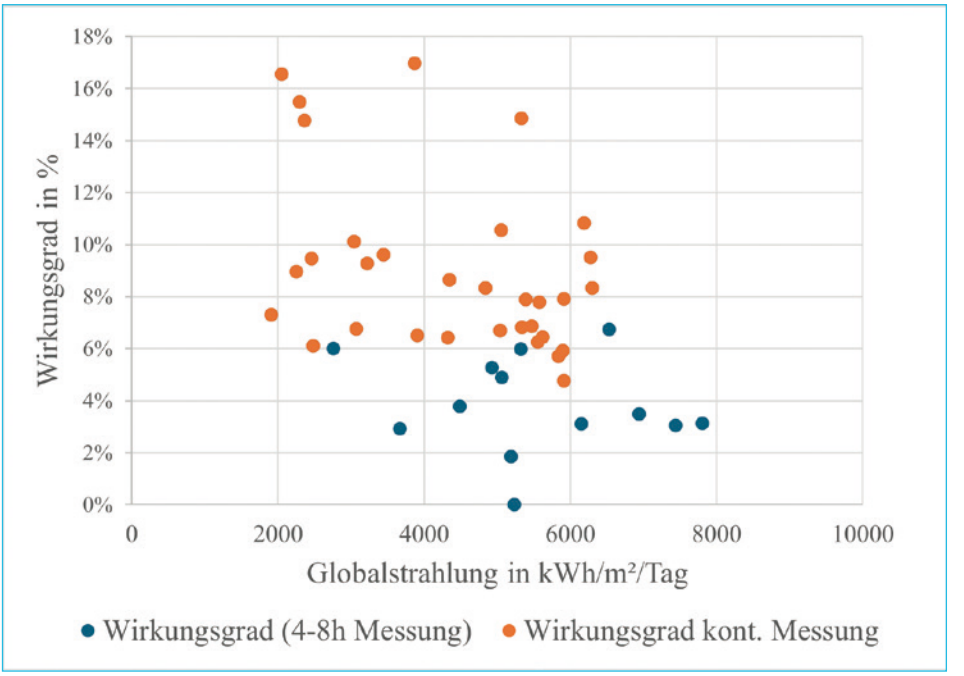


Abb. 4: Wirkungsgrad der Straßenkollektoren in Abhängigkeit von der Globalstrahlung

Um den Wirkungsgrad der Anlage zu bestimmen, wird der Wärmegewinn der Straßenkollektoren in kWh/m^2 durch die Sonneneinstrahlung an der Mies-van-der-Rohe-Straße in kWh/m^2 [2] dividiert (Abbildung 4). Letzteres entspricht der verfügbaren Sonnenenergie, zu der der Wärmegewinn der Straße in Relation gesetzt wird.

Auffällig ist, dass hohe Wirkungsgrade bei Gewittern auftreten, da hier die Einstrahlung stark reduziert wird, die Straße ihre Temperatur aufgrund der thermischen Trägheit jedoch noch hält. Sind in den Messzeiträumen Abend- und Nachtstunden dabei, wird der Wirkungsgrad aus dem gleichen Grund verfälscht. Dafür gleichen längere Messintervalle Schwankungen der Sonneneinstrahlung aus. Für einen allgemeingültigen Wirkungsgrad ist die Messung über einen längeren Zeitraum somit geeigneter, da Wetterereignisse und thermische Speichereffekte der Straße über den Tagesverlauf hinweg ausgeglichen werden können.

4. Winterbetrieb – Schneeräumung

Dank schneereicher Tage im Januar 2024 konnte auch der Winterbetrieb *Schneeräumung* mehrfach getestet werden. Hier werden der 15. und 17. Januar 2024 näher betrachtet, da an diesen beiden Tagen am meisten Schnee fiel.

Am 15.01.2024 herrschte mittelmäßiger Schneefall mit einer Tagesniederschlagsmenge von 2,5 l/m^2 [1]. Die Anlage wurde mit Beginn des Schneefalls eingeschaltet und die Fläche konnte in Echtzeit geräumt werden (Abbildung 5). Die Oberflächentemperatur der Straße betrug vor Beginn der Schneeräumung 0,5 °C. Die Verrechnung von Kollektorenein- und austrittstemperatur (ΔT) mit dem Kollektordurchfluss ($\dot{V}$ in m^3/s) entsprechend:

$$Q = \dot{V} * \rho * c_p * \Delta T$$

mit ρ als der Dichte des Fluids und c_p der spezifischen Wärmekapazität, ergibt eine durchschnittliche Leistung Q von 7,64 kW bzw. 127,3 W/m^2.

Abb. 5: Versuchsanlage am 15.01.2024 nach einer Stunde Betrieb

Am 17.01.2024 hat es ab 13.30 Uhr massiv geschneit, mit einer Tagesniederschlagsmenge von 12,7 l/m^2 [1]. Die Anlage wurde jedoch erst 13.40 Uhr eingeschaltet, zunächst mit einem Durchfluss von 380 l/h. Die Oberflächentemperatur

der Straße betrug vorher -0,4 °C. Die Anlagenleistung betrug durchschnittlich 8,02 kW. Da die Leistung für eine Räumung in Echtzeit nicht ausreichte, wurde nach zwei Stunden der Durchfluss auf 500 l/h erhöht. Dadurch konnte die Leistung jedoch nur geringfügig um ca. 0,4 kW auf 8,40 kW (140 W/m^2) gesteigert werden, da zugleich die Rücklauftemperatur anstieg und die Temperaturdifferenz über den Straßenkollektoren damit um 2,5 K sank. 1.00 Uhr nachts wurde die Schneeräumung automatisch abgeschaltet, da das Abschaltkriterium 4 °C-Straßenoberflächentemperatur erreicht wurde.

Daraus lässt sich ableiten, dass die Wärmeabgabe über die Straßenkollektoren nicht ausreichend für eine Straßenräumung bei vorheriger kalter Oberfläche der Straße und entsprechend hohen Schneemengen ist. Dass sich die Leistung trotz erhöhtem Durchfluss kaum steigern ließ und stattdessen die Rücklauftemperatur anstieg, lässt darauf schließen, dass die Wärmeleitfähigkeit des Asphalts nicht ausreichend ist. Daher sollte der Abstand der Rohrleitungen von 25 cm auf 20 cm reduziert werden. Der Schnee beginnt aufgrund der kalten Oberfläche und der thermischen Trägheit der Straße außerdem erst mit Verzögerung zu schmelzen. Zukünftig sollte die Betriebsart daher, wie geplant, automatisch eingeschaltet werden, sobald die Temperaturen unter 2 °C bei entsprechender Luftfeuchtigkeit fallen, um bei Schneefall eine vorgewärmte Straße zu gewährleisten.

Anschließend wurde die Schneeräumung am Vormittag des 18.01.2024 ohne Schneefall erneut eingeschaltet, bis die Fläche nach drei Stunden vollständig geräumt war. Ein automatisches Wiedereinschalten nach dem automatischen Abschalten war nicht vorgesehen, weshalb die Räumung manuell eingeschaltet werden musste. Die durchschnittliche Leistung betrug 8,84 kW (147,3 W/m^2) bei einem Durchfluss von 500 l/h.

Als Konsequenz aus dem automatischen Abschalten der Anlage ohne Wiedereinschaltpunkt wurde im Nachgang die Programmierung geändert. Als Neuimplementierung wurde die Reaktivierung der Betriebsart bei Unterschreitung von 2 °C-Straßenoberflächentemperatur ergänzt.

5. Vergleich mit wirtschaftlicher Anlage in Frankreich

Die Vinci Construction Shared Services GmbH betreibt in Frankreich schon seit einigen Jahren mehrere wirtschaftliche Power Road®-Projekte. Beispielhaft soll die Versuchsanlage mit der Anlage in Saint Arnoult verglichen werden, die im Juli 2017 an der Mautstation der Autobahn 10 installiert wurde. Auf einem 500 m^2 großen Parkplatz wird im Sommer Wärme gewonnen und mithilfe von 20 Erdwärmebohrungen saisonal gespeichert. Im Winter wird der Parkplatz mit Straße schneefrei gehalten und das dazugehörige Kundenbüro beheizt. Der Aufbau der Anlage ist somit ähnlich der Versuchsanlage in Aachen. Wird der Wirkungsgrad

beider Anlagen über der Sonneneinstrahlung aufgetragen (Abbildung 6), zeigt sich, dass sich die berechneten Wirkungsgrade in Aachen sehr gut in das Wirkungsgradfeld der französischen Anlage einfügen. Allerdings wurden in Saint Arnould vereinzelt Wirkungsgrade über 20 % erreicht, die in Aachen bisher nicht gemessen werden konnten.

Da sich die Wirkungsgrade im normalen Betriebsbereich jedoch ähneln, können durch die Versuchsanlage auch Rückschlüsse auf den Betrieb der Bestandsanlagen gezogen werden.

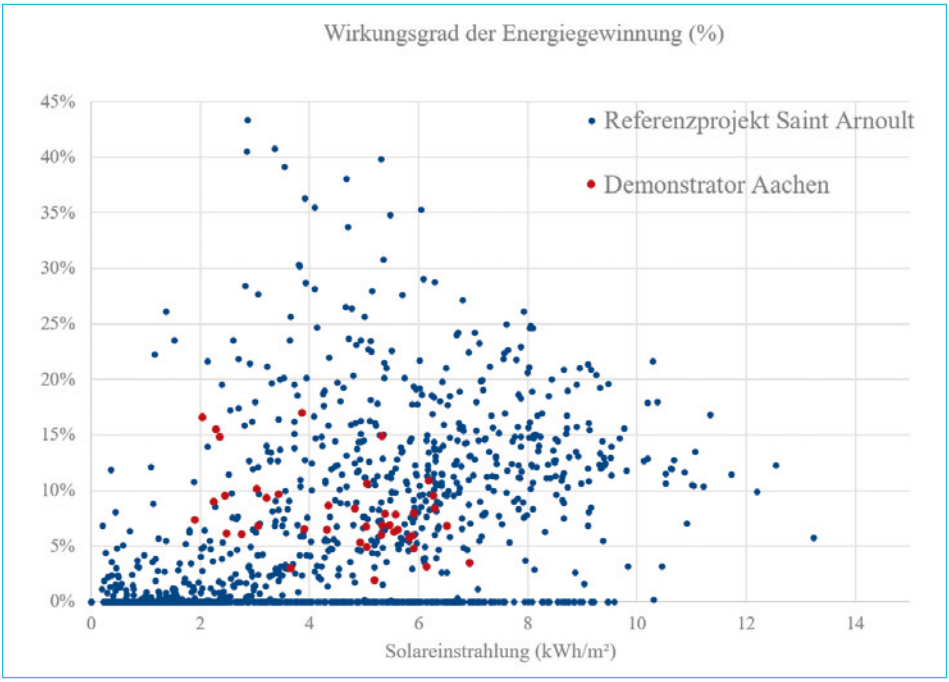


Abb. 6: Wirkungsgrad Aachen und Saint Arnoult im Vergleich

6. Einsatzmöglichkeiten

Für die Power Road® sind verschiedene Einsatzmöglichkeiten denkbar.

Soll der Fokus auf der Betriebsart Schneeräumung liegen, eignet sich die Power Road® insbesondere in der kritischen Verkehrsinfrastruktur zur Entlastung des Winterdienstes. Dazu zählen Landebahnen von Flughäfen oder Brücken, die zuverlässig und schnell geräumt werden müssen.

Soll stattdessen die solare Wärmeerzeugung fokussiert werden, ist eine Anbindung an ein Nah- oder Fernwärmenetz über eine Wärmepumpe denkbar. Alternativ kann die Power Road® auch gekoppelt mit einem saisonalen Speicher wie einer geothermischen Speicherung als Wärmeerzeuger für Wohn- und Büro-

gebäude bzw. Quartierslösungen dienen. Soll die erzeugte Wärme direkt genutzt werden, bietet sich die Kopplung mit Verbrauchern, die auch im Sommer beheizt werden sollen, an, zum Beispiel im Umfeld von Schwimmbädern.

7. Zusammenfassung und Ausblick

Die Tests mit der Versuchsanlage in Aachen haben gezeigt, dass im Sommer eine Wärmeleistung bis zu ca. 85 W/m^2 mithilfe der Power Road® in Aachen möglich ist. Der ermittelte Wirkungsgrad gleicht dem von Bestandsanlagen in Frankreich, erreicht jedoch nicht so hohe Maximalwerte. Um mit der Anlage den Wärmeinseleffekt von Städten zu reduzieren, muss die Anlage im Sommer kontinuierlich betrieben werden und nicht nur wenige Stunden am Tag, da die Tests gezeigt haben, dass die thermische Speicherfähigkeit der Straße hoch ist. Gleichzeitig ermöglicht es die Speicherfähigkeit der Straße, dass die Wärmeabnahme nicht nur bei hoher Sonneneinstrahlung möglich ist.

Die Tests des Winterbetriebs haben gezeigt, dass die Schneeräumung bei niedrigem bis mittlerem Schneefall in Echtzeit funktioniert. Ist der Schneefall zu hoch, kann der Schnee mit den programmierten Steuerungsparametern nicht schnell genug geschmolzen werden. Es hat sich gezeigt, dass die benötigte Wärmeleistung wahrscheinlich aufgrund einer zu niedrigen Wärmeleitfähigkeit des Asphalts nicht bereitgestellt werden kann. Bei massivem Schneefall sollte die Straße vor dem Schneefall vorgewärmt werden. Ein weiterer Lösungsansatz besteht darin, den Abstand zwischen den Rohrleitungen von 25 auf 20 cm zu verringern.

8. Quellen

[1] Deutscher Wetterdienst: Aktuelle tägliche ausgestochene Schneehöhen und Wasseräquivalente für Deutschland, URL: https://opendata.dwd.de/climate_environment/CDC/observations_germany/climate/daily/water_equiv/recent/ (Stand: 15.05.2024).

[2] The Copernicus Atmosphere Monitoring Service (CAMS): CAMS Radiation Service, URL: https://www.soda-pro.com/web-services/radiation/cams-radiation-service (Stand: 29.10.2023).

Versorgungssicherheit

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

Konzeptionierung einer Industrie-Dampfturbine vor dem Hintergrund eines sich wandelnden Energiemarktes

Stephan Schwab und Mario Küppers

1. Einleitung 79
2. Ziel des Projektes 80
3. Eindimensionale Betrachtung 82
3.1. Erste Ergebnisse und Ableitung von Maßnahmen 82
3.2. Elektrische Leistung 83
4. Optimiertes Dämpfungskonzept 84
4.1. Modellerstellung 85
4.2. Berechnungsergebnisse 85
4.3. Optimierung 88
4.4. Zusammenfassung des Dämpfungskonzeptes 89
5. Umsetzung 90
5.1. Kernturbine 90
5.2. Regelung, Aktorik und Sensorik 90
6. Zusammenfassung 91
7. Quellen 91

1. Einleitung

Anforderungen an Industrie-Dampfturbinen verändern sich im Zuge des wandelnden Energiemarktes stetig. Darüber hinaus priorisiert der betriebliche Prozess eine an diese Anforderungen angepasste Fahrweise von Turbo-

maschinen, was über Jahre in einer Betriebsweise resultieren kann, welche von der Ursprungsauslegung deutlich abweicht.

Weicht die Betriebsweise massiv ab, muss die Auswirkung der veränderten Fahrweise nicht nur strömungsmechanisch, sondern auch hinsichtlich der Dauerfestigkeit neu betrachtet werden. Der Einfluss der Betriebsweise auf die Turbomaschine kann in der Regel mit Eindimensionale-Betrachtungen und Erfahrungswerten beurteilt werden. Des Weiteren können dabei komplexere zu berücksichtigende Problemstellungen definiert werden, welche mit numerischen Methoden zu berechnen sind.

Im gegenwärtigen Beitrag werden die Engineering- und Umbauarbeiten an einer Industrie-Dampfturbine vorgestellt. Es wird die Machbarkeit der Aktivierung einer Anzapfung auf einem gegebenen Druckniveau untersucht. Außerdem soll die Beschaufelung des Niederdruckteils der Dampfturbine untersucht werden. Die zwei letzten Schaufelreihen des Niederdruckteils wurden vor längerer Zeit entnommen, um für den Prozess höhere Drücke bereitstellen zu können. Bei der hier betrachteten Turbine handelt es sich um eine MAN MARC2 C10 Industriedampfturbine. Das Verfahren lässt sich jedoch auf die meisten anderen Dampfturbinen übertragen.

Im ersten Schritt werden die Anforderungen für den Umbau in Absprache mit dem Kunden definiert. Es folgt die Erstellung eines Eindimensionale-Modells der Dampfturbine, das im Anschluss anhand von Betriebsdaten validiert wird. Mithilfe dieses Modells werden ebenfalls elektrische Leistung, Axialschub und Druckniveaus zwischen den Schaufelreihen bestimmt. Zusätzlich werden die Strömungsquerschnitte der Rohrleitungen betrachtet. Parallel dazu erfolgt in einem zweiten Schritt die Erfassung der nötigen Geometriedaten im Rahmen einer geplanten Revision. Diese Daten dienen der Durchführung einer numerischen Untersuchung der ND-Beschaufelung.

2. Ziel des Projektes

An der diesem Projekt zugrundeliegenden, gegenständigen Turbine soll die Bereitstellung von Wärme erhöht werden. Dazu soll die Aktivierung einer Anzapfung auf ein bestimmtes Druckniveau geprüft werden.

Die in Abbildung 1 gezeigte Turbine stellt die Maschine im originalen Design dar. Die Turbine wurde im Jahr 2010 umgebaut, um höhere Abdampfdrücke für den internen Prozess bereitstellen zu können. Im Rahmen des Umbaus wurden damals die letzten beiden Reihen des ND-Teils entfernt. Dieser Zustand der Turbine wird hier als Referenzturbine bezeichnet. Außerdem wurde bereits eine Rohrleitung zwischen Leitschaufelträger 1 und 2 implementiert (Abbildung 1,

grüne Markierung). Die Realisierbarkeit der gewünschten Anzapfmengen muss für zwei unterschiedliche Betriebsweisen (folgend: Sommer und Winter) bewertet werden.

Zunächst wird basierend auf einem Längsschnitt der Turbine und einem Referenzmaß eine Eindimensionale-Betrachtung durchgeführt, bei der folgende Parameter berechnet werden:

- Axialschub der Referenzturbine
- Wirkungsgrad der Referenzturbine
- Berechnung unterschiedlicher Anzapfmengen
    - Auswirkung auf die elektrische Leistung
    - Auswirkungen auf den Axialschub
    - Berücksichtigung der Kühldampfmenge
- Bewertung von Strömungsquerschnitten (wirtschaftlicher Strömungsquerschnitt)

Mithilfe von Betriebsdaten wird das Eindimensionale-Modell validiert. Zusätzlich soll der ND-Teil hinsichtlich der Dauerfestigkeit mit numerischen Methoden im Detail untersucht werden.

Sommer- und Winterbetrieb unterscheiden sich im Wesentlichen durch den Frischdampfmassenstrom und im geringen Maße in der Entnahmemenge (vor dem ND-Teil). Ziel des Projektes ist es, für diese beiden Fahrweisen die Realisierung bzw. Definition der Grenzen der Anzapfmengen und die Detailuntersuchung der ND-Beschaufelung durchzuführen.

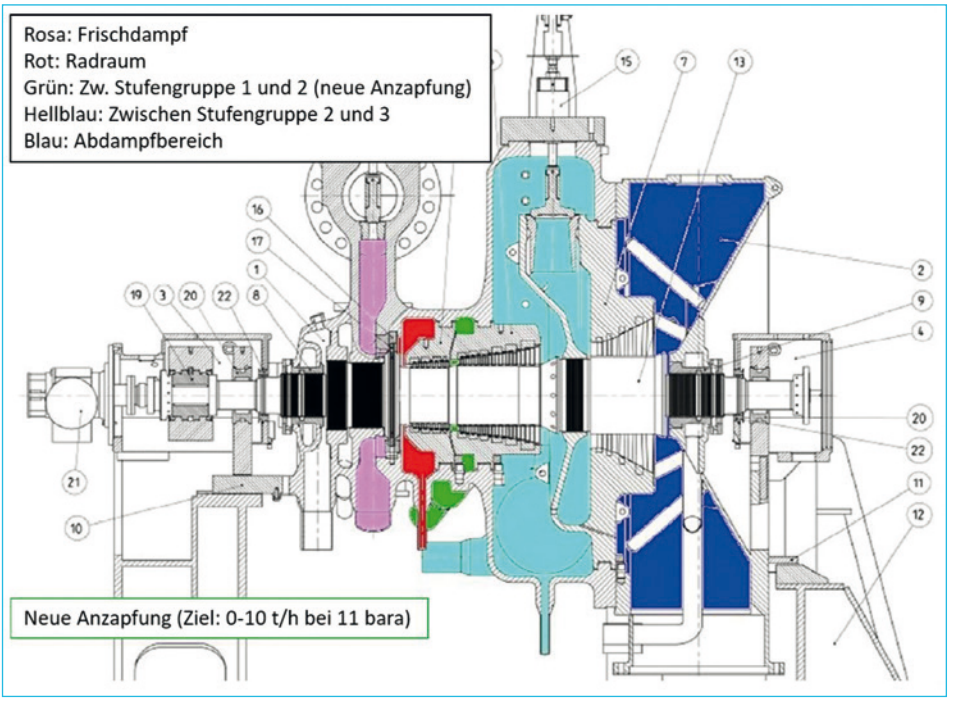


Abb. 1: Längsschnitt der Turbine [2]

3. Eindimensionale Betrachtung

Zur Bewertung der möglichen Anzapfmenge mit den gegebenen Betriebsdaten werden die Druckniveaus zwischen den einzelnen Schaufelreihen berechnet. Dazu werden u. a. schaufelspezifische, dimensionslose Kenngrößen herangezogen. Nach Ermittlung der Druckniveaus wird mithilfe des Kegelgesetzes nach Stodola [1] der Einfluss der Anzapfmenge auf das Druckniveau untersucht. Somit können die axialen Schubanteile aller Schaufelreihen und der weiteren Absätze in und gegen Dampfrichtung berechnet werden. Im Anschluss daran wird in Abhängigkeit der Entnahmemengen die abgegebene elektrische Leistung ermittelt.

3.1. Erste Ergebnisse und Ableitung von Maßnahmen

Die ersten Berechnungen zeigten, dass die Anzapfung von den gewünschten 10 t/h bei 11 bar problematisch ist. Der Unterschied zwischen Sommer- und Winterbetrieb ist massiv hinsichtlich des Frischdampfmassenstroms [im Sommer nur ca. 50 % der Auslegungs-(Winter)-Frischdampfmenge]. Selbst durch Entnahme von vier der sieben Schaufelreihen der ersten Stufengruppe können im Sommerbetrieb – unter Berücksichtigung der gewünschte Anzapfdaten, des Axialschubs und der Kühldampfmenge – lediglich 2 t/h Anzapfung

gefahren werden. Dem gegenüber stehen gleichzeitig zu hohe Drücke an der Anzapfstelle während des Winterbetriebes. Eine praktikable Auslegung der Regelarmaturen ist somit kaum realisierbar. Gleiches ergaben die Berechnungen für die Auslegung der Rohrleitungen: Es wurde festgestellt, dass der Durchmesser der Rohrleitungen im Winterbetrieb deutlich größer sein müsste als im Sommerbetrieb. Dies hätte hohe Umbaukosten und eine überdimensionierte Auslegung für den Sommerbetrieb zur Folge. Darüber hinaus variieren die Axialschübe massiv in Abhängigkeit der beiden Betriebsweisen.

Aus diesen Gründen wurden in Absprache mit dem Kunden die Anforderungen an das Projekt angepasst. Der Winterbetrieb stellt zu keinem Zeitpunkt ein Problem hinsichtlich des Druckniveaus an der Anzapfstelle dar und erfordert keine Einschränkungen. Allerdings ist das Druckniveau für den Sommerbetrieb ohne das Entfernen von Stufen zu gering. Daher werden zum einen die gewünschte Anzapfmenge und die Entnahmemenge (vor dem ND-Teil) reduziert und zum anderen Frischdampf über eine Hochdruckumformstation direkt auf die Anzapfschiene gespeist.

Mit diesem Kompromiss werden die Anzapfmengen im Sommerbetrieb stark reduziert. Gleichzeitig sind die Auswirkungen auf die auszulegenden Komponenten als praktikabel und zielgerichtet umsetzbar zu bewerten. Die Spreizung des Axialschubes erreicht nun in Bezug auf den Auslegungspunkt Werte von 100 % bis -5 %. D. h., eine Schubumkehr liegt weiterhin vor, kann aber in Abhängigkeit von der Fahrweise eindeutig definiert werden. Die maximale Auslastung ist im Vergleich zu der Berechnung mit vier entnommenen Schaufelreihen um ca. die Hälfte reduziert.

3.2. Elektrische Leistung

Infolge der erhöhten Entnahmemengen wird die elektrische Leistung des Turbostrangs reduziert. Zur abschließenden kommerziellen Beurteilung wird die elektrische Leistungsabgabe in Abhängigkeit der Anzapfmengen und der Bypassmenge (Sommer) berechnet. Für die thermische Betrachtung werden die Ein- und Austrittszustände sowie der Massenstrom gemäß bereitgestellter Betriebsdaten herangezogen. Die Validierung der Wirkungsgrade der Regelradstufe und der einzelnen Stufengruppen erfolgt mithilfe der gegebenen Leistungsabgabe gemäß der Betriebsdaten. Anschließend werden die Leistungsanteile der Regelradstufe und der einzelnen Stufengruppen in Abhängigkeit der gefahrenen Anzapfmengen berechnet.

Im Winterbetrieb wird die neue Anzapfmenge aus der neu zu installierenden Anzapfung nach der ersten Stufengruppe entnommen. Hierbei wird mit minimiertem Umbauaufwand an der Turbine die bestmögliche Anzapfmenge mit der geringsten Leistungseinbuße kombiniert. Die Nutzung der Turbine im Sommer-

betrieb erfordert jedoch, den zur Auskopplung benötigten Dampf vollständig an der Turbine vorbeizuleiten. In Abbildung 2 sind die Leistungsverluste in Bezug auf die jeweils größten Leistungsabgaben im Winter bzw. Sommer dargestellt. Die Kühldampfmenge wurde bei der Betrachtung ebenfalls berücksichtigt.

Anzumerken bleibt, dass die Maschine teilweise in stark ausgeprägten Teillast-Bereichen betrieben wird. Dies trifft besonders auf den ND-Teil zu. Daraus resultiert eine Fehlanströmung, welche zu Schwingungsanregungen führen kann. Aufgrund der Historie der Maschine wird in Kapitel 4 ein besonderes Augenmerk auf die ND-Beschaufelung hinsichtlich ihrer Festigkeit gelegt.

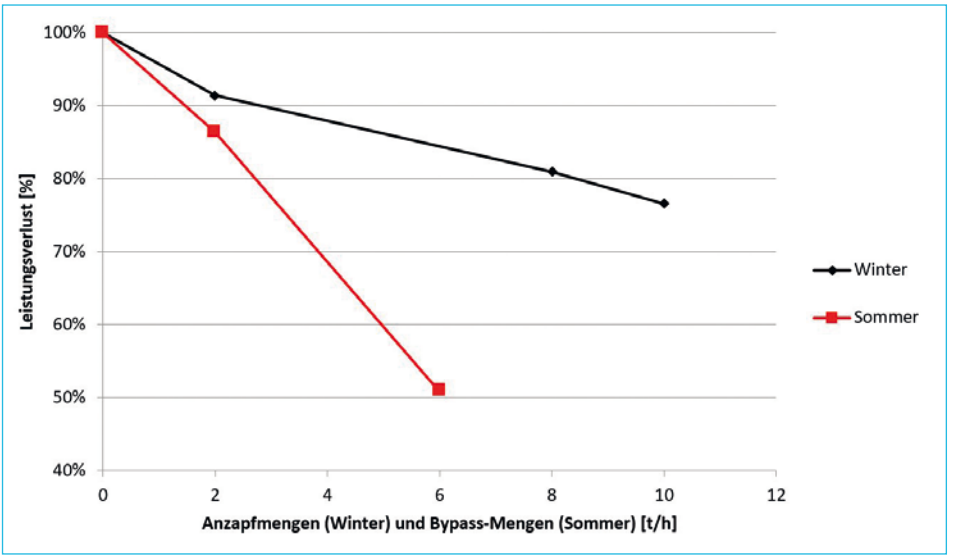


Abb. 2: Leistungsverlust in % in Abhängigkeit der Anzapfmenge (Winter) und Bypass-Menge (Sommer) in t/h

4. Optimiertes Dämpfungskonzept

Zwischen der Engineering-Studie und einer möglichen Umsetzung wurde turnusgemäß eine Revision durchgeführt. In der Revisionsvorplanung wies der Kunde daraufhin, dass es in der Vergangenheit Probleme an der Beschaufelung der Laufreihe der Stufe 21 gegeben habe. Diese Stufe ist seit dem Umbau im Jahr 2010 die letzte Schaufelreihe der Turbine. Damals wurden die letzten beiden Schaufelreihen (Nr. 22 und Nr. 23) zur Realisierung eines höheren Abdampfdruckes entfernt. Im Laufe der Jahre kam es zu Anrissen im Übergangsbereich von Schaufelfuß zu Schaufelprofil. Für eine Bewertung reicht eine Eindimensionale-Betrachtung nicht aus: Es muss zusätzlich eine numerische Berechnung durchgeführt werden, um möglichst genaue Werte für die hochinstationären

Erregerkräfte zu erhalten. Anschließend werden daraus sowohl die Festigkeit als auch das Schwingungsverhalten ermittelt. Diese Ergebnisse dienen im Anschluss zur Verbesserung des Designs.

4.1. Modellerstellung

Im Rahmen der Revision wurden die beiden Schaufelreihen des ND-Teils inkl. des Ein- und Abströmbereichs mit einem 3D-Scanner geometrisch erfasst. Im Anschluss daran wurde ein numerisches Modell zur Berechnung erstellt (Abbildung 3). Für das betrachtete Gebiet wurde sowohl eine Diskretisierung als auch eine Gitterunabhängigkeitsbetrachtung durchgeführt. Diese dient dazu, den Einfluss des Gitters auf das Berechnungsergebnis zu minimieren. Ziel ist es, ein Gitter zu implementieren, welches eine ausreichend hohe Genauigkeit bei vertretbaren Rechenzeiten ergibt.

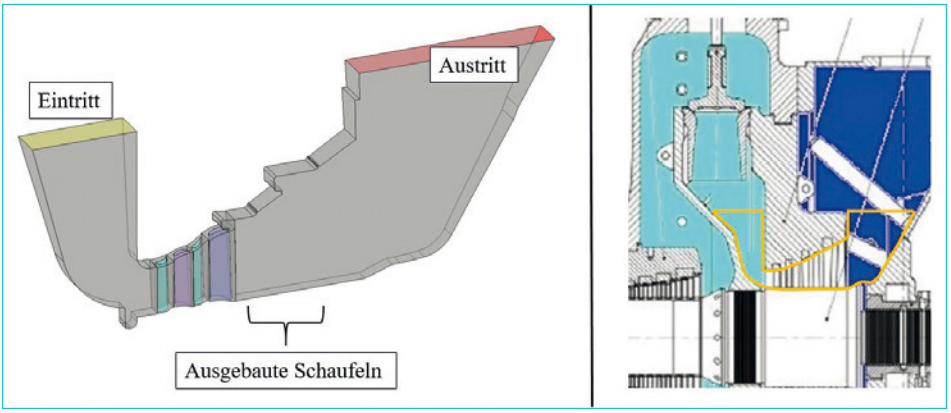


Abb. 3: Numerisches Modell zur Berechnung der Strömungsmechanik

4.2. Berechnungsergebnisse

Für die Strömungsanalyse wurden die Randbedingungen entsprechend der vorliegenden Betriebsdaten vorgegeben. Für den ND-Teil wurden dabei zwei Zustände betrachtet, ein minimaler (6 t/h) und ein maximaler (25 t/h) Massenstrom. Die Auswertung der Ergebnisse erfolgte für 20 %, 50 % und 80 % der radialen Kanalhöhe.

Die Auswertung und Darstellung der sogenannten Geschwindigkeitsdreiecke zeigt, dass für die geringen Massenströme (6 t/h) ein starker Restdrall in Drehrichtung vorliegt. Die letzte Stufe baut keinen Drall ab, es wird der Strömung keine Energie entzogen, sondern zugeführt. In Abbildung 4 sind beispielhaft die Geschwindigkeitsdreiecke der radialen Kanalhöhe für 50 % dargestellt. Die Auslegung dieser Stufe ist für diesen Betriebspunkt nicht effizient.

Die starke saugseitige Fehlanströmung der Laufschaufelreihen führt zu lokalen Ablösungen. Die Darstellung der Mach-Zahlen dient dabei als gute Grundlage zur Visualisierung (Abbildung 5).

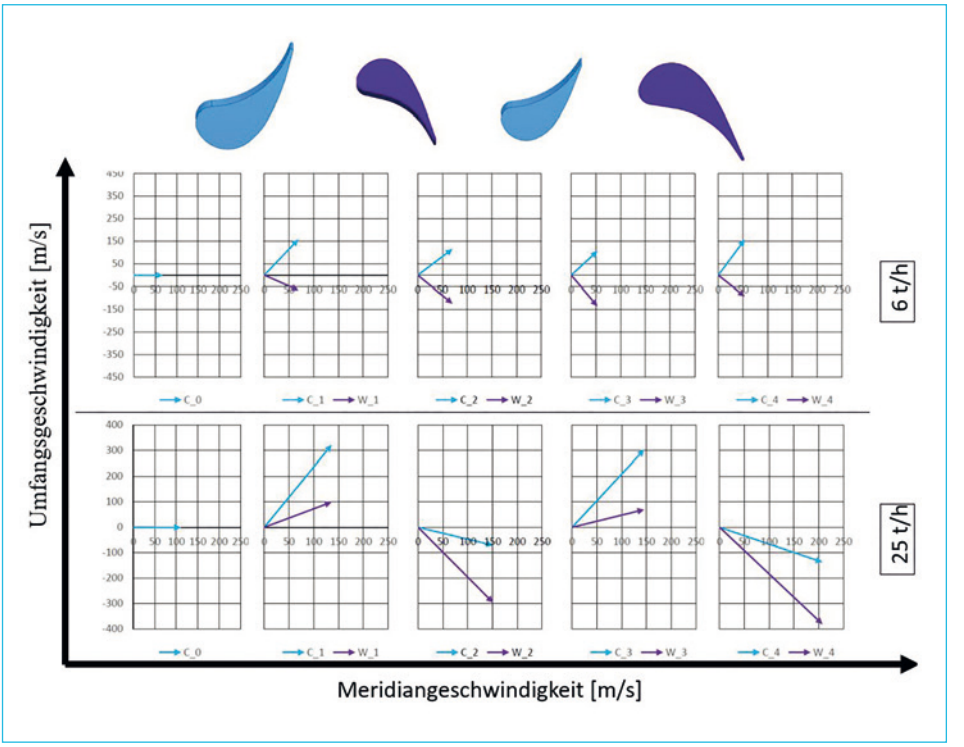


Abb. 4: Geschwindigkeitsdreiecke für 50 % Kanalhöhe 6 t/h und 25 t/h ND-Massenstrom

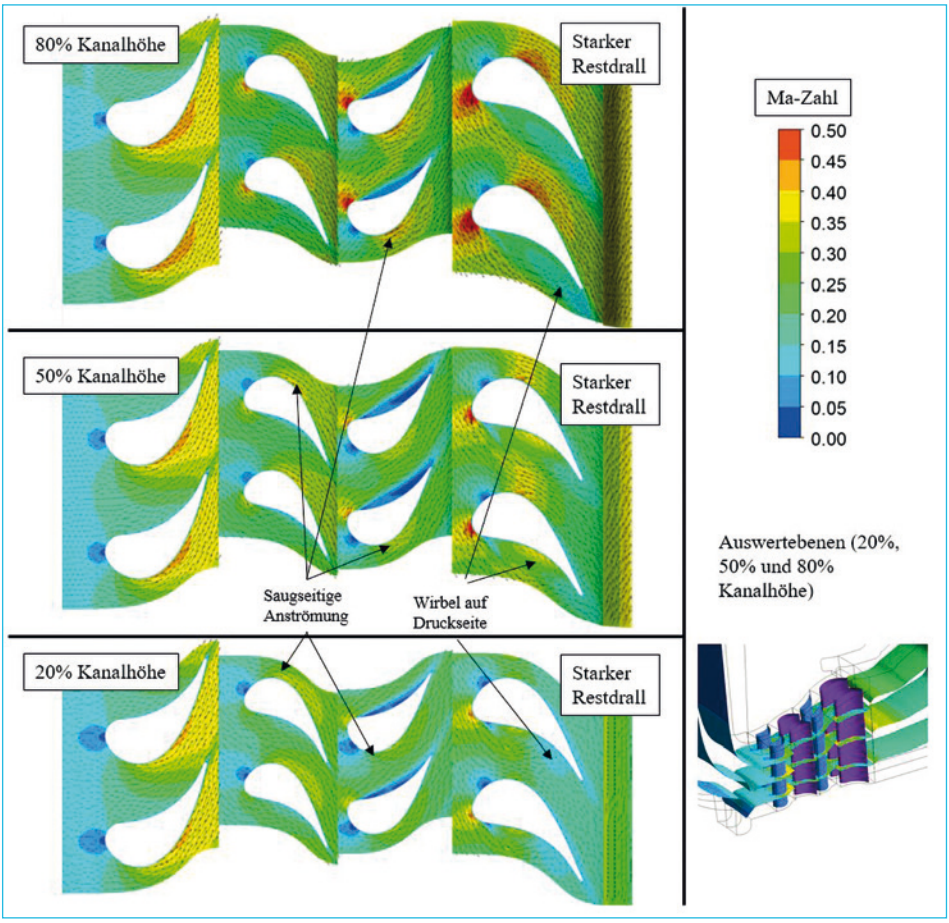


Abb. 5: Ergebnisse der Strömungssimulation für den minimalen Massenstrom (6 t/h) durch den ND-Teil für unterschiedliche Kanalhöhen, Ma-Verteilung

Die vorletzte Stufe wird bereits saugseitig angeströmt. Diese Fehlanströmung verstärkt sich bei der letzten Laufschaufelreihe. Die Ausprägung der Fehlanströmung steigt mit erhöhter Kanalhöhe (20 % zu 80 %) an, da dort die Umfangskomponente der Strömungsgeschwindigkeit am größten ist. Daraus bildet sich ein Wirbel auf der Druckseite. Dieser Wirbel ist hoch instationär und verursacht Druckschwankungen (Abbildung 6). Vergleichsrechnungen mit einem höheren Massenstrom (nahe der Auslegung) zeigen, dass für alle radialen Schnitte eine annähernd inzidenzfreie Anströmung vorherrscht und damit einhergehend lediglich geringere Anregungskräfte wirken. Die Turbine soll im Betriebspunkt nahe der Nennauslegung (Winterbetrieb) weiterhin möglichst effizient zur elektrischen Energiewandlung genutzt werden können, daher gilt es, die ND-Beschaufelung für den verkleinerten Massenstrom (Sommerbetrieb) robuster zu gestalten. Die reduzierte Effizienz spielt dabei eine untergeordnete Rolle.

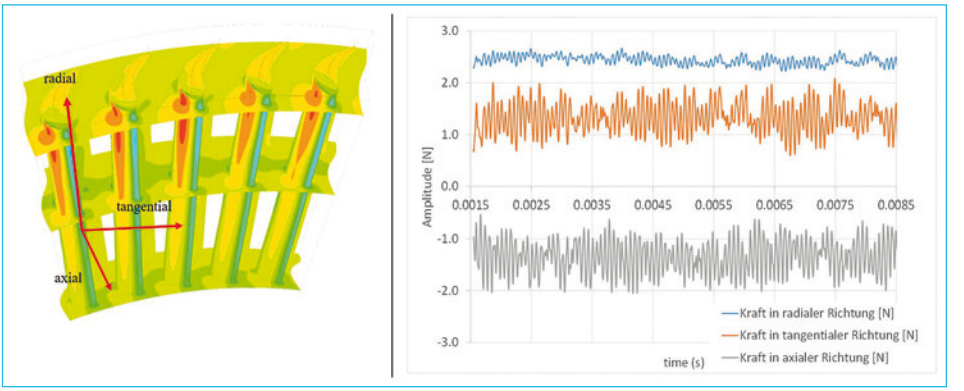


Abb. 6: Erregerkräfte für kleinen ND-Massenstrom (Sommerbetrieb)

4.3. Optimierung

Es wurden unterschiedliche Geometrien untersucht. Zum einen wurde der Übergangsradius im Bereich Schaufelfuß zum Schaufelprofil variiert und zum anderen unterschiedliche Drahtstärken für einen sogenannten Dämpferdraht untersucht. Infolge von Reibungskräften zwischen Dämpferdraht und Beschaufelung werden mögliche Schaufelschwingungen reduziert. Die Reduzierung der Kräfte ist in Tabelle 1 dargestellt.

Tab. 1: Vergleich von statischen Spannungsniveaus an Saug- und Druckseite

	Original Übergangsradius R = 2 mm ohne Dämpferdraht	Übergangs-radius R = 4 mm ohne Dämpferdraht	Korbbogen R=10 mm und r =3 mm, ohne Dämpferdraht	Übergangs-radius R = 4 mm, Dämpferdraht r = 4 mm
Spannungsniveau Saugseite	1	0,82	0,81	0,82
Spannungsniveau Druckseite	1	0,81	0,80	0,80

Die Auswertung der statischen Spannungen zeigt für alle Geometrien eine Reduzierung zwischen 18 %–20 % im Vergleich zur originalen Geometrie. Basierend auf diesem Ergebnis wird der Korbbogen nicht weiter verfolgt, da dieser sehr komplex in der Fertigung ist und in der statischen Analyse in diesem Fall keine wesentlichen Vorteile bringt. Demgegenüber steht, dass durch das höhere Gesamtgewicht aufgrund des Dämpferdrahts keine wesentlichen Nachteile für das Spannungsniveau entstehen. Für diese Geometrien wurden zusätzlich der Fußbereich der Beschaufelung und der Nutbereich am Rotor betrachtet. Es liegen keine wesentlichen Veränderungen vor. Damit ist die statische Analyse abgeschlossen.

Die in Abbildung 6 dargestellten Erregerkräfte werden nun in einer Festigkeitsberechnung mit der statischen Kraft überlagert. Es werden zwei unterschiedliche Drahtstärken (R = 3 und R = 4 mm) untersucht. Das Spannungsniveau innerhalb der Durchgangsbohrung in der Beschaufelung zur Durchführung des Dämpferdrahtes ist für beide Drahtstärken unkritisch. Des Weiteren wird die Anzahl der Verbindungsstellen des Dämpferdrahtes untersucht. In Abbildung 7 ist die Reduktion der dynamischen Spannung für vier optimierte Geometrien aufgeführt. Ein durchgehender Dämpferdraht ist fertigungstechnisch am einfachsten umzusetzen. Außerdem bietet der Draht mit 3 mm Durchmesser einen guten Kompromiss aus Optimierung der Dämpfungseigenschaften und Blockade des Strömungsraumes.

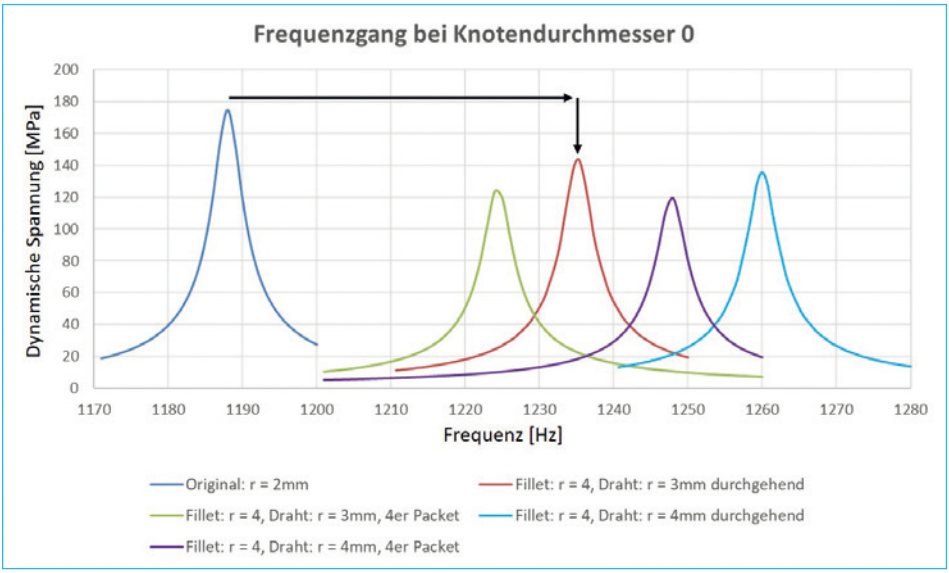


Abb. 7: Erhöhung der Schwingfestigkeit

4.4. Zusammenfassung des Dämpfungskonzeptes

Die statische Spannungskonzentration ist im Übergangsradius von Schaufelfuß zu Schaufelprofil durch eine Radienvergrößerung (von 2 mm auf 4 mm) um 18 %–20 % reduziert worden. Demnach hat die Geometrie eine höhere Reserve gegen dynamische Beanspruchungen. Die maximale dynamische Spannung im Resonanzfall wird um ca. 20 % durch den Dämpfungsdraht reduziert. Des Weiteren erhöht der Dämpferdraht den Abstand zur Resonanzfrequenz. Durch den vergrößerten Abstand zur Resonanzfrequenz sinken die maximale dynamische Spannung und die Anregungswahrscheinlichkeit erheblich. Der größere Draht (R = Ø 4 mm) verschiebt die Schaufelfrequenz stärker als der kleinere Draht (R = Ø 3 mm), allerdings hat der Draht mit 4 mm Durchmesser zwei Nachteile: zum einen liegt eine höhere Spannung in der Bohrung im Schaufelprofil vor und

zum anderen entsteht eine höhere Kanalversperrung, wodurch die Verluste bei hohen Dampfmassenströmen erhöht werden. Daraus resultiert, dass der kleinere Draht bevorzugt werden sollte, da dieser einen Kompromiss zwischen Systemversteifung, Dämpfung, Kanalversperrung und Bohrungsfestigkeit darstellt.

5. Umsetzung

5.1. Kernturbine

Der Raum zwischen Leitschaufelträger 1 und 2 musste unter Berücksichtigung der Strömungsgeschwindigkeit vergrößert werden.

Die Beschaufelung des ND-Teils wurde am Rotor und Stator vollständig ausgetauscht. Die letzte Laufschaufelreihe wurde mit dem in Kapitel 4 ausgelegten Dämpfungskonzept ausgeführt (Abbildung 8).

In diesem Zustand ist die Maschine erfolgreich in Betrieb gegangen.

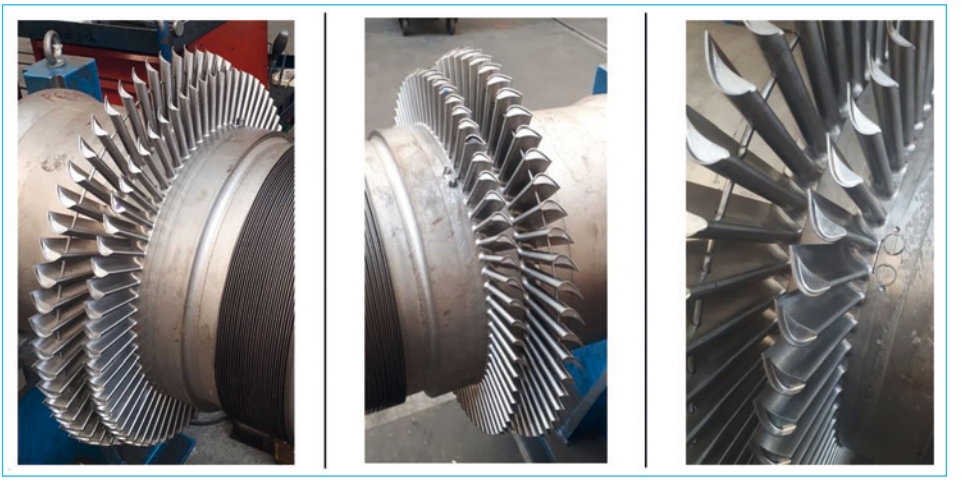


Abb. 8: Neugefertigte ND-Beschaufelung mit Dämpfungsdraht in der letzten Laufschaufelreihe

5.2. Regelung, Aktorik und Sensorik

Die Turbinenregelung ist der neuen Auslegung so anzupassen, dass bei Betrieb der Anzapfung und bei der Dampfentnahme zum einen eine Unterschreitung der Kühldampfmenge ausgeschlossen wird und zum anderen unzulässige Axialschubverhältnisse vermieden werden. Es ist deshalb notwendig, die Anzapfleitung und die Entnahmeleitung mit zusätzlicher Messtechnik für Druck, Temperatur und Menge zu instrumentieren.

Entsprechend programmierte Begrenzungsregler sind zur Absicherung der Grenzzustände vorzusehen. Je nach Auslegung der Regelungshardware kann der Aufbau einer neuen elektronischen Regelung notwendig werden.

6. Zusammenfassung

Die komplexen Anforderungen an Industrie-Dampfturbinen infolge des sich ändernden Energiemarktes erfordern für einen effizienten und kundenspezifischen Betrieb Modifikationen und Modernisierungsmaßnahmen. Die Vorgehensweise hinsichtlich solcher Modernisierungsmaßnahmen wurde im vorliegenden Beitrag erläutert. Beleuchtet wurde die Durchführung einer Eindimensionale-Betrachtung der Maschine, welche eine erste Aussage über die prinzipielle Machbarkeit geben konnte. Es erfolgte außerdem eine Bewertung der geplanten Umbaumaßnahmen sowie die abschließende Umsetzung der Modifikationen.

Im Rahmen der Eindimensionale-Betrachtung wurde die Dampfturbine bilanziert. Die Bilanzierung dient zur ersten Abschätzung von elektrischer Leistung, Axialschub und der Auslegung von Rohrleitungen und notwendigen Regelungsorganen. Die erforderlichen Daten zur Durchführung dieser Betrachtung sind sehr elementar und geben dem Kunden in kurzer Zeit eine günstige Möglichkeit, nachfolgend die Ergebnisse dieser Studie als Grundlage zur weiteren Prozessbewertung zu verwerten.

Die Ergebnisse zeigten, dass die Anforderungen an die Anzapfung reduziert werden müssen, da ansonsten die technischen Umsetzungen an der Maschine nicht praktikabel wären. Aus diesem Grund wurde in Rücksprache mit dem Kunden die Fahrweise für den Sommerbetrieb geändert und ein zielgerichteter Kompromiss für den Kunden definiert. Die erforderlichen Anpassungsarbeiten innerhalb der Turbine sind erfolgt (u. a. Vergrößerung des Strömungsquerschnittes zwischen Leitschaufelträger 1 und 2), sodass eine Aktivierung der Anzapfung mit den definierten Randbedingungen möglich ist.

Die letzte Laufschaufelreihe wurde hinsichtlich der Schwingungsstabilität optimiert. Dazu wurde zum einen ein Dämpfungskonzept in Form eines Dämpfungsdrahtes ausgelegt und implementiert und zum anderen der Übergangsradius zwischen Schaufelprofil und Schaufelfuß vergrößert. Die Vergrößerung des Übergangsradius reduziert das statische Spannungsniveau und erhöht somit die Reserven für dynamische Spannungsanteile.

7. Quellen

[1] A. Stodola: Dampf- und Gasturbinen. VDI Verlag GmbH, Düsseldorf, 1996.

[2] Betriebshandbuch, Dampfturbine. Springer Verlag, 2007.

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

Schritt für Schritt in die Energietransformation an einem Chemiestandort unter Aufrechterhaltung voller Verfügbarkeit

Michaela Buder, Jens Vater und Martin Köhler

1. Einleitung 93
2. GuD-Modernisierung 94
3. Netzausbau – mit mehr Power in die Zukunft 98
4. Ausbau erneuerbarer Energien am Standort 99
5. Ausblick 100

AHK	Abhitzekessel
GT	Gasturbine
GuD	Gas- und Dampfturbinen-Kraftwerk
HD	Hochdruck
IBH	Inlet Bleed Heating
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
RDE	Reservedampferzeuger
VGV	Variable Guide Vane

1. Einleitung

Die anspruchsvollen Transformationsziele hin zu einer klimaneutralen Produktion ab 2050 vereint die BASF in ihrem Unternehmenszweck *We create chemistry for a sustainable future*. Der Produktionsstandort Schwarzheide möchte hier in besonderem Maße voranschreiten und unter anderem seine Versorgungsbetriebe Schritt für Schritt auf die Integration erneuerbarer Energien umstellen.

Die BASF Schwarzheide GmbH gehört seit 1990 zur BASF-Gruppe und produziert mit mehr als 2.100 Mitarbeitenden am Standort in der Lausitz Spezialchemikalien. Das Produktportfolio umfasst Polyurethan-Grundprodukte und -Systeme, Pflanzenschutzmittel, Wasserbasislacke, Technische Kunststoffe, Schaumstoffe und Veredlungschemikalien.

2. GuD-Modernisierung

Zur sicheren Versorgung der Produktionsanlagen mit Strom und Dampf betreibt die BASF Schwarzheide GmbH ein eigenes Gas- und Dampfturbinen-Kraftwerk (GuD) mit einer Gesamtkapazität von 200 t/h Dampf und 122 MW Strom bei hohem Wirkungsgrad durch effiziente Kraft-Wärme-Kopplung (KWK). Die Anlage besteht aus zwei Gasturbinen (39/52 MW ISO) mit entsprechenden Abhitzekesseln sowie einer nachgeschalteten Dampfturbine, einer Kondensationsturbine und zwei Dampferzeugern als Back-up-Systeme. Zur effizienten Einbindung erneuerbarer und damit volatiler Energien wurde das GuD-Kraftwerk in den Jahren 2019 bis 2022 mit dem Fokus auf der Erhöhung der Flexibilität und des Wirkungsgrades sowie der Senkung von Emissionen modernisiert. Die Maßnahmen, welche in Abbildung 1 schematisch dargestellt sind, umfassten unter anderem die Erneuerung einer Gasturbine, die Optimierung der zweiten Gasturbine, die Optimierung der nachgeschalteten Abhitzekessel sowie die Erneuerung der Prozessleittechnik inklusive der Umgestaltung der Messwerte.

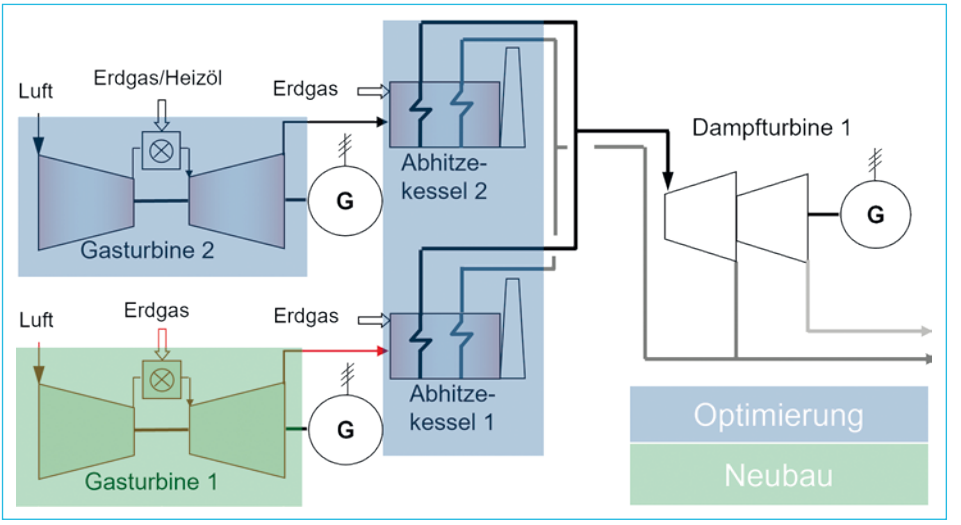


Abb. 1: Überblick der Maßnahmen zur Modernisierung des GuD-Kraftwerkes

Als besondere Herausforderung galt es dabei, die Maßnahmen in unmittelbarer Nähe weiterhin produzierender Nachbaranlagen sowie unter voller Gewährleistung der Strom- und Dampfversorgung des Werkes durchzuführen.

Zu diesem Zweck blieb während der Maßnahmen stets eine der beiden Gasturbinen in Betrieb. Eventuell zusätzlicher Strombedarf wurde über das Landesnetz kompensiert. Zur Versorgung mit Dampf wurden während der Modernisierung Dampfkessel angemietet.

Als erste Teilmaßnahme wurden Gasturbine 2 (GT 2) und deren Abhitzekessel mit dem Ziel der Erhöhung der Flexibilität optimiert. Wesentlicher Teil dieser Optimierungsmaßnahme war die Nachrüstung des Inlet-Bleed-Heating-Verfahrens zur Verbesserung der Teillastfähigkeit der Gasturbine. Hierzu wird ein Teil der komprimierten Luft über ein Regelventil noch vor der Verbrennung wieder dem Kompressoreinlass zugeführt. Abbildung 2 zeigt, dass mit dieser Maßnahme eine Absenkung der Teillast von 27 MW auf 13 MW, also um ca. 50 %, erreicht werden konnte.

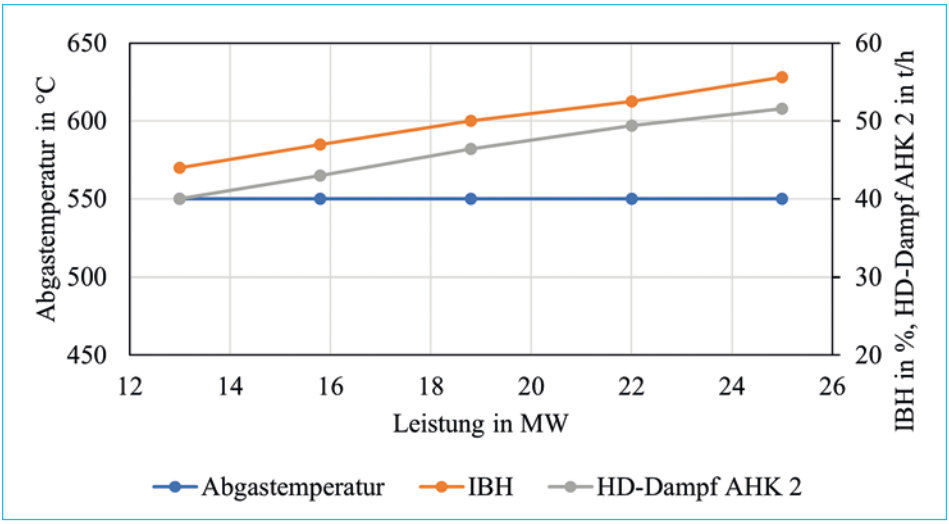


Abb. 2: Teillastoptimierung der GT2 durch IBH

Um zukünftig auch längere Stillstandszeiten ohne größere Schäden an der Gasturbine 2 gewährleisten zu können, wurde zudem die Möglichkeit geschaffen, sie mit Luft zu trocknen. Darüber hinaus können die Heizflächen des nachgeschalteten Abhitzekessels nasskonserviert und mit Stickstoff beaufschlagt werden, um der Korrosion während des Stillstandes vorzubeugen.

Nach erfolgreicher Wiederinbetriebnahme der optimierten Gasturbine 2 konnten die Arbeiten an der Gasturbine 1 beginnen. Es erfolgte ein vollständiger Ersatz der bestehenden GE-Turbine vom Typ Frame 6B durch eine SGT-800 Turbine der Fa. Siemens inklusive Fundament und Abgaskanal. Einen Vergleich der wesentlichen Parameter beider Turbinen ist in Tabelle 1 dargestellt.

Tab. 1: Gegenüberstellung der alten und neuen Gasturbine 1

Typ	GE Frame 6B	Siemens SGT-800
Eingangsgasdruck	24 bar_{rel}	29 bar_{rel}
Elektr. Bruttowirkungsgrad	31 %	39 %
Ausgangsleistung	40 MW	52 MW
Brennertechnologie	Diffusionsflamme	Vormischflamme in Ringbrennkammer
Brenneranzahl	12	30
Verdichterstufen	17	15
Verdichtungsverhältnis	12	22
Brennstoffnutzungsgrad		ca. 84 %

Der Einhub der neuen Gasturbine in Abbildung 3 verdeutlicht, dass dies unter den herrschenden Brownfield-Bedingungen, also die Integration in eine bestehende Anlage, mit besonderen Herausforderungen verbunden war. Die ersten drei Leitschaufeln des Verdichters der neuen Turbine verfügen über variable Winkeleinstellungen (Variable Guide Vanes, VGV), welche bei Teillast eine zusätzliche Flexibilität ermöglichen. Zu diesem Zweck ermöglicht eine zweite Regelkurve (gestrichelte Linie in Abbildung 4) zusätzlich zur normalen Regelkurve (durchgezogene Linie in Abbildung 4) durch Anpassung des VGV-Winkels einen höheren Volumenstrom durch den Verdichter und damit verringerte Turbineneintritts- sowie Turbinenaustrittstemperaturen. Auf diese Weise ist es möglich, bei gleicher Turbinenteillast die NO_x-Emissionen um ca. 30 % zu reduzieren. Die neue Turbine erzeugt im Vergleich zur bisherigen Turbine einen geringeren, aber ca. 50 K heißeren, Abgasstrom, weshalb Anpassungen an den Überhitzerflächen des Abhitzekessel 1 notwendig geworden sind. Darüber hinaus wurden weitere effizienzsteigernde Maßnahmen umgesetzt:

- Anpassungen an dem bestehenden Generator (Änderung der Drehrichtung),
- Modifizierungen am Rauchgaskanal (Ergänzung weiterer Strömungsgleichrichter) und den Flächenbrennern am Abhitzedampferzeuger,
- Ergänzung einer wassergekühlten Lithium-Ionen-Batterie zur Ermöglichung der Schwarzstart-Fähigkeit

Abb. 3: Einhub der neuen Gasturbine 1 (Foto: BASF)

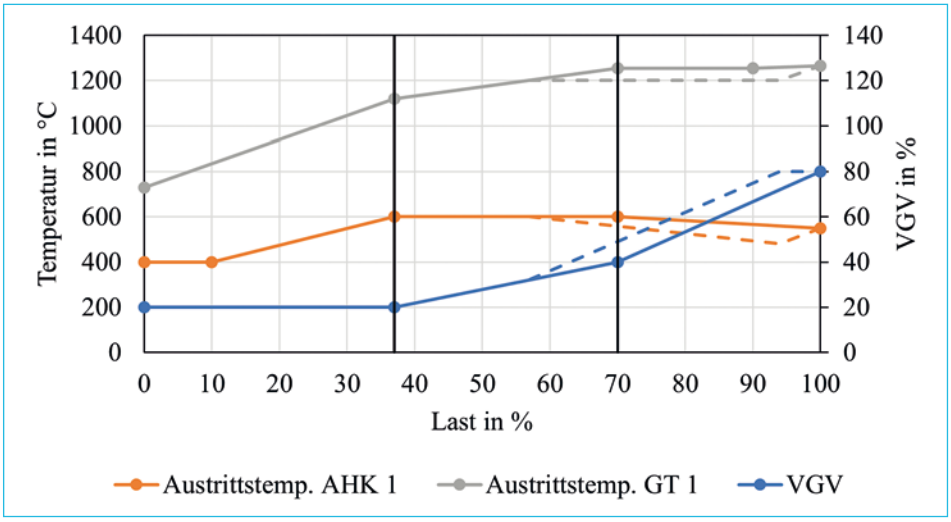


Abb. 4: Effizienz und Flexibilität nach Erneuerung der Gasturbine 1

Neben den apparate- und maschinentechnischen Optimierungen und Modernisierungen wurde das Prozessleitsystem erneuert sowie eine übergeordnete Dampf- und Stromregelung implementiert. Zusätzlich erfolgte die Anbindung an die BoFiT®-Umgebung der Fa. Volue, einer Planungssoftware zur Optimierung der Betriebsführung von Energieanlagen im Kontext der Kraft-Wärme-Kopplung.

3. Netzausbau – mit mehr Power in die Zukunft

Mit zunehmender Integration erneuerbarer Energien gewinnt die zuverlässige Verbindung zwischen dem Werksnetz der BASF Schwarzheide GmbH und dem Landesnetz an Bedeutung. Zum Vergleich: Der Chemiestandort hat den Energiebedarf der Stadt Cottbus auf einer viel geringeren Fläche. Einerseits erfolgt, insbesondere für Neuanlagen, eine tiefgehende Umstellung von dampfbasierter auf elektrische Beheizung. Andererseits ist ein zuverlässiger werksseitiger Strombezug ein entscheidender Faktor bei Standorterweiterungen. Aus diesen Gründen wird das werkseigene Stromnetz bis 2026 modernisiert und erweitert. Im Netzausbau inkludiert sind folgende Teilmaßnahmen:

- Bau einer 110-kV-Schaltanlage (Abbildung 5)
- Bau von zwei neuen 110/20-kV-Trafostationen
- Bau einer neuen 20-kV-Hauptschaltanlage
- Verlegung von ca. 27 km Kabeln auf 110-kV-Ebene und ca. 20 km Kabeln 20/6-kV-Ebene

Abb. 5: Luftbild der neuen 100-kV-Schaltanlage (Foto: BASF)

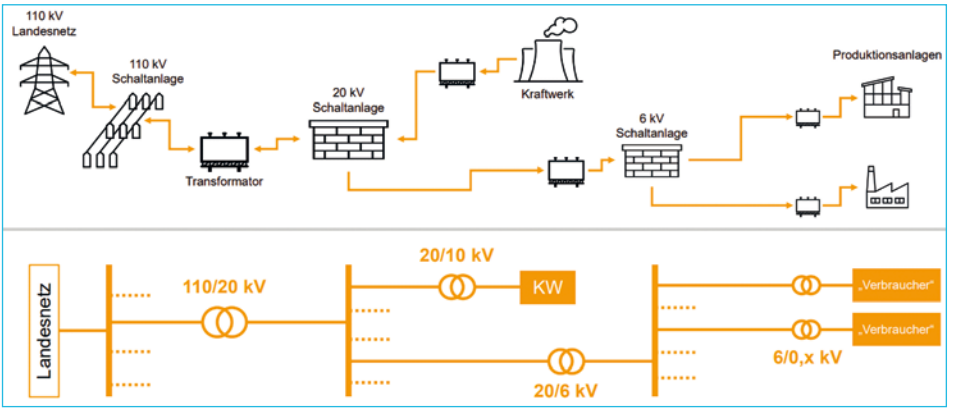


Abb. 6: Schematische Darstellung der neuen 110-kV-Schaltanlage

Mit Fertigstellung der 110-kV-Schaltanlage betreibt die BASF Schwarzheide GmbH das größte Umspannwerk auf dieser Spannungsebene in Südbrandenburg. In Abbildung 6 ist das Ergebnis des Netzausbaus schematisch dargestellt. Die 20-kV-Werksnetzebene ermöglicht aufgrund der redundanten Versorgung durch das GuD-Kraftwerk und durch Strombezug aus dem Landesnetz eine zuverlässige Stromversorgung der Produktionsanlagen.

4. Ausbau erneuerbarer Energien am Standort

Auf einer Fläche von 24 ha wurden innerhalb von sechs Monaten Bauzeit ein Solarpark mit rund 52.000 Photovoltaikmodulen sowie ein Umspannwerk errichtet, um fortan Strom aus erneuerbaren Energien für den Produktionsstandort zu liefern. Mit einer installierten Gesamtleistung von 24 MWp und einer erwarteten Stromproduktion von 25 GWh pro Jahr ist die Anlage weltweit das erste größere Solarkraftwerk, das BASF mit einem Partner realisiert hat. Im Jahresmittel wird der Solarpark, der auf dem Luftbild in Abbildung 7 zu sehen ist, ca. 10 % des derzeitigen Strombedarfs des Produktionsstandortes decken können und damit einen erheblichen Beitrag zur Reduzierung des CO_2-Fußabdruckes leisten.

Abb. 7: BASF enviaM Solarpark Schwarzheide (Foto: BASF/Kai Abresch)

Batteriespeicher im großtechnischen Maßstab haben eine wichtige Bedeutung in einer auf Erneuerbaren Energien basierenden Stromversorgung. Aus diesem Grund hat die BASF Schwarzheide GmbH die Systemintegration eines Natrium-Schwefel-Batteriespeichers (Abbildung 8) in unmittelbarer Nachbarschaft zum neu entstandenen Solarpark pilotiert und möchte damit innovative Fahr- und

Betriebsweisen erproben. Der Speicher eignet sich durch sein Verhältnis von Lade-/Entladeleistung zu nutzbarer Energiekapazität besonders gut für die Pufferung von Solarstrom und hat eine installierte Leistung von 1 MW mit nutzbarer Energiekapazität von 5,8 MWh. Die Zellen arbeiten dabei in einem optimalen Temperaturbereich zwischen 300 °C bis 340 °C. Die zyklische Lebensdauer beträgt 4.500 Vollzyklen. Kalendarisch wird vom Hersteller die Lebensdauer mit 15 Jahren angegeben.

Abb. 8: Versuchsanlage NaS-Batteriespeicher am Solarpark (Foto: BASF/Steffen Rasche)

5. Ausblick

Die BASF Schwarzheide GmbH ist auf Wachstum ausgerichtet und treibt die Transformation hin zu einer nachhaltigen und klimafreundlichen Energieversorgung weiter voran. In der Produktion setzen wir auf innovative Verfahren, Kreislaufwirtschaft und zunehmend auch auf den Einsatz erneuerbarer Energien. Am Beispiel der hier vorgestellten Projekte konnte gezeigt werden, dass erste wichtige Schritte getan wurden bzw. werden, um die selbstgesteckten Ziele einer klimaneutralen Produktion ab 2050 in der BASF-Gruppe zu erreichen.

Mit dem bereits in Betrieb befindlichen Solarpark wurde ein wichtiger Schritt in Richtung CO_2-Neutralität unternommen. Weitere Projekte werden in den nächsten Jahren umgesetzt. In diesem Zusammenhang wurden nahegelegene Flächen gesichert, um den Ausbau von erneuerbaren Energien in den kommenden Jahren signifikant voranzutreiben. Eine wesentliche Herausforderung

bei der Integration und Nutzung erneuerbarer Energien unter der Randbedingung einer dauerhaften Sicherstellung der Versorgung mit Strom und Dampf ist die starke Schwankung in der Erzeugung. Batteriespeicher allein können dafür nicht die Lösung sein. Es zeichnet sich ab, dass ein weiterer Hebel die Flexibilität der Produktionsanlagen auf der Verbraucherseite ist. Die vorhandene Flexibilität bewusst zu nutzen, auszubauen und geschickt mit den anderen Assets im Verbund zu kombinieren, wird zukünftig erforderlich, um mit geringeren CO_2-Emissionen und Energiekosten wettbewerbsfähig zu produzieren. Die BASF Schwarzheide GmbH ist sehr gut geeignet, um Demand Side Management dieser Art im Verbund zu pilotieren und zeitnah umzusetzen, weshalb sich erste Pilotprojekte bereits in der Umsetzung befinden.

Für die Reduktion des CO_2-Fußabdrucks der Dampfversorgung, welche aktuell über die KWK-Anlage abgedeckt wird, gibt es verschiedene Lösungsansätze. Ein möglicher Ansatz sind Power-to-Heat-Technologien, wie zum Beispiel die Integration von Wärmepumpen. Die hohen Zieltemperaturen zur Einbindung von Wärmepumpen in die chemische Produktion sind in der notwendigen Größenordnung aktuell nicht Stand der Technik, gewinnen mit voranschreitender Entwicklung jedoch zunehmend an Bedeutung. Andere Power-to-Heat-Technologien, wie schnellstartfähige E-Boiler, können bereits heute zur Implementierung einer grünen Dampfversorgung in industrieller Skalierung eingesetzt werden.

Ein weiterer Ansatz ist die Nutzung alternativer Brennstoffe im GuD-Kraftwerk, wie zum Beispiel Wasserstoff. Erste Voraussetzungen dafür sind am Standort bereits vorhanden, bedingen aber eine zuverlässige Versorgung über eine Anbindung an die bundesweite Wasserstoffinfrastruktur.

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

Altersbedingter Umbau von Nasszellenkühltürmen im laufenden Kraftwerks- und Raffineriebetrieb ohne Einschränkungen in der Kühlleistungs-Verfügbarkeit

Lars Wittenbecher, Jan C. Hintzen und Christoph Meyer

1. Standort & Anlagenbestand 103
2. Ausgangssituation & Zielsetzung 105
3. Randbedingungen & Konzept 106
4. Ausschreibung & Vergabe 107
5. Planung & Genehmigung 108
6. Bau & Montage 109

1. Standort & Anlagenbestand

Die RKB Raffinerie-Kraftwerks-Betriebs GmbH, eine 100-%ige Tochtergesellschaft der IQONY Solutions GmbH (hervorgegangen aus der STEAG GmbH), betreibt am Standort des Chemie- und Industrieparks Leuna in Sachsen-Anhalt das Raffinerie-Kraftwerk Leuna, welches seit Inbetriebnahme im Jahre 1996 die benachbarte Raffinerie der TotalEnergies Raffinerie Mitteldeutschland GmbH mit Elektrizität, Prozessdampf und Druckluft sowie mit diversen Prozesswässern versorgt. Neben den dazu notwendigen erzeugungs- und aufbereitungstechnischen Anlagen verfügt das Raffinerie-Kraftwerk Leuna zudem über eine zweiteilige Nasszellenkühlturmanlage mit insgesamt zehn Kühlzellen. Der sog. Kraftwerks-Kühlturm mit Gesamt-Abmessungen von ca. 30 m x 30 m x 21 m (Länge x Breite x Höhe von Oberfläche Gelände bis Oberkante Schallkulissen) umfasst vier dieser zehn Kühlzellen und stellt mit einer Kühlleistung von ca. 196 MW die Wärmesenke für den kraftwerkseigenen Wasser-Dampf-Kreislauf dar. Demgegenüber bilden die übrigen sechs Kühlzellen den sog. Raffinerie-Kühlturm mit Gesamt-Abmessungen von ca. 44 m x 30 m x 21 m, welcher mit einer Kühlleistung von ca. 221 MW zur Rückkühlung der Raffinerie-Prozesse genutzt wird. Abbildung 1 zeigt die alte Nasszellenkühlturmanlage während der finalen Bau-/Montagephase bzw. Erst-Inbetriebsetzung.

Abb. 1: Alte Nasszellenkühlturmanlage während der finalen Bau-/Montagephase (sechszelliger Raffinerie-Kühlturm im Vordergrund) bzw. Erst-Inbetriebsetzung (vierzelliger Kraftwerks-Kühlturm im Hintergrund)

Die aufgehenden Teile der Nasszellenkühlturmanlage, sprich die Kühlzellen sowie deren periphere Elemente und Komponenten, wurden ursprünglich über einer durchgehenden Betonbeckenkonstruktion aus Stahlbeton errichtet, welche sich je Kühlturm aus einem separaten Kühlturmbecken mit Auslaufbereich und Sieb-/Abscheideeinrichtungen sowie einem zwischenliegenden Beruhigungsbecken zusammensetzt. Oberhalb dieses Beruhigungsbeckens befinden sich die Kühlwasserpumpen sowie die zu-/abführende Rohrleitungstechnik, mit deren Hilfe die Kühlkreisläufe von Kraftwerk und Raffinerie umgewälzt werden. Die Kühlturmbecken beider Kühltürme verfügen auf der Innenseite über keinerlei räumliche Trennung oder Aufteilung – es ist also von zellübergreifenden Kühlturmtassen die Rede. Abbildung 2 (links) zeigt dies am Beispiel der Kühlturmtasse des Raffinerie-Kühlturms.

Abb. 2: Stahlbetonbeckenkonstruktion (links), Kühlwasserpumpen mitsamt Peripherie (mittig) und Holz-Tragwerksverbund (rechts)

Trotz unterschiedlicher Kühlzellenanzahl wurden der Kraftwerks-Kühlturm und der Raffinerie-Kühlturm grundsätzlich baugleich ausgeführt und hinsichtlich der zwecks Kühlbetrieb erforderlichen Anlagentechnik identisch ausgestattet. Neben den Gehäuseverkleidungen, Einhausungen und zu-/abluftseitigen Schallkulissen besitzt jede Kühlzelle eine separate Ventilatoreinheit mit E-Antrieb, eigene Kühleinbau- und Tropfenabscheiderpakete inklusive entsprechender Unterkonstruktionen sowie ein individuelles Wasserverteilsystem, maßgeblich bestehend aus entsprechenden Haupt- und Unterverteilern sowie Armaturen und Sprühdüsen, welche im Falle von Wartungs- und Instandhaltungsarbeiten die zellspezifische Außerbetriebnahme sowie die anschließende Wiederinbetriebnahme erlaubt. Hinzukommen entsprechendes Equipment für elektrisches Messen, Steuern und Regeln (EMSR) inkl. Verkabelung sowie diverse übergeordnete betriebliche Einrichtungen wie beispielsweise Feuerlöschsysteme oder Biozidierungs- und Ozonierungsanlagen.

Sowohl der Kraftwerks-Kühlturm als auch der Raffinerie-Kühlturm wurden im ursprünglichen Zustand von Fachwerk-Konstruktionen aus hölzernen Stielen, Riegeln und Diagonalen getragen, welche sich in horizontaler wie vertikaler Richtung über sämtliche Ebenen und Bereiche aller jeweils zugehörigen Kühlzellen erstreckten. Die Verankerung bzw. die Befestigung dieser Holz-Tragwerke erfolgte seinerzeit mithilfe von Stahl-Verbindungselementen an den Wandvorlagen der Kühlturmtassen sowie auf bodenseitig vorgesehenen Bodensockeln bzw. -stützen. Aufgrund der konstruktiven Ausführung der Tragwerke verhielten sich beide Kühltürme nur im jeweiligen Gesamtzellverbund statisch stabil – einzelne Kühlzellen waren für sich alleinstehend nicht standsicher.

Die Kühlwasserversorgung erfolgt im Falle beider Kühltürme von außen über einseitig erdverlegte Hauptkühlwasserleitungen, von denen separate Stichleitungen mitsamt entsprechender Absperrorgane abzweigen. Oberhalb der zuluftseitigen Schallkulissen treten diese Stichleitungen in die einzelnen Kühlzellen ein und binden dort an die zelleigenen Wasserverteilsysteme an. Diejenigen Kühlzellen, die den Hauptkühlwasserleitungen zugewandt sind, werden somit von den Stichleitungen der gegenüberliegenden bzw. abgewandten Kühlzellen durchquert.

2. Ausgangssituation & Zielsetzung

Angesichts der Umgebungs-/Witterungsbedingungen und der betrieblichen Anforderungen am Standort Leuna sahen sich die Kühltürme jahrelang hohen Beanspruchungen ausgesetzt. Der dauerhafte Rückkühlbedarf von Kraftwerk und Raffinerie bei einer Verfügbarkeit von nahezu 8.760 h/a ging insbesondere bei den zuvor beschriebenen Holztragwerken mit natürlichen und betriebsbedingten Schadens- bzw. Abbauprozessen einher, welche den Aufwand

und damit letztlich auch die Kosten für die Wartung und Instandhaltung der Nasszellenkühlturmanlage über die Jahre kontinuierlich ansteigen ließen. Beeinträchtigungen wie Verschmutzung, Fäule, Holzkorrosion, Pilzbefall oder biologischer Bewuchs sowie mechanische Folgeschäden wie beispielsweise gebrochene Fachwerkselemente oder beschädigte Dach- und Treppenteile machten dabei nicht nur fortlaufende Sanierungsaktivitäten, sondern auch die sicherheitsbedingte Stilllegung bzw. Sperrung einzelner Anlagenteile und -bereiche erforderlich. Nachdem fortlaufend durchgeführte Untersuchungen und Beprobungen des Baubestandes eine mittel- bis langfristige Komplettsanierung der Holz-Tragwerke unausweichlich erschienen ließen, wurde von der RKB Raffinerie-Kraftwerks-Betriebs GmbH im Jahre 2018 die Entscheidung zur Sanierung beider Kühltürme getroffen. Zu diesem Zweck wurde das Projekt *RKB Leuna / Ersatzmaßnahmen Kühlturme* initiiert und die IQONY Solutions GmbH, ehemals STEAG Energy Services GmbH, als Owner's Engineer eingebunden.

Im Rahmen des Projekts wurde angestrebt, die ursprünglich holzbasierten Kühlzellen der Kraftwerks- und Raffineriekühltürme unter Wiederverwendung und möglichst geringfügiger Modifikation der bestehenden Stahlbetonbeckenkonstruktion vollständig durch einzeln standsichere Neubauten auf Basis von glasfaserverstärktem Kunststoff (GfK) zu ersetzen, sodass der bestimmungsgemäße Rückkühlbetrieb auch in Zukunft gewährleistet werden kann. Im Falle des Kraftwerks-Kühlturms war ein 1:1-Austausch der für den Kühlbetrieb notwendigen Anlagentechnik gemäß ursprünglicher verfahrens- und schalltechnischer Auslegung bei gleicher Rückkühlleistung vorgesehen, wohingegen der neue Raffinerie-Kühlturm auf veränderte betriebliche Anforderungen (geringere Kühlwassermenge, kleinerer Kühlgrenzabstand etc.) der Raffinerie zugeschnitten werden sollte.

3. Randbedingungen & Konzept

Wesentlich für die Konzeption der besagten Ersatzmaßnahmen war die betriebliche Anforderung/Randbedingung, dass die Prozessmedienversorgung der Raffinerie durch das Raffinerie-Kraftwerk und damit auch die Rückkühlung der Kraftwerks- und Raffinerieprozesse außerhalb turnusmäßiger Revisionsstillstände zu keinem Zeitpunkt eingeschränkt oder gar unterbrochen werden darf. Trotz der Möglichkeit, in der kälteren Jahreszeit über einen Zeitraum von ca. sechs Monaten auf die anteilige Kühlleistung einer Kühlzelle je Kühlturm zu verzichten und diese entsprechend abzuschalten, galt es, die Ersatzmaßnahmen somit grundsätzlich für eine schrittweise Umsetzung im laufenden Rückkühlbetrieb zu konzipieren und die Verfügbarkeit, die Funktionstüchtigkeit sowie die Betriebssicherheit der aktiv bleibenden Anlagenteile unter Berücksichtigung aller betrieblichen Schnittstellen und Wechselwirkungen zu gewährleisten. Die Beschaffenheit der Bestandsanlage zog vor dem Hintergrund des aufrecht-

zuerhaltenden Rückkühlbetriebs und des resultierenden sukzessiven Bau-/Montageablaufs aber nicht nur termin- bzw. ablaufplanerische Fragestellungen nach sich, sondern ging auch mit unmittelbaren Anforderungen/Randbedingungen technischer Natur einher. Maßgeblich ist in diesem Zusammenhang zunächst die fehlende Standsicherheit der in Erneuerung befindlichen Kühltürme nach Auflösung des statisch relevanten Kühlzellenverbundes zu nennen, denen mithilfe geeigneter Maßnahmen zur Absicherung bzw. Stabilisierung zu begegnen war. Des Weiteren macht die fehlende zellspezifische Trennung der Kühlturmtassen die Außerbetriebnahme und Trockenlegung einzelner Beckenbereiche im laufenden Rückkühlbetrieb unmöglich, weshalb – trotz bestehender Möglichkeit zur betrieblichen Absenkung des Wasserspiegels – gegebenenfalls unterwasserseitige Arbeiten/Tätigkeiten erforderlich sein würden. Erschwerend kam hinzu, dass die umliegenden Bereiche der Nasszellenkühlturmanlage aufgrund des angrenzenden Anlagenbestands und der Grenzen des Betriebsgeländes stark limitiert sind und resultierend nur geringfügige Bau- und (Vor-)Montageflächen vorgehalten werden können. Unter Berücksichtigung der statischen Belange, der sukzessiven Bau-/Montageabläufe sowie aller weiteren inneren und äußeren Faktoren wurde dann letztlich die folgende generische Schrittkette zur Umsetzung der Ersatzmaßnahmen an der Nasszellenkühlturmanlage entwickelt:

1. Absicherung des Kühlzellenverbundes
2. Außerbetriebsetzung einer alten Kühlzelle
3. Abbruch/Demontage einer alten Kühlzelle
4. Neubau/Montage einer neuen Kühlzelle
5. Inbetriebsetzung/Erprobung der neuen Kühlzelle
6. Vorläufige Übernahme der in Betrieb gesetzten und erprobten Kühlzelle

Obiges Vorgehen sollte bei der Erneuerung aller zehn Kühlzellen während des laufenden Rückkühlbetriebs in den Wintermonaten zum Tragen kommen und bis zur Fertigstellung beider Kühltürme wiederholt werden. Zudem war eine abschließende Gesamtabnahme vorgesehen.

4. Ausschreibung & Vergabe

Sowohl betrieblichen Anforderungen und Randbedingungen als auch das zuvor umrissene Konzept für die sukzessive Erneuerung der Nasszellenkühlturmanlage bildeten die Grundlage für eine technische Spezifikation mit funktionalen und konstruktiven Elementen, welche als wesentlicher Bestandteil einer Ausschreibung im Dezember 2019 an den Markt gebracht wurde. Am Ende des darauffolgenden Angebots- und Vergabeprozesses, welcher mit zahlreichen

Bietergesprächen und mehreren Angebotsrunden einherging, konnte letztlich die ENEXIO Service GmbH als Generalunternehmer zur weiterführenden Planung und Realisierung des Projekts *RKB Leuna/Ersatzmaßnahmen Kühltürme* gewonnen werden. Die entsprechende Auftragsvergabe erfolgte im April 2020, kurz nach Ausbruch der COVID-19-Pandemie in Europa.

5. Planung & Genehmigung

Die generalunternehmerische Planung und die damit einhergehende Ausarbeitung der bauseitigen Genehmigungsunterlagen begannen unmittelbar nach Auftragsvergabe im Mai 2020 und fielen damit in die Zeit des ersten bundesweiten Corona-Lockdowns. Über mehrere Monate arbeiteten die Projektteams der RKB Raffinerie-Kraftwerks-Betriebs GmbH, der IQONY Solutions GmbH und der ENEXIO Service GmbH weitgehend aus dem Home-Office daran, zunächst das technische Konzept für die Ersatzmaßnahmen unter Berücksichtigung aller Auslegungs- und Ausführungsvorgaben sowie unter Einhaltung aller zutreffenden Gesetze, Regelwerke und Normen in einen belastbaren Genehmigungsantrag zu überführen. Im Rahmen eines breit gefächerten Aufgabenspektrums galt es, neben rein technischen Inhalten rund um die Auslegung, Konstruktion und Ausführung der neuen Kühltürme auch Themen im Sinne des Gesundheits- und Arbeitsschutzes sowie natur-, umwelt- und artenschutzbezogene Fragestellungen zu bearbeiten, ehe der finalisierte Genehmigungsantrag im März 2021 bei den zuständigen Behörden eingereicht werden konnte.

Parallel zur Genehmigungsplanung wurde allseits das weiterführende Engineering der Ersatzmaßnahmen, die Vorbereitung der Baustelle inklusive Material- und Personalbeschaffung sowie die Präzisierung des Bau-/Montagekonzeptes unter Berücksichtigung aller zu diesem Zeitpunkt geltenden Pandemie-Auflagen vorangetrieben und spätestens mit Eingang der behördlichen Baugenehmigung im Juli 2021 nochmal intensiviert. Die zur Ausführung freigegebene Planung sah letztlich die im Ursprung angestrebte sukzessive Erneuerung aller zehn Kühlzellen durch eigenstandsichere GfK-Neubauten inklusive neuer Anlagentechnik unter Wiederverwendung der bestehenden Stahlbetonbeckenkonstruktion während des laufenden Raffinerie- und Kraftwerksbetriebs vor. Der zur Realisierung dieser Ersatzmaßnahmen vorgesehene Zeitraum erstreckte sich dabei über drei Winterperioden von Oktober 2021 bis April 2024. In jedem dieser Bauabschnitte galt es zwei Kühlzellen pro Kühlturm zu erneuern, ehe die Gesamtabnahme der vollständig sanierten Nasszellenkühlturmanlage spätestens im August 2024 erfolgen sollte. Vorab des ersten Bauabschnittes wurde zudem ein mehrtägiger Kraftwerks- und Raffinerie-Shutdown in enger Abstimmung mit der TotalEnergies Raffinerie Mitteldeutschland GmbH fixiert und terminiert. Währenddessen sollten beide Kühltürme für die Umsetzung der Ersatzmaßnahmen vorbereitet, sprich die vorhandenen Kühl-

turmtassen im entleerten bzw. trockengelegten Zustand für die Aufnahme der GfK-Neubauten hergerichtet und die zelleigenen Anschlüsse an die jeweilige Hauptkühlwasserversorgung ohne Medienbeaufschlagung modifiziert werden.

6. Bau & Montage

Die Bau- und Montagearbeiten zur sukzessiven Erneuerung der Raffinerie- und Kraftwerkskühltürme starteten planungsgemäß im Oktober 2021, nach Einrichtung der Baustelle inklusive Infrastruktur und Vormontage-/Vorrichtflächen, Mobilisierung des Baustellenpersonals und Umsetzung der vorbereitenden Maßnahmen während des angesetzten Kraftwerks- und Raffinerie-Shutdowns. Fortan wurden die Ersatzmaßnahmen an den Kühltürmen gemäß dem vorgesehenen Bau-/Montagekonzept schrittweise umgesetzt, jeweils beginnend mit der Außerbetriebsetzung und Absicherung sowie dem Abbruch bzw. der Demontage einer alten Kühlzelle, gefolgt vom Bau und der Montage einer neuen Kühlzelle mitsamt abschließender Inbetriebsetzung und Erprobung inklusive vorläufiger Übernahme durch den Betrieb.

Die Gewährleistung der Standsicherheit erfolgte im Falle beider Kühltürme durch die fortlaufende Absicherung mithilfe externer Stützgerüste, welche eigens für die je Bau- und Montagefortschritt auftretenden Lasten bei Aufhebung des jeweiligen Kühlzellenverbunds berechnet, konstruiert und errichtet wurden. Parallel dazu kamen Schutzgerüste im Inneren der in Abbruch befindlichen Kühlzellen zum Einsatz, mittels derer die betroffenen Bereiche der Stahlbetonbeckenkonstruktion vor bau-/montagebedingten Schäden, zum Beispiel durch herabfallende Teile, geschützt werden sollten. Die dachseitigen Zugänglichkeiten wurden indes durch temporäre Gerüsttreppentürme sichergestellt. Abbildung 3 zeigt die entsprechenden Gerüstbauten exemplarisch.

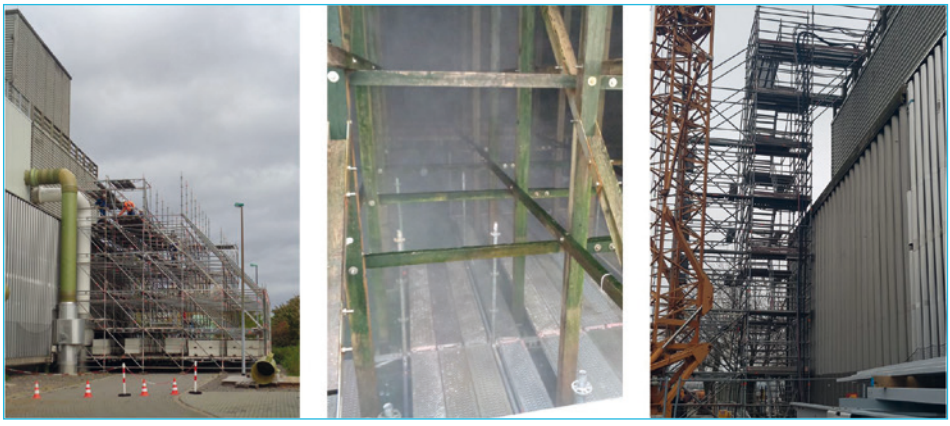


Abb. 3: Äußere Stützgerüste (links), innere Schutzgerüste (mittig) und äußerer Gerüsttreppenturm (rechts)

Der Rückbau der einzelnen Kühlzellen wurde vorwiegend manuell, jeweils kleinteilig von den oberen zu den unteren Bereichen, sowie von den äußeren zu den inneren Bereichen, vorgenommen. Jede Kühlzelle wurde dabei von den Dachaufbauten bis zu den Kühlturmtassen sowie von den zuluftseitigen Schallkulissen bis zu den innersten Fachwerkselementen abgetragen. Für Hub- und Transportarbeiten standen sowohl Turmdreh- als auch verschiedene Mobilkräne, Baumaschinen- und -fahrzeuge sowie Container zwecks Materialtrennung und Entsorgung zur Verfügung. Abbildung 4 zeigt den entsprechenden Abbruch-/Demontagefortschritt am Beispiel einer alten Kühlzelle des Kraftwerks-Kühlturms.

Abb. 4: Abbruch-/Demontagefortschritt einer alten Kühlzelle

Der Bau und die Montage der neuen Kühlzellen, deren Tragwerke, Dächer, Wände und Fassaden sowie Gehäuseverkleidungen, Einhausungen und Schallkulissen planungsgemäß aus GfK bestehen, begannen jeweils mit der Errichtung eines neuen Fachwerkes aus vormontierten Rahmen- bzw. Strukturelementen, gefolgt von der Einbringung der Kühleinbauten und Tropfenabscheider sowie der Installation der Wasserverteilsysteme mitsamt Umschluss an die bestehende Hauptkühlwasserversorgung. Nach Abschluss der inneren Bau- und Montagearbeiten wurden die bis dato offenen Kühlzellen soweit möglich mithilfe von Wand- und Dachelementen geschlossen und durch Anbringung von Treppen, Geländern etc. begehbar gemacht. Anschließend erfolgte die dachseitige Aufstellung der neuen Ventilatorgruppe mit zugehörigem Gehäuse und Diffusor sowie die Installation der zu-/abluftseitigen Schallkulissen, ehe die Bau- und Montagearbeiten an der jeweiligen Kühlzelle mit der Installation des zugehörigen EMSR-Equipments sowie der elektro-/leittechnischen Verkabelung endeten. Die jeweils erneuerte Kühlzelle wurde daraufhin in Betrieb gesetzt, erprobt und nach vorläufiger Übernahme in den regulären Rückkühlbetrieb von Kraftwerk und Raffinerie eingebunden. Einhergehend starteten mit dem Umbau der externen und internen Stütz- bzw. Schutzgerüste die

Vorkehrungen/Vorbereitungen für die nächste Bau-/Montagesequenz. Abbildung 5 zeigt den entsprechenden Bau-/Montagefortschritt am Beispiel einer neuen Kühlzelle des Kraftwerks-Kühlturms.

Abb. 5: Bau-/Montagefortschritt einer neuen Kühlzelle

Im Zuge der über zweieinhalb Jahre andauernden Bau-/Montagearbeiten wurden die zuvor beschriebenen Abläufe bei der Erneuerung aller zehn Kühlzellen wiederholt und kontinuierlich optimiert. Mit der fristgerechten Fertigstellung der letzten Kühlzelle des Raffinerie-Kühlturms im April 2024 konnte die altersbedingte Sanierung der Nasszellenkühlturmanlage des Raffinerie-Kraftwerkes Leuna ohne Arbeitsunfälle und ohne wesentliche Beschädigungen des Anlagenbestands abgeschlossen werden. Die End-Abnahme erfolgte letztlich im August 2024. Abbildung 6 zeigt die neue Nasszellenkühlturmanlage im End-Zustand.

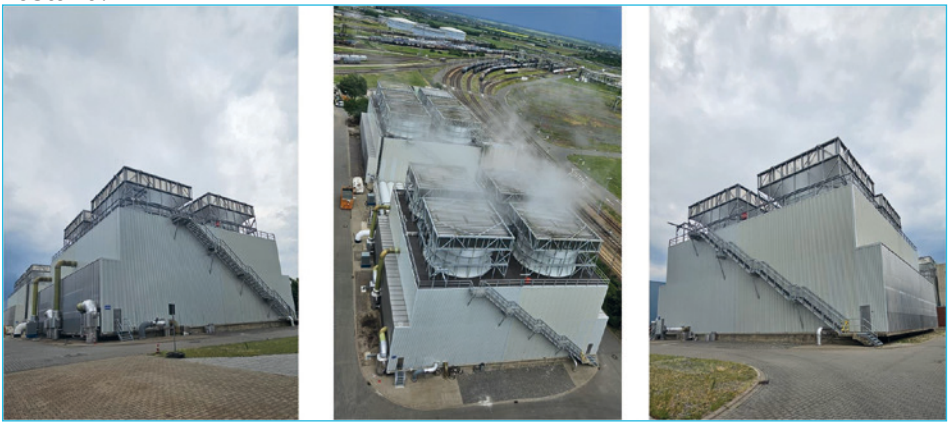


Abb. 6: Vollständig erneuerte Nasszellenkühlturmanlage nach Abschluss der Bau-/Montagearbeiten

Das Projekt *RKB Leuna/Ersatzmaßnahmen Kühltürme* wurde von der RKB Raffinerie-Kraftwerks-Betriebs GmbH in Zusammenarbeit mit der IQONY Solutions GmbH als Owner's Engineer und der ENEXIO Service GmbH als Generalunternehmer somit unter Berücksichtigung aller terminlichen und qualitativen Anforderungen sowie unter Einhaltung des vorhandenen Budgets realisiert – eine Teamleistung, die insbesondere vor dem Hintergrund der betrieblichen Anforderungen und Randbedingungen sowie der mit COVID-19 einhergehenden Umstände und Einschränkungen als erfreulicher Erfolg zu werten ist. Das Projekt hat darüber hinaus auch den Grundstein für eine Reihe weiterer Projekte bzw. Maßnahmen zur Dekarbonisierung und Modernisierung gelegt, im Rahmen derer die CO_2-Emissionen des Raffinerie-Kraftwerkes bis zum Jahr 2027 um ca. 75 % reduziert werden sollen. Dazu zählen unter anderem die Umstellung der eingesetzten Brennstoffe sowie eine Vielzahl von Flexibilisierungs- und Optimierungsmaßnahmen im Anlagenbestand.

Energiespeicher

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

Einordnung unterschiedlicher Energiespeicher-optionen im zukünftigen Großhandelsmarkt – Wie Wirkungsgrad, Speicherkapazität und Kosten-struktur die Wirtschaftlichkeit beeinflussen

Witold Arnold, Sebastian Bohnes und Peter Moser

1. Einleitung und Motivation 115

2. Überblick über den Bewertungsansatz und die Parametervariation 116

3. Methodik zur Ermittlung des Speicherbetriebs und der Erlöse 118

3.1. Wirkungsgrad und Speicherkapazität als zentrale Einflussgrößen 119

3.2. Diskussion weiterer Einflussfaktoren 121

4. Exemplarische Energiespeicheroptionen 122

5. Ökonomische Einordnung der exemplarischen Energie-speicheroptionen 123

6. Zusammenfassung 125

7. Quellen 126

1. Einleitung und Motivation

Der Übergang zu einem nachhaltigeren Energiesystem wird durch die Integration intermittierender erneuerbarer Energiequellen wie Wind und Sonne vorangetrieben. Um die ambitionierten Klimaschutzziele zu erreichen, wird neben der direkten Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien zunehmend ein Mix aus flexiblen, CO_2-emissionsneutralen Kapazitäten für die Versorgungssicherheit benötigt, um den Strombedarf auch dann zu decken, wenn die Erneuerbaren Energien nicht ausreichend Strom zur Verfügung stellen können. Eine wichtige Säule dieser flexiblen Erzeugungskapazitäten sind die in der Kraftwerksstrategie der Bundesregierung vorgesehenen H_2-ready-Gaskraftwerke. Zudem wird erwartet, dass hierzu auch große Energiespeicherkapazitäten im

Rahmen des Energy Shifting eingesetzt werden. Diese Energiespeicher werden voraussichtlich einen Großteil ihrer Erlöse am Großhandelsmarkt erzielen müssen.

Die Prognose der zukünftigen Erlöse von Energiespeichern am Großhandelsmarkt stellt jedoch eine besondere Herausforderung dar. Herkömmliche Methoden, wie z. B. Levelized Cost of Storage (LCOS), vereinfachen die Komplexität des Marktes oft zu stark und liefern somit eine verzerrte Darstellung der Wirtschaftlichkeit. In diesem Beitrag wird daher ein erweiterter Optimierungsansatz verwendet, mit dem der Betrieb eines Energiespeichers in einem Zukunftsszenario genauer beschrieben werden kann. Dabei werden alle wichtigen technischen Leistungskennzahlen eines Energiespeichers wie Wirkungsgrad, Speicherdauer sowie Be- und Entladeleistung adäquat berücksichtigt. Diese Methode ist zwar deutlich aufwändiger, bietet aber im Vergleich zu herkömmlichen LCOS-Berechnungen realistischere Analyseergebnisse.

Die reine Erlösbetrachtung reicht jedoch für eine Einordnung der Wirtschaftlichkeit nicht aus. Erst in Kombination mit den Kosten der jeweiligen Energiespeicherkonfiguration ist eine Bewertung sinnvoll. Natürlich führt eine höhere Speicherdauer oder ein höherer Wirkungsgrad zu höheren Erlösen. Entscheidend ist jedoch, ob die damit verbundenen Mehrkosten die Mehrerlöse rechtfertigen. Um diese Frage zu beantworten, werden Kostenstrukturen verschiedener Speichertechnologien betrachtet und den jeweiligen Erlösen gegenübergestellt. Dadurch wird es möglich, die Wirtschaftlichkeit verschiedener Speicherkonfigurationen zu vergleichen und eine Vorzugskonfiguration für die aktuellen oder zukünftig vorgebebenen Randbedingungen des Strommarktes zu identifizieren.

In diesem Beitrag werden die der Untersuchung zugrunde liegende Methodik sowie die wesentlichen Einflussfaktoren auf die Wirtschaftlichkeit von Energiespeichern im Großhandelsmarkt beschrieben. Ziel ist es aufzuzeigen, wie mit dem vorgestellten Simulationswerkzeug – trotz des sehr komplexen technisch-wirtschaftlichen Optimierungsproblems – verschiedene Energiespeicheroptionen vergleichend bewertet werden können.

2. Überblick über den Bewertungsansatz und die Parametervariation

Die Einordnung verschiedener Energiespeicheroptionen erfolgt in dieser Arbeit mithilfe der Discounted-Cash-Flow-(DCF)-Analyse. Bei dieser Analyse werden die zukünftigen Erlöse und Kosten des Energiespeichers auf den heutigen Wert abgezinst. Dies geschieht unter Berücksichtigung eines Diskontierungssatzes, der das Risiko und die Zeitpräferenz der Geldanlage widerspiegelt. Eine Übersicht über den in dieser Studie verwendeten Bewertungsansatz inklusive aller berücksichtigten Randbedingungen ist in Abbildung 1 dargestellt.

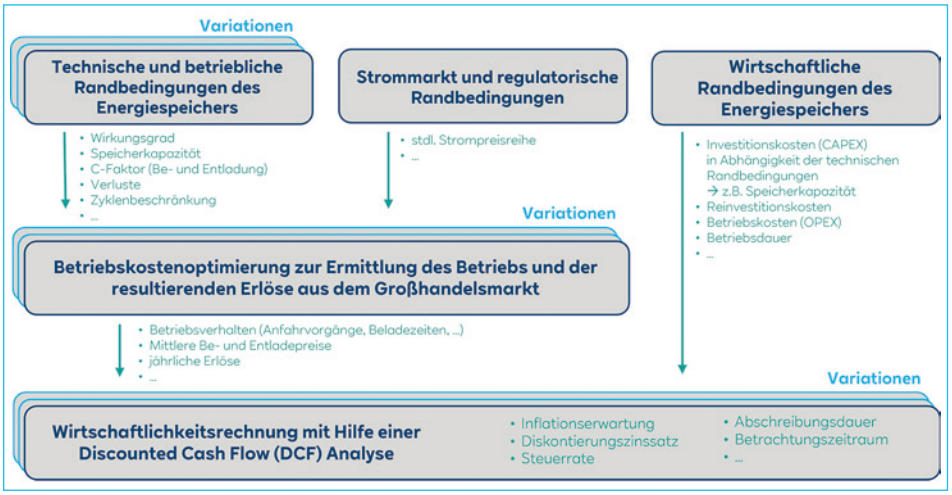


Abb. 1: Übersicht des Bewertungsansatzes zum Vergleich verschiedener Energiespeicherkonfigurationen mittels einer Discounted-Cash-Flow-(DCF)-Analyse

Die Ermittlung der zukünftigen Erlöse aus dem Großhandelsmarkt erweist sich dabei als sehr herausfordernd, da der Betrieb des Energiespeichers stark von den technischen und betrieblichen Randbedingungen, wie z. B. Wirkungsgrad, Speicherkapazität sowie der zeitlichen Verteilung der prognostizierten Strompreise, abhängt. Anders als bei der Betrachtung konventioneller Erzeugungsanlagen reichen hohe Strompreise allein für den wirtschaftlichen Betrieb nicht aus. Vielmehr kommt es hier auf die Verteilung der Strompreise und die unterschiedlichen Preisniveaus an. Die Anzahl der nutzbaren Preispaare wird dabei direkt von den technischen Parametern beeinflusst, was die Aufgabenstellung recht komplex macht und eine mathematische Optimierung erfordert.

Die vorliegende Arbeit zeichnet sich durch die Darstellung des Einflusses der wesentlichen technischen Parameter auf die erzielbaren Erlöse am Großhandelsmarkt aus. Zu diesem Zweck wurden Hunderte von Variationen der in Abbildung 1 aufgezeigten Parameter simuliert. Diese Ergebnisse können im nächsten Schritt genutzt werden, um anhand identifizierter Kostenstrukturen (siehe Kapitel 4) aufzuzeigen, wie sich die verschiedenen technischen Randbedingungen auf die favorisierte Anlagenkonfiguration auswirken.

An dieser Stelle sei darauf hingewiesen, dass dieser Bewertungsansatz das Ziel verfolgt, verschiedene Energiespeicheroptionen im zukünftigen Großhandelsmarkt fairer, das heißt technologieneutral, miteinander zu vergleichen, da jeweils die wirtschaftlich optimale Anlagenkonfiguration herangezogen wird. Die Darstellung einer absoluten Wirtschaftlichkeitsberechnung mit dem Vergleich konkreter Technologien erfolgt in dieser Arbeit nicht und ist auch nicht das Ziel, da sie standortspezifisch durchgeführt werden muss.

3. Methodik zur Ermittlung des Speicherbetriebs und der Erlöse

Die Ermittlung der Erlöse des Energiespeichers am Großhandelsmarkt erfolgt in dieser Arbeit mithilfe eines mathematischen Optimierungsmodells, das unter Berücksichtigung verschiedener Markt- und Betriebsparameter die Maximierung der Gewinne anstrebt. Das Optimierungsmodell ist Bestandteil der kommerziellen Software TOP-Energy® [1]. Wesentliche Eingangsparameter sind die technischen und betrieblichen Randbedingungen des Speichers (Wirkungsgrad, Speicherkapazität, Be- und Entladeleistung etc.) sowie Informationen über den Strommarkt, der in diesem Fall durch eine stündliche, ganzjährige Strompreisverteilung abgebildet wird. Mit diesen Randbedingungen ermittelt das Modell dann unter Verwendung des Gurobi-Solvers [2] die beste Einsatzstrategie.

Abbildung 2 veranschaulicht exemplarisch ein solches Berechnungsergebnis anhand der Strompreise aus dem Jahr 2023 [3] für eine beispielhafte Speicherkonfiguration mit hohem Wirkungsgrad. Wie erwartet wird der Speicher bei niedrigen Strompreisen geladen und bei hohen Strompreisen entladen. Es wird deutlich, dass der Betrieb durch die hinterlegten Strompreise geprägt ist, die insbesondere in den Sommermonaten durch niedrige Preise während der PV-Einspeisung zur Mittagszeit dominiert werden. Der hohe Wirkungsgrad von 90 % erlaubt ohne Betriebsbeschränkung teilweise sogar zwei Zyklen pro Tag, wobei auch die etwas niedrigeren Strompreise in der Nacht zur Beladung genutzt werden können. In diesem Beispiel wird der Speicher insgesamt 2360 h im Jahr zu einem Durchschnittspreis von 67 €/MWh geladen und entsprechend 2360 h zu einem Durchschnittspreis von 127 €/MWh entladen. Dies entspricht 590 Volllastzyklen und führt zu einer Marge von 122 €/kW installierter Entladeleistung. In dieser Berechnung wurden keine betrieblichen Einschränkungen des Energiespeichers berücksichtigt.

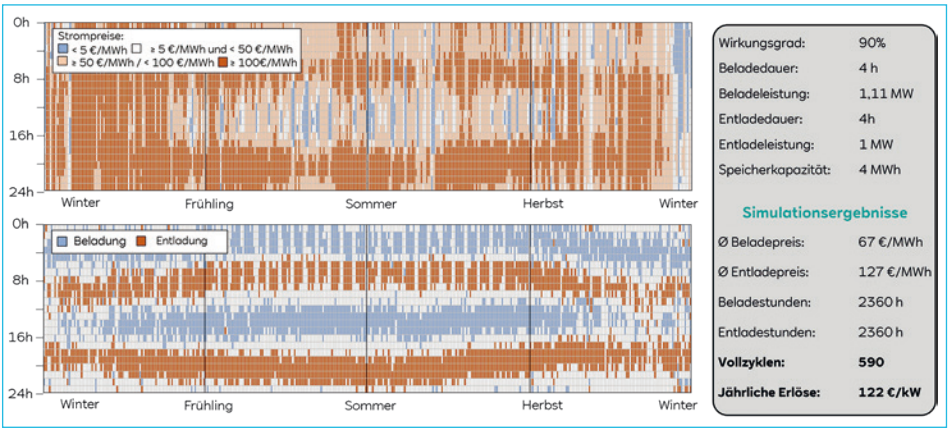


Abb. 2: Simuliertes Betriebsverhalten eines exemplarischen Energiespeichers (unten) basierend auf den Strompreisen des Jahres 2023 (oben) und technische Parameter des Energiespeichers sowie Ergebnisse der Simulation (grau hinterlegtes Feld rechts)

3.1. Wirkungsgrad und Speicherkapazität als zentrale Einflussgrößen

Die entscheidende Frage ist nun, wie die technischen Parameter des Energiespeichers das Betriebsverhalten und damit die erzielbaren Erlöse beeinflussen. Dazu wird in diesem Abschnitt der Einfluss von Wirkungsgrad und Speicherkapazität dargestellt. Klar ist, dass sowohl ein höherer Wirkungsgrad als auch eine höhere Speicherkapazität zur Steigerung der Erlöse führen. Aber wie verhält sich das genau? Welche Konfiguration erzielt z. B. einen höheren Erlös? 90 % Wirkungsgrad und 2 h Speicherdauer oder 40 % Wirkungsgrad und 6 h Speicherdauer? Erstaunlicherweise erzielen beide Konfigurationen einen ähnlichen Erlös, obwohl sich der Betrieb deutlich unterscheidet, wie die Diagramme auf der linken Seite in Abbildung 3 zeigen. Eine Einordnung der beiden Beispiele erfolgt im rechten Diagramm, das Hunderte von Einzelberechnungen zusammenfasst. Die höhere Speicherkapazität kompensiert den geringeren Wirkungsgrad. Auffällig ist, dass die Erlöse im unteren Stundenbereich stark ansteigen und erst nach ca. 6 h allmählich abnehmen. Eine Sättigung wird jedoch auch bei einer Speicherdauer von 20 h nicht erreicht. Bezüglich des Wirkungsgrades zeigt sich, dass die Erlöse mit geringer werdendem Wirkungsgrad deutlich weniger abnehmen. So erzielt ein Speicher mit 40 % Wirkungsgrad 55 % der Erlöse eines Speichers mit 90 % Wirkungsgrad. Dies ist bei allen hier betrachteten Speicherdauern zu beobachten.

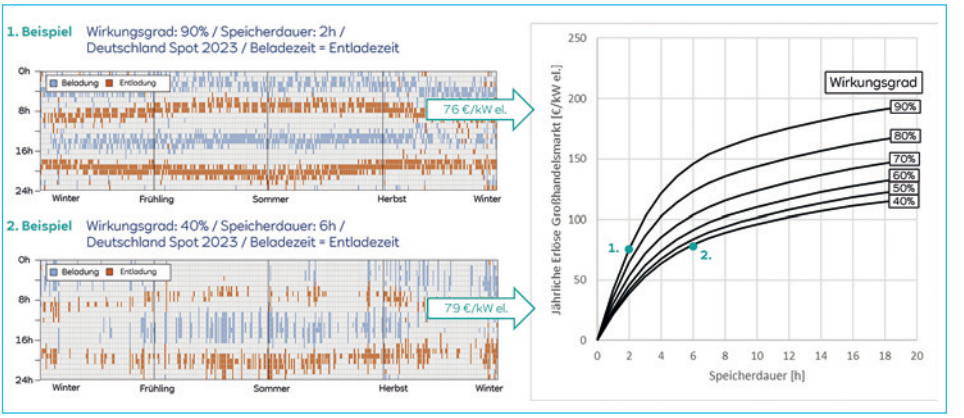


Abb. 3: Diagramme links: Simulationsergebnisse von zwei Beispielkonfigurationen von Energiespeichern als Ganzjahresdispatch; Diagramm rechts: Ergebnisse der simulierten Erlöse für verschiedene Wirkungsgrade und Speicherdauern auf Basis der Strompreise im Jahr 2023

Die genannten Beobachtungen lassen sich vereinfacht mit der Struktur der hinterlegten Strompreiskurven erklären. Die Erlöse steigen solange stark an, bis die Speicherdauer die Anzahl der PV-geprägten Niedrigstrompreise pro Tag (ca. 8 h) überschreitet. Höhere Speicherdauern haben im Hinblick auf diese PV-geprägten Niedrigstrompreisphasen keinen Mehrwert mehr. Die Stromspeicher erzielen ihre Mehrerlöse also nur noch aus nicht PV-geprägten Strompreiseinflüssen. Dies führt dazu, dass der Wert zusätzlicher Speicherdauern stetig abnimmt. Der Einfluss des Wirkungsgrades auf die Erlöse lässt sich vereinfacht anhand von zwei Betriebsbereichen erklären. Der erste Bereich ist nahezu unabhängig vom Wirkungsgrad. Dies ist der Fall, wenn der Speicher zu ca. 0 €/kWh geladen wird. Die Erlöse aus dieser gespeicherten Energie sind dann unabhängig vom Wirkungsgrad, vorausgesetzt der Speicher nimmt in diesen Zeiten immer die gleiche Menge an nutzbarer Energie auf. Als nutzbare Energie wird hier die Energie bezeichnet, die beim Entladen unter Berücksichtigung aller Verluste abgegeben und am Strommarkt vergütet wird. Der zweite Bereich ist dagegen stark vom Wirkungsgrad abhängig und kennzeichnet den Bereich mittlerer bis hoher Strompreise. Je nach Wirkungsgrad variiert dabei die Anzahl der geeigneten Strompreispaare und damit die Breite des nutzbaren Bereichs. Bei Energiespeichern mit hohen Wirkungsgraden führt dies zu hohen Zyklenzahlen, solange der Betrieb nicht eingeschränkt wird (Abbildung 3). Zu beachten ist, dass die Erlöse abnehmen, je näher die Strompreispaare beieinander liegen. Dies erklärt, warum die Erlöse, trotz der deutlich unterschiedlichen Zyklenzahlen der beiden betrachteten Speicherkonfigurationen, ähnlich ausfallen.

3.2. Diskussion weiterer Einflussfaktoren

Im Folgenden werden weitere Einflussfaktoren auf die Erlöse von Energiespeichern kurz vorgestellt und diskutiert.

Strompreisszenario

Neben den technischen und betrieblichen Randbedingungen des Energiespeichers hat die hinterlegte Strompreisverteilung sicherlich den größten Einfluss auf die erzielbaren Erlöse. Hierzu werden prognostizierte Strompreisszenarien eines zukünftigen Marktes verwendet, die auf zahlreichen eigenen Randbedingungen basieren und stark voneinander abweichen können. Auch wenn dies die Aussagekraft der absoluten Erlöse einschränkt, hat der Vergleich verschiedener Strompreisszenarien durchaus gezeigt, dass die relativen Verhältnisse zwischen den Speicheroptionen und deren Konfigurationen nicht allzu stark abweichen. Eine Erklärung könnte sein, dass der Betrieb von Energiespeichern stark von den zyklischen, wetterbedingten Strompreisunterschieden abhängt. Es ist daher erwartbar, dass sich beispielsweise die Zyklenzahl eines Energiespeichers im Jahr 2040 im Vergleich zu heute nicht wesentlich ändert, da sich die Anzahl der Sonnenstunden, die bereits heute den Strompreis stark beeinflussen, auch nicht groß ändern wird. Unterschiedliche Strompreisniveaus können jedoch die absoluten Erlöse stark beeinflussen.

Verhältnis von Be- zu Entladedauer

Einige Energiespeicheroptionen, wie z. B. Power-to-Heat-to-Power oder Druckluftspeicherkraftwerke, bieten die Möglichkeit, die Belade- und Entladesysteme unabhängig zu konfigurieren. So ist beispielsweise eine Konfiguration denkbar, bei der ein Energiespeicher doppelt so viele Stunden zum Laden wie zum Entladen benötigt (Verhältnis Be- zu Entladedauer = 2). Dieser zusätzliche Freiheitsgrad erschwert zwar den direkten Vergleich mit anderen Energiespeicheroptionen, bietet aber eine weitere Möglichkeit, die Wirtschaftlichkeit zu optimieren. Die bisherigen Untersuchungen haben gezeigt, dass die Einflüsse einer solchen asymmetrischen Konfiguration (Entladedauer ungleich Beladedauer) mit steigender Speicherdauer zunehmen. So wirkt sich beispielsweise ein Be- zu Entladeverhältnis von zwei bei einem Energiespeicher mit einer Speicherdauer von 4 h weniger negativ auf die Erlöse aus als bei einem Energiespeicher mit einer Speicherdauer von 8 h. Im ersten Fall reicht die Ladezeit von 8 h noch aus, um den Energiespeicher während des PV-Peaks am Mittag zu füllen. Die aufgenommene Energiemenge bleibt im Vergleich zu einem Speicher mit symmetrischer Be- und Entladedauer weitgehend gleich. Im Falle eines 8-h-Speichers werden jedoch bereits 16 h für die Beladung benötigt, was dazu

führt, dass der Speicher voraussichtlich nicht an einem Tag vollständig geladen wird. Die verfügbare Speicherdauer wird also nicht vollständig genutzt, was wiederum zu deutlich geringeren Erlösen führt.

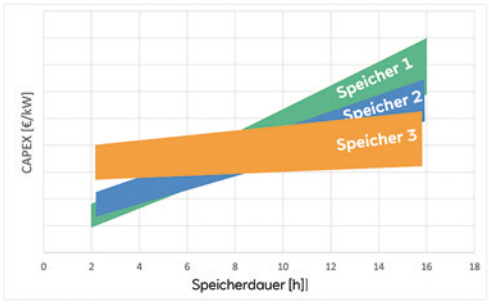
Betriebliche Randbedingungen

Erwähnenswert sind in diesem Zusammenhang auch betriebliche Randbedingungen, wie z. B. eine maximale Zyklenzahl pro Jahr oder eine Mindestlaufzeit während der Be- oder Entladung. Diese Restriktionen können ebenfalls im Modell berücksichtigt werden und reduzieren die erzielbaren Erlöse. Eine generelle Einordnung ist jedoch nicht sinnvoll, da die Restriktionen nur bei einigen Technologien auftreten. Eine Beschränkung der maximalen Zyklenzahl hätte aber durchaus einen Effekt auf die Erlöse.

4. Exemplarische Energiespeicheroptionen

Wie bereits beschrieben, ist die reine Erlösbetrachtung für eine Einordnung der Wirtschaftlichkeit nicht ausreichend. Erst in Kombination mit den Investitionskosten der jeweiligen Energiespeicherkonfiguration ist eine Bewertung sinnvoll. Entscheidend ist, ob die Möglichkeit auf zusätzliche Erlöse höhere Investitionskosten zur Erweiterung der Speicherdauer rechtfertigen. Um dies beurteilen zu können, ist daher eine Kostenstruktur erforderlich, die die Kosten der zusätzlichen Speicherdauer abdeckt. In dieser Arbeit wurde ein Ansatz gewählt, der die Gesamtkosten in einen Leistungsanteil (€/kW) und in einen Kapazitätsanteil (€/kWh) aufteilt.

Zur Veranschaulichung sind in Abbildung 4 die Kostenbereiche für drei exemplarische Energiespeicheroptionen dargestellt. Diese orientieren sich zwar an konkreten Technologien, werden hier aber bewusst nicht explizit genannt, um weiterhin eine generelle Betrachtung beizubehalten, bei der der Bewertungsansatz selbst und nicht der direkte Vergleich im Vordergrund steht. So zeichnen sich die Investitionskosten des Energiespeichers 1 durch einen geringen Leistungsanteil und einen hohen Kapazitätsanteil aus. Das bedeutet, dass jede zusätzliche Speicherstunde zu relativ hohen Zusatzkosten führt. Anders verhält es sich bei Energiespeicher 3. Dieser zeichnet sich durch einen hohen Leistungskostenanteil und geringe Zusatzkosten für mehr Speicherdauer aus. Energiespeicher 2 liegt zwischen den beiden Optionen.



Technische Parameter

	Speicher 1	Speicher 2	Speicher 3
Wirkungsgrad:	90%	80%	65%
Beladeleistung:	111 MW	125 MW	154 MW
Entladeleistung:	100 MW	100 MW	100 MW

Ökonomische Parameter

	Speicher 1	Speicher 2	Speicher 3
Leistungsanteil:	gering	mittel	hoch
Kapazitätsanteil:	hoch	mittel	gering

Abb. 4: Ökonomische (links) und technische (rechts) Parameter der exemplarischen Speicheroptionen

Abbildung 4 fasst auch die Anlagenkonfigurationen zusammen, die für die folgende Wirtschaftlichkeitsbetrachtung verwendet worden sind. Jede der drei Optionen hat einen technologiebedingten Wirkungsgrad, der auch durch zusätzliche Investitionskosten nicht wesentlich gesteigert werden kann. Eine Kostenfunktion, die unterschiedliche Wirkungsgrade ins Verhältnis setzt, ist daher nicht sinnvoll. Das Verhältnis von Be- zu Entladedauer ist jeweils eins, d. h. Be- und Entladung erfolgen in der gleichen Zeit. Um die Wirkungsgradverluste auszugleichen, muss daher die Leistungsaufnahme (d. h. die Beladeleistung) entsprechend größer dimensioniert werden.

Neben den Investitionskosten spielen auch die Betriebskosten (ohne Ladestrom) eine wichtige Rolle bei der Wirtschaftlichkeitsbewertung. Es zeigt sich jedoch, dass für viele der innovativen Energiespeicheroptionen und insbesondere für Long Duration Energy Storages (LDES) die Höhe der Betriebskosten aufgrund der noch geringen Betriebserfahrungen bislang mit hohen Unsicherheiten behaftet ist. Für diese Arbeit wurde ein vereinfachter, für alle drei Speicheroptionen gleicher Ansatz von 1 % der Investitionskosten pro Jahr gewählt, der zwar nicht den unterschiedlichen technischen Ansätzen gerecht wird, aber die Vergleichbarkeit deutlich erleichtert.

5. Ökonomische Einordnung der exemplarischen Energiespeicheroptionen

Die Einordnung der Energiespeicheroptionen erfolgt mithilfe der Discounted-Cash-Flow-(DCF)-Analyse. Als ökonomisches Bewertungskriterium wird dabei der interne Zinsfuß (englisch: Internal Rate of Return, IRR) herangezogen. Der IRR ist der Diskontierungssatz, bei dem der Kapitalwert (englisch: Net Present Value, NPV) einer Investition gleich Null ist. Er gibt somit die durchschnittliche jährliche Rendite einer Investition an. Der IRR kann als Vergleichsmaßstab zur Bewertung verschiedener Investitionsprojekte herangezogen werden. Projekte mit einem höheren IRR sind in der Regel attraktiver, da sie eine höhere

erwartete Rendite aufweisen. Durch die Kombination von DCF-Analyse und IRR kann sowohl der absolute Wert einer Investition als auch ihre relative Attraktivität im Vergleich zu anderen Investitionsmöglichkeiten beurteilt werden. Für die DCF-Analyse müssen verschiedene marktbezogene Annahmen getroffen werden. Dazu gehören unter anderem die Inflationsrate, der Diskontierungszinssatz, die Abschreibungsdauer und der zugrunde gelegte Steuersatz. Hierfür wurden markttypische Annahmen getroffen, die für alle der untersuchten Energiespeicheroptionen gleich sind, um einen fairen Vergleich zu ermöglichen.

Im Folgenden werden die resultierenden IRR der drei in Kapitel 4 definierten Energiespeicheroptionen für unterschiedliche Speicherdauern dargestellt und diskutiert. Die betrachteten Erlöse basieren diesmal auf einer prognostizierten Strompreisverteilung für das Jahr 2030 und wurden für alle der 48 untersuchten Varianten (16 Speicherdauern für 3 Wirkungsgrade) berechnet. Die jeweiligen Erlöse werden den entsprechenden Investitionskosten gegenübergestellt. Dabei wurden jeweils niedrige und hohe Kostenannahmen berücksichtigt, sodass in Abbildung 5 die resultierenden IRR-Bereiche abgebildet sind. Negative Kapitalrenditen wurden in den Diagrammen nicht berücksichtigt.

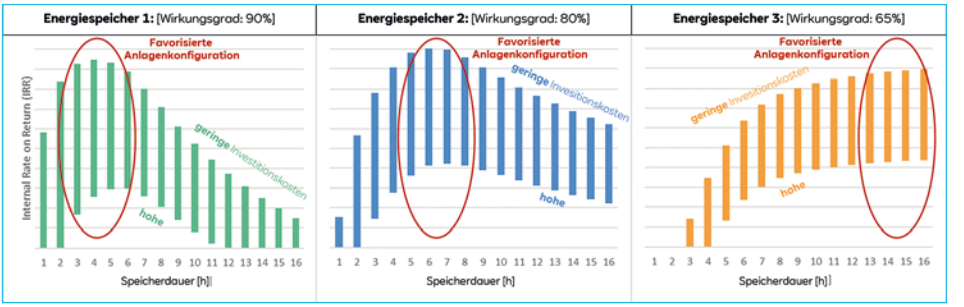


Abb. 5: Wirtschaftlicher Vergleich der drei exemplarischen Energiespeicheroptionen unter Berücksichtigung unterschiedlicher Speicherdauern

Bei Betrachtung der Energiespeicheroption 1 zeigt sich, dass deren wirtschaftlich günstigste Konfiguration im Bereich von 3–5 h liegt. Eine zusätzliche Investition in höhere Speicherdauern rechtfertigt die zusätzlichen Einnahmen also nicht mehr. Auf der anderen Seite ist es nicht sinnvoll, eine geringere Speicherkapazität zu wählen, da zwar Investitionskosten eingespart werden, aber auf wertvolle Erlöse verzichtet wird. In beiden Fällen sinkt der IRR und damit die Wirtschaftlichkeit. Dies ergibt sich aus der Überlagerung der Erlösfunktion in Abbildung 3 mit der Kostenfunktion in Abbildung 5 und ist grundsätzlich auf alle drei Energiespeicheroptionen übertragbar. Die Lage der wirtschaftlich günstigsten Konfigurationen wird vor allem durch die Investitionskosten des Kapazitätsanteils (Steigung der Kostenfunktion) beeinflusst. Im Fall der Energie-

speicheroption 3 sind die Kosten für zusätzliche Speicherkapazitäten so niedrig, dass selbst die immer geringer werdenden Erlöse für zusätzliche Speicherkapazitäten noch wirtschaftlich sein können.

Vergleicht man nun die jeweils favorisierten Konfigurationen, so zeigt sich, dass die drei Energiespeicheroptionen durchaus auf einem ähnlichen wirtschaftlichen Niveau liegen. Dies unterstreicht, dass für die Bewirtschaftung am Großhandelsmarkt Wirkungsgrad und Speicherkapazität eine gleichwertige Rolle spielen.

An dieser Stelle soll jedoch darauf hingewiesen werden, dass diese Betrachtung nur dann gültig ist, wenn die Erlöse aus dem Großhandelsmarkt einen wesentlichen Beitrag zu den Gesamterlösen leisten. Weitere Erlösmöglichkeiten, wie z. B. die Bereitstellung von Regelleistung zur kurzfristigen Stabilisierung des Stromnetzes oder Beiträge aus einem möglichen Kapazitätsmarkt, könnten die favorisierten Anlagenkonfigurationen wieder verschieben. Dies gilt insbesondere dann, wenn die Beiträge sich eher an der Leistung des Energiespeichers orientieren, wovon Speicher mit geringer Speicherdauer überproportional profitieren würden. Für einen ersten einordnenden Vergleich der Speicheroptionen bei dieser dann noch komplexeren Optimierungsaufgabe kann die beschriebene Methodik jedoch weiterhin verwendet werden.

6. Zusammenfassung

In diesem Beitrag wird eine Methodik zur Untersuchung der Wirtschaftlichkeit verschiedener Energiespeicheroptionen im Großhandelsmarkt beschrieben. Die Berechnung der Erlöse erfolgt dabei mithilfe eines mathematischen Optimierungsmodells, das unter Berücksichtigung verschiedener Markt- und Betriebsparameter die Maximierung der Gewinne anstrebt. Anhand einer Parametervariation (Wirkungsgrad und Speicherkapazität) werden die wesentlichen Einflussfaktoren auf Basis der Strompreise des Jahres 2023 vorgestellt. Bezüglich des Wirkungsgrades zeigt sich, dass die Erlöse erwartungsgemäß mit sinkendem Wirkungsgrad abnehmen, wobei der Einfluss im unteren Wirkungsgradbereich allerdings zunehmend sinkt. Im Hinblick auf den Einfluss von zusätzlicher Speicherkapazität bzw. entsprechend wachsender Ein- und Ausspeicherdauer steigen die Erlöse zunächst stark an, bevor sie ab etwa 6 h Speicherdauer abnehmen, jedoch auch bei 20 h noch kein Plateau erreichen. Für einen wirtschaftlichen Vergleich wurden diese Informationen mit den Investitionskosten von drei Energiespeicheroptionen kombiniert. Dabei wurde ein Ansatz gewählt, der die Gesamtkosten in einen Leistungsanteil (€/kW) und in einen Kapazitätsanteil (€/kWh) aufteilt.

Die Ergebnisse lassen darauf schließen, dass vor allem der Kapazitätsanteil der Investitionskosten die Lage der bevorzugten Konfigurationen beeinflusst. Innerhalb dieser bevorzugten Konfigurationen liegen die drei Optionen auf einem ähnlichen wirtschaftlichen Niveau, obwohl sie sich hinsichtlich des Wirkungsgrades stark unterscheiden. Dies unterstreicht, dass in Hinblick auf den Großhandelsmarkt Wirkungsgrad und Speicherkapazität eine gleichwertige Rolle spielen und es für einen fairen Vergleich wichtig ist, die bevorzugten Konfigurationen zu berücksichtigen.

7. Quellen

[1] Gesellschaft zur Förderung angewandter Informatik e. V. (GFaI), TOP-Energy Version 3.2.1, URL: https://www.top-energy.de/ (Stand: 17.07.2024).

[2] Gurobi Optimization, LLC, Gurobi Optimizer Reference Manual, URL: https://www.gurobi.com (Stand: 17.07.2024).

[3] European Energy Exchange (EEX), Strompreise Deutschland 2023 Day-Ahead-Auktionshandel, URL: https://www.eex.com/de/ (Stand: 17.07.2024).

Bidirektionales Laden von Elektrofahrzeugen – Anwendungsfälle und Entwicklungen

Jens Hinrich Prause, Anica Mertins, Matthias Wentzek und Sebastian Lahmann

1. Einleitung 128

2. Anwendungsfälle und Use-Cases 129

2.1. Vehicle-to-Home 130

2.2. Vehicle-to-Grid 131

3. Treiber und Hemmnisse 132

4. Handlungsbedarf gemäß dem Beirat der Nationalen Leitstelle Ladeinfrastruktur 133

5. Roadmap 135

6. Zusammenfassung 136

7. Quellen 136

AC	Alternating Current/Wechselstrom
BiDi	Bidirektionales Laden
DC	Direct Current/Gleichstrom
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
PRL	Primärregelleistung
SRL	Sekundärregelleistung
MRL	Minutenreserveleistung
TAB	Technische Anschlussbedingungen
TAR	Technische Anschlussregeln
V2B	Vehicle-to-Building

V2G Vehicle-to-Grid

V2H Vehicle-to-Home

V2L Vehicle-to-Load

V2V Vehicle-to-Vehicle

V2D Vehicle-to-Device

V2X Vehicle-to-X

VNB Verteilnetzbetreiber

Dieser vorliegende Konferenzbeitrag basiert maßgeblich auf den Handlungsempfehlungen des Beirates der Nationalen Leitstelle Ladeinfrastruktur und bildet nicht in allen Punkten die Meinung der Nationalen Leitstelle Ladeinfrastruktur oder des Bundesministeriums für Digitales und Verkehr ab.

1. Einleitung

Bidirektionales Laden kann für Nutzerinnen und Nutzer von E-Fahrzeugen ein interessantes Zusatzangebot bieten, wenn es einfach, sicher und diskriminierungsfrei zugänglich gemacht wird. Daneben leistet bidirektionales Laden einen Beitrag zur Sektorenkopplung [1].

Bidirektionales Laden beschreibt die Fähigkeit von elektromobiler Energie, nicht nur aufzunehmen und zu speichern, sondern auch wieder an das Stromnetz abzugeben. Die Fahrzeugbatterien der E-PKW haben schon jetzt eine Kapazität erreicht, die die Energiemenge von allen Pumpspeicherkraftwerken Deutschlands übersteigt. Das theoretische Potenzial der Fahrzeugbatterien beim Hochlauf der Elektromobilität ist also enorm.

Unter dem Schlagwort bidirektionales Laden sammeln sich unterschiedliche Anwendungsfälle bzw. Use-Cases. Diese werden in diesem Beitrag genauso behandelt wie der aktuelle Status Quo und die Zielbilder. Unter den unterschiedlichen Anwendungsfällen wird sich zunächst Vehicle-to-Home am Markt etablieren, mittelfristig kommen weitere Use-Cases hinzu. Die Bundesregierung hat sich zum Ziel gesetzt, Deutschland zum Leitmarkt der Elektromobilität auszubauen und insbesondere auch das bidirektionale Laden diskriminierungsfrei zu ermöglichen [2].

Die Anzahl der am Markt verfügbaren bidirektional ladefähigen Fahrzeuge und Ladeeinrichtungen nimmt stetig zu. Zum aktuellen Zeitpunkt ist es für Nutzerinnen und Nutzer von E-Fahrzeugen häufig schwer, die Funktionalität ihres Fahrzeuges richtig zu erkennen und einzuschätzen bzw. diese richtig zu nutzen. Im Moment sind fast ausschließlich proprietäre Lösungen am Markt vorhanden.

Bis zu einem massenmarktfähigen Produkt bedarf es sowohl der Anpassungen im geltenden Rechtsrahmen als auch bei der Entwicklung standardisierter Fabrikate. Ziel sollten Plug & Play Lösungen sein. Dafür ist ein standardisiertes, interoperables und barrierefreies System erforderlich, in dem die Kundin bzw. der Kunde verschiedene Fahrzeuge mit unterschiedlichen Ladeeinrichtungen verbinden und mit einem Energiemanagementsystem zu Hause einfach vernetzen kann.

Expertinnen und Experten gehen davon aus, dass ab den Jahren 2027/2028 mit der Marktverfügbarkeit dieser interoperablen Systeme zu rechnen ist. Dabei spielt es keine Rolle, ob das Automobil mit Gleich- (DC) oder Wechselstrom (AC) geladen und entladen wird. Beide Technologien haben Vor- und Nachteile, sodass aus heutiger Sicht nicht absehbar ist, welche der beiden Technologien sich durchsetzt oder ob sich beide am Markt etablieren können. Bei Systemen mit Gleichstrom befindet sich der Wechsel- bzw. der Gleichrichter in der Ladeeinrichtung im Auto selbst. Dies führt zu höheren Kosten in einer der beiden Komponenten. Gleichzeitig kann durch bidirektionales Laden auf die eine oder andere Weise und je nach Use-Case Geld direkt erwirtschaftet werden, etwa durch die Teilnahme an Energiemärkten (V2G) oder indirekt durch die Erhöhung des Eigenverbrauchsanteils, beispielsweise in Kombination mit einer PV-Anlage (V2H). [3] kommt zu dem Schluss, dass sich im Falle der PV-Eigenverbrauchserhöhung mit zeitlicher Arbitrage die gesamten Stromkosten um bis zu 2.010 € pro Jahr reduzieren lassen. Bei einfacheren Anwendungsfällen (V2H ohne Arbitrage) sind es der Studie nach noch etwa 500 € pro Jahr, wobei der Eigenverbrauchsanteil um circa ein Drittel gesteigert werden kann. Selbst ein dynamischer Strompreis ohne eigene PV-Anlage kann zu einer Reduzierung der Stromkosten um bis zu 370 € pro Jahr führen (Annahmen: 3.100 kWh Jahresenergiemenge, 7 kW_p PV-Anlage, 32 ct/kWh Strompreis, Einspeisevergütung 8 ct/kWh).

2. Anwendungsfälle und Use-Cases

Bidirektionales Laden ist ein Sammelbegriff für verschiedene Anwendungsfälle und Use-Cases. Vehicle-to-Building (V2B), Vehicle-to-Grid (V2G), Vehicle-to-Home (V2H), Vehicle-to-Load (V2L), Vehicle-to-Vehicle (V2V) und Vehicle-to-Device (V2D) sind unterschiedliche Varianten des bidirektionalen Ladens und können global unter der Sammelbezeichnung Vehicle-to-X (V2X) zusammengefasst werden. Selbst innerhalb der Kategorien muss weiter differenziert werden. So muss bei V2G-Anwendungen die Teilnahme an den Regelleistungsmärkten unterschieden werden von der Teilnahme am Day-Ahead oder Intraday-Market und dies ist wiederum anders zu bewerten als die Beteiligung an Redispatchmaßnahmen. Einen Überblick über die Anwendungsfälle des bidirektionalen Ladens gibt die Abbildung 1. Im Folgenden werden die drei wichtigsten Anwendungsfälle beschrieben und näher erläutert.

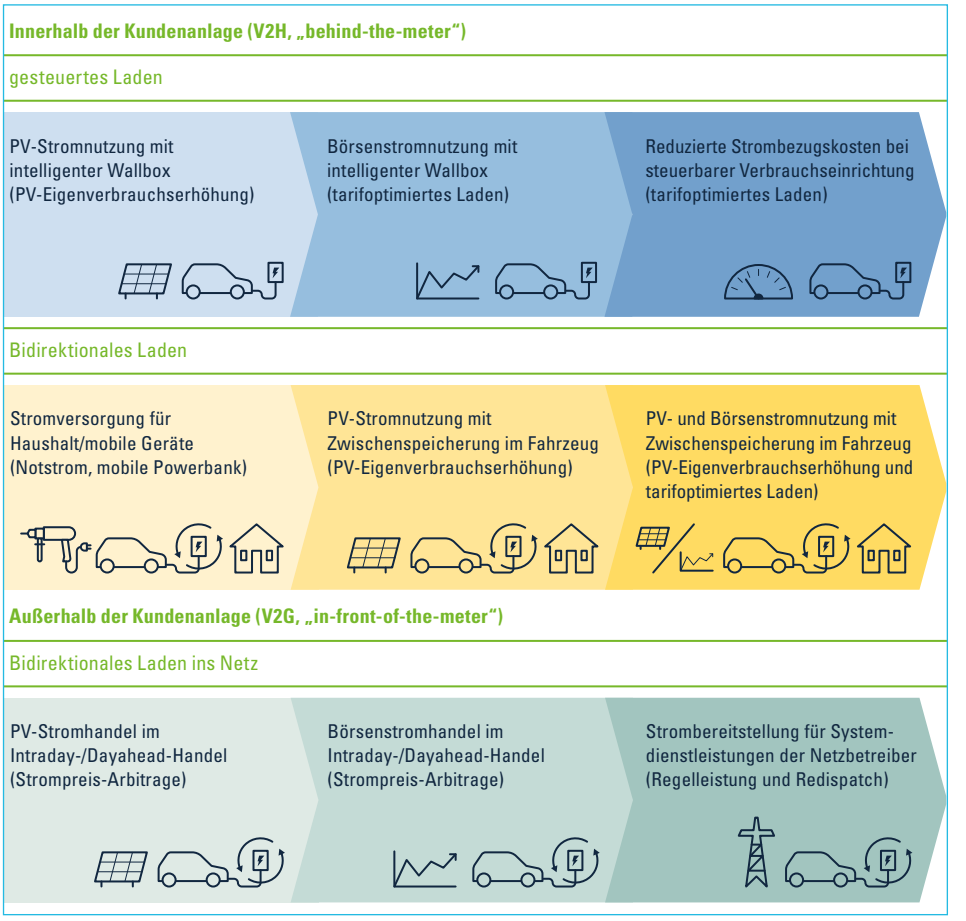


Abb. 1: Anwendungsfälle bidirektionales Laden (Quelle: ADAC)

2.1. Vehicle-to-Home

Unter dem Begriff V2H werden die Use-Cases Eigenverbrauchserhöhung und tarifoptimiertes Laden/Entladen in das lokale Stromnetz zusammengefasst.

Bei der Eigenverbrauchsoptimierung werden der Speicher des Elektrofahrzeugs und die PV-Anlage genutzt, um den Netzbezug des Haushalts zu optimieren. Erzeugt die PV-Anlage mehr elektrische Energie als im Haushalt gebraucht wird, wird das Fahrzeug – soweit verfügbar – geladen. Bei einem anschließenden Netzbezug des Haushalts wird das Fahrzeug – wenn möglich – so weit entladen, dass die Haushaltslast gedeckt werden kann. So kann der Netzbezug (und in Folge auch die Höhe der Netzentgelte und Netzumlagen/-abgaben) minimiert werden. Aus regulatorischer Sicht ist dieser Anwendungsfall bereits möglich, setzt aber ab einer Leistung von 12 kVA die individuelle Genehmigung des jeweiligen Netzbetreibers voraus.

Weitere Potenziale für V2H ergeben sich durch das Zusammenspiel aus Wärmepumpe, sinkender Einspeisevergütung und steigenden Strompreisen [1].

Der Use-Case tarifoptimiertes Laden/ Entladen bezeichnet die Nutzung von zeitlich variablen Stromtarifen, also durch das Laden zu Zeiträumen mit niedrigen Strompreisen und das Entladen der Fahrzeugbatterie zur Versorgung des Haushalts zu Zeiten mit einem hohen Netzstrombezugspreis. Ziel ist ein möglichst günstiger Energiebezug durch die Verschiebung des Ladevorgangs in Niedertarifzeiten und die Versorgung der Haushaltslast in Hochtarifzeiten aus der Fahrzeugbatterie [2].

Daneben gibt es noch weitere Use-Cases, die in den Bereich der V2H-Anwendungen fallen, die an dieser Stelle nicht weiter betrachtet werden. Hierzu zählt beispielsweise der Inselnetzbetrieb.

2.2. Vehicle-to-Grid

Unter dem Begriff V2G werden Use-Cases, bei denen Strom aus dem öffentlichen Stromnetz bezogen und darin eingespeist wird, zusammengefasst.

Dabei ist es möglich, dass kombiniert mehrere V2G-Use-Cases gemeinsam realisiert und über Vertragspartner bzw. Aggregatoren (bspw. virtuelle Kraftwerke) angeboten werden. Um diese Use-Cases nutzen zu können, ist eine Weiterentwicklung des Rechtsrahmens erforderlich.

Aus Nutzersicht ist die Generierung eines finanziellen Mehrwertes zentral. Ziel ist insofern die Ladung und Zwischenspeicherung von möglichst kostengünstiger Energie, um diese zu einem späteren Zeitpunkt in einem wettbewerblichen Umfeld gewinnbringend einsetzen zu können. Auch sind die Zeiten niedriger Strompreise oftmals jene mit einem hohen Anteil erneuerbarer Energien. Das heißt, die V2G-Use-Cases können Potenziale für zusätzliche Flexibilitäten und für die Integration von Erneuerbaren Energien bieten. Der Umfang der Potenziale ist jedoch nicht eindeutig zu beziffern [1].

Bei V2G-Use-Cases werden typischerweise eine Vielzahl von rückspeisefähigen Elektrofahrzeugen aggregiert (gebündelt) und die dadurch bereitgestellte Energiemenge zentral vermarktet. Dies erfolgt über Vertragspartner und Aggregatoren, die die Flexibilität in verschiedenen Märkten anbieten bzw. nutzen können.

Zur Vermarktung der Energiemengen werden derzeit die Teilnahme am Intraday und am Day-Ahead-Markt diskutiert. Daneben könnten netzdienliche Produkte wie Regelleistung (PRL, SRL und MRL) und Redispatchmaßnahmen für die Übertragungsnetzbetreiber sowie Netzdienstleistungen für Verteilnetzbetreiber angeboten werden.

3. Treiber und Hemmnisse

Bidirektionales Laden sollte zunächst als Zusatzangebot für Nutzerinnen und Nutzer von E-Fahrzeugen gesehen werden. Dabei steht das bidirektionale Laden im Spannungsfeld zwischen Treibern und Hemmnissen. Einen Überblick gibt Tabelle 1 [1].

Besonders hervorzuheben sind einerseits die Erhöhung der Wirtschaftlichkeit als Treiber und die Sorge um Garantie- und Nutzungsbedingungen von Fahrzeugbatterien als Hemmnis. Dabei werden die tatsächlich auftretenden Vollzyklen häufig überschätzt und es gibt noch keine eindeutigen Erfahrungswerte. Andererseits legen einige Automobilhersteller derzeit fest, dass die durch bidirektionales Laden übertragenen Energiemengen über die Lebensdauer des Fahrzeugs hinweg bestimmte Obergrenzen nicht überschreiten dürfen. Es ist davon auszugehen, dass solche Beschränkungen in der Zukunft weniger werden.

Tab. 1: Treiber und Hemmnisse aus Sicht von Nutzerinnen und Nutzern [1]

Treiber	Hemmnisse
- Sicherheit/Autarkie (u. a. in Verbindung mit der Wärmeerzeugung)	- Verfügbarkeit Fahrzeuge & BiDi-Wallboxen, Anschaffungskosten BiDi-Wallbox - Fehlen non-proprietärer, interoperabler Lösungen samt Implementierung der dafür notwendigen Schnittstellen
- Eigenverbrauchserhöhung: Zwischenspeicherung und Nutzung selbsterzeugter Energie vs. Netzbezug, Reduktion CO_2-Fußabdruck, direkte Partizipation an der Energiewende, Synergie Wärmeerzeugung	- Garantie- und Nutzungsbedingungen Fahrzeugbatterie (Anzahl Ladevorgänge, Lebensdauereinschränkungen, ...), Zusatzkosten für die Nutzung der Funktionalität
- Erhöhung der Wirtschaftlichkeit von Elektrofahrzeugen durch Erlöspotenziale, Speichervermarktung	- Datenschutz/Sicherheit/Vertrauen
- Erhöhung der Wirtschaftlichkeit auf Systemebene (z. B. Ersatz für Heimspeicher)	- Systemkomplexität, Aufklärungsbedarf, rechtliche Eigentumsklarheit Fahrzeug und Nutzung der Energie, steuerliche Behandlung (Ladung/Transport/Nutzung) - Datenverfügbarkeit/-nutzung von fahrzeuginternen Daten in Bezug auf die Batterie zur HEMS-Steuerung

Ein wichtiger Punkt in der Debatte um bidirektionales Laden sind die Auswirkungen auf die CO_2-Emission im Verkehrssektor (Tabelle 1). Hierzu wird unter anderem in [4] der Vergleich zwischen unidirektional ungesteuertem und unidirektional preisgesteuertem Laden gezogen. Dabei können folgende Aspekte festgehalten werden [1]:

- Gesteuertes Laden verringert die Emissionen, indem Ladevorgänge zu Zeiten mit niedrigen Emissionen (und niedrigen Strompreisen) durchgeführt werden.
- Bidirektionales Laden führt teilweise zu negativen Emissionen, indem Ladevorgänge zu Zeiten mit niedrigen Emissionen (und niedrigen Strompreisen) durchgeführt werden und Entladevorgänge zu Zeiten mit hohen Emissionen (und hohen Strompreisen) den Einsatz konventioneller Kraftwerke verdrängen.
- Der Effekt ist im System 2030 in absoluten Werten deutlicher als 2040/2050, da zunehmend weniger Emissionen im Stromsystem ausgestoßen werden und damit weniger reduziert werden können. Dafür ist der Wert der Vermeidung der CO_2-Emissionen im System 2040/2050 höher, da die Reduktion der CO_2-Emissionen zunehmend aufwendiger wird.
- Unter Berücksichtigung der voraussichtlichen CO_2-Emissionen in Deutschland im Jahr 2030 stellen die Einsparungen durch bidirektionales Laden einen weiteren, aber insgesamt eher kleinen Baustein zur Zielerreichung dar.

Darüber hinaus können noch weitere Punkte Bedenken bei Nutzerinnen und Nutzern auslösen. Hierzu zählt unter anderem die Sorge vor Flexibilitäts- und Mobilitätseinschränkungen durch bidirektionales Laden. Diesen Bedenken kann beispielsweise durch eine transparente und einfach gestaltete Lade-App begegnet werden, mit deren Hilfe eine individuelle und zeitabhängige Mindestreichweite eingestellt werden kann. Weitere Argumente können an dieser Stelle nicht weiterausgeführt werden, stattdessen wird auf [1] verwiesen.

4. Handlungsbedarf gemäß dem Beirat der Nationalen Leitstelle Ladeinfrastruktur

Die Bundesregierung hat sich zu der Einführung des bidirektionalen Ladens bekannt. Bis zur Einführung interoperabler und am Markt verfügbarer Komponenten bedarf es der Arbeit an zwei verschiedenen Strängen, die teilweise ineinander verwoben sind. Zum einen betrifft dies die europäischen und nationalen Normenwerke [1]. Diese müssen für den Rückspeisefall angepasst bzw. erweitert werden. Während für das AC- und DC-Laden heute bereits die meisten Normenwerke einen hohen Reifegrad besitzen, liegen für den Rückspeisefall noch keine normativen Anforderungen vor (weder technisch noch marktlich), die eine Rückspeisung in AC oder DC zum jetzigen Zeitpunkt spezifizieren. Marktreife Systeme bedingen dabei zwingend das Vorhandensein eines elektrotechnisch sicheren, interoperablen Gesamtsystems bestehend aus Fahrzeug, Ladeeinrichtung und einem Netzverknüpfungspunkt. Für eine

marktliche Nutzung muss weiterhin eine sichere Marktanbindung nach netz- und marktseitigen Bedürfnissen mit Anschluss an rechtssichere und nicht manipulierbare Abrechnungssysteme vorliegen.

Eine herstellerübergreifend interoperable, diskriminierungsfreie und flächendeckende Umsetzbarkeit des bidirektionalen Ladens steht im Kontext eines Gesamtbildes, bestehend aus der Interaktion unabdingbarer technischer Normen und Standards in der internationalen Anwendung und der Abhängigkeit zu nationalen technischen Regelsetzungen. Diese nationalen und internationalen Regelsetzungen unterliegen sehr unterschiedlichen Zeithorizonten, welche in [1] nachzuvollziehen sind.

Zum anderen muss auch der regulatorische Rahmen an das bidirektionale Laden angepasst werden. Hierzu hat der Beirat der Nationalen Leitstelle Ladeinfrastruktur Handlungsempfehlungen erarbeitet, die an dieser Stelle unkommentiert übernommen werden [1]:

- Die aktuelle Einordnung der Zwischenspeicherung von aus dem Netz entnommenen Kilowattstunden hinsichtlich der Pflicht zur Zahlung von Netzentgelten, Abgaben und Umlagen als *Letztverbrauch* benachteiligt die Stromspeicherung systematisch, da der zwischengespeicherte Strom sowohl im Rahmen der Zwischenspeicherung als auch bei dem eigentlichen Letztverbrauch – und damit doppelt – mit Stromnebenkosten belastet wird.
- Um eine solche Doppelbelastung zu vermeiden, dürfen bei der Stromspeicherung keine Netzentgelte, Abgaben und Umlagen anfallen. Dies stellt auch keine Bevorzugung dar, da lediglich eine Doppelbelastung vermieden wird. Alle Netzentgelte, Abgaben und Umlagen werden schließlich beim finalen Letztverbrauch entrichtet.
- Zwischengespeicherter *grüner* Strom muss seine ausgewiesene Eigenschaft beibehalten und weiterhin als Grünstrom nach dem EEG gefördert und vermarktet werden dürfen, auch wenn dieser in einem Speicher zwischengespeichert wird, in dem sich auch Graustrom aus dem Netz befindet. Das speicherbezogene Ausschließlichkeitsprinzip nach §§ 3 Nr. 1, 2.HS, 19 Abs. 3 EEG ist daher anzupassen.
- Grundsätzlich ist für das bidirektionale Laden ein pragmatisches und umsetzbares Messkonzept erforderlich, dass die Abgrenzung von zwischengespeicherten Grau- und Grünstrom-Mengen sowie der ins öffentliche Stromnetz rückgespeisten Strommengen zulässt.
- Damit der Nutzer auf die für das bidirektionale Laden notwendigen Daten aus dem Fahrzeug zugreifen bzw. diese an Dritte für weitere Dienstleistungen übertragen kann, ist die Umsetzung und Neufassung der relevanten europäischen Regelwerke unverzichtbar. Die europäischen Anforderungen

zu den für das bidirektionale Laden notwendigen Energie- und Leistungsdaten aus dem Fahrzeug (z. B. nutzbare Energiemenge, Lade- und Entladeleistung), etwa in Art. 20a, Absatz 3 aus der RED III, müssen daher in nationales Recht umgesetzt werden. Grundsätzlich ist dabei darauf zu achten, dass der Datenzugriff automatisiert und standardisiert geschehen sollte.

5. Roadmap

Ab dem nächsten Jahr ist davon auszugehen, dass vermehrt proprietäre Systeme für das bidirektionale Laden am Markt angeboten werden. Diese werden zuerst V2H-Anwendungsfälle abdecken. Erste proprietäre V2G-Lösungen dürften mit einem gewissen zeitlichen Versatz in den Markt kommen. Ab 2027/2028 kann es zu einem Hochlauf von interoperablen, standardisierten Lösungen bei V2H und bei V2G kommen, die die wichtigsten Use-Cases ermöglichen, wenn die entsprechenden Standards vorliegen und der einfache, barrierefreie Einsatz durch die dann geltende Regulatorik unterstützt wird.

Die Einführung des bidirektionalen Ladens sollte während des gesamten Prozesses durch umfassende und transparente Maßnahmen zur Verbraucherinformation flankiert werden. In Abbildung 2 wird die Roadmap dargestellt.

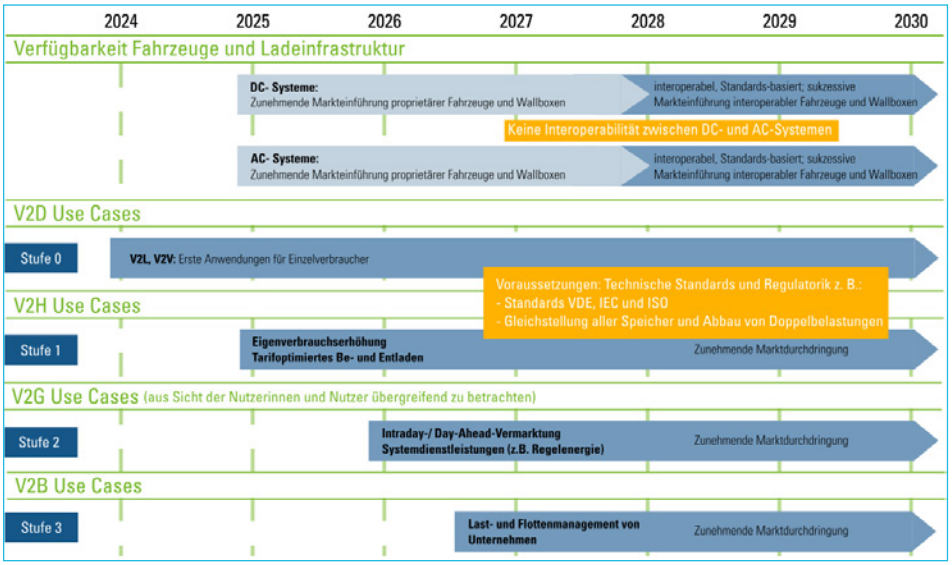


Abb. 2: Roadmap bidirektionales Laden entsprechend des Beirates der Nationalen Leitstelle Ladeinfrastruktur

6. Zusammenfassung

Bidirektionales Laden kann ein attraktives Zusatzangebot für Nutzerinnen und Nutzer von elektrischen Fahrzeugen werden, wenn sich in der Zukunft diskriminierungsfreie, also interoperable Lösungen am Markt durchsetzen. Nach Einschätzungen von [1] kann im Jahr 2028 von ersten interoperablen Lösungen ausgegangen werden, wenn technische wie regulatorische Hürden konsequent beseitigt werden.

7. Quellen

[1] Nationale Leitstelle Ladeinfrastruktur, NOW GmbH [Hrsg.], (2024): Positionspapier Bidirektionales Laden diskriminierungsfrei ermöglichen.

[2] Bundesministerium für Digitales und Verkehr (BMDV) Referat G23 [Hrsg.], (2022): Masterplan Ladeinfrastruktur II.

[3] FfE (2023): Bidirektionales Laden – Anwendungsfälle aus Nutzersicht. Zwischenbericht zur Studie im Auftrag des ADAC e.V.

[4] FfE [Hrsg.], (2023): Abschlussbericht zum Projekt: BDL – Bidirektionales Lademanagement DOI: https://doi.org/10.34805/ffe-08-23.

Weltweiter Überblick über Hochtemperaturspeicher (100 bis 2.000 °C): Technologie und Demonstrationsanlagen

Bärbel Epp

1. Einleitung 137
2. Angabe der Speicherkapazitäten ist eine kritische Kennzahl 140
3. Branchenschwerpunkt in den USA und Europa 141
4. Breite Palette an Speichermaterialien wird verwendet 141
5. Beschreibung kommerzieller Anlagen von Hochtemperaturspeicher 142
6. Fazit 146
7. Quellen 147

1. Einleitung

Hochtemperatur-Wärmespeicher (ab 100 °C) sind ein wichtiger Pfeiler für die Energiewende im Industriesektor. Einige Lösungen ermöglichen sogar die Energiespeicherung bei Temperaturen um 2.000 °C – heiß genug, um energieintensive Industriesektoren wie Zement und Stahl zu versorgen. Diese Geschäftsmöglichkeiten scheinen sehr attraktiv zu sein. Der Markt der Anbieter von Hochtemperaturspeichern wächst ständig und die Anbieter berichten von einer hohen Nachfrage nach ihren Produkten und Systemlösungen. 31 Unternehmen aus 12 Ländern haben an einer Umfrage Anfang 2024 teilgenommen und Angaben zu ihrer Technologie, ihren Kundengruppen und dem TRL ihrer Produkte gemacht. Die Marktstudie wurde von Natural Resources Canada finanziert. Eine Übersicht der Firmen ist in einer PDF-Tabelle verfügbar [1].

Man kann von einer neuen Generation von Anbietern von Hochtemperaturspeicherlösungen sprechen. Wenn man die beiden etablierten Unternehmen im Anlagenbau, Kraftanlagen (Deutschland, gegründet 1923) und Magaldi Group (Italien, gegründet 1929) herausnimmt, dann sind die 29 verbleibenden Unternehmen der Umfrage im Durchschnitt nur neun Jahre alt.

Die Hochtemperaturspeicherung ist keine neue Technologie. In Form von Flüssigsalzspeichern wird sie bereits seit den 1980er Jahren in konzentrierenden Solarkraftwerken auf der ganzen Welt eingesetzt. Schon vorher wurden in Stahlwerken sogenannte Regeneratoren in Form von keramischen Steinen verwendet, die durch Abgase aufgeheizt wurden. Neu ist heute der Business Case: die Notwendigkeit der Dekarbonisierung von industrieller Hochtemperatur-wärme in einem breiten Spektrum von Anwendungen. Darauf zielt die neue Generation der Anbieter von Hochtemperaturspeichern ab. 28 Unternehmen nennen den Industriesektor als eine wichtige Kundengruppe, 11 davon bieten ihre Produkte ausschließlich für Industriekunden an (Tabelle 1). Eine Ausnahme bilden die drei Unternehmen, die nur den Kraftwerkssektor (E2S Power, Schweiz) und den Stromsektor (Kraftanlagen, Deutschland, und Pintail Power, USA) ansprechen. Drei Unternehmen heben sich von der großen Zahl der Firmen ab, indem sie die Wärme als Dienstleistung anbieten: Rondo Energy (USA), Kaaj Energy (Kanada) und Exergy3 (Great Britain).

Tab. 1: 31 Anbieter von Speicherlösungen sortiert nach ihrem Kommerzialisierungsgrad (Quelle: solrico-Branchenumfrage Februar 2024, Angaben der Unternehmen)

Company name	Headquarters	Providing sorage solutions to which sector	Level of commercialisation
Brenmiller Energy	Israel	Industry sector	Four commercial plants in operation in Italy, Brazil, USA and Israel (27 MWh)
Kyoto Group	Norway	Industry sector and power plant heat	Commercial demonstrator in operation in Denmark (18 MWh)
Eco-Tech Ceram	France	Industrial sector and renewable sector	Three commercial plants in operation in France (total 9.3 MWh)
Energynest	Norway	Industry sector and power plant sector	Two commercial projects in Belgium (5 MWh) and Norway (4 MWh)
Rondo Energy	USA	Industry sector (heat-as-a-service)	First commercial project in operation in USA (2 MWh)
Polar Night Energy	Finland	Industry sector and district heating sector	First commercial plant in operation in Finland (8 MWh)
Build to zero	Spain	Industry sector	First commercial project under construction

Storworks Power	USA	Industry sector and power plant sector	Demonstrator in operation
Carbon-Clean Technology	Germany	Industry sector and power plant sector	Demonstrator in operation (1 MWh)
Malta Group	USA	Electricity sector and industry sector	Demonstrator in operation in the USA
1414 Degrees	Australia	Industry sector	Demonstrator of SiBrick in operation in Australia (1 MWh)
Kraftanlagen GmbH	Germany	Industry sector	Two demonstration plants in Germany (2 MWh and 20 MWh)
Alumina Energy	USA	Industry sector and electricity sector	First demonstrator in operation in the USA (450 kWh)
Antora Energy	USA	Industry sector	First demonstrator in operation in USA
MGA Thermal	Australia	Electricity sector and industry sector	First Demonstrator (5 MWth) under construction
Exergy3	Great Britain	Industry sector (Heat-as-a-service)	First demonstrator in Scotland under construction (36 MWh)
Magaldi Green Energy	Italy	Industry sector	First demonstrator under construction
247Solar Inc	USA	Electricity sector and industry sector	Demonstrator under construction in USA (3.6 MWh)
Element16	USA	Industry sector and power plant sector	First demonstrator under construction in USA (1.5 MWh)
E2S Power	Switzerland	Power plant sector	Pilot plant in operation in India (0.25 MWh)
Storasol / enolcon	Germany	Electricity sector and industry sector	Pilot plants in operation
Kraftblock	Germany	Industry sector and electricity sector	Pilot plants in operation (70 to 150 MWh)
Lumenion	Germany	Industry sector and electricity sector	Pilot project in operation in Germany (2.4 MWh). First demonstrator under construction in Germany (20 MWh)
Heliac	Denmark	Industry sector and district heating sector	Pilot plant operated for 24 weeks in Denmark (0.5 MWh)
Sunamp	Great Britain	Industry sector	Pilot projects realised
Hyme Energy	Denmark	Industry sector and power plant sector	Pilot plant in operation (1 MWh) in Denmark

Electrified Thermal Solutions	USA	Industry sector	No pilot plant yet
Kaaj Energy	Canada	Industry sector (heat/ electricity as a service)	No pilot plant yet
Pintail Power	USA	Electricity sector	No pilot plant yet
Rpow	Spain	Electricity sector and industry sector	No pilot plant yet
Terrajoule Energy	USA	Electricity sector	No pilot plant yet

In Tabelle 1 sind die Anbieter entsprechend ihres Kommerzialisierungsgrades sortiert. Unterschieden wird zwischen Firmen mit kommerziellen Projekten (6 Firmen), Demonstrationsprojekt (12 Firmen) und Pilotprojekt (7 Firmen). Die kommerziellen Anlagen sind am Ende dieses Artikels vorgestellt.

2. Angabe der Speicherkapazitäten ist eine kritische Kennzahl

Ein kritischer Punkt in Tabelle 1 ist die Angabe der Speicherkapazität in Megawattstunden für kommerzielle oder Demonstrationsanlagen. Es gibt keine standardisierte Methode zur Berechnung der Wärmekapazität eines Hochtemperaturspeichersystems und daher können die von den einzelnen Anbietern gemeldeten Zahlen inkonsistent sein oder je nach verwendeter Berechnung variieren.

Annelies Vandersickel, Leiterin der Abteilung Thermische Verfahrenstechnik am Deutschen Institut für Luft- und Raumfahrt, definierte in einem Interview mit solarthermalworld den Unterschied zwischen maximaler und nutzbarer Speicherkapazität: Die maximale Speicherkapazität ist die thermische Energie, die im Speichermaterial entsprechend seiner Wärmespeicherkapazität bei voller Beladung, bezogen auf die Differenz zwischen maximaler Speichertemperatur und Umgebungstemperatur, gespeichert werden kann. Die nutzbare Kapazität berücksichtigt den Wärmebedarf des Kunden. Wird z. B. Dampf bei 300 °C benötigt, so kann der Speicher nur bis 310 °C entladen werden. Es steht entsprechend weniger nutzbare Speicherkapazität zur Verfügung. Wir gehen davon aus, dass die Unternehmen bei der Teilnahme an der Umfrage die maximalen Speicherkapazitäten für ihre Projekte angegeben haben.

3. Branchenschwerpunkt in den USA und Europa

Die USA sind mit ihren zehn Hochtemperaturspeicheranbietern der neuen Generation der klare Spitzenreiter (Abbildung 1). Das hat sicherlich auch mit der üppigen Finanzierung durch das US-amerikanische Energieministerium und andere Quellen in den USA zu tun. Aber auch bei der Beschaffung von Risikokapital sind US-Unternehmen sehr erfolgreich. Zählt man die europäischen Hersteller zusammen, so sind es mindestens 17 Unternehmen, mehr als die Hälfte der Übersicht. Deutschland führt die Liste mit fünf Firmen an, je zwei sind es in Norwegen, Großbritannien und Dänemark.

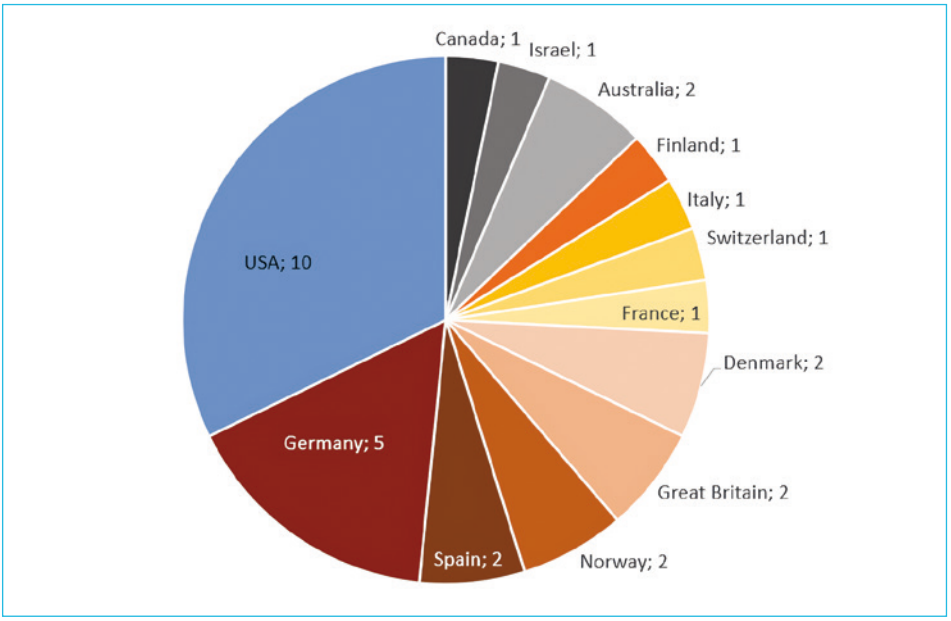


Abb. 1: 31 Anbieter von Hochtemperaturspeichern geordnet nach ihrem Hauptsitz. Die Übersicht deckt weitgehend die neue Generation ab. Vier Unternehmen sind nicht enthalten: Graphite Energy aus Australien, Stiesdal Storage aus Dänemark, Fourth Power aus den USA und Brabetech aus den Niederlanden (Quelle: solrico-Branchenumfrage Februar 2024)

4. Breite Palette an Speichermaterialien wird verwendet

Ein interessanter Teil der Umfrage war die Beschreibung der verwendeten Speichertechnologie. Es gibt eine breite Palette von Technologien, die vom gewünschten Temperaturniveau abhängen. Die Speichertechnologie ist in der Firmenübersicht [1] vorgestellt.

Unterhalb von 300 °C findet man Druckstahlbehälter. In der Übersicht gibt es jedoch nur ein Unternehmen, das solche Lösungen anbietet (Terrajoule Energy, USA). Wenn die Auslegungstemperaturen auf 300 °C bis 565 °C steigen, wird geschmolzenes Salz als Speichermedium eingesetzt. Sechs Unternehmen in

der Übersicht nutzen diese Technologie: Build to zero (USA), Hyme Energy (Dänemark), Kyoto Group (Norwegen), Malta Group (USA), Pintail Power (USA) und Rpow (Spanien). Oberhalb dieses Temperaturbereichs wird geschmolzenes Salz korrosiv für Edelstahl. Eine Ausnahme bildet hier das dänische Unternehmen Hyme Energy, das angibt, eine Speicherlösung mit Flüssigsalz zu entwickeln, die bei maximal 700 °C betrieben werden kann.

Die Mehrheit der Unternehmen zielt auf die Wärmespeicherung bei Temperaturen über 565 °C ab und verwendet daher feste Materialien. 18 Unternehmen fallen in diese Kategorie, die sich in zwei Gruppen unterteilen lässt. Die Unternehmen, die einen echten Feststoff wie Graphit- oder Betonblöcke, Ziegelsteine, Zementrohre, Granitfelsen oder sogar Stahlstangen verwenden – insgesamt 12 Unternehmen. Die anderen acht Unternehmen verwenden eine Vielzahl kleinteiliger Feststoffe, darunter Sand, Kies, Steine, Keramikkugeln, zerkleinertes oder Vulkangestein.

Die drei Unternehmen, die Phasenwechselmaterialien verwenden, nehmen eine Sonderstellung ein. Im Vergleich zu sensiblen Speichern kann durch einen Phasenübergang, in der Regel ein Schmelzvorgang, mehr Energie pro Volumeneinheit gespeichert werden. Dies sind die Unternehmen: 1414 Degrees (Australien), Sunamp (Großbritannien) und MGA Thermal (Australien).

5. Beschreibung kommerzieller Anlagen von Hochtemperaturspeicher

In Tabelle 1 sind 6 Unternehmen gelistet, die bereits ein kommerzielles Projekt realisiert haben (Stand: Ende Februar 2024). Die Anlagen werden im Folgenden jeweils mit einem Bild und einem Textabschnitt näher beschrieben.

Abb. 2: ThermalBattery der Energynest, Norwegen (Foto: Energynest)

Im Jahr 2023 nahm Energynest seine ersten beiden kommerziellen Systeme mit thermischen Batterien in Betrieb (Abbildung 2). Die Batterien bestehen aus einem Bündel von Betonrohren, in die die Wärmetauscher eingebettet sind. In den beiden neuen Anlagen werden Speicher mit Wärme geladen und liefern Dampf oder heißes Thermoöl für die Betriebe der Kunden. Seit Januar 2023 betreibt der Düngemittelhersteller Yara in Norwegen einen 4-MWh-Speicher. Die zweite ThermalBattery ist seit Sommer 2023 beim Klebstoffhersteller Avery Dennison in Turnhout, Belgien, in Betrieb und speichert den Solardampf aus einem 2,4-MW-Parabolrinnenkraftwerk [2].

Abb. 3: Heatcube der Kyoto-Gruppe, Norwegen (Foto: Kyoto Group)

Eine erste kommerzielle Anlage eines Heatcube-Speichersystems der Kyoto Group wird im Norbis Park in Dänemark betrieben (Abbildung 3). Der Heatcube besteht aus mehreren Tanks, die mit Flüssigsalz gefüllt sind. Das System mit einer Leistung von 18 MWh wird mit Strom aus dem Netz oder mit überschüssigem Strom aus erneuerbaren Energien aufgeladen, wenn dieser verfügbar ist. Es speichert thermische Energie in Flüssigsalz mit einer Temperatur von bis zu 415 °C und liefert Wärme zwischen 70 °C und 95 °C an das lokale Fernwärmesystem. Der Energieversorger Aalborg Forsyning ist Eigentümer und Betreiber des Speichersystems. Der Heatcube wurde in Spanien hergestellt, nach Dänemark transportiert und dann vor Ort zusammengebaut [2].

Abb. 4: Eco-Stock-Speicher von Eco-Tech Ceram, Frankreich (Foto: Eco-Tech Ceram)

Die erste Anlage mit einem Eco-Stock-Speicher von dem Anbieter Eco-Tech Ceram ist seit 2019 bei einem Ziegelhersteller in Tegulys in Zentralfrankreich in Betrieb (Abbildung 4). Der Kunde profitiert in mehrfacher Hinsicht von der Hochtemperaturspeicheranlage. Sie verbessert die Energieeffizienz des Brennprozesses und erhöht die Produktionskapazität, weil sich die Zeit für das Trocknen der Ziegel aufgrund der vorerwärmten Luft reduziert.

Vor der Installation der beiden Eco-Stock-Einheiten verlor Tegulys 50 % der Wärme aus dem Ziegelbrennofen durch den Schornstein. Nun werden die Rauchgase aus dem Brennofen in den Speicher umgeleitet, um ihn auf bis zu 600 °C aufzuladen. Beim Eco-Stock handelt es sich um einen Festbettspeicher, der mit keramischen Teilen gefüllt ist. Wenn der Trocknungsprozess eingeschaltet wird, drückt ein weiterer Ventilator die Umgebungsluft durch die Eco-Stock-Einheiten, um die Luft zu erwärmen und in die Trockner zu blasen [3].

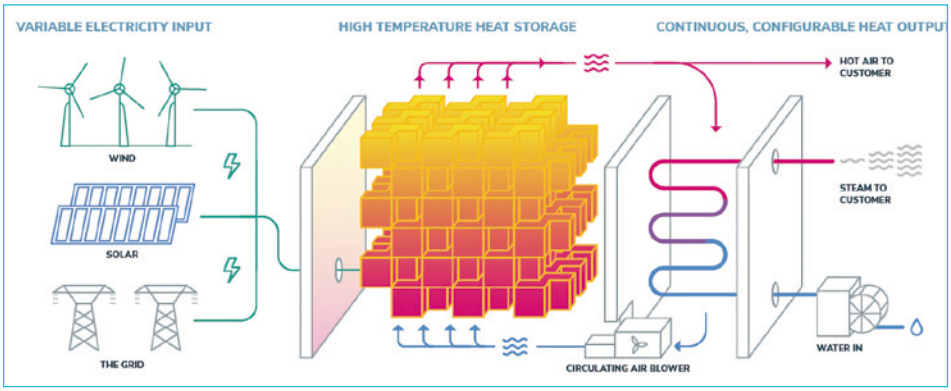


Abb. 5: Wärmebatterien von Rondo Energy, USA (Foto: Rondo Energy)

Rondo Energy hat sein erstes kommerzielles Projekt mit 2 MWh im März 2023 beim Ethanolhersteller Calgren Renewable Fuels in Kalifornien in Betrieb genommen (Abbildung 5). Das Speichersystem besteht aus gestapelten, feuerfesten Steinen. Die Steine werden über einen Widerstandsheizer mit überschüssigem erneuerbarem Strom aus dem Netz auf bis zu 1.500 °C erhitzt. Heiße Luft strömt durch die Ziegel und wird überhitzt, bevor sie an den Kunden in Form von heißem Wasser zum Vorheizen des bestehenden Kessels geleitet wird. Die Ziegel, das Speichermedium der Batterie, werden derzeit in einer Anlage in Thailand hergestellt, die der Siam Cement Group gehört. Das Speichersystem wird vor Ort in der Anlage des Kunden zusammengebaut [4].

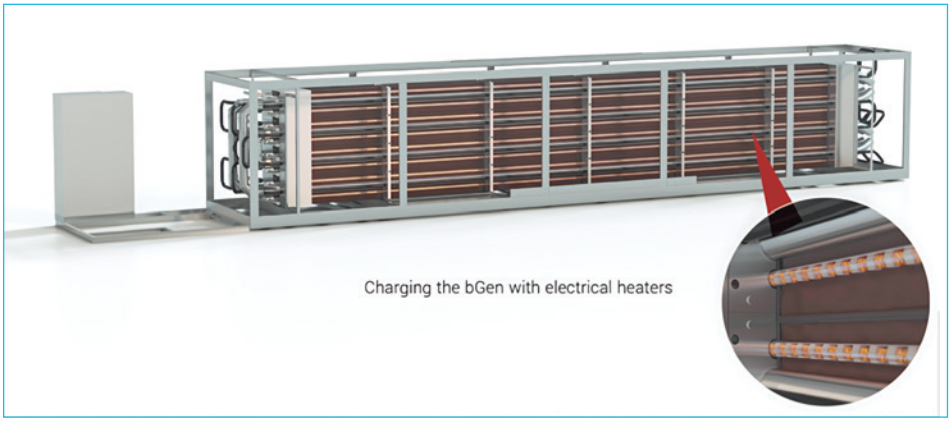


Abb. 6: BGen aus Brenmiller, Israel (Foto: Brenmiller)

Brenmiller hat mit seinem Produkt bGen seit 2022 bereits vier Projekte bei Kunden in den USA, Israel, Brasilien und Italien in Betrieb genommen. Der mit zerkleinertem Gestein gefüllte bGen-Speicher wird mit elektrischen Heizungen aufgeheißt, die in die Rohre integriert sind (Abbildung 6). Das Unternehmen hebt hervor, dass die modulare Bauweise es ermöglicht, die Einheiten

zu stapeln, was eine minimale Stellfläche bei gleichzeitig hoher Energiedichte gewährleistet. Brenmiller stellt die bGen-Speichereinheiten in Dimona, Israel, her. Die Einweihung der Fabrik wurde im Mai 2023 gefeiert [4].

Abb. 7: Sandbatterien von Polar Night Energy, Finnland (Foto: Polar Night Energy)

Polar Night Energy bewirbt sein Speichersystem unter dem Markennamen Sand Battery, da der Behälter mit Sand gefüllt ist. Die erste kommerzielle Sandbatterie mit 8 MWh ist seit Juli 2022 als Teil des Fernwärmenetzes des Versorgungsunternehmens Vatajankoski in Westfinnland in Betrieb (Abbildung 7). Der 4 m breite und 7 m hohe Stahlcontainer ist mit 100 Tonnen Bausand gefüllt. Kostengünstiger Strom erhitzt den Sand mittels Widerstandsheizung über Luft auf bis zu 500 °C. Polar Night Energy hat kürzlich mit einem anderen finnischen Fernwärmeunternehmen einen Vertrag über die schlüsselfertige Lieferung einer Sandbatterie mit einer maximalen Kapazität von 100 MWh unterzeichnet [5].

6. Fazit

Hochtemperaturspeicher erhalten vor allem in den USA und in Europa hohe Aufmerksamkeit von öffentlichen und privaten Geldgebern. Eine wachsende Anzahl von Firmen bietet thermische Speicherlösungen an, die Wärme zwischen 100 °C bis über 2000 °C speichern. Die Kommerzialisierungsrate ist allerdings noch gering. Nur 6 von 31 befragten Unternehmen hatten Anfang des Jahres

mindestens ein kommerzielles Projekt realisiert. Eine weitere Befragung der Branche in 2025 wird zeigen, wie dynamisch sich dieses neue Industriesegment weiterentwickelt.

7. Quellen

[1] Epp, Bärbel. Worldwide overview of high-temperature energy storage system providers, solarthermalworld.org, March 2024, https://solarthermalworld.org/news/worldwide-overview-of-high-temperature-energy-storage-system-providers/ (Stand: August 2024).

[2] Epp, Bärbel. Storing high-temperature heat for commercial clients in Denmark, Norway and Belgium, March 2024, https://solarthermalworld.org/news/storing-high-temperature-heat-for-commercial-clients-in-denmark-norway-and-belgium (Stand: August 2024).

[3] Epp, Bärbel. Efficiency boost and time saver for heavy industries, March 2024, https://solarthermalworld.org/news/efficiency-boost-and-time-saver-for-heavy-industries/ (Stand: August 2024).

[4] Epp, Bärbel. Heat storage market is getting hotter, March 2024, https://solarthermalworld.org/news/heat-storage-market-is-getting-hotter/ (Stand: August 2024).

[5] Epp, Bärbel. Sand Batteries provide heat to district heating networks in Finland, March 2024, https://solarthermalworld.org/news/sand-batteries-provide-heat-to-district-heating-networks-in-finland/ (Stand: August 2024).

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

Modulare Lösung thermischer Speicher in der Prozessindustrie zur Reduzierung der Energiekosten

Svenja Blechmann und Benedikt Tressner

1. Allgemeiner Background und Markterwartung für thermische Speicher 149

2. Status Quo – Technischer Reifegrad verschiedener Speicherarten 151

3. Molten Salt Skid am Beispiel Kyoto 152

4. Zusammenfassung 155

5. Quellen 155

1. Allgemeiner Background und Markterwartung für thermische Speicher

Bedingt durch verschiedene politische Randbedingungen haben sich die Kosten für kontinuierlich bereitgestellte Energie (z. B. elektrischer Strom oder Erdgas) in Europa in den letzten Jahren signifikant erhöht. Diese höheren Energiekosten stellen viele produzierende Unternehmen in Europa vor erhebliche Herausforderungen bis hin zur Existenzgefährdung.

Gleichzeitig stehen durch den Zuwachs an erneuerbaren Energien zeitweise nennenswerte Mengen an elektrischer Energie zu sehr niedrigen oder teilweise auch negativen Preisen zur Verfügung, während zu anderen Zeiten die Verfügbarkeit von elektrischer Energie knapp und damit sehr teuer ist.

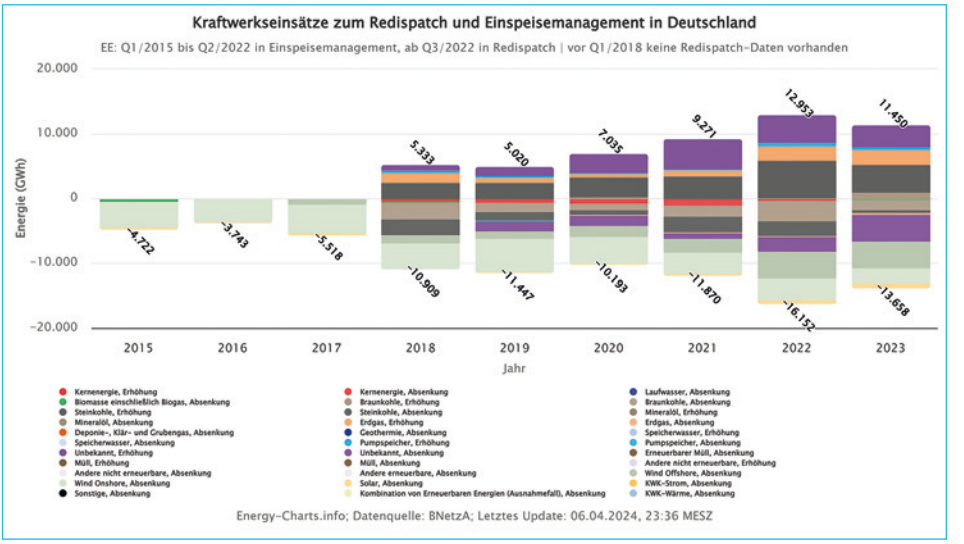


Abb. 1: Positive und negative Redispatch-Energiemengen in Deutschland [1]

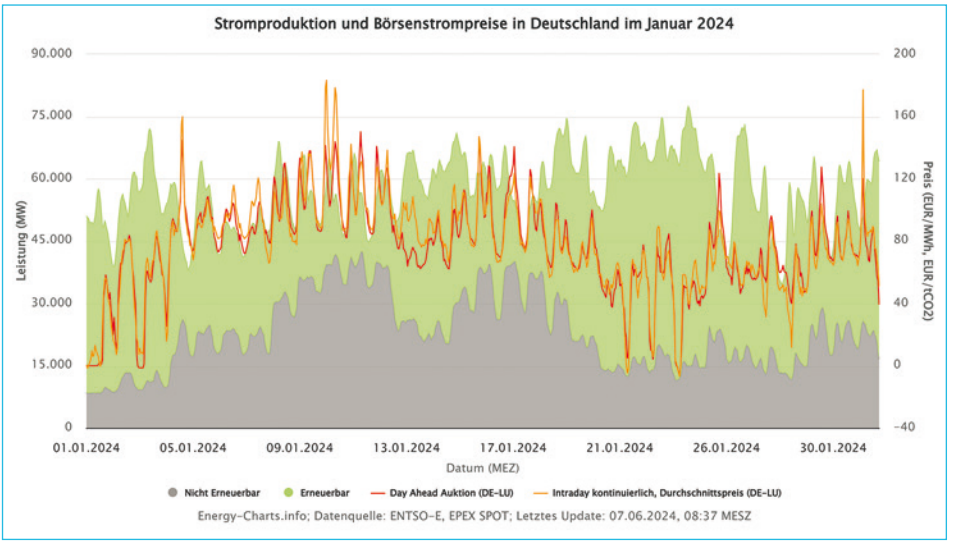


Abb. 2: Stromproduktion und Börsenpreise in Deutschland im Januar 2024 [2]

Da die meisten europäischen Länder im Zusammenhang mit der Eindämmung des Klimawandels planen, den Anteil erneuerbarer Energiequellen wie Wind- und Sonnenenergie zur Deckung des nationalen Energiebedarfs erheblich zu erhöhen, werden die Extreme in den Produktionsschwankungen weiter zunehmen.

Der Bezug von elektrischer Energie zu Zeiten niedriger Preise, deren Zwischenspeicherung sowie die spätere Verwendung in Zeiten hoher Preise hat also ein reales Potenzial, die Betriebskosten zu senken. Voraussetzung hierfür sind jedoch möglichst geringe Investitionskosten. Die direkte Speicherung der elektrischen Energie, z. B. in Batterien, lässt sich technisch verhältnismäßig einfach umsetzen, hat einen hohen Wirkungsgrad (> 90 % bei Lithium-Ionen-Akkus) und lässt sich durch die Modulstruktur leicht erweitern. Aufgrund steigender Produktionsraten konnten die Hersteller die spezifischen Kosten je gespeicherter Energieeinheit in den letzten Jahren erheblich senken. Dennoch liegen die notwendigen Investitionskosten oft noch so hoch, dass durch die Beschaffung von Batteriespeichern die Gesamtkosten eines Produkts nicht gesenkt werden können. Weitere Nachteile sind die Umweltverschmutzung bei der Produktion, die teilweise noch ungelösten Probleme beim Recyclen von Batterien sowie die begrenzte Anzahl von Be- und Entladezyklen, welche zu kurzen rechnerischen Abschreibungsdauern und damit wiederum höheren Betriebskosten führen.

Eine Alternative ist die Speicherung der Energie in thermischer Form, insbesondere dann, wenn im Produktionsprozess sowieso thermische Energie benötigt wird, da dann die Wirkungsgrade in einem sehr hohen Bereich liegen. Dies betrifft insbesondere auch Produktionsprozesse, in denen zur Bereitstellung der thermischen Energie bisher nicht elektrischer Strom, sondern fossile Energie verwendet wurde, da durch den Einsatz von erneuerbarem Strom die Kosten für den notwendigen Kauf von CO_2-Zertifikaten wegfallen.

Die Erfahrungen in der Industrie bei der Einführung neuer Produkte zeigt, dass durch Skaleneffekte erheblich Kostenreduktionpotenziale gehoben werden können, daher bietet die Modularisierung thermischer Speicher darüber hinaus eine gute Perspektive den Einsatz auch in Prozessen zu finden, in denen es sich kurzfristig noch nicht ökonomisch darstellen lässt.

Das weltweite wirtschaftliche Gesamtpotenzial thermischer Energiespeicher ist bis 2030 erheblich und wird von IRENA nur für den CSP-Bereich auf die Installation zusätzlicher 491 GWh bis 631 GWh geschätzt. Weitere Potenziale werden in den Bereichen Fernwärme und Fernkälte sowie in der industriellen Anwendung (Bereitstellung und Prozesswärme) gesehen [3].

2. Status Quo – Technischer Reifegrad verschiedener Speicherarten

Grundsätzlich werden die thermischen Energiespeicher in chemische, latente und sensible Speicher eingeteilt.

Chemische Speicher nutzen unter anderem Sorptionsverfahren:

Beispiel: Ein Tank mit hygroskopischem porösem Granulat wird mit Wasserdampf beaufschlagt. Das Granulat (in dem Fall ein Silicagel) lagert den Wasserdampf an (Adsortionsprozess) und gibt dabei Wärmeenergie ab (Entladen des Speichers). Zum Trocknen von Silicagelen wird wiederum Wärmeenergie benötigt (Beladen des Speichers).

- Vorteil: hohe Speicherdichte (200–300 kWh/m^3); lange Speicherdauer möglich, da keine Selbstentladung;
- Nachteil: TRL erst im Forschungsstadium (TRL 4–5).

Latente Wärmespeicher speichern die Wärme als Phasenwechselenergie:

- Vorteil: im Verhältnis geringere notwendige Speichermenge gegenüber sensiblen Speichern;
- Nachteil: meist spezifisch hohe Anlagenkosten in der industriellen Anwendung, die sie für kommerzielle Lösung uninteressant machen.

Sensible Wärmespeicher verändern beim Be- und Entladen ihre Temperatur. Der Aggregatzustand ist dabei in der Regel entweder fest oder flüssig. Als Konzepte für sensible Wärmespeicher werden oft Schüttungen oder Formkörper aus Gusseisen, Keramiken oder Beton verwendet.

Die Konzepte für flüssige Wärmespeicher nutzen hingegen oft Öl oder Salz und in sehr niedrigen Temperaturbereichen auch Wasser. Aufgrund der langjährigen Erprobung von Salz als Wärmespeichermedium in CSP-Kraftwerken wird dieser Technologie ein hoher Reifegrad zugemessen. Bedingt durch das hohe Temperaturniveau (bis 550 °C) eignet sie sich für nahezu alle industriellen Prozesse als Wärmespeicher. Ende 2019 waren weltweit 21 GWh Flüssigsalzschmelzenspeicher in CSP-Kraftwerken installiert [3].

Durch die Firma Kyoto wurde 2023 zur Versorgung eines Fernwärmenetzes im Norbis Park in Dänemark eine kompakte Speicheranlage mit Flüssigsalz fertiggestellt. Aufbauend auf diesem Konzept wurde das Dampferzeugungskonzept des HeatCubes entwickelt, welches den breiten möglichen Einsatzbereich von Molten Salt nutzt, um über Skaleneffekte zu einer wirtschaftlichen Modularisierung thermischer Speicher zu kommen.

3. Molten Salt Skid am Beispiel Kyoto

Im Unterschied zur Anwendung in solarthermischen Kraftwerken wird die Ausspeicherung der Energie in industriellen Prozessen oft diskontinuierlich und in einem weiten Lastbereich abgefragt.

Gleichzeitig werden jedoch platzsparende und kostengünstige Lösungen benötigt, die an Standorten mit unterschiedlichen Bedingungen eingesetzt werden können.

Kyoto hat daher den Heatcube entwickelt, der mit einem geringem Footprint eine hohe Speicherkapazität und einen vergleichsweise hohen Betriebsbereich aufweist.

Basis dafür ist die bewährte Technologie der Salzschmelze-Speichersysteme, die bereits in CSP-Kraftwerken Anwendung findet. Durch den Heatcube wurde die Technologie modularisiert, um diese für industrielle Produktionsanlagen verfügbar zu machen [4].

Der Heatcube findet insbesondere Anwendung für den niedrigen bis mittleren Wärmebedarf in der Lebensmittel-, Papier- und chemischen Industrie.

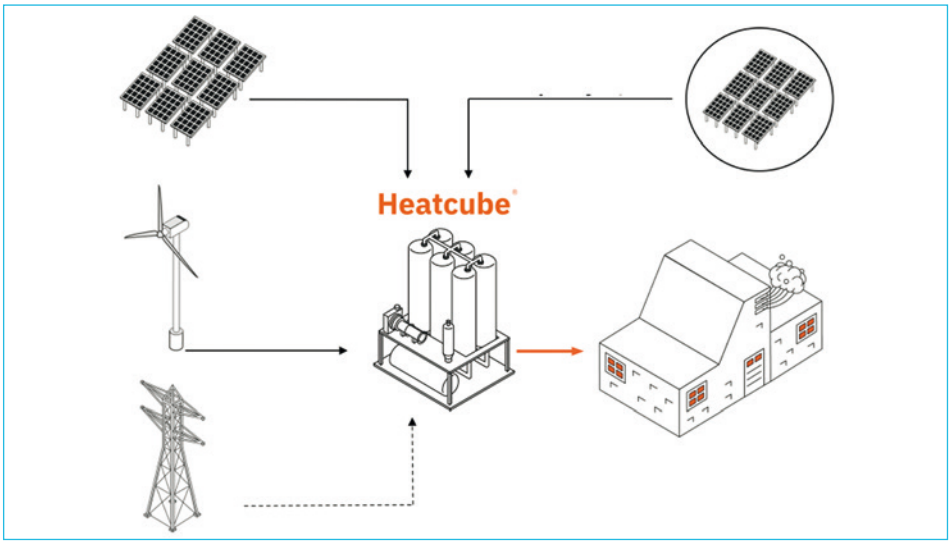


Abb. 3: Schematische Darstellung der Einsatzmöglichkeiten für den Heatcube [4]

Der Heatcube besteht aus drei Hauptkomponenten, die als Skid angeordnet sind:

1. Elektrische Heizvorrichtung zum Beladen,
2. Energiespeichersystem,
3. Dampferzeuger für die Entladung.

Damit ist ein gleichzeitiges Be- und Entladen möglich. In Kombination mit einer kurzen Anlaufzeit ist es so möglich, die Schwankungen erneuerbarer Energien auszugleichen und gleichzeitig 24/7 stabilen Dampf zu liefern [4].

In Tabelle 1 sind die wesentlichen Kennwerte des Heatcubes dargestellt.

Tab. 1: Key Data of Heatcube

Charging capacity:	10, 20 or 30 MW
Storage capacity:	16–120 MWh
Storage capacity per tank:	8 MWh
Discharge capacity:	up to 20 MW
Discharge in form of:	steam
Temperature range of steam:	135–400 °C
Pressure range of steam:	3–40 bar(a)
Max. temperature of salt:	415 °C
Footprint:	~100–250 kWh per sq.m
Height:	~18 m

Der Skid-Aufbau ist so gewählt, dass die Speicherkapazität modular durch weitere Salztanks erweitert werden und bei Bedarf auch die Entladungskapazität erhöht werden kann. Die Vergrößerung des Footprints ist dabei beschränkt, da ein Großteil der Komponenten ein vertikales Design aufweist.

Steinmüller Engineering hat in Kooperation mit Kyoto ein Dampferzeugersystem entwickelt, welches sowohl für eine hohe Anzahl von Lastzyklen als auch für niedrige Teillasten geeignet ist. Zur Reduzierung von Engineering-Kosten in zukünftigen Projekten wurden bei der Entwicklung mögliche Bedürfnisse unterschiedlichster Kunden und deren Anwendung berücksichtigt, sodass im oben genannten Druck- und Temperaturbereich die Grundzüge des Designs erhalten bleiben können. Durch individuelle Regelkreise können die entscheidenden Parameter konstant gehalten werden und somit kann die Speicherkapazität optimal genutzt werden. So ist ein Bypass auf der Molten-Salt-Seite vorgesehen, um die Austrittstemperatur regeln zu können.

Abhängig vom Druckniveau gibt es außerdem die Möglichkeit, den Dampferzeuger als reinen Verdampfer im Naturumlauf zu betreiben oder alternativ den Umlauf mit Speisewasser zu vermischen und einen Teil der Heizfläche als Vorwärmer zu nutzen, um niedrigere Austrittstemperaturen zu erreichen. Darüber hinaus bietet das Design die Möglichkeit einer leichten Skalierbarkeit im Lastbereich und durch ein modulares Konzept auch die Option, einen Überhitzer in das System zu integrieren.

Der Heatcube ist flexibel einsetzbar, da er sich immer im Stand-by-Modus befindet und so innerhalb von weniger als 30 Minuten Prozessdampf liefern kann. Zudem liegt die Reaktionszeit für Lastwechsel bei nur 90 Sekunden, sodass die abgefragte Dampfmenge immer dem tatsächlichen Bedarf angepasst werden kann.

Durch das vertikale Design des Dampferzeugers mit einer integrierten Dampftrommel wird der Footprint gering gehalten und der Dampferzeuger fügt sich optimal in die Skid-Bauweise des Heatcubes ein.

Um einen weltweiten Einsatz des Heatcubes inklusive des Dampferzeugers zu gewährleisten, wurde das Design nach ASME ausgeführt. Ebenso sind die Anforderungen der europäischen Druckgeräterichtlinie erfüllt.

4. Zusammenfassung

Aufgrund des steigenden Anteils erneuerbarer Energien kommt es zu einer zunehmenden Anzahl von Dispatch-Maßnahmen im elektrischen Stromnetz. Es muss also vom Netzbetreiber Energie entnommen oder zugefügt werden, um die Netzfrequenz stabil zu halten. Dies führt zu deutlich stärkeren Schwankungen am Spotmarkt an der Strombörse. Es bietet sich also die Möglichkeit, in Zeiten hoher erneuerbarer Stromproduktion günstig einzukaufen bzw. in Zeiten niedriger erneuerbarer Stromproduktion teuer Strom zu verkaufen. Um an diesem Markt teilnehmen zu können, bietet sich der Einsatz verschiedener Speichertechnologien an. Auch Wärmespeicher können hier zum Einsatz kommen. Sie sind oft günstiger als Stromspeicher und insbesondere dann eine gute Lösung, wenn sie mit einem Industrieprozess verknüpft sind, der sowieso Wärme benötigt.

Es gibt verschiedene technische Lösungen für die Speicherung von Wärme. Den höchsten technischen Reifegrad haben dabei sensible Wärmespeicher. Hervorzuheben sind hier die Flüssigsalzwärmespeicher, welche aufgrund ihrer Anwendung in CSP-Kraftwerken eine kommerzielle Erfahrung von mehr als 30 Jahren vorweisen können.

Mit dem Heatcube wurde ein standardisierter thermischer Speicher in Skid-Bauweise entwickelt, der mit kurzen Reaktionszeiten Wärme, die aus erneuerbaren Energien erzeugt und gespeichert wurde, als Prozesswärme bereitstellen kann. Das Design ermöglicht den Einsatz des Heatcubes für verschiedene Dampfdruckstufen sowie für einen hohen Lastbereich, um immer den tatsächlichen Bedarf an Prozessdampf liefern zu können.

5. Quellen

[1] Redispatch Energien | Energy-Charts.

[2] Börsenstrompreise | Energy-Charts.

[3] Irena: Innovation outlook thermal energy storage.

[4] Kyoto Group – Product Brochure *Heatcube at a Glance*, URL: https://www.kyotogroup.no/heatcube#solution-offering (Stand: 17.05.2024).

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

Genehmigungsverfahren für Transformationsprojekte der Energiewende

Kathrin Pacholke, Christoph Tischer, Bernd Wermelskirchen und Dirk Täschner

1. Energiewirtschaft in der Transformation 157

2. Überblick über die praxisrelevanten Genehmigungsverfahren..... 158

3. Praxisbeispiel einer zweistufigen Genehmigung für ein H_2-ready Gas- und Dampfturbinenkraftwerk 159

3.1. Erste Teilgenehmigung nach § 8a BImSchG – Lieferantenneutral als *Umhüllende*..... 160

3.2. Zweite Teilgenehmigung nach § 8a BImSchG – mit konkretem Lieferanten 160

4. Praxisbeispiel einer einstufigen Genehmigung anhand eines Windparks 161

5. Sonstige transformationsrelevante erlaubnis- und genehmigungsrelevante Aspekte 162

5.1. Wasserrechtliche Erlaubnisverfahren – zwischen Bestand und Transformationsvorhaben 162

5.2. Schallimmissionsschutz bei der Genehmigung von Kraftwerken an Industriestandorten 163

5.3. Naturschutzfachliche Belange der Transformationsprojekte 164

6. Fazit und Ausblick 166

7. Quellen 166

1. Energiewirtschaft in der Transformation

Der Energiesektor durchläuft derzeit eine tiefgreifende Transformation. Der bereits 2023 vollzogene Kernenergieausstieg und der parallel bis spätestens 2038 abzuschließende Ausstieg aus der Kohleverstromung stellen die Energiever-

sorgung vor große Herausforderungen. Um die europäischen und nationalen Klimaziele einzuhalten und gleichzeitig die Versorgungssicherheit weiter zu gewährleisten, müssen nicht nur Wind- und Photovoltaikkapazitäten massiv ausgebaut und in das bestehende Stromsystem integriert werden, sondern auch neue Speichertechnologien gefunden sowie die für die Dekarbonisierung erforderlichen neuen H_2-ready Kraftwerke und H_2-Pipelines gebaut werden.

Kaum eine Region in Deutschland ist von diesen Herausforderungen so betroffen wie die Energieregion LAUSITZ. Geprägt durch eine mehr als 100-jährige Tradition der Kohlegewinnung und Verstromung soll sie auch nach dem Kohleausstieg als führende Industrie- und Energieregion gestärkt aus diesem Transformationsprozess hervorgehen. Als energiewirtschaftliches Ankerunternehmen in der Region hat sich die LEAG zum Ziel gesetzt, die über Jahrzehnte strukturell prägende Braunkohleverstromung in eine nachhaltige und weiterhin zuverlässige und de-karbonisierte Energieversorgung umzubauen und so auch in Zukunft für eine verlässliche und sichere Energieversorgung einzustehen. Geplante Maßnahmen umfassen den Ausbau von Wind- und Solarenergie, die Errichtung von modernen H_2-ready-Kraftwerken, die Entwicklung von Großspeichern und den verstärkten Einsatz von grünem Wasserstoff (Elektrolyse). Die Verfügbarkeit von grüner Energie schafft wiederum Voraussetzungen für die Transformation in anderen Bereichen wie Wärme und Mobilität, verbessert Standortfaktoren für Unternehmen und eröffnet neue Wertschöpfungsketten.

Der zur Umsetzung dieser Transformation benötigte Investitionsbedarf ist gewaltig und setzt in vielen Bereichen wie bei der Errichtung von H_2-ready Kraftwerken und Wasserstofftransportleitungen geeignete politische und regulatorische Rahmenbedingungen voraus. Gleichzeitig beeinflusst ein komplexer werdendes regulatorisches Umfeld auch die planerische und genehmigungsrechtliche Umsetzung von Projekten. Ziel dieses Beitrags ist es daher, einen Überblick über die vielfältigen Facetten der zur Wandlung der Stromerzeugung erforderlichen Planungs- und Genehmigungsverfahren zu geben.

2. Überblick über die praxisrelevanten Genehmigungsverfahren

Der klimafreundliche Umbau des Energiesektors erfordert komplexe Genehmigungsverfahren. Für die Transformationsprojekte der LEAG sind insbesondere folgende Verfahrensarten relevant:

- Bauleitplanungsverfahren nach BauGB (bspw. PV-Anlagen),
- Immissionsschutzrechtliche Genehmigungsverfahren nach BImSchG (bspw. Gaskraftwerke, Windparks oder Wasserstofferzeugungsanlagen),

- Wasserrechtliche Erlaubnisverfahren nach WHG (bspw. Entnahme von Wasser aus öffentlichen Gewässern, Versickerung von Niederschlagswasser oder Bauwasserhebung),
- Planfeststellungsverfahren nach EnWG und VwVfG (bspw. Netzanschlüsse),
- Einzelgenehmigungen u. a. nach BauO, WHG oder BNatschG (bspw. Batteriespeicher).

Angesichts des durch die energie- und klimapolitischen Zielvorgaben ausgelösten Zeitdrucks besteht unabhängig von der Verfahrensart die genehmigungsrechtliche Kernherausforderung darin, die Verfahren trotz gestiegener Komplexität gleichzeitig rechtssicher und zeitnah entsprechend der Projektzeitpläne durchzuführen. Entscheidender Zeitfaktor ist hierbei immer wieder die Vollständigkeitsprüfung der Antragsunterlagen sowie die Öffentlichkeitsbeteiligung. Um Genehmigungsverfahren zu beschleunigen, hat der Gesetzgeber daher bereits mehrere Instrumente geschaffen und diese zuletzt mit der BImSchG-Novelle erweitert. Der Antragsteller kann hier bspw. zwischen dem Vorbescheid, der Teilgenehmigung oder der durchaus risikobehafteten Zulassung eines vorzeitigen Baubeginns wählen. Im Bereich der Windkraft hat zudem die Typengenehmigung Eingang in die Bauordnungen gefunden. Derartige lieferantenneutrale Genehmigungen bringen Antragsteller und Behörden jedoch an ihre verfahrensrechtlichen Grenzen.

Die Aufstellung eines optimierten Planungs- und Genehmigungskonzeptes nimmt daher einen besonderen Stellenwert ein. Welche Möglichkeiten für die Transformationsvorhaben der LEAG nutzbar sind, welche Vor- und Nachteile aber auch Risiken damit einhergehen, sollen die nachfolgenden Praxisbeispiele zeigen.

3. Praxisbeispiel einer zweistufigen Genehmigung für ein H_2-ready Gas- und Dampfturbinenkraftwerk

Im ersten Praxisbeispiel soll ein wasserstofffähiges (*H_2-ready*) Gas- und Dampfturbinenkraftwerk (GuD-Kraftwerk) in einem Industriegebiet genehmigt werden. Aufgrund der Anlagengröße bedarf die Errichtung und der Betrieb der Anlage ein immissionsschutzrechtliches Genehmigungsverfahren mit Öffentlichkeitsbeteiligung und Umweltverträglichkeitsprüfung. Die für die Gewässerbenutzungen erforderlichen wasserrechtlichen Erlaubnisverfahren sind parallel zu beantragen und werden von der zuständigen Behörde koordiniert.

Zur Schaffung größtmöglicher Flexibilität sowie zur Projektbeschleunigung sollen der Beschaffungs- und Genehmigungsprozess soweit wie möglich parallel verlaufen. Da es sich bei Gaskraftwerken jedoch nicht um Serientypen von der Stange handelt, reicht eine einzelne Typengenehmigung *Gaskraftwerk* hier

nicht aus. Insbesondere die Erlaubnis nach der Betriebssicherheitsverordnung (BetrSichV) erfordert genaue Angaben der Dampfkesselanlage bis hin zur Kesselnummer des Abhitze-Kessels.

Das Genehmigungskonzept sieht für das GuD-Kraftwerk daher ein zweistufiges Genehmigungsverfahren mit zwei immissionsschutzrechtlichen Teilgenehmigungen vor.

3.1. Erste Teilgenehmigung nach § 8a BImSchG – Lieferantenneutral als *Umhüllende*

Die erste Teilgenehmigung integriert dabei die Umweltverträglichkeitsprüfung inkl. aller erforderlichen Gutachten (u. a. Immissionsprognosen nach TA Lärm und TA Luft, Gutachten zur Störfallvorsorge, zum Naturschutz und zu elektromagnetischen Feldern sowie den Ausgangszustandsbericht). Da die Teilgenehmigung als Mindestumfang die Errichtung enthält, muss auch ein Bauantrag gestellt werden.

Die wasserrechtlichen Erlaubnisse inkl. der erforderlichen Gutachten, wie dem Wasserrechtlichen Fachbeitrag, können parallel beantragt werden.

3.2. Zweite Teilgenehmigung nach § 8a BImSchG – mit konkretem Lieferanten

Im Rahmen der 2. Teilgenehmigung werden die in der 1. Teilgenehmigung prognostizierten Umweltauswirkungen gutachterlich verifiziert, eine vollumfassende Baugenehmigung für die geplante Anlage sowie die Erlaubnis nach BetrSichV für die Errichtung und den Betrieb der Dampfkesselanlage beantragt.

Der Vorteil der prozessualen Aufsplittung in zwei Teilgenehmigungen liegt darin, dass im Rahmen der 1. Teilgenehmigung die zeitaufwendige Öffentlichkeitsbeteiligung und Umweltverträglichkeitsprüfung abgeschlossen werden können, während gleichzeitig die Vergabe- und Planungsverfahren weiter voranschreiten. Die Herausforderung besteht jedoch in der Planung einer Anlage (*Umhüllende*) für die Antragsstellung zur 1. Teilgenehmigung, welche die potentiellen maximalen Umweltauswirkungen berücksichtigt. Die sich anschließende lieferantenkonkrete 2. Teilgenehmigung, die mindestens wegen der erforderlichen Erlaubnis nach BetrSichV unumgänglich ist, birgt bei starken Abweichungen vom ursprünglichen (lieferantenneutralen) Planungsstand das Risiko einer Ausweitung des insgesamt für die Genehmigung erforderlichen Zeitraumes. Das hier vorgestellte Konzept ist daher nur tragfähig, sofern sich die konkret geplante Anlage in die *Umhüllende* einfügt und zu keiner Verschlechterung der in der 1. Teilgenehmigung prognostizierten Umweltauswirkungen führt. Andernfalls wäre auch die 2. Teilgenehmigung mit Öffentlichkeitsbeteiligung durchzuführen.

4. Praxisbeispiel einer einstufigen Genehmigung anhand eines Windparks

Im zweiten Praxisbeispiel soll die Erweiterung eines Windparks um insgesamt 17 Windenergieanlagen auf wiedernutzbargemachten Flächen eines Tagebaus genehmigt werden. Durch die Privilegierung von Windkraftvorhaben ist ähnlich wie beim GuD-Kraftwerk das Bauplanungsrecht nicht erst durch ein zeitaufwendiges B-Planverfahren zu erwirken. Das bestimmende Genehmigungsverfahren ist daher auch hier das immissionsschutzrechtliche BImSchG-Verfahren mit Öffentlichkeitsbeteiligung und Umweltverträglichkeitsprüfung sowie die zu koordinierenden wasserrechtlichen Erlaubnisverfahren.

Im Gegensatz zum GuD-Kraftwerk basiert die Genehmigungsplanung auf einer herstellerkonkreten Anlagenplanung. Das Genehmigungskonzept sieht daher ein einstufiges Verfahren mit einem Vollantrag nach § 4 BImSchG vor. Zur Beschleunigung kann dieser um eine Zulassung zum vorzeitigen Beginn ergänzt werden.

Das Genehmigungsverfahren schließt die Umweltverträglichkeitsprüfung inkl. aller erforderlichen Regel- und Sondergutachten (u. a. Immissionsprognose nach TA Lärm, Gutachten zum Naturschutz, zu Luftverteidigungs-Radaranlagen, zu Turbulenzen sowie zur Waldbrandfrüherkennung) ein. Für die Errichtung der Windkraftanlagen ist zudem ein vollständiger Bauantrag inkl. Brandschutzkonzept beizulegen.

Der Vorteil der Antragstellung liegt klar darin, dass auf Basis eines konkret erstellten Anlagenlayouts die Auswirkungen vorhabenspezifisch und detailliert bewertet werden können. Auch sind nur einmalig Antragsunterlagen inkl. der Gutachten zu erstellen. Der hiermit eingehende Vorteil mit einem konkreten Anlagentyp ist jedoch gleichzeitig auch der größte Nachteil. Bei Änderung des Anlagentyps oder der Planung muss die Genehmigung geändert werden. In diesem Fall muss das Anlagenlayout neu erstellt und ein Anzeige- oder Änderungsgenehmigungsverfahren nach § 15 bzw. § 16 BImSchG – wenn auch ohne Öffentlichkeitsbeteiligung – durchlaufen werden.

Abhilfe könnte hier die bereits erwähnte Typengenehmigung schaffen, bei dem nur die wesentlichen Parameter geprüft und genehmigt wären. Die tatsächliche zu errichtende Anlage muss sich jedoch auch hier wieder in deren Rahmen einfügen.

5. Sonstige transformationsrelevante erlaubnis- und genehmigungsrelevante Aspekte

Aufgrund der Konzentrations- und Koordinierungswirkung des BImSchG-Verfahrens sind regelmäßig weitere erlaubnis- und genehmigungsrelevante Aspekte zu berücksichtigen, auf die im Folgenden weiter eingegangen werden soll.

5.1. Wasserrechtliche Erlaubnisverfahren – zwischen Bestand und Transformationsvorhaben

Neben den immissionsschutzrechtlichen Genehmigungen sind fast immer auch wasserrechtliche Erlaubnisse für neue Gewässerbenutzungen erforderlich. Diese sind parallel in eigenständigen Verfahren zu beantragen, werden jedoch insbesondere bei BImSchG-Verfahren koordiniert. Verwaltungspraxis in Sachsen und Brandenburg ist hierbei, dass vor Abschluss des BImSchG-Verfahrens zumindest eine Bestätigung zur grundsätzlichen Erlaubnisfähigkeit vorliegt.

Wasserrechtliche Erlaubnisse sind sowohl für die Wasserversorgung (Entnahme aus Oberflächen- oder Grundwasserkörpern) als auch für mögliche Abwassereinleitungen (direkt in ein Gewässer oder indirekt in eine Kläranlage) zu beantragen. Bei Errichtung der Transformationsvorhaben in Industriegebieten bietet sich neben der Nutzung von bestehenden wasserrechtlichen Erlaubnissen immer die (Mit-) Nutzung bestehender infrastruktureller Einrichtungen wie Entnahmebauwerken, Brunnen, Rohrleitungen, Wasseraufbereitungsanlagen, Kanälen, Abwasserbehandlungsanlagen sowie Einleitstellen in Gewässer oder die öffentliche Kanalisation an.

Bei der Beantragung neuer Wasserrechte stellt sich die Frage, ob der Umfang, der Nutzungszweck und auch die gewünschte Laufzeit der am Standort bestehenden wasserrechtlichen Genehmigung ausreichend sind. Soll für das neue Projekt ein eigenständiges, im besten Fall für die gesamte Laufzeit geltendes Wasserrecht erwirkt werden oder reicht eine zeitliche Beschränkung bis zum Auslaufen des endlichen Wasserrechtes des bestehenden Industriegebiets?

Grundsätzlich liegt es im Interesse des Vorhabensträgers, dass das wasserrechtliche Verfahren möglichst zügig und einfach durchgeführt wird und die Erlaubnis mit nur wenigen Auflagen erteilt wird. Umgekehrt soll immer weitestgehende Rechtssicherheit erzielt werden.

5.2. Schallimmissionsschutz bei der Genehmigung von Kraftwerken an Industriestandorten

Mit dem Strukturwandel in der Lausitz steht die LEAG vor der Herausforderung, neue Anlagen an bestehenden Industriestandorten zu planen, zu errichten und gleichzeitig die Bestandsanlagen weiter auf Grundlage der vorliegenden Genehmigungen zu betreiben. Bei einer veränderten Nutzung im Umfeld von Industriestandorten sind insbesondere die Geräuschimmissionen der Neuanlagen von Bedeutung, um Nachteile für die Immissionsorte zu vermeiden. Da Bestandsanlagen die zulässigen Geräuschimmissionen nach TA-Lärm [1] an gewachsenen Standorten meist ausschöpfen, ist für Neuanlagen vielfach die Irrelevanz bezüglich der Schallimmission im Genehmigungsverfahren nachzuweisen.

Sofern in Bebauungsplänen flächenbezogene Lärmkontingente festgelegt wurden, ist zudem deren Einhaltung nachzuweisen. Gerade wenn diese Standorte später erweitert werden sollen, ist auf die zur Verfügung stehenden Immissionsanteile zu achten. Wird dies übersehen, können in der Folge die Kosten für Lärmschutzmaßnahmen schnell unerwartet steigen.

Entscheidend für die Anforderungen zum Schallimmissionsschutz sind:

- die Schutzgüter Mensch, Natur und ihre Entfernungen zur geplanten Anlage,
- Bebauungs- und Flächennutzungspläne sowie
- die tatsächliche Nutzung im unmittelbaren Umfeld der Industriestandorte.

Wenn durch Bestandsanlagen die Immissionsrichtwerte bereits ausgeschöpft sind, müssen die neuen Anlagen die Kriterien zur Irrelevanz von Anlagen erfüllen. Dazu werden folgende Kriterien für die Bewertung der hinzukommenden Anlagen herangezogen:

Immissionsrichtwert – 6 dB	Regelfallprüfung nach TA Lärm 3.2.1, wenn die Immissionsrichtwerte durch die hinzukommende Anlage eingehalten werden;
Immissionsrichtwert – 10 dB	Einwirkungsbereich der Anlage nach Nr. 2.2 TA Lärm – wird bei der Bewertung der Immissionen herangezogen, wenn mehrere Anlagen auf einen Immissionsort einwirken;
Immissionsrichtwert – 15 dB	Relevanzschwelle nach Nr. 5 der DIN 45691 – bei Einhaltung dieses Wertes gilt die Anlage als irrelevant für den betreffenden Immissionsort [2]

An gewachsenen Standorten mit kritischen Immissionssituationen stellt insbesondere die Unterschreitung des Immissionsrichtwertes um 15 dB eine technische Herausforderung dar.

Um diese Anforderungen im Nachtzeitraum dauerhaft zu erfüllen, sind technische Details der geplanten Anlagen von Bedeutung. Vielfach betrifft das bei Kraftwerken Kühlanlagen oder Kamine, die zu einem erheblichen Teil zu den Geräuschimmissionen beitragen können (Abbildung 1).

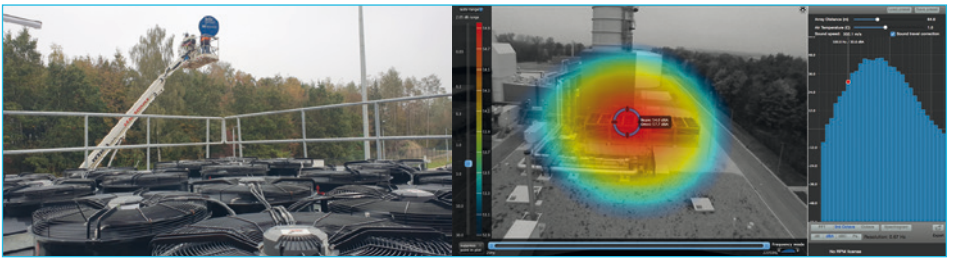


Abb. 1: Akustische Kamera der BTU Cottbus-Senftenberg auf einem Hubsteiger zur Aufnahme der Geräuschimmissionen vor einem Luftkühler (links [3]) und Aufnahme der Geräuschimmissionen des Kühlers eines Open-Cycle-Gaskraftwerkes mit der akustischen Kamera aus einer Höhe von etwa 20 m zur Abgrenzung der pegelbestimmenden Quellen (rechts [4])

Diese Emissionsgrößen müssen möglichst auf der Emissionsseite vorgegeben und bei der Inbetriebnahme gemessen werden, um die Einhaltung der in der Immissionsprognose verwendeten Vorgabewerte sicher nachzuweisen.

Bei Inbetriebnahme können die Vorgaben geprüft, mögliche Abweichungen bewertet und konkret zugeordnet werden. Zur Überprüfung bestimmender Anteile und Schallschutzmaßnahmen kann neben den bekannten Messmethoden eine akustische Kamera eingesetzt werden, um die maßgebenden Quellen sicher zu lokalisieren.

5.3. Naturschutzfachliche Belange der Transformationsprojekte

In Bergbaufolgelandschaften und an Industriestandorten scheint eine untergeordnete Rolle naturschutzfachlicher Belange naheliegend. Wenngleich es sich hier um konfliktärmere Standorte handelt, sind diese jedoch nicht konfliktlos. Insbesondere folgende Aspekte sind hier zu beachten:

- Artenschutz (u. a. Zauneidechse, Wechselkröte, sukzessionsliebende Offenlandarten wie Heidelerche, Feldlerche, Wiedehopf; Anlaufpunkte für Großvogelarten in der sonst kulturell geprägten Landschaft; Nutzung von ungenutzten Gebäuden als Fledermausquartier),
- Habitatschutz (insbesondere mögl. Gefährdung durch stoffliche Einträge),

- Biotopschutz (insbesondere trockenheitsgeprägte Biotope wie Trockenrasen und Silbergrasfluren),
- Eingriffsregelung (Bilanzierung der neuen Eingriffe und Herleitung geeigneter Kompensationsmaßnahmen).

Im Rahmen der Genehmigungsverfahren ist i. d. R. eine genaue Bestandsaufnahme (Kartierung) mit anschließender naturschutzfachlicher Bewertung und zumeist abgeleiteten Maßnahmen erforderlich. Je nach Vorhaben sind hierbei Einzelfalluntersuchungen notwendig.

Anhand des unter Ziffer 4 genannten Praxisbeispiels einer lieferantenkonkreten Windpark-Genehmigung soll hier ein kurzer Einblick in die artenschutzrechtlichen Konflikte dieses Projektes gegeben werden. Das Vorhabengebiet ist auf den wiedernutzbargemachten Tagebauflächen hauptsächlich durch intensiv bewirtschaftete Ackerflächen und vereinzelten Massendepots (Erdaufschüttungen) geprägt. Aufgrund zweier Seeadlerhorste im Abstand von ca. 4.100 m und 4.500 m und der damit einhergehenden Überschneidung der Restriktionsbereiche (6.000 m) war eine Raumnutzungsuntersuchung erforderlich.

Die nachfolgende Abbildung zeigt das Ergebnis dieser Raumnutzungsuntersuchung.

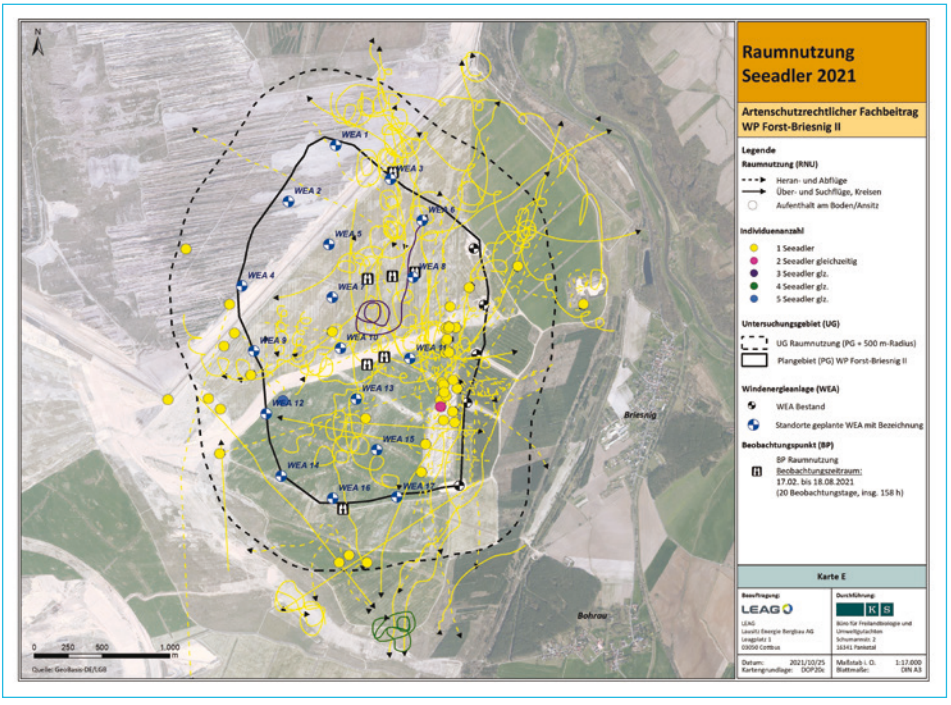


Abb. 2: Raumnutzungsuntersuchung Seeadler [5]

Auf dieser sind eine Vielzahl von Überflügen und Aufenthalten am Boden zu erkennen. In Bezug auf die naturschutzfachlichen Verbotstatbestände kann mit diesem Ergebnis nicht mehr von einer konfliktfreien Fläche gesprochen werden. Die Vertiefung mit dem Thema ergab, dass es sich bei den Beobachtungen zu ca. 40 % um immature Seeadler sowie um adulte Nichtbrüter handelte, die offenbar in keinem Zusammenhang mit den beiden Brutplätzen standen. Die Seeadler nutzten hier augenscheinlich die temporären Massendepots und Erdaufschüttungen in der Umgebung als bevorzugte Ansitze und Ruheplätze. Mit der ohnehin notwendigen Umgestaltung der Flächen im Rahmen der fortschreitenden bergbaulichen Wiedernutzbarmachung konnten die naturschutzfachliche Verbotstatbestände dann ausgeschlossen werden.

6. Fazit und Ausblick

Die im Beitrag angerissenen planungs- und genehmigungsrechtlichen Anforderungen sowie Prozesse zeigen, dass die Komplexität des deutschen Anlagengenehmigungsrechts nicht mit dem energie- und klimapolitischen Ehrgeiz Schritt halten kann, sondern – im Gegenteil – einer zeitnahen Dekarbonisierung der deutschen Industrie und Energiewirtschaft im Wege steht. Dabei konnte im Rahmen dieses Beitrages auf die für LEAG als Bergbauunternehmen spezifischen Fachaspekte noch nicht einmal vollumfänglich eingegangen werden (z. B. Planungsaspekte auf Bergbaufolgelandschaft mit Wiedernutzbarmachungsverpflichtungen oder Planungen in faktischen Industriegebieten mit teilweise stark industriell vorgenutztem Charakter). Die gezeigten Praxisbeispiele geben einen Hinweis, wie die notwendigen Verfahren de lege lata optimiert werden können; zeigen jedoch auch mögliche Risiken.

De lege ferenda wird jedoch auch deutlich, dass die Bemühungen des Gesetzgebers zur Verfahrensbeschleunigung zumindest für industrielle Transformationsvorhaben weiter vorangetrieben werden müssen, wenn die politischen Zeitpläne auch in der Praxis fristgerecht umgesetzt werden sollen.

7. Quellen

[1] TA Lärm (2017). Sechste Allgemeine Verwaltungsvorschrift zum Bundes-Immissionsschutzgesetz – Technische Anleitung zum Schutz gegen Lärm vom 26. August 1998 (GMBl. S. 503), zuletzt geändert durch die Allgemeine Verwaltungsvorschrift vom 1. Juni 2017 (BAnz AT 08.06.2017 B5).

[2] DIN 45691 (2006). Geräuschkontingentierung, Deutsche Norm. 12/2006.

[3] Lausitz Energie Kraftwerke AG.

[4] Institut für Umwelttechnik und Recycling Senftenberg e. V.

[5] K&S Umweltgutachten (2021). Artenschutzrechtlicher Fachbeitrag (AFB) für das Windenergievorhaben *Forst Briesnig II* (Stand: 18.11.2021).

Kommunale Wärmeversorgung

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

Reallabor Großwärmepumpen – Praxisbericht zur Errichtung einer 20 MW_{th}-Flusswärmepumpe in Mannheim

Felix Hack und Norbert Wenn

1. Skandinavien als Vorreiter der Wärmewende 170
2. Reallabore – Erste Erfahrungen mit Großwärmepumpen für Deutschland 172
3. Flusswärmepumpen – ein entscheidender Baustein zur Erreichung einer klimaneutralen Fernwärmeversorgung in Mannheim 173
4. Die Realisierung der ersten Großwärmepumpe von MVV im GKM 174
5. Das Herzstück der Anlage – die SHP-C600-Wärmepumpe von Siemens Energy 175
6. Geänderte Anforderungen an Großwärmepumpen 176
7. Bedarf an erhöhten Vorlauftemperaturen 178
8. Kältemittel – ein wichtiger Auslegungsfreiheitsgrad 178
9. Fazit 180
10. Quelle 180

Skandinavien gilt als Vorreiter in der Transformation weg von fossiler Wärme hin zu nachhaltiger Fernwärmeerzeugung, wobei Norwegen, Schweden und Finnland bereits seit den 1980er Jahren signifikante Anteile ihrer Wärmeversorgung durch Großwärmepumpen decken. Deutschland hingegen steht noch am Anfang. Das Potenzial für eine nachhaltige Wärmeversorgung durch Großwärmepumpen in Deutschland ist allerdings riesig, insbesondere in städtischen Gebieten.

Das Reallabor *Großwärmepumpen in Fernwärmenetzen*, gefördert durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz sowie die Europäische Union, zielt darauf ab, praktische Erfahrungen in der Implementierung dieser Technologie zu sammeln und Hemmnisse im Hochlauf zu überwinden.

In Mannheim treibt das Energieunternehmen MVV Energie AG (MVV) die Dekarbonisierung der Fernwärmeversorgung unter anderem durch die Nutzung von Flusswärme aus dem Rhein voran. Die Realisierung einer 20-MW_{th}-Flusswasserwärmepumpe am Standort des Großkraftwerks Mannheim ist der erste bedeutende Baustein dieser Strategie. Diese Anlage trägt dazu bei, die Fernwärmeversorgung zu dekarbonisieren und gleichzeitig die Abhängigkeit von fossilen Brennstoffen zu reduzieren sowie die Netzstabilität zu verbessern. Die erfolgreiche Inbetriebnahme der Großwärmepumpe im November 2023 markiert einen wichtigen Meilenstein für die Wärmewende in Deutschland und speziell für die Metropolregion Rhein-Neckar. Sie zeigt, dass mit politischem Willen, technologischer Innovation und strategischer Planung eine nachhaltige Wärmeversorgung möglich ist, die sowohl ökologische als auch ökonomische Vorteile bietet.

1. Skandinavien als Vorreiter der Wärmewende

Die nordeuropäischen Länder Norwegen, Schweden und Finnland gelten als Vorreiter in der Entwicklung nachhaltiger Wärme-, insbesondere der Fernwärmeversorgung. In diesen Ländern hat sich schon seit den 1980er Jahren die Nutzung von Großwärmepumpen zur Fernwärmeerzeugung etabliert. Norwegen führt mit einem Anteil von 13 Prozent an der gesamten Wärmeerzeugung durch Großwärmepumpen im Jahr 2020, gefolgt von Schweden mit 8 Prozent, Finnland mit 4,2 Prozent und Dänemark mit 2,4 Prozent. Im Gegensatz dazu hatte Deutschland zu diesem Zeitpunkt noch keinen nennenswerten Anteil an Großwärmepumpen in seinem Fernwärmesektor.

Die erfolgreiche Integration und der hohe Anteil von Großwärmepumpen in diesen Ländern können durch mehrere Faktoren erklärt werden. Ein entscheidender Aspekt ist das dauerhaft niedrige Verhältnis von Strom- zu Gaspreisen in diesen Ländern, welches den Betrieb von Großwärmepumpen wirtschaftlich attraktiver macht als die gasbasierte Wärmeerzeugung. Zusätzlich unterstützt eine effektive CO_2-Bepreisung fossiler Brennstoffe, wie sie beispielsweise in Schweden praktiziert wird, den Einsatz von Großwärmepumpen gegenüber fossilen Energieträgern. In Schweden beträgt die CO_2-Steuer auf fossile Brennstoffe außerhalb des EU-Emissionshandelssystems mittlerweile 115 (2023) Euro pro Tonne CO_2.

Ein weiterer wichtiger Faktor ist der klare politische und gesellschaftliche Wille in diesen Ländern, die Wärmeversorgung unabhängiger von fossilen Energiequellen zu gestalten und eine nachhaltige Energieversorgung zu fördern. Dies wird durch langfristige politische Strategien und Förderprogramme unterstützt, die Investitionen in nachhaltige Wärmeversorgungstechnologien wie Großwärmepumpen begünstigen.

In Deutschland macht die Fernwärmeerzeugung mit 134 TWh – mit rund 9,5 Prozent des gesamten Endenergiebedarfs im Wärmesektor im Jahr 2021 – noch einen relativ geringen Anteil aus. Von dieser Menge wurden lediglich 29 TWh, also 22 Prozent, durch erneuerbare Energieträger bereitgestellt, wobei der größte Teil auf Biomasse entfiel. Etwa 70 Prozent entfällt auf die Verbrennung fossiler Brennstoffe, wobei Erdgas mit knapp 49 Prozent den größten Anteil ausmacht.

Die Nutzung von Großwärmepumpen, Solarthermie und Geothermie in der Fernwärmeerzeugung ist in Deutschland bisher fast nicht vorhanden.

Großwärmepumpen werden allerdings mittlerweile auch in Deutschland als wichtiger Bestandteil der zukünftigen Wärmeversorgung, insbesondere in städtischen Gebieten, angesehen. Es wird erwartet, dass Großwärmepumpen langfristig mehr als die Hälfte der Wärme in Wärmenetzen liefern werden.

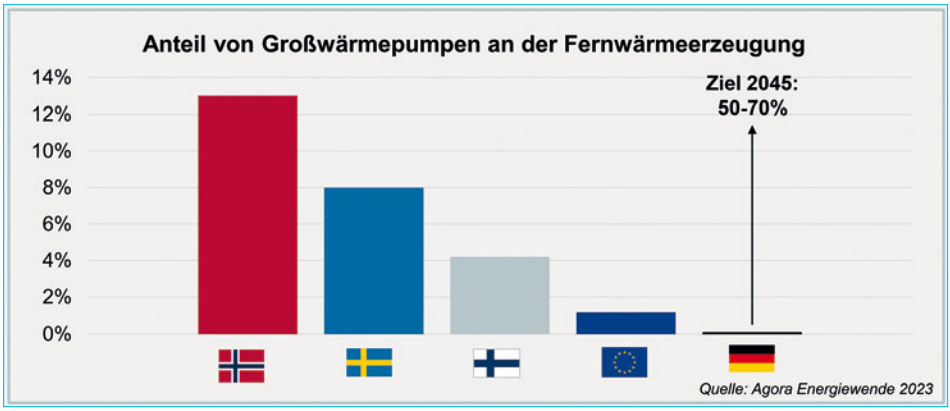


Abb. 1: Anteil von Großwärmepumpen an der Fernwärmeerzeugung in Europa und ausgewählten Ländern [1]

2. Reallabore – Erste Erfahrungen mit Großwärmepumpen für Deutschland

Für die erfolgreiche Integration von Großwärmepumpen in die deutsche Wärmeversorgung sind verschiedene Herausforderungen zu bewältigen. Dazu gehören neben wirtschaftlichen Hemmnissen, wie ein ungünstiges Strom- zu Gaspreisverhältnis, auch informative Hemmnisse bzgl. technischer Möglichkeiten, Betrieb, Genehmigungsverfahren und anderen.

Zur Begegnung der informativen Hemmnisse wurde durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz das Reallabor Großwärmepumpe gefördert. In dem *Reallabor der Energiewende* arbeiten neben der MVV Energie AG vier weitere Wärmenetzbetreiber und zwei akademische Partner unter Koordination des Fernwärmeverbandes AGFW zusammen. Es werden an den in Abbildung 2 dargestellten fünf Standorten Großwärmpumpen unterschiedlicher Größe unter Nutzung verschiedener Wärmequellen realisiert. Die Erfahrungen in der Genehmigung, im Bau und im Betrieb von Großwärmepumpen werden gesammelt und für die Branche zugänglich gemacht.

MVV realisierte im Rahmen des Reallabors Großwärmepumpe eine 20-MW_{th}-Flusswasserwärmepumpe am Standort des Großkraftwerks Mannheim, welche als Wärmequelle den Rhein nutzt.

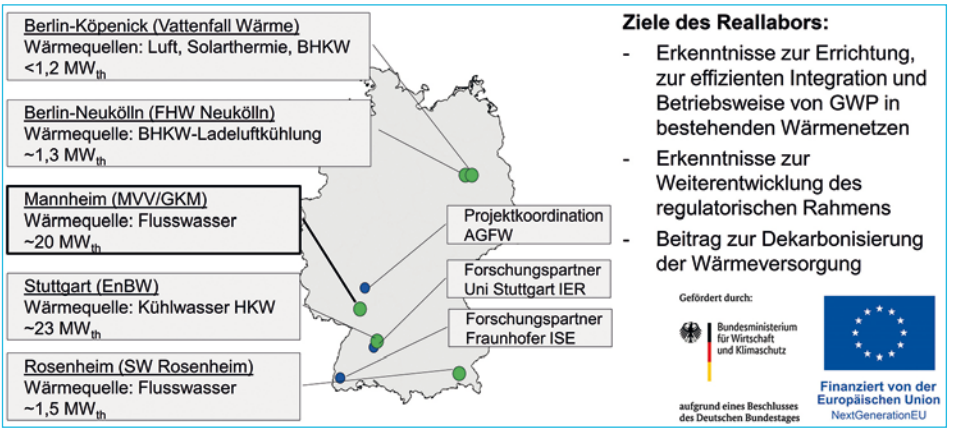


Abb. 2: Projekte und Partner des Reallabors Großwärmepumpe

3. Flusswärmepumpen – ein entscheidender Baustein zur Erreichung einer klimaneutralen Fernwärmeversorgung in Mannheim

Das Wärmenetz von MVV in der Metropolregion Rhein-Neckar ist mit einem Wärmeabsatz von ca. 2,2 TWh eines der größten Wärmenetze in Deutschland. Etwa 160.000 Haushalte in der Region und mehr als 60 % der Mannheimer Haushalte werden dadurch versorgt. Die Umstellung der Fernwärmeversorgung auf vollständig grüne Quellen bis 2030 ist ein zentraler Baustein der Strategie der MVV.

Dabei fokussiert sich MVV in der technischen Umsetzung auf drei zentrale Säulen: Abfallverwertung, Tiefengeothermie und Flusswärme.

Der Rhein bietet dabei als Wärmequelle ein riesiges Potenzial, wobei MVV eine nutzbare Leistung von 150–250 MW_{th} anstrebt, welche ca. 20–25 % der Wärmerzeugung im Fernwärmenetz beitragen wird.

Hervorzuheben ist aber auch das Potenzial der Tiefengeothermie im Oberrheingraben, die im zukünftigen Fernwärmeszenario neben dem Altholzkraftwerk auf der Friesenheimer Insel sowie mit grünem Gas gefeuerten Gaskesseln signifikant zur Wärmeversorgung in Mannheim beitragen wird. Abbildung 3 stellt die Ausgangssituation und den Zielzustand der Fernwärmeversorgung im Netz der MVV Energie AG dar.

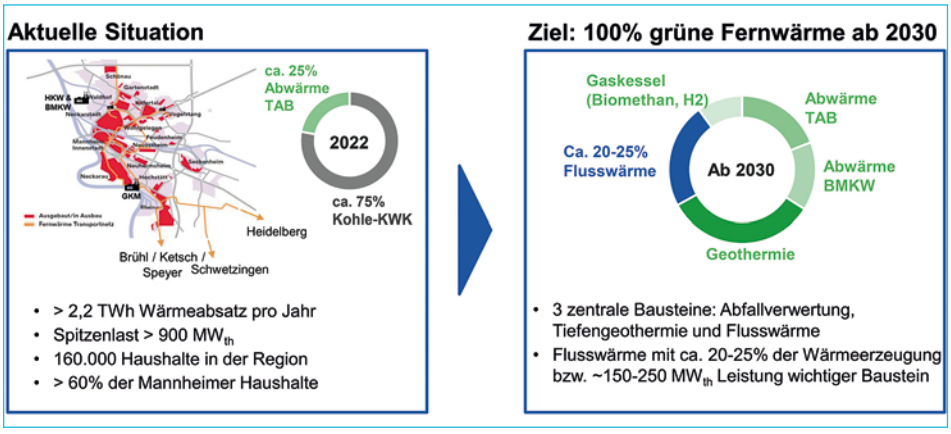


Abb. 3: Transformation der Fernwärmeversorgung im Netz der MVV Energie AG

4. Die Realisierung der ersten Großwärmepumpe von MVV im GKM

Die Planung und Realisierung des Reallaborprojektes von MVV durchlief mehrere Phasen, basierend auf ersten Ideen und Konzepten, die schon zwischen 2014 und 2019 entwickelt wurden.

Konkret wurde das Projekt mit der Einreichung der Projektskizze für das Reallabor im April 2019. Nach Prüfung und Bewertung wurde die Bewilligung der Fördermittel im April 2021 erteilt, was die Investitionsentscheidung im Juni desselben Jahres ermöglichte. Parallel dazu wurden die notwendigen Gewässer- und Umweltgutachten in den Jahren 2020 und 2021 erstellt.

Für die technische Umsetzung des Projekts hat MVV die Grosskraftwerk Mannheim AG beauftragt und mehrere Planungsbüros eingebunden, um die Anlage in mehreren Losen europaweit auszuschreiben. Siemens Energy erhielt den Zuschlag für das Hauptlos.

Die Genehmigungsverfahren konnten dank der bereits am Standort vorhandenen Genehmigungen und der frühzeitigen Abstimmungen mit den zuständigen Behörden zügig und ohne größere Schwierigkeiten abgeschlossen werden.

Die Bauarbeiten vor Ort in Mannheim verliefen trotz Ukraine-Krise ohne nennenswerte Verzögerungen. Nach dem Spatenstich im April 2022 wurden zwischen Juni 2022 und Februar 2023 die Maschinenhalle errichtet und die notwendigen Anschlussleitungen verlegt. Die Hauptkomponente wurde im März 2023 aus dem Werk der Siemens Energy in Finspång, Schweden, angeliefert.

Die Großwärmepumpe wurde im November 2023 erfolgreich in Betrieb genommen. Der komplette Ablauf von der Konzeptphase bis zur Inbetriebnahme ist in Abbildung 4 dargestellt.

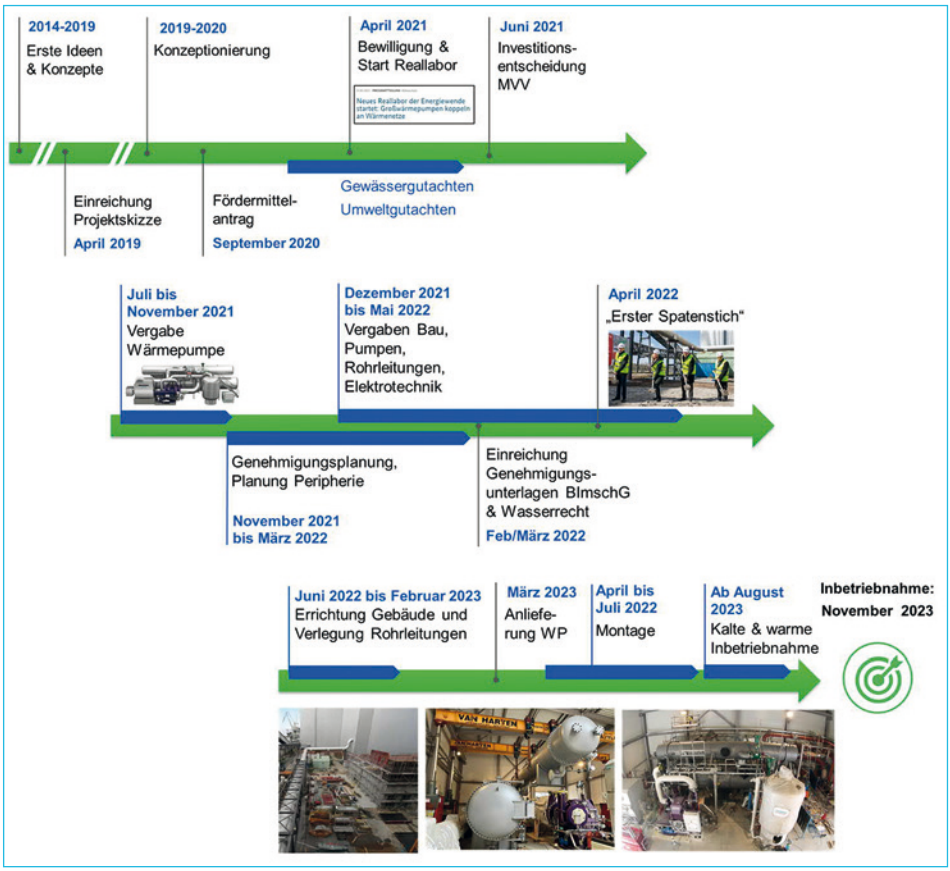


Abb. 4: Zeitschiene vom Konzept bis Inbetriebnahme der Flusswärmepumpe beim GKM

In einer Region, in der Kohle seit Jahrzehnten dominiert, liefert die Wärmepumpe nun 20 Megawatt (MW) Wärme und versorgt damit rund 3.500 Haushalte mit grüner Wärme. Sie trägt somit durch die Einsparung von etwa 10.000 Tonnen CO_2 jährlich dazu bei, dass MVV sein strategisches Ziel erreicht, bis 2030 die Fernwärme komplett grün zu erzeugen.

5. Das Herzstück der Anlage – die SHP-C600-Wärmepumpe von Siemens Energy

Siemens Energy kann auf eine mehr als vierzigjährige Historie in Bau und Wartung von Großwärmepumpen zurückblicken. Bereits in den 1980er und 1990er Jahren wurden aus dem Werk in Finspång, Schweden, fünfzig Anlagen mit Leistungen zwischen 5 und 30 MW_{th} je Einheit hauptsächlich in Schweden ausgeliefert.

Nachdem das Neuanlagengeschäft mit Großwärmepumpen in den 1990ern an Bedeutung verlor, zeichnet sich mit zunehmendem Fokus auf die Dekarbonisierung der Wärme eine enorme Wachstumsperspektive für die Technologie in europäischen Fernwärmenetzen ab.

Vor diesem Hintergrund legte Siemens Energy die SHP-C600 unter Berücksichtigung der Erfahrungen aus über sechs Millionen akkumulierten Betriebsstunden in modernisiertem Design und zum Betrieb mit der neuesten, klimafreundlichen Kältemittelgeneration neu auf.

Die SHP-C600 bildet das Herzstück der Anlage von MVV in Mannheim und stellt mit seinem zweistufigen Getriebeverdichter bei einem Coefficient of Performance (COP) von 2,78 im Auslegungspunkt eine Vorlauftemperatur von 99 °C zur Verfügung.

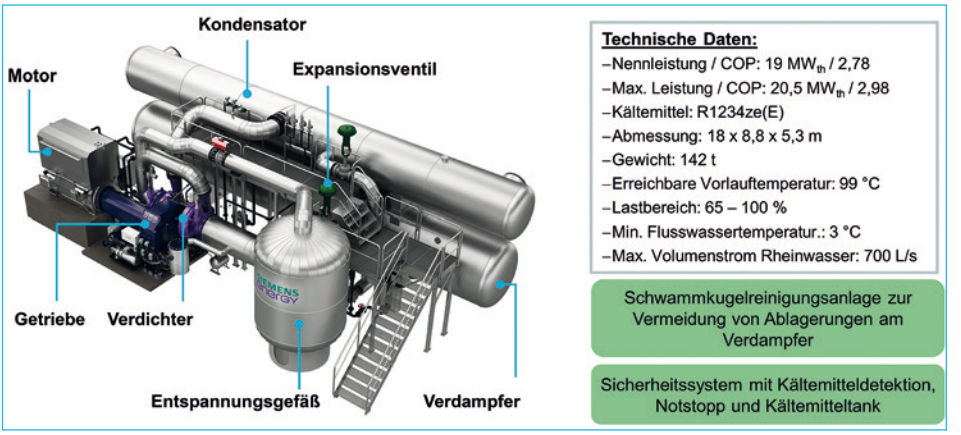


Abb. 5: Die SHP-C600 Großwärmepumpe von Siemens Energy

6. Geänderte Anforderungen an Großwärmepumpen

Lastkurven von Fernwärmenetzen weisen eine ausgeprägte *Badewannenform* auf. Das bedeutet, dass die benötigten Wärme-Leistungen in den Wintermonaten häufig um ein Vielfaches höher sind als jene in den Sommermonaten. Dies hatte in der Vergangenheit in den Anlagen in den skandinavischen Fernwärmenetzen zur Folge, dass sie meist im Oktober hochgefahren, bis April wärmegeführt und quasi stationär betrieben wurden und danach über den Sommer abgestellt wurden.

Die zunehmende Durchdringung von erneuerbaren Energien im Stromnetz hat jedoch heute signifikante Auswirkungen auf die Volatilität von Strompreisen, was für die meisten aktuell in der Entwicklung befindlichen Projekte einen strommarktgeführten Betrieb impliziert (was man im Übrigen auch in Skandinavien zunehmend beobachten kann).

Dies ist auch in Mannheim der Fall, z. B. wenn der stromgeführte Betrieb der Kohleblöcke nicht wirtschaftlich ist. Ein gutes Beispiel ergab sich diesbezüglich zum Jahreswechsel 2023/24. Aufgrund der milden Witterung und der hohen Windeinspeisung waren die Strompreise niedrig. Während dieser Zeit konnte die Flusswärmepumpe dazu beitragen, den Betrieb eines Kohleblocks zu verhindern.

Dies wird in den nächsten Jahren, insbesondere in den Sommermonaten, der bedeutendste Einsatzfall der Flusswärmepumpe sein, wenn die Kohleblöcke des GKM keine Wärme liefern, sondern nur aus der Abfallverwertung und anderen erneuerbaren Erzeugern Wärme bezogen werden kann. Nach der Stilllegung der Steinkohleanlagen werden die Einsatzzeiten der Anlage weiter steigen, wobei jedoch die Strompreise den Einsatz bestimmen werden.

Mit der Zunahme erneuerbarer Energien steigt auch der Bedarf an Netzdienstleistungen, die die Netzstabilität gewährleisten. In Zukunft wird erwartet, dass auch Großwärmepumpen durch netzdienlichen Betrieb einen Anteil zur Netzstabilisierung leisten.

In Mannheim ist die Wärmepumpenanlage beispielsweise mit einem sogenannten *Soft-Starter* ausgestattet, um die Netzbelastung während der erwartet häufigen Startvorgänge zu reduzieren.

Abbildung 6 gibt eine beispielhafte Lastkurve für eine SHP-C600-Großwärmepumpe wieder, die einen netzdienlichen Betrieb unterstützt.

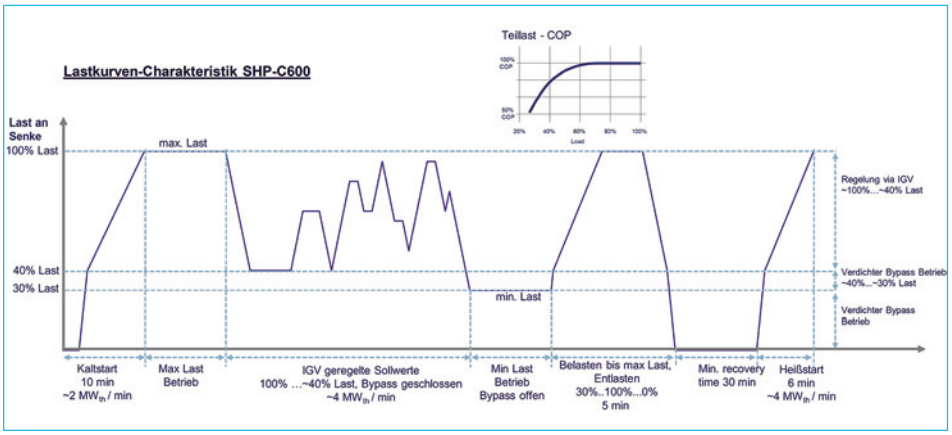


Abb. 6: Lastkurven-Charakteristik einer SHP-C600-Großwärmepumpe

7. Bedarf an erhöhten Vorlauftemperaturen

In deutschen Wärmenetzen variieren die Vorlauftemperaturen erheblich. Während in Skandinavien meist modernere Netze mit Vorlauftemperaturen zwischen 60 °C und 95 °C auskommen, werden die älteren und größeren Netze in Deutschland im gleitenden Betrieb nicht selten mit Spitzentemperaturen bis über 130 °C betrieben.

Der Bedarf an derart hohen Vorlauftemperaturen stellt für den Einsatz von Großwärmepumpen in Deutschland ein Hemmnis dar, da der Temperaturhub, also die Differenz zwischen Wärmequellen- und Wärmesenkentemperatur, umgekehrt proportional zur Effizienz der Wärmepumpen ist und damit direkten Einfluss auf die Betriebskosten hat.

Zusätzlich schränkt eine Auslegung auf hohe Vorlauftemperaturen im Winter die Anlagenflexibilität im Sommer ein, da der Volllastbetrieb einer auf hohe Wintertemperaturen ausgelegten Wärmepumpe bei niedrigeren Vorlauftemperaturen im Sommer bereits einen Teillastpunkt für den Verdichter darstellt.

In Mannheim wird der Fernwärmevorlauf aus der Großwärmepumpe direkt auf den am Standort GKM vorhandenen Großwärmespeicher von MVV gefahren. Dieser Speicher ermöglicht mit seiner Kapazität von rund 1.500 MWh die Entkopplung der in der Wärmepumpe erzeugten Wärme von der Wärmeabnahme und damit eine stromgeführte Fahrweise der Wärmepumpe. Außerdem wird die benötigte Vorlauftemperatur aus der Wärmepumpe durch die Fahrweise über den Wärmespeicher gleichzeitig auf unter 100 °C begrenzt.

Die Bestrebungen, die Effizienz der Wärmenetze zu steigern, indem die Vorlauftemperaturen in den Netzen gesenkt werden, sind für Bestandsnetze allenfalls langfristig umzusetzen, da die höchste benötigte Vorlauftemperatur eines einzelnen Kunden das Vorhaben verhindern kann und die Hydraulik der einmal vorhandenen Netze den Leistungsdurchsatz im Winter nur über erhöhte Vorlauftemperaturen ermöglichen.

8. Kältemittel – ein wichtiger Auslegungsfreiheitsgrad

Seit der Entdeckung der die Ozonschicht schädigenden Wirkung früher eingesetzter Treib- und Kältemittel sind in Wärmepumpen eingesetzte Medien Gegenstand strenger gesetzlicher und technischer Vorschriften.

In der SHP-C600-Wärmepumpe in Mannheim kommt das Kältemittel R1234ze(E) zum Einsatz. Es ist nach ASHRAE (American Society of Heating, Refrigerating and Air-Conditioning Engineers)-Sicherheitsklasse mit A2L klassifiziert, also ein

nicht toxisches sowie niedrig brennbares Kältemittel. Es besitzt ein sehr geringes Treibhauspotenzial (Global Warming Potential, GWP) von nur etwa 1 und schädigt nicht die Ozonschicht.

Wärmepumpen sind nach geltenden Richtlinien als technisch dauerhaft dicht auszuführen. Um ein ungewolltes Entweichen des Kältemittels durch eine Leckage auszuschließen, werden sowohl die Luft in der Maschinenhalle als auch Fluss- und Fernheizwasser kontinuierlich auf etwaig austretendes Kältemittel überwacht. Im Falle einer Detektion wird das System in Mannheim sofort abgesperrt und das Kältemittel wird aus der Wärmepumpenanlage in einen Lagertank evakuiert.

Die Auswahl des Kältemittels und seiner thermomechanischen Eigenschaften bildet grundsätzlich einen Design-Freiheitsgrad bei der Entwicklung von Wärmepumpen. Neben den gewünschten Eigenschaften der Nicht-Toxizität, Schwerentflammbarkeit, niedrigem GWP und fehlendem Ozonschädigungspotenzial werden Kältemittel nach deren Eignung bezüglich Quellen- und Senkentemperaturen sowie der spezifischen Wärmeleistung optimal ausgewählt.

Für die in deutschen Fernwärmenetzen vorherrschenden Randbedingungen stellt das für Mannheim gewählte R1234ze(E) häufig das techno-ökonomische Optimum dar, was auch der in Abbildung 7 gezeigte Vergleich verschiedener Kältemittel unterstützt.

Die genehmigenden Behörden haben im Rahmen der ersten Großwärmepumpenprojekte diesbezüglich Erfahrungen gesammelt, was den Durchlauf für zukünftige Projekte vereinfachen sollte.

Kriterium	R717 (Ammoniak)	R744 (CO_2)	R600a (Isobutan)	R600 (Butan)		R1234ze(E)
Brennbarkeit[1]	gering	no	leicht	leicht		gering
Toxizität[1]	ja	nein	nein	nein		nein
Sicherheitsklasse[1]	B2L	A1	A3	A3		A2L
ODP[2]	0	0	0	0		0
GWP[3]	0	1	3	4		1
Kritischer Punkt [°C / bara]	132,3 / 113,3	30,98 / 73,8	134,7 / 36,3	152,0 / 37,9		109,4 / 36,3
Kondensatordruck [bara]	57,5	159,5	21,6	16,9		30,5
Verdampferdruck [bara]	4,4	36,1	1,6	1,06		2,2
COP brutto [-]	2,58	2,38	2,63	2,68		2,64
Verdichter-Volumenstrom [m³/h]	32'700	10'400	120'300	162'700		83'400

1: ASHRAE standard 34 2: Ozone depletion potential 3: Global warming potential, über 150 auszuphasen bis 2030 in EU

Abb. 7: Beispielhafte Gegenüberstellung verschiedener Kältemittel

9. Fazit

Deutschland steht im Vergleich zu den nordeuropäischen Ländern Norwegen, Schweden und Finnland noch am Anfang einer breiteren Nutzung von Großwärmepumpen zur grünen Fernwärmeerzeugung.

Die von MVV am Standort des Grosskraftwerks Mannheim errichtete 20 MW_{th}-Flusswasserwärmepumpe stellt daher ein wegweisendes Projekt für die Wärmewende in Deutschland dar. Der Rahmen des Reallabors *Großwärmepumpen in Fernwärmenetzen* ermöglicht den Austausch wichtiger Erfahrungen bezüglich Planung, Genehmigung, Realisierung und Betrieb und leistet somit einen wichtigen Beitrag zum breiten Roll-out von Großwärmepumpen in deutschen Fernwärmenetzen.

10. Quelle

[1] Agora Energiewende, Fraunhofer IEG (2023): Roll-out von Großwärmepumpen in Deutschland. Strategien für den Markthochlauf in Wärmenetzen und Industrie.

Erfahrungen bei der Realisierung einer 150-MW-Flusswasser-Großwärmepumpenanlage am Heizkraftwerk-Standort Köln-Niehl

Florian Stubenrauch und Felix Wendel

1. Projektvorstellung und Projektziele 182
2. Anforderungen an die Großwärmepumpe 182
2.1. Standort Niehl – Baufläche, Bestand und Netzanschluss 182
2.2. Fernwärmenetz – Wärmesenke 183
2.3. Flusswasser – Wärmequelle 184
3. Technische Umsetzungen 185
3.1. Modularisierung 186
3.2. Maximale Vorlauftemperatur – Optimierung für Lastspitzen oder Grundlast 187
3.3. Auswahl des Kältemittels 188
3.4. Integration prozessbedingter Abwärme 190
4. Rechtliche Rahmenbedingungen und Genehmigungsengineering 192
4.1. Erforderliche amtliche Genehmigungen 192
4.2. Schallschutz 192
4.3. Fischschutzmaßnahmen bei der Flusswasserentnahme 193
4.4. Förderung 193
5. Terminplan und Ausblick 193
6. Quellen 193

1. Projektvorstellung und Projektziele

Für die Dekarbonisierung der Wärmeversorgung in Deutschland sind Wärmepumpen ein entscheidender Baustein, da sie das Heizpotenzial von Strom durch Nutzbarmachung von Umgebungswärme vervielfachen. Neben dezentralen Haushaltsgeräten werden zurzeit großskalige Projekte geplant und realisiert, die der Versorgung städtischer und regionaler Fernwärmenetze dienen. Am Heizkraftwerkstandort Köln-Niehl betreut die Envi Con Engineering GmbH als Generalplaner im Auftrag der RheinEnergie AG das aktuell größte Wärmepumpenprojekt in Europa. Als Leuchtturmprojekt des Wärmetransformationsplans soll die Großwärmepumpenanlage mit einer thermischen Einspeiseleistung von 150 MW bereits ab der Heizperiode 2027/28 bis zu 50.000 Haushalte [1] mit klimaneutral erzeugter Wärme versorgen. Als Wärmequelle dient dabei Flusswasser, das aus einem Hafenbecken des Rhein entnommen und leicht abgekühlt wieder in den Rhein zurückgeleitet wird.

2. Anforderungen an die Großwärmepumpe

Nachfolgend werden zunächst die Standortbedingungen sowie die Anforderungen des Bestandswärmenetzes und die Wärmequelle vorgestellt.

2.1. Standort Niehl – Baufläche, Bestand und Netzanschluss

Die neue Großwärmepumpen-Anlage (GWP-Anlage) wird am Heizkraftwerkstandort Köln-Niehl errichtet. Ein Luftbild des Standortes ist in Abbildung 1 dargestellt. Im Süden befindet sich der Anschluss zum Fernwärmenetz Innenstadt/Deutz, an den die GWP-Anlage angeschlossen wird. Am Heizkraftwerkstandort steht ein Fernwärmespeicher, der parallel zur zukünftigen GWP-Anlage an das Fernwärmenetz angebunden ist. Die energetische Anbindung erfolgt über einen 380-kV-Transformator am Standort.

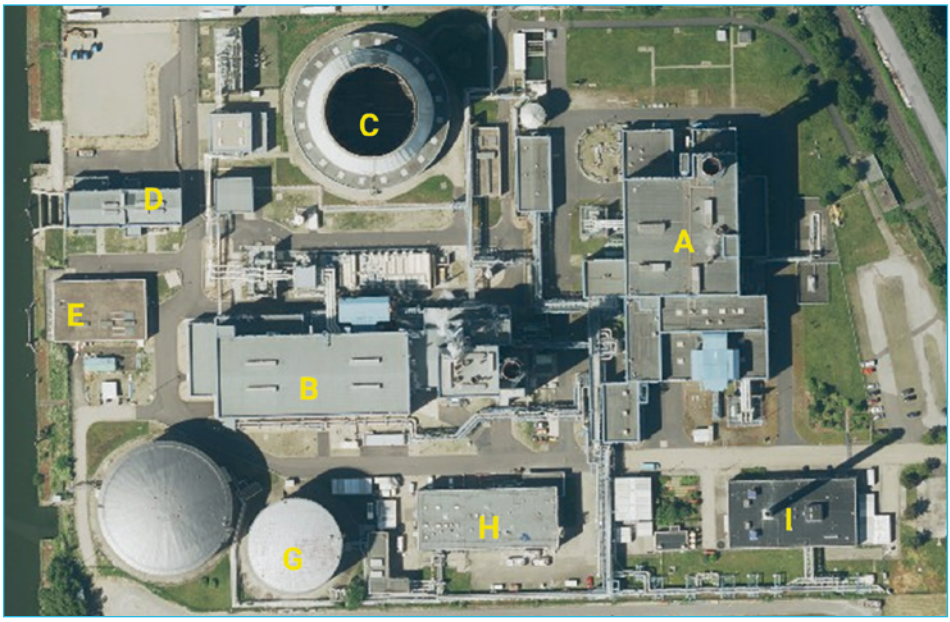


Abb. 1: Luftaufnahme des Standorts Köln-Niehl: A – GuD Niehl 2; B – GuD Niehl 3; C – Kühlturm; D – Entnahmebauwerk N3; E – Entnahmebauwerk N2; G – Fernwärmespeicher; H – Verwaltungsgebäude; I – Gasturbinen-HWK (im Umbau)

2.2. Fernwärmenetz – Wärmesenke

Die GWP-Anlage wird ergänzend zu den bestehenden Fernwärme-Erzeugungsanlagen in das Fernwärmenetz Innenstadt/Deutz eingebunden. Langfristig wird dadurch eine Bereitstellung von Fernwärme ohne Verbrennung fossiler Energieträger und Freisetzung des Treibhausgases Kohlenstoffdioxid (CO_2) ermöglicht.

Ein exemplarischer Fernwärmebedarf des Netzes ist in Abbildung 2 als geordnete Jahresdauerlinie der Fernwärmeleistung über die Anzahl der Betriebsstunden aufgetragen. Die Minimallast des Fernwärmenetzes beträgt etwa 30 MW. In der Spitze wurden Fernwärmeleistungen bis 375 MW erreicht. Die Nennleistung der GWP-Anlage wurde auf 150 MW festgelegt. Die Anlage soll dauerhaft sowohl in Voll- oder Teillast betrieben werden können.

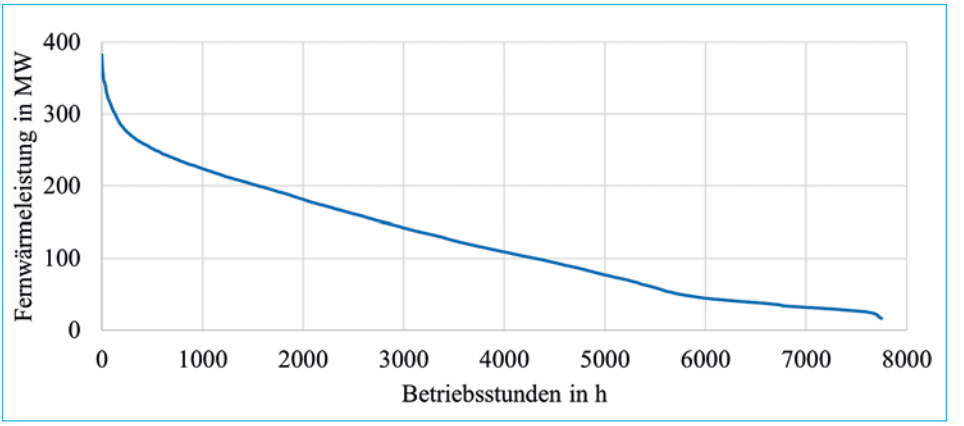


Abb. 2: Ausgespeiste Fernwärmeleistung über den Betriebsstunden (exemplarischer Verlauf)

Die Vorlauftemperatur des Fernwärmenetzes folgt einer Außentemperaturkurve, von der z. B. bei erwarteten Lastspitzen am Morgen nach oben abgewichen werden kann.

In den meisten Betriebsstunden liegt die Vorlauftemperatur zwischen 87 °C und 105 °C. In der Spitze werden für wenige Stunden Temperaturen oberhalb von 110 °C erreicht, wobei das Bestandsfernwärmenetz noch höhere Temperaturen aufnehmen kann. Zur Maximierung der betrieblichen Flexibilität soll die GWP-Anlage möglichst hohe Vorlauftemperaturen erzielen können.

Neben der maximalen Vorlauftemperatur wurden auch die Vorlauftemperaturen, bei denen die größten Wärmemengen ausgespeist wird, betrachtet. Hierzu wurden die ausgespeisten Energiemengen abhängig vom Temperaturniveau analysiert. Daraus leiten sich die am häufigsten geforderten Betriebsfälle einer Fernwärmeanlage am Standort ab.

Als Normbetriebsfall wurde für die GWP-Anlage ein Volllastbetrieb bei einer Temperatur von 97 °C identifiziert. Sekundäre Betriebsfälle decken Spitzentemperaturen, minimale Temperaturen im Flusswasser oder Teillasten ab. Geringe Vorlauftemperaturen werden insbesondere auch dann ausgespeist, wenn nur geringe Fernwärmeleistungen benötigt werden.

2.3. Flusswasser – Wärmequelle

Flusswasser dient als Umgebungswärmequelle, da es aufgrund der hohen Wärmekapazität und Verfügbarkeit die Nutzbarmachung großer Umgebungswärmemengen ermöglicht. Im Gegensatz zu Luftwärmetauschern werden für die gleiche Umgebungswärmemenge deutlich geringere Wärmeübertragungsflächen (geringerer Platz- und Materialbedarf) und tendenziell geringere För-

derleistungen für die Wärmeübertragung durch erzwungene Konvektion (Flusswasserpumpen vs. Ventilatoren) benötigt. Der Wärmeübertrager muss nicht enteist werden, aber bei Flusswassertemperaturen nahe dem Gefrierpunkt muss die Fernwärmeerzeugungsleistung zunächst gedrosselt und dann eingestellt werden.

Im vorliegenden Fall soll dem Rheinwasser Wärme entzogen werden. Die Entnahmemenge entspricht ca. 0,5 % der im Rhein vorbeifließenden Flusswassermenge [1]. Die Kurven der Temperatur über Summe der Tage im Jahr ist in Abbildung 3 dargestellt. Es zeigt sich, dass die Rheintemperatur im Mittel einen linearen Zusammenhang über die Tageszahl aufweist. Die Temperatur liegt dabei im Bereich von 2 °C bis 28 °C. Damit ist nicht von einem Zufrieren des Rheins auszugehen, jedoch kann an wenigen Tagen im Jahr die Temperatur so niedrig liegen, dass keine Wärme ohne Gefahr von Vereisungen im Wärmeübertrager entnommen werden kann.

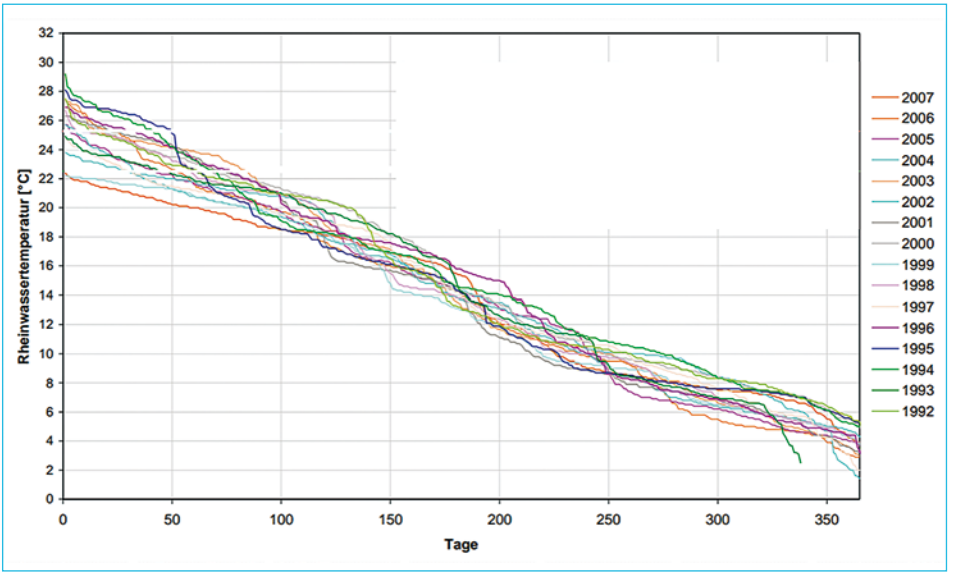


Abb. 3: Tagestemperaturkurven des Rheinwassers in den Jahren 1992 bis 2007

3. Technische Umsetzungen

In diesem Kapitel werden die technischen Aspekte der Großwärmepumpe diskutiert. Dabei wird auf die Modularisierung der Anlage, die erreichbare Temperatur und das verwendete Kältemittel eingegangen. Weiterhin wird die Integration von Wärmeströmen in den Prozess betrachtet.

3.1. Modularisierung

Es wird erwartet, dass die GWP-Anlage für eine relevante Anzahl an Betriebsstunden auch im Teillastbetrieb gefahren wird und nicht konstant 150 MW ausspeist (Abbildung 2). Im Teillastbetrieb sind Turbokompressoren im Bereich von 100 % bis ca. 70 % flexibel regelbar. Ab einer Teillast von ca. 70 % fällt der Wirkungsgrad deutlich. Ein Teillastbetrieb unter 60 % Last ist bezogen auf den Wirkungsgrad nicht erstrebenswert.

In Abbildung 4 ist der hieraus resultierende relative COP (COP im Teillastfall, bezogen auf COP bei Volllast) einer 150-MW-GWP-Anlage unter den zuvor genannten Randbedingungen skizziert. Würde die GWP-Anlage aus einem Modul bestehen, ergibt sich ein Betriebsbereich zwischen 90 MW und 150 MW (Abbildung 4, schwarze Linie). Relevante Lastbereiche kleiner 90 MW können im Dauerbetrieb nicht gefahren werden. Dies ist ein zentraler Grund, warum eine Modularisierung der GWP-Anlage vorgesehen wurde. Mit zwei 75-MW-Modulen kann eine Minimallast von etwa 45 MW erreicht werden. Erst ab drei Modulen wird die Minimallast des Fernwärmenetzes von ca. 30 MW erreicht. Damit die GWP-Anlage auch im Sommer bei geringem Fernwärmebedarf betrieben werden kann, wurde die minimale Anzahl an Modulen auf drei festgelegt. Die Aufteilung in Module ermöglicht auch eine Redundanz der Nutzheizleistung für den Fall, dass ein Modul durch Störung oder Wartung ausfällt.

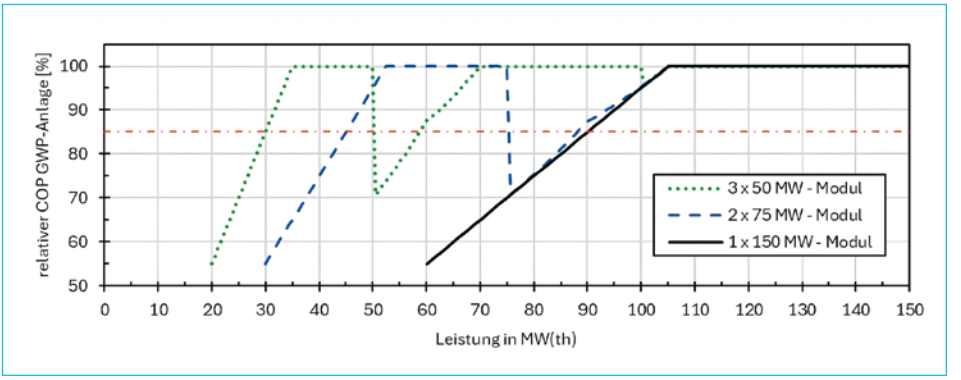


Abb. 4: Skizze des relativen COPs der GWP-Anlagen zwischen der minimalen Last von 30 MW und der Nennlast von 150 MW in Abhängigkeit von der Modulanzahl bzw. Modulgröße. Die rote Linie begrenzt den fahrbaren Leistungsbereich indikativ. Der relative COP multipliziert mit der tatsächlichen Heizleistungszahl bei Nennlast ergibt die Heizleistungszahl bei Teillast.

Aus der Verschaltung mehrerer gleichgroßer Module, die ohne Wirkungsgradeinbußen nicht bis zu einer Last von 50 % gefahren werden können, resultiert für den Wirkungsgrad eine Sägezahnkurve. Unter Umständen können Fernwärmeleistungen, die etwas größer als die Nennleistung eines Moduls sind, durch die Verschaltung von zwei Modulen nicht bedient werden. In Abbildung 4 wird

dies durch das Unterschreiten der roten Linie angedeutet. Für drei gleich große Module ist der Lastbereich zwischen 50 MW und ca. 60+ MW davon betroffen. Diese unvollständig abdeckbaren Bereiche sollten nicht in den relevanten Betriebspunkten der GWP-Anlage liegen. Totbereiche können vermieden werden, wenn unterschiedlich große Module gebaut werden. Der Nachteil unterschiedlicher Modulbauarten ist jedoch das Auftreten nicht realisierbarer Synergieeffekte, insbesondere bezüglich Auslegung, Fertigung, Ersatzteilvorhaltung und Instandhaltung der GWP-Anlage.

Mit der Anzahl der Module steigt die Anzahl der benötigten Komponenten und der Aufwand der Verrohrung und Instrumentierung. Turbokompressoren werden tendenziell effizienter und robuster je größer diese gebaut werden. Daher ist eine Aufteilung in viele kleine Module nicht erstrebenswert. Die maximale Anzahl an Modulen wurde daher auf sechs Module festgelegt. Letztendlich begrenzt aber auch der Platz des Baufeldes die Anzahl an Modulen. Eine mehrstöckige Aufstellung übereinander ist denkbar, aber mit zusätzlichem Aufwand verbunden.

3.2. Maximale Vorlauftemperatur – Optimierung für Lastspitzen oder Grundlast

Die GWP kann nur dann betrieben werden, wenn der Sollwert der Vorlauftemperatur des Fernwärmenetzes kleiner oder gleich der maximalen Vorlauftemperatur der GWP-Anlage ist. Durch Einsatz einer Nachheizung kann das Betriebsfenster der Wärmepumpen (WP) erhöht werden bzw. die WP für den Grundlastbetrieb mit Vorlauftemperaturen geringer als den Spitzentemperaturen optimiert werden, wodurch ein höherer COP in häufigen Betriebspunkten erzielt werden kann.

Ab der im Fernwärmenetz Köln meistgeforderten Vorlauftemperatur von ca. 97 °C sinkt die Häufigkeit der Betriebsstunden und damit auch die ausgespeiste Fernwärmemenge exponentiell. Je höher die maximale Vorlauftemperatur der WP, desto höher ist der benötigte Kondensationsdruck und damit die Druckerhöhung des Kompressors. Je größer die Differenz zwischen häufigster und maximaler Vorlauftemperatur der WP, desto ineffizienter der Prozess in häufigen Betriebspunkten. Dies stellt ein individuelles Optimierungsproblem für jedes Fernwärmenetz dar.

Die Nachheizung kann monoenergetisch durch Strom mit einem E-Heizer erfolgen. Eine Nachheizung durch eine Verbrennung von Energieträgern (z. B. Biomasse, Müll, Erdgas, Wasserstoff) ist grundsätzlich auch denkbar, wurde aber im Rahmen des vorliegenden Projektes nicht weiter betrachtet. Bedenken bzgl. Förderschädlichkeit für das Gesamtprojekt von E-Heizer oder Feuerung konnten bisher nicht zweifelsfrei widerlegt werden.

Tab. 1: Gegenüberstellung der Vor- und Nachteile einer Nachheizung

Pro	+ Erweiterung des Betriebsfensters der WP (mehr Betriebsstunden) + Optimierung der WP für geringere, *häufigere* Vorlauftemperaturen + Erhöhung der Regelgüte insbesondere bei An- und Zufahren von Modulen (+ Teilnahme am Regelenergiemarkt)
Contra	- Bedenken bzgl. Förderschädlichkeit von E-Heizer und Feuerung - (E-Heizer) zusätzlicher elektrischer Anschluss im MW-Bereich benötigt - (Feuerung) Brennstoffversorgung benötigt - Gleichzeitigkeit hoher Fernheizwasser- und niedriger Flusswasser-Temperaturen mindern u. U. Einsatzstunden der Nachheizung

3.3. Auswahl des Kältemittels

Sowohl die Großwärmepumpe zur Erzeugung von Fernheizwasser als auch die Kaltwassersätze für die Kühlung der elektrotechnischen Einrichtungen benötigen ein Arbeitsmedium, üblicherweise als Kältemittel bezeichnet, um Wärmemengen auf unterschiedliche Temperaturniveaus zu verschieben. Im vorliegenden Projekt wurden keine Kältemittel a priori ausgeschlossen, um ein möglichst breites Angebot technischer Lösungen zu erzielen. In Tabelle 2 sind verschiedene Kältemittel aufgeführt, die für Großwärmepumpen in Frage kommen.

Tab. 2: Datenvergleich für die Großwärmepumpe relevanter Kältemittel

Kältemittel	R1233 zd(E)	R1234 ze(E)	R1234 yf	R744	R717	R290	R600	R600a
Name					Ammo-niak	Propan	Butan	i-Butan
Summen-formel [2]	$CF_3CH=CHCl$	$CF_3CF=CHF$	$CF_3CF=CH_2$	CO_2	NH_3	C_3H_8	C_4H_{10}	$CH(CH_3)_3$
Halogen-haltig	Ja	Ja	Ja	Nein	Nein	Nein	Nein	Nein
Molekulare Masse	130,49	114,04	114,04	44,01	17,03	44,10	58,12	58,12
Kritische Temperatur [2]	166 °C	109,4 °C	94,7 °C	31,0 °C	132,4 °C	96,8 °C	152 °C	135 °C
Kritischer Druck [2]				73,83 bar	113 bar	42,6 bar	38,0 bar	36,5 bar
Sicherheits-klasse DIN EN 378-1: [3]	A1	A2L	A2L	A1	B2L	A3	A3	A3
Ozonabbau-potenzial, ODP DIN EN 378-1: [3]	0,00034 [4]	0	0	0	0	0	0	0

Treibhausgaspotenzial, GWP100 (IPCC, AR6) [5]	3,88	1,37	0,501	1	0	0,02	0,006	0 [6]
Tonnen CO_2-Äquivalent von 130 t Kältemittel	504,4	178,1	65,1	130	0	2,6	0,8	<0,8
Dichtigkeitsprüfung nach (EU) 2024/573 Art. 5 (6)	mit LES: ½ Jahr	mit LES: 1 Jahr.	mit LES: 1 Jahr	Keine Auflagen				

Die Auswahl eines geeigneten Kältemittels erfolgt durch den Wärmepumpenhersteller basierend auf den Randbedingungen des angestrebten Wärmepumpenprozesses und dem Lieferanten zur Verfügung stehenden Portfolios von (Turbo)-Verdichtern, um einen möglichst hohen Wirkungsgrad zu erzielen. Zentrale Designparameter sind dabei:

- das Temperaturniveau der Wärmequelle,
- die Zieltemperatur der Wärmesenke und
- die Rücklauftemperatur der Wärmesenke.

Neben der physikalischen Eignung der Kältemittel für den Wärmepumpenprozess gibt es jedoch weitere Eigenschaften, die für die Auswahl eines Kältemittels relevant sind.

Insbesondere aus der Brennbarkeit und Toxizität von Kältemitteln leiten sich Anforderungen an den Anlagenhersteller und Anlagenbetreiber ab. Als Anhaltspunkt dient dafür die Einstufung in Sicherheitsklassen, wie sie beispielsweise in DIN EN 378-1 [3] aufgeführt werden.

Die synthetisch hergestellten Kältemittel R1233zd(E), R1234ze(E) und R1234yf sind aufgrund ihrer Halogenierung nicht oder nur geringfügig brennbar und nicht akut toxisch.

Die Inverkehrbringung synthetischer Kältemittel wird jedoch stark reguliert, da chlorierte Kohlenwasserstoffe zum Abbau der Ozonschicht führen (Tabelle 2, ODP-Wert) und halogenierte Kohlenwasserstoffe meist ein sehr hohes Treibhausgaspotenzial (Tabelle 2, GWP_{100}-Wert) aufweisen. Insbesondere die neue, sogenannte F-Gas-Verordnung (EU) 2024/573, reguliert die Verwendung fluorierter Treibhausgase innerhalb der Europäischen Union und sieht einen stufenweisen Abbau der Höchstmenge an teilfluorierten Kohlenwasserstoffen, die in einem gegebenen Jahr in der Europäischen Union in Verkehr gebracht werden

darf, auf null im Jahr 2050 vor. Über die Dichtungen der Kompressorwelle und bei Wartung der GWP-Anlage kommt es jedoch zu unvermeidbarem Kältemittelschlupf, weshalb eine Nachfüllung der GWP-Anlage in Zukunft in Frage steht. Auch für den Betrieb einer Anlage mit synthetischen Kältemitteln gelten erhöhte Dokumentations- und Nachweisanforderungen. Beispielsweise ist hier die enge wiederkehrende Dichtigkeitsprüfung nach Art. 5 (6) der Verordnung (EU) 2024/573 zu nennen, wobei die angegebenen Zeiträume nur mit Leckage-Erkennungs-System gelten. Darüber hinaus stehen synthetische Kältemittel im Fokus öffentlicher Kritik, da die Stoffgruppe der halogenierten Kohlenwasserstoffe als sog. Unendlichkeitschemikalien (per- und polyfluorierte Alkylverbindungen (PFAS)) nicht natürlich abgebaut werden können und sich mit unbekannten Auswirkungen als Kontamination in der Umwelt anreichern [7].

Alternativ zu den synthetischen Kältemitteln kommen natürlich vorkommende Stoffe, wie Ammoniak (NH_3), Wasser (H_2O), Kohlendioxid (CO_2) sowie nicht-halogenierte Kohlenwasserstoffe (Propan, n-Butan, iso-Butan) in Frage. Diese sind nicht persistent und unterliegen meist weniger strengen Regulierungen. Nachteile dieser natürlichen Kältemittel liegen in deren Brennbarkeit und damit einhergehender Explosionsfähigkeit (Kohlenwasserstoffe) oder Toxizität, z. B. im Fall von Ammoniak.

3.4. Integration prozessbedingter Abwärme

Für einen ordnungsgemäßen Betrieb müssen verschiedene Komponenten der GWP-Anlage temperiert bzw. gekühlt werden. Das Temperaturniveau prozessbedingter Abwärme ist insbesondere im Winter größer als das des Flusswassers und birgt damit ein theoretisches Potenzial, die Effizienz des Wärmepumpenprozesses zu steigern. In Tabelle 3 sind neben der Hauptwärmequelle, dem Flusswasser, die identifizierten, prozessbedingten Abwärmequellen mit grob geschätztem Temperaturniveau und Wärmeleistung aufgelistet.

Tab. 3: Wärmequellen und deren grob geschätztes Temperaturniveau und Wärmeleistung

Wärmequelle	Geschätzte Vorlauf Temperatur	Wirkungsgrad, 70 % $COP_{ideal\ n.\ Carnot}$ (T^{VL}_{WS} = 110 °C)	P_{el} für 150 MW_{th}, Antriebsleistung der Hauptkompressoren	Grob Geschätzter Anteil P_{el}	Geschätzte Wärmeleistung
Flusswasser	5 °C	2,55	58.724 kW		91.276 kW
Abwärme der Antriebsmotoren der Kompressoren	50 °C	4,47		1,20 %	705 kW
Schmierölkühlung der Kompressoren	55 °C	4,88		0,35 %	206 kW

Abwärme der Transformatoren	35 °C	3,58		0,5 %	294 kW
Abwärme Schaltschränke	30 °C	3,35		0,4 %	235 kW

Für eine 150-MW-GWP-Anlage fallen schätzungsweise 1,4 MW Abwärme an, die abgeführt werden müssen. Die Abwärme fällt an unterschiedlichen Orten an, weshalb eine direkte Abgabe an die Umgebung durch z. B. Kühlrippen unter Umständen einfacher sein kann als das *Einsammeln* der Abwärme durch ein Zwischenkühlwassersystem. Die Einbindungsmöglichkeiten werden in Tabelle 4 verglichen. Bei Abgabe der Abwärme an die Umgebung oder Einbindung des Zwischenkühlwassersystems parallel oder nach den Wärmepumpen in das Flusswassersystem kann keine Effizienzsteigerung realisiert werden. Wird die gesamte Abwärme zentral vor den WP an das Flusswasser abgegeben, wird dieses von 5 °C auf 5,05 °C aufgeheizt, wodurch ein höherer Wirkungsgrad erreicht werden kann. Wird die Abwärme gezielt vor eins von drei gleichgroßen Modulen abgegeben, wird ein Teilstrom des Flusswassers von 5 °C auf 5,14 °C aufgeheizt, sodass ein Modul einen höheren Wirkungsgrad erzielen kann. Dadurch kann der Gesamtanlagen-Wirkungsgrad noch einmal marginal gesteigert werden. Bei der Durchströmung der Zwischenkühlwasser-Wärmeübertrager tritt ein Druckverlust auf, der je nach Einbindung der Wärmeübertrager durch eine zusätzliche Förderleistung der Flusswasserentnahmepumpen oder der Förderleistung dedizierter Pumpen ausgeglichen werden muss. Die Betriebskosten der Durchströmung wurden unter der Annahme, dass beide Pumpen ähnlich effizient sind, vernachlässigt.

Die geschätzten Stromkosteneinsparung bei 3.500 Volllaststunden pro Jahr über 15 Jahre bei einem durchschnittlichen Strompreis von 100 €/MWh betragen für beide Varianten etwa 138 Tsd. €. Durch Einbindung der Abwärme in den Kältemittelkreislauf der GWP-Module auf ihrem jeweiligen Temperaturniveau kann theoretisch ein etwa 0,7 % größerer Wirkungsgrad erzielt werden. Zusammenfassend sollte Abwärme nach Möglichkeit direkt in den Kältemittelkreislauf auf möglichst hohem Temperaturniveau eingebunden werden. Alternativ kann der Wirkungsgrad auch durch eine Abgabe an das Flusswasser gesteigert werden, wobei der Einbindungsort im Vorlauf eine untergeordnete Rolle spielt.

Tab. 4: Vergleich der Einbindungsmöglichkeiten prozessbedingter Abwärme

1.439 kW Abwärme in	Massenstrom in den eingebunden wird	Resultierende Vorlauftemperatur der Wärmequelle	Wirkungsgrad, 70 % $COP_{ideal\ n.\ Carnot}$ [T^{VL}_{WS} = 110 °C]	Stromkosteneinsparung bei 3.500 Volllaststunden pro Jahr über 15 Jahre und einem durchschnittlichen Strompreis von 100 €/MWh
	kg/s	°C	-	-
Umgebung z.B. Flusswasser parallel zu WP	7244	5	2,55433	0 €
Flusswasser vor WP	7244	5,047	2,55548	138 Tsd. €
Flusswasser vor einer von drei gleichgroßen WP	2415	5,142	2,55549	138 Tsd. €
Kältemittelkreislauf der WP auf jeweiligem Temperaturniveau			2,57449	2,4 Mio. €

4. Rechtliche Rahmenbedingungen und Genehmigungsengineering

Neben den bisher dargestellten technischen Aspekten sind für das Vorhaben auch weitere Rahmenbedingungen zu erfüllen. Die erforderlichen Genehmigungen sowie die zentralen Anforderungen aus Arbeits- und Umweltschutz sind nachfolgend kurz zusammengefasst.

4.1. Erforderliche amtliche Genehmigungen

Für die Errichtung der geplanten Anlagen sind verschiedene Genehmigungen einzuholen. Für das Bauvorhaben sind die entsprechenden Baugenehmigungen der einzelnen Gebäude einzuholen. Abhängig vom Einzelfall ist für den Betrieb der Anlage eine Genehmigung nach BImSchG erforderlich. Im vorliegenden Projekt wird diese angestrebt. Da als Wärmequelle Oberflächenwasser verwendet wird, sind wasserrechtliche Erlaubnisse nach § 8a WHG einzuholen.

4.2. Schallschutz

Der Schallschutz am Standort muss den behördlichen Anforderungen genügen. Hierfür wird die Baumaßnahme durch einen Schallschutzgutachter begleitet und ein Emissionskontingent aufgestellt und an Nachweispunkten kontrolliert. Wesentliche Schallquellen sind Lüftungsanlagen und als Kernkomponente der

Turbokompressor zur Verdichtung des Kältemittels für den thermodynamischen Kreisprozess. Hier werden Schalldruckpegel von 110 dB(A) bis 125 dB(A) erwartet. Als Schallschutzmaßnahmen sind Betongebäude sowie technische Maßnahmen wie z. B. Dämmmatten vorgesehen.

4.3. Fischschutzmaßnahmen bei der Flusswasserentnahme

Der Fischschutz im Niehler Hafenbecken wird im Projekt zusammen mit Gutachtern und den zuständigen Behörden erarbeitet. Hierzu zählt neben weiteren aktiven und passiven Schutzmaßnahmen eine Siebscheibenanlage, welche Fische aufnimmt und über eine durchströmte Rückführleitung wieder in das Hafenbecken setzt.

4.4. Förderung

Für das Projekt wurde ein Förderantrag entsprechend der Bundesförderung für effiziente Wärmenetze (BEW) des Bundesamts für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA) erstellt und eingereicht. Die Förderung richtet sich unter anderem an Wärmenetzbetreiber und dient dem Neubau energieeffizienter, treibhausgasneutraler Wärmenetze sowie der Dekarbonisierung bestehender Netze.

5. Terminplan und Ausblick

Das Projekt folgt einem ambitionierten Terminplan, der aus der Dekarbonisierungsstrategie der RheinEnergie AG hervorgeht. Das Projekt wurde im Sommer 2023 mit der Beauftragung des Generalplaners gestartet. Die Vergabe der Anlageneinheiten erfolgt in Losen. Ein europaweites Ausschreibungsverfahren mit Teilnahmewettbewerb wurde 2023 gestartet und endete Anfang Mai 2024 mit der Angebotsfrist. Daraus soll nach einer Engineering-Phase der Baubeginn 2025 ausgelöst werden. Die Inbetriebnahme der Großwärmepumpe soll im vierten Quartal 2027 erfolgen, wodurch die neue Anlage am Standort den Fernwärmeenergiebedarf der Heizperiode 2027/28 mit abdecken wird.

6. Quellen

[1] RheinEnergie AG, Europas größte Wärmepumpe: Ausschreibung für den Anlagenbau startet, 21.12.2023, https://www.rheinenergie.com/de/unternehmen/newsroom/nachrichten/news_71240.html (Stand: 25.05.24).

[2] Stoffdaten entnommen aus der GESTIS-Stoffdatenbank.

[3] DIN EN 378-1 (2021). Kälteanlagen und Wärmepumpen – Sicherheitstechnische und umweltrelevante Anforderungen – Teil 1: Grundlegende Anforderungen, Begriffe, Klassifikationen und Auswahlkriterien, Deutsche Norm, 06/2021.

[4] Patten, K.O. and Wuebbles, D.J.: Atmospheric lifetimes and Ozone Depletion Potentials of trans-1-chloro-3,3,3-trifluoropropylene and trans-1,2-dichloroethylene in a three-dimensional model, Atmospheric Chemistry and Physics 2010, 10, pp. 10867–10874.

[5] Daten aus der Europäischer F-Gas-Verordnung (EU) 2024/573 gestützt auf den IPCC-Beurteilungsbericht VI.

[6] Daten aus der Europäischer F-Gas-Verordnung (EU) 2024/573 gestützt auf WMO et al. (2018), Scientific Assessment of Ozone Depletion.

[7] Umweltbundesamt, PFAS sollen EU-weit beschränkt werden, 07.02.2023, https://www.umweltbundesamt.de/themen/pfas-sollen-eu-weit-beschraenkt-werden (Stand: 25.05.24).

Klimaneutrale Wärmeversorgung als integraler Bestandteil der Energiewende

Rolf Albus

1. Einführung 195
2. Technologieverteilung im Jahr 2045/2050 197
3. Stadtraumspezifische Versorgungskonzepte 199
3.1. Gebäudebestand und Wärmebedarfe 199
3.2. Wärmenetze 200
3.3. Deutsche Siedlungstypologien 201
3.4. Typologie-spezifische Wärmebereitstellungsoptionen 203
4. Analyse 204
4.1. Regionale Detailanalyse 204
4.2. Räumlich aufgelöste Hochrechnung auf die nationale Ebene 206
5. Zusammenfassung und Ausblick 208
6. Quellen 209

EE	Erneuerbare Energien
GEG	Gebäudeenergiegesetz
THG	Treibhausgasemission

1. Einführung

Der Gebäudesektor umfasst private Haushalte (Wohngebäude), Liegenschaften des Militärs sowie gewerblich genutzte Gebäude. Im Jahr 2023 wurde in diesem Sektor nach einer Mitteilung des Umweltbundesamtes vom 15.03.2024 eine Minderung der Treibhausgas-Emissionen (THG-Emissionen) um 8,3 Mio. t $CO_{2,äq}$

auf nun ca. 102 Mio. Tonnen $CO_{2,äq}$ erzielt, dies entspricht einem Rückgang im Vergleich zum Vorjahr 2022 von 7,5 % und auf 1990 bezogen um 51,3 %. Der Rückgang der THG-Emissionen begründet sich einerseits auf Energieeinsparungen aufgrund der milden Wintermonate und andererseits aufgrund höherer Verbraucherpreise. Der Gebäudesektor muss nach dem Bundesklimaschutzgesetz bis zum Jahr 2030 weitere 35,2 Mio. t $CO_{2,äq}$ reduzieren. Mit dem Ziel, bis zum Jahr 2045 die Treibhausgasneutralität zu erreichen, rückt in Deutschland somit die Wärmewende immer stärker in den Fokus. Die Novelle 2024 des Gebäudeenergiegesetzes (GEG) hat hierzu einen klaren Weg aufgezeigt, wonach bei der Wärmebereitstellung (Raumwärme und Warmwasser) ein Anteil von 65 % Erneuerbare Energien (EE) zu berücksichtigen ist. Mit diesen verpflichtenden Regelungen des GEG, die die Gebäudeeigentümer direkt betreffen, geht eine Verpflichtung der Städte und Kommunen über das Wärmeplanungsgesetz einher, Maßnahmen einzuleiten und umzusetzen, um im Jahr 2045 einen klimaneutralen Gebäudebestand auszuweisen. EE spielen auch im Bereich der Stromerzeugung eine wesentliche Rolle, im Jahr 2023 wurden laut statistischem Bundesamt Destatis bereits 56 % aus erneuerbaren Energieträgern gedeckt. Aber auch in den Bereichen Wärme, Kälte und Mobilität müssen die fossilen Energieträger nach und nach durch EE ersetzt werden, um die Treibhausgas-Emissionen auf dem Weg zur Klimaneutralität weiter nachhaltig zu senken.

Der Energieverbrauch für Wärmeanwendungen – von der Heizung der privaten Haushalte bis hin zur Bereitstellung von Prozesswärme in den Industriebetrieben – nahm laut statistischem Bundesamt Destatis 2020 mit 58 % den größten Anteil ein, gefolgt vom Verkehrsbereich mit knapp 27 %. Der Stromsektor folgt erst an dritter Stelle mit ca. 21 %. Nur bei einem geringen Teil erfolgt die Wärmeerzeugung klimaneutral, z. B. wurden im Jahr 2020 nur 16 % des Wärmebedarfs durch EE gedeckt. Der Wärmeerzeugerbestand umfasste im Jahr 2021 ca. 21,3 Mio. Geräte, wobei nur 45,1 % aller Anlagen dem Stand der Technik entsprechen (Nutzung der Brennwerttechnik) und somit als hocheffizient eingestuft werden bzw. zusätzlich auch EE einbinden können, s. BDH Köln.

Die Energiewende kann daher ohne eine Wärmewende – insbesondere im Wohngebäudebereich – nicht erfolgreich umgesetzt werden.

Die Betrachtung des gesamten Energie- und Wirtschaftssystems – z. B. unter Berücksichtigung der Aspekte Versorgungssicherheit, Flexibilität, ökonomischer, ökologischer sowie gesellschaftlicher Tragfähigkeit – ist entscheidend für eine integrierte Energie- und somit auch Ressourcenwende. Dieser integrierte Ansatz setzt dabei neben dem Einsatz von EE auch auf Effizienz (efficiency first!), eine optimierte Verteilung, Flexibilitätsoptionen, die Energiespeicherung, die Digitalisierung und die Sektorenkopplung. Das GWI hat dazu im Rahmen des Forschungsprojekts *TransNetz – Entwicklung von robusten Transformations-*

pfaden zur Umsetzung der Klimaziele auf Verteilnetzebene (Phase I) [4] aktuelle und zukünftige Wärmebedarfe sowie Wärmenetzgebiete für ganz Deutschland bestimmt und Siedlungstypologien zugeordnet.

2. Technologieverteilung im Jahr 2045/2050

Aus der Analyse diverser Studien und Arbeiten zum Thema Wärmebereitstellungsoptionen wurden Technologieverteilungen und spezifische Gebäudetypen (Gebäudetyp, Alter, Sanierungszustand) bis 2045 ermittelt [1].

Eine grafische Darstellung der Technologieverteilungen im Wohngebäudesektor Deutschlands in verschiedenen Zukunftsszenarien wesentlicher aktueller Studien ist in Abbildung 1 zu finden. Während sich einige Studien in den Szenarien noch auf das Jahr 2050 beziehen, haben andere, den neuen politischen Vorgaben folgend, bereits das Jahr 2045 anvisiert. Große Unterschiede im Ergebnis folgen allein hieraus jedoch nicht, da sich nur der Erfüllungszeitraum, nicht aber die Ziele selbst geändert haben. Auffällig ist, dass die Wärmebereitstellungsoptionen der Zukunft sich deutlich unterscheiden. Zwar sehen (mit Ausnahme eines Grüne-Gase-Szenarios in der Roadmap Gas 2050) alle Studien die elektrische Wärmepumpe mit einem Anteil von mindestens 30 % als die wichtigste Einzeltechnologie im Wohngebäudesektor, aber viele Studien gehen sogar von einem Anteil von bis zu 75 % aus. Der klassische Heizkessel wird als Brennwertgerät auf Basis grüner Gase (Biogase oder grüner Wasserstoff) mit einem Anteil zwischen 4 % und 40 % gesehen (Ausnahme wieder das Grüne-Gase-Szenario der Roadmap Gas 2050). Der Anteil der Fernwärme wird in den meisten Studien mit knapp 20 % beziffert, wobei manche Studien sogar von einem Anteil von bis zu 45 % ausgehen. Dabei geht jedoch nicht immer aus diesen Studien hervor, wie die Fernwärme erzeugt wird und welche Rolle grüne Gase dabei spielen. Feste Biomasse taucht zwar in den meisten Studien auf, hat jedoch oft nur einen Anteil von 1–2,5 %, teilweise aber auch bis zu 15 % oder gar 25 %.

Die gebäudespezifischen Wärmebereitstellungsoptionen, die laut der meisten Studien zukünftig mit relevanten Anteilen zur Wärmebereitstellung in Wohngebäuden zum Einsatz kommen, sind Wärmenetze, Gas-Brennwertgeräte (mit Biogas oder Wasserstoff), Sole-Wasser-Wärmepumpen, Luft-Wasser-Wärmepumpen und Biomasseöfen. Eigene Berechnungen mittels Hottgenroth Energieberater Professional, einer Software zur energetischen Bewertung von Wohngebäuden sowie Erstellung von Sanierungsfahrplänen auf Basis der DIN 18599, haben bestätigt, dass diese Versorgungsoptionen für Wohngebäude den anderen seltener berücksichtigten Optionen wirtschaftlich überlegen sind. Daher werden diese Optionen auch in den folgenden Kapiteln zur Ermittlung der Versorgungkonzepte zum Einsatz kommen.

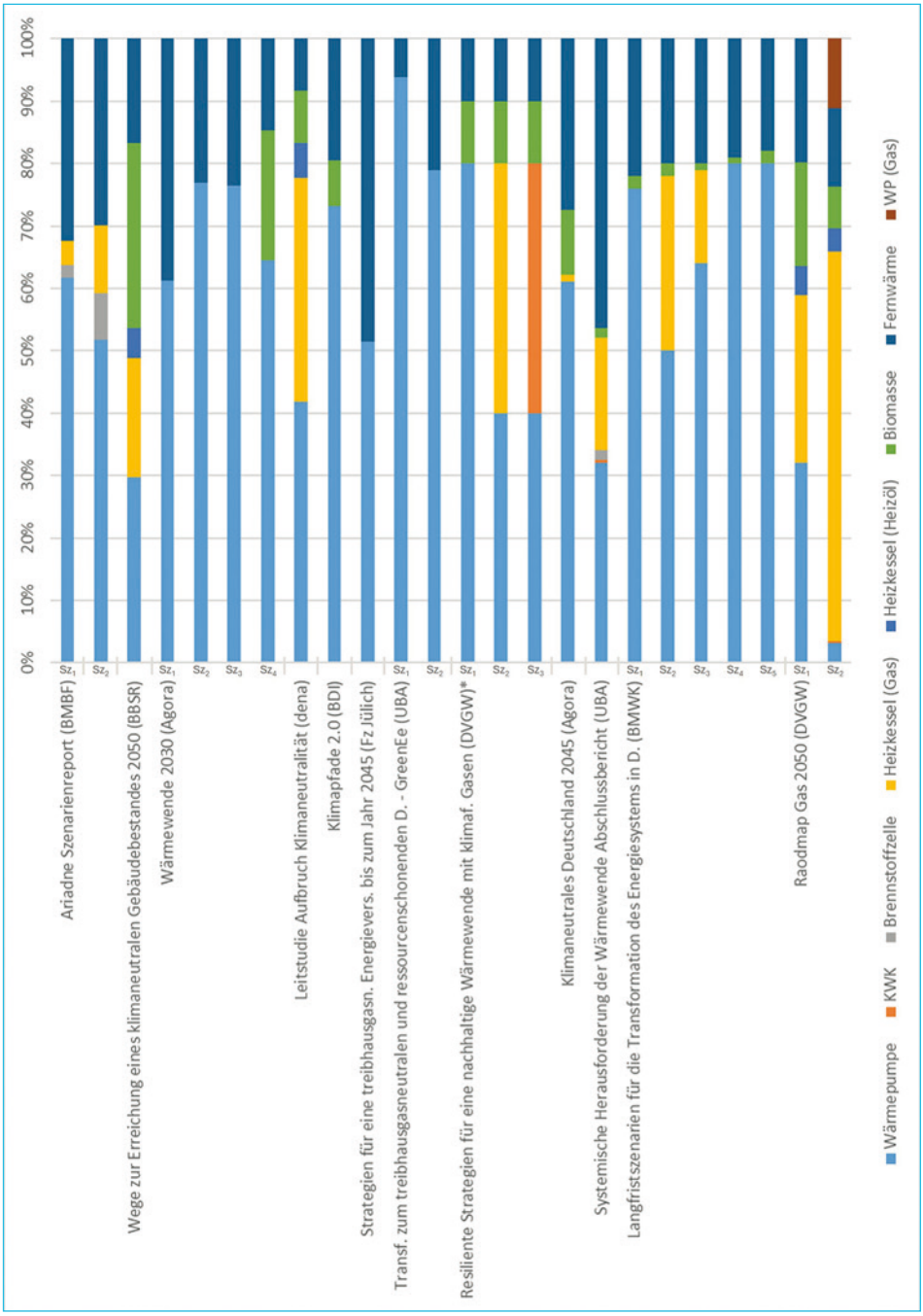


Abb. 1: Wärmebereitstellung in Wohngebäuden 2045/2050 (*2040) nach aktuellen Studien (eigene Darstellung auf Basis der Daten der genannten Studien mit den entsprechenden Szenarien SZ) [1]

3. Stadtraumspezifische Versorgungskonzepte

Die Einsetzbarkeit verschiedener Wärmeversorgungsoptionen hängt jedoch nicht allein vom Gebäudetyp ab, sondern auch von der Siedlungsstruktur, in der sich das Gebäude befindet. Daher sollen hier nun stadtraumspezifische Versorgungkonzepte auf Basis der ausgewählten Einzeltechnologien ermittelt werden.

3.1. Gebäudebestand und Wärmebedarfe

Als Basis für die Untersuchungen wurde zunächst eine Analyse des Gebäudebestandes auf Basis des 100 m x 100 m-Rasters des Zensus 2011 [2] durchgeführt. Dabei ist, neben dem Gebäudetyp, vor allem das Gebäudealter von besonderem Interesse, da aus diesen beiden Informationen mittels IWU Tabula [3] der spezifische Wärmebedarf der Wohngebäude abgeschätzt werden kann. Der absolute Wärmebedarf einer jeden Rasterzelle ergibt sich dann aus dem Produkt des spezifischen Wärmebedarfs und der Wohnfläche, die nach DIN 18599 mit dem Faktor 0,32 aus dem umbauten Wohnraum, der über die Grundfläche und Gebäudehöhe ebenfalls aus dem Zensus hervorgeht, berechnet wird. Zuletzt werden alle Wärmebedarfe über den gesamtdeutschen Endenergiebedarf zur Raumwärmebereitstellung in privaten Haushalten im Jahr 2020 auf 457 TWh renormiert [4].

Um neben den aktuellen Wärmebedarfen auch die zukünftigen Bedarfe abschätzen zu können, wurden mit Hottgenroth Energieberater Professional jeweils für typische Einfamilienhäuser und Mehrfamilienhäuser der besonders häufigen Baujahre 1933, 1963, 1980 und 1995 die Energieeinsparungen bei einer durch das Programm definierten Standardsanierung berechnet. Dabei wurde davon ausgegangen, dass alle Gebäude bereits vor der Sanierung eine Doppelverglasung sowie ein aktuelles Gas-Brennwertgerät besitzen, sodass die Reduzierung des Energieverbrauchs allein durch die Änderung der Gebäudehülle bedingt ist.

Tab. 1: Energieeinsparung bei Sanierung

Baujahr	EFH/ZFH	MFH
vor 1948	63 %	58 %
1949-1971	61 %	56 %
1972-1987	49 %	44 %
1988-2002	40 %	36 %

Die relative Energieeinsparung dieser Referenzgebäude wurden dann, wie in Tabelle 1 gezeigt, Baujahresabschnitten um die spezifischen Baujahre herum zugewiesen und für eine deutschlandweite Berechnung der Wohngebäudesanierung auf Basis des 100 m x 100 m Rasters des Zensus genutzt. Die

Sanierungsquote ist dabei bis 2030 mit 1,2 % und von 2030 bis 2045 mit 1,5 % angesetzt, wobei bis 2030 nur Gebäude mit einem Baujahr vor 1988 saniert werden, ab 2030 auch Gebäude mit einem Baujahr bis 2002. Eine räumliche Darstellung der ermittelten Wärmebedarfe für die Jahre 2020, 2030 und 2045 ist auf Gemeindeebene zusammengefasst und in Abbildung 2 zu finden. Die Ballungsgebiete sind deutlich von den ländlicheren Regionen zu unterscheiden.

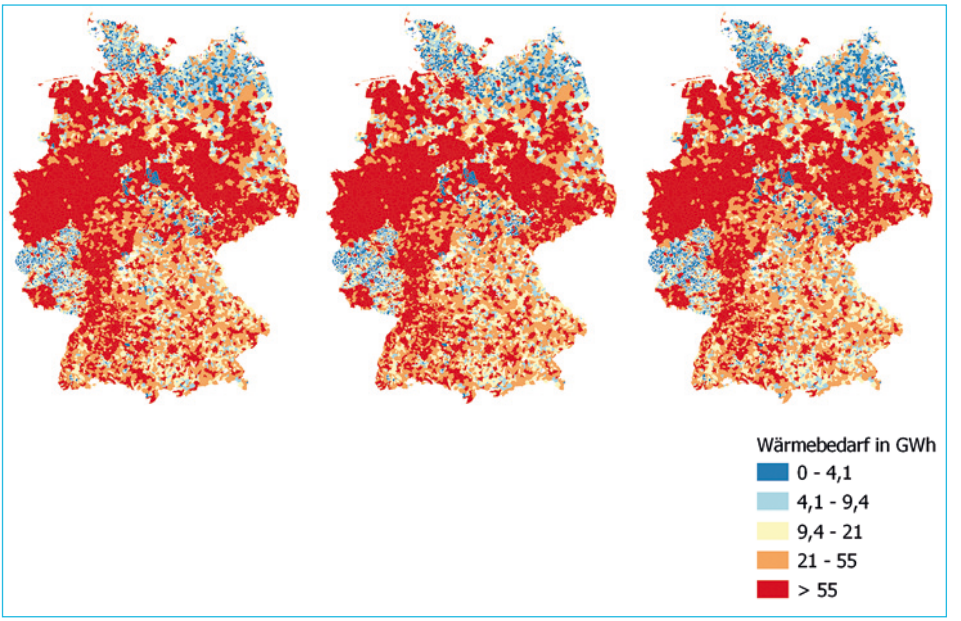


Abb. 2: Wärmebedarfe deutscher Gemeinden in 2020: 457 TWh (links), 2030: 424 TWh (Mitte) und 2045: 355 TWh (rechts)

3.2. Wärmenetze

Das 100 m x 100 m-Raster des Zensus wurde ebenfalls dazu genutzt, um aktuelle Wärmenetzgebiete zu lokalisieren und ein räumlich aufgelöstes Ausbauszenario der Wärmenetze zu erarbeiten. Dazu werden grundsätzlich, analog zu [5], alle Rasterzellen mit einem Mindestwärmebedarf von 312,5 MWh/(ha*a) als potenziell Wärmenetz-geeignet angesetzt. Im Anschluss wird das Ausbaupotenzial einer jeden geeigneten Rasterzelle jeweils um 1 erhöht, falls a) ein Anschluss an ein Bestandsnetz möglich ist (vorhandenes Wärmenetz in benachbarter Rasterzelle), b) die Einbindung von industrieller Abwärme möglich ist (näheres siehe [5]) oder c) mindestens vier Nachbarzellen einen Wärmebedarf über 453 MWh/(ha*a) aufweisen. Das Ausbaupotenzial wird um 0,5 erhöht, falls der Wärmebedarf der Rasterzelle selbst über 453 MWh/(ha*a) liegt. Im nächsten Schritt werden alle zusammenhängenden geeigneten Rasterzellen zu einem Cluster zusammengefasst und das Wärmenetzpotenzial des Clusters durch Mitteilung

der Einzelpotenziale der Rasterzellen bestimmt. Letztlich wird so lange dem Cluster mit dem höchsten Potenzial ein Wärmenetz zugeordnet, bis, bei einer Anschlussquote von 70 %, 25 % des Wärmebedarfs Deutschlands gedeckt sind.

3.3. Deutsche Siedlungstypologien

Zur Ermittlung stadtraumspezifischer Versorgungskonzepte werden die durch das GWI im Rahmen des Projekts IntegraNet [6] beschriebenen sieben deutschen Siedlungstypologien verwendet.

Typologie 1, Freistehende Gebäude: Siedlungsstruktur mit Gebäudeansammlungen bestehend aus Ein- und Mehrfamilienhäusern. Sie befindet sich ausschließlich im ländlichen Bereich mit großen Abständen der Gebäudeansammlungen und resultierender niedriger Gebäudedichte.

Typologie 2, Ein- und Zweifamilienhäuser (EFH/ZFH): Mischung von Ein- und Zweifamilienhäusern bei relativ niedriger Dichte der Gebäude. Spiegelt Siedlungsstrukturen der Randbezirke von Städten oder größeren Gebäudeansammlungen im ländlichen Bereich wider.

Typologie 3, Dorfbebauung: Dichte Bebauung mit kleinmaschiger und überwiegend rasterförmiger Erschließung. Heterogene Bebauung aus freistehenden Gebäuden und Doppelhäusern.

Typologie 4, Mehrfamilienhäuser (MFH): Siedlungsstruktur mit vorstädtischer Lage bei ausschließlicher Nutzung der Gebäude zu Wohnzwecken. In der Regel parallele Anordnung der Gebäude in Zeilenbebauung mit identischer Dachflächenausrichtung.

Typologie 5, Große Mehrfamilienhäuser (gr. MFH): Siedlungsstruktur ohne regelmäßige Lage der Gebäude. Hauptsächlich am Stadtrand gelegene Hochhäuser und Zeilenbebauung mit großen Gebäudeabständen. Überwiegend aus den 60er- und 70er-Jahren.

Typologie 6, Innenstadt Blockbebauung: Innenstadtbebauung von Mehrfamilienhäusern, die zusammen Straßenblöcke bilden und hauptsächlich um die Zeit der Jahrhundertwende (1900) entstanden sind. Vorwiegend im großstädtischen Innenbereich mit unmittelbarer Entfernung zum Stadtkern. Rasterförmige Erschließung bei identischer Ausrichtung gegenüberliegender Gebäudezeilen.

Typologie 7, Altstadt: Innerstädtische Lage mit rasterförmiger Erschließung mit verwinkelten oder schiefen Straßenverläufen. Hohe Bebauungsdichte von historischen Gebäuden mit hohem Grad der Versiegelung. Aufgrund der geringen Straßenfrontlänge der Gebäude die höchste Gebäudedichte der Typologien.

Die Typologiezuordnung erfolgt dabei sowohl gebäudescharf als auch aggregiert in hexagonale Flächen mit einem Durchmesser von 300 m. Bereiche, in denen sich zwar Wohngebäude befinden, die Struktur jedoch durch Industrie- oder GHD-Gebäude dominiert wird, werden dabei in einer achten Typologie *Industrie und GHD* zusammengefasst. Berücksichtigt werden jedoch auch hier nur die Wohngebäude in dieser Typologie. In Abbildung 3 ist beispielhaft für Essen (NRW) die aggregierte Typologisierung dargestellt. Da es sich um eine industrielle Großstadt handelt, ist es nicht verwunderlich, dass die Typologien *Freistehende Gebäude* und *Dorfbebauung* hier nicht auftauchen.

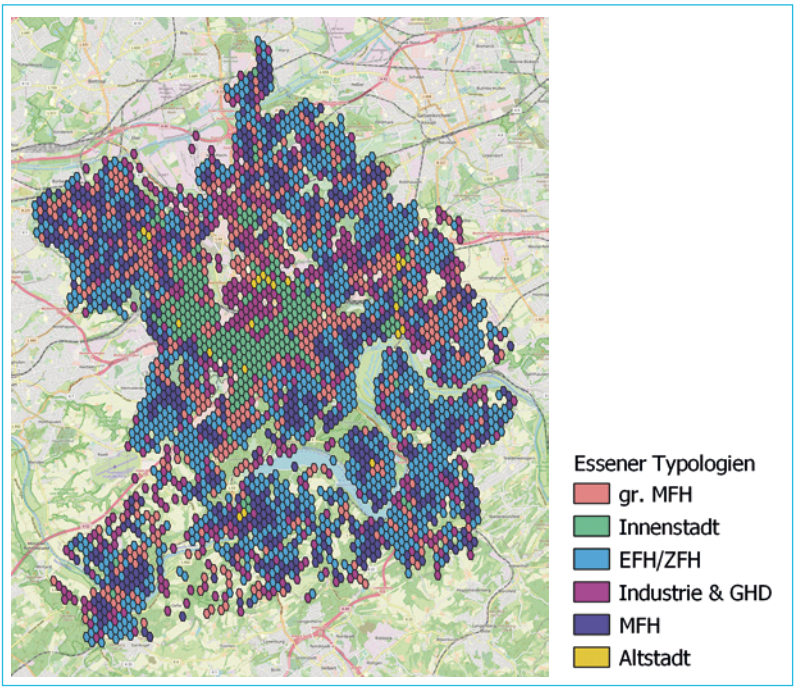


Abb. 3: Beispiel: Typologien in Essen

Im Anschluss an die Typologisierung wird außerdem für jedes Hexagon ermittelt, ob eine Versorgung durch ein Wärmenetz gegeben ist und auch die Raumwärmebedarfe den einzelnen Hexagonen zugeordnet. Zudem wird der gesamtdeutsche Endenergiebedarf für Warmwasser in privaten Haushalten im Jahr 2020 von laut BMWi [4] 106 TWh anhand der Wohnflächen auf die Hexagone umgelegt. Dabei wird davon ausgegangen, dass sich der Warmwasserbedarf bis 2045 nicht maßgeblich ändert. Abbildung 4 zeigt diese Verteilung der Wärmebedarfe wieder am Beispiel von Essen.

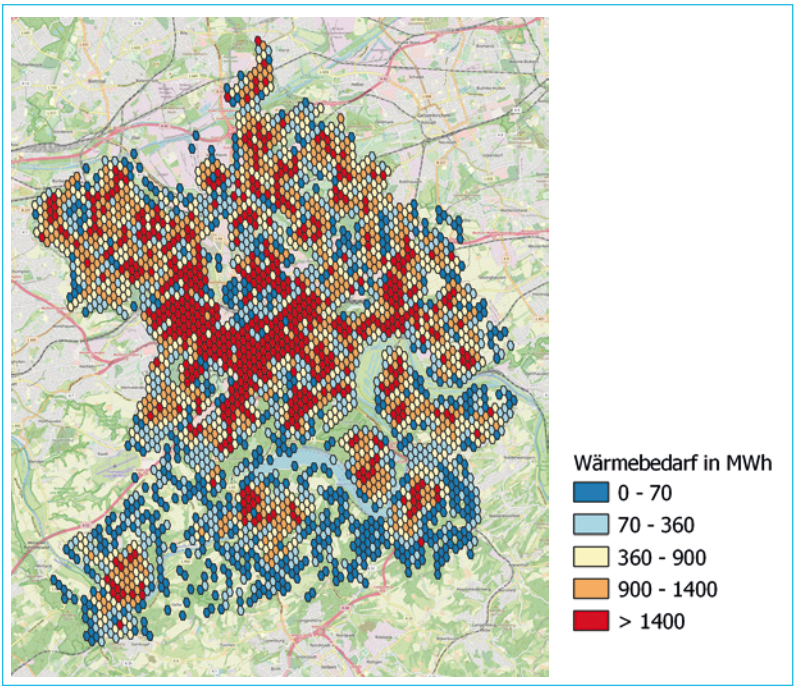


Abb. 4: Beispiel: Wärmebedarfe 2045 in Essen

3.4. Typologie-spezifische Wärmebereitstellungsoptionen

Schon allein um Abwärme sinnvoll nutzen zu können, spielen Wärmenetze in jedem Fall eine wichtige Rolle bei der Energieversorgung der Zukunft. Gleichzeitig ist es aber unwirtschaftlich, bei zu geringer Energiebedarfsdichte jedes noch so abgelegene Gebäude an ein Wärmenetz anschließen zu wollen. Gestützt durch unsere Analyse diverser Studien gehen wir daher für unsere Typologie-spezifischen Versorgungskonzepte davon aus, dass im Jahr 2045 25 % des Wärmebedarfs über Wärmenetze abgedeckt wird.

Zur Bestimmung des mit Gas versorgten Anteils der Typologien wurden die Anteile in Referenzregionen mit bekannten Gasverteilnetzgebieten ermittelt und auf ganz Deutschland hochgerechnet, sodass im Jahr 2020 der laut BMWi [4] 43,5 % betragende Anteil des durch Gas gedeckten Endenergiebedarfs zur Raumwärmebereitstellung in privaten Haushalten erreicht wird. Unter der Annahme, dass die Anschlussquote im Netzgebiet, insbesondere durch den Wechsel von Öl zu Gas, bis zum Jahr 2045 um 20 % auf 52 % erhöht werden kann, ergeben sich die in Tabelle 2 zusammengefassten Grenzen für den mit Gas versorgten Anteil je Typologie.

Die ebenfalls in Tabelle 2 aufgelisteten Grenzen der Einsetzbarkeit von Wärmepumpen und Biomasseöfen in den Typologien beruhen auf einer genauen Analyse der Gebäudeeigenschaften und der lokalen Siedlungsstruktur. Während in den Typologien besonders geringer Dichte bzw. mit hauptsächlich Ein- und Zweifamilienhäusern (freistehend, EFH/ZFH und Dorfbebauung) in fast allen Gebäuden beide Arten von Wärmepumpen sowie Biomasseöfen eingesetzt werden können, ist ihr Einsatz in den anderen Typologien nicht uneingeschränkt möglich. Insbesondere Sole-Wärmepumpen benötigen einen Aufstellort neben dem Gebäude mit der Möglichkeit, eine Tiefenbohrung durchzuführen.

Tab. 2: Grenzen der Einsetzbarkeit von Wärmebereitstellungsoptionen in den Typologien

	Freistehend	EFH/ZFH	Dorf	MFH	gr. MFH	Innenstadt	Altstadt	Industrie/GHD
Wärmenetz	1 %	23 %	12 %	12 %	22 %	55 %	29 %	5 %
Gasnetz	32 %	49 %	32 %	53 %	61 %	68 %	68 %	56 %
Sole-WP	90 %	90 %	90 %	30 %	30 %	10 %	10 %	30 %
Luft-WP	90 %	90 %	90 %	80 %	80 %	40 %	40 %	80 %
Biomasse	90 %	90 %	90 %	10 %	10 %	10 %	10 %	30 %

4. Analyse

4.1. Regionale Detailanalyse

Im betrachteten Szenario wird neben dem Wärmenetzpotenzial auch das (um 50 % des Wärmenetzausbaus reduzierte) Gasnetzpotenzial voll ausgeschöpft und nur die verbleibenden Anteile über Wärmepumpen oder Biomasseöfen versorgt. Insbesondere in der Typologie der innerstädtischen Blockbebauung ist der durch die Wärme- und Gasnetze versorgte Anteil mit 96 % sehr hoch. An zweiter Stelle steht die Altstadt-Typologie mit 83 %, gefolgt von der Typologie der großen Mehrfamilienhäuser mit 72 %. Wärmepumpen oder Biomasseöfen kommen in diesen Typologien nur sehr wenig zum Einsatz. In den Typologien der freistehenden Gebäude sowie der Dorfbebauung hingegen, in denen Wärme- und Gasnetz aufgrund der niedrigen Bedarfsdichten weniger stark vertreten sind, kommen Wärmepumpen auch in diesem Szenario noch mit einem Anteil von über 50 % zum Einsatz (Tabelle 3).

Tab. 3: Typologie-spezifisches Versorgungskonzept im betrachteten Szenario

	Frei-stehend	EFH/ ZFH	Dorf	MFH	gr. MFH	Innen-stadt	Alt-stadt	Indus-trie/ GHD
Wärmenetz	1 %	23 %	12 %	12 %	22 %	55 %	29 %	5 %
Gasnetz	32 %	37 %	27 %	47 %	50 %	41 %	54 %	54 %
Sole-WP	9 %	5 %	8 %	5 %	3 %	0 %	2 %	5 %
Luft-WP	48 %	28 %	43 %	29 %	20 %	3 %	10 %	26 %
Biomasse	10 %	7 %	10 %	7 %	5 %	1 %	5 %	10 %

Aus der den Gebäuden durch die jeweilige Versorgungsoption bereitgestellten Wärme lässt sich schließlich auch die durch die Netze den Gebäuden bereitzustellende Energiemenge berechnen. Aufgrund der Normierung der Wärmebedarfe auf den Endenergiebedarf zur Wärmebereitstellung und die Annahme eines Brennwertgeräts bei Ermittlung der Energieeinsparung bei Sanierung können in guter Näherung für Wärmenetz und Gasnetz und in hinreichender Näherung auch für den kleinen Anteil fester Biomasse die Werte direkt aus Tabelle 3 übernommen werden. Bei den Wärmepumpen muss jedoch noch die aufgrund der Entnahme von Umweltwärme deutlich höhere Jahresarbeitszahl berücksichtigt werden. Daher wird zur Bestimmung des Strombedarfs der Energiebedarf für Luft-Wärmepumpen durch 2,8 geteilt, für Sole-Wärmepumpen durch 3,5, und beide Werte anschließend addiert (Tabelle 4).

Tab. 4: Typologie-spezifische Anteile der den Wohngebäuden zur Verfügung gestellten Energiemengen bezogen auf den Wärmebedarf der jeweiligen Typologie

	Frei-stehend	EFH/ ZFH	Dorf	MFH	gr. MFH	Innen-stadt	Alt-stadt	Indus-trie/ GHD
Wärmenetz	1 %	23 %	12 %	12 %	22 %	55 %	29 %	5 %
Gasnetz	32 %	37 %	27 %	47 %	50 %	41 %	54 %	54 %
Sole-WP	20 %	11 %	18 %	12 %	8 %	1 %	4 %	11 %
Luft-WP	10 %	7 %	10 %	7 %	5 %	1 %	5 %	10 %
Biomasse	10 %	7 %	10 %	7 %	5 %	1 %	5 %	10 %

Es fällt auf, dass in fast allen Typologien die meiste Energie über das Gasnetz zur Verfügung gestellt wird. Nur in der innerstädtischen Typologie überwiegt die Energiebereitstellung durch das Wärmenetz. Der Strombedarf liegt mit 1 % bis 20 % über dem Biomassebedarf von 1 % bis 10 %.

In Abbildung 5 sind beispielhaft die Strom- und Gasbedarfe der Wohngebäude in den Essener Typologien im Jahr 2045 dargestellt. Dass der Gasbedarf insgesamt deutlich höher ausfällt als der Strombedarf ist offensichtlich. Man erkennt jedoch auch, dass im Innenstadtbereich der Strombedarf aufgrund der

hohen Abdeckung über Wärme- und Gasnetz besonders niedrig ausfällt. Dagegen treten in einigen Mehrfamilienhaus-Typologien immer noch Strombedarfe im mittleren Bereich auf.

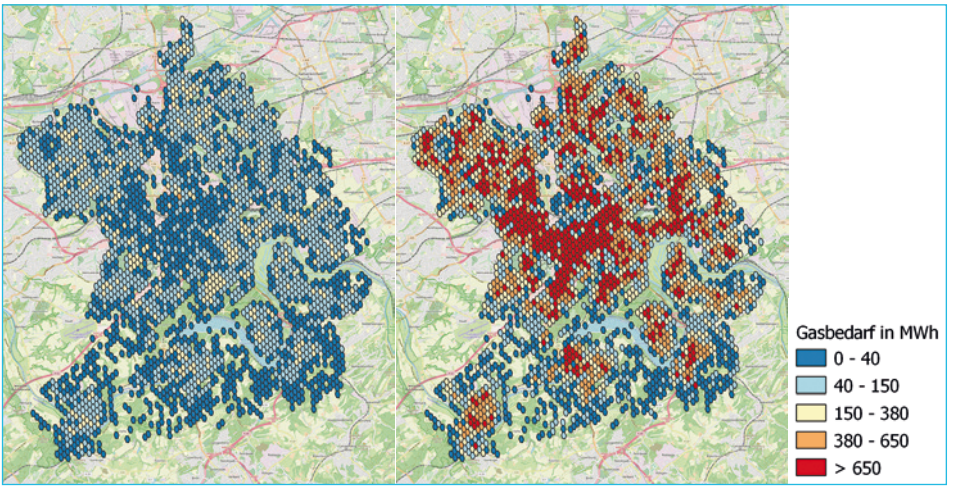


Abb. 5: Beispiel: Strombedarfe (links) und Gasbedarfe (rechts) im Jahr 2045 in Essen

4.2. Räumlich aufgelöste Hochrechnung auf die nationale Ebene

Die zuvor vorgestellte Typologisierung von ganz Deutschland ermöglicht es nun auch, die Typologie-spezifischen Versorgungskonzepte auf ganz Deutschland hochzurechnen und die Energieträgerbedarfe räumlich aufgelöst und aggregiert zu ermitteln.

Im betrachteten Szenario ergibt sich für das Jahr 2045 für Deutschland ein Energiebedarf für Raumwärme und Warmwasser in Wohngebäuden von 367 TWh. Dieser teilt sich auf in 50 TWh Strom, 89 TWh Wärme über Wärmenetze, 32 TWh Biomasse und 196 TWh Gas. In Abbildung 6 sind die auf Gemeindeebene aggregierten Energieträgerbedarfe für ganz Deutschland dargestellt. Die Unterschiede zwischen den Energiebedarfen in Ballungszentren und ländlichen Regionen sind für Wärmenetze am deutlichsten zu beobachten. Strom und Biomasse-Bedarfe sind hingegen wieder gleichmäßiger verteilt, da geringere Anteile höhere Gesamtbedarfe relativieren.

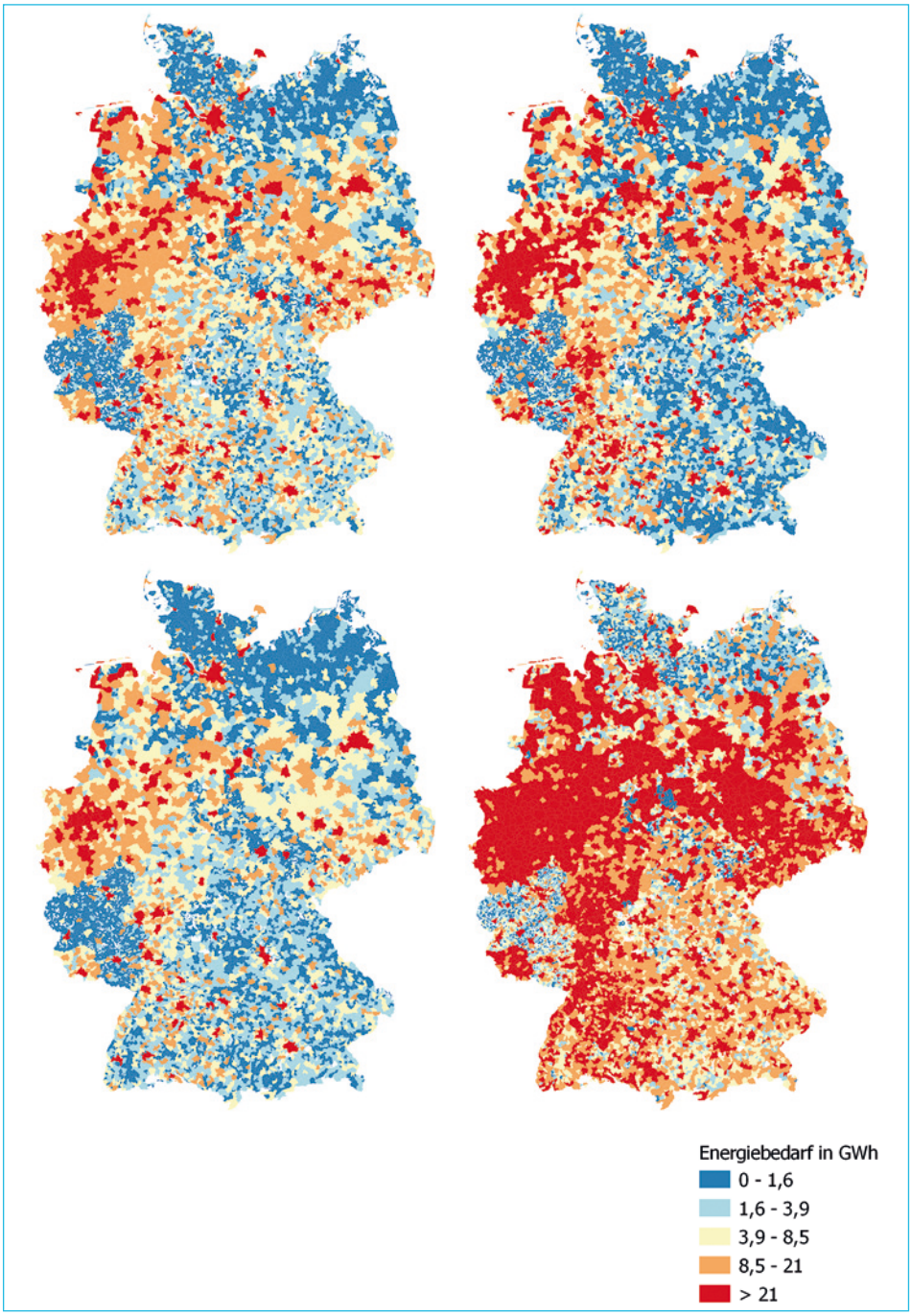


Abb. 6: Im Jahr 2045 zu deckende Energiebedarfe für Raumwärme und Warmwasser in Wohngebäuden deutscher Gemeinden (gesamt 367 TWh) über Strom 50 TWh (oben links), Wärmenetz 89 TWh (oben rechts), Biomasse 32 TWh (unten links), Gasnetz 196 TWh (unten rechts)

5. Zusammenfassung und Ausblick

Aktuelle sowie zukünftige Wärmebedarfe und Wärmenetzgebiete konnten mit hoher räumlicher Auflösung deutschlandweit bestimmt und dank der automatisierten Identifikation von Siedlungstypologien diesen präzise zugeordnet werden. Zusätzlich wurden die Typologien in hexagonalen Flächen aggregiert und die typische Gebäudezusammensetzung je Typologie bestimmt. Auf Basis einer statistischen Auswertung der Wärme- und Gasnetzgebiete in den Typologien konnten deren Potenziale Typologie-spezifisch identifiziert werden. Eine genaue Analyse der Gebäudeeigenschaften und der lokalen Siedlungsstruktur ermöglichte zudem eine Abschätzung der Wärmepumpen- und Biomasse-Potenziale der Typologien.

Es gilt dabei zu beachten, dass hier nur die den Wohngebäuden für Raumwärme und Warmwasser zur Verfügung zu stellenden Energiemengen betrachtet wurden. Die deutschlandweit benötigten Energiemengen liegen aufgrund von Verlusten in den Netzen noch etwas höher. Zudem erhöhen auch Wandlungsverluste bei der Strom- oder Wärmeerzeugung aus grünen Gasen nicht nur den Gesamtenergiebedarf, sondern auch speziell den Gesamtgasbedarf. Umgekehrt erhöht wiederum die Erzeugung grüner Gase aus Strom den Gesamtstrombedarf.

Aufbauend auf dem gebäudescharfen Deutschlandmodell kann ein Abgleich der Ausbauziele für Wärmepumpen (Stückzahlen, Leistungen) mit den ermittelten Typologie-spezifischen Versorgungskonzepten durchgeführt werden und zugleich, aufbauend auf die Untersuchungen im Forschungsprojekt GreenVegas [7], die Wechselwirkung und eventuelle Limitierungen mit und durch das Strom-Verteilnetz analysiert werden.

Ebenso kann der Wärmenetzausbau näher analysiert werden. Interessant wäre auch hier ein Vergleich der Ausbauziele der Bundesregierung mit den Versorgungskonzepten, ergänzt durch eine Analyse des Mengengerüsts für Fernwärme/Nahwärme (Leitungslängen, Einspeisekapazitäten) inklusive eines Abgleichs der benötigten Fernwärme mit potenziellen Wärmeerzeugern wie Groß-Wärmepumpen, Wasserstoff-KWKs oder auch Abwärme.

Zugleich ist auch ein Abgleich der Versorgungskonzepte mit dem Netzentwicklungsplan Gas interessant, um zu sehen, wo wann welche Mengen grüner Gase zur Verfügung stehen werden und ob es dabei zu Engpässen kommt.

Auf einer allgemeineren Ebene bietet auch die Entwicklung realistischer Szenarien im Hinblick auf Sanierungsquote und Technologiewechselrate, unter Berücksichtigung der im folgenden Kapitel zu systemischen Aspekten diskutierten Einflussfaktoren, die Möglichkeit, die Vorhersagen abzugleichen und ggf. zu präzisieren.

6. Quellen

[1] B. Wortmann, A. Heinze und J. Benthin, *Metastudie Wärmebereitstellungsoptionen.xlsx*, GWI, 2023.

[2] Statistisches Bundesamt, *Zensus 2011 Wissen, was morgen zählt*. https://www.zensus2011.de/DE/Home/home_node.html (Stand: 2023).

[3] Institut Wohnen und Umwelt GmbH, *TABULA – Entwicklung von Gebäudetypologien zur energetischen Bewertung des Wohngebäudebestands in 13 europäischen Ländern*, https://www.iwu.de/index.php?id=205 (Stand: 2023).

[4] BMWi, *Zahlen und Fakten: Energiedaten – Nationale und internationale Entwicklung*, 2022.

[5] D. Wieland, *Entwicklung eines Modells zur Prognose des Wärmenetzausbaus mittels geografisch aufgelöster Analyse der Erzeuger- und Verbraucherstruktur*, Ruhr Universität Bochum, 2021.

[6] J. Krassowski, J. Benthin et al., *INTEGRANET – Integrierte Betrachtung von Strom-, Gas- und Wärmesystemen zur modellbasierten Optimierung des Energieausgleichs- und Transportbedarfs innerhalb der deutschen Energienetze*, BMWi, 2020.

[7] GWI, EWI, *GreenVEgaS: Gesamtsystemanalyse der Sektorenkopplung*, BMWK, 2024.

[8] P. Engelmann, *Systemische Herausforderung der Wärmewende*, 2021.

[9] J. Günther, H. Lehmann, U. Lorenz und K. Purr, *Den Weg zu einem treibhausgasneutralen Deutschland ressourcenschonend gestalten*, Umweltbundesamt, 2017.

[10] D. Dittrich und Monika, *Transformationsprozess zum Treibhausgasneutralen und ressourcenschonenden Deutschland – GreenEe*, Umweltbundesamt, 2020.

[11] DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfachs e. V., *Roadmap Gas* ++, 2019.

[12] BMWK, *5 Prozent erneuerbare Energien beim Einbau von neuen Heizungen ab 2024*.

[13] B. Wortmann, *Smart District 2: Entwicklung von Konzepten und Projektskizzen zur Sektorenkopplung in Quartieren*, DVGW, 2021.

[14] Agora Energiewende, *Durchbruch für die Wärmepumpe*, https://www.agora-energiewende.de/veroeffentlichungen/durchbruch-fuer-die-waermepumpe/ (Stand: 12/2022).

[15] Heat Pumping Technologies Program, *case Studies*, https://heatpumpingtechnologies.org/annex50/case-studies/ (Stand: 12/2022).

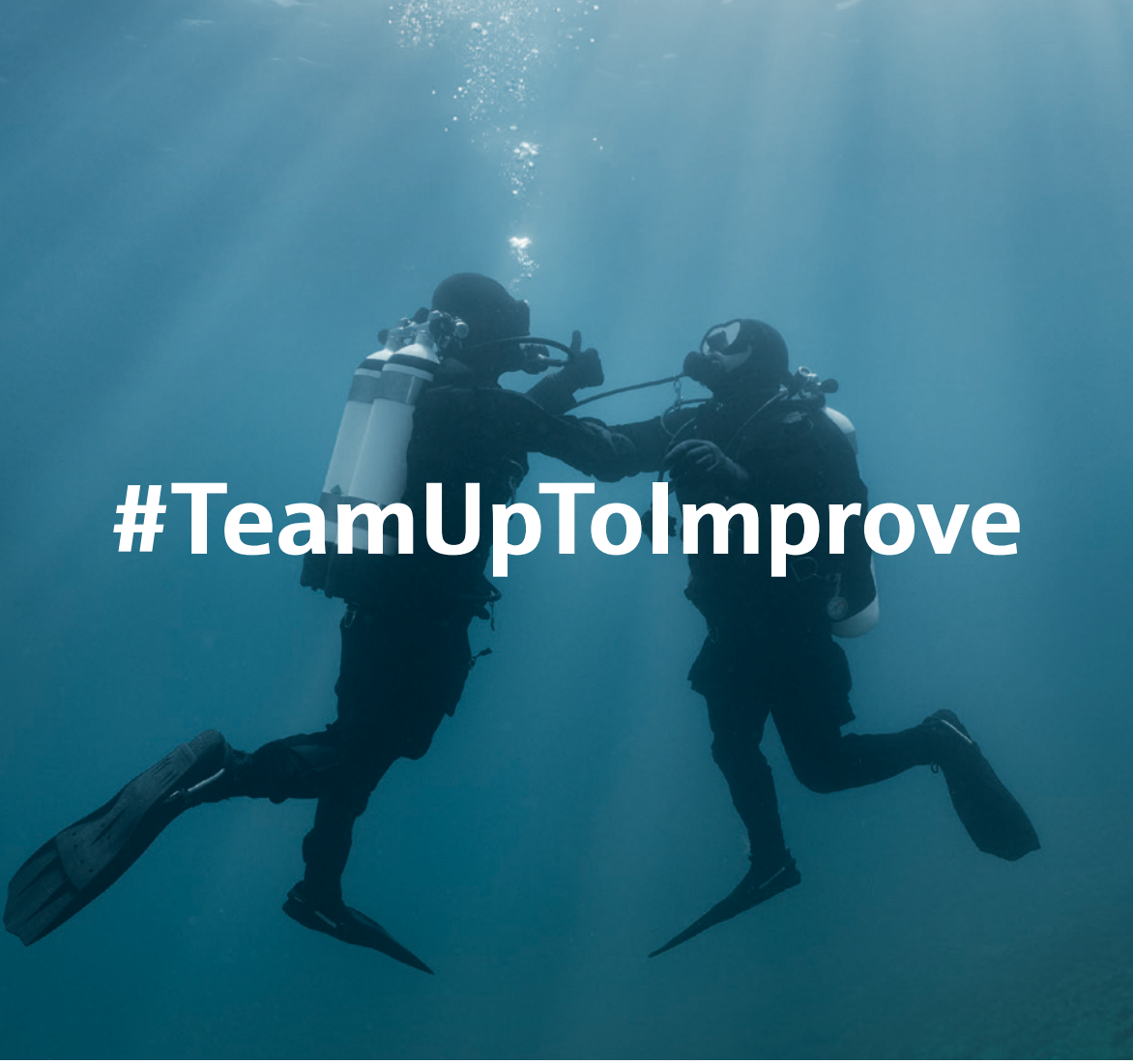
[16] Fraunhofer ISE, *Wärmepumpen in Bestandsgebäuden – Ergebnisse aus dem Projekt, WPsmart im Bestand*, 2020.

[17] Bundesamt für Kartographie und Geodäsie, *Geobasisdaten: © GeoBasis-DE*, https://gdz.bkg.bund.de/ (Stand: 2022).

[18] frontier economics, *Was kostet Wasserstoff in der Zukunft?*, DVGW, 2023.

[19] F. Merten, A. Scholz, S. Heck und S. Lange, *Metaanalyse zu Wasserstoffkosten und -bedarfen für die CO2-neutrale Transformation*, LEE NRW, 2023.

[20] J. Geldermann und N. Lerche, *Leitfaden zur Anwendung von Methoden der multikriteriellen Entscheidungsunterstützung Methode: PROMETHEE*, Lehrstuhl für Produktion und Logistik, Georg-August-Universität Göttingen, https://www.uni-goettingen.de/de/document/download/285813337d59201d34806cfc48dae518-en.pdf/MCDA-Leitfaden-PROMETHEE.pdf, 2014 (Stand: 31.07.2024).



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

Feuerungstechnik

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

Multifuel-Anwendung für bestehende Kraftwerke zur Deckung der Energieversorgungslücke

Lutz Brandau, Anojan Santhirasegaran und Benedikt Tressner

1. Einleitung 213

2. Möglichkeiten zu Multifuelanlagen 214

2.1. Technologisch-wirtschaftlicher Vergleich von Ersatzbrennstoffen 214

3. Herausforderungen durch Brennstoffänderungen 217

3.1. Auswirkungen auf die Feuerung 217

3.2. Auswirkungen auf den Kessel 218

4. Mögliche Lösungskonzepte zur Anpassung an neue Brennstoffe 220

4.1. Mögliche Modifikationen des Feuerungssystems 220

4.2. Mögliche Modifikationsmaßnahmen/Lösungsansätze für den Kessel 222

5. Fazit und Ausblick 223

6. Quellen 224

1. Einleitung

Der Begriff *Fuel Switch* ist in aller Munde, um von klimaschädlicher Kohle auf *grüne* Energie bzw. Brennstoffe zu wechseln, doch die technische Umsetzbarkeit mit hoher Flexibilität in der tatsächlich verfügbaren Brennstoffart ist oft eine Herausforderung.

Steinmüller Engineering befasst sich von jeher mit der Umrüstung und Modernisierung bestehender Anlagen auf emissionsarme und effiziente Systeme und kennt sich mit den unterschiedlichsten Brennstoffen aus.

Grundsätzlich ist es fast immer möglich, eine Altanlage umzurüsten – sei es zunächst auf Erdgas oder später auf Wasserstoff bzw. Ammoniak als vermutlich einfacher und früher verfügbares H_2-Derivat. Prinzipiell kann auch eine vorübergehende Umrüstung auf z. B. Biomasse in Betracht gezogen werden.

Aufgrund der noch unklaren Randbedingungen zur lokalen Kraftwerksstrategie sowie der Volatilität des Marktes (zukünftige Verfügbarkeit und Preis) für die unterschiedlichen Brennstoffe ist eine flexible Betrachtung erforderlich.

Unsere Berechnungen zeigen, dass es im Prinzip mit jeder Methode möglich ist, die Weiternutzung vorhandener Infrastruktur mit überschaubaren Investitionen für notwendige Modifikationen sicherzustellen. Details hängen dabei aber stark von den örtlichen Gegebenheiten sowie dem ursprünglichen Design des Kessels und der verbundenen Anlage und den Aggregaten ab. Auch das Teillastverhalten muss geprüft werden. Die Einhaltung der NO_x- und CO-Grenzwerte der 13. BImSchV muss sichergestellt werden.

Ausgehend von einem modernen Steinkohlekessel werden Maßnahmen zur Einhaltung der Dampfparameter und des nahezu ursprünglichen Kesselverhaltens aufgezeigt. Ebenso werden die notwendigen Umbaumaßnahmen für eine *brennstoffoffene* Umrüstung dargestellt.

Der Beitrag gibt einen Einblick in die aktuellen Fragestellungen der Betreiber zur Umrüstung bestehender Anlagen auf alternative Brennstoffe mit unterschiedlichem Potenzial zur Defossilisierung sowie Lösungsmöglichkeiten zur Umsetzung.

2. Möglichkeiten zu Multifuelanlagen

2.1. Technologisch-wirtschaftlicher Vergleich von Ersatzbrennstoffen

Die Treibhausgasemissionen in Deutschland sollen bis 2030 um 65 % gegenüber 1990 gesenkt werden [1]. Die Energiewirtschaft und die Industrie in Deutschland sind für einen CO_2-Ausstoß von 354 Mio. t CO_2äq. im Jahr 2023 verantwortlich. Ziel ist es, den Ausstoß unter 227 Mio. t CO_2äq. zu senken. Um die Ziele des Klimaschutzgesetzes zu erreichen, ist die Abschaltung zahlreicher Kohlekraftwerke beschlossen. Gleichzeitig stellt sich die Frage, wie die Versorgungssicherheit in Deutschland gewährleistet werden kann. Insbesondere in der Übergangsphase sind schnell umsetzbare Übergangslösungen notwendig, welche eine positivere CO_2-Bilanz aufweisen können.

In diesem Kontext können Umrüstungen mit sogenannten *Multifuelbrennern* bzw. Konversionen von bestehenden Kohlekraftwerken technoökonomisch sinnvoll und notwendig sein. Die Umstellung der Bestandsanlagen auf Brennstoffe mit besserer CO_2-Bilanz bzw. CO_2-Neutralität kann kostengünstiger und insbesondere zeitsparender als die Errichtung einer Neuanlage sein.

Als Ersatzbrennstoffe für bisher Steinkohle gefeuerte Kessel werden Erdgas, Wasserstoff, Biomasse und Ammoniak diskutiert. Die berühmte *silver bullet* bietet dabei leider keiner der diskutierten Brennstoffe, wohl aber sind sie alle ernstzunehmende Alternativen mit verschiedenen Vor- und Nachteilen.

Erdgas: Als Übergangsbrennstoff zur CO_2-Neutralität kommt insbesondere Erdgas in Frage. Der große Vorteil bei der Umstellung auf Erdgas ist die vorhandene Infrastruktur entlang der gesamten Lieferkette. Auch ist die großtechnische Verbrennung von Erdgas erprobt und das Verhalten im Dampferzeuger bekannt. Die reinen Brennstoffkosten sind trotz aktueller Verwerfungen am Markt verhältnismäßig niedrig. Allerdings wird dieser Vorteil bei steigenden Preisen für CO_2-Zertifikate geringer werden oder sich ins Gegenteil umkehren.

Ein weiterer Vorteil zum Umbau auf Erdgasbefeuerung ist die spätere Möglichkeit zur einfachen Umstellung auf H_2 bzw. auf NH_3. Hierbei kommt ein sogenannter Multifuelbrenner zum Einsatz, welcher *H_2-ready* bzw. *NH_3-ready* ausgeführt wird.

Hauptnachteil von Erdgas ist seine fossile Herkunft, allerdings lässt sich Methan auch regenerativ herstellen, sodass auch ein langfristiger Betrieb mit CH_4 denkbar ist (Tabelle 1).

Bei Betrachtung der Brennstoffeigenschaften wie Heizwert, Dichte und Komposition ist festzustellen, dass die Alternativen sich unterscheiden, die Bestandsfeuerung in der Regel nicht so belassen werden kann und die Einflüsse auf den Kessel untersucht werden müssen.

Eine Umstellung auf gasförmige Brennstoffe bedeutet neben einem anderen Brennstoffhandling auch eine neue Feuerung bzw. eine Modifikation der Bestandsfeuerung. Bei gasförmigen Brennstoffen ist insbesondere die Dichte neben dem Heizwert entscheidend. Dadurch ergeben sich divergierende Auslegungsgrundlagen, welche für einen Mutifuelbrenner zu optimieren sind.

Tab. 1: Gegenüberstellung der gasförmigen Alternativbrennstoffe

	Heizwert MJ/kg	Dichte kg/m^3	Adiabate Flammentemperatur °C	Siedetemperatur °C
Erdgas	49	0,8	1.950	-161
H_2	120	0,08	2.100	-253
NH_3	18,6	0,77	1.800	-33,4

Sowohl NH_3 als auch H_2 sind die am meisten diskutierten CO_2-freien Brennstoffe, welche die in Deutschland notwendige Wärmenergie bereitstellen können. Beide Brennstoffe haben ihre Vor- und Nachteile.

Wasserstoff: Der regenerative Brennstoff, der direkt in Kopplung mit großen Windparks erzeugt werden kann, sodass hier einzelne Kraftwerksanlagen eine eigene Versorgung über entsprechend große Elektrolyseanlagen herstellen können, ist Wasserstoff. Eine Versorgung mit H_2 außerhalb von Deutschland ist zwar in Diskussion, aber ein entsprechendes Versorgungsnetz ist nur theoretisch vorhanden. Im Vergleich zur großflächigen Nutzung von Biomasse kann man bei seiner Erzeugung von einem niedrigeren ökologischen Fußabdruck auf die Tier- und Pflanzenwelt ausgehen. Nachteil bei der Nutzung von Wasserstoff ist seine hohe Reaktivität sowie die bisher fehlende großflächige Infrastruktur zu Speicherung und Transport.

Am Kessel können sich deutliche Änderungen in der Wärmeverteilung ergeben.

Ammoniak: Neben H_2 ist der vielversprechendste Brennstoff NH_3. Im Vergleich zu H_2 bietet er Vorteile in der Erzeugung und dem Transport. Die Energiedichte pro Kilogramm ist zwar niedriger, aber die Transportierbarkeit und Lagerung ist ein entscheidender Vorteil. Zudem ist die Handhabung mit Ammoniak in diversen Chemieparks sowie Kraftwerken erprobt.

Nachteilig ist die Effizienz in der Herstellung, z.B. NH_3-Elektrolyse im Vergleich zu H_2-Elektrolyse. Somit kann zum aktuellen Zeitpunkt festgehalten werden, dass die technische Machbarkeit theoretisch gegeben ist, aber die Wirtschaftlichkeit noch geprüft werden muss.

Biomasse: Der Hauptvorteil der Biomasse ist, dass sie bereits heute im großen Umfang verfügbar und ihre Lagerung erprobt ist. Der Transport ist möglich, jedoch aufgrund eines mäßigen Heizwertes/Volumenverhältnisses aufwendiger als bei Steinkohle. Je nach Konstruktion des Dampferzeugers ist eventuell eine reduzierte Spitzenlast hinzunehmen. Korrosive Bestandteile im Brennstoffband müssen genau untersucht werden. Wenn die Lieferkette der Biomasse nachhaltig ökologisch gestaltet werden kann, ist sie eine sehr attraktive technische und ökonomische Lösung.

Trotz der besagten CO_2-Neutralität von Biomasse wird diese zum Teil *nur* als Übergangsbrennstoff oder als CO_2-neutrale Alternative gesehen. Bei Biomasse ist die langfristig notwendige Brennstoffversorgung aus entsprechenden Ländern zu gewährleisten, was eine nicht zu unterschätzende Herausforderung darstellt.

3. Herausforderungen durch Brennstoffänderungen

3.1. Auswirkungen auf die Feuerung

Die Brennstoffe, die primär für eine Umrüstung in Frage kommen, wurden in Kapitel 2 vorgestellt. In diesem Kapitel sollen die technischen Herausforderungen diskutiert werden.

Eine Brennstoffänderung von Kohle auf Gas wird im Folgenden betrachtet. In Steinkohle gefeuerten Anlagen wird importierte Steinkohle in einem Heizwertband von 24–28 MJ/kg eingesetzt. Die Umstellung auf Gas birgt bei beiden Anlagentypen folgende Herausforderungen:

- Brennstoff mit einer höheren Flammentemperatur,
- geringere Rauchgasmenge bei gleicher Feuerungswärmeleistung,
- geringerer Luftbedarf,
- unterschiedliche und viel kompaktere Brennergeometrie.

Bei einer Umstellung von Erdgas auf eine grüne Alternative wie H_2 oder NH_3 sind wiederum andere Herausforderungen zu beachten:

- Dichteunterschied der Brennstoffe und damit andere Geschwindigkeiten,
- Zündverhalten der Gase,
- unterschiedliche Flammentemperaturen.

Für einen Umbau von Kohle auf Biomasse ist entscheidend, welche Form von Biomasse verwendet werden soll. Aus der technischen Perspektive unterscheiden sich die Brennstoffeigenschaften von Kohle und Biomasse (Abbildung 1). Im Folgenden wird der Umbau von Steinkohlefeuerung auf Holzpellets betrachtet, da nur diese Art von Umbau hauptsächlich umgesetzt wird.

- Unterschiede in den Mahleigenschaften,
- untere Selbstzündungsgrenze des Holzpelletstaubs bei niedrigen Temperaturen von ca. 200 °C und damit Explosionsgefährdung in Brennstofflagerung und -handling,
- unterschiedliches Zündverhalten durch höheren Flüchtigenanteil und gröbere Partikelverteilung,
- geringer Ascheanteil von < 2 % im Vergleich zu Steinkohle,
- unterschiedliche Rauchgasmenge und Wärmeverteilung,
- unterschiedliche Aschezusammensetzung und Verschlackungsneigung,
- Chlor/Schwefel-Korrosion je nach Zusammensetzung.

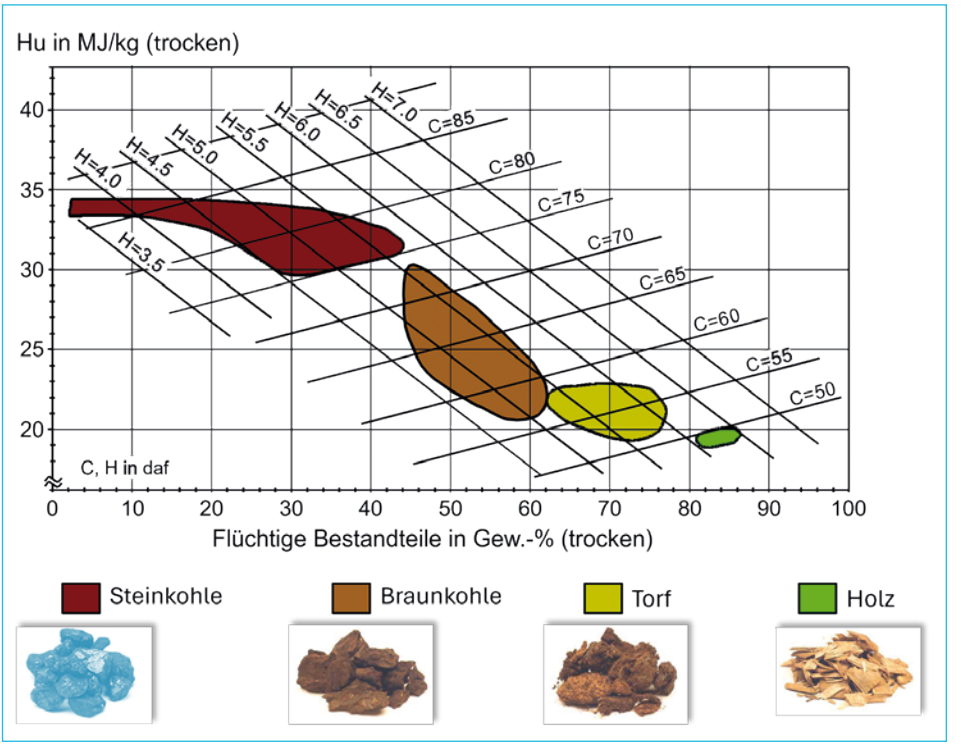


Abb. 1: Darstellung der Brennstoffunterschiede bei Kohle und Biomasse

3.2. Auswirkungen auf den Kessel

Durch die Umstellung des Brennstoffs von Kohle auf Biomasse, Erdgas, Ammoniak oder Wasserstoff verändern sich alle für die Wärmeübertragung relevanten Parameter im Feuerraum.

Dies sind im Einzelnen:

- die Festkörperstrahlung (aufgrund anderer oder fehlender Partikel),
- die veränderten Strömungsverhältnisse im Feuerraum,
- die sich aus dem Temperaturprofil ergebende Gasstrahlung,
- andere Wärmeübergänge an den Oberflächen der Heizflächen durch eine andere Verschmutzungsneigung des Brennstoffs.

Dieses veränderte Energieprofil führt zu Veränderungen in der Wärmeaufnahme an allen Heizflächen mit entsprechendem Einfluss auf die Wärmeaufnahme in den verschiedenen Abschnitten des Wasser-/Dampf- Um- oder Durchlaufs. Hierdurch können verschiedene verfahrenstechnische Schwierigkeiten, z. B. mangelnde Kühlung einzelner Abschnitte oder das Nichterreichen der festge-

legten Überhitzer- und Zwischenüberhitzer-Ausgangstemperaturen, die Folge sein. Auch ein Überschreiten zulässiger Materialoberflächentemperaturen ist in Einzelfällen denkbar.

Zur Sicherstellung einer ausreichenden Kühlung in allen Lastfällen muss das Umwälzsystem des Kessels im Teillastbereich untersucht werden.

Mögliche korrosive und eventuell erosive Eigenschaften des Ersatzbrennstoffs (Asche) müssen berücksichtigt werden (z. B. Rauchgasgeschwindigkeiten, Materialeigenschaften oder Teilung von Heizflächen).

Zur Berechnung/Abschätzung dieser komplexen Veränderungen in der Wärmeübertragung des Kessels verwendet Steinmüller Engineering seine hauseigene Software *DimBo*.

DimBo wurde für die Nachrechnung und Auslegung von Dampferzeugern und anderen komplexen Wärmetauscher-Systemen durch Simulation der Wärmeübertragung und der Stoffumsetzung für einen stationären Betrieb der Anlage entwickelt (Abbildung 2).

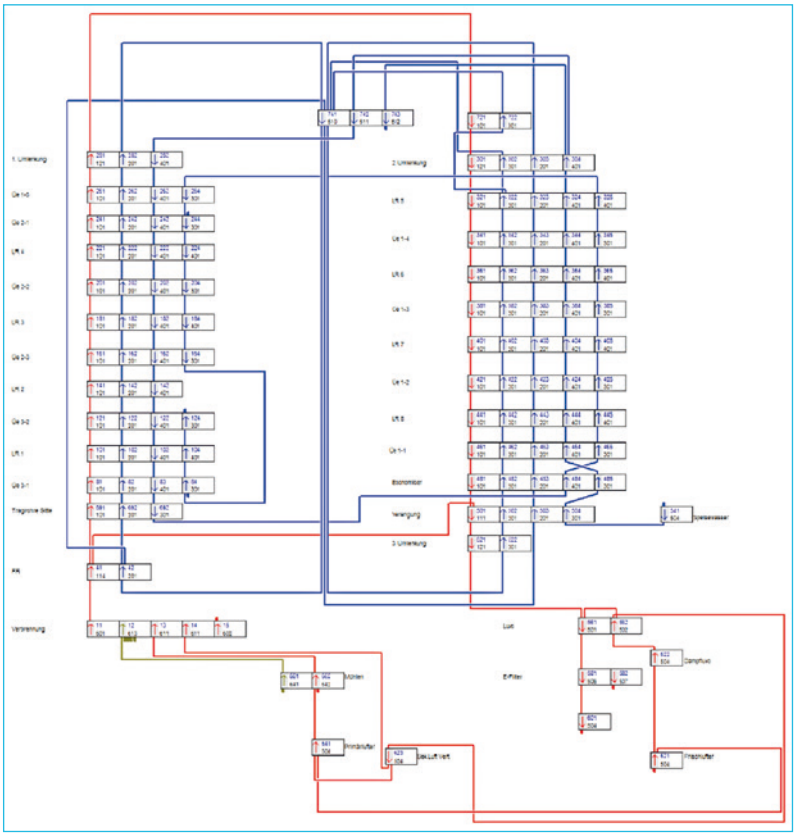


Abb. 2: Darstellung eines DimBo-Schaltplans

Mit DimBo können Dampferzeuger mit und ohne Feuerung und andere Wärmetauscher als komplexe Systeme von Komponenten zum Wärmeaustausch und zur Stoffumsetzung in einem mathematischen Modell abgebildet werden.

Das DimBo-Modell beschreibt die komplette Schaltung und Geometrie des Dampferzeugers. Unter Berücksichtigung der Heizflächengeometrien in Kombination mit Brennstoffparametern, Drücken und Temperaturen werden in DimBo ideale theoretische Wärmedurchgangskoeffizienten bestimmt.

Mithilfe des DimBo-Modells lässt sich eine sehr gute Prognose des geänderten Kesselverhaltens erstellen und notwendige Modifikationen aufzeigen. Auf mögliche Modifikationen wird in Kapitel 4.2 eingegangen.

4. Mögliche Lösungskonzepte zur Anpassung an neue Brennstoffe

4.1. Mögliche Modifikationen des Feuerungssystems

In Kapitel 3 wurden die technischen Herausforderungen diskutiert. Zusammenfassend stellt sich die Frage, welche Vor- und Nachteile sich dadurch sowohl technisch als auch ökonomisch ergeben.

Steinmüller Engineering GmbH hat diverse Machbarkeitsstudien erstellt, Engineering und Umsetzungen ausgeführt bzw. begleitet. Dabei lässt sich primär feststellen, dass in allen Fällen eine individuelle Betrachtung notwendig ist. Als weitere Erkenntnis kann festgehalten werden, dass für die genannten Umbauten technische Lösungen existieren, aber jede Lösung individuell ist. Die letztendlich relevante Frage ist, ob es auch wirtschaftlich und genehmigungstechnisch möglich ist.

Der Umbau auf Erdgas wurde bereits in diversen Kraftwerksanlagen umgesetzt. Steinmüller Engineering GmbH hat für die Umstellung auf Erdgas einen Brennerskid entwickelt, welcher mit geringem Umbauaufwand und geringen Stillstandszeiten (< 1 Monat) eingebaut werden kann. Eine beispielhafte Darstellung solch eines Skids, welcher bei einer Umstellung eingebaut wurde, ist in Abbildung 3 zu sehen.

Weiterhin muss die Brennstoffversorgung umgestellt werden. Im Fall von Erdgas ist aufstellungstechnisch die Einbringung der Armaturenstation zu prüfen.

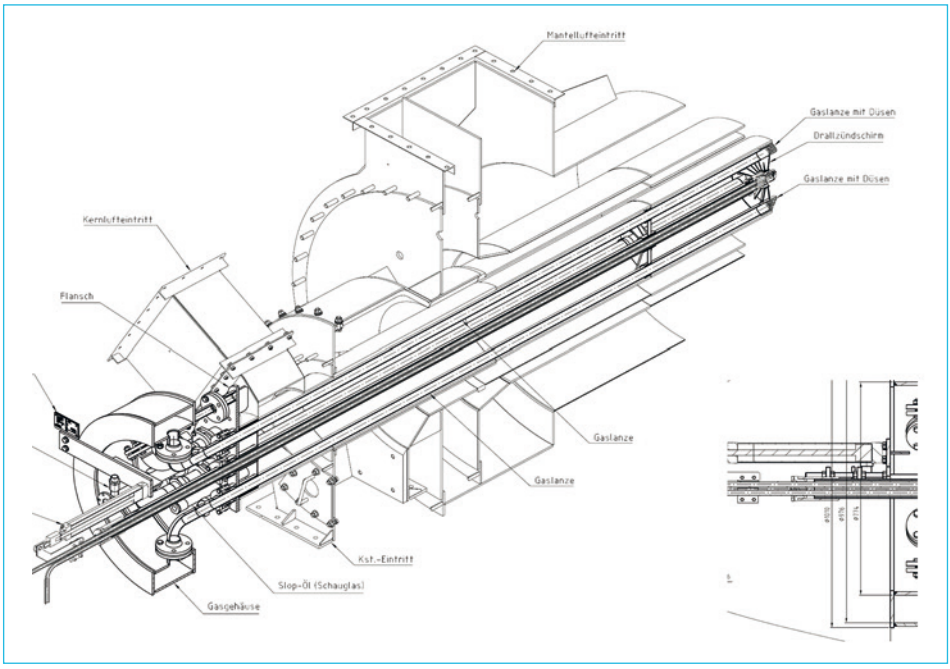


Abb. 3: Darstellung eines typischen Brennerskids für eine Erdgasumstellung

Eine größere Herausforderung ist der geringere Rauchgasvolumenstrom. Die Lösung ist eine Rauchgasrezirkulation, die aufstellungstechnisch in Bestandsanlagen im Detail geprüft werden muss.

Die Umstellung auf Erdgas bietet verschiedene Vorteile. Neben der besseren CO_2-Bilanz hat Erdgas den Vorteil, einen Umbau mit geringen Stillstandszeiten zu ermöglichen. Zusätzlich kann hier eine spätere Umstellung auf NH_3 bzw. H_2 vorbereitet werden.

Die Verbrennung von H_2 muss bei Umbau auf Erdgas frühzeitig eingeplant werden, um einen erneuten Umbau zu vermeiden. Trotz einer höheren Energiedichte von H_2 pro Kilogramm ist die Brennstoffversorgung auf die niedrige Dichte von H_2 auszulegen. Das Ergebnis sind Rohrleitungen, die in etwa die zweifache Dimension der Erdgasleitungen haben. Trotz Vorbereitungen sind weitere kleinere Anpassungen wie Düsenwechsel notwendig, welche hinsichtlich der Wirtschaftlichkeit eine untergeordnete Rolle spielen.

Ein weiterer Vorteil ist die niedrigere adiabate Verbrennungstemperatur von NH_3 im Vergleich zu H_2. Erste Versuche der NH_3-Verbrennung werden aktuell ausgeführt. Das Handling ist ausreichend erprobt [2].

Bei dem Umbau auf Biomasse wurde die technische Machbarkeit schon in verschiedenen Anlagen nachgewiesen. Nach der Analyse des Bestandssystems und der Anforderung des Kunden ist grundsätzlich mit folgenden Hauptmodifikationen eine Umsetzung möglich:

- Brennermodifikation, um Zündung des Brennstoffs und Brennstoffumsetzung an Holzpellets anzupassen,
- Mühlenmodifikation, um den Austrag der Partikel zu gewährleisten bzw. Einsatz neuer Mühlen, wenn gleichbleibende Feuerungswärmeleistung und damit Durchsatzerhöhung gefordert,
- Anpassung Primärluftversorgung, um sicher unter kritischer Selbstzündtemperatur zu bleiben,
- Druck- und stoßfeste Auslegung von Brennstofflagerung und -transport bzw. Ausrüstung mit EX-Schutz-Vorrichtungen.

Aus den genannten Modifikationen ist festzustellen, dass ein Umbau mit einer Modifikation der Bestandsanlagen die kostengünstigere Variante ist, aber dafür eine Minderung der Feuerungswärmeleistung hingenommen werden muss. Somit ist hier die Betrachtung der ganzheitlichen Wirtschaftlichkeit für die Anlage ausschlaggebend. Wenn die Mehrleistung entsprechend vergütet wird, kann der Einbau von neuen Mühlen sinnvoll sein.

4.2. Mögliche Modifikationsmaßnahmen/Lösungsansätze für den Kessel

Grundsätzlich wurden Kohlekessel in Europa in der Regel individuell designt, weshalb es bei der Umstellung auf verschiedene Brennstoffe auch zu unterschiedlichen Herausforderungen kommt. Die im folgenden aufgeführten Modifikationsmaßnahmen sind daher im Einzelfall zu prüfen und auf den jeweiligen Dampferzeuger anzupassen.

Mögliche Lösungsansätze für verschiedene Probleme sind:

a) Materialtemperaturen werden überschritten
   - 1:1 Austausch von Teilheizflächen und/oder Sammlern,
   - Teilabdeckung von Heizflächen (eventuell Lösung für Gas, bei Biomasse schwierig),
   - Absenkung von Eintrittstemperaturen,
   - Veränderungen Regelungskonzept der Einspritzkühler,
   - eventuell Installation eines zusätzlichen Kühlers,

- Lastabsenkung/Reduzierung zulässiger Spitzenlast

b) ZÜ- (auch HD-) Austrittstemperaturen werden nicht erreicht
   - Vergrößerung benötigter Heizflächen (soweit möglich),
   - Anhebung kalter ZÜ-Temperatur,
   - Absenkung Speisewassertemperatur,
   - Reduzierung Wärmeaufnahme an vorgelagerten Heizflächen,
   - Einbau Rauchgasrezirkulation

c) Hohe Verschlackungs- und Verschmutzungsneigung
   - Lastabsenkung,
   - Vergrößerung der Teilung von Heizflächen (wenn möglich),
   - Zugabe von Additiven.

Die Kosten für die Ertüchtigung des Dampferzeugers im Zusammenhang mit einem Brennstoffwechsel von Steinkohle auf einen der vier oben genannten Brennstoffe sind sehr individuell. Pauschal lässt sich sagen, dass nicht immer Investitionskosten anfallen müssen, sondern betriebliche Optimierungen ausreichen können. Bei nicht idealer Wahl eines Ersatzbrennstoffs können jedoch hohe Investitionsaufwendungen anfallen.

5. Fazit und Ausblick

Die beschriebenen Umbaumöglichkeiten sind die aktuell technoökomisch sinnvollsten Lösungen, um die kurze Übergangszeit hinsichtlich des Klimaschutzgesetzes erfolgreich zu meistern. Die Umrüstung auf Erdgas bzw. auf Biomasse ist markterprobt. Gleichzeitig ist es wichtig, die Entwicklung im Bereich der Erzeugung und des Transports der alternativen Brennstoffe wie H_2 und NH_3 voranzutreiben. Steinmüller Engineering besitzt Erfahrung in der Modifikation von Feuerungsanlagen für den Einsatz diverser alternativer Brennstoffe. Zudem wird der Einsatz der SE-Brennertechnologie für das Verwenden von H_2 und NH_3 in diversen Anlagen untersucht. Gleichzeitig ist IHI, der Mutterkonzern von Steinmüller Engineering, ein Vorreiter bezüglich NH_3-Erzeugung, -Transport, -Handling und -Verbrennung, sodass hier die Erfahrung und Kompetenz über die gesamte Wertschöpfungskette gegeben ist.

Es ist festzuhalten, dass die Übergangslösungen einen Teil des Energie-Mixes darstellen werden und die Transformation zu einer defossilisierten Energieerzeugung mit ausreichender Versorgungssicherheit möglich machen.

6. Quellen

[1] Treibhausgasminderungsziele Deutschlands | Umweltbundesamt: https://www.umweltbundesamt.de/daten/klima/treibhausgasminderungsziele-deutschlands (Stand: 19. Juni 2024).

[2] Development Status of Ammonia Combustion Technology. Various initiatives aiming to expand the use of ammonia fuel to reduce CO_2 emissions | Technical Information | Technology | IHI Corporation: https://www.ihi.co.jp/en/technology/techinfo/contents_no/1200692_13586.html (Stand: 19. Juni 2024).

Feuerungstechnik für die Energiewende mit Klimaneutralität – Ein Widerspruch? Flexible und innovative Zünd- und Industriebrennersysteme für die Zukunft

Jan Hansen-Schmidt, Bernd Greiner und Rainer Böcher

1. Einleitung und Motivation 226

2. Der Energiemarkt der Zukunft 227

2.1. Energiesystem Elektrizität – Kraftwerke 227

2.2. Industriefeuerungen – Thermoprozess-Anlagen 228

2.3. Erwarteter Brennstoffmix für die Wärme- und Energiebereitstellung 228

3. Hegwein – Zünd-, Pilot- und Industriebrenner für gasförmige Brennstoffe 229

3.1. Wasserstoff (H_2) – der Brennstoff 229

3.2. Produktlösungen für zukünftige gasförmige Brennstoffe 230

4. Hegwein – Zünd-, Pilot- und Industriebrenner für flüssige Brennstoffe 231

4.1. Alternative flüssige Brennstoffe 231

4.2. Produktlösungen für flüssige Brennstoffe 231

5. Hegwein – Zünd-, Pilot- und Industriebrenner für staubförmige Brennstoffe mit Mikrowellen-Plasma-Zündsystem 232

5.1. Alternative staubförmige Brennstoffe 232

5.2. Produktlösungen für staubförmige Brennstoffe 233

6. Fazit 234

7. Quellen 234

1. Einleitung und Motivation

Dieser Beitrag beschäftigt sich hintergründig mit der grundsätzlichen Fragestellung:

Gibt es eine Notwendigkeit zur Bereitstellung von Verbrennungstechniken und Verbrennungsstrategien in der Zukunft? Wenn ja, wie kann die zukünftige Strategie beschrieben werden?

Um diese Thematik zu bearbeiten, werden Fakten, Daten und Projektionen aus den einschlägigen Werken und Studien zum Energiemarkt der Zukunft und zur Energiewende herangezogen und interpretiert [1] [2] sowie aktuelle Aktivitäten bzw. Projekte vorgestellt. Die CO_2-Emissionen sind in den Jahren nach der Pariser Klimakonferenz 2015 in jedem Jahr gestiegen. In Anbetracht des damit stark reduzierten CO_2-Kohlenstoffbudgets der Erde und trotz aller daraus resultierenden Bemühungen zur Dekarbonisierung bleibt festzustellen, dass sich die Struktur der Energienutzung/Energienachfrage verändern wird und verändern muss.

Die Bedeutung der fossilen Energieträger wird und muss definitiv abnehmen, während der Anteil der erneuerbaren Energien und der Elektrifizierung zunehmen wird. Die Dekarbonisierung des globalen Energiesystems wird durch die zunehmende Dominanz von Wind- und Sonnenenergie vorangetrieben. Die Notwendigkeit, die Residuallast durch nicht ständig und dauerhaft verfügbare Wind- und Solarstromquellen auszugleichen, führt unweigerlich zu der Notwendigkeit, Backup-Technologien bereit zu halten. Der Übergang zu einer kohlenstoffarmen Energiebereitstellung und Wirtschaftsweise erfordert neben Sonnen- und Windenergie eine Reihe anderer und neuer Energiequellen und -technologien, darunter auf Basis regenerativer Energien erzeugter Wasserstoff, moderne Bioenergie, CO_2-Abscheidung, -nutzung und -speicherung und moderne synthetische gasförmige und flüssige Brennstoffe sowie die Bereitstellung effizienter und umweltfreundlicher Energiespeichertechnologien.

2. Der Energiemarkt der Zukunft

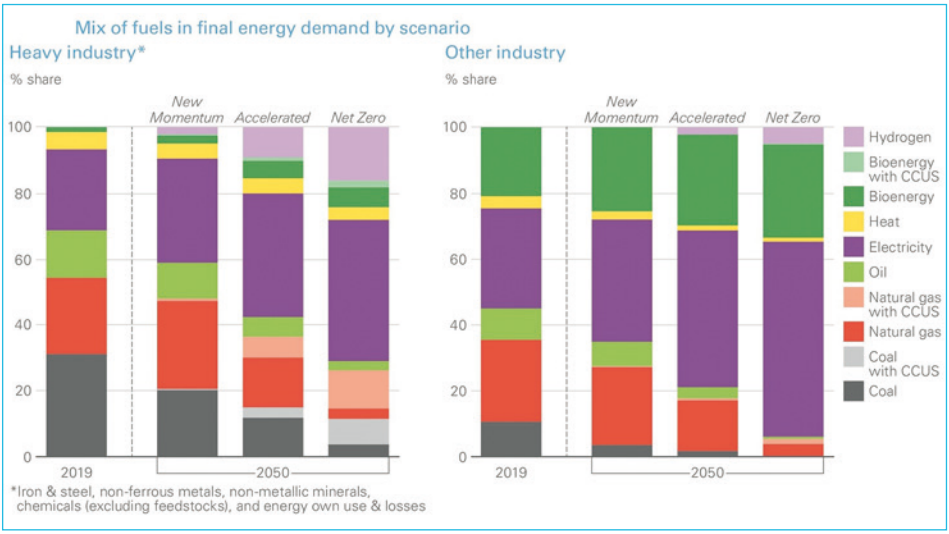


Abb. 1: Brennstoffmix für den zukünftigen Energiebedarf [3]

Aus allen genannten Fakten und Datenquellen (Abbildung 1) geht hervor, dass gasförmige, flüssige und feste Brennstoffe bis weit in das Jahr 2050 hinein, wahrscheinlich sogar noch viel länger, zur Energiebereitstellung genutzt werden müssen. Die Nutzung moderner Bioenergie, moderner fester Biomasse, Biokraftstoffe (E-Treibstoffe) und Biomethan wird zunehmen und trotz aller technischen und ökonomischen Hemmnisse ebenfalls zur Dekarbonisierung schwer umbaubarer Sektoren und Prozesse beitragen.

Wasserstoff, der auf Basis regenerativer Energien erzeugt wird (grüner und blauer Wasserstoff), spielt aktuell eine bedeutende Rolle bei der Dekarbonisierung des Energiesystems, insbesondere bei schwer umbaubaren Prozessen und Aktivitäten in Industrie und Verkehr.

Die CO_2-Abscheidung, -nutzung und -speicherung spielen eine zentrale Rolle bei der Ermöglichung einer raschen Dekarbonisierung: Trotz aller technischen und ökonomischen Hemmnisse fängt sie Emissionen aus industriellen Prozessen ab, dient als Quelle für die Beseitigung von Kohlendioxid und verringert die Emissionen aus der Nutzung fossiler Brennstoffe.

2.1. Energiesystem Elektrizität – Kraftwerke

Die zunehmende Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien wie Wind und Sonne erfordert einen starken Ausbau der Reserve-Erzeugungskapazitäten für den Fall, dass Wind und Sonne nicht verfügbar sind.

Die konventionellen Kraftwerkskapazitäten werden schrittweise durch gasbasierte Reservekraftwerke ersetzt. Diese Reservekraftwerke bieten länderübergreifend zuverlässige und verfügungssichere Energiekapazitäten zur Ersatzleistungserzeugung in Betriebssituationen in der *Dunkel-Flaute* und tragen zur Stabilisierung der Netzfrequenz im Regelbetrieb bei. Folglich wird die Feuerungstechnik auch in Zukunft im Kraftwerksbereich einen entscheidenden Beitrag leisten.

2.2. Industriefeuerungen – Thermoprozess-Anlagen

Die Verteilung auf die einzelnen Energieträger (gasförmige oder flüssige Brennstoffe) bleibt relativ konstant [1] [2].

Die Umstellung auf einen anderen Energieträger (nicht flammenbasiert) ist aufgrund der komplexen Struktur der Produktionsprozesse teilweise nicht möglich. Die heute mit Erdgas oder Öl befeuerten Öfen werden im Jahr 2050 nach Möglichkeit teilweise mit synthetischem Gas, Wasserstoff und umweltfreundlichen Flüssigbrennstoffen betrieben und daher werden weiterhin gasförmige und flüssige Brennstoffe verwendet. Ähnlich wie im Kraftwerksbereich wird hier die Feuerungstechnik nach wie vor einen wichtigen Beitrag leisten.

2.3. Erwarteter Brennstoffmix für die Wärme- und Energiebereitstellung

Der erwartete Brennstoffmix für die Wärme- und Energiebereitstellung der Zukunft werden die unten aufgeführten Brennstoffe sein. Diese Brennstoffe werden die heutigen klassischen fossilen Brennstoffe wie Erdgas und Heizöl bzw. Schweröl schrittweise ersetzen. Dennoch werden gasförmige, flüssige Brennstoffe sowie feste Brennstoffe auch in Zukunft eine wesentliche Rolle spielen. Sowohl im Kraftwerksbereich als auch in der industriellen Feuerung wird der Brennstoffmix (Abbildung 1) entscheidend sein und einen wesentlichen Beitrag zur Energieversorgung leisten.

Gasförmige Brennstoffe:

- Erdgas mit und ohne CCUS (Carbon capture, utilization and storage)
- Methan und Mischgase mit (N_2/H_2/CO…)
- Wasserstoff H_2 und Derivate wie Ammoniak NH_3
- Synthetische gasförmige Brennstoffe
- Industrielle Produktionsrückstände

Flüssige Brennstoffe:

- Leichtes Heizöl mit und ohne CCUS (Carbon capture, utilization and storage)
- Marinediesel
- Industriealkohole
- Synthetische flüssige Brennstoffe (E-Fuels)

Feste Brennstoffe

- Holzstaub von Holz-Pellets
- Holzstaub von industrieller Produktion
- Staub von torrefizierter Biomasse oder Abfall-Pellets

3. Hegwein – Zünd-, Pilot- und Industriebrenner für gasförmige Brennstoffe

3.1. Wasserstoff (H_2) – der Brennstoff

In den letzten Jahrzehnten ist die Nutzung von Wasserstoff als Brennstoff zunehmend in den Fokus der Energiewirtschaft gerückt. Dies liegt an seinen Vorteilen als emissionsfreier Energieträger und seiner Fähigkeit, zur Dekarbonisierung verschiedener Sektoren beizutragen. Historisch gesehen gab es bereits in der Vergangenheit Anwendungen von Brennern für gasförmige Brennstoffgemische mit hohen Wasserstoffanteilen, wie etwa bei Stadtgas oder Koksgas.

In den Verbrennungseigenschaften von Wasserstoff sehen wir große Unterschiede zu denen von klassischen gasförmigen Brennstoffen wie Erdgas, Methan oder Propan. Durch den geringeren volumetrischen Heizwert und der geringeren Dichte von Wasserstoff sinkt mit steigendem Wasserstoffanteil der Heizwert und der Wobbe-Index des Erdgas-Wasserstoff-Gemisches. Analog zum Heizwert sinkt der stöchiometrische Luftbedarf. Mit steigenden Wasserstoffanteilen erhöht sich die adiabate Flammentemperatur auf bis zu 2200 °C bei reinem Wasserstoff. Dies führt typischerweise zu einer deutlichen Zunahme der thermischen NO_X-Bildung.

Die Zunahme der laminaren Flammengeschwindigkeit (Erdgas ca. 39 cm/s und Wasserstoff ca. 200 cm/s) sowie die starke Abnahme der Zündverzugszeit bei steigendem Wasserstoffanteil verkürzen den Ausbrand, verändern die Flammenform und können damit zu einer drastischen Erhöhung der thermischen Belastung der flammenberührten Bauteile führen. Diese spezifischen Flammen-

merkmale der Wasserstoffflamme, besonders die hohe Flammentemperatur und die Flammengeschwindigkeit, stellen eine wesentliche Herausforderung bei der Konstruktion von Brennern dar.

Die möglichen negativen Einflüsse der Wasserstoffflamme auf die direkte Brennerumgebung und Brennkammer gilt es durch strömungstechnische Maßnahmen am Brenner zu verhindern. Mit steigendem Wasserstoffanteil verändert sich die Flammenfarbe und damit die spektrale Emission deutlich (Erdgas: blau und Wasserstoff: transparent/unsichtbar). Zusätzlich nimmt die Möglichkeit, Ionisationsflammendetektion anzuwenden, ab. Ab erfahrungsgemäß ca. 90 % Wasserstoff tritt keine Ionisationswirkung der Flamme mehr ein.

Unter Beachtung der oben angeführten Besonderheiten bei der Wasserstoff-Verbrennung hat Hegwein die folgenden Produktlösungen entwickelt.

3.2. Produktlösungen für zukünftige gasförmige Brennstoffe

Je nach den spezifischen Anforderungen und Anwendungen sind diese Geräte für unterschiedliche Luftzahlen im Bereich von etwa 0,3 bis 1,1 und verschiedene Betriebsarten ausgelegt. Sie werden bereits seit vielen Jahren je nach Wasserstoffanteil im Brenngas eingesetzt. In den vergangenen 10 Jahren hat Hegwein jährlich etwa 180 Geräte für den Mischbetrieb mit einem Wasserstoffanteil unter 100 % sowie etwa 30 bis 40 Geräte jährlich für den reinen Wasserstoffbetrieb ausgeliefert.

Der nachfolgend in Abbildung 2 dargestellte Zündbrenner wird im Dauerbetrieb mit einer Luftzahl von 0,3–0,5 eingesetzt und ist für thermische Leistungen von ca. 100 kW bis 1 MW verfügbar. Die optische Flammenüberwachung ist integriert, d. h. der auf der Rückseite des Trafoteilgehäuses angebrachte optische Flammenwächter hat freie Sicht durch den Rohrsatz auf die ausgebildete Flamme am Brennermund.

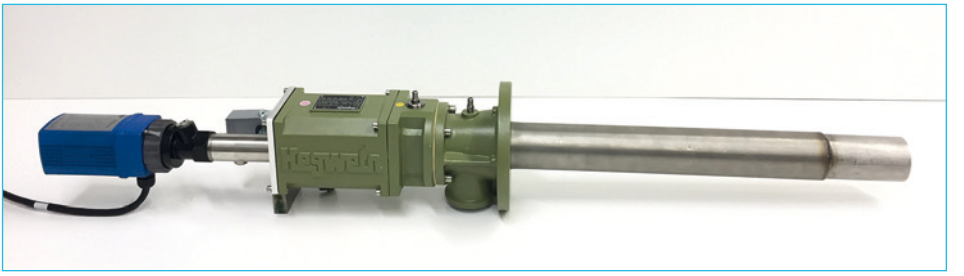


Abb. 2: Hegwein H_2-Brenner mit integriertem optischen Flammenwächter bis max. 1 MW

Für eine thermische Leistung bis max. 2 MW im Dauerbetrieb mit einer Luftzahl von 1,0–1,2 und einem Leistungsregelbereich von 1:4 wird ein 2-flutiges Brennerkonzept verwendet (Abbildung 3). Auf diese Weise wird es möglich, die Luft-/

Brennstoff-Strömung am Brennermund betriebssicher im Regelbereich zu kontrollieren, um mögliche Flammenberührungen mit dem Rohrsatz oder eine mögliche Rückzündung bzw. ein Rückbrennen zu vermeiden.

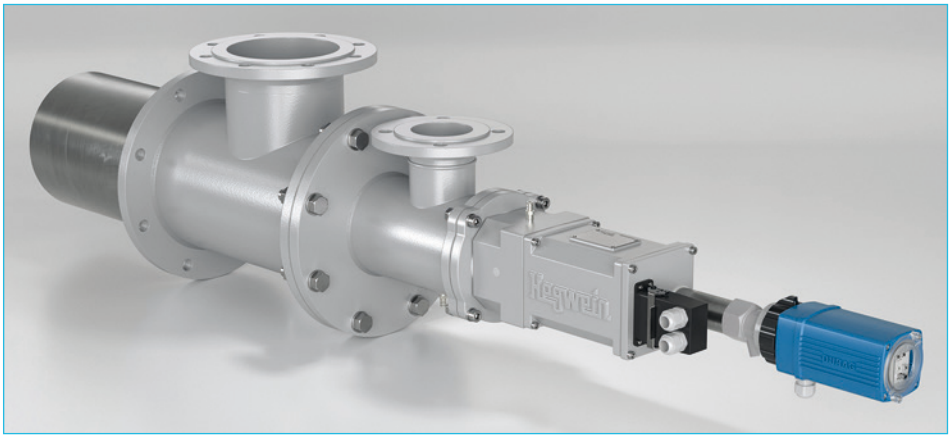


Abb. 3: Hegwein H_2-Brenner mit integriertem optischen Flammenwächter bis max. 2 MW

4. Hegwein – Zünd-, Pilot- und Industriebrenner für flüssige Brennstoffe

4.1. Alternative flüssige Brennstoffe

Flüssige Brennstoffe werden auch in der Zukunft weiterhin eine Rolle spielen. Insbesondere E-Fuels, wie synthetisches Benzin oder Diesel, gewinnen zunehmend an Bedeutung. Dieser Trend kann durch angepasste Brennersysteme unterstützt werden. Hierbei spielen die umfangreichen und langjährigen Erfahrungen von Hegwein im Umgang mit herkömmlichen flüssigen fossilen Brennstoffen eine entscheidende Rolle. Diese Erfahrung ist die essenzielle Basis für unsere Möglichkeit der Adaption und Weiterentwicklung der bekannten Hegwein-Strategien zur Verbrennung von flüssigen Brennstoffen.

4.2. Produktlösungen für flüssige Brennstoffe

Bereits seit vielen Jahren sind Zünd-, Pilot- und Industriebrenner für flüssige Brennstoffe wie z. B. Dieselöl, Marinediesel und Ethanol mit thermischen Leistungen von bis zu 5 MW verfügbar. Entsprechend der Brennstoffart und Brennstoffmenge werden adaptierte Zerstäubungssysteme (Druck-, Druckluft- oder Dampfdruck-Düsen) in verschiedenen Bauformen eingesetzt.

Je nach projektierter Menge des flüssigen Brennstoffes, nach Luftzahl und nach Leistungsregelbereich wird die Flammenüberwachung per Ionisation oder optischem Flammenwächter realisiert. Als Zündquelle kommen jeweils Hochspannungs- bzw. Hochenergiezündquellen zum Einsatz.

Abbildung 4 zeigt einen modulierenden Öl-Brenner (Dieselöl) mit einer thermischen Leistung von max. 2 MW und integriertem Hochspannungs-Zündtransformator und optischen Flammenwächter. Zur optimalen Stabilisierung der Flamme und in Hinblick des Leistungsregelbereiches von 1:4 ist der Brenner mit einem 2-flutigen Verbrennungsluftsystem ausgeführt.

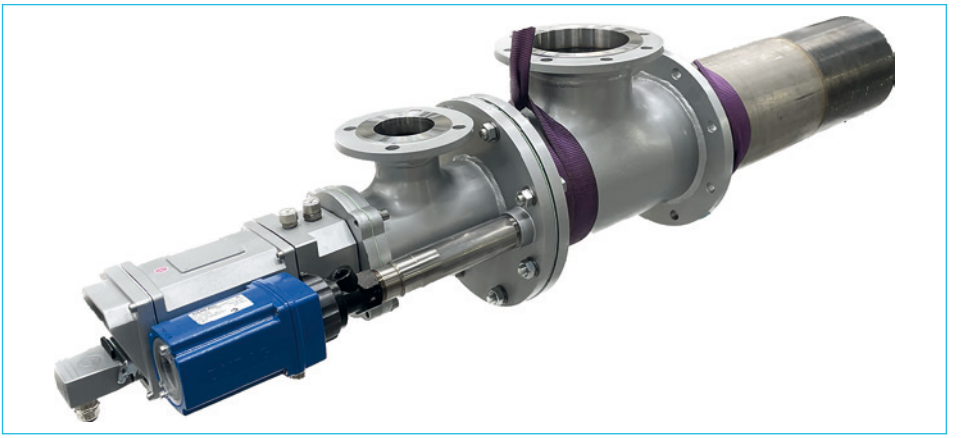


Abb. 4: Hegwein Öl-Brenner mit integriertem optischen Flammenwächter bis max. 2 MW

5. Hegwein – Zünd-, Pilot- und Industriebrenner für staubförmige Brennstoffe mit Mikrowellen-Plasma-Zündsystem

5.1. Alternative staubförmige Brennstoffe

Der Wechsel von festen fossilen Brennstoffen wie Kohlen zu festen Brennstoffen aus Biomassen, wie z. B. Holzstaub aus Holzpellets, bietet erhebliche Umweltvorteile, einschließlich einer neutralen CO_2-Bilanz und reduzierter Treibhausgasemissionen. Trotz einiger Herausforderungen bei der Planung und Umsetzung bietet diese Technologie eine vielversprechende Alternative zu traditionellen Brennstofftechnologien. Mit der entsprechenden technologischen Unterstützung unseres Kooperationspartners Sirius Energy aus Dänemark wurden bereits mehrere Projekte hinsichtlich Brennstoffaufbereitung einschließlich Brennstoffhandling an die Hegwein Staubbrenner-Lösungen adaptiert und abgewickelt.

5.2. Produktlösungen für staubförmige Brennstoffe

Die Staubzündbrenner mit Mikrowellen-Plasmazündtechnologie stellen eine moderne und umweltfreundliche Technologie für die industrielle Energienutzung dar. Die Verwendung der Plasmazündquelle bietet den Vorteil, staubförmige Biomassen-Brennstoffe direkt durch elektrische Energie ohne zusätzliche fossile Hilfsbrennstoffe zu zünden.

Die Staubzünd- und Anfahrbrenner sind konzipiert, um Staub aus Biomassen, z. B. fein gemahlenem Holzstaub, der aus Holzpellets gewonnen wird, sicher und mit hoher Verfügbarkeit zu verbrennen.

Bei den bereits realisierten und in Betrieb befindlichen Anlagen wird der Holzstaub lokal durch eine Hammermühle produziert, mittels Transportluft und Zellradschleuse dosiert und direkt in den jeweiligen Brenner transportiert. Die Holzpellets werden in einem Tagessilo an der Hammermühle bereitgehalten. Die komplette Brennstoffaufbereitung und das Brennstoffhandling als Kompaktsystem wird durch unseren Kooperationspartner, die Fa. Sirius Energy aus Dänemark, projektiert und ausgeführt (Abbildung 5).

Holzstaub und Verbrennungsluft werden durch das 2-flutige Verbrennungsluftsystem des Staubbrenners zu einem zündfähigen Gemisch im Brennerkopf an der Brennermündung zusammengeführt und durch das Zündvolumen des Plasmazündsystems initial gezündet und im Betrieb stabilisiert. Die thermische Leistung des Staubzündbrenners beträgt 350 kW und zündet den Hauptbrenner mit einer thermischen Hauptbrennerleistung von 6 MW.

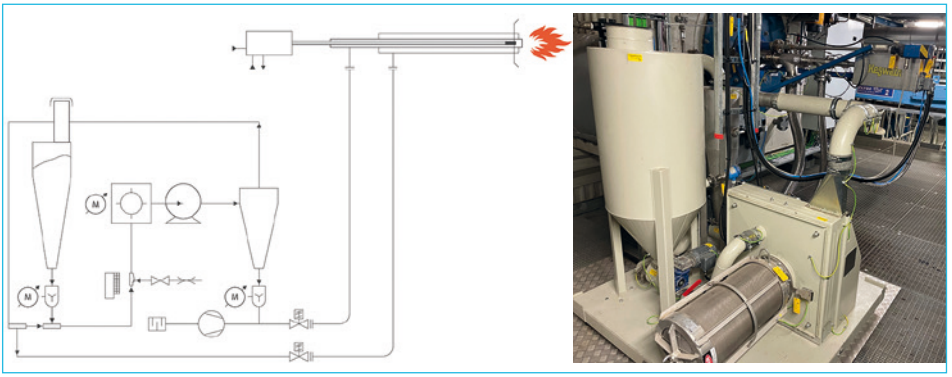


Abb. 5: Brennstoffaufbereitung und Brennstoffhandling als Kompaktsystem der Fa. Sirius Energy

Der Staubzündbrenner kann sowohl bei heißem als auch bei kaltem Kessel gestartet werden und als Zünd-, Pilot- oder Anfahrbrenner eingesetzt werden.

Die Zündung des Holzstaub-Luft-Gemischs erfolgt durch das Plasmazündsystem im Mischkopf des Brenners an der Brennermündung (Abbildung 6). Das Mikrowellen-Plasmazündsystem erzeugt ein heißes Plasma von bis zu 3200 °C im Plasmabeam (Zündvolumen).

Abb. 6: Hegwein-Staubzündbrenner mit integrierter Mikrowellen Plasma-Zündquelle

6. Fazit

Die Umstellung von traditionellen Brennstoffen wie Methan oder Propan auf Wasserstoff, von Diesel auf synthetische Brennstoffe sowie von Kohle auf Biomasse erfordert zusätzliche Änderungen und Anpassungen. Dies schließt in einigen Fällen den vollständigen Ersatz zahlreicher Anlagenkomponenten wie Zünd-, Pilot- und Industriebrenner mit ein. Basierend auf jahrzehntelanger Erfahrung und einer umfangreichen Wissensbasis aus tausenden industriell eingesetzten Geräten ist Hegwein in der Lage, für nahezu jede Anwendung im Bereich der zukünftigen modernen, kohlenstoffarmen oder -freien Brennstoffe entsprechende Verbrennungslösungen im industriellen Verbrennungsprozess bereitzustellen.

7. Quellen

[1] BP Energy: Core Beliefs, BP Energy Outlooks 2023, 2023.

[2] Dr. Schiffer, Hans-Wilhelm; von Kienitz, Burkhard: Globale Szenarien und Prognosen zur Energieversorgung im Vergleich, Weltenergierat – Deutschland e. V., 2020.

[3] BP Energy: BP Energy Outlook 2023, 2023.

Verbrennung und Dampferzeuger

Kraftwerke

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®

Das Biomasse-Heizkraftwerk Hannover-Stöcken, ein Beitrag zur *grünen Transformation*

Detlef Simon

1. Einleitung 238

2. Aufbau der Anlage 238

3. Brennstoffsystem mit Annahme, Aufbereitung und Transport 239

4. Vorschub-Rost, Brennstoff-Zwischenbehälter, Nassentschlacker und Aschetransport 240

4.1. Rostmodule und Rostbelag 241

4.2. Systemeinheiten der Feuerung 242

4.3. Ideales Wärmeentbindungsprofil der Rostfeuerung 242

4.4. Wärmeentbindung und Primärluftverteilung 243

4.5. Verbrennungsluft-System 244

5. Dampferzeuger 244

5.1. Wandheizflächen-Sprühreinigung 245

5.2. Heizflächenreinigung Konvektions-Heizflächen 3. Zug 246

5.3. Heizflächenreinigung Konvektions-Heizflächen 4. Zug 247

6. Rauchgas-Reinigung 247

6.1. Rauchgas-Reinigung – Aufstellungskonzept 248

6.2. Schaltung Katalysator-Anlage (SCR) 249

6.3. Rauchgaskondensation 249

7. Wasser-Dampf-Kreislauf 250

8. Zusammenfassung 252

BMHKW	Biomasse-Heizkraftwerk
ND/MD/HD	Niederdruck/Mitteldruck/Hochdruck
Heiko	Heizkondensator
Luvo	Luftvorwärmer
GaGaVo	Gas-Gas-Vorwärmer
DaGaVo	Dampf-Gas-Vorwärmer
HDU	Hochdruck-Umformstation
MDU	Mitteldruck-Umformstation
NDU	Niederdruck-Umformstation
SCR	Selective Catalytic Reduction

1. Einleitung

Auf dem Weg zum Kohleausstieg 2026 in Hannover spielt dieses Projekt, das neue Biomasse-Heizkraftwerk in Stöcken, eine entscheidende Rolle. Das BMHKW bildet das Herzstück der Transformation und wird mit seiner Inbetriebnahme Ende 2024/Anfang 2025 mit einer Feuerungswärmeleistung von 90 MW nicht nur 500.000 MWh/a Wärme und 100.000 MWh/a Strom liefern, sondern auch zu einer CO_2-Reduktion von etwa 300.000 t/a im Vergleich zum Kohlekraftwerk beitragen. Dies ist ein erster wichtiger Schritt, um nicht nur den Kohleausstieg umzusetzen, sondern auch neue, nachhaltige Projekte anzugehen, welche die alten Kraftwerksblöcke ersetzen.

Der Beitrag beschreibt das neue Biomasse-HKW mit seinen wesentlichen Komponenten Feuerung, Dampferzeuger und Rauchgasreinigung sowie die integrierte Rauchgaskondensation zur Steigerung des Brennstoff-Nutzungsgrades. Das moderne Konzept der Anlage ermöglicht es, verschiedene Betriebsweisen zu fahren, in Abhängigkeit von den jeweiligen Anforderungen. Neben reiner Stromerzeugung oder reiner Heizwärmeerzeugung kann die Anlage auch mit nahezu jeder beliebigen Kombination aus Strom- und Wärmeerzeugung betrieben werden.

2. Aufbau der Anlage

Der Anlagen-Aufbau besteht im Wesentlichen aus fünf Verfahrenseinheiten. Diese sind wie folgt aufgebaut und werden in den folgenden Kapiteln näher beschrieben:

- Brennstoffsystem mit Annahme, Aufbereitung, Lagerung und Transport;
- Vorschub-Rostfeuerungsanlage, Brennstoff-Zwischenbehälter, Nassentschlacker und Aschetransport;
- Dampferzeuger in vertikaler 4-Zug-Bauweise, mit Reinigungseinrichtungen und Entaschung;
- Rauchgasreinigung (Trockensorption) mit Zyklon-Abscheider, Gewebefilter, Adsorbens-Eindüsung und Entaschung sowie einer selektiven katalytischen Entstickung;
- Rauchgaskondensation mit Absorptions-Wärmepumpe für die Fernwärmeerzeugung;
- Wasser-/Dampf-Kreislauf mit Dampfturbine und Generator und Nebengewerken wie Speisewasser-Behälter, Entgaser, Speisepumpen, ND- und MD-Heiko, Nasszellenkühler.

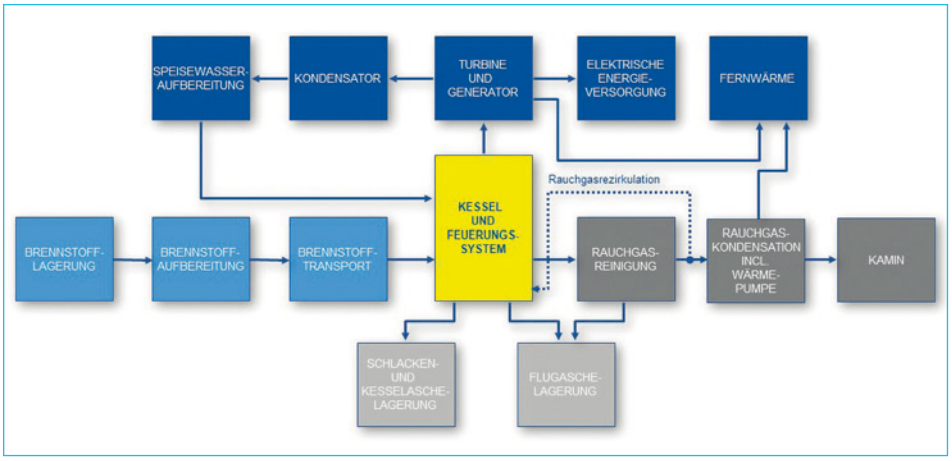


Abb. 1: Anlagen-Aufbau

3. Brennstoffsystem mit Annahme, Aufbereitung und Transport

Der Brennstoff wird mit LKWs zur Anlage gefahren und dort gewogen und abgeladen. Die abladenden LKWs übergeben den Brennstoff zunächst auf die Annahme-Förderer, die als schräg angeordnete Gurtkettenförderer konzipiert sind. Danach erfolgt die weitere Förderung in die Brennstoff-Aufbereitung. Diese besteht aus einer Scheibensieb-Anlage und einer Eisenmetall-Abscheideanlage (Magnetabscheider). Die Brennstoff-Übergrößen werden einem Schredder zugeführt und nach der Zerkleinerung manuell und diskontinuierlich dem Brennstofftransport wieder zugegeben. Das abgeschiedene Eisenmetall

wird in einen Container gefördert. Der restliche Brennstoff wird mittels Waagerecht- und Senkrechtförderer (Gurtförderer/Becherwerk) in die vier Silos aufgegeben und dort gelagert. Die Entnahme des Brennstoffes erfolgt aus dem Silo-Boden über eine umlaufende Förderschnecke und einen anschließenden Schrägförderer zum Brennstoff-Zwischenbehälter im Kesselhaus. Die gesamte Brennstoff-Förderanlage ist redundant ausgeführt.

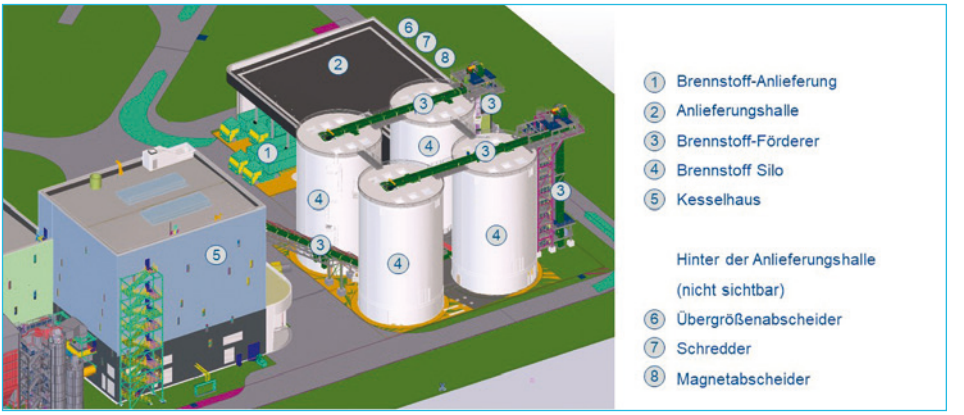


Abb. 2: Brennstoff-Lager und Brennstoff-Transport

4. Vorschub-Rost, Brennstoff-Zwischenbehälter, Nassentschlacker und Aschetransport

Der Brennstoff wird, nach der Abscheidung von Eisen sowie Übergrößen, auf das Brennstoffördersystem aufgegeben und zum Vorlagebehälter am Kessel transportiert. Über robuste und redundante Dosierschnecken und Fallschurren gelangt der Brennstoff zum Aufgabetisch. Mittels hydraulischer Stößelbeschickung wird der Brennstoff zur Verbrennung auf den Vorschubrost geschoben. Das bewährte Feuerungskonzept ist speziell für die Verbrennung von Altholz ausgelegt. Der großzügig dimensionierte Feuerraum mit nachfolgendem Strahlungszug stellt einen hervorragenden Ausbrand bei entsprechender Verweilzeit der Rauchgase sicher. Unterhalb der Rostfeuerung münden die Endstücke der Aschetrichter und des Schlackeschachtes in die Wasseroberfläche des Nassentaschers ein, der die Rost-Asche und -Schlacke über Kratzkettenförderer in das Asche-Lager transportiert.

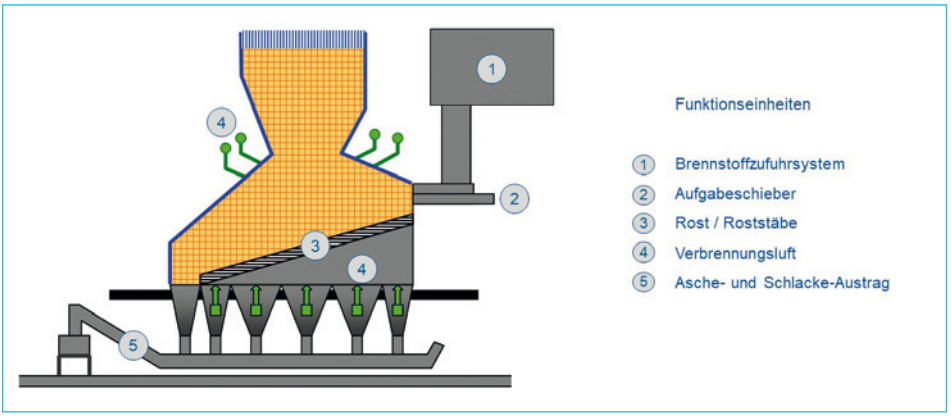


Abb. 3: Vorschubrostfeuerung

4.1. Rostmodule und Rostbelag

Der Rostbelag des Vorschub-Rostes besteht aus gegossenen Roststäben mit einer Breite von 100 mm. Die einzelnen Roststäbe sind in Reihe auf einen Rostträger aufgelegt und bilden so die einzelnen Roststabreihen. Die Rostträger sind in einer Rahmenkonstruktion verschweißt und nehmen jeweils die beweglichen und statischen Rostreihen auf. Jede bewegliche und jede statische Reihengruppe hat eine separate Rahmenkonstruktion. Die statische Rahmenkonstruktion ist mit der Tragkonstruktion der Rostes verschweißt, die bewegliche Rahmenkonstruktion liegt auf mehreren Lagern. Dies ermöglicht einen Vor- und Rückschub der gesamten Rostreihen je Rahmengruppe. Damit ist jede zweite Roststabreihe beweglich und die dazwischenliegenden Reihen sind die statischen Reihen. Über die Luftschlitze des Roststabes wird die Primärluft durch den Roststab in die Verbrennung eingeleitet.

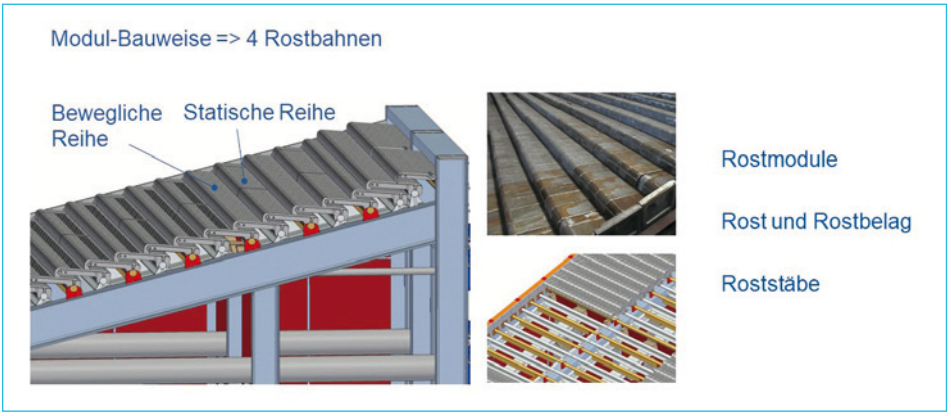


Abb. 4: Rostmodule und Rostbelag

4.2. Systemeinheiten der Feuerung

Jede einzelne Reihengruppe auf ihrem Trägerrahmen hat eine separate, regelbare Primärluftversorgung. Der Rost hat in Längsrichtung jeweils drei hintereinanderliegende Rahmenkonstruktionen, die jeweils über einen stirnseitig angebrachten Hydraulikzylinder nach vorn und zurück bewegt werden. Diese Bewegung durchmischt den Brennstoff und fördert ihn ebenfalls in Richtung Rostende. Je nach erforderlicher Feuerungs-Wärmeleistung können so die einzelnen Module nebeneinander angeordnet werden und bilden die erforderliche Rostbreite (Modulbauweise).

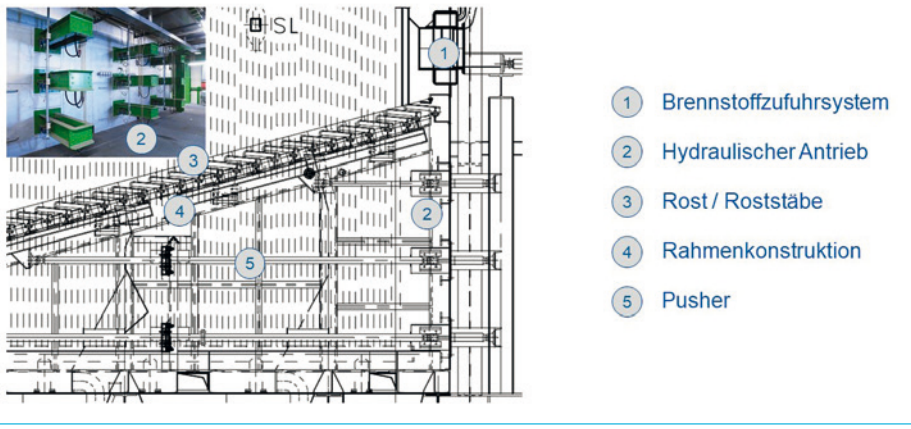


Abb. 5: System-Einheiten der Rostfeuerung

4.3. Ideales Wärmeentbindungsprofil der Rostfeuerung

Die Verbrennung auf dem Rost unterteilt sich in drei wesentliche Zonen. Die Trocknungs- und Vergasungszone, die Verbrennungszone und die Ausbrandzone. Diese Zonen müssen bei einer idealen Verbrennung immer mit der jeweiligen erforderlichen Luftmenge versorgt werden. Da der Brennstoff Altholz alles andere als homogen zu bezeichnen ist, ändern sich die Anforderungen an die Luftverteilung mit der Änderung der Brennstoff-Eigenschaften. Ein ideales Wärme-Entbindungsprofil stellt sich somit nicht von selbst ein. Unterscheidet man den Brennstoff in drei unterschiedliche Heizwert-Kategorien (niedrig, mittel, hoch), ergeben sich daraus auch entsprechend unterschiedliche Luftverteilungen. Das betrifft zunächst die Verteilung der Primärluft unterhalb des Rostes, aber auch die Verteilung der Sekundärluft oberhalb des Rostes. Unterteilt man die Luftzonen längs einer Rostbahn in fünf Zonen, ergibt sich in Abhängigkeit des Brennstoff-Heizwertes eine entsprechende, erforderliche Verteilung.

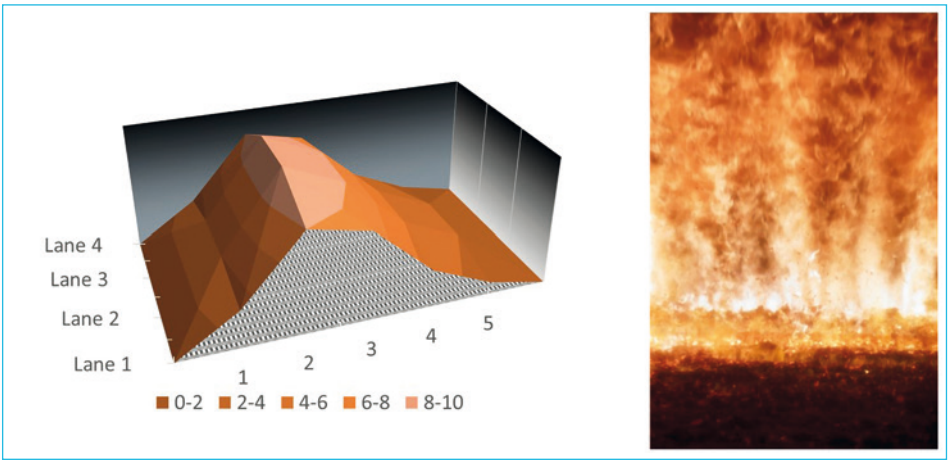


Abb. 6: Ideales Wärmeentbindungsprofil Rostfeuerung

4.4. Wärmeentbindung und Primärluftverteilung

Die Ideallage der Hauptverbrennungszone ist mittig, unterhalb des ersten Kesselzuges. Bei hohen Heizwerten wird die Verteilung der Primärluft in Richtung Rostende verschoben, da das Feuer bei hohen Heizwerten tendenziell nach vorne wandert. Bei niedrigen Heizwerten ist es genau umgekehrt, die Verteilung wird in Richtung Aufgabe verschoben, damit das Feuer nicht zu weit in Richtung Rostende wandert. Darüber hinaus ändert sich auch das Verhältnis von Primärluftmenge und Sekundärluftmenge

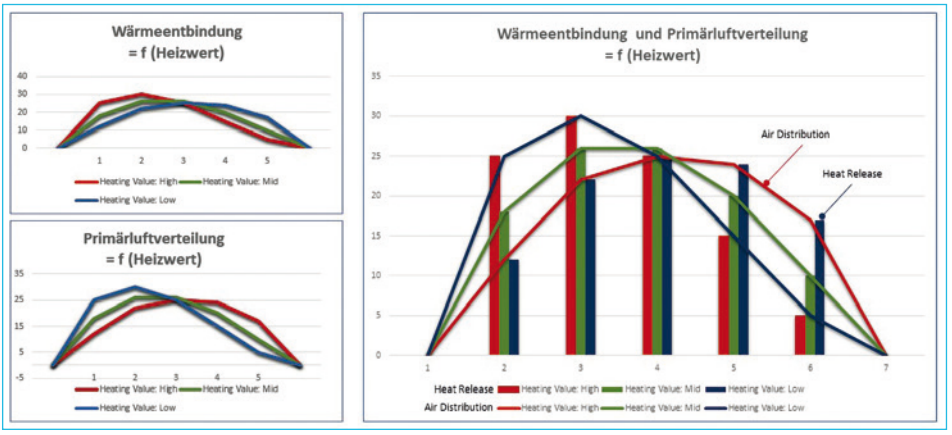


Abb. 7: Wärmeentbindung und Primärluftverteilung

4.5. Verbrennungsluft-System

Die Rostfeuerung wird über separate Primärluft-/Sekundärluftsysteme mit Verbrennungsluft versorgt. Die Primärluft wird unter dem Rost, die Sekundärluft oberhalb des Rostes über Sekundärluftdüsen gezielt der Verbrennung zugeführt. Rezirkuliertes Rauchgas wird hinter dem Filter abgezogen und zusätzlich der Primärluft zugeführt sowie über separate Düsenreihen im Bereich der Sekundärluftzuführung dem Rauchgasstrom zugemischt. Jede Luftzone erhält eine separate, regelbare Luftversorgung. Die einzelnen Luftkanäle münden in die Aschetrichter unterhalb der einzelnen Zonen. Hier wird die Luft dann über den Druckverlust des Rostes und des Brennstoffbettes gleichmäßig verteilt. Die Versorgung der Primärluftstränge übernimmt ein gemeinsames Frischluftgebläse, die Versorgung der Sekundärluftstränge ein gemeinsames Sekundärluftgebläse. Die Versorgung mit rezirkuliertem Rauchgas übernimmt ein ebenfalls gemeinsames Rauchgas-Rezirkulationsgebläse.

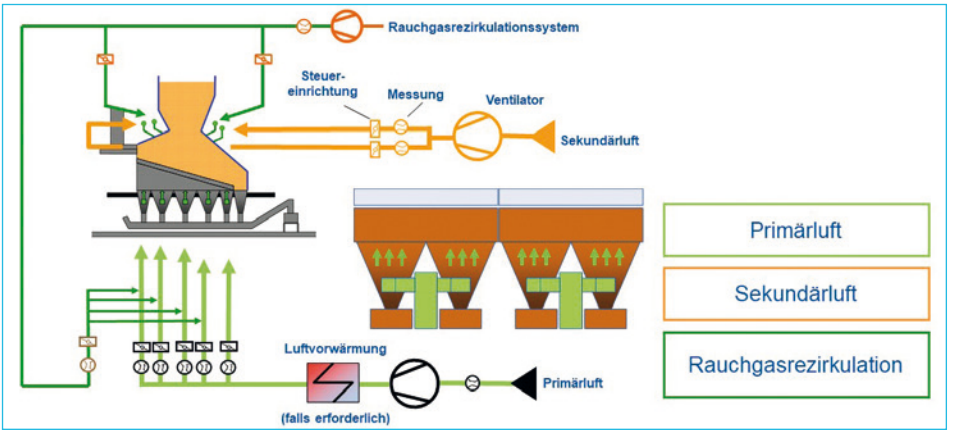


Abb. 8: Verbrennungsluft-System

5. Dampferzeuger

Der Dampferzeuger ist als stehender, selbsttragender 4-Zug-Naturumlauf-Kessel konzipiert. Die entstehenden Rauchgase durchströmen zunächst den ersten und zweiten Strahlungszug und werden so auf das erforderliche Temperaturniveau vor dem Eintritt in den dritten Kesselzug (Konvektionszug) heruntergekühlt. Das Speisewasser wird im Economiser vorgewärmt und anschließend in den Membranwänden und im Konvektionsverdampfer verdampft. Der Dampf wird in der Dampftrommel abgeschieden und in den Überhitzern auf die gewählte Dampftemperatur überhitzt. Der somit erzeugte HD-Dampf wird zur Dampfturbine geführt. Die gesamten Verdampfer- Überhitzer- und Economiser-Heizflächen sind vollständig zu entwässern bzw., wo erforderlich, zu entlüften. Reichlich bemessene Befahrungsgassen ermöglichen eine gute Zugänglichkeit

der Heizflächen. Einsteigetüren sowie Schau- und Messöffnungen sind in genügender Anzahl vorhanden. Zur Begehung der Anlage sind Treppen und Bühnen in erforderlichem Umfang vorgesehen.

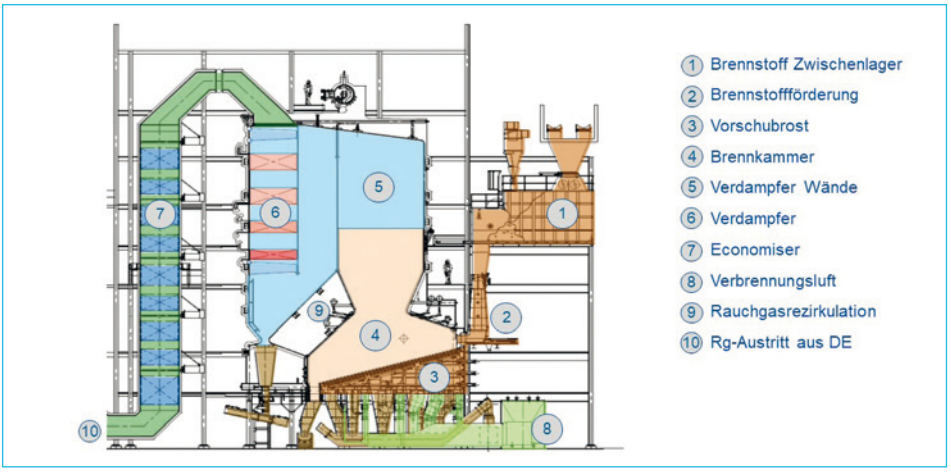


Abb. 9: Dampferzeuger

5.1. Wandheizflächen-Sprühreinigung

Die Sprüheinrichtung – oder auch Shower Cleaning System – wird zum Reinigen der Wandheizflächen des zweiten Kesselzuges (Strahlungszug) eingesetzt. Das Reinigungsprinzip basiert auf dem Verdampfungseffekt des Wassers. Beim Reinigen wird Wasser auf die heißen Strahlungsheizflächen gesprüht. Ein Teil des Wassers dringt leicht in die Verschmutzung ein und verdampft durch die hohen Temperaturen augenblicklich. Durch die Volumenvergrößerung von Wasser zu Dampf wird die Verschmutzung abgesprengt. Dieser Reinigungseffekt verbessert damit wieder den Wärmeübergang an den Strahlungsheizflächen. Unser Sprühreinigungssystem wurde speziell für die Verwendung in industriellen Kesselanlagen entwickelt und zur Reinigung der Strahlungsheizflächen in den Kesselzügen eingesetzt. Jedes System wird individuell an die Einsatzbedingungen der Kesselanlagen angepasst. Als Betriebsmittel dient Wasser, welches über einen speziellen Reinigungskopf auf die heißen Strahlungszüge gesprüht wird.

Abb. 10: Wandheizflächen-Sprühreinigung

5.2. Heizflächenreinigung Konvektions-Heizflächen 3. Zug

Die Bündelheizflächen der Überhitzer, Zwischenüberhitzer und Verdampfer im dritten Zug (Konvektionszug) werden mit Lanzenschraubbläsern während des Betriebes gereinigt. Lanzenschraubbläser sind gekennzeichnet durch das Lanzenrohr, das am Ende zwei gegenüberliegende Blasdüsen trägt. Es wird bei Blasbeginn schraubend in den Kessel gefahren. Haupteigenschaft sind die wirksame Reinigung hartnäckiger Verschmutzungen an Bündelheizflächen bei relativ hohen Rauchgastemperaturen.

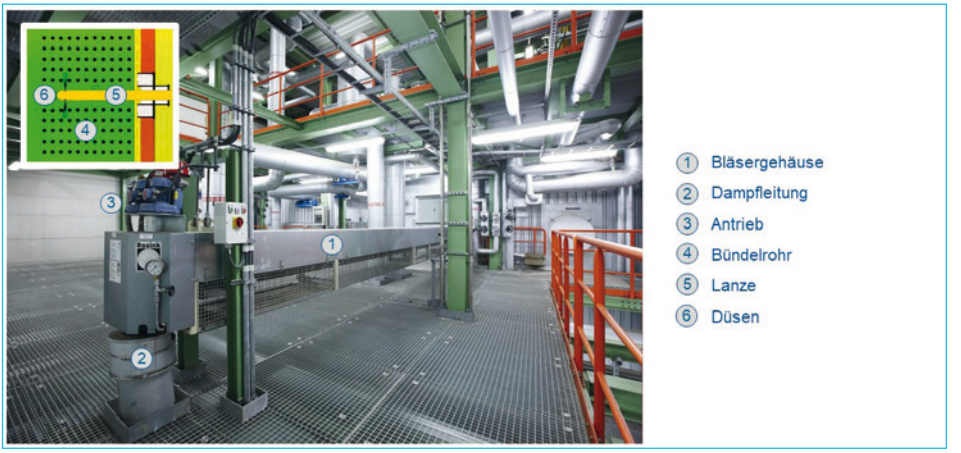


Abb. 11: Heizflächenreinigung Konvektions-Heizflächen (3. Zug)

5.3. Heizflächenreinigung Konvektions-Heizflächen 4. Zug

Die Bündelheizflächen der Ecos im vierten Zug werden mit Vorschubbläsern in regelmäßigen Abständen ebenfalls bei laufendem Kesselbetrieb gereinigt. Im Prinzip funktioniert dieser Bläser wie ein Drehrohrbläser, allerdings ist er mit mehreren Blasdüsen bestückt und im Vorschub begrenzt. Durch die verringerte Anzahl an Düsen hat er eine bessere Reinigungswirkung als ein reiner Drehrohrbläser (je Gasse eine Düse).

Abb. 12: Heizflächenreinigung Konvektions-Heizflächen (4. Zug)

6. Rauchgas-Reinigung

Vom Gewebefilter gelangt das gereinigte Rauchgas zur SCR-Anlage. Nach erfolgter Aufheizung zunächst im Gas-Gas-Vorwärmer (GaGaVo) und dann anschließend im Dampf-Gas-Vorwärmer (DaGaVo) auf die erforderliche Temperatur von 220 °C wird Ammoniakwasser gleichmäßig über ein Gitter eingedüst und das Abgas über den Katalysator geleitet. Im GaGaVo wird das entstickte Abgas anschließend wieder heruntergekühlt und strömt dann in Richtung Rauchgaskondensation.

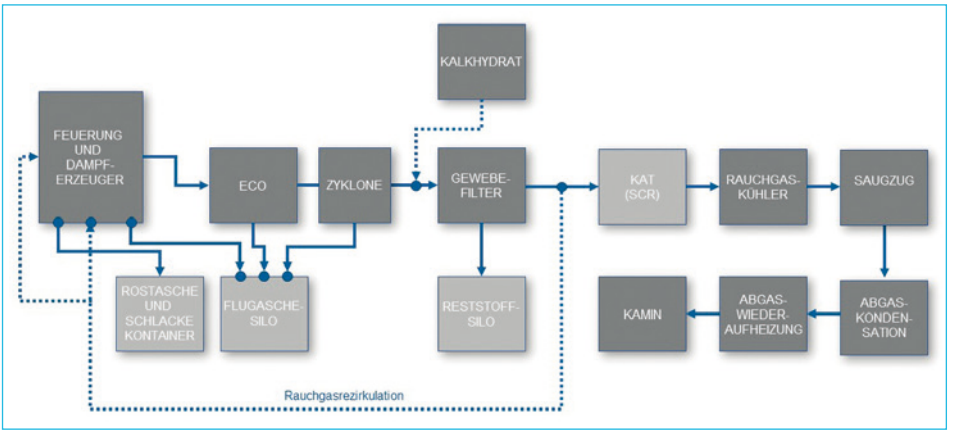


Abb. 13: Rauchgas-Reinigung – Prinzipschema

6.1. Rauchgas-Reinigung – Aufstellungskonzept

Hinter dem Dampferzeuger werden die Rauchgase in die anschließende Rauchgasreinigungsanlage eingeleitet. Zur Vorentstaubung werden die Rauchgase über eine Zyklon-Anlage, bestehend aus vier parallel geschalteten Zyklonen, geführt. Mittels Trockenadsorption werden die sauren Bestandteile des Abgases abgeschieden, die Reststoffe werden am Gewebefilter zusammen mit dem restlichen Flugstaub abgeschieden. Die abgeschiedene Flugasche und die Reststoffe werden pneumatisch in die entsprechenden Silos geführt.

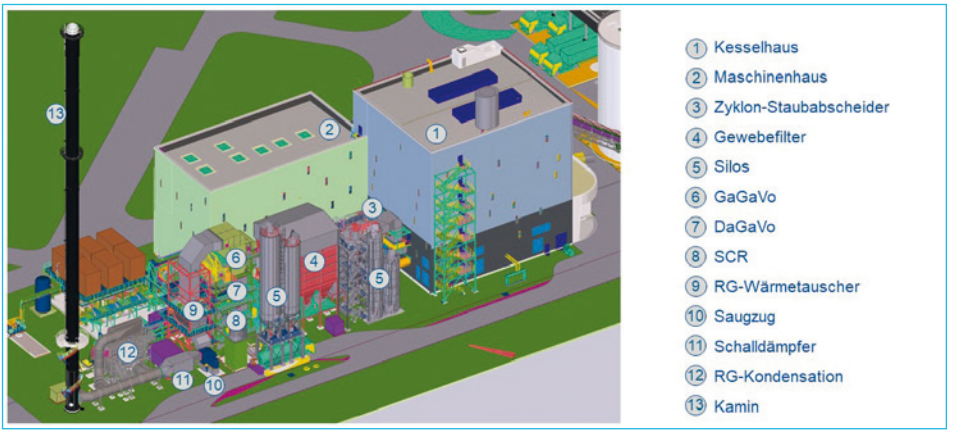


Abb. 14: Rauchgas-Reinigung – Aufstellungskonzept

6.2. Schaltung Katalysator-Anlage (SCR)

Zur Entstickung der Rauchgase ist ein Katalysator vorgesehen (Selective Catalytic Reduction). Die erforderliche Arbeitstemperatur des Katalysators beträgt ca. 220 °C. Um die Rauchgase sicher in diesem Temperaturbereich zu halten, ist der SCR-Anlage ein Gas-Gas-Wärmetauscher und ein Dampf-Gas-Wärmetauscher vorgeschaltet. Hinter dieser Anordnung befinden sich dann noch ein Wärmetauscher für die Fernwärme und für die Kondensatvorwärmung, bevor die Rauchgase in die Rauchgas-Kondensation einströmen. Zur Wiederaufheizung der Rauchgase vor Eintritt in die Atmosphäre ist ein weiterer Wärmetauscher vorgesehen, der dafür sorgt, dass die Rauchgase ohne Kondensations-Fahne den Kamin verlassen.

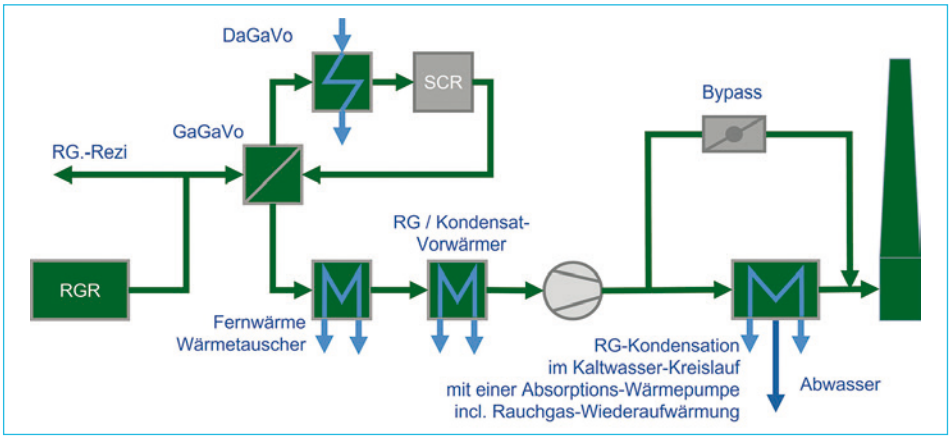


Abb. 15: Schaltung Katalysator-Anlage (SCR)

6.3. Rauchgaskondensation

Zur Erhöhung des Brennstoff-Nutzungs-Grades wird eine Rauchgas-Kondensation eingesetzt. Hierbei wird dem Rauchgas vor Eintritt in den Kamin weitere Wärme (Niedertemperaturwärme) entnommen. Dies kann grundsätzlich durch unterschiedliche Verfahrensweisen geschehen. Die bekannteste ist: Kondensations-Kreislauf mittels Niedertemperatur-Wärmetauscher. Im Kraftwerk Hannover wird zur Optimierung des Prozesses noch eine Absorptionswärmepumpe (AWP) zugeschaltet. Diese bewirkt, dass das Wärmetauscher-Medium bis auf ca. 40 °C abgekühlt werden kann und so dem Rauchgas durch die Kondensation von Wasserdampf aus dem Abgas entsprechend mehr Wärme entzogen wird. Durch die Nutzung der Kondensationswärme und weitere Abkühlung des Abgases wird der Brennstoff-Nutzungsgrad der Anlage deutlich erhöht. Die vom Kaltwasser in der Abgaskondensation aufgenommene Niedertemperaturwärme wird in einer mit ND-Dampf beheizten Absorptionswärmepumpe zur Heißwassererwärmung im Fernwärmenetz genutzt. Zur Wiederaufheizung der

Rauchgase, am Ende der Verfahrenskette und vor Eintritt in die Atmosphäre, ist ein weiterer Wärmetauscher integriert, der dafür sorgt, dass die Rauchgase ohne Kondensations-Fahne den Kamin verlassen.

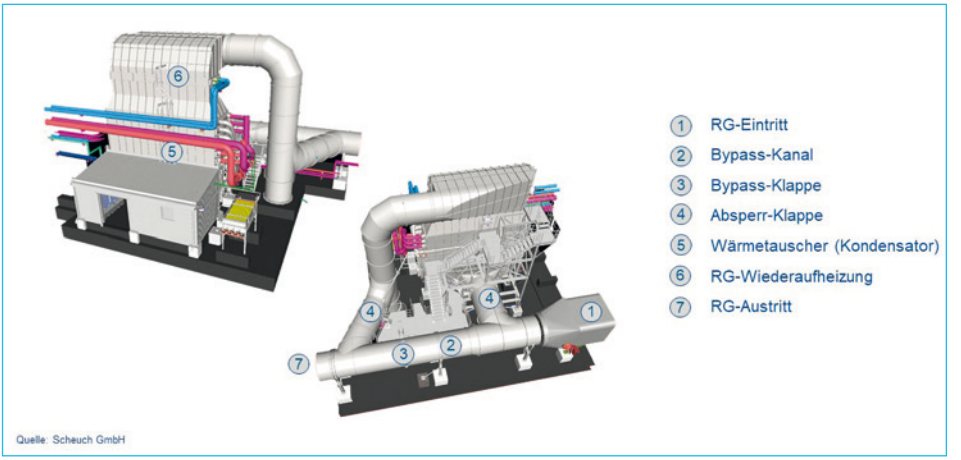


Abb. 16: Rauchgaskondensation

7. Wasser-Dampf-Kreislauf

Im Dampferzeuger wird der Hochdruckdampf auf eine Temperatur von 461 °C überhitzt und zur Dampfturbine geleitet. In der zweistufigen Gegendruck-Dampfturbine wird der Dampf auf zwei unterschiedliche Druckniveaus entspannt. Dabei wird die Energie im Generator in elektrischen Strom umgewandelt. Maximal erzeugt die Anlage eine Leistung von netto 19 MW_{el}. Der Abdampf aus der Turbine, als MD-Dampf aus der HD-Stufe und als ND-Dampf vom DT-Austritt, wird zu einem Mitteldruck- bzw. zu einem Niederdruck-Heizkondensator geleitet, der das Kondensat dann in die Vorlauf-Leitung der Fernwärme entlässt. Es besteht auch die Möglichkeit, die Dampfturbine komplett zu umfahren und über eine Hoch- und Niederdruck-Umformstation den Dampf direkt auf den Mitteldruck- bzw. den Niederdruck-Heizkondensator zu leiten und damit direkt in das Fernwärmenetz einzuspeisen. Damit ist die Abgabe von max. Stromleistung, max. Wärmeleistung und allen Zwischenpunkten möglich.

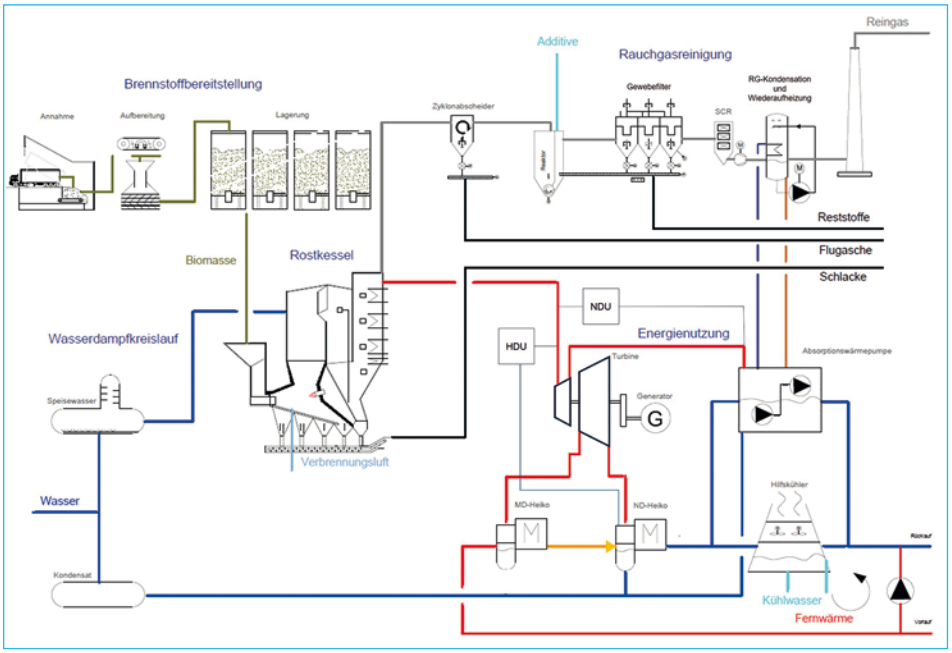


Abb. 17: Vereinfachtes Verfahrensschema mit Wasser-Dampf-Kreislauf

Die wesentlichen Lastfälle im HKW sind in der nachfolgenden Grafik noch einmal aufgeführt, um die Unterschiede in den Betriebsweisen deutlich zu machen. Die Angabe der Stromabgabe ist als Brutto-Strom zu verstehen.

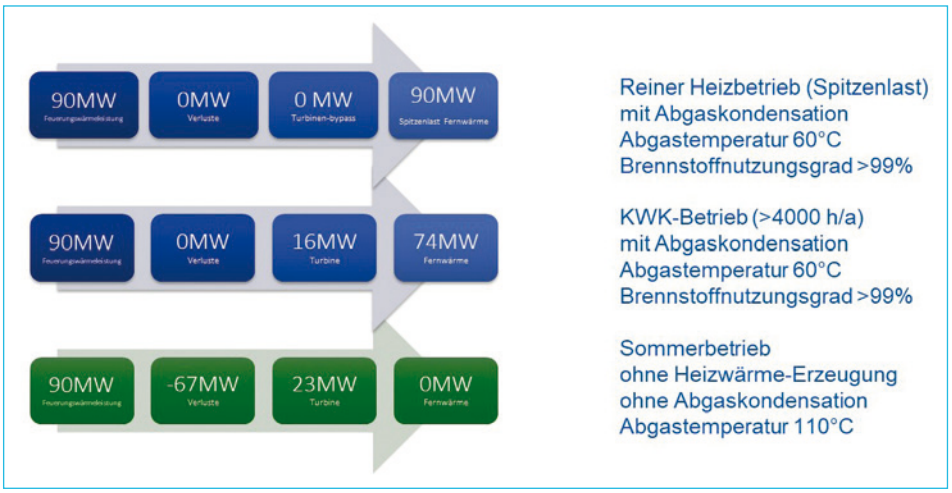


Abb. 18: Lastfälle im BMHKW

8. Zusammenfassung

Die Technologien zur Verwendung von Biomassen, sowohl für Frischholz als auch für Altholz, sind grundsätzlich ausgereift und zuverlässig.

Die Realisierbarkeit von Biomasse-Heizkraftwerken ist in großem Maße von den wirtschaftlichen Rahmenbedingungen abhängig. Dabei spielten und spielen finanzielle Anreize wie das EEG oder vergleichbare Zuwendungen eine sehr wichtige Rolle.

Aber auch der Marktpreis für den Brennstoff sowie die Erlöse für Strom und Wärme entscheiden über die wirtschaftliche Durchführbarkeit von Biomasse-Projekten in Deutschland und auch in der EU.

Vor diesem Hintergrund spielen die Anlagen-Flexibilität, d. h., die Fahrweise der Anlage gemäß den Marktanforderung (Strom und/oder Wärmeabgabe) sowie der Brennstoff-Nutzungsgrad eine entscheidende Rolle.

Deshalb wurde in Hannover in eine Technologie investiert, die es dem Betreiber ermöglicht, bis zu 19 MW elektrische Energie in das Stromnetz einzuspeisen und bei entsprechend reduzierter elektrischer Leistung bis zu 80 MW Wärme zur Versorgung der Fernwärmekunden bereitzustellen.

Im reinen Heizbetrieb kann die Anlage max. 89 MW Wärme bei einem Brennstoff Nutzungsgrad von nahezu 100 % auskoppeln. Das ist durch die vorgesehene Abgaskondensation möglich, die den Brennwerteffekt ausnutzt. Die Kondensationswärme der im Abgas enthaltenen Feuchtigkeit wird dabei durch den Einsatz einer Absorptions-Wärmepumpe für die Fernwärmeerzeugung nutzbar gemacht.

Damit stellt diese Anlage den Verbrauchern eine ganzjährig verfügbare, CO_2-neutrale Versorgung mit Wärme und Strom, und das in jeder erforderlichen Kombination, zur Verfügung.

Umstellung von fossil-befeuerten Dampferzeugern auf alternative Brennstoffe

Joonas Hämäläinen

1. Einführung 253

2. Valmet in Kürze 254

3. Brennstoffe für Wirbelschichtkessel 255

4. Umrüstung auf stationäre und zirkulierende Wirbelschichtverfahren auf alternative Brennstoffe 257

4.1. Umrüstung eines Kessels zur blasenbildenden Wirbelschicht (BFB) 257

4.2. Brennstoffwechsel von bestehenden Kesseln mit zirkulierender Wirbelschicht (ZWS) 258

5. Erfahrungen mit Umrüstungen und Brennstoffwechseln 259

6. Rauchgaskondensationsanlage und Wärmerückgewinnung 261

7. Ausgewählte Fälle 262

8. Zusammenfassung 263

9. Quellen 264

1. Einführung

Heizkessel für fossile Brennstoffe sind in industriellen Prozessen, in der Fernwärme und in der Stromerzeugung weit verbreitet. Ihre Umstellung auf alternative Brennstoffe kann als eine der vielen Lösungen zur Erreichung von Nachhaltigkeitszielen angesehen werden.

Auch wenn die benötigte Infrastruktur bereits vorhanden ist, stellen sich bei der Umstellung der Bestandsanlagen von fossilen auf alternative Brennstoffe einige Herausforderungen dar, wie z. B. die Vielfalt der Einsatzstoffe, Asche- und Emissionsmanagement sowie die Anpassung dieser Infrastruktur.

In den letzten Jahrzehnten hat eine langsame und allmähliche Umstellung von fossilen Brennstoffen auf alternative Brennstoffe stattgefunden. Die jüngsten globalen Verpflichtungen zur Verringerung der CO_2-Emissionen und das EU-Emissionshandelssystem haben die Europäische Union dazu veranlasst, die Kohleverbrennung zu reduzieren und Alternativen für die Wärme- und Energieerzeugung zu finden.

In den 1990er Jahren wurden Biomassebrennstoffe hauptsächlich in Zellstoff- und Papierfabriken verbrannt – und zwar ausschließlich auf der Grundlage der niedrigen Brennstoffkosten. Jetzt zwingt die Dekarbonisierung der Energieerzeugung die Hersteller dazu, alternative Brennstoffe und Energiequellen zu finden, um die durch die Dekarbonisierung entstandene Deckelung zu ersetzen.

2. Valmet in Kürze

Valmet Oyj ist ein weltweit führender Anbieter von Technologien, Automatisierung und Dienstleistungen für die Zellstoff-, Papier- und Energieindustrie. Das Unternehmen verfügt über ein breites Angebot an Prozesstechnologien, Dienstleistungen und Automatisierungslösungen, bestehend aus Automatisierungssystemen und Durchflussregelungslösungen. Das Unternehmen beschäftigt weltweit rund 19.000 Mitarbeiter. Der Nettoumsatz von Valmet belief sich im Jahr 2023 auf 5,5 Milliarden EUR.

Die wichtigsten Produkte von Valmet im Bereich der Energieerzeugung sind in Abbildung 1 dargestellt. Die Technologiebasis im Bereich der Energieerzeugung konzentriert sich auf Wirbelschichttechnologien, einschließlich der sprudelnden Wirbelschicht (BFB), der zirkulierenden Wirbelschicht (CFB) und Vergaserkessel. Mit all diesen Produkten ist Valmet in der Lage, ganze Anlagen mit Automatisierungs- und Rauchgasreinigungssystemen auszustatten. Valmet kann auf eine lange Geschichte von Kesselumbauten und Brennstoffumstellungen zurückblicken, die 1981 mit der ersten Umstellung von Rost- auf Wirbelschichtfeuerungen begann.

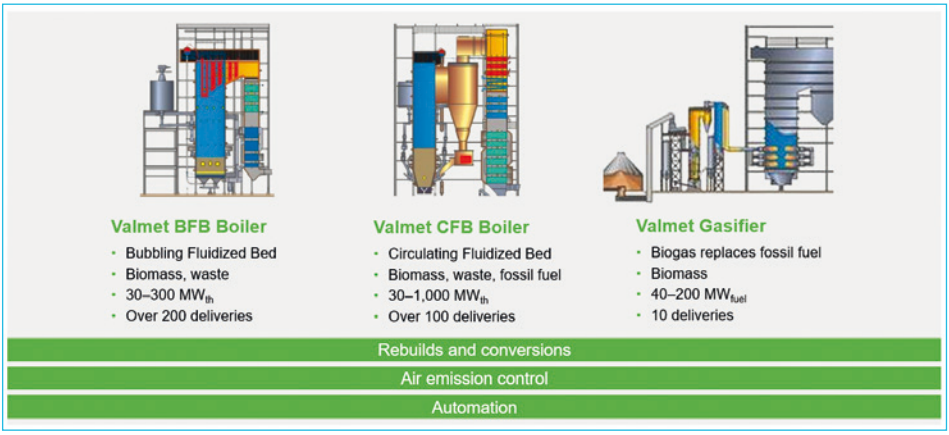


Abb. 1: Wirbelschichttechnologien von Valmet

3. Brennstoffe für Wirbelschichtkessel

Die Brennstoffmischungen, die in Wirbelschichtkesseln verbrannt werden können, reichen von leicht verbrennbaren Brennstoffen wie Holzpellets, Holzhackschnitzeln, Waldrestholz und Schlämmen bis hin zu schwierigeren Brennstoffen wie recyceltem Holz, Ersatzbrennstoffen und Stroh.

Abbildung 2 zeigt ein anschauliches Diagramm, in dem die verschiedenen Brennstofftypen nach Preisniveau und nach den etwaigen Verbrennungsproblemen geordnet sind. Holzpellets und Brennstoffe auf Holzbasis können ohne größere Probleme verbrannt werden. Schnell wachsende landwirtschaftliche Abfälle und wiederverwertete Brennstoffe haben viele Eigenschaften, die bei der Verbrennung in Industriekesseln eine besondere Konstruktion erfordern.

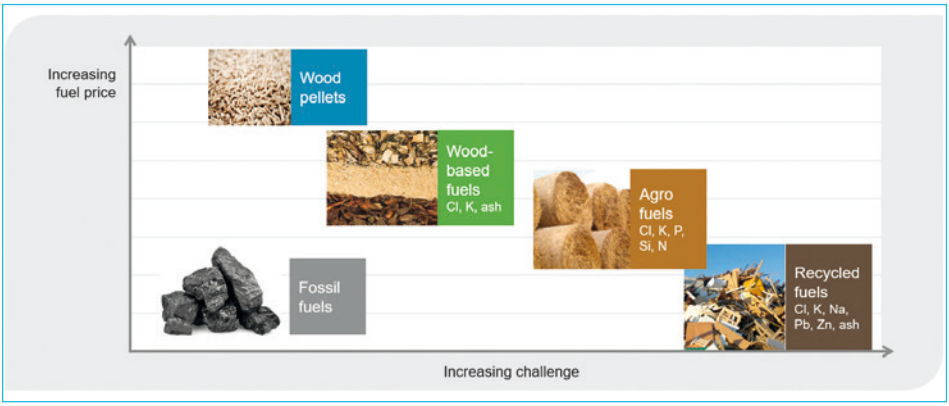


Abb. 2: Veranschaulichendes Diagramm der verschiedenen Kraftstoffarten

Kalium (K), Natrium (Na), Chlor (Cl), Blei (Pb), Phosphor (P), Zink (Zn) und Silizium (Si) haben in reaktiver Form einen großen Einfluss auf die Schmelztemperatur der Asche, was wiederum zu Problemen wie Verschmutzung, Agglomeration, Verschlackung und Korrosion der Kesselwände führen kann. Diese Bestandteile in der Asche können in vielen Mischungen variieren und je nach eingesetzten Brennstoffen zu unterschiedlichen Schmelzpunkten der Asche führen.

In der nachstehenden Tabelle 1 sind die ersten Schmelzpunkte verschiedener Einkomponenten- und Zweikomponentenmischungen aufgeführt, die eine Vorstellung davon vermitteln, wie komplizierte chemische Variationen zu unterschiedlichen ersten Schmelztemperaturen führen. Die wichtigste Erkenntnis ist, dass die Kombination verschiedener Aschekomponenten die erste Schmelztemperatur stark senken kann, wenn diese in unterschiedlichen Anteilen in der Asche gemischt werden.

Tab. 1: Erste Schmelzpunkte von Verbindungen und niedrigschmelzenden Gemischen, die in Biomasse erwartet werden, und abfallbefeuerte Heizkessel [1] [2]

Einzelne Verbindungen	Erster Schmelzpunkt [°C]	Salz-Gemische	Erster Schmelzpunkt [°C]
$ZnCl_2$	283	KCl-$ZnCl_2$	230
$PbCl_2$	489	NaCl-$ZnCl_2$	262
KCl	775	KCl-$PbCl_2$	412
NaCl	801	NaCl-$PbCl_2$	415
$Na_2 SO_4$	884	KCl-NaCl	657

Chlor ist das wichtigste Einzelelement, das die Korrosion in Biomasse- und Abfallheizkesseln beeinflusst. Kaliumchlorid (KCl) und Bleichlorid (PbCl) haben sich in Bezug auf Korrosion als besonders schädlich für Heizkessel erwiesen. Ersteres wirkt sich hauptsächlich auf die Hochtemperaturüberhitzer aus, während letzteres die Membranwände und die Niedertemperaturüberhitzer durch Korrosion beeinträchtigt [3].

Schwefel gilt als Korrosionsinhibitor im Kraftstoffgemisch. Schwefel wirkt durch Sulfatierung der korrosiven Alkalichloride. Alkalien (K, Na) reagieren mit SO/SO_2 unter Bildung von Alkalisulfaten. Diese Alkalisulfate sind wiederum nicht so korrosiv wie Alkalichloride. Das ätzende Element des Chlors wird zu HCl freigesetzt, das gasförmig durch den Kessel geleitet wird [4]. Schwefel kann dem Verbrennungsprozess auch als Zusatzstoff in Form von elementarem Schwefel oder in flüssigen Lösungen wie Eisen(III)-sulfaten oder Aluminiumsulfaten zugesetzt werden. Negativ zu vermerken ist, dass ein solches System die SO_x-Emissionen erhöht und höchstwahrscheinlich den Verbrauch von SO_x-Reduktionsmitteln steigert. Es sollte auch bedacht werden, dass elementarer Schwefel in Einspeisungssystemen in staubigen Umgebungen zu Explosionen neigt.

Die Korrosions- und Verschmutzungsrate hängt teilweise von dem Anteil der Asche in der geschmolzenen Phase der durch den Kessel strömenden Rauchgase zusammen [3]. Die Zusammensetzung der Asche in verschiedenen Teilen des Kessels variiert aufgrund der Kondensation von Ascheelementen in gekühlten Heizflächen, was die Korrosions- und Verschmutzungsanalyse zu einer komplizierten technischen Aufgabe macht.

Neben der chemischen Zusammensetzung der Asche sollten auch die nicht brennbaren Stoffe in den Brennstoffen berücksichtigt werden. Recycelte Brennstoffe wie Holzabfälle und Ersatzbrennstoffe enthalten in der Regel viele Verunreinigungen, die nicht alle vor der Verbrennung entfernt werden können. Diese Metallstücke, Glassteine usw. sollten bei der Auslegung des Bodenentaschungssystems zur Entfernung der nicht verflüssigten Partikel aus dem Wirbelbett berücksichtigt werden.

4. Umrüstung auf stationäre und zirkulierende Wirbelschichtverfahren auf alternative Brennstoffe

4.1. Umrüstung eines Kessels zur blasenbildenden Wirbelschicht (BFB)

Die BFB-Umrüstung ist eine kosteneffiziente Methode zur Umstellung bestehender kohlebefeuerter Kessel auf alternative Brennstoffe. Diese Art der Umrüstung kann bei Rost-, Kohlenstaub- und Ölkesseln und sogar bei Rückgewinnungskesseln in Zellstofffabriken durchgeführt werden. Der Hauptvorteil dieser Umrüstung besteht darin, dass die Brennstoffbasis von Kohle auf eine breite Palette alternativer Brennstoffe umgestellt werden kann. Weitere Vorteile sind:

1. Nutzung der vorhandenen Infrastruktur für niedrigere Investitionskosten (30–50 % der Investitionskosten im Vergleich zu einer neuen Kesselanlage),
2. niedrigere Emissionsgrenzwerte,
3. kürzere Projektdauer,
4. leichtere Genehmigungen.

In Abbildung 3 sind typische Änderungen der BFB-Umrüstung dargestellt. Die wichtigsten technologischen Veränderungen, die mit der Änderung der Verbrennungstechnologie verbunden sind, werden in den folgenden Punkten beschrieben:

- Ersetzen des unteren Teils des Feuerraums durch einen Düsenboden,
- Nachfüllsandsystem für Wirbelschicht-Sand,
- Austausch des Brennstoffzufuhrsystems für neue Brennstoffe,

- Anfahrbrenner zum Aufheizen des Bettes vor der Befeuerung mit festen Brennstoffen hinzufügen,
- Hinzufügen eines neuen Verbrennungsluftsystems,
- Hinzufügen eines Rauchgasrückführungssystems zur Kühlung des Wirbelbetts und möglicherweise zur Abkühlung der Rauchgase im Feuerraum.

Neben der Änderung der Verbrennungstechnologie sind auch Investitionen für die Lagerung und Vorbehandlung der neuen Brennstoffe erforderlich. Aufgrund der geringeren Schüttdichte und des niedrigeren Heizwerts von Brennstoffen im Vergleich zu Kohle ist das Volumen für die Lagerung der gleichen Energiemenge größer. Für die alternativen Brennstoffe sind möglicherweise einige Vorbehandlungsanlagen erforderlich.

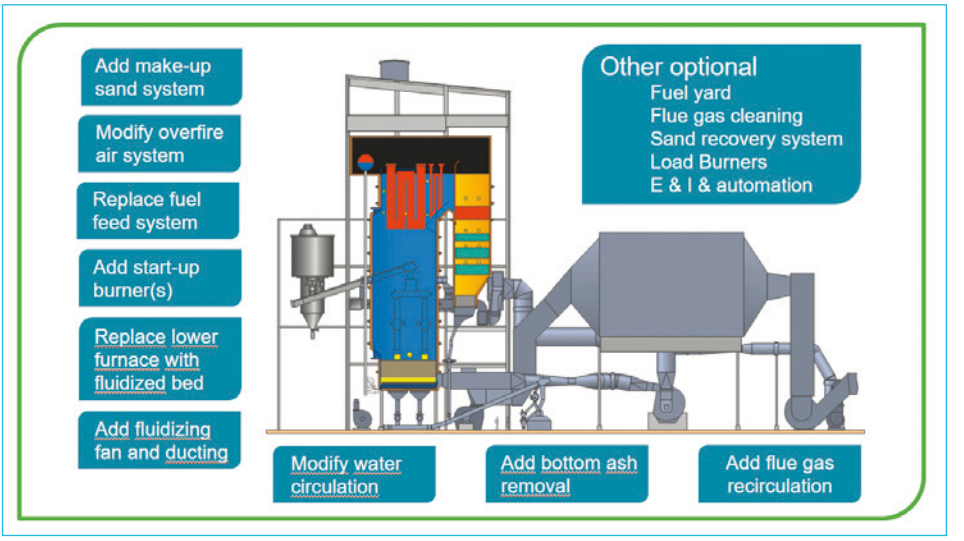


Abb. 3: Typische Änderung in einem BFB-Umstellungsprojekt

4.2. Brennstoffwechsel von bestehenden Kesseln mit zirkulierender Wirbelschicht (ZWS)

Der Umbau von ZWS-Kesseln auf alternative Brennstoffe kann teilweise oder vollständig in Bezug auf die vorhandene Kohlefeuerung durchgeführt werden. Der ZWS-Kessel kann zusätzlich zur vorhandenen Kohlefeuerung mit anderen alternativen Brennstoffen für einen breit gefächerten Betrieb genutzt werden. Im Vergleich zur BFB-Umrüstung beschränken sich die Änderungen auf die Brennstoffzufuhr und das Schlackesystem, in einigen Fällen sind jedoch Änderungen an den Druckteilen erforderlich. In der Praxis ist die ZWS im Vergleich

zur stationären Wirbelschicht in der Lage, eine größere Bandbreite an Brennstoffen zu verbrennen. In Abbildung 4 sind die möglichen Änderungen der Bestandsanlage dargestellt.

Der Brennstoffwechsel in ZWS-Kesseln ist aufgrund der niedrigen Investitionskosten eine attraktive Lösung.

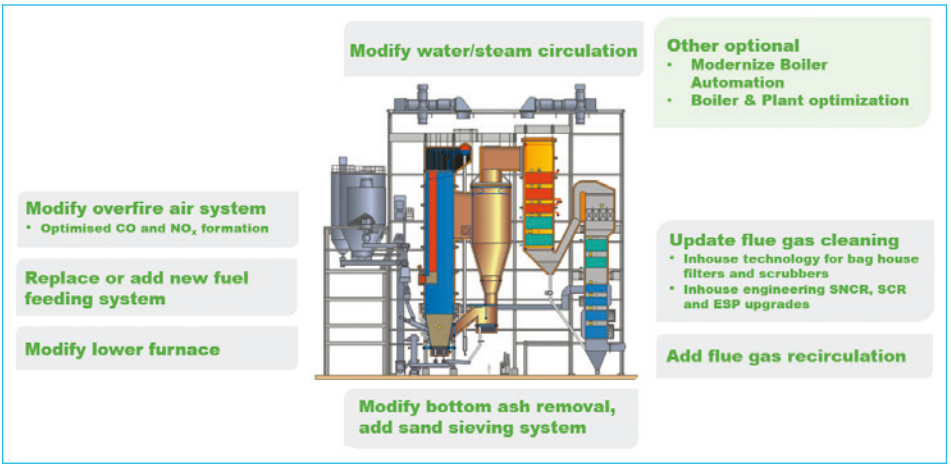


Abb. 4: Modifikationen am ZWS-Kessel während der Umstellung auf alternative Brennstoffe

5. Erfahrungen mit Umrüstungen und Brennstoffwechseln

BFB-Umrüstungen erfordern eine relativ saubere Biomasse als Basisbrennstoff, dem einige Mengen schwierigerer Brennstoffe beigemischt werden können. Es gibt Fälle, in denen 20 % der Brennstoffe aus landwirtschaftlichen Abfällen stammen und in einigen Fällen können sogar 50 % der Ersatzbrennstoffe verbrannt werden, wenn die notwendigen Änderungen am Kessel vorgenommen werden. Zu diesen Änderungen gehören in der Regel die Berücksichtigung korrosionsbeständiger Materialien, Änderungen am Druckteil und in einigen Fällen sogar die Senkung der Endüberhitzungstemperatur.

Ein BFB-Kessel kann auch mit 100 % RDF-Anteil (RDF= Refuse Derived Fuel/aus Abfall gewonnener Kraftstoff) betrieben werden, doch würde dies größere Modifikationen am Kessel erfordern, die als zu große Investition für ein Umstellungsprojekt angesehen werden könnten.

In vielen Fällen wird die Kesselleistung beim Wechsel des Brennstoffs von Kohle auf alternative Brennstoffe reduziert. Der Umfang der Verringerung hängt mit dem Feuchtigkeitsgehalt der neuen Brennstoffe zusammen. Kohle hat im Allgemeinen einen niedrigeren Feuchtigkeitsgehalt als Biomasse oder Abfallbrennstoffe. Dies würde bei gleichbleibender Leistung zu einem Anstieg der Rauchgasmenge führen. Bei umgerüsteten Kesseln werden die Rauchgaskanäle,

Heizflächen und Emissionsminderungseinrichtungen in der Regel wiederverwendet. Erfahrungsgemäß wird die Leistung eines umgerüsteten Kessels um etwa 20–25 % reduziert, um ein gutes Niveau der Rauchgasgeschwindigkeiten zu erhalten und größere Änderungen zu begrenzen. In einigen Fällen kann die Leistung beibehalten werden, wenn der Feuchtigkeitsgehalt des alten und des neuen Brennstoffs nahe beieinander liegen.

Wir haben festgestellt, dass die momentane Verfügbarkeit von alternativen Brennstoffen auf dem Markt sehr begrenzt ist. Dies begünstigt eine geringere Kapazität von Anlagen, die auf alternative Brennstoffe umgestellt werden könnten. Einheiten mit großer Kapazität würden bei einer Umstellung übermäßige Mengen an Brennstoff benötigen und das Gebiet, in dem die Brennstoffe transportiert werden müssen, würde zu groß werden um wirtschaftlich umsetzbar zu sein.

Agglomeration des Bettmaterials ist eine der Herausforderungen, die bei der Verbrennung von alternativen Brennstoffen in Wirbelschichtkesseln auftreten kann. Eine Agglomeration kann als ein Phänomen beschrieben werden, bei dem die geschmolzene Phase der Asche mit dem Wirbelschicht-Sand reagiert, größere Partikel bildet und somit nicht mehr fluidisiert werden kann. Wenn die Agglomeration zu weit fortgeschritten ist, kann sie sogar zum Abschalten des Kessels führen. Alkalien, wie Kalium und Natrium, können die Schmelztemperatur der Asche herabsetzen und wie ein Klebstoff zwischen den Sandpartikeln wirken. Diese Alkalien können auch mit dem reaktiven Silizium des verbrannten Brennstoffs oder sogar mit dem Silizium im Quarzsand reagieren [5]. Landwirtschaftliche Brennstoffe wie Stroh können aufgrund ihres hohen Anteils an Alkalien und Silizium als äußerst problematisch für den Wirbelschichtbetrieb angesehen werden. Es gibt Lösungen, um die Agglomeration im Kessel zu begrenzen, z. B. durch einen Wechsel des Wirbelschichtmaterials oder eine Senkung der Wirbelschichttemperatur.

Abfallbrennstoffe sind aufgrund des niedrigen oder sogar negativen Preises für den Brennstoff (Einspeisevergütung) attraktiv. Die Verbrennung von Abfällen erfordert mehr Investitionen in den Kessel, insbesondere in die Rauchgasreinigung, wo fortschrittlichere Reinigungssysteme für Schadstoffe wie Schwermetalle, Dioxine und Furane und HF erforderlich sind.

In Anbetracht der Verfügbarkeit von Rohstoffen wird die effiziente Nutzung von Brennstoffen immer wichtiger, was Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen und eine effiziente Rauchgaswärmerückgewinnung zur Steigerung der Fernwärmeerzeugung fördert.

6. Rauchgaskondensationsanlage und Wärmerückgewinnung

Alternative Brennstoffe können viel Feuchtigkeit enthalten, die während des Verbrennungsprozesses verdampft. Biomassebrennstoffe können beispielsweise 10–60 % Feuchtigkeit enthalten, von trockenen Pellets bis zu nassen Holzspänen oder Rinde. Die Rückgewinnung dieser latenten Wärme kann in Rauchgaskondensationsanlagen erfolgen. Die zurückgewonnene Wärme kann für Fernwärme oder andere Niedertemperaturwärmeträger genutzt werden. Die Wärmerückgewinnung aus der Kondensation kann mittels Wäscher- oder Rohrkondensatortechnologie erfolgen [6].

Die berechneten Wärmerückgewinnungsraten der Rauchgaskondensationsanlage sind in Abbildung 5 dargestellt. Die Berechnung basiert auf den Rauchgaseigenschaften, wobei die Rauchgastemperatur 135 °C und der Feuchtigkeitsgehalt des Rauchgases 19 Vol.-% Wasserdampf beträgt, was bei Biomasse mit einem Feuchtigkeitsgehalt von 35 % entspricht. Auf der horizontalen Achse befindet sich die Rücklauftemperatur des Fernwärmewassers, die einen großen Einfluss auf den Anteil der Wärmerückgewinnung hat.

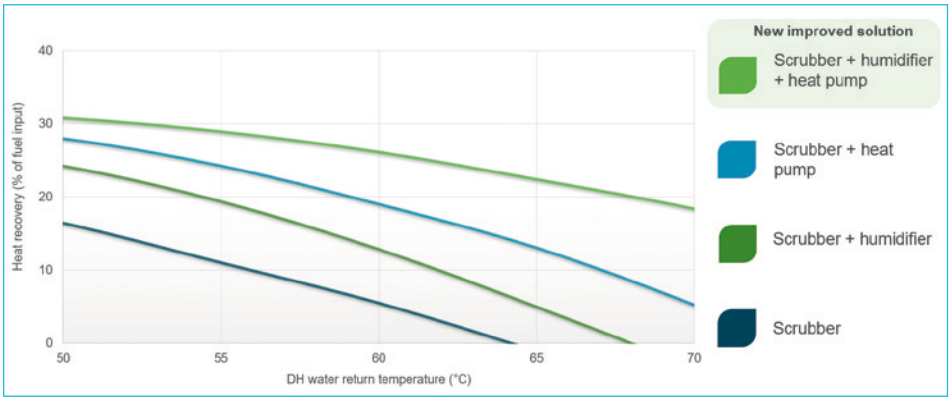


Abb. 5: Berechnete Wärmerückgewinnungsraten aus der Rauchgaskondensation (135 °C, 19 %-Vol. H_20 im Rauchgas)

Aus dem Diagramm geht hervor, dass mit verschiedenen Gerätekombinationen hohe Wärmerückgewinnungsraten erreicht werden können. Mit einem Verbrennungsluftbefeuchter und einer Wärmepumpentechnologie ist sogar eine Wärmerückgewinnung von über 30 % des Brennstoffeinsatzes möglich. Zu beachten ist, dass bei der Verwendung von Brennstoffen mit höherer Feuchtigkeit eine noch höhere Wärmerückgewinnung möglich ist.

Bei einem Verbrennungsluftbefeuchter verwendet man Wasser, um den Feuchtigkeitsgehalt der Verbrennungsluft im Kessel zu erhöhen. In der Praxis wird warmes Wasser aus dem Rauchgaswäscher in den Verbrennungsluftstrom ge-

sprüht. Durch den Anstieg des Feuchtigkeitsgehalts der Verbrennungsluft wird der Taupunkt der Feuchtigkeit in den Rauchgasen erhöht. Dadurch lässt sich die aus den Rauchgasen zurückgewonnene Wärme erhöhen und auch die Kondensationstemperatur des Wassers aus dem Wäscher [6].

Für eine weitere Erhöhung der Heizleistung können Wärmepumpen eingesetzt werden. Wärmepumpen verwenden immer externe Energie, um Wärme zu erzeugen. Bei dieser externen Energie kann es sich um Strom (mechanisch angetriebene Wärmepumpe) oder Wärme (Absorptionswärmepumpe) handeln. Mechanisch angetriebene Wärmepumpen sind im Vergleich zu Absorptionswärmepumpen effizienter [6]. Jedoch ist zu beachten, dass eine Absorptionswärmepumpe in wirtschaftlicher Hinsicht praktikabler sein kann und die bessere Wahl darstellt. Valmet hat zum Beispiel einen Referenzfall, bei dem Dampf in einer Absorptionswärmepumpe verwendet wird, um die Wärmerückgewinnung um 20 % zu erhöhen.

7. Ausgewählte Fälle

Im Laufe der Jahre hat Valmet über 60 BFB-Umrüstungen mit verschiedenen Kesseltypen und bereits über zehn Umbauten von bestehenden zirkulierenden Wirbelschichtkesseln durchgeführt. Einer dieser Fälle stammt aus Polen, wo Valmet im Jahr 2021 in Konin eine Umrüstung von einem Kohlenstaubkessel auf eine stationäre Wirbelschicht vorgenommen hat. Die Anlage wird mit Biomasse und teilweise mit landwirtschaftlichen Brennstoffen betrieben. Die Anlage liefert Strom und Fernwärme für die Stadt Konin.

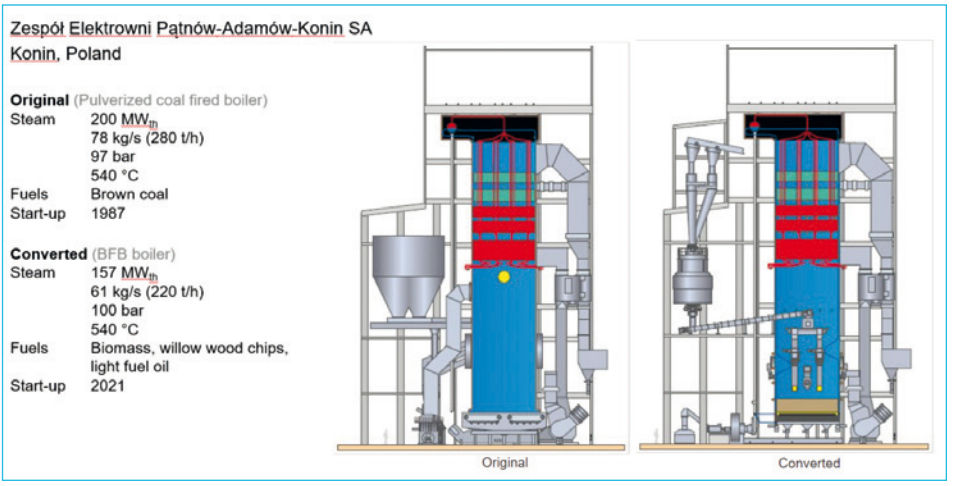


Abb. 6: ZEPAK Konin BFB-Umbau

Am 10. Juni wurde die letzte Kohle im Heizkraftwerk der Koehler-Gruppe in Oberkirch verfeuert. Valmet baut den bestehenden Kessel mit zirkulierender Wirbelschicht auf 100 % Biomassefeuerung um und wird ihn im Oktober 2024 in Betrieb nehmen.

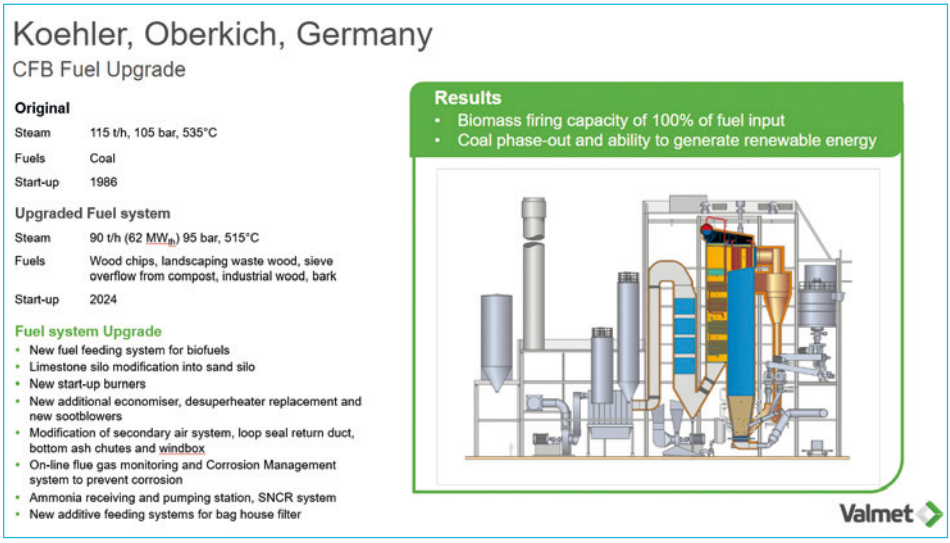


Abb. 7: Oberkirch Koehler CFB Rebuild

8. Zusammenfassung

Die Umstellung von mit fossilen Brennstoffen betriebenen Kesseln auf alternative Brennstoffe ist eine praktikable Lösung zur Erreichung von Nachhaltigkeitszielen und das trotz der Herausforderungen, die mit der Vielfalt der Einsatzstoffe, dem Asche-Management und der Anpassung der Infrastruktur verbunden sind. Valmet hat auf diesem Gebiet einen bedeutenden Beitrag geleistet, insbesondere im Bereich der Wirbelschichttechnologien. Die Komplexität der Verbrennung verschiedener Brennstoffmischungen in Wirbelschichtkesseln ist zu berücksichtigen. Ein besonderes Augenmerk muss auf die chemischen Wechselwirkungen gelegt werden, welche sich auf den Ascheschmelzpunkt und die Kesselkorrosion auswirken.

In diesem Bericht werden Erfahrungen aus der Umstellung von Brennstoffen in vorhanden Anlagen sowie komplette Umrüstungen von anderen Feuerungsarten auf stationäre und zirkulierende Wirbelschichtverfahren und alternative Brennstoffe ausgetauscht und dabei die technischen Änderungen, Herausforderungen und Überlegungen für eine effiziente Brennstoffnutzung und Wärmerückgewinnung beschrieben. Die Bedeutung einer effizienten Brennstoff-

nutzung und der effizienten Wärmerückgewinnung ist zu berücksichtigen, insbesondere im Zusammenhang mit der lokalen Verfügbarkeit alternativer Brennstoffe.

Abgeschlossen wird dieser Bericht mit Referenzfällen über erfolgreiche Um- und Nachrüstungen durch Valmet, die die praktische Anwendung und Wirksamkeit dieser Technologien demonstrieren.

9. Quellen

[1] Levin, E. M.; Robbing, C. R.; McMurdie, H. F.: Phase diagrams for ceramists. Die Amerikanische Keramische Gesellschaft Inc. 1969.

[2] Cha, S. C.; Spiegel, M.: Materials and Corrosion 57. 2006.

[3] Hupa, E.; Vainio, E.; Yrjas, P.; Engblom, M.; Hupa, M.: Corrosion of Superheater Materials by Alkali Chloride Salt Mixtures. The Tole of the Presence of Molten Phase. Brennstoff 344. 2023.

[4] Phother-Simon, J.: High-Temperature Corrosion Behaviour in Biomass- and Waste-Fired Boilers. Insights into Catastrophic Corrosion and Corrosion Mitigation Techniques. Chalmers University of Technology. Göteborg, 2020.

[5] Zhao, L.: Agglomeration during Fluidized Bed Combustion and Gasification of Biomass. Technische Universität von Dänemark. 2021.

[6] Khadka, N.: Heat Recovery from Flue Gas Condensing and Overall Impact of CHP Efficiency. Lappeenranta University of Technology. 2019.

Kohlekraftwerke können ihren fossilen CO_2-Footprint senken

Hellmuth Brüggemann, Martin Käß und Ingo Dreher

1. Einleitung und Motivation 266
2. Mögliche Biomassen für den Kraftwerkseinsatz 266
3. Bereitstellung von Biomassen für Großkraftwerke 267
4. Brennstoffversorgung mit Biomassen am Beispiel eines Großkraftwerks mit 300 MW 268
5. Erforderliche Umbauarbeiten an Großkraftwerken 270
5.1. Direkter Biomasseeinsatz am Kohlekraftwerk 270
5.2. Biomasseeinsatz mit vorgeschalteter Vergasungstechnik 271
5.3. Vergleich der beiden Optionen 274
6. Zusammenfassung und Ausblick 275
7. Quellen 275

Gemäß den Bestrebungen der EU, den Ausstoß von Treibhausgasen zu reduzieren, sind ihre europäischen Mitgliedsländer dabei, die Energiewirtschaft in eine ökologische und nachhaltige Erzeugungsstruktur umzuwandeln. Es besteht, wenn auch zeitlich begrenzt, der Bedarf an Kohlekraftwerken, die als steuerbare Energielieferanten weiterhin die Stabilität der Netze absichern. Der Einsatz von Biomasse verschiedenster Herkunft und Art wurde bereits in Studien untersucht und Einsatzmöglichkeiten wurden aufgezeigt. Viele Biomassen sind für den Ersatz von fossilen Brennstoffen teilweise als Mitverbrennung oder komplett durch entsprechende Umbaumaßnahmen geeignet. Dennoch ist der Einsatz von Biomasse zur Reduktion des fossilen CO_2-Footprints steigerungsfähig. Die Menge verfügbarer und ungenutzter Biomassen sind enorm. Dabei handelt es sich um Biomassen, die nicht in Konkurrenz zu Flächen oder Pflanzen

zur Lebensmittelerzeugung stehen, sondern entweder bei der Produktion als Nebenprodukte anfallen, oder auf *marginalen Böden*, also Böden, die für die landwirtschaftliche Nutzung nicht geeignet sind, gewonnen werden.

Neben den Änderungen an der Feuerung für die thermische Nutzung verschiedenster Biomassen in Kraftwerken sind die Fragen der Herkunft der Biomasse, der gesamten Logistik, der Kosten des Transportes sowie der dezentralen Lagerung wichtige und bisher wenig beachtete Aspekte. Auch der Versorgungssicherheit mit Biomasse aus nachhaltiger und regenerativer Erzeugung gilt es Beachtung zu schenken. In diesem Beitrag soll über die wichtigen Aspekte der Verfügbarkeit von Biomassen für die thermische Nutzung in Kraftwerken berichtet und ein Ausblick auf die Wirtschaftlichkeit der gesamten Kette von der Biomasseernte, Transport, Lagerung, Aufbereitung bis zur Kraftwerksgrenze sowie die Anpassungsarbeiten an der Anlagentechnik gegeben werden.

1. Einleitung und Motivation

In der Vergangenheit konnte bereits vielfach gezeigt werden, dass in Verbrennungsanlagen der Ersatz von fossilen Brennstoffen durch Biomassen möglich ist. Umgesetzt wurde dies sowohl an kleinen Heizwerken als auch in Großkraftwerken. Dabei wurden die Biomassen in den verschiedensten Anlagen mit Rostfeuerungen, Wirbelschichtfeuerungen und Staubfeuerungen eingesetzt [1].

Bekannte Unterschiede der eingesetzten Biomassen zu den Auslegungsbrennstoffen der Brennkammern, wie z. B. niedrigere Ascheerweichungstemperaturen oder hohe Anteile korrosiver Bestandteile, können mit entsprechenden Anpassungen der Anlagentechnik oder durch Änderungen der Betriebseinstellungen beherrscht werden.

Da in der Zukunft von weiter steigenden Preisen für CO_2-Zertifikate im europäischen Handelssystem Emissions Trading System (EU ETS) auszugehen ist und im Jahr 2030 Preise von ca. 126 €/t CO_2 zu erwarten sind, erschließen sich aktuell neue Spielräume für den wirtschaftlichen Einsatz von Biomassen. Auf lange Sicht ist darüber hinaus mit weiteren Preisanstiegen bis zu 400 €/t CO_2 zu rechnen [2].

2. Mögliche Biomassen für den Kraftwerkseinsatz

Die wirtschaftlichen und ökologischen Notwendigkeiten zur Minderung der CO_2-Emsissionen in der Energiewirtschaft erfordern eine vermehrte Bereitstellung und Nutzung von Biomassen wie Energiepflanzen und Kurzumtriebspflanzen. Ebenso bieten sich die in vielen Ländern zur Verfügung stehende großen Mengen an Getreide-, Mais- oder Reisstroh aus der Landwirtschaft dafür an. Eine besondere Bedeutung kommt dabei dem vermehrten Anbau von nach-

wachsenden Energiepflanzen wie Miscanthus giganteus (Chinaschilf) zu. Der Anbau von Miscanthus weist, gegenüber anderen Energiepflanzen, zahlreiche Vorteile auf, etwa bodenschonender Anbau ohne den Einsatz von Pflanzenschutzmitteln bei sehr geringem Düngemittelbedarf. Eine landwirtschaftliche Nutzungskonkurrenz mit der Nahrungsmittelproduktion ist äußerst gering, da der Anbau auch auf landwirtschaftlichen Grenzertragsflächen (sogenannte marginale Flächen) sehr gut möglich ist und trotzdem zu hohen Erträgen führt [3] [4]. Da die Pflanzen bis zu 25 Jahre im Boden bleiben und dadurch weniger erosionsanfällige Bodenbearbeitungen stattfinden, kommt dem Anbau von Miscanthus eine besondere ökologische Bedeutung in den Bereichen Humusaufbau und bei Maßnahmen zu Klimafolge-Anpassungen zu. Unter Betrachtung aller Eigenschaften von Miscanthus bietet deren Anbau große Vorteile in den Fragen der Biodiversität und Nachhaltigkeit. Die Verbrennung von Stroh in Anlagen der Energiewirtschaft bietet neben der Wirtschaftlichkeit auch ökologische Vorteile. Wenn Stroh beim Getreideanbau anstatt in Flächenbränden auf dem Acker besser in Verbrennungsanlagen mit Rauchgasreinigungsanlagen verbrannt wird, kann dies in einigen Ländern lokal zu deutlichen Verbesserungen der Luftqualität beitragen.

3. Bereitstellung von Biomassen für Großkraftwerke

Bei der Versorgung von Großkraftwerken mit den erforderlichen großen Mengen an Biomassen sind als Kernthema die Fragen zur Ausgestaltung der Logistik unter wirtschaftlichen Aspekten besonders zu betrachten. Hervorzuheben sind die Transportkosten und die Kosten für die Lagerhaltung, vor allem aufgrund der im Vergleich zu Kohle geringeren Dichte der Biomassen.

Vorgestellt wird eine neue Logistik-Lösung mit folgenden Besonderheiten:

- Einrichtung von Zwischenlagern in der Nähe der Ernteflächen
- Positionierung der Zwischenlager in größerer Entfernung vom Verbrauchsort im Großkraftwerk
- Transport von den Zwischenlagern zum Lagerplatz am Kraftwerk mit LKW
- Ernte in Ballenform, umgeladen in containerähnliche Klapprahmengestelle, die stapelbar und witterungsbeständig sind, damit eine regengeschützte und verlustfreie Lagerung über viele Monate ohne weitere Kosten möglich ist
- Kombination von Biomassen mit unterschiedlichen Erntezeiten, um temporäre Spitzen während der Ernte auszugleichen

4. Brennstoffversorgung mit Biomassen am Beispiel eines Großkraftwerks mit 300 MW

Vorgestellt wird die Logistiksituation der Biomasse am Beispiel eines Großkraftwerks in Süd-Ost-Europa, das für eine elektrische Leistung von ca. 300 MW_{el} mit halmgutartiger Biomasse, bestehend aus einem Mix von Miscanthus, Getreidestroh und Maisstroh, versorgt werden soll. Weitere Daten der Brennstoffe sind in Tabelle 1 dargestellt.

Tab. 1: Brennstoffdaten zur Versorgung eines Großkraftwerks mit 300 MW_{el}

Biomasse	Anteil	Jahresmenge*	Anbaufläche	Erntezeit
Miscanthus	55 %	500.000 t	16.250 Hektar	ca. 35 Tage mit Schwerpunkt Februar
Getreidestroh	30 %	275.000 t	57.000 Hektar	50 Tage Mitte Juli bis Mitte Oktober
Maisstroh	15 %	140.000 t	17.000 Hektar	50 Tage Mitte Juli bis Mitte Oktober

* Angabe t in Trockensubstanz

Der Anbau von Miscanthus erfolgt schwerpunktmäßig auf sogenannten marginalen Flächen, die für den betrachteten Standort in Süd-Ost-Europa reichlich vorhanden sind. Gut möglich ist auch eine Bepflanzung auf Flächen von renaturierten Braunkohle-Tagebauen. Die Logistik von den Feldern ins Kraftwerk wird in zwei Bereiche unterteilt, zum einen in die laufende Belieferung des Kraftwerks und zum anderen in die Logistik während der jeweiligen Erntekampagnen, also im Frühjahr und im Herbst. Das Transportaufkommen in den Erntekampagnen ist wesentlich größer als in der ganzjährigen Zufuhr zum Kraftwerk, da in kürzeren Zeiträumen für das ganze Jahr Brennstoff geerntet und eingelagert werden muss. So sind im vorliegenden Beispiel 8 Hubs (Umschlagplätze) vorgesehen, die jeweils eine durchschnittliche Entfernung von 10 km zu den Feldern haben. Von diesen Umschlagplätzen aus wird das Kraftwerk ganzjährig über eine Entfernung von bis zu 100 km per LKW beliefert. Durch die vorhandene Redundanz in der Zubringertechnik können störende Einflüsse auf den Verkehrswegen und andere Einzelereignisse leichter gemindert werden. Die der patentierten Ernte- und Logistikkette zugrunde liegende Lösung erlaubt wirtschaftlich realisierbare Lösungen für Transportentfernungen von mehreren hundert Kilometern per LKW, sodass der Einzugsradius der Biomassen sehr groß werden kann.

Für die Erntekampagnen werden spezielle Erntefahrzeuge, LKW, Traktoren und Radlader benötigt. Bei einer Erntekampagne sind etwa 100 Mitarbeiter erforderlich.

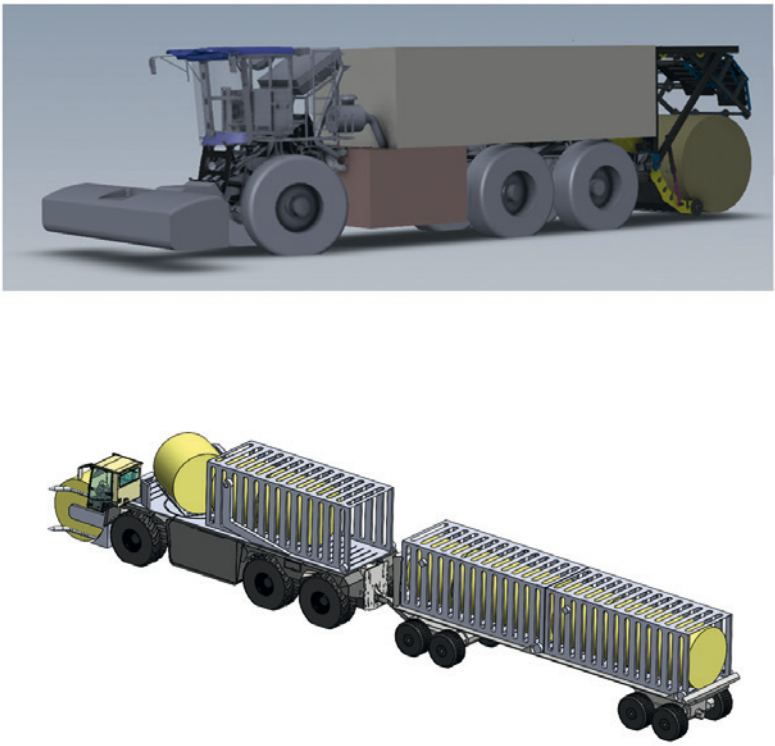


Abb. 1: Ernte- (oben) und Transportfahrzeug (unten) mit Transportbehälter für halmgutartige Biomasse [5] [7]

Der Einsatz dieser neuartigen Erntetechnik (Abbildung 1) erlaubt auch bei halmgutartigen Biomassen mit erhöhtem Siliziumanteil einen moderaten Verschleiß der Schneid- und Erntewerkzeuge und führt damit zu optimierten Erntekosten. Der Bau eines Prototyps für die neuartige Erntetechnik erfolgt bis zum Jahr 2025 [5] [6] [7].

Die geerntete Biomasse wird zu Ballen geformt und kann verlustfrei über Monate und Jahre gelagert werden. Besonderes Augenmerk muss auf die Qualitätssicherung der Biomassen gelegt werden. Die Erntetechnik wird so organisiert, dass zu jedem Ballen bekannt ist, wann er wo und mit welcher Feuchtigkeit geerntet wurde. Dadurch sind spätere Optimierungen in der Brennstoffzufuhr zum Erreichen einer gleichmäßigen Biomassequalität gut durchführbar.

5. Erforderliche Umbauarbeiten an Großkraftwerken

5.1. Direkter Biomasseeinsatz am Kohlekraftwerk

Technisch ist der direkte Einsatz nach entsprechender Trocknung und Mahlung für viele verfügbare Biomassen Stand der Technik. Länder wie Dänemark oder Schweden nutzen die Energie aus Biomasse bereits seit vielen Jahren. Je nach Art und Anlieferungszustand der Biomasse ist eine Vermahlung in den bestehenden Kohlemühlen, ggf. unter Verwendung von Einbauten in die Mühle nach der Ertüchtigung hinsichtlich Ex-Schutz und Anpassung der Betriebsweise der Mühlen möglich. Es gibt im Wesentlichen folgende Konzepte der thermischen Biomassenutzung (Abbildung 2).

Mischung von Biomasse und Kohle zu vorhandenen Mühlen

Bei diesem Konzept wird die Biomasse der Kohle zugegeben und mit der Kohle getrocknet und vermahlen. Dabei werden an der Mühle nur unwesentliche Änderungen vorgenommen. Der Zusatzaufwand bleibt mit Ausnahme von Lagerung und Zuteilung der Biomasse relativ gering. Bei diesem Konzept lassen sich bei Aufgabe der Mischung auf alle Mühlen abhängig von Heizwert der Biomassen bis ca. 15 % der eingebrachten Energie durch Biomasse ersetzen.

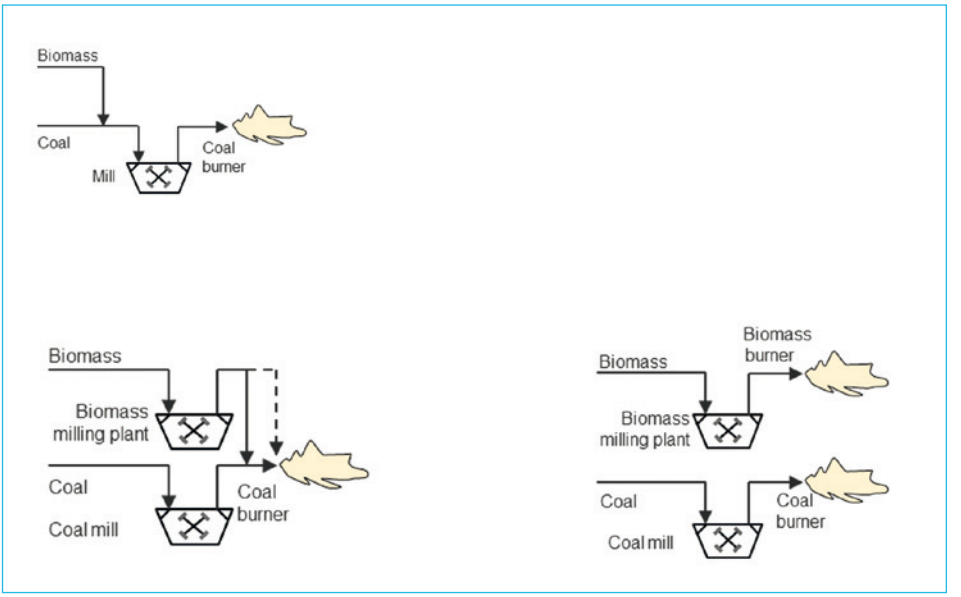


Abb. 2: Möglichkeiten der Zugabe von Biomassen (links: gemischt; rechts: getrennt) [9]

Nutzung einer vorhandenen Kohlemühle zur Biomassemahlung

Gemäß diesem Konzept wird eine (oder mehrere) Mühlen für den alleinigen Brennstoff Biomasse angepasst. Durch brennstoffgerechte Anpassung der Fahrweise ist eine gezieltere Aufbereitung der Biomasse unter Berücksichtigung der jeweiligen Eigenschaften möglich. Dieses Konzept erlaubt im Vergleich zum Konzept mit Zumischungen von Biomasse höhere Wärmeanteile eingesetzter Biomasse. Notwendige Veränderungen hinsichtlich Ex-Schutz oder Einbauten zur Strömungsleitung beschränken sich auf die für den Einsatz von Biomasse vorgesehene Anzahl von Mühlen. Bei Umsetzung dieses Konzeptes für alle Betriebsmühlen ist ein vollständiger Ersatz der Kohle durch geeignete Biomassen möglich.

Zusätzliche Biomasse-Mühle

Bestimmte Arten von Biomassen lassen sich nicht mit herkömmlichen Kohlemühlen aufbereiten, weil sie zum Beispiel zu faserig oder strohartig sind. Hier ist ein Wechsel der Zerkleinerungsmethode von Scheren und Schlagen auf Schneiden notwendig. Derartige Mühlen vom Typ Siebhammermühlen oder Schneidmühlen müssen in das vorhandene Brennstoffsystem eingebunden werden und der aufbereitete Brennstoff entweder vor dem Brenner oder in einen speziellen Biomassebrenner in die Brennkammer eingebracht werden.

5.2. Biomasseeinsatz mit vorgeschalteter Vergasungstechnik

Neben der direkten Aufgabe der Biomasse an verschiedenen Stellen des Brennstoffwegs am Kohlekraftwerk besteht auch die Möglichkeit, die Biomassen thermochemisch zu vergasen und das erzeugte Biogas dem Verbrennungssystem zuzuführen.

Als Möglichkeit für eine erprobte Vergasungstechnik wird im Folgenden die Synthesegaserzeugung der Fa. ReGaWatt GmbH [8] beschrieben. Kernstück dieser Vergasungs-Technologie ist ein Gegenstrom-Gaserzeuger, der aus der aufgegebenen Biomasse Synthesegas mit einer Temperatur von ca. 75 °C und Bio-Öl (Pyrolyseöl) produziert. Diese Technik kann neben den bereits erwähnten Biomassen noch weitere Arten von Biomassebrennstoffen gut verarbeiten. In dem vorliegenden Fall des bereits beschriebenen Kraftwerks bieten sich zusätzlich die Biomassen Waldrestholz und Landschaftspflegeholz an. Der Gegenstrom-Vergaser kann durch seine Flexibilität eine große Brennstoffvielfalt verarbeiten. Die Aufgabe- und Fördertechnik ist robust. Die den nachgeschalteten Dampferzeuger beeinträchtigenden Komponenten können im Vergaser bereits weitgehend entfernt werden. Eine Vortrocknung der Biomassen ist nicht erforderlich, da für eine gut funktionierende Vergasung und eine gute Gas- und

Ölausbeute bei zu trockenem Aufgabegut eher Wasser zugegeben werden muss. Die Produktion von Pyrolyseöl erlaubt zudem leicht eine Zwischenspeicherung am Kraftwerksstandort für die Abdeckung von Lastspitzen.

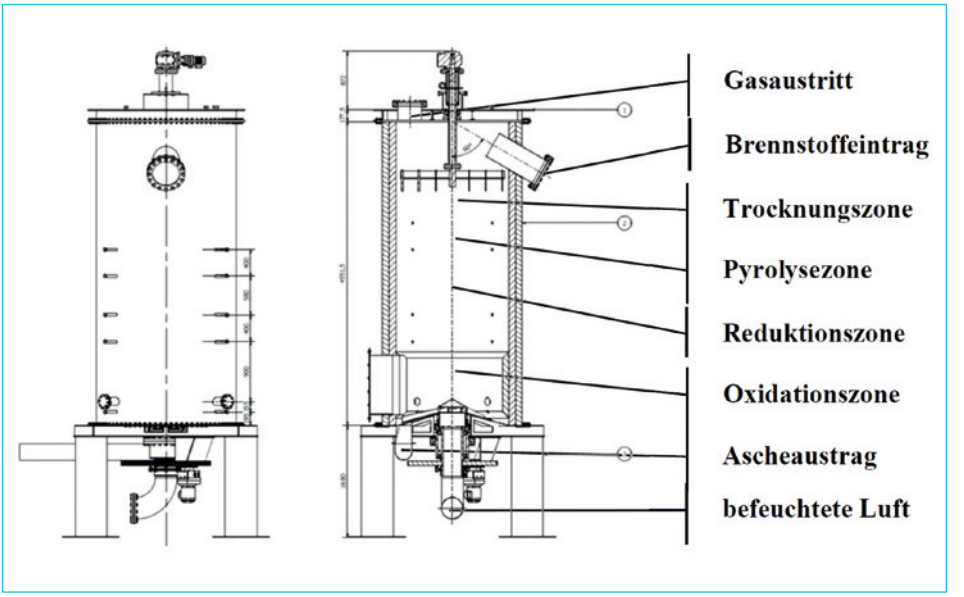


Abb. 3: Schnittbild eines Biomasse Gegenstromvergasers [10]

Die Gegenstrom-Vergaser-Technik kann in einer Vielzahl von Einheiten mit ca. 12 MW so aufgestellt werden, dass während des Kraftwerksbetriebs die Einheiten im Wechsel gewartet werden können. Abbildung 3 zeigt ein Schnittbild eines Vergasers.

Das erzeugte Biogas kann direkt den Brennern des Kraftwerks zugeführt werden. Die erforderlichen technischen Anpassungen am Kraftwerksblock können, im Vergleich zur direkten Biomasseaufgabe in den Brennstoffweg, mit deutlich geringeren Umbaukosten ausgeführt werden. Bei allen hier dargestellten Umbaukonzepten ist der bei Einsatz von Synthesegas stark reduzierte Rauchgasmassenstrom zu berücksichtigen. Dieser sorgt dafür, dass die ursprüngliche, während der Auslegung festgelegte, Aufteilung der Verdampfer- und Überhitzerheizflächen nicht mehr ausreicht. Der Lösungsansatz sieht neben Modifikationen an den Heizflächen der Anlage eine Erhöhung des Rauchgasmassenstromes in die Nähe des damaligen Wertes bei der Verbrennung von Kohle vor. Im Folgenden werden am Beispiel eines Braunkohledampferzeugers der 300 MW_{el}-Größe zwei grundsätzlich unterschiedliche Konzepte vorgestellt.

Umbauvariante erhöhter Luftüberschuss (Variante 1)

Wesentlicher Ausgangspunkt bei den Konzeptüberlegungen bildet das gegenüber der Verbrennung von Braunkohle bei Synthesegas stark reduzierte Rauchgasvolumen sowie die erhöhte adiabate Verbrennungstemperatur. Beide Faktoren führen zu einer Verschiebung der Wärmeaufnahmen hin zum Verdampfer. Die angestrebten Dampftemperaturen der Hochdruck- (HD) und Zwischenüberhitzer-(ZÜ)Schiene können nicht mehr erreicht werden. Zur Korrektur der verschobenen Wärmeaufnahmen zwischen Verdampfer und Konvektionsteil wird der Verbrennungsluftüberschuss bei Einsatz von Synthesegas deutlich erhöht. Weitere Maßnahmen, wie der Ersatz der Glattrohrbündel im ZÜ durch Rippenrohre, stellen sicher, dass die volle ZÜ-Austrittstemperatur wieder erreicht wird. Die Erhöhung des Luftüberschusses bei Verbrennung von Synthesegas zieht jedoch den Nachteil des Anstiegs von NO_x nach sich. Zur Einhaltung gültiger Emissionsgrenzwerte muss bei diesem Konzept eine Katalysatoranlage nachgerüstet werden, was die Umrüstkosten erhöht (Abbildung 4).

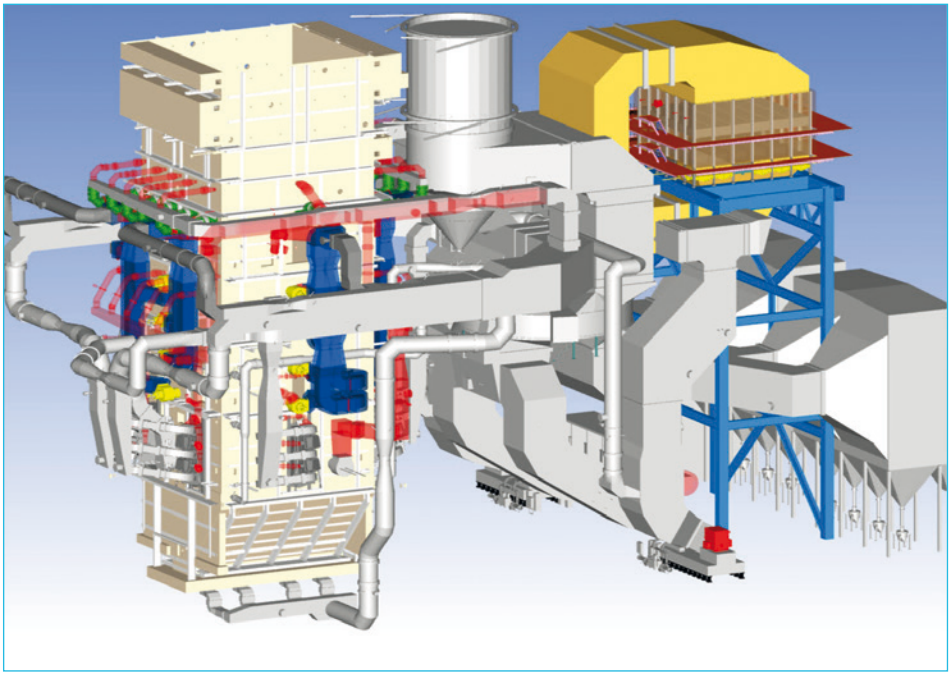


Abb. 4: Umrüstkonzept 1 mit erhöhtem Luftüberschuss und Katalysator [9]

Umbauvariante Kaltgasrezirkulation (Variante 2)

Bei dieser Umbauvariante werden, anders als bei der Variante mit erhöhter Verbrennungsluftmenge, Rauchgase nach dem Luftvorwärmer (LUVO) entnommen und in den Feuerraum rückgeführt (Abbildung 5). Diese Menge wird durch zusätzlich zu schaffende Öffnungen in die Brennkammer sowie durch Mischung

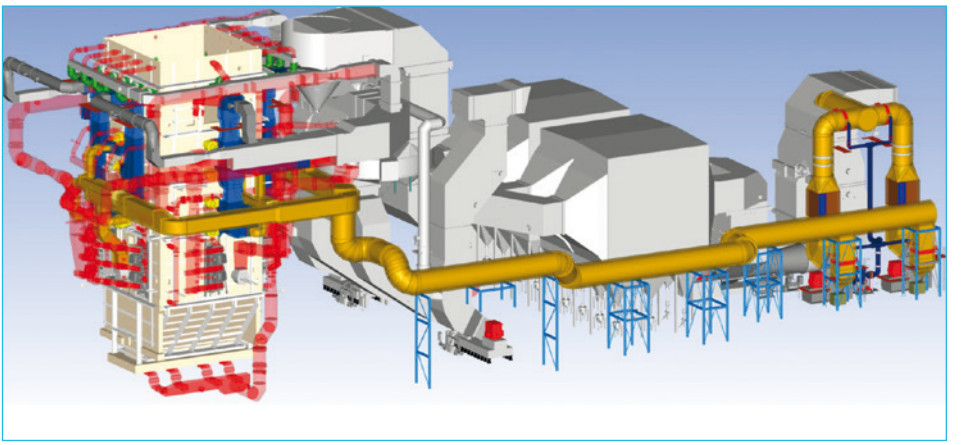


Abb. 5: Umrüstkonzept 2 mit Rauchgasrezirkulation [9]

5.3. Vergleich der beiden Optionen

Beide Konzepte zeigen, dass Kohlekraftwerke unter ökonomischen Gesichtspunkten umgebaut werden können. Bei beiden Konzepten ist ein Teil des ZÜ durch eine effektivere Fläche mit Rippenrohren auszuführen, um die volle Austrittstemperatur sowie eine akzeptable Temperaturkonstanz zu erhalten. Beide Konzepte erhalten die Anlage volllastfähig. Durch die Umrüstmaßnahmen von Braunkohle auf Synthesegas wird der Kessel – und damit auch der Gesamtwirkungsgrad – verbessert. Da bei dem Konzept 1 insgesamt zwar ein höherer Luftüberschuss gewählt wurde, sich jedoch durch die im Vergleich zu Konzept 2 deutlich niedrigere Abgastemperatur von 105 °C gegenüber 145 °C ergibt, schneidet der Wirkungsgrad der Variante 1 insgesamt besser ab. Bei der Bewertung der Kosten schneidet Variante 1 dagegen im Vergleich zu Variante 2 schlechter ab. Variante 1 hat wegen des aufwändigen Stahlbaus sowie des Katalysators mit Modulen und Gehäuse ca. 15 %–20 % höhere Kosten zu verzeichnen. Es bleibt nun einer sorgfältigen Betrachtung der zukünftigen Betriebsweise der Anlage mit Berücksichtigung der Laufzeit sowie der Jahresbetriebsstunden überlassen, welche der beiden Konzepte mehr Vorteile bietet. Es ist jedoch zu erwarten, dass bei langer Nutzung mit mittleren Einsatzzeiten pro Jahr der Anlage die Vorteile bei der Variante 1 liegen. Bei relativ wenigen Jahresbetriebsstunden und kurzer geplanter Restlaufzeit wird ein Konzeptvorteil eher bei der Variante 2 zu sehen sein.

Beide Konzepte stellen wegen des deutlich geringeren Preises im Vergleich zu einer Neuanlage oder einer neu zu erstellenden offenen Gasturbinenanlage eine interessante Alternative dar. Die weitere Nutzung bereits getätigter Investitionen und der Einsatz vorhandener Komponenten bringen darüber hinaus einen erheblichen Mehrwert.

6. Zusammenfassung und Ausblick

Der Beschluss der Politik zum schrittweisen Ausstieg aus der Kohleverstromung sowie zur Einhaltung der Klimaziele sorgt natürlich für Überlegungen zur Nutzung abgeschalteter Kohlekraftwerke, die einst mit hohen Investitionskosten errichtet worden sind und bereits in die Infrastruktur eingebunden sind. Einen Beitrag zur Senkung der CO_2-Emissionen kann durch die Mitverbrennung von Biomasse erreicht werden. Zahlreiche realisierte Projekte zur Nutzung verschiedenster Biomassen wie Strohpellets, Holzpellets, Pellets aus Sonnenblumenschalen, Zellulosepresslinge und Sägespäne haben gezeigt, dass großtechnisch die Mitverbrennung sowie die alleinige Biomasseverbrennung realisierbar sind.

Bei vorgeschalteter Vergasungsanlage können den Kessel beeinträchtigende Stoffe bereits vor der Verbrennung ausgeleitet werden und damit auf kostenintensive Maßnahmen zum Korrosionsschutz im Kessel selbst verzichtet werden. Bei Einsatz von Synthesegas lassen sich bestehende Kohlekraftwerke analog bereits untersuchter Konzepte umrüsten und dabei die Volllastfähigkeit vielfach aufrechterhalten. Anhand von Untersuchungen lässt sich zeigen, dass sowohl Braun- als auch Steinkohledampferzeuger gemäß den vorgestellten Konzepten unter ökonomischen Gesichtspunkten umgerüstet werden können.

7. Quellen

[1] https://orsted.com/en/media/news/2019/05/studstrup-power-station-to-use-straw-as-fuel-again (Stand: 24.05.24).

[2] Pahle, M. et al.: The Emerging Endgame: The EU ETS on the Road Towards Climate Neutrality. Potsdam Institute for Climate Impact Research. Potsdam: January 2024.

[3] Pude, R.: Nachwachsende Rohstoffe aus der Region und für die Region, Berichte über Landwirtschaft, Zeitschrift über Agrarpolitik und Landwirtschaft, Band 99, Ausgabe 1, Mai 2021.

[4] Industriepflanzen machen unproduktives Ackerland rentabel, Universität Hohenheim, Pressemitteilung (Stand: 25.05.2024).

[5] Erntetechnik (Ballenpresse) Patent EP 13 814 013 erteilt.

[6] Patent *EP 21 702 497* angemeldet.

[7] Faltrahmen/Transportgestell: Patent EP 21 702 969 angemeldet.

[8] https://regawatt.de/referenzen/ (Stand: 25.05.2024).

[9] Brüggemann, H. et al.: Gibt es eine Zukunft für Kohlekraftwerke ohne Kohle, 53. Kraftwerkstechnisches Kolloquium 2021, Dresden, Oktober 2021.

[10] Anlagen und Funktionsbeschreibung Kombi Power System, ReGaWatt GmbH, Abensberg, 2024.

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

Verbrennung und Dampferzeuger
Primärmaßnahmen

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**

NO_x emission and reduction from sewage sludge combustion in an entrained flow reactor

Gabriel Roeder, Andreas Ewald, Sebastian Fendt and Hartmut Spliethoff

1. Introduction 279
2. Experimental set-up 281
3. Results and discussion 282
3.1. Simple combustion 283
3.2. Air staging 283
3.3. Injection of reducing agent 285
4. Conclusions 287
5. References 288

1. Introduction

As the shift away from fossil fuels, particularly coal, gains momentum, using biomass and biogenic residues as fuel becomes increasingly important [1]. It should be noted that nitrogen oxide gases (NO_x) are produced during combustion, which pose significant environmental and health risks [2]. Therefore, it is crucial to closely monitor and control the emissions of these gases, mainly when using various types of biomass and biogenic fuels. This is because these fuels may contain a significant amount of nitrogen, which can result in higher NO_x emissions during combustion.

Such a fuel with a high nitrogen content is sewage sludge, which has been increasingly used in thermal treatment processes. It is mainly incinerated in fluidized bed systems with relatively low temperatures [3].

The formation of nitrogen oxides from biomass combustion originates from the oxidation of the nitrogen in the air or in the fuel and it can be categorized into three forms [4] [5]:

- Thermal NO_x are formed at high temperatures with the oxidation of the N_2 in the air.
- Prompt NO_x is formed through the reaction of nitrogen and oxygen from the air in the presence of radicals of hydrocarbons. Usually in fuel-rich conditions.
- Fuel nitrogen oxides are formed from the chemically bonded nitrogen in the fuel, which is released and oxidized. This pathway is the main contributor to the NO_x emissions from biomass.

Many factors influence the release of fuel-bound nitrogen, e. g. temperature, heating rate, excess air ratio, air staging and the nitrogen compounds in the fuel. Additionally, the volatile content of the fuel also influences the release behavior of nitrogen, and since biomass usually has a high volatile content, most of the fuel nitrogen is released during volatilization [6] [7] [8] [9]. The released species are mainly NH_3 and HCN, with the former being the main component [10] [7]. However, the distribution of these species depends on how the nitrogen is bound in the fuel and on the system temperature [11] [10] [9]. Furthermore, these intermediates can even reduce NO_x emissions when in favorable conditions [12] [5].

In order to reduce the emission of NO_x, different methods can be applied and they are usually categorized into primary and secondary measures. The primary measures, such as air or fuel staging, usually change the combustion behavior and, therefore, can directly contribute to minimizing the conversion of fuel nitrogen into oxides or reducing the already formed NO_x into N_2, whereas secondary measures include adding reducing agents into the flue gas, such as ammonia and ammonia derivatives. The secondary measures can be further separated into selective non-catalytic reduction (SNCR) and selective catalytic reduction (SCR) [13] [14].

This work focuses on the NO_x release from pre-treated sewage sludge combustion, a fuel with high nitrogen content, and on reducing NO_x through air staging, SNCR and utilizing these methods in combined staging reduction.

2. Experimental set-up

The experiments were conducted at the Entrained Flow Combustion Reactor (EFCoRe) from the Chair of Energy Systems at the Technical University of Munich. Figure 1 depicts a schematic drawing of the combustion reactor. The reactor is electrically heated, allowing for continuous temperature control. Pulverized fuel is fed with air from the top through a swirl burner and combusted on its way down through the ceramic tube. The burner has a primary (PA) and a secondary air (SA) stream. PA acts as a carrier gas, while SA is injected in a concentric tube surrounding the fuel and PA tube. This allows for the swirling of air and, therefore, of the fuel in the reactor. The ratio of air injection is set to 1:2 for primary and secondary air, respectively. The flue gas is conducted through a convective section consisting of a bed ash container at the bottom of the reactor, a dry cyclone for the separation of fine particles and finally through a fan, which in turn controls the pressure in the reactor to a constant negative pressure of 0.02 $mbar_g$. Moreover, the reactor possesses side openings, so-called ports, which allow for gas extraction and the injection of over-fire air, in this case, tertiary air (TA) and gaseous reducing agent (ammonia).

The flue gas is collected from the third port level at the end of the reactor using an air-cooled high-temperature probing lance with a ceramic tube tip. The gas passes an electrically heated filter (FSS-H350 from M&C TechGroup Germany GmbH) at 350 °C. The high-temperature filtering is needed to avoid loss of ammonia due to adsorption on the solids or salt formation [15] [16]. The gases are analyzed by a gas measuring device AO2020 from ABB with the components CO, CO_2, O_2, NO, NO_2, and SO_2.

The used fuel consists of a sewage sludge torrefied for 20 minutes at 300 °C. A proximate analysis of the fuel was performed using the norms DIN EN ISO 18134-3, DIN EN ISO 18122 and DIN EN ISO 18125. Furthermore, the elemental analysis was performed with a Vario Macro Elementar Analyser and the data is given in table 1.

The combustion mode was held for at least ten minutes in order to have a stationary and valid point despite minor fluctuations. The results are normalized to 6 % O_2 to avoid dilution. The air staging experiments (AST) were conducted by injecting TA through the second port level, while the selective non-catalytic reduction experiments (SNCR) were also conducted by injecting ammonia through the second port level. The combined staging experiments (CST) had AST at the first port level and SNCR at the second. This allows for a long enough gas residence time between ammonia injection and the gas sampling. Moreover, a small amount of nitrogen was added together with ammonia to increase the mixing of the reducing agent and the flue gas. Additionally, the AST experiments had a goal air-fuel stoichiometric ratio λ of 1,15.

Tab. 1: Fuel analysis of the torrefied sewage sludge

C	H	N	S	O	a	Volatiles	Fixed-C	LHV
				wt-% (db)				MJ/kg
31.37	3.16	4.45	0.78	15.20	45.04	51.37	3.59	12.62

C: Carbon; H: Hydrogen; N: Nitrogen; S: Sulphur; O: Oxygen; a: Ash; w: Moisture; LHV: Lower Heating Value; db: dry basis; ar: as received

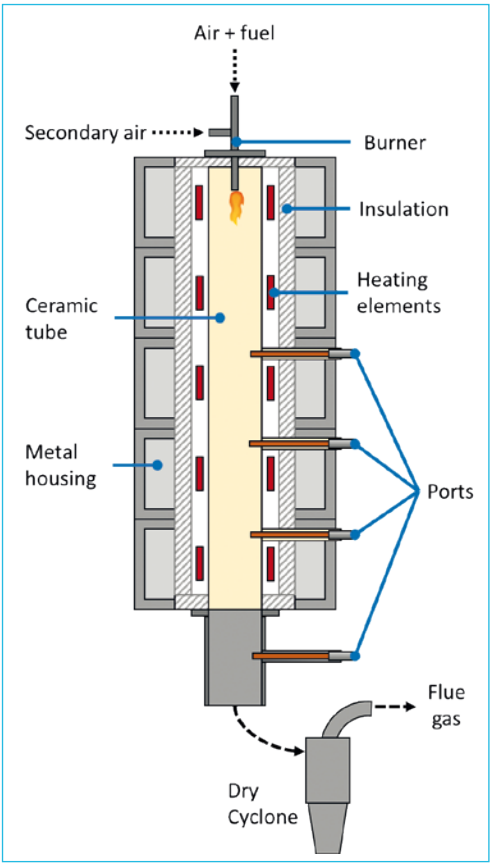


Fig. 1: Schematic drawing of the Entrained Flow Combustion Reactor

3. Results and discussion

Combustion experiments were conducted at a reactor wall temperature of 850 °C, 1000 °C and 1100 °C to investigate the initial relation between the formed NO_x and the overall stoichiometric ratio λ_{total}.

3.1. Simple combustion

The results for the torrefied sewage sludge are shown in figure 2 and display an increase in NO_x emissions with increasing temperature and air-fuel-ratio. This is due to the increase in oxygen availability and, hence, the oxidation of nitrogen species. The higher temperatures also lead to a faster release of volatile species and a faster kinetic, resulting in a higher NO_x concentration. The NO_x concentration values are well above 1000 mg/m^3, reaching 2500 mg/m^3 and, therefore, are over the emission limit for solid fuel power plants above 1 MW_{th} [17]. The high NO_x values are a product of the nitrogen concentration in the fuel.

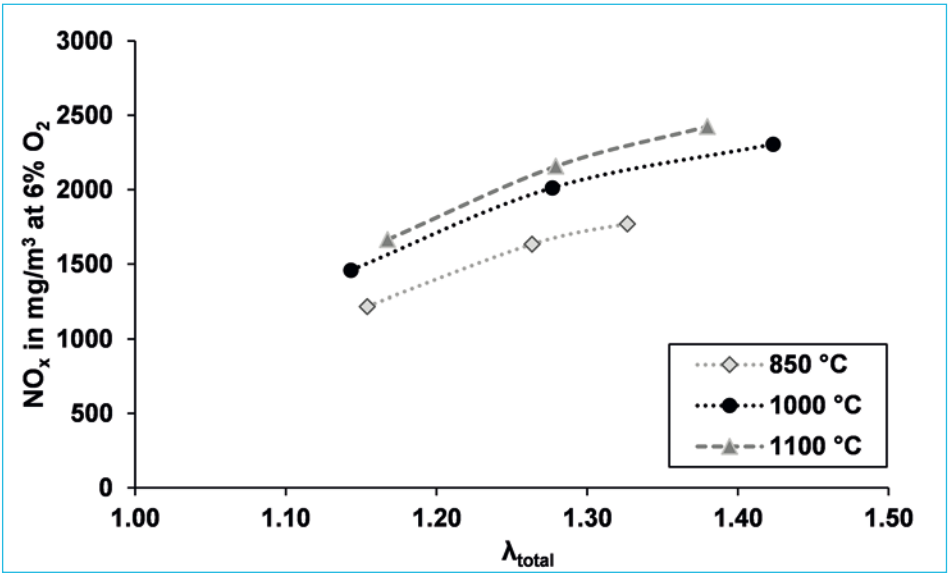


Fig. 2: NO_x emission from torrefied sewage sludge at different stoichiometric ratios at 850 °C, 1000 °C and 1100 °C

3.2. Air staging

The air staging experiments were conducted at 850 °C, 1000 °C and 1100 °C to reduce NO_x emissions. The air ratio λ_{red} was varied in the reduction zone, and the λ_{total} was kept at 1,15. Figure 3 shows the NO_x emissions after air staging. The emissions from the experiments at 850 °C are lower than at 1000 °C, reaching below 200 mg/m^3 at λ_{red} above 0,8. This is because the initial emissions at 1000 °C are much higher than at the lower temperature, though lower fuel nitrogen concentration can lead to lower emissions at higher temperatures [18]. Moreover, the NO_x emissions at 1000 °C are minimal at around λ_{red} 0,8. Meanwhile, at 1100 °C, the minimum is at a slightly higher λ_{red} of 0.85 and can reach NO_x emission levels comparable to 1000 °C. This is due to the amount of NO_x and intermediate species available at these stoichiometric ratios [19].

The reduction degree of the NO_x emissions δ_{NOx} after air staging compared to the initial emissions is displayed in figure 4. The degree of reduction increases with the reduction air ratio for 850 °C reaching close to 80 % at λ_{red} 0,9 and is basically constant between 50–60 % for the experiments at 1000 °C, whereas, for 1100 °C, the reduction degree has a maximum. This is an important factor to consider depending on the firing technology and the resulting temperature levels.

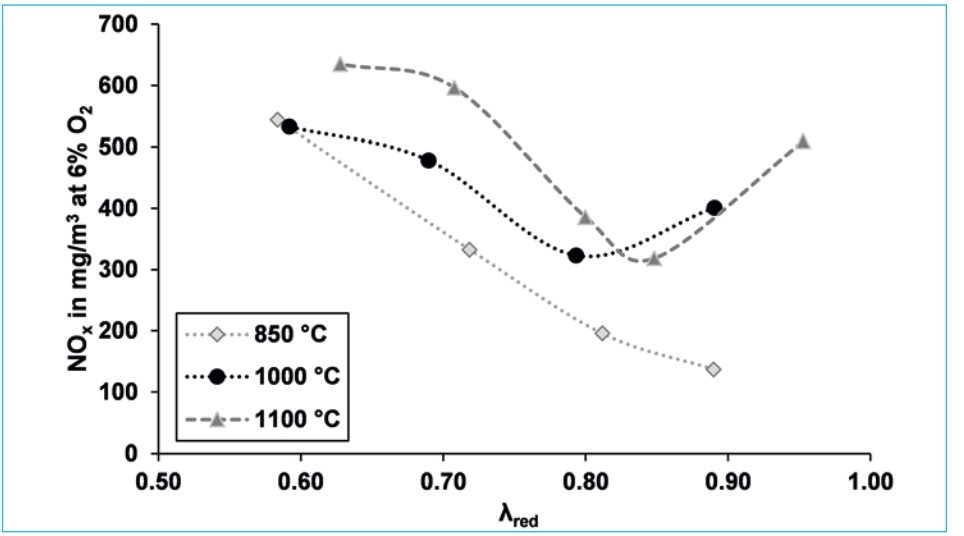


Fig. 3: NO_x emission from torrefied sewage sludge after air staging at different reduction conditions

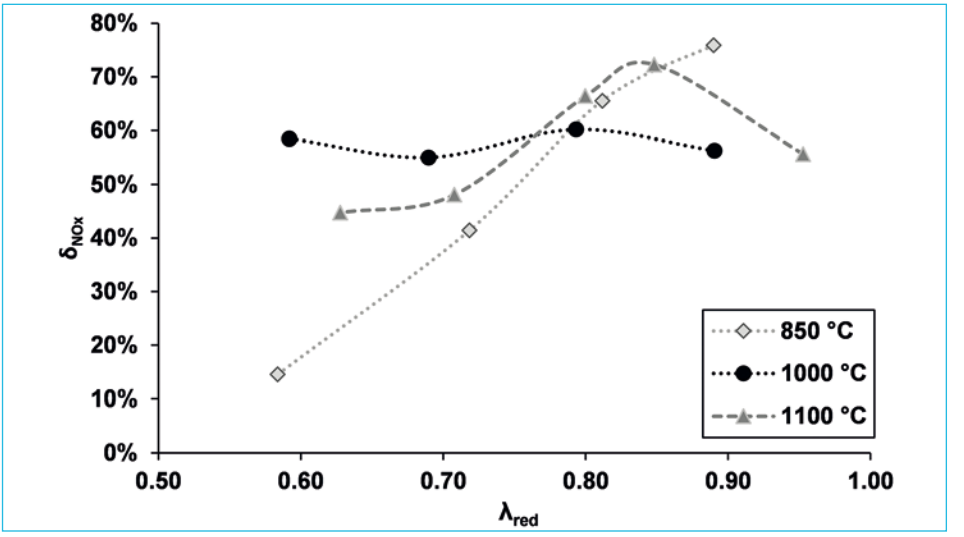


Fig. 4: NO_x reduction degree through air staging

Even though a high degree of NO_x reduction can be achieved through air staging, the emission from the experiments at 1000 °C and 1100 °C did not reach below 300 mg/m^3. As the NO_x emission limits must be considered, further reduction methods must be used with the combustion of the torrefied sewage sludge.

3.3. Injection of reducing agent

The effect of the NO_x reduction through selective non-catalytic reduction (SNCR) was investigated at 850 °C and 1000 °C by injecting ammonia into the second port level and measuring gas at the third. Moreover, a combination of air staging and SNCR was investigated as combined staging combustion (CST). Figure 5 displays the NO_x concentration for the different reduction cases at 850 °C with λ1 and λ2 having a total air-fuel ratio of 1,15 and 1,3, respectively. The SNCR1 case has a molar ratio of NH_3:N_2 of 1, while the SNCR2 has a ratio of 2. For the CST experiments, a molar ratio of 2 was used. Firstly, a higher NO_x concentration at higher oxygen availability can be observed. Both, SCNR1 and 2 displayed a reduction in NO_x, with the higher λ displaying a greater NO_x concentration. Air staging resulted in lower NO_x levels, with the combined staging experiments yielding similar results of NO_x emission levels below 200 mg/m^3 at 6 % O_2.

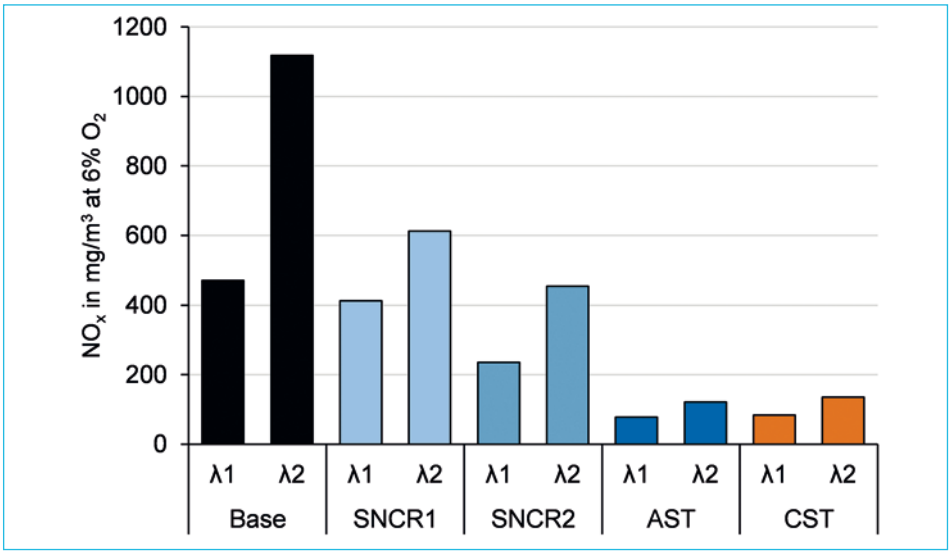


Fig. 5: NO_x concentration from different reduction methods at 850 °C and varying air-fuel-ratio

By comparing the NO_x reduction degree of the investigated methods, as seen in figure 6, a higher reduction can be observed for all cases with greater λ. Moreover, more ammonia injection resulted in higher reduction. The greatest reduction was yielded by the staged reduction, both air and combined staging, reaching 90 % for AST and λ2.

At 1000 °C, the NO_x levels displayed a similar trend in figure 7, albeit with a higher NO_x concentration of 219 mg/m^3 at 6 % O_2 for the CST λ2 case, compared to 850 °C. λ2 yielded a lower NO_x concentration than λ1 for both AST and CST.

For the higher temperature of 1000 °C, the SNCR experiments, as shown in figure 8, had a lower reduction degree than 850 °C. AST resulted in a great reduction degree of over 50 %, with the reduction at λ2 reaching 74 %. CST yielded even greater reduction results, with the CST at λ1 and λ2 having a reduction degree of 72 % and 82 %, respectively.

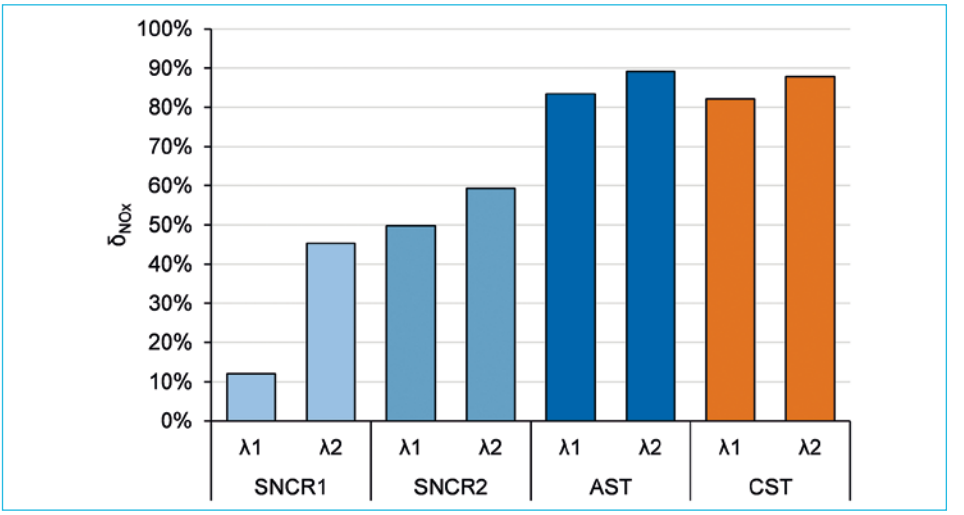


Fig. 6: NO_x reduction degree from different reduction methods at 850 °C and varying air-fuel-ratio

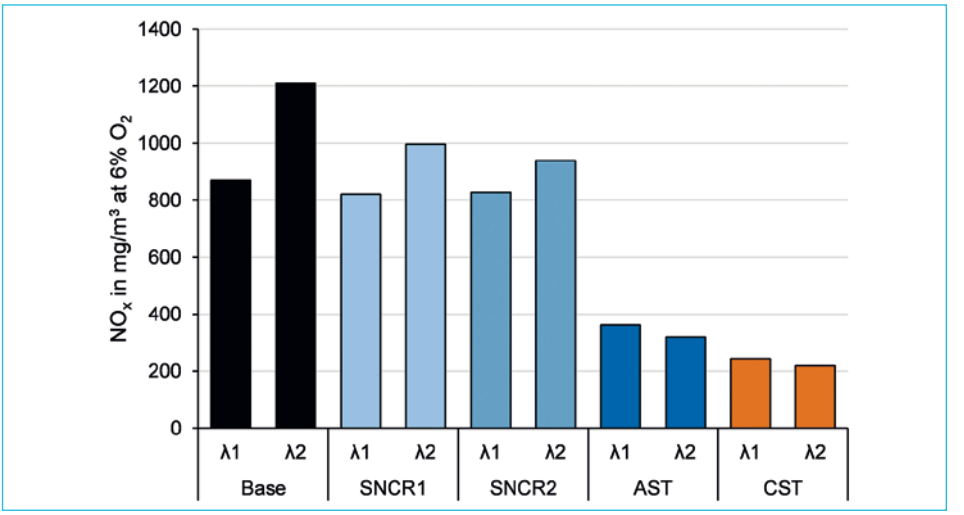


Fig. 7: NO_x concentration from different reduction methods at 1000 °C and varying air-fuel-ratio

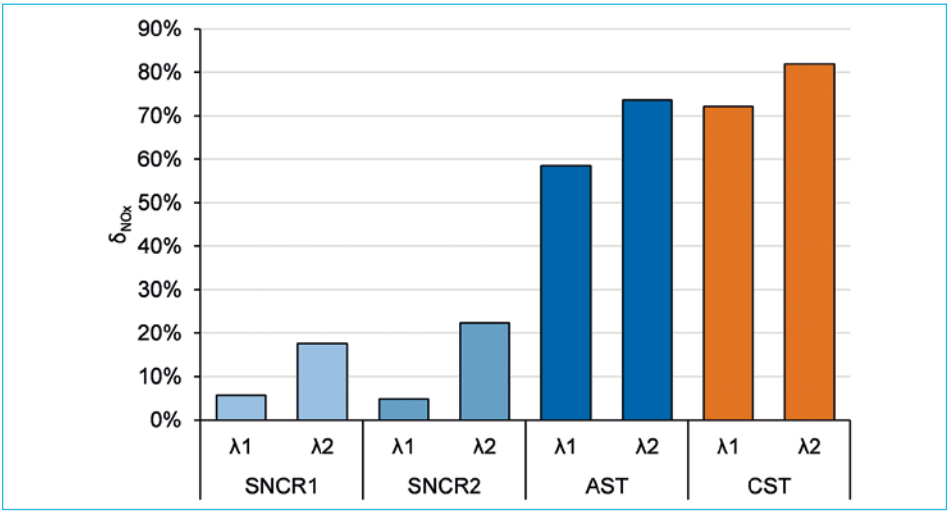


Fig. 8: NO_x reduction degree from different reduction methods at 1000 °C and varying air-fuel ratio

4. Conclusions

This work investigates the combustion of torrefied sewage sludge in an entrained flow reactor. The focus of the combustion experiments lies in the NO_x emission and reduction. An increase in emissions is observed with increasing combustion temperatures and air-fuel-ratio. Air staging was employed as a NO_x reduction method and yielded high reduction degrees of around 50–60 % for experiments at 1000 °C and over 70 % reduction at 850 °C and an air-fuel-ratio in the reduction zone of 0,9. Even though reasonable NO_x reduction is achieved, the emissions are mostly above the permitted levels. Moreover, SNCR was investigated by injecting ammonia into the combustion chamber at NH_3:N_2 molar ratios of 1 and 2. Adding a reducing agent resulted in reduction degrees of up to 60 % at 850 °C and air-fuel-ratio of 1,3, while only a 5 % reduction was reached at 1000 °C. Additionally, by combining air staging and SNCR, NO_x emissions were further reduced at 1000 °C, reaching as low as 219 mg/m^3. Important factors impacting the reduction degree of NO_x emissions are the total air-fuel ratio, the NH_3:N_2 molar ratio, and the temperatures at which the reduction process is performed. Depending on the NO_x emission levels, more than one reduction method may be needed to achieve the permitted emission levels.

Acknowledgment

The authors acknowledge the funding from the German Federal Ministry of Food and Agriculture and the Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e. V. The authors kindly thank the laboratory from the Chair of Energy Systems at the Technical University of Munich for the ultimate analysis and the chemical analysis of the fuel and the ashes of the samples.

5. References

[1] Umweltbundesamt. 2022. *Erneuerbare und konventionelle Stromerzeugung*. https://www.umweltbundesamt.de/daten/energie/erneuerbare-konventionelle-stromerzeugung (Stand: 23.07.2024).

[2] US Environmental Protection Agency. *Integrated Science Assessment for Oxides of Nitrogen–Health Criteria*.

[3] Schnell, M., Horst, T. and Quicker, P. 2020. Thermal treatment of sewage sludge in Germany: A review. *Journal of environmental management* 263, 110367.

[4] Zeldovich, Ya. B., Sadovnikov P. Ya., Frank-Kamenetskii D. A. 1946. Oxidation of Nitrogen in Combustion and Explosions. *Acta Physicochem USSR*, 21, pp. 577–628.

[5] Glarborg, P. 2003. Fuel nitrogen conversion in solid fuel fired systems. *Progress in Energy and Combustion Science* 29, 2, pp. 89–113.

[6] Abelha, P., Gulyurtlu, I. and Cabrita, I. 2008. Release Of Nitrogen Precursors From Coal And Biomass Residues in a Bubbling Fluidized Bed. *Energy Fuels* 22, 1, pp. 363–371.

[7] Anca-Couce, A., Sommersacher, P., Evic, N., Mehrabian, R., and Scharler, R. 2018. Experiments and modelling of NO_x precursors release (NH_3 and HCN) in fixed-bed biomass combustion conditions. *Fuel* 222, pp. 529–537.

[8] Winter, F., Wartha, C. and Hofbauer, H. 1999. NO and N_2O formation during the combustion of wood, straw, malt waste and peat. *Bioresource technology* 70, pp. 39–49.

[9] Chen, H., Shan, R., Zhao, F., Gu, J., Zhang, Y., Yuan, H. and Chen, Y. 2023. A review on the NO_x precursors release during biomass pyrolysis. *Chemical Engineering Journal* 451, 138979.

[10] Hansson, K.-M., Samuelsson, J., Tullin, C. and Åmand, L.-E. 2004. Formation of HNCO, HCN, and NH_3 from the pyrolysis of bark and nitrogen-containing model compounds. *Combustion and Flame* 137, 3, pp. 265–277.

[11] Hansson, K.-M., Åmand, L.-E., Habermann, A. and Winter, F. 2003. Pyrolysis of poly-?-leucine under combustion-like conditions*. *Fuel* 82, 6, pp. 653–660.

[12] Chang, L., Xie, Z., Xie, K.-C., Pratt, K. C., Hayashi, J., Chiba, T. and Li, C.-Z. 2003. Formation of NO_x precursors during the pyrolysis of coal and biomass. Part VI. Effects of gas atmosphere on the formation of NH_3 and HCN. *Fuel* 82, 10, pp. 1159–1166.

[13] Eltrop, L., Raab, K., Schneider, S., Schröder, G., Kaltschmitt, M., Jahraus, B. and Heinrich, P., Eds. 2005. *Leitfaden Bioenergie. Planung, Betrieb und Wirtschaftlichkeit von Bioenergieanlagen*. Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe, Gülzow b Güstrow.

[14] Nussbaumer, T. 2003. Combustion and Co-combustion of Biomass: Fundamentals, Technologies, and Primary Measures for Emission Reduction. *Energy Fuels* 17, 6, pp. 1510–1521.

[15] Kastner, J. R., Miller, J., Kolar, P. and Das, K. C. 2009. Catalytic ozonation of ammonia using biomass char and wood fly ash. *Chemosphere* 75, 6, pp. 739–744.

[16] Brendel, G. F., Bonetti, J. E., Rathbone R. F., Frey Jr. R. N. 2000. *Investigation of Ammonia Adsorption on Fly Ash due to Installation of Selective Catalytic Reduction Systems*.

[17] Bundesministerium für Justiz und Verbraucherschutz. 2019. *44. BImSchV.* https://www.gesetze-im-internet.de/bimschv_44/BJNR080410019.html (Stand: 23.07.2024).

[18] Marro, R. 2018. *Einfluss der Verbrennungsbedingungen auf NO_x-Emissionen und Belagsbildung bei der Staubfeuerung aufbereiteter biogener Brennstoffe*. Doctorate Thesis, Technical University of Munich.

[19] Eberius, H., Just, T. and Kelm, S. NO_x-Schadstoffbildung aus gebundenem Stickstoff in Propan-Luft-Flammen. *VDI Bericht Nr. 498*.

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

Stickoxidminderung bei der oszillierenden Verbrennung von Ammoniak als kohlenstofffreiem Energieträger

Hans-Joachim Gehrmann, Janine Wiebe, Krasimir Aleksandrov und Dieter Stapf

1. Einleitung 291
2. Experimentelle Untersuchungen 292
3. Wirtschaftlichkeitsbetrachtung 299
4. Zusammenfassung 310
5. Quellen 311

1. Einleitung

Im Rahmen des Europäischen Green Deals und den Zielen für ein klimaneutrales Europa bis 2050 werden Technologien auf Basis von grünem Strom diskutiert, um CO_2-Emissionen zu reduzieren oder ganz zu vermeiden. Wasserstoff gilt als vielversprechender alternativer Brennstoff, besonders in der Mobilitäts- und Prozessindustrie. Ammoniak (NH_3), ebenfalls ein kohlenstofffreier Brennstoff, lässt sich bei -33 °C verflüssigen, während Wasserstoff (H_2) erst bei -253 °C flüssig wird, was den Transport und die Lagerung von Ammoniak begünstigt. Zudem hat Ammoniak mit etwa 14 MJ/m^3 eine höhere volumetrische Energiedichte als Wasserstoff mit rund 11 MJ/m^3.

Diese Studie analysiert die Kosten der grauen und grünen Ammoniakproduktion in Norwegen mit dem Haber-Bosch-Verfahren. Graue Produktion nutzt Wasserstoff aus der Dampfreformierung von Erdgas, grüne Produktion setzt auf Elektrolyse mit Strom aus erneuerbaren Energiequellen. Norwegen, mit seinem hohen Anteil an erneuerbarer Energie insbesondere aus Wasserkraft, wird deshalb in der Kostenanalyse entsprechend berücksichtigt [1]. Die Analyse erfolgt mit und ohne CO_2-Bepreisung und umfasst die gesamte Prozesskette von der Produktion in Norwegen über den Transport nach Deutschland bis zur Lagerung und Verbrennung in einer Kesselfeuerungsanlage. Die Aufwendungen

in der Abgasreinigung zur Minderung der Stickoxid- (NO_x) Konzentrationen basieren auf Daten aus experimentellen Untersuchungen im Technikumsmaßstab mit dem Kooperationspartner Gas- und Wärme-Institut (GWI) in Essen.

2. Experimentelle Untersuchungen

Neben der Betrachtung der wirtschaftlichen Rahmenbedingungen zur NH_3-Verbrennung müssen zunächst technische Fragestellungen, wie z. B. die Zündfähigkeit, die Flammenstabilität sowie die Höhe der NO_x-Emissionen und des NH_3-Schlupfes, geklärt werden. Basierend auf den positiven Erfahrungen zur Minderung von NO_x mithilfe der Oszillation für feste staubförmige Brennstoffe [2], sollte unter der Voraussetzung einer stabilen Flamme die Übertragung auf NH_3 möglich sein. Da der Temperaturbereich bei der NH_3-Verbrennung in Kesselfeuerungen in der Regel unterhalb dem Bereich für thermisches NO_x liegt [3], kann im Wesentlichen von der Bildung von NO_x aus dem Brennstoffstickstoff des NH_3 ausgegangen werden. Für die Minderung von NO_x kann in Primär- und Sekundärmaßnahmen unterschieden werden. Primärmaßnahmen greifen dabei direkt in den Feuerungsprozess ein und sind den Sekundärmaßnahmen, die dem thermischen Hauptverfahren nachgeschaltet sind, aus wirtschaftlichen Gründen vorzuziehen. Zu den Primärmaßnahmen zählen – und sind Stand der Technik– die Luft- und Brennstoffstufung sowie die Rauchgasrezirkulation. Sekundäre Maßnahmen sind die selektive nicht katalytische Reduktion (SNCR) durch z. B. die Harnstoffeindüsung in das Rauchgas bei höheren Temperaturen und die selektive katalytische Reduktion (SCR) mithilfe eines Katalysators im niedrigeren Temperaturbereich.

Die Oszillation gehört prinzipiell zur Luft- und Brennstoffstufung, diese wird aber nicht lokal, sondern zeitlich gestuft umgesetzt. Durch die Oszillation entstehen wechselnde Phasen mit unterschiedlichen Stöchiometrieverhältnissen.

Der prinzipielle Ablauf der NO_x-Minderung durch Oszillation mit der Amplitude Δ ist in Abbildung 1 für die Verbrennung von CH_4 (links) und NH_3 (rechts) exemplarisch dargestellt. In den brennstoffreichen Zeitabschnitten Δt_1 entstehen bei der CH_4-Verbrennung signifikante Mengen CO, H_2 und evtl. Restkohlenwasserstoffe (CH_i), während in den brennstoffarmen Zeitabschnitten Δt_2 (mit erhöhter Luftzugabe) die Verbrennung zu CO_2 und H_2O führt. Betrachtet man NH_3 als Brennstoff, so ergibt sich ein ähnliches Bild: In den brennstoffreichen Zeitabschnitten Δt_1 entstehen vorwiegend NH_i-Radikale als Verbrennungsprodukte, während sich in den brennstoffarmen Zeitabschnitten Δt_2 (mit erhöhter Luftzugabe) für beide Brennstoffe darüber hinaus auch NO_x bildet. Die NO_x-Reduktion ergibt sich dann aus dem zeitlichen Mittelwert der Konzentrationen.

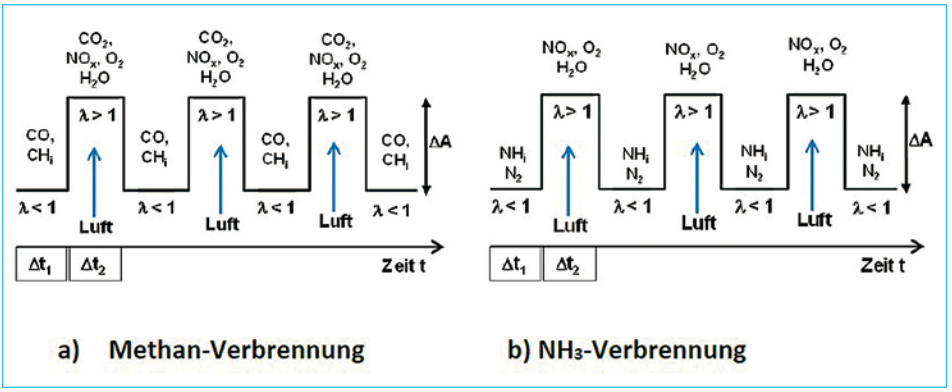


Abb. 1: Schematische Darstellung bei oszillierender Luftzugabe für die Verbrennung von Methan (links) und Ammoniak (rechts)

Der für NH_3 eingesetzte Brenner wurde speziell für die Verbrennung von alternativen Gasen von einem Industriepartner konstruiert.

Die Verbrennungsluft kann jeweils verdrallt in Primärluft (PL) und Sekundärluft (SL) aufgeteilt und dem Feuerraum über Ringspalte zugeführt werden. Die zentrale Gaslanze lässt sich zusätzlich axial verschieben.

Die experimentellen Arbeiten wurden an zwei Versuchsöfen am Gas- und Wärme-Institut durchgeführt. In einer ersten Kampagne wurde der Ammoniakbrenner in einer wassergekühlten Brennkammer (Abbildung 2) eingesetzt, die eher den Bedingungen einer Kesselfeuerung entspricht.

Die Brennkammer hat eine Länge von 1,5 m, eine Breite von 80 cm und eine Höhe von 1 m. Die Wasserkühlung wurde so konfiguriert, dass die Abgastemperatur je nach Brennerlast zwischen 108 °C und 115 °C lag.

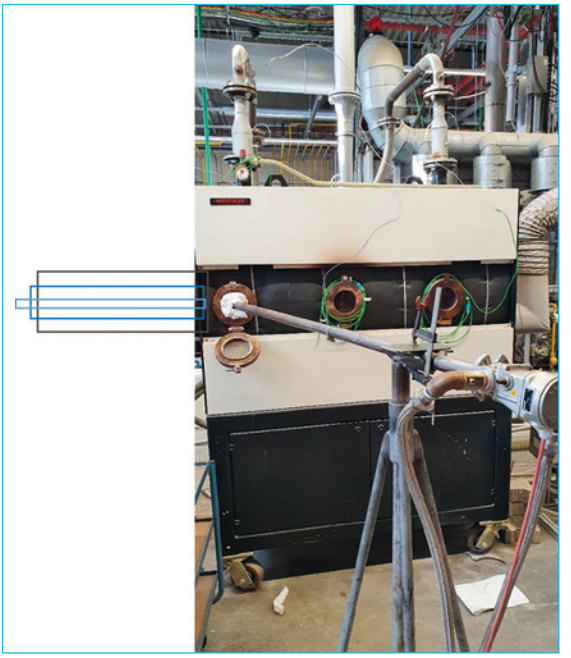


Abb. 2: Wassergekühlte Brennkammer (Quelle: GWI)

In einer zweiten Kampagne wurde eine isotherme Brennkammer, die zusätzlich über vier Strahlrohre am Boden der Anlage verfügt, zur Temperierung des Feuerraums für die Verbrennungsversuche mit NH_3 eingesetzt (Abbildung 3).

Die Brennkammer hat eine Länge von rund 2,5 m, eine Breite von 1,2 m und eine Höhe von 1,85 m.

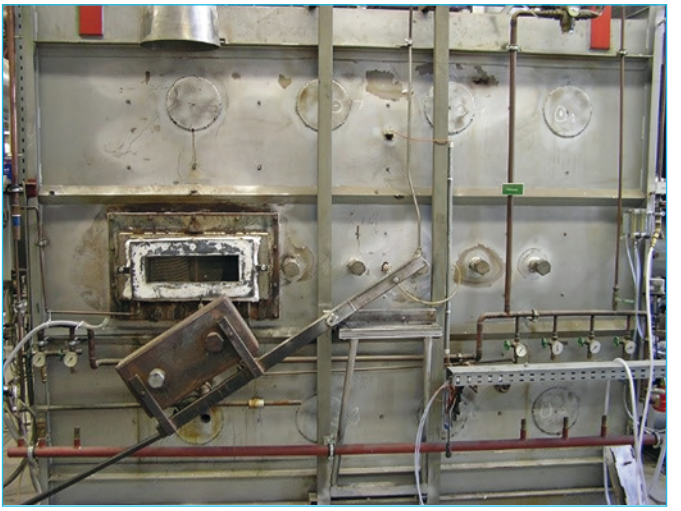


Abb. 3: Isotherme Brennkammer (Seitenansicht, Quelle: GWI)

Zur Erzeugung der Oszillation wurde ein Gasmagnetventil in die Brennstoffleitung eingebaut.

Um bei einer Unterbrechung des Gasflusses durch die Oszillation eine stabile Rückzündung zu erzeugen, wurde zusätzlich ein Bypass installiert, um damit eine Pilotflamme mit dem Brenngas bereitzustellen (Abbildung 4).

Abb. 4: Gasmagnetventil mit Bypass in der Brennstoffleitung (Quelle: GWI)

Bevor die oszillierende Verbrennung zur Stickoxidminderung untersucht werden kann, muss verständlicherweise zunächst eine stabile NH_3-Flamme erzeugt werden. Dazu wurden, ausgehend von einer Erdgasflamme, bestimmte NH_3- Volumenströme zudosiert, dies in der Regel bei konstanter Gesamtluftmenge und vergleichbarer Leistung. Entsprechend wurden die Erdgasanteile sukzessive verringert. Die Abgastemperatur, die Gaszusammensetzung und Volumenströme wurden aufgezeichnet und protokolliert. In den folgenden Abbildungen sind die Verläufe von NO_x und NH_3 als Funktion des NH_3-Anteils x_{NH3} im Gasgemisch aus den jeweiligen Volumenströmen dargestellt. Dabei werden die Gaskonzentrationen – nicht wie sonst üblich – auf die m^3_N Gas bezogen, sondern auf die Energieeinheit kWh, um damit die unterschiedlichen Heizwerte im Gemisch zu berücksichtigen.

Da der NH_3-Volumenstrom nicht in allen Fällen kontinuierlich aufgezeichnet wurde, ist der entsprechende NH_3-Anteil aus gemessenen Wasserdampf-, Sauerstoff- und Kohlendioxidkonzentrationen sowie der Erdgasmenge iterativ

ermittelt worden. Die Abweichungen zu einzelnen protokollierten NH_3-Volumenströmen liegen zwischen 10 % und 15 % und damit in einem vertretbaren Rahmen.

In Abbildung 5 sind die entsprechenden Verläufe für die thermische Leistung von 110 kW in der wassergekühlten Brennkammer dargestellt. Die insgesamt zugeführte Verbrennungsluftmenge lag bei 110 m^3_N/h, 15 % waren davon etwa für die Primärluft vorgesehen. Die Verbrennungsluft wurde verdrallt zugegeben.

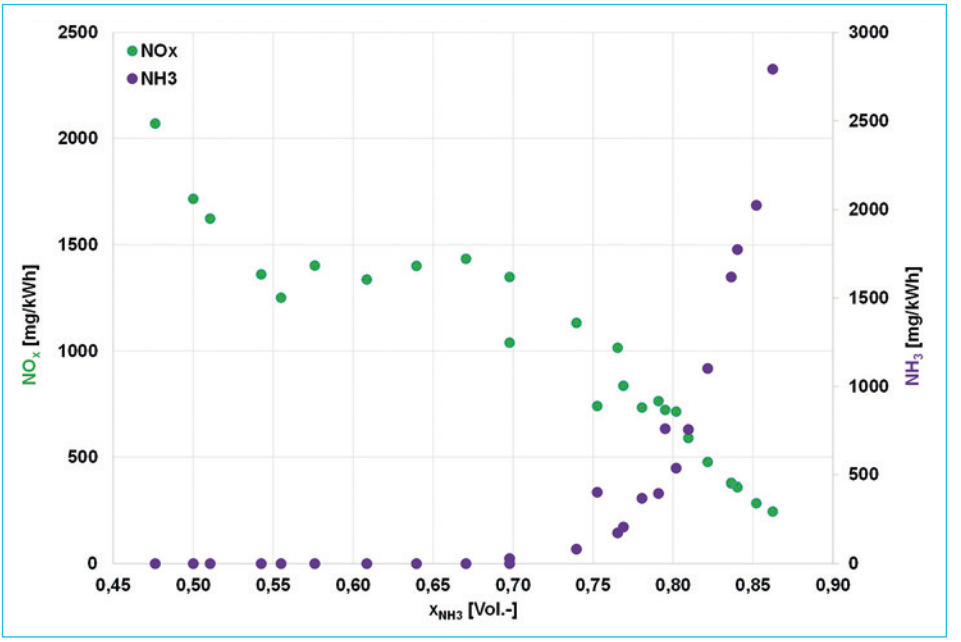


Abb. 5: NO_x- und NH_3-Konzentrationen als Funktion des NH_3-Anteils in einer wassergekühlten Brennkammer

In dieser Versuchsreihe wurde der maximale Ammoniakschlupf im Abgas für x_{NH3} = 0,86 mit rund 2.800 mg/kWh erreicht. Gleichzeitig sank die NO_x-Konzentration von 2.100 mg/kWh auf rund 250 mg/kWh. Die Reduktion des NO_x erfolgt in diesem Fall durch nicht verbranntes NH_3, was mit Zunahme des NH_3-Anteils im Gemisch zu dem sehr hohen NH_3-Schlupf führte. Trotz eines maximalen Dralls am Brenner konnte die Flamme bei 86 % NH_3-Anteil nicht mehr stabilisiert werden und erlosch. Zur Verbesserung der Zünd- und Flammenstabilität wurde deshalb auf die isotherme Brennkammer zurückgegriffen.

Diese Brennkammer wurde zunächst über die Strahlrohre und die Erdgasflamme auf 800 °C vorgeheizt, die Verbrennungsluft war nicht vorgewärmt und wurde vollständig als Primärluft zugegeben.

In einem ersten Versuch (Abbildung 6) konnte ein maximaler Ammoniakanteil im Gemisch mit Erdgas von 90 Vol.-% erreicht werden. Hierbei betrugen die NO_X-Konzentrationen 5.015 mg/kWh bei geringem NH_3-Schlupf von lediglich 3,6 mg/kWh.

Wie aus Abbildung 6 zu erkennen ist, nehmen die Stickoxidkonzentrationen bis zu einem Anteil von x_{NH3} 0,6 zunächst zu, um dann mit weiter steigendem Ammoniak-Anteil wieder abzunehmen, und dies bei tendenziell nur leicht zunehmendem NH_3-Schlupf. Die Abnahme der Stickoxidkonzentrationen ist auf eine in-situ-Reduktion mit überschüssigem NH_3 aus dem Brenngas innerhalb der Flamme zurückzuführen, was durch Arbeiten am GWI bestätigt ist [4].

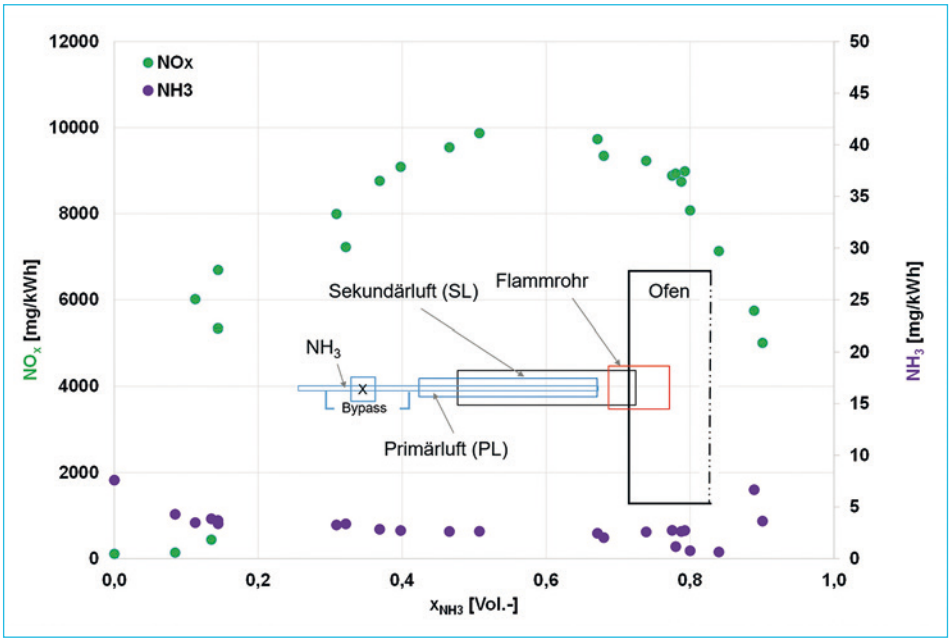


Abb. 6: NO_X- und NH_3-Konzentrationen als Funktion des NH_3-Anteils in einer isothermen Brennkammer ohne Vorwärmung der Verbrennungsluft

Um NH_3 stabil zu zünden, wurde nun die Brennkammertemperatur auf 1.000 °C mithilfe der Strahlrohre angehoben, die Verbrennungsluft auf 260 °C vorgewärmt und die gesamte Luftmenge wieder als Primärluft verdrallt zugegeben. Durch die fehlende konvektive Kühlung durch die Sekundärluft konnte die Strahlungsenergie des rotglühenden Flammrohres an die vorgemischte Flamme als Teil der Zündenergie abgegeben werden.

Mit dieser Konfiguration wurde schließlich eine stabile Zündung für die Ammoniakverbrennung erreicht (Abbildung 7).

Dabei betrugen die Stickoxidkonzentrationen bei der NH_3-Verbrennung rund 13.900 mg/kWh, während der Ammoniakschlupf mit 0,4 mg/kWh gering war und damit einen sehr guten Ausbrand darstellte.

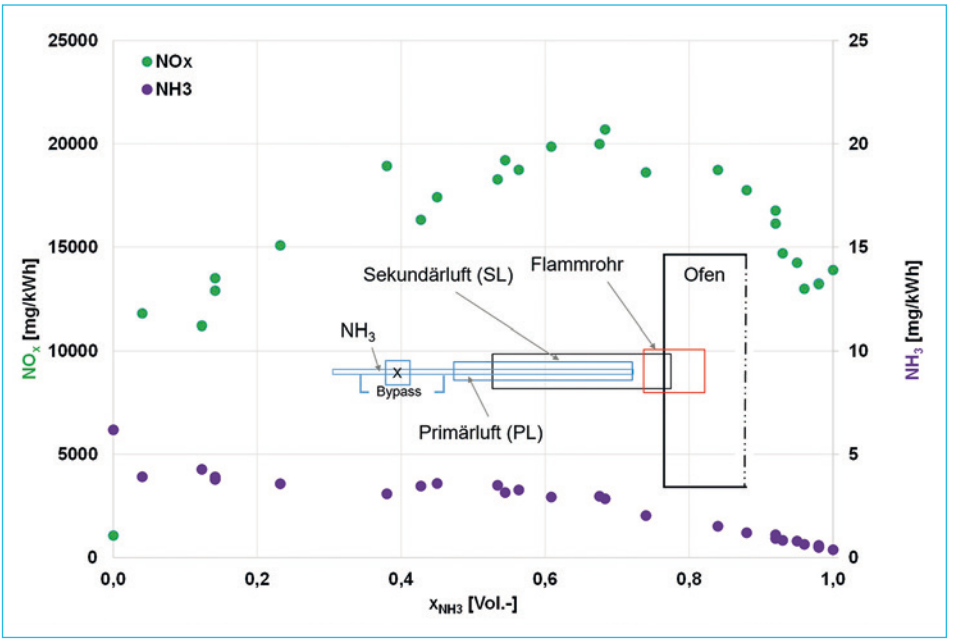


Abb. 7: NO_x- und NH_3-Konzentrationen als Funktion des NH_3-Anteils in einer isothermen Brennkammer mit Vorwärmung der Verbrennungsluft

Das Maximum der NO_x-Bildung wurde bei rund 68 % NH_3 im Gemisch mit rund 20.700 mg/kWh erreicht. Im Vergleich zur Abbildung 6 sind aufgrund der Luftvorwärmung und des damit verbundenen höheren Dralls entsprechend steigende Stickoxidkonzentrationen ermittelt worden.

Der Verlauf der Stickoxidkonzentrationen entspricht grundsätzlich dem der Abbildung 6, bei dem bei einer weiteren Zunahme des Ammoniakanteils im Brenngasgemisch die NO_x-Konzentrationen bei konstant niedrigem NH_3-Schlupf wieder sinken.

Nachdem nun ein stabiler Betrieb mit NH_3 möglich war, konnten die Untersuchungen zur oszillierenden Fahrweise erprobt werden (Abbildung 8).

Zunächst wurde die Verbrennung ohne Oszillation gestartet, wobei die Stickoxidemissionen bei rund 14.200 mg/kWh (entsprechend etwa 14.500 mg/m_N^3 tr.) bei einem Ammoniakschlupf im Mittel von 0,4 mg/kWh wie in der Größenordnung beim Versuch zuvor lagen (Abbildung 7). Ausgehend von 1 Hz wurde die Frequenz nach entsprechender Wartezeit schrittweise auf 2 Hz erhöht. Bei 2 Hz konnte eine Reduzierung der Stickoxidkonzentrationen um rund 80 % auf ca.

2.500 mg/kWh verzeichnet werden. Dabei stieg jedoch der Ammoniakschlupf auf rund 33 mg/kWh an. Bei einer Frequenz von 1 Hz betrug die Minderung der Stickoxidkonzentrationen immerhin noch 48 %, entsprechend rund 7.240 mg/kWh.

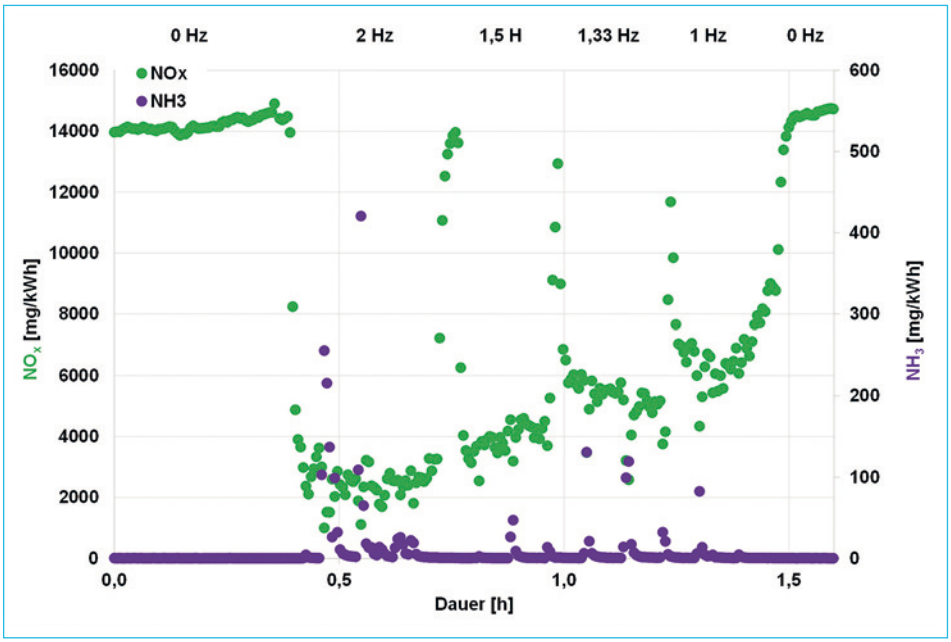


Abb. 8: NO_X- und NH_3-Konzentrationen als Funktion der Oszillationsfrequenz

Mit Abnahme der Oszillationsfrequenz steigen die NO_X-Konzentrationen vermutlich durch sich verschlechternde Vermischungsbedingungen in der Brennkammer an. Aufgrund technischer Limitierungen konnte die Oszillationsfrequenz jedoch ausgehend von 2 Hz nicht weiter erhöht werden, um diesen Einfluss zu bestätigen.

3. Wirtschaftlichkeitsbetrachtung

Für die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung werden sowohl die nicht reduzierten NO_X-Konzentrationen als auch die durch die oszillierende Fahrweise abgesenkten Werte für die Auslegung der Rauchgasreinigung mittels SNCR und SCR berücksichtigt.

Kostenanalyse der Ammoniakproduktion in Norwegen ohne CO_2-Bepreisung

Zunächst wurden die Investitionsausgaben (CapEx) und die laufenden Betriebskosten (OpEx) der grauen und grünen Ammoniakproduktion in Norwegen berechnet, ohne den Preis für CO_2-Zertifikate zu berücksichtigen. CapEx bezieht sich auf die Investition in die Anlage, während OpEx Material, Betriebsstoffe, Versorgungsleistungen, Kapital-, Wartungs- und Abschreibungskosten sowie Steuern und Versicherungen umfassen. Die Abschreibungsdauer wird auf 20 Jahre festgelegt und die Kapitalkosten werden mit einem Zinssatz von 10 % berücksichtigt.

Für die graue Ammoniakproduktion werden Literaturwerte für eine Anlage mit der besten verfügbaren Technologie (BAT) verwendet. Der thermische Energiebedarf beträgt 7,8 MW_{th}/t_{NH3} [5], aufgeteilt in 5 MWh/t_{NH3} für die Versorgung mit Rohstoffen, 2,18 MWh/t_{NH3} für Brennstoffe, 0,39 MWh/t_{NH3} für Strom und 0,23 MWh/t_{NH3} für Dampf.

Die Betriebskosten der grünen Ammoniakproduktion basieren auf einer Energiebilanz mit einem elektrischen Energiebedarf von 11,8 MWh_{el}/t_{NH3}. Die Materialkosten beinhalten die Kosten für Wasser, wobei ein Bedarf von 9 l_{H2O}/kg_{H2} und somit 1,6 t_{H2O}/t_{NH3} angenommen wird [6]. Die erforderlichen Daten zur Berechnung der Betriebskosten sind in Tabelle 1 aufgeführt.

Tab. 1: Materialkosten zur Berechnung der Betriebskosten für die Ammoniakproduktion

Kostenprognosen	2020	2030	2040	2050	Standort	Quelle
Erdgas in €/MWh	33	34	36	37	EU	[7]
Strom in €/MWh	42	41	44	49	NOR	[8]
Demineralisiertes Wasser in €/t_{H2O}	0,44	0,45	0,45	0,45	NOR	[9] [10]

Kostenanalyse der Ammoniakproduktion in Norwegen mit CO_2-Bepreisung

Im Jahr 2003 formulierten das Europäische Parlament und der Rat eine Richtlinie zur Einrichtung eines Systems für den Handel mit Treibhausgasemissionszertifikaten, um Anreize zur Emissionsverringerung in der Industrie zu schaffen [11]. Obwohl Norwegen kein EU-Mitglied ist, ist es durch das EWR-Abkommen und die Europäische Wirtschaftsgemeinschaft (EWG) eng mit der EU verbunden. Über das EWR-Abkommen gelten die EU-Umwelt- und Klimagesetze auch in Norwegen. Seit 2008 nimmt Norwegen am EU-Emissionshandelssystem (EU-ETS) teil, weshalb die Preise für CO_2-Emissionen berücksichtigt werden müssen. Tabelle 2 zeigt eine Schätzung der CO_2-Zertifikatspreise in der EU bis 2050.

Tab. 2: Preisprognose für CO_2-Zertifikate in Europa bis 2050

Preisprognosen	2020	2030	2040	2050	Standort	Quelle
CO_2 Zertifikats-preise in €/t_{CO2}	25	282	398	515	EU	[10] [12]

Die CO_2-Emissionen der grauen Ammoniaksynthese können je nach Alter der Anlage variieren. Hier wurde eine CO_2-Emission von 2 t_{CO2}/t_{NH3} für eine Anlage nach dem Stand der Technik verwendet [5].

Die grüne Ammoniaksynthese hat eine CO_2-Emission von 0,17 t_{CO2}/t_{NH3}, die auf den Transport der Gase innerhalb der Produktionsanlage zurückzuführen ist [5].

Basierend auf den experimentellen Ergebnissen zu NO_x-Emissionen aus der NH_3-Verbrennung sind in Tabelle 3 die Investitions- und Betriebskosten für den Betrieb mit und ohne Oszillation dargestellt.

Tab. 3: Investitions- und Betriebskosten für die Reduktion der NO_x-Konzentrationen

Betriebsweise	Invest SNCR und SCR	Reduktionsrate [%]		2020	2030
		SNCR	SCR	€ / t NH_3	
ohne Oszillation (14.000 mg/kWh)	3,5 Mio.€	86	95	21,8	23,2
mit Oszillation (3.000 mg/kWh)		70	90	9,5	10,4

Die Reduktionraten sind den Eingangskonzentrationen entsprechend angepasst. Es wird vereinfacht von einem vergleichbar hohen Investitionsvolumen für beide Szenarien ausgegangen, da sekundärseitig immer auch ein Katalysator berücksichtigt wird. Aufgrund der unterschiedlich verteilten Reduktionsraten reduzieren sich die Betriebsmittelverbräuche nicht linear mit den NO_x-Konzentrationen, sondern halbieren sich unter den hier getroffenen Annahmen.

Entsprechende Betriebsmittelkosten für die Abgasreinigung sind in Tabelle 4 aufgeführt.

Tab. 4: Preisprognosen für Betriebsmittel in der Rauchgasreinigung

	2020	2030	2040	2050	Quelle
Ammoniakwasser in €/t	103	106	109	113	[10] [3]
Druckluft in €/m^3_N	0,03	0,03	0,03	0,03	[10] [3]
Strom in €/MWh	45	76	72	59	[13]

Kostenanalyse der gesamten Prozesskette

Der Prozessablauf umfasst die Produktion von Ammoniak in Norwegen, den anschließenden Transport nach Deutschland und die Verbrennung in einer Kesselfeuerungsanlage (Abbildung 9).

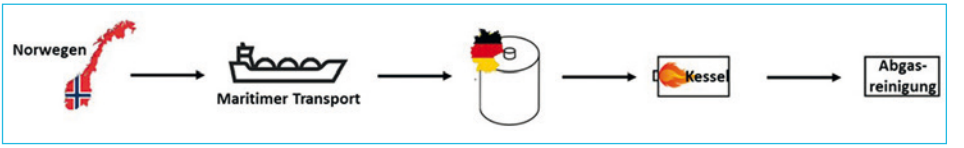


Abb. 9: Aufbau der Prozesskette für die Rentabilitätsanalyse

Für den Transport von Ammoniak von Norwegen nach Deutschland wird eine Entfernung von 608 km angenommen. Gemäß Goetheer [14] ist der Seetransport wirtschaftlicher als der Transport per Pipeline bei Strecken über 300 km. Daher wird hier der Transport von Ammoniak per Schiff betrachtet, wobei Frachtrate, Kapazität, Transportgeschwindigkeit und Hafengebühren berücksichtigt werden.

Die Ammoniaklagerung erfordert spezielle Infrastrukturen und Sicherheitsvorkehrungen. Bau- und Betriebskosten für Ammoniaklager werden einbezogen, einschließlich der Wartungskosten.

Bei der Kesselverbrennung von Ammoniak zur Wärmeerzeugung werden die Investitions- und Betriebskosten für eine 100-MW-Anlage kalkuliert.

Zur Einordnung der eigenen Ergebnisse wird abschließend eine Sensitivitätsanalyse der grauen und grünen Ammoniaksynthese durchgeführt.

Kostenanalyse der Wärmeerzeugung mit Erdgas im Vergleich zu Ammoniak

Die Verbrennung von Ammoniak zur Wärmeerzeugung wird im Vergleich zum Einsatz von Erdgas in einer Kesselfeuerungsanlage betrachtet. Deutschland hat ein gut ausgebautes Erdgasnetz, daher fokussiert sich die Analyse nur auf Erdgas. Transport, Speicherung und Rauchgasreinigung werden in diesem Ansatz nicht berücksichtigt.

Zur Erzeugung von 100 MW thermischer Leistung wird Erdgas mit 7,2 t_{CH4}/h in der Kesselfeuerung verbrannt und entsprechend Kohlendioxid mit 19,8 t_{CO2} emittiert.

Die Investitionskosten für die Kesselfeuerungsanlage werden für die Brennstoffe NH_3 und CH_4 vereinfachend als gleich hoch angenommen.

Kostenanalyse der Ammoniakproduktion in Norwegen ohne CO_2-Bepreisung

Die berechneten Betriebskosten für die graue und grüne Ammoniakproduktion in Norwegen bis 2050 ohne Berücksichtigung der CO_2-Bepreisung sind in Abbildung 10 dargestellt.

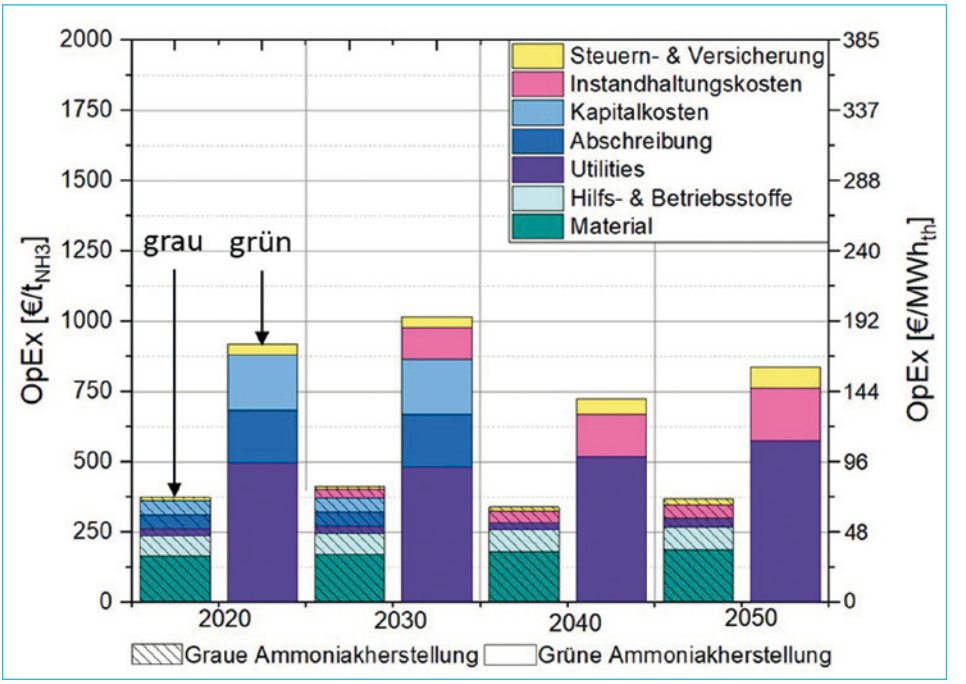


Abb. 10: Betriebskosten der grauen und grünen Ammoniakproduktion ohne CO_2-Bepreisung in Norwegen bis 2050

Die Produktion von grünem Ammoniak ist im Jahr 2020 zweieinhalb Mal teurer als die Produktion von grauem Ammoniak. Selbst im Jahr 2050 wäre sie immer noch doppelt so teuer wie die von grauem NH_3. Dies ist auf die höheren Kapitalkosten und Abschreibungen zurückzuführen. Für die Synthese von grünem Ammoniak werden z. B. erhebliche Mengen an Strom benötigt, die etwa 54 % der Gesamtkosten ausmachen. Die Stromkosten steigen von 40 €/MWh im Jahr 2020 schätzungsweise auf 48 €/MWh im Jahr 2050. Bei der grauen Ammoniaksynthese ist der größte Kostentreiber die Deckung des Erdgasbedarfs mit etwa 50 % der Materialkosten.

Kostenanalyse der Ammoniakproduktion in Norwegen mit CO_2-Bepreisung

Der Preis für CO_2-Zertifikate betrug im Jahr 2020 etwa 25 €/t_{CO2} (Tabelle 2) und wird bis 2050 schätzungsweise auf 515 €/t_{CO2} ansteigen [10] [12] (Abbildung 11). Da bei der Herstellung von grauem Ammoniak etwa 2 t_{CO2}/t_{NH3} emittiert werden [5], steigen die Kosten für die Herstellung von grauem Ammoniak von 434 €/t_{NH3} im Jahr 2020 auf rund 1.655 €/t_{NH3} im Jahr 2050 an. Im Gegensatz dazu werden bei der Herstellung von grünem Ammoniak nur 0,17 t_{CO2}/t_{NH3} emittiert, weshalb die Preise für CO_2-Zertifikate nur einen geringen Einfluss auf die Betriebskosten der grünen Ammoniaksynthese haben. Dementsprechend könnte die grüne Ammoniakproduktion ab 2029 wirtschaftlicher sein als die graue Ammoniakproduktion.

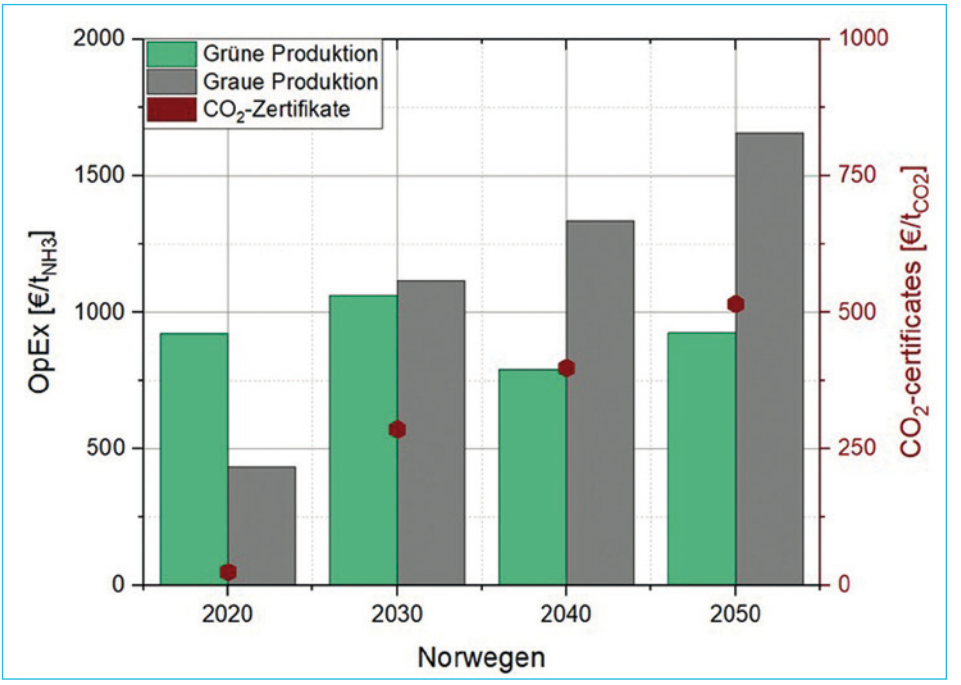


Abb. 11: Betriebskosten der grauen und grünen Ammoniakproduktion mit CO_2-Zertifikatspreisen in Norwegen bis 2050

Betrachtet man die Produktion von grünem Ammoniak in Deutschland, so wird deutlich, dass die Produktionskosten in Zukunft etwa doppelt so hoch sein werden wie die Produktionskosten in Norwegen. Dieser erhebliche Unterschied kann auf verschiedene Faktoren zurückgeführt werden, insbesondere auf die Energiekosten und die Rohstoffpreise.

Kostenanalyse der gesamten Prozesskette

Die Investitions- und Betriebskosten für den Transport von in Norwegen produziertem Ammoniak nach Deutschland, die Lagerung sowie die Verwendung in einer Kesselanlage sind in Tabelle 5 dargestellt.

Da eine genaue Kostenprognose für den Handel über den Seeweg äußerst komplex und volatil ist, wird angenommen, dass die Transportkosten konstant bei 2,6 €/t_{NH3} liegen. In diesen Transportkosten sind die Kosten der CO_2-Emissionen nicht berücksichtigt.

Die sinkenden Kosten ab 2040 sind in dem Wegfall der Abschreibungskosten für die Anlagen nach 20 Jahren begründet.

Betriebskosten der Ammoniakspeicherung sind auf den Strombedarf für die Flüssiglagerung in Tanks zurückzuführen.

Die Betriebskosten für die Kesselbefeuerung beinhalten den Eigenbedarf an Strom durch die Zuführung der Verbrennungsluft, den Saugzug und die Speisewasserpumpe.

Die erheblichen Kosten des Rauchgasreinigungsverfahrens SCR und SNCR werden hauptsächlich durch Abschreibungen und Kapitalkosten verursacht.

Tab. 5: CapEx und OpEx für Transport nach Deutschland, Lagerung, Kesselfeuerung und Abgasbehandlung

	CapEx in Mio. €	**OpEx in €/t_{NH3}**			
		2020	2030	2040	2050
Transport	-	2,6	2,6	2,6	2,6
Speicherung	16,4	16,6	23	13,3	14,6
Kesselfeuerung	30	26,5	35,6	18,2	20,8
Abgasreinigung	3,5	9,5	10,4	8,5	9,1

Die aggregierten Gesamtkosten der grünen und grauen Ammoniakproduktion in Norwegen, einschließlich der anschließenden Prozesskette zur Verwendung von Ammoniak als kohlenstofffreier Brennstoff sind in Abbildung 12 dargestellt. Bei der grauen und grünen Produktion entfällt der größte Teil der Kosten auf die Ammoniaksynthese, während Kesselbefeuerung, Lagerung, Transport und Rauchgasreinigung einen eher geringeren Einfluss haben. In der grünen Ammoniak-Prozesskette werden etwa 93 % der Gesamtkosten durch die Ammoniaksynthese verursacht; in vergleichbaren Größenordnungen liegt der Anteil bei der grauen Ammoniaksynthese mit etwa 89 % der Gesamtkosten.

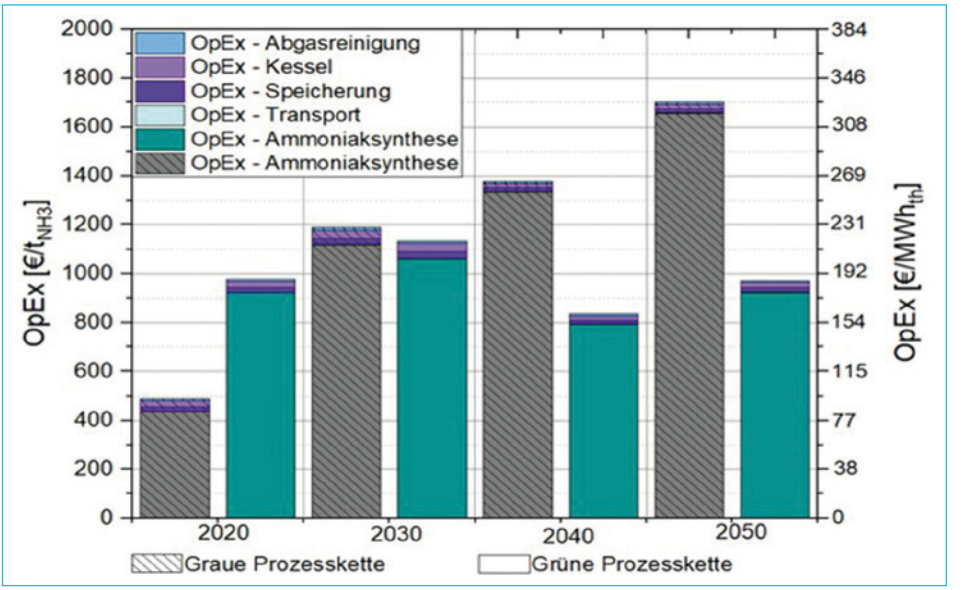


Abb. 12: Berechnete OpEx der Prozessketten zur Herstellung von grauem und grünem Ammoniak einschließlich der weiteren Nutzung von 2020 bis 2050

Die Sensitivitätsanalyse der Betriebskosten der grauen Ammoniakproduktion zeigt, dass die Gesamtkosten im Jahr 2020 etwas höher sind als in der Wirtschaftlichkeitsanalyse berechnet (Abbildung 13). Es werden Kosten zwischen 350 €/t_{NH3} und 600 €/t_{NH3} berechnet, wobei der Wert aus der Wirtschaftlichkeitsberechnung mit 434 €/t_{NH3} im unteren Berechnungsquantil liegt.

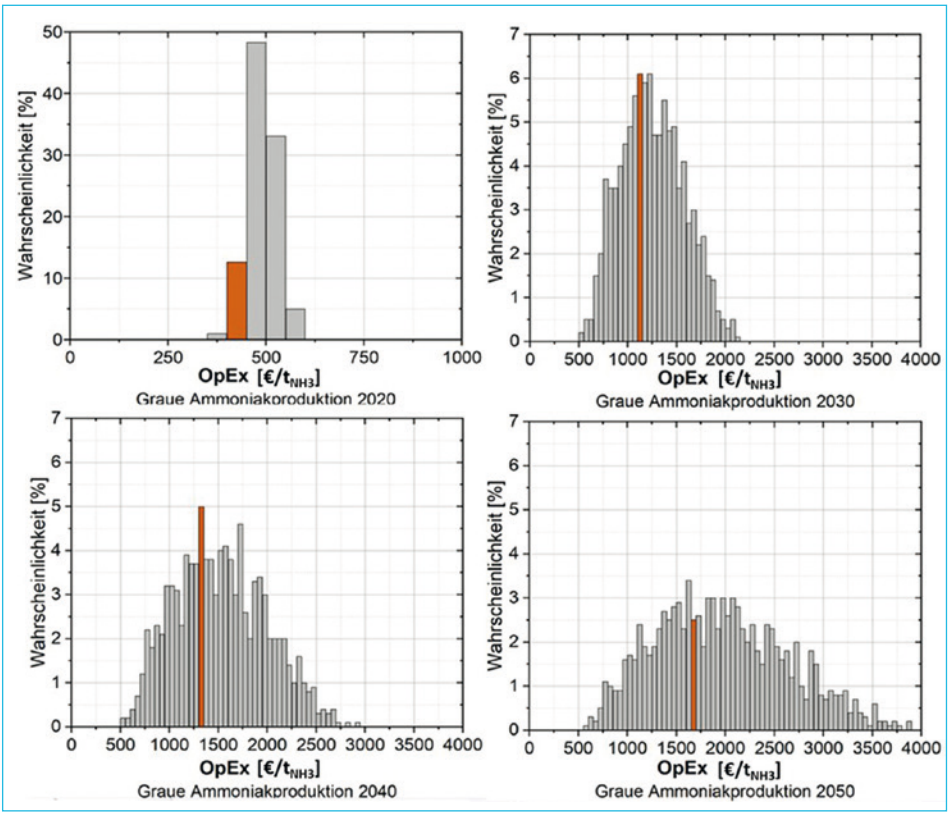


Abb. 13: Sensitivitätsanalyse der Gesamtbetriebskosten der grauen Ammoniakproduktion (die roten Balken stellen den berechneten Wert aus der Rentabilitätsberechnung dar)

Die Kostenschätzung für das Jahr 2030 schwankt zwischen 500 €/t_{NH3} und 2.150 €/t_{NH3}, wobei der aus der Wirtschaftlichkeitsberechnung ermittelte Wert von 1.115 €/t_{NH3} mit einer hohen Eintrittswahrscheinlichkeit auftritt. Ein ähnliches Ergebnis zeigt sich für das Jahr 2040. Hier sind Betriebskosten von bis zu 2.750 €/t_{NH3} möglich, wobei der berechnete Wert von 1.334 €/t_{NH3} eine hohe Eintrittswahrscheinlichkeit aufweist.

Für das Jahr 2050 wird von der Software eine Variation der Kosten zwischen 550 €/t_{NH3} und 3.900 €/t_{NH3} ermittelt und der berechnete Wert von 1.655 €/t_{NH3} zeigt sich hier im mittleren Bereich der Eintrittswahrscheinlichkeit.

Für die Gesamtkosten der grünen Ammoniakproduktion in den Jahren zwischen 2020 und 2050 zeigt sich, dass diese wahrscheinlich niedriger sind als in der ökonomischen Analyse berechnet, vor allem aufgrund der ausgewiesenen Preisspannen, insbesondere im Versorgungssektor (Abbildung 14).

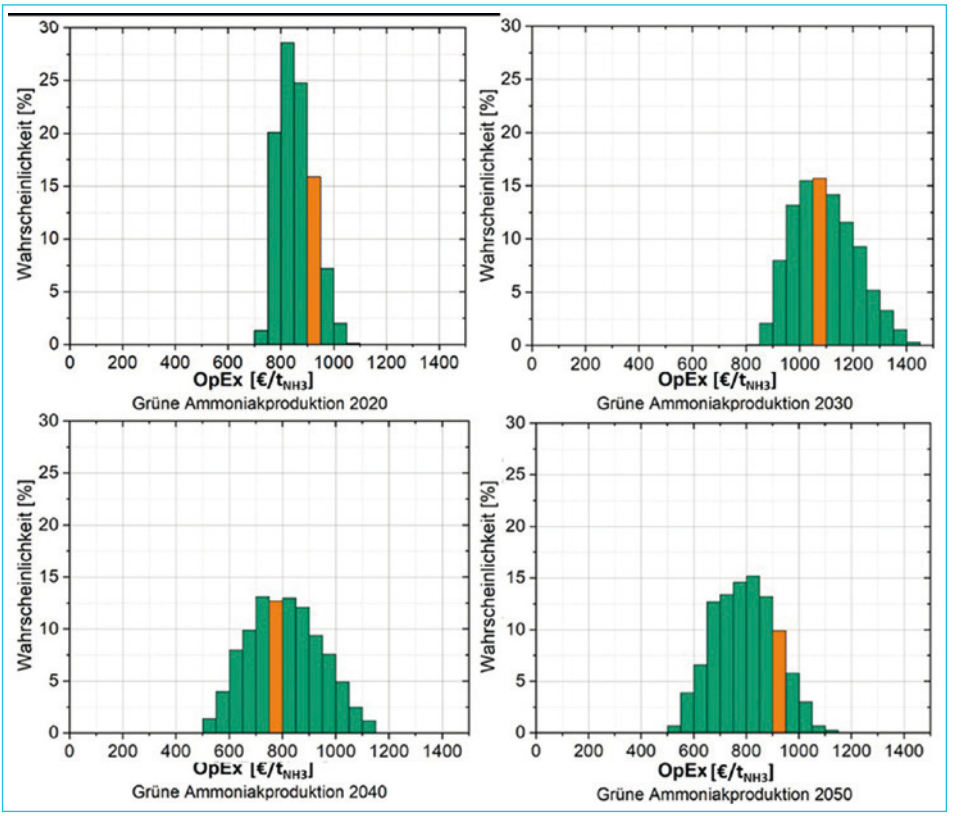


Abb. 14: Sensitivitätsanalyse der Gesamtbetriebskosten der grünen Ammoniakproduktion (die roten Balken stellen den berechneten Wert aus der Rentabilitätsberechnung dar)

Hier werden Kosten zwischen 750 €/t_{NH3} bis 1.100 €/t_{NH3} für 2020 und 550 €/t_{NH3} bis 1.150 €/t_{NH3} für 2050 berechnet, wobei der Wert aus der Wirtschaftlichkeitsberechnung 902 €/t_{NH3} für 2020 und 924 €/t_{NH3} für 2050 beträgt. Für 2030 und 2040 liegen die aus der Wirtschaftlichkeitsberechnung ermittelten OpEx mit 1.062 €/t_{NH3} im Jahr 2030 und 792 €/t_{NH3} für 2040 nahe an den mit der höchsten Eintrittswahrscheinlichkeit ermittelten OpEx.

Die in der ökonomischen Analyse getroffenen Annahmen und ermittelten Ergebnisse wurden durch die Sensitivitätsanalyse bestätigt, sodass von plausiblen Ergebnissen ausgegangen werden kann.

Wirtschaftlicher Vergleich der Kesselfeuerung mit Erdgas und Ammoniak

Für einen direkten Vergleich der Verbrennung von Erdgas und Ammoniak werden die Investitionskosten für die Kesselfeuerungsanlage als gleich hoch angenommen.

Entsprechend dieser Voraussetzung sind die Kapitalkosten für die Verbrennung von Ammoniak und Methan gleich hoch.

Die Betriebskosten für die Beschaffung des Rohstoffs Erdgas (Materialkosten), für Hilfs- und Betriebsstoffe (demineralisiertes Wasser), für Betriebsmittel (Strom für Gebläse und Speisewasserpumpe) sowie die CO_2-Kosten, die aufgrund der hohen CO_2-Emissionen im Gegensatz zu Ammoniak als kohlenstofffreiem Brennstoff entstehen, sind in Abbildung 15 dargestellt.

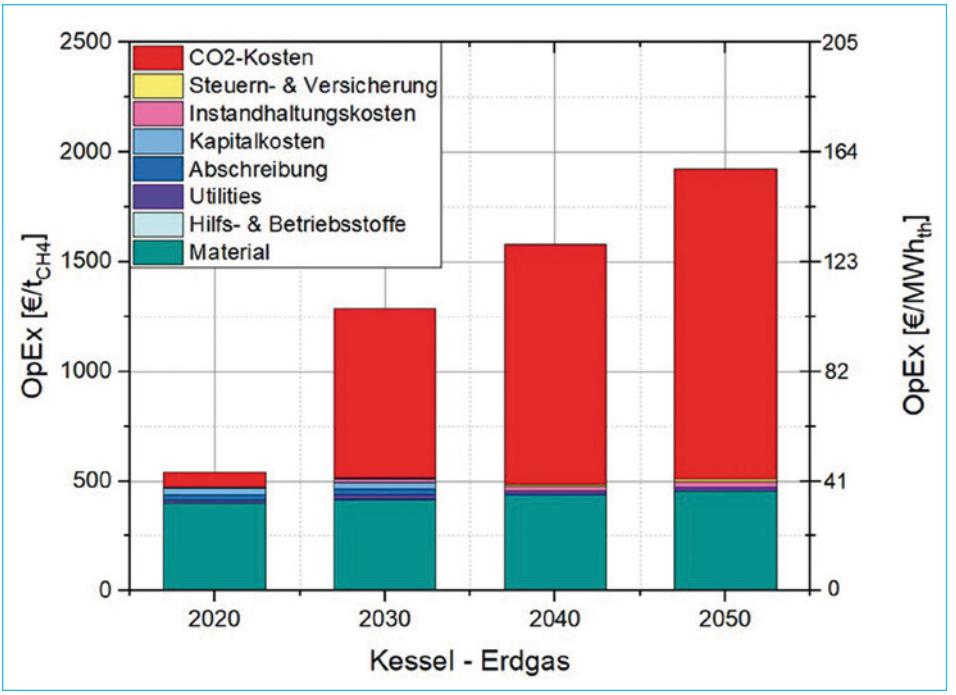


Abb. 15: OpEx der Kesselfeuerung für die Verbrennung mit Erdgas bis 2050

Der dominierende Kostentreiber bei der Methanverbrennung ist der Preis für die CO_2-Emissionen. Sie führen zu einem dreieinhalb-fachen Anstieg der Betriebskosten für die Erdgasverbrennung im Zeitraum von 2020 bis 2050.

Abbildung 16 zeigt einen direkten Kostenvergleich zwischen der Verbrennung von grünem Ammoniak und Erdgas. Unter Berücksichtigung der prognostizierten CO_2-Kosten und Erdgaspreise ist die Verbrennung von Erdgas von 2020 bis 2050 wirtschaftlicher als die Verbrennung von Ammoniak. Aufgrund der CO_2-Bepreisung und den damit verbundenen Kosten für die Erdgasbeschaffung steigen zwar die Kosten beim Einsatz von Erdgas im Betrachtungszeitraum um den Faktor dreieinhalb an, dennoch bleibt der Betrieb mit Erdgas wirtschaftlich attraktiver als der mit Ammoniak.

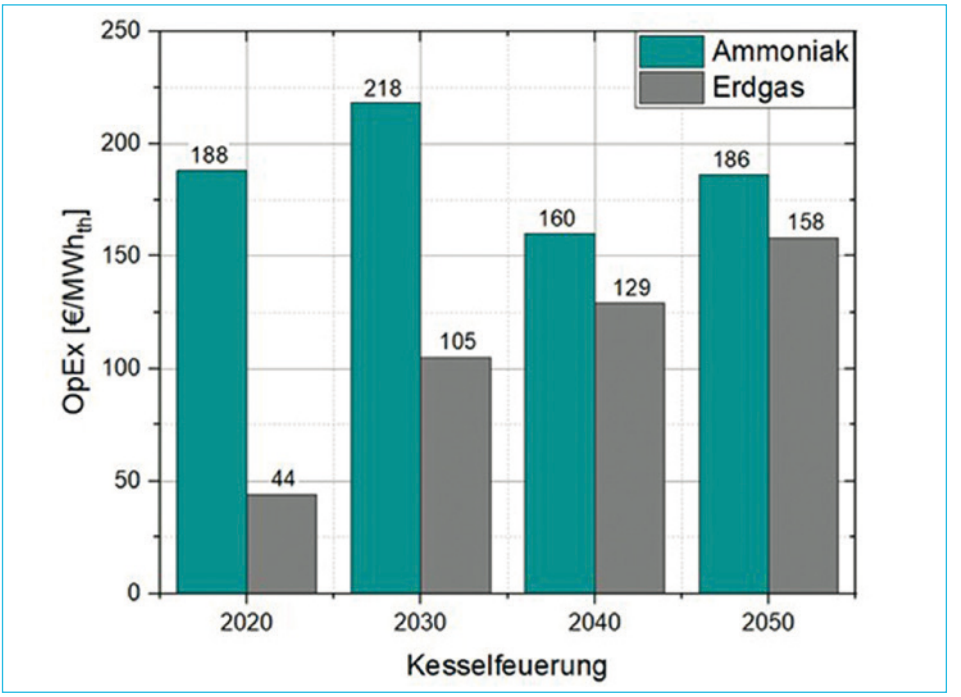


Abb. 16: OpEx der Kesselfeuerung für die Verbrennung mit Erdgas und Ammoniak bis 2050

In der Kostenkalkulation sind jedoch bisher keine Aufwendungen für eine CCS-Technologie berücksichtigt, die den Betrieb mit Erdgas weiter verteuern würde.

4. Zusammenfassung

Die stabile Verbrennung von Ammoniak ohne Beimischung von Wasserstoff oder Erdgas konnte an einer Versuchsanlage im Pilotmaßstab nachgewiesen werden. Mit maximalem Drall und auf 260 °C vorgewärmter Luft wurden NO_x-Konzentrationen in einer auf 1.000 °C isotherm betriebenen Brennkammer von rund 14.500 mg/m^3_N im Abgas ermittelt. Durch die Oszillation des Brennstoffes konnten die NO_x-Konzentrationen um etwa 80 % bei 2 Hz auf rund 2.650 mg/m^3_N reduziert werden. Der NH_3-Schlupf betrug dann im Mittel 34 mg/m^3_N, alle Angaben jeweils bezogen auf 3 Vol.-% O_2 im Abgas.

Basierend auf den durch diese Primärmaßnahme reduzierten NO_x-Werten wurde eine Wirtschaftlichkeitsbetrachtung einschließlich der Aufwendungen für eine Rauchgasreinigung mittels SNCR und SCR für die Verbrennung von Erdgas und Ammoniak durchgeführt.

Die Studie zeigt, dass die Produktion von grünem Ammoniak, z. B. in Norwegen, ab 2029 wirtschaftlicher sein könnte als die Produktion von grauem Ammoniak. Sensitivitätsanalysen bestätigen prinzipiell diese Ergebnisse. Bei der Annahme gleich hoher Investitionskosten für den Kessel bleibt Erdgas trotz Berücksichtigung der CO_2-Zertifikatskosten bis 2050 günstiger als der Betrieb mit Ammoniak.

5. Quellen

[1] Statista, Anteil der Energieträger an der Nettostromerzeugung in Norwegen in den Jahren von 2021 bis 2022. [Online]. Available: https://de.statista.com/statistik/daten/studie/1292636/umfrage/struktur-der-stromerzeugung-in-norwegen/ (Stand: 12.08.2023).

[2] Nicklas Jolibois[a], Hans-Joachim Gehrmann[a], Krasimir Aleksandrov[a], Manuela Hauser[a], Dieter Stapf[a], Bo Jäger[b], Siegmar Wirtz[b], Viktor Scherer[b], Gregor Pollmeier[c], Philipp Danz[d], Jörg Matthes[e], Markus Vogelbacher[e], Patrick Waibel[e,f]; [a]Karlsruhe Institute of Technology, Institute of Technical Chemistry, [b]Ruhr-Universität Bochum, Department of Energy Plant Technology, [c]POLZENITH GmbH Co. KG, [d]bd Energie- und Umwelttechnik GmbH, [e]Institute for Automation and Applied Informatics, [f]Heidelberg Cement AG: Oscillating combustion of different fuel types for NO_X reduction in grate furnaces and coal burners; Fuel 340 (2023) 127504; https://doi.org/10.1016/j.fuel.2023.127504.

[3] M. Beckmann: Beschreibung unterschiedlicher Techniken und deren Entwicklungspotentiale zur Minderung von Stickstoffoxiden im Abgas von Abfallverbrennungsanlagen und Ersatzbrennstoff-Kraftwerken hinsichtlich Leistungsfähigkeit, Kosten und Energieverbrauch. [Online]. Available: https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/461/publikationen/4196.pdf (Stand: 04.08.2023).

[4] Biebl, M.; Leicher, J.; Giese, A.; Görner, K. (2023): Experimental and simulation investigations of the combustion of blends of ammonia with hydrogen and natural gas in industrial non-premixed burners. Hg. v. Gas- und Wärmeinstitut. https://www.research-gate.net/publication/370444722_Experimental_and_simulation_investigations_of_the_combustion_of_blends_of_ammonia_with_hydrogen_and_natural_gas_in_industrial_non-premixed_burners (Stand: 02.08.2024).

[5] M. Heberl: Power-to-Ammoniak: Möglichkeiten zur erneuerbaren Elektrifizierung und Dekarbonisierung der Ammoniakindustrie, Masterarbeit, Elektro und Informationstechnik, Ostbayrische Technische Hochschule, Regensburg, 2017. [Online]. Available: https://opus4.kobv.de/opus4-oth-regensburg/frontdoor/index/index/docId/2216 (Stand: 20.05.2023).

[6] Zentrum Wasserstoff Bayern, Wasserstoff-FAQs. [Online]. Available: https://h2.bayern/infothek/faqs/ (Stand: 18.09.2023).

[7] Mathiesen B., Heat Roadmap Europe: Building the knowledge, skills, and capacity required to enable new policies and encourage new investments in the heating and cooling sector: Deliverable 6.1: Future fuel price review. [Online]. Available: https://heatroadmap.eu/wp-content/uploads/2020/01/HRE4_D6.1-Future-fuel-price-review.pdf (Stand: 09.08.2023).

[8] M. Moritz, M. Schönfisch, and S. Schulte, Estimating global production and supply costs for green hydrogen and hydrogen-based green energy commodities. [Online]. Available: https://www.ewi.uni-koeln.de/de/publikationen/globales-ptx-produktions-und-import-kostentool/ (Stand: 09.08.2023).

[9] Intratec, Demineralized Water Costs: Demineralized Water Current Costs, Historical Series & Forecasts. [Online]. Available: https://www.intratec.us/products/water-utility-costs/commodity/demineralized-water-cost (Stand: 09.08.2023).

[10] HWWI, Entwicklung des HWWI-Rohstoffpreisindex weltweit von Juni 2019 bis Juni 2023: gegenüber dem Vormonat. [Online]. Available: https://de.statista.com/statistik/daten/studie/1285150/umfrage/hwwi-rohstoffpreisindex-entwicklung-weltweit/ (Stand: 09.08.2023).

[11] Europäisches Parlament und Europäischer Rat, RICHTLINIE 2008/101/EG DES EUROPÄISCHEN PARLAMENTS UND DES RATES: zur Änderung der Richtlinie 2003/87/EG zwecks Einbeziehung des Luftverkehrs in das System für den Handel mit Treibhausgasemissionszertifikaten in der Gemeinschaft. [Online]. Available: https://www.bmuv.de/fileadmin/Daten_BMU/Download_PDF/Gesetze/rl_2008_101_eg_flugverkehr.pdf (Stand: 27.08.2023).

[12] R. O. Harthan et al.: Klimaschutzbeitrag verschiedener CO_2-Preispfade in den BEHG-Sektoren Verkehr, Gebäude und Industrie, 2019. [Online]. Available: https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/2022-05-04_climate-change_19-2022_co2-preissensitivitaet-behg_0.pdf (Stand: 02.08.2024).

[13] vbw / Prognos AG, Prognos Strompreisprognose 2023. [Online]. Available: https://www.vbw-bayern.de/Redaktion/Frei-zugaengliche-Medien/Abteilungen-GS/Wirtschaftspolitik/2023/Downloads/vbw_Strompreisprognose_Juli-2023-2.pdf (Stand: 26.08.2023).

[14] E. Goetheer: Ammonia: transport and storage. [Online]. Available: https://emiri.eu/wp-content/uploads/2022/11/221109-ammonia-transport-and-storage.pdf (Stand: 26.08.2023).

Untersuchungen zur NO_x-Reduktion an Erdgasflammen durch zwei verschiedene Flammenkühlerkonstruktionen

Michael Beyer, Thomas Schmidt und Mario Nowitzki

1. Einleitung 314
2. Prinzipieller Ansatz zur NO_x-Reduktion 314
2.1. Theoretische NO_x-Bildung 314
2.2. Minderungsverfahren von Brennerflammen 316
3. Entwicklungsgeschichte des Flammenkühlers 317
4. Weitere CFD-Berechnungen und messtechnische Untersuchungen 318
4.1. CFD-Untersuchungen der neuen Versuche 319
4.2. Ergebnisse der CFD-Simulation 320
4.3. Auslegung der Geometrievarianten 321
4.4. Beschreibung der Testanlage 322
4.5. Messtechnik 324
4.6. Messdurchführungen 326
4.7. Auswertung der Messdaten 328
5. Vergleich der Messergebnisse mit den CFD-Berechnungen 331
6. Ausblick 332
7. Zusammenfassung 333
8. Quellen 334

1. Einleitung

Die Anforderungen an die NO_x-Emissionen sind seit den 70er Jahren immer weiter verschärft worden. Sind früher durch Verringerung der Feuerraumbelastung die Feuerraumendtemperaturen und damit die NO_x-Emissionen gesenkt worden und durch Verminderung der Flammentemperatur durch Zumischung externer Rauchgasrezirkulation die NO_x-Emissionen noch weiter reduziert, sind bei Brennern heute vorwiegend mit ausgefeilten Stufungskonzepten die NO_x-Emissionswerte unter 50 $mg/m^3_{n@\,3\,\%\,O2}$ erreichbar.

Vorwiegend werden die Brennerhersteller in die Pflicht genommen, den erforderlichen Grenzwert einzuhalten. Mehr und mehr wird eine Kooperation zwischen den Kesselbauern bzw. Kesseldesignern mit den Brennerherstellern angestrebt, da sich allgemein die Ansicht durchsetzt, dass die Form und Abmessungen des Feuerraums und dessen Kühlfläche sowie die Feuerraumbelastung einen entscheidenden Einfluss auf Flammentemperatur und damit auf die NO_x-Emissionen haben.

Neben den genannten direkten NO_x-Minderungsmaßnahmen (Primärmaßnahmen) sind auch zusätzlich Sekundärmaßnahmen zur NO_x-Minderung im Einsatz. Zwei der wichtigsten Verfahren zur sekundären NO_x-Minderung sind die *selective-non-catalytic NO_x reduction* (SNCR) und die *selective-catatalytic NO_x reduction* (SCR).

Im SNCR-Verfahren werden durch Eindüsung von Ammoniak bzw. Harnstoff im Feuerraum die Emissionen der Rauchgase auf die erforderlichen gesenkt. Beim SCR-Verfahren wird ein Katalysator eingesetzt, sodass NO_x-Werte in einem niedrigeren Rauchgastemperaturbereich katalytisch (SCR-Verfahren) gesenkt werden können.

Das hier vorgestellte Verfahren zur Reduzierung der NO_x-Emissionen bezieht sich auf eine Primärmaßnahme für Brennersysteme mit gasförmigen, flüssigen und feinkörnig staubförmigen Brennstoffen.

2. Prinzipieller Ansatz zur NO_x-Reduktion

2.1. Theoretische NO_x-Bildung

Der Mechanismus zur Bildung von NO aus der Luft ist schon von Yakov B. Zeldovich ausgiebig beschrieben worden. Die Gleichgewichtsreaktionen eines Stickstoff- /Sauerstoffgemisches verschieben sich exponentiell mit der Temperatur zu Stickstoffmonoxid. Dieser Prozess wird als thermische NO_x-Bildung beschrieben. Das Diagramm in Abbildung 1 zeigt die Bildungsraten in Abhängigkeit von den Verbrennungstemperaturen und die Gleichgewichtskonzentration in Abhängigkeit von der Temperatur bei unterschiedlichen Luftüberschüssen.

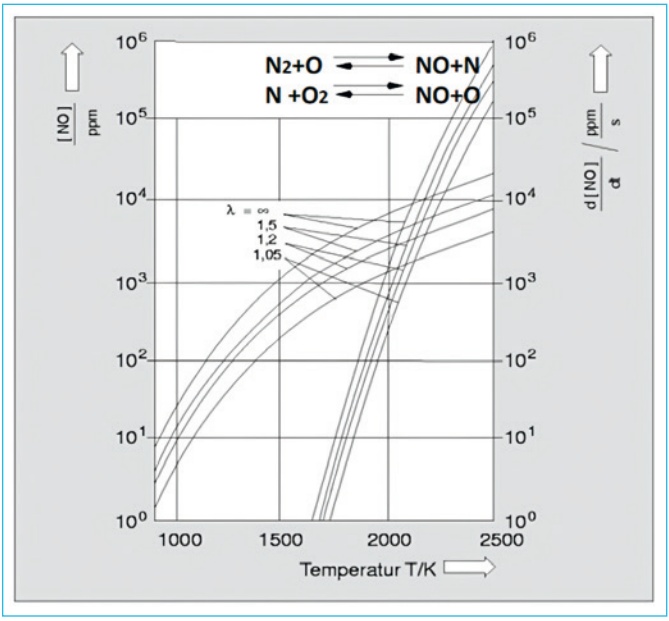


Abb. 1: Diagramm von Zeldovich: Thermische NO-Bildung

Neben dieser Bildung wird auch die Bildung von Brennstoff- Stickstoffoxiden beschrieben, die über CN-Radikalen ablaufen und auch bei niedrigen Verbrennungstemperaturen wesentlich effektiver umgesetzt werden können. Nur durch Minderung der Stickstoffanteile im Brennstoff kann dieser Umsetzungsmechanismus begrenzt werden.

Der letzte Bildungsmechanismus wird über die direkte Umsetzung von Stickstoffmolekülen mit CH-Radikalen zu NO beschrieben und promptes NO_x genannt. Hier bedarf es wesentlich höherer Aktivierungsenergien und daher tritt dieser Bildungsmechanismus erst vermehrt bei wesentlich höheren Temperaturen auf.

Die Effekte dieser verschiedenen NO_x-Bildungsmechanismen sind zusammenfassend in Abbildung 2 ersichtlich.

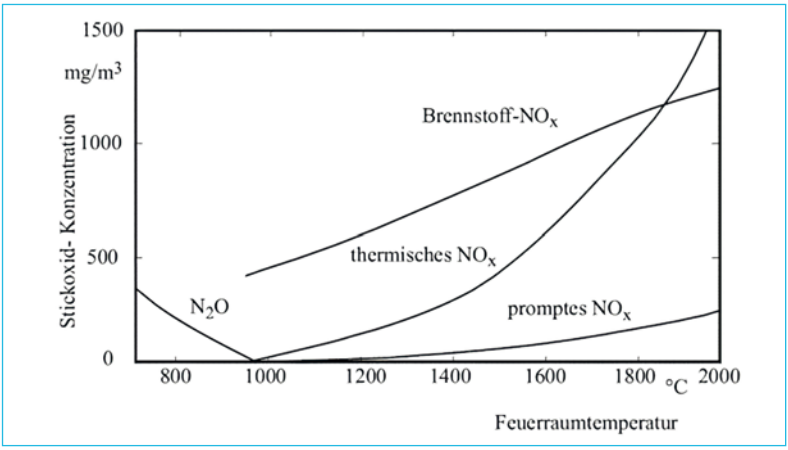


Abb. 2: Schematische Darstellung der Mechanismen zur NO-Bildung aus [4]

2.2. Minderungsverfahren von Brennerflammen

Ziel der NO_x-Minderung ist bei allen bekannten Primärmaßnahmen immer die Reduktion der lokalen Flammentemperatur. Beim Überschreiten der lokalen Flammentemperaturen von über 1000 °C werden mit steigender Temperatur exponentiell Stickoxide erzeugt, wenn Stickstoff vorhanden ist. Das ist bei allen Verbrennungsmechanismen mit Luft als Oxidationsmedium der Fall. Die Kontrolle der lokalen Flammentemperaturen ist daher essentiell. Daher zielt die Verringerung der Feuerraumbelastung durch Vergrößerung des Feuerraumvolumens bzw. der Feuerraumheizfläche auf eine Reduktion der lokalen Flammentemperatur ab. Auch die Maßnahme der gestuften Verbrennung versucht die Flammentemperatur so gering wie möglich zu halten. Die Eindüsung von externen Rezirkulations-Rauchgasen zielt neben dem Verdünnungseffekt von Brennstoff zum Oxidationsmittel in die gleiche Richtung. Zusammenfassend sind die bestehenden Verfahren zur NO_x-Minderung in Abbildung 3 zu sehen.

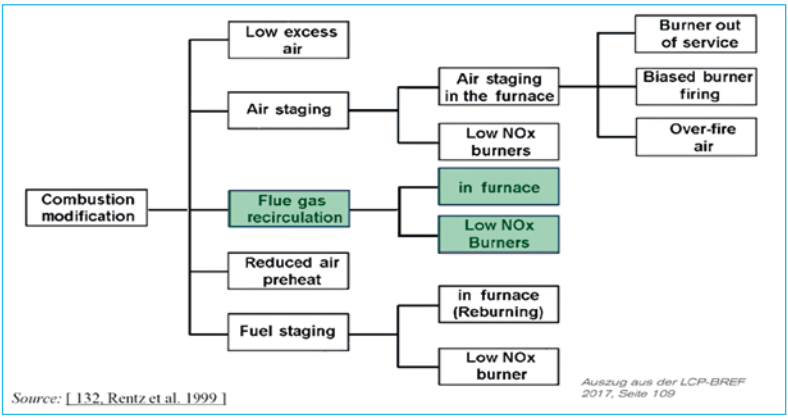


Abb. 3: Primäre NO_x-Minderungsverfahren von Brennerflammen [6]

Zu wenig wird aber der Einfluss der internen Rezirkulation der Rauchgase im Feuerraum betrachtet. Jeder Freistrahl speziell in einem abgeschlossenen Raum, wie dem Feuerraum, sorgt am Fuß des Freistrahles für einen Unterdruck, der von der Freistrahleintrittsgeschwindigkeit abhängig ist. Dadurch werden interne Rauchgase aus dem Feuerraum angesaugt. Diese interne Rezirkulation wird das Brennstoff-Luftgemisch in der Flamme verdünnen und verändert damit die Flammenform und die lokalen Flammentemperaturen. Leider sind die Rauchgastemperaturen der Rezirkulations-Rauchgase aus dem Feuerraum weit höher als die Temperatur der zugeführten Luft-Brennstofftemperaturen. Damit ist auch die Viskosität der heißen rezirkulierten Rauchgase höher als das im Normalfall kalt zugeführte Brennstoff-Luftgemisch. Durch diese hohe Viskositätsdifferenz zwischen dem intern rezirkulierenden Rauchgas und dem Brennstoff-Luftgemisch ist eine Einmischung der internen Rezirkulationsrauchgase aus dem Feuerraum nur begrenzt möglich. Durch eine Abkühlung dieser intern rezirkulierten Gase könnten intern mehr Rauchgase in die Flamme eingemischt und damit die lokalen Flammentemperaturen weiter gesenkt werden. Daher ist es plausibel, die internen Rezirkulationsrauchgase durch zusätzliche Kühlflächen abzukühlen, um damit die Flammentemperatur weiter senken zu können. Die zusätzliche Kühlfläche ist so konstruiert, dass diese die Flamme umschließt. Daher wird diese Kühlfläche Flammenkühler getauft.

3. Entwicklungsgeschichte des Flammenkühlers

Aufgrund der Kooperation des Brennerherstellers SAACKE und des Wärmeübertragungsspezialisten Eckrohrkessel wurde durch die langjährige Zusammenarbeit gemeinsam die Idee eines Flammenkühlers entwickelt. Diese Idee aus dem Jahre 2017 wurde als Patent im Jahre 2020 erteilt [3]. Die Firma Eckrohrkessel übernahm das Patent im Jahr 2020 vollständig, sodass nun die Firma Eckrohrkessel der alleinige Patentinhaber ist.

Nach ersten CFD-Analysen wurde aus zwei verschiedenen Modellen die erfolgversprechendste Flammenkühlerkonstruktion ermittelt und für Testzwecke gefertigt. Der erste Einsatz erfolgt in einem Wasserrohrkessel mit der Leistung von 20 MW (Abbildung 4). Die NO_x-Werte liegen bei dem eingesetzten Brenner um die 60 mg NO_x/m_n^3 @3%O_2. Der eingesetzte Flammenkühler verringert die NO_x-Emissionen um bis zu 25 % (Abbildung 5).

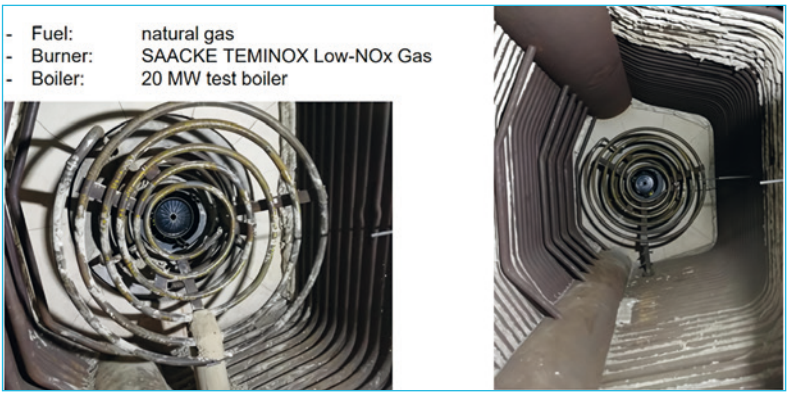


Abb. 4: Flammenkühler in einem 20 MW erdgasgefeuerten Kessel

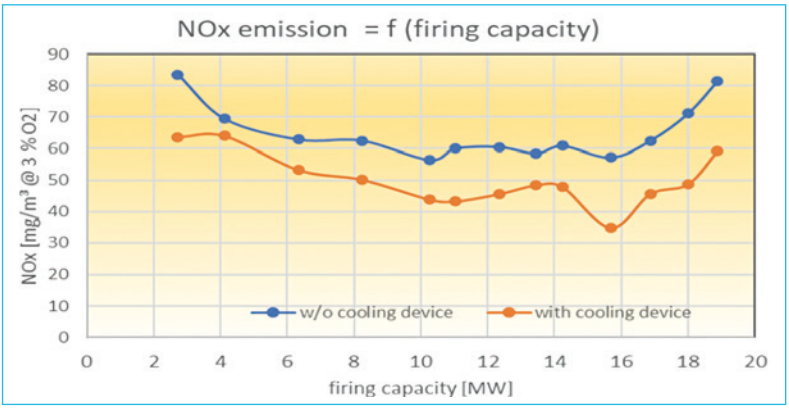


Abb. 5: Diagramm der NO_x-Reduktion an einem 20 MW erdgasgefeuerten Kessel mit und ohne Flammenkühler [2]

4. Weitere CFD-Berechnungen und messtechnische Untersuchungen

Die erfolgversprechende NO_x-Reduktion bei den ersten Versuchen soll durch weitere CFD- Berechnungen und realitätsnahe Experimente detaillierter untersucht werden. Das **erste Ziel** ist eine Bestätigung der Vorhersage der NO_x-Emissionen durch CFD-Berechnungen auf die tatsächlichen NO_x-Emissionen im realen Kessel. Dies ermöglicht eine Vorausberechnung des NO_x-Reduktionspotentials eines im Betrieb eingesetzten Brenners mit einer Nachrüstung des Flammenkühlers. Das **zweite Ziel** ist es, experimentelle Erfahrungen zu sammeln, die meist nur ungenau durch CFD-Simulationen zu berechnen sind. Wichtig war herauszufinden, inwieweit die Form des Flammenkühlers die Flammentemperatur beeinflusst oder ob nur die reine Größe der Wärmeübertragungsfläche entscheidend ist. Daher werden zwei verschiedene Flammenküh-

lergeometrien getestet. Der erste Typ ist mit einer um die Flamme gewendelten Kühlerform (Wendelform) konstruiert und der zweite Typ mit einer in Flammenlängsrichtung gewickelten Kühlerform (Tulpenform). Beide Typen haben identische Wärmeübertragungsflächen.

4.1. CFD-Untersuchungen der neuen Versuche

Im ersten Schritt werden neue CFD-Simulationen für einen Flammrohrkessel bei 4 MW Leistung durchgeführt. Innerhalb der Studie werden vielversprechende Geometrievariationen untereinander verglichen. Da für einen modernen Ultra-Low-NO_x-Gasbrenner Fabrikat ELCO, – hier Typ 1 genannt – CFD-Berechnungen ohne Flammenkühler an einem Warmwasser-Feuerraummodell mit 4,0 MW Nennleistung bereits durchgeführt worden sind, erfolgt die CFD-Berechnung mit Flammenkühler am gleichen Versuchsaufbau. Hierbei muss berücksichtigt werden, dass der Kühler nur durch die schwenkbare Brennertür eingebaut werden kann, sodass Beschränkungen in den Einbaumaßen (Einbautiefe und Kühlerdurchmesser) zu beachten sind.

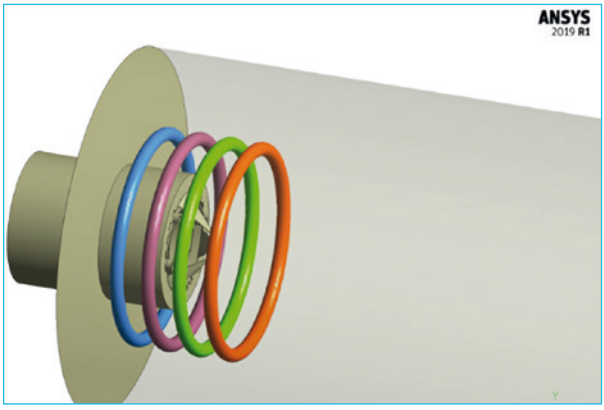


Abb. 6: Geometriebeispiel für 4 Kühlrohre (Nummerierung von der Frontwand)

Im Beispiel in Abbildung 6 werden abstrakt für den Wendelflammenkühler vier Kühlrohrringe als Flammenkühler simuliert. Das vereinfachte Geometriemodell beschreibt nicht die Zu- und Abführung des Kühlwassers. Bei der Simulation werden für die Kühlschlangen die konstante Wandtemperatur T_{KR} = 90 °C und der Emissionskoeffizient ε_w = 0.5 vorgegeben; analog werden diese Werte auch für die gekühlte zylindrische Flammrohrwand des Großwasserraumkessels angenommen. Die Stirnwand, durch welche der Brenner installiert wird, wird als adiabatische Wand angenommen.

4.2. Ergebnisse der CFD-Simulation

In der CFD-Studie werden verschiedene Parameter variiert, z.B. die Anzahl der Kühlrohre, deren Abstand von der Stirnwand (V2 = LFW), der Abstand untereinander (L6, L7, L9 → LKS) sowie der Radius der Kühlschlangen (H3), siehe Abbildung 7 und Tabelle 1.

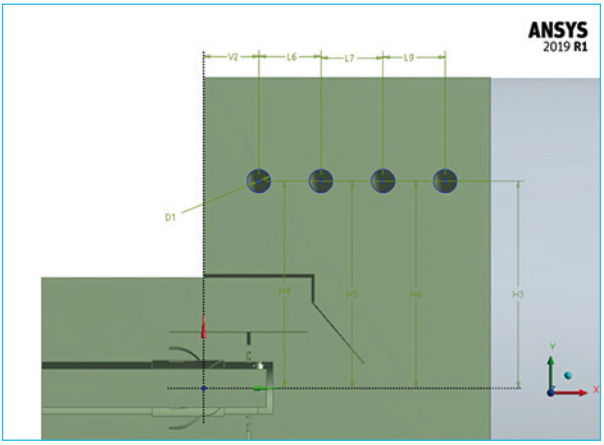


Abb. 7: Anordnung der Kühlschlangen KS

Tab. 1: Ausgewählte Geometrievarianten

Fall	Frontwand	Anzahl KS	D_{KS} [mm]	L_{FW} [mm]	L_{KS} [mm]
Standard	adiabat	-	-	-	-
Fall 0	T_{FW} = 90 °C	-	-	-	-
Fall 1	adiabat	3	500	80	80
Fall 2	adiabat	4	500	80	80
Fall 3	adiabat	3	600	80	80
Fall 4	adiabat	4	600	80	90
Fall 5	adiabat	4	500	80	60
Fall 6	adiabat	4	500	80	90

Die CFD-Berechnungen ergeben in jedem der betrachteten Fälle eine Minderung der NO_x-Emission. Die berechneten Werte können der Tabelle 2 entnommen werden. Ohne eine Validierung ist der absolute Fehler einer CFD-Berechnung für komplexe Systeme meist groß, sodass keine exakten NO_x-Emissionen berechnet werden können. Erfahrungen zeigen in zahlreichen Projekten jedoch eine sehr gute Vorhersage bei qualitativen Aussagen für die Entwicklung von NO_x-Emissionen bei geringen Geometrieänderungen. Oft stimmen die prozentualen Abweichungen in der CFD-Berechnung und in der Praxis bei Durch-

führung von Änderungen sehr gut überein. Der Vergleich des Falls 4, siehe Tabelle 2, mit dem Standardfall ohne Kühler würde also (1,36–1,20)/1,36*100 % = ca. 11,8 % NO_x-Minderung erwarten lassen.

Tab. 2: Wärmestromdichten qw an den einzelnen Rohrschlangen KS und NO_x-Emission.

Fall	$q_{W,KS1}$ [kW/m²]	$q_{W,KS2}$ [kW/m²]	$q_{W,KS3}$ [kW/m²]	$q_{W,KS4}$ [kW/m²]	$q_{W,FW}$ [kW/m²]	NO_A [ppm]
Standard	-	-	-	-	-	1.36
Fall 0	-	-	-	-	71.2	1.32
Fall 1	83.3	85.8	93.7	-	-	1.20
Fall 2	80.1	82.3	86.9	96.6	-	1.13
Fall 3	77.3	80.5	89.2	-	-	1.20
Fall 4	76.9	79.3	85.2	96.5	-	1.20
Fall 5	79.7	80.4	83.9	92.9	-	1.24
Fall 6	79.3	82.3	87.7	98.2	-	1.16

4.3. Auslegung der Geometrievarianten

Die Auslegung der Flammenkühlergeometrie erfolgt auf Basis der ermittelten CFD-Simulationsdaten. Die Auslegung der Wendelform orientiert sich stark an den 4 Kühlringen in der Simulation. Die Tulpenform ist u. a. ausgewählt, um Effekte der Kühlerform auf die Strömung der Abgase und auf NO_x-Bildung zu erkennen. Die Außenmaße wie Kühlerdurchmesser und -länge sowie die gesamte Heizflächengröße und der Rohrdurchmesser zwischen beiden Geometrien ist konstant gehalten, um eine direkte Vergleichbarkeit der beiden Konstruktionen zu erhalten (Abbildung 8).

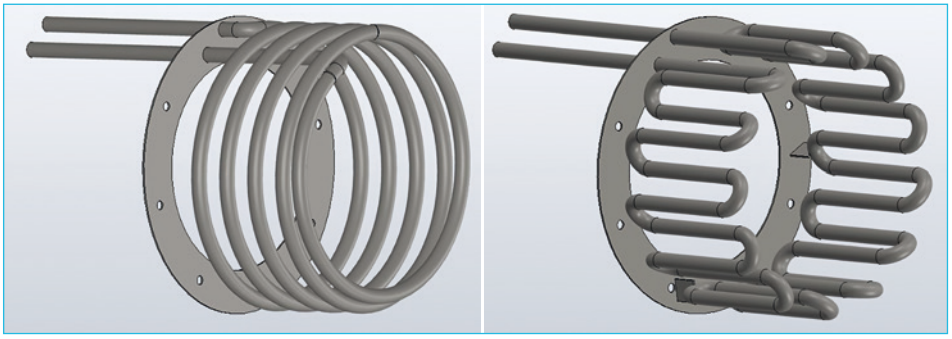


Abb. 8: Flammenkühler (links Wendelform, rechts Tulpenform)

4.4. Beschreibung der Testanlage

4.4.1. Wärmeerzeuger

Die Tests sind an einem Großwasserraumkessel mit 4,0 MW Leistung in 2-Zug-Ausführung durchgeführt worden. Der Großwasserraumkessel besitzt eine große Anzahl von Schauöffnungen zur Beobachtung der Flammenausbildung. Die Abgase werden über eine Abgasleitung mit einstellbarer Abgasklappe und einstellbarem Saugzuggebläse zum Kamin geleitet. Der Druck im Feuerraum kann in jedem Lastpunkt auf einen gewünschten Wert einjustiert werden. Das Kesselkühlwasser wird in einen Primärkühlkreislauf geführt und die Wärme über einen Wärmeübertrager in einen sekundären Kühlkreislauf abgeleitet. Der Primärkühlkreislauf wird mit VE-Wasser (voll entsalzt) betrieben, der Sekundärkreislauf arbeitet ohne Wasseraufbereitung. Die erzeugte Wärme wird zum größten Teil über einen gebläseunterstützten Rieselkühlturm in die Umgebung abgegeben.

4.4.2. Einbau der Flammenkühler

Für den Einbau des Flammenkühlers wurde eine spezielle Adapterplatte mit zwei Rohrdurchführungen für Zu- und Ablauf angefertigt und montiert. Die Adapterplatte ist an der schwenkbaren Fronttür des Kessels geschraubt und dient der Aufnahme von Brennern mit unterschiedlichen Flanschmaßen.

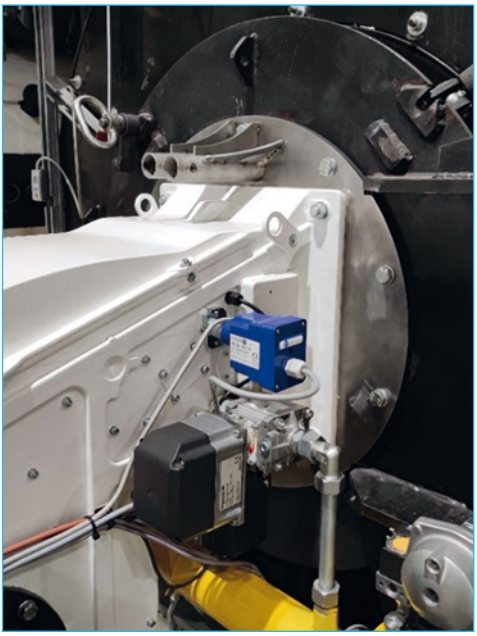


Abb. 9: Gasbrenner, montiert an der Adapterplatte mit den Einschubhülsen für den Flammenkühler

4.4.3. Wasserversorgung für die Flammenkühler

Für die Kühlwasserversorgung des Flammenkühlers werden temperaturbeständige Hochdruckschlauchleitungen zu den vorhandenen Reserveanschlüssen einer benachbarten Kesselanlage verlegt. Die erforderliche Sicherheitstechnik und die Pumpen werden in einer festverrohrten Einheit eingebaut. Der Wasserdurchfluss wurde gesichert gegen:

- Druckmangel durch einen Druckwächter (min. 0,5 bar(ü)),
- gegen Übertemperatur am Austritt durch einen Sicherheitstemperaturbegrenzer (110 °C) und
- gegen Ausfall des Kühlwasserdurchflusses durch einen Strömungswächter.

Alle drei Signale sind in Reihe geschaltet und in die Sicherheitskette des Brenners eingeschleift. Bei Ausfall eines Signals oder mehrerer Signale würde der Brennerbetrieb sofort gestoppt.

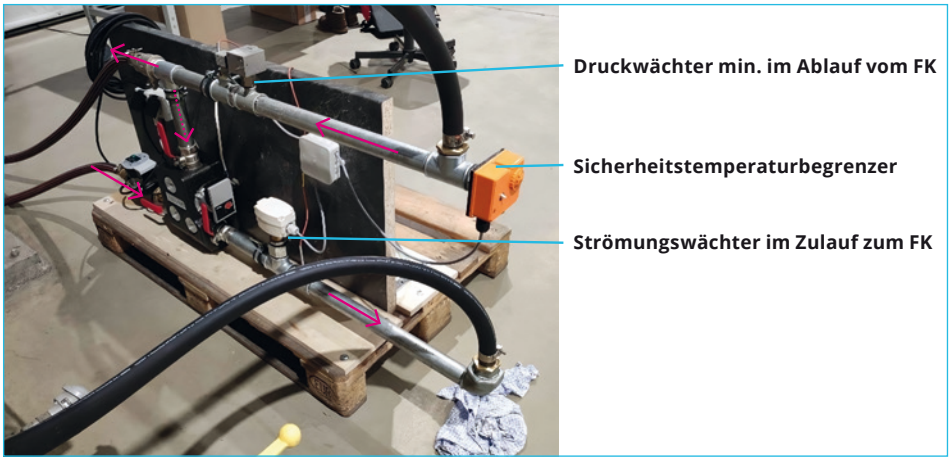


Abb. 10: Installation Pumpen, Druckwächter, Strömungswächter und Sicherheitstemperaturbegrenzer

In einer realen Installation des Flammenkühlers an einem Großwasserraumkessel wird – je nach hydraulischer Einbindung – nur ein Strömungswächter erforderlich sein.

4.5. Messtechnik

4.5.1. Allgemeine Messtechnik

Gasdrücke werden von den installierten Manometern abgelesen, der Gasdurchsatz mit einem Turbinenradgaszähler mit Druck- und Temperaturkompensation gemessen. Luftdruck am Brenner und Feuerraumdruck werden mit Digitalmanometern erfasst.

4.5.2. Emissionsmessung

Die Messung der Abgasemissionen erfolgt mit einem portablem Gasanalysator (PGA 350) der Firma HORIBA: Alle Messgrößen (O_2, CO, NO_x, SO_x) werden mit physikalischen Messprinzipen ermittelt. Die Wiederholgenauigkeit des HORIBA PGA 350 beträgt ca. ±1 ppm NO. Für die schnellere Einstellung der korrekten O_2-Werte wird parallel ein Messgerät von ECOM (ECOM-KD) mit elektrochemischen Messzellen benutzt. Dieses Messgerät hat eine kürzere T90-Zeit. Die Genauigkeit der gemessenen Emissionswerte ist aber geringer im Vergleich zum HORIBA-Gerät. Das ECOM-Gerät kann auch nicht vor Ort kalibriert werden und weist eine größere Messwertdrift auf. Die Messdaten des ECOM werden daher nur zum Einstellen der O_2-Werte verwendet.

4.5.3. Wärmemengenmessung

Für die Messung der vom Flammenkühler übertragenen Wärmemenge wird ein Ultraschallmesssystem der Fa. FLEXIM eingesetzt. Ultraschallsensoren an der Ablaufleitung erfassen die Wasserdurchflussgeschwindigkeit nach dem Laufzeitdifferenzverfahren (Zeit des Schalls gegen und mit der Strömung). Die Temperatur des Wassers im Zulauf und Ablauf des Flammenkühlers wird mit Rohranlegefühlern gemessen. Das Messgerät von FLEXIM kann daraus direkt den Wärmestrom in kW ermitteln.

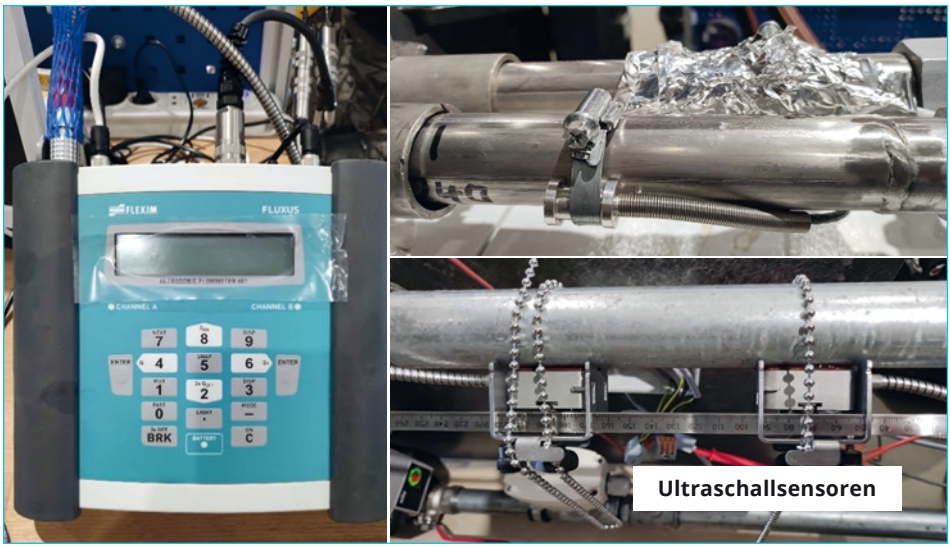


Abb. 11: FLEXIM Ultraschall- Wärmemengenmessgerät mit Ultraschallsensoren und Temperaturfühlern.

4.5.4. Messung der Druckschwankungen im Feuerraum

Für die Messung der Feuerraum-Druckschwankungen wird ein Drucktransmitter der Fa. OMEGA Engineering, Typ PX409 USBH – 70 ... + 70 mbar genutzt, siehe Abbildung 12. Die Höhe der Druckschwankungen sind ein Qualitätskriterium für die Stabilität der Verbrennung.

Abb. 12: Bidirektionaler Drucktransmitter PXM409 USBH mit USB-Anschluss der Fa. OMEGA Engineering

4.6. Messdurchführungen

Vor Beginn der Messungen mit Flammenkühlerwendel werden die aufgenommenen Messwerte ohne Flammenkühler in einem Messprotokoll für den Brennertyp 1 gespeichert, um den Ausgangszustand zu dokumentieren. Danach wird der Flammenkühler montiert und angeschlossen. Es werden jeweils vier Leistungspunkte angefahren: 4 MW, 3 MW, 2 MW und Kleinstlast (ca. 0,5 MW). Nach Beendigung der Messkampagne mit dem Brennertyp 1 wird der Ausgangszustand ohne Flammenkühler wiederholt gemessen.

4.6.1. Messungen mit dem original gelieferten Wendelflammenkühler und Tulpenflammenkühler (Edelstahl blank)

Die Position des Flammenkühlers wird zunächst auf Wandabstand LFW = 80 mm (Position 0 bei 80 mm) für alle Brenner und Flammenkühler eingestellt (Tabelle 2).

Abb. 13: Montierter Wendelflammenkühler in Position 80

Die generelle Flammenbildung bzw. das Brennverhalten verändert sich gegenüber dem Ausgangszustand nicht sichtbar. Jedoch mit eingebautem Wendelflammenkühler muss bereits ab der Brennerleistung von 2 MW die Luftklappe des Brenners etwas weiter geöffnet werden, da bei identischer Klappenposition der O_2-Wert im Abgas um ca. 0,3 Vol.-% niedriger ausfällt als im Versuch ohne Flammenkühler. Dies wurde erwartet. Durch die Erhöhung der feuerrauminternen Abgasrezirkulation kommt es zu einem höheren Volumenstrom innerhalb der Flamme, sodass der Druckverlust geringfügig ansteigt. Der Druckverlust des Brennkopfes steigt bei Betrieb mit Flammenkühler daher geringfügig an.

Abb. 14: Tulpenflammenkühler, blank beim Einbau für Test mit Brennertyp 3

4.6.2. Messungen mit Ofenlack (schwarz) gestrichenen Flammenkühler

Der vom Flammenkühler abgeführte Wärmestrom fällt bei den ersten Messungen etwas niedriger aus als mit den CFD-Simulationen vorausberechnet. Die CFD-Berechnungen gehen für die Rohrringe von einem mittleren Strahlungskoeffizienten $\varepsilon_w = 0{,}5$ aus. Sie berechnen mit dieser Randbedingung ca. 1/3 Wärmeübergang durch Konvektion und 2/3 durch Strahlung. Da die beiden Prototypen des Flammenkühlers aus Edelstahl sind, ist von einem geringeren Strahlungskoeffizienten $\varepsilon_w = 0{,}3$ (Literaturwert) auszugehen. Daher werden auch Messungen mit schwarzer Ofenfarbe angestrichene Flammenkühler durchgeführt. Dies erhöht den Strahlungskoeffizienten auf ca. 0,85. Es sollte somit theoretisch deutlich mehr Strahlungswärme übertragen werden.

4.6.3. Messungen mit alternativen Brennertypen

Für zwei weitere Brennertypen werden Messungen durchgeführt, mit jeweils beiden Flammenkühlern (schwarz). Auch hier werden vor der eigentlichen Messung die Emissionswerte der Brenner ohne Flammenkühler aufgenommen. Nach dem Einbau der Flammenkühler werden für vier Lastfälle (bei 4 MW, 3 MW, 2 MW und Geringstlast 0,5 MW) die Emissionswerte mit dem Flammenkühler gemessen. Danach werden die Minderungseffekte durch die Position des Flammenkühlers, wie nachfolgend beschrieben, im Lastpunkt 3 MW durchgeführt.

4.6.4. Veränderung der axialen Position des Flammenkühlers

Die axiale Position des Flammenkühlers wird im Lastpunkt 3 MW variiert. Im Betrieb des Brenners werden die beiden Flammenkühler an den axialen Rohren weiter in Richtung Feuerraum verschoben. Zur Ausgangsposition 0 (80 mm Abstand zur Kesselfront) werden die Kühler auf 160, 240 und 320 mm eingestellt.

4.7. Auswertung der Messdaten

4.7.1. Minderung der Stickoxidemissionen

Die Messungen ergeben eine Minderung der Stickoxidwerte im Bereich, wie von der CFD-Simulation vorausberechnet.

4.7.1.1. Flammenkühler mit Brennertyp 1

Beim Brennertyp 1 handelt es sich um einen Ultra-Low-NO_x-Brenner der Klasse 4 nach EN 676. In der EN-Norm der gültigen Fassung sind NO_x-Klassen definiert, in welche die Brenner nach dem Emissionsniveau eingeordnet werden können (Tabelle 3).

Tab. 3: Auszug aus der Norm Gebläsebrenner für gasförmige Brennstoffe; Deutsche Fassung EN 676:2020 + AC:2022 Ausgabe 2023-03

Klasse	NO_x-Emissionen Q_{NOx} in mg/kWh	
	2. Familie, Gruppen H, E und L	3. Familie
1	≤ 170	≤ 230
2	≤ 120	≤ 180
3	≤ 80	≤ 140
4	≤ 60	≤ 110

In allen Lastpunkten sind die NO_x-Emission durch Benutzung des Flammenkühlers herabgesetzt. Um die Messwerte bestmöglich untereinander vergleichen zu können, werden die nach EN 676 (Gebläsebrenner für gasförmige Brennstoffe) ausgewerteten und korrigierten NO_x-Emissionen untereinander verglichen. Die EN 676 beschreibt detailliert, wie NO_x-Emissionen (gemessen in ppm) in mg/m_n^3 und auf 3 % O_2 im Abgas umzurechnen und mit der gemessenen Luftfeuchte / -temperatur auf den Referenzzustand zu korrigieren sind.

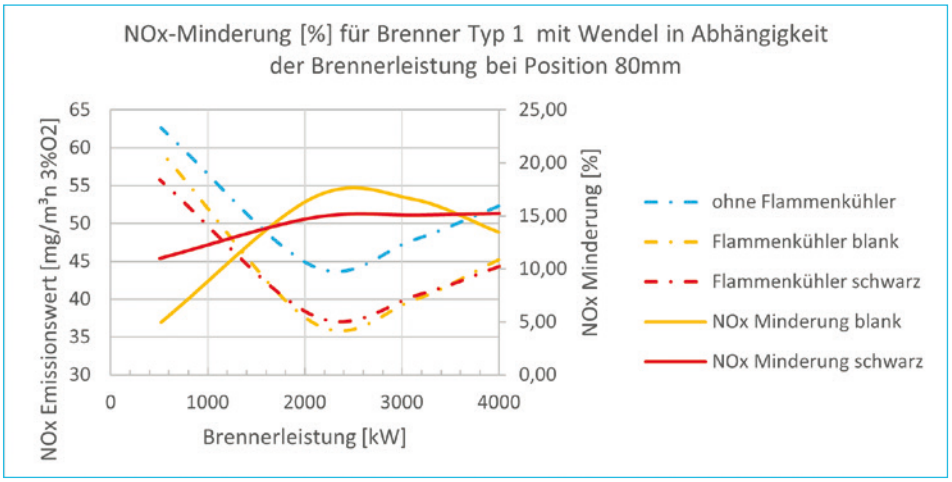


Abb. 15: Diagramm NO_x-Minderung für den Wendelflammenkühler für den Brennertyp 1

Die Messdaten für die Lastpunkte 2, 3 und 4 MW (Diagramm in Abbildung 15) liegen für den blanken und den schwarz angestrichenen Wendelflammenkühler nahe beieinander. Die Messwertdifferenzen liegen im Bereich der Messunsicherheit. Bei Kleinstlast (0,5 MW) erbringt der schwarz angestrichene Flammenkühler jedoch einen niedrigeren NO_x-Wert. Der Anstrich mit Ofenfarbe hat bei der Wendel nicht den erhofften Effekt einer weiteren NO_x-Minderung im Vergleich zur blanken Version, obwohl der abgeführte Wärmestrom ansteigt.

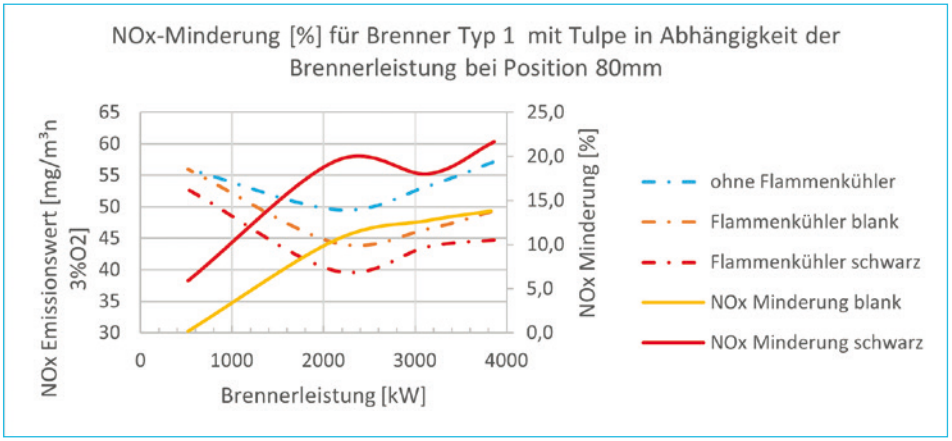


Abb.16: Diagramm NO_x-Minderung für den Tulpenflammenkühler für den Brennertyp 1

Anders sieht es für den Tulpenflammenkühler (Abbildung 16) aus. Hier zeigt sich ein starker Unterschied in der Wärmeübertragung des Kühlers mit einer verstärkten NO_x-Minderung beim schwarzen Kühler. Bei der blanken Version steigt die NO_x-Emissionsminderung auf 13,8 % und bei der schwarzen Version sogar auf 21,6 % gegenüber der Emission ohne Flammenkühler.

4.7.1.2. Vergleich der Brennertypen 2 und 3 für den Wendelflammenkühler

Die Brennertypen 2 und 3 erfüllen beide die Anforderungen der NO_x-Klasse 3 nach EN 676 und sind daher als Low-NO_x-Brenner zu bezeichnen. Auch für diese Brenner können die NO_x-Werte reduziert werden. Wie im Bild 17 zu erkennen ist, werden die NO_x-Werte aber nicht so stark reduziert wie für den Brennertyp 1 der NO_x-Klasse 4. Der Unterschied zu der Klasse 3 besteht in dem höheren Impulseintrag des Brennstoffes/Luftgemisch-Freistrahles, der eine höhere Einsaugung der Feuerraumrauchgase bewirkt. Das bedeutet, dass Brenner, die selbst eine hohe Rezirkulation der Rauchgase bewirken, mit dem Flammenkühler die NO_x-Werte noch stärker reduzieren können.

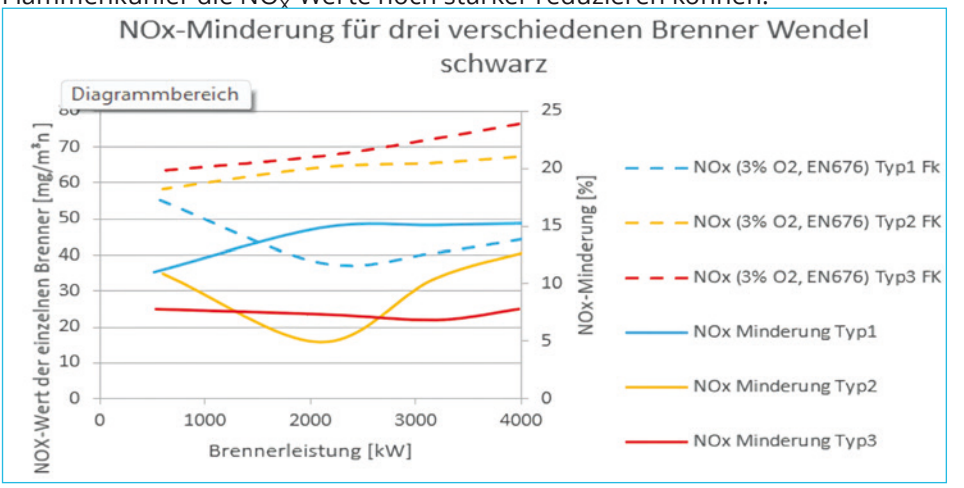


Abb. 17: Diagramm NO_x-Minderung für den Wendelflammenkühler für verschiedene Brennertypen

4.7.2. Axiale Verschiebung der Flammenkühler bei Lastpunkt 3 MW

Mit allen drei Brennern werden auch die Effekte durch axiales Verschieben der schwarz gestrichenen Flammenkühler entlang der Brennerachse ermittelt, d.h. wenn der Abstand des Flammenkühlers von der Stirnwand vergrößert wird. Exemplarisch ist in Abbildung 18 für den Brennertyp 1 für beide Flammenkühler die Kühlerleistung und die NO_x-Minderung aufgetragen. Es kann für beide Flammenkühler-Typen ein positiver Effekt festgestellt werden. Mit dem erhöhten Abstand des Kühlers von der Vorderwand reduzieren sich geringfügig die NO_x-Werte um 1 % bis 2 %. Hierbei ist der Kühler der Tulpenform gegenüber der Wendelform effektiver. Bei ähnlicher Kühlerleistung reduziert die Tulpe um 5 % bis 6 % effektiver die NO_x-Werte im Vergleich zur Wendelform.

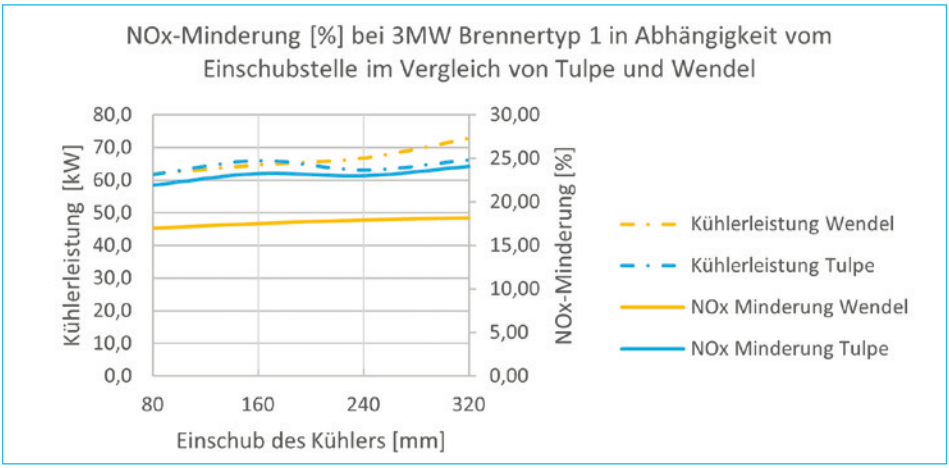


Abb. 18: Diagramm NO_x-Minderung für die Flammenkühler durch Einschub

4.7.3. Druckmessungen

Die Druckschwankungen werden bei jeder durchgeführten Messung für ca. 30 Sekunden mit einer Abtastrate von 640 Hz erfasst (ca. 20.000 Messwertpaare). Die gewonnenen Messdaten werden zuerst statistisch ausgewertet. Es zeigt sich, dass die max. Amplitude des Druckverlaufes für den Betrieb des Brenners mit Wendelflammenkühler etwas höher ist als ohne Kühler. Beim Einsatz des tulpenförmigen Flammenkühlers verringern sich aber die max. Druck-Amplitude im Vergleich zum Brennerbetrieb ohne Flammenkühler. Theoretisch sinkt der NO_x-Wert mit zunehmender interner Rezirkulation und die Amplitude des Druckverlaufes steigt. Jedoch zeigt der tulpenförmige Flammenkühler reduzierte NO_x-Werte bei gleichzeitig reduziertem Druck in der Brennkammer. Auch hier bedarf es weiterer Untersuchungen.

5. Vergleich der Messergebnisse mit den CFD-Berechnungen

Aus vielen Simulationen von NO_x-Emissionen mit ANSYS CFX und ANSYS FLUENT ist die Ungenauigkeit der absoluten Emissionsgröße zur Realität bekannt. Die qualitativen Abweichungen der berechneten NO_x-Werte bei geringen Geometrie-Modifikationen sind jedoch genau und sind vergleichbar mit der tatsächlichen NO_x-Änderung.

Die CFD-Simulation für den Flammenkühler berechnet eine NO_x-Differenz von 0,16 ppm (1,36 ppm im Ausgangszustand ohne FK zu 1,20 ppm im Fall 4) voraus (Tabelle 2). Dies entspricht einer Minderung um 11,8 % bezogen auf den NO_x-Wert des Versuches ohne Flammenkühler.

In der CFD-Simulation wird lediglich der Nennlastpunkt (4,0 MW) mit dem Brennertyp 1 berechnet. Die gemessene Minderung beträgt 52,2–44,3 mg/m^3 = 7,9 mg/m^3 NO_x bezogen auf 3 % Sauerstoff korrigiert nach EN 676. Dies entspricht 15,1 % und liegt damit gegenüber der CFD-Prognose von 11,8 % etwas höher. Allerdings weichen die realen Geometrieverhältnisse des Flammenkühlers doch etwas stärker zum CFD-Model ab. In der Simulation sind 4 Rohrringe mit einem Durchmesser von 600 mm ohne Zu- und Abführleitung berücksichtigt worden. Der reale Wendelflammenkühler hat jedoch 5 Wendeln + ca. 400 mm Zuführung und bietet damit etwas mehr als + 28,6 % Kühlfläche. Die NO_x-Minderung auf die Fläche korrigiert, liegt dann bei 15,1 mg/m^3_n / 1,286 = 11,9 mg/m^3_n, was genau der CFD-Berechnung entspricht. Die real gemessene übertragene Wärme im Kühler bleibt unter der CFD-Berechnung. Die CFD berechnet eine mittlere Wärmebelastung von etwa 84,5 kW/m^2; gemessen wird aber im Mittel nur 72 kW/m^2, was etwa nur 85 % der berechneten Wärmemenge entspricht. Die CFD-Simulation hat gezeigt, dass die qualitative Vorhersage möglicher NO_x-Minderungen beim Einsatz der Flammenkühlertechnik sehr gut mit der Simulation abgebildet werden kann.

6. Ausblick

Die Optimierung der Geometrie ist noch nicht abgeschlossen. Es wurden Erkenntnisse gesammelt, die weiteres Optimierungspotenzial offenbaren. Je niedriger der NO_x-Wert der Ausgangskonfiguration ist, umso geringer fällt bei identischer Kessel- und Brennerbeschaffenheit sowohl gemäß der CFD-Simulation als auch der praktischen Messungen die absolute Minderung aus. Die qualitative NO_x-Minderung durch Einsatz des Flammenkühlers erhöht sich, wenn die Flammenform schlank ist und ausreichend Abstand zum Flammenkühler aufweist und wenn der Brenner eine starke interne Abgasrezirkulation um den Brennkopf ausbildet.

Für Brenner mit stark verdrallter Flamme (breite und kurze Flammenform) ist der Einsatz des Flammenkühlers weniger sinnvoll. Ebenso kann mit Brennern, welche nur eine schwache interne Abgasrezirkulation bewirken, keine große NO_x-Minderung erwartet werden.

Wie schon erwähnt, hat der Flammenkühler die Aufgabe, die internen rezirkulierenden Abgase zu kühlen. Das geschieht durch die konvektive Wärmeübertragung. Das ist ein Teil der Wärmeaufnahme durch den Kühler. Zusätzlich nimmt der Flammenkühler Strahlungswärme von der Flamme auf. Beide Wärmen zusammen ergeben die Gesamtmenge der aufgenommenen Wärme durch den Kühler. Durch einen schwarzen Anstrich des Kühlers wird vor allem der aufgenommene Anteil der Strahlungswärme erhöht, was theoretisch zu keiner erhöhten Rauchgaszirkulation führen dürfte und damit zu keiner nennenswerten

Reduktion der NO_x-Emissionen. Diese Annahme bestätigt der schwarz angestrichene Wendel-Flammenkühler. Jedoch zeigt der schwarz angestrichene Tulpen-Flammenkühler eine Reduktion der NO_x-Werte. Dieses Phänomen kann selbst mit den CFD-Berechnungen noch nicht ganz nachvollzogen werden und bedarf weiterer Forschung.

Die durchgeführten Tests bestätigen die prinzipielle Funktion und die Vorteile der Flammenkühlertechnik. Um die erzielte NO_x-Minderung durch Maßnahmen an der Verbrennungsführung zu erreichen, wären vermutlich erhebliche und durchaus kostenintensive Maßnahmen bei der Entwicklung und Konstruktion der Ultra-Low-NO_x-Gasbrenner erforderlich. Um die Marktreife des Flammenkühlers zu erlangen, sind Projektierungs- und Konstruktionsarbeiten zur kostentechnisch optimierten Kühlwasserversorgung des Flammenkühlers mit Kesselspeisewasser notwendig. Diese Aufwendungen sind jedoch sowohl vom Personal- als auch vom Materialaufwand überschaubar. Im Optimalfall kann – je nach gefordertem Emissionsniveau, Leistungsbereich, Feuerraumgeometrie, Brennstoffbeschaffenheit und anderen Randbedingungen – auf eine externe Abgasrezirkulation verzichtet werden, welche ohne Flammenkühlertechnik erforderlich wäre. Dies bietet insbesondere bei zukünftiger Nutzung von H_2 als Brennstoff oder Erdgas-Wasserstoffgemischen deutliche Vorteile.

Aufgrund der ersten positiven Testergebnisse erscheinen NO_x-Minderungsraten im Bereich von bis zu ca. 25 % für Ultra-Low-NO_x-Brenner mit starker interner Abgasrezirkulation und schlanker Flammengeometrie realistisch, wenn die Kühlung der Abgase in und um den Brennerkopf vorhandenen Abgasrezirkulationszone noch etwas mehr intensiviert werden kann. Dazu ist die Wärmeübertragungs-Oberfläche des Flammenkühlers zu vergrößern bzw. der Einsatz eines Flammenkühlers mit einer wassergekühlten Stirnwand zu kombinieren.

7. Zusammenfassung

Die Anforderungen bezüglich NO_x-Bildung in Erdgas- und Ölbrennerflammen sind in den letzten Jahren stark verschärft worden. Die früher eingesetzten externen Rauchgas-Rezirkulationen reichen bei Weitem nicht mehr aus, um die geforderten Grenzwerte zu unterschreiten. Gestufte Luftzuführungen mit Multiflammen können die Stickoxidemissionen weiter senken. Die Maßnahmen zur NO_x-Reduktion durch verbesserte interne Rauchgasrezirkulation sind aber weitgehend vernachlässigt worden. Die interne Rauchgaszirkulation entsteht von selbst, da die Brennerflamme wie ein Freistrahl wirkt, durch den ein Teil des Rauchgases im Feuerraum angesaugt wird. In der Folge wird der Sauerstoff in der Flamme verdünnt und die Verbrennungsreaktion verlangsamt. Dies führt zur Vermeidung von Temperaturspitzen und damit zur Absenkung

der NO_x-Bildung. Durch Abkühlung dieser rezirkulierten Rauchgase durch den Flammenkühler wird eine höhere Rezirkulationsmenge erreicht, welche die Verbrennungstemperaturen weiter herabsetzen kann.

Die Untersuchung der internen Rauchgasrezirkulation ist Gegenstand von Messungen, gestützt durch CFD-Analysen. Mithilfe eines wendel- bzw. tulpenförmigen Flammenkühlers, der eine Erdgasflamme umhüllt, wird durch CFD-Simulationen nachgewiesen, dass sich die NO_x-Bildung bei Regellast um bis zu 25 % reduzieren lässt. Diese Simulationen sind an dem Brennermessstand bei der Firma ELCO in Pirna an einem 4 MW Großwasserraumkessel mit den beiden Flammenkühler-Konstruktionen überprüft worden. Hierbei sind neben der Veränderung der Strahlungsemissionswerte des Kühlrohres auch die Wirkung auf die NO_X-Werte bei unterschiedlichen axialen Positionen des Flammenkühlers im Feuerraum, Feuerraumdruckschwankungen und Wärmeaufnahmen der Flammenkühler aufgenommen und mit den CFD-Berechnungen verglichen worden. Die Messungen bestätigten für Low-NO_x-Brennermit NO_x-Emissionen unter 50 mg/Nm^3 eine starke Verringerung der NO_x-Emissionen, die durch CFD-Simulationen bestätigt werden.

Auch hinsichtlich des zukünftigen Brennstoffeinsatzes von Wasserstoff mit höherer theoretischer Verbrennungstemperatur ist daher anzunehmen, dass der Flammenkühler durch Verbesserung der internen Rauchgasrezirkulation die NO_x-Werte auch bei unveränderter Brennerkonstruktion halten oder sogar vermindern kann.

8. Quellen

[1] Michael Beyer: Auswirkungen von Entstickungsmaßnahmen auf den Kesselbetrieb. Tagungsbericht D4 auf der ERK Eckrohrkessellizenznehmertagung, Zeuthen, 15.09.–17.09.1999.

[2] Thomas Schmidt: Innovation for NO_x-reduction using primary measures intensified furnace-internal EGR with a cooling device. Eckrohrkessellizenznehmertagung, Berlin Köpenick, 15.09.–17.09.2020.

[3] Europäisches Patent No. EP000003467383A1 KESSELANLAGE UND VERFAHREN ZUR ERZEUGUNG VON WÄRME DURCH VERBRENNUNG WENIGSTENS EINES BRENNSTOFFES. Michael Beyer, Thomas Schmidt; erteilt am 17.02.2021.

[4] Schopf N., Peters W., König B., Smit W., Burmeister K., Sundermann R.: NO_x-arme Öl- und Gasfeuerungen für Industrie- und Heizkraftwerke. VGB Kraftwerkstechnik 74 (1994), H.12, S.1041–1046.

[5] Thomas Schmidt: Praktischer Test von 2 verschiedenen Flammenkühler-Geometrievarianten an einem Warmwasser-Wärmeerzeuger mit 4 MW thermischer Leistung ERK. Interner Bericht, 15.04.2024.

[6] Rentz et al.: 1999 state of the art – primary measures LCP (BAT). Auszug aus der LCP-Breff 2017, Seite 109.

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

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

Ammoniak – Brennstoff der Zukunft – Großtechnische Anwendung am 1.000-MW-Steinkohleblock Hekinan

Yoshitomo Okuma und Hans-Ulrich Thierbach

Die IHI-Gruppe ist ein international agierendes Unternehmen, das in den Bereichen Energie und Umwelttechnik, Luft- und Raumfahrt, Infrastruktur sowie Industriesysteme und Maschinen tätig ist. In Abbildung 1 sind die Geschäftsbereiche und Kennzahlen der IHI-Gruppe einschließlich Steinmüller Engineering dargestellt.

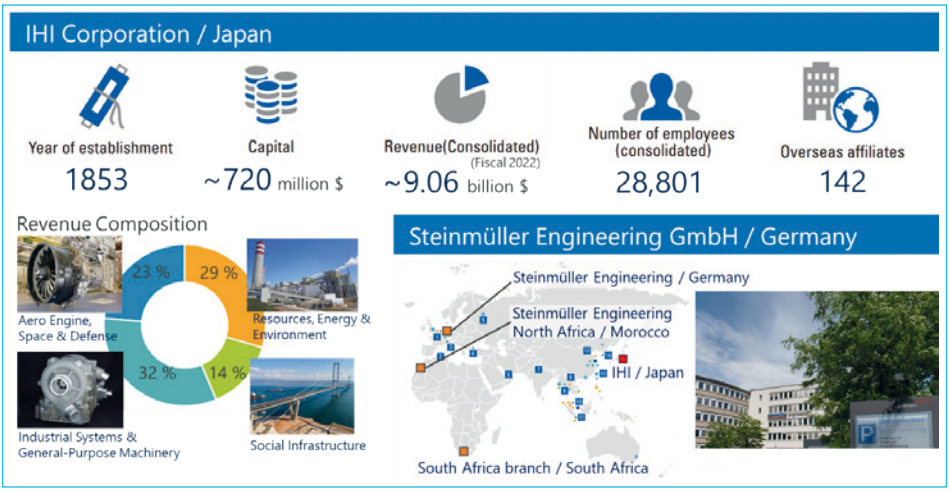


Abb. 1: IHI-Gruppe Kennzahlen; Geschäftsbereiche und Struktur

Die IHI-Gruppe sieht Ammoniak als ein wesentliches Element einer zukünftigen Energieversorgung. In Abbildung 2 sind die Vorzüge von Ammoniak als Energieträger aufgelistet.

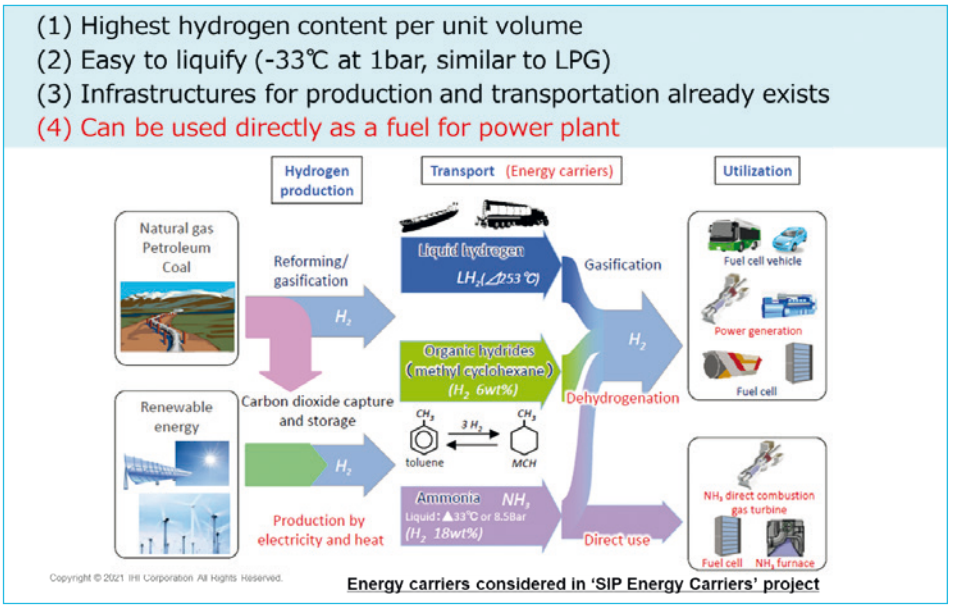


Abb. 2: Vorzüge von Ammoniak als Energieträger der Zukunft

IHI startete die Entwicklung der Konzepte und Technologien zur Gewährleistung einer zuverlässigen Energieversorgung auf der Basis von Ammoniak bereits im Jahr 2011. Die Vision der IHI Corporation für die Entwicklung einer ammoniakbasierten Energieinfrastruktur wird in Abbildung 3 aufgezeigt.

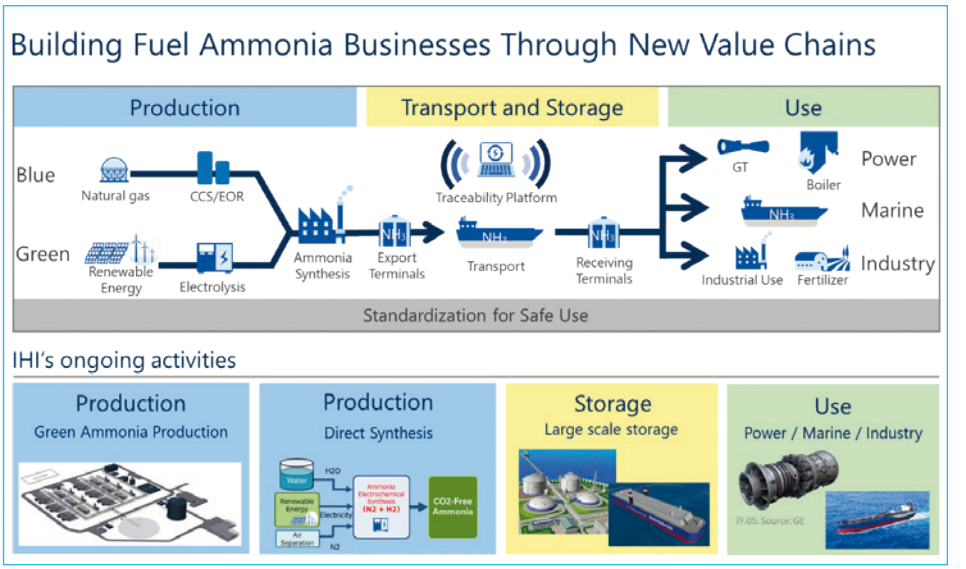


Abb. 3: Ammoniak-Infrastruktur zur Energieversorgung

Auf dem Weg zur CO_2-Neutralität ist die Konversion existierender, fossil gefeuerter Anlagen eine effiziente Maßnahme, die kurzfristig mit niedrigen Investitionen umgesetzt werden kann.

JERA Co., Inc. (*JERA*) und die IHI Corporation (*IHI*, Steinmüller Engineering GmbHs Muttergesellschaft) haben das Projekt zur Installation von Brennern und Brennstoffversorgung für die großtechnische Mitverbrennung (bis zu 20 % der thermischen Leistung) von Ammoniak als grünem Brennstoff am Block 4 des Kraftwerks Hekinan im Mai 2021 veröffentlicht (Abbildung 4).

JERA and IHI to Start a Demonstration Project Related to Ammonia Co-firing at a Large-Scale Commercial Coal-Fired Power Plant

TOKYO – 24 May 2021 – JERA Co., Inc. ("JERA") and IHI Corporation ("IHI") have received notice of acceptance of their joint grant application to conduct a demonstration project under the New Energy and Industrial Technology Development Organization's "Development of Technologies for Carbon Recycling and Next-Generation Thermal Power Generation / Research, Development and Demonstration of Technologies for Ammonia Co-Firing Thermal Power Generation" program. (NEDO JPNP16002)

Ammonia enables efficient, low-cost transport and storage of hydrogen. In addition to this role as an energy carrier, it can also be used directly as a fuel in thermal power generation. As a fuel that does not emit carbon dioxide when burned, ammonia is expected to offer great advantages in reducing greenhouse gas emissions.

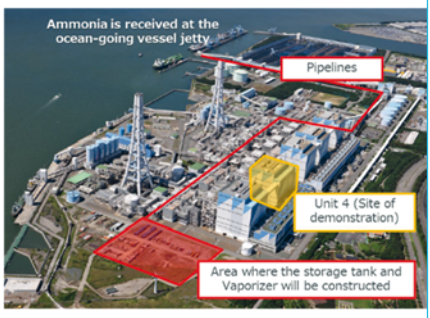


Abb. 4: Pressemitteilung zum Start der großtechnischen Umsetzung einer 20 %-igen Ammoniak-Co-Feuerung im 1.000-MW_{el}-Block im KW Hekinan

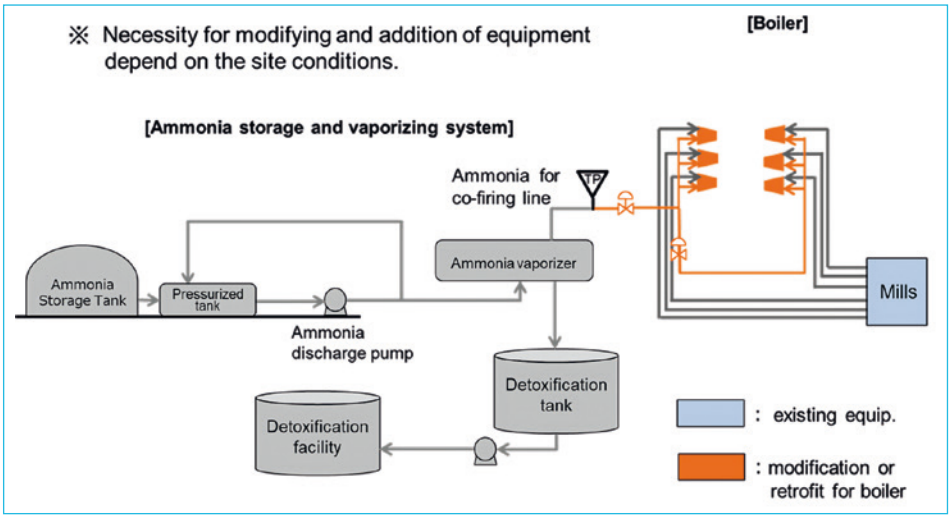


Abb. 5: Schematische Darstellung des Umfanges des Demonstrationsprojektes

Die Inbetriebnahme des Demonstrationsprojektes, welches in Abbildung 5 schematisch dargestellt ist, wurde im Mai 2024 erfolgreich abgeschlossen und hat gezeigt, dass ein sicherer Betrieb der Anlage unter Einhaltung der Betriebs- und Emissionsparameter bei 20 % Mitverbrennung von Ammoniak gewährleistet ist.

Die weitere Roadmap der IHI-Gruppe zur CO_2-Neutralität zeigt Abbildung 6.

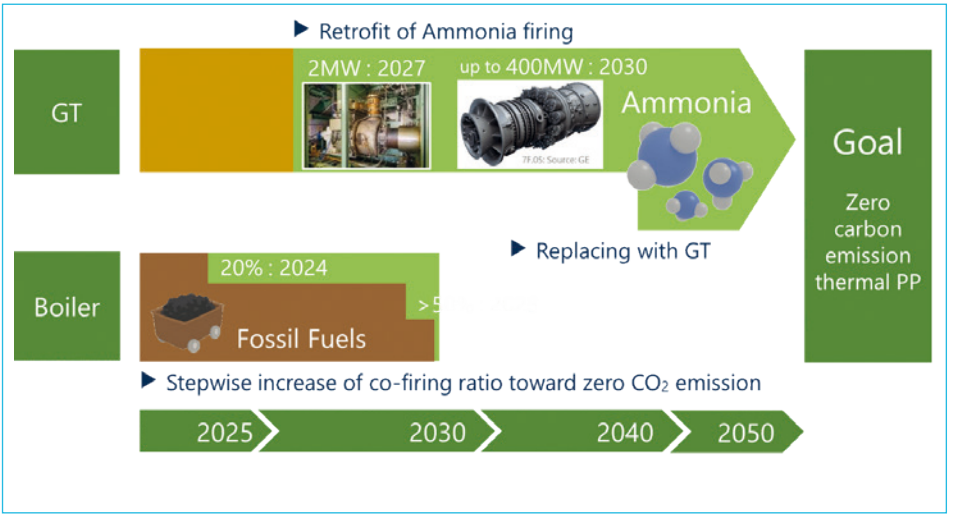


Abb. 6: IHI-Roadmap zur Dekarbonisierung des Kraftwerkssektors

Die großtechnische Nutzung von Ammoniak als Brennstoff konnte im Kraftwerk Hekinan an einem 1.000 MW_{el}-Block demonstriert werden. In Versuchen mit einem 10-MW-Brenner wurde der Nachweis für einen hundertprozentigen Einsatz von Ammoniak als Brennstoff unter Einhaltung üblicher Emissionsgrenzwerte nachgewiesen.

Die IHI-Gruppe hat ein weitreichendes Produktportfolio für die Ammoniak-Infrastruktur von der Erzeugung über die Lagerung und den Transport bis zur Nutzung in Dampferzeugern oder Ammoniak betriebenen Turbinen entwickelt.

Wenn grünes Ammoniak ein marktverfügbares Handelsgut wird, steht die Technik zur großtechnischen Nutzung zur Verfügung.

Verbrennung und Dampferzeuger
Korrosion

Thermochemische Prozesse verstehen und verbessern

www.CheMin.de

CheMin®

Korrosions- und Verschmutzungspotenzial bei der Chemical-Looping-Verbrennung von Ersatzbrennstoff bei unzureichendem Temperaturregime der Reaktoren

Marie Kaiser, Stephan Beckord, Philipp Mohn und Jochen Ströhle

1. Einführung 343
2. Versuchsfahrt in der CLV-Pilotanlage 344
2.1. Rahmenbedingungen 345
2.2. Sondeneinsatz und Beprobung der Abgänge 346
3. Ergebnisse und Diskussion 348
3.1. Abgasweg nach Luftreaktor 350
3.2. Abgasweg nach Brennstoffreaktor 353
4. Fazit 354
5. Ausblick 355
6. Quellen 356

1. Einführung

Bei der thermischen Verwertung von Abfällen entstehen CO_2-Emissionen, die teilweise fossilen Ursprungs sind. Zur Vermeidung dieser CO_2-Emissionen können Technologien zur Abscheidung und anschließenden Nutzung oder Speicherung von CO_2 (CCUS) eingesetzt werden [1]. Das Carbonate-Looping-Verfahren, welches bereits im Pilotmaßstab erprobt ist [2], bietet den Vorteil der effizienten Nutzung der eingesetzten Energie, benötigt aber technisch reinen Sauerstoff zur Regeneration des Sorbens [3]. Ein äußerst effizientes Verfahren mit inhärenter CO_2-Abscheidung ist die Chemical-Looping-Verbrennung (CLV). Die Oxidation des Brennstoffes erfolgt bei der CLV in zwei Schritten. Ein Metalloxid (MeOx) als Sauerstoffträger liefert den Sauerstoff für die Umsetzung des Brennstoffs im Brennstoffreaktor. Das reduzierte Metalloxid ($MeOx_{Red.}$)

wird in den Luftreaktor überführt und dort in einer exothermen Reaktion mit Luft wieder oxidiert. Da die Luft im Luftreaktor niemals mit dem eigentlichen Brennstoff in Kontakt kommt, verlassen ein hochkonzentrierter Strom aus CO_2 und H_2O den Brennstoffreaktor und die an Sauerstoff abgereicherte Luft den Luftreaktor. Beide Reaktoren arbeiten auf einem hohen Temperaturniveau (> 900 °C), was die Nutzung der Abwärme zur Stromerzeugung in einem hocheffizienten Dampfprozess ermöglicht. Da im Luftreaktor eine geringe Belastung durch korrosive Gase/Beläge erwartet wird, könnten hier potenziell höhere Dampftemperaturen und somit eine effizientere Stromerzeugung als in konventionellen Abfallverwertungsanlagen realisiert werden.

Die CLV von Kohle und Biomasse wurde bereits im Pilotmaßstab erfolgreich getestet [4]. Zur CLV von Abfällen, insbesondere zur Beurteilung der Korrosionsneigung, gibt es bisher nur wenige Untersuchungen. An einer 100 kW_{th}-Pilotanlage von SINTEF Energy (Norwegen) wurden im Jahr 2022 erstmals Versuche mit Pellets auf SRF (solid recovered fuel) durchgeführt [5]. Im Rahmen des Verbundvorhabens *Low-Cost CO_2 Capture by Chemical Looping Combustion of Waste-Derived Fuels* (LOUISE) [6] fanden im April 2024 erstmals Pilotversuche mit SRF-Pellets an der 1-MW_{th}-Versuchsanlage an der Technischen Universität Darmstadt statt.

Ziel des vorliegenden Beitrags ist eine möglichst realitätsnahe Bewertung von Korrosions- und Verschmutzungssituationen in Bezug auf die jeweilige Rauchgasstrecke nach Luft- und Brennstoff-Reaktor, sowie die Einordnung von möglichen Temperaturschwellen für Verdampfer-, Überhitzer- und Economiserbauteilen. Hierfür kamen während der 1-MW_{th}-Pilotversuche Sonden zum Einsatz. Des Weiteren erfolgt die Bewertung des Prozesses anhand von orts- und zeitaufgelösten Untersuchungen an den Aschen. Im Fokus steht hierbei neben einer möglichen Veränderung (Alterung) des Sauerstoffträgers Ilmenit im Betrieb auch dessen Interaktion mit den Brennstoffkomponenten. Letzteres könnte zu einer Verschleppung von Neben- und Spurenelementen aus dem Brennstoff- in den Luftreaktor führen.

2. Versuchsfahrt in der CLV-Pilotanlage

In der Chemical-Looping-Pilotanlage der TU Darmstadt wurde eine Testverbrennung durchgeführt. In den Abgasstrecken nach den beiden Reaktoren kamen Sonden zum Einsatz, die realitätsnah Korrosions- und Verschmutzungsprozesse abbilden können.

2.1. Rahmenbedingungen

Die Testverbrennung wurde im April 2024 für ca. 260 h in der CLV-1-MW_{th} -Versuchsanlage durchgeführt [7]. Als Brennstoff kam Ersatzbrennstoff (Lieferant N+P Group: Chlor 0,75 Gew.-$\%_{tr}$, Schwefel 0,2 Gew.-$\%_{tr}$) zum Einsatz. Als Sauerstoffträger wurde Ilmenit verwendet. Ziel war es, über ca. 2 Wochen einen möglichst gleichmäßigen Betriebszustand mit Temperaturen im Brennstoffreaktor von > 900 °C zu erreichen.

Die Nutzung von Abfällen in einem Chemical-Looping-Prozess wurde im Rahmen des Forschungsprojektes erstmals in dieser Anlagengröße erprobt. Eine schematische Skizze der Anlagenkonfiguration findet sich in der folgenden Abbildung 1.

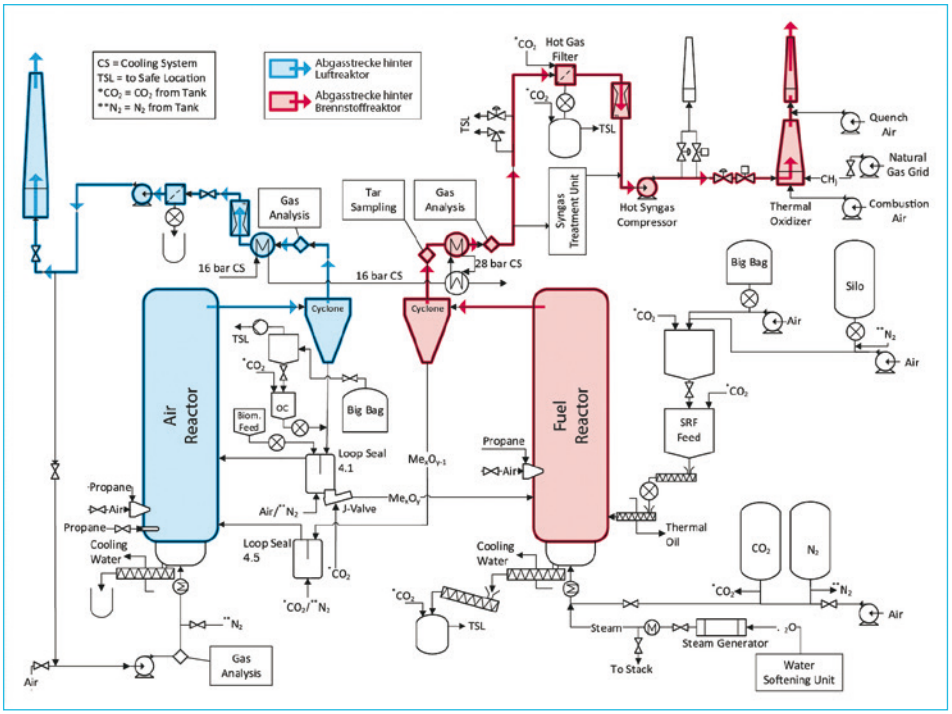


Abb. 1: Skizze zur Anlagenkonfiguration der Versuchsverbrennung in der Pilotanlage der TU Darmstadt [8]. Farblich hervorgehoben: Blau entspricht der Abgasstrecke nach Luftreaktor, rot entspricht der Abgasstrecke nach Brennstoffreaktor.

Im Rahmen der Versuchskampagne konnten diverse Betriebspunkte für mehrere Stunden stabil eingestellt werden. Allerdings konnte kein vollständig stabiler Betrieb über den gesamten knapp zweiwöchigen Betriebszeitraum erreicht werden. Die Ursachen dafür lagen nicht im Prozess, sondern in der durch die Brennstoffe (SRF) stärker belasteten Peripherie der Pilotanlage. Dies be-

trifft insbesondere den Bereich der Abgasbehandlung. Dadurch kam es teils zu starken Temperaturschwankungen, temporär deutlich unter den angestrebten > 900 °C.

Das anschließende erneute Aufheizen des Systems erfolgte aus technischen Gründen nur langsam. Somit limitieren diese Ausfälle die angestrebte Betriebsdauer im gewünschten Temperaturbereich auf kurze Intervalle. Die temporär niedrigen Temperaturen im Brennstoffreaktor führten des Weiteren dazu, dass nicht immer ausreichend thermische Energie durch den zurückgeführten Ilmenit im Luftreaktor zur Verfügung stand. Dies machte den Einsatz eines sekundären Energieträgers im Luftreaktor nötig. Zum Einsatz kam hierfür *Pine Forest Residue* (aus Schweden: Chlor 0,01 Gew.-$\%_{tr}$, Schwefel 0,025 Gew.-$\%_{tr}$).

Unter den gegebenen Rahmenbedingungen ist davon auszugehen, dass die thermochemischen Milieus in den Reaktoren deutlich von den Milieus bei den angestrebten Betriebsbedingungen > 900 °C abweichen.

2.2. Sondeneinsatz und Beprobung der Abgänge

Entlang der Abgasstrecke hinter Brennstoff- und Luftreaktor wurden an insgesamt fünf Positionen sechs Sonden eingesetzt. Zum Einsatz kamen gekühlte Sonden (Temperature-Range-Probes), mit denen es möglich ist, realitätsnah Wärmetauscherflächen zu simulieren [9] [10] [11]. Die folgende Abbildung zeigt exemplarische Ausführungen und das Funktionsprinzip. Die Sonde wird durch das vorbei- bzw. anströmende Abgas von außen aufgeheizt und von innen mit Druckluft gekühlt, hierdurch bildet sich ein Temperaturgradient entlang des Sondenkörpers aus. Dieser wird geregelt und möglichst konstant gehalten. Je nach Ausführung und Regeltemperatur lassen sich für Verdampfer-, Überhitzer- oder z. B. Economiserbauteile typische Temperaturniveaus abbilden.

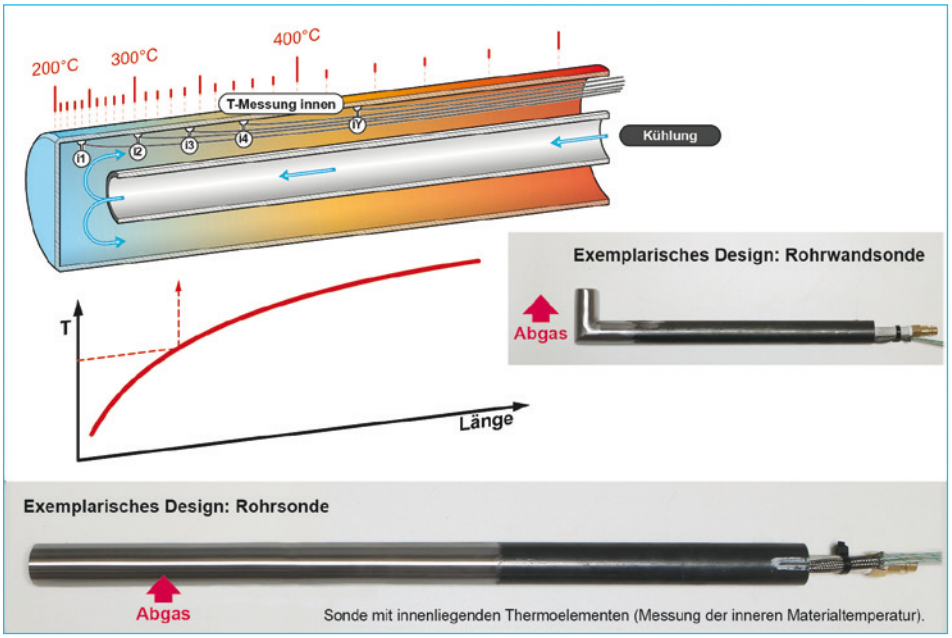


Abb. 2: Exemplarische Ausführung und Funktionsprinzip der Temperature-Range-Probe

Eingesetzt wurden vier Sonden im Abgasstrang nach Luftreaktor und zwei Sonden im Abgasstrang nach Brennstoffreaktor, jeweils für die gesamte Versuchszeit von ca. 260 Betriebsstunden. Als Werkstoff wurde für alle Sonden S235 verwendet. Ziel hierbei war die Vergleichbarkeit des Angriffs unabhängig von der Abgasstrecke und die Annahme, dass dieser Werkstoff bereits nach kurzen Einsatzzeiten neben den zu erwartenden Eisenoxidschichten, welche bei hohen Temperaturen zwangsläufig entstehen, auch Reaktionsprodukte von chloridisch oder sulfidisch induzierter Korrosion zeigen sollte, falls diese gegeben sind.

Im Zuge der Versuchsfahrt war es möglich, in der Abgasstrecke nach Luftreaktor eine Sonde auf Verdampfertemperaturniveau, eine Sonde auf Überhitzertemperaturniveau und eine Sonde auf dem Temperaturniveau des kalten Teils der Abgasstrecke einzusetzen. Eine weitere Sonde, welche auf Überhitzertemperaturniveau in einen weiter hinten gelegenen Teil der Abgasstrecke betrieben werden sollte, konnte aufgrund der gegeben Abgastemperaturen am Einsatzort auf lediglich < 300 °C Werkstofftemperatur betrieben werden.

Im Bereich der Abgasstrecke nach Brennstoffreaktor kamen eine Sonde auf Überhitzertemperaturniveau und eine Sonde auf dem Temperaturniveau des kalten Teils zum Einsatz. Details hierzu finden sich in den folgenden Tabellen 1 und 2 in Kapitel 3.

Ergänzend wurde seitens CheMin die Interaktion des Sauerstoffträgers Ilmenit mit dem Brennstoff untersucht. Hierfür stehen zu ausgewählten Betriebspunkten Ascheproben zur Verfügung, diese wurden seitens TU Darmstadt an unterschiedlichen Positionen aus dem Prozess entnommen. Mit den Analysen wurde begonnen, eine Bewertung der Befunde erfolgte bisher nicht und ist daher nicht Teil des vorliegenden Tagungsbeitrages.

3. Ergebnisse und Diskussion

Auf den Sonden aus den heißen Bereichen der jeweiligen Rauchgasstrecken kam es im Rahmen des Versuches zu einem deutlichen Belagsaufbau. Aufgrund der im Durchmesser beschränkten Öffnungen gingen die äußersten Belagsschichten bei der Entnahme zum Teil verloren. Die rohrnahen, für die Bewertung des Korrosionsangriffs relevanten, Beläge blieben bei allen Sonden erhalten. Die folgende Abbildung zeigt eine Übersicht der Sonden nach der Entnahme aus der Versuchsanlage.

Abb. 3: Makroskopische Sondenbefunde nach der Expositionszeit von ca. 260 h in der Pilotanlage

Aufgrund der Einschränkungen beim Betrieb der Anlage war es nicht möglich, für alle Sonden die Zieltemperaturen zu erreichen bzw. diese über die Versuchszeit konstant zu halten. Dies führte dazu, dass die Milieubedingungen im Umfeld der Sonden stark schwankten. Zu niedrige Rauchgastemperaturen führten teils zu einer Unterschreitung der Regeltemperatur. Jedoch auch, wenn die Regeltemperatur gehalten werden konnte, prägt sich mit zunehmendem Abstand zum Regelpunkt eine der fluktuierenden Rauchgastemperatur folgende Temperaturänderung auf dem Sondenkörper auf. Für die Interpretation der Korrosionsdynamik in Abhängigkeit der Werkstofftemperatur wurden die Sonden über die Länge an mehreren Temperaturpunkten im Detail untersucht. Einzelne Segmente wurden in Epoxidharz eingebettet und zur Erhaltung der wasserlöslichen Salze trocken präpariert. Die ortsaufgelöste Bewertung erfolgte mikroskopisch und mikroanalytisch mittels REM-EDX.

Details zu den Einsatzorten, den betrachteten Temperaturbereichen sowie eine Zusammenfassung der Mikroskopie und der REM-EDX Befunde können den nachfolgenden Tabellen in den folgenden Kapiteln entnommen werden. Aufgrund noch weiterer ausstehender Analysen sind diese Befunde als vorläufig zu betrachten.

3.1. Abgasweg nach Luftreaktor

In folgender Tabelle werden die Sondenbefunde zusammengefasst.

Tab. 1: Vorläufige Ergebnisse zu den Sonden aus der Abgasstrecke nach Luftreaktor

Position, Beschreibung	Makroskopischer Befund	Mikroskopie und REM-EDX Befund
Einsatz nach Zyklon, vor Wärmetauscher (Sonde 005) **Überhitzermilieu** Werkstofftemperatur ca. 450 bis 600 °C	• Belagswechte an Anströmposition (im vorderen Bereich durch Sondenausbau stark beeinflusst) • Korrosionsprodukte im gesamten Temperaturbereich • Korrosionsangriff dynamischer als im Verdampfermilieu	• Rohrnahe Beläge: Korrosionsprodukte und Salz-Asche-Beläge • Korrosionsprodukte: Eisenoxide, Eisenchloride, Eisensulfide • Salz-Asche-Beläge: Calciumsulfat, Alkalichloride, inerte Komponenten • Chlor und untergeordnet Brom sind Hauptursache für Korrosionsangriff, Rolle des Schwefels weiter zu prüfen • Chlorlieferant: überwiegend Alkalien, Calcium? • Korrosion verläuft interkristallin in den Werkstoff • Hinweis auf unverbrannte Kohlenwasserstoffe

Einsatz nach Zyklon, vor Wärmetauscher (Sonde 006) **Verdampfermilieu** Werkstofftemperatur ca. 250 bis 315 °C	• Belagsaufbau durch Sondenausbau stark beeinflusst • Korrosionsangriff nimmt mit steigender Temperatur zu • Korrosionsangriff insgesamt weniger dynamisch als im Überhitzermilieu	• Rohrnahe Beläge: Korrosionsprodukte und Salz-Asche-Beläge • Korrosionsprodukte: Eisenoxide, Eisenchloride • Salz-Asche-Beläge: Chloride und Sulfate, inerte Komponenten, auffällig ist Blei, u. a. als Lage gebunden als Blei-(Kalium)-Chlorid • Chlor und untergeordnet Brom sind ursächlich für Korrosionsangriff • Chlorlieferant: überwiegend Alkalien, Calcium?, Blei • beginnender interkristalliner Korrosionsangriff in den Werkstoff • Hinweis auf unverbrannte Kohlenwasserstoffe
Im Bereich des Wärmetauschers (Sonde 004) **Überhitzer-/ Verdampfermilieu** unter 300 °C, Regeltemperatur aufgrund zu niedriger Abgastemperaturen nicht erreicht	• Dünne Belagsschicht • Geringe Korrosionsdynamik im gesamten Temperaturbereich	• Rohrnahe Beläge: Korrosionsprodukte und Salz-Asche-Beläge • Korrosionsprodukte: Eisenoxide, Eisenchloride • Salz-Asche-Beläge: Chloride und Sulfate, inerte Komponenten • Chlor und untergeordnet Brom sind ursächlich für Korrosionsangriff • Chlorlieferant: Alkalien und Calcium • beginnender interkristalliner Korrosionsangriff in den Werkstoff
Hinter Wärmetauscher, vor Filter (Sonde 007) **Milieu kaltes Ende** ca. 80 bis 120 °C	• Dünne Belagsschicht, anströmseitig ab ca. 105 °C Hinweis auf Wechte (durch Sondenausbau beeinflusst), < 105 °C gleichmäßige Belegung • Leichter Korrosionsangriff, abnehmend mit höheren Temperaturen	• Rohrnahe Beläge: Korrosionsprodukte und Salz-Asche-Beläge • Korrosionsprodukte: Eisenoxide, Eisenchloride • Belag besteht je nach Temperatur hauptsächlich aus Ammoniumchlorid (90 °C- Pos.) oder Kaliumchlorid (110 °C- Pos.), keine Sulfate, keine Schwermetalle

Hervorzuheben ist der chloridische Korrosionsangriff an allen Beprobungspositionen. Besonders intensiv zeigt sich dieser im Bereich hoher Werkstofftemperaturen. Dort erfolgt der Angriff interkristallin in das Werkstoffgefüge. Als primäre Korrosionsprodukte liegen Eisenchloride vor, lokal finden sich auch Eisensulfide. Inwieweit ergänzend zum chloridischen Angriff im hohen Temperaturbereich ein sulfidisch induzierter Korrosionsangriff vorliegt, lässt sich anhand des Probenmaterials nicht eindeutig einordnen. In der folgenden Abbildung zeigt sich deutlich die Bindung des Calciums als Sulfat und die Bindung der Alkalien als Chlorid in den Salz-Asche-Belägen.

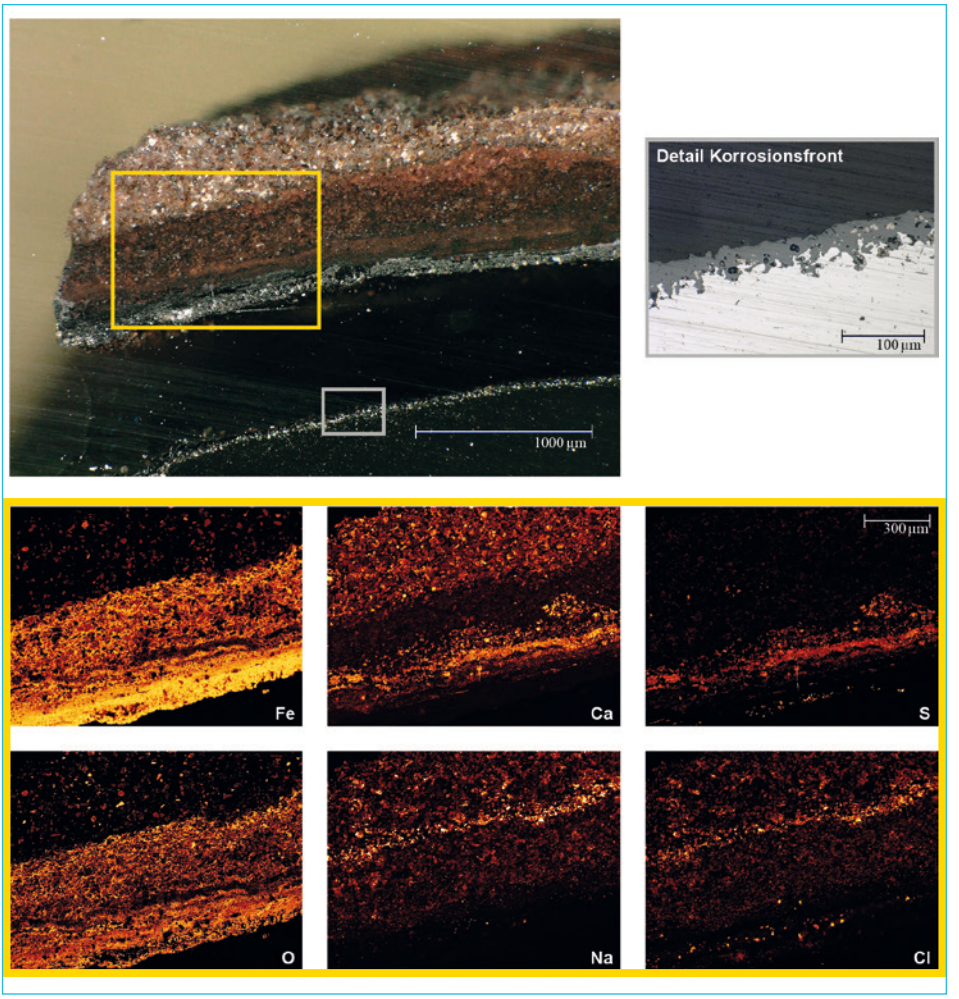


Abb. 4: Mikroanalytische Untersuchung am Schliffpräparat der Sonde 005 aus der Abgasstrecke nach dem Luftreaktor. Detailbetrachtung der Befunde bei einer mittleren Werkstofftemperatur von ca. 510 °C anhand ausgewählter Elementverteilungsbilder.

3.2. Abgasweg nach Brennstoffreaktor

In folgender Tabelle werden die Sondenbefunde zusammengefasst.

Tab. 2: Vorläufige Ergebnisse zu den Sonden im Abgasstrang nach Brennstoffreaktor

Position, Beschreibung	Makroskopischer Befund	Mikroskopie und REM-EDX Befund
Einsatz nach Zyklon, vor Wärmetauscher (Sonde 015) **Überhitzermilieu** Werkstofftemperatur ca. 480 bis 600 °C	· Belagswechte an Anströmposition (im vorderen Bereich durch Sondenausbau stark beeinflusst) · Korrosionsprodukte im gesamten Temperaturbereich, Zunahme der Korrosionsdynamik mit steigender Temperatur	· Rohrnahe Beläge: Korrosionsprodukte und Salz-Asche-Beläge · Korrosionsprodukte: Eisenoxide, Eisenchloride · Salz-Asche-Beläge: Hauptsächlich Chloride, inerte Aschen · Chlor ist ursächlich für Korrosionsangriff · Chlorlieferant: überwiegend Alkalien, Calcium · Korrosion verläuft teils interkristallin in den Werkstoff, zunehmende Intensität mit steigender Temperatur · Hinweis auf unverbrannte Kohlenwasserstoffe
Hinter Wärmetauscher, vor Filter (Sonde 016) **Milieu kaltes Ende** ca. 80 bis 135 °C	· Dicke schwarze Beläge (im vorderen Bereich durch Sondenausbau stark beeinflusst) · Leichter Korrosionsangriff im Temperaturbereich von > 85 bis 130 °C	· Belag: Calciumsulfat, Ilmenit, Silikate, Chloride (Ursprung noch unklar) · Schwermetalle nicht in relevanten Mengen · Korrosionsprodukte (Eisenoxide, Eisenchloride) · Tiefe der Korrosionsmulden max. zwischen 30 und 40 µm · Prüfung auf Ammoniumsalze erfolgt noch · Hinweis auf unverbrannte Kohlenwasserstoffe

Auch im Bereich des Abgasweges nach dem Brennstoffreaktor erfolgt der Korrosionsangriff hauptsächlich chloridisch. Bei hohen Temperaturen findet ein dynamischer Korrosionsfortschritt statt. Im Gegensatz zur Abgasstrecke nach dem Luftreaktor ergibt sich hier auch neben den Alkalien ein deutlicher Hinweis auf Calcium als Chlorlieferant.

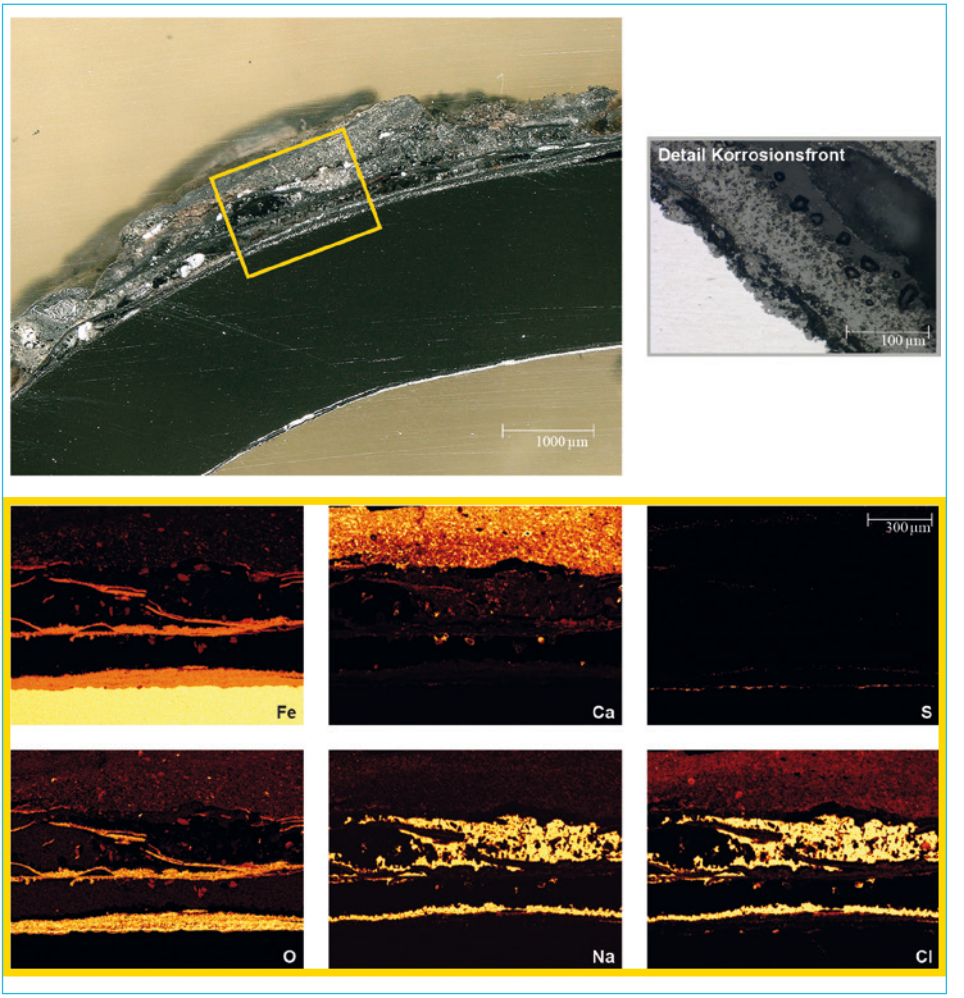


Abb. 5: Mikroanalytische Untersuchung am Schliffpräparat der Sonde 015 aus der Abgasstrecke nach Brennstoffreaktor. Detailbetrachtung der Befunde bei einer mittleren Werkstofftemperatur von ca. 500 °C anhand ausgewählter Elementverteilungen.

4. Fazit

Entgegen der Erwartungen vor Versuchsdurchführung zeigen die Sonden, welche im Abgasweg nach dem Luftreaktor eingesetzt wurden, teils einen deutlichen Korrosionsangriff. Der Angriff liegt in allen untersuchten Temperaturmilieus (Überhitzer, Verdampfer und am kalten Ende des Prozesses) vor. Die Korrosion erfolgt überwiegend chloridisch. Als kationischer Partner für Chlorsalze in den Belägen auf den Sonden finden sich Alkalien, Calcium und lokal auch Blei.

Erwartungsgemäß und prozessbedingt ergibt sich ein chloridischer Angriff auch an den Werkstoffproben im Abgasweg nach dem Brennstoffreaktor. Der Nachweis erfolgte für ein Überhitzermilieu und für das kalte Ende des Prozesses.

Hinweise auf einen Angriff durch Schwefelsäure, wie z. B. durch den Nachweis von Eisensulfat als Korrosionsprodukt, gibt es in keiner der beiden Abgasstrecken.

Bei der Interpretation der Befunde ist zu berücksichtigen, dass die Sonden während der Versuchsfahrt nicht gezogen werden konnten. Dies führte dazu, dass die Sonden über die gesamte Versuchszeit den Temperaturexkursionen des Betriebes ausgesetzt waren.

Zudem kam es zu Verschleppungen von korrosionsrelevanten Salzspezies aus dem Brennstoffreaktor in den Luftreaktor, da der Brennstoffreaktor über die gesamte Versuchszeit niedrigere Temperaturen als der Luftreaktor aufwies. Dadurch war es möglich, Salze, in Form von Umkrustungen mit dem Ilmenit, aus dem Brennstoffreaktor auszutragen. Im Luftreaktor erfolgte aufgrund der höheren Temperatur der Übergang dieser Salze in die Gasphase. Somit ergab sich die Möglichkeit der Ablagerung von korrosionsrelevanten Salzen auf den gekühlten Sondenkörpern im Abgasweg nach dem Luftreaktor.

5. Ausblick

Unklar ist im Moment noch, in welchen Betriebsphasen es bevorzugt zu einer Verschleppung chloridischer Salze vom Brennstoffreaktor in den Luftreaktor kam. Ein Versuch der Einordnung erfolgt aktuell. Hierfür werden Ascheproben untersucht, welche zeit- und ortsaufgelöst beprobt wurden und somit definierten Betriebszuständen zuordenbar sind. Aufgrund der angestrebten hohen Temperaturen > 900 °C ist eine Verschleppung von Salzen eigentlich, mit der Ausnahme von Calciumchlorid, im Regelbetrieb nicht zu erwarten. Wenn sich dies anhand der Ascheproben darstellen lassen sollte, kann davon ausgegangen werden, dass im Regelbetrieb der Korrosionsangriff an den Bauteilen im Abgasweg hinter dem Luftreaktor im Gegensatz zum vorliegenden Sondenbefund deutlich reduziert sein müsste.

Unabhängig von den weiteren Untersuchungen ist es sinnvoll, weitere Versuche mit einem optimierten Anlagendesign durchzuführen und diese mit Werkstoffsonden zu begleiten.

Danksagung

Die vorliegenden Untersuchungen sind Teil des Verbundvorhabens Low-Cost CO_2 Capture by Chemical Looping Combustion of Waste-Derived Fuels (LOUISE), dieses wurde im Rahmen des ACT Programms Nr. 691712 durchgeführt. Die deutschen Projektpartner werden durch das BMWK (Förderkennzeichen 03EE5096) gefördert.

6. Quellen

[1] Kouri, S.; Tsupari, E.; Kärki, J.; Teir, S.; Sormunen, R.; Arponen, T.; Tuomaala, M.: The Potential for CCUS in Selected Industrial Sectors – Summary of Concept Evaluations in Finland. Energy Procedia, Volume 114, July 2017, p. 6418–6431.

[2] Haaf, M.; Hilz, J.; Peters, J.; Unger, A.; Ströhle, J.; Epple, B.: Operation of a 1 MW_{th} calcium looping pilot plant firing waste-derived fuels in the calciner. Powder Technology, Volume 372, July 2020, p. 267–274.

[3] Haaf, M.; Anantharaman, R.; Roussanaly, S.; Ströhle, J.; Epple, B.: CO_2 capture from waste-to-energy plants: Techno-economic assessment of novel integration concepts of calcium looping technology. Resources, Conservation and Recycling, Volume 162, November 2020, 104973.

[4] Ohlemüller, P.; Ströhle, J.; Epple, B.: Chemical looping combustion of hard coal and torrefied biomass in a 1 MW_{th} pilot plant. International Journal of Greenhouse Gas Control. 2017;65: p. 149–159.

[5] Langørgen, Ø.; Saanum, R.; Khalil, Haugen, N. E. L.: CLC of waste-derived fuel and biomass in a 150-kW pilot unit, 6th International Conference on Chemical Looping, 19–22 September 2022, Zaragoza, Spain.

[6] Ströhle, J.; Langørgen, Ø.; Atsonios, K.; Kayahan, U.; Kaiser, M.; May, A.; Bayer, T.; Modahl, I. S.; Ruud, Ø.; Larring, Y.: Low-Cost CO_2 Capture by Chemical Looping Combustion of Waste-Derived Fuels – The LOUISE Project. Zaragoza, Spain: 6^{th} International Conference on Chemical Looping, 19–22 September 2022.

[7] Ohlemüller, P.; Ströhle, J.; Epple, B.: Chemical Looping Combustion of Hard Coal and Torrefied Biomass in a 1 MW_{th} Pilot Plant. International Journal of Greenhouse Gas Control, Volume 65, 2017, S. 149–159.

[8] Dieringer, P.; Marx, F.; Michel, B.; Ströhle, J.; Epple, B.: Design and Control Concept of a 1 MW_{th} Chemical Looping Gasifier allowing for efficient autothermal Syngas Production. International Journal of Greenhouse Gas Control, Volume 127, 2023, 103929.

[9] Kaiser, M.: Effizienzsteigerung durch Einbindung thermochemischer Prozessparamter – Teil II. Kraftwerkstechnik 2018 Power Plant Technology, S. 569–576.

[10] Magel, G.: Get to know the Corrosion Mechanisms in Waste-to-Energy-Plants. IRRC Wien 2017.

[11] Müller, W.; Schneider, D., Kaiser, M.; Brell, J.; Spiegel, W.; Pohl, M.: *Fuel leaflets* for the prevention of negative impact on the boiler from minor fuel constituents. VGB PowerTech. 2014, 7/2014, S. 76–81.

Erfahrungen mit Strukturrohren (ERK tubes) im Überhitzer in einer Müllverbrennungsanlage

Nikolai Sachno, Michael Beyer und Stefan Kohn

1. Einleitung 357

2. Einbau der strukturierten Überhitzerschlangen im Verdampferpaket 358

3. Probenahme an den Überhitzerrohren in der MVA Braunsbedra 360

4. Messauswertung 361

5. Wärmetechnische Berechnung der Kesselanlage mit dem mittleren Mülldurchsatz und Beurteilung der Korrosion in den Heizflächen 366

6. Auswertung der Belagsanalysen 367

7. Zusammenfassung 374

8. Quellen 374

1. Einleitung

Kessel in Müllverbrennungsanlagen bzw. RDF-Anlagen leiden stark an rauchgasseitigen Korrosionen durch ihre hohen Chlor- (Hochtemperaturkorrosion) bzw. Schwefel- (Niedertemperaturkorrosion) Gehalte in den Rauchgasen. Je stärker die Beläge sind, desto höher sind die Korrosionsraten. Die Überhitzer der Kessel im Müllkraftwerk Bamberg, ein Entwurf der Firma ERK Eckrohrkessel, zeigen eine hohe Lebensdauer durch die längsangeströmte Rauchgasführung anstatt der üblichen querangeströmten in Tailendkesseln wegen der Verminderung des Belagswachstums.

In der RDF-Verbrennungsanlage in Braunsbedra wurde in Versuchen überprüft, ob das Belagswachstum auf den Strukturrohren (ERK Tubes®) gegenüber den Glattrohren und somit auch die Korrosion vermindert ist. Die Beläge auf vier Rohrreihen und einem längsangeströmten Zwischenstück des heißliegenden Überhitzers wurden von der TU Dresden analysiert. Sie zeigten einen Gang

der chemischen Elemente in Richtung der Rohrreihen, aber auch zwischen den beiden Rohrtypen. Das Belagswachstum der ERK Tubes® ist signifikant reduziert und entspricht etwa 36 % (für den Längsstrombereich) und 45 % (für den Querstrombereich) dem der Glattrohre.

2. Einbau der strukturierten Überhitzerschlangen im Verdampferpaket

Das wärmetechnische Konzept der Altholzverbrennungsanlage *Braunsbedra VKH Geiseltalstraße*, wie im Anhang A1 dargestellt wird, musste kurze Zeit nach der Inbetriebnahme geändert werden. Der dem Überhitzer vorgelagerte Verdampfer entnahm den Rauchgasen zu viel Wärme, sodass eine stabile kontinuierliche Heißdampftemperatur von 400 °C nicht sichergestellt werden konnte. Der Betreiber hat daraufhin einige Verdampferheizschlangen im ersten Verdampfer im abwärts durchströmten ersten Zug durch Überhitzerheizschlangen ersetzt, um die Heißdampftemperatur weiter anzuheben. In der Abbildung 1 wird die Lage der Überhitzerschlangen im umgebauten Verdampferpaket dargestellt.

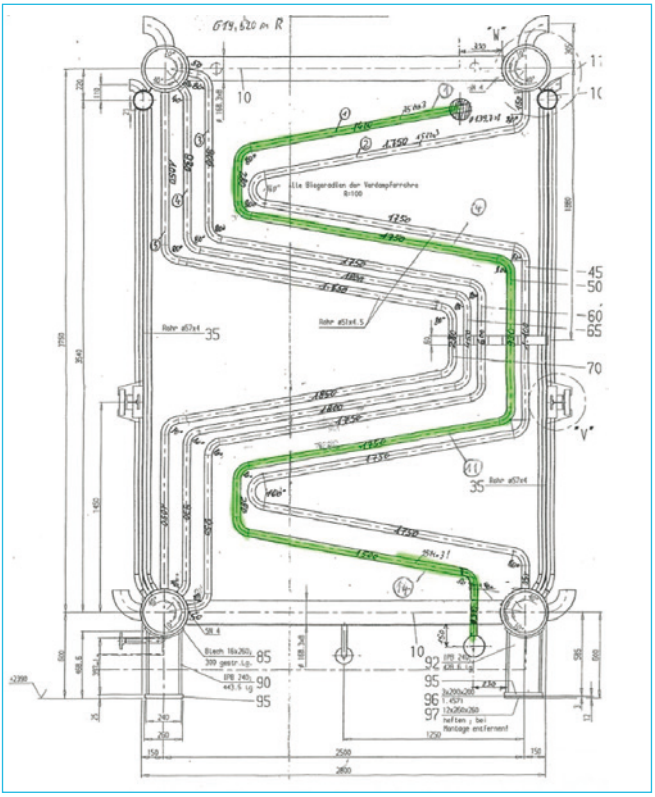


Abb. 1: Lage der Überhitzerschlange im Verdampferpaket

Hierbei wurden zwei Gassen (zwei Verdampferschlangen pro Reihe wurden entfernt) in das Verdampferbündel geschnitten, damit die Überhitzerschlangen durch diese eingefädelt werden konnten, um die übriggebliebenen 12 Rohre je Reihe Verdampferschlangen durch 12 Glattrohrüberhitzerschlangen zu ersetzen. Im Versuch wurden drei dieser Glattrohrüberhitzerschlangen durch beulstrukturierte Rohrschlangen ersetzt, um den Selbstreinigungseffekt der ERK Tube®-Strukturen nachzuweisen. In Abbildung 2 wird die Strukturrohrüberhitzerschlange mit der Positionierung der Staubentnahmebereiche dargestellt, dabei sind die sechs analysierten Belagsbereiche (Rohrreihe 1 bis 4 mit senkrechten Abschnitten dazwischen) grün markiert.

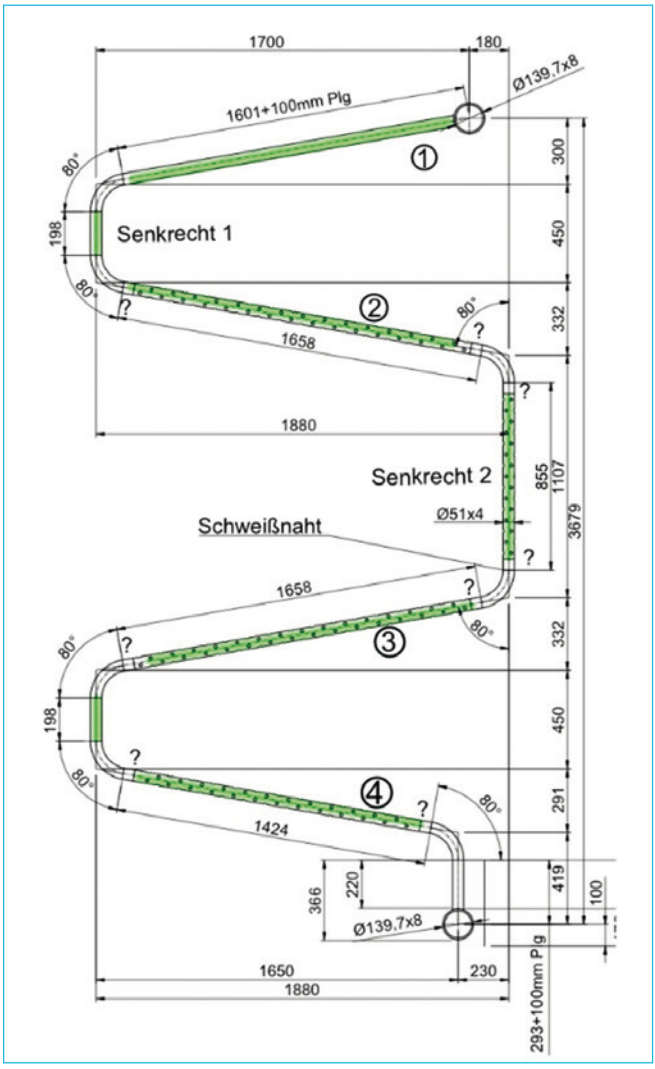


Abb. 2: Strukturrohrüberhitzerschlange mit Lage der Staubentnahmebereiche

Abb. 3: Einbaulage der Strukturrohrüberhitzerschlange im Überhitzer

Die drei Strukturrohre ersetzten die Glattrohrüberhitzerschlangen an den Positionen 5, 8 und 9. Diese befanden sich entlang der geschnittenen Gassen zwischen den Rohren 4 und 5 bzw. 8 und 9. Veranschaulicht wird dies in Abbildung 3, welche die Einbaulage der Strukturrohrüberhitzerschlange im Überhitzer darstellt.

3. Probenahme an den Überhitzerrohren in der MVA Braunsbedra

Auf der Rohrreihe 1, die auch gleichzeitig die erste Überhitzerrohrreihe war, türmten sich beachtlich hohe pulverförmige Belagswächten (Abbildung 6 und 9) auf, die leicht abzureinigen waren. Selbst durch extrem vorsichtiges Herausschneiden der einzelnen Überhitzerschlangen konnten diese Staubwächten auf den Rohren kaum erhalten bleiben und sie fielen durch den geöffneten Umlenktrichter auf den Kesselhausboden. Die durchgefallene Staubmenge wurde nach Beendigung des Herausschneidens von der Rohrschlange 9 hinunter zur Rohrschlange 4 (3 Strukturrohrschlangen und 3 Glattrohrschlangen) vom Kesselhausboden aufgenommen und der Waage zur Gewichtsermittlung zugeführt.

Mithilfe eines Hammers wurden zunächst die festen Restbeläge von den einzelnen Rohrabschnitten abgeklopft und im Anschluss so weit wie möglich versucht, mit einer Messingdrahtbürste die verbliebenen stark haftenden Beläge

herunterzubürsten. Die einzelnen Phasen, wie das Ablegen der Rohrschlangen nach dem Klopfen mit dem Hammer bzw. nach dem Bürsten der Rohre und Entfernen der auf Haushaltsfolie liegenden Staubbeläge, wurden durch Fotografien dokumentiert. Es wurde festgestellt, dass die Beläge der ersten Rohrabschnitte bis zum Abschnitt *senkrecht 2* (im Folgenden 2s genannt) relativ leicht mit Hammerschlägen abplatzten. Diese Beläge platzten schalenförmig bis in die Korrosionsschicht ab. In der ersten Rohrreihe bzw. dem nachfolgenden senkrechten Abschnitt, die alle auch für die strukturierten Rohrschlangen aus Glattrohren bestehen, platzten große Schalen ab, da durchgehend eine Korrosionsschicht vorhanden war. In den weiteren Abschnitten nahm die Korrosionsschicht kontinuierlich weiter ab und daher wurde es mit zunehmenden Abschnittsnummern auch schwieriger, Beläge durch Hammerschläge zu entfernen. Selbst mit der Messingbürste wurde es immer aufwendiger, die Beläge abzulösen. In den vierten und damit letzten Rohrabschnitten waren die Beläge extrem fest mit der Rohroberfläche verbunden, sodass der Aufwand zu hoch war, diese vollständig bis zur Metalloberfläche herunterzubürsten. Die Metalloberfläche, die zum Teil freigelegt wurde, war metallisch scheinend und Rost war nicht sichtbar. Dies galt für die strukturierten sowie glatten Rohre.

4. Messauswertung

Die so gewonnenen Belagsgewichte wurden zur Vergleichbarkeit auf den Rohrmeter bezogen. Es zeigten sich für die beiden ersten Überhitzerrohrabschnitte (Reihe 1 und Reihe 4) starke Abweichungen, die einer näheren Untersuchung bedurften. Hierbei fiel speziell das Überhitzerrohr 8 (Strukturrohr) im ersten glatten Rohrabschnitt 1 mit einer starken Abweichung in der Belagsmenge auf. Durch Überprüfung des Bildmaterials konnte festgestellt werden, dass an diesem Rohrabschnitt als einziges horizontales Rohr eine starke Wächte anhaftete, die diese Abweichung bewirkte. Weiterhin fiel auch das Strukturrohr Überhitzerrohrschlange 5 durch wesentlich geringere Belagsdicken in den Rohrabschnitten auf. Auch da wurde durch Analyse des Bildmaterials festgestellt, dass für diese Rohrschlange direkt vor Belagsdickenmessung schon starke rostige Bereiche sichtbar waren, die zeigten, dass schon ein hoher Belagsanteil bei dem Ausbau dieser Rohrschlange anscheinend entfernt wurde. Bei allen anderen Überhitzerrohrschlangen waren solche rostigen Bereiche direkt nach dem Ausbau nicht zu erkennen. Höchstvermutlich ist daher diese Überhitzerrohrschlange 5 beim Ausbau auf den Kesselhausboden unsanft aufgeschlagen, sodass wesentliche Beläge speziell in den beiden ersten Bereichen abgeplatzt sind. Daher wurden für diese beiden Überhitzerrohrschlangen auf das mittlere Belagsgewicht von etwa 120 g/m korrigiert. In Abbildung 4, die das korrigierte

gemessene Belagsgewicht auf den horizontalen Rohrabschnitten darstellt, zeigt sich nach Durchführung der besagten Korrekturen für drei Rohrabschnitte ein signifikanter Unterschied zwischen Strukturrohren und Glattrohren.

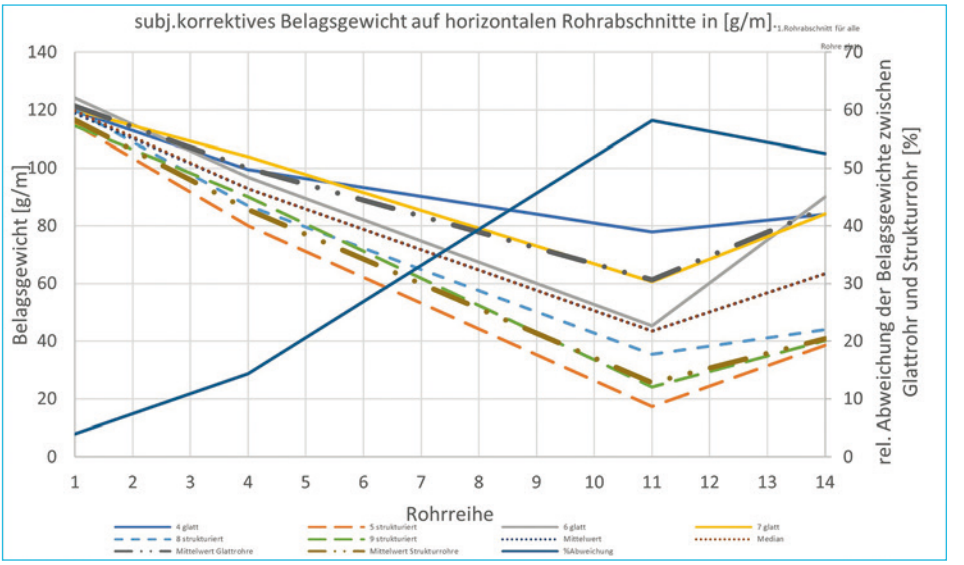


Abb. 4: Korr. gemessenes Belagsgewicht auf horizontalen Rohrabschnitten

Sowohl der Mittelwert als auch der Medianwert aller Belagsdicken unterscheiden die Menge der Beläge der Strukturrohre deutlich von denen der Glattrohre. Das bedeutet, dass die Mittelwerte der Belagsmengen für die Glattrohre wesentlich höher sind als die der Mittelwerte der Strukturrohre. Die relative Abweichung der Belagsgewichte auf den horizontalen Rohrabschnitten zeigt, dass in den Überhitzerrohrreihen 11 und 14 die Belagsgewichte um mehr als 50 % (im Durchschnitt 45 %) niedriger liegen als bei den Glattrohren (mit 52 % bis 58 % niedrigeren Belagsgewichten im Vergleich zu den Glattrohren).

Unterschiedliche senkrechte Überhitzerrohrschlangen (Glattrohr bzw. Strukturrohr) gab es nur in dem Rohrabschnitt *senkrecht 2* (2s), also nach dem leicht geneigten Querstromüberhitzerrohrabschnitt 2. Dieser senkrechte Abschnitt verläuft parallel zu den Rohrreihen 5 bis 10 des Verdampfers. Da es sinnvoll war, nur einen strukturierten Rohrabschnitt senkrecht im Paket einzubauen (die beiden anderen senkrechten Abschnitte waren zu kurz) konnte keine Aussage hinsichtlich der Staubakkumulation in unterschiedlichen Höhenbereichen des Verdampfer-/Überhitzerpaketes ermittelt werden. Nur ein direkter Vergleich zwischen den senkrechten Glattrohren und Strukturrohren war für den Abschnitt 2s, also parallel zu den Rohrreihen 5 bis 10, möglich. Dennoch wurde der senkrechte Überhitzerrohrabschnitt 1s, der für alle Überhitzerrohre glatt

ausgeführt war (auch die mit Struktur ersetzten), mit in den Vergleich aufgenommen. In der Abbildung 5 können die Abnahme der Belagsgewichte im Rohr 1,5 zu Rohr 4,5 abgelesen werden.

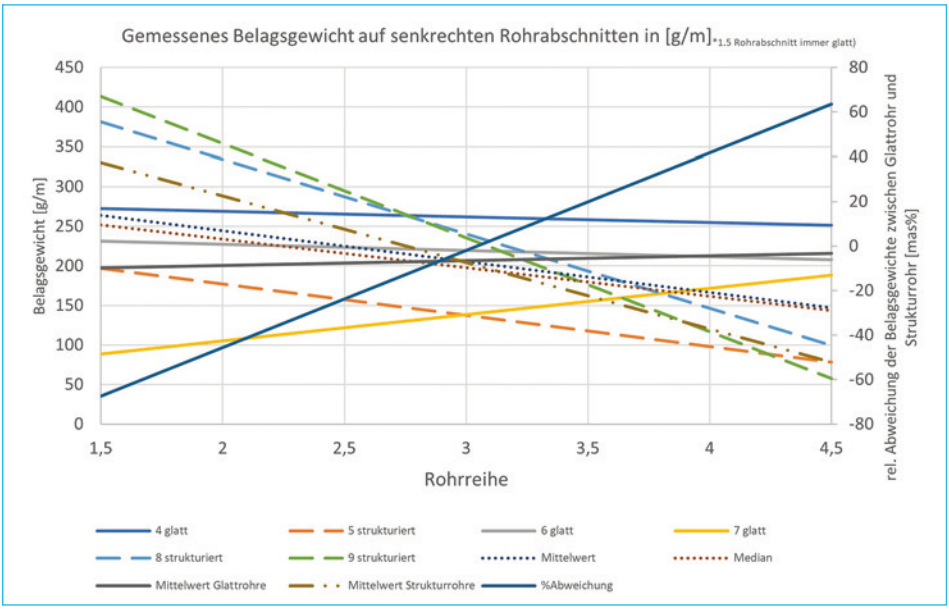


Abb. 5: Rel. Abweichung der Belagsgewichte auf senkrechten Rohrabschnitten

Überraschenderweise ist die Belagsakkumulation in dem ersten senkrechten Teil relativ zu den leicht geneigten querangeströmten Abschnitten nicht nur sehr hoch, sondern die Abweichung zu den einzelnen gleichen senkrechten Glattrohrabschnitten extrem groß. Die Belagsgewichte liegen zwischen 88 g/m (Rohrschlange 7) und 413 g/m (Rohrschlange 9). Die Staubwächten konnten dort besser bei dem Überhitzerrohrausbau erhalten bleiben. Weiterhin wurde durch Überprüfen des Bildmaterials festgestellt, dass gerade die Rohre 8 und 9 nicht idealerweise schützend hinter den fluchtenden Rohren lagen, sondern in die Gassen hineinragten, wobei diese einer wesentlich stärkeren Staubbelastung ausgesetzt wurden als die Rohrschlangen 6 und 7. Rohrschlange 4 lag ebenfalls an der Gasse und war damit auch höherer Belastung ausgesetzt. Vielmehr ist es interessant, dass die senkrechten Überhitzerrohrabschnitte *senkrecht 2* (2s) zwischen Glattrohren und Strukturrohren signifikant unterschiedliche Belagsgewichte aufwiesen. Auch hier bildeten der Mittelwert 147 g/m und der Medianwert 143 g/m aller normierten Belagsgewichte die Trennung zwischen dem der Strukturrohre (Mittelwert 78 g/m) und Glattrohre (Mittelwert 216 g/m). Die Abweichung ist hier sogar stärker als bei den horizontalen Rohrabschnitten. Im Mittel akkumulieren sich die Beläge an den strukturierten senkrechten Bereichen 64 % geringer als bei den Glattrohren, was also nur 36 % Belagsgewichte relativ zu den Glattrohren entspricht.

Die Hauptmenge der Stäube wurde auf der ersten Rohrreihe abgelegt, wie es in der Abbildung 6 zu sehen ist.

Abb. 6: Blick von oben auf erste Überhitzerrohrreihe Zug 1

In Abbildung 7 sind keinerlei Wächten bis tief in die anderen Rohrreihen des Verdampfer-/ Überhitzerpaketes ersichtlich.

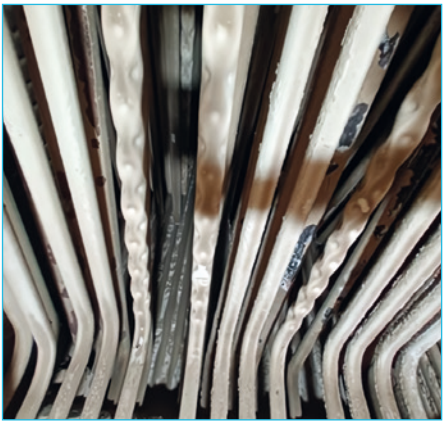


Abb. 7: Blick von unten auf letzte Überhitzerrohrreihe 1. Zug

Die Wächten der ersten Rohrreihe fielen vorwiegend bei dem Rohrschlangenausbau durch die Verdampfer-/Überhitzerheizfläche auf den Kesselboden.

Summiert man die gemessenen Beläge auf, die bei den 6 Rohrschlangen entnommen wurden, und nimmt eine gleichmäßige Verteilung auch auf die nicht entnommenen Verdampferrohre bzw. Überhitzerrohre an, liegt dort eine Belagsmenge von etwa 30 % der gesamten Staubmenge im ersten Zug. Auf der ersten Rohrreihe, die etwa mit einer bezogenen Rohrlänge von 2,5 m einge-

schätzt wird, liegt also rund 2,5 kg/m Staub auf. Bei der Annahme einer Dichte von ρ =1000 kg/m³ für diese porösen Beläge bildet sich eine Dreieckswächte auf dem Überhitzerrohr mit Durchmesser d = 0,051[m] mit einer mittleren Höhe von

$$\text{Höhe } [m] = \frac{\text{Masse } [kg/m]}{p[kg/m] \cdot d[m]} \cdot 2 = \frac{2{,}5 \text{ kg/m}}{1000 \text{ kg/m}^3 \cdot 0{,}051 \text{ m}} = 0{,}049 \text{ m} \qquad (1)$$

, was einer Höhe von 49 mm entspricht (Abbildung 8).

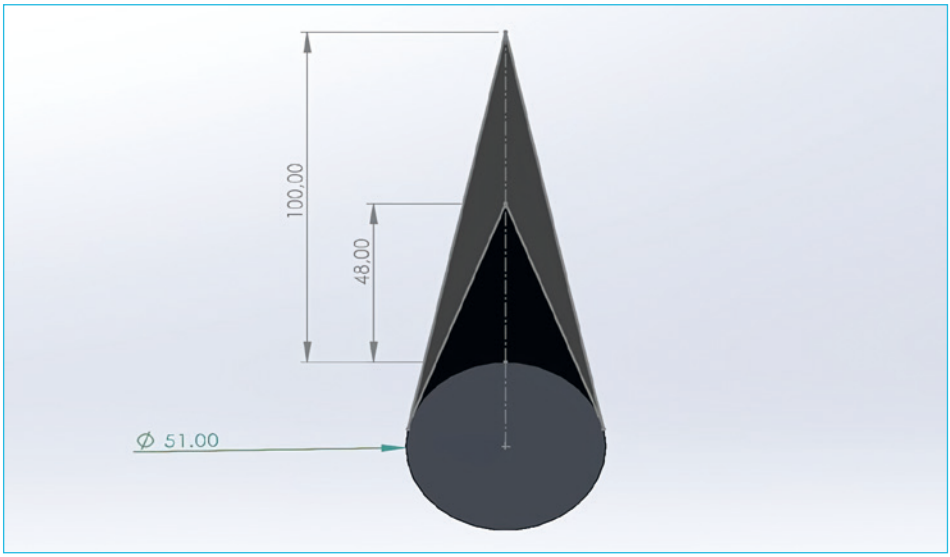


Abb. 8: Zeichnerische Darstellung der Staubwächte

Dies entspricht auch visuell der mittleren Höhe der Wächten in Abbildung 9, wo auch Wächten bis mehr als 100 mm Höhe zu sehen sind.

Abb. 9: Staubwächten erste Rohrreihe

5. Wärmetechnische Berechnung der Kesselanlage mit dem mittleren Mülldurchsatz und Beurteilung der Korrosion in den Heizflächen

Die Kesselanlage in der Geiseltalstraße wurde in dem beobachten Zeitraum nicht mit dem ausgelegten Holzbrennstoff, sondern mit Ersatzbrennstoff mit einem täglichen Durchsatz von 35 t/d, betrieben, was einem stündlichen Durchsatz von 1.458 kg/h entsprach. Für diesen mittleren Durchsatz ist die Kesselanlage wärmetechnisch durchgerechnet worden. Hierbei ist ein mittlerer Heizwert von 12.000 kJ/kg mit einem Wassergehalt von 20 % und einem recht hohen Aschegehalt von 40 % gemäß der Angabe des Betreibers angesetzt. Die im Anhang A1 dargestellte Generalübersicht der Kesselanlage ist in einzelne Heizflächen in dem von der Firma Eckrohrkessel GmbH entwickelten wärmetechnischen Programm abgebildet und eine Wärme- und Massenbilanz wurde berechnet. Hierbei wird im Durchschnitt eine Dampfmenge von 5,5 t/h erzeugt. Die wärmetechnische Berechnung wird so angepasst, dass die gemessene Rauchgasendtemperatur hinter dem Economiser über 160 °C liegt und der Einspritzkühler zwischen dem ersten und zweiten Überhitzer nicht in Betrieb ist. Um dieses Ziel zu erreichen, wurden die Verschmutzungswerte der einzelnen Heizflächenpakete iterativ bestimmt.

Es zeigt sich schnell, dass in dem Endüberhitzer (Überhitzer 3, Überhitzerrohrreihe 1 und 4) eine Wandtemperatur von über 350 °C bei einer ungewöhnlich hohen Rauchgastemperatur von 940 °C und für den Vorüberhitzer (Überhitzer 1) eine ähnlich hohe Wandtemperatur von fast 345 °C bei der niedrigen Rauchgastemperatur von 665 °C vorliegt. Diese Temperaturen werden in der Abbildung 10, erweitertes Flingern'sches Hochtemperaturkorrosionsdiagramm [2], eingetragen. Für die Temperaturpaare für den Endüberhitzer wird in diesem Diagramm auch für geringe Rauchgasgeschwindigkeiten von unter 5 m/s starke Korrosion vorausgesagt. Parallel werden auch die beiden ersten Überhitzerrohrreihen des Endüberhitzers (gemessene Überhitzerrohrreihe 11 und 14) des Endüberhitzers (wärmetechnisch Ü2) und der parallel zum Endüberhitzer betriebene Verdampfer (Verd1) sowie der Vorüberhitzer im zweiten Zug (Ü1) in das Korrosionsdiagramm mit aufgenommen. Diese beiden letztgenannten Rauchgas-/Rohrwandtemperaturpaare liegen weit unterhalb der Korrosionslinie im Korrosionsdiagramm.

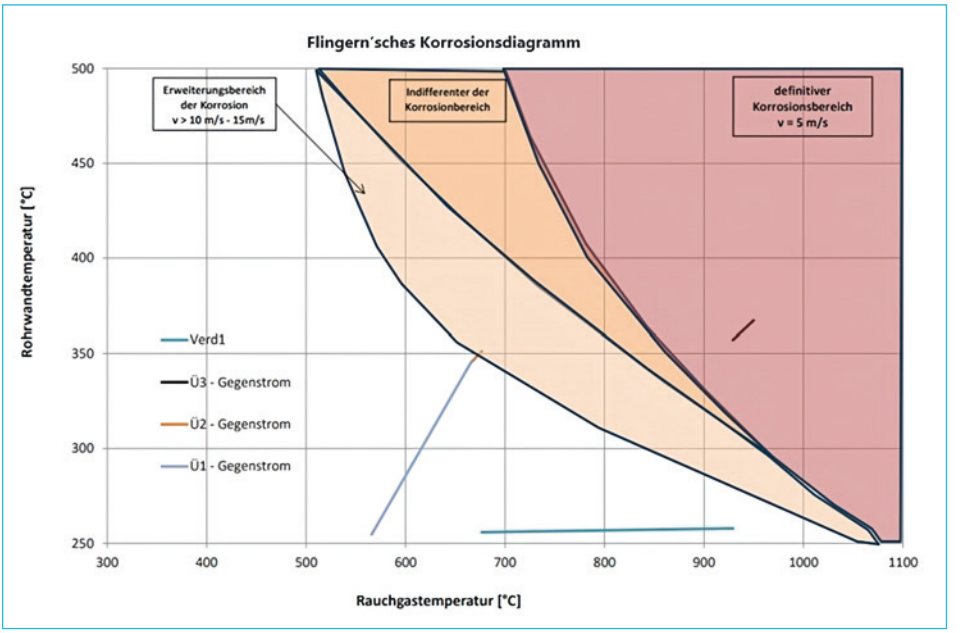


Abb. 10: Flingern'sches Korrosionsdiagramm [2]

Die beobachte Korrosion in den beiden ersten Überhitzerrohrreihen (1 und 4) des Endüberhitzer Ü3 bestätigen die Ergebnisse aus dem Korrosionsdiagramm. Bei diesen beiden Rohrreihen platzten die Beläge leicht bis zum Grundmaterial ab und zeigten starke rostige Abzehrungen. Für die mediumseitig ersten beiden Überhitzerrohrreihen Rohrreihe 11 und 14 (Ü2) waren keine Korrosionserscheinungen sichtbar. Der Vorüberhitzer, also Überhitzer 1, liegt ebenfalls nicht im Korrosionsbereich, was auch durch die Beobachtungen des Betriebspersonales bestätigt ist.

6. Auswertung der Belagsanalysen

Alle entnommenen Beläge der Überhitzerrohrreihen der Glattrohr- sowie der Strukturrohrschlangen werden im Labor der TU Dresden analysiert. Ziel der umfangreichen und detaillierten Analysenuntersuchungen ist die Ermittlung der Haupt- und Spurenelemente mittels Röntgenfluoreszenzanalyse (RFA) (DIN-conform 51729-10) in verschiedenen Aschebelägen (entlang des Rauchgasweges) an glatten und strukturierten Rohrschlangen. Die gewonnenen Proben aller 6 Rohrschlangen (3 glatt und 3 strukturiert) werden mittels eines energiedispersiven Röntgenfluoreszenz-Spektrometers untersucht, was eine qualitative und quantitative Multielementanalyse von Natrium bis Uran ermöglicht. D. h., dass nur die Gewichtsanteile der Elemente, aber keine der chemischen Verbindungen erfasst werden. Die Anregung erfolgt über eine 9-W-Ag-Röhre,

weshalb auch Silber nicht bestimmbar ist. Exemplarisch zeigt die Abbildung 11 die Probe der strukturierten Rohrschlange 5 vor und nach der Siebung unter 0,5 mm vor der RFA-Analyse.

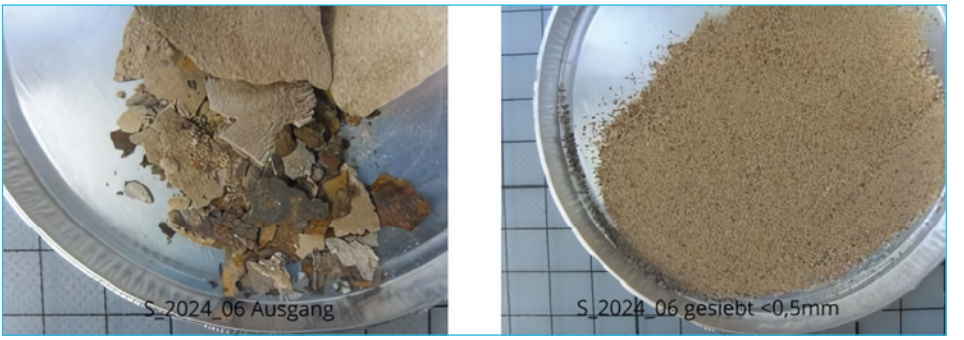


Abb. 11: Analyseprobe vor und nach der Probenvorbehandlung (Rohrschlange 5 struk. Abschnitt 2 Rohrreihe 4)

Die Haupt- und Spurenelementanteile werden durch diese Analyse erhalten, wobei deren Summe einen Wert kleiner 100 % ergibt. Wie schon oben angemerkt, können die Gehalte an C, H, N, O mittels RFA nicht bestimmt werden, aber sie beeinflussen dennoch die Gehalte der Haupt- und Spurenelemente. Da die Auswertung der Elementverteilung in den einzelnen Proben in Summe keine 100 % ergibt, wird eine *Normierung* für alle Proben vorgenommen. Sie erfolgt unter der Annahme, dass alle nachgewiesenen Elemente (außer Chlor und Brom) oxidisch in einer definierten Oxidationsstufe vorliegen [1]. Wasserstoff und Kohlenstoff sind unter Annahme einer vollständigen Verbrennung nicht vorhanden. Dieses Verfahren gibt eine Einschätzung, wieviel Sauerstoff in der Probe zu finden ist. Gegebenenfalls ist ein besserer Vergleich der einzelnen Proben untereinander möglich. Bemerkenswert ist der Umfang dieser Untersuchung, sodass Analyseergebnisse vom gesamten Untersuchungsraum vorliegen, sodass klar erkennbar ist, welche Element-Zusammensetzung der Beläge in welchen Abschnitten und welchen Rohrreihen vorliegt.

Generell scheint es zunächst, dass die Rohrschlangenart (glatt oder strukturiert) keinen Einfluss auf die Aschebelagsbildung hat. Einzig die Proben an der Entnahmestelle im Bereich 2 (4. Rohrreihe) unterscheiden sich ein wenig. Allerdings ist dieser Unterschied eher dem starken Eisengehalt zuzuschreiben, welcher die Gesamtverteilung der Elemente massiv beeinflusst. Unterschiede gibt es bei der Betrachtung der Ergebnisse entlang des Rauchgasweges. Zwar dominieren in allen Aschebelägen die Elemente Calcium, Schwefel, Kalium und Natrium, aber deren Verteilung unterscheidet sich in den einzelnen Bereichen (Abbildung 12). In den Bereichen 2 (Rohrreihe 4) und anschließendem senkrechten Bereich dominiert Calcium vor Schwefel und Kalium, während in den hinteren Bereichen 3 und 4 (Rohrreihen 11 und 14) Kalium und Schwefel vor

Natrium und Calcium nachgewiesen werden. Silicium ist in allen untersuchten Proben ähnlich vorhanden, Aluminium und Magnesium spielen nur eine untergeordnete Rolle.

Chemische Verbindungen können aber nur gemutmaßt werden. So könnten hauptsächlich Alkali/Erdalkalisulfate in der Mischung in einem Anteil von 69 mas% gefunden werden. 10 mas% entfallen auf Siliziumoxid, 7 mas% auf Eisenoxide, 4 mas% auf Aluminiumoxid und 2 mas% auf Chlor in Chloriden. Alle anderen liegen unter 2 mas%. Die Zusammensetzung der Beläge an der direkten Rohrwand weicht stark von der der Mischung ab. Die Sulfatkonzentrationen nehmen daher zu, weil die Eisenoxidkonzentrationen gleichermaßen abnehmen. Dies ist in der Abbildung 14 zu erkennen. In dieser Abbildung werden auch die Chlorkonzentrationen (zur Sichtbarkeit im Diagramm mit Faktor 5 vergrößert) mit aufgetragen, die die entscheidende Triebfeder für die Korrosion darstellen.

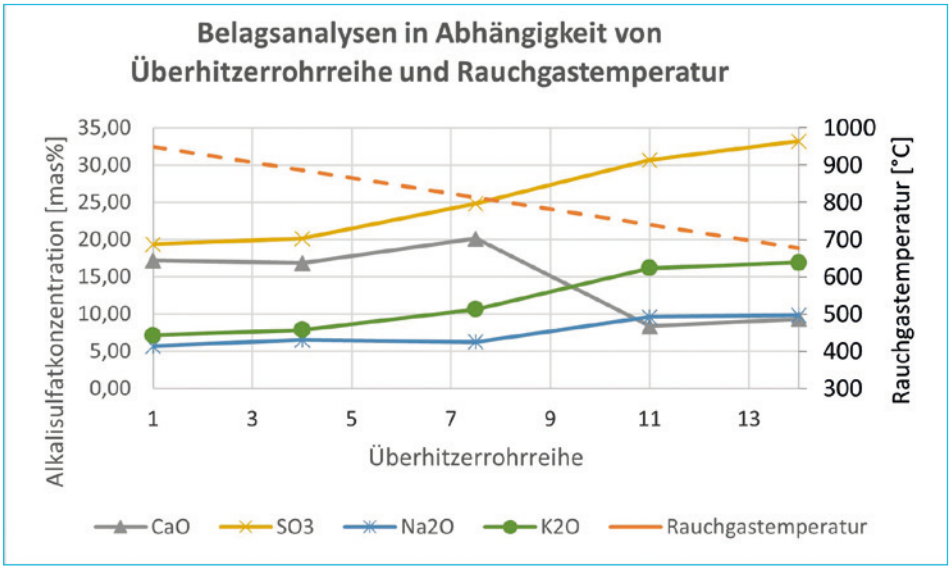


Abb. 12: Gewichtsanteile der Alkalisulfate entlang der Rohrreihen

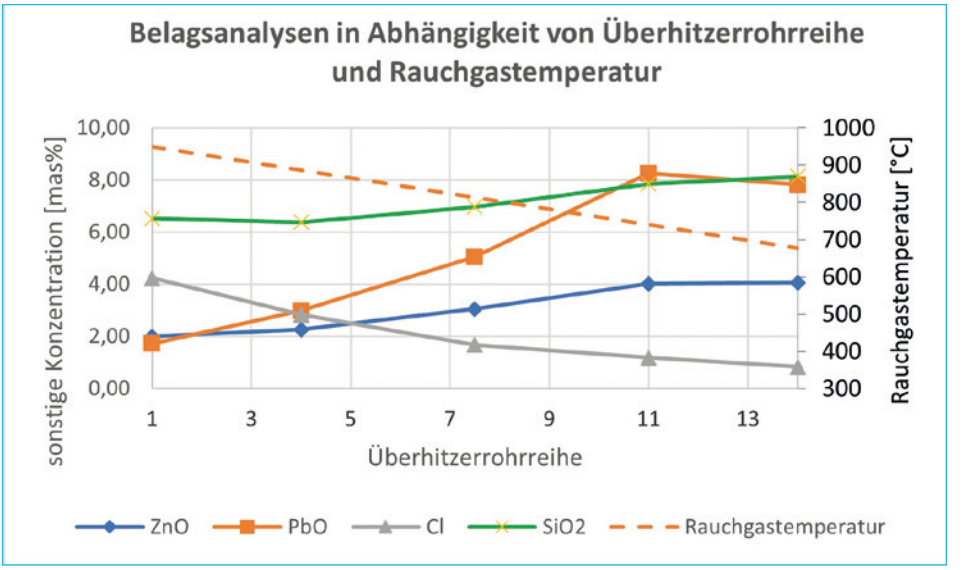


Abb. 13: Gewichtsanteile der Spurenelemente entlang der Rohrreihen

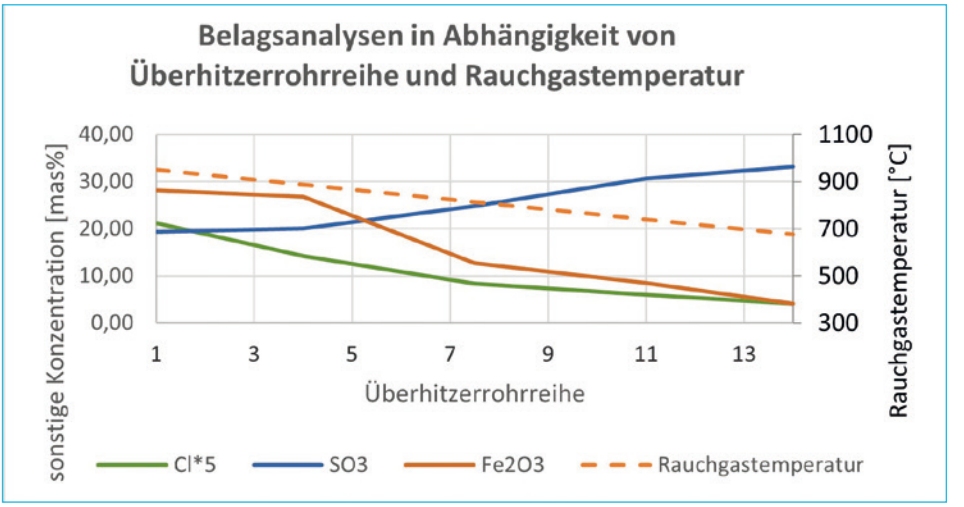


Abb. 14: Gewichtsanteile der an der Korrosion beteiligten Elemente entlang der Rohrreihen

Es wird auch ein Vergleich dieser Konzentrationen in Belägen von Strukturrohren zu Glattrohren durchgeführt, um nachzuweisen, dass es keinerlei Unterschiede zwischen den Rohrformen gibt. Überraschenderweise ist eine signifikante Abweichung in allen Elementen zu finden. Beispielsweise werden die Eisenoxid- (Abbildung 15), Chlor- (Abbildung 17) und Alkalisulfatkonzentrationen (Abbildung 19) entlang der Rohrreihen aufgezeigt. Vergleichend sind hierzu auch die Konzentrationen der Mischung und der Beläge der ersten Rohrreihe (für alle Rohre in Glattrohrform) mit aufgetragen. Zunächst ist die Vermutung

aufgekommen, dass es sich hierbei nur um Messungenauigkeiten handelt. Da die Belagsmenge in den Rohrreihen unterschiedlich ist, können rückwärts auch die absoluten Elementmengen berechnet werden. Multipliziert man also die Konzentrationen mit den entnommenen Staubmengen, so erhält man die absoluten Mengen pro Rohrmeter (Abbildung 16 für Eisenoxid, Abbildung 18 für Chlor, Abbildung 20 für Alkalisulfate). Überraschenderweise fallen für Eisenoxide und für Chlor die Mengen pro Rohrmeter für die waagerechten Bereiche Rohrreihe 4, 11 und 14 aufeinander (der senkrechte Bereich, parallel zu Rohrreihe 5 und 10 (im Mittel 7,5) aufgetragen, weicht wegen der erheblichen Schwankung in der Gewichtmessung ab und wird vernachlässigt). Daran wird erkannt, dass die Strukturrohre den gleichen Korrosionsraten unterliegen wie die Glattrohre und daher hinsichtlich der Korrosion keine Vorteile bringen.

Anders ist es bei der Belagsbildung durch die anderen Elemente. Exemplarisch sind nur die Alkalisulfate in den Abbildungen 19 und 20 dargestellt. Tatsächlich weisen für alle anderen Elemente die Rohre 11 und 14 die gleiche Tendenz auf. Fallen auf die Rohrreihe 4 die Sulfatmengen pro Rohrmeter für Strukturrohre und Glattrohre zusammen, bleibt eine erhebliche Diskrepanz zwischen beiden (Rohrreihen 11 und 14) bestehen. Die Belagsmengen der Strukturrohre in diesem Fall für die Sulfate zeigen nur 53 % bis 60 % der Mengen der Glattrohre. Dies entspricht auch der Größenordnung bei der Gewichtmessung der Stäube. Für die Rohrreihe 4 sieht man diesen starken Effekt nicht. Dies ist auch verständlich, da diese Rohrreihe in einem Rauchgastemperaturbereich bei über 900 °C liegt, in der die Stäube noch sehr teigig sind und beim Auftreffen auf die Rohrwand eher kleben bleiben. Bei Rauchgastemperaturen weit unter 700 °C sind Stäube weniger klebrig und der Selbstreinigungseffekt der Strukturrohre kann sich entfalten.

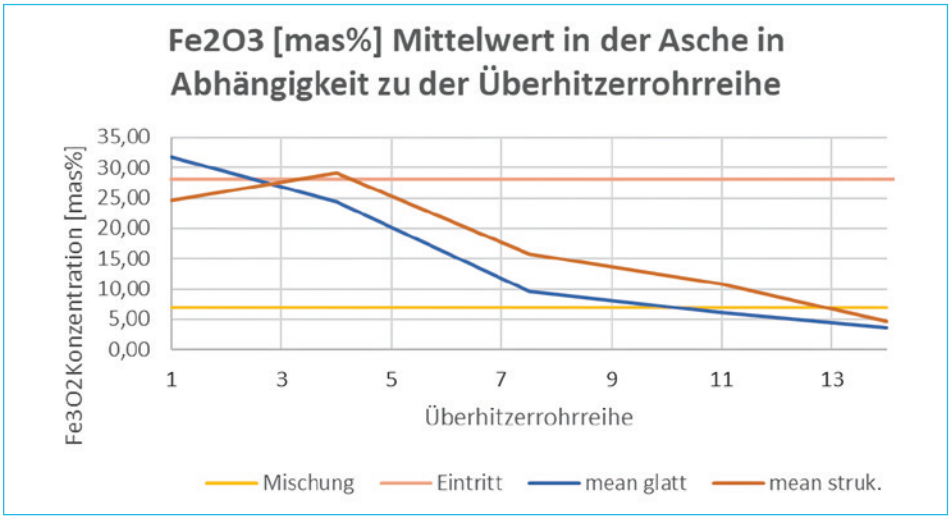


Abb. 15: Vergleich der Eisenoxidkonzentration in Struktur- zu Glattrohren

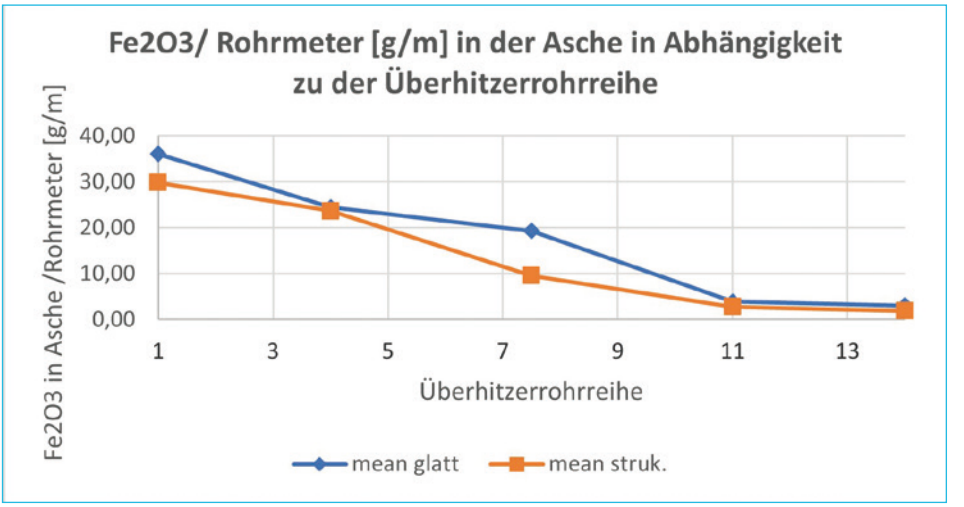


Abb. 16: Vergleich der Eisenoxidmengen in Struktur- zu Glattrohren

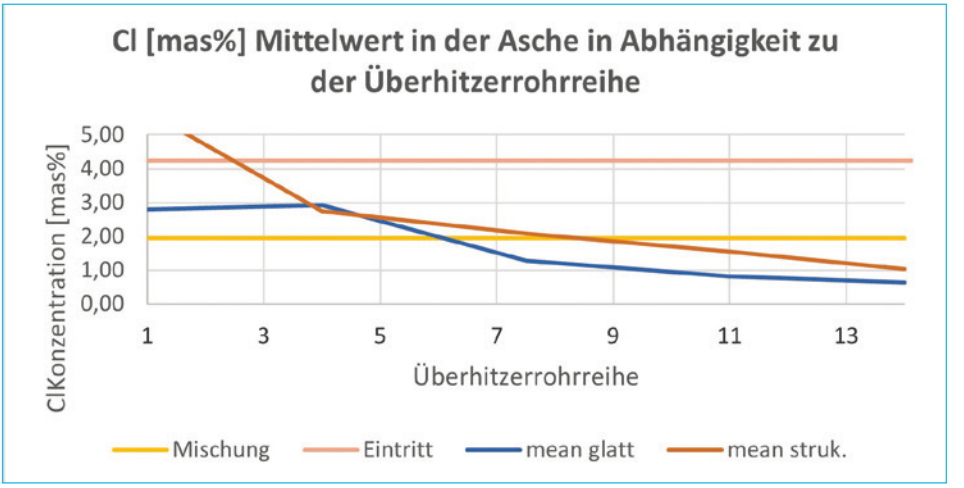


Abb. 17: Vergleich der Chlorkonzentration in Struktur- zu Glattrohren

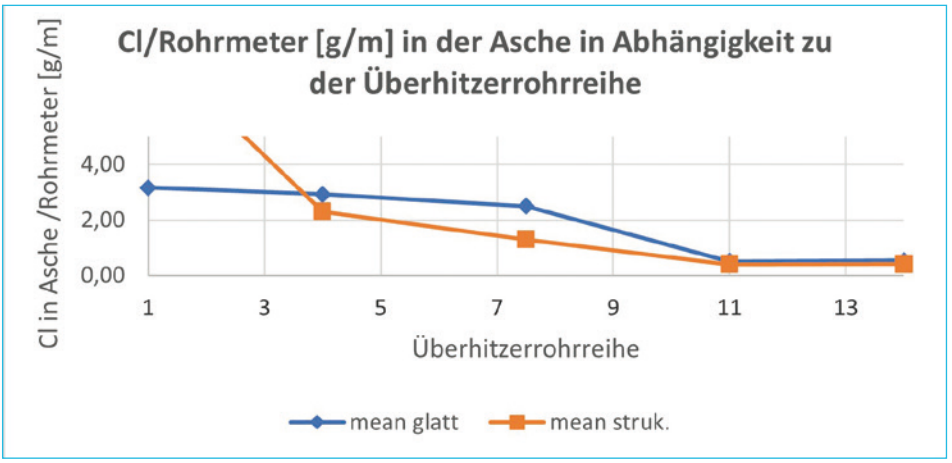


Abb. 18: Vergleich der Chlormengen in Struktur- zu Glattrohren

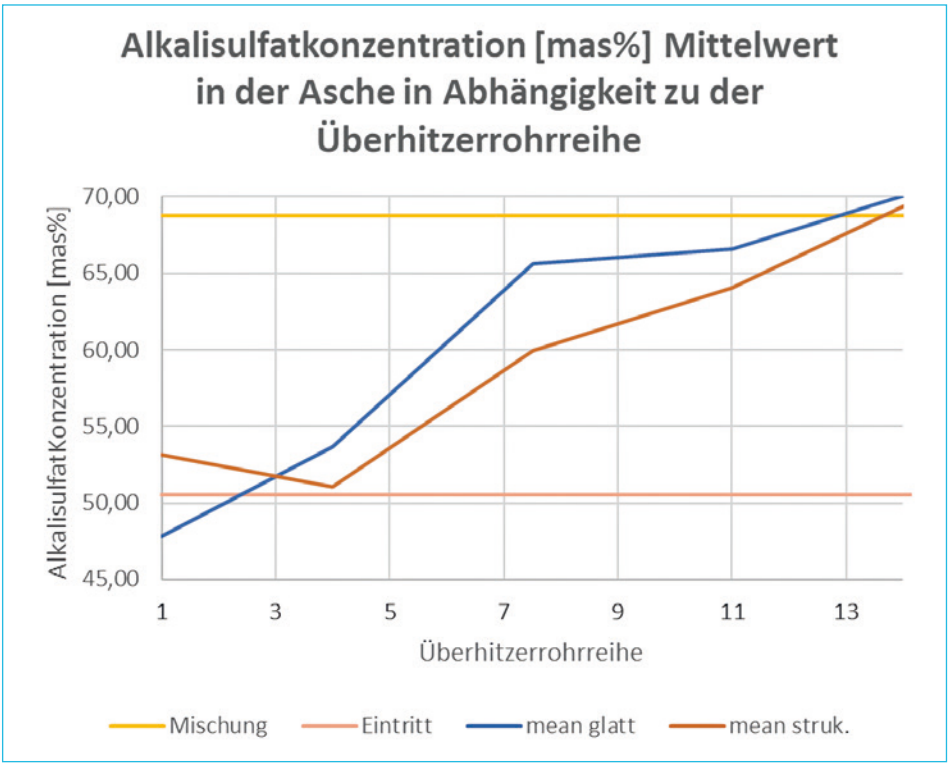


Abb. 19: Vergleich der Alkalikonzentration in Struktur- zu Glattrohren

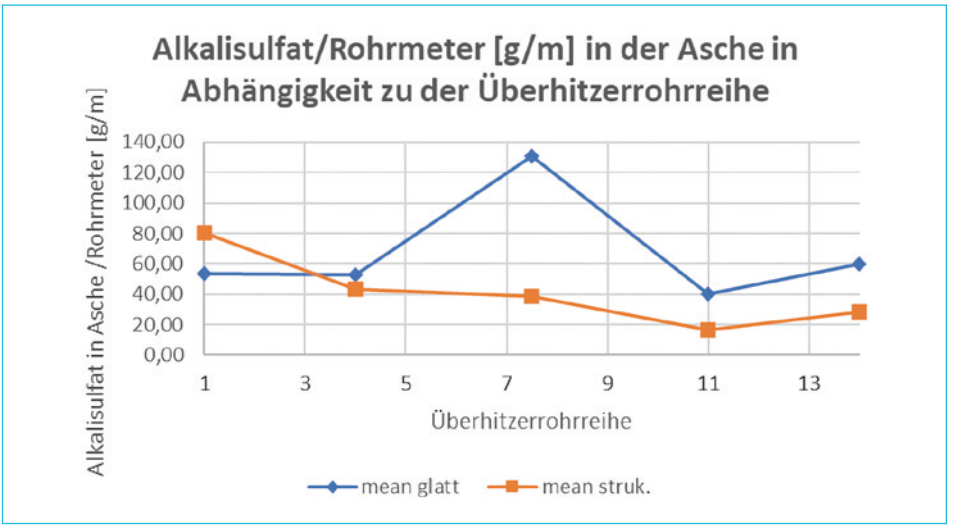


Abb. 20: Vergleich der Alkalisulfatmengen in Struktur- zu Glattrohren

7. Zusammenfassung

In der Holzverbrennungsanlage Braunsbedra, mit Ersatzbrennstoff betrieben, wurden Glattrohrschlangen durch ERK Tube®-Strukturrohrschlangen im Endüberhitzer ersetzt. Diese neigen zu geringeren Verschmutzungen unter Rauchgastemperaturen weit unter 700 °C. Die Korrosionen sind aber für die Strukturrohre ähnlich stark wie für die der Glattrohre. Es konnte nachgewiesen werden, wie sich die Zusammensetzung der Rohrbeläge längs der Überhitzerrohrreihen verändert und sich Korrosionsprodukte in den Belägen vermindern. Hierbei spielen sicherlich die Rauchgastemperatur und der Chlorgehalt eine entscheidende Rolle. Es hat sich allerdings gezeigt, dass im niedrigeren Rauchgastemperaturbereich, wo die Stäube nicht mehr klebrig sind – in der Regel unter 700 °C – die Strukturrohre weniger verschmutzen als die Glattrohre und sie daher die Reisezeit von Müll- bzw. RDF- Verbrennungsanlagen entscheidend verlängern können. Sie sollten, wie auch die Glattrohre, außerhalb des kritischen Bereiches des Flingern'schen Korrosionsdiagramms eingesetzt werden.

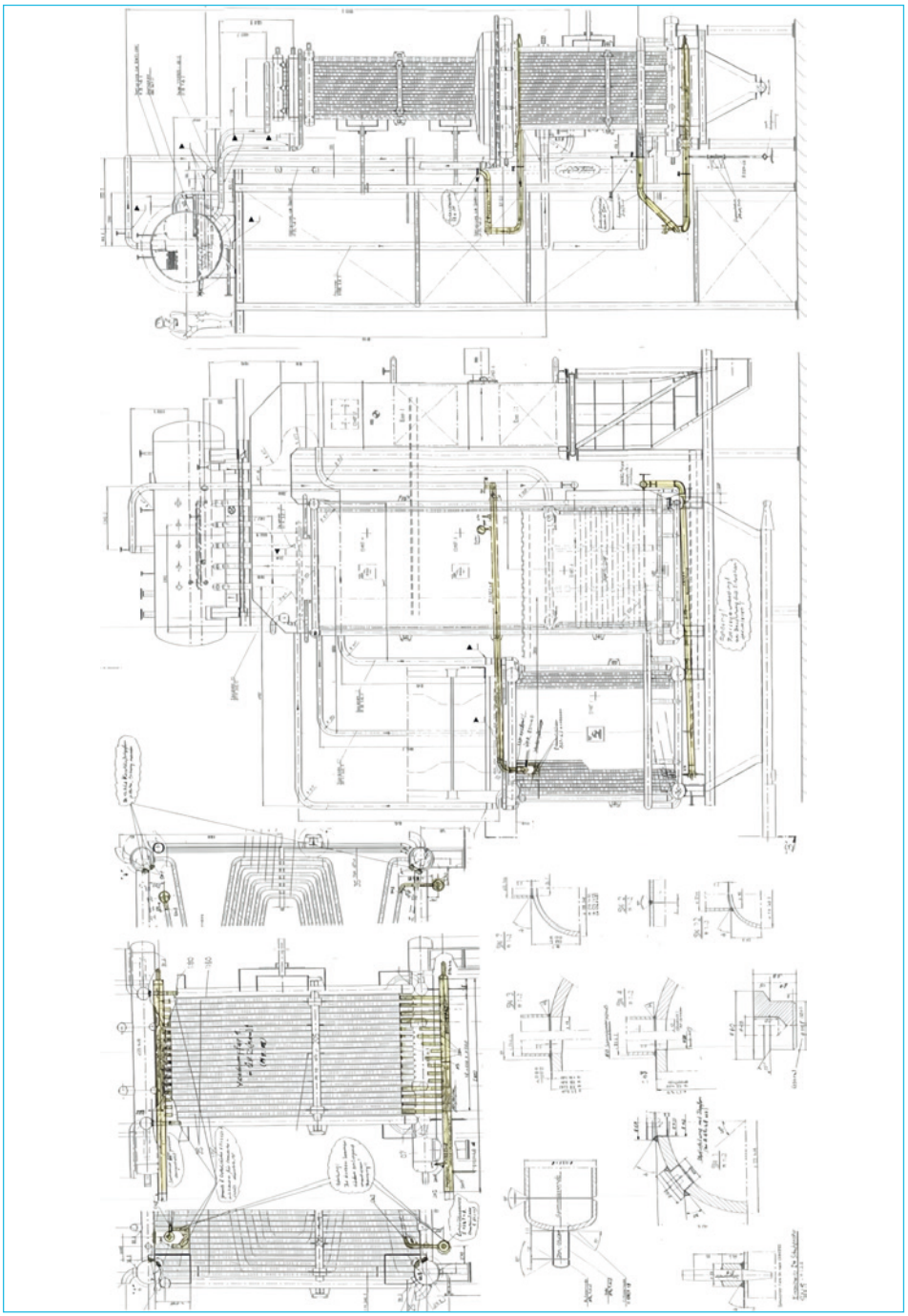
8. Quellen

[1] Thiel, C.: Slagging and fouling behavior of German lignites based on the association of mineral matter in coal. Dissertation vom 15.06.2018, TU Dresden.

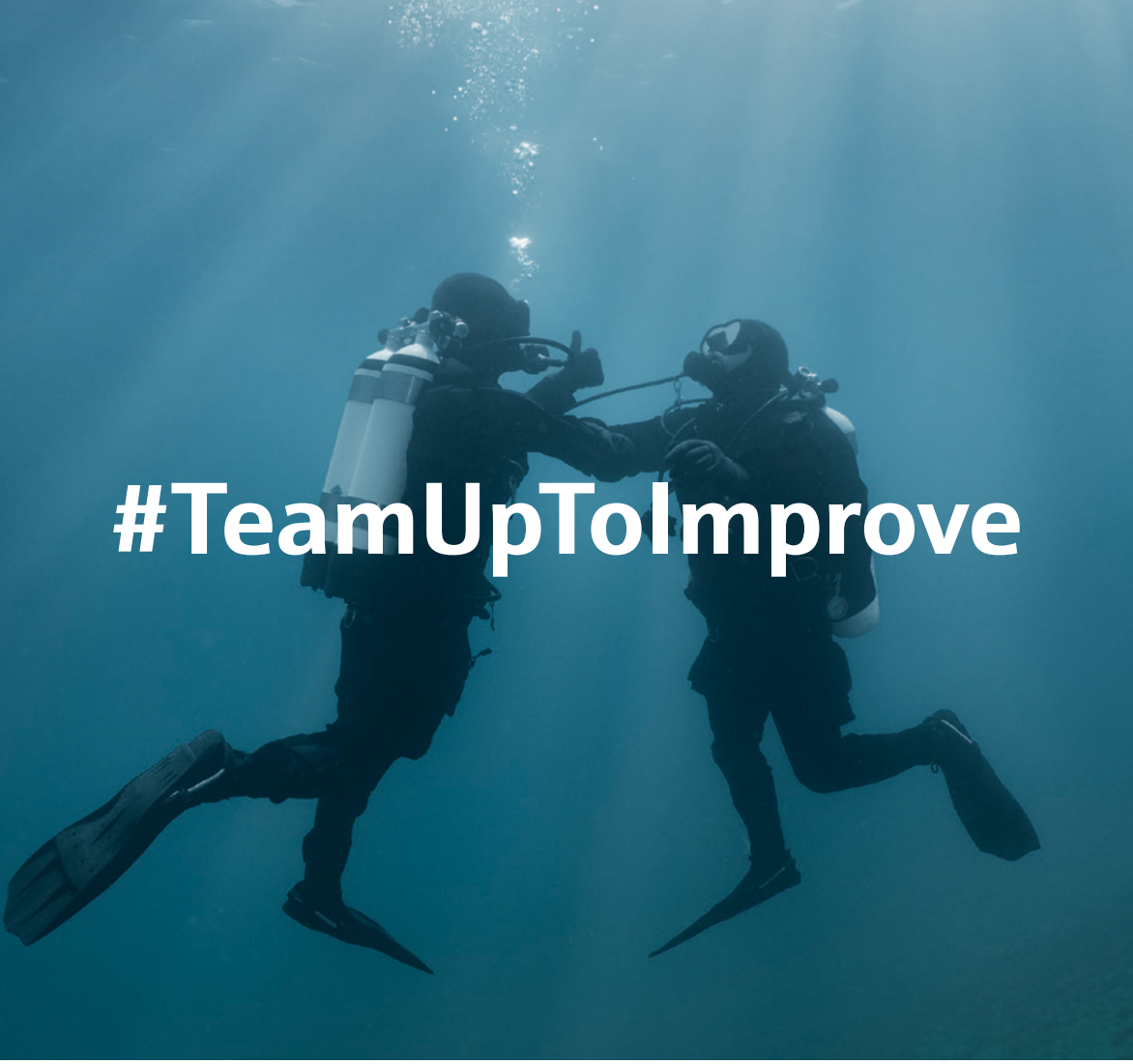
[2] Warnecke, R.: *Korrosionsdiagramm – Keine Abhängigkeit vom Chlor?* In: VDI-Wissensforum (Hrsg.): 13. VDI-Konferenz –Feuerung und Kessel, Beläge und Korrosion in Großfeuerungsanlagen, Düsseldorf, 2014.

[3] Baumgarte, E. A.: *Die MVA Bielefeld-Herford Überhitzerkorrosionen*, Report C3 auf der ERK Lizenznehmertagung vom 16.-18. Mai 1984 in Herrsching.

[4] Beyer, M.: *Einflüsse auf die Lebensdauer von Müllverbrennungsanlagen*, Report B5 auf der ERK Lizenznehmertagung vom 03.-06. Mai 1994 in Berlin.



Anhang A1: Müllkesselanlage Braunsbedra VKH Geiseltalstraße



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

Neutrale Speisewasserkonditionierung in einer Sonderabfallverbrennungsanlage mit Verwendung eines virtuellen Online-Korrosionsmonitoring

Lisa Wurlitzer, Oliver Opel und Lars Bondzio

1. Umstellungskonzept 378

1.1. Der Standort der Indaver Group Hamburg 378

1.2. Konditionierung des Speisewassers 379

2. Funktionsprinzip Korrosionsmonitoring 381

2.1. Kontinuierliches Online-Monitoring 381

2.2. IIoT-Plattform Netilion und Nutzung zum Zweck des Online-Korrosionsmonitorings 383

2.3. Konzept des *Digitalen Zwillings* und virtuelles Asset zur Korrosionsmessung 383

3. Überblick über den Zeitraum der Umstellung 384

4. Zusammenfassung 387

4.1. Online-Monitoring 387

4.2. Umstellung auf neutrale Fahrweise 387

5. Quellen 388

Die Kesselanlage der Indaver in Hamburg wurde von alkalischer auf neutrale Fahrweise umgestellt. Ein wasserchemisches Online-Monitoring mit kontinuierlicher Berechnung der Fe(II)-Aktivität als Korrosionsparameter hilft dabei, die Wasserqualität und die Korrosionsneigung im Blick zu behalten und die Speisewasserkonditionierung zu überwachen, zu optimieren und etwaige Änderungen an der Anlagenkonfiguration und Fahrweise korrosionstechnisch zu bewerten.

Bei korrekter Sauerstoffdosierung konnten in der neutralen Fahrweise ähnlich niedrige Gesamteisengehalte und Fe(II)-Aktivitäten erreicht werden wie mithilfe eines dampfgängigen Inhibitors. Es hat sich jedoch herausgestellt, dass die sich bei der neutralen Fahrweise ausbildenden Hämatit-Deckschichten direkt auf Änderungen der Dosierung reagieren und ein Monitoring für die Betriebsführung daher von hohem Wert ist.

1. Umstellungskonzept

Korrosionsprozesse stellen im Betreiben großtechnischer Anlagen eine besondere Herausforderung dar. Je nachdem, wie stark die Korrosion begünstigt wird, führt diese zu einer nennenswerten Abzehrung des Materials. Die Folge davon sind Korrosionsprodukte in den verwendeten Wässern, welche wiederrum Auswirkungen in anderen Teilbereichen der großtechnischen Anlage mit sich ziehen können. Zusätzlich kommt es zu erheblichen Kosten, welche durch die Instandsetzung entstehen. Ziel ist es daher, die Korrosion auf einem geringen Niveau zu halten. Dies kann über unterschiedliche Fahrweisen erreicht werden. Das Ziel dabei ist es in jedem Fall, diese nachhaltig und kostengünstig zu gestalten.

1.1. Der Standort der Indaver Group Hamburg

Die Indaver Group bietet in neun verschiedenen Ländern europaweit hochwertige, nachhaltige und kosteneffiziente Gesamtlösungen für das Abfallmanagement in der Großindustrie. Es können an den hauseigenen Anlagen maßgeschneiderte Lösungen für jede Art von Abfall angeboten werden. So werden ca. 5,1 Millionen Tonnen Abfall innerhalb der Gruppe verwaltet. Die Indaver Group betreibt am Standort Hamburg eine Sonderabfallverbrennungsanlage zur thermischen Behandlung vorwiegend gefährlicher Abfälle. Mehr als 140.000 t fester, pastöser oder flüssiger Abfälle können hier jährlich verbrannt werden. Die dabei freiwerdende thermische Energie wird als alternative Energiequelle zur Dampferzeugung genutzt und ist ans Hamburger Fernwärmenetz angeschlossen. Daher entspricht die Anlagenkonfiguration der eines Müllheizkraftwerkes. Die Verbrennung der Abfälle erfolgt über einen Drehrohrofen bei Temperaturen über 1100 °C. Die dabei entstehenden Rauchgase werden nach dem Passieren der Nachbrennkammer in den Dampferzeuger überführt. In diesem werden die Rauchgase heruntergekühlt, dessen thermische Energie wird für die Dampfproduktion verwendet.

Das thermische System ist neben einer Turbine mit einem Speisewasserbehälter und einer Kesseltrommel ausgestattet und in einem Kreislaufprozess mit dem Hamburger Fernwärmenetz geschaltet. Dieser ist in der Abbildung 1 dargestellt.

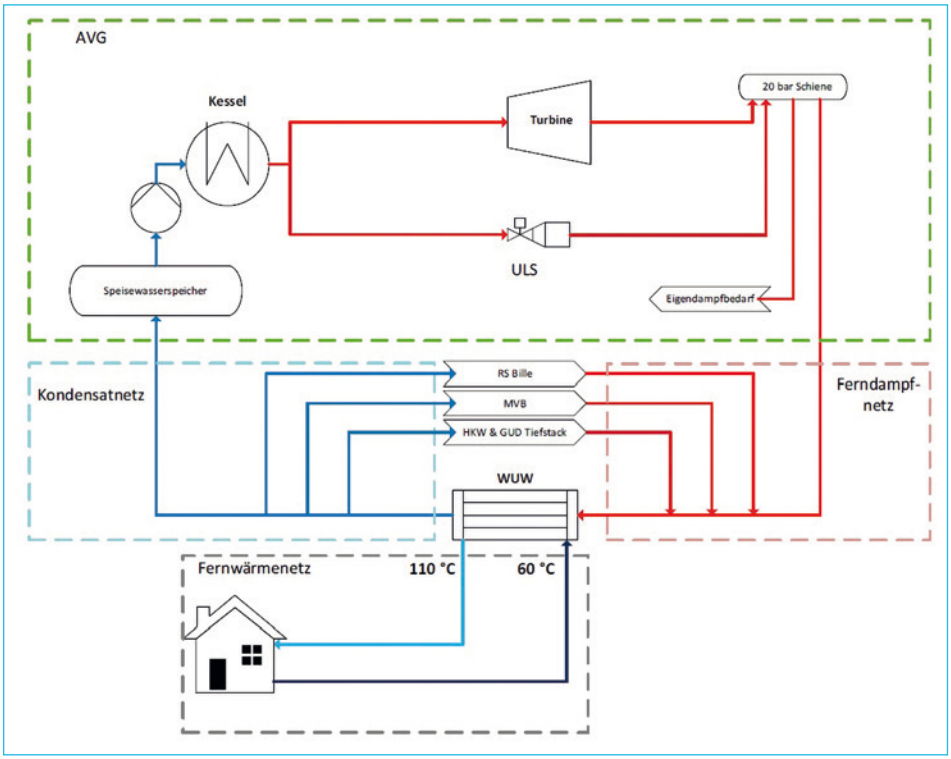


Abb. 1: Kreisprozess Hamburger Fernwärmenetz [1]

Das entstehende Kondensat aus dem Fernwärmenetz wird in je einem Speisewasserbehälter pro Verbrennungslinie zwischengespeichert. Von dort erfolgt die Speisung der Kessel. In den Kesseln kommt es zur Verdampfung und Überhitzung des Dampfes. Der entstandene Dampf wird anschließend über eine Turbine geleitet, um den herrschenden Druck an das Fernwärmenetz anzupassen. Nach dieser wird ein Teil des Dampfes ins Fernwärmenetz abgegeben, der restliche Anteil wird für den Eigenbedarf verwendet. Im Fernwärmenetz wird der produzierte Dampf mit anderen Dampfproduzenten zusammengeführt und dessen Energie genutzt. Das Kondensat gelangt wiederum in das Speisewasser und schließt den Kreislauf.

1.2. Konditionierung des Speisewassers

Eine Konditionierung der Speisewässer erfolgt zum Schutz der Speisewasserbehälter vor Korrosion. Sie hat Einfluss auf die Bildung einer Passivschicht auf der Oberfläche der Behälterwandung, welche wiederum auftretende Korrosion vermindert. Bei Temperaturen über 200 °C und bevorzugt im alkalischen Milieu entsteht durch Reaktion von Eisen mit Wasser eine Schikorr-Reaktion Fe_2O_3[2].

Diese Passivschicht kann zum einen mit einer alkalisierenden Konditionierung erreicht werden. Es entsteht dabei Eisenoxid als Magnetit. Bei diesem Vorgehen wird der Speisewasserbehälter bei einem pH-Wert von über 9,2 vollkommen sauerstofffrei betrieben. In Speisewässern werden dafür dampfflüchtige Alkalisierungsmittel verwendet. Damit wird gewährleistet, dass diese über die Einspritzregelkühlung in die Turbine gelangen können.

Zum anderen kann die Passivschicht durch eine oxidierende Konditionierung erreicht werden. Bei diesen Verfahren wird auf chemische Konditionierungsmittel verzichtet. Benötigt wird eine hinreichende Konzentration von ca. 0,05–0,1 mg/l an gelöstem Sauerstoff im Speisewasser, welche die Bildung des Eisenoxides zu Hämatit begünstigt. Als ebenfalls positiver Effekt stellt sich die geringe Anionenkonzentration und die damit einhergehende niedrige Leitfähigkeit dar. Bei dieser Fahrweise ist besonders darauf zu achten, dass der Salzgehalt im Speisewasser sehr niedrig ist. Dies würde andernfalls eine Korrosion begünstigen [3].

Im Zuge der Nachhaltigkeit und Effizienzsteigerung wird seit Mai 2023 das Speisewasser des Standortes Hamburg der Indaver Group von zuvor alkalischer Konditionierung nun oxidierend konditioniert. In Abbildung 2 ist das Schaltbild für diese dargestellt. Es wird saugseitig der Speisewasserpumpe Sauerstoff in das System gegeben. Dieses gelangt über die Kesselanlage in den produzierten Dampf und schließlich über die Kondensate der Eigendampfverbraucher in den Speisewasserbehälter. Dieser Aufbau erwies sich nach einer längeren Testphase als sinnvoll. In dieser wurde der Sauerstoff zunächst direkt in den Speisewasserbehälter gegeben. Hier wurde dieser durch die Entgasung direkt aus dem System ausgetrieben. Die Einspeisung des Rücklaufkondensats erfolgt anlagentechnisch an einer anderen Position, welche nicht direkt von der Entgasung betroffen ist. Demnach verweilt der Sauerstoff länger im Speisewasser.

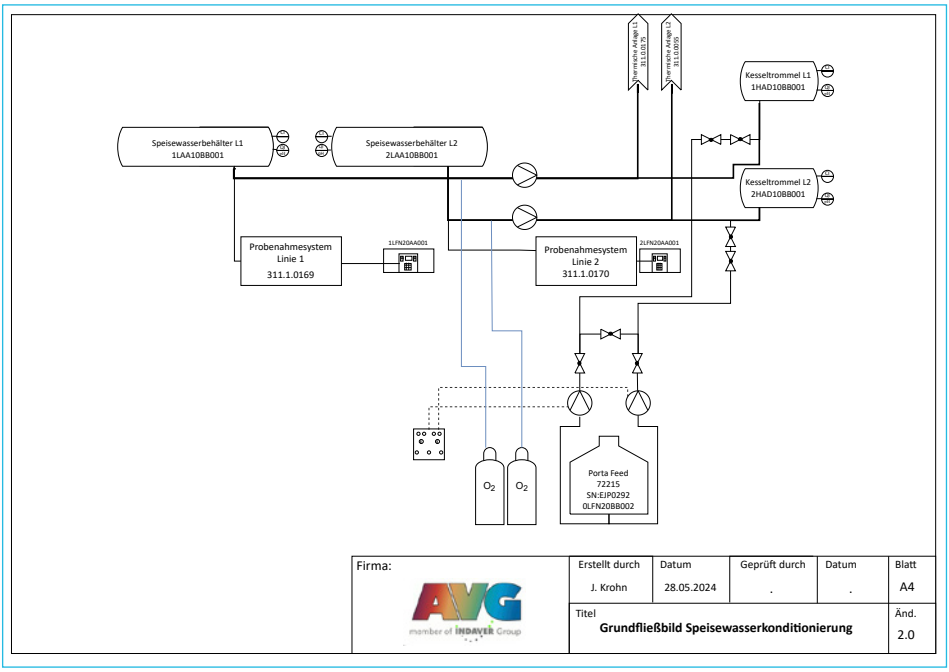


Abb. 2: Schaltbild der Speisewasserkonditionierung mit umgesetzter neutraler Fahrweise

2. Funktionsprinzip Korrosionsmonitoring

Die messtechnische Begleitung der Umstellung erfolgte zum einen durch diskontinuierliche Beprobung zur photometrischen Bestimmung von Gesamteisen sowie kontinuierlich mithilfe eines Online-Monitorings.

Zusätzlich wurden einzelne Messkampagnen zur separaten Messung von gelöstem und partikulärem Eisen sowie Eisen(II) photometrisch durchgeführt.

2.1. Kontinuierliches Online-Monitoring

Im Rahmen des Projektes wurde die Umstellung der Konditionierung mithilfe eines innovativen messtechnischen Überwachungskonzeptes begleitet. Das Messsystem nutzt übliche Sensoren wie Redoxpotenzial, pH-Wert, Sauerstoffgehalt und Leitfähigkeit und bestimmt hieraus kontinuierlich die Fe(II)-Aktivität im Speisewasser als Korrosionsparameter [4] [5] [6]. Der Aufbau des Messpanels ist in Abbildung 3 dargestellt.

Abb. 3: Messpanel der Linie 2 im Kesselhaus

Fe(II) entsteht als primäres Korrosionsprodukt bei der Reaktion von Sauerstoff mit dem Stahlwerkstoff unter Bildung von OH^-. In einem Überschuss von Sauerstoff reagiert es weiter zu schwerlöslichem $Fe(OH)_3$, das sauer reagiert, schließlich ausfällt und verschiedene kondensierte Metalloxidphasen bildet.

Ziel des Korrosionsmonitorings ist es, übermäßige Bildung von Korrosionsprodukten zu vermeiden, die die Wasserqualität beeinträchtigen. Es erlaubt neben der Messung der Fe(II)-Aktivität die Berechnung von $Fe(OH)_3$-Bildungsraten.

Im Idealfall kommt es nur an den Wandungen der Anlagenteile zur temporären Bildung von Fe(II) und direkt zur Ausbildung einer stabilen Oxidschicht, die korrosionsschützend wirkt. In diesem Fall wird nur sehr wenig Fe(II) in das Speisewasser abgegeben und in der Folge nur sehr geringe Mengen $Fe(OH)_3$ gebildet, das im Wasser verbleibt.

Mithilfe des kontinuierlichen Monitorings können die Auswirkungen der Dosierung unterschiedlicher Inhibitoren und Fahrweisen somit unmittelbar bewertet werden. Die gemessenen Daten werden auf eine webbasierte Datenbank übermittelt und dort durch Algorithmen ausgewertet. Die Daten werden in webbasierten Dashboards und Schnittstellen dargestellt, was eine einfache Auswertung und einen vor allem schnellen Überblick über die Online-Daten ermöglicht.

2.2. IIoT-Plattform Netilion und Nutzung zum Zweck des Online-Korrosionsmonitorings

Mithilfe von digitalen smarten Feldmessgeräten ist die präzise und langzeitrobuste Bestimmung von pH, Redoxpotenzial, Sauerstoffgehalt und Leitfähigkeit direkt im oder am Prozess möglich. Um die komplexen mathematischen Algorithmen zur Berechnung der Fe(II)-Aktivität nicht in die Automatisierungspyramide des Kernprozesses zu implementieren, bietet sich die Nutzung der parallel digital angebundenen IIoT-Plattform Netilion an, auf die die Messdaten aus dem Feldmessgerät gesichert ausgeschleust und dort die Fe(II)-Aktivität ermittelt wird.

2.3. Konzept des *Digitalen Zwillings* und virtuelles Asset zur Korrosionsmessung

Netilion basiert auf dem Konzept des *Digitalen Zwillings*, d. h. auf der Plattform werden digitale Repräsentationen, sog. *Zwillinge* von real existenten Messgeräten registriert und verwaltet. Der eindeutige Link zwischen dem Messgerät als physischem Gegenstand und dem digitalen Zwilling ist in Netilion die Angabe des Herstellers und der Seriennummer. Diese digitalen Zwillinge (Assets) können dann mit Informationen aus anderen Datenquellen angereichert werden, beispielsweise mit dem Herstelldatum, der Betriebsanleitung oder Prüfzertifikaten, die aus E+H-internen Produktionsdatenbanken mit den Assets verlinkt werden.

Die IIoT-Plattform bietet aber auch die Registrierung von virtuellen Gegenständen (Assets) ohne Verlinkung zu einem realen Gegenstand. Im Rahmen des Projektes wurde dieses Feature von Netilion genutzt und ein Asset für den virtuellen Fe(II)-Aktivitäts-Sensor registriert.

Ein externer Webservice liest über die REST-API-Schnittstelle regelmäßig und kontinuierlich die neu abgelegten Sensordaten aus und bestimmt ebenso regelmäßig die Fe(II)-Aktivität und schreibt diesen Wert über die REST-API in das Asset des virtuellen Fe(II)-Aktivitäts-Sensors. In Netilion erscheint dem Nutzer der virtuelle Sensor parallel zu den digitalen Zwillingen der realen pH-, Redox-, Sauerstoff- und Leitfähigkeitssensoren (Abbildung 4).

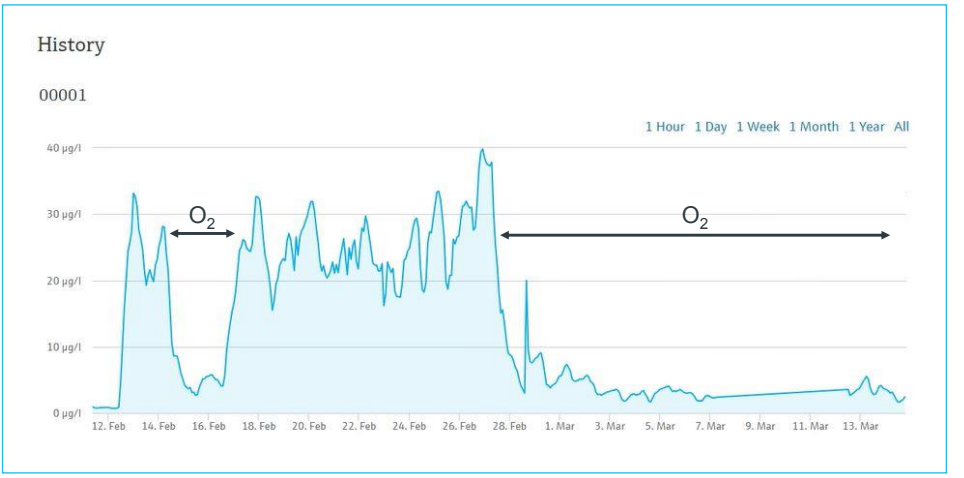


Abb. 4: Virtueller Sensor Fe(II)-Aktivität im Netilion-Value Dashboard und Wirkung der O_2-Dosierung

Die realen digitalen Memosens-Sensoren in der aktuell zweiten Generation beinhalten eine Vielzahl von smarten Diagnosefunktionen, um den Benutzer frühzeitig und konkret über den Zustand des Sensors zu informieren. Im Ausblick ist es wünschenswert, wenn der externe Webservice zur Ermittlung der Fe(II)-Aktivität in ähnlichem Maße seinen inneren Zustand analysiert und bei erkannter Fehlfunktion (fehlende Eingangsdaten, unplausibles Ergebnis) dem Anwender in ähnlicher Detailtiefe die Ursache und mögliche Abhilfemaßnahmen vorschlagen könnte.

3. Überblick über den Zeitraum der Umstellung

Abbildung 5 zeigt einen Überblick über den betrachteten Zeitraum mit regelmäßig bestimmten Eisengehalten (Gesamteisen photometrisch), dem kontinuierlich gemessenen pH-Wert sowie der berechneten Fe(II)-Aktivität.

In der alkalischen Fahrweise konnten niedrige Gesamteisengehalte in der Größenordnung von 0,02 bis 0,05 mg/l erhalten werden. Der pH-Wert lag im angezielten Bereich um pH 9. Die Leitfähigkeit betrug etwa 3 bis 3,5 µS/cm.

Ausreißer in der Gesamteisenkonzentration wurden selten festgestellt. Damit wurde die geforderte Wasserqualität von < 0,2 mg/l Gesamteisen dauerhaft deutlich unterschritten. Die gemessene Fe(II)-Aktivität bildet die laboranalytisch bestimmten Werte gut ab.

In der kontinuierlichen Messung zeigen sich darüber hinaus Peaks, die mit der Dosierung des Konditionierungsmittels zusammenhängen. Da das dosierte organische Amin Komplexe mit dem freiwerdenden Eisen(II) bildet, wird seine Ak-

tivität bei konstanter Dosierung vermindert. Die Peaks in der Aktivitätsmessung zeigen Ereignisse kurzzeitig geringerer Dosierung an, bspw. bei Nachstellung des Konditionierungsmittels.

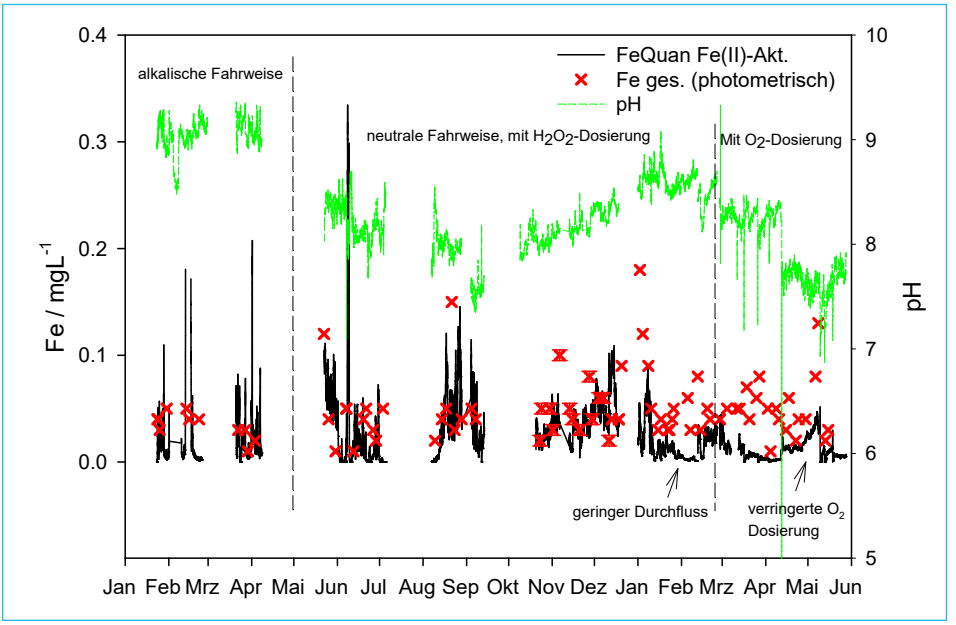


Abb. 5: Überblick über den Betrachtungszeitraum. Dargestellt sind pH, Fe(II)-Aktivität und photometrisch bestimmte Gesamteisengehalte.

Ab Mai 2023 wurde das Konditionierungsmittel nicht mehr zugegeben und auf eine H_2O_2-Dosierung umgestellt. H_2O_2 zerfällt temperaturabhängig zu Wasser und O_2 und wurde bis zur Installation einer Anlage zur Dosierung gasförmigen O_2 als Ersatz für eine O_2-Dosierung über die vorhandene Dosieranlage eingebracht.

Nach der Umstellung auf H_2O_2-Dosierung wurden kurzzeitig höhere Fe(II)-Aktivitäten und hiermit korrespondierende Gesamteisengehalte erhalten. Die Leitfähigkeit nahm langsam auf ca. 1 µS/cm ab. Aufgrund von tageszeitabhängigen Temperaturschwankungen stellte sich im kontinuierlichen Monitoring ein deutlicher Tagesgang der O_2-Konzentration und der Fe(II)-Aktivität dar. Die Gesamteisengehalte zeigten ein insgesamt ähnliches Niveau, jedoch mit Ausreißern auf bis zu 0,15 mg/L.

Ab Oktober 2023 wurde die H_2O_2-Dosierung auslaufen gelassen. In der Folge stieg der pH-Wert bis Januar 2024 bei Leitfähigkeiten unter 0,5 µS/cm erneut etwas an. Auch die Gesamteisengehalte zeigten häufigere Ausreißer mit bis zu

0,1 mg/l, selten bis 0,18 mg/l zum Jahreswechsel. Die Online-Messung der Fe(II)-Aktivität konnte die Dynamik der Messwerte und den Trend zu höheren Gesamteisengehalten gut zeigen.

Nach Installation der O_2-Dosieranlage im Januar 2024 wurde zunächst mit deutlich zu hoher Flussrate Sauerstoff dosiert (Abbildung 4, 15. und 16. Februar). Dies war sofort in der sich stark verringerten Fe(II)-Aktivität zu sehen. Die Dosierung konnte mit dem vorhandenen Flowmeter nur ungenügend genau eingestellt werden. Nach Inbetriebnahme der O_2-Dosierung mit ca. 100 ml/min. am 27. Februar wurden stabile Zustände mit Gesamteisengehalten von ca. 0,05 mg/l mit nur geringen Ausreißern bis max. 0,08 mg/l bei sehr niedrigen Leitfähigkeiten von ca. 0,25 µS/cm erreicht.

Mitte April wurde die O_2-Dosierung nach Einbau eines neuen Flowmeters auf ca. 50 mg/l abgesenkt. In der Folge stiegen die Fe(II)-Aktivitäten und die Gesamteisengehalte wieder an, um sich nach ca. einer Woche wieder zu verringern. Seitdem läuft die Dosierung unverändert stabil. Obwohl die Sauerstoffdosierung nicht wieder angehoben wurde, verringerten sich die gemessenen Fe(II)-Aktivitäten wieder. Gleichzeitig erhöhten sich die ebenfalls online gemessenen Sauerstoffkonzentrationen geringfügig von 15 µg/L auf 20 µg/L an der Messstelle.

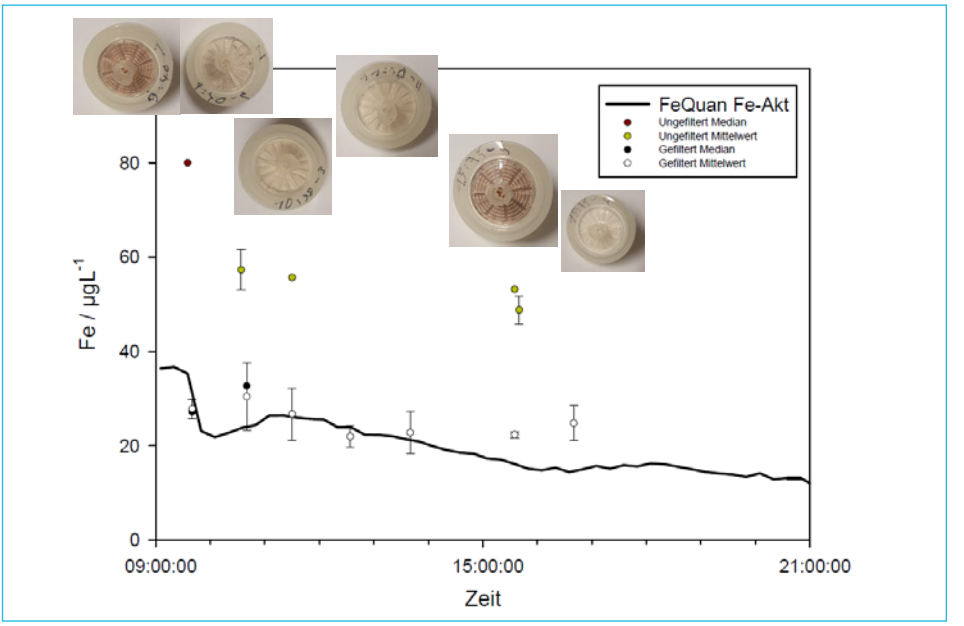


Abb. 6: Inbetriebnahme der O_2-Dosierung am 27. Februar 2024

Zur Wiederinbetriebnahme der O_2-Dosierung mit einer Flussrate von ca. 100 ml/min. wurde eine Messkampagne durchgeführt, um die erwartete Abnahme der Fe(II)-Aktivität mit laboranalytischen Werten zu validieren (Abbildung 6). Zu diesem Zweck wurden Proben in Mehrfachbestimmung aus der Anlage entnommen und ungefiltert mit HNO_3 stabilisiert sowie ein weiterer Probensatz vor der Stabilisierung mit HNO_3 mit 0,22 µm-Spritzenfilter (Celluloseacetat) gefiltert, um gelöstes Eisen und partikuläres Eisen differenzieren zu können. Die Analyse erfolgte mittels ICP-OES (induktiv gekoppelte plasma-optische Emissionsspektrometrie). Die Ergebnisse bestätigen den Gesamteisengehalt auf einem Konzentrationsniveau von 0,05–0,08 mg/l und zeigen einen sehr gut mit der gemessenen Fe(II)-Aktivität vergleichbaren Gehalt an gelöstem Eisen (Abbildung 6). Die < 0,22 µm-Konzentration ist von etwa 32–37 µg/l (Median) bzw. 33–38 µg/l (Mittelwert) auf 22–23 µg/l (Median wie Mittelwert) gesunken. Am Nachmittag des 27.2. gab es eine leichte temporäre Erhöhung, die sowohl die Sensor- als auch die analytisch bestimmte Kurve zeigen. Die in ungefilterten Proben bestimmte Konzentration sinkt über den beobachteten Zeitraum stetig von 90 µg/l (ohne den Ausreißer) auf 50 µg/l, was sich auch in der Belegung der Spritzenfilter zeigt (Abbildung 2). Während der erste Filter bereits nach zwei gefilterten Proben von je 50 ml deutlich mit rostroten Hämatitpartikeln belegt war und für die Filtration der dritten Probe ausgetauscht werden musste, zeigten die am späteren Vormittag verwendeten Filter eine deutlich geringere Belegung. Eine Ausnahme zeigte der Filter der 15:45 Uhr-Beprobung, der nach drei Filtrationen eine ähnliche Belegung aufwies wie zu Beginn der Messreihe um 9:40 Uhr nach zwei Filtrationen.

4. Zusammenfassung

4.1. Online-Monitoring

Das Netilion-System ermöglichte eine kontinuierliche messtechnische Begleitung der Umstellung. Neben den fernauslesbaren und automatisch dokumentierten Parametern pH, Leitfähigkeit und gelöster Sauerstoff konnten mithilfe der Fe(II)-Aktivität dynamische Prozesse erkannt und analysiert werden. Die berechneten Fe(II)-Aktivitäten bildeten die laboranalytisch gewonnenen Daten und Beobachtungen an der Anlage gut ab. Somit konnte jederzeit ein Überblick über den korrosionstechnischen Status der Anlage erhalten werden.

4.2. Umstellung auf neutrale Fahrweise

Die Umstellung auf eine neutrale stabile Fahrweise ist insgesamt erfolgreich verlaufen. Die Werte der Korrosion bewegen sich in einem für den Beginn der Umstellung vertretbaren Rahmen. Die neutrale Fahrweise stellt sich jedoch als deutlich aufwendiger dar, mit einem höheren Aufwand für ein gutes Mo-

nitoring. Dies ist darin begründet, dass die Deckschichten offenbar verhältnismäßig empfindlich auf sich verändernde Sauerstoffgehalte reagieren. Dies verhinderte sowohl kurz nach der Umstellung sowie während der behelfsweise vorgenommenen H_2O_2-Dosierung mit temperaturinduziertem Tagesgang und kurz nach Änderung der O_2-Dosierung stabile Deckschichten, die sich immer wieder lösten und zu höheren Gesamteisen-Gehalten führten.

Seit Mitte Mai 2024 läuft die Dosierung mit korrekt ausgelegter Sauerstoffmenge. Die bisher erhaltenen Daten zeigen eine Beruhigung nach der zuletzt erfolgten Umstellung der Sauerstoffdosierung und seitdem erfolgversprechend niedrige Gesamteisengehalte.

5. Quellen

[1] Kohn, Jannik: Optimierung der Fahrweise einer Gegendruckdampfturbine in einer Sonderabfallverbrennungsanlage durch Anpassung der Betriebsparameter. Bachelorarbeit. Hamburg: 2021.

[2] Yamamoto, Masanori: Solid-state Schikorr Reaction from Ferrous Chloride to Magnetite with Hydrogen Evolution as the Kinetic Bottleneck. In: Inorgan. Chem.: ACS Publications, 2023, 14580–14589, 62.

[3] VGB-S-010-T-00;2011-12-DE (2011), VGB.Standard Speisewasser, Kesselwasser und Dampfqualität für Kraftwerke, Industriekraftwerke, Verlag Techn.-Wiss. Schriften, 2011.

[4] Opel, O.; Ruck, W. (2012): Verfahren zur Bestimmung der Neigung der Verockerung und System hierfür (Verockerungssensor). Patent-Nr. DE102010033056.6-52, WO2012016673A1

[5] O. Opel: Detektion von Verockerungsprozessen, Korrosion und Belagbildung: Monitoring der Eisenoxidation in Brunnen, Gebäuden, Leitungen und technischen Anlagen mithilfe des Redoxpotentials, Südwestdeutscher Verlag für Hochschulschriften, Saarbrücken (2013).

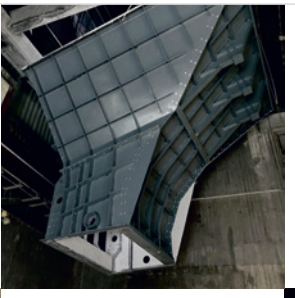
[6] O. Opel; T. Eggerichs; T. Otte; W. K. L. Ruck: Bioelectrochemistry, 97 (2014) 137–144.9.

Wirbelschichtfeuerungen

MARTIN plants and technologies

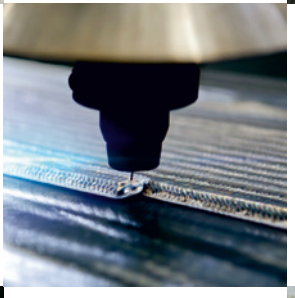
Wir haben die Lösungen für
die Herausforderungen von heute und entwickeln
die Technologien von morgen.

ROST-SERVICE



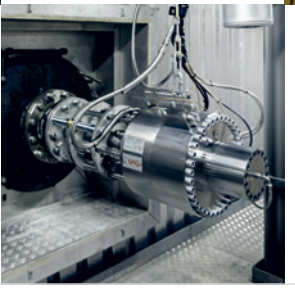
INDIVIDUELLE LÖSUNGEN

CLADDING



KESSEL-SERVICE

ERSATZTEILE



KESSEL-REINIGUNG

Modellbasierte Regelung des produzierten Dampfmassenstromes in einer Wirbelschichtmüllverbrennungsanlage

Helmut Niederwieser, Markus Gölles, Florian Jäger und Friedrich Kirnbauer

1. Einleitung 392
2. Betrachtete Anlage 392
2.1. Anlagenbeschreibung 393
2.2. Beschreibung der bestehenden Dampfmassenstromregelung 394
3. Modellbasierte Regelung des produzierten Dampfmassenstroms 395
3.1. Beschreibung des Regelungskonzepts 396
3.2. Softsensor zur Ermittlung des Rauchgasmassenstroms 398
3.3. Berechnung des vom Rauchgas übertragenen Wärmestroms 400
4. Evaluierung des Betriebsverhaltens 400
4.1. Evaluierung des produzierten Dampfmassenstroms 400
4.2. Evaluierung der Reaktorkopftemperaturen 402
5. Schlussfolgerungen und Ausblick 403
6. Quellen 404

Die saubere und effiziente Verbrennung von Müll stellt, insbesondere aufgrund der typischerweise stark inhomogenen Brennstoffzusammensetzung, eine große Herausforderung dar. Eine effektive Maßnahme dieser Problematik zu begegnen, ist der Einsatz geeigneter Methoden zur Prozessregelung. In diesem

Artikel wird daher eine neue Methode zur modellbasierten Regelung des produzierten Dampfmassenstromes in einer Wirbelschichtmüllverbrennungsanlage vorgestellt. Diese beinhaltet als Herzstück einen Softsensor, welcher den Rauchgasmassenstrom aus vorhandenen Messgrößen online schätzt. Durch die zusätzliche Kenntnis dieser wichtigen Prozessgröße kann die Regelgüte deutlich verbessert werden. Zusätzlich zeigt sich eine stabilisierende Wirkung auf die Reaktorkopftemperatur, wodurch die thermische Belastung des Schamotts verringert werden kann.

1. Einleitung

Die energetische Verwertung von Müll ermöglicht einerseits eine umweltgerechte Entsorgung des Abfalls und andererseits eine Reduktion des Einsatzes umstrittener Energiequellen wie fossiler Brennstoffe. Die effiziente und saubere Verbrennung ist jedoch insbesondere aufgrund der starken Brennstoffinhomogenität eine anspruchsvolle Aufgabe. Eine effektive Maßnahme, dieser Problematik zu begegnen, stellt die Anwendung geeigneter Methoden zur Prozessregelung [1] [2] dar.

Im Rahmen dieses Beitrages wird eine Wirbelschichtverbrennungsanlage mit einer Nennleistung von 38,2 MW_{th} zur Verbrennung von Müll und Klärschlamm betrachtet. Das Produkt des Prozesses ist überhitzter Dampf, dessen Massenstrom möglichst genau einem durch den Betreiber vorgebbaren Sollwert folgen soll. Mit der existierenden Standardregelung unterliegt dieser Dampfmassenstrom allerdings starken Schwankungen und der vorgegebene Sollwert wird auch im eingeschwungenen Zustand nicht erreicht. Daher soll eine neue Regelung für den produzierten Dampfmassenstrom entwickelt werden, welche eine Reduktion der Schwankungen sowie eine Beseitigung des mittleren Regelfehlers ermöglichen soll.

2. Betrachtete Anlage

Ziel des betrachteten Prozesses ist die Erzeugung von überhitztem Dampf durch die Verbrennung von Müll und Klärschlamm. Der Dampf wird in weiterer Folge zur Produktion von elektrischer Energie sowie zur Bereitstellung von Wärme für das vorhandene Fernwärmenetz verwendet. In diesem Kapitel wird zunächst die betrachtete Anlage beschrieben (Abschnitt 2.1) und dann das bestehende Regelungskonzept erläutert (Abschnitt 2.2).

2.1. Anlagenbeschreibung

Bei der betrachteten Anlage handelt es sich um eine Wirbelschichtverbrennungsanlage mit einer Nennleistung von 38,2 MW_{th} zur Verbrennung von Müll und Klärschlamm. Ein schematischer Überblick über die Anlage ist in Abbildung 1 dargestellt.

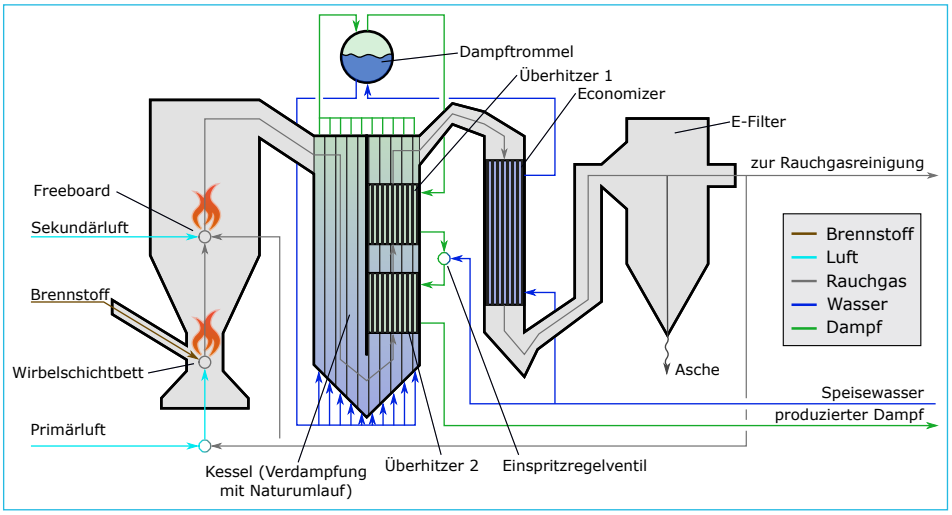


Abb. 1: Überblicksschema der betrachteten Wirbelschichtmüllverbrennungsanlage

Der Müll dient in diesem Prozess als primärer Brennstoff, Klärschlamm kann aufgrund des hohen Wassergehalts nur zu einem bestimmten Anteil mitverfeuert werden. Der Müll wird über Schnecken in das Wirbelschichtbett des Reaktors eingetragen. Dort kommt es unter dem Einfluss eines Gemisches aus Primärluft und rezirkuliertem Rauchgas zur Verdampfung des enthaltenen Wassers sowie zu einer unvollständigen Verbrennung. Das dabei entstehende Rauchgas steigt in das sogenannte Freeboard auf, wo es mithilfe der Sekundärluft vollständig verbrannt wird. Um die Schmelze von Ascheanteilen zu unterbinden, kann die Verbrennung auch im Freeboard mithilfe von rezirkuliertem Rauchgas gekühlt werden. Das vollständig verbrannte Rauchgas passiert in weiterer Folge den Kessel, zwei Überhitzer und einen Economizer, in welchen die durch die Verbrennung frei gewordene thermische Energie auf das Wasser übertragen wird. Das kalte Rauchgas wird im Anschluss in einem Elektrofilter (E-Filter) von Flugaschepartikeln gereinigt. Ein Teil des Rauchgases wird rezirkuliert und der Rest verlässt die Anlage durch weitere Apparate zur Rauchgasreinigung und den Kamin.

Wasserseitig wird kaltes Speisewasser zunächst im Economizer vorgewärmt und in die Dampftrommel eingeleitet, welche oben auf dem Kessel sitzt. Die Dampftrommel ist zum Teil mit flüssigem Wasser und zum Teil mit Sattdampf gefüllt.

Die Verdampfung des Wassers erfolgt durch einen sogenannten Naturumlauf im Kessel. Aufgrund des Dichteunterschieds sinkt flüssiges Wasser in Fallrohren außerhalb des Kessels ab und bewegt sich in Steigrohren, welche die Innenwände des Kessels formen, wieder nach oben. Dort verdampft es und steigt als Sattdampf zurück in die Dampftrommel. Der produzierte Sattdampf wird kontinuierlich aus der Dampftrommel entnommen und durch zwei Überhitzerstufen geführt. Zur Regelung der Temperatur des überhitzten Dampfes wird zwischen den beiden Überhitzern über ein Einspritzregelventil kaltes Speisewasser eingespritzt. Der überhitzte Dampf, auch als Frischdampf bezeichnet, hat eine Temperatur von ca. 354 °C, einen Druck von 54 bar und stellt das Produkt dieses Prozesses dar.

2.2. Beschreibung der bestehenden Dampfmassenstromregelung

Der Massenstrom des produzierten Dampfes soll möglichst genau einem vom Betreiber vorgegebenen Sollwert folgen. Als Stellgröße, mit welcher der Dampfmassenstrom beeinflusst wird, dient die Schneckendrehzahl für den Mülleintrag in die Wirbelschicht. Die bereits bestehende Regelung ist in Abbildung 2 skizziert.

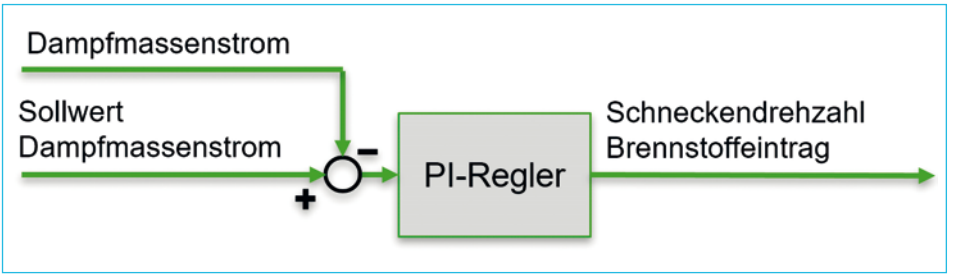


Abb. 2: Strukturbild der bereits bestehenden Dampfmassenstromregelung

Die bestehende Regelung besteht aus einem Standard-PI-Regler, welcher die Regelabweichung im Dampfmassenstrom in eine Drehzahl für die Eintragsschnecken umsetzt und um ein paar heuristische Expertenregeln ergänzt wird. Dieses Konzept ist zwar einfach, bringt aber folgende Nachteile mit sich:

- Aufgrund großer Zeitkonstanten und Totzeiten im Prozess wirken sich Störungen, wie beispielsweise Schwankungen in den Brennstoffeigenschaften, erst stark zeitverzögert auf die Dampfproduktion aus. Mit dem Brennstoffeintrag kann daher nur sehr träge auf diese Störeinflüsse reagiert werden.
- Die Regelung des Dampfmassenstroms weist eine starke gegenseitige Beeinflussung mit der Dampftemperaturregelung auf. Durch den Mülleintrag wird zusätzlich zum Massenstrom auch die Temperatur des produzierten Dampfes mitbeeinflusst, wodurch das Einspritzregelventil die eingespritzte

Speisewassermenge zur Temperaturregelung anpassen muss. Dadurch wird jedoch wiederum auch der Dampfmassenstrom verändert und die Regelung muss erneut reagieren. Die Dampfmassenstrom- und Dampftemperaturregelung wirken also als gegenseitige Störungen.

- Bei Lastpunktwechseln (sprunghaften Änderungen des Sollwerts für den produzierten Dampfmassenstrom) weist der PI-Regler ein langsames Regelverhalten auf.

In Abbildung 3 ist ein beispielhafter Verlauf des produzierten Dampfmassenstromes über sechs Stunden dargestellt.

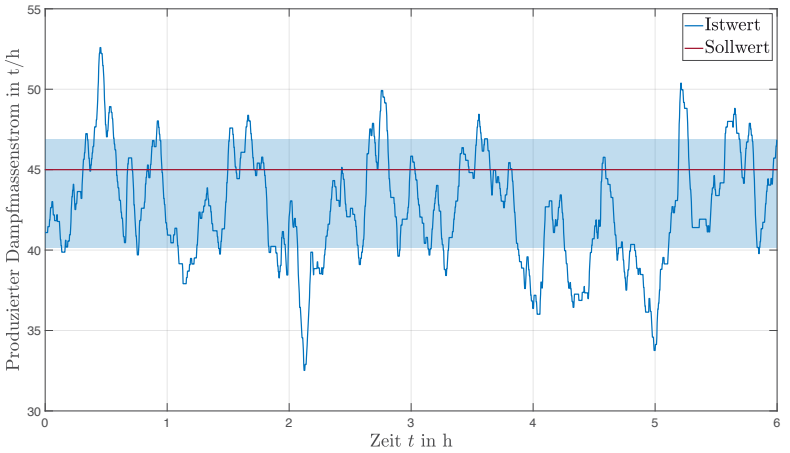


Abb. 3: Exemplarischer Ausschnitt des produzierten Dampfmassenstroms bei der bestehenden Regelung. In blau wird der Bereich einer Standardabweichung um den Mittelwert des Istwerts hervorgehoben.

Der produzierte Dampfmassenstrom weist starke Schwankungen auf und erreicht den vorgegebenen Sollwert auch nicht im Mittel. Die Ziele dieses Beitrags sind daher die Reduktion der Dampfmassenstromschwankungen und ein Erreichen des Sollwerts im Mittel mithilfe eines verbesserten Regelungskonzepts.

3. Modellbasierte Regelung des produzierten Dampfmassenstroms

Im Folgenden wird eine neue modellbasierte Regelung vorgeschlagen. Zunächst wird das prinzipielle Konzept erläutert (Abschnitt 3.1). Dieses beruht auf einem Softsensor zur modellbasierten Ermittlung des Rauchgasmassenstroms (Abschnitt 3.2) und einer darauf basierenden Bestimmung des rauchgasseitig in den Wärmeübertragern übertragenen Wärmestromes (Abschnitt 3.3).

3.1. Beschreibung des Regelungskonzepts

Die zentrale Idee des neuen Regelungskonzepts ist es, mithilfe eines zusätzlichen, unterlagerten P-Reglers den vom Rauchgas in den Wärmeübertragern (Kessel, Überhitzer und Economizer) übertragenen Wärmestrom zu regeln. Im Vergleich zur bestehenden Regelung, bei welcher der produzierte Dampfmassenstrom direkt geregelt wird, lassen sich durch die Verwendung des übertragenen Wärmestroms als Zwischenregelgröße die im Regelkreis wirkenden Zeitkonstanten und Totzeiten reduzieren. Dadurch kann schneller auf etwaige Störungen, wie beispielsweise Schwankungen in der Brennstoffzusammensetzung, reagiert werden.

Der für die Produktion eines gewissen Dampfmassenstroms benötigte, vom Rauchgas übertragene, Wärmestrom ändert sich in der Regel nur langsam, abhängig unter anderem von der Temperatur des zugeführten Speisewassers. Daher wird ein, im Vergleich zum unterlagerten P-Regler, *langsam* parametrierter PI-Regler verwendet, um aus dem Regelfehler des produzierten Dampfmassenstromes einen Sollwert für den vom Rauchgas übertragenen Wärmestrom zu generieren. Der integrierende Anteil sorgt dabei für die stationäre Genauigkeit des Regelkreises.

Um schnelle Lastpunktwechsel zu ermöglichen, wird parallel zu den beiden Reglern eine statische Vorsteuerung geführt, welche bei sprunghaften Sollwertänderungen im Dampfmassenstrom die Schneckendrehzahl des Brennstoffeintrags direkt proportional mit anpasst.

Da der vom Rauchgas übertragene Wärmestrom, welcher als Zwischenregelgröße fungiert, nicht direkt gemessen werden kann, muss dieser aus verfügbaren Messungen ermittelt werden. Dazu wird zunächst der Rauchgasmassenstrom durch die Wärmeübertrager mithilfe eines Softsensors geschätzt. Damit wird, unter Miteinbeziehung der gemessenen Rauchgastemperaturen und der Rauchgaszusammensetzung, der vom Rauchgas übertragene Wärmestrom berechnet. Eine schematische Zusammenfassung des gesamten entwickelten Regelungskonzepts ist in Abbildung 4 dargestellt.

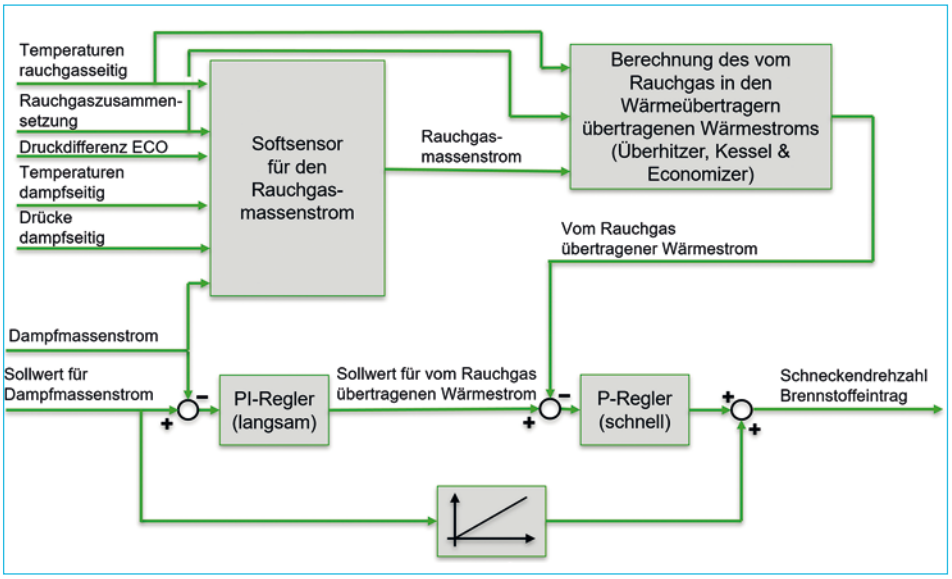


Abb. 4: Entwickeltes Konzept zur Regelung des Dampfmassenstromes

Zusammenfassend lassen sich durch das neue Regelungskonzept folgende strukturelle Vorteile gegenüber der bestehenden Regelung feststellen:

- Die Verwendung des vom Rauchgas übertragenen Wärmestroms als Zwischenregelgröße ermöglicht eine schnellere Reaktion auf Störungen, wie beispielsweise auf Schwankungen der Brennstoffzusammensetzung.
- Da der unterlagerte P-Regler den vom Rauchgas übertragenen Wärmestrom und nicht den Dampfmassenstrom direkt regelt, kommt es zu einer Abschwächung der gegenseitigen Beeinflussung zwischen Dampfmassenstromregelung und Dampftemperaturregelung.
- Die statische Vorsteuerung erlaubt eine sofortige Anpassung des Brennstoffeintrages bei sprunghaften Änderungen im Sollwert des Dampfmassenstroms.

Was verbleibt, ist die konkrete Ausgestaltung des Softsensors zur Bestimmung des Rauchgasmassenstromes sowie die Berechnung des vom Rauchgas übertragenen Wärmestroms. Auf diese Punkte wird in den folgenden Abschnitten genauer eingegangen.

3.2. Softsensor zur Ermittlung des Rauchgasmassenstroms

Der Softsensor zur Ermittlung des Rauchgasmassenstroms basiert im Wesentlichen auf den in [3] [4] vorgestellten Methoden, welche auf mathematischen Modellen eines durchströmten Wärmeübertragers beruhen. In diesem konkreten Fall wird der Economizer betrachtet, da bei diesem Wärmeübertrager die für den Softsensor relevanten Prozessgrößen bereits zuverlässig gemessen werden. Abbildung 5 gibt einen Überblick über die Messungen, welche für den Einsatz des Softsensors benötigt werden.

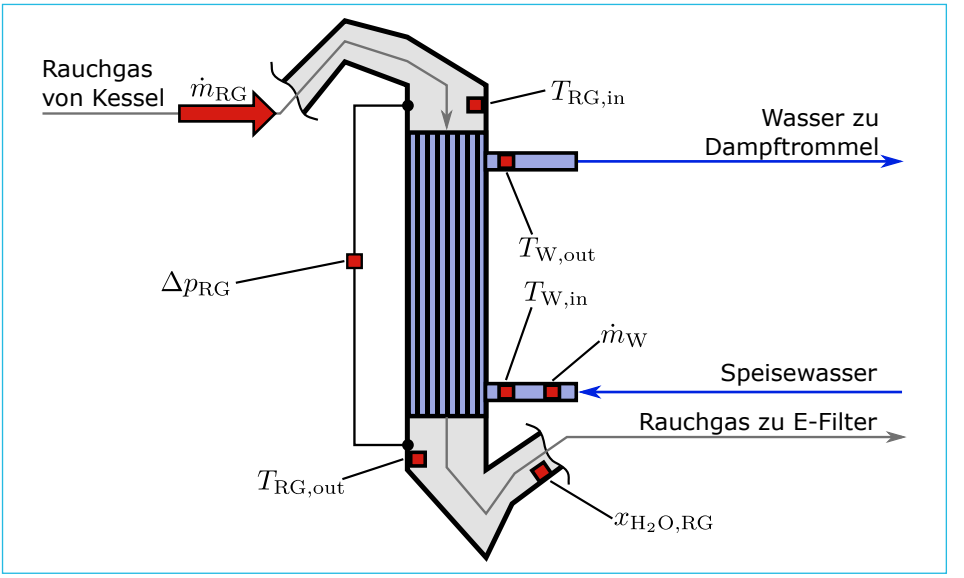


Abb. 5: Überblick über die verwendeten Messgrößen rund um den Economizer, welche vom Softsensor zur Ermittlung des Rauchgasmassenstromes $\dot{m}_{RG}$ herangezogen werden: Rauchgaseintrittstemperatur $T_{RG,in}$, Rauchgasaustrittstemperatur $T_{RG,out}$, rauchgasseitiger Differenzdruck Δp_{RG} über den Economizer, Wassergehalt $x_{H2O,RG}$ des Rauchgases, Speisewassermassenstrom $\dot{m}_W$, Wassereintrittstemperatur $T_{W,in}$ und Wasseraustrittstemperatur $T_{W,out}$.

Der Softsensor basiert auf zwei mathematischen Modellen zur Beschreibung des Economizers. Das Modell [5]

$$\dot{m}_{RG} = \sqrt{\frac{\Delta p_{RG}}{R}} \tag{1}$$

mit dem Parameter R beschreibt den Zusammenhang zwischen Rauchgasmassenstrom und Differenzdruck. Bei bekanntem Parameter R ließe sich damit der gesuchte Rauchgasmassenstrom elegant zu jedem Zeitpunkt berechnen. Abhängig von den Betriebsbedingungen der Anlage sowie vom Verschmut-

zungsgrad des Economizers ist *R* jedoch zeitlich langsam veränderlich und kann daher nicht vorab ermittelt werden. Daher wird zusätzlich die statische Energiebilanz des Economizers

$$\dot{m}_{RG}\left(h_{RG,in} - h_{RG,out}\right) = c_{p,W}\,\dot{m}_W\left(T_{W,out} - T_{W,in}\right) \tag{2}$$

betrachtet, wobei die spezifischen Enthalpien $h_{RG,in}$ und $h_{RG,out}$ des Rauchgases am Ein- bzw. Austritt des Economizers und $c_{p,W}$ die isobare spezifische Wärmekapazität des Wassers bezeichnen. Die spezifischen Enthalpien werden aus den Rauchgastemperaturen und dem Wassergehalt des Rauchgases bestimmt. Die Zusammensetzung des trockenen Rauchgases wird mangels verfügbarer Messungen durch eine konstante, mittlere Zusammensetzung praktisch hinreichend genau approximiert. Umgebungsverluste werden in der Energiebilanz (2) als vernachlässigbar angenommen. Im Gegensatz zu Modell (1), mithilfe welchem der Rauchgasmassenstrom bei bekanntem *R* aufgrund des Differenzdrucksensors hochdynamisch ermittelt werden könnte, gilt die statische Energiebilanz (2) aufgrund der Vernachlässigung dynamischer Effekte nur im längeren Mittel. Die Grundidee des Softsensors basiert darauf, die statische Energiebilanz (2) zu nutzen, um den langsam veränderlichen Parameter *R* (bzw. die Wurzel aus dessen Kehrwert $G = \frac{1}{\sqrt{R}}$) online nachzuführen. Durch Einsetzen von (1) in (2) und entsprechenden Umformungen erhält man

$$G = \frac{1}{\sqrt{R}} = \frac{c_{p,W}\,\dot{m}_W\left(T_{W,out} - T_{W,in}\right)}{\sqrt{\Delta p}\left(h_{RG,in} - h_{RG,out}\right)}\,. \tag{3}$$

Da Gleichung (3) nur im längeren Mittel gilt, liefert diese Berechnungsvorschrift auch nur im längeren Mittel einen sinnvollen Schätzwert für *G*. Diese Mittelung wird über einen Tiefpassfilter realisiert. Der gesamte resultierende Softsensor ist in Abbildung 6 dargestellt.

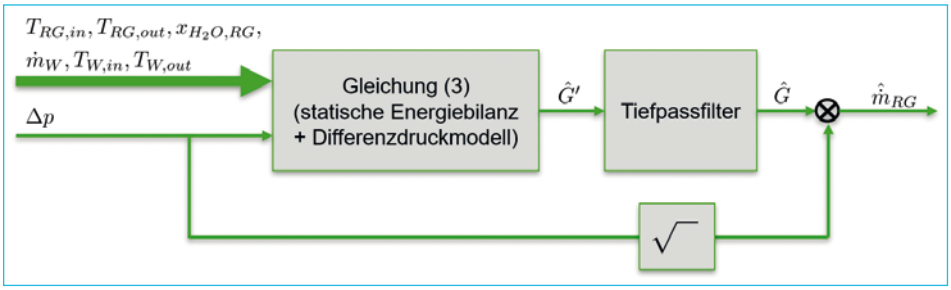


Abb. 6: Schematischer Aufbau des Softsensors für die Ermittlung des Rauchgasmassenstromes

Zusammengefasst wird somit mithilfe von Gleichung (3) aus den Messgrößen eine Zwischengröße $\hat{G}'$ generiert, welche im Anschluss über einen Tiefpassfilter geglättet wird. Der daraus resultierende Schätzwert $\hat{G}$ für G wird zur Berechnung eines Schätzwertes $\hat{\dot{m}}_{RG}$ für den Rauchgasmassenstrom über Modell (1) herangezogen.

3.3. Berechnung des vom Rauchgas übertragenen Wärmestroms

Der gesamte vom Rauchgas übertragene Wärmestrom $\dot{Q}_{RG}$, welcher im Kessel, dem Economizer und den beiden Überhitzern übertragen wird, kann schließlich aus der rauchgasseitigen Energiebilanz

$$\dot{Q}_{RG} = \dot{m}_{RG}\left(h_{RG,vK} - h_{RG,out}\right) \tag{4}$$

berechnet werden, wobei die spezifische Enthalpie des Rauchgases vor dem Kessel $h_{RG,vK}$ aus dem Median von vier verfügbaren Rauchgastemperaturmessungen, dem gemessenen Wassergehalt des Rauchgases und einer als konstant angenommenen, mittleren Zusammensetzung des trockenen Rauchgases bestimmt wird.

4. Evaluierung des Betriebsverhaltens

Die im vorherigen Abschnitt beschriebene modellbasierte Regelung für den produzierten Dampfmassenstrom wurde an der in Abschnitt 2.1. beschriebenen Anlage implementiert. Das Betriebsverhalten der neuen Regelung wird im Folgenden mit jenem der alten, bereits bestehenden Regelung, verglichen. Dazu werden Messdaten repräsentativer Tage betrachtet, in denen sich die Anlage in Volllast sowie im reinen Müllbetrieb befand, der Prozess also nicht durch die zusätzliche Verbrennung von Klärschlamm stabilisiert wurde. Die Bewertung erfolgt zunächst anhand einer statistischen Auswertung des Regelfehlers des produzierten Dampfmassenstroms (Abschnitt 4.1.). Zusätzlich zum Regelfehler wird die Reaktorkopftemperatur evaluiert (Abschnitt 4.2.). Schwankungen in dieser Temperatur bedingen eine sich ständig wechselnde Wärmeausdehnung des Schamotts. Die Größe dieser Schwankungen ist daher für den Schamottverschleiß entscheidend.

4.1. Evaluierung des produzierten Dampfmassenstroms

Abbildung 7 zeigt einen exemplarischen Vergleich des produzierten Dampfmassenstroms zwischen alter und neuer Regelung über einen Zeitraum von sechs Stunden.

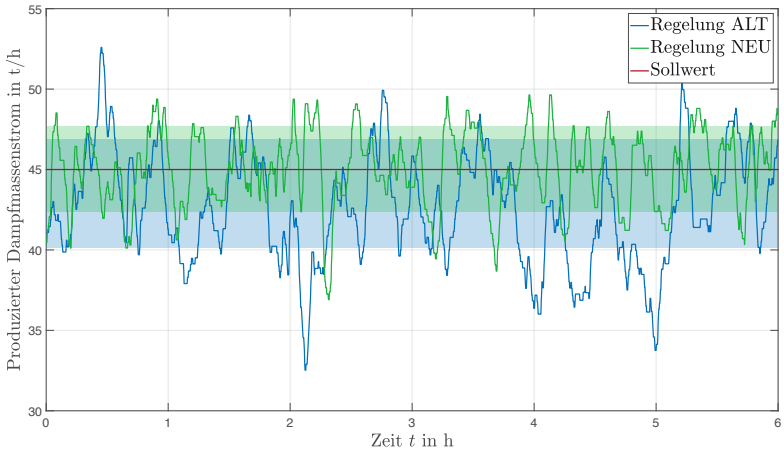


Abb. 7: Vergleich des produzierten Dampfmassenstroms zwischen neuer und alter Regelung. Die eingezeichneten Bänder kennzeichnen die Abweichung um je eine Standardabweichung vom Mittelwert des Istwerts.

Im Gegensatz zur alten Regelung gelingt es mit der neuen Regelung, den geforderten Sollwert im Mittel zu erreichen. Zudem erzielt die neue Regelung eine deutlich geringere Schwankungsbreite um den Sollwert. Um diese Beobachtungen statistisch zu untermauern, werden Tagesmittelwerte und Tagesstandardabweichungen des Regelfehlers herangezogen. Ein Vergleich dieser Größen zwischen mehreren repräsentativen Tagen ist in Abbildung 8 dargestellt.

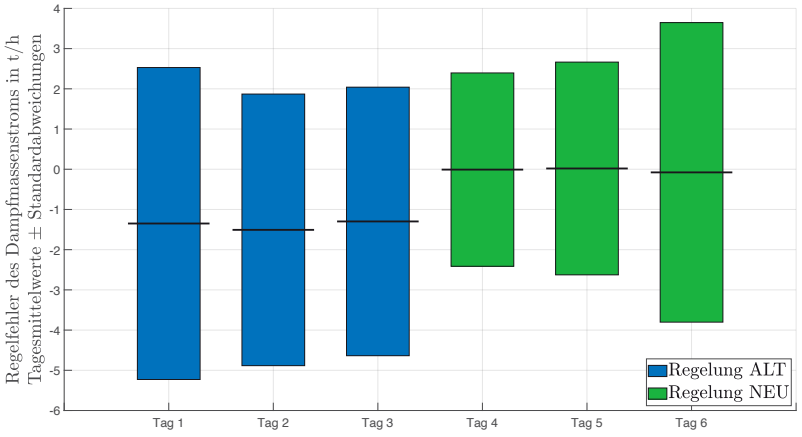


Abb. 8: Tageweise statistische Auswertung des Regelfehlers an Tagen mit vergleichbaren Betriebsbedingungen (Volllast, keine zusätzliche Klärschlammverbrennung)

Die tageweise statistische Auswertung zeigt, dass die neue Regelung praktisch mittelwertfehlerfrei arbeitet und sich die Schwankungen des Regelfehlers deutlich reduzieren. An Tag 6 wurde, im Vergleich zu den anderen betrachteten Tagen, deutlich inhomogenerer Müll verfeuert, wodurch sich die stärkeren Schwankungen erklären lassen. Dennoch wurde der Sollwert im Mittel erreicht. Insgesamt ergibt sich eine klare Verbesserung des Regelfehlermittelwerts von 1,51 t/h (alte Regelung) auf 0,01 t/h (neue Regelung) sowie der Standardabweichung von 3,38 t/h (alte Regelung) auf 2,65 t/h (neue Regelung).

4.2. Evaluierung der Reaktorkopftemperaturen

Neben dem direkt geregelten, produzierten Dampfmassenstrom wird nun mit der Reaktorkopftemperatur eine weitere wichtige Prozessgröße evaluiert, welche von der Dampfmassenstromregelung wesentlich mitbeeinflusst wird. Diese Prozessgröße ist insofern von großem Interesse, als dass etwaige Schwankungen entscheidend für die thermische Beanspruchung des Schamotts sind. In Abbildung 9 ist ein beispielhafter Vergleich der Schwankungen der Reaktorkopftemperaturtemperatur dargestellt.

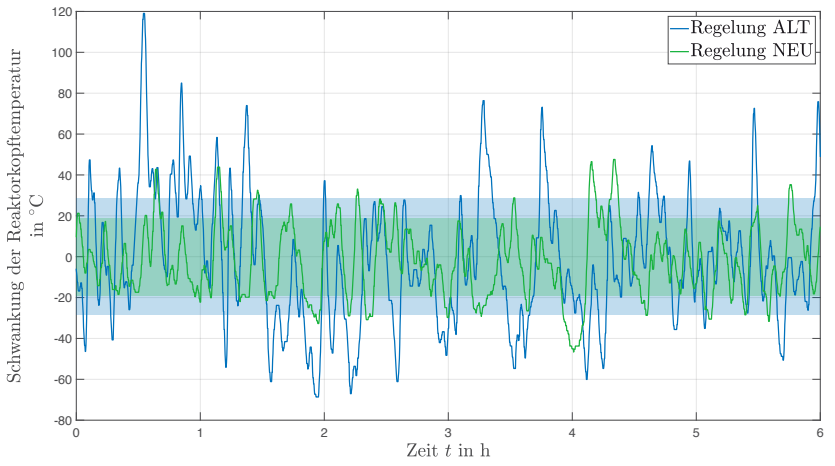


Abb. 9: Vergleich der Reaktorkopftemperaturschwankungen zwischen neuer und alter Regelung in einer mittelwertfreien Darstellung. Die eingezeichneten Bänder kennzeichnen die Schwankungsbreite einer Standardabweichung.

Es ist augenscheinlich, dass die Schwankungen (gekennzeichnet durch jeweilige Breite des eingezeichneten Bandes) durch die neue Regelung deutlich verkleinert werden. Dies bestätigt sich auch in der tageweisen statistischen Auswertung in Abbildung 10.

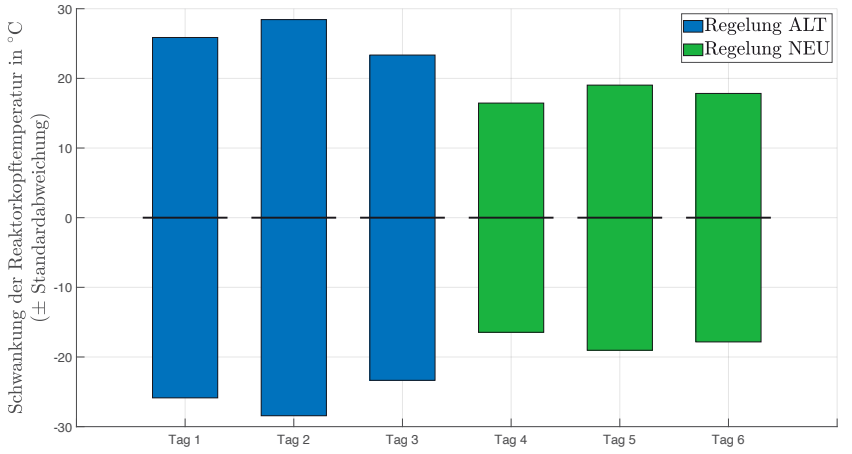


Abb. 10: Tageweise statistische Auswertung der Reaktorkopftemperaturschwankungen an Tagen mit vergleichbaren Betriebsbedingungen (Volllast, keine zusätzliche Klärschlammverbrennung)

Die mittlere Standardabweichung konnte von 28,4 °C (alte Regelung) auf 19,0 °C (neue Regelung) reduziert werden. Dies gilt insbesondere auch für Tag 6, an welchem, wie in Abschnitt 4.1 erwähnt, schwierigerer Brennstoff verfeuert wurde als an den anderen Tagen.

5. Schlussfolgerungen und Ausblick

Gegenüber der alten Regelung des produzierten Dampfmassenstroms weist die neu entwickelte, modellbasierte Regelung folgende strukturelle Verbesserungen auf:

- Schnellere Reaktion auf Störgrößen, wie beispielsweise Brennstoffinhomogenitäten, durch die zusätzliche Betrachtung des vom Rauchgas übertragenen Wärmestroms (Reduktion von Totzeiten und Zeitkonstanten);
- Abschwächung der gegenseitigen Beeinflussung zwischen Dampfmassenstromregelung und Dampftemperaturregelung durch zusätzliche Betrachtung des vom Rauchgas übertragenen Wärmestroms als Zwischengröße anstatt direkt des produzierten Dampfmassenstroms;
- Schnellere Reaktion bei Lastpunktwechseln (sprunghaften Änderungen des Sollwerts) durch Implementierung einer statischen Vorsteuerung.

Die gezeigten exemplarischen Ergebnisse und statistischen Auswertungen zeigen, dass mithilfe der neuen Regelung sowohl der Sollwert für den produzierten Dampfmassenstrom im Mittel erreicht wird als auch die Schwankungen des Istwerts um 23 % (gemessen an der Standardabweichung) reduziert werden. Zudem werden die Schwankungen der Reaktorkopftemperatur um 34 % (gemessen an der Standardabweichung) verringert, wodurch sich die thermische Belastung des Schamotts signifikant verkleinert.

Eine Hauptherausforderung besteht weiterhin in der Inhomogenität des Brennstoffes Müll, welche als Störgröße auf die Regelung wirkt. Zukünftiges Potenzial für eine weitere Optimierung wird daher in einer gezielten Vormischung zur Homogenisierung des Mülls gesehen, siehe beispielsweise [6]. Ein weiterer vielversprechender Ansatz zur Verbrennungsoptimierung ist die Entwicklung einer modellbasierten Ausbrandregelung [7] [8].

Danksagung

Die Forschung, die zu diesen Ergebnissen führte, wurde im Rahmen des österreichischen COMET-Programms unter der Förderungsnummer 869341 von BMK, BMDW und den Bundesländern Wien, Niederösterreich und Steiermark gefördert. Das COMET-Programm wird von der Österreichischen Forschungsförderungsgesellschaft (FFG) verwaltet.

6. Quellen

[1] Zimmerman, N.; Kyprianidis, K.; Lindberg, C. F.: Waste fuel combustion: Dynamic modeling and control. In: Processes. (Volume 6, Issue 11). November, 2018.

[2] Kozek, M.; Voigt, A.: Model based decoupling control for waste incineration plants. In: Proceedings of 3rd IEEE Conference on Industrial Electronics and Applications. Juni, 2008, S. 629–634.

[3] Niederwieser, H.; Zemann, C.; Gölles, M.; Reichhartinger, M.: Model-Based Estimation of the Flue Gas Mass Flow in Biomass Boilers. In: IEEE Transactions on Control Systems Technology. (Volume 29, Issue 4). Juli, 2021, S. 1609–1622.

[4] Niederwieser, H.; Zemann, C.; Gölles, M.; Reichhartinger, M.: Soft-Sensor for the On-Line Estimation of the Flue Gas Mass Flow in Biomass Boilers with Additional Monitoring of the Heat Exchanger Fouling. In: Proceedings of the 28th European Biomass Conference & Exhibition. Marseille: Juli, 2020, S. 280–284.

[5] Bauer, R.; Gölles, M.; Brunner, T.; Dourdoumas, N.; Obernberger, I.: Modellierung der Druck und Volumenstromverhältnisse in einer Biomasse-Feuerung. In: at – Automatisierungstechnik, (Band 55, Ausgabe 8). August, 2007. S. 404–410.

[6] Fellner, J.; Schwarzböck, T.: Performance impairment of Waste to Energy plants during waste delivery times–An analysis of relevant operating parameter. In: Waste Management. (Volume 124). April 2021, S. 303–313.

[7] Gölles, M.; Bauer, R.; Brunner, T.; Dourdoumas, N.; Obernberger, I.: Model based control of a biomass grate furnace. In: European Conference on Industrial Furnaces and Boilers. April 2011.

[8] Zemann, C.; Heinreichsberger, O.; Gölles, M.; Brunner, T.; Dourdoumas, N.; Obernberger, I.: Application of a Model Based Control Strategy at a Fixed Bed Biomass District Heating Plant. In: 22nd European Biomass Conference and Exhibition Proceedings. 2014, S. 1698–1705.

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

Wirkungsvolle Optimierung von Reststoff-verbrennungsanlagen mit Wirbelschichtfeuerung durch übergeordnete MPC-Regelung

Sebastian Sturm und Michael Merkel

1. Einleitung und Motivation 408
2. Problemstellung 410
2.1. Brennstoffmanagement 410
2.2. Optimierungskonzept 411
3. Model Predictive Control 412
3.1. Welche Stellgrößen wirken auf welche Regelgrößen? 412
3.2. Folgende Schritte sind für die Inbetriebnahme einer MPC notwendig 413
4. Einsparungs- und Mehrerlöspotenzial 414
4.1. Mehrverstromung Turbine 415
4.2. Gaseinsparung Steamblocks 415
4.3. Gesamteinsparung 415
5. Quellen 416

Durch die Umsetzung eines übergeordneten, modellbasierten Regelkonzepts für die Verbrennungsoptimierung eines Wirbelschicht-Reststoffkessels kann Erdgas eingespart sowie mehr erneuerbarer Strom produziert werden. In dieser Arbeit wird damit eine CO_2-Einsparung von > 1.000 t pro Jahr berechnet.

Anhand eines Vorher-Nachher-Vergleichs im Zuge des übergeordneten Optimierungsprojekts in der Papierindustrie wird gezeigt, dass die produzierten Dampfmengenschwankungen um 30 % reduziert werden konnten. Dabei wird

sowohl die Vorgabe an die Brennstoffzusammensetzung automatisiert beeinflusst als auch die Kessel-Leistungsvorgabe dynamisch aus den online berechneten Dampfbilanzen ermittelt.

Dies ermöglicht eine signifikant höhere Dampfproduktion sowie stabilere Prozessbedingungen bei gleichzeitiger Verringerung von notwendigen manuellen Eingriffen durch einen höheren Anlagenautomatisierungsgrad. Das gesamte Projekt wurde in einer Laufzeit von sechs Monaten realisiert.

1. Einleitung und Motivation

Die Dekarbonisierung von Industriestandorten ist erklärtes Ziel von Politik und Wirtschaft und notwendig, um die vorgegebenen Klimaziele zu erreichen. Die Verbrennung von Reststoffen in industriellen Anlagen trägt dabei maßgeblich zur erneuerbaren Energiebereitstellung von Produktionsprozessen und Energieversorgung bei. In Österreich beträgt der Anteil von brennbaren Abfällen an der gesamten Primärenergieerzeugung 5,8 %, im Vergleich zum EU-27 Schnitt von 2,3 % (Abbildung 1).

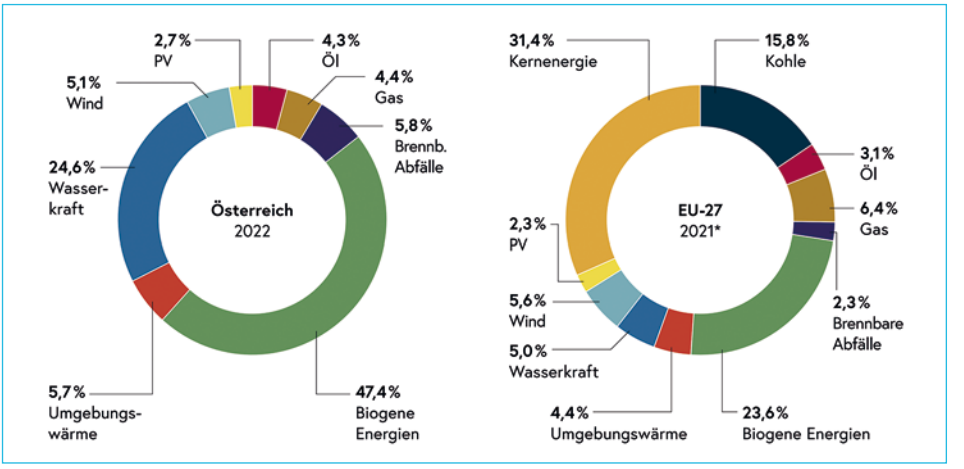


Abb. 1: Primärenergieerzeugung Österreich, EU-Schnitt [1]

Betrachtet man den Bruttoinlandsverbrauch, verbleibt ein Anteil von 2,2 % in Österreich bzw. 1,0 % im EU-27 Schnitt (Abbildung 2).

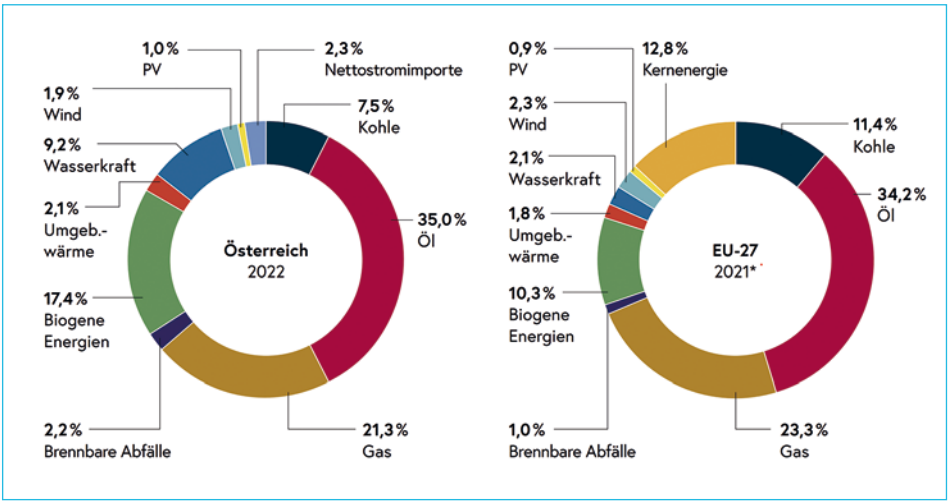


Abb. 2: Bruttoinlandsverbrauch Österreich, EU-Schnitt [1]

In Deutschland liegt die Energiebereitstellung der thermischen Abfallbehandlung (TAB) an Strom, Fernwärme und Prozessdampf bei über 30 Mio. MWh [2], was bei einem Primärenergieverbrauch von 10,7 Exajoule einem Anteil von 1,0 % (und damit EU-27 Schnitt) entspricht. Bei der Betrachtung der Wachstumsraten der einzelnen Energieträger für Österreich ist eine jährliche Zunahme von brennbaren Abfällen um 3,4 % seit 2005 ersichtlich (Abbildung 3).

Wachstum und Rückgang
der Energieträger

p.a. 2005–2022		2021–2022
+35,7 %	PV	+36,3 %
+10,5 %	Wind	+7,5 %
+7,3 %	Nettostromimporte	+15,4 %
+8,1 %	Umgebungswärme	+6,6 %
+3,4 %	Brennbare Abfälle	+3,5 %
+2,6 %	Biogene Energien	-4,3 %
-0,4 %	Wasserkraft	-10,4 %
-0,9 %	Gas	-10,9 %
-1,4 %	Öl	-4,2 %
-2,9 %	Kohle	-5,2 %

Abb. 3: Wachstum und Rückgang der Energieträger in Österreich [1]

Die Effizienz der thermischen Verwertungsprozesse ist von entscheidender Bedeutung, um die aufgewendete Energie bestmöglich zu nutzen.

Warum bleiben bestehende Potenziale oft ungenutzt?

Viele etablierte Steuerungs- und Regelungskonzepte in Verbrennungs- und Dampferzeugungsanlagen sind im Schwerpunkt auf eine robuste Prozessführung ausgelegt. Die Prioritäten liegen bei Prozessstabilität und Produktqualität. Damit vernachlässigen diese Konzepte jedoch das mit dynamischerer Fahrweise nutzbare Potenzial der Anlagen. Erhebliche Einsparungen, welche die Durchführung solcher Optimierungsmaßnahmen bieten würden, werden aufgrund von Angst vor Produktionsausfällen vernachlässigt. Ein weiterer Grund für die mangelnde Hebung von Optimierungspotenzialen sind in vielen Fällen die fehlenden internen Ressourcen fachlicher und zeitlicher Natur.

2. Problemstellung

Im Wirbelschichtkessel HKW 2 werden eigene und externe Reststoffe thermisch verwertet. Faserreststoffe, aber auch externe Brennstoffe wie Altholz, erzeugen eine nutzbare Frischdampfmenge von bis zu 68 t/h. Zusätzlich können mit zwei Gegendruck-Turbinen maximal 9 MW Strom erzeugt werden.

Die Leistungsregelung erfolgt über die Vorgabe von Materialeinbringung und Luftmengen. Dabei müssen Emissionsgrenzen nach Vorgabe der 17. BImSchV für CO und NO_x eingehalten sowie Anlagenlimitierungen berücksichtigt werden.

Die Wirbelbett-Temperatur soll für eine optimale Fluidisierung bei ca. 700 °C liegen.

2.1. Brennstoffmanagement

Die Mengen von zu verbrennendem Faserreststoff können stark schwanken, da dieser so zu verwerten ist, wie er aktuell anfällt. Die Regelung der Brennstoff- und Zwischenbunkerfüllstände muss dabei durch dynamische Einbringung von Altholz und Fremdbrennstoff erfolgen.

Die Qualität von Altholz schwankt zum Teil stark (Feinanteil). Der Feinanteil verbrennt nicht direkt im Wirbelbett, sondern wird von der Primärluft nach oben transportiert.

Über die Beeinflussung der resultierenden Brennstoffmischung muss der Heizwert gezielt manipuliert werden, um Wirbelbettdynamik und -temperaturen in einem optimalen Bereich zu halten. Mithilfe einer NIR-Messung können Brennstoffschwankungen 5 bis 10 min, bevor diese die Brennkammer erreichen, erfasst werden.

Abbildung 4 zeigt die Zusammenführung der unterschiedlichen Brennstoffarten.

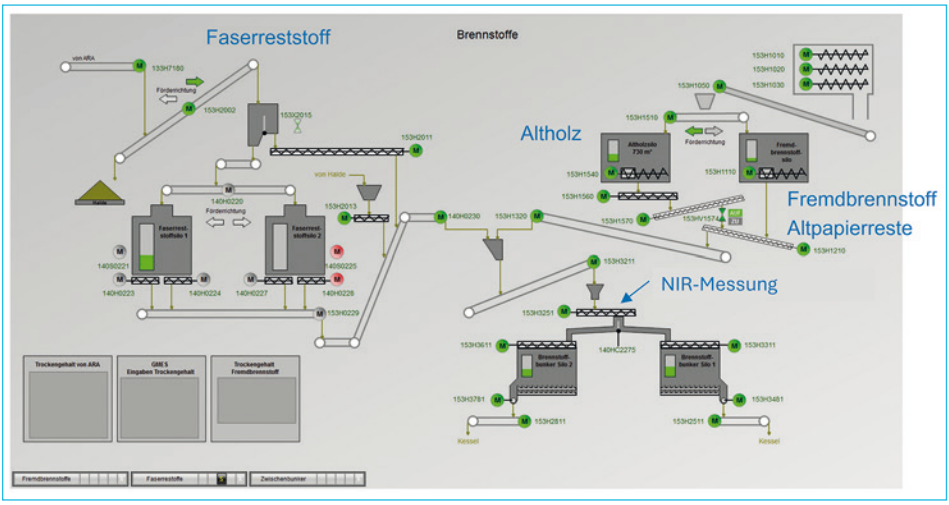


Abb. 4: Brennstoffzusammensetzung (SCADA-System)

Das Projektziel bestand in der Erhöhung der maximal möglichen Dampfproduktion des Reststoffkessels sowie in der verbrennungsseitigen Minimierung der CO- und NO_x- Emissionen. Weitere Zielsetzungen stellten die Erhöhung des Anlagenautomatisierungsgrades sowie die Minimierung von Handeingriffen dar.

2.2. Optimierungskonzept

- Auslastungsregelung: Die Leistung soll möglichst hochgehalten werden, abhängig von den aktuellen Limitierungen und vorausschauend auf die Brennstoffqualität
- Dampfmengenmaximierung: durch Verringerung der Schwankungsbreite sollen höhere mittlere Dampfmengen gefahren werden können (Abbildungen 5 und 6)
- Wirbelbett-Temperatur-Regelung im dafür optimalen Bereich, um gute Fluidisierung und stabilen Betrieb zu erreichen
- automatisiertes Brennstoffmanagement: Die schwankende Qualität des Brennstoffs soll vergleichmäßigt werden

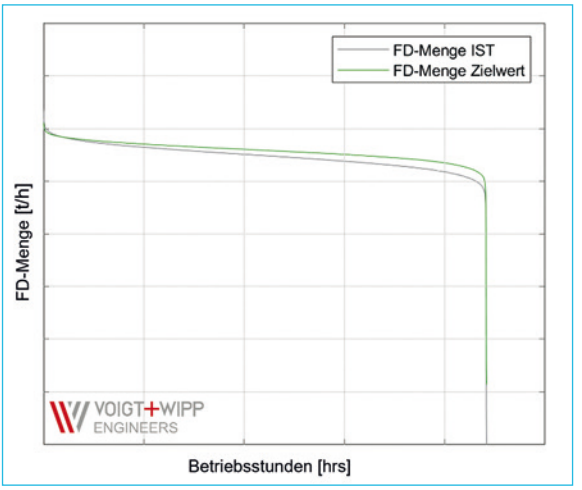


Abb. 5: Geplante Optimierung der Lastverteilung (FD-Mengen sind absteigend sortiert.)

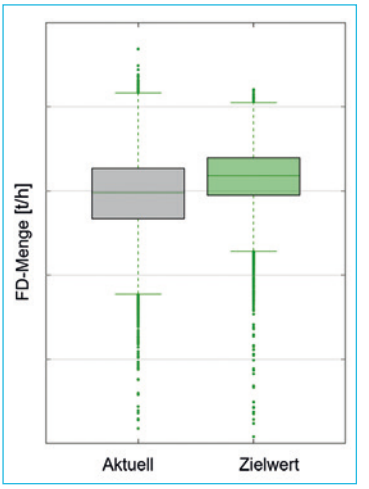


Abb. 6: Geplanter Vergleich der Dampfproduktion vor/ nach Optimierung

3. Model Predictive Control

Eine Herausforderung dabei, Verbrennungsprozesse stabil am Optimierungsziel zu betreiben, ist die Wechselwirkung der verschiedenen Prozessvariablen und die prozessbedingten Totzeiten.

Das gelingt, indem die Regelungslogik das System aus stark verkoppelten Stell- und Regelgrößen sowie messbaren Störeinflüssen modellbasiert, implizit berücksichtigt.

Besonders elegant löst diese Aufgabe ein MPC-basiertes Regelkonzept, natürlich unter Berücksichtigung von unterschiedlichem Zeitverhalten und identifizierten Prozessdynamiken.

So erhält man eine stabile konstante Verbrennung, die sich frühzeitig an Veränderungen anpasst.

3.1. Welche Stellgrößen wirken auf welche Regelgrößen?

Die Abhängigkeit der einzelnen Regel- und Stellgrößen kann anhand einer Tabelle visualisiert werden. Abbildung 7 zeigt für einen Auszug an möglichen Regelparametern die zusammengefassten, modellierten Wechselwirkungen des Gesamtsystems.

Stellgrößen \ Regelgrößen	Frischdampf	Bett-Temperatur	Emi CO/NO_x	...	...
Primärluftmenge					
Wirbelgasmenge					
Sekundärluftmenge					
Rezigasmenge Freiraum					
Rezigasmenge Primärluft					
...					
...					
...					

Abb. 7: Abhängigkeiten der einzelnen Regelgrößen (schematische Darstellung Gesamtsystem)

3.2. Folgende Schritte sind für die Inbetriebnahme einer MPC notwendig

- Streckenidentifikation und -modellierung (Abbildung 8)
- Simulation und Offline-Tuning
- Deployment und Online-Tuning

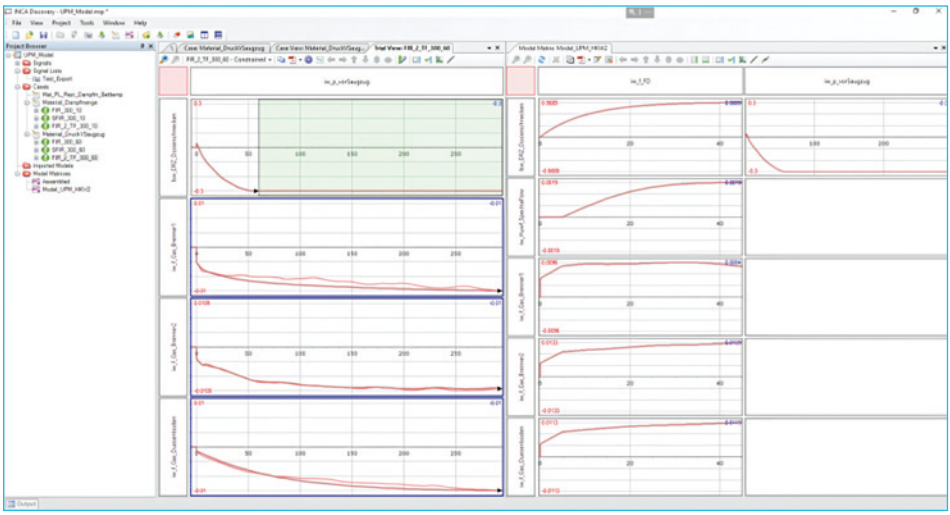


Abb. 8: MPC-Modellierung

Im Online-Betrieb können die kalkulierten Modellprädiktionen in Echtzeit eingesehen werden (Abbildung 9).

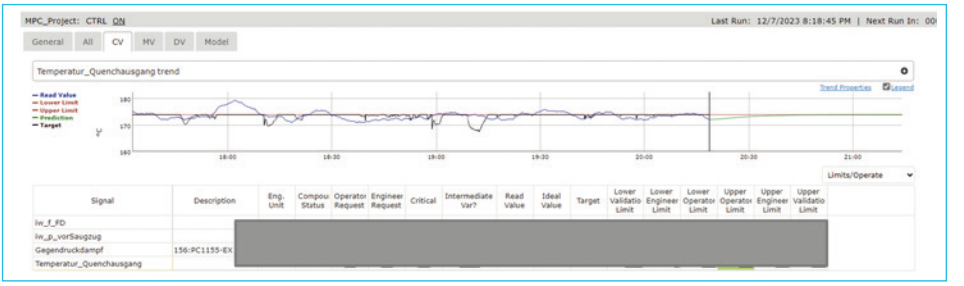


Abb. 9: Online-Prädiktion der Regelgrößen

4. Einsparungs- und Mehrerlöspotenzial

Die produzierten Dampfmengenschwankungen mit der übergeordneten Optimierung EPOC® konnten im Vergleich zur bisherigen Fahrweise um 30 % reduziert werden, wie durch alternierende, tagesweise Fahrweise verifiziert werden konnte (Abbildung 10).

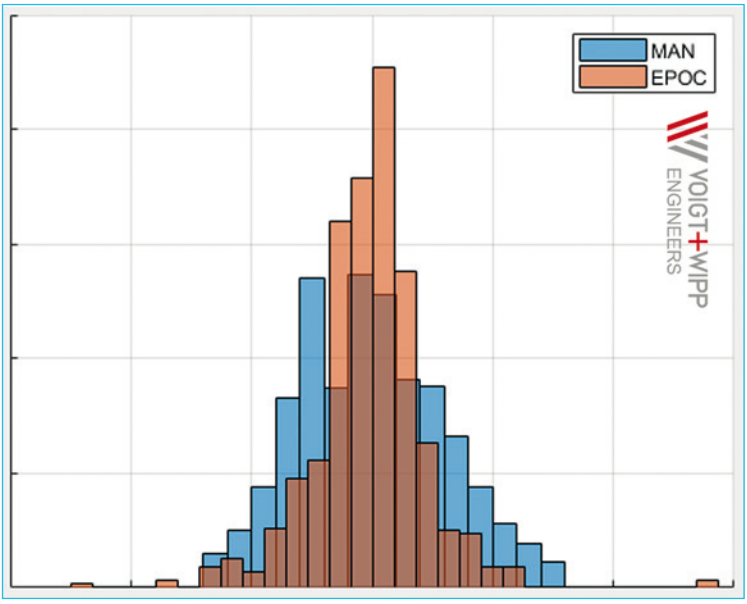


Abb. 10: Vergleich Dampfmengenschwankungen

Die Steigerung der produzierten Dampfmenge des Wirbelschichtkessels führt sowohl zu einer Mehrverstromung an der Dampfturbine DT HKW2 als auch zu einem geringeren Gasbedarf der Steamblocks. Die Auswirkungen von 1 t/h mehr produziertem Dampf zeigen die nachfolgenden Berechnungen.

4.1. Mehrverstromung Turbine

Abbildung 11 zeigt das TS-Zustandsdiagramm für die Turbinenentspannung. Bei den gegebenen Dampfparametern führt dies zu einer Steigerung der elektrischen Mehrverstromung pro t/h mehr produzierter Dampfmenge.

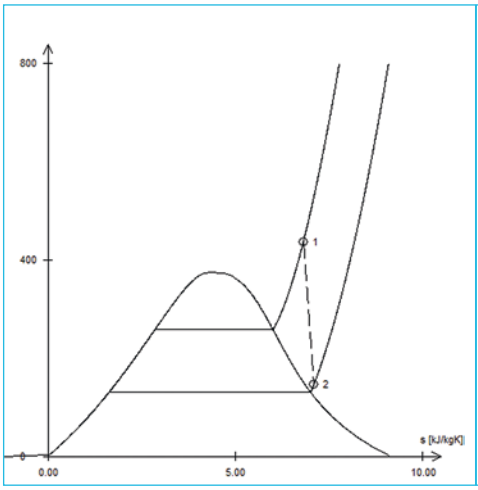


Abb. 11: Zustandsänderung Entspannung in der Turbine

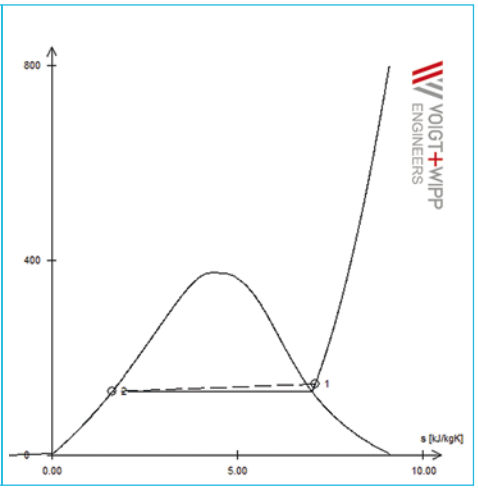


Abb. 12: Zustandsänderung Kondensation

4.2. Gaseinsparung Steamblocks

Der produzierte Dampf wird im Anschluss unter Wärmeabgabe kondensiert, welche den entsprechenden Abnehmern (PMs, Fernwärme) zugeführt wird (Abbildung 12).

4.3. Gesamteinsparung

Eine Mehrerzeugung von 1 t/h Dampf führt zu elektrischer Mehrverstromung sowie zu Leistungseinsparung der Steamblocks. Der Wirkungsgrad < 1 der Steamblocks ist hierbei noch nicht berücksichtigt.

Dadurch ergeben sich die in Tabelle 1 angeführten, kumulierten Einsparungen bzw. Erlöse. Dies entspricht einer CO_2-Einsparung von > 1.000 t pro Jahr pro t/h Dampf.

Bei einem Gaspreis von 30 €/MWh sowie einem Strompreis von 100 €/MWh ergibt dies einen jährlichen Mehrerlös von einem mittleren 6-stelligen Betrag, der durchschnittlich mehr produziert werden kann.

Zusätzlich ergibt sich bei einem aktuellen CO_2-Zertifikatpreis von ca. 70 €/t eine jährliche Einsparung im unteren 6-stelligen Bereich.

5. Quellen

[1] U. E. M. I. u. T. Bundesministerium für Klimaschutz, *Energie aus Österreich 2023*.

[2] M. Faulstich, *Perspektiven der thermischen Abfallbehandlung Roadmap 2040*.

Der Stand der ZWS-Technologie mit Sauerstoffverbrennung und ihr Potenzial für den Ausbau von BECCS-Anlagen in Deutschland

Grzegorz Szastok

1. Einleitung 417
2. Die Rolle der Oxy-Verbrennungstechnologie zur Kohlenstoffabscheidung 418
3. Entwicklung der Sauerstoffverbrennungstechnologie bei SFW 420
4. Beispiel für einen ZWS-Kessel mit Oxy-Verbrennung 424
5. Anwendungspotenzial der Oxy-Verbrennung in Deutschland 426
6. Quellen 427

BECCS – Bioenergie mit Kohlenstoffabscheidung und -speicherung
CCS – Kohlenstoffabscheidung und -speicherung
CCUS – Kohlenstoffabscheidung, -nutzung und -speicherung
LZA – Luftzerlegungsanlage
MEA – Monoethanolamine

1. Einleitung

Die Technologien zur Kohlenstoffabscheidung sind ein unvermeidlicher Bestandteil aller Dekarbonisierungsszenarien. CCS oder CCUS können in Kombination mit der Verbrennung CO_2-neutraler Brennstoffe sogar die CO_2-Emissionen aus anderen Quellen ausgleichen und damit zur Dekarbonisierung der schwer zu reduzierenden Sektoren beitragen. BECCS ist als eine dieser Technologien anerkannt.

Laut dem IRENA-Bericht *World Energy Transitions Outlook 2023. 1,5 °C Pathway* [1] erfordert die Begrenzung der globalen Erwärmung auf 1,5 °C bis 2050 eine Reduzierung der CO_2-Emissionen um 34,2 Gt CO_2/Jahr, wovon 8 % durch CC(U)S und 11 % durch BECCS erreicht werden sollen. Umgerechnet in Gt CO_2/Jahr entsprechen diese Prozentsätze 2,7 Gt CO_2/Jahr für CC(U)S und 3,8 Gt CO_2/Jahr für BECCS.

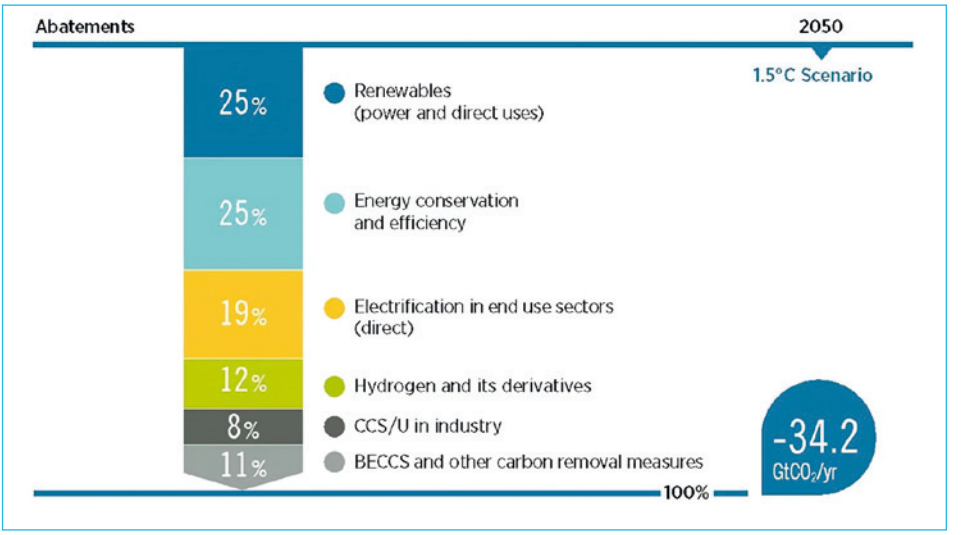


Abb. 1: CO_2-Minderung bis 2050 im 1,5 oC-Pfad [1]

Basierend auf dem *World Energy Transitions Outlook 2022* [2] der IRENA belief sich die installierte CCS-Gesamtkapazität in 24 kommerziellen, auf fossilen Brennstoffen basierenden, CCS-Anlagen im Jahr 2021 auf lediglich 0,04 Gt/Jahr an energie- und prozessbedingten CO_2-Emissionen. Zu diesem Zeitpunkt gab es nur drei in Betrieb befindliche kommerzielle BECCS-Anlagen, sieben weitere kommerzielle Anlagen befanden sich in der Entwicklung und die Abscheidungskapazität der in Betrieb befindlichen kommerziellen BECCS-Anlagen war mit 1,13 Mio. t/Jahr sehr gering. Sie lag weit unter dem Niveau, das für das Szenario der globalen Erwärmung von +1,5 °C erforderlich ist.

2. Die Rolle der Oxy-Verbrennungstechnologie zur Kohlenstoffabscheidung

Die Sauerstoffverbrennung kann wesentlich zu einer kostengünstigen und effizienten CO_2-Abscheidung beitragen, insbesondere wenn sie auf große CO_2-Quellen wie Großkraftwerk-, Industrie- und MVA-Kessel angewendet wird, die mit CO_2-neutralen Brennstoffen befeuert werden.

Durch die Oxy-Verbrennung können erhöhte CO_2-Konzentrationen im Rohrauchgas erreicht werden, wodurch der Abscheideaufwand für die weitere CO_2-Behandlung minimiert wird. Abbildung 2 zeigt den minimalen Energieaufwand für die CO_2-Abscheidung aus einem binären Gasgemisch, der stark von der molaren CO_2-Konzentration abhängt. Bei der Oxy-Verbrennung hat hier die CO_2-Konzentration von mehr als 90 % einen klaren Vorteil gegenüber der Luftverbrennung von festen Brennstoffen, die üblicherweise nur CO_2-Konzentrationen zwischen 10 und 15 % aufweisen. Der Konzentrationsunterschied führt hier zu einem wichtigen Unterschied in der Trennarbeit zugunsten der Oxy-Verbrennung.

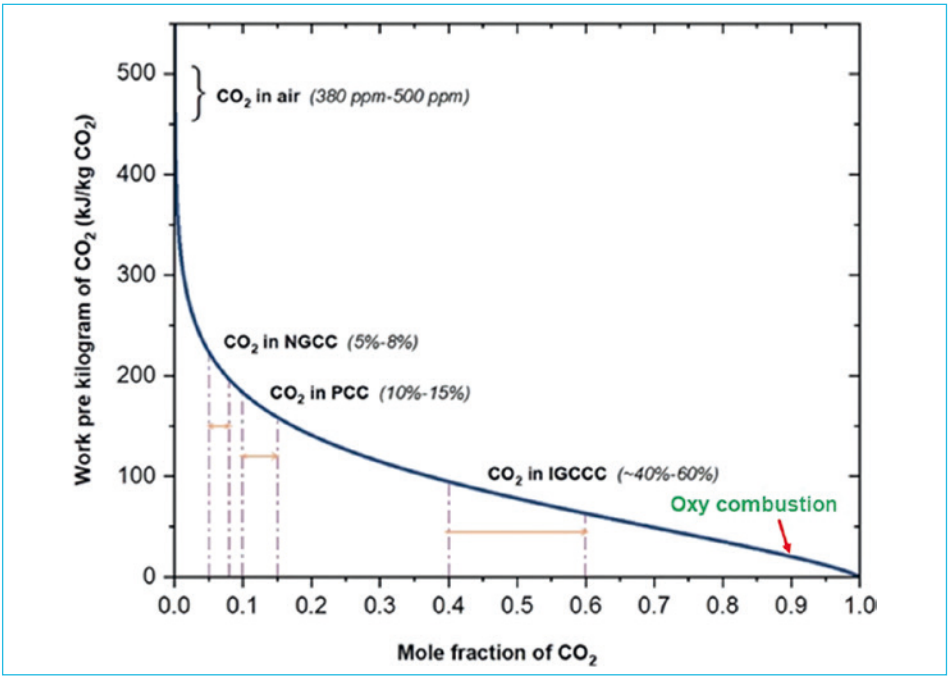


Abb. 2 Die thermodynamische Mindestenergie zur Abscheidung von CO_2 aus einem Gasgemisch (kJ/kg CO_2) bei 298 K, die sich mit der anfänglichen molaren Konzentration ändert, basierend auf [3].

Im Falle der Luftverbrennung müssen zur Abscheidung von CO_2 aus dem Rauchgas nachträgliche Abscheidungsmethoden angewendet werden – die sogenannten Post-Combustion-Verfahren. Einer der Hauptnachteile der CO_2-Abscheidungsmethoden nach der Verbrennung ist der hohe Energieverbrauch, der zu großen thermischen Gesamtwirkungsgradverlusten führt. Die hochmodernen MEA-Methoden benötigen mindestens 3,6 GJ/t CO_2-Wärmeeintrag [4]. Im Falle einer reinen Oxy-Verbrennung kann dieser negative Effekt vermieden werden. Wenn die Verbrennung mit Oxidationsmittel auf der Basis eines Luft- und Sauerstoff-Gemischs erfolgt, kann er zumindest begrenzt werden.

Die Hauptnachteile der Oxy-Verbrennung waren bisher die Kosten und Energieeinbußen, die sich aus der Sauerstoffproduktion in energieintensiven LZA ergeben. Der damit verbundene Energieaufwand beträgt 150–200 kWh/t O_2, abhängig von der produzierten Sauerstoffreinheit [5]. Dieser Nachteil dürfte mit der zunehmenden Anzahl von Elektrolyseuren, die Sauerstoff als Nebenprodukt erzeugen, verschwinden. Mit den ehrgeizigen Plänen der Bundesregierung, die Produktion von grünem Wasserstoff zu erhöhen, dürfte die Menge des auf dem Markt verfügbaren günstigen Sauerstoffs in den kommenden Jahren erheblich steigen. Infolgedessen werden spezielle Luftzerlegungsanlagen zur Bereitstellung von Sauerstoff für die Oxy-Verbrennung nicht erforderlich sein. Die damit verbundenen Investitions- und Betriebskosten sowie die negativen Auswirkungen auf den Wirkungsgrad der Energieerzeugung werden entfallen.

Um die Klimaziele zu erreichen, muss Deutschland das nationale Ziel für die Produktion von grünem Wasserstoff bis 2030 von 5 GW auf 10 GW verdoppeln [6]. Die entsprechende Produktion von grünem Wasserstoff soll im Jahr 2030 1 Mio. t/Jahr betragen. Die damit verbundene Sauerstoffproduktion wird also bis 2030 8 Mio. t/Jahr erreichen, verglichen mit der derzeitigen Sauerstoffproduktion von 4,2 Mio. t/Jahr [7]. Diese neue Entwicklung wird in den nächsten Jahren viel kostengünstigen überschüssigen Sauerstoff für Oxy-Verbrennungsanwendungen in Deutschland liefern.

3. Entwicklung der Sauerstoffverbrennungstechnologie bei SFW

SFW entwickelt seine Oxy-Verbrennungstechnologie (SFW Oxy+) seit 20 Jahren. Als Pionier und Marktführer in der ZWS-Verbrennung hat sich SFW auf die Oxy-Verbrennung in ZWS-Kesseln konzentriert. Grundlage für diese Entwicklung ist die Erfahrung aus mehr als 600 ausgelieferten ZWS-Kesseln.

Die Entwicklung begann 2004 im Labormaßstab und ging über kleine (0,1 MW_{th}) und große (1 MW_{th}) Pilotprojekte bis hin zu einer 30-MW_{th}-Demonstrationsanlage, die 2010 gebaut wurde.

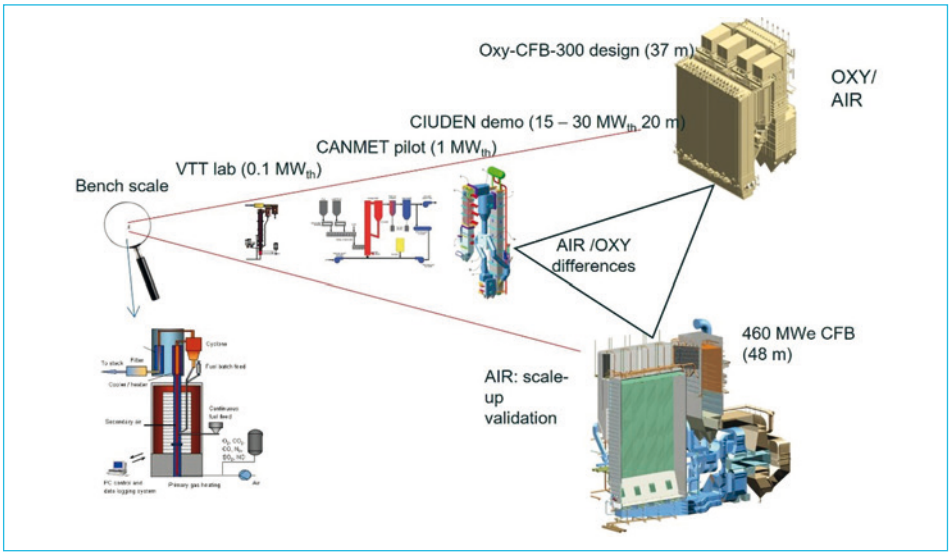


Abb. 3: Entwicklung der Oxy-Verbrennungstechnologie bei SFW

In den Jahren 2010–2012 baute und testete SFW einen ZWS-Kessel mit Oxy-Verbrennung in der CIUDEN-Testanlage in Compostilla in Spanien. Während der Tests entsprachen die Sauerstoffgehalte im Oxidationsmittel den Sauerstoffgehalten in der Luft. Der Kessel wurde mit einer Last von 15–20 MW_{th} betrieben.

Die nächste Testphase wurde 2014–2015 im Rahmen des von der EU geförderten Projekts O_2GEN durchgeführt. Der Kessel wurde zu der sogenannten 2. Generation umgerüstet und mit höheren Sauerstoffkonzentrationen von bis zu 40 % betrieben, wodurch eine höhere thermische Leistung von 20–30 MW_{th} erreicht werden konnte.

Das Compostilla-Projekt integrierte eine vollständige Prozesskette zur CO_2-Abscheidung von der Verbrennung über die Rauchgasreinigung, -rückführung und -mischung sowie die CO_2-Reinigung bis hin zur Transportanlage. In Abbildung 4 ist die Anlagenansicht dargestellt.

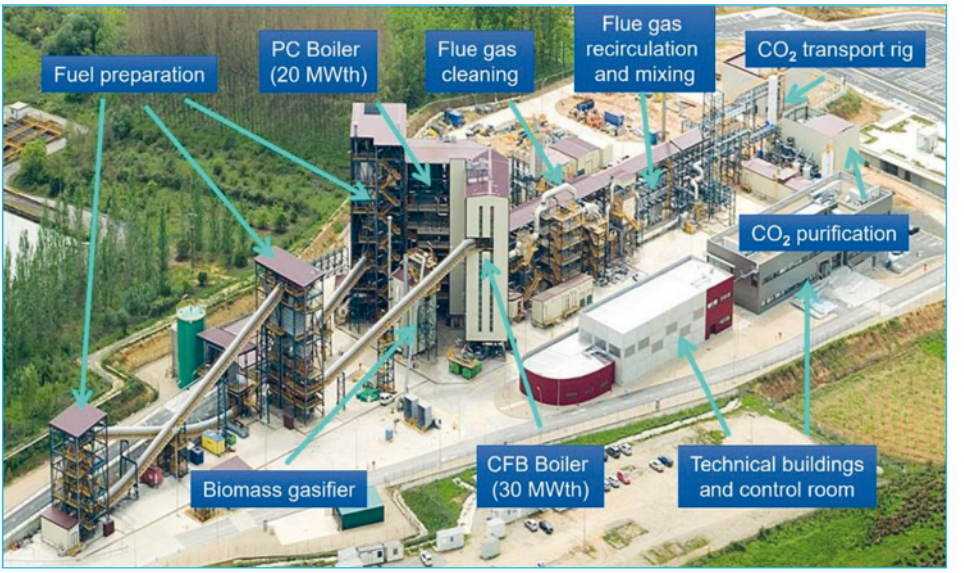
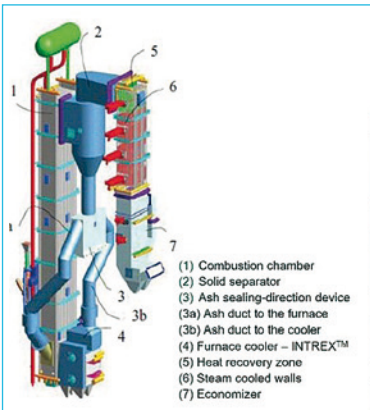


Abb. 4: Ansicht der Compostilla-Anlage

Das angewandte ZWS-Kesselkonzept ermöglicht es, mehrere Brennstoffe entweder unter konventioneller Verbrennung mit Luft oder mit Sauerstoff zu testen.

Die Abbildungen 5 und 6 zeigen die Details des Compostilla-ZWS-Kessels.



Furnace dimensions (height,width,depth) (meters)	20 x 2.9 x 1.7
Thermal power (MWth)	15 conventional (air) mode
	30 total oxycombustion mode (O2 + recirculated flue gases)
Maximum steam flow (t/h)	47.5
Superheated steam temperature (ºC)	250
Superheated steam pressure (bar)	30
Feed water temperature (ºC)	170
Outlet boiler flue gases temperature (ºC)	350-425
Oxygen consumption (kg/h)	8,775
Flue gas recycle (kg/h)	25,532
Coal consumption (kg/h)	5,469
Limestone consumption (kg/h)	720

Abb. 5: 3D-Ansicht von Compostilla-ZWS-Kessel und Hauptparameter

Der ZWS-Kessel ist in sog. Inline-Ausführung ausgelegt und mit einem gekühlten Abscheider mit Intrex-Dampfüberhitzer und einem typischen zweiten Zug ausgestattet.

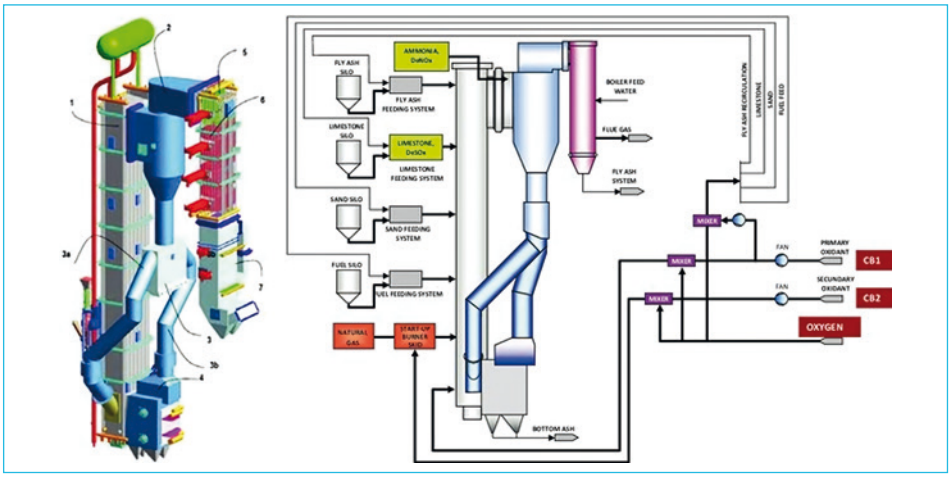


Abb. 6: Das Fließschema des Compostilla-ZWS-Kessels

Die wichtigsten Ergebnisse des Projekts werden im Folgenden vorgestellt:

- Während der Kesselinbetriebnahme und zwei Testprojekten am CIUDEN Oxy-ZWS-Kessel in den Jahren 2011–2012 und 2014–2015 wurde eine umfangreiche Prozessdatenbank aufgebaut.
- Der Schwerpunkt der Datenauswertung und -modellierung lag darauf, die Auswirkungen der Oxy-Verbrennung auf Verbrennung, Emissionen und Wärmeübertragung zu verstehen.
- Ein wichtiges Ergebnis war, dass bei gleichen Betriebsparametern die Wärmeübertragung in Feuerung auf dem gleichen Niveau wie bei der Luftverbrennung zu liegen scheint.
- Die Tests bestätigten die bisherigen Erkenntnisse aus kleineren Pilotanlagen, dass es keine großen Unterschiede in Bezug auf Emissionsverhalten und Kesselbetriebsweise im Vergleich zur Luftverbrennung gibt.
- Feuerungssteuerung wurde mit Oxidationsmittel O_2 demonstriert.
- Das Umschalten zwischen den Betriebsarten (air&oxy) kann durch eine automatisierte Sequenz reibungslos erfolgen. Es wurden keine prozesstechnischen Probleme festgestellt, die auf die Oxy-Verbrennungsbedingungen zurückzuführen sind.
- Es wurden keine signifikanten Verschmutzungen beobachtet. Im Bereich des ZWS-Heißkreislaufs und der Wärmerückgewinnung wurden keine Korrosionsprobleme beobachtet.
- Das OXY-CFB300 FEED-Konzept wurde auf der Grundlage der erhaltenen Ergebnisse entwickelt.

Die Ergebnisse des Forschungsprojekts wurden in mehreren Artikeln veröffentlicht, z. B. [8]. Basierend auf den Tests wurde ein 300-MW-ZW-FEED-Bericht erstellt [9].

Um die Anwendbarkeit der SFW-Oxy-Verbrennungstechnologie mit den gängigsten kohlenstoffarmen Kraftstoffen zu validieren, wurde im Hinblick auf die erwartete BECCS-Projektentwicklung im Jahr 2023 eine Testkampagne der SFW-Oxy-Verbrennungstechnologie an der Technischen Universität Darmstadt durchgeführt. Ziel war es, die Technologie mit EBS, Holzbiomasse und Agrobiomasse zu testen.

Die Ergebnisse zeigen das Folgende:

- Es gibt keine signifikanten Unterschiede im Feuerungsbetrieb.
- Druck-, Temperatur- und Wirbelbettprofile sind ähnlich wie bei früher getesteten fossilen Brennstoffen.
- Außer der üblichen wurden keine zusätzlichen Korrosionserscheinungen beobachtet.
- Die Oxy-Verbrennung von Biomasse/Abfallbrennstoffen ist technisch machbar.
- Das Rauchgasrezirkulationskonzept hat einen großen Einfluss auf die Gesamtleistung des Kessels.

Aufgrund der umfangreichen installierten CFB-Kesselbasis (mehr als 600 Einheiten) und den durchgeführten Testkampagnen ist die SFW-Oxy+-Technologie für den Einsatz im großen Maßstab ausgereift und kann zur Verbrennung von fossilen und CO_2-neutralen Brennstoffen angewendet werden. Sie kann entweder für neue ZWS-Kessel oder ZWS-Kesselnachrüstungen eingesetzt werden.

4. Beispiel für einen ZWS-Kessel mit Oxy-Verbrennung

Um die SFW-Oxy-Verbrennungstechnologie im industriellen Maßstab zu veranschaulichen, wurde ein 220-MW_{th}-ZWS-Kessel ausgewählt. Nachfolgend ist ein vereinfachtes Prozessdiagramm dargestellt.

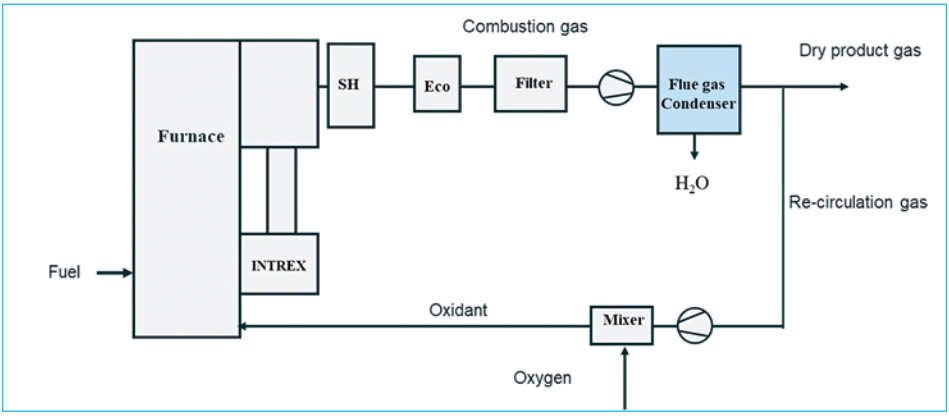
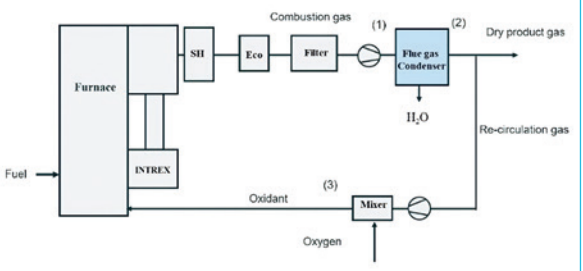


Abb. 7: Vereinfachtes Prozessdiagramm eines 220-MW_{th}-ZWS-Kessels mit SFW-Oxy+-Verbrennung

Der Kessel hat ein typisches ZWS-Kessel-Design. Dazu kommen ein Rauchgaskondensator und ein Oxidationsmittelmischer. Der Sauerstoff kann von der LZA oder einem Elektrolyseur zugeführt werden.

Die wichtigsten Prozessparameter im Oxy-Verbrennungsbetrieb sind in Abbildung 8 dargestellt.

	Unit	Value
Fuel (biomass)	$MW_{th,LHV}$	220
Oxygen	kg/s	19.1
Combustion gas (incl. 1% air leakage)	kg/s	130.5
Recirculation FG	kg/s	83.7
Product gas	kg/s	28.8
Oxidant gas	kg/s	102.9
FGC heat recovery	MW_{th}	60.5
Steam pressure	bar(a)	67
Steam temperature	C	487
Steam mass flow	kg/s	71.7



		Temp.	CO_2	H_2O	SO_2	N_2	O_2+
		C	mol-%	mol-%	mol-%	mol-%	mol-%
OXY	(1) Combustion gas	129	61.9	30.7	0	4.2	2.6
	(2) Re-circulation gas	37	84.4	5.6	0	5.6	3.6
	(3) Oxidant (average)	63	68.3	4.2	0	4.6	22.3
Air	Total flue gas	132	12.1	29.3	0	55.7	3.2

Abb. 8: 220-MW_{th}-Brennstoff-ZWS-Kessel mit Oxy-Verbrennung, Hauptprozessdaten für den Oxy-Betrieb

Wie bereits erwähnt, kann die SFW-Oxy+-Technologie auch zur Nachrüstung bestehender, bisher mit Luft betriebener, ZWS-Kessel eingesetzt werden.

Zu den Hauptelementen einer solchen Nachrüstung gehören:

- Rauchgasrückführungssystem und Sauerstoffmischanlagen,
- Minimierung des Lufteintritts in die Kesselstruktur,
- zusätzliche Heizflächen,
- optional: erhöhte Kraftstoffzufuhrkapazität.

Es gibt auch zwei neue Prozesseinheiten, die hinzugefügt werden müssen:

- Luftzerlegungsanlage (nur wenn keine Sauerstoffversorgung aus der Erzeugung von grünem Wasserstoff verfügbar ist),
- CO_2-Verdichtungs- und Reinigungsanlage.

Das vereinfachte Verfahrensdiagramm eines nachgerüsteten ZWS-Großkessels ist in Abbildung 9 dargestellt.

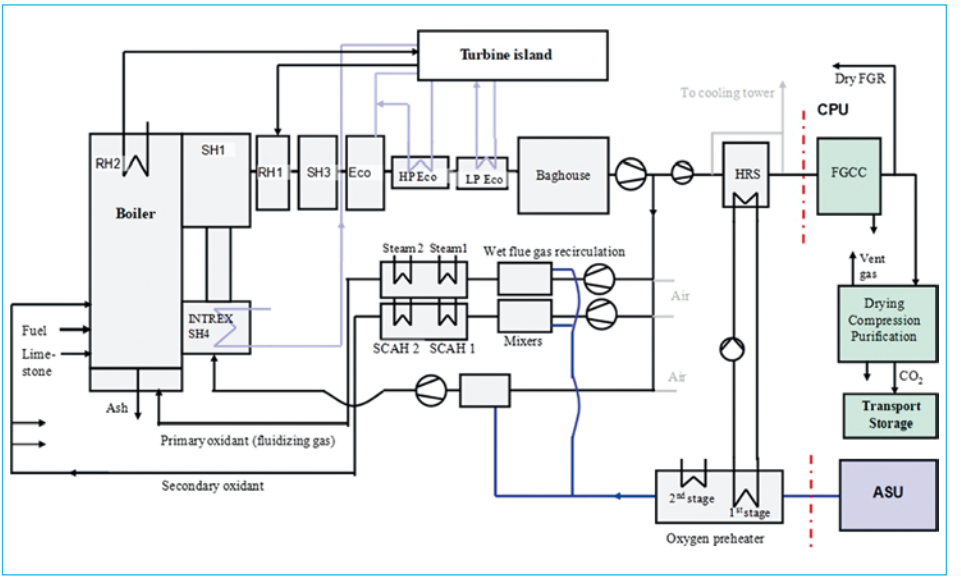


Abb. 9: Prozessdiagramm eines ZWS-Kessels, der auf den Oxy-Verbrennungsbetrieb umgerüstet wurde.

5. Anwendungspotenzial der Oxy-Verbrennung in Deutschland

Der geplante [6] beschleunigte Ausbau der grünen Wasserstoffproduktion in Deutschland und die daraus resultierende Verfügbarkeit von Sauerstoff schafft eine sehr gute Möglichkeit für die Entwicklung von BECCS-Projekten mit Oxy-Verbrennung.

Nach den Berechnungen des Verfassers birgt die Verwendung der geschätzten 8 Mio. t/Jahr Sauerstoff für BECCS-Projekte folgendes Potenzial:

- Einsparung von 1,2 TWh/Jahr Strom für die Sauerstofftrennung in LZA,
- Erzeugung (mit Einsatz von CO_2-neutralen Brennstoffen) von 8,4 TWh/Jahr Strom (unter Annahme eines thermischen Wirkungsgrads von 33 %),
- Abscheidung von 9,6 Mio. t/a CO_2, was zu äquivalenten negativen CO_2-Emissionen führt.

Es ermöglicht den Bau zuverlässiger, sauberer Kraftwerke auf Basis von Oxy-Verbrennung mit BECCS mit einer installierten Leistung von mehr als 1000 MW_e.

Das CO_2-Abscheidungspotenzial von 9,6 Mio. t/a, welches die Oxy-Verbrennung auf Basis von Sauerstoff aus der Erzeugung von grünem Wasserstoff bietet, entspricht 51 % der CO_2-Emissionen der deutschen Zementindustrie im Jahr 2022 [10] und könnte je nach verschiedenen in [11] genannten Studien zwischen 20 % und 56 % der geschätzten BECCS-Kapazität decken, die Deutschland im Jahr 2045 benötigt.

Die Investitionskosten und Genehmigungsfristen könnten erheblich gesenkt werden, wenn die BECCS-Projekte auf der Grundlage der Umstellung bestehender ZWS-Kessel auf Oxy-Verbrennung entwickelt würden. Wie im vorangegangenen Abschnitt beschrieben, können bei einer solchen Nachrüstung die meisten Komponenten eines bestehenden Kessels verwendet werden und es sind nur wenige neue Komponenten erforderlich, was im Vergleich zum Bau eines neuen Kessels erhebliche Einsparungen bedeutet und auch das Genehmigungsverfahren erleichtern dürfte.

SFW verfügt über eine Flotte von mit Biomasse befeuerten ZWS-Kesseln in Deutschland. Die meisten von ihnen wurden zwischen 1990 und 2005 geliefert und haben typischerweise eine Größe von etwa 20 MW_e. Sie können relativ einfach mit der SFW-Oxy+-Technologie nachgerüstet werden. Das könnte zu *negativen* CO_2-Emissionen beitragen, die die schwer zu reduzierenden Kohlendioxidemissionen der deutschen Industrie zumindest teilweise ausgleichen können.

6. Quellen

[1] IRENA (2023), World Energy Transitions Outlook 2023: 1.5°C Pathway, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi. Abbildung 1.5, Seite 52. World Energy Transitions Outlook 2023: 1.5°C Pathway (irena.org) (Stand: 16.07.2024).

[2] IRENA (2022), World Energy Transitions Outlook 2022: 1.5 °C Pathway, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi, Seite 47. World Energy Transitions Outlook 2022 (irena.org) (Stand: 16.07.2024).

[3] Xiaoyu Zhanga, Hongshuo Zhaoa, Qian Yanga, Mingshui Yaoc, Yi-nan Wua and Yifan Gu: Direct air capture of CO_2 in designed metal-organic frameworks at lab and pilot scale, In: Carbon Capture Science & Technology Volume 9, December 2023, 100145, https://doi.org/10.1016/j.ccst.2023.100145

[4] Julio Bravo, Donata Drapanauskaite, Nenad Sarunac, Carlos Romero, Thomas Jesikiewicz and Jonas Baltrusaitis: Optimization of Energy Requirements for CO_2 Post-Combustion Capture Process Through Advanced Thermal Integration., In: Fuel Volume 283, 1 January 2021, 118940 © 2020 published by Elsevier. Optimization of energy requirements for CO_2 post-combustion capture process through advanced thermal integration (osti.gov) (Stand: 16.07.2024).

[5] Banaszkiewicz T., Chorowski M. and Gizicki, W.: Comparative analysis of oxygen production for oxy-combustion application. 7th Trondheim CCS Conference, TCCS-7, June 5–6 2013, Trondheim, Norway, In: Energy Procedia Volume 51, 2014, Seiten 127–134. Comparative Analysis of Oxygen Production for Oxy-combustion Application – ScienceDirect (Stand: 16.07.2024).

[6] Germany doubles its green hydrogen production target for 2030 in new update of national strategy | Hydrogen Insight (Stand: 16.07.2024).

[7] Anorganische Grundchemikalien: Produktion 2022 | Statista (Stand: 16.07.2024).

[8] Timo Eriksson, Inaki Alvarez, Reijo Kuivalainen, Ossi Sippu, Francisco Muñoz, Jose A. Gutierrez Bravo, Kari Myöhänen, Jarno Parkkinen, Timo Hyppänen, Andrés Sánchez-Biezma, Pablo Gutierrez Cerezales: Large Pilot Scale Testing Of Oxy-Cfb Technology At Ciuden Es. CO_2 Centre And Its Application To The Oxy-Cfb-300 Compostilla Design. Proceedings of POWER-GEN Europe, Cologne, 3–5 June, 2014.

[9] OXYCFB300 Compostilla, Carbon Capture and Storage Demonstration Project, Knowledge Sharing FEED Report. Endesa, 1st Edition, December 2013, OXYCFB300 Compostilla Carbon Capture and Storage Demonstration Project: Knowledge Sharing FEED Report (globalccsinstitute.com) (Stand: 16.07.2024).

[10] Germany's net zero ambitions (cemnet.com) (Stand: 16.07.2024).

[11] BMWK (2022): Evaluierungsbericht der Bundesregierung zum Kohlendioxid-Speicherungsgesetz (KSpG), Abbildung 14, Seite 124, evaluierungsbericht-bundesregierung-kspg.pdf (zim.de) (Stand: 16.07.2024).

Abgasreinigung

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

Rauchgasreinigung beim Einsatz von Biomasse

Martin Sindram, Diethelm Walter und Frank Hernitschek

1. Einleitung 431
2. Emissionen aus Biomassefeuerungen 433
3. Verfahren zur trockenen Rauchgasreinigung 435
4. Verwendete Sorbenzien 436
5. Beispiele aus der Praxis 437
5.1. Altholzbefeuertes Kraftwerk der Spanplattenindustrie 437
5.2. Altholzbefeuertes Kraftwerk mit E-Filter 439
5.3. Trockene Rauchgasreinigung in Kombination mit Direktentschwefelung 440
5.4. Rauchgasreinigung an einem Biomassekraftwerk mit Holzvergasung 441
6. Spezifischer Bedarf für die Rauchgasreinigung an altholzbefeuerten Kraftwerken 443
7. Quellen 444

1. Einleitung

Das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) ist seit vielen Jahren ein maßgebliches Instrument zur Förderung des Einsatzes erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung. Einen wesentlichen Beitrag leistet hier die Nutzung von Biomasse zur Strom- und Wärmeerzeugung. Diese Biomasse wird als Festbrennstoff überwiegend in Form von Holz verwendet. Hier ist insbesondere Altholz zu nennen. Von besonderem Interesse für die Rauchgasreinigung (RGR) sind hier die Kategorien A3–A4. Aber auch Rinde, Stroh und Grünschnitt, Zitronenschalen oder andere biogene Brennstoffe finden Anwendung, werden aber hier nicht speziell betrachtet.

2019 verwerteten 91 Biomassekraftwerke in Deutschland, die vornehmlich Altholz als Inputstoff nutzen, fast die Hälfte des hierzulande anfallenden Altholzaufkommens. Im Jahr 2016 betrug die in Holzkraftwerken verwertete Menge noch über 60 Prozent des damaligen Aufkommens, 2018 waren es weniger als 50 Prozent. Spiegelbildlich hierzu stieg die Relevanz stofflicher Verwertung als z. B. Spanplatten erneut an. Die Brennstoffversorgung und insbesondere die Kosten des Brennstoffs sowie der erzielbare Preis für die erzeugte Energie gewinnen im Spannungsfeld stoffliche vs. energetische Verwertung, Förderung nach EEG sowie energetische Nutzung von Biomasse in anderen Prozessen immer mehr an Bedeutung. Für früh errichtete Anlagen läuft die Förderung nach EEG aus. Einzelne Anlagen, deren Förderung nach EEG auslief, haben den Betrieb eingestellt. Das betrifft insbesondere Anlagen mit keiner, saisonaler oder geringer Wärmeauskopplung.

Das Brennstoffaufkommen für Altholzkraftwerke in Deutschland stellt sich wie folgt dar:

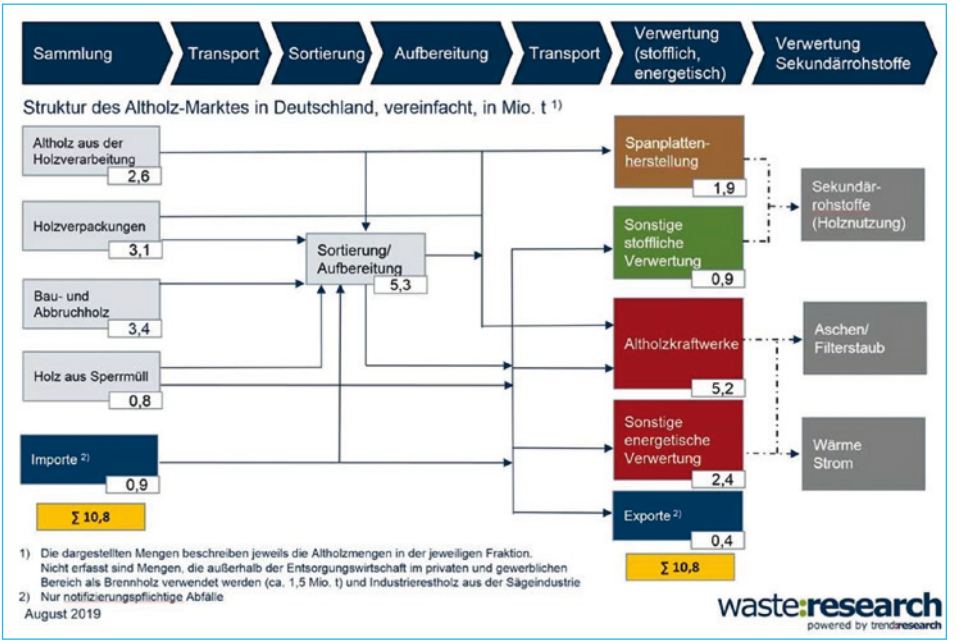


Abb. 1: Übersicht der Stoffströme für Altholz 2018 (waste:research c/o trend:research GmbH) [1].

Von den rund 250 in Betrieb befindlichen Anlagen sind unter dem Blickwinkel der Rauchgasreinigung ca. 100 Anlagen im Leistungsbereich > 5 MWel. von vorrangigem Interesse; diese repräsentieren etwa 80 % der Gesamtleistung von ca. 1.400 MWel. [10, eigene Daten].

Von den ca. 250 Anlagen sind ca. 120 mit einer RGR mit Sorbenseinsatz für gasförmige Schadstoffe ausgerüstet. Sie arbeiten in der Regel mit trockenen RGR-Verfahren unter Verwendung von pulverförmigen Sorbenzien. Zur Minderung von Stickoxiden (NOx) wird überwiegend das SNCR-, vereinzelt auch das SCR-Verfahren eingesetzt.

Bei Einsatz unbelasteter Hölzer (A1–A2) fallen die Anlagen i.d.R. in den Geltungsbereich der IED-Richtlinie (National: TA-Luft). Im Rahmen der TA-Luft wurden die Grenzwerte teilweise verschärft bzw. für einzelne Schadstoffe (z. B. Dioxine/Furane) verbindlich festgesetzt. Bei Einsatz von kontaminierten biogenen Brennstoffen (z. B. A3–A4-Hölzer) sowie der Planung neuer Anlagen wird die Einhaltung der Grenzwerte der 17. BImSchV gefordert. Bei Einsatz von Altholz verschiedener Klassen ist dabei die höchstbelastete Klasse bestimmend. Ist die Abscheidung weiterer emissionsrelevanter Schadstoffe wie Dioxine/Furane oder Schwermetalle notwendig, müssen weitergehende Maßnahmen zur Rauchgasreinigung ergriffen werden.

Im Bereich der auf biogenen Brennstoffen wie Stroh oder Holz basierenden Kraftwerksprozesse haben sich trockene, einstufige Rauchgasreinigungen auf Basis von Kalkhydraten bewährt [2]. Neben den technischen Vorteilen im Betrieb wird mit der Installation einer solchen Rauchgasreinigung auch Flexibilität für den Kraftwerksbetrieb hinsichtlich des Einsatzes sowohl gering als auch höher belasteter, kontaminierter Sortimente gewonnen. Für den Betreiber solcher Trockensorptionsverfahren bieten sich dabei besondere Vorteile durch die Verwendung optimal an seinen Prozess angepasster Sorbenzien. So ermöglicht z. B. die Verwendung hochreaktiver Kalkhydrate (Sorbacal® SP oder SPS) anstelle von herkömmlichem Kalkhydrat eine deutlich höhere Abscheideleistung hinsichtlich der sauren Schadgaskomponenten. Besteht die Notwendigkeit, weitere Gaskomponenten (z. B. Dioxine/Furane, Schwermetalle) zu binden, ist dies durch den Einsatz multifunktionaler Mischprodukte (z.B. Sorbacal® Micro) auf Basis von $Ca(OH)_2$ (herkömmliches Kalkhydrat oder hochreaktiver, hochoberflächiger Kalkhydrate) und geeigneter Adsorptionsmaterialien (Aktivkohle, Herdofenkoks oder mineralische Komponenten) ohne zusätzlichen apparativen und personellen Aufwand möglich.

2. Emissionen aus Biomassefeuerungen

Biomasse ist als Brennstoff nicht frei von emissionsrelevanten Schadstoffen. Eine prinzipielle Betrachtung zur Rauchgasreinigung zeigt folgendes Schema.

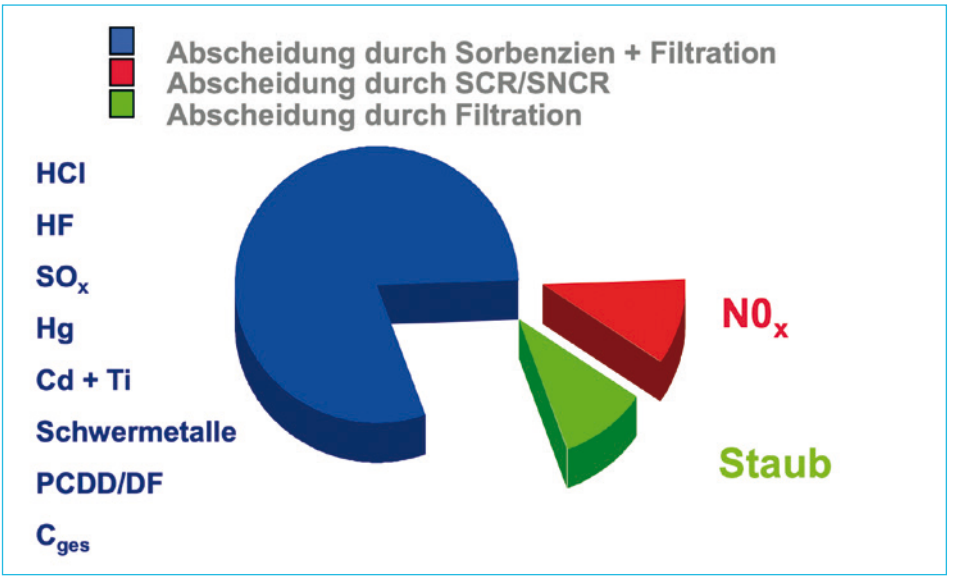


Abb. 2: Emissionsrelevante Schadstoffe und deren Abscheidung.

Bei vielen Anlagen mit Einsatz von A3–A4-Holz liegt SO_2 im Langzeitmittel bei 400 bis zu 600 mg/m^{3}Ntr. Vereinzelt treten Konzentrationen von bis zu 800 mg/m^{3}Ntr. SO_2 und bis zu 1.500 mg/m^{3}Ntr. HCl auf. Diese Werte, die im Bereich der Rohgaskonzentrationen mit Hausmüll betriebener thermischer Abfallverwertungsanlagen liegen, werden durch trockene Rauchgasreinigungsverfahren sicher beherrscht.

Bemerkenswert sind auch bei Einsatz von A1–A2-Hölzern die zunehmend insbesondere für HCl festgestellten höheren Rohgaskonzentrationen. Rohgaswerte von 100–150 mg/m^{3}Ntr. im Halbstundenmittel korrelieren häufig mit einem hohen Anteil von Grünschnitt oder Rinden im Brennstoff.

In Abbildung 3 sind die Ergebnisse einer einwöchigen kontinuierlichen Messung im Roh- und Reingas eines holzbefeuerten Biomassekraftwerkes (A1–A4-Holz; Rostfeuerung; Trockensorption mit hochoberflächigem Kalkhydrat mit 5 % HOK®) dargestellt. Die hier genannten Werte zeigen einen Einzelfall mit relativ geringem Anteil an Störstoffen.

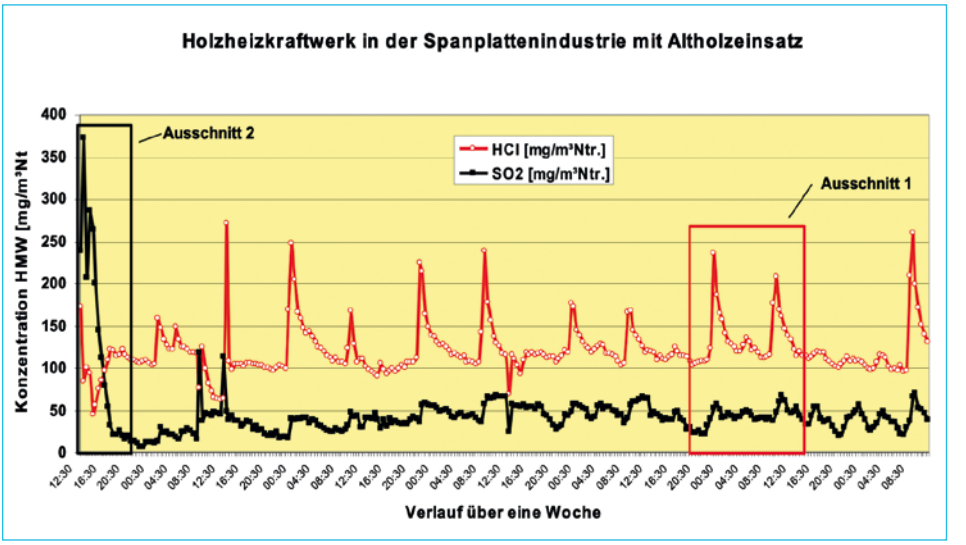


Abb. 3: Zeitlicher Verlauf der Rohgaskonzentrationen.

3. Verfahren zur trockenen Rauchgasreinigung

Mit Ad- oder Absorbenzien werden in trockenen Verfahren simultan saure, organische und metallische Gaskomponenten abgeschieden. Prinzipiell handelt es sich hier immer um das gleiche Arbeitsprinzip:

- Schadstoffe werden mithilfe von pulverförmigen Sorbenzien von der Gasphase in einen feststoffgebundenen Zustand überführt [7].

Neben der Reduzierung säurebildender Schadstoffe ist die Abscheidung ökotoxischer Stoffe wie Schwermetalle (z. B. Hg, Pb, Zn) und Dioxine/Furane (PCDD/PCDF) von besonderem Interesse.

Trockene Rauchgasreinigungen können modular an das Profil des Betreibers angepasst werden. Der einfachste Aufbau besteht aus einem als Sorptionsfilter ausgelegten Gewebefilter und einer Dosier-, Förder-, und Injektionseinrichtung. Der Rauchgaskanal wird hier als Reaktionsraum genutzt. Die Reaktion erfolgt im Gasstrom und in der Filterschicht. Mit diesem Aufbau ist schon eine effektive trockene Rauchgasreinigung möglich. Alle weiteren Module dienen hauptsächlich der Steigerung der Effektivität.

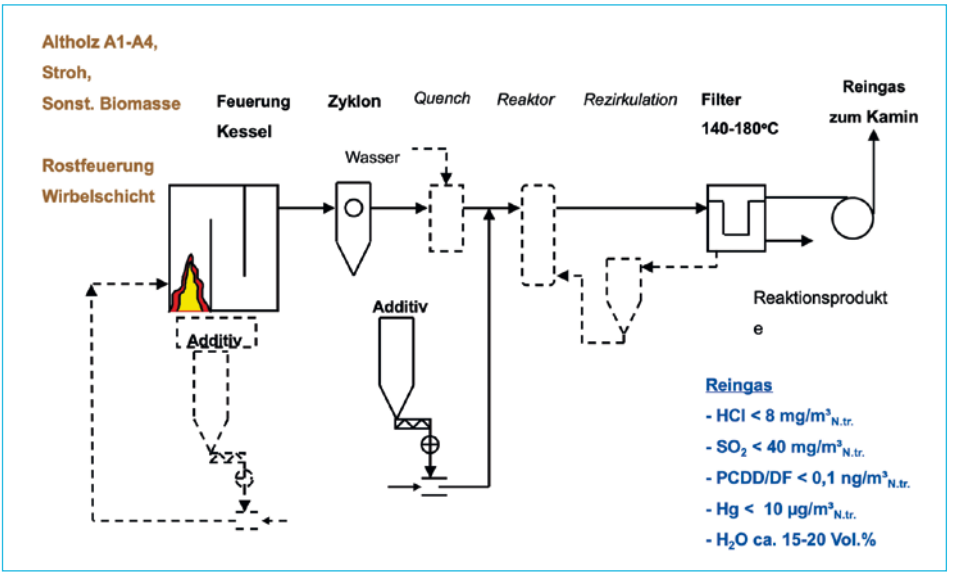


Abb. 4: Module der trockenen Rauchgasreinigung.

4. Verwendete Sorbenzien

Durch die günstigen Molverhältnisse kann Kalkhydrat sehr effektiv mit HCl und SO_2 reagieren. Bei vollständiger Reaktion (Stöchiometrie S=1) kann 1 kg HCl mit 1,016 kg Kalkhydrat und 1 kg SO_2 mit 1,156 kg Kalkhydrat neutralisiert werden. Dieser Fakt schlägt sich in der Praxis in niedrigen Verbräuchen bei überstöchiometrischer Zugabe nieder. Die in Europa verfügbaren Kalkhydrate weisen folgende wesentliche Eigenschaften auf [6]:

Tab. 1: Kalkhydrate für die Rauchgasreinigung (HSH= **H**igh **S**urface Area **H**ydrated Lime).

Parameter	Einheit	CL90	HSH A	HSH B
$Ca(OH)_2$	%	92 - 96	95 - 96	94 - 96
Spezifische Oberfläche BET	m²/g	14 - 22	> 30	> 40
Porenvolumen	cm³/g	0,07 - 0,08	0,15	0,20 - 0,25
Mittlere Korngröße D_{50}	µm	5 - 12	2 - 3	8 - 12

Die hier genannten Kalkprodukte werden verwendungsfertig geliefert. Sie müssen nur noch dosiert dem trockenen Rauchgasreinigungsprozess zugeführt werden. Eine aufwändige, energieintensive Aufbereitung, z. B. durch Nachvermahlung, ist nicht notwendig.

Durch die im Allgemeinen schnell ablaufende Absorption saurer Gasbestandteile und der anschließenden Bildung von Calciumsalzen werden die $Ca(OH)_2$-Partikeloberflächen belegt; die weitere Reaktionsgeschwindigkeit wird in der Praxis durch die Diffusion der zu absorbierenden gasförmigen Komponenten durch diese Grenzschicht bestimmt. Unter den in quasitrockenen und trockenen Abgasreinigungsverfahren vorliegenden Bedingungen verbleibt so ein chemisch noch reaktionsfähiger $Ca(OH)_2$-Kern [6Die Reaktionsprodukte belegen die verfügbare Oberfläche des Partikels und umhüllen das im Kern verbleibende Kalkhydrat. Diese Hülle erschwert den Zugang für die weitere Reaktion. Über die Beeinflussung der Prozessbedingungen oder der Kalkhydrateigenschaften kann man die Hülle entweder auflösen, aufbrechen, die Diffusion durch die Hülle ins Innere verbessern oder durch eine erhöhte Porosität den Weg ins Innere des Partikels offenhalten.

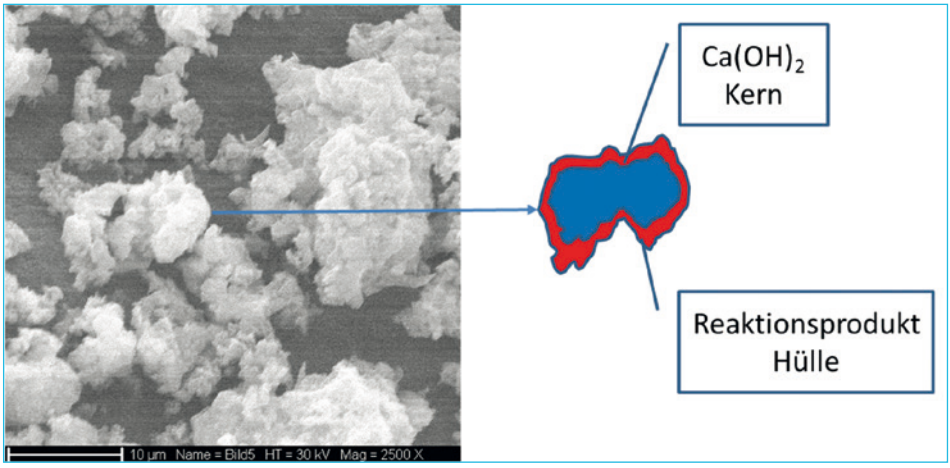


Abb. 5: Kalkhydrat REM und schematische Darstellung des Hülle-Kern Models [6].

5. Beispiele aus der Praxis

5.1. Altholzbefeuertes Kraftwerk der Spanplattenindustrie

Die Entwicklung beim Bau von holzbefeuerten Biomassekraftwerken hat ihre technischen Wurzeln in der energetischen Nutzung anfallender Reste aus der Holz- und Holzwerkstoffherstellung. Insbesondere in der Spanplattenherstellung, aber auch in der Papierindustrie, wo ein hoher Bedarf an Prozessdampf besteht, arbeiten seit langem Heizkraftwerke im Verbund mit der Produktion. Dieser Verbund ist gekennzeichnet durch hohe Anforderungen an die Verfügbarkeit der Kraftwerke. Hierdurch bedingt besteht die Forderung nach einer zuverlässigen, robusten und leistungsfähigen Rauchgasreinigung.

In Abhängigkeit vom Brennstoff gelten die Grenzwerte der TA-Luft (Holzklassen A I–A II), oder der 17. BImSchV (A III–A IV, mit Holzschutzmitteln behandelte oder halogenorganisch beschichtete Hölzer/Althölzer). Die Einhaltung hoher Abscheidegrade für HCl und SO_2 ist Voraussetzung für die hohe Verfügbarkeit des Kraftwerkes. Der Einsatz von hochoberflächigen Kalkhydraten führt zu einer Optimierung der Gesamtkosten sowie zu einer hohen Flexibilität im Brennstoffeinsatz.

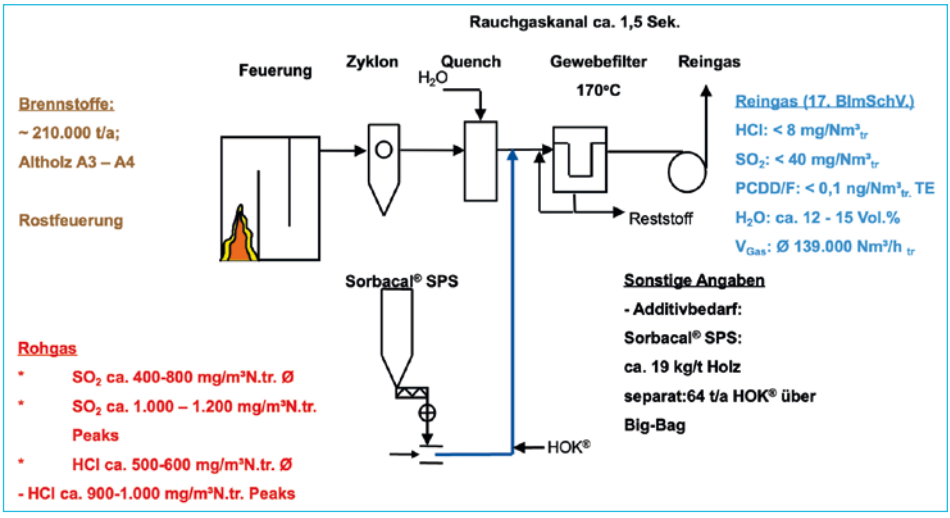


Abb. 6: Beispiel Holzheizkraftwerk mit Altholzeinsatz.

Hier ist ein extremes Beispiel dargestellt, in dem sehr hohe Schadstofffrachten für SO_2 im Rohgas vorlagen und gleichzeitig mit ca. 170 °C ein sehr ungünstiges Temperaturfenster vorgegeben war. Dennoch konnte mit hoher Effektivität auf die vorgegebenen Reingasgehalte gereinigt werden. Dies spiegelt sich in der Analyse der Reaktionsprodukte wider. Die Energieerzeugung ist bei diesem Verfahren von der Schadstofffracht im Brennstoff entkoppelt. Dies wird durch die hohe Leistungsfähigkeit des skizzierten Systems ermöglicht. Der Chloridgehalt liegt mit ca. 24 % sehr hoch. Calciumsulfid- und –Sulfatgehalte sind in Summe mit 16,5 % analysiert worden. Aus der chemischen Analyse berechnet sich ein Umsatz: (CaO analytisch bezogen auf CaO gebunden an S; F und Cl) von 41,1 %. Der Gehalt an $CaCO_3$ als Reaktionsprodukt aus der Einbindung von CO_2 liegt mit 13,5 % im erwarteten Bereich für einstufig konditionierte Trockensorptionsprozesse mit ca. 3- bis 5-facher Rezirkulation.

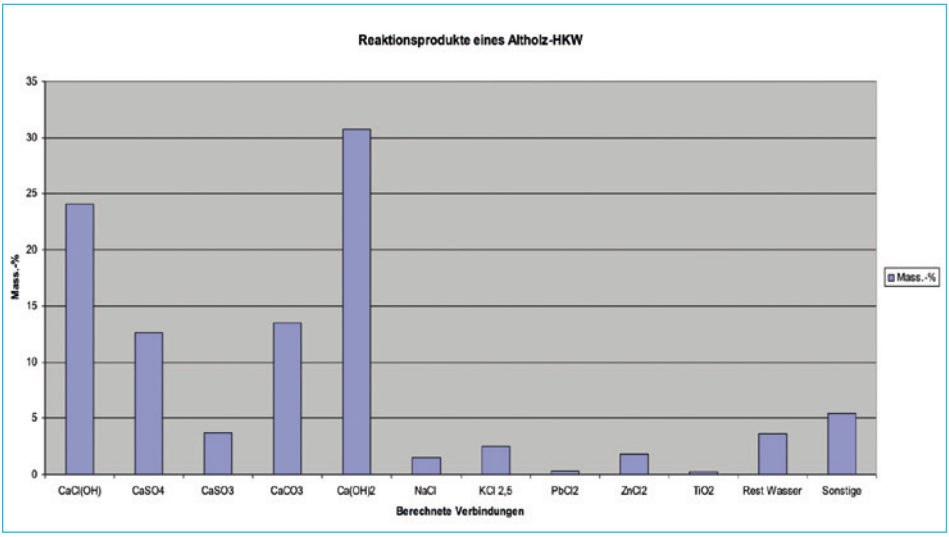


Abb. 7: Reaktionsproduktanalyse – Hauptbestandteile.

Der Chloridgehalt liegt mit ca. 24 % sehr hoch. Calciumsulfid- und –Sulfatgehalte sind in Summe mit 16,5 % analysiert worden. Aus der chemischen Analyse berechnet sich ein Umsatz: (CaO analytisch bezogen auf CaO gebunden an S; F und Cl) von 41,1 %. Der Gehalt an $CaCO_3$ als Reaktionsprodukt aus der Einbindung von CO_2 liegt mit 13,5 % im erwarteten Bereich für einstufig konditionierte Trockensorptionsprozesse mit ca. 3- bis 5-facher Rezirkulation.

Die Verwertung derartiger Reaktionsprodukte erfolgt, wenn A3–A4-Holz eingesetzt wird, im untertägigen Versatz (UTV) zur Sicherung von Salzbergwerken [8].

5.2. Altholzbefeuertes Kraftwerk mit E-Filter

Am ehemaligen Standort einer Zeche wird ein Heizkraftwerk betrieben, das ursprünglich die dort gewonnene Kohle und nun Altholz der Klassen A1–A2 verfeuert. Es werden zwei Kessel (je 6 t/h Altholz, Dampfparameter: 470 °C, 60 bar) betrieben, die über ein gemeinsames E-Filter (170 °C, V_{Gas}: ~ 45.000 m^3N/htr., H_2O: ca. 15 Vol.-%) entstaubt werden. Es werden 45 kg/h eines Mischprodukts mit 95 % hochoberflächigem Kalkhydrat und 5 % Minsorb® DX (Bezeichnung: Sorbacal Micro 4415®) eingesetzt. Zur Absenkung des SO_2-Rohgasgehaltes (400–500 mg/m^3) auf den hier erforderlichen Grenzwert < 200 mg SO_2/m^3Ntr. werden 42,75 kg/h $Ca(OH)_2$ vor dem E-Filter eingedüst. Dies entspricht einem durchschnittlichen SF von 1,8 (stöchiometrischer Faktor SF bezogen auf den Rohgasmassenstrom SO_2, HCl und HF). Zur Abscheidung von PCDD/DF wird eine Mischung mit 5 % mineralischem Sorbens eingesetzt. Die spezifische Minsorb® DX-Dosiermenge liegt bei ca. 50 mg/m^3Ntr. Abgas (2,25 kg/h). Das ist ein auch für Aktivkohle oder HOK® üblicher Wert im Bereich der Altholzkraftwerke.

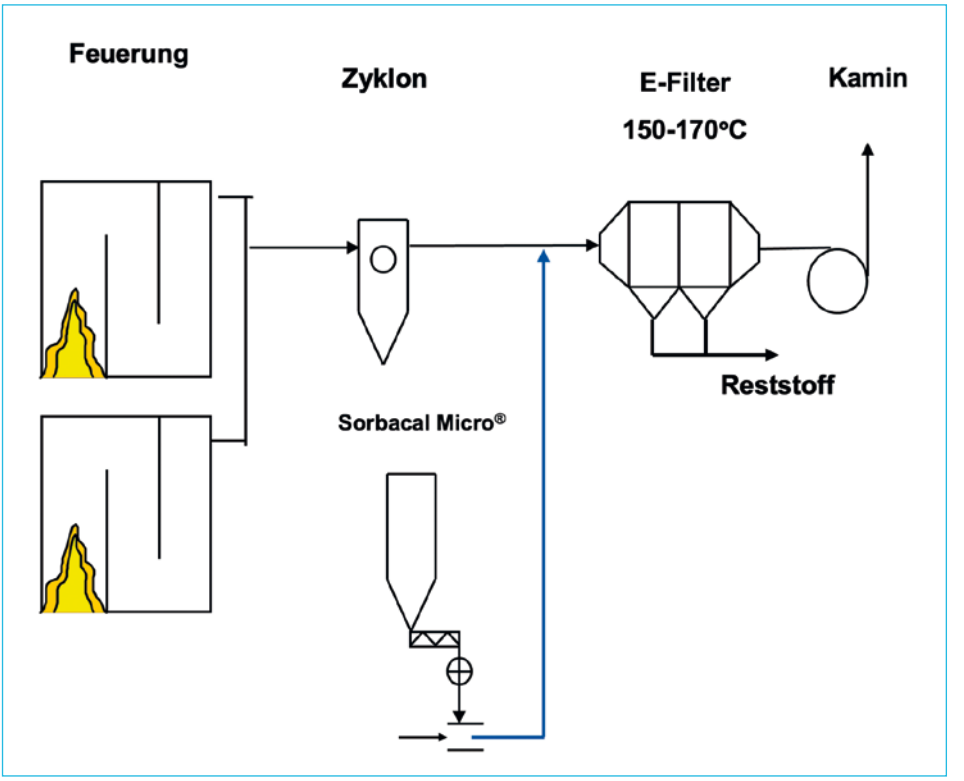


Abb. 8: Biomasseheizkraftwerk mit Trockensorption am E-Filter.

5.3. Trockene Rauchgasreinigung in Kombination mit Direktentschwefelung

Mit hochoberflächigen Kalkhydraten ist es möglich, aus dem Stand heraus auftretende Rohgasspitzen in der Rauchgasreinigung sicher durch kurzzeitige Anpassung der Dosiermenge abzufangen. Bei Bedarf zur höheren Abscheideleistung für SO_2 kann an Stelle von Sorbacal® SP das für die SO_2-Abscheidung optimierte Sorbacal® SPS verwendet werden. In einigen Fällen führt jedoch die doppelte Aufgabe, niedrigere Grenzwerte bei höherer Rohgasfracht einzuhalten, zur Notwendigkeit nachzurüsten.

Einzelne Anlagen sind daher mit einer Direktentschwefelung ausgerüstet, die in Kombination mit der vorgenannten Stufe betrieben wird.

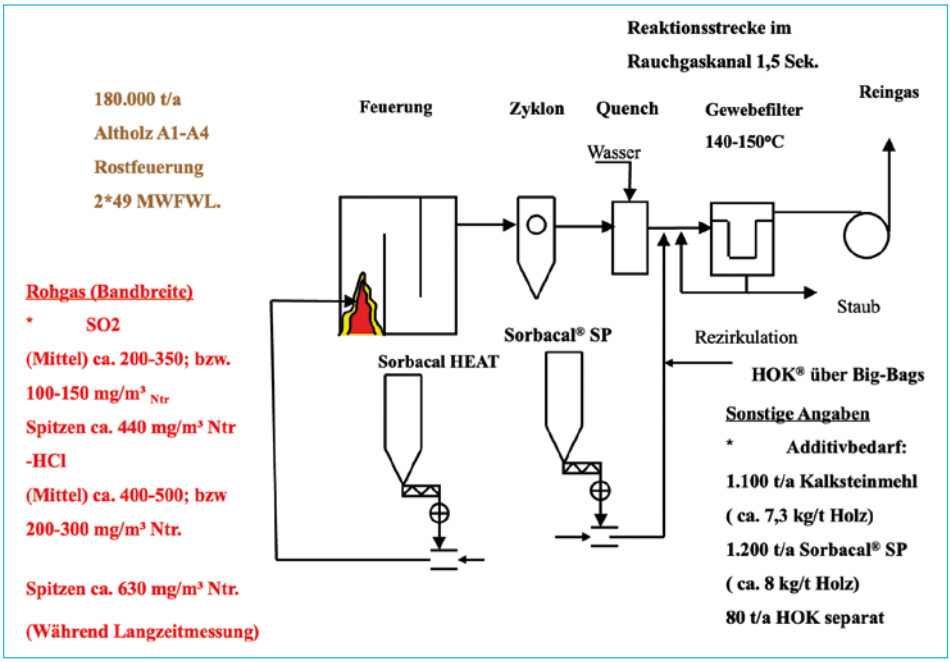


Abb. 9: Holzheizkraftwerk mit Altholzeinsatz.

Die Einhaltung der Grenzwerte für HCl und SO_2 ist Voraussetzung für die hohe Verfügbarkeit des Kraftwerkes. Der Einsatz der Direktentschwefelung mit Kalksteinmehl (Bezeichnung: Sorbacal® HEAT 2000) zusammen mit der trockenen Rauchgasreinigung mit hochoberflächigen Kalkhydraten führt zu einer Optimierung der Gesamtkosten sowie zu einer hohen Flexibilität im Brennstoffeinsatz. Die Direktentschwefelung bietet hier die Möglichkeit, SO_2 kostengünstig nach Bedarf zu begrenzen. Dies wird durch die hohe Leistungsfähigkeit des skizzierten Systems ermöglicht. Realisiert wurde bei Anlagen, die nur gelegentlich höhere Spitzenwerte abfangen müssen, auch die Verwendung von Kalkhydrat statt Kalksteinmehl im Kessel.

5.4. Rauchgasreinigung an einem Biomassekraftwerk mit Holzvergasung

Die Holzvergasung wird großtechnisch an wenigen Anlagen umgesetzt. In entsprechenden Reaktoren erzeugtes Brenngas wird in einer Rauchgasreinigung zur Verwendung in einem Gasmotor aufbereitet. Beispielhaft ist hier die Pyroforce-Technologie dargestellt. Die Gasreinigung ist mehrstufig und besteht aus Gaskühler, Filter und Wäscher. Das Filter ist hier dem Wäscher vorgeschaltet. Vor dem Filter werden je Linie ca. 7 kg/h (ca. 10 kg/t Holz) eines hochoberflächigen Kalkhydrats in den Gasstrom zugeführt. Dieses Kalkhydrat schützt das Filter-

medium und bindet Teerbestandteile und weitere Komponenten. Diese werden am Filter ausgetragen und belasten den nachgeschalteten Wäscher nicht mehr. Auch die Positionierung des Filters nach dem Wäscher ist möglich.

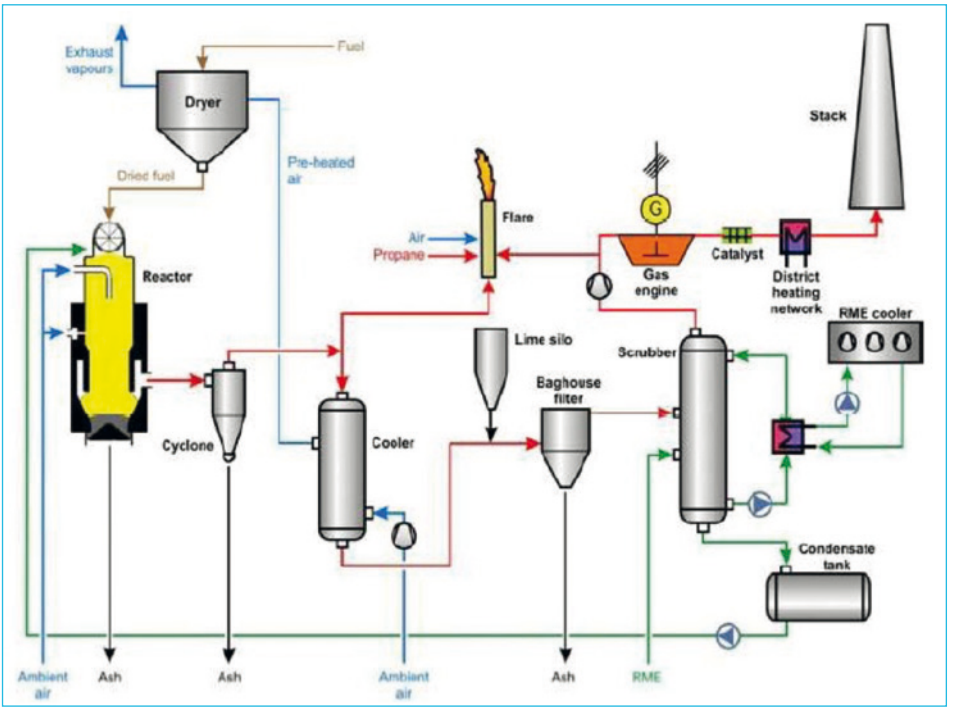


Abb. 10: Anlagenschema Holzgasreinigung [9].

Der Rohgaskühler besteht aus einem Luft/Rohgas-Röhrenwärmetauscher nach dem Gegenstromprinzip. Die technische Herausforderung besteht darin, das Auskondensieren von langkettigen Kohlenwasserstoffverbindungen > C_6H_6 (Teere) aus dem Rohgas beim Herabkühlen von 650 auf 160 °C zu verhindern.

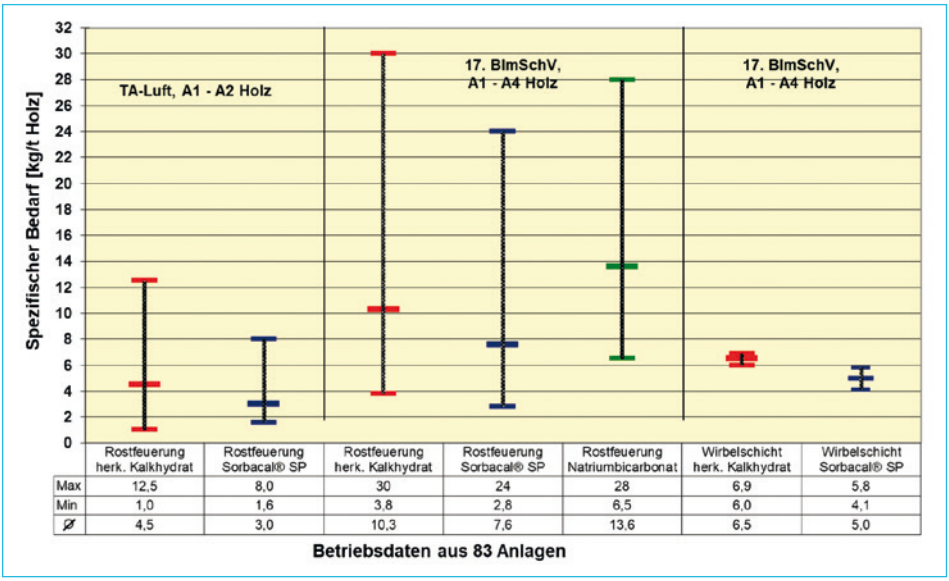
Filtersystem: Nachdem der Rohgasstrom mit einem Adsorbens angereichert worden ist, werden dieser und darüberhinausgehende Staubbeladungen im Gewebefilter abgeschieden. Das Adsorbens bindet und neutralisiert während der Kühlung auskondensierte saure und in Tropfenform mitgeführte Bestandteile.

Wäscherkühler: Als Waschmedium wird RME (RapsMethylEster/ Biodiesel) oder Wasser verwendet. Das vorgereinigte Rohgas wird auf 40 °C heruntergekühlt und dabei werden auskondensierende langkettige Kohlenwasserstoffverbindungen (Teere) gebunden und in den Prozess zurückgeführt, sodass keine Kondensate zur Entsorgung anfallen [9].

6. Spezifischer Bedarf für die Rauchgasreinigung an altholzbefeuerten Kraftwerken

Es wurden die verfügbaren Betriebsdaten von insgesamt 102 Anlagen mit einer Kesselleistung > 5 MW hinsichtlich des Adsorbenseinsatzes ausgewertet. Von diesen arbeiten 19 Anlagen, diese setzen etwa 1,07 Mio. t/a nicht kontaminierte Hölzer (A1–A2) ein, ohne Adsorbenseinsatz.

Aus einer Anzahl von 83 in Betrieb befindlichen Anlagen mit einer jährlichen Durchsatzleistung von ca. 6,76 Mio. t Holz und Altholz wurde über den jährlichen Brennstoffeinsatz und den Jahresverbrauch an Sorbenzien in Form von herkömmlichem Kalkhydrat, Natriumbicarbonat und HSH hochoberflächigem Spezialkalkhydrat der spezifische Adsorbensbedarf in kg/t Holz ermittelt. Die Daten in der unten gezeigten Abbildung wurden nach Art des Brennstoffes und der Feuerung sowie der geltenden Grenzwerte klassiert.



	Rostfeuerung herk. Kalkhydrat	Rostfeuerung Sorbacal® SP	Rostfeuerung herk. Kalkhydrat	Rostfeuerung Sorbacal® SP	Rostfeuerung Natriumbicarbonat	Wirbelschicht herk. Kalkhydrat	Wirbelschicht Sorbacal® SP
Max	12,5	8,0	30	24	28	6,9	5,8
Min	1,0	1,6	3,8	2,8	6,5	6,0	4,1
Ø	4,5	3,0	10,3	7,6	13,6	6,5	5,0

Abb. 11: Spezifischer Adsorbensbedarf an Trockensorptionsanlagen für Holzbefeuerte Kraftwerke.

Die Erhebung beruht auf Daten der o.g. Anlagezahl; sie deckt nicht alle Anlagen in Deutschland ab und stellt eine vereinfachte Sicht dar. Es wird z. B. nicht auf Details der einzelnen einstufigen trockenen Rauchgasreinigungsanlagen eingegangen. Das Ergebnis zeigt jedoch deutliche Trends auf.

Bei Einsatz von A1–A2-Holz ist generell ein niedrigerer Sorbensbedarf notwendig als bei Einsatz von A3–A4-Holz. Der Verbrauch dieser Anlagen weist eine weitaus geringere Bandbreite auf, was den gleichmäßigeren und geringeren Schadstoffeintrag über den Brennstoff widerspiegelt. Der Unterschied im Verbrauch zwi-

schen herkömmlichem Kalkhydrat (4,5 kg/t) und dem für die Trockensorption optimierten Sorbens (3 kg/t) ist durchschnittlich 50 % höher. Die notwendigen Grenzwerte werden bei diesen Anlagen mit beiden Sorbenzien erreicht.

Bei den nach 17. BImSchV arbeitenden Anlagen wird der Verbrauch durch eine große Streuung charakterisiert. Bei einem Mittelwert von ca. 10,3 kg/t Holz (herkömmliches Kalkhydrat) liegt die Spannweite bei 3,8 bis 30 kg/t Holz. Der Einsatz von hochoberflächigen Kalkhydraten ermöglicht hier – wie im direkten Vergleich immer wieder festgestellt – durchgehend niedrigere Verbräuche, die im Mittel bei 7,6 kg/t Holz und somit um 35 % niedriger liegen. Die Spannweite reicht hier von 2,8 bis 24 kg/t Holz. Im direkten Vergleich wurde durch den Einsatz von Kalkhydrat mit > 40 m^2/g nach BET in jedem Falle der Verbrauch erheblich reduziert. Die realisierten Einsparungen liegen beim direkten Vergleich im Bereich von 40 bis 60 %. Die Anlagen mit Einsatz von Natriumbicarbonat weisen mit durchschnittlich 13,6 kg/t Holz den höchsten spezifischen Bedarf auf. Diese Technik stellt die teuerste Variante hinsichtlich der Gesamtkosten der trockenen Rauchgasreinigung dar [8]. Sie ist nur in wenigen Anlagen in Deutschland realisiert.

Bei den Wirbelschichtfeuerungen liegt der Kalkhydratverbrauch im Mittel bei 6,5 kg/t Holz. Dieser niedrigere Bedarf spiegelt die niedrigeren Emissionsfrachten für die Rauchgasreinigung aufgrund der Direkteinbindung von SO_2 im Wirbelbett wider [7]. Auch bei Wirbelschichtfeuerungen wird durch den Einsatz von hochoberflächigen Kalkhydraten der Additivbedarf gesenkt, was sich in einem mittleren Bedarf von ca. 5 kg/t Holz widerspiegelt.

7. Quellen

[1] https://www.energie-experten.org/erneuerbare-energien/biomasse/biomassekraftwerk/holzkraftwerk

[2] Wolfgang Zieger: „Planung eines Biomasseheizkraftwerkes im Spannungsfeld der Wünsche und Forderungen von politischen Meinungsbildnern nach dem *optimalsten* Stand der Technik – Forderung nasser Rauchgasreinigung gegen Trockensorption“; 8. Potsdamer Fachtagung 24. und 25. Februar 2011.

[3] VDI Richtlinie 3927: Abgasreinigung – Minderung von Schwefeloxiden, Stickstoffoxiden und Halogeniden aus Abgasen von Verbrennungsprozessen (Rauchgasen).

[4] Martin Sindram et al.: Additive zur SO_x-Abscheidung, Belags- und Korrosionsmanagement im Kessel von WtE-Anlagen; Kraftwerkstechnisches Kolloquium Dresden, Okt. 2023.

[5] Heiszwolf, J.: Improving asset performance by reducing boiler fouling and improving SO_2 control; in: Operational Optimization for Waste-to-Energy and Biomass Plants; Aston, Birmingham 19.–20.04.2023.

[6] Prof. Dr.-Ing. Quicker, Dr. Schnurer und Dr. Zeschmar-Lahl: Müllhandbuch; Sammlung und Transport, Behandlung und Ablagerung sowie Vermeidung und Verwertung von Abfällen; https://muellhandbuchdigital.de/ (Stand: 05.09.2024).

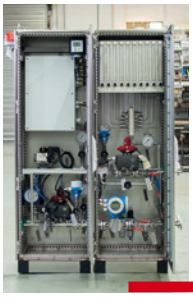
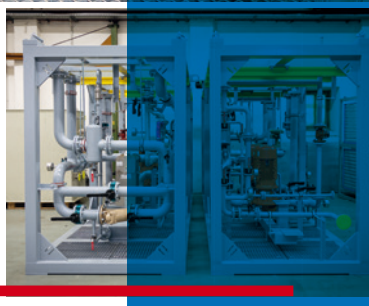
[7] M. Sindram, Dr. Diethelm Walter: Erfahrungen mit Direktentschwefelung in Rost- und Wirbelschichtfeuerungen an Industriekraftwerken mit Altholz- oder EBS-Einsatz; VDI Wissensforum, Verfahrenstechnik und Konstruktion in GFA, Oberhausen 12.–13.06.2008.

[8] Holger Alwast, Dr. Bärbel Birnstengel; Prognos AG und Dr. Klaus-Axel Riemann; RSP Riemann, Sonnenschein & Partner GmbH *Perspektiven der Untertage-Entsorgung in Deutschland*; Verband der Kali- und Salzindustrie e. V. (VKS) und Verband Bergbau, Geologie und Umwelt e. V. (VBGU): Berlin 2012.

[9] I. Obernberger, G. Thek: *Combustion and gasification of solid Biomass for heat and power production in Europe*; Proc. of the 8th European Conference on Industrial Furnaces and Boilers (keynote lecture), April 2008, Vilamoura, Portugal, ISBN 978-972-99309-3-5, CENERTEC (Ed.), Portugal

[10] Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur, Datenstand: 19.03.2024; https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Kraftwerksliste/start.html?gtp=861646_list%253D2

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

Es ist keine Frage ob, sondern wie die schärferen NO_x-Grenzwerte durch das SNCR-Verfahren eingehalten werden

Bernd von der Heide

1. SNCR für Abfallverbrennungsanlagen – Grundlagen 448
2. Reduktionsmitteleindüsung über die Sekundärluft (SAI) 454
3. Versuchsergebnisse.....461
4. Zusammenfassung und Ausblick.....461
5. Quellen 462

Seit Ende des 20. Jahrhunderts werden mit dem nichtkatalytischen Verfahren (SNCR) in Abfallverbrennungsanlagen verlässlich NO_x-Abscheidegrade erreicht, die vorher nur mit dem wesentlich aufwändigeren SCR-Verfahren möglich waren, sodass der *Stand der Technik* für rostgefeuerte Verbrennungsanlagen unter Kosten-Nutzen-Gesichtspunkten heute durch das SNCR-Verfahren bestimmt wird.

Das SNCR-Verfahren wurde in den letzten Jahren mit diversen Optimierungsmaßnahmen wie den temperaturabhängigen Einzellanzenumschaltungen und den Verfahrensvarianten Twin-NO_x, selektive Kühlung und Regelung nach dem NO_x-Massenstromprofil deutlich verbessert.

Anhand von Betriebsergebnissen wird belegt, dass die neuen BREF-Werte mit dem SNCR-Verfahren technisch erreicht und wirtschaftlich z. T. übertroffen werden. Es wird darüber hinaus eine neue Verfahrensvariante vorgestellt, mit der insbesondere unter schwierigen Betriebsbedingungen die zurzeit gültigen NO_x-Reingaswerte sicher eingehalten und teilweise übertroffen werden. Bemerkenswert ist, dass insbesondere der Ammoniakschlupf stabil unter 10 $mg/m^3_{i.N.}$ gehalten werden kann.

1. SNCR für Abfallverbrennungsanlagen – Grundlagen

Bei der **S**elektiven **N**icht-**C**atalytischen **R**eduktion (**SNCR**) von Stickoxiden werden Reduktionsmittel in wässriger Lösung (Ammoniakwasser, Harnstoff) oder gasförmig (Ammoniak) in die heißen Rauchgase eingedüst. Hierbei entstehen molekularer Stickstoff, Wasser und Kohlendioxid. Der optimale Temperaturbereich, in dem eine spürbare NO_x-Reduktion erzielt wird, liegt abhängig von der Rauchgaszusammensetzung zwischen ca. 850 und 1.050 °C. Oberhalb dieses Temperaturbereiches wird in zunehmendem Maße Ammoniak oxidiert, d. h., es bilden sich Stickoxide (Abbildung 1).

Bei Temperaturen darunter verringert sich die Reaktionsgeschwindigkeit, wodurch Ammoniak-Schlupf entsteht, der im Verlauf des weiteren Rauchgasweges zur Bildung von Ammoniaksalzen und dadurch zu Sekundärproblemen führen kann. Der Ammoniak-Schlupf sollte deshalb möglichst geringgehalten werden.

Das Ziel aller Verfahren zur NO_x-Abscheidung ist es, einen hohen NO_x-Abscheidegrad bei möglichst geringem Reduktionsmittelverbrauch und niedrigem NH_3-Schlupf zu erreichen. Grundsätzlich können für die NO_x-Abscheidung in Rauchgasen von Verbrennungsanlagen alle ammoniakabspaltenden Stoffe wie Harnstoff, Ammoniak, Ammoniakwasser, usw. verwendet werden. Für eine optimale NO_x-Abscheidung bei minimalem NH_3-Schlupf muss das Reduktionsmittel gut mit den Rauchgasen im optimalen Temperaturbereich durchmischt werden. Dazu müssen die Reduktionsmittel gleichmäßig im Rauchgas verteilt werden.

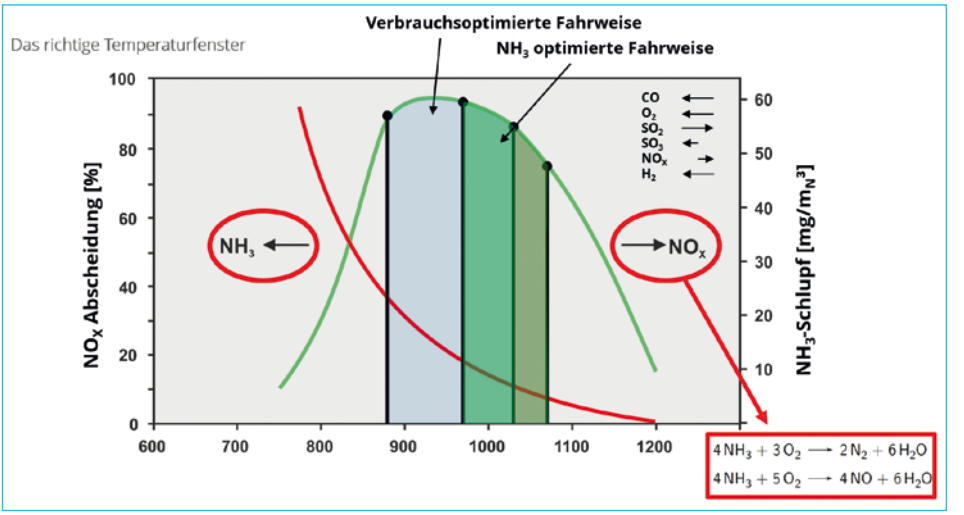


Abb. 1: NO_x-Abscheidung in Abhängigkeit von der Temperatur

Das auf Harnstoff basierende SNCR-Verfahren besteht aus den folgenden vier Schritten:

1. Verteilung der harnstoffhaltigen Wassertropfen im Rauchgas,
2. Verdampfung der Wassertropfen, in denen der Harnstoff gelöst ist,
3. Zersetzung des Harnstoffs in reaktionsfähige Radikale,
4. Gasphasenreaktion zwischen NH_2 und NO_x.

Neben der Verteilung und der Vermischung im Rauchgas kommt auch der Größe der Tropfen eine wichtige Bedeutung zu:

Zu kleine Tropfen würden zu schnell verdampfen und möglicherweise in einem zu hohen Temperaturbereich oder zu nahe an den kälteren Kesselwänden reagieren. Beides kann negative Auswirkungen auf die NO_x-Abscheidung haben und/oder zu einem erhöhten NH_3-Schlupf führen. Zu große Tropfen würden zu langsam verdampfen und zu Reaktionen im niedrigen Temperaturbereich oder sogar außerhalb des Temperaturfensters führen, wodurch der NH_3-Schlupf steigt und die NO_x-Abscheidung sinken würde. Weil Ammoniak nicht erst zersetzt werden muss, um zu reagieren, finden die chemischen Reaktionen zur NO_x-Abscheidung unmittelbar nach der Eindüsung des Ammoniakwassers in das Rauchgas statt.

Der wesentliche Unterschied, der zwischen den beiden Reduktionsmitteln Ammoniakwasser und Harnstoff besteht, ist auf Abbildung 2 stark vereinfacht dargestellt.

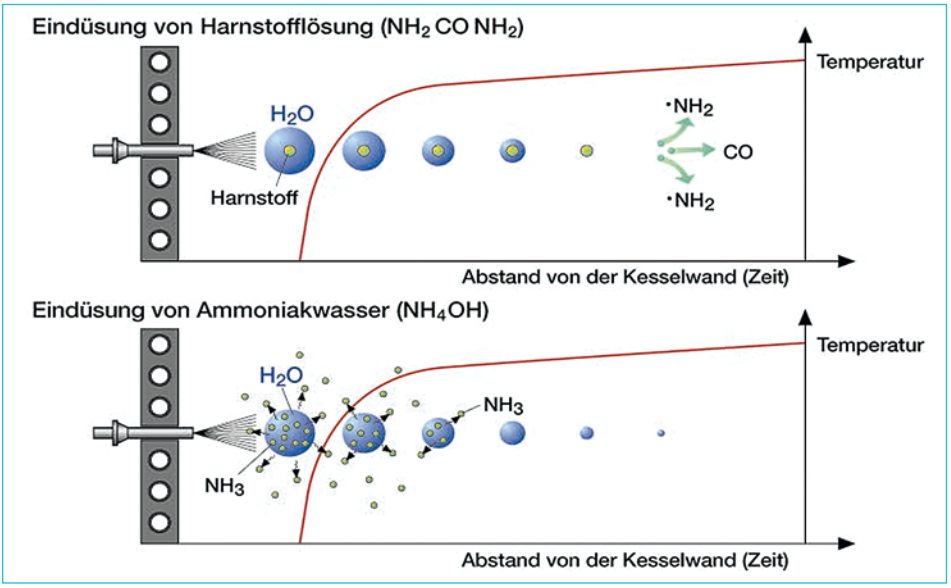


Abb. 2: NO_x-Abscheidung mit Harnstoff im Vergleich zu Ammoniakwasser

Der in Wasser gelöste Harnstoff kann sich erst in reaktionsfähige Radikale spalten, wenn das Wasser, welches die Harnstoffteilchen umgibt, komplett verdampft ist. Mit der Größe der Wassertropfen und der daraus resultierenden Eindringtiefe kann die Stelle im Rauchgas, wo die Reaktionen stattfinden sollen, im Voraus festgelegt werden. Wenn der Wassertropfen groß genug ist und weit genug getragen wird, erlaubt dies z. B. die Eindüsung in eine für die NO_x-Abscheidung zu heißen Bereich und ermöglicht die Reaktion an einer kälteren Stelle im Rauchgas. Die Masse des Verdünnungswassers, das sowohl bei Harnstofflösung als auch bei Ammoniakwasser als Trägermedium verwendet wird, stellt mit geringem Energieaufwand eine hinreichende Eindringtiefe sicher.

In Anlagen dagegen, in denen Ammoniakwasser eingesetzt wird, dampft das Ammoniak nach Eintritt in die Rauchgase sofort aus und reagiert unmittelbar mit dem NO_x gemäß der in Abbildung 1 genannten Reaktionsgleichung.

Der unerwünschte Ammoniakschlupf entsteht bei beiden Reduktionsmitteln, wenn die Rauchgastemperaturen zu niedrig sind oder im optimalen Temperaturfenster das Reduktionsmittel überdosiert wird. Bei zu hohen Temperaturen verbrennt das Reduktionsmittel zu NO_x, wobei kein oder nur wenig NH_3-Schlupf entsteht.

Mit Ausnahme des TWIN-NO_x-Verfahrens werden in den bisher bekannten SNCR-Verfahren die Vorrichtungen und Anlagen entweder für den Betrieb mit Harnstoff oder Ammoniak bzw. Ammoniakwasser gebaut. Für die Anpassung an die wechselnden Rauchgastemperaturen haben sich Anlagen bewährt, die mit einer geeigneten Temperaturmessung ausgerüstet sind, in denen die einzelnen Lanzen oder Lanzengruppen abhängig von den Temperaturen umgeschaltet werden, sodass die Reaktionen immer im richtigen Temperaturbereich sichergestellt sind (Abbildung 3).

Abb. 3: Umschaltung einzelner Lanzen in Abhängigkeit von den Rauchgastemperaturen

Mit zunehmenden Betriebsstunden der Kessel bilden sich auf den Heizflächen Ablagerungen, wodurch sich der Wärmeübergang verschlechtert und die Rauchgastemperaturen steigen. Dadurch verschiebt sich das optimale Temperaturfenster für das SNCR-Verfahren stromabwärts, wodurch die Eindüsung der Reduktionsmittel ggfs. sogar in den zweiten Zug oder zwischen den Heizflächen erfolgen müsste (Abbildung 4).

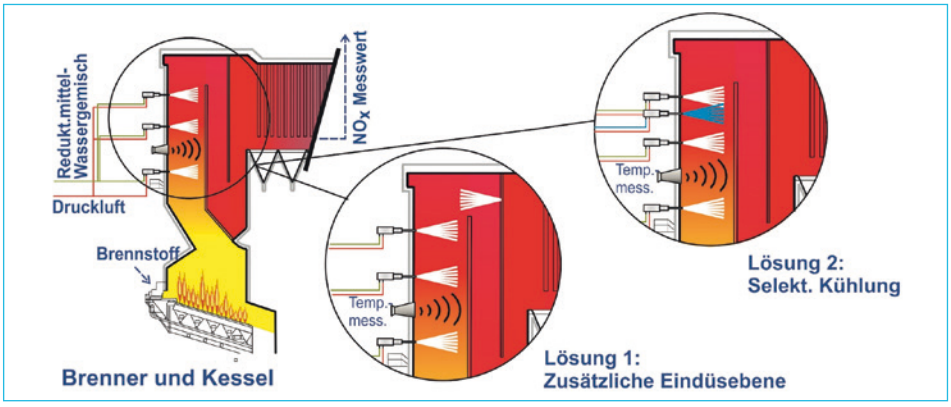


Abb. 4: Technische Lösungen bei zu hohen Rauchgastemperaturen

Bei zu niedrigen Rauchgastemperaturen kann man den NH_3-Schlupf oder bei zu hohen Temperaturen die Neubildung von NO_x vermeiden oder zumindest vermindern, indem die entsprechenden Eindüslanzen so umgeschaltet werden, dass sie jeweils in einem geeigneten Temperaturbereich eindüsen. Hierdurch wird auch ein höherer NO_x-Abscheidegrad und in der Regel auch ein geringerer Reduktionsmittelverbrauch erreicht. Bei zu hohen Rauchgastemperaturen in der obersten Eindüsebene hat sich die selektive Rauchgaskühlung bewährt (Abbildung 5).

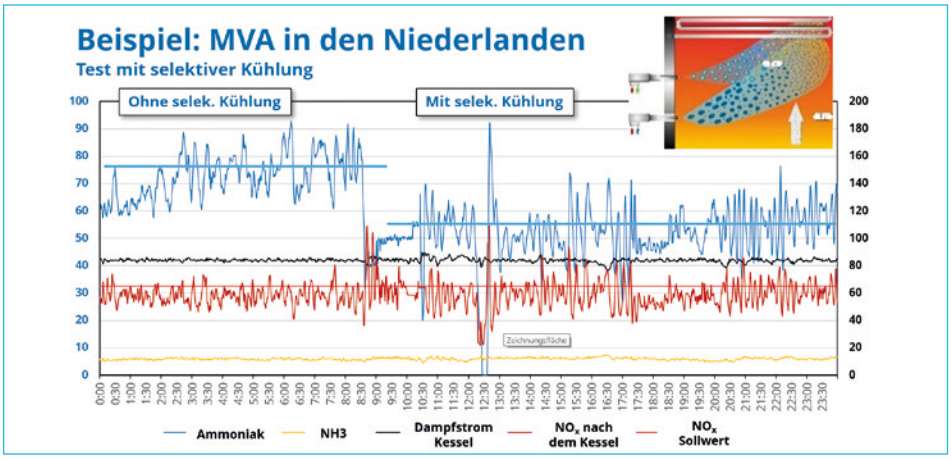


Abb. 5: Test mit Selektiver Rauchgaskühlung

Eine weitere Verbesserung wird erreicht, wenn die Kühlwassermenge abhängig von der Rauchgastemperatur geregelt und zudosiert wird, wodurch das Rauchgas je nach Bedarf adaptiv auf die optimale Temperatur gekühlt wird.

Mit den oben beschriebenen Alternativen sind die Möglichkeiten der temperaturabhängigen Eindüsung der Reduktionsmittel in den Rauchgasstrom weitgehend erschöpft. Dass es aber noch weitere Einflussgrößen gibt, von denen die Wirkung des SNCR-Verfahrens abhängt, wird zumeist aus Kostengründen kaum oder gar nicht berücksichtigt. In der Regel werden die meisten SNCR-Anlagen last- und temperaturgeführt ausgelegt. Die Reduktionsmittelmenge wird gemäß dem im Kamin gemessenen NO_x-Wert geregelt.

Das vereinfachte Verfahrensfließbild (Abbildung 6) zeigt die SNCR-Anlage in Wijster (NL), die 2012 für NO_x-Reingaswerte von < 60 mg/$m^3_{i.N.}$ ausgelegt wurde. Die drei vorhandenen SCR-Anlagen wurden wegen der deutlich höheren Betriebskosten (OPEX), die sich unter anderem aufgrund der steigenden Erdgaspreise ergaben, durch SNCR-Anlagen ersetzt. Die Anlagen arbeiten seitdem ohne nennenswerte Probleme und werden seitdem nach diesem Konzept an vielen anderen Standorten betrieben.

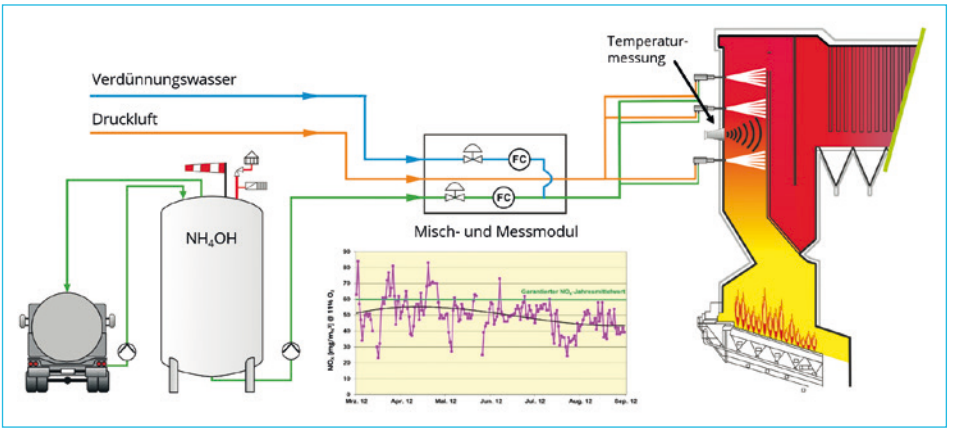


Abb. 6: SNCR-Anlage – MVA Wijster, NL

Hinsichtlich des Regelungskonzepts wird der Einfachheit halber angenommen, dass die NO_x-Konzentrationen, die Rauchgasgeschwindigkeiten und sich die daraus ergebenden NO_x-Frachten über den gesamten Feuerungsquerschnitt nahezu konstant sind. Das ist aber nicht der Fall. Ähnlich der Temperaturverteilung bilden sich auch für die Komponenten im Rauchgas wie z. B. O_2, CO, NO sowie für die Rauchgasgeschwindigkeiten und -richtungen inhomogene Verteilungen bzw. Profile heraus (Abbildung 7).

Dies kann dazu führen, dass stellenweise zu viel oder auch zu wenig Reduktionsmittel eingedüst werden, die bei niedrigen Rauchgasgeschwindigkeiten und -temperaturen zu erhöhtem Ammoniakschlupf und bei höheren Rauchgasgeschwindigkeiten zu geringeren Abscheidegraden führen. Um dies zu vermeiden, muss in den entsprechenden Eindüsstellen die Dosierung der Reduktionsmittelmenge entsprechend angepasst oder ggfs. ganz gestoppt werden.

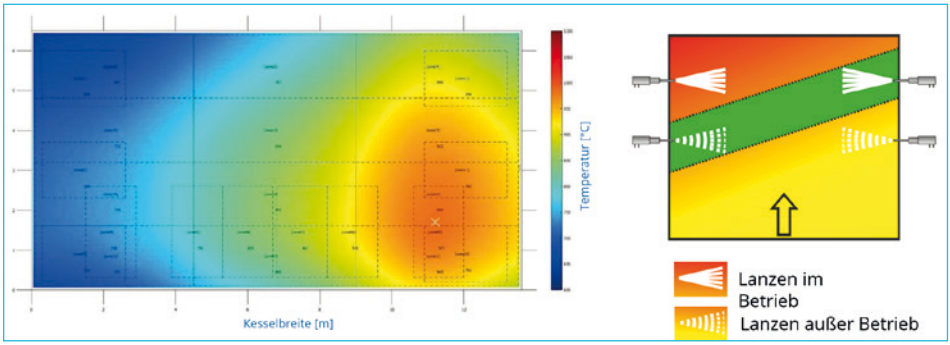


Abb. 7: Temperaturschieflagen in einer MVA

Problematisch sind Verbrennungsanlagen, die z. B. mit einer Rostfeuerung und inhomogenen Brennstoffzusammensetzungen betrieben werden, und bei denen Brennstoffe nicht gleichmäßig auf dem Rost verteilt werden können, wie es insbesondere in Abfallverbrennungsanlagen für Haus- und Industrieabfälle sowie für Biomasse der Fall ist. Aufgrund der inhomogenen Brennstoffe sind demzufolge auch die Rauchgasströmungen aus der Feuerung ungleichmäßig (Abbildung 8) hinsichtlich

- der Temperaturverteilung,
- der Strömungsgeschwindigkeiten,
- der Verteilung von NO_x, O_2, CO, SO_2, SO_3 und anderen Bestandteilen.

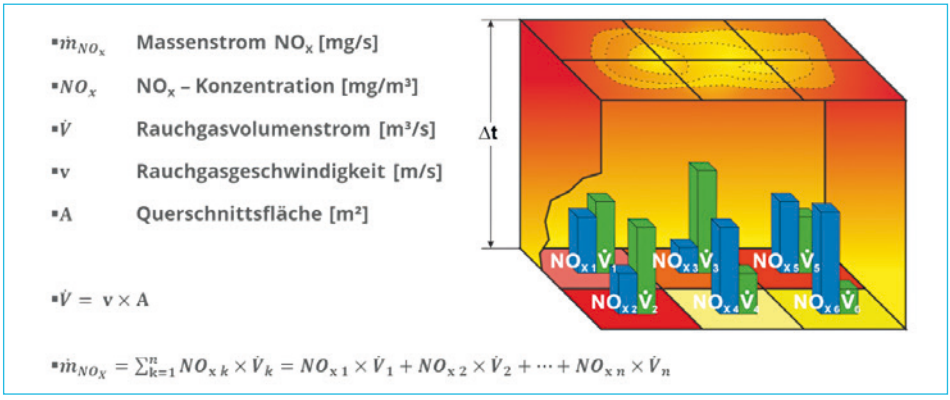


Abb. 8: Einbindung des Massenstromprofils

Zudem sind die Rauchgastemperaturen nach Servicestillständen in *sauberen* Kesseln in Betriebszuständen, in denen sich auf den Wärmeübertragern noch keine Grundverschmutzung aufbauen konnte, in einem Zeitraum von ca. zwei bis vier Wochen zu kalt, z. T. mit einem erheblichen negativen Einfluss auf die NO_x-Reduktion verbunden ist und erhöhten Ammoniakschlupf zur Folge hat. Für den Betreiber kann dies u. U. bedeuten, dass er die Betriebsgenehmigung verliert, wenn er die für die Anlage vorgegebenen Emissionsgrenzwerte nicht einhalten kann.

2. Reduktionsmitteleindüsung über die Sekundärluft (SAI)

In einer Abfallverbrennungsanlage in Spanien, in der besonders extreme und fluktuierende Rauchgasbedingungen vorherrschen (Tabelle 1), konnten die garantierten NO_x- Reingaswerte < 90 mg/m$^3_{i.N.}$ und NH_3 < 10 mg/m$^3_{i.N.}$ mit der herkömmlichen SNCR-Technik nicht erreicht werden, da die für die NO_x-Abscheidung wesentlichen Auslegungsdaten z. T. deutlich unter- oder überschritten werden und die Kessellast sehr schnell wechselt, sodass die SNCR-Anlage nicht schnell genug nachregeln kann. Des Weiteren werden neben dem Hausmüll unregelmäßige Mengen an Sickerwasser verdampft, in dem Ammoniak enthalten ist, was allein zu einem NH_3-Gehalt im Rauchgas nach Kessel in der Größenordnung von bis zu 5 mg/m$^3_{i.N.}$ führt.

Tab. 1: Auslegungsdaten im Vergleich zu Betriebsdaten

	Auslegungsdaten	**Betriebsdaten**	
NO_x Rohgas	max. 285 mg/m$^3_{i.N.}$	temporär höher als	400 mg/m$^3_{i.N.}$
Kessellast	max. 109 %	temporär höher als	120 %
O_2	11–12,4 %	zwischen	3 und 9 Vol.-%
Rauchgastemp.	950–1.030 °C	temporär höher als	1.100 °C

Ein besonderes Problem bilden die schwankenden und über den Querschnitt sehr ungleichmäßig verteilten Rauchgastemperaturen und -spitzen, die zumeist außerhalb des wirksamen Temperaturfensters liegen. Bei zu kalten Rauchgastemperaturen wäre eine Eindüsung der Reduktionsmittel (Harnstofflösung oder Ammoniakwasser) im heißeren Bereich kurz über dem Rost erstrebenswert, um zumindest den Ammoniakschlupf zu begrenzen. Dies scheidet jedoch aus, da der im Reduktionsmittel enthaltene Stickstoff (N) bei Temperaturen über ca. 1050 °C zu weiterem NO_x oxidieren würde. Daher wäre diese Methode kontraproduktiv. Darüber hinaus ist aus baulichen Gründen der Bereich über dem Rost für den Einbau von zusätzlichen Lanzen nicht oder nur mit nicht vertretbarem Aufwand möglich. Insbesondere bei Volllast, wenn die entsprechenden Lanzen außer Betrieb sind, ist der Verschleiß aufgrund der thermischen Belastungen sehr hoch.

Damit die NO_x-Bildung in Verbrennungsanlagen möglichst geringgehalten werden kann, wird die Verbrennungsluft zumeist stufenweise als Primär-, Sekundär- oder Tertiärluft zugeführt (Abbildung 9). Der Sauerstoffmangel über dem Rost schränkt die Bildung von NO_x in dem Bereich der Primärverbrennung ein, da der Sauerstoff eine größere Affinität zur Bindung mit Kohlenstoff hat. Mit der anschließend eingedüsten Menge an Sekundär- bzw. Tertiärluft werden die noch nicht verbrannten Kohlenstoffanteile (C und CO) im Verlauf der Rauchgasströmung zu CO_2 verbrannt. Die weitere Bildung von NO_x ist aufgrund der inzwischen zu niedrigen Temperaturen nicht mehr oder nur sehr eingeschränkt möglich.

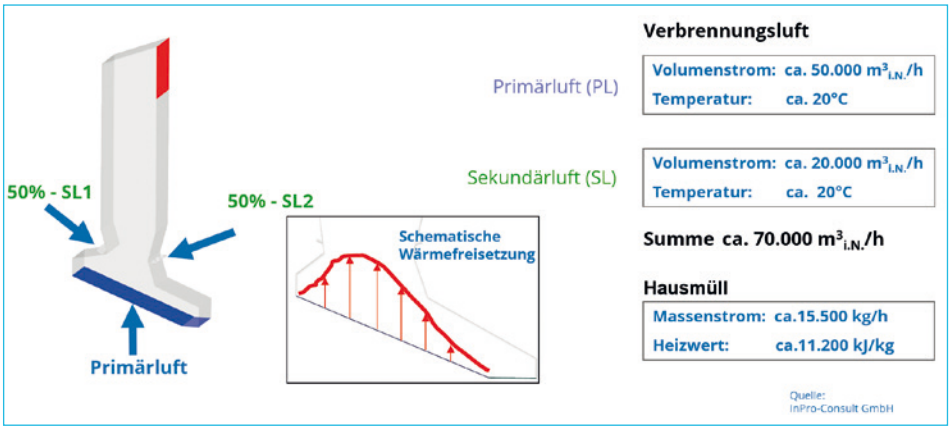


Abb. 9: Verteilung der Verbrennungsluft bei einer Rostfeuerung

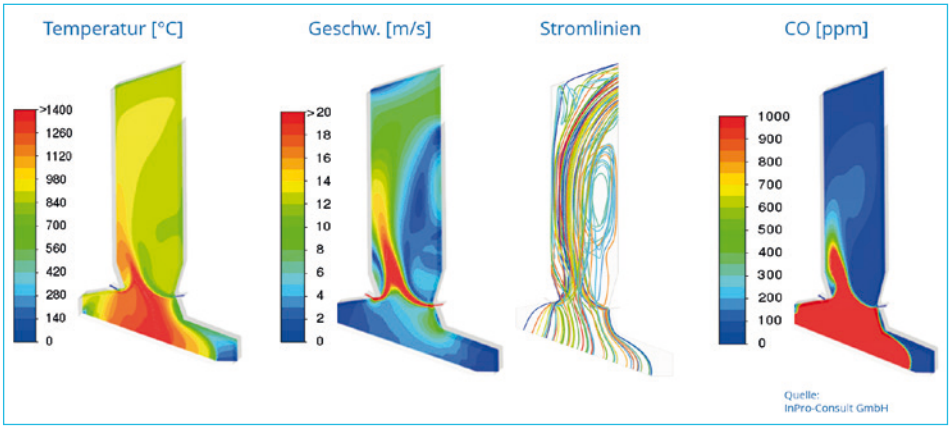


Abb. 10: CFD-Modellrechnung der Betriebsdaten für eine Abfallverbrennungsanlage

Um belastbare Informationen über die Betriebsdaten der Abfallverbrennungsanlage in Spanien zu bekommen, wurde eine CFD-Studie angefertigt (Abbildung 10). Die wesentlichen Betriebsdaten, die dazu führten, dass die Garantien nicht eingehalten werden konnten, sind nachstehend aufgeführt:

– **Kessellast**

  Die Kessellast wechselt sehr schnell im Bereich von ca. 30 %. Dies führt zu wechselnden Rauchgastemperaturen und -geschwindigkeiten, O_2-Konzentrationen und NO_x-Rohgaskonzentrationen. Da zwischen der Eindüsung von Reduktionsmitteln und der NO_x-Messung im Kamin eine deutliche Zeitverzögerung liegt, kann die Prozessregelung den Lastwechseln nicht schnell genug folgen.

  Eine schnelle Lastsenkung führt daher zu einer Überdosierung von Reduktionsmitteln und als Konsequenz zu einem erhöhten Ammoniakschlupf, bis die Regelung sich den geänderten Bedingungen angepasst hat. Schnelle Laststeigerungen führen dagegen zu höheren NO_x-Werten.

– **Rauchgastemperaturen**

  Die Rauchgastemperaturen in den Eindüsebenen für Harnstofflösung entsprechen nicht der Spezifikation des Liefervertrages und überschreiten häufig 1.100 oder sogar 1.200 °C. Temperaturschieflagen um 100 °C sind üblich. Die niedrigsten Temperaturen liegen oft unter 900 °C.

  Temperaturen außerhalb des optimalen Temperaturfensters von ca. 950 bis 1.050 °C für Abfallverbrennungsanlagen führen zu einem niedrigeren NO_x-Abscheidegrad, höheren Verbrauch an Reduktionsmitteln und größeren Ammoniakschlupf.

– **NO_x-Konzentrationen im Rohgas**

  Hohe NO_x-Konzentrationen im Rohgas deuten darauf hin, dass die Rauchgastemperaturen zu hoch sind und die Verbrennung aufgrund von ungleicher Brennstoffverteilung auf dem Rost und/oder der Verteilung der Verbrennungsluft nicht optimal verläuft.

– **Sauerstoff (O_2) im Rauchgas**

  Die O_2-Konzentration im Rauchgas folgt den Lastwechseln und schwankt dementsprechend stark zwischen 3,5 und 9 %. Das bedeutet, dass schnelle Laststeigerungen zu niedrigen und Lastsenkungen zu hohen O_2-Konzentrationen führen, da die Verbrennungsluft nicht schnell genug nachgeregelt werden kann.

  O_2-Konzentrationen beeinflussen darüber hinaus die Rauchgastemperaturen, den Rauchgasvolumenstrom, die Rauchgasgeschwindigkeiten und damit die Leistung der SNCR-Anlage und sollten für einen optimalen Betrieb möglichst konstant gehalten werden.

– **Sickerwasser**

  Das Sickerwasser, das in die Feuerung zur Entsorgung eingebracht wird, enthält eine nennenswerte Menge an Ammoniak, das im Rauchgas zu einem Ammoniakschlupf von ca. 5 mg/$m^3_{i.N.}$ führt.

Den oben beschriebenen Ablauf des Verbrennungsprozesses kann man für die Optimierung des SNCR-Verfahrens nutzen, indem Reduktionsmittel mithilfe der Sekundärluft durch die Sekundärluftöffnungen in das zu entstickende Rauchgas eingebracht werden, wobei die Sekundärluft als Trägermedium für Ammoniakwasser und Harnstofflösung genutzt wird (Abbildung 11).

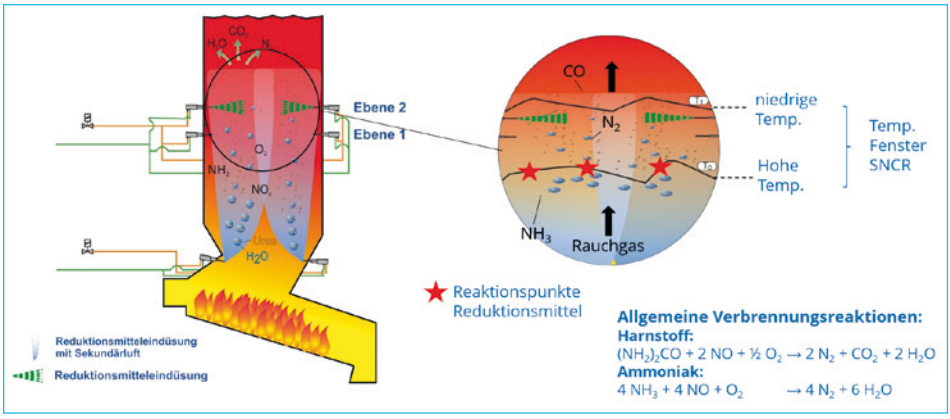


Abb. 11: Kombination: Standard SNCR und Sekundär- Lufteindüsung (SAI)

Bei dem neuen Verfahrensschritt (SAI), bei dem das Reduktionsmittel über die Sekundärluftdüsen eingebracht wird, werden die in diesem Bereich für die Wirkung des SNCR-Verfahrens eigentlich zu heißen Rauchgase weiterhin wie bisher mit der Sekundärluft vermischt, um eine vollständige Verbrennung zu erreichen. Dabei wird das Rauchgas zunächst abgekühlt und andererseits die Reduktionsmittel durch die Verbrennungsluft gegen zu heiße Rauchgase abge-

schirmt und mit dem Rauchgas weitergetragen, wodurch die unerwünschte Verbrennung der Stickstoffanteile zu NO_x verhindert wird. Dabei erwärmt sich die Sekundärluft durch die Vermischung mit dem Rauchgas, aber auch durch die Nachverbrennungsreaktionen von CO zu CO_2.

Während die Reduktionsmittel Ammoniakwasser (NH_4OH) oder Harnstofflösung $(NH_2)_2CO$) mit dem sauerstoffreichen Rauchgasanteil stromabwärts in den höher liegenden Bereich der Brennkammer getragen werden, zerfällt der Harnstoff (ab Temperaturen von ca. 130 °C) zu reaktionsfähigem NH_2 und CO. Aufgrund der anfangs noch zu kalten Rauchgastemperaturen kann das Reduktionsmittel noch nicht mit NO_x reagieren. Erst wenn das für das SNCR-Verfahren wirksame Temperaturfenster erreicht ist, beginnt die Reduktion von NO_x zu molekularem Stickstoff (N_2) und Wasserdampf (H_2O).

Der oben beschriebene Ablauf der Verfahrensschritte ist ein wesentliches Merkmal des neuen Verfahrens und zeigt, dass die Kenntnis der genauen Lage des wirksamen Temperaturfensters für die Eindüsung von Reduktionsmittel und die Funktion des Prozesses im Gegensatz zu konventionellen SNCR-Anlagen nicht von entscheidender Bedeutung ist.

Die Reaktionspartner reagieren unabhängig von der Kessellast und der Temperaturverteilung über den Querschnitt (Schieflage) erst, wenn die hinreichend hohen Reaktionstemperaturen punktuell erreicht worden sind.

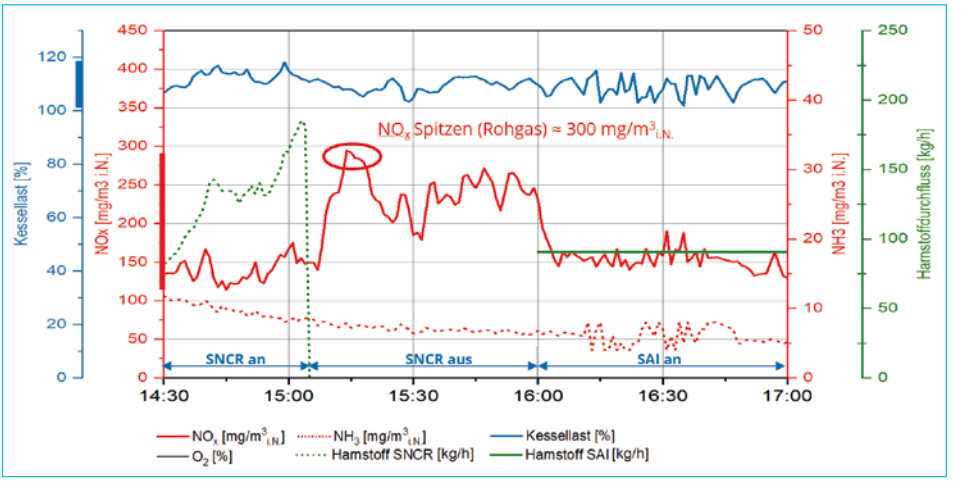


Abb. 12: Kombination: Versuchsergebnisse mit Standard-SNCR und SAI

Erste Ergebnisse belegen, dass unter vergleichbaren Betriebsbedingungen mit gleichen Reduktionsmittelmengen allein durch die Eindüsung von Harnstofflösung mit der Sekundärluft deutlich höhere NO_x-Abscheidegrade er-

reicht werden können. Bei gleichen Abscheidegraden betrug die Einsparung von Reduktionsmitteln (Harnstofflösung) mehr als 30 % (Abbildung 12 und Abbildung 13).

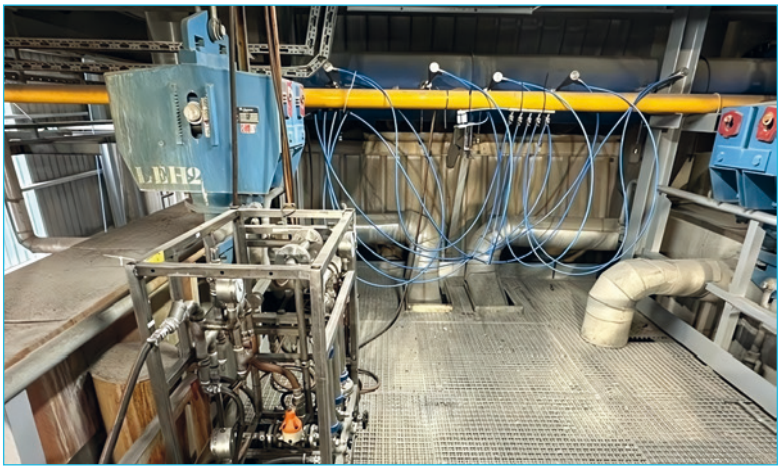


Abb. 13: Kombination: Eindüsung über Sekundärluft an der Kesselrückwand

Bemerkenswert ist, dass der NH_3-Schlupf immer im Bereich von 5 mg/$m^3_{i.N.}$ lag, was darauf zurückzuführen ist, dass bereits eine Grundbelastung durch den Ammoniakgehalt im Sickerwasser vorhanden ist und dass die Reaktionen erst stattfinden, wenn die reaktionsfähigen Ammoniakradikale das optimale Temperaturfenster erreicht haben. Durch den niedrigen NH_3-Schlupf entfallen die Probleme, die durch die Bildung von Ammoniumsalzen entstehen können, bzw. werden diese zumindest stark gemindert.

Das hier beschriebene modifizierte SNCR-Verfahren, mit dem die Reduktionsmittel mit der Sekundärluft eingebracht werden, kann allein oder bei hohen Anforderungen auch in Kombination mit einer konventionellen SNCR-Anlage (Eindüsung von den Kesselwänden) und ggf. einer Online-Temperaturmessung mit Einzellanzenumschaltung betrieben werden.

Die Eindüsung der Reduktionsmittel in die Sekundärluft erfolgt je nach Möglichkeit in die Hauptkanäle der Sekundärluftzuleitung oder in die Sekundärluftdüsen.

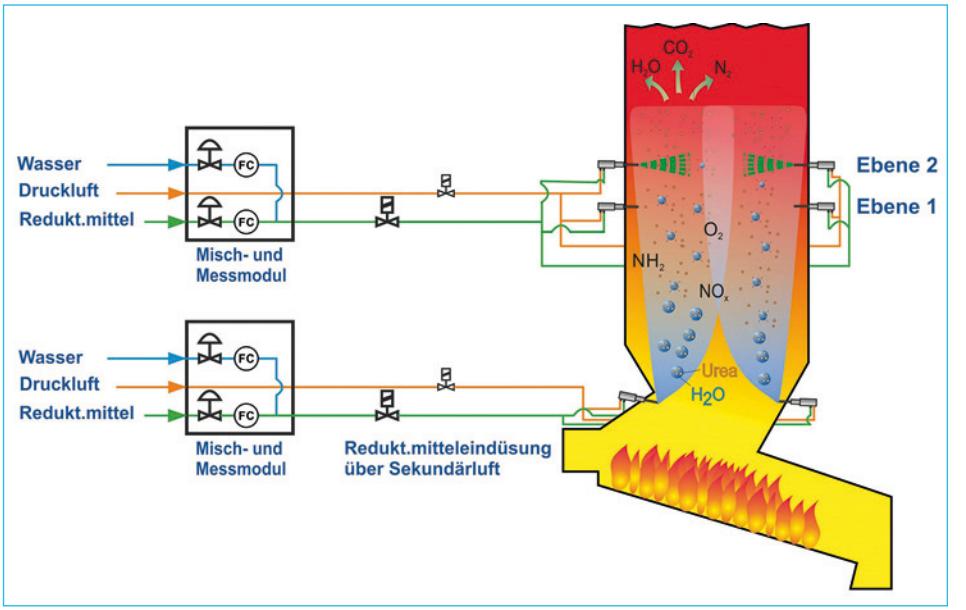


Abb. 14: Kombination: Standard SNCR und Eindüsung über Sekundärluft (SAI)

Da die SAI-SNCR im Rauchgasweg stromauf von der konventionellen SNCR liegt, ist es sinnvoll, die SAI für die Vorabscheidung zu verwenden. Dazu sollte eine Sockelmenge an Reduktionsmitteln lastabhängig der Sekundärluft zugemischt werden. Die NO_x-abhängige Feinregelung würde wie gewohnt durch die Standard-SNCR erfolgen (Abbildung 14).

Dabei werden unter anderem folgende Optionen berücksichtigt:

- lastabhängige Reduktionsmittelmenge
- last- und emissionsabhängige Reduktionsmittelmenge
- last- und temperaturabhängige Reduktionsmittelmenge
- Nutzung von Online-Berechnungsmodellen

Zusätzlich können Online-Temperaturmessungen dafür verwendet werden, um Rückschlüsse auf Schieflagen in der Verbrennung und damit auf eine ungleichmäßige Verteilung der NO_x-Fracht zuzulassen. Die eingedüste Reduktionsmittelmenge für jede Lanze kann daher optional auch unabhängig voneinander eingestellt bzw. nach Online-Daten geregelt werden.

3. Versuchsergebnisse

Die vorliegenden Ergebnisse bestätigen, dass mit der Reduktionsmitteleindüsung durch die Sekundärluft besonders unter schwierigen Betriebsbedingungen deutlich bessere Ergebnisse im Vergleich zur standardmäßigen SNCR-Anlage hinsichtlich der NO_x-Abscheidung, des Ammoniak-Schlupfes und der Reduktionsmittelverbräuche erzielt werden (Tabelle 2).

Bemerkenswert ist, dass mit der Kombination von beiden Verfahrensschritten (Eindüsung Standard SNCR und Eindüsung über Sekundärluft) durchgängig Reingaswerte von zum Teil deutlich unter 100 mg/Nm^3 erreicht werden können.

Tab. 2: Versuchsergebnisse – Standard SNCR vs. Eindüsung über Sekundärluft (SAI)

(*): @11 Vol.-%O_2, trocken

Monat/ Jahr	Harnstoff-eindüsung über	Kessellast [%]	NO_x Rohgas [mg/Nm^3] (*)	NO_x Reingas [mg/Nm^3] (*)	ΔNO_x [mg/Nm^3] (*)	NH_3-Schlupf [mg/Nm^3] (*)	Harnstoff [l/h] (*)
Jan/Feb. 2024	Standard SNCR	110	240	150	90	> 30	150
Jan/Feb. 2024	Sec. Air	110	240	170	70	**< 6**	**80**
Jan/Feb. 2024	Standard SNCR	108	280	205	75	20	120
Jan/Feb. 2024	Sec. Air	108	280	**160**	120	**< 8**	120
Jan/Feb. 2024	Standard SNCR	110	255	165	90	11	153
Jan/Feb. 2024	Sec. Air	110	255	166	90	< 6	105
April 2024	Kombination SNCR/ Sec. Air	118	350	**60**	290	16	135/80

4. Zusammenfassung und Ausblick

Mit der Weiterentwicklung der Verfahrenstechnik bestimmt das SNCR-Verfahren auch unter den verschärften NO_x-Grenzwerten weiterhin den Stand der Technik. Insbesondere, wenn die verschiedenen Varianten des konventionellen SNCR-Verfahrens mit dem neuen SAI-Verfahren kombiniert werden, ergeben sich für den Betreiber im Wesentlichen folgende technische und wirtschaftliche Vorteile gegenüber den üblichen SNCR-Anlagen hinsichtlich CAPEX und OPEX:

- geringere NO_x-Emissionen und damit Einsatzmöglichkeiten für Verbrennungsanlagen, für die bisher nur die katalytische Rauchgasentstickung (SCR) infrage kam

- geringerer Ammoniakschlupf und damit Einschränkung der Bildung von Ammoniaksalzen (z. B. Ammoniumsulfat, Ammoniumhydrogensulfat, Ammoniumchlorid), die zu Ablagerungen im Rauchgasweg und zu Belastungen der Flugasche, dem Nebenprodukt und dem Abwasser aus der Rauchgasreinigung führen können
- geringere Investitionskosten (CAPEX), die insbesondere aufgrund der geringeren Anzahl von Eindüslanzen und Rohrleitungen anfallen, da durch die Einbringung der Reduktionsmittel in thermisch unkritische Bereiche erheblich preisgünstigere Materialen eingesetzt werden können
- Verbrauch an Reduktionsmitteln, Prozesswasser und Druckluft ist mehr als 20 % geringer, wodurch Betriebskosten (OPEX) erheblich niedriger sind
- Servicekosten sind u. a. aufgrund der reduzierten Anzahl von Eindüslanzen für die Reduktionsmittel (Harnstofflösung, Ammoniakwasser, usw.) deutlich geringer
- eventueller Wegfall der kontinuierlichen Temperaturmessungen der Rauchgase
- Vereinfachung der Prozessregelung und damit Verbesserung der Verfügbarkeit
- verbesserte Betriebssicherheit

5. Quellen

[1] Moorman, F.; Stubenhöfer, C.; von der Heide, B.: Umrüstung der Abfallverbrennungsanlage Wijster/Niederlande von SCR auf SNCR in: Thomé-Kosmiensky, K. J.; Beckmann, M. (Hrsg.): Energie aus Abfall – Band 10. Neuruppin: TK Verlag Karl Thomé-Kosmiensky, 2013, S. 683–702.

[2] von der Heide, B.: Advanced SNCR Technology for Power Plants, Power-Gen International, Las Vegas, 13.-15. Dezember 2011.

[3] von der Heide, B.: Kombination verschiedener SNCR-Technologien als kostengünstige Antwort auf verschärfte NO_x-Emissionsgrenzwerte für Kohlekraftwerke in der EU in: Beckmann, M. (Hrsg.), Emissionsminderung in Kraftwerken 2018. Freiberg: SAXONIA Standortentwicklungs- und -verwaltungsgesellschaft mbH, 2018, S. 171–181.

[4] CFD-Studie, InPro-Consult GmbH.

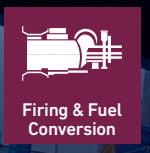
MITSUBISHI POWER

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

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

Erweiterte vergleichende ökonomische Betrachtung verschiedener Einsatzstoffe bei Trockensorptionsverfahren zur Rauchgasreinigung

Rudi Karpf, Volker Dütge, Martin Pohl, Tao Wen und Michael Beckmann

1. Einleitung 466

1.1. Hintergrund und Aufgabenstellung 466

1.2. Auslegungsdaten 467

2. Darstellung und Bilanzierung der Verfahrenskonzepte 469

2.1. Verfahrenskonzepte bei der Müllverbrennung 469

2.1.1. Zweistufige konditionierte Trockensorption mit Kalkhydrat und SCR 471

2.1.2. Kombiniertes Sorptionsverfahren mit Bicarbonat und Kalkhydrat sowie SCR 472

2.1.3. Trockensorption mit Bicarbonat, Kalkhydrat und SCR 473

2.1.4. Trockensorption mit Bicarbonat, SCR und Wäscher (CC-Ready) 474

2.1.5. Konditionierte Trockensorption mit Kalkhydrat, SNCR und Wäscher (CC-Ready) 475

2.1.6. Vergleichende Gegenüberstellung der Betriebsmittelmengen für die Varianten 476

2.2. Verfahrenskonzept bei der Klärschlammverbrennung 477

3. Bewertung der CO_2-Emissionen 477

4. Bewertung der Verfahrenskonzepte 482

4.1. Bewertung der Verfahrenskonzepte bei der Müllverbrennung 482

4.2. Bewertung des Verfahrenskonzepts bei der Klärschlamm-verbrennung 485

5. Zusammenfassung 486

8. Quellen 487

1. Einleitung

Im Bundesverband der Deutschen Kalkindustrie e. V. (BVK) sind rund 50 Unternehmen mit beinahe 100 Standorten vertreten, darunter fast alle Kalkhersteller in Deutschland. Der BVK engagiert sich als Vertretung der Kalkindustrie in Deutschland gegenüber Politik, Behörden, Gewerkschaften und NGO's und versteht sich als Partner der Öffentlichkeit, Wirtschaft und Wissenschaft. Darüber hinaus liefert er Informationen über den Rohstoff Kalk und die verschiedenen Kalkprodukte sowie deren spezifische Anwendungs- und Einsatzbereiche.

Diverse Kalkprodukte werden z. B. in der Umwelttechnik und insbesondere in der Rauchgasreinigung (RGR) hinter Verbrennungsanlagen eingesetzt. Vor allem bei den trockenen und konditioniert-trockenen Sorptionsverfahren konkurrieren die Kalkprodukte mit Natriumhydrogencarbonat als einem weiteren trockenen Additiv. Natriumhydrogencarbonat wird i.d.R. bei höheren Temperaturen als die Kalkprodukte eingesetzt und daher häufig mit einer Energie- bzw. Wärmeauskopplung kombiniert. Daraus abgeleitet wird Natriumhydrogencarbonat als das energie- und ressourcenschonendere Additiv dargestellt.

Aus diesem Grund wurden bereits im Auftrag des BVK 2009 ein ökologisches [1] und 2010 ein ökonomisches Gutachten [2] zu der Anwendung der Additive Kalkhydrat und Natriumhydrogencarbonat bei Rauchgasreinigungsverfahren in Auftrag gegeben.

1.1. Hintergrund und Aufgabenstellung

Im Rahmen dieses Gutachtens sollen nun die Ergebnisse aus dem ökonomischen Gutachten von 2010 im Hinblick auf gestiegene Emissionsanforderungen überprüft sowie unter Berücksichtigung der Forderung an energieeffizientere Rauchgasreinigungssysteme novelliert werden. Zusätzlich sind folgende Themen Gegenstand der Aufgabenstellung:

- Beschreibung der Schnittstelle für eine Post-Combustion Carbon-Capture-Anlage (PCCC) sowie der Anforderungen an die vorgeschaltete Rauchgasreinigung (RGR); Anm.: Die CO_2-Abscheidung selbst ist nicht Gegenstand dieser Studie.
- Bewertung des Einsatzes von Kalk in der RGR hinter Klärschlammverbrennungsanlagen;
- Erstellung einer CO_2-Netto-Bilanz/Footprint der betrachteten Additive und der Reststoffaufbereitung/-entsorgung.

1.2. Auslegungsdaten

Um die Ergebnisse von dieser Studie mit den Ergebnissen aus dem ökonomischen Gutachten von 2010 [2] vergleichen zu können, werden die gleichen Auslegungsdaten im Hinblick auf die Brennstoffzusammensetzung und die aus der Verbrennungsrechnung (VBR) resultierende Rauchgaszusammensetzung (RGZ) verwendet, die auch bei der Bilanzierung der betrachteten Verfahrensvarianten berücksichtigt werden.

Durch den Vergleich der neuen Emissionsgrenzwerte nach 17. BImSchV mit den zukünftigen Emissionsgrenzwerten nach IED (Industrial Emissions Directive bzw. Industrieemissionsrichtlinie) in Tabelle 1 lassen sich die steigenden Emissionsanforderungen an die Rauchgasreinigung verdeutlichen.

Tab. 1: Emissionsgrenzwerte in [mg/m^3_N] (PCDD / PCDF in [ng TE/m^3_N]) nach 17. BImSchV (bezogen auf das tr.RG i.N. bei 11 Vol.-% O_2, Stand: 13.02.2024) und nach IED

Schadstoff/Parameter	TMW	HMW	JMW	TMW (IED)
Kohlenmonoxid (CO)	50	100	–	10
gasf. anorg. Chlorverb. als HCl	NA: 6 BA: 8	40	–	2
gasf. anorg. Fluorverb. als HF	0,9	4	–	< 1
Schwefeloxide (SO_x) als SO_2	NA: 30 BA: 40	200	–	5
Stickoxide (NO_x) als NO_2	NA: 120 BA: 150[1]	400	100[2]	50
Ammoniak (NH_3) (SCR / SNCR)	10	15	–	2
Gesamtstaub	5	20	–	2
TVOC / C_{ges}	10	20	–	3
Quecksilber (Hg)	0,01	0,035	0,005[2]	0,005[3] 0,001[4]
∑ Cd + Tl	0,02		–	0,005
∑ As, Cd, Co, Cr + Benzo(a)pyren	0,05		–	–
∑ Sb, As, Pb, Cr, Co, Cu, Mn, Ni, V, Sn	0,3		–	0,01
Dioxine/Furane (PCDD/PCDF)	NA: 0,08[5] BA: 0,1[5]		–	0,01[5]

TMW = Tagesmittelwert; HMW = Halbstundenmittelwert; JMW = Jahresmittelwert; NA = Neuanlagen; BA = Bestandsanlagen; IED = Industrial Emissions Directive (Industrieemissionsrichtlinie)

[1] für BA mit einer Feuerungswärmeleistung (FWL) < 50 MW mit SNCR und falls kein SCR-Betrieb möglich ist sowie für BA vor 02.05.2013 gilt: TMW =180 mg/m^3_N

[2] gilt nicht für Abfallmitverbrennungsanlagen (AMVA) mit SNCR und einer FWL ≤ 50 MW

[3] kontinuierliche Überwachung

[4] Langzeitüberwachung

[5] in [ng TE/m^3_N] (TE = Toxizitätsäquivalente)

Die aktuelle 17. BImSchV umfasst neben der Anforderung der Wärmenutzung auch weitere Anforderungen zur Energieeffizienz. Demnach sind der elektrische Bruttowirkungsgrad, die Bruttoenergieeffizienz und der Kesselwirkungsgrad zu bestimmen sowie gewisse Mindestanforderungen einzuhalten. Entsprechend steht neben der weiteren Reduzierung der Schadstoffemissionen ebenso die Energieeffizienz im Fokus.

Folgendes wurde bei der Konzeption der im Rahmen dieser Studie zu erarbeitenden Verfahrenskonzepte berücksichtigt:

- Bei den konditionierten Trockensorptionsverfahren (KTS) kann die Abgastemperatur nach Kessel durch eine Wärmeauskopplung als Ersatz für die Verdampfungskühlung bei der Rauchgaskonditionierung weiter gesenkt werden. Dabei ist zu berücksichtigen, dass die Feuchtekonditionierung nicht über einen Sprühabsorber, Sprühtrockner oder Verdampfungskühler, sondern über eine entsprechende Befeuchtung des Reststoffrezirkulats gewährleistet wird.
- Insbesondere bei den zu erstellenden Konzepten mit einer *Schnittstelle für eine Post-Combustion Carbon-Capture-Anlage* (PCCC) besteht die Option einer Kondensationsstufe. D. h., dass zusätzlich Wärme auf niedrigem Temperaturniveau ausgekoppelt werden kann. Zu berücksichtigen ist dabei, dass die Anlagen dann nicht mehr abwasserfrei betrieben werden können. Um die Wärme nutzbar zu machen, sind diese Konzepte außerdem mit einer Wärmepumpe zu kombinieren. Nicht betrachtet wurden im Rahmen dieser Studie die saisonalen Verwertungsmöglichkeiten der ausgekoppelten Energie bzw. Wärme (im Winterbetrieb/im Sommerbetrieb), was standortspezifisch erarbeitet werden muss.
- Der Einfluss des DeNO$_x$-Verfahrens auf das Temperaturniveau und die damit verbundenen Möglichkeiten der Energieeinsparung und -auskopplung wurden ebenfalls berücksichtigt. Insbesondere im Hinblick auf die gewählten IED-Grenzwerte scheint die SNCR am Ende ihrer Leistungsfähigkeit zu sein. Daher wird im Rahmen dieser Studie das LOTOX®-Verfahren erläutert, welches die Einhaltung der zukünftigen Grenzwerte in der Kombination aus SNCR, LOTOX®-Verfahren und Natronlaugewäscher aus Sicht der Autoren ermöglicht.

Die Auflistung der Maßnahmen zur weiteren Erhöhung der Energieeffizienz, insbesondere im Bereich der Abgasreinigung, ist nicht abschließend. Durch den neuen Fokus der Energieeffizienz in der aktuellen 17. BImSchV und den zukünftigen Themen zur CO_2-Reduzierung sind weitere Entwicklungsschritte vorprogrammiert.

2. Darstellung und Bilanzierung der Verfahrenskonzepte

In diesem Kapitel werden die Verfahrenskonzepte für die Rauchgasreinigung bei der Müllverbrennung dargestellt und bilanziert. Außerdem wird ein Verfahrenskonzept für die Rauchgasreinigung bei der Klärschlammverbrennung dargestellt. Für dieses Verfahrenskonzept erfolgt jedoch keine Bilanzierung, weil sich aufgrund der unterschiedlichen Zusammensetzung von Müll und Klärschlamm eine abweichende Rauchgaszusammensetzung ergibt, die zu unterschiedlichen Anforderungen an die Abscheideleistung bei der Rauchgasreinigung führt, sodass hier keine gemeinsame Basis für einen direkten Vergleich der Bilanzierungsergebnisse vorhanden ist.

2.1. Verfahrenskonzepte bei der Müllverbrennung

Bei der Rauchgasreinigung hinter Müllverbrennungsanlagen werden für die Abscheidung der sauren Gase oft die konditionierte Trockensorption mit Kalkhydrat und das Trockensorptionsverfahren mit Natriumbicarbonat als Abscheideverfahren eingesetzt. Beide Verfahren zählen zu den Flugstromverfahren, bei denen das Additiv als trockenes Pulver in das Rauchgas vor einem Gewebefilter zugegeben wird, in dem anschließend die Abscheidung des Staubs und der Reaktionsprodukte erfolgt. Aufgrund des hohen Temperaturniveaus bei der Schadstoffabscheidung wird das Trockensorptionsverfahren mit Natriumbicarbonat ausschließlich als erste Abscheidestufe eines zweistufigen Verfahrenskonzepts gewählt, während sich die konditionierte Trockensorption mit Kalkhydrat für beide Abscheidestufen eignet. Eine Rauchgaswäsche mit Natronlauge wird wegen des niedrigen Temperaturniveaus bei der Schadstoffabscheidung dagegen nur als zweite Abscheidestufe für die Feinreinigung und als Schnittstelle für eine optionale Post-Combustion Carbon-Capture-Anlage (PCCC) eingesetzt.

Natriumbicarbonat wird ausschließlich über eine pneumatische Förderung in das Rauchgas dosiert, da die Förderluft gleichzeitig zur Kühlung der Sichtermühlen benötigt wird. Dabei erwärmt sich die Förderluft auf ca. 40 °C. Die Förderluftmasse bewirkt bei der Vermischung mit dem Rauchgas eine Rauchgasabkühlung, die bei der Bilanzierung durch eine entsprechende Mischungsrechnung berücksichtigt wird.

Kalkhydrat kann über eine pneumatische Förderung oder über eine Förderschnecke in das Rauchgas dosiert werden. Bei der Rauchgas- bzw. Partikelkonditionierung mittels externer Rezirkulatbefeuchtung erfolgt die Zumischung von Wasser und die Dosierung des befeuchteten Rezirkulats in einen Flugstromreaktor über einen Doppelwellenmischer, während die Dosierung von Frischkalk und Aktivkoks über eine Förderschnecke vorgenommen wird. In diesen Fällen wird keine Förderluft benötigt bzw. bei der Bilanzierung berücksichtigt.

Wie bereits in Kapitel 1 erläutert, können die neuen Emissionsgrenzwerte nach 17. BImSchV (Tabelle 1) praktisch nur noch mit zweitstufigen Abscheideverfahren sicher eingehalten werden. Eine weitere Absenkung der Emissionsgrenzwerte nach IED ist dann nur noch über eine Erhöhung des Stöchiometriefaktors für die Schadstoffabscheidung möglich.

In dem ökonomischen Gutachten von 2010 [2] wurde für die konditionierte Trockensorption mit Kalkhydrat ein Stöchiometriefaktor von 1,8 und für die Trockensorption mit Bicarbonat ein Stöchiometriefaktor von 1,2 angenommen. Aufgrund der höheren Anforderungen an die Abscheideleistung infolge der niedrigeren Emissionsgrenzwerte müssen die Stöchiometriefaktoren bei der Bilanzierung angepasst werden. Hierbei erfordert vor allem die Verschärfung der Emissionsgrenzwerte von der 17. BImSchV (aktuell) auf IED-Werte eine deutliche Anhebung des Stöchiometriefaktors von 1,9 auf 2,4 für die konditionierte Trockensorption mit Kalkhydrat. Die damit verbundenen Auswirkungen auf den Additivmengenbedarf lassen sich am Beispiel der HCl-Abscheidung bei der konditionierten Trockensorption mit Kalkhydrat verdeutlichen (Tabelle 2).

Tab.2: Auswirkungen der Absenkung des HCl-Emissionsgrenzwerts nach 17. BImSchV (alt) auf den aktuellen Emissionsgrenzwert nach 17. BImSchV (neu) bzw. auf den zukünftigen Emissionsgrenzwert nach IED bei der konditionierten Trockensorption mit Kalkhydrat [1]

Parameter	Einheit	nach 17. BImSchV		nach IED [4]
		(alt) [2]	(neu) [3]	
HCl-Emissionsgrenzwert	[mg/m$^3_{N,tr.}$]	10	8	2
Stöchiometriefaktor SV_2	[–]	1,8	1,9	2,4
Additivmengenbedarf (min) [5]	[kg/h]	209,5	209,8	210,6
Additivmengenbedarf (tats) [6]	[kg/h]	377,1	398,6	505,5
Additivmengenbedarf (ges) [7]	[kg/h]	555,9	590,4	761,5
Mehrverbrauch (nur HCl)	[kg/h]	167,6	188,8	295,0

[1] Rohgaskonzentrationen in [mg/m^3_N]: HCl = 1.500, HF = 14, SO_2 = 650; trockener RG-Normvolumenstrom = 131.472 m^{3}N/h

[2] Emissionsgrenzwerte nach 17. BImSchV (Stand: 31.01.2009) in [mg/m^3_N]: HCl = 10, HF = 1, SO_2 = 50

[3] Emissionsgrenzwerte nach 17. BImSchV (Stand: 13.02.2024) in [mg/m^3_N]: HCl = 6(NA)/8(BA), HF = 0,9, SO_2 = 30(NA)/40(BA)

[4] Emissionsgrenzwerte nach IED in [mg/m^3_N]: HCl = 2, HF < 1(für die Bilanzierung: HF = 0,5), SO_2 = 5

[5] minimaler Additivmengenbedarf für die HCl-Abscheidung bei einem Stöchiometriefaktor von SV_2 = 1,0

[6] tatsächlicher Additivmengenbedarf für die HCl-Abscheidung bei entsprechendem Stöchiometriefaktor

[7] tatsächlicher Additivmengenbedarf für die gesamte Schadstoffabscheidung bei entsprechendem Stöchiometriefaktor

Bei der Absenkung des HCl-Emissionsgrenzwerts von 8 mg/m^3_N auf 2 mg/m^3_N ergibt sich für den stöchiometrischen Additivmengenbedarf ein Mehrverbrauch von lediglich 0,8 kg/h, während der Mehrverbrauch für den tatsächlichen Additivmengenbedarf 106,9 kg/h beträgt.

Das ist das 133,6-fache des stöchiometrischen Mehrverbrauchs bzw. ein Mehrverbrauch von 106,1 kg/h durch die höhere Stöchiometrie oder ca. 14 % des gesamten Additivmengenbedarfs für die Schadstoffabscheidung bei der konditionierten Trockensorption mit Kalkhydrat.

2.1.1. Zweistufige konditionierte Trockensorption mit Kalkhydrat und SCR

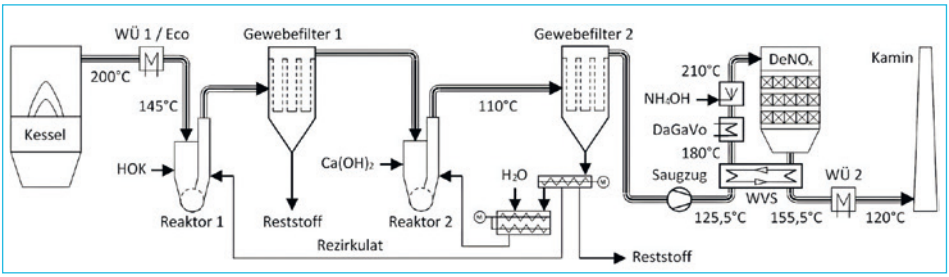


Abb. 1: Variante V1: Zweistufige konditionierte Trockensorption (KTS) mit Kalkhydrat und SCR; Abk.: DaGaVo = Dampf-Gas-Vorwärmer, WÜ = Wärmeübertrager, WVS = Wärmeverschiebesystem

Tab. 3: Betriebsmittelbedarf Variante V1

Parameter	Einheit	WÜ 1 / Eco	Reaktor 1	GWF 1	Reaktor 2	GWF 2	SZ	DaGaVo	SCR	WVS	WÜ 2	Summe
Strom (elektrische Leistung)	[kWh/h]		27	135	27	135	973					1.297
Kalkhydrat (95 Ma.-% $Ca(OH)_2$)	[kg/h]				761							761
Natriumbicarbonat (98 Ma.-% $NaHCO_3$)	[kg/h]											0
Natronlauge (50 Ma.-% NaOH)	[kg/h]											0
Aktivkoks (AK)	[kg/h]		23									23
Ammoniakwasser (25 Ma.-% NH_3)	[kg/h]								70			70
Wasser (Prozesswasser)	[kg/h]				2.815							2.815
Druckluft (tr.)	[m³$_N$/h]			214		465			44			722
Sauerstoff (O_2)	[kg/h]											0

MD-Dampf (16 bar(a) / 280 °C)	[kg/h]							3.110				3.110
nutzbare Wärmeleistung ($\dot{Q}_{th,nutz}$)	[kW]	3.263									2.150	5.413
Reststoffentsorgung (RS)	[kg/h]		1.491									1.491
Abwasserentsorgung	[kg/h]											0

Bem.: Der Wirkungsgrad des Saugzugs beträgt 82 %, das nutzbare Enthalpiegefälle bei der Kondensation des MD-Dampfs (16 bar; 280 °C) im DaGaVo:
Δh_{MD} = 2.131,6 kJ/kg.

2.1.2. Kombiniertes Sorptionsverfahren mit Bicarbonat und Kalkhydrat sowie SCR

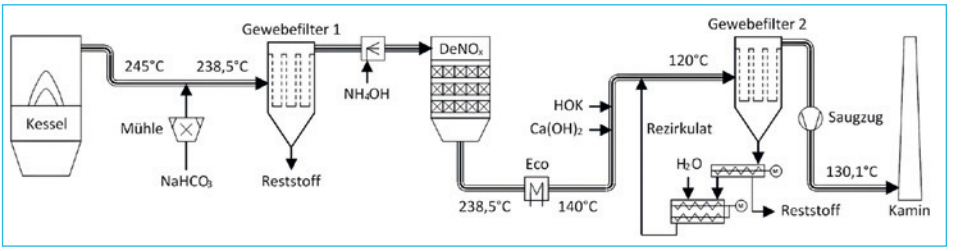


Abb. 2: Variante V2: Kombiniertes Sorptionsverfahren mit Bicarbonat und Kalkhydrat sowie SCR

Tab. 4: Betriebsmittelbedarf, Variante V2

Parameter	Einheit	TSV	GWF 1	SCR	Eco	KTS	GWF 2	SZ	Summe
Strom (elektrische Leistung)	[kWh/h]	88	130				135	636	**989**
Kalkhydrat (95 Ma.-% $Ca(OH)_2$)	[kg/h]					9			**9**
Natriumbicarbonat (98 Ma.-% $NaHCO_3$)	[kg/h]	827							**827**
Natronlauge (50 Ma.-% NaOH)	[kg/h]								**0**
Aktivkoks (AK)	[kg/h]					23			**23**
Ammoniakwasser (25 Ma.-% NH_3)	[kg/h]			70					**70**
Wasser (Prozesswasser)	[kg/h]					1.654			**1.654**
Druckluft (tr.)	[m^3_N/h]		111	44			342		**497**
Sauerstoff (O_2)	[kg/h]								**0**
MD-Dampf (16 bar(a) / 280 °C)	[kg/h]								**0**
nutzbare Wärmeleistung (Qth)	[kW]				6.059				**6.059**

Reststoffentsorgung (RS)	[kg/h]	917				36			**953**
Abwasserentsorgung	[kg/h]								**0**

Bem.: Der Wirkungsgrad des Saugzugs beträgt 82 %, der Energiebedarf bei der Additivdosierung für die Bicarbonat-Mühle 55 kW, für den Sichter 11 kW und für den Ventilator 22 kW.

2.1.3. Trockensorption mit Bicarbonat, Kalkhydrat und SCR

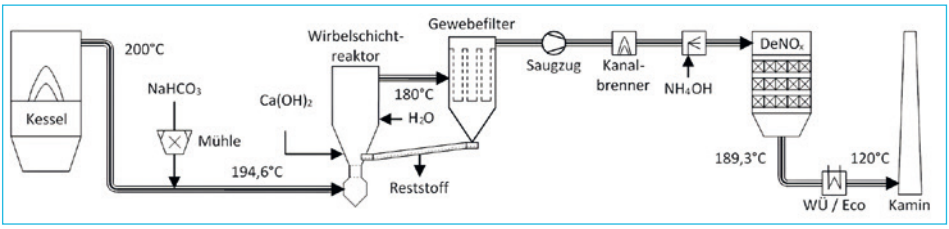


Abb. 3: Variante V3: Trockensorption (TS) mit Bicarbonat, Kalhydrat und SCR
Abk.: WÜ = Wärmeübertrager

Tab. 5: Betriebsmittelbedarf, Variante V3

Parameter	Einheit	TSV	WSR	GWF	SZ	SCR	WÜ / Eco	Summe
Strom (elektrische Leistung)	[kWh/h]	88	25	135	588			836
Kalkhydrat (95 Ma.-% $Ca(OH)_2$)	[kg/h]		10					10
Natriumbicarbonat (98 Ma.-% $NaHCO_3$)	[kg/h]	903						903
Natronlauge (50 Ma.-% NaOH)	[kg/h]							0
Aktivkoks (AK)	[kg/h]		42					42
Ammoniakwasser (25 Ma.-% NH_3)	[kg/h]					70		70
Wasser (Prozesswasser)	[kg/h]		1.209					1.209
Druckluft (tr.)	[m^3_N/h]			100		44		144
Sauerstoff (O_2)	[kg/h]							0
MD-Dampf (16 bar(a) / 280 °C)	[kg/h]							0
nutzbare Wärmeleistung (Qth)	[kW]						4.262	4.262
Reststoffentsorgung (RS)	[kg/h]	967	54					1.020
Abwasserentsorgung	[kg/h]							0

Bem.: Der Wirkungsgrad des Saugzugs beträgt 82 %, der Energiebedarf bei der Additivdosierung für die Bicarbonat-Mühle 55 kW, für den Sichter 11 kW und für den Ventilator 22 kW. Für die Reinigung des SCR-Katalysators von Ammoniumverbindungen durch die Aufheizung auf 320 °C (bei verminderter Kesselleistung von 60 % und 8 Reinigungsvorgängen zu jeweils 6 h pro Jahr) ist ein Erdgasbedarf (mit Hu = 10,08 kWh/m^3N EG) von 27.946 m^3N EG/a erforderlich.

2.1.4. Trockensorption mit Bicarbonat, SCR und Wäscher (CC-Ready)

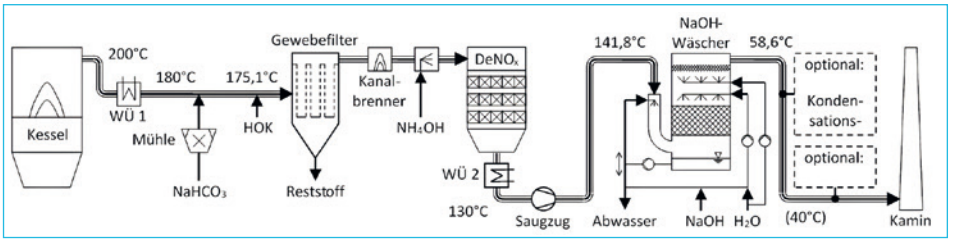


Abb. 4: Variante V4: Trockensorption (TS) mit Bicarbonat, SCR und Rauchgaswäscher sowie optionalem Kondensationswäscher und optionalem Post-Combustion Carbon-Capture-Verfahren (PCCC); Abk.: WÜ = Wärmeübertrager

Tab. 6: Betriebsmittelbedarf, Variante V4

Parameter	Einheit	WÜ 1	TSV	GWF	SCR	WÜ 2	SZ	NLW	Summe
Strom (elektrische Leistung)	[kWh/h]		88	130			735		953
Kalkhydrat (95 Ma.-% $Ca(OH)_2$)	[kg/h]								0
Natriumbicarbonat (98 Ma.-% $NaHCO_3$)	[kg/h]		832						832
Natronlauge (50 Ma.-% NaOH)	[kg/h]							3,5	3,5
Aktivkoks (AK)	[kg/h]		32						32
Ammoniakwasser (25 Ma.-% NH_3)	[kg/h]				70				70
Wasser (Prozesswasser)	[kg/h]							7.346	7.346
Druckluft (tr.)	[m^3_N/h]			98	44				142
Sauerstoff (O_2)	[kg/h]								0
MD-Dampf (16 bar(a) / 280 °C)	[kg/h]								0
nutzbare Wärmeleistung (Q_{th})	[kW]	1.192				2.741			3.933
Reststoffentsorgung (RS)	[kg/h]		953						953
Abwasserentsorgung	[kg/h]							18	18

Bem.: Der Wirkungsgrad des Saugzugs beträgt 82 %, der Energiebedarf bei der Additivdosierung für die Bicarbonat-Mühle 55 kW, für den Sichter 11 kW und für den Ventilator 22 kW. Für die Reinigung des SCR-Katalysators von Ammoniumverbindungen durch die Aufheizung auf 320 °C (bei verminderter Kesselleistung von 60 % und 8 Reinigungsvorgängen zu jeweils 6 h pro Jahr) ist ein Erdgasbedarf (mit Hu = 10,08 kWh/m^3N EG) von 30.285 m^3N EG/a erforderlich. Bei einer nachgeschalteten Rauchgaskondensation (RGK) mit optionalem Kondensationswäscher (Δp = 10 mbar) erhöht sich die erforderliche Saugzugleistung um 84,5 kW. Die ausgekoppelte Wärmemenge beträgt ca. 11.871 kW. Zusätzlich fällt eine Kondensatmenge von 15.984 kg/h als Abwasser zur Entsorgung an.

2.1.5. Konditionierte Trockensorption mit Kalkhydrat, SNCR und Wäscher (CC-Ready)

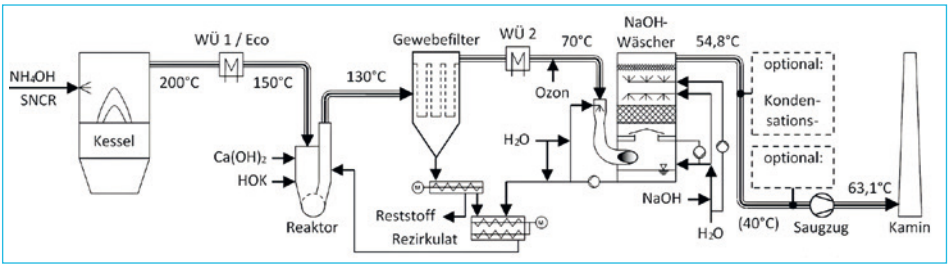


Abb. 5: Variante V5: Konditionierte Trockensorption (KTS) mit Kalkhydrat, SNCR und Rauchgaswäscher sowie optionalem Kondensationswäscher und optionalem Post-Combustion Carbon-Capture-Verfahren (PCCC); Abk.: WÜ = Wärmeübertrager

Tab. 7: Betriebsmittelbedarf, Variante V5

Parameter	Einheit	SNCR	WÜ 1 / Eco	Reak-tor	GWF	WÜ 2	LO-TOX	NLW	SZ	Sum-me
Strom (elektrische Leistung)	[kWh/h]			27	135		27		512	701
Kalkhydrat (95 Ma.-% $Ca(OH)_2$)	[kg/h]			590						590
Natriumbicarbonat (98 Ma.-% $NaHCO_3$)	[kg/h]									0
Natronlauge (50 Ma.-% NaOH)	[kg/h]						11	13		25
Aktivkoks (AK)	[kg/h]			24						24
Ammoniakwasser (25 Ma.-% NH_3)	[kg/h]	119								119
Wasser (Prozesswasser)	[kg/h]	475		1.653				1.354		3.482
Druckluft (tr.)	[m^3_N/h]	367			352					719
Sauerstoff (O_2)	[kg/h]						37			37
MD-Dampf (16 bar(a) / 280 °C)	[kg/h]									0
nutzbare Wärmeleistung (Q_{th})	[kW]		2.991			3.591				6.582
Reststoffentsorgung (RS)	[kg/h]			1.228			11	11		1.250
Abwasserentsorgung	[kg/h]									0

Bem.: Der Wirkungsgrad des Saugzugs beträgt 82 %. Bei einer nachgeschalteten Rauchgaskondensation (RGK) mit optionalem Kondensationswäscher (Δp = 10 mbar) erhöht sich die erforderliche Saugzugleistung um 69,2 kW. Die ausgekoppelte Wärmemenge beträgt ca. 9.158 kW. Zusätzlich fällt eine Kondensatmenge von 12.318 kg/h als Abwasser zur Entsorgung an.

2.1.6. Vergleichende Gegenüberstellung der Betriebsmittelmengen für die Varianten

In Tabelle 8 werden die Betriebsmittelmengen für die Varianten V1 bis V5 zum Vergleich gegenübergestellt.

Tab. 8: Betriebsmittelmengen für die Varianten V1 bis V5

Parameter	Einheit	V1	V2	V3	V4	V5
Strom (elektrische Leistung)	[kWh/h]	1.297	989	836	953	701
Kalkhydrat (95 Ma.-% $Ca(OH)_2$)	[kg/h]	761	9	10	0	590
Natriumbicarbonat (98 Ma.-% $NaHCO_3$)	[kg/h]	0	827	903	832	0
Natronlauge (50 Ma.-% NaOH)	[kg/h]	0	0	0	3,5	25
Aktivkoks (AK)	[kg/h]	23	23	42	32	24
Ammoniakwasser (25 Ma.-% NH_3)	[kg/h]	70	70	70	70	119
Wasser (Prozesswasser)	[kg/h]	2.815	1.654	1.209	7.346	3.482
Druckluft (tr.)	[m^3_N/h]	722	497	144	142	719
Sauerstoff (O_2)	[kg/h]	0	0	0	0	37
MD-Dampf (16 bar(a) / 280 °C)	[kg/h]	3.110	0	0	0	0
nutzbare Wärmeleistung (Q_{th})	[kW]	5.413	6.059	4.262	3.933[1]	6.582[1]
Reststoffentsorgung (RS)	[kg/h]	1.491	953	1.020	953	1.250
Abwasserentsorgung	[kg/h]	0	0	0	18	0

[1] Durch die Nachschaltung einer optionalen Kondensationsstufe (z. B. eines Kondensationswäschers) kann zusätzlich nutzbare Wärmeleistung ausgekoppelt werden. Bei Variante V4 können so zusätzlich ca. 11.871 kW und bei Variante V5 ca. 9.158 kW an nutzbarer Wärmeleistung ausgekoppelt werden. Dabei fällt jedoch zusätzlich eine Kondensatmenge von 15.984 kg/h bei Variante V4 und bei Variante V5 eine Kondensatmenge von 12.318 kg/h als Abwasser zur Entsorgung an. Die erforderliche Saugzugleistung erhöht sich infolge des zusätzlichen Druckverlustes durch den nachgeschalteten Kondensationswäscher um ca. 84,5 kW bei Variante V4 bzw. um ca. 69,2 kW bei Variante V5.

2.2. Verfahrenskonzept bei der Klärschlammverbrennung

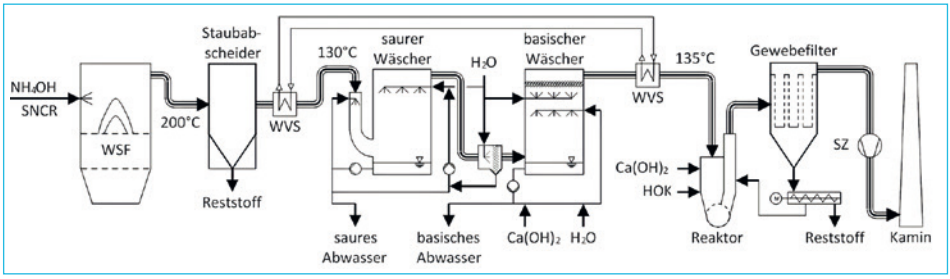


Abb. 6: Variante V6: RGR nach Klärschlammverbrennung (KSV) mit Staubabscheider (P-Recycling), Rauchgaswäscher, Flugstromadsorption mit Kalkhydrat/HOK und SNCR; Abk.: SZ = Saugzug, WSF = Wirbelschichtfeuerung, WVS = Wärmeverschiebesystem

3. Bewertung der CO_2-Emissionen

Die Bilanzgrenze bei der Bewertung der CO_2-Emissionen umfasst den Herstellungsprozess, den Transport (Anlieferung) zu den Anlagen und die Anwendung in den Anlagen der beiden betrachteten Additive Kalkhydrat ($Ca(OH)_2$) und Natriumhydrogencarbonat ($NaHCO_3$).

Branntkalk (CaO) entsteht beim Brennen (Calcinierung) von Kalkstein ($CaCO_3$). Nach Angaben des Bundesverbands der deutschen Kalkindustrie (BVK) werden bei der Herstellung von 1 t Branntkalk 1,18 t CO_2 emittiert [3]. Das entspricht einer spezifischen CO_2-Emission von 894 kg CO_2 pro t Kalkhydrat.

Bei der Herstellung von Natriumhydrogencarbonat werden die CO_2-Emissionen zum größten Teil durch die Bereitstellung und Umwandlung der Energie verursacht. Gemäß den Angaben von GEMIS [4] und Frischknecht et al. [5] entstehen ca. 575 kg CO_2 bei der Herstellung von einer Tonne Natriumhydrogencarbonat.

Die durch den Transport verursachten CO_2-Emissionen unterscheiden sich bei den Additiven durch die durchschnittlichen Entfernungen zwischen den Produktionsstandorten und den belieferten Anlagen. Während Kalkhydrat an zahlreichen Standorten in Deutschland hergestellt wird, findet die Produktion von Natriumhydrogencarbonat zum Einsatz in der Abgasreinigung derzeit nur an den zwei Standorten der Firma Solvay in Rheinberg und Staßfurt statt [1].

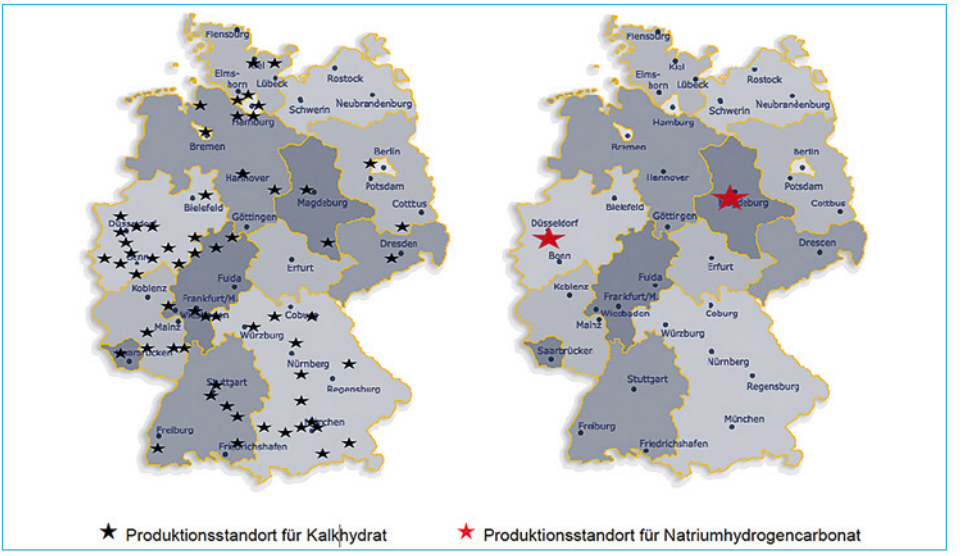


Abb. 7: Produktionsstandorte für Kalkhydrat und Natriumhydrogencarbonat [1] (bearbeitet)

Unter der Annahme von kreisförmigen Einzugsgebieten für die zu beliefernden Müllverbrennungsanlagen und einer gleichmäßigen Verteilung über das gesamte Bundesgebiet wurden die durchschnittlichen Transportentfernungen mithilfe der Anzahl der Produktionsstandorte für beide Additive näherungsweise berechnet (Tabelle 9) [1].

Tab. 9: Berechnung der CO_2-Emissionen beim Transport zum Einsatzort beider Additive

Parameter	**Produktionsstandorte**	**Einzugsgebiet**	**Einzugsradius**	**Dieselverbrauch**	**CO_2-Emissionen Transport**[1]	
Additiv	[Anzahl]	[km^2]	[km]	[ℓ/kg Additiv]	[kg/kg Additiv]	[kg/t Additiv]
Kalkhydrat	34	10.500	57,8	0,000809	0,002569	**2,6**
Natriumhydrogencarbonat	2	178.500	238,4	0,003337	0,010592	**10,6**

[1] inkl. CO_2-Emissionen aus dem Produktionsprozess für die Dieselherstellung

Das Einzugsgebiet in der Tabelle 9 stellt den Quotienten aus der Fläche für das gesamte Bundesgebiet von 357.000 km^2 und der Anzahl der Produktionsstandorte dar. In der Literatur [6] wird ein Kraftstoffverbrauch (LKW-Diesel) von 35 ℓ pro 100 km für ein Gelenkfahrzeug mit einer Nutzlast von 25 t angenommen. Die spezifische CO_2-Menge pro verbranntem Liter Kraftstoff kann

mit 3,174 kg CO_2/ℓ Diesel angenommen werden [7]. Damit errechnet sich der spezifische Dieselverbrauch in Liter pro kg Additiv für den Transport vom Produktionsstandort zum Einsatzort wie folgt:

$$\frac{35\ \text{Liter Diesel}}{100\ \text{km}} \cdot \frac{\text{Einzugsradius in km}}{25.000\ \text{kg Additiv}} = \frac{\text{Dieselverbrauch in Liter}}{\text{kg Additiv}}$$

Für die auf den Dieselverbrauch bezogenen CO_2-Emissionen gilt dann:

$$\frac{\text{Dieselverbrauch in Liter}}{\text{kg Additiv}} \cdot \frac{3{,}174\ \text{kg CO}_2}{\text{Dieselverbrauch in Liter}} \cdot \frac{1.000\ \text{kg Additiv}}{\text{t Additiv}} = \frac{\text{kg CO}_2}{\text{t Additiv}}$$

Für das Natriumhydrogencarbonat ergibt sich eine transportspezifische CO_2-Emission von 10,6 kg CO_2/t Additiv, während diese für das Kalkhydrat nur 2,6 kg CO_2/t Additiv beträgt. D. h., dass beim Transport von Natriumhydrogencarbonat vom Produktionsstandort bis zum Einsatzort im Vergleich zu Kalkhydrat durchschnittlich ca. viermal so viel CO_2 emittiert wird. Das ist auf den größeren Einzugsradius für die Anlieferung von Natriumhydrogencarbonat infolge der geringeren Anzahl der Produktionsstandorte im Vergleich zu Kalkhydrat zurückzuführen.

Die CO_2-Bilanzen beim Einsatz der beiden Additive in der Abgasreinigung sind unterschiedlich. Während das überstöchiometrische Kalkhydrat CO_2 in Form von Calciumcarbonat binden kann, wird beim Einsatz von Natriumhydrogencarbonat CO_2 freigesetzt.

Anhand der Bilanzierungsergebnisse und den spezifischen CO_2-Emissionen beider Additive kann man die CO_2-Bilanzen der fünf betrachteten Verfahrenskonzepte ermitteln.

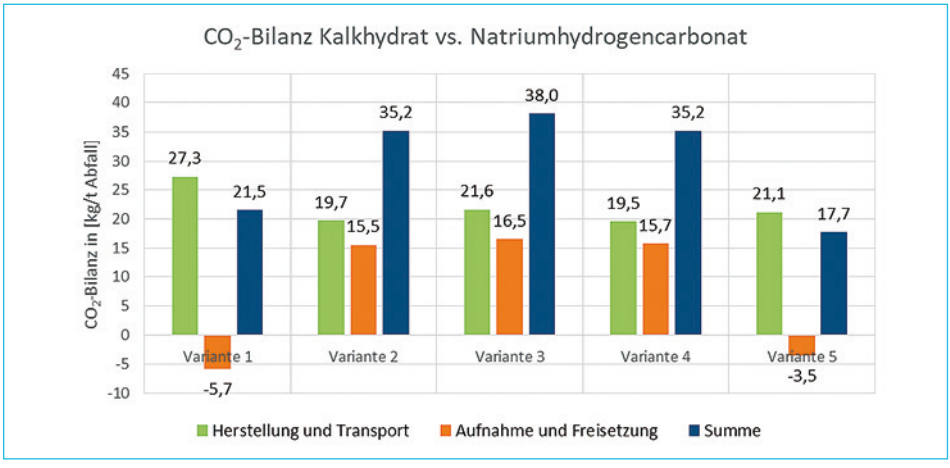
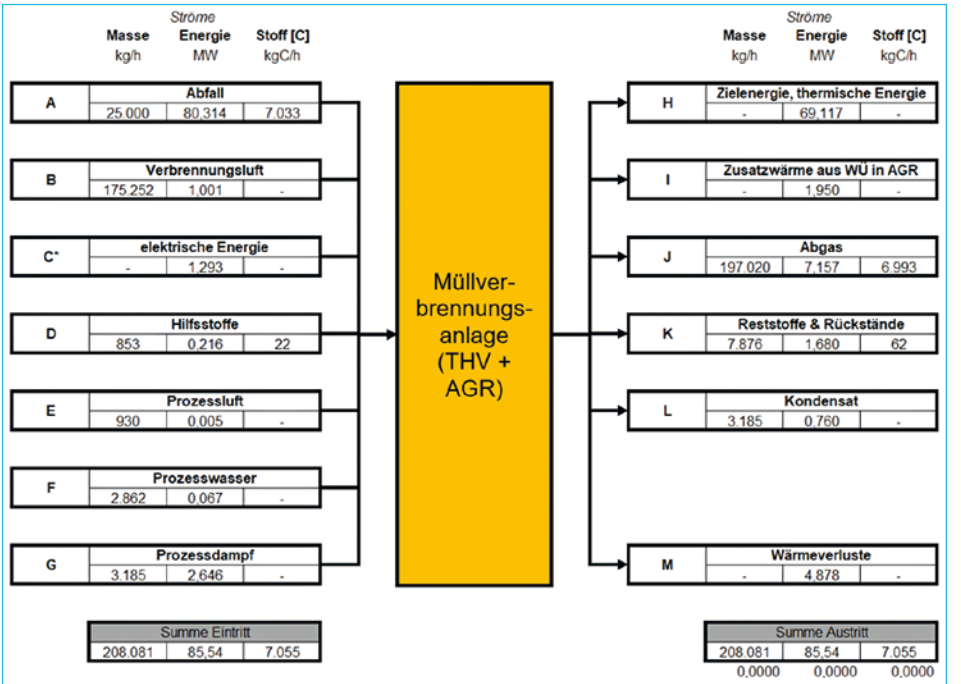


Abb. 8: CO_2-Bilanzen der betrachteten Verfahrenskonzepte bezogen auf die verbrannte Abfallmenge

Die linken Balken (grün) zu den Konzeptvarianten umfassen die CO_2-Emissionen aus dem Herstellungs- und Transportprozess. Dabei setzt das 1. Verfahrenskonzept die höchste CO_2-Menge frei. Die mittleren Balken (orange) stellen die aufgenommenen bzw. emittierten CO_2-Mengen in der Abgasreinigung dar. Die Balken von Verfahrenskonzept 1 und 5 liegen im negativen Bereich, da ein kleiner Anteil des CO_2 im Abgas an überschüssigem Kalkhydrat, das als Reststoff anfällt, gebunden wird. Die rechten Balken (blau) sind die resultierenden CO_2-Emissionen für den Gesamtprozess des jeweiligen Verfahrenskonzeptes. Die freigesetzten CO_2-Mengen bei der Abgasreinigung mit Natriumhydrogencarbonat (Verfahrenskonzept 2 bis 4) sind trotz der niedrigeren spezifischen CO_2-Emissionen bei der Herstellung in der gesamten Bilanzgrenze höher als die der kalkbasierten Verfahren. Das während des Herstellungsprozesses im Natriumhydrogencarbonat gebundene CO_2 wird bei der Aktivierung durch die Thermolyse und bei den Reaktionen mit den sauren Gasen als Produkt wieder emittiert und bewirkt daher höhere CO_2-Emissionen in den Anlagen.

Mithilfe der Massen-, Stoff- und Energiebilanzen kann die Kohlenstoffbilanz der Verfahrenskonzepte vollständig dargestellt werden. Nachfolgend wird beispielhaft nur für Variante 1 die detaillierte Stoffbilanz für Kohlenstoff beschrieben. Für alle betrachteten Varianten werden die dazugehörigen Sankey-Diagramme dargestellt.



C*: elektrischer Energieverbrauch der in der Abgasreinigung betrachteten Aggregate (z. B. Sichtermühle, Saugzug etc.)

Abb. 9: Massen-, Energie- und Kohlenstoffbilanz für das Verfahrenskonzept 1

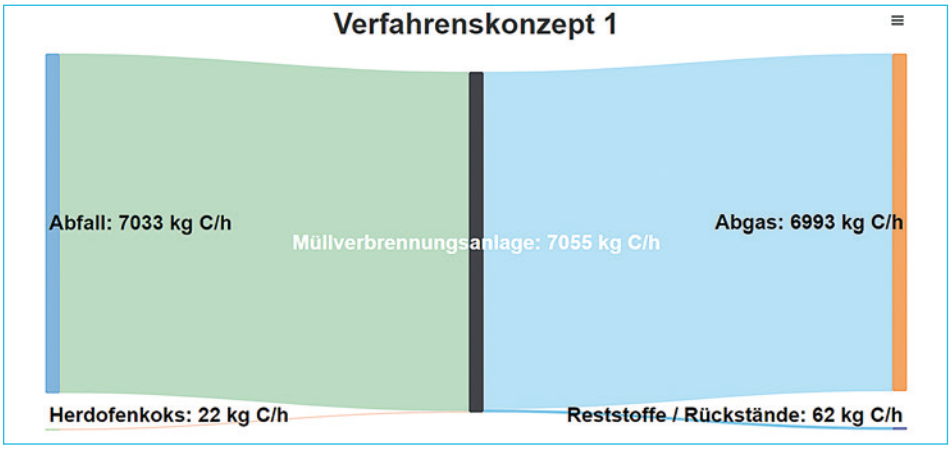


Abb. 10: Sankey-Diagramm zur Kohlenstoffbilanz für das Verfahrenskonzept 1

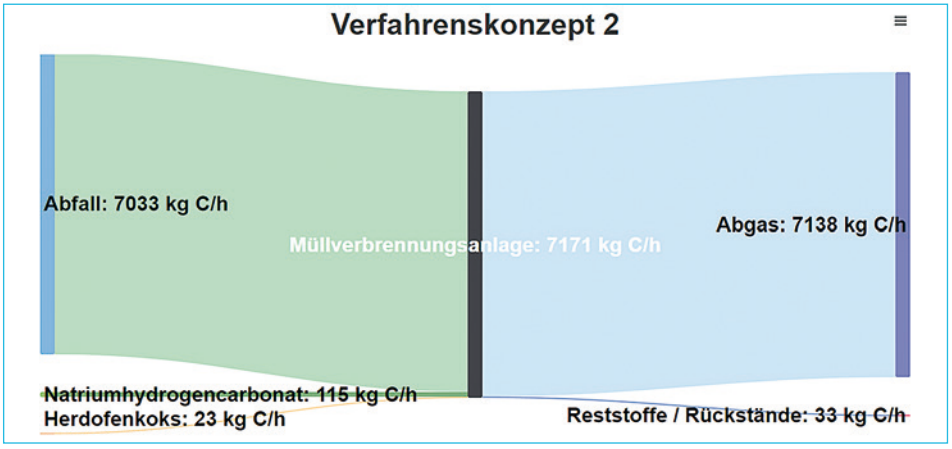


Abb. 11: Sankey-Diagramm zur Kohlenstoffbilanz für das Verfahrenskonzept 2

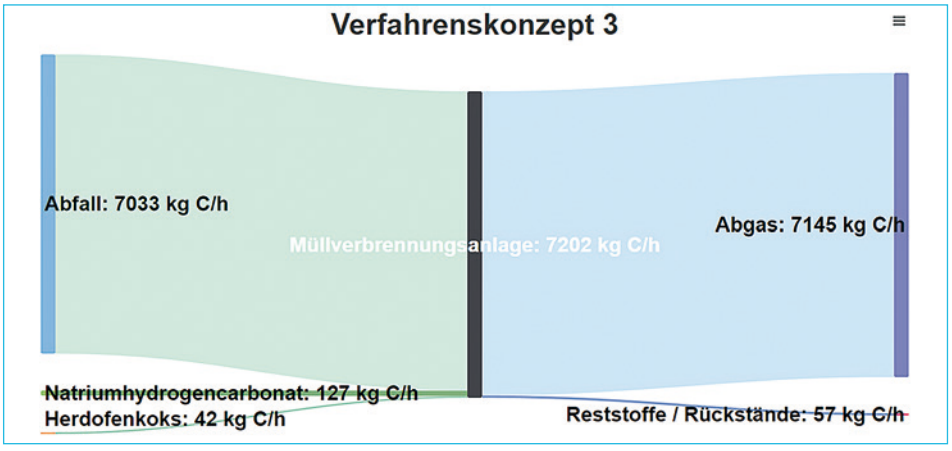


Abb. 12: Sankey-Diagramm zur Kohlenstoffbilanz für das Verfahrenskonzept 3

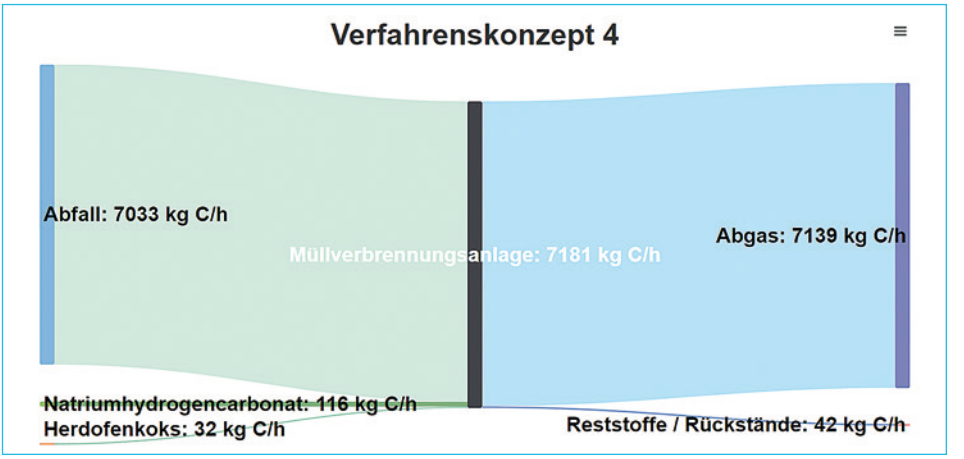


Abb. 13: Sankey-Diagramm zur Kohlenstoffbilanz für das Verfahrenskonzept 4

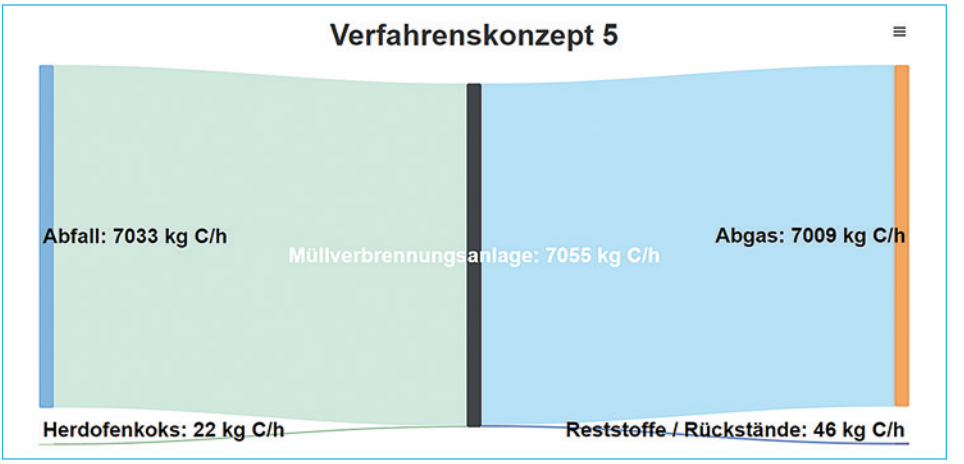


Abb. 14: Sankey-Diagramm zur Kohlenstoffbilanz für das Verfahrenskonzept 5

4. Bewertung der Verfahrenskonzepte

4.1. Bewertung der Verfahrenskonzepte bei der Müllverbrennung

Für die Bewertung der fünf Verfahrenskonzepte bei der Müllverbrennung aus Kapitel 2.1 kommen folgende Kriterien in Betracht:

1. *Abscheideeffizienz*:
   - 1.1 Reaktivität, Selektivität
   - 1.2 Stöchiometriefaktor
   - 1.3 Massenverhältnis Wirkstoff/Rohstoff (Additiv)

2. Abscheidepotenzial:
   - 2.1 Pufferpotenzial bzw. Pufferverhalten bei hohen Rohgaskonzentrationen
   - 2.2 Leistungsreserve bei weiterer Absenkung der Emissionsgrenzwerte
3. *Komplexität des Abscheideverfahrens*:
   - 3.1 einfache Anlagentechnik
   - 3.2 Aufwand für Betrieb, Wartung und Instandsetzung der Anlagenkomponenten
   - 3.3 Ausfallrisiko (Anfälligkeit für Betriebsstörungen); Betriebssicherheit
4. *Ressourcenaufwand*:
   - 4.1 Betriebsmittelmengen
   - 4.2 Betriebsmitteldiversität: Aufwand für Bevorratung und/oder Bereitstellung sowie Verfügbarkeit von Betriebsmitteln
5. *Entsorgungsaufwand*:
   - 5.1 Reststoffmengen
   - 5.2 Reststoffdiversität: Nutzung/Verwertung von Reststoffen; Abwasserfreiheit
6. *Energieeffizienz*:
   - 6.1 Anlagenwirkungsgrad
   - 6.2 zusätzliche Rauchgasaufheizung vor SCR (Selective Catalytic Reduction)
7. *Wärmerückgewinnungspotenzial*:
   - 7.1 nutzbare Wärmemenge
   - 7.2 Wärmequalität (Exergiegehalt)
   - 7.3 Wärmenutzungsmöglichkeiten (z. B. Wärmeauskopplung in ein Fernwärmenetz)
8. *CO_2-Bilanz*:
   - 8.1 CO_2-Abscheidepotenzial (CC-Ready (CC: Carbon Capture): Schnittstelle für eine PCCC-Anlage[1])
   - 8.2 CO_2-Footprint

Tab. 10: Bewertung der Verfahrenskonzepte bzw. Konzeptvarianten bei der Müllverbrennung

Variante	Vorteile	Nachteile
V1	+ große Pufferwirkung (2-stufig) bei hohen Rohgaskonzentrationen + sichere Einhaltung der Emissionsgrenzwerte nach IED möglich + niedrige Additivkosten + günstige CO_2-Bilanz	– niedrigere Abscheideeffizienz durch hohe Stöchiometrie – große Reststoffmengen zur Entsorgung – geringere Energieeffizienz infolge des Wärmebedarfs (MD-Dampf) für die erforderliche Rauchgasaufheizung vor SCR
V2	+ hohe Abscheideeffizienz durch niedrige Stöchiometrie + sichere Einhaltung der Emissionsgrenzwerte nach IED möglich + geringe Reststoffmengen zur Entsorgung + höhere Energieeffizienz durch Wärmerückgewinnung nach SCR	– geringe (max. 1-stufig) bis keine Pufferwirkung bei hohen Rohgaskonzentrationen – hohe Additivkosten – ungünstige CO_2-Bilanz
V3	+ hohe Abscheideeffizienz durch niedrige Stöchiometrie + sichere Einhaltung der Emissionsgrenzwerte nach IED möglich + geringe Reststoffmengen zur Entsorgung + höhere Energieeffizienz durch Wärmerückgewinnung nach SCR	– keine Pufferwirkung bei hohen Rohgaskonzentrationen – hohe Additivkosten – schlechteste CO_2-Bilanz aller 5 Varianten
V4	+ hohe Abscheideeffizienz durch niedrige Stöchiometrie + kleine Pufferwirkung (1-stufig) bei hohen Rohgaskonzentrationen + sichere Einhaltung der Emissionsgrenzwerte nach IED möglich + geringe Reststoffmengen zur Entsorgung + höhere Energieeffizienz durch Wärmerückgewinnung nach SCR und optionale Kondensationsstufe nach Wäscher	– komplexe Anlagentechnik (Wäscher) – hohe Additivkosten – hoher Prozesswasserbedarf – Abwasserentsorgung erforderlich – ungünstige CO_2-Bilanz

V5	+ große Pufferwirkung (2-stufig) bei hohen Rohgaskonzentrationen + sichere Einhaltung der Emissionsgrenzwerte nach IED möglich + niedrige Additivkosten + keine Abwasserentsorgung erforderlich + hohe Energieeffizienz durch Wärmerückgewinnung und optionale Kondensationsstufe nach Wäscher + beste CO_2-Bilanz aller 5 Varianten	– komplexe Anlagentechnik (Wäscher) – große Reststoffmengen zur Entsorgung

Ergebnis: Die Variante V5 bietet die meisten Vorteile und die wenigsten Nachteile von allen fünf Varianten und ist damit das favorisierte Verfahrenskonzept bei der Müllverbrennung.

4.2. Bewertung des Verfahrenskonzepts bei der Klärschlammverbrennung

Im Rahmen dieser Studie soll auch der Einsatz von Kalk in der Rauchgasreinigung (RGR) hinter Klärschlammverbrennungsanlagen (KVA) bewertet werden. Das Schema und die Beschreibung der Anlagenkonfiguration für ein geeignetes Verfahrenskonzept wurden bereits in Kapitel 2.2 (Variante V6) dargestellt. Aufgrund der unterschiedlichen Zusammensetzung von Müll und Klärschlamm wurde in diesem Fall auf eine Bilanzierung verzichtet. Die Bewertung des Verfahrenskonzepts bei der Klärschlammverbrennung erfolgt daher separat bzw. losgelöst von der Bewertung der Verfahrenskonzepte bei der Müllverbrennung.

Bei einem Einsatz von Kalk in der Wirbelschichtfeuerung einer KVA wäre eine Phosphorrückgewinnung infolge der Bildung von Calciumphosphat deutlich schwerer zu realisieren. Daher ist der Einsatz von Kalk erst nach der Abtrennung der P-reichen Flugasche in einem Staubabscheider sinnvoll. Da die Rauchgase aus Mono-Klärschlammverbrennungsanlagen erfahrungsgemäß wenig HCl und viel SO_2 enthalten, ist für die nachfolgende RGR der Einsatz eines Rauchgaswäschers mit Kalkmilch als Additiv geeignet.

Die Restabscheidung von SO_2 sowie die Abscheidung von Hg und PCDD/PCDF erfolgt in einem Flugstromadsorber mittels Kalkhydrat und Herdofenkoks (HOK).

Durch die niedrige Stöchiometrie bei der Schadstoffabscheidung in einem Rauchgaswäscher und den Verzicht auf einen Einsatz von der im Vergleich zu Kalkmilch teureren Natronlauge können so die Additivkosten minimiert werden.

5. Zusammenfassung

Die vorliegende Studie befasst sich mit einem Vergleich verschiedener Additive bei Trockensorptionsverfahren zur Rauchgasreinigung, insbesondere mit dem Fokus auf Kalkhydrat und Natriumbicarbonat. Im Rahmen dieser Studie sind die Ergebnisse aus dem ökonomischen Gutachten von 2010 [2] im Hinblick auf gestiegene Emissionsanforderungen überprüft sowie unter Berücksichtigung der Forderung an energieeffizientere Rauchgasreinigungsverfahren novelliert worden.

Die Einführung der Studie stellt die Relevanz von Kalkprodukten in der Rauchgasreinigung heraus, insbesondere in trockenen und halbtrockenen Sorptionsverfahren, in denen Kalkprodukte mit Natriumbicarbonat konkurrieren. Des Weiteren wird die Methodik für den Vergleich erläutert und die Berücksichtigung aktueller und künftiger Emissionsanforderungen erklärt.

In einem Kapitel über die verfahrenstechnischen Grundlagen werden verschiedene Additive und Verfahren zur Rauchgasreinigung untersucht. Dazu gehören das Trockensorptionsverfahren mit Natriumbicarbonat und die konditionierte Trockensorption mit Kalkhydrat. Es erfolgt ein detaillierter Vergleich der Vor- und Nachteile bei einem Einsatz von Kalkhydrat und Natriumbicarbonat sowie die Betrachtung weiterer Verfahren wie der Rauchgaswäsche mit Natronlauge zur Abscheidung sauer Gase und die Minderung der Stickoxide mit dem neuartigen LOTOX®-Verfahren.

Ein weiterer Schwerpunkt bei der Verfahrenskonzeption liegt auf der Optimierung der Energieeffizienz, wobei verschiedene Methoden zur Energieeffizienzsteigerung diskutiert werden.

Basierend auf den dargestellten Grundlagen wurden unter Berücksichtigung der Energieeffizienz fünf Verfahrenskonzepte für die Rauchgasreinigung bei der Müllverbrennung und ein Verfahrenskonzept für die Rauchgasreinigung bei der Klärschlammverbrennung erarbeitet.

Die verschiedenen Konfigurationen, die unterschiedliche Sorptions- und DeNO$_x$-Verfahren kombinieren, werden im Detail vorgestellt und bilanziert. Diese gewährleisten eine effiziente und den zukünftigen Emissionsanforderungen entsprechende Rauchgasreinigung.

Ergänzend zur Bilanzierung und Beschreibung der Verfahrenskonzepte wird außerdem eine Analyse der CO_2-Emissionen unter Berücksichtigung der Produktion, des Transports und der Anwendung für die Additive Kalkhydrat und Natriumbicarbonat dargestellt.

Abschließend erfolgt die Bewertung der Verfahrenskonzepte anhand verschiedener Kriterien wie der Abscheideeffizienz, der Anlagen- und Prozesskomplexität, dem Ressourcenbedarf, dem Entsorgungsaufwand, der Energieeffizienz und den CO_2-Emissionen.

Als Ergebnis der Bewertung der fünf betrachteten Verfahrenskonzepte bei der Müllverbrennung wird das Verfahrenskonzept der konditionierten Trockensorption mit Kalkhydrat, SNCR und Wäscher (Variante V5) favorisiert, da es die meisten Vorteile und die wenigsten Nachteile bietet (Tabelle 10). Durch die Kombination des SNCR-Verfahrens mit dem LOTOX®-Verfahren erhält man hier ein zweistufiges DeNO_x-Verfahren, das mehrere Optionen für die Regelung der NO_x-Emissionsminderung bietet. Außerdem ist dadurch die Nachrüstung bzw. Aufwertung einer SNCR-Anlage bei Bestandsanlagen möglich, um so die Einhaltung der zukünftigen NO_x-Emissionsanforderungen (auch im Hinblick auf die Anforderungen an die RGR bei einer optionalen CO_2-Abscheidung) gewährleisten zu können.

8. Quellen

[1] Endbericht: Vergleichende ökologische Betrachtung verschiedener Einsatzstoffe bei Trockensorptionsverfahren zur Rauchgasreinigung. Erstellt für: Bundesverband der Deutschen Kalkindustrie, Köln. Erstellt durch: Technische Universität München, Lehrstuhl für Rohstoff- und Energietechnologie, Straubing; ATZ Entwicklungszentrum, Sulzbach-Rosenberg; Juli 2009.

[2] Endbericht: Vergleichende ökonomische Betrachtung verschiedener Einsatzstoffe bei Trockensorptionsverfahren zur Rauchgasreinigung. Auftraggeber: Bundesverband der Deutschen Kalkindustrie e.V. (BVK). Autoren: Prof. Dr.-Ing. Michael Beckmann, Technische Universität Dresden (TUD), Institut für Energietechnik; Dipl.-Ing. Rudi Karpf, Dipl.-Ing. Volker Dütge, ete.a Ingenieurgesellschaft für Energie- und Umweltengineering & Beratung mbH; April 2010.

[3] Bundesverband der Deutschen Kalkindustrie (BVK). Kennzahlen der Kalkhydratherstellung (unveröffentlicht); 2007.

[4] Gesamt-Emissions-Modell Integrierter Systeme (GEMIS). Herstellung von Soda; 2007.

[5] Bundesamt für Energiewirtschaft (BEW) [Hrsg.]. R. Frischknecht [u.a.]: Ökoinventare von Energiesystemen: Grundlagen für den ökologischen Vergleich von Energiesysremen und den Einbezug von Energiesystemen in Ökobilanzen für die Schweiz; Projekt- und Studienfonds der Elektrizitätswirtschaft (PSEL); 3. Aufl. 1996.

[6] Ministerio de Fomento [Hrsg.]: Observatorio de Costes del Transporte de Mercancías por Carretera; Juli 2019.

[7] Andre Kranke: So ermitteln Sie den CO_2-Fußabdruck. In: VerkehrsRUNDSCHAU Spezial – CO_2-Berechnung; Das Sonderheft zur Ermittlung von Treibhausgas-Emissionen in der Logistik; 2011.

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

Betriebserfahrungen der Wanderbetttechnologie Quecksilber-Minderung an bestehenden Großanlagen

Jan Schütze, Dorian Rasche und Uwe Schadow

1. Einleitung 489
2. Hintergrund 490
3. Verfahrensbeschreibung Wanderbetttechnologie 492
3.1. Upscaling der Wanderbetttechnologie 493
4. Erfahrungen an der Großanlage 494
4.1. Planungs-, Errichtungsphase 494
4.2. Anlagenbetrieb 496
5. Zusammenfassung 497
6. Quellen 497

1. Einleitung

Durch die Überarbeitung des BREF-Regelwerkes sind für Braunkohlekraftwerke zunehmend verschärfte Hg-Grenzwerte zu erwarten. Ab 2026 liegen sie voraussichtlich im Bereich von < 6 µg/Nm^3.

Da Braunkohlekraftwerke in der Regel nicht mit einer SCR-DeNO_X-Anlage ausgestattet sind, welche als Nebeneffekt auch die Oxidation der elementaren Hg-Spezies (Hg^0) katalysiert, werden speziell in diesen Kraftwerken höhere Hg^0-Gehalte emittiert als bei Steinkohlekraftwerken.

Um der aktuellen und zukünftig noch wachsenden Herausforderung einer effizienten Quecksilberabscheidung auch in bestehenden Großanlagen gerecht zu werden, haben die beiden Firmen IEM und Steinmüller Engineering im Jahr 2019

eine neue Technologie, die Wanderbetttechnologie, entwickelt. Die anfängliche Idee wurde in den vergangenen Jahren über die Testanlage bis hin zur Großanlage weiterentwickelt.

Die Technologie bietet einen Verfahrensansatz zur gezielten Hg^0-Minderung durch die Nachrüstung eines speziellen Hg^0-Oxidationskatalysors in der Gasphase nach dem Elektrofilter. An einem Kraftwerksstandort wird die erste großtechnische Anlage dieser Art durch das Konsortium der Firmen IEM und Steinmüller Engineering nachgerüstet (Prototypenstatus). Die Anlage verspricht auch gegenüber dem bisher verbauten AK(Aktivkohle)-Flugstromverfahren einen wesentlichen Betriebskostenvorteil, da deutlich weniger Katalysatormaterial als Aktivkohle im Flugstromverfahren eingesetzt werden muss.

Im Rahmen des hier abgedruckten Manuskriptes sollen die Erfahrungen aus der Planungs-, Errichtungsphase und insbesondere die ersten Erfahrungen des Anlagenbetriebes vorgestellt werden.

2. Hintergrund

Die Wanderbetttechnologie bzw. die dahinterstehende Technik der Quecksilberreduzierung im Abgasstrom macht es sich zunutze, dass Quecksilber in verschiedenen Oxidationsgraden vorliegen kann, welche grundlegend andere Absorptionseigenschaften aufweisen.

Üblicherweise wird zwischen Quecksilber der Oxidationsstufen Null, Eins und Zwei unterschieden, vereinfacht oft als Hg^0, Hg^{1+} und Hg^{2+} bezeichnet. Hg^{1+} spielt in der Gesamtbilanz eines Kraftwerkes jedoch nur eine untergeordnete Rolle, da der überwiegende Teil des Quecksilbers im Rauchgas als Hg^0 oder Hg^{2+} vorliegt. In der Folge wird daher vereinfacht davon ausgegangen, dass lediglich diese beiden Spezies vorliegen.

Hg^0 kann im Gegensatz zu Hg^{2+} nur in sehr geringen Mengen in Wasser gelöst werden. Dies führt dazu, dass in erster Näherung so gut wie nichts des Hg^0 in Nasswäschern üblicher Rauchgasreinigungsanlagen absorbiert wird, dagegen jedoch fast das gesamte Hg^{2+}. Eine effektive Quecksilberabscheidung durch einen Nasswäscher ist also immer dann möglich, wenn die Quecksilberspezies als Hg^{2+} vorliegt.

Wird nicht die nasse Absorption, sondern die trockene Adsorption an Feststoffen betrachtet, so sind die Unterschiede zwischen den einzelnen Spezies nicht mehr so groß, die generell bessere Adsorptionsfähigkeit des Hg^{2+} ist jedoch auch hier zu erkennen.

Es sei an dieser Stelle festgehalten, dass die Reinigung eines Abgases in Bezug auf die Quecksilberreduzierung immer dann einfach möglich ist, wenn das Quecksilber in der Form Hg^{2+} vorliegt. Insbesondere dann, wenn es mithilfe einer nassen Absorption aus dem Rauchgas entfernt werden soll.

Da der überwiegende Teil der Kohle- und Braunkohle-Kraftwerke in Deutschland (und Europa) eine nasse Rauchgasreinigung zur Schwefeldioxid-Abscheidung besitzt, liegt es nahe, diese bestehenden Reinigungsvorrichtungen auch für die Quecksilberentfernung zu nutzen. Im ersten Schritt muss daher sichergestellt werden, dass das im Rauchgas vorhandene Quecksilber als Hg^{2+} vorliegt.

Das aus dem Brennstoff freigesetzte Quecksilber liegt bei den üblichen Verbrennungstemperaturen in der Regel nahezu vollständig als Hg^0 vor. Verringert sich die Temperatur, so verschiebt sich das Gleichgewicht auf die Seite des Hg^{2+}. Die Kinetik, sprich die Geschwindigkeit, in der das Gleichgewicht erreicht wird, sinkt mit fallender Temperatur, sodass das Rauchgas nach dem Kessel im Allgemeinen ein Hg^0 zu Hg^{2+} Verhältnis aufweist, welches irgendwo zwischen dem Gleichgewicht und einem Überschuss an Hg^0 liegt.

Soll der Anteil an Hg^0 zugunsten von Hg^{2+} verringert werden, so ist dies durch gezielte katalytische Oxidation möglich. Entweder kann hierzu die Konzentration an Halogenen erhöht werden, die katalytisch (im Kessel) auf die Quecksilberoxidation wirken, oder es kann ein zusätzlicher Katalysator verwendet werden, an dessen Oberfläche die Quecksilberoxidation (ebenfalls begünstigt durch eine hohe Halogenkonzentration) abläuft.

Halogene werden z. B. in Form einer Calciumbromid-Lösung direkt der Kohle zugefügt und gelangen so in den Kessel. In Abhängigkeit der Verbrennungstemperatur und des verfügbaren Sauerstoffes (Oxidationspotenzials) kann so in vielen Fällen eine verbesserte Quecksilberoxidation erreicht werden [4].

Die katalytische Umsetzung des Quecksilbers an Oberflächen wird in der Regel nur in Steinkohlekraftwerken angewendet. In diesem Fall handelt es sich jedoch nicht um eine gezielte Beeinflussung, sondern um einen *positiven Nebeneffekt*, der beim Einsatz von SCR-Katalysatoren zur NO_X-Reduzierung auftritt.

Deutsche Braunkohlekraftwerke sind bisher nicht mit der SCR-DeNO_X-Technik ausgerüstet. Zur Entstickung finden hier vor allem Primärmaßnahmen (Luftregelung am Kessel) bzw. das SNCR-Verfahren Anwendung [1].

Ohne die SCR-Katalysatoren sind Braunkohlekraftwerke auf alternative Technologien zur Minderung der Hg^0-Gehalte bzw. zur Oxidation der Quecksilberspezies hin zu Hg^{2+} angewiesen, um zukünftige, striktere Hg-Abgasgrenzwerte einzuhalten.

Nach derzeitigem Stand der Technik eignet sich der oberhalb bereits beschriebene Halogenzusatz in vielen Fällen dazu, den Anteil an Hg^0 im Rauchgas von Braunkohlekraftwerken zu verringern bzw. zu Hg^{2+} zu oxidieren. In Abhängigkeit der spezifischen Bedingungen kann jedoch nicht an allen Kraftwerksstandorten eine ausreichend hohe Oxidationsrate im Kessel erzielt werden.

Das ebenfalls bereits erwähnte Verfahren, die Adsorption/Chemisorption an Aktivkohle, bei dem feinpulverige, meist bromid-dotierte Aktivkohle vor dem Staubfilter dem Abgas zugesetzt wird, hat den großen Nachteil, dass große Mengen Adsorptionsmaterial verbraucht werden (80–150 mg/Nm^3f), was zu hohen Betriebskosten führt. Insbesondere ist an dieser Stelle der geringe Ausnutzungsgrad der Aktivkohle für die Hg-Abscheidung als Grund für die hohen Betriebskosten zu nennen. So muss für ein Gramm abgeschiedenes Quecksilber ca. 10.000-mal so viel Aktivkohle eingesetzt werden. Die Aktivkohle selbst bleibt nur für 1 bis 5 Sekunden im Rauchgasstrom verfügbar, bis sie wieder (mit dem Staub) abgeschieden wird.

Zusammenfassend kann also festgehalten werden, dass ein Verfahren, welches vergleichbar zu Steinkohlekraftwerken die Quecksilberoxidation mithilfe eines Oberflächenkatalysators auch in Braunkohlekraftwerken ermöglicht, bisher nicht Stand der Technik war. Aus diesem Grunde ist die Wanderbetttechnologie von IEM und SE entwickelt worden, um zukünftig auch in Braunkohlekraftwerken eine Technik zur Verfügung zu stellen, die es ermöglicht, das im Rauchgasstrom (nun als Hg^{2+}) vorliegende Quecksilber in der vorhandenen Nasswäsche verlässlich abzuscheiden, ohne dabei durch einen hohen Adsorptionsmittelverbrauch hohe spezifische Betriebskosten zu generieren.

3. Verfahrensbeschreibung Wanderbetttechnologie

Die neuentwickelte Wanderbetttechnologie beruht, wie bereits erwähnt, auf dem Prinzip der heterogenen Oberflächenkatalyse. Das Abgas durchströmt hierbei nach dem Prinzip der Querstromfiltration eine nur wenige Zentimeter schmale Schüttung aus pelletförmigem Kat-Material auf Basis von Aktivkohle. Das Kat-Material selbst befindet sich in ständiger Bewegung und rutscht in mehreren Umlaufzyklen per Schwerkraft von oben nach unten durch die Filtrationszone. Nach Passieren der Filtrationszone mit Abgaskontakt wird das Material mit produktschonender Fördertechnik erneut zurück zur Materialaufgabe transportiert. Der Materialumlauf erfolgt so lange, bis der körnige Kat durch Abrieb eine kritische Korngröße unterschreitet und ausgesiebt wird.

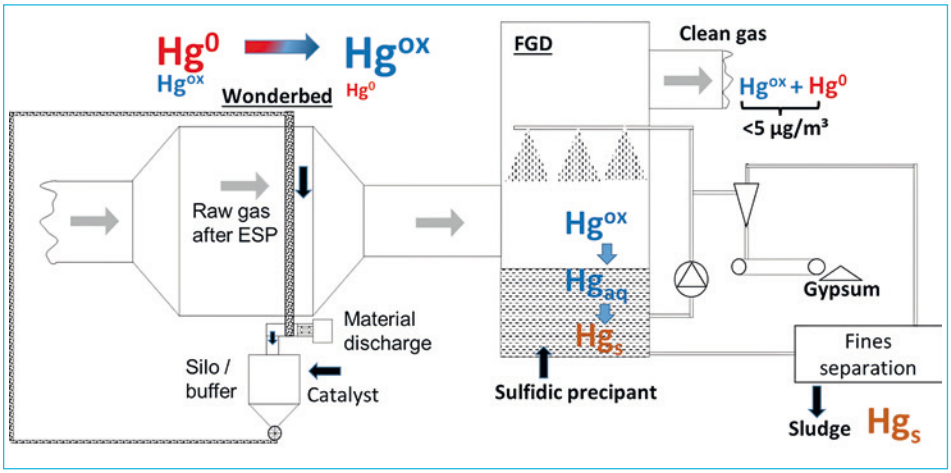


Abb. 1: Schema der Wanderbetttechnologie

Das Wanderbettverfahren ist im Sinne eines Anlagenretrofits nachrüstbar und durch den modularen Aufbau an unterschiedliche Abgaskanalgeometrien (behandeltes Abgasvolumen 2.000 – mehrere Mio. m^3/h) anpassbar.

Versuche an einer Demonstrationsanlage mit bis zu 50.000 m^3/h behandeltem Abgasvolumen zeigten folgende Ergebnisse:

- Hg^0-Umsatzrate per Oxidation von > 95 % möglich;
- Druckverlust über das Filterbett in Abhängigkeit von Filterbettstärke (3–10 cm) und Filtrationsgeschwindigkeit (0,7–1,5 m/s) im Bereich von 1–10 mbar;
- erprobte Produktlebensdauer von 2.500 Betriebsstunden mit stabiler Kat-Aktivität;
- spezifische Betriebskosten von 0,18–1,2 €/MWe,h (inklusive Kosten für Energie und sulfidischem Fällmittel; abhängig von Lastfahrweise und eingesetztem Kat-Material).

Detaillierte Ergebnisse der Demo-Anlage wurden bereits in vorangegangenen KWTK-Veranstaltungen vorgestellt [2] [3].

3.1. Upscaling der Wanderbetttechnologie

Auf der Basis der Ergebnisse, die an der Demo-Anlage erzielt werden konnten sowie einer ausgiebigen Betrachtung der Wirtschaftlichkeit unter Einbeziehung der zukünftig erwarteten Quecksilbergrenzwerte ist entschieden worden, die Wanderbetttechnologie an einem Kraftwerksstandort in Deutschland umzusetzen.

Das Upscaling erfolgt von der oberhalb beschriebenen Demonstrationsanlage mit einer angeströmten Filterfläche von ca. 5 m^2 auf eine Fläche von ca. 700 m^2. Die Positionierung der Anlage erfolgt in der Abströmhaube des E-Filters, da an dieser Stelle zum einen der Staubgehalt des Rauchgases bereits reduziert ist, zum anderen die Oxidation vor dem nachfolgenden Nasswäscher erfolgen muss, da hier die eigentliche Quecksilberabtrennung bedingt durch die vorgeschaltete Oxidation erfolgen soll.

Realisiert werden 48 parallele Filterlinien mit vergleichbarer Filterbreite der Demo-Anlage. Für die Kat-Versorgung und Abförderung sind jeweils zwei Filterlinien zusammengeschalten, sodass insgesamt 24 Materialaufgabe und -abgabepunkte installiert worden sind.

Zur Zwischenspeicherung und Kat-Materialvorlage sind zwei 100 m^3-Silos verbaut worden.

Detaillierte Informationen bezüglich des Upscaling der Anlage wurden bereits in vorangegangenen KWTK-Veranstaltungen vorgestellt [2] [3].

4. Erfahrungen an der Großanlage

Im Folgenden sollen die Erfahrungen der Großanlage, unterteilt in die Planungs- und Errichtungsphase sowie Anlagenbetrieb, beschrieben werden.

4.1. Planungs-, Errichtungsphase

Bei der Errichtung der Wanderbett-Großanlage ist es in erster Linie wichtig, die Arbeiten möglichst optimal in die (revisionsbedingten) Stillstandzeiten des Kraftwerkes *einzutakten*. Um dieses Ziel zu erreichen, sollte ein wiederkehrender Revisionszeitraum (z. B. alle 2–4 Jahre) dazu genutzt werden, alle Arbeiten, die nur bei geöffnetem Rauchgaskanal durchgeführt werden können, abzuschließen.

An dieser Stelle kann auf den besonderen Aufbau der Wanderbetttechnologie verwiesen werden. Alle Fördereinrichtungen befinden sich außerhalb des Rauchgaskanals. Im Rauchgaskanal, genauer in der Abströmhaube des E-Filters, befinden sich lediglich die Filterbetten, welche im Kreuzstrom mit Katalysator durchflossen werden. Der Fluss wird dabei durch den Abzug unterhalb des Filters sichergestellt, die Zugabe von frischem Kat durch die Fördertechnik oberhalb des Filters.

Abb. 2: Bau der Wanderbett-Großanlage

Im Rauchgasstrom selbst stehen dementsprechend *lediglich* die durch Schwerkraft durchflossenen Bauteile des Wanderbettes, die sogenannten Kassetten. Um die Kassetten an ihrem Platz zu halten und um sicherzustellen, dass das Rauchgas auch durch die Katalysatorschüttung geleitet wird, ist eine Stütz- und eine Rauchgasleitstruktur in der Abströmhaube des E-Filters zu integrieren. In diese Struktur können dann in einem zweiten Schritt die eigentlichen Kassetten von oben eingesetzt werden.

Als notwendige Stillstandzeit wird nur die Zeit benötigt, die zur Errichtung der Stütz- und Leitstruktur notwendig ist. Im Fall der hier beschriebenen Großanlage steht im Rahmen der alle drei Jahre stattfindenden Revision ein Zeitfenster von sieben Wochen zur Verfügung, welches für die Umsetzung der Arbeiten im Rauchgaskanal genutzt werden kann. Genutzt wird der Revisionszeitraum im Herbst des Jahres 2022, um die oben beschriebenen Umbauten innerhalb des Rauchgaskanals umzusetzen.

Da für spezifische Bauteile des Wanderbettes, insbesondere in der hier beschriebenen Umsetzungszeit (Projektstart Februar 2022), die Lieferzeiten vorab nicht verlässlich abgeschätzt werden können, werden alle übrigen Bautätigkeiten so geplant, dass diese unabhängig vom Anlagenbetrieb durchgeführt werden können. Das Einsetzen der eigentlichen Filterkassetten erfolgt innerhalb eines einwöchigen Kurzstillstandes. Durch diese Aufteilung der Arbeiten wird gewährleistet, dass die gesamte Wanderbetttechnologie mit einem möglichst geringen Einfluss auf den Betrieb des Kraftwerkes umgesetzt werden kann.

Rückwirkend kann die Planungs- und Errichtungsphase insbesondere dahingehend kritisch betrachtet werden, dass mit Beginn des Projektes nicht abschließend feststand, welche Fördertechnik und speziell welche Sensorik sich als abschließend geeignet für die Großanlage erweisen würden. Auch aufgrund der besonderen Situation im Frühjahr 2022 kann es immer wieder zu Lieferschwierigkeiten, die den Abschluss der Montagearbeiten für das Gesamtprojekt verzögerten. Alles in allem waren dies selbstverständlich keine positiven Erfah-

rungen, aber unter den gegebenen Umständen und unter Berücksichtigung der Tatsache, dass es sich bei der Anlage um einen Prototyp handelt, durchaus zu erwartende Erfahrungen.

Die Errichtungsphase ist ab Mai 2024 fließend in die Inbetriebnahmephase übergegangen. Im Juni 2024 startete der offizielle Probebetrieb.

4.2. Anlagenbetrieb

Ab Juni 2024 wird von der neu installierten Anlage die Aufgabe der Hg-Reduzierung erfolgreich wahrgenommen. Das im Rauchgas enthaltende Hg^0 wird mithilfe der Katalysatorschicht verlässlich in Hg^{2+} oxidiert und in der Folge in der nassen Rauchgasentschwefelungsanlage aus dem Rauchgas abgetrennt.

Alle vor Abschluss des Vertrages garantierten Grenzwerte am Kamin können eingehalten werden.

Die zuvor dauerhaft betriebene AK-Flugstromdosierung vor E-Filter wird aktuell nicht mehr benötigt, dementsprechend reduziert sich die eingesetzte Menge an Aktivkohle deutlich.

Vor dem Hintergrund einer angenommenen Dosierrate von ca. 80 mg/Nm^3 und einem Rauchgasvolumenstrom von ca. 2 Mio. Nm^3/h bedeutet dies eine Einsparung von ca. 160 kg/h.

Die Menge an verbrauchtem Katalysator kann aktuell noch nicht abschließend dagegengestellt werden, da in der Anfangsphase des Wanderbettes mit einem deutlich erhöhten Katalysatorverbrauch gerechnet werden muss. Allein der kontinuierlich abzusiebende Feinanteil in der Katalysatorschüttung führt zu einem initialen Verlust von bis zu 5 %. Zusätzlich ist die Anlage aktuell noch nicht abschließend austariert, sodass eher mit einer weiteren Reduzierung des aktuellen Verbrauches zu rechnen ist.

Aus heutiger Sicht ist davon auszugehen, dass weniger als 10 % Katalysatormaterial (im Verhältnis zum AK-Pulver) eingesetzt werden müssen. Zwar ist der eingesetzte Katalysator pro kg ca. 50–100 % teurer als das AK-Pulver, dennoch sind die Betriebskosteneinsparungen zum jetzigen Zeitpunkt aufgrund wesentlich geringerer Verbräuche sehr deutlich.

Der durch das Wanderbett induzierte Druckverlust liegt im Volllastbetrieb bei ca. 4–5 mbar, was ebenfalls unter dem zuvor abgegebenen Garantiewert liegt.

An dieser Stelle sei noch einmal der große Vorteil der Technik verdeutlicht. Das Katalysatormaterial dient in erster Linie der Oxidation. Aus diesem Grunde kann es auch nicht als *voll* bewertet werden und verfügt dauerhaft über *Abscheidepotenzial*, indem es das Quecksilber oxidiert und so abscheidefähig macht. Die Kontaktzeit des Materials mit dem Rauchgas beträgt im Gegensatz

zum AK-Flugstromverfahren nicht einige wenige Sekunden, sondern viele Tage, wodurch ein Katalysatorpartikel gut 100.000-mal so lange positiven Einfluss auf die Quecksilberabscheidung nimmt als ein AK-Partikel, welcher in der Flugstromdosierung eingesetzt wird.

5. Zusammenfassung

Zusammenfassend kann festgehalten werden, dass die durch das Wanderbett erreichte Quecksilberreduzierung im Abgas auch an der umgesetzten Großanlage mit den zuvor kalkulierten Werten übereinstimmt.

Mit der Umsetzung der ersten Großanlage ist es IEM und Steinmüller Engineering gelungen, darzustellen, dass die Wanderbetttechnologie sich dafür eignet, Quecksilber aus Rauchgasen bestehender (realer) Braunkohlekraftwerke zu entfernen. Die Schritte von der guten Idee über die Testanlage bis hin zur realen Großanlage konnten so erfolgreich umgesetzt werden. Die Wanderbetttechnologie setzt dabei nicht nur neue Maßstäbe hinsichtlich Betriebsmittelverbrauch, sondern bietet auch die Möglichkeit, die zukünftig aller Voraussicht nach noch niedrigeren Hg-Grenzwerte sicher einzuhalten.

Eine abschließende genaue Bilanzierung steht aktuell noch aus, doch schon jetzt kann festgehalten werden, dass die Technologie den versprochenen Verfahrensansatz zur gezielten Hg^0-Minderung durch die Nachrüstung eines speziellen Hg^0-Oxidationskatalysors in der Gasphase nach Elektrofilter nicht nur theoretisch, sondern auch ganz praktisch in einer Großanlage umsetzt.

6. Quellen

[1] Tebert, C. (Ökopol): Gutachten: Stickstoffdioxid-Emissionen aus Kohlekraftwerken – Minderungspotenzial auf Basis von Messdaten der Jahre 2016 und 2017, Stand 12.10.2018. URL: http://www.oekopol.de (Stand: 15.08.2023).

[2] Schütze, J. und Rasche, D.: Quecksilber bis zur Erschöpfung. Vortrag 52. Kraftwerkstechnisches Kolloquium, 06.–07.10.2020, Dresden.

[3] Schütze, J.: Hg-Abscheidung ohne (Adsorptions-) Grenzen. Vortrag 53. Kraftwerkstechnisches Kolloquium, 05.–06.10.2021, Dresden.

[4] Vosteen, B.; Kramer, M. und Fülöp, G.: Hg – Oxidation durch Chlor, Brom und Iod in Braunkohle-Kesseln – Modellierung nach der Stopptemperaturen-Methode von Vosteen ermöglicht Nachrechnung von Versuchsergebnissen und erlaubt Prognosen. Vortrag 51. Kraftwerkstechnisches Kolloquium, 22.–23.10.2019, Dresden.

estaro®

Der Spezialist für hitzebeständige Edelstähle

www.estaro.de

Micropulse electrostatic precipitator retrofitting to reduce PM10, PM2.5 and mercury – case studies

Mads Kirk Larsen, Karsten Poulsen and Bjarke Ove Andersen

1. Introduction....500
2. Benefits....501
2.1. Fuel flexibility....501
2.2. Avoid flue gas conditioning....502
2.3. Reduction of PM10....502
2.4. Reduction of PM2.5....503
2.5. Reduction of power consumption....504
2.6. Improved WFGD operation....504
2.7. Reduction of mercury....504
3. Case story....505
4. Results....507
5. Discussion....508
6. Conclusion....510
7. References....511

Haze is caused by fine particles that can condense when coal is burned. The fine particles are difficult to remove by traditional means. By replacing some of the high voltage units in the electrostatic precipitators with Coromax systems, it has been demonstrated that a significant amount of PM10 and more than 70 % of PM2.5 particles can be removed.

The Coromax micro-pulse system provides an ultra-high voltage – more than the double of conventional voltage and this enables the capture of both large and fine particles.

For mercury, the highly intensive generation of electrons near the discharge electrodes will dissociate, excite, and ionize the gas molecules and produce vast amounts of radicals which then will oxidize the gaseous elementary mercury, which then can be washed out in the scrubber. Hence a promising technology for Hg^0 oxidation [1]. The micro-pulse system will simultaneously reduce the overall power consumption significantly.

The great advantage of the Coromax system is that the emission can be improved without the need to change the internal parts or enlargement of the ESP. More than 800 units have been installed, where emissions of PM10 have been reduced to levels as low as 5 mg/Nm^3.

1. Introduction

This article deals with the advantages by upgrading ESPs with a micro-pulse system.

The three main typical voltage waveforms used in energization of ESPs are: constant or almost constant voltage, voltage with grid-frequency ripple and voltage with microsecond-range pulses (figure 1).

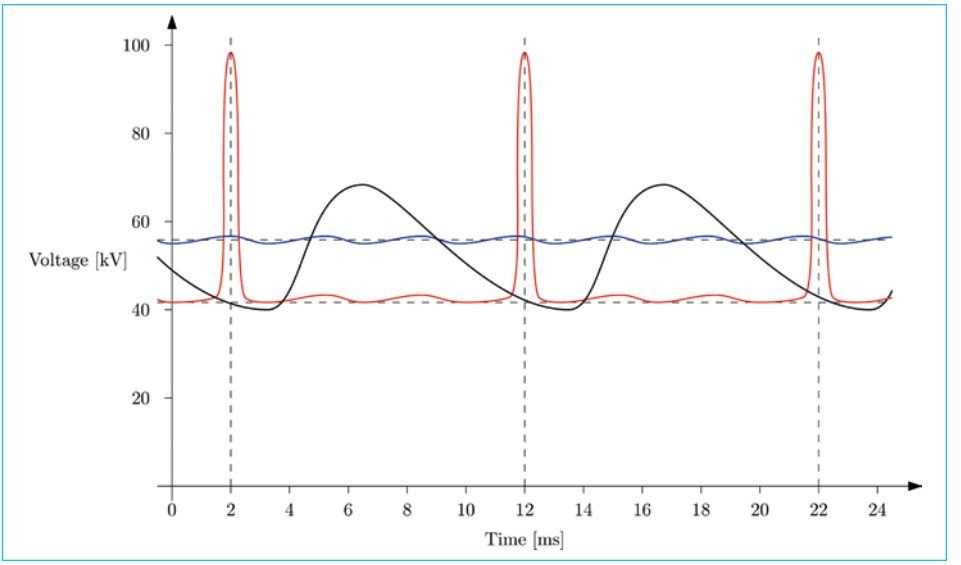
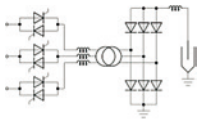
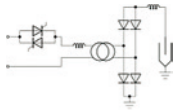
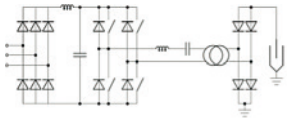
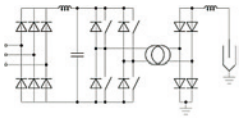
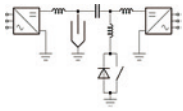


Fig. 1: Comparison of the main typical waveforms used in energization of ESPs

These voltage waveforms need to be adapted to the resistivity of the dust to be filtered: Typically, a constant or almost constant waveform is used for low-resistivity dust, a grid-frequency ripple waveform is used for medium-resistivity dust and a micro-pulse waveform is used for medium and high-resistivity dust [2] [3].

Different classes of power supplies are used to create the required voltage waveforms as summarized in table 1 [4].

Tab. 1: Comparison of classes of power supplies: T/R set (T/R), switch-mode power supplies (SMPS), voltage-source converters (VSC), micro-pulse power supplies (Coromax)

Class	Waveforms	
	Constant	Ripple
T/R		
SMPS		
VSC		
	Micropulse	
CORO-MAX		

Transformer/rectifier (T/R) sets, switch mode power supplies (SMPS) – often referred to as high-frequency power supplies – and voltage source converter (VSC) – often referred to as medium-frequency power supplies – can technically all provide the two waveforms adapted for low and medium resistivity.

Because of the large electrical time constant typical for an ESP in the order of several milliseconds, microsecond-range pulses can only be created by a special class of power supplies, here referred to as micro-pulse power supplies (Coromax). These are special power supplies, composed of two independent power supplies coupled by a resonant circuit [4] [5].

2. Benefits

2.1. Fuel flexibility

Burning low sulphur coal generally results in high ash resistivity and therefore reducing the ESP efficiency. By energizing with a micro-pulse system, the efficiency will be less dependent on the type of coal being used. This can be illustrated in the graph below.

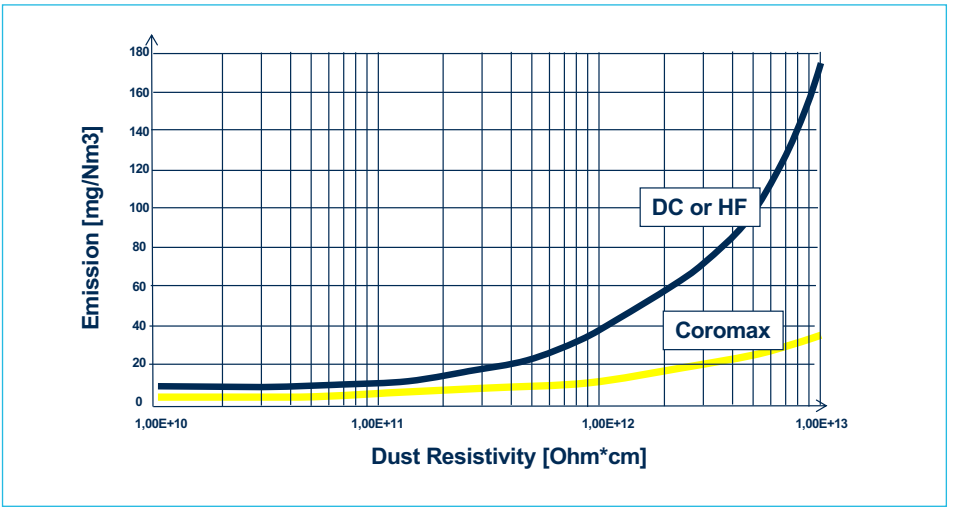


Fig. 2: Emission depends on coal/ash

Figure 2 shows that at low resistivity the benefit of the micro-pulse system is low and at high resistivity it is very high.

2.2. Avoid flue gas conditioning

Some power plants inject flue gas conditioning (FGC) agents into the gas stream before the ESP. Usually, SO_3 or NH_3 are used for the purpose of reducing ash resistivity. This can be avoided or reduced with a micro-pulse system upgrade.

2.3. Reduction of PM10

Several coal-fired power plants have been upgraded with the micro-pulse system with the main aim of reducing the PM10 or the gravimetrical dust emission, expressed in mg/Nm^3, to comply with more stringent emission control, change to more difficult coals or increased production. Typically, as a rule of thumb, the emission can as a minimum be reduced by 50 %, but often more. The list below shows references for this.

Tab. 2: Selected references with ESPs upgraded with Coromax

	Size	Before	After
Plant Name	**MW**	**mg/Nm³**	**mg/Nm³**
Nirma	25	150	48
Usha Martin	30	~ 100	< 30
RSPL Dwarka	35	40	7
Tata Chemicals 1	100	127	21
Elcho, Chorzow	150	20	< 1
Chvaletice	200	~ 400	< 200
Sasol	200	131	27
Dadri	210	33	17
Enefit	215	50	< 10
Plzenska	225	140	< 5
Dalong	300	233	< 45
Mawan	300	110	11
Qitaihe	350	220	< 20
Shajiao	350	100	17
Baosteel	350	150	6
Isken	600	125	< 80
Xingyang	600	30	< 20
Ninghai	600	18	< 10
Heyuan	600	125	6
Faer	600	240	< 32
Panshan	600	48	15
Guigang	630	95	< 20
Lusigang	660	58	< 20

It has been demonstrated that the system upgrade is suitable for all kinds of coal, all kinds of boilers and all kinds of precipitators.

The system units are always installed from the last field first, then second last, or more fields as needed. The more Coromax units installed, the lesser emission. Hereby, upgrade solution with a micro-pulse system is a flexible solution.

2.4. Reduction of PM2.5

The efficiency of ESP's depends on the achieved migration velocity. Particles are charged by ionized molecules which then moves to the collecting plate due to the field strength. Small particles like PM2.5 can only carry a small negative charge and as such they cannot easily be removed with conventional energi-

zation methods. The micro-pulse system will provide an ultra-high pulse charge and a strong independent field strength – hereby the tiny particles can be removed.

2.5. Reduction of power consumption

Due to the nature of pulse energization, the overall power consumption is drastically reduced. With a separate DC and pulse energization, main power will only be used during the ultra-short time of pulsing. This will lead to a drastic reduction in power consumption – typically approximately a 50 % reduction. In some cases, the pay-back time of the investment can be as short as 2–3 years.

2.6. Improved WFGD operation

As the Coromax upgraded ESP will reduce the PM10 and PM2.5 inlets to the WFGD system, the chemical balance will be easier to control as risk of aluminium contaminations will be reduced (figure 3). Hence, less probes are to be taken to keep it under control. Less fine particles to the slurry also makes the dewatering by the horizontal bed filter easier and the gypsum will be whiter, potentially increasing the sales value of the by-product.

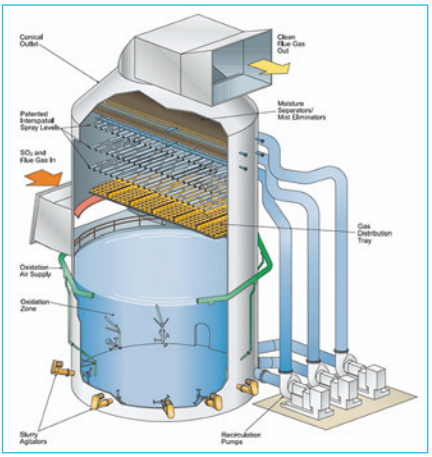


Fig. 3: Improved WFGD operation

2.7. Reduction of mercury

The highly intensive generation of electrons near the discharge electrodes will dissociate, excite and ionize the gas molecules (N_2, H_2O, O_2 etc.) and produce huge amounts of radicals like N, OH, HO_2, H_2O_2, O and O_3 which then will oxidize the gaseous elementary mercury into $HgCl_2$, HgO etc. This is already taking place to some extent in traditional DC energized precipitators but is greatly enhanced with the micro-pulse system providing a non-thermal plasma operation (NTP).

In laboratory tests, the oxidation level by NTP has been reported to be 84 % [6]. Masuda reports more than 90 % removal [7]. It was believed that NTP energized precipitators – by use of the micro-pulse system – will increase the oxidization significantly and hereby avoid huge costs for activated carbon injection (ACI) and other Hg abatement costs in especially lignite fired power stations. The test has shown that the micro-pulse system increased the oxidation level by 66 %.

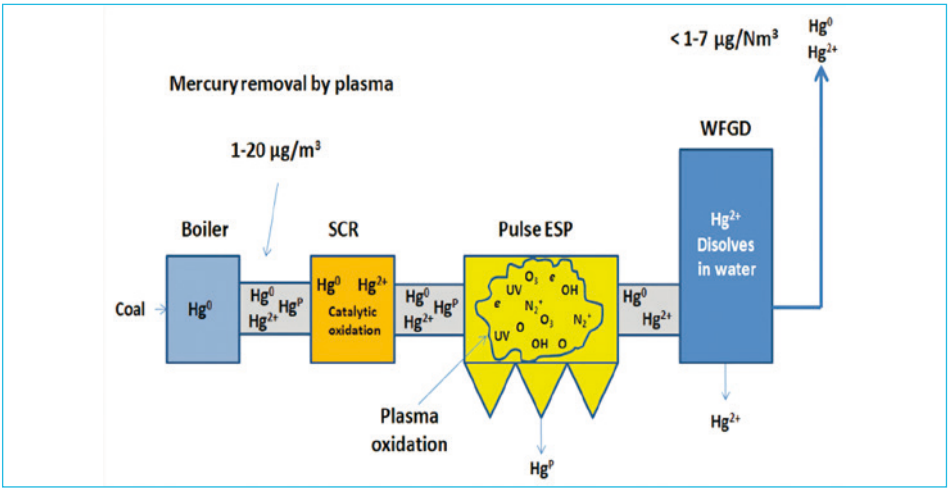


Fig. 4: Mercury species through the APC system

3. Case story

The Heyuan power plant consists of two identical blocks of 600 MW each with two chamber ESPs with bus sections (figure 5).

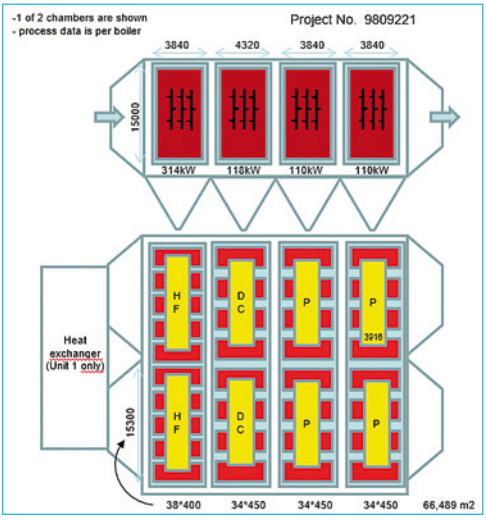


Fig. 5: Heyuan ESP, one of 2 chambers illustrated

The two ESPs were built by Longking in 2007.
The total collection area per ESP is 66,489 m^2.

The nominal mass flow on a wet basis is 2,050,000 Nm^3/h at 115 °C with water content of 8 % in volume. The dust concentration at the inlet was equal to 17 g/Nm^3 on a wet basis and the dust resistivity was measured equal to 1–10^{11} Ωcm.

The ESP was originally designed to guarantee a maximum emission level of 50 mg/Nm^3 and with the introduction of new regulations, the system needed to be retrofitted to lower the emission level to 15 mg/Nm^3.

A first attempt to reduce the emission level included minor mechanical repairs and the substitution of the original T/R sets with SMPSs for the first field. The emission levels did not improve and further measures had to be taken.

In 2016, eight micro-pulse systems were ordered and then installed on field 3 and 4 of both ESP chambers. The systems are FLSmidth Coromax 4: their nominal base voltage is 60 kV, their nominal pulse voltage is 80 kV, their nominal output current is 1,000 mA, their nominal pulse width is 75 µs and their maximum pulse repetition frequency is 100 Hz; they are powered by the 400 V three-phase low-voltage grid. The Coromax were commissioned in 2017.

The new configuration of the power supplies of the ESP is presented in figure 5. An aerial view of the roof of the ESP with the new power supplies is presented in figure 6.

Minor mechanical modifications were also performed, like the installation of new baffle plates. The commissioning procedure also included the optimization of the rapping timing for all the sections of the ESP.

Fig. 6: Aerial view of the roof of the ESP

4. Results

The operating electrical values for all the power supplies of the ESP measured after optimizing the parameters of the micro-pulse system are reported in table 3. The peak voltage, which corresponds to the maximum voltage attainable for the sections powered by a micro-pulse system, is 59 % higher than for the first and second sections, which are powered by a SMPS and a DC.

The dust concentration after the ESP was reduced from 125 mg/Nm^3 to 6 mg/Nm^3, corrected to 6 % O_2.

On average the ESP powered by the micro-pulse system presents around half of the dust concentration of the ESP powered by DC or SMPS.

Tab. 3: Mean voltage (U_{dc}), pulse voltage (U_p), peak voltage (U_t), mean current (I_{dc}), spark frequency (f_{sp}) for the four fields ESP after the installation of the micro-pulse system. *T* indicates the type of power supply: S for SMPS, DC for DC and P for Coromax.

F	T	U_{dc}	U_p	U_t	I_{dc}	f_{sp}
		[kV]	[kV]	[kV]	[mA]	[1/min]
1	S	50			800	
2	DC	50			800	
3	P	53	69	122	1000	6
4	P	48	70	118	1000	2

The peak voltage (U_t) for the different classes of power supplies has been plotted as a function of the mean voltage (U_{dc}) in figure 7.

The effect of the mean voltage, peak voltage and breakdown voltage is shown in figure 8 as the function of the efficiency of the section versus mean voltage, where the constant k_η of (13) has been arbitrarily chosen.

Emission of PM2.5 was measured with DC power supply and the micro-pulse system power supply by use of a Berner Low-Pressure Impactors (LPI).

The ELPI is a sampler for online measurement of particulate concentration and particle size distribution in a flue gas. The sampler consists of 11 stages dividing the particulate in size classes with cut diameters from approx. 10 µm down to 0.01 µm depending of the gas temperature and pressure. Hereby a particle size distribution can be visualized.

The dust emission broken into particle size groups showing the total weight of passing particles up to the stated limit:

Tab. 4: PM2.5 measuring result – by weight

		DC Power supply				Coromax power supply				
	Unit	**LPI4_ DC**	**LPI5_ DC**	**DC-average**	**Percentage of emission**	**LPI3a_ Pulse**	**LPI6_ Pulse**	**Pulse-average**	**Percentage of emission**	**Reduction**
≤0,07µm	mg/Nm³	1,1	1,1	1,1	27%	0,2	0,3	0,25	7%	77%
≤0,63µm	mg/Nm³	2,4	2,9	2,65	65%	2,4	2,9	2,7	73%	0%
≤2,629µm	mg/Nm³	2,9	3,6	3,25	79%	3,3	3,6	3,45	95%	0%
Total emission	**mg/Nm³**	**3,7**	**4,5**	**4,1**		**3,5**	**3,8**	**3,65**		

The reduction by weight of particles smaller than 0.07 µm is 77 %. The slightly larger particles are not reduced in the same amount but as it shall be seen there are also significantly fewer particles in these weight groups. Since the very fine particulate has little mass, it is at least as interesting to see the reduction when looking at the amount of removed particles while comparing an ordinary DC power supply to the Coromax.

Tab. 5: PM2.5 measuring result – by numbers

		DC Power supply				Coromax power supply				
	Unit	**LPI4_ DC**	**LPI5_ DC**	**DC-average**	**Percentage of emission**	**LPI3a_ Pulse**	**LPI6_ Pulse**	**Pulse-average**	**Percentage of emission**	**Reduction**
≤0,07µm	#/cm³	2,24E+08	1,30E+08	1,80E+08	100%	5,20E+07	3,30E+07	4,30E+07	99%	76%
≤0,63µm	#/cm³	2,20E+08	1,30E+08	1,80E+08	100%	5,20E+07	3,40E+07	4,30E+07	100%	76%
≤2,629µm	#/cm³	2,20E+08	1,30E+08	1,80E+08	100%	5,20E+07	3,40E+07	4,30E+07	100%	76%
Total emission	**#/cm³**	**2,20E+08**	**1,30E+08**	**1,80E+08**		**5,20E+07**	**3,40E+07**	**4,30E+07**		

Measured by numbers practically all the collected particles in the Berner LPI are below 0.07 µm. The reduction by number when using the micro-pulse system is 76 % compared to pure DC/SIR operation.

After the successful results from boiler 1, the client placed a repeat order for a Coromax upgrade for the second boiler.

5. Discussion

The peak secondary voltage for the sections with a micro-pulse system was much higher than the peak secondary voltage for the section with SMPS and DC, and for the same sections before the installation of the system for the same operating conditions. The same peak secondary voltage on the first sections, where the SMPS and DC had not been changed, is an indicator of having compared the ESP under similar operating conditions.

In general, under the same operating conditions and therefore under the same electrical conditions of the gas, the breakdown voltage of the gas inside a section powered by a 1-T/R set, a 3-T/R set or by an SMPS is the same. Since the breakdown voltage limits the peak voltage, SMPS and 3-T/R sets can equally provide a higher average voltage than 1-T/R sets, which yields to a higher filtering efficiency of the ESP.

On the other side, the micro-pulse system can generate pulses which are narrow enough to influence the mechanism of discharge and can therefore increase the breakdown voltage of the gas. As a result, the achievable peak voltage is even higher, which yields to an even higher filtering efficiency of the ESP.

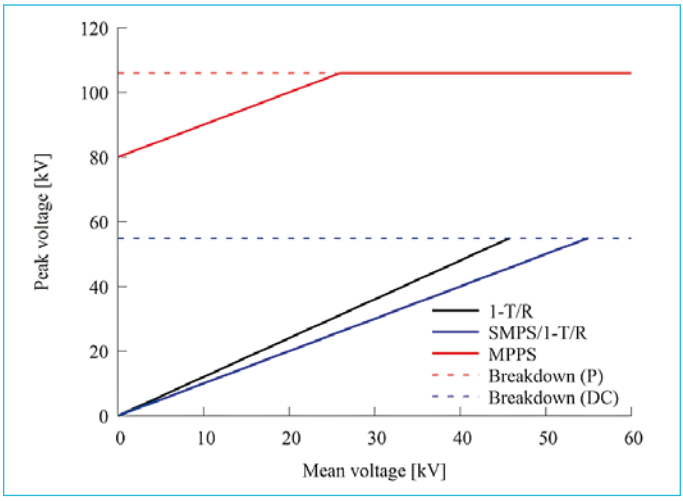


Fig. 7: Peak voltage as a function of the mean voltage for the different classes of power supplies.

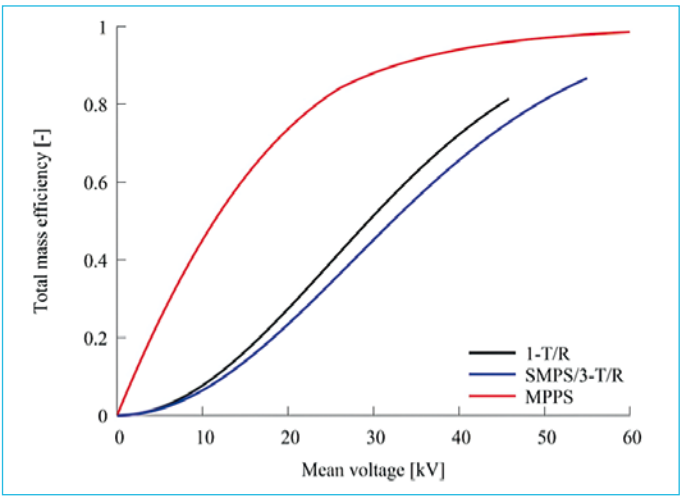


Fig. 8: Efficiency of a section versus mean voltage where the constant of the exponential function has been arbitrarily chosen to highlight the differences between the classes of power supplies.

Because the higher peak voltage of a micro-pulse system does not necessarily entail a higher mean voltage and therefore a higher mean current, it requires less power for achieving the same or higher filtering efficiency compared to the other classes of power supplies [7].

Because of the higher peak voltage, an ESP powered by a micro-pulse system has a higher total mass efficiency compared to the other classes of power supplies. This is particularly evident for medium- and high-resistivity dust, for which the back-corona phenomenon is one of the main limitations for the other classes of power supplies [8].

6. Conclusion

This article dealt with the benefit of upgrading an ESP of a coal fired power plant, where changing the power supplies of an ESP from DC power supplies (DC) to micro-pulse power supplies (Coromax) has significantly reduced the dust emission level, both as PM10 and PM2.5. At the same time, this has also yielded to a reduction in power consumption.

The installation of a micro-pulse system instead of existing DCs has succeeded in reducing the emission levels caused by high-resistivity dust to the levels required by the law. This solution was cheaper and required a shorter down time than other solutions, like the extension of the ESP or the conversion to a fabric filter.

The type of the installed Coromax was FLSmidth Coromax 4, which is the reference in the market for what concerns Coromax because of its long tradition, its maturity level and its proven performance.

Acknowledgments

Thanks are due to Chao Li and Wu Laigui of Heyuan Power Plant for providing useful information and comments.

7. References

[1] Kyung B. Ko: Pulsed Corona Discharge for Oxidation of Gaseous Elemental Mercury. Pohang University (2008).

[2] White H. J.: Industrial Electrostatic Precipitation. International Society for Electrostatic Precipitation (1963).

[3] Reyes V., Poulsen K.: Use of three-phase rectifiers in ESPs for low resistivity applications. In: Proc. 13th Int. Conf. on ESP (ICESP), Bangalore, India, 16–21 September 2013.

[4] Grass N., Hartmann W., Klockner M.: Application of different types of high-voltage supplies on industrial electrostatic precipitators. In: IEEE Transactions on Industry Applications (2004), pp. 1513–1520.

[5] Parker K.R.: Applied electrostatic precipitation. Blackie academic and professional (1997).

[6] Dyni, J. R: Geology and resources of some world oil-shale deposits: U.S. Geological Survey Scientific Investigations Report 2005–5294. 2006.

[7] Yamamura N., Tanaka O., Takahashi K.: Operating experience of a pulse ESP at a modern 500 MW coal fired power plant in Japan. In: Proc. 6th Int. Conf. on ESP (ICESP), Budapest, Hungary, 18–21 June 1996.

[8] Masuda S.: Resistivity, and back corona. In: Proc. Int. Conf. on Electrostatic Precipitation, Montrey, CA. U.S.A., 14–16 October 1981.

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

CO_2-Abscheidung

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**

Techno-ökonomische Analyse der Weiternutzung von Kraftwerksinfrastruktur in DAC-Anlagen

Robert Sager, Nils Hendrik Petersen, Manfred Wirsum und Urs Overhoff

1. Einleitung 516
2. DAC-Prozesse und Kühlturmtechnologien 517
3. Absorptionsbasierte DAC-Anlagen im Kohlekraftwerk 519
4. Energiewirtschaftliche Rahmenbedingungen von DAC-Anlagen 523
5. Techno-ökonomisches DAC-Potenzial am Standort Niederaußem 525
6. Zusammenfassung und Ausblick 527
7. Quellen 528

Nomenklatur

Formelzeichen	Bezeichnung	Einheit
β	Massenstromverhältnis	-
CR	Capture Rate	-
CAPEX	Kapitalkosten	€/t_{CO2}
H	Höhe	m
He	Henry-Koeffizient	mol Pa/m^3
K_L	Stoffübertragungskoeffizient	kg m/(s mol)
$\dot{m}$	Massenstrom	kg/s
M	Molare Masse	kg/mol
OPEX	Betriebskosten	€/t_{CO2}
P	Leistung	W
$\dot{Q}$	Wärmestrom	W
R	Gaskonstante	J/(mol K)
SSA	Oberflächen-Volumen-Verhältnis	m^2/m^3
T	Temperatur	K
v	Geschwindigkeit	m/s
x	Stoffmengenanteil	-

Abkürzungen und Indizes	
Abs	Absorbens
BP	Bypass
BECCS	Bioenergy with Carbon Capture and Storage
DAC	Direct Air Capture
el	elektrisch
fixed	fix
FK	Füllkörper
KPI	Key Performance Indicators
NETs	Negative Emission Technologies
rezi	rezirkulierend
SEC	Specific Energy Consumption
TRL	Technology Readiness Level
var	variabel
Vent	Ventilatoren

1. Einleitung

Um die vom Weltklimarat (IPCC) beschlossenen Klimaziele zu erreichen, müssen in den kommenden beiden Jahrzehnten alle Sektoren unabhängig von fossilen Rohstoffen werden. Nahezu alle Szenarien zur Eindämmung des Klimawandels sehen darüber hinaus den Ausbau von Technologien zur Erzeugung von negativen Emissionen (engl. Negative Emission Technologies, NETs) vor, um die CO_2-Konzentration in der Atmosphäre zu verringern, unvermeidbare Emissionen zu kompensieren und CO_2 als chemischen Rohstoff bereitzustellen. Bei biomassebasierten NETs wird u. a. CO_2 durch Aufforstung und Renaturierung oder durch die Abscheidung nach der Verbrennung von Biogas oder Biomasse (engl. Bioenergy with Carbon Capture and Storage, BECCS) gebunden. Die größten Herausforderungen von biomassebasierten NETs sind die Skalierbarkeit und Konflikte bei der Landnutzung. Aus diesem Grund wird seit Anfang der 2000er Jahre das Konzept der direkten CO_2-Abscheidung aus der Umgebungsluft (engl. Direct Air Capture, DAC) intensiv erforscht [1]. Seitdem haben die ersten DAC-Konzepte bereits eine technologische Reife (engl. Technology Readiness Level, TRL) von 6–9 erreicht [2] [3] [4] [5]. DAC-Anlagen benötigen, verglichen mit biomassebasierten NETs, eine geringere spezifische Fläche, jedoch haben sie einen höheren spezifischen Energiebedarf in Folge der niedrigen CO_2-Konzentration in der Umgebungsluft (ca. 400 ppm). Zusätzlich zu den erhöhten spezifischen energetischen Aufwänden zur CO_2-Abscheidung müssen DAC-Anlagen mit Abscheidemengen im Mt_{CO2}/a-Bereich aufgrund der geringen CO_2-Konzentrationen hohe Luftmassenströme durchsetzen (> 50 t_{Luft}/s). Luftmassenströme in der gleichen Größenordnung werden in Kühltürmen von Kohlekraftwerken

zur Wärmeabfuhr genutzt. Da bestehende Kohlekraftwerke in Deutschland bis 2038 abgeschaltet werden [6], kann die Weiternutzung von bestehender Kraftwerksinfrastruktur in DAC-Anlagen in Betracht gezogen werden. Durch die Weiternutzung bestehender Infrastruktur könnten die bisher hohen Abscheidekosten (200–1.000 €/t_{CO2} [3] [7] [8] [9]) weiter gesenkt und gleichzeitig die benötigte großskalige CO_2-Abscheidung ermöglicht werden.

Aus diesem Grund wird im Rahmen eines vom Bundesministerium für Digitales und Verkehr geförderten Projekts das techno-ökonomische Potenzial der Weiternutzung von Kraftwerksinfrastruktur in DAC-Anlagen untersucht. Erste Untersuchungen ergeben hierfür bereits ein technisches Potenzial, welches am Beispiel eines Kohlekraftwerks von RWE am Standort Niederaußem evaluiert worden ist [10]. Im vorliegenden Manuskript wird der Ansatz der Weiternutzung von Kraftwerksinfrastruktur und das Konzept der Nutzung des Kühlturms vorgestellt. Darüber hinaus wird das technische Potenzial des Standorts Niederaußem in einem techno-ökonomischen Kontext diskutiert.

2. DAC-Prozesse und Kühlturmtechnologien

Bisher erforschte DAC-Prozesse basieren entweder auf Membran- oder Sorptionsverfahren. Bei ersteren wird der Energiebedarf elektrisch über Kompressoren in einem mehrstufigen membranbasierten Prozess in das System eingebracht [11]. Im Gegensatz dazu wird CO_2 bei sorptionsbasierten Prozessen durch ein flüssiges (Absorption) oder festes (Adsorption) Sorptionsmittel physikalisch oder chemisch gebunden. Nach der Abscheidung wird das Sorptionsmittel (thermisch) regeneriert. Die Regeneration macht den größten Teil des Energiebedarfs für sorptionsbasierte DAC-Prozesse aus.

Aufgrund des derzeit deutlich geringeren Gesamtenergiebedarfs von sorptionsbasierten DAC-Prozessen ist die Forschung an diesen intensiviert worden. Zwei der bekanntesten und technisch fortgeschrittensten sorptionsbasierten DAC-Prozesse basieren auf einem Adsorptionsverfahren mit amino- oder alkalifunktionalisierten Adsorbenzien von Climeworks [12] [13] [14] [15] und einem Absorptionsverfahren mit Kalilauge als Absorptionsmittel und einem Kalziumhydroxid-Regenerationskreislauf von Carbon Engineering [8] [16]. Bisherige Pilotanlagen haben Abscheidekapazitäten von bis zu 36 kt_{CO2}/a, Anlagen mit > 100 kt_{CO2}/a sind bereits in Planung [8] [15].

Kühltürme werden in Nass-, Trocken- und Hybridkühltürme unterteilt und unterscheiden sich vor allem durch die Art der Wärmeübertagung an die Umgebungsluft. In einem Nasskühlturm wird das Kühlwasser hauptsächlich durch Verdunstung von 1–2 % des eingebrachten Wassers gekühlt, während die Kühlung im Trockenkühlturm ausschließlich durch Konvektionswärmeübertragung an einem geschlossenen Wärmeübertrager erfolgt. Der Hybrid-

kühlturm verwendet sowohl geschlossene Wärmeübertrager als auch Verdunstungswärmeübertrager. Kühltürme können außerdem durch ihre Höhe und die Dichtedifferenz der Luft vor und nach der Kühlung einen Naturzug erzeugen. Dieser Naturzug macht die Installation und den Betrieb von Ventilatoren überflüssig und spart somit Investitionskosten. In thermischen Kraftwerken werden vor allem Nasskühltürme eingesetzt, da die Verdunstungskühlung niedrigere Kühlwassertemperaturen (bis zur Feuchtkugeltemperatur) und damit einen höheren thermischen Kraftwerkswirkungsgrad ermöglicht.

Der größte Teil der Verdunstungswärmeübertragung in einem Nasskühlturm findet in den Füllkörpern statt. Der apparative Aufbau des Nasskühlturms ist hierbei dem Aufbau von Luftkontaktoren in absorptionsbasierten DAC-Prozessen sehr ähnlich: Die durchströmende Luft wird in den Füllkörpern mit der über Düsen eingesprühten Flüssigkeit (Wasser/Absorbens) in Kontakt gebracht. Die Füllkörper werden in beiden Fällen zur Vergrößerung der Kontaktfläche zwischen Flüssigkeit und Luft verwendet. Die Hauptunterschiede zwischen Kraftwerkskühltürmen und DAC-Luftkontaktoren liegen vor allem in der Geometrie der genutzten Füllkörper: Im Kraftwerk soll eine effiziente Kühlung bei geringen Druckverlusten erreicht werden, um den Gesamtwirkungsgrad des Kraftwerks zu maximieren. Im Gegensatz dazu haben Absorberfüllkörper im Allgemeinen ein höheres Verhältnis von Oberfläche-zu-Volumen sowie höhere Durchströmungstiefen, um die Übertragungsfläche und Verweilzeit zu maximieren und dadurch die Querschnittsfläche des Absorbers zu minimieren. Für Luftkontaktoren steht jedoch aufgrund der hohen spezifischen Energieaufwände auch der Druckverlust vermehrt im Vordergrund, wodurch Kühlturmfüllkörpergeometrien mit erhöhten Durchströmungstiefen einen sinnvollen Kompromiss für Luftkontaktoren in DAC-Anlagen darstellen können [8] [17].

Eine weniger starke Parallele kann zwischen den Komponenten von Trockenkühltürmen und adsorptionsbasierten DAC-Prozessen gefunden werden: Eine Möglichkeit der Wärmezufuhr in das beladene Adsorbens ist die Nutzung von Wärmeübertragerstrukturen, die mit dem Sorbens beschichtet sind. Zur Regeneration wird der Wärmeübertrager mit einem heißen Fluid durchströmt, das Wärme an das Sorbens überträgt. Dieses Konzept wäre auch mit den Wärmeübertragern von Trockenkühltürmen (i. d. R. Rohrbündelwärmeübertrager) durchführbar.

Die aufgezeigten Parallelen zwischen Kühlturmkomponenten und DAC-Luftkontaktoren legen eine Weiternutzung des Kühlturms als Luftkontaktor einer DAC-Anlage nahe. Aufgrund der vermehrten Nutzung von Nasskühltürmen in Deutschland ist die Implementation von absorptionsbasierten Prozessen Schwerpunkt des vorliegenden Manuskripts. Für bestehende Nasskühltürme von Kohlekraftwerken in Deutschland (> 150 MW_{el}) ergibt sich bereits ein theoretisches Potenzial > 10 Mt_{CO2}/a [10].

3. Absorptionsbasierte DAC-Anlagen im Kohlekraftwerk

In dem vorliegenden Manuskript wird die Integration eines absorptionsbasierten DAC-Prozesses mit wässriger Kaliumhydroxidlösung (KOH) als Sorptionsmittel nach dem Design von Carbon Engineering in bestehende Kühlturm-Infrastruktur analysiert. Ein vereinfachtes Schema des KOH-Prozesses in der von Carbon Engineering entwickelten Konfiguration ist in Abbildung 1 dargestellt und besteht aus vier grundlegenden Prozessschritten:

1. CO_2-Abscheidung mit KOH-Lösung (Luftkontaktor)
2. Übergabe des absorbierten CO_2 als K_2CO_3 an Regenerationskreislauf (Pellet-Reaktor)
3. Wärmegetriebene Freisetzung des absorbierten CO_2 (Kalziner)
4. Wiederaufbereitung des Regenerationskreislaufs für den Pellet-Reaktor (Kalklöscher)

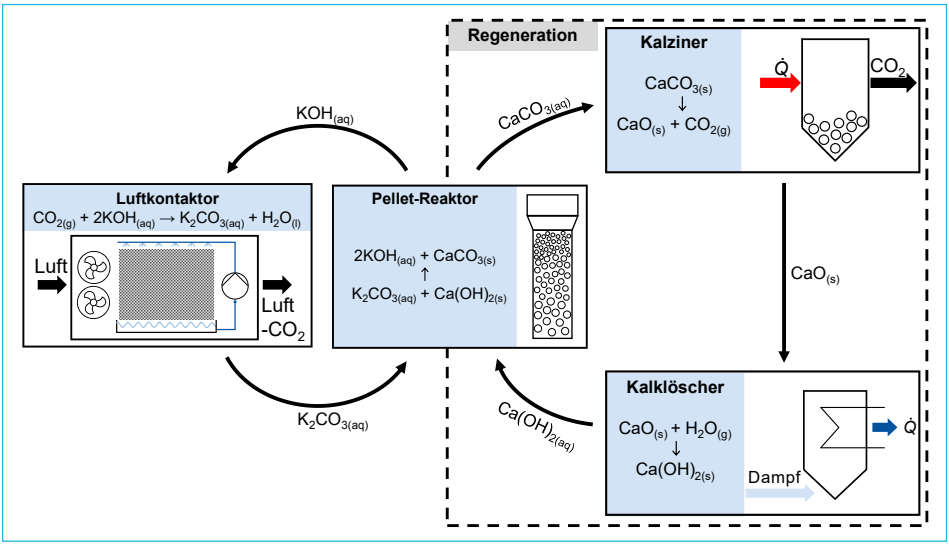


Abb. 1: Schema des absorptionsbasierten DAC-Prozesses nach dem Design von Carbon Engineering

In einem ersten Schritt reagiert das CO_2 aus der Umgebungsluft im Luftkontaktor mit in Wasser gelöstem Kaliumhydroxid zu Kaliumkarbonat (K_2CO_3). Das beladene Sorptionsmittel (K_2CO_3-Lösung) wird dann in den Pellet-Reaktor geleitet, wo es mit einer Kalziumhydroxid-Lösung ($Ca(OH)_2$) reagiert, um die KOH-Lösung und feste Kalziumkarbonat-Pellets ($CaCO_3$) zu regenerieren. Die regenerierte KOH-Lösung kann in den Luftkontaktor zurückgeführt werden, während die Pellets einem Kalziner zugeführt werden. Im Kalziner wird das gebundene CO_2 durch Wärmezufuhr bei Temperaturen von 900 °C freigesetzt. Carbon Engi-

neering realisiert die Wärmezufuhr über einen Oxyfuel-Brenner mit Erdgas. Das entstehende Rauchgas des Kalziners setzt sich folglich aus CO_2 des DAC-Prozesses und der Verbrennung (1,89 $t_{CO2,DAC}/t_{CO2,Oxyfuel}$) sowie Wasserdampf aus der Verbrennung zusammen. Der Wasserdampf im Rauchgas kann anschließend über einen Kondensator abgeschieden werden. Für eine vollständige Unabhängigkeit von fossilen Rohstoffen wird zudem an elektrifizierten Kalzinern mittels Widerstandsofen geforscht [18] [19]. Zur abschließenden Regeneration des aus dem Kalziner austretenden Kalziumoxids (CaO) reagiert dieses mit Wasserdampf im sogenannten Kalklöscher zu $Ca(OH)_2$.

Um die Auswirkung fester geometrischer Randbedingungen der Kühlturmfüllkörper angemessen diskutieren zu können, ist im Rahmen des Projekts ein Luftkontaktormodell entwickelt worden, mithilfe dessen geometrische und betriebliche Einflüsse abgebildet werden können [10]. Das genutzte Luftkontaktormodell basiert auf den Annahmen der Zwei-Film-Theorie [20] [21]. Zur Berechnung des Massenstroms mithilfe der Zwei-Film-Theorie werden analog zur Wärmeübertragung Stoffübertragungskoeffizienten für beide Fluide benötigt. Diese können durch Sherwood-Korrelationen in Abhängigkeit von Reynolds- und Schmidt-Zahl ermittelt werden. Im Rahmen vorangegangener Analysen des Stoffübergangs sind die Korrelationen von Wilfert und Hanley [22] als sinnvolle füllkörperspezifische Erweiterung bestehender Korrelationen identifiziert worden. Zusätzlich zu der Berechnung der Stoffübergangskoeffizienten bieten die Korrelationen von Wilfert und Hanley eine empirische Gleichung zur Berechnung der effektiv übertragenden Oberfläche im Vergleich zur geometrischen Oberfläche der Füllkörper (z. B. durch unvollständige Benetzung oder zusätzliche Tropfen). Die entsprechenden Korrelationen hängen ebenfalls von dimensionslosen Zahlen (Reynolds, Weber und Froude) ab. Im vorliegenden Manuskript werden ebenfalls die Korrelationen von Wilfert und Hanley genutzt. Die Löslichkeit von CO_2 in der KOH-Lösung an der Kontaktfläche zwischen den beiden Fluiden ist mit dem Henry-Koeffizienten nach dem Prinzip von Weisenberg und Schlumpe [23] abgebildet worden. Zusätzlich ist die Verstärkung des Stoffübergangs durch die chemische Reaktion der KOH-Lösung mit dem gelösten CO_2 mit dem vereinfachten Ansatz einer irreversiblen Pseudo-Reaktion erster Ordnung mithilfe der Hatta-Zahl berücksichtigt worden [24]. Unter der Annahme, dass die Konzentrationsänderung der Absorptionslösung und die Änderung der Gesamtmasse der Luft vernachlässigbar klein sind sowie ein konstanter Stoffübergangskoeffizient für den gesamten Füllkörper gültig ist, kann ein Ausdruck für die Abscheideeffizienz (engl. Capture Rate, *CR*) formuliert werden:

$$CR = \frac{x_{CO_2} - x_{CO_2,0}}{x_{CO_2,0}} = 1 - e^{-K_L \cdot He_{CO_2}^{Abs.} \cdot \frac{R \cdot T}{M_{CO_2}} \cdot SSA \cdot \frac{H_{FK}}{v_{Luft}}}$$

Aufbauend auf *CR* kann der abgeschiedene Massenstrom CO_2 ermittelt werden:

$$\dot{m}_{CO_2} = CR \cdot x_{CO_2} \cdot \frac{M_{CO_2}}{M_{Luft}} \cdot \dot{m}_{Luft}$$

Der abgeschiedene CO_2-Massenstrom des Luftkontaktors kann in die Modellierung des Absorptionskreislaufs eingebettet werden. Der gesamte DAC-Prozess mit einem nachgerüsteten Kühlturm als Luftkontaktor ist in Abbildung 2 dargestellt. Der Absorptionskreislauf ist eine vereinfachte Form des Designs von Keith et al. [8]. Um eine lineare Skalierung der thermischen Regenerationsenergie mit dem CO_2-Massenstrom zu gewährleisten, sind die von Keith et al. angegebenen Konzentrationen am Einlass des Pellet-Reaktors (Punkt 6) durch die Nutzung eines Bypasses (Punkt 8) eingehalten worden.

Zur Beurteilung der thermodynamischen Performance des Prozesses sind verschiedene Leistungsindikatoren (engl. Key Performance Indicators, *KPI*) herangezogen worden:

- Abscheideeffizienz (*CR*)
- Massenstrom des abgeschiedenen CO_2
- Energiebedarf der DAC-Anlage

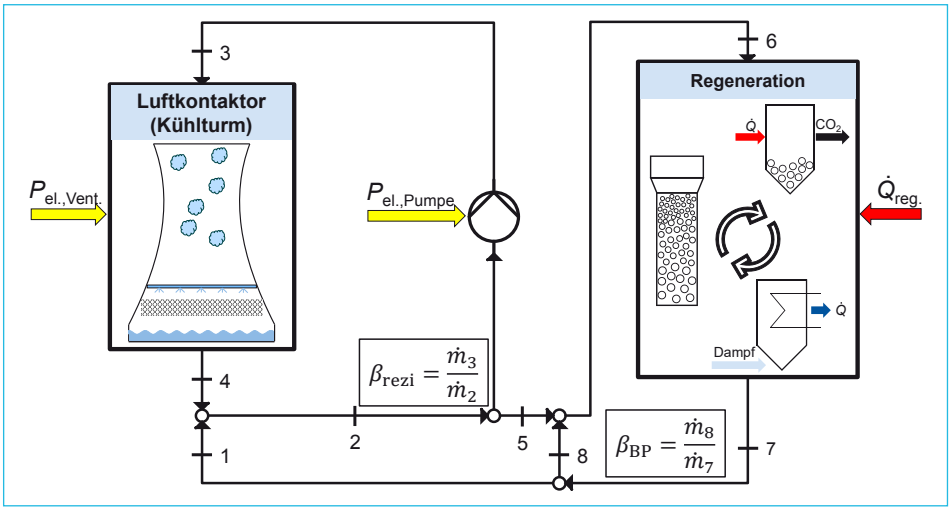


Abb. 2: Vereinfachtes Schaltbild der Modellierung der Kraftwerk-DAC-Anlage

Das Verhältnis des Energiebedarfs der Anlage bzw. einzelner Komponenten zum abgeschiedenen CO_2-Massenstrom wird hierbei auch als spezifischer Energiebedarf (engl. specific energy consumption, *SEC*) bezeichnet. Der elektrische Energiebedarf der Ventilatoren und Pumpen ist vereinfachend mit der Formel für inkompressible Fluide berechnet worden. Der Gesamtdruckverlust des Luftmassenstroms im Kühlturm kann auf die Druckverluste in den Füll-

körpern reduziert und mit dem von Billet [25] vorgeschlagenen empirischen Berechnungsansatz ermittelt werden. Da der für diesen Berechnungsansatz benötigte empirische Parametersatz der untersuchten Kühlturmfüllkörper nicht verfügbar ist, wird ein Referenzbetriebspunkt des Kühlturms (Block H; Niederaußem) zur Berechnung der unbekannten empirischen Parameter verwendet. Als Grundlage für die Berechnung ist ein Folienfüllkörper [26] verwendet worden. Der Druckverlust des Absorbens, den die Pumpe überwinden muss, wird vereinfachend über den geodätischen Höhenunterschied zwischen Sammelbecken und Verteilerdüsen sowie über den Druckverlust am Düsenaustritt berechnet.

Bisher ist der vorgestellte DAC-Prozess mit Kühlturm-Luftkontaktor unter Berücksichtigung verschiedener Freiheitsgrade analysiert worden. Hierfür werden in Abbildung 3 die Ergebnisse des abgeschiedenen CO_2-Massenstroms in Abhängigkeit von den untersuchten Freiheitsgraden beispielhaft für den Kühlturm des Kraftwerkblocks H am Standort Niederaußem dargestellt. Der Absorbensmassenstrom von 18 t/s entspricht hierbei dem Nennwassermassenstrom des Kühlturms. Zum einen ist ein Einfluss der im Kreis geführten Menge Absorbens β_{rezi} (Abbildung 2) (durch eine Veränderung der KOH-Konzentration in der Lösung) auf den Absorptionsprozess gefunden worden. Des Weiteren hat der Massenstrom des Absorbens einen Einfluss auf Strömungswiderstände, Stoffübergänge und Benetzung im Füllkörper des Abscheidungsprozesses. Der wichtigste Freiheitsgrad des Luftkontaktors ist jedoch die Geschwindigkeit der Luft. Durch die Luftgeschwindigkeit werden sowohl der durchgesetzte Gesamtluftmassenstrom als auch die Aufenthaltszeit der Luft und der Stoffübergang in den Füllkörpern beeinflusst.

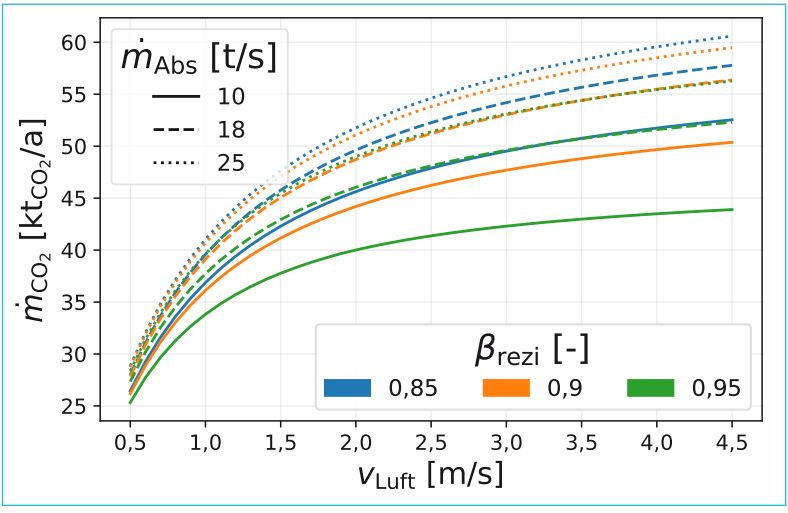


Abb. 3: Jährliche Abscheidekapazität des Kühlturms des Blocks H in Niederaußem abhängig von Luftgeschwindigkeit, Rezirkulationsrate und Massenstrom des Absorbens

In der folgenden techno-ökonomischen Analyse werden der Nennmassenstrom des Kühlturmbetriebs als Absorbensmassenstrom sowie eine konstante Rezirkulationsrate von 0,85 angenommen. Somit bleibt als einziger Freiheitsgrad der techno-ökonomischen Optimierung die Luftgeschwindigkeit, mit der die abgeschiedene Menge CO_2 variiert werden kann.

4. Energiewirtschaftliche Rahmenbedingungen von DAC-Anlagen

Um das theoretische Potenzial der Weiternutzung von Kohlekraftwerken als DAC-Anlagen tiefergehend bewerten zu können, müssen neben den thermodynamischen *KPI* aus dem vorangegangenen Abschnitt auch ökonomische *KPI* berücksichtigt werden. Analog zu Strom und Wärme lassen sich auch für DAC-Prozesse die Gestehungskosten der CO_2-Abscheidung (engl. Levelized Cost) berechnen, die in drei Teileinflüsse aufgeteilt werden:

- diskontierte Kapitalkosten (engl. Capital Expenditures, *CAPEX*)
- fixe Betriebskosten (engl. Fixed Operational Expenditures, $OPEX_{fixed}$)
- variable Betriebskosten (engl. Variable Operational Expenditures, $OPEX_{var}$)

Die Kapitalkosten umfassen alle Investitionen, die für die Errichtung der DAC-Anlage getätigt werden müssen. Für das Prozessdesign von Carbon Engineering geben Keith et al. [8] eine detaillierte Aufschlüsselung der Kapitalkosten einer DAC-Anlage mit einer jährlichen Abscheidekapazität von 1 Mt_{CO2}/a an. Die Kosten für eine kleinere Anlage werden entsprechend der in Tabelle 1 gegebenen Skalierungsfaktoren über die Abscheidekapazität pro Jahr skaliert. Die gegebenen Kapitalkosten von Keith et al. werden mit dem durchschnittlichen Wechselkurs des Jahres 2016 in € umgerechnet und mittels einer Inflationsprognose [27] für das Jahr 2030 ermittelt. Da die Prognose nur Werte bis 2028 liefert, wird eine konstante Inflation von 2 % für die Jahre 2029 und 2030 angenommen. Die Kosten für die Ventilatoren werden für die Kühltürme anhand der Einlassfläche der Kühlluft am Fuß der jeweiligen Kühltürme berechnet. Zu den fixen Betriebskosten zählen beim betrachteten DAC-Prozess Kosten für Wartung, Personal und Ersatzmaterialien (z. B. Absorbens oder $Ca(OH)_2$-Pellets). Die variablen Betriebskosten umfassen hingegen alle Kosten, die direkt mit dem Betriebspunkt der Anlage zusammenhängen: Für DAC-Anlagen sind das vor allem die Strom- und Wärmebezugskosten.

Im vorliegenden Manuskript wird das techno-ökonomische Potenzial der Weiternutzung des Kohlekraftwerks am Standort Niederaußem zu einer DAC-Anlage analysiert. Die entsprechenden Geometrie- und Betriebsdaten sind von der RWE Power AG zur Verfügung gestellt worden. Als Mindestbetriebsdauer

wird ein Zeitraum von 10 Jahren angenommen. Eine Vergleichsanlage gleicher Abscheidekapazität nach dem Design von Carbon Engineering wird mit einer Lebensdauer von 25 Jahren angenommen.

Tab. 1: Annahmen zur Berechnung der Gestehungskosten zur Abscheidung von CO_2

	Bezeichnung	Einheit	Untere Grenze	Obere Grenze	Anmerkungen	Referenz
Kapitalkosten	Luftkontaktor	[M€$_{2030}$]	280,8		Angaben für eine KOH-basierte DAC-Anlage nach dem Design von Carbon Engineering (inflationsbereinigt) mit einer Kapazität von 1 Mt_{CO2}/a. Die Aufteilung der Kosten von Kalziner und Kalklöscher nach den Werten von Young et al.[3]	[8]
	Pellet-Reaktor	[M€$_{2030}$]	173,0			[8]
	Kalziner	[M€$_{2030}$]	64,3			[8]
	Kalklöscher	[M€$_{2030}$]	38,6			[8]
	Luftzerlegungs-anlage	[M€$_{2030}$]	71,9			[8]
	CO_2-Verdichter	[M€$_{2030}$]	26,3			[8]
	Dampfturbine	[M€$_{2030}$]	9,9			[8]
	Filter	[M€$_{2030}$]	40,9			[8]
	Weitere Kompo-nenten	[M€$_{2030}$]	136,2			[8]
	Gebäude	[M€$_{2030}$]	8,9			[8]
	Transformator	[M€$_{2030}$]	26,2			[8]
	Ventilator	[€$_{2030}$/m^2]	1.155,40			[8]
Betriebs-kosten	Fixe Betriebskosten	[%$_{Kapitalkosten}$]	3,7		Mittelwert von Carbon Engineering	[8]
	Strompreise	[€$_{2030}$/MWh]	52	135		[28]
	Gaspreis	[€$_{2030}$/MWh]	18	59		[28]
Skalierungsfaktoren	Luftkontaktor	[-]	1			[8]
	Pellet-Reaktor	[-]	1			[8]
	Kalziner	[-]	0,7447		Berechnet	[8]
	Kalklöscher	[-]	0,57			[7]
	Luftzerlegungs-anlage	[-]	0,67			[7]
	CO_2-Verdichter	[-]	0,73			[7]
	Filter	[-]	0,67			[7]
	Restliche Kompo-nenten	[-]	0,7		Annahme basierend auf Sievert et al. [7]	
Weitere Annahmen	Lebensdauer Kraft-werk-DAC-Anlage	[a]	10	25	Eigene Annahme	
	Lebensdauer Carbon Engineering	[a]	25			[8]
	Zinssatz	[%]	7			[7]

5. Techno-ökonomisches DAC-Potenzial am Standort Niederaußem

Das folgende Kapitel diskutiert die Ergebnisse der techno-ökonomischen Analyse der Weiternutzung von abgeschalteten Kraftwerken zu DAC-Anlagen am Beispiel des Standorts Niederaußem. Der Fokus der Analyse liegt hierbei vor allem in der Identifikation von techno-ökonomischen Vor- und Nachteilen der Weiternutzung (im Folgenden Kraftwerk-DAC-Anlage) gegenüber dem Neubau von DAC-Anlagen. Eine präzise Prognose der Gestehungskosten der Abscheidung ist aufgrund der hohen Unsicherheit einzelner Parameter nicht Teil der vorliegenden Analyse.

Abbildung 4 zeigt die Ergebnisse der Gestehungskosten der CO_2-Abscheidung der Kraftwerk-DAC-Anlage für unterschiedliche jährliche CO_2-Abscheidekapazitäten bei einer Lebensdauer von zehn Jahren. Hierbei werden die in Tabelle 1 gezeigten Grenzfälle (obere und untere Grenze) sowie die Kosten des Vergleichs-Neubaus nach dem Design von Carbon Engineering mit einer Lebensdauer von 25 Jahren dargestellt. Für die Abscheidekapazität der Kraftwerk-DAC-Anlage mit minimalen Gestehungskosten wird des Weiteren eine Unterteilung in diskontierte Kapital- sowie fixe und variable Betriebskosten gezeigt. Zusätzlich werden im Minimum der Gestehungskosten neben der Mindestlebensdauer von zehn Jahren ebenfalls die Gestehungskosten der Abscheidung der Kraftwerk-DAC-Anlage für eine Lebensdauer von 15, 20 und 25 Jahren dargestellt.

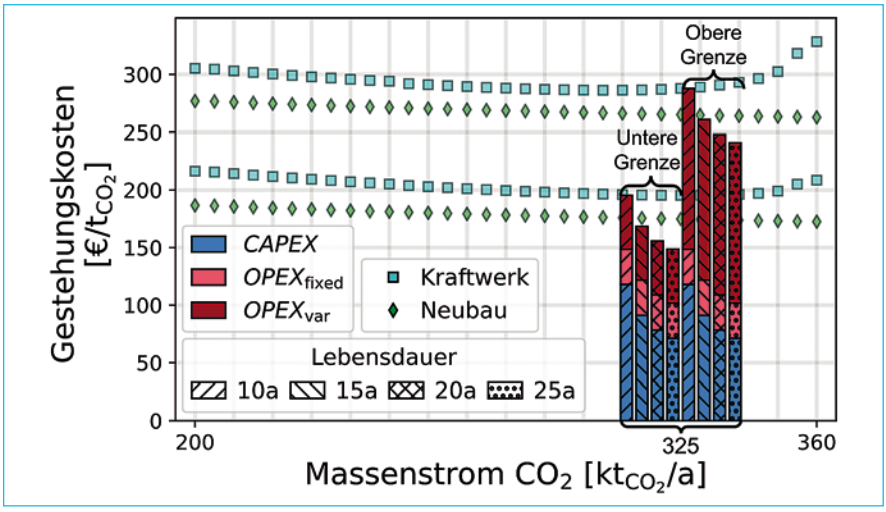


Abb. 4: Gestehungskosten der Abscheidung einer Kraftwerk-DAC-Anlage im Vergleich zum Neubau

Wie Abbildung 4 entnommen werden kann, hat die Lebensdauer der Kraftwerk-DAC-Anlage einen erheblichen Einfluss auf die zu erwarteten Gestehungskosten der Abscheidung: Für die betrachtete Mindestlebensdauer sind die diskontierten Kapitalkosten trotz der verringerten Investitionen für den Luftkontaktor höher als beim Neubau. Gleiche Gestehungskosten der Abscheidung können hingegen bereits ab einer Lebensdauer von ca. 15 Jahren erreicht werden. Bei einer Lebensdauer von 25 Jahren kann die Kraftwerk-DAC-Anlage unter den getroffenen Annahmen bis zu 28,50 €/t_{CO2} günstiger sein als die Vergleichsanlage nach dem Design von Carbon Engineering. Der Einfluss der Lebensdauer auf die diskontierten Kapitalkosten ist stark nicht-linear: Bei Lebensdauern < 15 Jahre sinken die diskontierten Kapitalkosten stark bei zunehmender Lebensdauer, während für Lebensdauern > 20 Jahre der Einfluss auf die Gesamtkosten rapide abnimmt.

Die Kostendifferenz zwischen der Kraftwerk-DAC-Anlage und der neugebauten Anlage hängt stark von der jährlichen Abscheidekapazität ab. Für die Vergleichsanlage nach dem Design von Carbon Engineering wird für alle jährlichen Abscheidekapazitäten derselbe Betriebspunkt angenommen. Somit verändern sich für den Vergleichsprozess die variablen Betriebskosten nicht. Die Kapitalkosten sinken hingegen aufgrund der Skalierungsfaktoren < 1 (Tabelle 1) für eine größere Abscheidekapazität und somit auch die fixen Betriebskosten der Vergleichsanlage. Insgesamt ergibt sich für die Vergleichsanlage ein mit wachsender Abscheidekapazität stetig sinkender Kostenverlauf. Bei der Kraftwerk-DAC-Anlage kann ebenfalls das stetige Absinken der diskontierten Kapital- und fixen Betriebskosten mit der Abscheidekapazität beobachtet werden. Die Kraftwerk-DAC-Anlage ist jedoch in der Größe des Luftkontaktors durch die Weiternutzung der Kühltürme eingeschränkt. Dadurch ändert sich bei der Kraftwerk-DAC-Anlage der Betriebspunkt des Luftkontaktors mit der Abscheidekapazität, sodass für steigende Abscheidekapazitäten erhöhte Luftgeschwindigkeiten benötigt und Druckverluste überwunden werden müssen. Die erhöhten Druckverluste der Kraftwerk-DAC-Anlage führen hierbei zu einem steigenden Anteil der variablen Betriebskosten mit der Abscheidekapazität. Insgesamt ergibt sich für die Gestehungskosten der Abscheidung der Kraftwerk-DAC-Anlage ein Minimum, das bei einer Abscheidekapazität von ca. 300–325 kt_{CO2}/a erreicht wird. Bei Abscheidekapazitäten > 325 kt_{CO2}/a steigen die Abscheidekosten kubisch an.

Für den Vergleich der Kraftwerk-DAC-Anlage mit dem Neubau nach dem Design von Carbon Engineering kann kein entscheidender Einfluss der beiden betrachteten Grenzwerte beobachtet werden. Nichtsdestotrotz bieten die beiden Szenarien einen guten Einblick in eine mögliche Spannweite der Gestehungskosten der Abscheidung von Kraftwerk-DAC-Anlagen. Zu beachten ist die konservative Natur der vorgestellten Betrachtung, denn bisher wird nur der direkte Wegfall der Luftkontaktorkosten sowie die Neuinstallation der Ventilatoren berück-

sichtigt. Ein Kraftwerksstandort bietet jedoch weitere Infrastruktur an, die eine Weiternutzung in einer DAC-Anlage finden kann, z. B. die elektrische Infrastruktur (u. a. die Transformatoren und der elektrische Anschluss), Pumpen und Rohrleitungen sowie Wärmeübertrager. Damit die Kraftwerk-DAC-Anlage bereits bei ihrer Mindestlebensdauer dieselben Gestehungskosten der Abscheidung wie der Neubau hätte, müssten die Kosten des Transformators sowie der Gebäude und zusätzlich bis zu 50 % der Kosten, die unter weitere Komponenten durch Keith et al. [8] zusammengefasst worden sind (ca. 8 % der Gesamtkapitalkosten, vgl. Tabelle 1), durch die Weiternutzung kompensiert werden.

Neben den genannten Faktoren sind bei den Kostenabschätzungen von Sievert et al. [7] und Keith et al. [8] zudem weitere Kosten zur Errichtung der Anlage zu finden, welche u. a. die Planungs-, allgemeine Errichtungs- und Personalkosten umfassen. Für die Kraftwerk-DAC-Anlage ist davon auszugehen, dass aufgrund der Weiternutzung des Standorts die genannten Errichtungskosten geringer ausfallen, da der Standort als solches bereits besteht. Zuletzt ist für die Weiternutzung des Kühlturms als Luftkontaktor unter der potenziell basischen Atmosphäre durch die genutzte KOH-Lösung mit Umbau- bzw. Renovierungskosten zu rechnen. Der tatsächliche Effekt der Weiternutzung von Kraftwerksstandorten auf die Gestehungskosten der Abscheidung lässt sich jedoch nicht beziffern, zumal die Angaben von Carbon Engineering einer Planungsabschätzung entsprechen und sich die geplante Anlage mit einer Abscheidekapazität von 1 Mt_{CO2}/a noch im Bau befindet.

6. Zusammenfassung und Ausblick

Die im Rahmen des vorliegenden Manuskripts ermittelten Ergebnisse liefern eine erste Einschätzung für die Untersuchung einer Weiternutzung von Kohlekraftwerken zu DAC-Anlagen am Beispiel des Standorts Niederaußem. Für die Nutzung von Nasskühltürmen als Luftkontaktoren eines absorptionsbasierten DAC-Prozesses zeigt die technische Analyse, dass die jährliche Abscheidekapazität stark vom Luftmassenstrom des Kühlturms abhängt. Hierbei ist die Abscheideeffizienz der Kraftwerk-DAC-Anlage durch die vorgegebenen geometrischen Randbedingungen des Kühlturms geringer als bei einer Neubau-Anlage mit geometrisch optimiertem Luftkontaktor.

Die Ergebnisse der techno-ökonomischen Analyse zeigen das theoretische Potenzial der Weiterverwendung von Kohlekraftwerken als DAC-Anlagen: Kraftwerk-DAC-Anlagen haben vor allem das Potenzial, die Kapitalkosten der Anlage durch den Wegfall des Luftkontaktors zu senken. Die Weiternutzung weiterer Komponenten (u. a. Transformatoren, Rohrleitungen und Wärmeübertrager) könnte die Investitionskosten weiter senken. Die Differenz der Gestehungskosten zu einer Neubau-DAC-Anlage (mit einer Lebensdauer von

25 Jahren) ist dabei stark abhängig von der Laufzeit der Kraftwerk-DAC-Anlage. Ab einer Lebensdauer von 15 Jahren hat die Kraftwerk-DAC-Anlage, unter den getroffenen Annahmen des Manuskriptes, niedrigere Gestehungskosten für die Abscheidung als ein Neubau gleicher Abscheidekapazität. Die Abscheidekapazität der Kraftwerk-DAC-Anlage ist jedoch beschränkt durch die steigenden Betriebskosten, um den nötigen Luftmassenstrom durchzusetzen.

Aufgrund der beschlossenen Abschaltung der Kohlekraftwerke in Deutschland ist der Zeitraum, in dem das Potenzial der Kraftwerk-DAC-Anlagen genutzt werden kann, begrenzt. In kommenden Arbeiten sollten bei der ökonomischen Betrachtung vor allem detailliert die in diesem Manuskript vernachlässigten indirekten Errichtungskosten der Anlage sowie weitere nutzbare Komponenten des Kraftwerks betrachtet werden. Hierbei sollte auch die Entwicklung der Kostenangaben von DAC-Firmen wie Carbon Engineering beobachtet werden, um die Einschätzungen und Erfahrungen dieser Firmen in eine detaillierte Kostenabschätzung der Kraftwerk-DAC-Anlage einfließen zu lassen. Des Weiteren sollte auf der technischen Seite die Umsetzbarkeit und Abscheideeffizienz eines absorptionsbasierten DAC-Prozesses erörtert werden. Unter der Betrachtung von Umweltauswirkungen und einer Steigerung der Abscheideeffizienz oder des Energieaufwands der Anlage können für die weitere technische Untersuchung auch weitere Absorbenzien betrachtet werden.

GESAMTKONZEPT ERNEUERBARE KRAFTSTOFFE

Gefördert durch: Bundesministerium für Digitales und Verkehr

aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages

Koordiniert durch: NOW GMBH.DE

Projektträger: VDI VDE IT, FNR

7. Quellen

[1] K. Lackner, H.-J. Ziock and P. Grimes, Eds., *Carbon Dioxide Extraction from Air: Is It An Option?*, 1999.

[2] M. Erans, E. S. Sanz-Pérez, D. P. Hanak, Z. Clulow, D. M. Reiner, and G. A. Mutch, Direct air capture: process technology, techno-economic and socio-political challenges, *Energy & Environmental Science*, vol. 15, no. 4, pp. 1360–1405, 2022, doi: 10.1039/D1EE03523A.

[3] J. Young et al., The cost of direct air capture and storage can be reduced via strategic deployment but is unlikely to fall below stated cost targets, *One Earth*, vol. 6, no. 7, pp. 899–917, 2023, doi: 10.1016/j.oneear.2023.06.004.

[4] L. Küng et al., A roadmap for achieving scalable, safe, and low-cost direct air carbon capture and storage, *Energy & Environmental Science*, vol. 16, no. 10, pp. 4280–4304, 2023, doi: 10.1039/D3EE01008B.

[5] International Energy Agency, *Direct Air Capture*, 2022. [Online]. https://www.oecd-ilibrary.org/content/publication/bbd20707-en (Stand: 15.07.2024).

[6] Die Bundesregierung informiert | Startseite, *Kohleausstieg und Strukturwandel | Bundesregierung*. [Online]. https://www.bundesregierung.de/breg-de/schwerpunkte/klimaschutz/kohleausstieg-1664496#:~:text=Das%20Kohleausstiegsgesetz%20regelt%20deutschlandweit%20das,sichere%20und%20zukunftsf%C3%A4hige%20Arbeitspl%C3%A4tze%20entstehen. (Stand: 07.06.2024).

[7] K. Sievert, T. S. Schmidt and B. Steffen, Considering technology characteristics to project future costs of direct air capture, *Joule*, vol. 8, no. 4, pp. 979–999, 2024, doi: 10.1016/j.joule.2024.02.005.

[8] D. W. Keith, G. Holmes, D. St. Angelo and K. Heidel, A Process for Capturing CO_2 from the Atmosphere, *Joule*, vol. 2, no. 8, pp. 1573–1594, 2018, doi: 10.1016/j.joule.2018.05.006.

[9] M. Fasihi, O. Efimova and C. Breyer, Techno-economic assessment of CO_2 direct air capture plants, *Journal of Cleaner Productio*n, vol. 224, pp. 957–980, 2019, doi: 10.1016/j.jclepro.2019.03.086.

[10] R. Sager, L. Pehle, Petersen Nils Hendrik, M. Wirsum and J. Hannes, Model-based Thermodynamic Analysis of Direct Air Capture Units in Repurposed Power Plant Cooling Towers – Preprint, 2024.

[11] S. Fujikawa, R. Selyanchyn and T. Kunitake, A new strategy for membrane-based direct air capture, *Polym J*, vol. 53, no. 1, pp. 111–119, 2021, doi: 10.1038/s41428-020-00429-z.

[12] J. A. Wurzbacher, C. Gebald, S. Brunner and A. Steinfeld, Heat and mass transfer of temperature–vacuum swing desorption for CO_2 capture from air, *Chemical Engineering Journal*, vol. 283, pp. 1329–1338, 2016, doi: 10.1016/j.cej.2015.08.035.

[13] C. Beuttler, L. Charles and J. Wurzbacher, The Role of Direct Air Capture in Mitigation of Anthropogenic Greenhouse Gas Emissions, *Front. Clim.*, vol. 1, 2019, doi: 10.3389/fclim.2019.00010.

[14] S. Deutz and A. Bardow, Life-cycle assessment of an industrial direct air capture process based on temperature–vacuum swing adsorption, *Nature Energy*, vol. 6, no. 2, pp. 203–213, 2021, doi: 10.1038/s41560-020-00771-9.

[15] Climeworks, *High-quality carbon removal company*. [Online]. https://climeworks.com/ (Stand: 07.06.2024).

[16] Carbon Engineering, *Carbon Engineering | Direct Air Capture of CO_2 | Home*. [Online]. https://carbonengineering.com/ (Stand: 07.06.2024).

[17] A. Kiani et al., Direct Air Capture of CO_2 using Amine-based Capture Technology, *SSRN Journal*, 2022, doi: 10.2139/ssrn.4283785.

[18] N. McQueen, M. J. Desmond, R. H. Socolow, P. Psarras and J. Wilcox, Natural Gas vs. Electricity for Solvent-Based Direct Air Capture, *Front. Clim.*, vol. 2, 2021, doi: 10.3389/fclim.2020.618644.

[19] R. M. Jacob and L.-A. Tokheim, Electrified calciner concept for CO_2 capture in pyro-processing of a dry process cement plant, *Energy*, vol. 268, p. 126673, 2023, doi: 10.1016/j.energy.2023.126673.

[20] G. Astarita, *Mass transfer with chemical reaction*. Amsterdam: Elsevier, 1967.

[21] T. K. Sherwood, R. L. PIGFORD and C. R. WILKE, *MASS TRANSFER*. New York (USA): MCGRAW-HILL, 1975.

[22] J. Wilfert and B. F. Hanley, Progress Toward a Comprehensive Model for Mass Transfer in Structured Packings, *Industrial & Engineering Chemistry Research*, vol. 62, no. 20, pp. 8021–8032, 2023, doi: 10.1021/acs.iecr.3c00769.

[23] S. Weisenberger and A. Schumpe, Estimation of gas solubilities in salt solutions at temperatures from 273 K to 363 K, *AIChE Journal*, vol. 42, no. 1, pp. 298–300, 1996, doi: 10.1002/aic.690420130.

[24] Shahla Gondal, Naveed Asif, Hallvard F. Svendsen and Hanna Knuutila, Kinetics of the absorption of carbon dioxide into aqueous hydroxides of lithium, sodium and potassium and blends of hydroxides and carbonates, *Chemical Engineering Science*, vol. 123, pp. 487–499, 2015, doi: 10.1016/j.ces.2014.10.038.

[25] R. Billet, *Packed Towers: In Processing and Environmental Technology*. Weinheim: VCH Verlagsgesellschaft mbH, 1995.

[26] Hewitech, *CF 19 Folienfüllkörper*. [Online]. https://www.hewitech.de/produkt/detail/cf-19-folienfuellkoerper (Stand: 07.06.2024).

[27] International Monetary Fund, *World Economic Outlook Database*. [Online]. https://www.imf.org/en/Publications/WEO/weo-database/2023/October (Stand: 07.06.2024).

[28] Max Gierkink, Dr. Eren Cam, Hendrik Diers, Julian Keutz, Jan Kopp, Michael Moritz, Arne Lilienkamp, Michael Wiedmann and Jonas Zinke: Szenarien für die Preisentwicklung von Energieträgern, 2022.

PPS-GR: Der Schlüssel zu effizienter Abwärmenutzung und CO_2-Abscheidung in korrosiven Umgebungen

Nicolas Schiffer und Leonhard Lenitschek

1. Hintergrund und Motivation 531
2. Wärmeübertragungslösungen aus PPS-GR 533
3. Betriebserfahrungen in Blockheizkraftwerken 535
4. Konzept Rauchgaskondensator in Großfeuerungsanlagen für Fernwärme 537
5. Konzept Rauchgaskondensator in Großfeuerungsanlagen für CO_2-Abscheidung 539
6. Zusammenfassung und Ausblick 540
7. Quellen 540

1. Hintergrund und Motivation

Die Energiewende und die damit verbundenen Herausforderungen der Klimakrise erfordern dringende Maßnahmen zur Reduzierung von CO_2-Emissionen. In diesem Kontext gewinnt die Fernwärme als effiziente und nachhaltige Heizlösung zunehmend an Bedeutung, insbesondere vor dem Hintergrund der aktuellen Energiekrise in Europa. Diese Krise hat die Anfälligkeit Europas gegenüber Energieimporten verdeutlicht und die Notwendigkeit unterstrichen, auf lokale, erneuerbare und nachhaltige Energiequellen umzusteigen.

Fernwärme stellt eine wesentliche Komponente in der Strategie zur Dekarbonisierung des Heizsektors in Europa dar. Aktuell dominieren fossile Brennstoffe wie Erdgas, Öl und Kohle den europäischen Wärmemarkt, was zu erheblichen CO_2-Emissionen beiträgt. Laut der *Heat Roadmap Europe* entfielen 2015 etwa 75 % des Wärmebedarfs auf fossile Brennstoffe. Für Deutschland und andere europäische Länder bietet die Fernwärme ein erhebliches Potenzial zur Reduktion der CO_2-Emissionen und zur Verbesserung der Energieeffizienz [1].

Fernwärme kann durch ihre Fähigkeit zur Sektorkopplung und zur Nutzung erneuerbarer Energien nicht nur zur Reduktion der Heizkosten beitragen, sondern auch die Abhängigkeit von importierten fossilen Brennstoffen verringern.

Ein zentraler Vorteil der Fernwärme liegt in ihrer Fähigkeit, überschüssige Wärme aus verschiedenen Quellen zu nutzen. Dazu zählen industrielle Abwärme, geothermische Energie und Biomasse. Eine Studie zur industriellen Abwärme in der EU hat ergeben, dass jährlich etwa 300 TWh an technischer Abwärme verfügbar sind, wobei ein Drittel davon aus Niedertemperatur-Abwärme unter 200 °C stammt. Diese überschüssige Wärme könnte ausreichen, um Millionen von Haushalten zu beheizen, was das enorme Potenzial dieser Energiequelle verdeutlicht [2].

Bei industriellen Prozessen, insbesondere bei der Energiegewinnung aus der thermischen Verwertung von nicht-recyclebaren Reststoffen, werden Rauchgase erzeugt, die korrosive Medien enthalten. Diese Gase müssen effizient genhandhabt und genutzt werden. Wärmeübertrager spielen hierbei eine zentrale Rolle, da sie Wärme aus diesen Gasen extrahieren und für weitere Prozesse nutzbar machen.

Die Integration von Fernwärme in städtischen Zentren, wo ein Großteil des Wärmebedarfs liegt, in Kombination mit fortschrittlicher Wärmerückgewinnung, ermöglicht es, die Effizienz zu steigern und die Rauchgastemperaturen zu senken. Diese niedrigeren Temperaturen sind ideal für CO_2-Abscheidungsverfahren wie das Amin-Verfahren, das Zieltemperaturen um 40 °C erfordert. Dies trägt zur Reduktion der Abhängigkeit von fossilen Brennstoffen und zur Senkung der CO_2-Emissionen bei, während gleichzeitig die Abwärme optimal genutzt wird, was zu einer umfassenden und nachhaltigen Energiestrategie beiträgt. Durch die Implementierung von Wärmepumpen lässt sich das Potenzial ungenutzter Prozesswärme zwischen 40 °C und 200 °C ausschöpfen, was eine effektive Nutzung für Fernwärme-Vorlauftemperaturen oder die Kondensatvorwärmung ermöglicht. Dadurch wird die Effizienz städtischer Fernwärme-Systeme weiter gesteigert und die CO_2-Emissionen weiter reduziert, was sie zu einem wichtigen Bestandteil einer nachhaltigen Energiezukunft macht.

Eine wesentliche Herausforderung bei der Wärmerückgewinnung von Rauchgasen ist die Unterschreitung des Säuretaupunktes. Unterhalb dieses Temperatur-Punktes ($T < 200$ °C) kondensieren Säuren, was zu Korrosion und Effizienzverlust führen kann. Traditionelle Materialien für Wärmeübertrager sind unter diesen Bedingungen oft nicht ausreichend beständig.

Für einen konstanten Betrieb unterhalb des Säure- und Wassertaupunktes sind Wärmeübertrager aus säure- und korrosionsbeständigen Materialien erforderlich. Polymere erweisen sich in dieser Kategorie als äußerst resistent. Da die meisten Polymere jedoch eine geringe Wärmeleitfähigkeit aufweisen und

für eine effiziente Wärmeübertragung die Wandstärke somit stark verringert werden müsste, führen diese Nachteile zu einer geringeren mechanischen Integrität der Wärmeübertragungselemente. Polymerverbund-Wärmeübertragungsflächen der Firma Technoform, die aus thermoplastischen Polymeren Polyphenylensulfid (PPS) und einem wärmeleitfähigen Füllstoff (Grafit) bestehen, überwinden diese Nachteile und eignen sich optimal für Wärmerückgewinnungsanwendungen aus korrosiven Rauchgasen.

2. Wärmeübertragungslösungen aus PPS-GR

Die Kombination aus PPS und Grafit ermöglicht es, die hervorragende chemische Beständigkeit von Polymeren zu nutzen und gleichzeitig eine hohe Wärmeleitfähigkeit zu erreichen. Die spezielle Extrusionstechnologie von Technoform sorgt dafür, dass die Graphitflocken in der Wanddurchgangsrichtung ausgerichtet sind, was zu einer verbesserten Wärmeleitfähigkeit von bis zu 5 W/(mK) führt.

Die niedrige Oberflächenenergie des Materials, die vergleichbar zu PTFE und schmutzabweisend ist, führt dazu, dass das Material sehr gute Fouling- und Reinigungseigenschaften aufweist.

Chemische Beständigkeit von PPS-GR

Die chemische Beständigkeit des PPS-GR-Materials wurde unter Einfluss von verschiedensten Säuren, bei erhöhten Temperaturen und Konzentrationen intensiv getestet. Abbildung 1 zeigt die Korrosionsbeständigkeit von PPS-GR im Vergleich zu herkömmlichem C-Stahl und Edelstahl gegenüber reiner Schwefelsäure und mit Chloridanteilen. Dabei sind die beiden Hauptfaktoren, die die Reaktionsgeschwindigkeiten chemischer Prozesse wie die Bildung oder Zersetzung von Stoffen beeinflussen – nämlich Temperatur und Konzentration – zu erkennen. Selbst im Vergleich zu hochlegiertem Edelstahl wie 904L zeigt PPS-GR die höchste Korrosionsbeständigkeit. Aufgrund dieser ausgezeichneten Ergebnisse eignen sich PPS-GR sehr gut für die Wärmerückgewinnung unterhalb des Säure- und Wassertaupunktes und sind seit dem Jahr 2018 in unterschiedlichsten thermischen Verwertungsanlagen erfolgreich integriert worden.

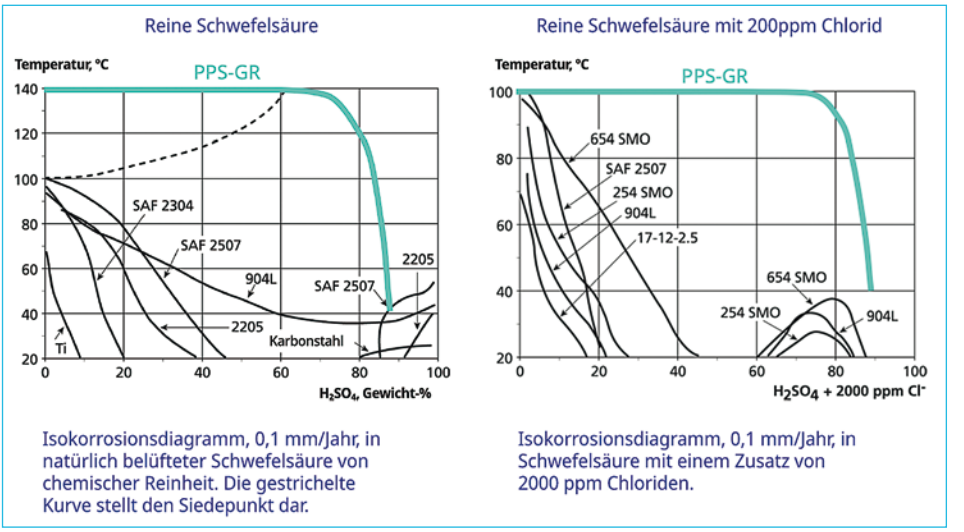


Abb. 1: Korrosionsbeständigkeit von Stählen und PPS-GR [3]

Druckbeständigkeit von PPS-GR

Durch den speziellen Fertigungsprozess und den Eigenschaften der Einzelmaterialien PPS und Grafit weist der Verbundwerkstoff nicht nur herausragende chemische Beständigkeit auf, sondern ist auch druck- und temperaturbeständig und somit auch für Druckgeräte geeignet. Seit dem Jahr 2022 ist das PPS-GR-Material nach dem amerikanischen ASME-Standard Sektor VIII, Div. 1 zertifiziert. Die Druckbeständigkeit von PPS-GR-Rohren wurde geprüft, indem der Berstdruck eines 500-mm-Rohrs über den gesamten für PPS-GR empfohlenen Temperaturbereich ermittelt wurde. Die Rohre wurden mit externen O-Ringen an den Wassereinlass- und Wasserauslasssammlern abgedichtet. Mithilfe der ermittelten Berstdruck- und Festigkeitswerte des Materials wurden die Betriebsdrücke von unterschiedlichsten Rohrgeometrien auf der Grundlage der ASTM D2996-17 und DIN EN 13480 berechnet (Diagramm 1). Bei höheren Temperaturen ist eine Verringerung des Berstdrucks zu beobachten, was auf die Abnahme der mechanischen Eigenschaften des Basispolymers PPS zurückzuführen ist. Dennoch zeigen die Ergebnisse im Diagramm deutlich beeindruckende Betriebsdrücke von bis zu 10 bar bei 250 °C Wandtemperatur. Dies beweist, dass die Verschlechterung der mechanischen Eigenschaften bei höheren Temperaturen nicht so signifikant ist, wie für reine Polymere nachgewiesen wurde. Die Graphitfüllstoffe gewährleisten die mechanische Integrität des PPS-GR-Materials bei Temperaturen von bis zu 250 °C.

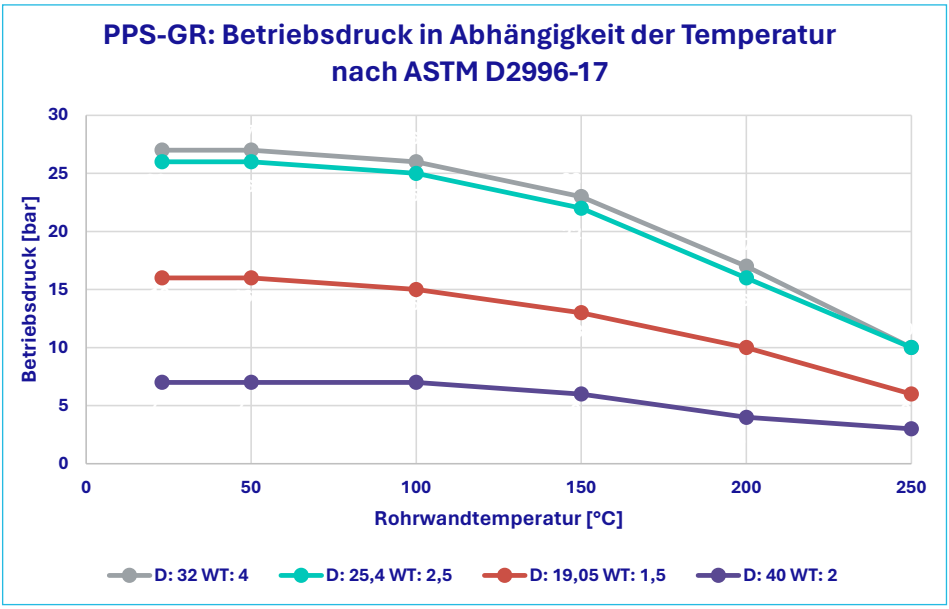


Diagramm 1: Betriebsdrücke PPS-GR

3. Betriebserfahrungen in Blockheizkraftwerken

Die PPS-GR-Wärmeübertragungsflächen von Technoform erfreuen sich zunehmender Beliebtheit bei der Wärmeübertragung in verschiedenen Anwendungsbereichen der Wärmerückgewinnung und der chemischen Aufbereitung von Medien und Säuren. Dies umfasst beispielsweise den Einsatz in Blockheizkraftwerken, Feuerungsanlagen, in der chemischen Industrie und in der Petrochemie.

Im Folgenden werden die modularen Abgaswärmetauscher der Firma BOMAT Heiztechnik GmbH vorgestellt, die speziell für die effiziente Wärmerückgewinnung aus korrosiven Biogasverbrennungen in BHKWs entwickelt wurden.

Blockheizkraftwerke (BHKW) sind Anlagen zur gleichzeitigen Erzeugung von elektrischer Energie und Nutzwärme durch das Prinzip der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK). Sie sind in der Regel kompakt gebaut und werden direkt vor Ort installiert, wodurch sie besonders effizient sind. Hierbei wird Biogas aus Gärtanks zur Energieversorgung von Verbrennungsmotoren genutzt. Dabei erfolgt eine effiziente Wärmerückgewinnung aus stark korrosiven Abgasen, die zur Fernwärmeversorgung eingesetzt wird. In Abbildung 2 ist der Abgaswärmetauscher Profitherm Modular der Fa. BOMAT Heiztechnik GmbH zu sehen.

Abb. 2: Profitherm Modular der Fa. BOMAT Heiztechnik GmbH [5]

Durch mehrfache Rohrdurchgänge wird eine maximale Wassertemperatur am Ausgang erreicht. Die Umlenkung erfolgt durch speziell designte Konnektoren, in denen die PPS-GR-Rohre über O-Ringe abgedichtet sind. Die latente Wärme aus der Kondensation von Wasser und Säuren wird in einem Niedertemperaturbündel gewonnen. Jedes Bündel besteht aus 64 Rohren mit einer Länge von jeweils 1016 mm. Dieser Abgaswärmetauscher besticht besonders durch seine einfache Reinigungsmöglichkeit mittels Einschubregister. Wie in Abbildung 3 zu sehen ist, wurden die zuvor installierten Vollgrafit-Rohre aufgrund ihrer schlechten Oberflächenqualität und der Foulingprobleme ausgetauscht.

Abb. 3: Links: Verschmutze Vollgrafit-Rohre nach dem Einsatz, Rechts: PPS-GR-Rohre nach dem Einsatz und Reinigung mit einem trockenen Tuch

Deutschlandweit sind derzeit über 50 Profitherm Modular Abgaswärmetauscher in Biogasanlagen im Einsatz. In Kombination mit den Polymerverbund-Wärmeübertragungsflächen der Firma Technoform erzielen die Abgaswärmetauscher eine hohe Wärmerückgewinnungsleistung. Dies liegt daran, dass die säure- und korrosionsbeständigen Wärmeübertragungsflächen eine Rückgewinnung unterhalb des Säure- und Wassertaupunkts ermöglichen.

4. Konzept Rauchgaskondensator in Großfeuerungsanlagen für Fernwärme

Für die Klärschlammverbrennungsanlage (KVA) in Dordrecht, Niederlande, installierte die Wallstein Ingenieur GmbH im Februar 2019 einen Gas/Gas-Wärmetauscher.

Dabei setzte Wallstein die PPS-Grafit (PPS-GR)-Rohre von Technoform als Wärmeübertragungsflächen für die Wärmeverschiebung aus dem Rauchgas ein.

Das in Abbildung 4 dargestellte Wärmeverschubsystem ermöglicht die direkte Übertragung einer Wärmemenge aus dem Rauchgas auf die Reingasseite des Wäschers (REA), ohne dass ein zusätzliches Übertragungsmedium erforderlich ist. Die so gewonnene Wärme wird genutzt, um die Reingastemperatur nach dem Wäscher zu erhöhen und das gereinigte Rauchgas durch den Kamin auszustoßen.

Durch die Integration der PPS-GR-Rohre in den Wärmetauscher wird eine effiziente und zuverlässige Wärmeübertragung gewährleistet, die zur Optimierung der Energieeffizienz der Klärschlammverbrennungsanlage beiträgt.

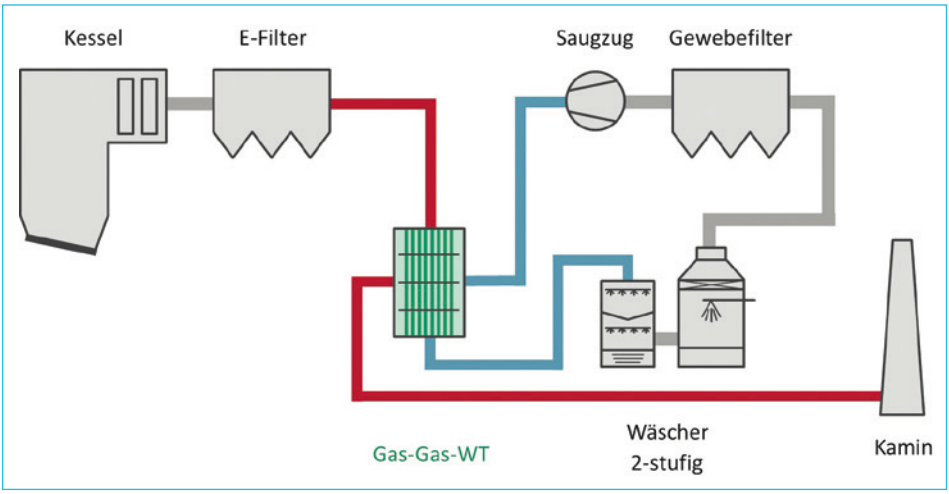


Abb. 4: Schematische Darstellung des Wärmeverschubsystems der KVA Dordrecht [4]

Auf Grundlage der vorgestellten Betriebserfahrungen mit PPS-GR-Rohren und deren erfolgreicher Integration in Wärmetauschern unter stark korrosiven Bedingungen ist der nächste Einsatz dieser Technologie geplant. Die langjährigen Erfahrungswerte aus verschiedenen Anwendungen ermöglichen nun die sichere Integration von PPS-GR-Rohren in druckgeführte Economiser von Großfeuerungsanlagen.

Das in der Abbildung 5 dargestellte Konzept erläutert die Vorgehensweise zur effizienten Kühlung von korrosiven Rauchgasen in Großfeuerungsanlagen. Dieses Konzept basiert auf der thermischen Verwertungsanlage, wie sie am Standort in Dordrecht implementiert ist. Hierbei wird das Rauchgas nach dem Elektrofilter (E-Filter) auf die für die Rauchgasreinigung erforderliche Temperatur abgekühlt. Die dabei gewonnene Wärme wird im Rauchgaskondensator (RK) genutzt, um Wasser zu erhitzen und in das Fernwärmenetz einzuspeisen. Zusätzlich ermöglicht eine Wärmepumpe, das Wasser auf das erforderliche Temperaturniveau für das Fernwärmenetzwerk zu erwärmen.

Der Rauchgaskondensator ermöglicht es nicht nur, sensible Wärme zu gewinnen, sondern auch zusätzliche latente Wärme, die durch den Phasenwechsel bei der Wasserkondensation freigesetzt wird. Diese Art der effizienten Wärmerückgewinnung konnte bisher nicht genutzt werden, da herkömmliche Werkstoffe unter diesen Bedingungen aufgrund von Korrosion in niedrigen Temperaturbereichen unter dem Säure- und Wassertaupunkt des Rauchgases versagen.

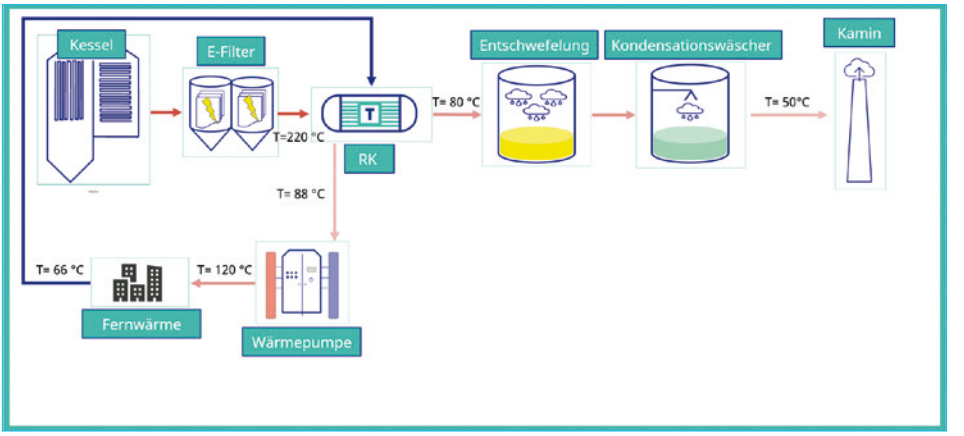


Abb. 5: Konzept Rauchgaskondensator in einer Großfeuerungsanlage für Fernwärme

Mit der Verwendung der PPS-GR-Rohre können diese Herausforderungen gemeistert und die Effizienz der Wärmerückgewinnung in Großfeuerungsanlagen deutlich verbessert werden.

5. Konzept Rauchgaskondensator in Großfeuerungsanlagen für CO_2-Abscheidung

Durch die Kühlung des Rauchgases unterhalb des Säure- und Wassertaupunktes kann die gewonnene Wärme ebenfalls für die CO_2-Abscheidung genutzt werden. Die Abbildung 6 zeigt ein schematisches Prozessschaubild, das die Erweiterung durch das Amin-Verfahren darstellt.

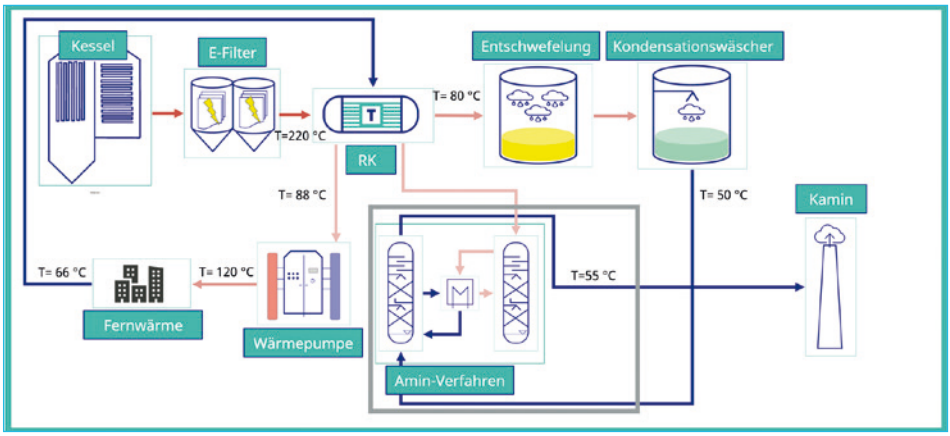


Abb. 6: Konzept Rauchgaskondensator in einer Großfeuerungsanlage für CO_2-Abscheidung

Das Amin-Verfahren zur CO_2-Abscheidung ist eine weit verbreitete Methode zur Entfernung von Kohlendioxid aus Rauchgasen und wird in zwei wesentlichen Schritten durchgeführt.

Zunächst wird das Rauchgas durch einen Absorber geleitet, in dem eine wässrige Lösung von Aminen zirkuliert. Diese Aminenlösung reagiert chemisch mit dem CO_2 im Rauchgas und bindet es. Das gereinigte Gas, aus dem das CO_2 entfernt wurde, verlässt den Absorber und kann in die Atmosphäre abgegeben werden. Die beladene Aminenlösung wird anschließend in einen Desorber gepumpt. Dort wird die Lösung erhitzt, wodurch die Bindung zwischen CO_2 und Aminen aufbricht und das CO_2 freigesetzt wird. Das freigesetzte CO_2 wird als konzentriertes Gas abgeführt und kann zur Speicherung oder Nutzung weitergeleitet werden.

Das Konzept zeigt zum einen die Möglichkeit auf, zusätzliche Wärme im Niedertemperaturbereich zu gewinnen und diese für die Versorgung des Fernwärmenetzwerks zu nutzen, wenn die Wärme in kalten Monaten beim Verbraucher benötigt wird. Zum anderen zeigt es, wie die gewonnene Wärme in der Sommerperiode genutzt werden kann, um die energieintensive CO_2-Abscheidung zu betreiben.

6. Zusammenfassung und Ausblick

Der Einsatz innovativer Werkstoffe und fortschrittlicher Technologien zur Wärmerückgewinnung und CO_2-Abscheidung ist entscheidend für die nachhaltige Energiezukunft. Insbesondere die Einführung von PPS-GR-Profilen in Wärmetauschern stellt einen bedeutenden Fortschritt dar. Diese Profile ermöglichen eine effiziente Wärmerückgewinnung, selbst unterhalb des Säure- und Wassertaupunktes, wo herkömmliche Materialien aufgrund von Korrosion versagen würden.

PPS-GR-Rohre haben sich sowohl in druckfreien als auch in druckgeführten Systemen bewährt. Sie bieten eine hohe chemische Beständigkeit und mechanische Integrität, was sie ideal für den Einsatz in korrosiven Umgebungen macht. Diese Eigenschaften haben zur erfolgreichen Integration in verschiedenen Anwendungen, einschließlich Blockheizkraftwerken und Großfeuerungsanlagen, geführt.

Das Konzept des Rauchgaskondensators mit PPS-GR als Wärmeübertragungsflächen zeigt, wie zusätzliche Wärme gewonnen und effizient ins Fernwärmenetzwerk eingespeist werden kann. Die Erweiterung bestehender Anlagen um das Amin-Verfahren zur CO_2-Abscheidung eröffnet zusätzliche Möglichkeiten der Wärmenutzung. Mit der kontinuierlichen Optimierung dieser Technologien können nachhaltige und wirtschaftliche Lösungen für die Herausforderungen der Energiewende geschaffen werden. Der Einsatz dieser fortschrittlichen Materialien und Verfahren wird nicht nur zur Verringerung der CO_2-Emissionen beitragen, sondern auch die Abhängigkeit von fossilen Brennstoffen weiter reduzieren und somit einen wesentlichen Beitrag zur globalen Klimaschutzstrategie leisten.

7. Quellen

[1] Persson, Urban: Heat Roadmap Europe. Aalboarg: Elsevier Ltd., 2019.

[2] Papapetrou, Michael: Industrial waste heat: Estimation of the technically available resource in the EU per industrial sector, temperature level and country. Palermo: Elsevier Ltd., 2018.

[3] Australian Stainless Steel Development Assoc. [online]

[4] https://www.assda.asn.au/blog/266-general-corrosion-resistance (Stand: 4. Juni 2024).

[5] Bautsch, Claudia (Fa. Wallstein Ingenieur GmbH): Einsatz innovativer Rohrwerkstoffe in Rauchgaswärmetauschern: Betriebserfahrungen mit PPS-Graphit-Rohren. 19. Potsdamer Fachtagung: 03./04. März, 2022.

[6] BOMAT Heiztechnik GmbH. [Online] https://www.bomat.de/produkte/bhkw-industrieserie/bomat-profitherm-modular/ (Stand: 5. Juni 2024).

Innovative Integration of Combined Cycle with CCS application

Marcus Scholz and Phillip Waniczek

1. Introduction....543
2. High Efficient HA-Class Gas Turbines Enable More Renewables....544
3. Gas Turbine Potential For Net Zero....544
4. Carbon Capture Technology....545
4.1. Exhaust Gas Recirculation (EGR)....547
4.2. Steam Integration....550
5. Summary....552
6. References....553

BOP	Balance Of Plant
CapEx	Capital Expenditure
CC	Carbon Capture
CCGT	Combined Cycle Gas Turbine
CCS	Carbon Capture and Storage
CH_4	Methane
CO	Carbon Monoxide
CO_2	Carbon Dioxide
DAC	Direct Air Capture
DCC	Direct Contact Cooler
DLN	Dry-Low-NO_x
HR	Heat Rate
HRSG	Heat Recovery Steam Generator
IEA	International Energy Agency
IGCC	Integrated Gasification Combined Cycle
IGV	Inlet Guide Vanes
IP	Intermediate Pressure
LNG	Liquified Natural Gas
LP	Low Pressure
NGCC	Natural Gas Combined Cycle

EGR	Exhaust Gas Recirculation	NO_x	Nitrogen Oxides
ER	Entrainment Ratio	OpEx	Operational Expenditure
EV	Environmental	RH	Relative Humidity
GE	General Electric (GE Vernova)	ST	Steam Turbine
GRC	Global Research Center	TRL	Technical Readiness Level
GT	Gas Turbine	UHC	Unburned Hydro Carbon

Carbon Capture and Storage (CCS) is a key technology for decarbonizing hard-to-abate industries and equally suitable for natural gas-fired Combined Cycle Gas Turbines (CCGT) with relatively low CO_2 concentration in the exhaust gas. The CO_2 partial pressure of the flue gas is a key indicator for the preferred capture application due to the varying driving forces for separation and the use of either heat or pressure for the desorption and the recovery of the sorption medium or fluid.

Throughout process and refinery industry, long proven chemical and physical absorption processes have been applied to separate gas constituents. As part of the Acid Gas Removal (AGR) process of synthetic gases with medium to high CO_2 concentrations and with synthetic gas already at elevated pressures, the process applies typically Pressure Swing Adsorption (PSA) and multiple levels of depressurization of the rich solvent together with nitrogen stripping to reject high levels of CO_2. Some solvents require refrigeration or more complex flashing arrangements but the higher CO_2 concentrations warrant higher auxiliary load and higher pressure process equipment.

The CO_2 concentration of Gas Turbine Combined Cycle (CCGT) flue gases is comparatively low and requires chemical sorption with high binding energy, that in turn leads to higher heating requirements for the desorption process of the rich amine solution.

GE developed advanced integration concepts to reduce process losses between the combined cycle and the amine based Carbon Capture process. The concepts are currently applied on commercial applications and have been improved to consider the required operational flexibility of the CCGT plant and to reduce the efficiency penalty linked to the energy consumption of the carbon capture unit. For better integration it is essential to increase the concentration of carbon dioxide in the exhaust gas through the Exhaust Gas Recirculation (EGR) technique which significantly improves the CO_2 capture rate. Regardless of the applied carbon capture process, many technical possibilities exist today and one of the key drawbacks is the lack of appropriate CO_2 transport infrastructure to apply these solutions effectively today.

Carbon Capture and Storage (CCS) is an important part of decarbonization and is a viable technology that can help to mitigate as much as 50 % of CO_2 emissions of energy and industrial sectors that cannot switch to low carbon fuels in the short run. It is a proven technology that can be deployed immediately but requires appropriate legislations to be effectively implemented.

1. Introduction

Combined Cycle Gas Turbine plants (CCGT) have benefitted from over a decade of technology advances and investments that are allowing for broader utilization. These plants are not only operating in base-load applications but are increasingly proving its capability to support grid stabilization that was previously only possible with either simple cycle gas turbines or aero derivative engines. The shift towards flexible and highly efficient CCGT plants was supported by a growth in natural gas infrastructure and global LNG capacity, that are projected to further grow over the next four years. This trend will further reduce the dominance of coal in the global generation mix and more coal plants will be substituted by gas-fired CCGTs. Since 2010 coal power CO_2 emissions have come down more than 46 % globally and 31 % in the USA and Europe, respectively [1]. Nevertheless, only in 2023 50 GW of unabated coal-fired generation was approved globally, almost all of this capacity in China [2].

When switching from coal to gas the reduction of CO_2 can be in the range of 50 % and in addition, other pollutants such as soot, fly ash (particulates) and mercury are eliminated and levels of sulphur oxides and nitrogen oxides in CCGT plants are very low compared to other fossil fuelled power plants. The cleaner exhaust gas from CCGT plants directly improves the performance of the CC plant, resulting in significantly less solvent degradation compared to Carbon Capture applied to coal power plants. Furthermore, improvements of the Carbon Capture process can be achieved through the application of innovative exhaust gas recirculation (EGR) and low-pressure steam integration. All these improvements result in lower efficiency penalties to the highly efficient CCGT and improve the carbon capture process performance. Thus, combining gas turbine and carbon capture technology continues to be a significant enabler in achieving the energy transition.

2. High Efficient HA-Class Gas Turbines Enable More Renewables

With the reduction of coal-fired generation and its demise of large rotating generation assets, the grid network is fed by an increasing number of small non-synchronous generation sources, largely inverter connected devices, which reduce rotating inertia on the grid. One benefit of large CCGT's is its inherent capability to provide synchronous rotating inertia that supports grid stability. Additionally, the large HA-class CCGT's have proven to be flexible in its operating profile to adjust power output even down to very low output levels to balance supply and demand as required.

This flexibility is especially important to maintain grid stability as more non-dispatchable wind and solar resources are deployed. Gas-fired power plants are available regardless of the time of day or weather conditions, providing dispatchable capacity reliably, whether for minutes, hours, days or weeks. In contrast, wind and solar power are only available when the wind is blowing or the sun is shining. But the availability does not always coincide with the demand, hence dispatchable backup power such as CCGT power plants and, to a smaller extent, batteries and pump hydro storage help to ensure grid resilience.

3. Gas Turbine Potential For Net Zero

Natural gas-fired combined cycle power plants are the lowest emitting fossil fuel power plants due to high efficiency and low emission combustion technology, whether the measure is based on CO_2, sulphur oxides, nitrogen oxides, particulate matter or mercury.

Going forward, there will be a need to reduce CO_2 emissions further and there is a concern that deploying new gas generation capacity will lock in CO_2 emissions for the lifetime of the power plant. As shown in figure 1, gas turbines currently in operation or yet to be deployed have a pathway to enabling decarbonization and lock in of CO_2 can be avoided through utilization of hydrogen as a fuel (pre-combustion) or through carbon capture technologies (post-combustion).

Both technologies are available today for GE Vernova gas turbines and the only reason they are not deployed more broadly is the lack of infrastructure needed to either provide hydrogen or to transport the captured CO_2.

One method to reduce CO_2 emissions from gas turbines is to mix hydrogen with natural gas. State-of-the-art HA gas turbines are currently capable of burning up to 50 % hydrogen by volume when blended with natural gas in a premix combustion system (dry) and work is underway to develop capability for 100 % hydrogen in these machines by the end of the decade. It should be noted that mixing hydrogen and natural gas at a 50/50 volume ratio reduces CO_2 emis-

sions by approximately 25 % relative to a gas turbine without hydrogen blended natural gas. To achieve a reduction of 50 % in CO_2 a volumetric mixture of hydrogen/natural gas of approximately 75/25 would be required [4]. Policies and incentives are being implemented in several countries to foster development of hydrogen infrastructure and drive down costs. Another pathway to decarbonize new and existing CCGT plant is the application of CCS, which will be described in more depth in chapter 4.

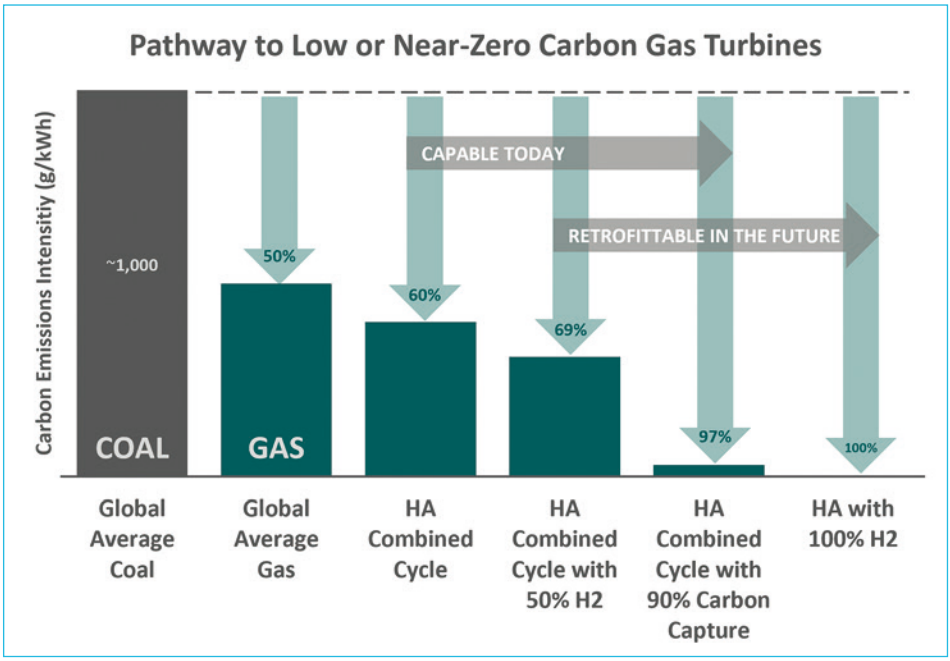


Fig. 1: Gas turbine decarbonization options

4. Carbon Capture Technology

To date, the carbon capture solutions for combustion of fossil fuel sources are grouped in three categories: pre-combustion, post-combustion and oxy-fuel technologies. Another concept evolving aims at capturing CO_2 from the ambient air, therefore called: Direct Air Capture (DAC). The challenge with this concept is that CO_2 concentration in the atmosphere is very low compared to CO_2 concentration in flue gas from a highly efficient CCGT power station (0.04 % vs. 5 %). This results in higher energy needs per ton of abated CO_2 and system complexity for DAC applications. DAC technologies are emerging and depending on the capture technology (solid- or liquid-based technologies), energy costs (price of heat and electricity), specific plant configuration and financial assumptions, DAC may have its future niche.

Being at the forefront of synthesis gas (syngas) combustion for decades, GE Vernova has acquired a deep understanding of pre-combustion capture process applications and integration. Syngas is produced in gasification processes of coal and refinery bottoms and utilized as fuel in Integrated Gasification Combined Cycles (IGCC). Main constituents of the syngas are CO, CH_4, and H_2 with a concentration of up to 50 % by volume. The syngas process is subject to various stages of pre-combustion clean-up and conversions to separate CO_2 from the syngas which is utilized in other industrial processes.

With the gasification process resulting in high pressure of the gas and high concentration of the CO/CO_2, the separation process of choice was favoring physical absorption methods. A part of the Acid Gas Removal (AGR) process is a water-gas shift reaction, converting the CO to CO_2 and applying Pressure Swing Adsorption (PSA) and multiple levels of depressurization of the rich solvent together with nitrogen stripping to reject high levels of CO_2. Some solvents require refrigeration or more complex flashing arrangements but the higher CO_2 concentrations warrant higher auxiliary load and higher-pressure process equipment.

Other industrial gas separation technologies are based on chemical absorption and the post combustion carbon capture technology with liquid solvents such as amines has been applied for decades, leading to the highest technology readiness level (TRL) and highest deployment maturity. The CO_2 partial pressure of the flue gas is a key indicator for the preferred capture application due to the varying driving forces for separation and the use of either heat or pressure for the de-sorption and the recovery of the sorption medium or fluid. The CO_2 concentration of Gas Turbine Combined Cycle (CCGT) flue gases is comparatively low and requires chemical sorption with high binding energy, that in turn leads to higher heating requirements for the de-sorption process of the rich amine solution.

GE developed advanced integration concepts to reduce process losses between the CCGT and the amine-based CC process. The concepts have been improved to maintain the high operational flexibility of the CCGT plants and to reduce the efficiency penalty associated with the energy consumption of the carbon capture unit. Another essential aspect for integration is to increase the concentration of carbon dioxide in the exhaust gas through the Exhaust Gas Recirculation (EGR) technique which significantly improves the CO_2 capture rate (sub-section 4.1).

4.1. Exhaust Gas Recirculation (EGR)

Exhaust Gas Recirculation is a process that reintroduces a portion of the exhaust gas into the gas turbine's inlet after appropriate cleaning and conditioning. The recirculated flow portion is mixed with the fresh ambient air upstream of the compressor inlet (figure 2).

Since 2004 GE Vernova's Global Research Center (GRC) conducted experimental work to assess the performance and risks associated with utilizing GE Vernova's F-class heavy-duty DLN combustor under EGR conditions [4]. The test results confirmed that GE DLN gas turbine combustors can accommodate EGR flow levels of up to 35 % of the flue gas flow without significant modifications. Further, the study showed higher CO concentrations in the combustion air when EGR is active. These increasing CO concentrations represent a limiting factor for EGR. This higher CO concentration is caused by insufficient oxygen to complete the oxidation reaction to CO_2.

Some years later GE Vernova conducted studies and experiments on a two-stage combustor test rig at the GRC [5]. This time the combustor was tested at EGR flow levels of up to 50 %. The findings revealed that a 9 % CO_2 concentration at combustor exit was achieved with 35 % EGR flow. Additionally, the tests demonstrated that acceptable levels of NO_x and CO were sustained throughout the tested range, with NO_x reduction exceeding 50 %, dependent on EGR flow levels.

In another experimental study, Burdet et al. [6] explored the operation of a combustor with EGR. The research was conducted on Alstom's dry low NO_x EV burner, demonstrating stable operation across all tested conditions. The results indicated a decrease in NO_x levels compared to conditions without EGR and the NO_x reduction potential was maintained when the flame temperature was elevated. Through the above-described studies, GE Vernova acquired extensive experience with EGR technology and filed more than 20 patents in this area [7] [8] [9] [10].

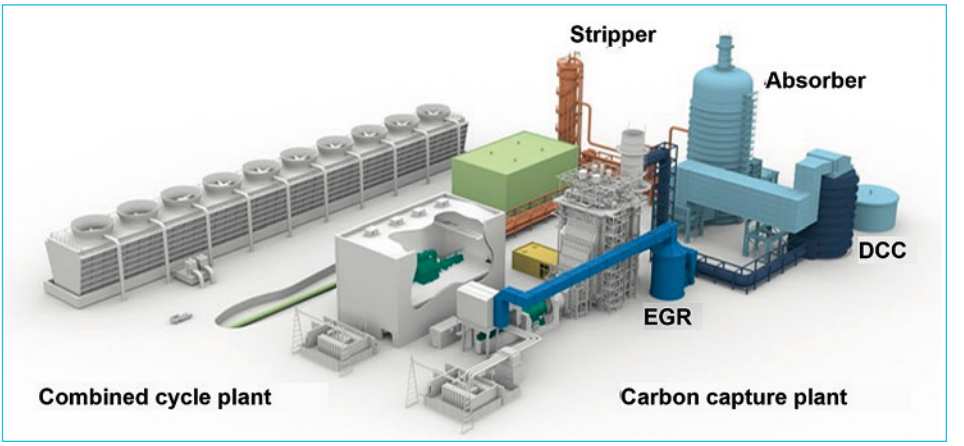


Fig. 2: Combined Cycle Gas Turbine with CCS and EGR integration

Another advantage of EGR is illustrated in figure 3. The available exhaust energy for the bottoming cycle can be increased by increasing the EGR ratio up to a specific threshold. The heat rate of the CCGT begins to rise when the EGR return temperature exceeds approximately 20 °C.

A second benefit of EGR is the higher CO_2 concentration in the exhaust gas because the incoming air from the gas turbine compressor mixed with an EGR portion has a small amount of CO_2 and reduced oxygen content, that causes a vitiated combustion process. Therefore, the maximum level of EGR flow is constrained by the O_2 concentration required for the GT combustion process. When the EGR ratio increases, the O_2 concentration upstream of the gas turbine combustor decreases, which can cause challenges in combustion stability and dynamics.

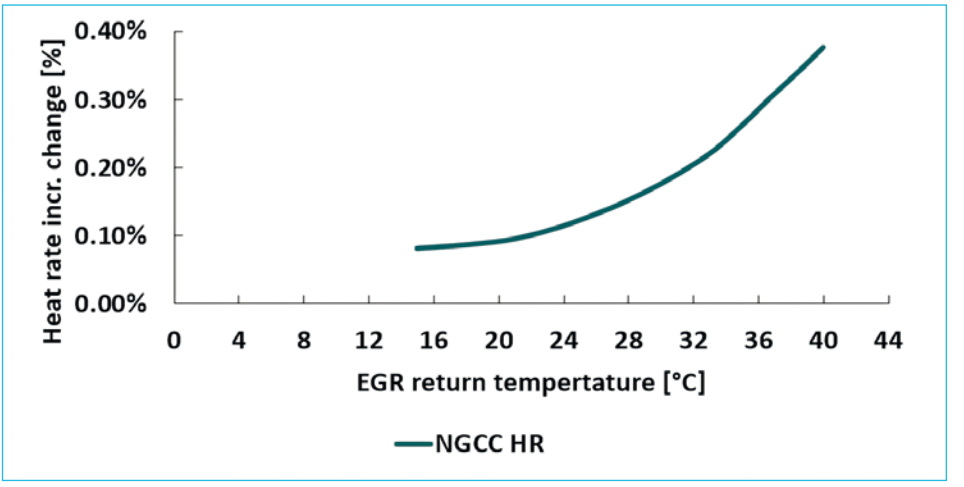


Fig. 3: CCGT heat rate dependency on EGR return temperature

As shown in figure 4, EGR increases compressor inlet temperature, because hot flue gas is mixed with ambient air in the compressor inlet duct. To stay within compressor design limits, the EGR flow needs to be cooled down before being directed back to the gas turbine inlet and mixed with ambient air. The EGR cooling loop typically has a dedicated Direct Contact Cooler System (DCC), configured to achieve cleaning and cooling targets to ensure safe gas turbine operation. The EGR DCC is configured as a packed column, where cooling water is recirculated to the top of the column and sprayed in a counter-current direction. The EGR gas flow comes into contact with the spraying water through the packing, where the EGR flow is cooled down and a portion of the water vapor condenses. Determining the EGR cooling temperature involves a trade-off between gas turbine performance and EGR cooler costs. Depending on site location and water availability, the EGR cooling loop can be configured with a water, air or hybrid cooling system.

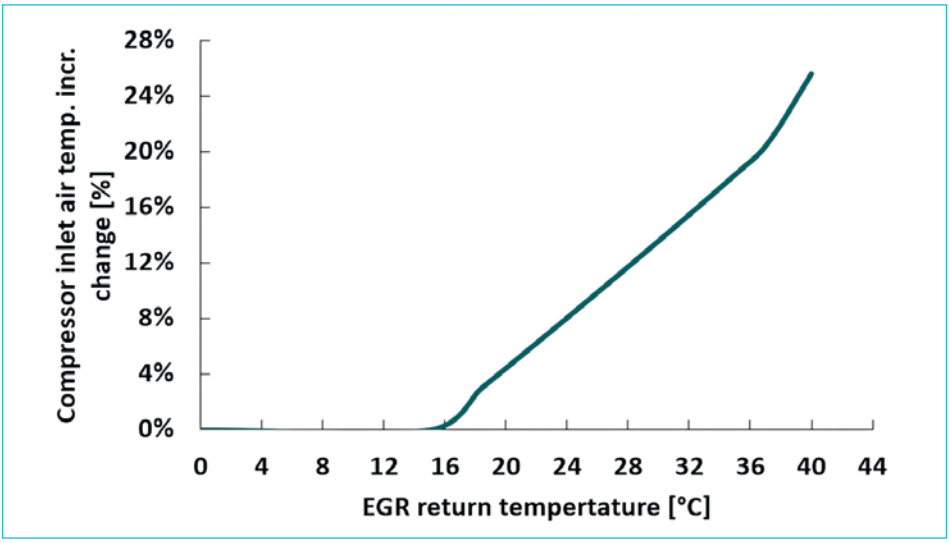


Fig. 4: Compressor inlet air temperature change vs. exhaust energy change (EGR temperature)

Due to the reduction in O_2 concentration in the exhaust gas caused by the EGR application, amine degradation can be mitigated and amine make-up flow can be reduced which improves overall OpEx. As a synopsis for this discussion, it can be summarized that EGR is a viable concept that enables volumetric reduction of the downstream CC process, because the flue gas is reduced proportionally with the EGR rate. Consequently, this reduction in volume flow decreases the size of major CC components, including the DCC. In other words, EGR allows to capture an equivalent amount of CO_2 from exhaust gases while treating a smaller volume of flue gas, which reduces the CCS plant footprint, CapEx and OpEx.

4.2. Steam Integration

Most CCS applications that are using solid or liquid solvents require a concept to release the absorbed CO_2 from its carrier. In the case of amine solutions, this is done with the application of thermal energy that loosens the binding forces and releases the CO_2 while allowing the solvent to return to its lean state.

There are several ways to supply heat to the rich amine solution and there are options for integrating this need of relatively low temperature heat with the existing steam cycle of a CCGT. Figure 5 shows the relative energy consumption of a typical amine-based CCS plant that indicates the importance of improving the steam extraction concept for the integrated solution of a CCGT plant with CCS.

The necessary steam quality from the combined cycle power plants is a function of the reboiler temperature, which is finally determined by the chosen solvent. The reboiler heat/steam duty of state-of-the-art CC processes is in the range of 2.5–3.0 GJ per ton of abated CO_2. Hence, a significant amount of steam needs to be extracted from the bottoming cycle to operate the CC plant which underlines the importance of integrated solutions. The reboiler is situated at the bottom of the stripper, providing heat to the rich solvent. Typically, the stripper reboiler is a kettle heat exchanger where steam flows through the tube bundle and exits as condensate. The latent heat of the steam is utilized to vaporize the rich solvent flowing in the shell side and heats the rich solvent to the required temperature, evaporating water into water vapor moving up the regenerator and providing energy to reverse the chemical reactions that occurred in the absorber [7]. Steam for the reboiler can be sourced either from the existing CCGT steam cycle or from an external auxiliary boiler. Usually, the reboiler steam temperature is constrained to a range of 120 °C to 150 °C due to the potential risk of solvent degradation.

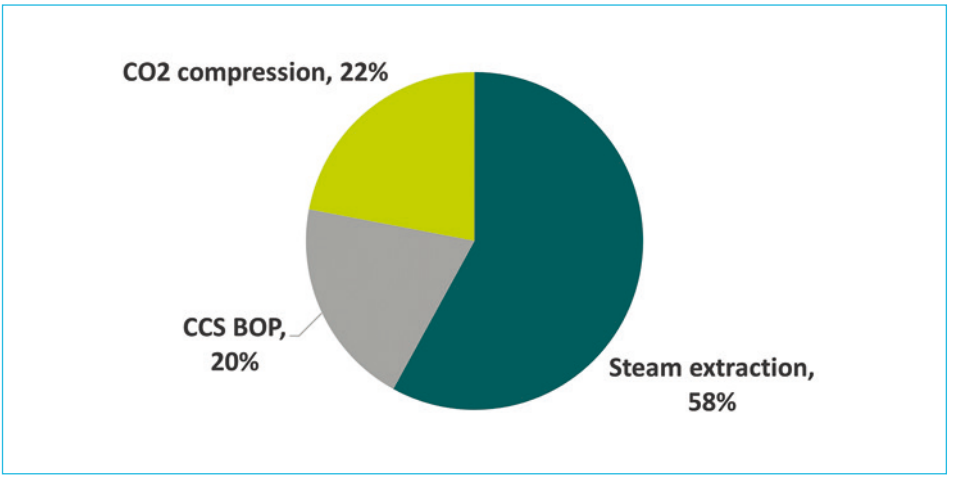


Fig. 5: Typical amine-based CCS plant energy consumption

The selection of the steam extraction point from the CCGT is dependent on the steam quality and steam temperature as well as on the quantity required in the reboiler. Typically, the steam quality at the reboiler interface is around 4.5 bar saturated. This implies that the most preferred location for steam extraction is the intermediate pressure (IP) and low pressure (LP) crossover. Drawing steam from the crossover between the IP and LP turbines, enabled by a throttle valve, showed the best trade-off between the mean temperature difference in the re-boiler and the pressure loss in the steam pipes. An attemperator is required to regulate the temperature of the extracted steam, using a spray of condensate to ensure the temperature remains just above saturation before entering the reboiler. Steam quantities in CCGT can vary due to many factors such as the type of steam turbine, whether it is a new or retrofit unit or due to the availability of steam. Both performance and operability are crucial factors in determining favorable location(s) for steam extraction in each scenario. Prior to considering the addition of CC, it is necessary to conduct a comprehensive performance and technical assessment for both new and retrofit CCGT units, respectively.

The ST (steam turbine) applied to HA CCGT's are designed for the mode of full condensing and are not provisioned for additional multiple low-pressure extractions as common for district heating or combined heat and power concepts. Nevertheless, a range of steam extraction locations exist also for typical large CCGT steam turbines, as demonstrated in figure 6.

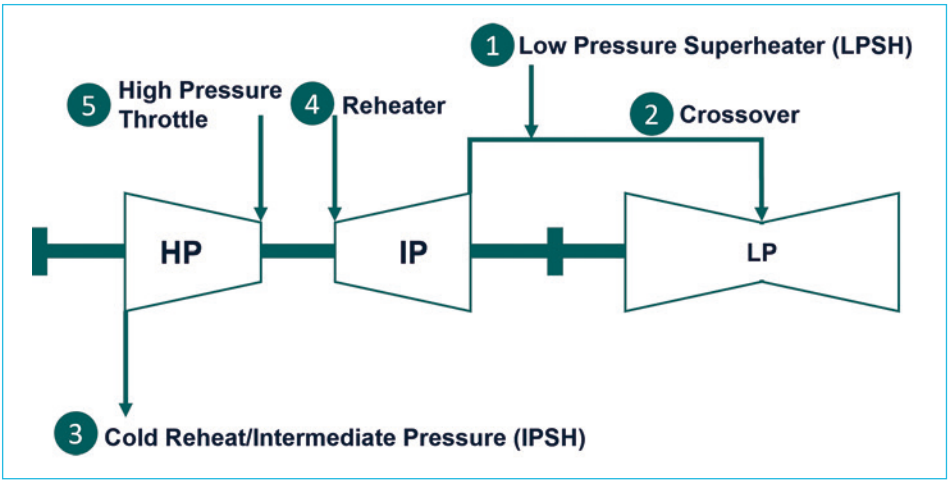


Fig. 6: Possible steam turbine extraction locations

5. Summary

Many improved concepts exist to integrate a CCGT power plant with CC process technology. The application of EGR will help to increase the CO_2 concentration in the flue gas which reduces volumetric flows through the CC plant. Synergies with the cooling system for EGR and CC plant can be exploited to further reduce the overall cost of the integration. When applying the IP and LP steam integration, the adverse effect of heat needed in the desorption process can be reduced and the best balance of low calorific steam between the CCGT and the CC plant can be selected.

Providing steam to the CC plant through a steam integration solution is more effective than using an auxiliary boiler (bolt-on solution). The steam integration solution using amine solvent showcased up to 30 % decrease in CC plant CapEx compared to the bolt-on solution (figure 7). Adding EGR with recirculation of 30 % of the flue gas flow decreases the CapEx for the CC plant by additional 8 %.

None of the above-mentioned technologies represent high technical application risk and considering redundancies and fall-back options, the continuous operation of the integrated plant can be assured. Since the CC technology exists today and has been applied across the industry for decades, many potential applications exist and specifically for hard to abate industries and power sectors the CC project developments have increased substantially in recent years. IEA's recent investment analysis shows a promising projection of the global CC potential if deployed as announced [2]. Policy makers and legislators are challenged to provide appropriate frameworks and incentives to support the realization of the full CC potential across a wide range of applications.

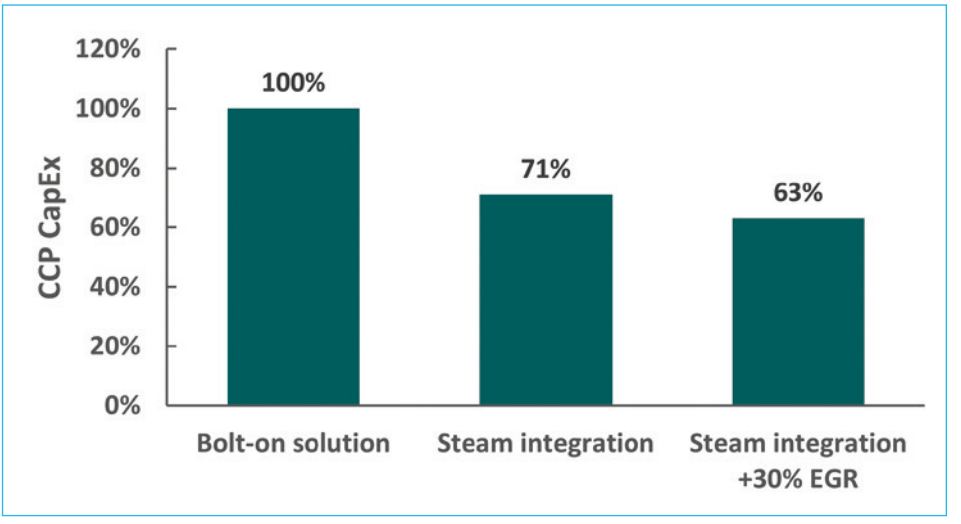


Fig. 7: CC plant benefits through steam integration and EGR

6. References

[1] Vernova, GE, 2021, *Accelerated Growth of Renewables and Gas Power Can Rapidly Change the Trajectory on Climate Change*.

[2] IEA World Energy Investment 2024.

[3] Sammak, Majed et al., 2021, ASME GT2021-59358: Improving combined cycle part load performance by using exhaust gas recirculation.

[4] ElKady, A. M., Evulet, A., Brand, A., Ursin, T. P. and Lynghjem, A., 2004, *Application of exhaust gas recirculation in a DLN F-class combustion system for post-combustion carbon capture*.

[5] Evulet, A. T., ELKady, A. M., Branda, A. R. and Chinn, D., 2006, *On the performance and operability of GE's dry low NO_x combustors utilizing exhaust gas recirculation for postcombustion carbon capture*, Energy Procedia, 1(1), pp. 3809–3816.

[6] Burdet, A., Lachaux, T., de la Cruz Garci´a, M. and Winkler, D., *Combustion under flue gas recirculation conditions in a gas turbine lean premix burner*, Proc. Turbo Expo: Power for Land, Sea, and Air, pp. 1083–1091.

[7] Baburao, B. and Pontbriand, M. W., 2016, *Wash water method and system for a carbon dioxide capture process*, Google Patents.

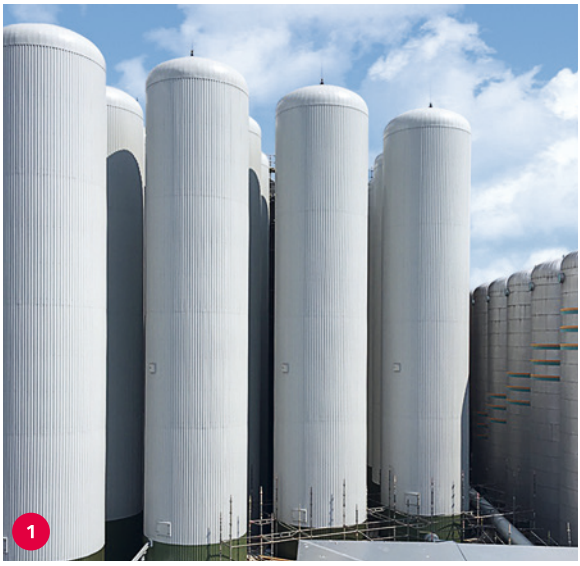
[8] Drouvot, P., Li, H., and Dietzmann, J., 2018, *Thermal integration of a carbon dioxide capture and compression unit with a steam or combined cycle plant*, Google Patents.

[9] Finkenrath, M., Bartlett, M., Hoffmann, S. M.-N. and Joshi, N. D., 2011, *Method and system for reducing CO_2 emissions in a combustion stream*, Google Patents.

[10] Stallmann, O., Heinz, G. and Schnieder, K., 2015, *Apparatus and system for NO_x reduction in wet flue gas*, Google Patents.

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

CO_2-Abscheidung aus Abgasen von Müllverbrennungsanlagen

Felix Müller, Eun Sun Park und Stefan Vodegel

1. Kurzfassung 556

2. Abbauprodukte von Mono-Ethanolamin 556

3. Grundlegende Versuche im Labormaßstab 557

3.1. Entwicklung der Analytik zur Bestimmung der CO_2-Beladung in der Waschlösung 557

3.2. Versuchsergebnisse Batchversuche Laboranlage 559

3.3. Abgleich der Versuchsdaten mit Ergebnissen aus einer ChemCAD-Gleichgewichtsbetrachtung 560

4. Erweiterung der Versuche in einer Technikumsanlage 561

4.1. Anlagenbeschreibung 562

4.2. Versuchsergebnisse Technikumsanlage 563

4.3. Untersuchung auf Abbau- und Nebenprodukte 564

5. Ausblick 566

6. Quellen 567

Die in diesem Artikel beschriebenen Untersuchungen liefen im Rahmen des Projekts DrACO_2, welches mit dem Förderkennzeichen 03EE5110A über den Projektträger Jülich durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie gefördert wird. Projektpartner sind EEW Energy from Waste GmbH (Helmstedt) aus der Industrie sowie die Leibniz Universität Hannover mit dem Institut für Kraftwerkstechnik und Wärmeübertragung aus der Wissenschaft.

1. Kurzfassung

Klimaschutzauflagen und Bepreisung des Abgas-CO_2 lassen Betreiber von Müllverbrennungsanlagen über die Abtrennung und Nutzung oder Speicherung des abgeschiedenen CO_2 nachdenken. Am CUTEC-Forschungszentrum wurden zur CO_2-Abtrennung aus Rauchgasen sowohl Versuche im Labor- als auch im Technikumsmaßstab durchgeführt. Als Waschflüssigkeit diente Mono-Ethanolamin (MEA). Die Versuche wurden um Analysen der Waschflüssigkeit hinsichtlich typischer flüssiger und gasförmiger Abbauprodukte ergänzt. Typischerweise sind dies in flüssiger Form Ammonium, Acetat und Formiat und als Gas Ammoniak. Zur Validierung erfolgten parallel Berechnungen mittels ChemCAD-Simulationen.

Die erzielten CO_2-Beladungen liegen bei den Laborversuchen unter den verschiedenen Versuchseinstellungen bei einer 30-prozentigen MEA-Lösung in einem engen Bereich um etwa 0,55 mol_{CO2}/mol_{MEA} und somit im erwartbaren Rahmen. Dieser Wert kann auch als maximal erreichbarer Wert angenommen werden. In der Technikumsanlage liegen die Werte aufgrund der kontinuierlichen Fahrweise niedriger: Bei etwa 0,4 mol_{CO2}/mol_{MEA} in der beladenen Flüssigkeit und bei etwa 0,2 mol_{CO2}/mol_{MEA} in der aus dem Desorber kommenden aufbereiteten MEA-Lösung. Als praktikabel erwiesen sich die Dichtebestimmungen der Flüssigkeiten, mit denen recht genau auf die Beladung der MEA-Lösungen geschlossen werden konnte. Im Kondensat des Desorberabgases konnten nach ca. 100 Betriebsstunden um 1 g/L Ammonium (NH_4) und nach 270 Betriebsstunden etwa 3 g/L Ammonium nachgewiesen werden. Das zeigt, dass bereits nach relativ wenigen Betriebsstunden mit einem beginnenden Abbau des MEAs zu rechnen ist. Im Reingas stiegen die Gehalte des Abbauproduktes Ammoniak (NH_3) von 12 mg/Nm^3 nach 100 Betriebsstunden auf 170 mg/Nm^3 bei 230 Betriebsstunden. In den MEA-Proben der Laborversuche wurde aufgrund der kurzen Versuchszeiten hingegen kein Ammonium nachgewiesen. Im Reingas konnten niedrige Ammoniak-Konzentrationen in einem Bereich zwischen 1 bis 4 mg/Nm^3 gefunden werden.

2. Abbauprodukte von Mono-Ethanolamin

Um das Degradationsverhalten der Waschflüssigkeit beurteilen zu können, ist es erforderlich, sich Klarheit über die Vorgänge bei der Absorption und den nebenher ablaufenden möglichen Reaktionen zu verschaffen. Zudem sollte der analysentechnische Aufwand mit den am CUTEC zur Verfügung stehenden Mitteln zu bewältigen sein. Parallel zur gewünschten chemischen Absorption von CO_2 finden am MEA auch ungewünschte Reaktionen statt. Damit einher geht eine Zersetzung der Waschflüssigkeit. Die Zersetzung reduziert die Leistungsfähigkeit der Waschflüssigkeit und kann zu Schaumbildung führen. Die

Zersetzungsprodukte bewirken mitunter eine Erhöhung des Korrosionspotenzials. Grundsätzlich kann zwischen thermischer und oxidativer Degradation unterschieden werden, wobei oxidative Prozesse prozessbedingt im Absorber und thermisch-induzierte Vorgänge im Desorber ablaufen [1].

Typische flüssige Abbauprodukte sind Ameisen-, Essig- und Oxalsäure, die in einem weiteren Reaktionsschritt mit über das Rauchgas eingebrachter Anorganik wie Schwefeldioxid (SO_2), Stickoxide (NO_x) und Chlorwasserstoff (HCl)-Salze bilden können. Als gasförmige Degradationsprodukte werden Ammoniak (NH_3) und Aldehyde (Formaldehyd und Acetaldehyd) genannt [1] [2]. Mit den genannten Carbonsäuren und Ammoniak sind somit typische Zersetzungsprodukte von MEA bekannt, die mit vergleichsweise einfachen analytischen Mitteln zu bestimmen sind. Auf diese Degradationsprodukte wurde im Rahmen des Projektes daher analysiert.

3. Grundlegende Versuche im Labormaßstab

Die Laborversuche fanden batchweise statt. Ziel dieser Versuche war, eine breite Datenbasis zu schaffen. Hierzu wurden vielfältige Parametervariationen durchgeführt. Beispielsweise wurden die Gaszusammensetzung oder die MEA-Konzentration variiert und potenzielle Schadgase wie Chlorwasserstoff (HCl) oder Schwefeldioxid (SO_2) zugeführt. Langzeitversuche sollten Aufschluss über Alterungsvorgänge liefern. Typischerweise wurde zu jeder Versuchsserie eine MEA-Lösung angesetzt und an ihr etwa drei- bis fünfmal eine Absorption und Desorption durchgeführt. Gasflüsse und Gaszusammensetzungen wurden protokolliert und dienten der Auswertung.

3.1. Entwicklung der Analytik zur Bestimmung der CO_2-Beladung in der Waschlösung

Es bestand die Herausforderung, ein möglichst einfaches, schnell funktionierendes analytisches Verfahren zur Bestimmung der CO_2-Beladung des Waschmittels zu ermitteln. Zur Auswahl standen gravimetrische und analytische Verfahren. Als gravimetrische Methoden wurden Einwaage und Auswaage gegenübergestellt und eine Dichtebestimmung durchgeführt. Aus der Dichtedifferenz der beladenen Flüssigkeit zur unbeladenen Flüssigkeit kann auf deren CO_2-Beladung geschlossen werden [3]. Demgegenüber stand als analytisches Verfahren die Bestimmung des gesamten anorganischen Kohlenstoffanteils. Diese sogenannte TIC-Bestimmung erfolgte mittels eines LiquiTOC-Analysators. Über Durchflussregler und roh- und reingasseitige Online-Gasanalysatoren konnte die eingelagerte Menge an CO_2 berechnet werden. Die Ergebnisse an

Versuchen mit einer beladenen 20-prozentigen MEA-Lösung zeigt die folgende Tabelle 1. Gegenübergestellt werden die Messwerte den entsprechenden CO_2-Beladungen.

Tab. 1: Ermittelte Waschmittelbeladungen

Versuch		9	10	11	12
		20 % MEA-Lösung			
Messwerte					
Einwaage	[g]	1000	1000	1000	1000
Auswaage		1075	1077	1081	1039
Dichte, beladen	[kg/L]	1,081	1,085	1,084	1,083
TIC, C als CO_2	[g/L]	69,9	61,3	71,0	68,6
Resultierende CO_2-Beladungen					
Waage/Masse	[mol_{CO2}/mol_{MEA}]	0,519	0,536	0,561	0,272
Dichte		0,563	0,601	0,584	0,575
TIC, C als CO_2		0,485	0,425	0,493	0,476
Bilanz		0,571	0,596	0,591	0,566

Der Vergleich von eingewogener und ausgewogener Menge Waschflüssigkeit führte im Vergleich zum berechneten Bilanzwert zu einer geringeren Beladung. Dies ist auf Verluste an Waschflüssigkeit bei der Desorption aufgrund nicht genügender Kühlung und in der Anlage verbleibender und nicht zu wiegender Reste zurückzuführen. Mitunter waren jedoch auch größere Verluste wie in Versuch 12 nicht zu vermeiden. Die gravimetrische Bilanzierung erweist sich somit als anfällig für Fehler.

Die Dichtebestimmung führte erstaunlich exakt zu den rechnerisch ermittelten Bilanzwerten der entsprechenden Beladungen. Die Unterschiede sind hier vernachlässigbar gering.

Die TIC-Bestimmungen deuteten auf eine Minder-Beladung im Vergleich zu den berechneten Werten. Hier kam es zu Verlusten durch Ausgasungen von CO_2 beim Umfüllen und Verdünnen sowie den mitunter längeren Standzeiten. Auch diese Messmethode ist somit recht unzuverlässig.

Mit der Dichtebestimmung ergibt sich somit eine einfach handhabbare Möglichkeit, auf die CO_2-Beladung der MEA-Lösung zu schließen. Abweichungen können auftreten, sollten chemische Reaktionen zu einer nennenswerten Veränderung führen. Im Rahmen der hier vorgestellten Versuche und Betriebszeiten von maximal 30 Stunden konnten sie jedoch nicht festgestellt werden. Es wurden zwar Abbauprodukte festgestellt, jedoch lagen beispielsweise die Formiatwerte mit 6 bis 21 mg/L weit unter den bei Langzeitversuchen beobachteten Werten. Zum Vergleich: In der Technikumsanlage wurden nach

230 Betriebsstunden 190 mg/L gemessen. In der Literatur wird über Langzeitversuche an einer mit Kraftwerksrauchgasen betriebenen Pilotanlage berichtet, in der die Formiatwerte um 500 mg/L nach 600 Betriebsstunden und bis über 3.000 mg/L nach 1.700 Betriebsstunden lagen [1].

3.2. Versuchsergebnisse Batchversuche Laboranlage

Die Serien an Versuchen an der Laboranlage wurden hinsichtlich der erzielten CO_2-Beladungen in der Flüssigkeit und den entstehenden Zersetzungsprodukten ausgewertet und untersucht. Abbildung 1 zeigt zusammengefasst die Ergebnisse der erzielten Waschmittelbeladungen bei den Laborversuchen mit unterschiedlichen MEA-Konzentrationen zwischen 17 und 30 Ma.-%.

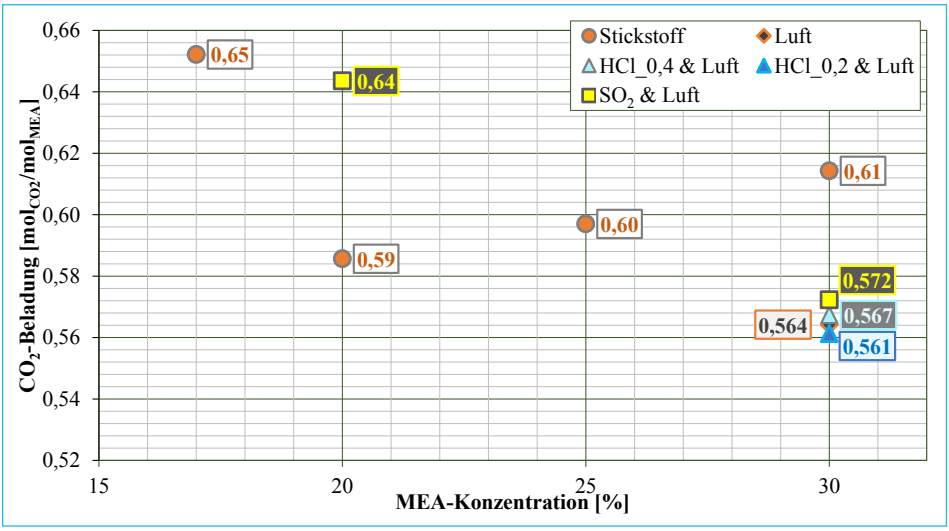


Abb. 1: Erzielte Beladungen der Laborversuche für verschiedene MEA-Konzentrationen

Grundsätzlich liegen die Beladungen in einem relativ engen Bereich. Die hohen Beladungen bei niedrigen MEA-Konzentrationen resultieren daraus, dass die Versuche zeitlich länger abliefen als die bei höheren Konzentrationen. Zudem nimmt das Wasser auch eine gewisse Menge an CO_2 auf, welches jedoch dem MEA zugeschrieben wird. Als mögliche Erklärung ist auch denkbar, dass die MEA-Moleküle in einer höher verdünnten Lösung mobiler und damit reaktionsfreudiger sind. Schaut man auf die Ergebnisse der 30-prozentigen MEA-Lösungen, ist zu erkennen, dass die mögliche Beladung bei den Versuchen mit Stickstoff und CO_2 mit 0,61 mol_{CO2}/mol_{MEA} erkennbar höher liegt als bei den Versuchen mit Luft mit 0,564 mol_{CO2}/mol_{MEA}. Des Weiteren ist auffällig, dass die Zugabe von potenziellen Schadstoffen wie Chlorwasserstoff (HCl) oder Schwefeldioxid (SO_2) hier nur geringe Auswirkungen in der dritten Nachkommastelle haben.

Im folgenden Diagramm (Abbildung 2) sind die gemessenen Ammoniak-Gehalte im Reingas zusammengefasst dargestellt.

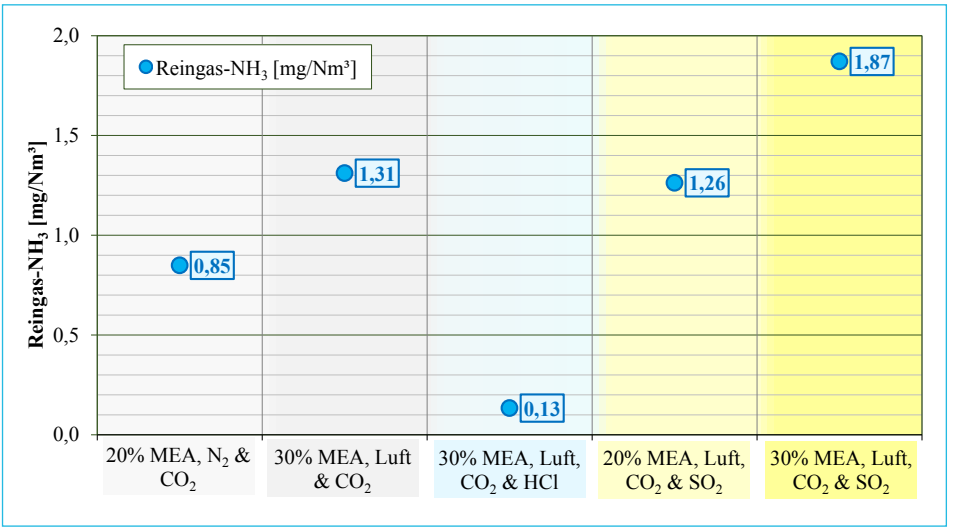


Abb. 2: Reingas-Messwerte für Ammoniak (NH_3) bei den Laborversuchen

Im Vergleich zu den 20-prozentigen MEA-Lösungen weisen beide 30-prozentigen MEA-Lösungen einen etwa 50 % höheren Reingas-Wert für Ammoniak auf, was direkt mit der höheren MEA-Konzentration korrespondiert. Auffallend niedrig mit 0,13 mg/Nm^3 ist der Ammoniakwert im Reingas bei den Versuchen mit Chlorwasserstoff-Zugabe (blau hinterlegt). Hier ist zu vermuten, dass es zur Bildung von Ammoniumsalzen kam und damit das Austreten der Ammonium-Ionen in die Gasphase unterbunden wurde.

3.3. Abgleich der Versuchsdaten mit Ergebnissen aus einer ChemCAD-Gleichgewichtsbetrachtung

Begleitend zu den Versuchen im Labor fanden Betrachtungen mittels ChemCAD zu den Gleichgewichten statt. Eine Gegenüberstellung der Gleichgewichts- und Versuchsdaten zeigt Abbildung 3.

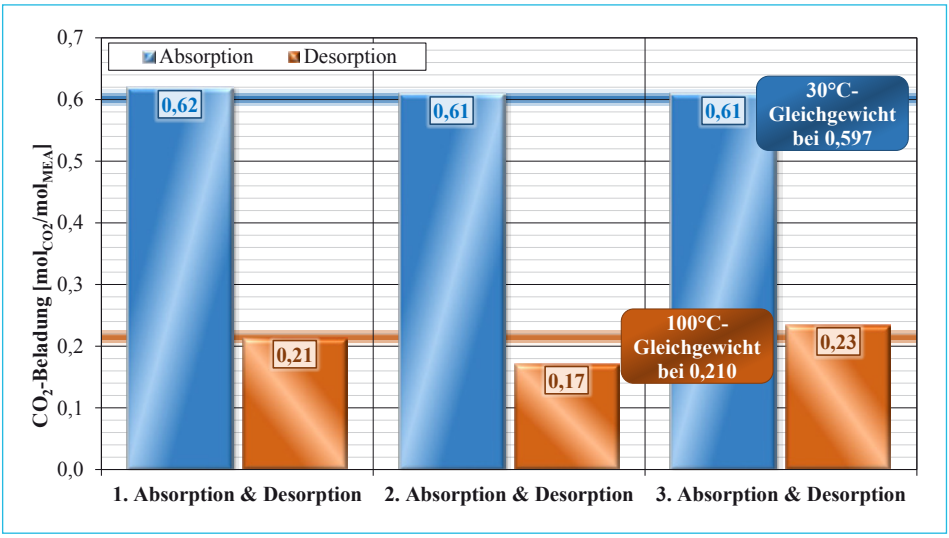


Abb. 3: Gegenüberstellung Gleichgewicht und Versuchsdaten

Als Säulen sind Ergebnisse aus den Versuchen dargestellt. Horizontale Linien zeigen die Gleichgewichte bei 30 (blau, Absorptionsbedingungen, 0,597 mol_{CO2}/mol_{MEA}) und 100 °C (braun, Desorptionsbedingungen, 0,210 mol_{CO2}/mol_{MEA}). Die drei Säulenpaare stellen die drei aufeinanderfolgenden Absorptions-Desorptionsversuche dar. Mit den Versuchen wurden die erwarteten Werte erreicht. Mit 0,61 bis 0,62 mol_{CO2}/mol_{MEA} liegen die Absorptionswerte leicht über dem berechneten Gleichgewicht. Die Absorptionstemperaturen lagen teils unter den für die Gleichgewichtsbetrachtung herangezogenen 30 °C. Die Desorptionsversuche brachten CO_2-Beladungen zwischen 0,17 und 0,23 mol_{CO2}/mol_{MEA} hervor. Die teils unter dem Gleichgewichtswert liegenden Ergebnisse lassen sich dadurch erklären, dass einerseits die Desorptionstemperaturen leicht über den für die Berechnungen angenommenen 100 °C lagen und andererseits die Anlage mit Stickstoff gespült wurde und somit eine Partialdruckabsenkung stattfand und die Desorption begünstigte.

4. Erweiterung der Versuche in einer Technikumsanlage

Die Technikumsversuche konnten an einer am CUTEC vorhandenen Gaswäsche durchgeführt werden. Die verwendete Anlage besteht aus Absorber und Desorber zuzüglich der notwendigen Nebeneinrichtungen. Die Versuche liefen kontinuierlich. Eingesetzt wurde anfangs eine Gasmischung aus Luft, Stickstoff und CO_2. Ziel der Experimente war die Fortführung der Laborversuche in größeren Mengen bei kontinuierlicher Fahrweise über einen längeren Zeitraum zur Feststellung der Alterungsbeständigkeit des Lösungsmittels bei verschiedenen Gaszusammensetzungen.

4.1. Anlagenbeschreibung

Die CUTEC-Technikumsanlage wurde ursprünglich als zweistufige Synthesegaswäsche mit vorgeschaltetem Hydrolyse-Reaktor errichtet und 2010 in Betrieb genommen. Bei der zweiten Waschstufe handelte es sich bereits um eine CO_2-Wäsche. Diese war als Selexol-Wäsche ausgelegt mit Genosorb als Waschflüssigkeit. Zur Vermeidung des hohen Energiebedarfs bei den für Physisorptionen typischen hohen Drücken und niedrigen Temperaturen (Auslegungsparameter der CUTEC-Anlage z. B. 40 bar und -10 °C) sollte eine Aminwäsche zum Einsatz kommen. Für das aktuelle Projekt waren daher einige Änderungen und Umbauten erforderlich, da einerseits auf anderen Druck- und Temperaturniveaus gefahren werden sollte und andererseits niedrigere Gasflüsse und Waschflüssigkeitsumläufe projektiert waren. Die grundsätzliche Auslegung mit Absorber und Desorber blieb jedoch erhalten und ist in der folgenden Abbildung 4 dargestellt.

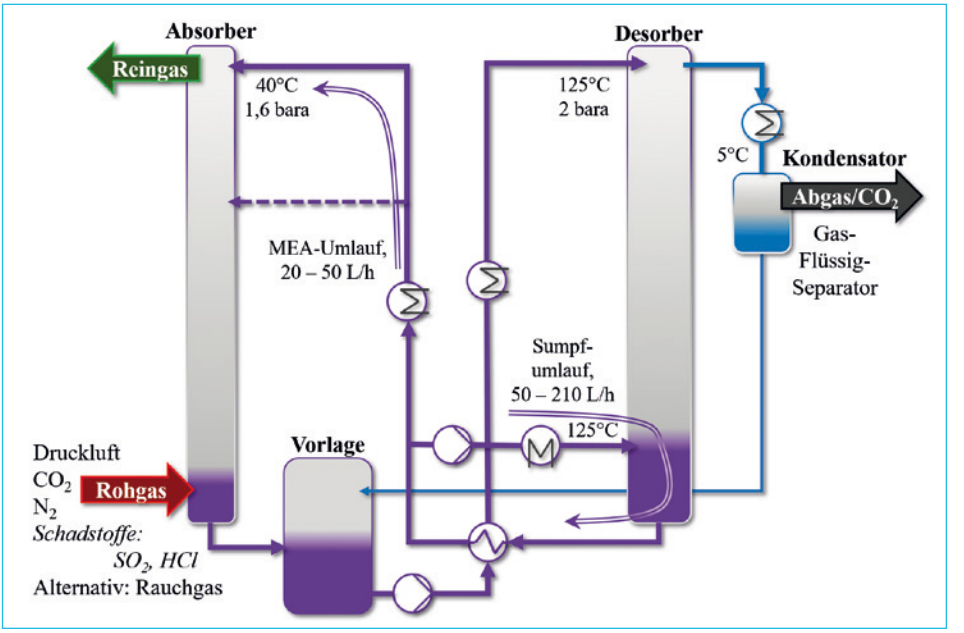


Abb. 4: Technikumsanlage am CUTEC-Forschungszentrum zur CO_2-Wäsche

Als Rohgas kann eine Mischung technischer Gase aus Kohlendioxid (CO_2), Stickstoff (N_2) und Druckluft zusammengestellt werden. Ergänzend können über Durchflussregler Schadstoffe wie beispielsweise Schwefeldioxid (SO_2) hinzugegeben werden. Alternativ ist die Versorgung mit Rauchgasen aus einer ebenfalls am CUTEC vorhandenen Abfallverbrennungsanlage möglich. In den bislang im Rahmen des Vorhabens durchgeführten Versuchen wurde auf eine Mischung technischer Gase zurückgegriffen mit einem CO_2-Anteil von etwa 10,5 Vol.-%

und einem Sauerstoff-Gehalt um 5 Vol.-%. Der Rest ist Stickstoff (N_2). Der Absorber ist eine Füllkörperkolonne und wurde im Projekt mit leichtem Überdruck und in einem Temperaturbereich zwischen 30 und 40 °C gefahren. Im Desorber wurden Temperaturen um 125 °C eingestellt. Der Druck betrug dabei ca. 2 bara. Resultierend aus der ursprünglichen Anlage war der Desorber ebenfalls als Füllkörperkolonne ausgelegt und besaß eine nachgerüstete externe Sumpfheizung. Die ursprünglichen Auslegungsdaten der Technikumsanlage und die im Rahmen des Projektes DrACO_2 gefahrenen wesentlichen Parameter stellt nachfolgende Tabelle 2 gegenüber.

Tab. 2: Parameter Technikumsanlage zur CO_2-Abscheidung

		Einheit	DrACO_2	Ursprüngliche Auslegung
Absorber	Temperatur	[°C]	30–40	-10
	Druck	[bara]	1,5	40
Desorber	Temperatur	[°C]	125	60
	Druck	[bara]	2–2,3	1,2
Kondensator	Temperatur	[°C]	7	-
	Druck	[bara]	1,7–2,0	-
Gas	Strom	[kg/h]	5–7	30
	Art	[-]	Rauchgas	Synthesegas
Waschmittel	Umlauf	[kg/h]	20–50	250
	Typ	[-]	MEA, DEA u.a.	Genosorb

4.2. Versuchsergebnisse Technikumsanlage

In Abbildung 5 sind die über den Versuchszeitraum gemessenen Beladungen aufgezeigt.

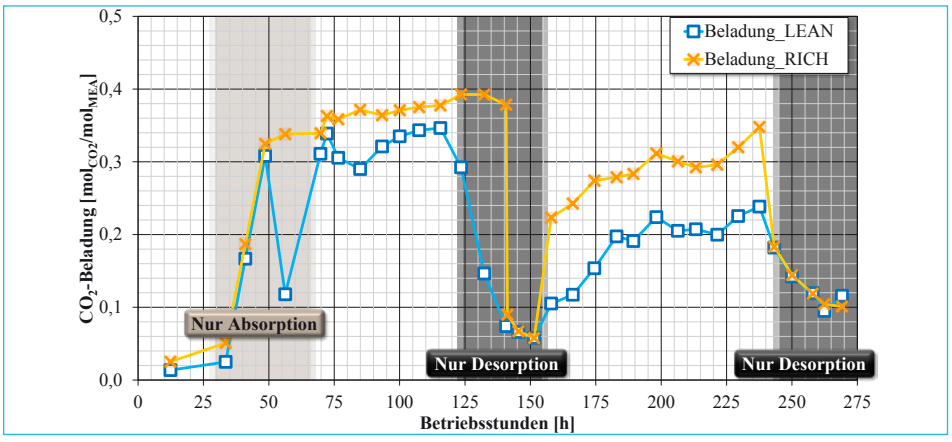


Abb. 5: Beladungen während der Technikumsversuche

Dargestellt sind über den Versuchszeitraum die erzielten Beladungen der aus dem Absorber kommenden CO_2-reichen (gelb, RICH) und der aus dem Desorber kommenden CO_2-abgereicherten MEA-Lösung (blau, LEAN). Gestartet wurde bei niedrigen Beladungen. Zur schnelleren Herstellung einer hochbeladenen MEA-Lösung wurde im Zeitraum 25 bis 60 Betriebsstunden (Bh) keine Desorption betrieben. Die Beladungen stiegen hierbei auf Werte um 0,34 mol_{CO2}/mol_{MEA}. In der folgenden Phase nahm die Beladung der CO_2-reichen Lösung kontinuierlich auf bis zu knapp 0,4 mol_{CO2}/mol_{MEA} zu (124 Bh). Zusammen mit der nur knapp darunter liegenden und ebenfalls stetig zunehmenden Beladung der eigentlich CO_2-armen Lösung deutete dies auf eine unzureichende Desorption. Infolgedessen wurde das Beladen gestoppt und einzig die Desorption betrieben. Die Beladungen nahmen zügig ab und bis zur 150 Bh glichen sich die Beladungen an beiden Probenahmestellen an (0,06 mol_{CO2}/mol_{MEA}). Dies zeigte, dass die Desorption grundsätzlich funktionierte. Mit dieser Erkenntnis wurde der Waschmittelumlauf von 50 auf 30 L/h reduziert, da auch mit verringertem MEA-Umlauf nahezu sämtliches CO_2 aus dem Rohgas abgeschieden wurde. Parallel wurde die Möglichkeit geschaffen, den Sumpfumlauf zu erhöhen, sodass die Waschflüssigkeit mehrfach den Desorber passieren musste. Die Umbauten umfassten den Bereich der Sumpfheizung und die Wärmeabfuhr. Der Sumpfumlauf wurde auf bis zu 210 L/h erhöht, wobei der Waschmittelumlauf bei knapp unter 30 L/h lag. In einem Bereich zwischen 200 und 225 Bh konnten mit diesen Optimierungen stabile Beladungen von 0,2 (CO_2-arm, LEAN) und 0,3 mol_{CO2}/mol_{MEA} (CO_2-reich, RICH) erzielt werden. Nach 225 Bh scheinen die Beladungen zu steigen. Jedoch sei hier auf die Bestimmung der Beladung verwiesen, die über die Messung der Dichte erfolgte. Durch den Einbau offensichtlich nicht geeigneter Wärmeübertrager erfolgte ein massiver Metalleintrag (insbesondere Kupfer) in die Waschflüssigkeit, sodass deren Dichte stieg. So ist auch zu erklären, dass zum Ende des dargestellten Zeitbereiches die Dichte in der CO_2-armen Lösung wieder steigt, obwohl nur die Desorption betrieben wurde.

4.3. Untersuchung auf Abbau- und Nebenprodukte

Die wesentlichen Abbauprodukte durch oxidative und thermische Zersetzung sind wie zuvor berichtet in flüssiger Form verschiedene Carbonsäuren sowie gasförmiges Ammoniak (NH_3). Abbildung 6 zeigt die Ergebnisse von Analysen auf Acetat und Formiat in der MEA-Lösung und das im Reingas gemessene NH_3.

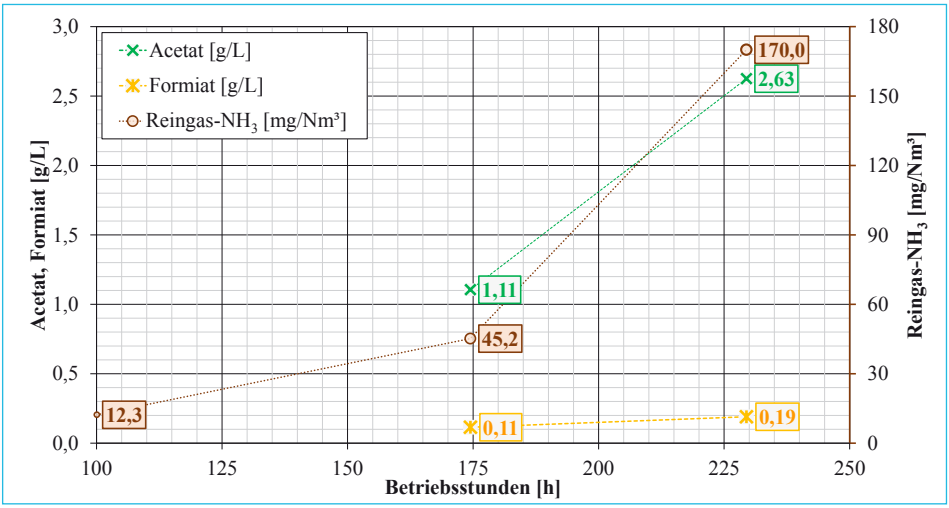


Abb. 6: Analyseergebnisse auf Acetat, Formiat und Ammoniak bei den Technikumsversuchen

Deutlich zu erkennen ist die Zunahme der Gehalte an Abbauprodukten sowohl im Reingas als auch in der MEA-Lösung über die Betriebszeit.

Des Weiteren machten sich Verfärbungen der MEA-Lösungen bemerkbar. Anfangs noch eine klare Flüssigkeit machte sich nach etwa 100 Bh eine Verfärbung ins rötlich-braune bemerkbar. Nach Einbau zweier Wärmeübertrager und dem damit verbundenen massiven Kupfereintrag wurde die Waschlösung tief dunkelblau bis schwarz. Die Verfärbungen verdeutlicht die folgende Abbildung 7.

Abb. 7: Verfärbung der Waschlösung während der Technikumsversuche

Den Eintrag von Metallen in die MEA-Lösung zeigt das nachfolgende Diagramm (Abbildung 8).

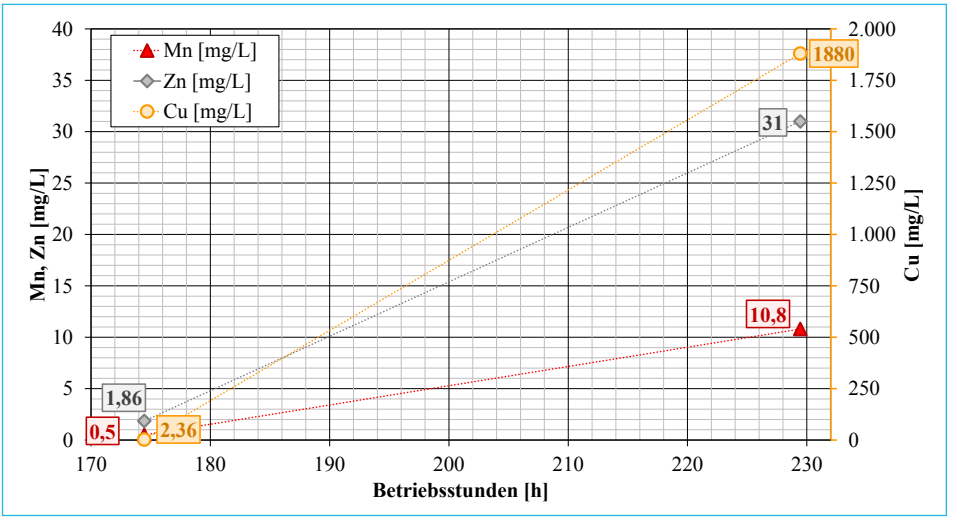


Abb. 8: Ergebnisse der Spurenanalyse auf Mangan (Mn), Zink (Zn) und Kupfer (Cu)

Dargestellt sind Auszüge von Ergebnissen von Spurenanalysen mittels ICP-OES auf verschiedene Metalle. Zwischen den beiden dargestellten Versuchspunkten erfolgte der Einbau von zwei Wärmeübertragern für eine verbesserte Abfuhr überschüssiger Wärme. Optisch war die enorme Veränderung der Flüssigkeit durch die starke Verfärbung erkennbar, die auf einen Eintrag von Kupfer schließen ließ. Tatsächlich wurde für die Wärmeübertrager Kupfer als Hartlot verwendet, das in die Lösung gelangte. Die Kupferwerte stiegen somit innerhalb von etwa 50 Bh von 2,36 auf 1.880 mg/L. Jedoch auch die Zink- und Mangan-Gehalte nahmen deutlich zu, Mangan (Mn) von unter 0,5 auf 10,8 mg/L und Zink (Zn) von 1,86 auf 31 mg/L. Wenn auch nach längeren Betriebszeiten, werden ähnliche Verfärbungen von klar über gelb, braun bis schwarz mit verursachendem Metalleintrag in der Literatur beschrieben [1].

5. Ausblick

Folgende Punkte sollen im weiteren Projektverlauf bearbeitet werden:

1. Zugabe von Schadstoffen: Wie bei den zuvor durchgeführten Laborversuchen sollen an der Technikumsanlage die Schadstoffe Chlorwasserstoff (HCl) und Schwefeldioxid (SO_2) bzw. Metalle wie Vanadium oder Eisen zugegeben werden, um eine möglicherweise veränderte Degradation der Waschlösung herauszuarbeiten.

2. DEA: Vergleichende Versuche mit Di-Ethanolamin oder einem anderen Lösungsmittel.
3. Technisch-wirtschaftliche Betrachtungen: Ergänzt wird das Projekt um Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen. Es wird eine Sensitivitätsanalyse kritischer Parameter durchgeführt und die wirtschaftliche Situation in Hinblick auf die Integration einer CO_2-Abtrennung in eine reale Anlage evaluiert.

6. Quellen

[1] Rieder, Alexander: CO_2-Abscheidung aus Kraftwerksrauchgasen mit wässriger MEA-Lösung – Waschmitteldegradation und Aufbereitungsverfahren. Fakultät für Energie-, Verfahrens- und Biotechnik, Institut für Feuerungs- und Kraftwerkstechnik Universität Stuttgart, 2016.

[2] Islam, M.S.; Yusuf, R. und Ali, B. S.: Degradation Studies of Amines and Alkanolamines During CO_2 Absorption and Stripping System. In: Engineering e-Transaction 2010 Vol. 5 No. 2, S. 97–109.

[3] Weiland, R. H.; Dingman, J. C.; Cronin, D. B. und Browning, G. J.: Density and Viscosity of Some Partially Carbonated Aqueous Alkanolamine Solutions and Their Blends. In: J. Chem. Eng. Data 1998, 43, S. 378–382.

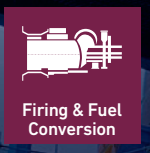
MITSUBISHI POWER

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

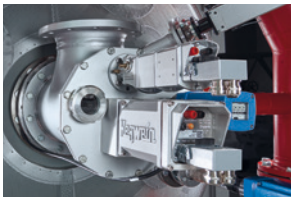
Klärschlammbehandlung

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

Energiewende gleich Wärmewende: Komplexe Dampf- und Stromerzeugung aus Klärschlamm als geeignete Nahwärmequelle im Verbund mit regionaler Abwärmenutzung mit Phosphorrecycling für die Landwirtschaft

Andreas Gebhardt und Christian Eder

1. Kurzfassung 572
2. Einführung in die Klärschlammverwertung ab 2029/2032 572
2.1. Die Pflicht zum Phosphorrecycling aus Klärschlamm 572
2.2. Das dezentrale Energiepotenzial des Klärschlamms 573
3. Aus der Pflicht eine Tugend machen: Klärschlammentsorgung mit Strom- und Wärmeerzeugung und Phosphorrecycling kombinieren 574
3.1. Die modifizierte Wirbelschichttechnologie FLUIDFIRE®K³sludge ... 574
3.2. Phosphorrecycling bei FLUIDFIRE®K³sludge mit der Heißzyklontechnologie für besonders schadstoffreduzierte Aschen und pflanzenverfügbarem Phosphor mit dem P-XTRACT-Verfahren 574
3.3. Die Anlage Mallersdorf-Pfaffenberg: Eindrücke der FLUIDFIRE®K³sludge Basisanlage 576
3.4. Die Wandlung von der reinen Entsorgungsanlage zur dezentralen Energieerzeugungsanlage 577
3.4.1. Entsorgungsorientierter Betrieb 578
3.4.2. Energieorientierter Betrieb 578
3.4.3. Weitere Optimierung der Energieeffizienz der Klärschlamm-Mono-Verbrennung 579
4. Das flexible Turbinenkonzept als Drehkreuz der effektiven Energienutzung 580
4.1. Anforderungen an den Turbogenerator 580
4.2. Dampfturbinen mit integriertem Turbogetriebe 581
4.3. Turbogenerator für die Anlage Zirngibl in Mallersdorf-Pfaffenberg ohne externe Klärschlammtrocknung 584
4.4. Turbogeneratoren für Klärschlamm-Anlagen mit externer Trocknung 586
5. Fazit 587
6. Quellen 588

1. Kurzfassung

Die Änderungen in der Klärschlamm-, Düngemittel- und Düngeverordnung seit 2017 haben den Klärschlamm-Entsorgungsmarkt grundlegend transformiert. Ab 2029 wird mit einer Übergangsfrist bis 2032 die landwirtschaftliche Nutzung von Klärschlamm für Anlagen mit über 50.000 EWG und einem Phosphorgehalt von über 20 kg/Mg verboten, während die Phosphorrückgewinnung verpflichtend wird. Dies soll Phosphorressourcen schonen und die Importabhängigkeit Europas verringern.

In Deutschland fallen jährlich etwa 1,74 Millionen Tonnen Klärschlamm als Trockenmasse (TM) an, wovon 85 % phosphorrückgewinnungspflichtig sind. Dies entspricht einem erneuerbaren Energiepotenzial von 4.467 GWh/a und einer installierten Leistung von 560 MW, was zur Energiewende im ländlichen Raum beiträgt.

Die FLUIDFIRE®K^{3}sludge-Technologie der Firma Wehrle ermöglicht die Erzeugung schadstoffarmer und phosphorreicher Asche. Eine Anlage dieser Art wurde im Dezember 2023 in Mallersdorf-Pfaffenberg in Betrieb genommen. Das ergänzende P-XTRACT®-Verfahren verbessert die Phosphor-Pflanzenverfügbarkeit und Schadstoffreduktion, unterstützt durch eine Pilotanlage seit März 2024.

Die flexible Dampfturbinenbauweise der Firma Howden Turbo GmbH trägt außerdem zur Effizienz der Anlage bei. Die Kombination von Klärschlammverwertung, Strom- und Wärmeerzeugung sowie Phosphorrecycling schafft ein nachhaltiges Energieversorgungssystem, das die dezentrale Energieversorgung stärkt und die Energiewende im ländlichen Raum unterstützt.

2. Einführung in die Klärschlammverwertung ab 2029/2032

2.1. Die Pflicht zum Phosphorrecycling aus Klärschlamm

Durch die in Kraft getretenen Änderungen in der Klärschlammverordnung, der Düngemittelverordnung und der Düngeverordnung befindet sich der Klärschlammentsorgungsmarkt seit ca. 2017 in einer radikalen Umstrukturierungsphase. Der bisherige Entsorgungspfad der Landwirtschaft ist fast vollständig weggebrochen, sodass nun neue, sichere Entsorgungswege für den Klärschlamm aufgebaut werden müssen.

Bedingt durch die novellierte Klärschlammverordnung wird nach Ablauf der gesetzlichen Übergangsfristen ab 2029/2032 ein Ausbringverbot von Klärschlamm in die Landwirtschaft für Kläranlagen > 50.000 EWG oder mit einem Phosphorgehalt von > 20 kg/Mg erlassen und die Rückgewinnung des im Klärschlamm vorhandenen Phosphors verpflichtend sein.

Ziele des in der Klärschlammverordnung beschlossenen Phosphorrecyclings sind die Schonung der begrenzten Phosphorressourcen und die Reduktion der sehr hohen Importabhängigkeit Europas (fast 100 %), indem unter anderem der Phosphor aus Klärschlamm für Düngezwecke zurückgewonnen werden soll.

Neben dem Phosphorrecycling kommt hier der Reduktion der im Klärschlamm enthaltenen Schadstoffe eine hohe Bedeutung zu.

Lediglich für Kläranlagen kleiner 50.000 EWG bleibt die Verbringung des Klärschlamms in die Landwirtschaft bei Einhaltung der Grenzwerte der Klärschlammverordnung erlaubt. Falls in dieser Größenklasse (< 50.000 EWG) für die Ausbringung in die Landwirtschaft keine Flächen zur Verfügung stehen, so müssen diese Klärschlammmengen ebenfalls einer Phosphorrückgewinnung zugeführt werden.

Bei der landwirtschaftlichen Verwertung konkurriert der Klärschlamm zunehmend mit anderen Wirtschaftsdüngern wie Gülle, Gärresten und Komposten um die landwirtschaftlichen Flächen, da die Flächenverfügbarkeit und die Ausbringungsmengen auf die landwirtschaftlichen Flächen stark durch die verschärfte Düngeverordnung eingeschränkt wurden. Des Weiteren wird die Verwendung von herkömmlich erzeugten Klärschlammaschen in der Düngemittelindustrie durch die Novelle der europäischen Düngemittelverordnung durch Verschärfungen der Grenzwerte stark eingeschränkt.

2.2. Das dezentrale Energiepotenzial des Klärschlamms

In Deutschland fallen jedes Jahr ca. 1,74 Mio. Tonnen Klärschlamm als reine Trockenmasse (= tTM) an. Von dieser Menge sind ab 2029/2032 bedingt durch die Vorgabe, dass alle Klärschlämme > 20 gP/kgTR einer Phosphorrückgewinnungspflicht unterliegen, ca. 85 % (= 1,462 Mio tTM) dieser Klärschlammmenge P-rückgewinnungspflichtig [1].

Diese Klärschlammmenge entspricht einem dezentral anfallenden erneuerbaren Energienpotenzial von ca. 4.467 GWh/a.

Dies entspricht einer installierten Leistung von ca. 560 MWbr, was zur Energiewende auch im ländlichen Raum einen guten Beitrag leisten kann.

3. Aus der Pflicht eine Tugend machen: Klärschlammentsorgung mit Strom- und Wärmeerzeugung und Phosphorrecycling kombinieren

3.1. Die modifizierte Wirbelschichttechnologie FLUIDFIRE®K³sludge

Um bei der Klärschlamm-Mono-Verbrennung eine gut wiederverwertbare Asche zu erzeugen, müssen bereits bei der Verbrennung des Klärschlamms verfahrenstechnisch alle Möglichkeiten ausgeschöpft werden, um eine Schadstoffreduktion und eine gute Pflanzenverfügbarkeit des in der Asche enthaltenen Phosphors (P-Verfügbarkeit) zu erreichen.

Die FLUIDFIRE Wirbelschichtanlagen-Anlagen K³sludge der Firma WEHRLE leisten hier einen positiven Beitrag in Form von transparenten und definierten Anforderungen für die Genehmigung, den Betrieb und das Anlagenkonzept zur Gewinnung einer phosphorangereicherten und schadstoffabgereicherten Klärschlammasche. Eine solche FLUIDFIRE®K³sludge-Mono-Verbrennungsanlage ging im Dezember 2023 in Bayern, in Mallersdorf-Pfaffenberg, in Betrieb.

Aufbauend auf der FLUIDFIRE®K³sludge-Technologie und vor dem Hintergrund zukünftiger strengerer Grenzwerte der EU zur Nutzung von Klärschlammaschen in der Düngemittelindustrie wird mit dem P-XTRACT® Verfahren eine zusätzliche Verbesserung der Aschequalitäten in Hinblick auf Phosphor-Pflanzenverfügbarkeit und weitere Schadstoffabreicherung realisiert.

Eine Pilotanlage befindet sich bei Redaktionsschluss seit 03/2024 in der Inbetriebnahme, um die sehr vielversprechenden Technikumsversuchsergebnisse im technischen Maßstab im Scale-up zu bestätigen.

Wir möchten uns an dieser Stelle bei der Europäischen Union und dem Land Baden-Württemberg bedanken, dass das Forschungsvorhaben P-XTRACT® im Rahmen des Europäischen Fonds für regionale Entwicklung (EFRE) gefördert wird.

3.2. Phosphorrecycling bei FLUIDFIRE®K³sludge mit der Heißzyklontechnologie für besonders schadstoffreduzierte Aschen und pflanzenverfügbarem Phosphor mit dem P-XTRACT-Verfahren

Die im Klärschlamm enthaltenen Schadstoffe werden in der FLUIDFIRE®K³sludge Wirbelschicht-Mono-Verbrennung unterschiedlich behandelt.

Die organischen Schadstoffe wie Krankheitskeime, Würmer, Wurmeier, Medikamentenreste, Hormone, Microplastik, … werden bei einer Verbrennungstemperatur von > 850 °C zerstört.

Die anorganischen Schadstoffe wie Schwermetalle und deren Verbindungen werden zum Teil bei den in der Wirbelschichtzone herrschenden Verbrennungstemperaturen von > 850 °C dampfförmig und können nach einer leichten Abkühlung in einer Heißzyklonanlage bei 700–720 °C von der Asche abgetrennt und zur Rauchgasreinigung weitergeleitet werden. Die in der Heißzyklonanlage abgeschiedenen Aschen sind somit von diesen dampfförmigen Schadstoffen gereinigt. Die dampfförmigen Schadstoffe kondensieren und resublimieren in der den Heißzyklonen nachgeschalteten Kesselanlage an den Restaschen und werden in der Rauchgasreinigung sicher abgeschieden.

Durch die Zugabe von Additiven in die Verbrennung lassen sich, wie exemplarisch bereits in Laborversuchen mit Großversuch gekoppelt [2] gezeigt, weitere anorganische Schadstoffe und Schwermetalle bei der Verbrennungstemperatur von ca. 850 °C in die Gasphase überführen und von den Aschen abscheiden.

Die Innovation der P-XTRACT®-Technologie besteht im Wesentlichen darin, dass der Trockner, die Additiv-Beimischung (1.), die Klassierung der Aschen und Störstoffe im Wirbelbett (2.) und der zweistufige Wirbelschichtreaktor (3.) mit anschließender Hochtemperaturabscheidung (4.) so aufeinander abgestimmt sind, dass durch Variation der Einzelprozesse auf das Ascheprodukt bzw. den P-Wertstoff im Sinne der genannten Projektziele eingewirkt werden kann. Darin liegt ein wesentlicher Unterschied zu einer konventionellen statischen, einzig an der Klärschlamm-Verbrennung orientierten Anlagenauslegung.

Anlagentechnisch sind Maßnahmen bei der Zugabe und der Beimischung der (Erd-) Alkali-Additive, dem zweistufigen Wirbelschichtreaktor (Abbildung 1) inkl. Zudosierungen und der Hochtemperatur-Ascheabscheidung vorgesehen, um Feinjustierungen am Produkt durchführen zu können.

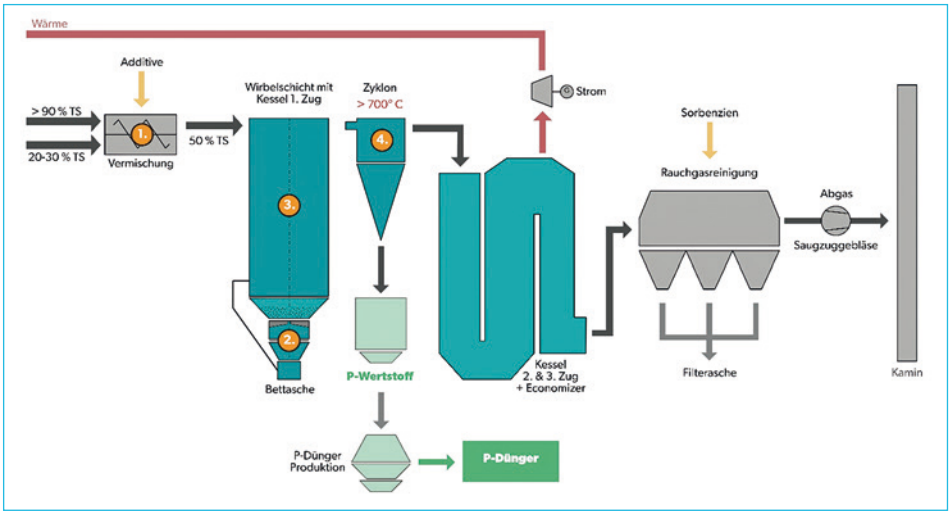


Abb. 1: Verfahrensschema K^{3}sludge mit P-XTRACT vereinfacht

3.3. Die Anlage Mallersdorf-Pfaffenberg: Eindrücke der FLUIDFIRE®K^{3}sludge Basisanlage

Im niederbayerischen Mallersdorf-Pfaffenberg ist seit 12/2023 eine erste Anlage vom FLUIDFIRE® K^{3}sludge-Typ im Betrieb, Betreiber ist die Zirngibl Verwertungs GmbH. Je nach Heizwert der Eingangsschlämme können hier jährlich bis zu 50.000 t entwässerter Klärschlamm mit mindestens 22 % TS verarbeitet werden. Die Anlage hat eine Baugröße, die für viele Landkreise und Regionen mit Mittelstädten günstig sein könnte.

Der dabei immer wiederkehrende Verbrennungsteil stellt für solche Anlagen den Kernbereich dar und wurde durch WEHRLE als standardisierte „Core Unit" konzipiert. Die Gewerke außerhalb dieser Core Unit sind dagegen standortabhängig auszuwählen und zu dimensionieren.

Die nachfolgende Abbildung 2 vermittelt einen ersten Eindruck der Anlage in Mallersdorf-Pfaffenberg und Tabelle 1 zeigt die technischen Daten der Anlage.

Abb. 2: Ansicht von Westen mit Anfahrt mit Warte, Maschinenhaus und Siloanlage

Tab. 1: Technische Daten der FLUIDFIRE®K^{3}sludge-Anlage in Mallersdorf-Pfaffenberg

Anlage	Mallersdorf-Pfaffenberg	
Kunde	Zirngibl Verwertungs GmbH	
Inbetriebnahme	4. Quartal 2023	
Feuerungswärmeleistung	3,75	$MW_{therm.}$
Brennstoffdurchsatzmenge Klärschlamm gesamt wie angeliefert	37.200	t/a
davon entwässerter Klärschlamm	33.200	$t_{TS25\%}$/a
davon getrockneter Klärschlamm	4.000	$t_{TS90\%}$/a
Brennstoffdurchsatzmenge Klärschlamm in Trockenmasse 100 %TS	11.900	$t_{TS100\%}$/a
Dampfleistung	ca. 4,5	t/h
Frischdampfdruck	30,0	bar
Frischdampftemperatur	234,0	°C
Max. zulässiger Betriebsüberdruck	36,0	bar
Speisewassertemperatur	130,0	°C
Rauchgasmenge	8.800	Nm^3/h
Rauchgastemperatur (Kesselaustritt)	170,0	°C
Rauchgastemperatur Kamin	180,0	°C

Mit dem FLUIDFIRE® K^{3}sludge-Verfahren kann die Anlage in Mallersdorf-Pfaffenberg dezentral eine schadstoffabgereicherte, phosphatreiche Klärschlammasche produzieren. Allerdings ist das Phosphat dieser Aschen noch nicht pflanzenverfügbar, kann also nicht direkt als Düngemittelkomponente genutzt werden. Um eine bessere Pflanzenverfügbarkeit zu erreichen und möglicherweise die Schwermetallgehalte der Heißzyklonaschen noch weiter abzusenken, wurde das P-XTRACT-Projekt initiiert. Alternativ kann eine Pflanzenverfügbarkeit der Aschen bereits heute durch die Anfeuchtung der Asche mit Schwefelsäure erreicht werden. Die Wachstumstests ergaben eine fast annähernd gleiche Wachstumsrate wie beim mineralischen Referenzdünger.

3.4. Die Wandlung von der reinen Entsorgungsanlage zur dezentralen Energieerzeugungsanlage

Die FLUIDFIRE®K^{3}sludge-Anlagentechnik ist aufgrund der mit Membranwänden gekühlten Brennkammer, die im ersten Zug des Dampfkessels integriert ist, in der Lage, in einer Anlagenkonfiguration ein breites Brennstoffband, bei Klärschlamm von 4,3–10,8 MJ/kg, ohne Anpassungen einsetzen zu können.

Zwei Betriebskonzepte sind mit einer Anlage realisierbar, die im Folgenden erklärt werden.

3.4.1. Entsorgungsorientierter Betrieb

Der Betrieb der FLUIDFIRE® K³sludge-Anlage kann ab einem Eingangs-TS-Gehalt der Klärschlämme von > 23 % TS sicher energieautark erfolgen, die gesamte im Klärschlamm enthaltene Energie wird für die energieautarke Vernichtung des Klärschlamms verwendet, es bleiben keine nennenswerten Energiemengen übrig.

Ersetzt man nun teilweise die Feuchtschlammmenge durch extern getrockneten Klärschlamm, so erfolgt eine Umwandlung der FLUIDFIRE® K³sludge-Anlage hin zur Energieerzeugungsanlage.

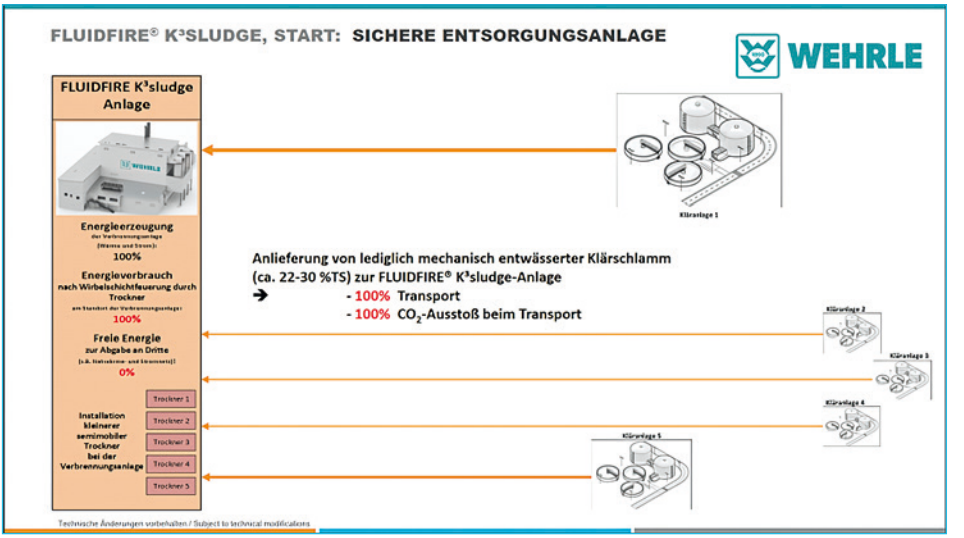


Abb. 3: Sichere Entsorgungsanlage als Startpunkt

3.4.2. Energieorientierter Betrieb

Beim Einsatz von ausreichenden Mengen extern getrocknetem Klärschlamm kann auf den Betrieb des Trockners vor Ort verzichtet werden. Die dadurch eingesparte Energie in Form von Wärme und Strom kann dann zur externen Nutzung abgegeben werden. Dies führt zu optimalen Standortentwicklungsmöglichkeiten.

Um nun bei der Anlieferung von genügend trockenem Klärschlamm von außen den Trockner nicht ungenutzt an der Verbrennungsanlage stehen zu haben, sollte man die zu Beginn benötigten Trockner in Form von kleinen semimobilen Trocknern installieren, die leichter eine passende Abwärmequelle finden, die dann Stück für Stück – sobald eine externe Abwärmequelle zur Nutzung aufbereitet wurde – zu dieser Wärmequelle umziehen. Im Endzustand sind alle

Trockner ins Feld umgezogen und es steht kein ungenutzter Trockner in der Verbrennungsanlage. Somit kann nun die erzeugte Energie CO_2-neutral vermarktet werden.

Dieser Wandlungsprozess wird in den beiden Abbildungen 3 und 4 darstellend erläutert.

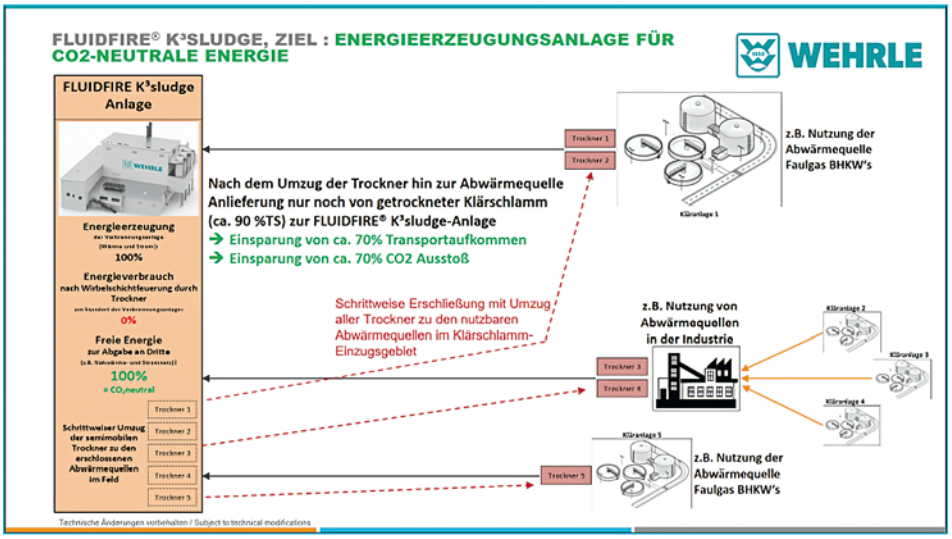


Abb. 4: Energieerzeugungsanlage für erneuerbare Energie bei gleichzeitig sicherer Entsorgung als Endziel

3.4.3. Weitere Optimierung der Energieeffizienz der Klärschlamm-Mono-Verbrennung

3.4.3.1. Rauchgaskondensation in Kombination mit Großwärmepumpen zur effektiven Wärmenutzung an Wärmenetzen

Durch die Nutzung der im Rauchgas nach der Rauchgasreinigung noch vorhandenen Kondensationswärme ist durch den Einsatz einer Rauchgaskondensation mit einer nachgeschalteten Wärmepumpe die Möglichkeit gegeben, dieses Wärmepotenzial bei Bedarf nutzen zu können. Bei einem Projekt in Österreich wird diese Option im Rahmen der Dekarbonisierung gerade für die Realisierung in einer Anlage durchgeplant.

3.4.3.2. Die Trocknungsbrüdenkondensation mit einer Großwärmepumpe als Baustein einer geruchsfreien und energieeffizienten Klärschlammverbrennungsanlage

Neben der Rauchgaskondensation befindet sich auch ein erhebliches Wärmepotenzial in der Trocknungsbrüdenkondensation. Die Trocknungsbrüdenkondensation bietet neben der Wärmerückgewinnung in Kombination mit Wärmepumpentechnologie zum einen durch die Wärmepumpe das Rückkühlmedium und zum anderen durch die geschlossene Kreislaufführung die Möglichkeit einer geruchsfreien Brüden-Kondensation. Das im Brüden-Kondensat enthaltene Ammonium kann über verschiedene chemische Prozesse (Kaltluftstrippung, Dampfstrippung,...) als wiederverwertbare Ammoniumverbindung, wie z.B. Ammoniumsulfat-Lösung für eine nachfolgende Nutzungen als Dünger für die Landwirtschaft zurückgewonnen werden.

4. Das flexible Turbinenkonzept als Drehkreuz der effektiven Energienutzung

4.1. Anforderungen an den Turbogenerator

Aus den Randbedingungen für die dezentrale Klärschlamm-Mono-Verbrennung ergeben sich folgende Herausforderungen für den eingesetzten Turbogenerator:

- schwankende Frischdampfparameter (Druck, Temperatur und Menge) durch den ungleichmäßigen Brennwert des Klärschlamms,
- schnelles und häufiges An- und Abfahren, bspw. an Wochenenden oder wenn kein Brennstoff vorhanden ist,
- große Range der Entnahmemenge von 20 bis fast 100 %, die zur Trocknung des Klärschlamms und ggf. zur Wärmeauskopplung benötigt wird,
- Turbogenerator wird durch Klärwerkspersonal gefahren → vereinfachte und automatisierte Bedienung und unkomplizierte Instandhaltung vorteilhaft.

Die Auslegungsdaten frischdampfseitig für die Anwendung variieren im Bereich zwischen 30 bar(a)/Sattdampf und 75 bar(a)/450 °C bei einer Tonnage von 4–22 t/h. Austrittsseitig wird entweder auf Gegendruck (2–3 bar(a)) oder auf Kondensation entspannt. Die Gegendruckmaschinen kommen bei Anlagen zum Einsatz, bei denen keine andere Möglichkeit zur externen Trocknung des Klärschlamms, bspw. durch industrielle Abwärme, vorhanden ist und der gesamte Abdampf zur Trocknung des angelieferten entwässerten Schlammes eingesetzt wird, ggf. für Fernwärme-Einspeisung. Die erzielte Leistung liegt dann je nach Anlagengröße im Bereich von ca. 300 kW bis 1,6 MW und reicht bei den 300 kW-Anlagen aus, um den Eigenbedarf der Anlage zu decken. Kondensationsturbinen

mit höherer Leistung kommen in den Anlagen zum Einsatz, bei denen zumindest teilweise eine Möglichkeit zur externen Trocknung des Klärschlamms existiert. Der benötigte Dampf für die Trocknung des restlichen Feuchtschlamms wird ebenfalls bei etwa 2–3 bar(a) entnommen. Im folgenden Kapitel wird eine Turbinenbauart beschrieben, die diese Anforderungen erfüllt.

4.2. Dampfturbinen mit integriertem Turbogetriebe

Für die Anforderungen der Klärschlamm-Mono-Verbrennung eignet sich eine Bauart sehr gut, die am besten als Dampfturbine mit integriertem Turbogetriebe beschrieben werden kann (Abbildung 5). Sie wird von der Firma Howden Turbo GmbH seit vielen Jahren gebaut und ist mit vielen Referenzen weltweit im Einsatz.

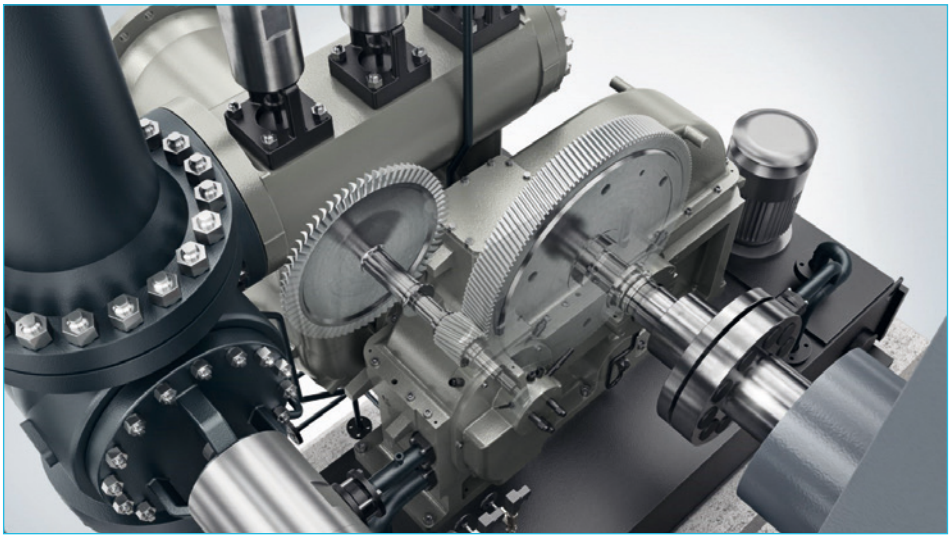


Abb. 5: Dampfturbine mit integriertem Turbogetriebe

Im Gegensatz zur klassischen Anordnung mit beidseitiger Lagerung ist das thermische Wachstum des Rotors und des Gehäuses bei dieser Bauweise unproblematisch. Der überhängende Rotor kann sich in axialer Richtung frei ausdehnen und das Wachstum des Turbinengehäuses wird von dem Rohrleitungskompensator der Abdampfleitung aufgenommen. Dadurch sind Turbinen dieser Bauart sehr flexibel im Betrieb:

- keine Vorwärmung der Maschine notwendig,
- keine Begrenzung der An- und Abfahrzeiten,
- keine Begrenzung von Last-, Druck- oder Temperaturgradienten,
- kein Trudelbetrieb nach Abfahren notwendig.

Zu dem flexiblen Konzept gehört auch ein guter Wirkungsgrad über einen großen Lastbereich. Hierfür eignet sich besonders gut eine Düsengruppenregelung, da bei dieser die Drosselverluste im Teillastbereich reduziert werden bzw. gänzlich verschwinden [3]. Abbildung 6 zeigt ein Dampfdurchsatzdiagramm, dass den Vorteil einer Düsengruppenregelung gegenüber einer reinen Drosselregelung im Teillastbereich verdeutlicht. Im Bereich der Ventilpunkte ist der Leistungsunterschied besonders groß (ΔP_1 und ΔP_2).

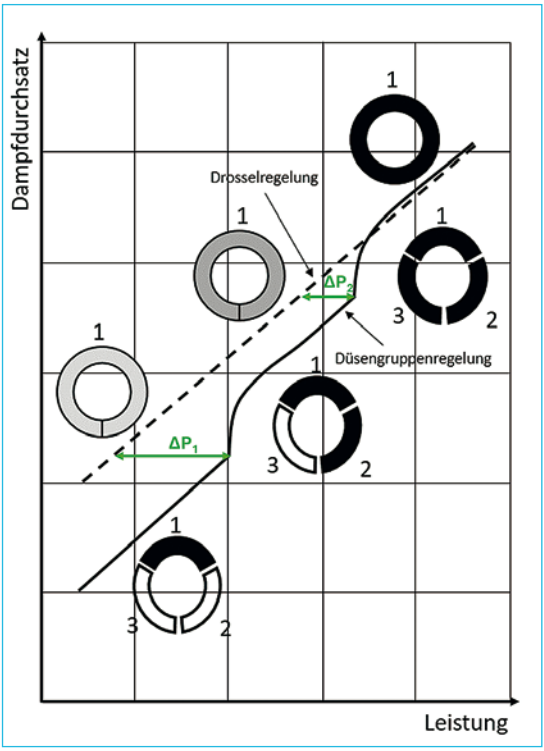


Abb. 6: Vergleich von Düsengruppen- und Drosselregelung

Durch den leichten Turbinenrotor sind keine hydraulischen Anfahrhilfen oder Trudelantriebe notwendig. Es wird außerdem lediglich eine Wellendichtung benötigt, die mit Kohleringen ausgeführt wird. Durch die sehr geringe Leckdampfmenge (< 5 kg/h) an der Dichtung wird kein Hilfskondensator benötigt. Stattdessen kann die geringe Menge bspw. sehr einfach über Dach gefahren werden. Die Reduktion der Hilfsaggregate vereinfacht die Bedienung der Maschine und macht sie instandhaltungsfreundlicher.

Der Instandhaltungsaufwand solcher Maschinen ist vor allem auch deshalb gering, weil sie sehr robust sind. Die aus dem Vollen gefrästen Laufräder, auch „Blisks“ (blade integrated disks) genannt, tragen erheblich zur Robustheit der Turbinen bei (Abbildung 7). Die Schaufeln der Laufräder werden direkt in das

Rohteil gefräst, sodass Laufradscheibe und Schaufeln aus einem Teil bestehen. Dadurch spielen Schäden wie Schaufelfußkorrosion im Vergleich zur Einzelschaufel-Technik keine Rolle [4].

Abb. 7: „Blisk"-Laufrad

Die Turbinengehäuse sind durch die Topbauweise sehr kompakt und haben nur eine geringe Masse im Vergleich zu horizontal geteilten Gehäusen. Dadurch kühlt die Turbine sehr schnell ab, sodass nach kurzer Zeit daran gearbeitet werden kann. Die Dichtflächen des Turbinengehäuses sind einfache Kreisringe, wodurch die Gefahr von Undichtigkeit, bspw. nach der Remontage, nahezu ausgeschlossen ist. Abbildung 8 veranschaulicht die Gehäuse und Dichtflächen anhand einer sog. TWIN-Maschine. Diese Anordnung wird in einem späteren Kapitel genauer beschrieben.

Abb. 8: TWIN-Turbine

Um die Maschinen maßgeschneidert an Projekte anpassen zu können, verfügt Howden Turbo über ein Baukastensystem. Dieses ermöglicht Leistungen zwischen 50 kW und 12 MW. Die Frischdampfparameter können bis zu 135 bar(a) und 530 °C betragen. Auf der Abdampfseite sind bis zu 40 bar(a) möglich. Das Baukastensystem besteht aus unterschiedlichen Turbinengehäusen und Getrieben, die über eine standardisierte Schnittstelle variabel miteinander verbunden werden können.

Das folgende Unterkapitel beschäftigt sich mit dem konkreten Lieferumfang für das gemeinsam mit der Firma Wehrle realisierte Projekt Zirngibl.

4.3. Turbogenerator für die Anlage Zirngibl in Mallersdorf-Pfaffenberg ohne externe Klärschlammtrocknung

Die Anlage in Zirngibl steht auf einem Bauernhof und wird mit Klärwerkspersonal im 72-stündigen beobachtungsfreien Betrieb gefahren. Die thermische und elektrische Leistung der Anlage ändert sich flexibel je nach Wärmebedarf für Trocknung und Heizung und auch je nach Verfügbarkeit und Brennwert des Brennstoffs. Der Klärschlamm wird ausschließlich innerhalb der Anlage mithilfe

des Abdampfs getrocknet. Für diese Anwendung wurde deshalb eine Gegendruckturbine von der Firma Howden Turbo GmbH samt Heizkondensator geliefert. Dabei handelt es sich um einen standardisierten Turbogenerator mit der Bezeichnung *BASE MIDI* (Abbildung 9). Bei diesem Konzept stehen Turbine, Generator und Schaltschrank auf einem gemeinsamen Grundrahmen. Zusätzlich ist das Ölsystem in den Grundrahmen integriert.

Abb. 9: Standardisierter Turbogenerator *BASE MIDI*

Diese Art von Turbogenerator vereinfacht den Einbringungs- und Inbetriebnahme-Aufwand beim Kunden vor Ort erheblich, da die Maschine bereits verkabelt, ausgerichtet und mit Dampf getestet auf die Baustelle kommt. Außerdem verringert sich der Abwicklungsaufwand, da es sich immer um die gleiche Kernmaschine handelt. Auch Komponenten wie Grundrahmen, Gehäuse, Schaltschrank, Ventile, Dokumente etc. sind standardisiert.

Wie auf der Abbildung 9 zu sehen, wurde bei dieser Maschine aus Kostengründen auf eine Düsengruppenregelung verzichtet. Tabelle 2 zeigt zusammengefasst die Auslegungsparameter der Turbine:

Tab. 2: Auslegungsparameter Turbogenerator

Kupplungsleistung	349 kW
Frischdampfdruck	30 bar(a)
Frischdampftemperatur	233,9 °C (satt)
Abdampfdruck	1,5 bar(a) (gleitend, je nach Abnahme)
Isentropes Gefälle	509 kJ/kg
Spannungsebene	400 V
FD-Flansch	DN150/PN64
AD-Flansch	DN250/PN10

Der Turbogenerator wird bei diesen Anlagen wärmegeführt betrieben. Dies bedeutet, dass die Turbine Abdampfdruck geregelt fahren wird. Sie reagiert dabei auf den schwankenden Wärmebedarf der nachgeschalteten Verbraucher. Die elektrische Leistung ist damit proportional zur benötigten Wärmemenge des Prozesses, sie stellt selber aber keine Regelgröße dar. Schwankende Druckanforderungen im nachgeschalteten Heizkondensator, bspw. durch Sommer/Winter-Betrieb, sind durch die robuste Bauweise der Turbine kein Problem.

4.4. Turbogeneratoren für Klärschlamm-Anlagen mit externer Trocknung

Für Anlagen mit zumindest teilweise externer Trocknung des Klärschlamms eignen sich TWIN-Dampfturbinen (Turbinen mit geregelter Entnahme zur Optimierung der Trocknung) sehr gut. Bei der TWIN-Ausführung werden zwei Dampfteile an ein Getriebe montiert. Sie befinden sich jeweils rechts und links von der Getriebewelle (Abbildung 10). Klassischerweise besteht diese Anordnung dabei aus einem Hochdruck- und einem Niederdruck-Dampfteil. Dadurch können Leistung und Wirkungsgrad dieser Bauweise erheblich gesteigert werden. Der größte Vorteil liegt allerdings darin, dass durch die separaten Gehäuse eine geregelte Dampfentnahme zwischen den Dampfteilen einfach und kostengünstig realisiert werden kann. Dabei können Entnahmemengen zwischen 20 und ca. 95 % realisiert werden, unabhängig davon, wieviel Tonnage gerade durch die HD-Stufe strömen. Somit kann je nach Anforderungen an die Entnahme die Effizienz der Turbine in jedem Lastfall optimiert werden. Es wird also nicht ein fiktiver Punkt optimiert, sondern das Zusammenspiel von Entnahme (für den Trockner oder Fernwärme) und die Turbinenleistung in dem jeweiligen Punkt. Die flexiblen Eigenschaften der Überhangbauweise bleiben bei der TWIN-Ausführung vollständig erhalten.

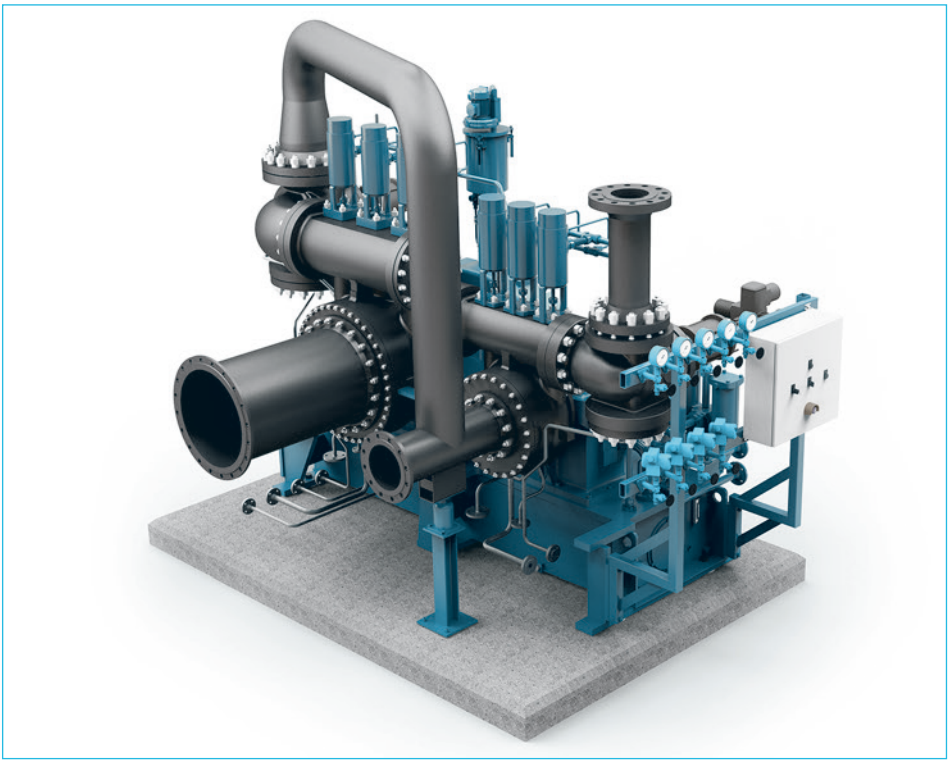


Abb. 10: TWIN-Turbogenerator

Durch die sehr flexible Möglichkeit der Entnahme bei der TWIN-Variante kann die Maschine ohne Druckschwankungen auf schnelle Änderungen der Dampfentnahmemenge reagieren.

5. Fazit

Der vorliegende Beitrag beleuchtet die wichtige Rolle der Klärschlamm-Mono-Verbrennung in der Energiewende, insbesondere in der Nahwärmeversorgung kleiner Gemeinden. Durch die Kombination von Strom- und Wärmeerzeugung aus Klärschlamm und der Nutzung regionaler Abwärmequellen wird ein effizientes und nachhaltiges Energieversorgungssystem geschaffen. Gleichzeitig ermöglicht die Rückgewinnung von Phosphor aus der Klärschlammasche eine ressourcenschonende Düngemittelproduktion, was die Abhängigkeit Europas von Phosphorimporten verringert.

Die in Mallersdorf-Pfaffenberg betriebene FLUIDFIRE® K^3sludge-Anlage zeigt exemplarisch, wie durch innovative Technologien schadstoffarme und phosphorreiche Aschen erzeugt werden können, die in Zukunft als hochwertige Düngemittelkomponenten genutzt werden können. Das flexible Turbinenkonzept,

das auf die variierenden Anforderungen der Klärschlammverbrennung zugeschnitten ist, trägt zusätzlich zur Effizienz und Anpassungsfähigkeit solcher Anlagen bei.

Insgesamt wird durch die kombinierte Nutzung von Klärschlamm zur Energie- und Phosphorproduktion ein wichtiger Beitrag zur nachhaltigen Energieversorgung und Ressourcenschonung geleistet, der sowohl ökonomische als auch ökologische Vorteile bietet. Die Integration dieser Technologien in lokale Wärmepläne stärkt die dezentrale Energieversorgung und unterstützt die Energiewende im ländlichen Raum erheblich. Durch die sinnvolle Betrachtung für ein gesamtes Gebiet, kann der KWK-Anteil erheblich angehoben werden und die entstehende Wärme auch zentral in ein Fernwärmenetz eingespeist werden.

6. Quellen

[1] Heidecke, P.: Fachgebiet III 2.4 Abfalltechnik, Abfalltechniktransfer Umweltbundesamt: Stand der thermischen Klärschlammverwertung und Phosphorrückgewinnung; Tangermünde, 32. Lehrer und Obleutetag 2024 des DWA-Landesverbandes Nord-Ost, 01.03.2024.

[2] Schnell, M.; Quicker, P.: Klärschlammverbrennung in einer stationären Wirbelschicht mit integrierter Phosphor-Rückgewinnung. In: Chemie Ingenieur Technik, April 2020, S. 384–394.

[3] Aus der Wiesche, S.: Regelung der Dampfturbine. In: Handbuch Dampfturbinen, Springer Vieweg, 2017, S. 934–936.

[4] Dilba, D.: Blisk-Entwicklung: Wie sich Schaufeln und Scheibe fanden. In: AEROREPORT – Das Luftfahrtmagazin der MTU Aero Engines, no. 5/2019.

PHOS4green-Phosphorrückgewinnung aus Klärschlammaschen mit Schwermetallabreicherung

Johannes Buchheim und Jan Kirchhoff

1. Einleitung 589
1.1. Phosphor: Ein unentbehrlicher Nährstoff 590
1.2. Klärschlammasche als Basis für Düngemittel 591
2. PHOS4green-Verfahren 593
2.1. Extraktion des gebundenen Phosphats 594
2.2. Schwermetall-Extraktion 597
2.3. Kombinations-Verfahren 601
3. Zusammenfassung – PHOS4green flexibel an die Wertstoffqualität angepasst 601

1. Einleitung

Phosphor ist als Makronährstoff für Pflanzen und für die Herstellung von Düngemittel zum Einsatz in der Landwirtschaft von essenzieller Bedeutung. Weltweit wird dieses unentbehrliche Element immer knapper, sodass die Rückgewinnung dort, wo natürliche Phosphatvorkommen rar sind, immer wichtiger wird. Zukünftig gilt es, Phosphor als kritischen Rohstoff zunehmend durch Recycling zurückzugewinnen und einer erneuten Nutzung zurückzuführen. Durch die zunehmende Tendenz zur thermischen Verwertung phosphorhaltiger Klärschlämme fällt vermehrt phosphorhaltige Klärschlammasche an, welche als Rohstoff zur Herstellung von phosphorhaltigen Düngemitteln gesehen werden kann. In Ballungsräumen weisen Klärschlammaschen häufig erhöhte Schwermetallgehalte auf. Um einen übermäßigen Eintrag in die Umwelt zu unterbinden, ist eine Entfrachtung der Schwermetalle notwendig. Mit dem PHOS4green-Verfahren hat die Glatt Ingenieurtechnik GmbH ein innovatives patentgeschütztes Verfahren entwickelt, mit dem sich der essentielle und begehrte Nährstoff Phosphor aus Klärschlammaschen rückgewinnen und für neue Phosphat- oder Mehrstoff-

dünger nutzen lässt. Bisher können mit diesem Verfahren Düngemittel aus Klärschlammaschen hergestellt werden, die die Qualitätsanforderungen der Düngemittelverordnung (DüMV, Anlage 2) sowie EU-V 2019/1009 erfüllen. Eine wirtschaftliche Schwermetallabreicherung erhöht das Rohstoffpotenzial der zur Verfügung stehenden Klärschlammaschen. Das bezüglich Schwermetallabreicherung modifizierte PHOS4green-Verfahren liefert somit eine höhere Planungssicherheit hinsichtlich möglicher zukünftiger verschärfter Grenzwerte bzw. stark schwankenden Aschebelastungen.

1.1. Phosphor: Ein unentbehrlicher Nährstoff

Phosphor spielt eine wesentliche Rolle für das Leben auf der Erde und ist ein Schlüsselelement für den Energiestoffwechsel und die Zellstruktur der meisten Tiere und Pflanzen: Es wird für Wachstum, Entwicklung und Fortpflanzung benötigt. Obwohl der Mensch das chemische Element über die Nahrung aufnimmt, werden für den Anbau von Pflanzen mineralische Düngemittel verwendet. Zu diesem Zweck wird Phosphor aus Erzlagerstätten in Form verschiedener Gesteinsformationen gewonnen und zu Phosphorsäure verarbeitet. Sie ist die Grundlage für verschiedene Arten von Düngemitteln. Da es sich bei den Erzvorkommen um natürliche Vorkommen handelt, unterliegen die daraus hergestellten Düngemittel keinen Vorschriften zur Einhaltung von Schadstoffgrenzwerten. Dies gilt für hohe Schwermetallkonzentrationen wie Arsen, Cadmium und Uran (was oft dazu führt, dass erhöhte Urangehalte im Grund- und Trinkwasser festgestellt werden).

Da Klärschlammasche nicht biogenen Ursprungs ist, muss sie bestimmte Eigenschaften aufweisen, um zu Düngemittelgranulat verarbeitet werden zu können. Dies ist abhängig von der Herkunft des Klärschlamms und den organischen und anorganischen Verunreinigungen. Grenzwerte hierfür sind im deutschen Recht (Düngemittelverordnung: DüMV) in Anhang 2 DüMV und auf europäischer Ebene in der Verordnung EU-2019/1009 (Tabelle 1) festgelegt. Die Glatt Ingenieurtechnik GmbH hat sich dieser Herausforderung angenommen und die fortschrittliche PHOS4green-Technologie entwickelt. Mit diesem Verfahren kann aus Klärschlammasche ein Düngemittelgranulat mit einer genau definierten Zusammensetzung und spezifischen Partikeleigenschaften (Härte, Dichte und Mineralienverfügbarkeit) hergestellt werden. Die Partikelgrößenverteilung kann im Bereich von 2–3 mm frei eingestellt werden.

Tab. 1: Übersicht über die Grenzwerte der jeweiligen Verordnung; TS – Trockensubstanz

Element	Grenzwert nach EU-2019/1009 (mg/kg TS)	Grenzwert nach DüMV Anhang 2 (mg/kg TS)
Arsen (As)	40	40
Blei (Pb)	120	150
Cadmium (Cd)	3	1.5
Cadmium (bei 5 % P_2O_5)	60	50
Chrom (Cr-6)	2.0	2.0
Kupfer (Cu)	600	900
Nickel (Ni)	100	80
Quecksilber (Hg)	1	1.0
Thallium (Tl)	-	1.0
Zink (Zn)	1.500	5.000

1.2. Klärschlammasche als Basis für Düngemittel

Warum ist Asche eine gute Basis zur Herstellung von Düngemittel?

Um die Bedeutung der Asche als Rohstoff zu beurteilen, lohnt es sich, sowohl die von Pflanzen benötigten Makro- und Mikronährstoffe als auch die Zusammensetzung der Aschematrix zu betrachten. Die komplexen Abläufe der Photosynthese erfordern zahlreiche Mineralien und sind grundlegend für das Wachstum nahezu aller Pflanzen. Sie bilden die Basis für tierisches und menschliches Leben. Viele essenzielle Makro- und Mikronährstoffe (Stickstoff bildet hier eine Ausnahme, Abbildung 1) sind in der Aschematrix vorhanden, wie Tabelle 2 exemplarisch zeigt.

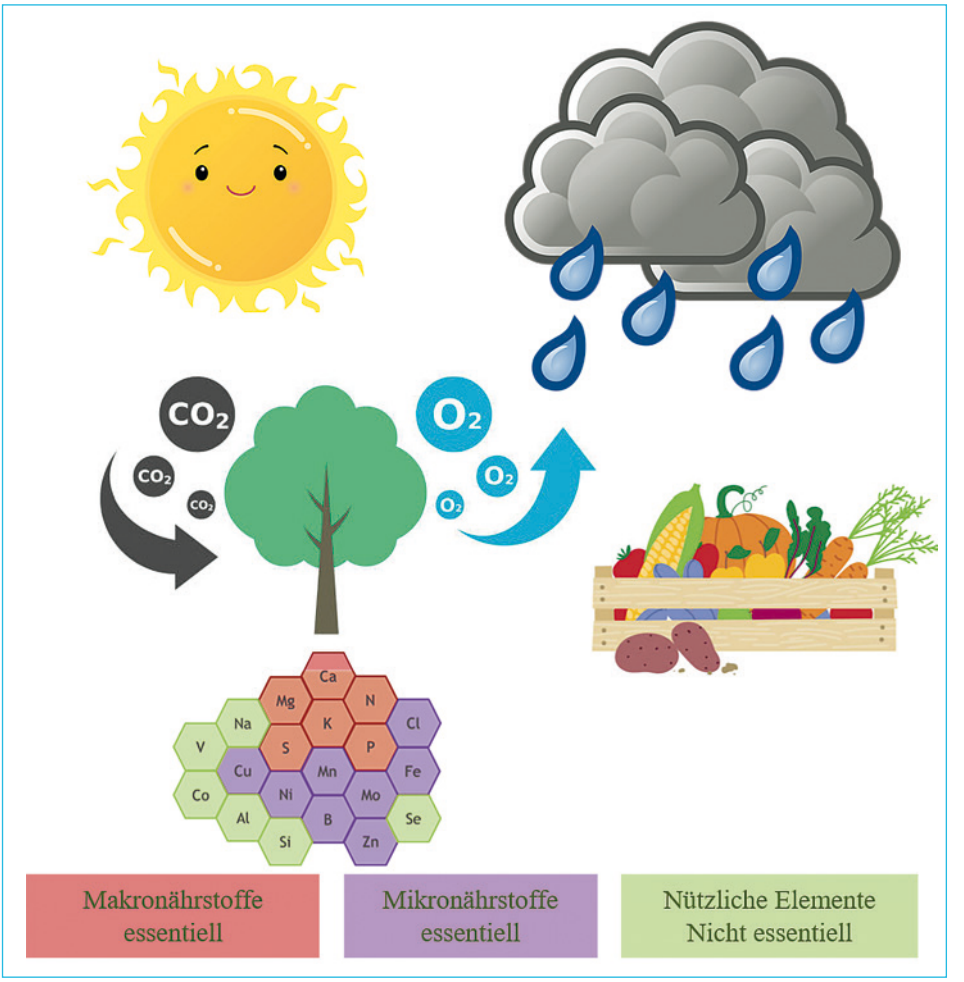


Abb. 1: Zusammenstellung der für das Pflanzenwachstum sowie der Fruchtbildung notwendigen Nährstoffelemente

Bei der Ascheverarbeitung mit dem PHOS4green-Verfahren können weitere Makronährstoffe wie Stickstoff, Schwefel und Phosphor flexibel zur Sprühsuspension für den Granulationsprozess hinzugefügt werden. So können aus beliebigen Aschen maßgeschneiderte Mehrkomponenten-Düngemittel hergestellt werden, die in dieser Zusammensetzung bisher nicht auf dem Markt angeboten werden.

Tab. 2: Exemplarische Übersicht zur Zusammensetzung einer Klärschlammasche, erhalten durch die thermische Verwertung eines eisengefällten Klärschlamms

Parameter	Messwert
Stickstoff	Nicht nachweisbar
Phosphor	92.800 mg/kg
Kalium	8.600 mg/kg
Schwefel	14.210 mg/kg
Magnesium	12.660 mg/kg
Calcium	158.900 mg/kg
Eisen	125.950 mg/kg
Mangan	1.040 mg/kg
Molybdän	12 mg/kg
Kupfer	658 mg/kg
Bor	37 mg/kg
Zink	2.090 mg/kg
Nickel	66 mg/kg
Chlorid	311 mg/kg

2. PHOS4green-Verfahren

Mit dem PHOS4green-Verfahren bietet Glatt eine wirtschaftliche und flexible Technologie zur Verwertung von in unter anderem in Klärschlammaschen gebundenen Phosphor zur Herstellung konformer Düngemittel. Das Prinzip des Verfahrens lässt sich anhand Abbildung 2 erklären. Die Verfügbarkeit der Nährstoffkomponenten von konformer Asche wird in einem ersten Schritt durch einen Aufschluss mit Säuren realisiert. Die so erzeugte Suspension wird anschließend in einem Wirbelschichtapparat sprühgranuliert. Durch die Zugabe weiterer Additive können hochwertige Phosphatdünger sowie Mehrstoffdünger, wie zum Beispiel NPS- oder NPK-Dünger, hergestellt werden.

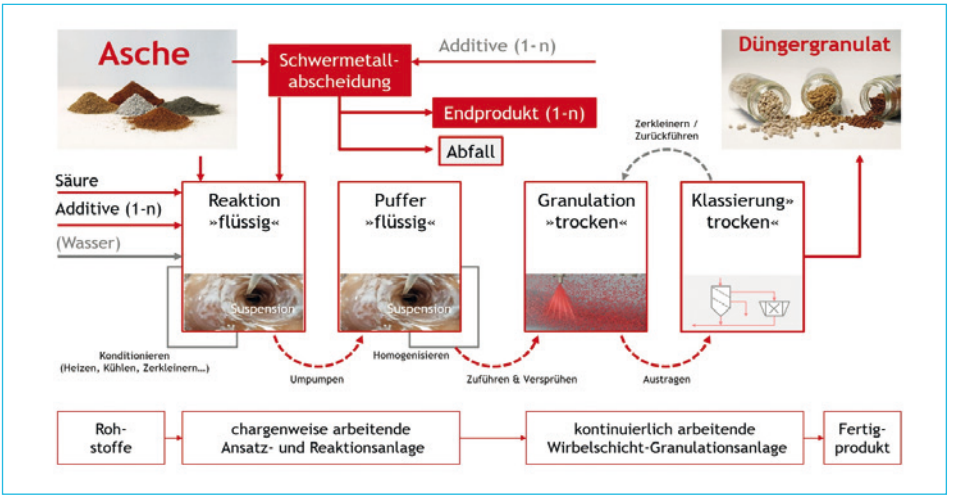


Abb. 2: Schematische Darstellung des PHOS4green-Verfahrens

Eine wirtschaftliche Schwermetallabreicherung erhöht das Rohstoffpotenzial der zur Verfügung stehenden Klärschlammaschen. Das bezüglich Schwermetallabreicherung modifizierte PHOS4green-Verfahren liefert somit eine höhere Planungssicherheit hinsichtlich möglicher zukünftiger verschärfter Grenzwerte bzw. stark schwankenden Aschebelastungen. Je nach gewünschtem Output und der Qualität der Input-Asche können drei verschiedene Verfahren zur Durchführung des PHOS4green-Prozesses angewendet werden.

2.1. Extraktion des gebundenen Phosphats

Bei Aschen mit hoher Schwermetallkontamination, insbesondere Cadmium, Blei, Nickel und Arsen, empfiehlt es sich, den Phosphor durch Waschen zu extrahieren. Hierzu werden ausgewählte Mineralsäuren und ihre Gemische verwendet. Abhängig von der Reaktionszeit verbleiben schwerlösliche Verbindungen der Schwermetalle, wie Blei, Cadmium und Nickel, als Feststoffe in der Suspension. Durch kürzere Reaktionszeiten kann das Herauslösen weiterer Schwermetalle minimiert werden. Mitgelöste Elemente wie Kupfer können durch Zugabe von weiteren Additiven ausgefällt und entfernt werden. Die Trennung der Flüssigkeit vom Feststoff führt zu einer schwermetall-abgereicherten Phosphorsäure, die sich für die Herstellung verschiedener Düngemittelgranulate unter anderem NPK, NPS und Superphosphate eignet. Der zuvor separierte, schwermetallangereicherte Feststoff fällt als Abfall an. Dieses Verfahren eignet sich demnach für Abfallverwerter.

Beispielanwendung:

Für die Beurteilung der Anwendbarkeit des Verfahrens wurde eine Asche, deren Zusammensetzung in Tabelle 3 aufgelistet ist, verwendet. Diese wurde mit zwei Rezepturen R1 und R2 behandelt. Die Vorgabe waren mind. 80 % des Phosphors zu extrahieren bei möglichst niedriger Rücklösung der Schwermetalle. Der Verlauf der Reaktion wurde über einen Zeitraum von 60 Minuten verfolgt.

Tab. 3: Zusammensetzung der für die Untersuchung angewendeten Asche

Element	Konzentration
Aluminium	64.145 mg/kg
Calcium	112.600 mg/kg
Eisen	47.641 mg/kg
Kalium	6.575 mg/kg
Magnesium	13.858 mg/kg
Natrium	5.557 mg/kg
Arsen	23,5 mg/kg
Cadmium	4,96 mg/kg
Chrom	152 mg/kg
Kupfer	931 mg/kg
Nickel	114 mg/kg
Mangan	1.046 mg/kg
Zink	2,340 mg/kg
Blei	150 mg/kg

Aus Abbildung 3 folgt, dass die Rezeptur R2 eine konstantere Rücklöserate des in der Asche gebundenen Phosphors liefert. Die Rücklösung von Schwermetallen ist für die Rezeptur R1 gegenüber R2 niedriger (Tabelle 4).

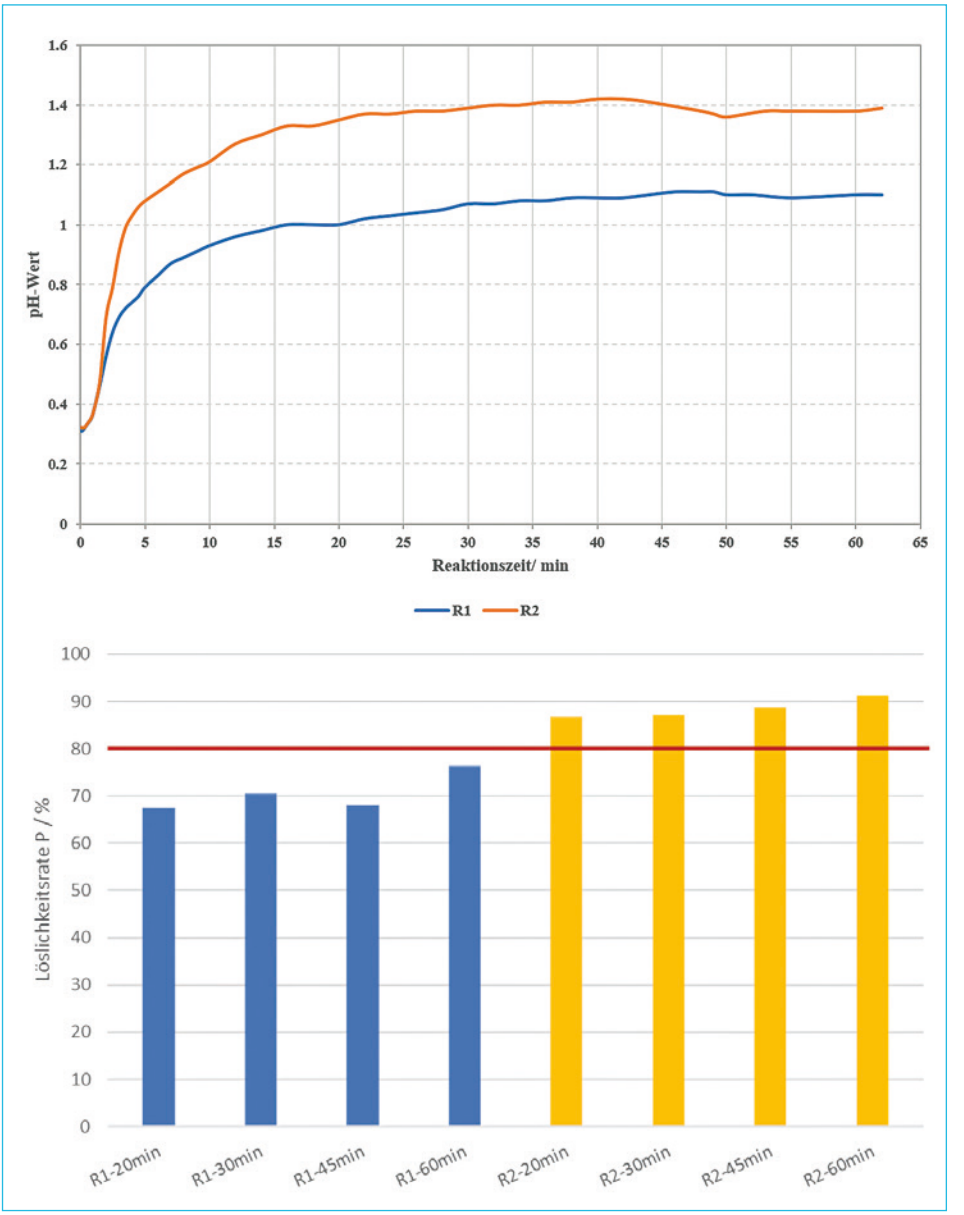


Abb. 3: Darstellung des pH-Werts über den betrachteten Reaktionszeitraum von 60 Minuten (Bild oben) und der erhaltenen Rücklöserate des in der Asche gebundenen Phosphors zu bestimmten Zeitpunkten

Tab. 4: Ausschleusungsraten ausgewählter Schwermetalle

Element	Abreicherungsrate R1	Abreicherungsrate R2
Arsen	> 30 %	~ 20 %
Cadmium	> 50 %	> 50 %
Kupfer	~ 50 %	> 50 %
Chrom	> 50 %	> 60 %
Nickel	> 60 %	> 70 %
Blei	> 90 %	> 90 %
Zink	> 60 %	> 65 %

Eine Ausnahme bildet hier Arsen. Eine zusätzliche Schwermetallentfrachtung durch Ausfällen der Schwermetalle direkt aus der Suspension würde die Konzentration weiter erniedrigen.

2.2. Schwermetall-Extraktion

Für Düngemittelhersteller empfiehlt es sich hingegen, möglichst wenig Abfall zu erzeugen, also die komplette Asche zu verwenden. Im Gegensatz zur P-Extraktion liegt der Fokus hier auf der selektiven Entfernung der Schwermetalle. Das kann durch Anwendung ausgesuchter Mineralsäuren und Mischungen unter oxidativen Bedingungen, längeren Reaktionszeiten und höheren pH-Werten erreicht werden. Exemplarisch ist dies in Abbildung 4 dargestellt. Über den Reaktionszeitraum x lösen sich Schwermetalle aus der Mineralik heraus und konzentrieren sich in der Lösung.

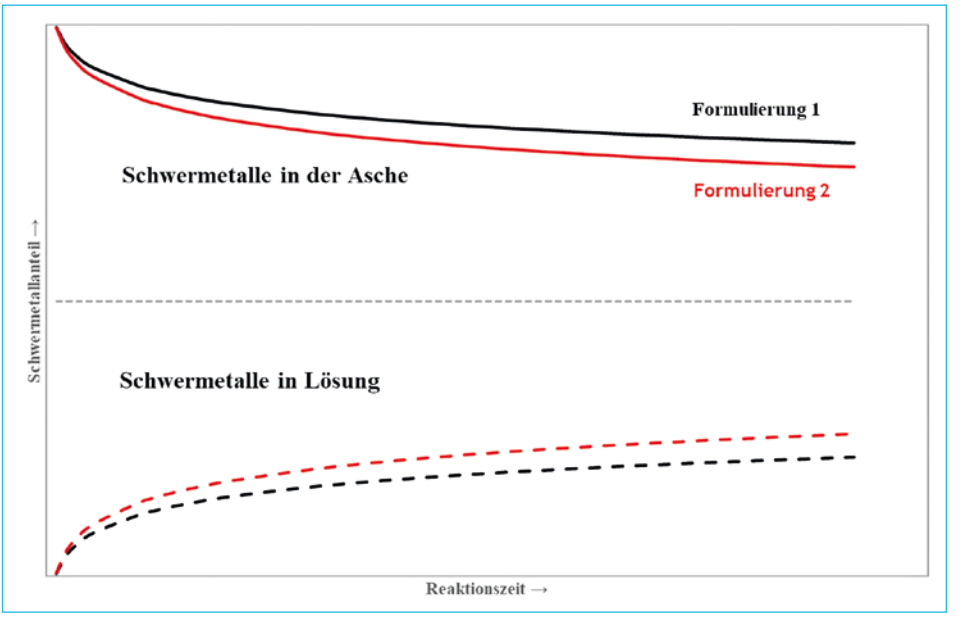


Abb. 4: Grafische Darstellung der Schwermetallextraktion über den Zeitraum x bei verschiedenen Formulierungen

Dadurch werden Schwermetalle selektiv in Lösung gehalten, während Phosphor überwiegend im Feststoff verbleibt (Rücklöseraten < 40 %). Die Suspension wird filtriert und die in der Lösung verbliebenen Schwermetalle werden ausgefällt. Die Abbaurate der Schwermetalle ist hierbei definiert aus der Rücklöserate aus der Asche sowie der Fällungsrate aus dem Extrakt. Nach der Abtrennung vereint man die abgereicherten Fraktionen wieder und erhält durch Zugabe weiterer Additive Düngemittelgranulate mit der gewünschten Zusammensetzung. Die Abreicherungsraten sind im Vergleich zur ersten Option niedriger, weshalb sich dieses Verfahren für Aschen mit niedrigen Schwermetallkonzentrationen eignet.

Beispielanwendung:

Für die Beurteilung der Anwendbarkeit des Verfahrens wurde eine Asche, deren Zusammensetzung in Tabelle 5 aufgelistet ist, verwendet. Diese wurde mit vier verschiedenen Formulierungen F1–F4 über einen Zeitraum bis zu 60 Minuten behandelt. Die Rücklöserate ist dabei stark abhängig von der verwendeten Mineralsäure bzw. der Mineralsäuregemische. In der Regel sind Formulierungen in Anwesenheit von Schwefelsäure besser geeignet zum Herauslösen der Schwermetalle. Es wurde festgestellt, dass eine Reaktionszeit von 40 Minuten ausreichend hohe Extraktionsraten der Schwermetalle aufweist. In Abbildung 5 sind diese zusammengefasst.

Tab. 5: Zusammensetzung der Asche zur Beurteilung des Verfahrens der Schwermetallextraktion

Element	Konzentration
Aluminium	47.780 mg/kg
Calcium	70.600 mg/kg
Eisen	93.540 mg/kg
Magnesium	20.790 mg/kg
Arsen	24,3 mg/kg
Cadmium	8,20 mg/kg
Chrom	196 mg/kg
Kupfer	946 mg/kg
Nickel	140 mg/kg
Mangan	1.450 mg/kg
Blei	147 mg/kg
Zink	2.600 mg/kg

Die Schwermetalle wurden nach der Separation aus der Flüssigphase gefällt. Die Resultate sind in Abbildung 6 zusammengefasst. Die Abbauraten sind abhängig von der verwendeten Formulierung. Dies wird durch die Rücklöserate der Schwermetalle aus der Asche begründet, aber auch der Fällungsrate aus der Flüssigphase. Dies wird zum Beispiel bei Arsen ersichtlich. Bei Verwendung von Formulierungen, welche überwiegend Schwefelsäure als Extraktionsmittel verwenden, sind niedrige Abbauraten festgestellt worden. Begründet werden kann dies durch eine niedrigere Rücklöserate durch Bildung von schwerlöslichen Sulfaten in und durch das Vorliegen der dreiwertigen Oxidationsstufe. Die Abbauraten von Nickel sind sehr gering, da dieses erst bei höheren pH-Werten separiert werden kann. Wird der pH-Wert der Flüssigphase jedoch zu stark angehoben, fällt Phosphor als schwerlösliche Verbindung des Eisens, Aluminiums und Calciums aus, was vermieden werden soll. Allgemein kann gesagt werden, dass durch eine Erhöhung des Anteils an Fällungsmittel auch höhere Abbauraten der Schwermetalle erhalten werden. Das Verfahren kann somit flexibel an die jeweiligen Voraussetzungen angepasst werden.

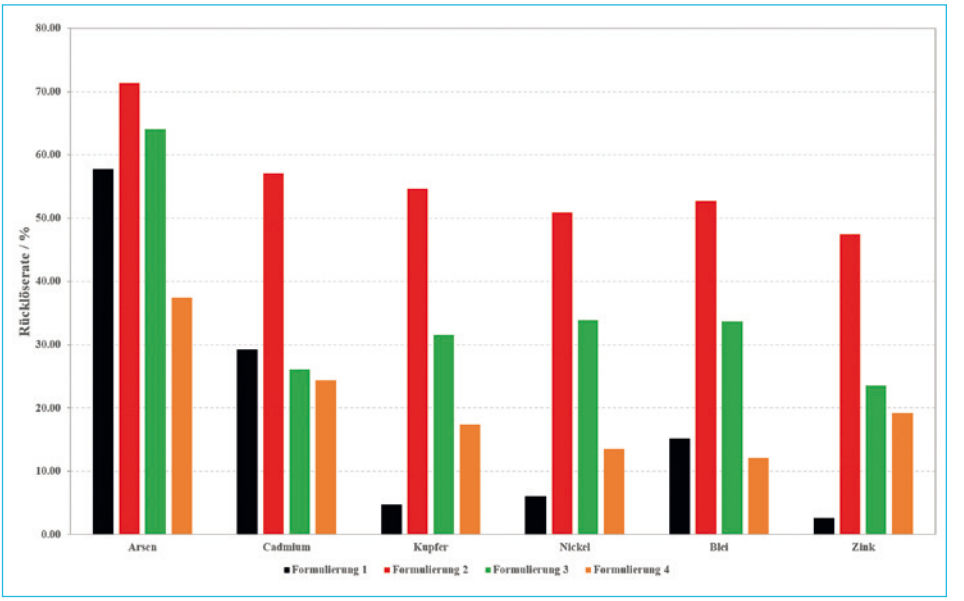


Abb. 5: Rücklöserate der in der Asche enthaltenen Schwermetalle in Abhängigkeit der Formulierung bei 40 Minuten Reaktionszeit

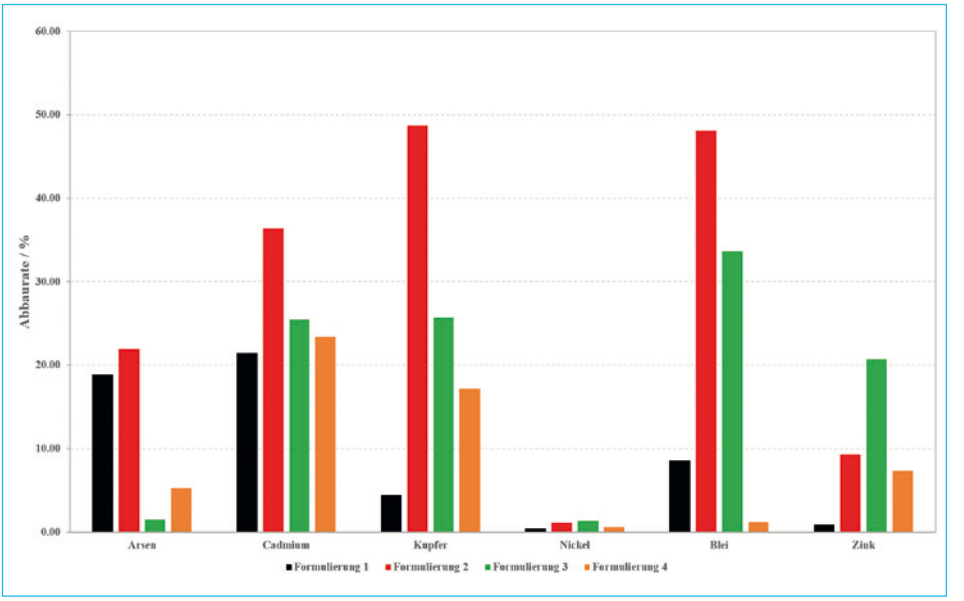


Abb. 6: Abbauraten der Schwermetalle in Abhängigkeit der Formulierung. Der Anteil an Fällungsmittel wurde jeweils konstant gehalten.

2.3. Kombinations-Verfahren

Das zweite Verfahren lässt sich erweitern, indem in einem ersten Schritt zunächst der Phosphor aus der Asche extrahiert wird und die mitgelösten Schwermetalle ausgefällt werden. Die erhaltene schwermetall-abgereicherte Phosphorsäure trennt man vom Feststoff ab. Ein zweiter Prozessschritt extrahiert die Schwermetalle oxidativ aus der festen Matrix. Nach der Separation von Flüssigkeit und Feststoff werden die Schwermetalle aus der Lösung erneut gefällt. Da im ersten Schritt bereits ein Großteil des Phosphors extrahiert wurde, fällt beim Anheben des pH-Werts nur ein geringer Anteil an Phosphaten mit aus. Der Großteil der Schwermetalle lässt sich bei pH-Werten über 5 nahezu vollständig entfernen. Das ist ein wesentlicher Vorteil des Kombinationsverfahrens, um hohe Anteile an Nickel und Zink zu entfernen. Durch Kombination der festen und flüssigen Phasen sowie Zugabe weiterer Additive können Düngemittel in gewünschter Zusammensetzung erzeugt werden. Die ausgefällten Schwermetalle sind Abfall, können aber durch weitere Prozesse aufgereinigt und zurückgewonnen werden.

3. Zusammenfassung – PHOS4green flexibel an die Wertstoffqualität angepasst

Wie dargelegt wurde, gewinnt die Einführung von Recyclingstrategien für Phosphor aus Klärschlammasche zunehmend an Bedeutung, insbesondere vor dem Hintergrund der EU-Verordnung und der deutschen Düngemittelverordnung. Glatt setzt hierbei auf die PHOS4green-Technologie, um Düngemittelgranulate aus Klärschlammaschen herzustellen. Die Herausforderung besteht dabei darin, Schwermetalle zu entfernen und die Grenzwerte einzuhalten.

Im Grundverfahren liegt der Fokus auf dem Aufbau lokaler Lieferketten und der Stärkung der Kreislaufwirtschaft. Durch Sprühgranulation werden Düngemittelgranulate aus Klärschlammaschen erzeugt. Die PHOS4green-Technologie ermöglicht es, die Zusammensetzung und die Partikeleigenschaften der Düngergranulate individuell anzupassen.

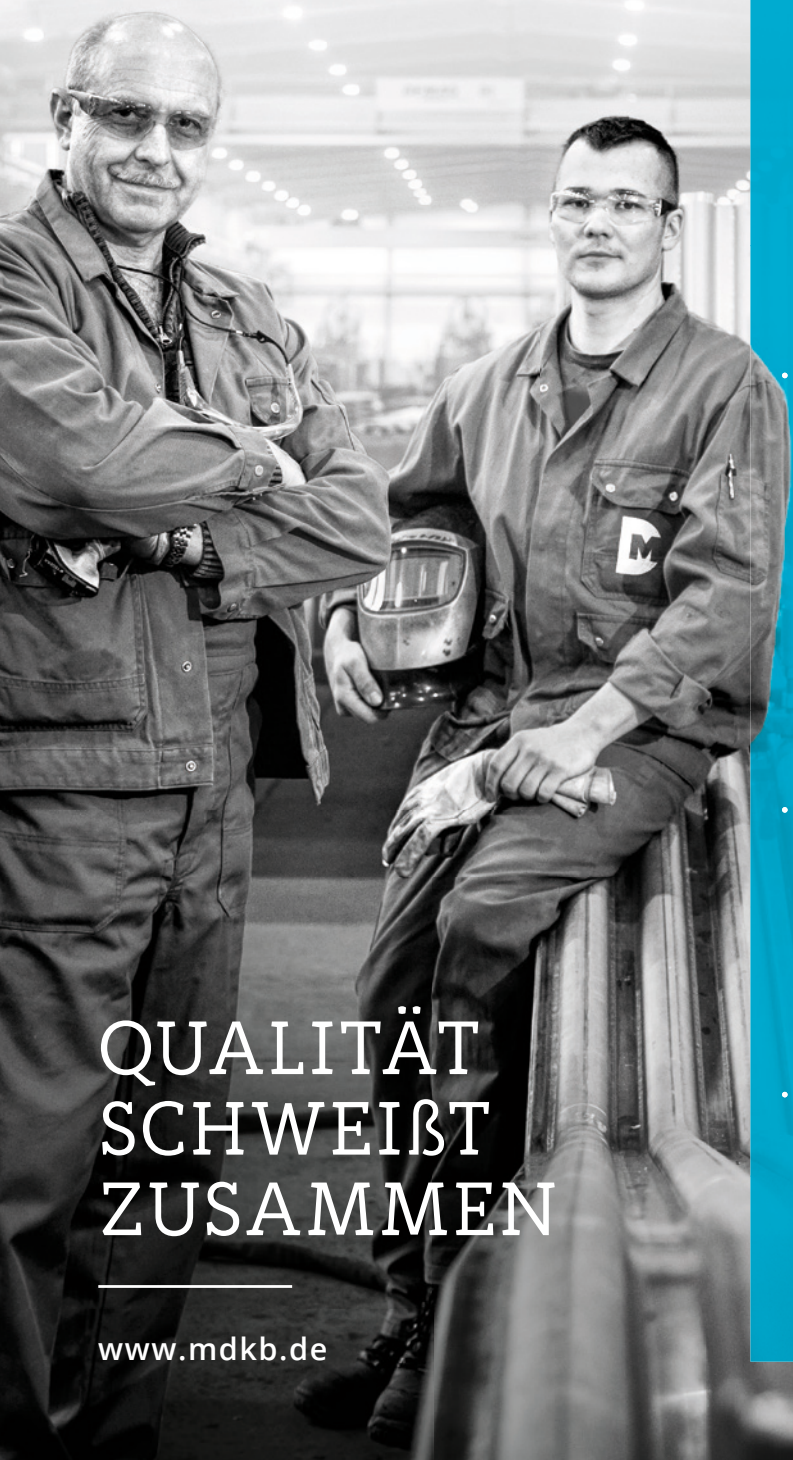
Wird das Verfahren um die selektive Schwermetallentfernung erweitert, entsteht weniger Abfall, weil die komplette Asche verwendet wird. Schwermetalle werden dabei selektiv durch ausgesuchte Mineralsäuren entfernt. Diese Verfahrensvariante ist für Aschen mit niedrigen Schwermetallkonzentrationen geeignet.

Wird das Grundverfahren um eine doppelte Extraktion erweitert, können in zwei Schritten sowohl Phosphor als auch Schwermetalle extrahiert werden. Im zweiten Schritt lassen sich Schwermetalle, insbesondere Nickel und Zink, besonders effektiv entfernen.

Insgesamt strebt Glatt nach effizienten Recyclinglösungen, um Düngemittelherstellern qualitativ hochwertige Produkte anzubieten und gleichzeitig die Umweltauswirkungen zu minimieren. Die innovativen Technologien tragen dazu bei, die Herausforderungen des Phosphorrecyclings aus Klärschlammasche zu bewältigen und einen Beitrag zur nachhaltigen Kreislaufwirtschaft zu leisten.

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**

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

Mathematisches Modell zur Ermittlung der Lachgas (N_2O)- und Stickoxid (NO_x)-Emissionen bei der thermischen Klärschlammbehandlung in Wirbelschichtfeuerungen

Lena Hensch, Daniel Bernhardt und Michael Beckmann

1. Hintergrund und Problemstellung 606
2. Modellvorstellung und Reaktoreinteilung 607
3. Bildung und Zerstörung von N_2O und NO_x 608
4. Modellvalidierung und Mechanismenvergleich 610
5. Potenzialabschätzung ausgewählter Primärmaßnahmen zur N_2O-Minderung 615
6. Zusammenfassung 618
7. Quellen 618

AbfKlärV	Verordnung über die Verwertung von Klärschlamm, Klärschlammgemisch und Klärschlammkompost
BImSchV	Verordnung zur Durchführung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes
EW	Einwohnerwerte
KVA	Klärschlammverwertungsanlage
OK	Ofenkopf
PL	Primärluft
TS	Trockensubstanz
waf	wasser- und aschefrei
wf	wasserfrei
WB	Wirbelbett

In diesem Beitrag wird ein physikalisch-chemisches Modell vorgestellt, mit dem der Ausbrand sowie die Lachgas- (N_2O) und Stickoxidemissionen (NO_x) in Abhängigkeit von den brennstoffseitigen und betrieblichen Einflussgrößen bei der thermischen Klärschlammverwertung in Wirbelschichtfeuerungen ermittelt werden können.

Die Modellvalidierung erfolgte anhand von Betriebsdaten einer industriellen 13 MW_{therm}-Monoklärschlammverbrennungsanlage. Es wurden verschiedene Reaktionsmechanismen für die Emissionsbildung verglichen und eine Vorzugsvariante abgeleitet. Mit dem Vorzugsmechanismus wurden simulativ der Einfluss ausgewählter Primärmaßnahmen, wie z. B. Luft- und Brennstoffstufung, zur N_2O- und NO_x-Emissionsminderung untersucht.

1. Hintergrund und Problemstellung

Bei der Abwasserreinigung fällt ein Rückstand an, welcher als Klärschlamm bezeichnet wird und sich aus Wasser, anorganischen und organischen Bestandteilen zusammensetzt. Jährlich fallen etwa 1,7–1,8 Megatonnen Klärschlammtrockensubstanz (TS) in Deutschland an, die entweder bodenbezogen verwertet (z. B. als Dünger) oder als Brennstoff bei der thermischen Verwertung genutzt werden [1]. Von 2010 bis 2022 hat sich der Anteil der thermischen Verwertung von 53 % auf 80 % gesteigert [2].

Perspektivisch wird die thermische Klärschlammverwertung weiter an Bedeutung gewinnen, da die 2017 novellierte Klärschlammverordnung (AbfKlärV) die bodennahe Verwertung weiter einschränkt. Der Verwertungsfokus soll von der Klärschlammausbringung zu Düngezwecken hin zu einer gezielten Nährstoffrückgewinnung verschoben werden. Ein zentraler Aspekt der Klärschlammverordnung ist die Pflicht zur Phosphorrückgewinnung aus Klärschlamm mit einem Phosphorgehalt > 2 $Ma.\%_{(waf)}$. Je nach Größe der Kläranlage gilt die Pflicht ab 2029 für Anlagen > 100.000 EW bzw. ab 2032 für Anlagen > 50.000 EW. Zur Umsetzung der Phosphorrückgewinnung erlangt vor allem die thermische Klärschlammvorbehandlung in Monoverbrennungsanlagen an Relevanz, was sich im geplanten Kapazitätszubau zeigt [3]. Dabei stellen sowohl im bestehenden Anlagenpark als auch bei den Neuplanungen stationäre Wirbelschichtfeuerungen den Stand der Technik dar.

Mit bis zu 6 $Ma.\%_{(waf)}$ weist Klärschlamm im Vergleich zu anderen Brennstoffen, wie z. B. Kohle, hohe Stickstoffgehalte auf. Unter den für Wirbelschichtfeuerungen typischen Verbrennungsbedingungen < 900 °C können sich daraus Stickoxid (NO_x) und Lachgas (N_2O) bilden. Insbesondere die Lachgasbildung wird in diesem Temperaturbereich begünstigt [4].

Lachgas ist mit einem Anteil von 4 % am anthropogenen Treibhauseffekt neben Kohlenstoffdioxid und Methan das drittrelevanteste Treibhausgas (Deutschland, Stand 2020) [5]. Im Gegensatz zu NO_x existieren jedoch keine Emissionsgrenzwerte und Überwachungspflichten für Lachgas in der 17. BImSchV. Vor dem Hintergrund des 300-fach höheren Erderwärmungspotenzials im Vergleich zu CO_2 sind zukünftig jedoch entsprechende Grenzwerte zu erwarten und eine N_2O-Emissionsminderung ist anzustreben.

2. Modellvorstellung und Reaktoreinteilung

Abbildung 1 zeigt den schematischen Aufbau einer typischen stationären Wirbelschichtfeuerung für die thermische Klärschlammverwertung gegenübergestellt zu dem aus einer Verschaltung von idealen Reaktoren bestehenden Feuerungsmodell.

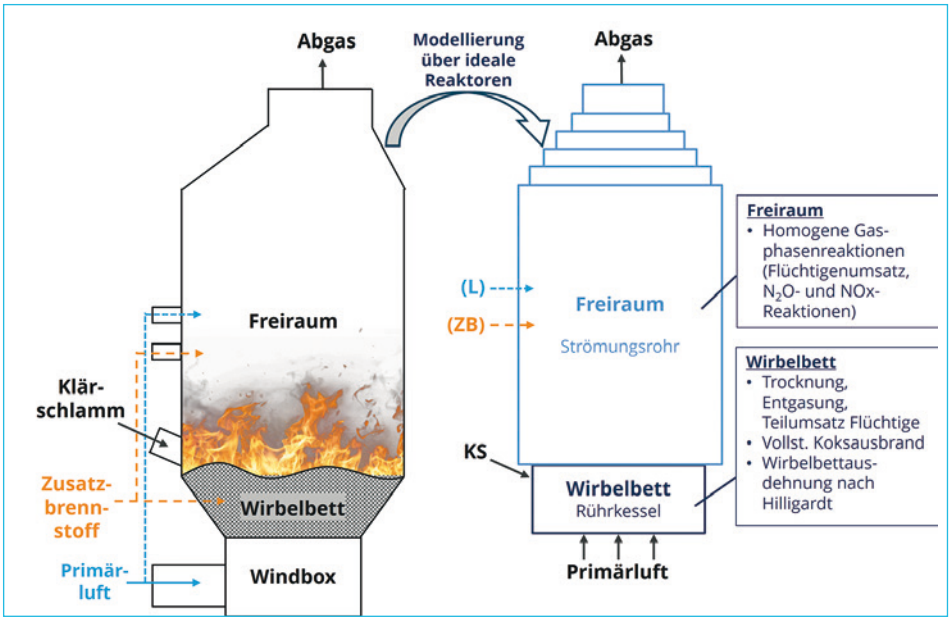


Abb. 1: Schematische Darstellung einer stationären Wirbelschichtfeuerung (links); sowie die äquivalente Reaktorschaltung zur Beschreibung des Wirbelschichtofens (rechts)

Aufgrund der im blasenbildenden Wirbelbett stattfindenden intensiven Wärme- und Stofftransportprozesse wird diese Zone durch einen kontinuierlichen Rührkessel modelliert. Im Wirbelbett finden die Teilschritte der Feststoffverbrennung Trocknung, Entgasung, Koksausbrand sowie ein Teilausbrand der Flüchtigen statt. Die Ausdehnung des Wirbelbetts wird über den Ansatz nach Hilligardt [6] berechnet.

Der Freiraum wird über ein Strömungsrohr abgebildet. Es wird angenommen, dass das Reaktionsgas nach Verlassen des Wirbelbetts den Freiraum pfropfenartig durchströmt. Hier findet der Restausbrand der nicht umgesetzten Flüchtigen statt. Eine optionale Eindüsung von Sekundärluft bzw. Zusatzbrennstoff im Freiraum erfolgt als Rührkesselelement, um die durch die Eindüsung entstehende turbulente Durchmischung darzustellen. Der restliche Freiraum wird wieder als Strömungsrohr berechnet. Viele Öfen weisen eine Querschnittsverengung am Ofenkopf auf, welche sich über eine Untergliederung des Strömungsrohrs in mehrere Segmente unterschiedlichen Durchmessers darstellen lässt.

Diese Reaktorschaltung bietet den Rahmen für den Ablauf des reaktionskinetischen Brennstoffumsatzes.

3. Bildung und Zerstörung von N_2O und NO_x

Betrachtet man die hier im Fokus stehenden Bildungspfade der Stickoxidemissionen, spielen thermisches und promptes NO_x aufgrund der geringen Feuerungstemperatur in Wirbelschichtfeuerungen eine vernachlässigbare Rolle. Hier dominieren die brennstoffseitigen NO_x und N_2O-Bildungswege, welche vereinfacht in Abbildung 2 dargestellt sind. Der Brennstoffbildungsweg setzt sich aus zwei Teilmechanismen zusammen: Der homogene Mechanismus beschreibt die Reaktionen der flüchtigen Brennstoffbestandteile nach der Entgasung mit dem Reaktionsgas, während der heterogene Mechanismus die Reaktionen des Reaktionsgases an der Feststoffoberfläche des Brennstoffs zusammenfasst.

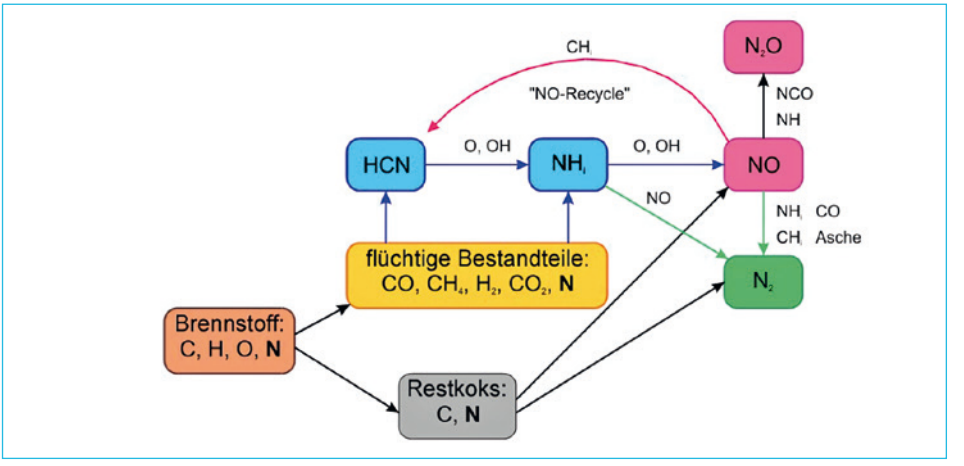


Abb. 2: Brennstoffseitige Bildungs- und Zerstörungswege für N_2O und NO_x [7]

Bei der Modellierung der Klärschlammverbrennung und den dabei entstehenden N_2O-/NO_x-Emissionen ist insbesondere der homogene Bildungs- und Zerstörungsmechanismus über HCN und NH_3 von Bedeutung, was sich auf den hohen Anteil flüchtiger Bestandteile (bis zu 80 Ma.%$_{(wf)}$ [1] im Klärschlamm zurückführen lässt. Der feste Koksrest macht im Vergleich dazu mit ca. 1 Ma.-%$_{(wf)}$ einen deutlich geringeren Anteil aus.

Zur reaktionskinetischen Beschreibung der homogenen Gasphasenchemie einer Verbrennungsreaktion existiert eine Vielzahl von detaillierten Reaktionsmechanismen. Eine Auswahl ist in Tabelle 1 aufgeführt. Bei der Recherche lag der Fokus darauf, dass die Mechanismen in Veröffentlichungen zur Modellierung von Stickstoffemissionen verwendet werden, idealerweise bei der Klärschlamm-/Biomasseverbrennung.

Es zeigt sich, dass sich die Mechanismen trotz ähnlicher Anwendungsgebiete sowohl in der Anzahl der berücksichtigten Spezies als auch der Einzelreaktionen unterscheiden. Auf Basis dieser Informationen lässt sich nicht ableiten, welcher Mechanismus am geeignetsten ist, um die N_2O- und NO_x-Emissionen bei der Klärschlammverbrennung in stationären Wirbelschichtfeuerungen zu prognostizieren.

Tab. 1: Reaktionsmechanismen zur Modellierung von Brennstoffumsatz und N_2O- und NO_x-Emissionen

Mechanismus	Jahr	Elemente	Anz. Spezies	Anz. Reaktionen	in Veröffentlichungen u. a. verwendet für:
GRI-Mech 3.0 [8]	1999	C, H, N, O, Ar	53	325	N_2O/NO_x Modellierung bei der Klärschlammverbrennung [9]
Kilpinen 97 [10]	1997	C, H, N, O, Ar	57	353	N_2O/NO_x Modellierung in Wirbelschichtfeuerungen [11]
Abo-Akademi [12]	2008	C, H, N, O, Ar	60	371	N_2O/NO_x Modellierung bei der Biomasseverbrennung [13]
Konnov [14]	2009	C, H, N, O, Ar	128	1231	N_2O/NO_x Modellierung bei der Klärschlammverbrennung [15]
Glarborg [16]	2018	C, H, N, O, Ar, He	151	1397	N_2O/NO_x Modellierung bei KS-/ Biomasseverbrennung [17]
Shrestha [18]	2019	C, H, N, O, Ar, He	126	1128	N_2O/NO_x Modellierung bei der Ammoniakverbrennung [19], [20]

Folglich bedarf es eines Mechanismenvergleichs, um eine Vorzugsvariante für das Berechnungsmodell zu identifizieren, wobei sich hier insbesondere die Frage stellt, ob die komplexeren Mechanismen, wie beispielsweise nach Konnov, Glarborg oder Shrestha, eine bessere Prognosegenauigkeit bieten.

Für die Bewertung der Mechanismen werden zwei Haupteinflussfaktoren auf die Bildung von N_2O und NO_x bei der Feststoffverbrennung in Wirbelschichtfeuerungen aus der Literatur abgeleitet, welche von den Mechanismen korrekt wiedergegeben werden müssen:

- *betriebsseitig:* Die Ofenkopftemperatur, wobei niedrige Ofenkopftemperaturen zu hohen N_2O-Emissionen und niedrigen NO_x-Emissionen führen [21].
- *brennstoffseitig:* Die Zusammensetzung der entgasten Stickstoffflüchtigen, hierbei bewirken höhere HCN-Anteile eine vermehrte N_2O-Bildung und umgekehrt höhere NH_3-Anteile eine gesteigert NO_x-Bildung [22].

Darüber hinaus haben auch die Verweilzeit im Ofen, der Luftüberschuss sowie Luft- und Brennstoffstufung einen Einfluss (siehe auch Kapitel 6).

4. Modellvalidierung und Mechanismenvergleich

Die Modellvalidierung und damit auch der Mechanismenvergleich sollen anhand eines praxisnahen Anwendungsfalls erfolgen. Es wurden die Daten einer Messkampagne an einer 13-MW-Klärschlammverwertungsanlage verwendet. Anhand der Luftzahl wurden drei typische Betriebspunkte abgeleitet (Tabelle 2), welche wiederum über einen numerischen Versuchsplan mithilfe aller fünf Mechanismen modelliert werden. Verglichen werden sollten zum einen das Temperaturprofil des Modells mit den fünf Messwerten entlang des Ofens, zum anderen sollte der berechnete und gemessene Sauerstoffgehalt am Ofenkopf (OK) gegenübergestellt werden.

Tab. 2: Betriebsbedingungen der drei Validierungspunkte; p_{PL} = 1 bar(a)

Luftzahl λ [-]	Primärluft [$m^3_{(i.N.)}$/h]	ϑ_{PL} [°C]	Klärschlamm [kg/h]	$\vartheta_{OK,Mess}$ [°C]	Last [%]
1,27	23.485	345	14.300	892	101
1,39	25.105	355	13.900	883	98
1,51	27.212	367	13.900	877	98

Zum Vergleich der N_2O-/NO_x-Prognosegenauigkeit wurden die Messungen am Kamin herangezogen, welche Abbildung 3 zu entnehmen sind. Anhand der Darstellung lassen sich auch die bekannten gegensätzlichen Bildungstrends

von N_2O und NO_x verdeutlichen. Weiterhin werden die in Kapitel 4 erwähnten Haupteinflussgrößen herangezogen, um eine qualitative Bewertung der Bildungstrends zu ermöglichen.

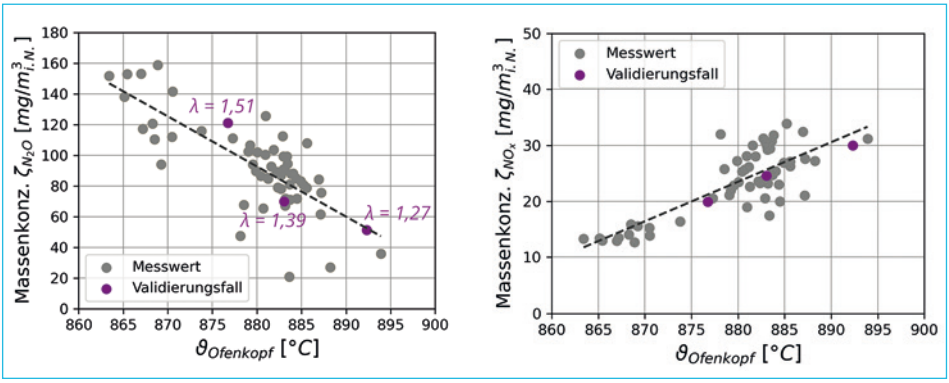


Abb. 3: Gemessene N_2O-Emissionen (links) und NO_x-Emissionen (rechts) in Abhängigkeit der Ofenkopftemperatur sowie die drei gewählten Validierungspunkte (lila)

Die Zusammensetzung des Klärschlamms wird in regelmäßigen Abständen vom Anlagenbetreiber analysiert. Die in der folgenden Tabelle 3 aufgeführte Zusammensetzung wurde für die Berechnungen verwendet:

Tab. 3: Verwendete Klärschlammzusammensetzung (wf...wasserfrei)

Parameter	Einheit	Wert
Heizwert	MJ/kg(wf)	15,95
Wassergehalt	Ma.-%	68,8
Aschegehalt	Ma.-%(wf)	24,5
flüchtige Bestandteile	Ma.-%(wf)	74,5
Kohlenstoff	Ma.-%(wf)	37,5
Sauerstoff	Ma.-%(wf)	27,1
Wasserstoff	Ma.-%(wf)	6,1
Stickstoff	Ma.-%(wf)	3,4
Schwefel	Ma.-%(wf)	1,4

Da die Ofen(kopf)temperatur eine der betrieblichen Haupteinflussgrößen auf die N_2O/NO_x-Emissionsbildung ist, soll an dieser Stelle das Temperaturprofil des Ofens im Rahmen der Modellvalidierung näher betrachtet werden. Die modellierte Temperaturkurve wird in Abbildung 4 mit den fünf Temperaturmessstellen entlang des Ofens verglichen.

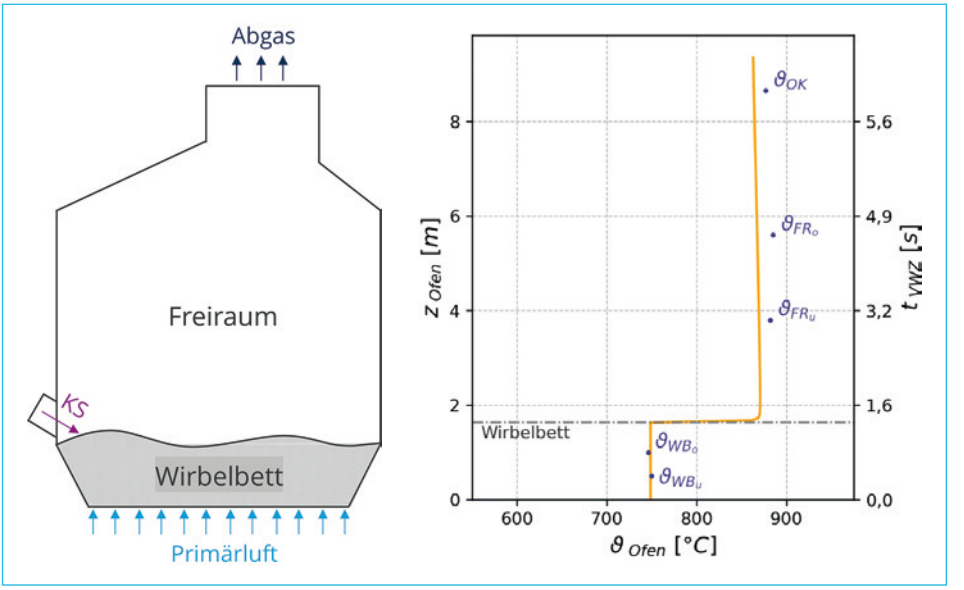


Abb. 4: Schematischer Ofenaufbau der Validierungsanlage (links); modellierter Temperaturverlauf (orange) entlang der Ofenhöhe verglichen mit den fünf Temperaturmesspunkten (blau) im Ofen (rechts)

Gemäß der Modellvorstellung herrscht im Wirbelbett ein homogenes Temperaturniveau, hier im Bereich von ca. 750 °C. Da sich nur ein Teil der flüchtigen Brennstoffbestandteile im Wirbelbett umsetzt, weisen die Temperaturprofile einer Wirbelschichtfeuerung typischerweise einen Temperaturanstieg im Freiraum auf, welcher sich durch den Restausbrand der Flüchtigen ergibt. Im weiteren Verlauf des Freiraums sinkt die Ofentemperatur sukzessiv aufgrund des Wärmeverlusts durch die Ofenwand.

Die mechanismusspezifischen Temperaturunterschiede für jeden der drei Validierungspunkte sind < 5 K. Damit lässt sich festhalten, dass alle fünf untersuchten Mechanismen gleichermaßen in der Lage sind, das Temperaturprofil und die Ofenkopftemperatur entsprechend der Temperaturmessungen zu modellieren. Auch die durch die Mechanismen prognostizierten Hauptabgasspezies (N_2, H_2O, CO_2, O_2) zeigen nur sehr geringe Unterschiede.

Die durch die Mechanismen prognostizierten N_2O- und NO_x-Emissionen am Ofenkopf werden auf den Sauerstoffgehalt am Kamin bezogen, um den Verdünnungseffekt durch Falschluft zu berücksichtigen, und mit den gemessenen Emissionen verglichen. Dabei werden die modellierten Werte in die aus Abbildung 3 bekannte Darstellung ergänzt. Um den Einfluss der flüchtigen Stickstoff-Ausgangsspezies NH_3 und HCN auf die Emissionsbildung zu untersuchen, wurden zwei unterschiedliche Entgasungszusammensetzungen vorgegeben, die für Klärschlamm in Frage kommen könnten (78 bzw. 67 Mol.-% NH_3, Rest jeweils HCN).

Die Ergebnisse des Mechanismenvergleichs sind Abbildung 5 und Abbildung 6 zu entnehmen. Zur Berücksichtigung des leichten Über- bzw. Unterschwingens der modellierten Temperaturkurven bei niedrigen respektive hohen Luftzahlen werden für die drei Validierungsfälle unterschiedliche Markierungen gewählt: für eine Luftzahl von $\lambda = 1{,}51$ ein Quadrat, für $\lambda = 1{,}39$ ein Dreieck und für $\lambda = 1{,}27$ ein Kreis. Analog werden die Markierungen der modellierten Werte gewählt, um eine Zuordnung zu ermöglichen.

Werden zunächst die qualitativen Trends der prognostizierten N_2O-Emissionen aller fünf untersuchten Mechanismen betrachtet, entsprechen diese den Trends der Messungen bzw. den in der Literatur beschriebenen Phänomenen. Analog zu den Messwerten lässt sich näherungsweise eine lineare Abhängigkeit der modellierten Werte von der Ofenkopftemperatur erkennen. Für ein NH_3/HCN-Verhältnis mit mehr HCN-Anteil (Abbildung 5, rechts) ergeben sich tendenziell etwas höher modellierte N_2O-Emissionen.

Ein quantitativer Vergleich der modellierten Werte jedes Mechanismus mit den Messwerten zeigt, dass der Mechanismus nach Shrestha (orange) für den untersuchten Betriebsbereich die beste Übereinstimmung mit den N_2O-Messwerten liefert.

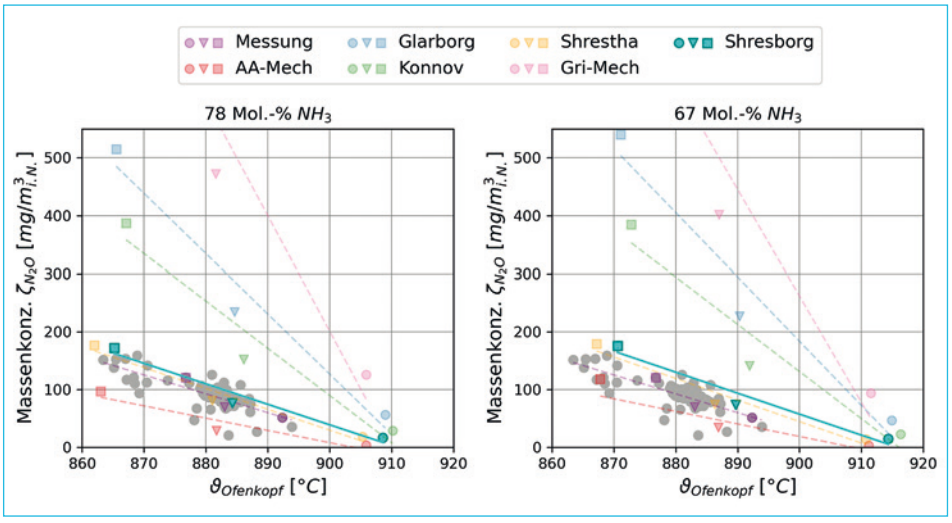


Abb. 5: Vergleich der modellierten N_2O-Emissionen in Abhängigkeit der Ofenkopftemperatur an den drei Validierungspunkten für zwei NH_3/HCN-Verhältnisse

Auch für die prognostizierten NO_x-Emissionen in Abbildung 6 geben alle Mechanismen die qualitativen Bildungstrends korrekt wieder. Im Vergleich zu den N_2O-Werten zeigen die modellierten NO_x-Werte eine starke Beeinflussung durch das NH_3/HCN-Verhältnis. Auf quantitativer Seite liefert der Mechanismus nach Glarborg die beste Übereinstimmung mit den gemessenen NO_x-Emissionen.

Unter den recherchierten Mechanismen existiert kein Mechanismus, der sehr gut für die N_2O- *und* NO_x-Prognose geeignet ist. Es stellt sich folglich die Frage, ob es gelingen kann, die N_2O-Sensitivität des Mechanismus nach Shrestha und die NO_x-Sensitivität des Mechanismus nach Glarborg miteinander zu kombinieren. Als Folge dessen wurde der *Shresborg*-Mechanismus abgeleitet, mit dem analog alle drei Validierungspunkte nachmodelliert werden und dessen prognostizierten N_2O/NO_x-Emissionen ebenfalls in Abbildung 5 respektive Abbildung 6 dargestellt sind. Als Basismechanismus wurde der Glarborg-Mechanismus gewählt, da dieser die beste Prognosefähigkeit für NO_x gezeigt hat und die NO_x-Bildungs- und Zerstörungsreaktionen komplexer sind als die für N_2O. Anschließend wurde das N_2O-Teilset des Glarborg-Mechanismus mit dem N_2O-Teilset des Shrestha-Mechanismus ausgetauscht. Die Reaktionen mit N_2O-Beteiligung sind bei beiden Mechanismen nahezu identisch, insbesondere die der N_2O-Hauptbildungs- und Zerstörungswege. Allerdings unterscheiden sich die Arrheniusfaktoren vieler dieser Reaktionen, was als ein Grund für die Abweichungen in den prognostizierten N_2O-Emissionen angeführt werden kann. Entsprechend wurden die Arrheniusfaktoren des Shrestha-Mechanismus für die N_2O-Bildungs- und Zerstörungswege im abgeleiteten Shresborg-Mechanismus verwendet.

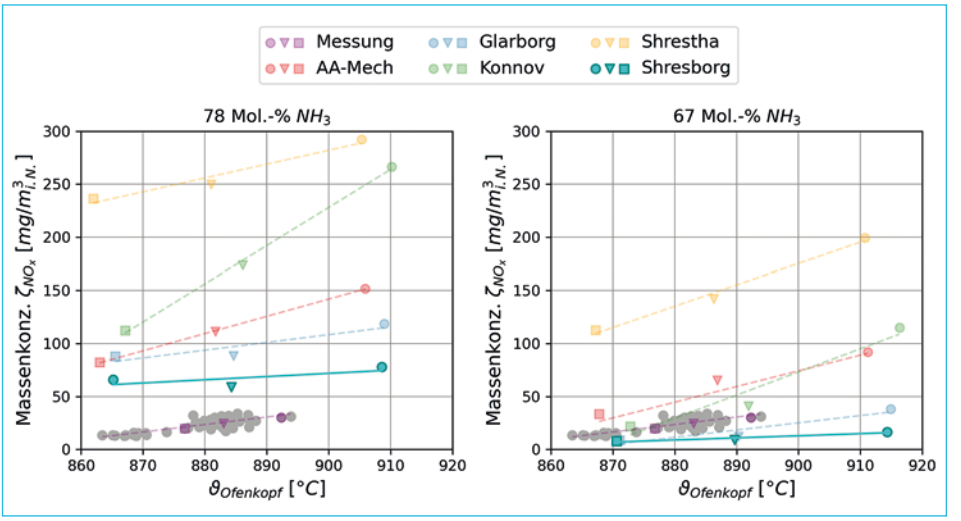


Abb. 6: Vergleich der modellierten NO_x-Emissionen in Abhängigkeit der Ofenkopftemperatur an den drei Validierungspunkten für zwei NH_3/HCN-Verhältnisse

Es ist ersichtlich, dass unter allen untersuchten Mechanismen der Shresborg-Mechanismus am geeignetsten für die kombinierte Modellierung von NO_x- und N_2O-Emissionen bei der Klärschlammverbrennung in Wirbelschichtfeuerungen ist. Das zeigt sich in den guten qualitativen und quantitativen Übereinstimmungen mit den Messwerten, wobei die Prognosefähigkeit für N_2O genauer

ist, gegenüber NO_x. Der Shresborg-Mechanismus wird also als Vorzugsmechanismus für die folgende Simulation zur Potenzialabschätzung ausgewählter Primärmaßnahmen zur Emissionsminderung verwendet.

5. Potenzialabschätzung ausgewählter Primärmaßnahmen zur N_2O-Minderung

Im Rahmen einer umfänglichen Literaturrecherche wurden bewährte Primär- und Sekundärmaßnahmen für eine NO_x- und/oder N_2O-Minderung zusammengetragen (Tabelle 4).

Vor dem Hintergrund des Treibhausgaspotenzials des Lachgases soll insbesondere eine Reduktion dieser Emissionen erfolgen, jedoch ohne zusätzliche NO_x-Emissionen zu bewirken. Der Fokus liegt im Weiteren auf der Untersuchung von Primärmaßnahmen, da diese zum einen über das entwickelte Wirbelschichtfeuerungsmodell simuliert werden können und zum anderen mittels eines überschaubaren Aufwands in bestehenden KVA umgesetzt werden könnten.

Tab. 4: Übersicht betrieblicher **N_2O/NO_x**- Minderungsmaßnahmen und deren qualitative Auswirkung auf **N_2O** und **NO_x**: Reduktion **(↓)**, Zunahme **(↑)**, keine signifikante Auswirkung **(→)**

	Maßnahme	Auswirkung auf		Quelle
		N_2O	NO_x	
Primär	höhere Betttemperatur	↓	↑	[21]
	höhere Freiraumtemperatur	↓	↑	[23], [24] S. 114–116
	Luftüberschuss minimieren	↓	↓	[4], [25]
	Luftstufung	↓	↓	[26] S. 78–80, [27]
	Verweilzeit im Freiraum erhöhen	↓	↑	[23], [25]
	Nachverbrennung im Freiraum	↓	↑	[28]
Sekundär	selektive katalytische Reduktion (SCR)	→	↓	[29] S. 99–101
	selektive nicht-katalytische Reduktion (SNCR)	↑	↓	[29] S. 94–96
	regenerative thermische Oxidation (RTO)	↓	→	[30], [31] S. 169

Die Auswahl der aussichtsreichsten Primärmaßnahmen erfolgte auf Basis einer Analyse der reaktivsten N_2O-Abbaureaktionen. Eine Übersicht der gewählten N_2O-Minderungsmaßnahmen mitsamt der untersuchten Wirkthesen findet sich in Tabelle 5. Als Anwendungsfall sollte insbesondere der Betriebszustand bei einer globalen Luftzahl von $\lambda = 1{,}51$ untersucht werden, da sich bei diesem Validierungsfall die höchsten N_2O-Emissionen gebildet haben.

Eine Temperaturerhöhung durch die Verbrennung eines Zusatzbrennstoffs im Freiraum hat sich als effektive Möglichkeit zur Minderung der N_2O-Emissionen erwiesen. Allerdings begünstigten die erhöhte Freiraumtemperatur und das größere Radikalangebot auch eine Bildung von zusätzlichen NO_x-Emissionen. Umgekehrt hat sich die Luftstufung als bewährte Methode zur Minderung der NO_x-Emissionen bestätigt. Für die untersuchten Wirbelbettluftzahlen von $\lambda_{WB} = 0{,}8$ und $\lambda_{WB} = 0{,}75$ kam es jedoch zu einer verstärkten N_2O-Bildung. Es ist zu vermuten, dass sich bei kleinen Wirbelbettluftzahlen ein größerer Teil des Flüchtigenausbrands in den Freiraum verschiebt. Durch die gegenüber dem Wirbelbett höheren Temperaturen scheint auch die Reaktivität der N_2O-Bildung aus HCN begünstigt zu werden. Erst für $\lambda_{WB} = 0{,}85$ konnten die N_2O-Emissionen geringfügig reduziert werden.

Tab. 5: Zusammenfassung der simulativ untersuchten **N_2O**-Minderungsmaßnahmen, den zugehörigen Wirkthesen und den qualitativen Auswirkungen auf **N_2O** und **NO_x**

Minderungsmaßnahme	These zur möglichen N_2O-Minderung	Auswirkung auf	
		N_2O	NO_x
M 1: Temperaturerhöhung durch Verbrennung eines Zusatzbrennstoffs (**H_2** / Faulgas) im Freiraum	· eine Temperaturerhöhung begünstigt die thermische Dissoziation des Lachgases über: $N_2O + M \leftrightarrow N_2 + O + M$ · der Zusatzbrennstoff erhöht den Radikalpool im Freiraum für den radikalischen Abbau nach: $N_2O + H \leftrightarrow N_2 + OH$	↓	↑
M 2: Luftstufung	· unterstöchiometrische Wirbelbettbedingungen führen zur vermehrten Bildung von CO und begünstigen einen N_2O-Abbau über: $N_2O + CO \leftrightarrow N_2 + CO_2$	↑	↓
M 3: Kombination aus M 1 und M 2	· eine NO_x-Reduktion durch Luftstufung ermöglicht eine N_2O-Minderung durch Temperaturerhöhung ohne signifikante NO_x-Neubildung	↓	↓

Stand des aktuellen Wissens bedingen die gegensätzlichen Bildungstrends für N_2O und NO_x also eine kombinierte Primärmaßnahme, bestehend aus einem Modul zur gezielten N_2O-Reduktion und einem Modul zur gezielten NO_x-Minderung. Abschließend wurde also eine Kombination aus einer Luftstufung ($\lambda_{WB} = 0{,}85$) mit einer anschließenden Temperaturerhöhung von 20 K im Freiraum durch die Verbrennung von H_2 und Faulgas (65 Mol.-% CH_4; 35 Mol.% CO_2) untersucht. Ein quantitativer Vergleich der N_2O/NO_x-Emissionen des Referenzszenarios der einstufigen Verbrennung (X) und denen der kombinierten Minderungsmaßnahmen (• bzw. ▲) findet sich in Abbildung 7.

Durch die kombinierten Minderungsmaßnahmen ließ sich, unter Verwendung des besser geeigneten Faulgases, eine Reduktion der Gesamtstickstoffemissionen ($N_2O + NO_x$) von 54 % respektive 43 % erreichen. Das NH_3/HCN-Verhältnis beeinflusst das mögliche Minderungspotenzial jedoch maßgeblich. Unter Annahme eines höheren NH_3-Anteils von 78 Mol.-% in der Entgasungszusammensetzung bildeten sich im Referenzszenario deutlich mehr NO_x-Emissionen, die durch die Luftstufung effektiv gemindert werden konnten. Mindestens wird jedoch in allen Fällen gewährleistet, dass die NO_x-Emissionen nicht das Niveau der einstufigen Verbrennung übersteigen. Der Einfluss der Ausgangsspezies HCN und NH_3 sollte in Folgeuntersuchungen näher beleuchtet werden, insbesondere auch welche Faktoren deren Verhältnis im Klärschlamm beeinflussen.

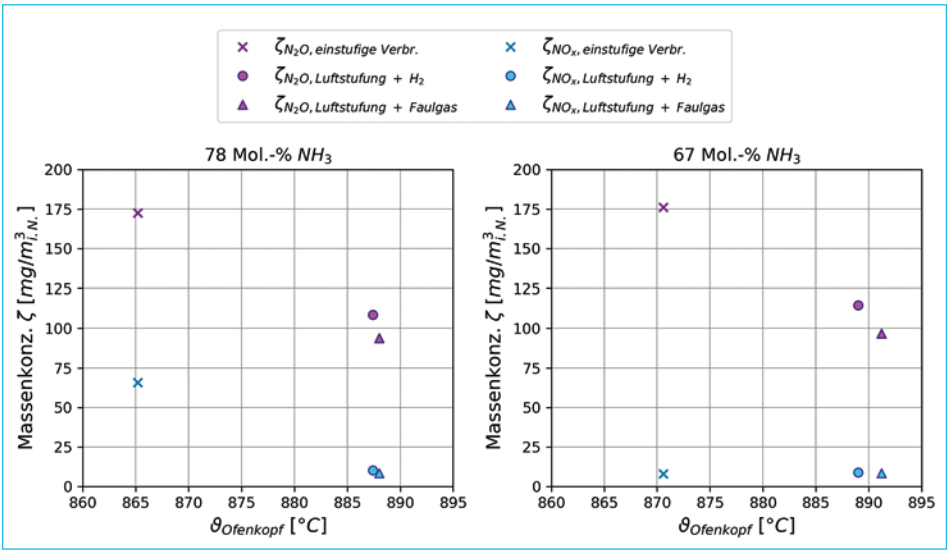


Abb. 7: Simulierte Auswirkung der kombinierten Minderungsmaßnahme aus Luftstufung und Zusatzbrennstoff auf die N_2O- und NO_x-Emissionen; λ_{gesamt} = 1,51

Des Weiteren wurde die Anwendbarkeit der kombinierten Minderungsmaßnahmen für die anderen beiden Validierungsfälle überprüft. Auch dort konnte eine Minderung der Gesamtstickstoffemissionen erzielt werden, wobei das Minderungspotenzial für die Luftzahl von 1,51 am ausgeprägtesten war und sich vermutlich auf den Einfluss der Temperatur zurückführen lässt.

6. Zusammenfassung

Das hier vorgestellte Wirbelschichtofenmodell ermöglicht die Prognose von Ausbrand und Schadstoffemissionen bei der Klärschlammverbrennung. Weiterhin können mit dem Modell simulative Untersuchungen von Primärmaßnahmen zur N_2O-/NO_x-Minderung erfolgen, welche in den meisten Monoklärschlammverbrennungsanlagen bisher noch nicht eingesetzt werden.

Die hier untersuchte Kombination aus Luftstufung und anschließender Temperaturerhöhung durch die Verbrennung von Faulgas im Freiraum zeigt Potenzial zur N_2O- und NO_x-Emissionsminderung und sollte in Folgeuntersuchungen weiter erforscht werden. Es ist zu erwähnen, dass die Simulationsergebnisse zur Auswirkung der Primärmaßnahmen nicht anhand von Messdaten validiert werden konnten. Dementsprechend sind die Ergebnisse als Potenzialabschätzung auf Basis erster Annahmen zu werten. Für eine abschließende Verfahrensauswahl bedarf es umfänglicher techno-ökonomischer Betrachtungen, welche an dieser Stelle jedoch noch nicht vorgenommen wurden. Zukünftig ist für das Modell auch die Anwendung als Online-Prognosetool für die N_2O- und NO_x-Emissionen realer KVA denkbar. Mithilfe des Modells könnte eine Optimierung der Verbrennungsparameter im laufenden Betrieb erfolgen, um die Emissionsbildung minimal zu halten.

Das erarbeitete Berechnungsmodell einer stationären Wirbelschichtfeuerung für die Klärschlammverbrennung bildet dabei den Grundstein zur Durchführung der hier angeführten Folgeuntersuchungen.

Danksagung

Die hier vorgestellten Arbeiten sind Bestandteil des laufenden UBA-Projektes ReFoPlan 2022: *Ermittlung noch vorhandener Klimaschutzpotentiale bei der thermischen Klärschlammbehandlung unter besonderer Berücksichtigung der Abgasparameter Stickoxide (NO_x) und Lachgas (N_2O)* (FKZ: 3722 34 301 0 | AZ: 34 043/0012). Die Autoren bedanken sich beim Umweltbundesamt für die finanzielle Unterstützung.

7. Quellen

[1] Roskosch, A. ; Heidecke, P.: *Klärschlammentsorgung in der Bundesrepublik Deutschland*. 2018 (ISSN (Online) 2363-832X).

[2] Statistisches Bundesamt: *Entsorgungswege des Klärschlamms nach Bundesländern*. 2021.

[3] Six, J. ; Heidecke, P. ; Lehrmann, F.: *Übersicht bestehender Kapazitäten und zukünftiger Bedarf an Klärschlammverbrennungsanlagen*. In: *MÜLL und ABFALL* (2019), Nr. 11.

[4] Kilpinen, P. ; Hupa, M.: *Homogeneous N_2O chemistry at fluidized bed combustion conditions: A kinetic modeling study.* In: *Combustion and Flame* (1991), 1–2, S. 94–104.

[5] Günther, D.; Gniffke, P.: *Berichterstattung unter der Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen und dem Kyoto-Protokoll 2022: Nationaler Inventarbericht zum Deutschen Treibhausgasinventar 1990–2020* (ISSN 1862-4359), S. 70.

[6] Hilligardt, K.: *Zur Strömungsmechanik von Grobkornwirbelschichten*. TU Hamburg-Harburg. Dissertation. 1986.

[7] Beckmann, M.: *Beschreibung unterschiedlicher Techniken und deren Entwicklungspotentiale zur Minderung von Stickstoffoxiden im Abgas von Abfallverbrennungsanlagen und Ersatzbrennstoff-Kraftwerken hinsichtlich Leistungsfähigkeit, Kosten und Energieverbrauch*: Umweltbundesamt, 2011, S. 26.

[8] Smith, G. P. et al.: *GRI-Mech 3.0*. URL http://combustion.berkeley.edu/gri-mech/version30/text30.html. – Aktualisierungsdatum: 2002-10-30 – Überprüfungsdatum 2023-11-13.

[9] Murakami, Takahiro ; Kitajima, Akio ; Suzuki, Yoshizo: *Study on Freeboard Properties to Maintain Low N_2O Emissions from Sewage Sludge in a Fluidized Bed Combustor*. In: *Energy & Fuels* 24 (2010), Nr. 9, S. 4879–4882.

[10] Coda Zabetta, Edgardo ; Kilpinen, Pia ; Hupa, Mikko ; Ståhl, Krister ; Leppälahti, Jukka ; Cannon, Michael ; Nieminen, Jorma: *Kinetic Modeling Study on the Potential of Staged Combustion in Gas Turbines for the Reduction of Nitrogen Oxide Emissions from Biomass IGCC Plants*. In: *Energy & Fuels* 14 (2000), Nr. 4, S. 751–761.

[11] Kilpinen, P. ; Hupa, M.: *Towards a quantitative understanding of NO_x and N_2O emission formation in full-scale circulationg fluidized bed combustors*. In: *Proceedings of the 16th international conference on fluidized bed combustion* (2001), S. 351–370. URL https://research.abo.fi/en/publications/towards-a-quantitative-understanding-of-nox-and-n2o-emission-form.

[12] Coda Zabetta, Edgardo ; Hupa, Mikko: *A detailed kinetic mechanism including methanol and nitrogen pollutants relevant to the gas-phase combustion and pyrolysis of biomass-derived fuels*. In: *Combustion and Flame* 152 (2008), 1–2, S. 14–27.

[13] Karlström, O. ; Vainio, E. ; Engblom, M. ; Brink, A. ; Hupa, M.: *Effect of air staging on NO_x emissions in biomass combustion in a bubbling fluidized bed*. In: *Fuel* 330 (2022), S. 125565.

[14] Konnov, A. A.: *Implementation of the NCN pathway of prompt-NO formation in the detailed reaction mechanism*. In: *Combustion and Flame* 156 (2009), Nr. 11, S. 2093–2105.

[15] Nakamura, Akira ; Kinoshita, Seiji ; Denda, Tomohiro ; Iwasaki, Toshihiko ; Ishii, Kazuhiro: *Clarification of N_2O Formation/Destruction Behavior and Numerical Simulation Based on Chemical Kinetic Modeling in a Sewage Sludge Combustor*. In: *Journal of the Japan Society of Material Cycles and Waste Management* 26 (2015), Nr. 0, S. 61–70.

[16] Glarborg, Peter ; Miller, James A. ; Ruscic, Branko ; Klippenstein, Stephen J.: *Modeling nitrogen chemistry in combustion*. In: *Progress in Energy and Combustion Science* 67 (2018).

[17] Ulusoy, Burak ; Anicic, Bozidar ; Lin, Weigang ; Lu, Bona ; Wang, Wei ; Dam-Johansen, Kim ; Wu, Hao: *Interactions in NO_X chemistry during fluidized bed co-combustion of residual biomass and sewage sludge*. In: *Fuel* 294 (2021), S. 120431.

[18] Shrestha, Krishna Prasad ; Seidel, Lars ; Zeuch, Thomas ; Mauss, Fabian: *Kinetic Modeling of NO_X Formation and Consumption during Methanol and Ethanol Oxidation*. In: *Combustion Science and Technology* 191 (2019), Nr. 9, S. 1627–1659.

[19] Shrestha, Krishna Prasad ; Giri, Binod Raj ; Elbaz, Ayman M. ; Issayev, Gani ; Roberts, William L. ; Seidel, Lars ; Mauss, Fabian ; Farooq, Aamir: *A detailed chemical insights into the kinetics of diethyl ether enhancing ammonia combustion and the importance of NO_X recycling mechanism*. In: *Fuel Communications* 10 (2022), S. 100051.

[20] Kawka, L. ; Juhász, G. ; Papp, M. ; Nagy, T. ; Zsély, I. Gy. ; Turányi, T.: *Comparison of detailed reaction mechanisms for homogeneous ammonia combustion*. In: *Zeitschrift für Physikalische Chemie* 234 (2020), 7–9, S. 1329–1357.

[21] Stöcklein, F. ; Tebert, C. ; Töfge, K.: *Evaluation und Minderung klimarelevanter Gase aus Abfallverbrennungsanlagen*. 2018 (ISSN 1862-4359), S. 42–44.

[22] Kramlich, John C.; Cole, Jerald A.; McCarthy, James M.; Lanier, Wm.Steven; McSorley, Joseph A.: *Mechanisms of nitrous oxide formation in coal flames*. In: *Combustion and Flame* 77 (1989), 3–4, S. 375–384.

[23] Nakamura, A., et al.: *A Study on N_2O Formation/Destruction Behavior in Sewage Sludge Combustor.* In: *25th ICDERS*.

[24] Ogada, Tom Peter Migun: *Emissions and combustion characteristics of wet sewage sludge in a bubbling fluidized bed*. Hamburg-Harburg, TU Hamburg-Harburg. Dissertation, 1995.

[25] Schrod, M. ; Semel, J. ; Steiner, R.: *Verfahren zur Minderung von NO_x-Emissionen in Rauchgasen*. In: *Chemie Ingenieur Technik* 1985, 57 (9), S. 717–727.

[26] Philippek, C.: *Sewage Sludge Incineration in the Circulating Fluidized Bed*. TU Hamburg-Harburg. Dissertation, 1996.

[27] Lyngfelt, Anders; Leckner, Bo: *SO_2 capture and N_2O reduction in a circulating fluidized-bed boiler: influence of temperature and air staging*. In: *Fuel* 72 (1993), Nr. 11, S. 1553–1561.

[28] Rutar, Teodora ; Kramlich, John C. ; Malte, Philip C. ; Glarborg, Peter: *Nitrous oxide emissions control by reburning*. In: *Combustion and Flame* 107 (1996), Nr. 4, S. 453–463.

[29] Vitovec, Wolfgang: *N_2O Emissionen aus pyrogenen Quellen in Österreich*. Wien, TU Wien. Dissertation, 1991.

[30] Vitovec, W.: *Pyrogene N_2O-Emissionen: ACCC-Workshop N_2O und das Kyoto-Ziel*, 1991.

[31] Baukal, C. E.: *The John Zink Hamworthy Combustion Handbook: Volume 3*: CRC Press, 2013.

Betrieb und Instandhaltung

estaro®

Der Spezialist für hitzebeständige Edelstähle

www.estaro.de

Dampfkessel – Errichtung und Inbetriebnahme unter Anwendung von ASME

Alexander Bibow, Ansgar Kranz und Rolf Schlösser

1. Einleitung 623

2. ASME – Anwendung unter der DGRL 2014/68/EU 624

3. Prüffristen für Dampferzeuger nach ASME und Betriebssicherheitsverordnung 627

4. Beispiele und Probleme 628

5. Zusammenfassung und Ausblick 630

6. Quellen 631

1. Einleitung

Die Bundesregierung veranlasst mit der Energiewende einen Boom im Bau neuer Gaskraftwerke. Mehr als 20 GW elektrische Leistung sollen in den kommenden Jahren neu gebaut werden. Durch Marktbereinigungen gibt es kaum noch deutsche Hersteller, die in der Lage sind, die dafür notwendigen Abhitzekessel zu konstruieren und zu fertigen. Zwangsläufig treten in Deutschland Anlagenbauer aus dem europäischen, aber auch aus dem außereuropäischen, Marktumfeld auf. Eines haben die Anlagenbauer gemeinsam – die Fertigung erfolgt vorwiegend in Asien.

Sowohl die Anlagenbauer als auch die Fertiger sind weltweit tätig und wenden vorwiegend das ASME-Regelwerk an. Daher besteht das Bestreben, dieses Regelwerk auch für Anlagen in Europa/Deutschland anzuwenden.

Im Beitrag soll auf die Randbedingungen für die Anwendung des ASME-Regelwerkes im Rahmen der Druckgeräterichtlinie eingegangen werden. Bei reiner Anwendung des ASME-Regelwerkes ist eine Konformitätsvermutung zur Druckgeräterichtlinie 2014/68/EU nicht gegeben. Es ergeben sich Zusatzanforderungen zum ASME-Regelwerk, um die Konformität zur DGRL herzustellen.

Darüber hinaus soll Betreibern aufgezeigt werden, wo die Tücken im Detail liegen, wenn es um die maximal erreichbaren Prüffristen nach der Betriebssicherheitsverordnung geht. In Deutschland gelten Höchstprüffristen, deren Anwendung einen hohen dokumentierten Qualitätsstandard auf Basis bekannter Regelwerke voraussetzt. Wie kommt nun der Betreiber dahin, bei einem ASME-Kessel die Höchstprüffristen anzuwenden? Dies soll im Folgenden aufgezeigt werden.

2. ASME – Anwendung unter der DGRL 2014/68/EU

Dampferzeuger sind Druckgeräte im Sinne der Druckgeräterichtlinie 2014/68/EU [1]. Die Druckgeräterichtlinie ist in Deutschland durch die 14. Produktsicherheitsverordnung in nationales Recht umgesetzt. Wer also einen Dampferzeuger in Deutschland errichten will, muss die Anforderungen dieser Verordnung einhalten. Diese Anforderungen lassen sich recht einfach umsetzen und einhalten, indem der Hersteller europäisch harmonisierte Normen anwendet. Im Fall eines Abhitzedampferzeugers für große Gas- und Dampfturbinenkraftwerke ist dies die Produktnorm DIN EN 12952 [4]. Die harmonisierten Teile dieser Produktnorm sind im Amtsblatt der Europäischen Union veröffentlicht. Wer danach einen Wasserrohrkessel herstellt, hat die Konformitätsvermutung zur Druckgeräterichtlinie und damit zur 14. Produktsicherheitsverordnung. Die Einhaltung der Anforderungen der Druckgeräterichtlinie lässt sich jedoch auch durch andere Regelwerke sicherstellen, sofern sie konform zur Druckgeräterichtlinie sind. Dies war früher zum Beispiel gängige Praxis durch Anwendung der TRD.

Zur Überprüfung, ob eine Produktnorm die wesentlichen Sicherheitsanforderungen nach der Druckgeräterichtlinie erfüllt, können die harmonisierten Produktnormen wie z. B. DIN EN 13480 oder DIN EN 12952 herangezogen werden.

Erfüllt die gewählte Produktnorm im Grundsatz die vergleichende harmonisierte Norm, kann davon ausgegangen werden, dass die Produktnorm auch die wesentlichen Sicherheitsanforderungen erfüllt. Trotzdem ist Vorsicht geboten, da sehr oft festgestellt werden muss – *Der Teufel steckt im Detail*!

Sofern ein Hersteller das ASME-Regelwerk (Section I) [5] zur Herstellung eines Wasserrohrkessels als Grundlage heranzieht, kann er nicht ohne weiteres sicher sein, dass er die Druckgeräterichtlinie erfüllt. ASME allein erfüllt nicht die wesentlichen Sicherheitsanforderungen der PED.

Wer jedoch einen Wasserrohrkessel nach ASME innerhalb der europäischen Union errichtet, sollte sich zunächst im Klaren sein, ob das ASME-Regelwerk in Gänze herangezogen werden soll oder ob nur einige der insgesamt 18 Teile der DIN EN 12952 durch partielle Anwendung des ASME-Regelwerkes ersetzt werden sollen.

Allein die Frage nach der Ausrüstung des Dampferzeugers lässt schnell dazu tendieren, das ASME-Regelwerk nur teilweise anzuwenden und hier konform zur DIN EN 12952 Teil 7 zu arbeiten. Die Absicht von Herstellern liegt darin, die Fertigung außerhalb der Europäischen Union zu verlagern und damit die Teile 2 bis 6 der harmonisierten Norm durch partielle Anwendung des ASME-Regelwerkes zu ersetzen.

Die wichtigsten Unterschiede zwischen den grundlegenden Sicherheitsanforderungen der DGRL und des ASME-Regelwerkes sind:

- zulässige Werkstoffe,
- Werkstoffeigenschaften und Werkstoffzertifizierung,
- Zulassung von Schweißverfahren,
- Zulassung von Schweißern und ZfP-Personal,
- Risikoanalyse nach der DGRL,
- Prüfdruck,
- Betriebsanleitung in deutscher Sprache.

Werkstoffe

Das ASME-Regelwerk lässt nur die Verwendung bestimmter Werkstoffe zu (z. B. A 335 Grade P1). Diese entsprechen keiner europäisch harmonisierten Werkstoffnorm und besitzen auch keine europäische Werkstoffzulassung, sodass die Verwendung solcher Werkstoffe unter der Druckgeräterichtlinie erst durch ein Werkstoffeinzelgutachten möglich wird. Das Werkstoffeinzelgutachten ist durch den Hersteller zu erstellen und durch die notifizierte Stelle zu prüfen. Die Materialeigenschaften sind mit einem 3.1 Zeugnis zu belegen, sofern der Hersteller über ein von einer notifizierten Stelle geprüftes Qualitätsmanagementsystem verfügt. Andernfalls ist ein 3.2 Zeugnis notwendig.

Heutzutage ist festzustellen, dass Halbzeuge auf den Markt gebracht werden, deren Materialzeugnisse es zulassen, sie sowohl unter ASME als auch unter der Druckgeräterichtlinie zu verwenden.

Schweißpersonal und Schweißverfahren

Die Qualifizierung von Schweißpersonal und Schweißverfahren obliegt im ASME-Regelwerk (relevant ist hier die Sektion IX) dem Hersteller, ohne dass dies von unabhängigen Dritten überprüft wird. Hier sieht die Druckgeräterichtlinie bei der Zulassung von Arbeitsverfahren und Personal für Druckgeräte ab der Kategorie II die Einbindung einer unabhängigen Stelle vor. Bezüglich der Zulassung erfordert die Druckgeräterichtlinie die Umsetzung von harmonisierten Normen

oder gleichwertige Untersuchungen. Dies bedeutet für die Anwendung von ASME die Umsetzung von Sektion IX mit höheren Prüfanforderungen, die jenen einer harmonisierten Norm entsprechen und von einer notifizierten Stelle bzw. einer anerkannten Prüfstelle geprüft werden. Ähnliches gilt zu beachten bei der Durchführung von Wärmebehandlungen nach dem Schweißen.

Zerstörungsfreie Prüfungen

Die Regelungen im ASME hinsichtlich der zerstörungsfreien Prüfungen basieren auf dem Regelwerk des ASNT (American Society for Nondestructive Testing). Hier zeigt sich – ähnlich wie beim Schweißen – dass der Hersteller dafür verantwortlich ist, das Personal für zerstörungsfreie Prüfungen zu qualifizieren. Die Druckgeräterichtlinie erfordert bei Druckgeräten der Kategorie III und IV die Billigung des Personals und dessen Qualifikation durch eine unabhängige Prüfstelle, wobei Zulassungskriterien erfüllt sein müssen, die harmonisierten Normen entsprechen oder gleichwertig sind und der Geltungsbereich der Zertifizierung die Prüfung dauerhafter Verbindungen an Druckgeräten abdeckt.

Zu beachten ist bei Anwendung des ASME-Regelwerkes, dass hier unter anderem die Verfahren CR (Computed Radiography), DR (Digital Radiography), PAUT (Phased Array Ultrasonic Testing) und TOFD (Ultrasonic Time Of Flight Deffraction) zulässig sind.

Es sei an dieser Stelle auch darauf hingewiesen, dass sowohl der Prüfumfang als auch die Zulässigkeitsgrenzen von Fehlern in Schweißnähten zwischen ASME Sektion I und der DIN EN 12952 voneinander abweichen.

Risikoanalyse

Ein nach der Druckgeräterichtlinie erforderliche Risikoanalyse ist im ASME-Regelwerk nicht gefordert. Diese Risikoanalyse ist vom Hersteller zu erstellen und der notifizierten Stelle vorzulegen.

Prüfdruck

Nach dem ASME-Regelwerk Sektion I ist der Prüfdruck das 1,5-fache des MAWP auf dem Kesselschild, wobei kein Kesselbauteil mit mehr als 90 % der Streckgrenze (Rp 0,2) bei Umgebungstemperatur belastet werden soll. Dies entspricht nicht den Anforderungen der Druckgeräterichtlinie, welche das Maximum aus dem 1,43-fachen des Auslegungsdruckes PS oder den 1,25-fachen Wert der Höchstbelastung des Druckgeräts im Betrieb unter Berücksichtigung des höchstzulässigen Drucks und der höchstzulässigen Temperatur als Prüfdruck fordert.

Betriebsanleitung

Eine hier übliche Betriebsanleitung ist nach dem ASME-Regelwerk nicht gefordert.

Die Druckgeräterichtlinie erfordert eine Betriebsanleitung, die den vorhergesehenen Betrieb beschreibt, die Detailgrundlagen zur CE-Kennzeichnung und zur Auslegung enthält, alle Unterlagen zum sicheren Betrieb einschließlich Wartung umfasst und die alle nach vernünftigem Ermessen vorhersehbaren, durch unsachgemäße Verwendung entstehenden Gefahren aufführt, die nicht im Zuge der Auslegung beseitigt werden konnten.

Die 14. Produktsicherheitsverordnung in Deutschland sieht darüber hinaus vor, dass die Betriebsanleitung in deutscher Sprache vorliegt.

3. Prüffristen für Dampferzeuger nach ASME und Betriebssicherheitsverordnung

Nachdem ein Dampferzeuger hergestellt wurde und in Betrieb geht, endet die Verantwortlichkeit des Herstellregelwerkes und es beginnt der Betrieb unter dem nationalen Regelwerk – in Deutschland aktuell unter dem überwachungsbedürftigen Anlagengesetz und der Betriebssicherheitsverordnung [2]. Hierzu erforderlich ist die Festlegung der Prüffristen des Dampferzeugers. Die Betriebssicherheitsverordnung nennt nur maximale Prüffristen. Die Prüffrist muss jedoch individuell für den Dampferzeuger ermittelt werden. Basis hierzu ist unter anderem der EK-ZÜS Beschluss BD 002 – Ermittlung von Prüffristen [3]. Hier findet sich folgende Aussage: *Bei Druckgeräten, die hinsichtlich Auslegung, Fertigung und Betrieb vergleichbar mit Druckgeräten sind, für welche Erfahrungen hinsichtlich der Prüffristen vorhanden sind, können die bisherigen Prüffristen als Orientierung dienen. Ist die Dokumentation nicht ausreichend, um den oben genannten Vergleich durchzuführen, wird eine Prüffrist von 2 Jahren, bei überhitzungsgefährdeten Druckgeräten von 1 Jahr, vorgeschlagen.*

Welche Erfahrungen liegen also hinsichtlich der Prüffristen für Dampferzeuger nach ASME-Regelwerk vor? Hierzu lohnt ein Blick nach Amerika, wo das ASME-Regelwerk seit langer Zeit Anwendung findet. Empfehlungen zu Prüffristen finden sich dort im NBIC (National Board of Inspection Code). Das NBIC empfiehlt: *Jurisdictions and insurance companies recommend that power boilers be inspected annually, both internally and externally, while not under pressure.*

Die Festlegung der Prüffristen ist jedoch je nach Bundesstaat unterschiedlich. Die empfohlene Prüffrist für die äußere und innere Prüfung beträgt ein Jahr. Die Frist für die innere Prüfung kann unter Umständen in einigen Bundesstaaten auf zwei Jahre verlängert werden (in manchen Bundesstaaten auch auf drei Jahre), sofern dies vom Inspektor und der Versicherung mitgetragen wird.

Das wiederum bedeutet, dass die Anwendung der Höchstprüffristen nach Betriebssicherheitsverordnung nicht ohne weiteres möglich ist, selbst wenn der Dampferzeuger der Druckgeräterichtlinie entspricht. Um die Höchstprüffristen nach Betriebssicherheitsverordnung zu gewährleisten, sind zusätzliche Anforderungen zu definieren und deren Einhaltung im Herstellprozess unabhängig zu überwachen.

4. Beispiele und Probleme

Ein Problem, das sich vornweg aus der Anwendung des ASME-Regelwerkes ergibt, sind abweichende Wandstärken. Insbesondere im Warmstreckgrenzbereich sind höhere Wandstärken bei ASME zu erwarten – was gerade bei Trommelkesseln dazu führt, dass diese im Regelverhalten träger sein werden. Dies muss gerade im Hinblick auf die zu erwartende Betriebsweise mit regelmäßigen Lastwechseln (Ausregeln der Einspeiseschwankungen erneuerbarer Energien) betrachtet werden.

Weitere Probleme, die zu beobachten sind, ergeben sich aus der Notwendigkeit der Einbindung der notifizierten Stelle in den Herstellprozess. Gerade bei der Qualifizierung des Personals für zerstörungsfreie Prüfungen aber auch bei der Qualifizierung von Personal für Wärmebehandlungen und der Verfahrensprüfung von Rohrbiegungen ist die fehlende Einbindung einer anerkannten Prüfstelle bzw. der notifizierten Stelle festzustellen.

Die Gewohnheit im Umgang mit dem ASME-Regelwerk bei ausländischen Herstellern führt teilweise auch zu Konstruktionen, die so im Bereich der Druckgeräterichtlinie nicht zulässig sind. Abbildung 1 zeigt eine Ausblaseleitung eines Sicherheitsventils, wobei das Standrohr zum Ausblaseschalldämpfer nicht dicht als drucktragende Wandung ausgeführt ist.

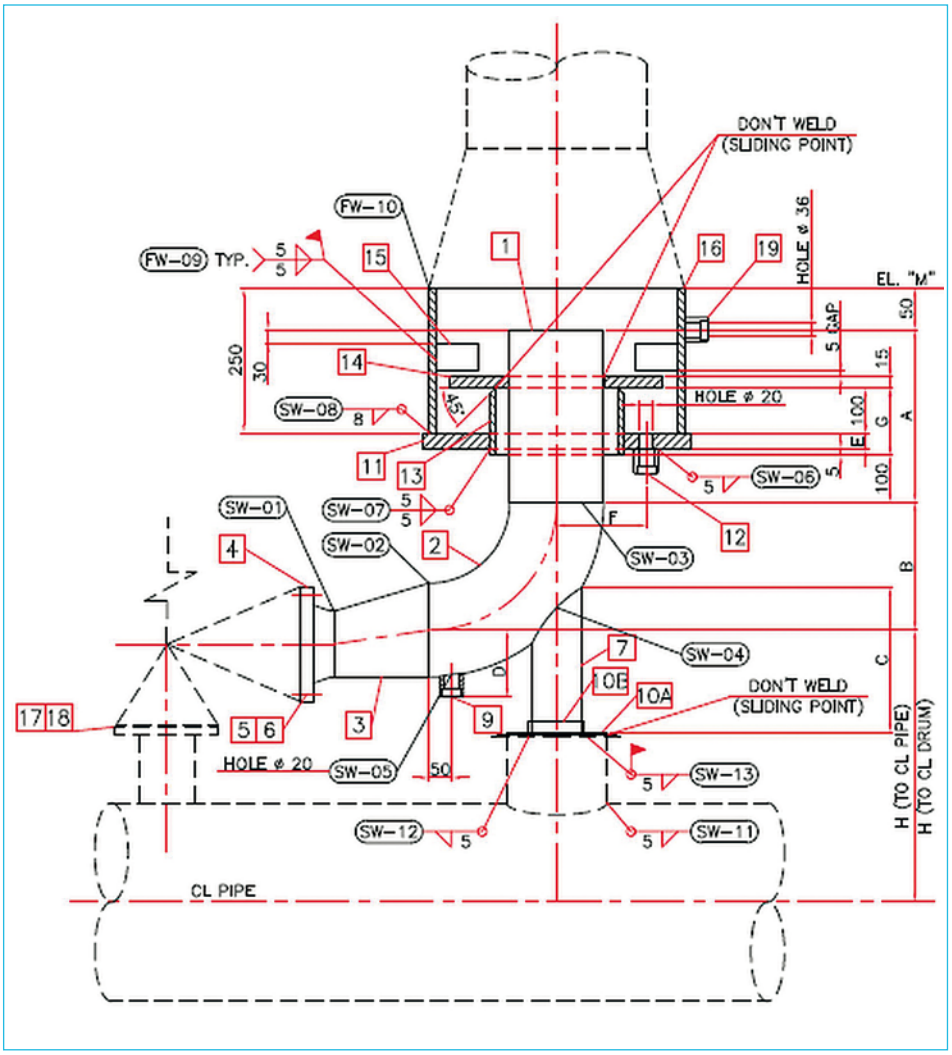


Abb. 1: Nicht dicht verschweißte Ausblaseleitung

Ein weiterer Punkt bei der Bau- und Montageüberwachung ist die Ausführung der Schweißnähte. Im ASME-Bereich sind Schweißnahtausführungen ohne Durchschweißung und Wurzellage zulässig. Ein Beispiel stellt Abbildung 2 dar.

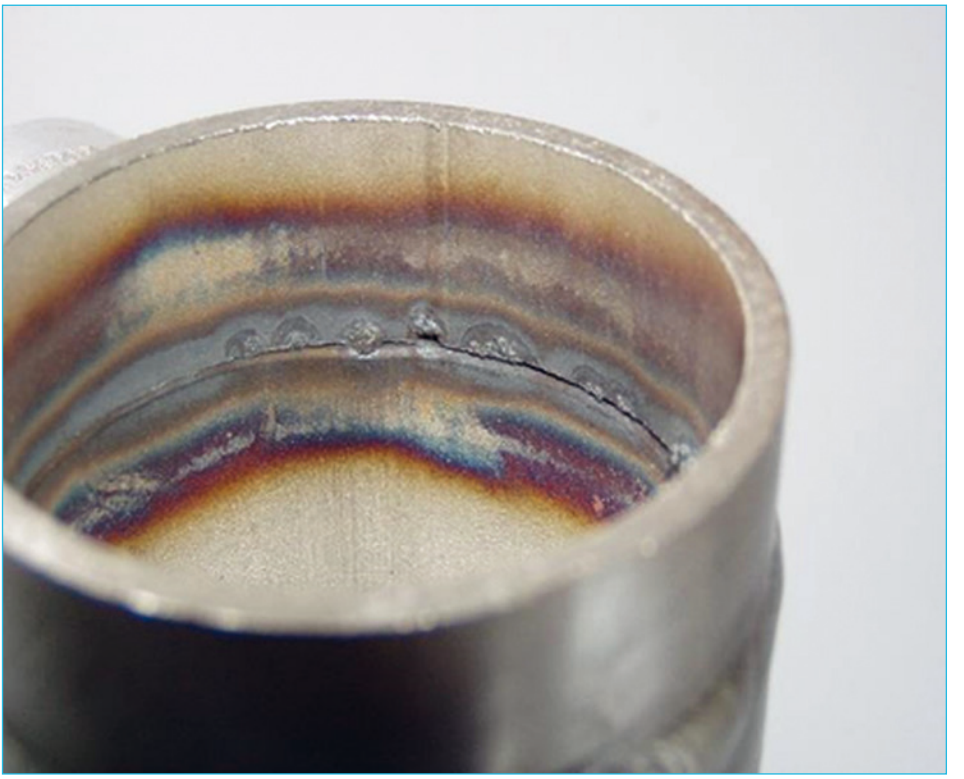


Abb. 2: Stumpfnaht Sammlernippel-Heizflächenrohr ohne Wurzel

5. Zusammenfassung und Ausblick

Das Marktumfeld drängt darauf, beim Neubau von Gaskraftwerken die Anwendung des ASME-Regelwerkes zu ermöglichen. Ohne weiteres ist dies in Europa und in Deutschland nicht möglich, da durch die Anwendung des ASME–Regelwerkes allein die Druckgeräterichtlinie nicht erfüllt wird. Hier sind einige Punkte im Herstellprozess zu beachten und umzusetzen, um den Anforderungen der Druckgeräterichtlinie nachzukommen.

Sofern über die Erfüllung der Druckgeräterichtlinie hinaus auch die Höchstprüffristen nach der Betriebssicherheitsverordnung Anwendung finden sollen, sind zusätzliche Maßnahmen erforderlich, die mit der zugelassenen Überwachungsstelle (ZÜS) abzustimmen sind. Die Einhaltung dieser Maßnahmen ist im Herstellprozess zu überwachen. Dazu empfiehlt es sich, eine notifizierte Stelle einzubinden, die im Umgang mit diesen zusätzlichen Maßnahmen vertraut ist. Es ist davon auszugehen, dass notifizierte Stellen, die im TÜV-Verband organisiert sind, diese Anforderung erfüllen.

Darüber hinaus ist eine Überwachung der Herstellung eines großen Dampferzeugers nach Betriebssicherheitsverordnung durch befähigte Personen im Auftrag des Betreibers notwendig und heutzutage zur Gewährleistung der für Höchstprüffristen notwendigen Qualität dringend zu empfehlen.

6. Quellen

[1] Richtlinie 2014/68/EU des Europäischen Parlaments und des Rates vom 15. Mai 2014 zur Harmonisierung der Rechtsvorschriften der Mitgliedstaaten über die Bereitstellung von Druckgeräten auf dem Markt.

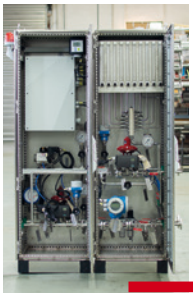
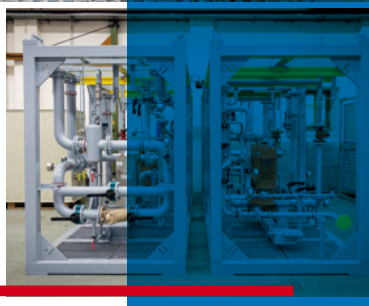
[2] Verordnung über Sicherheit und Gesundheitsschutz bei der Verwendung von Arbeitsmitteln (Betriebssicherheitsverordnung) in der Fassung vom 03. Februar 2015 mit der letzten Änderung vom 27. Juli 2021.

[3] Beschluß des EK-ZÜS zum Arbeitsgebiet Druckanlagen BD-002 rev 1 *Leitfaden zur Ermittlung von Prüffristen für Druckgeräte gemäß §§ 15 und 16 BetrSichV.*

[4] DIN EN 12952: Wasserrohrkessel und Anlagenkomponenten.

[5] ASME BPVC Section I-Rules for Construction of Power Boilers.

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

Rohrhalterungsbewertung für die Betriebssicherheit von Rohrleitungssystemen unter veränderten Betriebsbedingungen

Jan Marc Kahle

1. Einführung 633
2. Ausgangslage 634
3. Rohrleitungsplanung und Inbetriebnahme: Diskrepanz und Herausforderungen 635
4. Bedeutung der Bewertung von Rohrhalterungen 636
5. Notwendigkeit einer Bewertung 637
6. Einfluss veränderter Betriebsbedingungen 637
7. Methoden zur Überprüfung der systematischen Rohrleitungs- und Halterungskontrolle 638
8. Identifikation von Mängeln und deren Auswirkungen 638
9. Regelmäßige Kontrollen als Investition 639
10. Zusammenfassung und Ausblick 640
11. Empfehlungen 640

1. Einführung

Dieser Beitrag gibt einen umfassenden Einblick in die aktuellen und sich entwickelnden Herausforderungen im Zusammenhang mit Rohrleitungen und deren Halterungssystemen in Kraftwerken. Angesichts der sich ständig verändernden Energielandschaft, insbesondere durch die zunehmende Diversifizierung und Integration erneuerbarer Energien, stehen konventionelle Kraftwerke vor neuen Betriebsbedingungen. Daher ist es entscheidend, die Anpassungsfähigkeit der Rohrleitungen an variable Lastprofile zu verbessern und gleichzeitig

die Sicherheit zu erhöhen. In diesem Zusammenhang soll auch verdeutlicht werden, wie proaktive Maßnahmen und kontinuierliche Verbesserungen die Ausfallzeiten reduzieren können, was wiederum zu Kosteneinsparungen und einer Steigerung der Sicherheit führt.

2. Ausgangslage

Basierend auf präzisen Auslegungsvorgaben und detaillierten Berechnungen verfügen alle Kraftwerke über eine fundierte Ausgangslage, die einen sicheren und effizienten Betrieb ermöglicht. Die theoretische Grundlage bietet jedoch nur einen Teil der Gewährleistung für die tatsächliche Lebensdauer der Anlagen. Ein entscheidender Faktor ist die fachgerechte Planung, sorgfältige Ausführung und gewissenhafte Inbetriebnahme der Halterungen und Befestigungselemente.

Die tatsächliche Betriebsdauer und Zuverlässigkeit der Kraftwerke sind untrennbar mit der Qualität und Präzision dieser Prozesse verbunden. Eine kontinuierliche und systematische Überwachung ist unverzichtbar, um das geplante Langzeitverhalten der beweglichen Komponenten, wie beispielsweise Federhänger, Konstanthänger und Stoßbremsen, zu gewährleisten. Diese Bauteile sind entscheidend für die flexible und sichere Funktion der gesamten Anlage, weshalb ihre Performance regelmäßig überprüft und bestätigt werden muss (Abbildung 1).

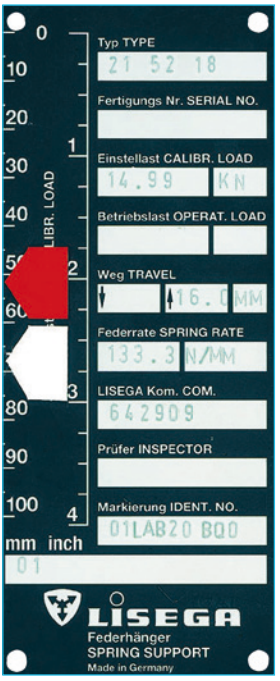


Abb. 1: Werkseitige Einstellung: Weißer Pfeil – kalter Zustand, roter Pfeil – Betriebszustand (eigene Darstellung, LISEGA SE)

Darüber hinaus muss das Funktionsverhalten von warmfesten Rohrschellen und -lagern unter Schrägzugbedingungen garantiert werden. Diese Komponenten sind besonders in Anlagen mit überkritischer Fahrweise von enormer Bedeutung, da sie hohen thermischen und mechanischen Belastungen ausgesetzt sind. Eine unzureichende Überwachung und Sicherstellung ihrer Funktionstüchtigkeit kann zu erheblichen Betriebsrisiken und verkürzten Lebensdauern der Anlagen führen.

Zusammenfassend lässt sich sagen, dass neben den theoretischen Grundlagen eine akribische praktische Umsetzung und fortlaufende Kontrolle unabdingbar sind, um die Sicherheit und Effizienz von Kraftwerken über ihre gesamte Lebensdauer hinweg zu gewährleisten. Nur durch diese umfassenden Maßnahmen können die hohen Standards und Anforderungen, die an moderne Energiebereitstellungsanlagen gestellt werden, erfüllt werden.

3. Rohrleitungsplanung und Inbetriebnahme: Diskrepanz und Herausforderungen

Die Rohrleitungsplanung, einschließlich der detaillierten Planung der Halterungen, wird heutzutage mit höchster Präzision durch fortschrittliche Software-Planungstools durchgeführt. Diese Tools ermöglichen es, komplexe Systeme und ihre dynamischen Belastungen genau zu simulieren, was eine optimale Auslegung und Platzierung der Halterungen gewährleistet. Die theoretische Planungsphase berücksichtigt dabei alle relevanten Parameter, von thermischen Ausdehnungen bis hin zu mechanischen Belastungen, um eine sichere und effiziente Funktion der Rohrleitungssysteme sicherzustellen.

Die Qualität der anschließenden Montage ist jedoch stark abhängig von der Erfahrung und dem Fachwissen des Montagepersonals sowie der Kompetenz der verantwortlichen Aufsichtspersonen. Während die Planungssoftware hochpräzise Daten liefert, kann die tatsächliche Umsetzung vor Ort erheblich variieren. Insbesondere die Inbetriebnahme der beweglichen Halterungen erfordert spezifisches Fachwissen und Sorgfalt, um die in der Planungsphase vorgesehenen Parameter zu realisieren. Leider wird diese kritische Phase nicht immer von ausreichend qualifiziertem Personal durchgeführt, was zu Abweichungen von den geplanten Spezifikationen führen kann.

Eine vollständige und präzise Dokumentation der Inbetriebnahme ist unerlässlich, um die Integrität und Funktionsfähigkeit der Rohrleitungssysteme zu gewährleisten. Diese Dokumentation sollte detaillierte Aufzeichnungen über Last- und Wegumstellungen sowie Änderungen in der geometrischen Lage der Leitungen umfassen. In der Praxis fehlen jedoch häufig solche umfassenden Dokumentationen, was zu erheblichen Risiken in der Betriebsphase führen kann.

Ohne genaue Aufzeichnungen ist es schwierig, potenzielle Probleme frühzeitig zu erkennen und zu beheben, was die Betriebssicherheit und Lebensdauer der Anlagen beeinträchtigen kann.

Für eine langfristig sichere und effiziente Nutzung der Rohrleitungssysteme ist es daher von entscheidender Bedeutung, dass nicht nur die Planungsphase mit höchster Präzision durchgeführt wird, sondern auch die Montage und Inbetriebnahme unter strenger fachlicher Aufsicht erfolgen. Darüber hinaus muss eine lückenlose Dokumentation erstellt und gepflegt werden, um eine verlässliche Grundlage für Wartungs- und Überwachungsmaßnahmen zu bieten. Nur durch diese umfassenden Maßnahmen können die hohen Standards und Anforderungen an moderne Rohrleitungssysteme erfüllt werden, was letztlich die Betriebssicherheit und Effizienz der gesamten Anlage sicherstellt.

4. Bedeutung der Bewertung von Rohrhalterungen

Die Bewertung von Rohrhalterungen ist von zentraler Bedeutung für die Betriebssicherheit und langfristige Zuverlässigkeit von Rohrleitungssystemen. Rohrhalterungen erfüllen eine essentielle Funktion, indem sie die mechanische Stabilität der Rohrleitungen sicherstellen und gleichzeitig die strukturelle Integrität des gesamten Systems unterstützen. Diese Komponenten sind entscheidend für die Aufnahme und Verteilung von Kräften, die durch thermische Ausdehnung, mechanische Belastungen und dynamische Einwirkungen entstehen.

Eine umfassende und systematische Bewertung der Rohrhalterungen erfordert eine Analyse der unterschiedlichen Belastungsszenarien, denen die Rohrleitungssysteme ausgesetzt sind. Dies umfasst statische und dynamische Belastungen, thermische Zyklen sowie mögliche seismische Aktivitäten.

Die Identifizierung potenzieller Schwachstellen in den Rohrhalterungen ist ein kritischer Schritt, um die Sicherheit und Effizienz der Rohrleitungssysteme zu gewährleisten. Schwachstellen können zu mechanischem Versagen, Leckagen oder sogar katastrophalen Systemausfällen führen, wenn sie nicht rechtzeitig erkannt und behoben werden. Daher ist es unerlässlich, regelmäßige Inspektionen und Bewertungen durchzuführen, um den Zustand der Halterungen kontinuierlich zu überwachen.

5. Notwendigkeit einer Bewertung

Die Betriebssicherheit von Rohrleitungssystemen hängt maßgeblich von der korrekten Funktion der Rohrhalterungen ab. Ohne eine regelmäßige Bewertung und Wartung könnten Defekte unentdeckt bleiben, was zu schwerwiegenden Problemen und Ausfällen führen könnte. Die Notwendigkeit einer solchen Bewertung wird durch die Herausforderungen bei der Planung und Inbetriebnahme von Rohrleitungssystemen unterstrichen.

Herausforderungen bei der Rohrleitungsplanung im Vergleich zur Inbetriebnahme:

Die Planungsphase eines Rohrleitungssystems ist komplex und umfasst zahlreiche Berechnungen und Simulationen. Dennoch können während der Inbetriebnahme und des Betriebs unvorhergesehene Probleme auftreten, die nicht in der Planungsphase berücksichtigt wurden. Diese Unterschiede zwischen Planung und tatsächlichem Betrieb machen regelmäßige Bewertungen und Anpassungen erforderlich.

6. Einfluss veränderter Betriebsbedingungen

Veränderte Betriebsbedingungen können erhebliche Auswirkungen auf die Integrität von Rohrleitungssystemen haben. Besonders die Integration erneuerbarer Energien führt zu variablen Lastprofilen, die eine zusätzliche Belastung für diese Systeme darstellen. Hierbei spielen thermische Belastungen eine wesentliche Rolle, ebenso wie die Eigenfrequenzen der hoch- und runterfahrenden rotierenden Komponenten wie Pumpen, Kompressoren und Kühler. Diese dynamischen Belastungen führen zu komplexen Schwingungsmustern, die die strukturelle Integrität der Rohrleitungen weiter beeinträchtigen können.

Neben potenziellen Montagefehlern beeinflussen veränderte Betriebsbedingungen die ursprünglich berechnete Lebensdauer der Rohrleitungen erheblich – besonders bei bestehenden Kohlekraftwerken, die ursprünglich für die Grundlastabdeckung ausgelegt wurden. Die Integration erneuerbarer Energien, insbesondere Windkraft und Photovoltaik, führt zu volatileren Einspeisemustern und damit zu erheblichen Belastungsschwankungen in thermischen Kraftwerken. Diese Schwankungen stellen die Rohrleitungssysteme vor neue Herausforderungen, da sie nicht nur höheren, sondern auch unregelmäßigen Belastungen ausgesetzt sind, die in der ursprünglichen Auslegung nicht berücksichtigt wurden.

7. Methoden zur Überprüfung der systematischen Rohrleitungs- und Halterungskontrolle

Die Dokumentation zur Inbetriebnahme stellt die unerlässliche Grundlage für eine methodische Überwachung der Rohrleitungen und Halterungen über ihre gesamte Lebensdauer dar. Basierend auf diesen Aufzeichnungen wird die Durchführung regelmäßiger Halterungskontrollen mit einer qualifizierten Auswertung der Ergebnisse empfohlen, sowohl während planmäßiger Revisionszeiten als auch im kontinuierlichen Betrieb der Anlagen.

Eine umfangreiche Systemdokumentation bietet wertvolle Einblicke in den aktuellen Zustand der Rohrleitungen. Durch periodische Wiederholungsprüfungen kann der Zustand im Verlauf der Zeit detailliert dokumentiert werden, was eine umfassende Analyse möglicher Trends ermöglicht. Auf dieser Basis lassen sich potenzielle Mängel frühzeitig erkennen und gemeinsam mit dem Kunden Lösungsansätze entwickeln. Weiterhin können auf Grundlage der Kontrollergebnisse adäquate Instandhaltungsmaßnahmen geplant und finanziell kalkuliert werden, um die langfristige Betriebssicherheit und Zuverlässigkeit der Anlagen zu gewährleisten.

8. Identifikation von Mängeln und deren Auswirkungen

Bei einer Rohrleitungs- und Halterungskontrolle werden die Verschiebungen und Positionen sowohl im kalten Zustand als auch im Betriebszustand der Anlage des Rohrhalterungssystems dokumentiert und mit früheren Aufzeichnungen verglichen. Dabei werden die tatsächlichen Verschiebungen erfasst und mit den theoretischen Werten abgeglichen, um potenzielle Abweichungen zu identifizieren (Abbildung 2).

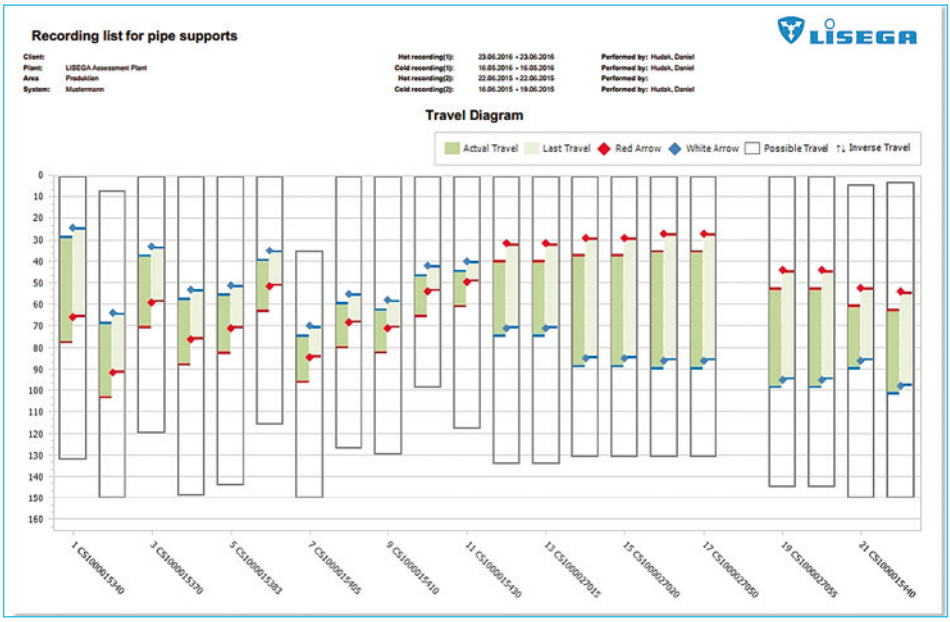


Abb. 2: Dokumentation Halterungskontrolle (eigene Darstellung, LISEGA SE)

Im Falle von Abweichungen werden mögliche Ursachen analysiert. Zusätzlich werden weitere Aspekte untersucht, darunter der Gesamtzustand der Stützen und ihre Interaktion mit anderen an die Rohrleitung angeschlossenen Komponenten wie Kompensatoren. Des Weiteren wird die uneingeschränkte Bewegung des gesamten Rohrsystems gemäß der ursprünglichen Planung überprüft sowie der Winkelversatz von starren Streben in verschiedenen Temperaturzuständen und die Funktionsfähigkeit der Gleit- und Führungsschienen zur Gewährleistung einer reibungslosen Rohrbewegung.

9. Regelmäßige Kontrollen als Investition

Die Investition für eine professionelle Inbetriebnahme und regelmäßige Halterungskontrollen wird durch den sicheren und störungsfreien Betrieb der Anlagen mehr als gerechtfertigt. Durch gezielte und regelmäßige Kontrolle der Rohrleitungssysteme und deren Halterungen wird die geplante Betriebszeit der Systeme gesichert. Ungeplante und rechnerisch nicht erfasste Beanspruchungen werden durch frühzeitige Korrekturmaßnahmen vermieden. Investitionen in regelmäßige Kontrollen und Bewertungen verhindern mittelfristig überproportionale Reparatur- und Wartungskosten. Notwendige Korrekturmaßnahmen sind planbar und können in turnusmäßigen Stillzeiten umgesetzt werden.

10. Zusammenfassung und Ausblick

Die präsentierten Mängel verdeutlichen, dass eine Halterungskontrolle zur Gewährleistung der Betriebssicherheit unabhängig von rechtlichen Vorgaben zwingend erforderlich ist. Ungeplante Stillstände sind erheblich kostspieliger als regelmäßige Halterungskontrollen durch Experten. Durch regelmäßige Inspektionen können Mängel frühzeitig erkannt und behoben werden, was die Lebensdauer der Rohrleitungssysteme positiv beeinflusst. Gemäß der Betriebssicherheitsverordnung sind regelmäßige Kontrollen der Rohrleitungssysteme und deren Halterungen vorgeschrieben.

11. Empfehlungen

- Implementierung regelmäßiger Überprüfungs- und Wartungsprogramme für Rohrleitungssysteme,
- Nutzung fortschrittlicher Prüf- und Simulationsmethoden zur frühzeitigen Identifikation von Schwachstellen,
- Förderung der Forschung und Entwicklung neuer Technologien zur Verbesserung der Betriebssicherheit,
- Zusammenarbeit zwischen Betreibern und Ingenieuren zur kontinuierlichen Verbesserung der Systeme,
- Erneuerung und Optimierung der Rohrhalterungssysteme,
- Dämpfung unerwünschter Schwingungen durch Umwandlung in thermische Energie.

Durch die Umsetzung dieser Empfehlungen können Kraftwerksbetreiber die Betriebssicherheit ihrer Rohrleitungssysteme gewährleisten und gleichzeitig den Herausforderungen der modernen Energielandschaft erfolgreich begegnen.

Unsicherheit bei den Werkstoffen P91/P92 in Kraftwerksanlagen – Wo stehen wir bei der Bewertung der Lebensdauer?

Ansgar Kranz, Albert Bagaviev und Alexander Kuhn

1. Einleitung 642
2. Regelwerke 643
2.1. Herstellung 643
2.2. Betrieb 644
2.3. Stand der Technik 646
3. Werkstoffe und Mikrostruktur 646
3.1. Unsicherheit in der Herstellung 647
3.2. Unsicherheit im Betrieb 647
3.3. Unsicherheit durch Abwertung 648
4. Metallurgische Bewertung der Lebensdauer 649
5. Rechnerische Bewertung der Lebensdauer 651
5.1. Bewertung nach Regelwerken 651
5.2. Kriechmodellierung 651
6. Anwendung 653
7. Zusammenfassung 655
8. Quellen 656

1. Einleitung

Die 9 % Cr-Stähle P91 und P92 sind in allen Kraftwerksanlagen Stand der Technik als Werkstoffe für Hochtemperaturkomponenten. So wurde seit den 1990er Jahren der Werkstoff P91 (z. B. KW Schwarze Pumpe) in Kohleblöcken, später auch in den neuen GuD-Anlagen verbaut. In älteren Kraftwerksblöcken (auch Industriekraftwerken) wurden und werden weiterhin Retrofits der Rohleitungssysteme mit dem Werkstoff P91 aufgrund der guten Verfügbarkeit und Verarbeitbarkeit durchgeführt. Seit den 2010er Jahren wurde dann der Werkstoff P92 in der neuen Generation von Kraftwerksanlagen eingesetzt. Zwischenzeitlich wurde auch vereinzelt der Werkstoff E911, vergleichbar in seinen Eigenschaften mit dem P92, in Deutschland eingesetzt. Der Grund für die Verwendung von 9 % anstatt des zuvor üblichen 12 % Cr-Stahl X20 CrMoV12-1 (oder des 2 ¼ Cr-Stahls 10CrMo9-10) war die erwünschte Wirkungsgradsteigerung mit erhöhten Prozessparametern, die daher neue Werkstoffe mit verbesserten Zeitstandeigenschaften erforderten. Abbildung 1 (links) zeigt die Planung neuer Kraftwerksbauten der Vattenfall Europe (heute LEAG) nach [1] aus dem Jahr 2005. Die Abhängigkeit der gewünschten Wirkungsgradsteigerung von den Werkstoffkonzepten wird hieraus ersichtlich. Die Planung und Auslegung von Komponenten für eine Lebensdauer von 200.000 Stunden basiert hier hauptsächlich auf dem Werkstoffkennwert Zeitstandfestigkeit $R_{m\ 200.000}$ (Abbildung 1, rechts) nach dem damaligen Stand der Qualifizierung dieser neuen Werkstoffe, hier abgebildet durch Werte der Norm DIN EN 10216-2 (Ausgabe 2007) [2].

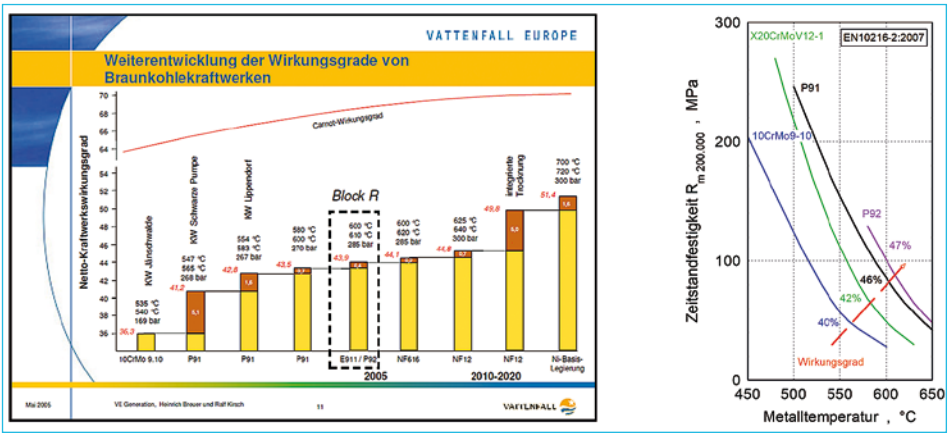


Abb. 1: links: Planung neuer Kraftwerksbauten nach [1] aus dem Jahr 2005; rechts: Wirkungsgradsteigerung durch Einsatz neuer 9 % Cr-Stähle

Nun mehren sich aufgrund der vorliegenden Betriebserfahrungen und der Auswertung nicht erwartbarer Schäden die Zweifel. Sind die Werkstoffe *überschätzt*?

Einige Indikationen traten schon kurz nach Inverkehrbringung auf, da in länger laufenden Laborversuchen die übliche Prognose der bis dahin gültigen Laborergebnisse (*Extrapolation der Zeitstandfestigkeit*) negativ korrigiert werden musste. Eine sogenannte Abwertung der Werkstoffeigenschaften für diese Werkstoffe wurde in den europäischen ECCC Data Sheets [24] und daraus folgend in den Auslegungsregelwerken vorgenommen. Weiterhin wurde und wird von vielen Stakeholdern die Bewertung der Restlebensdauer mittels ambulanter Bauteilmetallografie angezweifelt, da die Langzeitschädigung über Porenbildung und Porenwachstum dieser 9 % Cr-Stähle nicht den üblichen Mechanismen gehorchen. In diesem Beitrag wird die Unsicherheit bei der Bewertung der Werkstoffe P91/P92 in Kraftwerksanlagen beschrieben. Ausgehend von Normen und Standards zur Auslegung und Betriebsüberwachung werden verbesserte Methoden aufgezeigt, die sich derzeit in der Phase der Validierung befinden.

2. Regelwerke

Früher wurden Dampfkessel, Druckbehälter und Rohrleitungen in deutschen Kraftwerken nach den technischen Regel TRD, TRB, TRR ausgelegt und betrieben. So wurden hier sowohl die Konstruktion, die Werkstoffe und deren Verarbeitung als auch die Betriebsüberwachung einheitlich beschrieben. Mit dem *New Approach* wurden in Europa die Beschaffenheitsanforderungen zur Bereitstellung von Druckgeräten durch Inkrafttreten der Druckgeräterichtlinie (DGRL) 97/23/EG (abgelöst durch 2014/68/EU im Jahr 2014) vereinheitlicht [3]. In der Folge wurden die Anforderungen an die Herstellung EU-weit durch technische Regelwerke harmonisiert, während der Betrieb weiterhin durch nationales Recht beschrieben wird. In Deutschland wurde durch Einführung der Betriebssicherheitsverordnung (BetrSichV) im Jahre 2002 [4] der Wechsel von der anlagenspezifischen Betrachtung (bei TRD etc.) zur gefährdungsbezogenen Betrachtung vollzogen, mit den dazugehörigen Technischen Regeln für Betriebssicherheit (TRBS). Bei der Bewertung von Altanlagen hinsichtlich Zeitstand und Ermüdung ist also insgesamt zu beachten, welche Regelwerke zu welchem Zeitpunkt (auch Ausgabestände) bei der Inverkehrbringung verwendet wurden. So sind auch die relevanten Werkstoffkenndaten für die damalige Auslegung zu beachten.

2.1. Herstellung

In Europa sind im Rahmen der DGRL die harmonisierten Regelwerke für die Auslegung, Herstellung, Werkstoffauswahl etc. anzuwenden. Hier wird unterschieden zwischen Kesselbauteilen, Rohrleitungen und Druckbehältern wie folgt:

- DIN EN 12952 Wasserrohrkessel und Anlagenkomponenten [5]

- DIN EN 13480 Metallische industrielle Rohrleitungen [6]
- DIN EN 13445 Unbefeuerte Druckbehälter [7]

Für die Werkstoffe wie P91 und P92 ist die

- DIN EN 10216-2 Nahtlose Stahlrohre für Druckbeanspruchungen – Technische Lieferbedingungen [2]

heranzuziehen, fallweise auch diverse VdTÜV-Werkstoffblätter. Zu beachten ist weiterhin, dass der amerikanische ASME-Code als Auslegungsregelwerk nun auch vermehrt in Deutschland für Kessel, Druckbehälter und Rohrleitungen eingesetzt wird.

- ASME BPVC Boiler and Pressure Vessel Code [8]
- ASME B31.1 Power Piping [9]

Bei der Verwendung des ASME-Codes im Rahmen der DGRL ist die Konformität in einer Einzelbetrachtung nachzuweisen. Es ergeben sich möglicherweise Konsequenzen in der Konstruktion, Weiterverarbeitung und wiederkehrenden Prüfungen (inhaltlich und zeitlich), aber auch in der Qualifikation der Lieferanten und des eingesetzten Personals. Auch sind Werkstoffkennwerte und die Abwertung der relevanten Werkstoffe wie P91 und P92 hier unterschiedlich (*Unsicherheiten*, Kap.3). Häufig sind in den oben beschriebenen Regelwerken spezifische Details zur Lieferung nicht beschrieben oder es sind zur Erlangung maximaler Prüffristen erhöhte Qualitätsanforderungen erforderlich. Daher sind z. B. Spezifikationen der Betreiber oder des Verbandes *vgbe energy* relevant. So können durch Verwendung der vgbe-Richtlinien wichtige Qualitätsmerkmale bei der Herstellung und Montage festgelegt werden:

- VGB-S-109 Werkstoffspezifikation für drucktragende Komponenten in fossil befeuerten Kraftwerken [10]
- VGB-R-508 Herstellung und Bauüberwachung von Rohrleitungsanlagen in Wärmekraftwerken [11]
- VGB-S-013 Bau- und Montageüberwachung bei der Herstellung und Errichtung von Wasserrohrkesseln und zugehörigen Anlagen in Wärmekraftwerken [12]

2.2. Betrieb

Da der Betrieb von Kraftwerksanlagen den Anforderungen der Betriebssicherheitsverordnung (BetrSichV) unterliegt, gelten für Kessel und Rohrleitung die TRBS 1201 Teil 2 – Prüfungen und Kontrollen bei Gefährdungen durch Dampf und Druck [13]. Diese bildet den Rechtsrahmen, beschreibt die Rollen und Zu-

ständigkeiten, Prüffristen für die wiederkehrenden Prüfungen. Eine konkretere Ausarbeitung für die Umsetzung in der Praxis wird wiederum durch die vgbe-Richtlinien ermöglicht, z. B.:

- VGB-S-506 Zustandsüberwachung und Prüfung der Komponenten von Dampfkesselanlagen, Druckbehälteranlagen und Wasser oder Dampf führenden Rohrleitungen in Wärmekraftwerken [14]
- VGB-S-509 Inhalte wiederkehrender Prüfungen an Rohrleitungen und deren Komponenten in Wärmekraftwerken [15]
- VGB-S-517 Richtreihen zur Bewertung der Gefügeausbildung und Zeitstandschädigung warmfester Stähle für Hochdruckrohrleitungen und Kesselbauteile und deren Schweißverbindungen [16]. Es hat sich gezeigt, dass die Bewertungskriterien für die 9 % Cr-Stähle wie P91/P92 grundlegend verbessert werden müssen. Infolgedessen befindet sich diese Richtlinie derzeit in der Überarbeitung (Kap. 4).

In [17] [18] wurden mögliche Methoden zur Überwachung der neuen 600 °C-Kraftwerke zusammengestellt und stellen somit einen *Baukasten* im Sinne der Betriebsüberwachung wie folgt dar:

Diagnostik offline

- Sinnesprüfung (Augen, Ohren und Spüren von Schwingungen)
- ZfP-Maßnahmen (z. B. Gefügeabdrücke, Dehnungsmessungen, Ultraschall, Magnetpulverprüfung etc.)
- Kontrollen der Rohrleitungsunterstützungen
- Funktionsprüfungen
- Druckprüfung

Diagnostik online

- Online-Erschöpfungsberechnung nach DIN EN 12952 Teil 4
- Online-Überwachung der Konstanthänger auf Bewegung
- Online-Überwachung der Festpunkte auf Krafteinleitung
- Online-Überwachung der waagerechten Frischdampf- und ZÜ-Stränge auf 2-Phasenströmung und Strähnenbildungen aus der Sammlerabströmung
- Online-Dokumentation des bestimmungsgemäßen Betriebes (Druck, Temperatur, Durchsatz)
- Voreilende Zeitstandsversuche von ausgewählten Chargen

- Online-Dehnungsmessungen

Gerade die beschriebenen Online-Diagnostiken bieten somit weitere Möglichkeiten der Sicherstellung des bestimmungsgemäßen Betriebs. Mittels Methoden wie diesen wurden auch gemäß § 15 Abs. 17 BetrSichV für einige Kraftwerksblöcke in Deutschland eine Prüffristverlängerung von drei auf vier Jahre für die wiederkehrende innere Prüfung behördlich gewährt.

2.3. Stand der Technik

Die im Jahr 2023 veröffentlichte VGBE-TW-531: 9 % bis 12 % Cr-Stähle – Auslegung, Herstellung, Betrieb und Sicherheitskonzepte, [19] wurde durch Betreiber, Labore und Forschungseinrichtungen mit dem Ziel erstellt, den in Deutschland aktuell vorliegenden Erkenntnisstand über die qualitätsgerechte Herstellung, Verarbeitung und Auslegung der mittlerweile etablierten 9 % bis 12 %-Cr-Stahlsorten bzw. deren Anwendungen zusammenzufassen. Es werden hier auch Hinweise und Vorschläge zur wiederkehrenden Prüfung und Überwachung der aus diesen Stahlsorten gefertigten Komponenten unter Betriebsbedingungen gegeben.

3. Werkstoffe und Mikrostruktur

Im Wesentlichen werden die martensitischen 9 % Cr-Werkstoffe P91 (bis 580 °C) und P92 (> 580 °C) Dampftemperatur eingesetzt. Der Werkstoff E911 als europäisches Pendant zum P92 (Hersteller: Vallourec & Mannesmann) wurde nur vereinzelt eingesetzt, ist jedoch im Bereich der Restlebensdaueruntersuchungen, z. B. in F&E-Projekten in Deutschland, am besten untersucht (siehe auch Anwendung in Kap. 6.). Tabelle 1 zeigt auszugsweise die chemische Zusammensetzung [Gew.-%] nach der aktuellen DIN EN 10216-2 (Ausgabe 2020-04) [2].

Tab. 1: Chemische Zusammensetzung [Gew.-%] nach DIN EN 10216-2:2020-04 [2]

	C	Si	Mn	Cr	Mo	Ni	Nb	Ti	V	N	B	W
P91 (1.4903) X10CrMoVnb9-1	0,08-0,12	0,20-0,50	0,30-0,60	8,0-9,5	0,85-1,05	max. 0,40	0,06-0,10	max. 0,01	0,18-0,25	0,030-0,070	---- ----	---- ----
P92 (1.4901) X10CrMoVnb9-2	0,07-0,13	max. 0,50	0,30-0,60	8,5-9,5	0,30-0,60	max. 0,40	0,04-0,09	max. 0,01	0,15-0,25	0,030-0,070	0,001-0,006	1,50-2,00
E911 (1.4905) X11Cr-MoWVNb9-1-1	0,09-0,13	0,10-0,50	0,30-0,60	8,5-9,5	0,90-1,10	0,10 0,40	0,06-0,10	max. 0,01	0,18-0,25	0,050-0,090	0,0005-0,005	0,90-1,10

Gegenüber der martensitischen Vorgängerlegierung X20CrMoV12-1 (12 % Cr +V) wurde der Cr-Gehalt für verbesserte Zeitstandfestigkeit auf ca. 9 % abgesenkt und der Werkstoff zusätzlich durch weitere Feinst-Ausscheidungen stabilisiert (P91 = 9 % Cr +Nb, +N). Beim P92 wurde schließlich durch Zulegieren von +B +W eine weitere Steigerung der Zeitstandfestigkeit erreicht.

3.1. Unsicherheit in der Herstellung

Damit die Zeitstandeigenschaften erreicht werden, müssen diese drei Werkstoffe als angelassener Martensit mit einer nadeligen Struktur vorliegen. Hierzu gab es in den 2000er Jahren oftmals Unsicherheiten bei der Inverkehrbringung dieser Werkstoffe, da Schliffbilder eine eher körnige als nadelige Struktur (aufgrund zu niedriger Austenitisierungstemperaturen) aufwiesen. Es konnte in der Folgezeit gezeigt werden, dass hierdurch eine Verminderung der Lebensdauer zu erwarten ist. Eine erste Maßnahme in diesem Fall wäre also der frühzeitigere Einsatz von wiederkehrenden Prüfungen wie der Gefügeabdrucktechnik. Hierdurch wird die aktuelle Bauteilschädigung in Form von Zeitstandporen und der insgesamt vorliegende Gefügezustand bewertet.

3.2. Unsicherheit im Betrieb

Eine weitere Unsicherheit wird bei der Auswertung der Gefügeabdrücke im Betrieb festgestellt. Abbildung 2 zeigt hierzu beispielsweise die Auswertung zweier Gefügeabdrücke an einer Frischdampfleitung aus P91 nach ca. 60.000 Betriebsstunden. Abbildung 2 (links) zeigt wie zu erwarten 100 % angelassenen Martensit in Lattenstruktur in Beurteilungsklasse 1 nach VGB-S-517 [16], Abbildung 2 (rechts) bereits vereinzelte Poren der Beurteilungsklasse 2a an einem anderen Bauteil derselben Leitung.

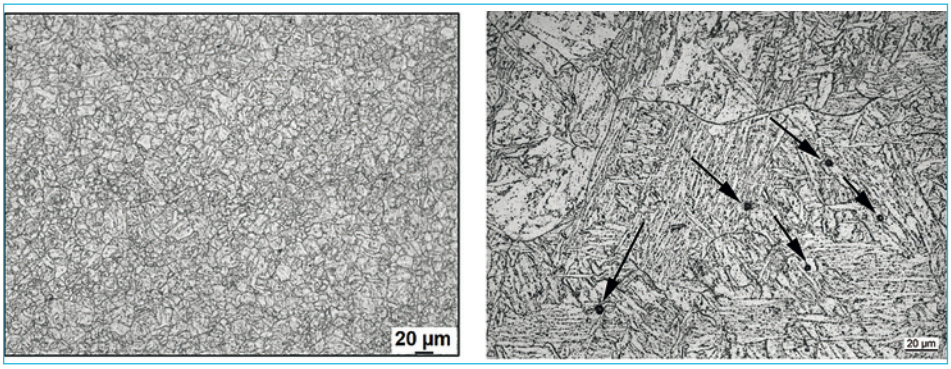


Abb. 2: P91 nach ca. 60.000 Betriebsstunden – links: 100 % angelassener Martensit in Lattenstruktur, Beurteilungsklasse 1; rechts: bereits vereinzelte Poren der Beurteilungsklasse 2a

Bei diesem Befund stellen sich folgende Fragen: Wurde hier eine *schlechte Charge* eingesetzt? Das kann beantwortet werden, wenn Mikroschliffe oder Gefügeabdrücke bei Inverkehrbringung je Charge vorliegen. Sind Zusatzkräfte, zu hohe Temperaturen im Betrieb aufgetreten? Was sagt die Beurteilungsklasse 2a über die Restlebensdauer aus? Die Unsicherheit in der Gefügebewertung der 9% Cr-Stähle wird derzeit im Rahmen der Überarbeitung der VGB-S-517 (siehe Kap. 4) bearbeitet.

3.3. Unsicherheit durch Abwertung

Wie schon vorab beschrieben, wird meist der Werkstoffkennwert $R_{m\ 200.000}$ für die Qualifizierung neuer Werkstoffe im Hochtemperaturbereich verwendet. Er wird in Zeitstandversuchen an einachsigen Zugproben unter konstanter Last und Temperatur ermittelt. Durch Variation der Last und der Temperatur an einer großen Anzahl Proben erhält man ein Kennfeld aus Temperatur, Spannung und Einsatzzeit. Durch Berücksichtigung verschiedener Werkstoffhersteller und Chargen ergibt sich eine mittlere Festigkeit sowie ein Vertrauensbereich von ± 20 %, in dem alle Hersteller und Chargen liegen sollten. In Abbildung 3 ist dieses exemplarisch für den Werkstoff P91 bei einer geplanten Einsatztemperatur von 580 °C gemäß DIN EN 10216-2 (hier Ausgabe 2014) dargestellt.

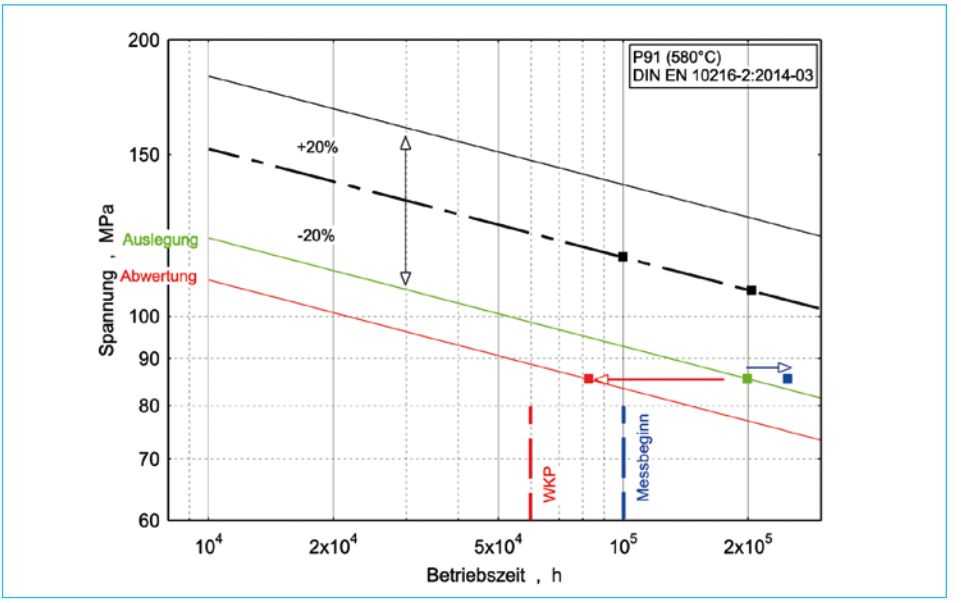


Abb. 3: Abwertung am Bsp. des Werkstoffs P91 bei 580 °C

Für die Konstruktion von Bauteilen geht man unter Sicherheitsaspekten konservativ vor, d. h. für eine festgelegte Betriebstemperatur und eine Auslegung von 200.000 Betriebsstunden nimmt man den Spannungswert (grüner Punkt)

des unteren Streubandes (-20 %, grüne Kurve in Abbildung 3) und dimensioniert dann die Wandstärke des Bauteils unter der Annahme der schlechtesten zugelassenen Werkstoffcharge. Aufgrund der mit den Jahren erzielten verbesserten Datenlage aus Laborversuchen müssen die ursprünglichen Werte korrigiert werden. Dieser Vorgang wird als *Abwertung von Werkstoffen* bezeichnet und wurde für die gängigen Werkstoffe in den letzten Jahren durch das amerikanische ASME- und europäische ECCC-Komitee mehrfach durchgeführt. Die Vergangenheit zeigt also, dass die Kennwerte, die aus Kurzzeitversuchen entnommen und auf das Langzeitverhalten extrapoliert wurden, meist zu optimistisch sind. Warum ist das ärgerlich? Da Dampfdruck und -temperatur im Betrieb weitestgehend festgelegt sind, bedeutet dies, dass die Wanddicke als zu dünn für die nominale Beanspruchungsdauer ausgelegt wurde, also eine geringere Bruchzeit die Folge wäre (*grüner Punkt* wird zu *rotem Punkt* in Abbildung 3). Die wiederkehrenden Prüfungen = WKP wären daher früher als geplant durchzuführen. Somit ergäbe sich rein formal ein früherer Austausch als geplant und somit erhöhte zukünftige Kosten. Positiv gedacht werden die gefertigten Bauteile jedoch nicht aus dem schlechtesten Werkstoff hergestellt worden sein, was also statistisch begründet mehr Lebensdauer bedeutet (gestrichelte Linie in Abbildung 3). Somit stellt sich die Frage nach der Qualität der eingesetzten Werkstoffchargen hinsichtlich des tatsächlichen Zeitstandverhaltens im Betrieb. In einer ersten Maßnahme sollte die Auslegung mit den verwendeten Sicherheitsfaktoren gegenüber der Abwertung überprüft werden. Eine zweite Maßnahme besteht aus einem frühzeitigeren Einsatz von wiederkehrenden Prüfungen wie der Gefügeabdrucktechnik. Möglicherweise wurden sogenannte Rückstellproben von eingesetzten Chargen im Labor auf das einachsige Zeitstandverhalten überprüft (3. Maßnahme). Eine weitere Möglichkeit, den *Lebensdauer-Punkt* in Abbildung 3 *nach rechts zu schieben* (= blauer Punkt), ist die Messung der tatsächlichen Kriechverformung des Bauteils im Betrieb mittels kapazitiven Kriechdehnungssensoren und Verwendung von Kriechgesetzen, wie in Kap. 5.2 beschrieben. Mittels dieser Vorgehensweise kann nun rückwirkend die Lage der Werkstoffcharge im Zeitstanddiagramm (blauer Punkt) bestimmt werden. Somit hat man auch nach der Abwertung von Werkstoffen abgesicherte Methoden zur Hand, um (i) einen sicheren Weiterbetrieb und (ii) einen frühzeitigen und unnötigen Austausch zu vermeiden. Eine verbleibende Unsicherheit sind die derzeitigen Bestrebungen seitens EPRI/ASME, den ASME Code Case für die Werkstoffsorte P92 aufgrund nicht ausreichender Bruchverformungswerte zurückzuziehen (oder einen neuen Code Case aufzustellen).

4. Metallurgische Bewertung der Lebensdauer

Die metallurgische Bewertung der Lebensdauer wird auf Basis der VGB-S-517 vorgenommen.

Folgende Erkenntnisse für die 9 % Cr-Stähle wurden in den letzten Jahren getroffen:

Die Kriechporenbildung setzt bei mehrachsiger Beanspruchung frühzeitiger ein als bei niedriglegierten Stählen. Sie beginnt nach 15–20 % des Zeitstandlebensdauerverbrauchs bei modernen 9–10 % Cr-Stählen. Sie entwickelt sich meist ohne Kettenbildung über:

- vereinzelte Poren ohne Orientierung;
- viele Poren ohne Orientierung;
- Porenwachstum hinsichtlich Größe und Anzahl;
- Mikrorisse zwischen Poren;
- Makrorisse zwischen Poren.

Die Poren sind oft unförmig und etwa Faktor 2–3 größer als bei niedriglegierten Stählen. Die Porenbildung erfolgt zudem an allen Arten von Korn- bzw. Phasengrenzen, sodass eine Klassifizierung nach den derzeitigen rein qualitativen metallkundlichen Beurteilungsmerkmalen für Zeitstandschädigung für diese Werkstoffgruppe nicht ausreicht. Aus verschiedenen Forschungsprojekten lässt sich ableiten, dass die Porendichte und/oder die Porosität eine geeignete Möglichkeit ist, um die martensitischen Cr-Stähle ausreichend zu klassifizieren. Ein Verbundvorhaben der Partner MPA Stuttgart, IWM Freiburg, RWE Power, StandZeit und TÜV Rheinland startete im Jahr 2018. Das Ziel des Vorhabens war die Überprüfung und Optimierung des im Jahr 2015 von Schubert [20] veröffentlichten Zusammenhangs zwischen Kriechporosität und Zeitstandsverbrauch für 9–12 % Cr-Stähle. Das Vorhaben wurde 2022 mit einem Abschlussbericht und einem Anschreiben an die VGB mit dem Vorschlag zur Überarbeitung der VGB-S-517 abgeschlossen. Die Zeitstandschädigung beginnt bei mehrachsigen Belastungen bereits früher und bleibt, aufgrund der fehlenden Orientierung, lange in der Schädigungsklasse 2b (Zahlreiche Kriechporen ohne Orientierung). Des Weiteren fehlen Kriterien zur Einteilung der martensitischen 9–12 % Cr-Stähle in die Beurteilungsklassen 3a (Zahlreiche Kriechporen mit Orientierung) und 3b (Kriechporenketten, vereinzelte Korngrenzentrennungen). Die Porendichte oder Porosität ist eine geeignete Methode um die martensitischen 9–12 % Cr-Stähle ausreichend zu klassifizieren. Daher sollte in der Überarbeitung der VBG-S-517 die Klassengrenzen der bestehenden Beurteilungsklassen um das Maß der Porendichte erweitert werden. Grundsätzlich reicht eine rein metallurgische Bewertung in Form von Beurteilungsklassen als alleiniges Merkmal der Lebensdauerabschätzung nicht aus. So werden für die meisten Kraftwerksanlagen im Rahmen der Umsetzung der VGB-S-506 weitere Kriterien hinzugezogen, wie die rechnerische Bewertung des Lebensdauerverbrauch nach Regelwerken (Kap. 5.1). Bei unerwartet kritischen Porenbefunden oder Widersprüchen mit

der rechnerischen Bewertung kann davon ausgegangen werden, dass der Beanspruchungszustand im Allgemeinen nicht den Auslegungsbedingungen nach Kap. 2 entspricht. In diesem Fall sind verbesserte Berechnungsmethoden nach Kap. 5.2 mit einer verbesserten Online-Diagnostik unumgänglich.

5. Rechnerische Bewertung der Lebensdauer

Die rechnerische Bewertung der Bauteillebensdauer besteht generell in der Ermittlung der sog. Werkstoffschädigung, die einen maximalen Wert (mit Berücksichtigung der niederzyklischen Ermüdungsschädigung) von 100 % (bzw. einen zulässigen Wert von 75 % oder 85 %) für einen sicheren Betrieb erreichen darf.

5.1. Bewertung nach Regelwerken

Die rechnerische Vorgehensweise zur Bewertung der drucktragenden Komponenten erfolgt je nach Anwendung meistens nach DIN EN 12952-3 [5], DIN EN 13445-3 [7] und DIN EN 13480-3 [6]. Von allen diesen Regelwerken hat nur DIN EN 13445-3 eine detailliert beschriebene Methode (parallel zur FE-basierten Spannungskategorisierung) zur Bewertung der Kriechschädigung in Anhang B. Diese wird auf Basis der Referenzspannungsmethode während der Phase des Sekundärkriechens bewertet. Die Methode benötigt weder konstitutive Kriechgesetze noch Kriechsimulationen. Die Kriechschädigung wird auf der Grundlage von geschätzten Spannungsverteilungen für stationäres Kriechen bewertet:

$$D_t = \int_{t_1}^{t_2} \frac{dt}{t_B(\sigma, T)} \approx \sum_i \frac{\Delta t}{t_B(\sigma_i, T_i)}$$

D. h. für die Erfassung der akkumulierten Kriechschädigung ist der Wert der entsprechenden Zeit bis zum Bruch t_b entscheidend. Diese Werte t_b werden (außer DIN EN 13445-3) tabellarisch in den werkstoffspezifischen Teilen der Regelwerke wie z. B. DIN EN 10216-2, DIN EN 10028-2 oder VdTÜV-Merkblätter 511/2, 552/2 vorgegeben. Die Datenquelle für die erwähnten Regelwerke stellen die ECCC-Datensätze dar. Alle bis dato durchgeführten Abwertungen der Zeitstandwerte für P91, P92 und E911 in den Jahren 2015, 2017 und 2019 erfolgten auf Basis der von ECCC initiierten Abwertungen der Zeitstandfestigkeitswerte.

5.2. Kriechmodellierung

Die kriechdehnungsbasierte Ermittlung der Kriech- bzw. Zeitstandschädigung D_C stellt eine weniger konservative Vorgehensweise dar:

$$D_C = \int_{t_1}^{t_2} \frac{d\varepsilon_C}{\varepsilon_B(\sigma, T)}$$

Zwar ist diese Vorgehensweise aufwändiger und zeitintensiver und benötigt viel mehr Information bezüglich der Kriechgleichungen sowie deren werkstoffspezifischen und temperaturabhängigen Parametern, liefert aber in Kombination mit dem Finite-Elemente-Verfahren immense Vorteile, insbesondere bei der Bewertung der (grenzwertigen) kritischen Bauteile. Das sog. *Characteristic-strain*-Modell von Bolton [21] [22] ist ein effektives Kriechmodell in der Beschreibung der Kriechverformung über lange Zeiträume und lässt sich relativ einfach in FE-Programme implementieren. Auf der Grundlage der Analysen von Kriechversuchsdaten erweiterte Bolton das klassische Norton-Modell [23] und schlug die folgende isochrone Beziehung zwischen dem Spannungsexponenten und der Spannung, ausgedrückt als Bruchteil der Zeitstandfestigkeit σ_R, vor:

$$n = \frac{1}{1 - \frac{\sigma}{\sigma_R}}$$

wobei σ_R die Zeitstandfestigkeit für eine bestimmte Zeit bei konstanter Temperatur bezeichnet. Durch Integration der obigen Beziehung, erhielt er eine Gleichung für die Kriechdehnung ε_C in der Form:

$$\varepsilon_C = \frac{\varepsilon_\chi}{\frac{\sigma}{\sigma_R} - 1}$$

wobei ε_χ eine charakteristische Kriechdehnung ist, die eine Materialkonstante bei einer bestimmten Zeit und Temperatur darstellt. Die charakteristische Kriechdehnung kann mithilfe von obiger Gleichung und der Kenntnis von zwei Spannungen, d. h. der Zeitstandfestigkeit σ_{R1} zum Zeitpunkt t_1 und der Spannung σ_{D1} zur Erzeugung der Bezugs-Kriechdehnung ε_D zum Zeitpunkt t_1 bewertet werden. Unter dieser Annahme kann die isochrone Spannungs-Dehnungs-Beziehung wie folgt geschrieben werden:

$$\varepsilon_C = \frac{\varepsilon_D \cdot (\frac{\sigma_{R1}}{\sigma_{D1}} - 1)}{\frac{\sigma_R}{\sigma} - 1}$$

Die Zeitstandfestigkeit wird dann durch eine einfache Potenzgesetz-Beziehung beschrieben:

$$\sigma_R = \sigma_{R1} \left(\frac{t_1}{t}\right)^{1/m}$$

wobei m den Exponenten in der Potenzkriechgesetz-Formel angibt. Der Exponent m kann mithilfe zweier Werte der Bruchfestigkeit zum Zeitpunkt t_1 und t_2 bewertet werden:

$$m = \frac{log\,(\frac{t_2}{t_1})}{log\,(\frac{\sigma_{R1}}{\sigma_{R2}})}$$

Kombiniert man die beiden Gleichungen, so ergibt sich die folgende Relation zwischen Kriechdehnung und Zeit bei einer konstanten Spannung:

$$\varepsilon_C = \frac{\varepsilon_D \cdot (\frac{\sigma_{R1}}{\sigma_{D1}} - 1w)}{\frac{\sigma_R}{\sigma}(\frac{t_1}{t})^{1/m} - 1}$$

Das Kriechmodell wird also durch drei Konstanten beschrieben:

σ_{R1} – die Zeitstandfestigkeit zum Zeitpunkt t_1;

σ_{R2} – die Zeitstandfestigkeit zum Zeitpunkt t_2;

σ_{D1} – die der Kriechdehnung ε_D zum Zeitpunkt t_1 entsprechende Spannung.

Diese Daten können von den zur Verfügung stehenden Ergebnissen der Standardkriechversuche abgeleitet werden.

6. Anwendung

Die in Kap. 4 und Kap. 5 beschriebenen weiterentwickelten Methoden (Porosität und Kriechmodellierung) ermöglichen nun eine verbesserte Beschreibung des Schädigungsfortschritts der 9 % Cr-Stähle. So werden zurzeit an verschiedenen Bauteilen, z. B. an einem Rohrbogen aus dem Werkstoff E911, Anpassungen und Validierungen der Prozeduren vorgenommen. Der Rohrbogen war nach ca. 96.000 Stunden bei 580 °C und 260 bar aufgrund von Porenbefundungen ausgebaut worden. Danach wurde er in einem mehrstufigen Laborversuch unter Innendruck und Temperatur beansprucht. Abbildung 4 zeigt die Mikrostruktur des Werkstoffs E911 in Gefügeabdrücken nach VGB-S-517 (links: Nullabdruck, Mitte: im Stillstand bei ca. 60.000 h im Kraftwerk, rechts: nach einem Bauteilversuch mit weiteren ca. 20.000 h im Labor). Die in Kap. 4 beschriebene Weiterentwicklung des Standards VGB-S-517 wurde anhand des Schädigungsfortschritts beschrieben.

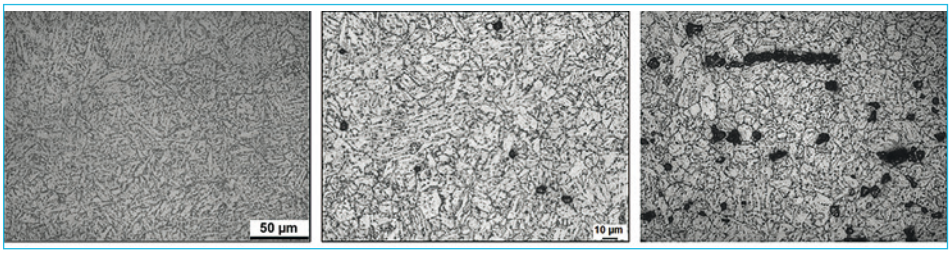


Abb. 4: Werkstoff E911 (links: Nullabdruck, Mitte: im Stillstand nach 60.000 h, rechts: nach Bauteilversuch mit weiteren 20.000 h Beanspruchung)

Während des Bauteilversuchs wurde die Kriechdehnung mittels kapazitiver Kriechdehnungssensoren laufend erfasst. Abbildung 5 (links) zeigt das 3D-FE-Modell des Rohrbogens (Werkstoff E911) mit den vier Sensor-Positionen (drei Sensoren zur Messung in Umfangsrichtung, ein Sensor misst axial). Hier ist exemplarisch die 1. Hauptkriechdehnung, akkumuliert in der 1. Laborphase, dargestellt. Abbildung 5 (rechts) zeigt exemplarisch einen kapazitiven Kriechdehnungssensor (Bauart TÜV Rheinland).

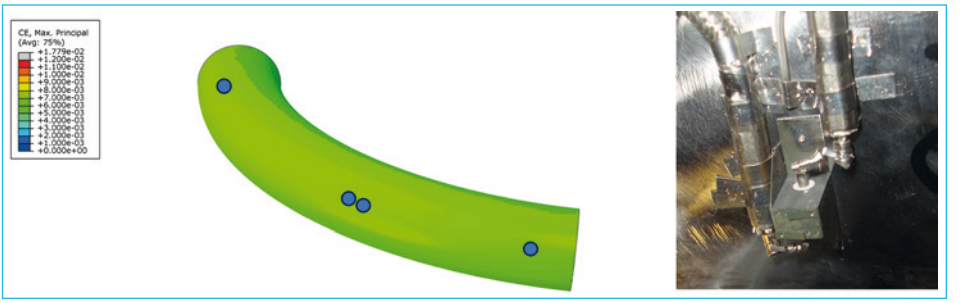


Abb. 5: Modellierung des Werkstoffs E911 gemäß Kap. 5 (hier 1. Hauptkriechdehnung, akkumuliert in der 1. Laborphase) mit Messpositionen auf dem Bauteil (links) und kapazitiver Kriechdehnungssensor (rechts)

Die Kriechmodellierung gemäß Kap. 5.2 wurde in eine Subroutine des kommerziellen FE-Programms ABAQUS eingebaut. Abbildung 6 zeigt die Vergleiche der Simulationsergebnisse der Kriechmodelle nach Norton-Bailey und Bolton (angepasst an die Mindestwerte der Zeitstandfestigkeiten) mit den Versuchsergebnissen.

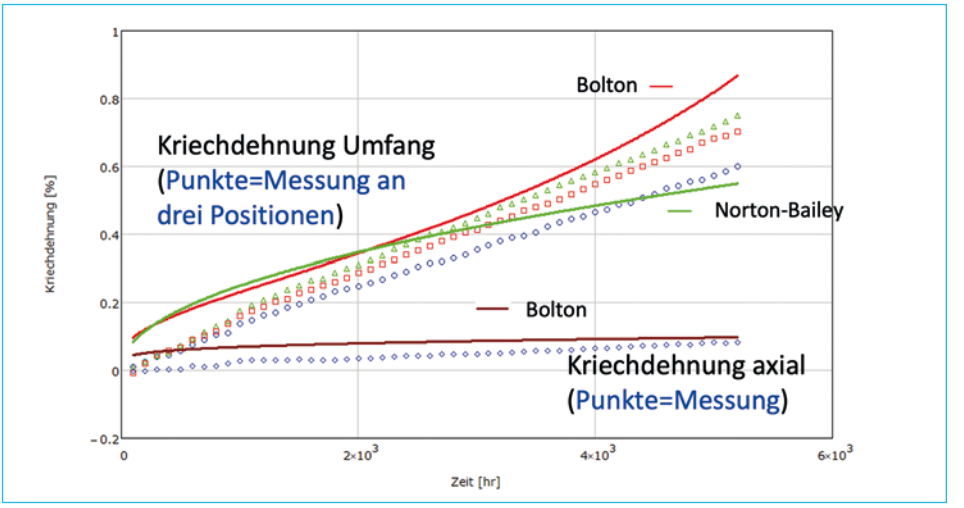


Abb. 6: Modellierung des Werkstoffs E911 gemäß Kap. 5.2 im Vergleich zu Versuchsdaten aus der 1. Laborphase

Die Vergleiche zeigen, dass das Norton-Bailey-Modell die Akkumulation der Spannungen in einer Langzeitsimulation unterbewertet. Das Bolton-Modell bzw. die Kriechdehnungskomponenten beschreiben die Versuchsergebnisse relativ genau. Die Abweichungen (größere rechnerisch ermittelte Kriechdehnungen) entstehen aufgrund der Anpassung des Bolton-Models an die Mindestwerte der Zeitstandfestigkeit. Es hat sich insgesamt gezeigt, dass die Kombination aus den neuen metallurgischen Porositätskriterien und die Einführung einer dehnungsbasierten Kriechmodellierung die Beschreibung der Schädigungsentwicklung auch dieser komplexen Werkstoffe deutlich verbessert.

7. Zusammenfassung

Die Werkstoffe P91 und P92 werden seit vielen Jahren in Kraftwerksanlagen eingesetzt. So sind überwiegend Bauteile im FD- und HZÜ-Bereich außerhalb des Kessels (Rohrleitungen, Sammler, kesselverbindende Leitungen, Formstücke und Armaturen) hieraus gefertigt und werden bei Temperaturen bis 620 °C betrieben. Der Werkstoff E911, vergleichbar mit dem P92, ist vereinzelt vorhanden. Wo stehen wir bei der Bewertung der Lebensdauer? Folgende Unsicherheiten wurden beschrieben:

1. Abwertung der Werkstoffe durch ECCC etc.: Maßnahme: Überprüfung der Auslegung nach damaligen Regelwerken mit aktualisierten Zeitstandfestigkeiten. Es liegen nun gesicherte Werte für die Zeitstandfestigkeiten vor. Eine weitere ECCC-Abwertung ist nicht zu erwarten. Es ist zu beobachten, wie der ASME-Code den Werkstoff P92 zukünftig bewerten wird.

2. Mikrostruktur *nicht nadelig*: Eine geringere Zeitstandfestigkeit ist zu erwarten. Maßnahmen: Erhöhung der Prüfdichte und Verkürzung der Prüffrist (Nutzung von Kurzstillständen).

3. Frühzeitige Porenbefunde: Ursachen: tatsächliche Metalltemperaturen höher als in Auslegung berücksichtigt, Anfahrgradienten hoch, z. B. bei dickwandigen Bauteilen.

Maßnahmen: Auswertung nach zukünftiger VGB-S-517, Überprüfung, ob Zusatzkräfte maßgeblich sind (Hänger-Kontrollen), Daten aus Leitsystemen analysieren, messtechnische Überwachung (VGB S-506).

4. Restlebensdauerbestimmung: Auswertung nach zukünftiger VGB-S-517, dehnungsbasierte Methoden und Bestimmung der Lage der Werkstoffcharge im Streuband reduzieren mögliche konservative Annahmen.

Eine generelle Verminderung der Unsicherheiten für die Werkstoffe P91 und P92 (E911) kann durch folgende Maßnahmen erzielt werden:

- Verwendung des vgbe-Regelwerkes im Rahmen der Herstellung, Inverkehrbringung und der Betriebsüberwachung bzw. wiederkehrende Prüfprogramme;
- Verwendung von Istwerten (as-built) der Bauteilabmessungen, insbesondere Wanddicken;
- Nullaufnahmen der Gefüge bei neuen Bauteilen nach VGB-S-517;
- Verwendung von Porositätskriterien für die metallurgische Bewertung der Lebensdauer wie in der geplanten Revisionierung der VGB-S-517;
- Einsatz von Online-Diagnostik, wie Hängerüberwachung, lokale Temperaturmessungen, Kriechdehnungsmessungen, ...;
- Kriechmodellierung mit dehnungsbasierten Methoden unter Verwendung der örtlichen Kriechdehnungsmessungen zur Bestimmung der Chargenqualität des Werkstoffs im Streuband;
- 3D-FEM bei vermuteten mehrachsigen (äußeren) Beanspruchungen oder ZfP-Befunden;
- Einsatz von verbesserten Ultraschallprüfmethoden wie TOFD und Phased Array (bei ZfP-Befunden an der Bauteil-Oberfläche) zur Absicherung der Bauteilintegrität;
- Verwendungen sogenannter Auslagerungsproben der betreffenden Chargen in einachsigen Zeitstandversuchen;
- Durchführung von Bauteilversuchen im Labor bei grundsätzlichen Fragestellungen und benötigtem Erkenntnisfortschritt wie in Kap. 4 bis Kap. 6 beschrieben.

Bei Berücksichtigung dieser Methoden kann davon ausgegangen werden, dass im Rahmen der wiederkehrenden Prüfungen und Datenauswertung diese Werkstoffe sicher hinsichtlich ihrer Lebensdauer bewertet werden können.

8. Quellen

[1] Breuer, H.: Boxberg R – Konzept der Vattenfall Europe Generation AG & Co. KG für einen neuen Braunkohlenkraftwerksblock in der Lausitz. URL: braunkohle.de/wp-content/uploads/2019/06/Folienvortrag-Dipl.-Ing.-Heinrich-Breuer-2005.pdf (Stand: 09.07.24).

[2] DIN EN 10216 (2020). Nahtlose Stahlrohre für Druckbeanspruchungen – Technische Lieferbedingungen – Teil 2: Rohre aus unlegierten und legierten Stählen mit festgelegten Eigenschaften bei erhöhten Temperaturen, 04/2020.

[3] Richtlinie 2014/68/EU des Europäischen Parlaments und des Rates vom 15. Mai 2014 zur Harmonisierung der Rechtsvorschriften der Mitgliedstaaten über die Bereitstellung von Druckgeräten auf dem Markt.

[4] Betriebssicherheitsverordnung – BetrSichV (zuletzt geändert durch Artikel 7 des Gesetzes vom 27. Juli 2021 (BGBl. I S. 3146).

[5] DIN EN 12952. Wasserrohrkessel und Anlagenkomponenten (Teile 1–18, div. Ausgabestände).

[6] DIN EN 13480. Metallische industrielle Rohrleitungen (Teile 1–9, div. Ausgabestände).

[7] DIN EN 13445. Unbefeuerte Druckbehälter (Teile 1–12, div. Ausgabestände).

[8] ASME BPVC (2023). Boiler and Pressure Vessel Code (div. Sections).

[9] ASME B31.1 (2022). Power Piping.

[10] VGB-S-109 (2014). Werkstoffspezifikation für drucktragende Komponenten in fossil befeuerten Kraftwerken, 08/2014.

[11] VGB-R-508 (2016). Herstellung und Bauüberwachung von Rohrleitungsanlagen in Wärmekraftwerken, 07/2016.

[12] VGB-S-013 (2017). Bau- und Montageüberwachung bei der Herstellung und Errichtung von Wasserrohrkesseln und zugehörigen Anlagen in Wärmekraftwerken, 04/2017.

[13] TRBS 1201 Teil 2 (2018). Technische Regeln für Betriebssicherheit – Prüfungen und Kontrollen bei Gefährdungen durch Dampf und Druck, 07/2018.

[14] VGB-S-506 (2019). Zustandsüberwachung und Prüfung der Komponenten von Dampfkesselanlagen, Druckbehälteranlagen und Wasser oder Dampf führenden Rohrleitungen in Wärmekraftwerken, 05/2019.

[15] VGB-S-509 (2020). Inhalte wiederkehrender Prüfungen an Rohrleitungen und deren Komponenten in Wärmekraftwerken, 03/2020.

[16] VGB-S-517 (2014). Richtreihen zur Bewertung der Gefügeausbildung und Zeitstandschädigung warmfester Stähle für Hochdruckrohrleitungen und Kesselbauteile und deren Schweißverbindungen, 11/2014.

[17] Hahn, B.; Husemann, R.U.; Klenk, A.; Ladeur, J., Maile, K.: Vorschläge zur Lebensdauerüberwachung und Restlebensdauerermittlung an Druckteilkomponenten aus neuen Werkstoffen. Stuttgart: 32. MPA-Seminar *Werkstoff- & Bauteilverhalten in der Energie- & Anlagentechnik*, 5. und 6. Okt. 2006.

[18] Hoffman, B.: Moderne Konzepte für wiederkehrende Prüfungen von Dampfkesselanlagen nach BetrSichV. Stuttgart: 32. MPA-Seminar *Werkstoff- & Bauteilverhalten in der Energie- & Anlagentechnik*, 5. und 6. Okt. 2006.

[19] VGBE-TW 531 (2024). 9 % bis 12 % Cr-Stähle – Auslegung, Herstellung, Betrieb und Sicherheitskonzepte, 03/2024.

[20] Schubert, J.; Markgraf, M.: Verbessertes Verfahren zur Bewertung von Kriechporen in warmfesten 9–12 % Cr-Stählen für eine genauere Lebensdauerbewertung warmgehender Bauteile. Düsseldorf: 38. FVWHT-Vortragsveranstaltung, 27. Nov. 2015.

[21] Bolton, J.: A *characteristic-strain* model for creep. Materials at high temperatures 25(3), 2008.

[22] Bolton, J.: Analysis of structures based on a characteristic-strain model of creep. International Journal of Pressure Vessel and Piping, 85, 2008

[23] Norton, F. H.: The Creep of Steel at High Temperatures. London: McGraw-Hill, 1929

[24] https://www.eccc-creep.com/ecc-data-sheets.html (Stand: 23.08.2024).

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

Ganzheitliches Konzept zur Festigkeitsbewertung von hochbeanspruchten Kupferbauteilen im Generatorbau

Philipp Thumann, Stefan Buchner und Philipp Schmauser

1. Einleitung 660
2. FE-Simulation 661
2.1. Elementformulierung und Materialzuweisung 662
2.2. Kontaktdefinitionen 662
2.3. Randbedingungen 663
2.4. Lastschritte 663
2.5. Berechnungsergebnisse 663
3. Festigkeitsbewertung 664
3.1 Zugversuche 665
3.2. Incremental-Step-Tests 665
3.3. Lebensdauerversuche 667
3.4. Methodische Vorgehensweise 668
4. Zusammenfassung 670
5. Quellen 670

FE	Finite-Elemente
FEM	Finite-Elemente-Methode
DWL	Dehnungswöhlerlinie
HGW	Hartgewebe
IST	Incremental-Step-Test

Im vorliegenden Beitrag wird gezeigt, wie durch ein ganzheitliches Konzept, beginnend mit der Modellerstellung eines umfangreichen FE-Berechnungsmodells bis hin zur Festigkeitsbewertung unter Verwendung speziell ermittelter Werkstoffkenndaten, die Betriebssicherheit von Kupferkomponenten sichergestellt werden kann.

Durch fundierte FE-Modellierungstechniken können die aufwändigen Simulationsmodelle für alle rotierenden Maschinen in wenigen Stunden erstellt werden. Hierbei ist die Definition eines geeigneten Werkstoffverhaltens der Kupferkomponenten essentiell. Erst nachdem grundlegende Fragen zur Beschreibung der Materialien im FE-Modell geklärt sind, können vertrauenswürdige Ergebnisse generiert werden. Diese Ergebnisse dienen anschließend als Grundlage für Festigkeitsbewertungen, wobei die Erkenntnisse aus einem umfangreichen Forschungsprojekt hinsichtlich Schwingfestigkeit von Kupfer unter verschiedenen Wärmebehandlungsverfahren berücksichtigt werden.

Somit ist mit der vorgestellten methodischen Vorgehensweise eine Betriebsfestigkeitsbewertung unter Verwendung tatsächlicher Werkstoffsteifigkeiten und umfangreicher Schwingfestigkeitsversuche in Verbindung mit ausgereiften Simulationstechniken möglich. Des Weiteren besteht bei einer bekannten Lasthistorie die Möglichkeit einer Restlebensdauerbewertung.

1. Einleitung

Mit der Energiewende ist ein grundlegender Umbau unserer Energieversorgung verbunden. Strom wird immer mehr aus erneuerbaren Energieträgern bereitgestellt. Die Sicherheit der Energieversorgung ist grundlegend für diese Umgestaltung. Zur Sicherstellung der Energieversorgung an weniger sonnen- und windreichen Tagen sowie zu Spitzenlastzeiten werden herkömmliche Energieversorgungseinrichtungen punktuell zugeschaltet. Während vor der Energiewende viele Kraftwerke nur wenige An- und Abfahrten im Jahr hatten, finden derzeit teilweise täglich mehrere Start-Stopps statt. Dadurch ändert sich der Beanspruchungsverlauf der Anlagen signifikant.

In der Wasserkraft, aber auch bei Turbogeneratoren, müssen vermehrt Komponenten aus Kupfer auf Festigkeit geprüft werden bzw. weisen bereits Schäden auf. Letzteres erfordert eine aussagekräftige Schadensanalyse, um nach einer Wiederinbetriebnahme einen erneuten Schadensfall zu vermeiden. Zur Durchführung dieser Schadensanalysen können numerische Berechnungsverfahren wie die Finite-Elemente-Methode (FEM) herangezogen werden. Mithilfe dieser Analysen wurde bereits erfolgreich nachgewiesen, dass die maximalen Beanspruchungen an den Verbindungselementen zwischen zwei fixierten Bauteilen auftreten.

Verbindungselemente sind frei gelagert, da sie die Relativbewegungen der miteinander verbundenen Generatorkomponenten ausgleichen müssen. Diese Relativbewegungen entstehen durch die wirkenden Zentrifugalkräfte auf die unterschiedlich gearteten Komponenten sowie durch die Wärmeausdehnungen während des Betriebs. Letztere wirken sich aufgrund ungleichmäßiger Verformungen einzelner Komponenten beanspruchend auf die Verbindungen aus. Diese ungleichmäßigen Verformungen werden durch unterschiedliche werkstoffspezifische Wärmleitfähigkeiten und Wärmeausdehnungen der verwendeten Materialien ausgelöst.

In diesem Beitrag wird dargestellt, wie über eine ausgereifte Simulationsmethodik vertrauenswürdige Berechnungsergebnisse für nachfolgende Festigkeitsbewertungen generiert werden. Bei den Festigkeitsbewertungen kommen Datensätze und gewonnene Erkenntnisse aus umfangreichen zyklischen Werkstoffversuchen an weichgeglühten und unbehandelten Kupferproben zum Einsatz.

2. FE-Simulation

Bei der Finite-Elemente-Methode wird ein komplexes Gebiet in Teilstücke zerlegt, sodass dieses mit lokal begrenzten mathematischen Funktionen approximiert werden kann [1]. Im vorliegenden Bericht wird die Software von Altair mit dem entsprechenden Pre- und Postprozessor und dem Solver für u. a. Temperaturberechnungen und nichtlineare Problemstellungen verwendet [2] [3]. In Abbildung 1 ist beispielhaft ein FE-diskretisiertes Modell abgebildet.

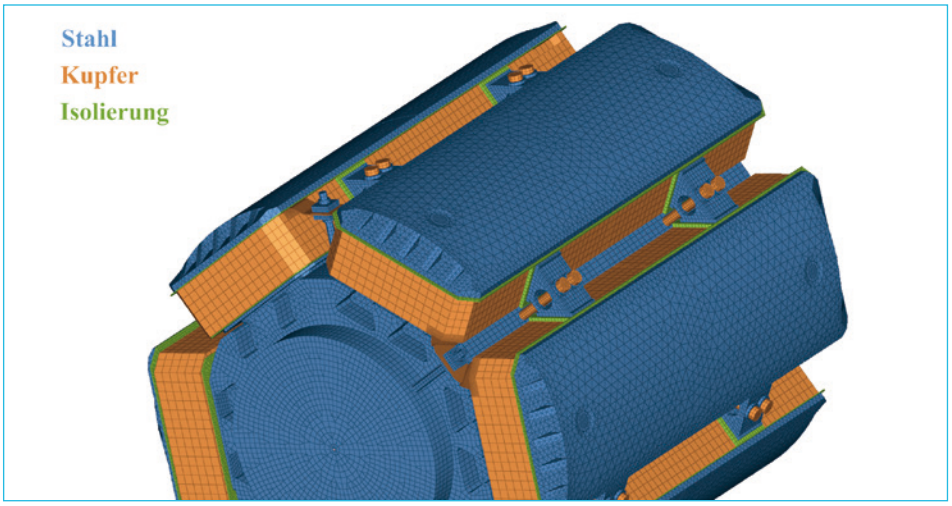


Abb. 1: FE-Diskretisierung eines 6-poligen Wasserkraftgenerators

2.1. Elementformulierung und Materialzuweisung

Nachdem das betrachtete System in Teilstücke zerlegt ist, muss den einzelnen Elementen eine Elementformulierung und ein Material zugewiesen werden. In Abbildung 1 sind die Einzelkomponenten nach den Werkstoffen Stahl, Kupfer und Isolierung (HGW) farblich gekennzeichnet. Hier stellt sich bei der Modellerstellung eine unumgängliche Frage: Wie ist das Werkstoffverhalten der im Simulationsmodell verwendeten Bauteile zu definieren? Bezüglich verbauter Teile aus Stahl ist die Antwort einfach: Definition eines Elastizitätsmoduls von $E = 210.000$ N/mm^2 und einer Querkontraktionszahl von $\nu = 0{,}3$. Bei den Kupferkomponenten erweist sich die Antwort als schwieriger, da zuvor Folgendes geklärt werden muss:

- Welches Material ist verbaut? Reines Kupfer oder eine Kupferlegierung?
- Welche Wärmebehandlung hat das Material erfahren? Unbehandelt oder weichgeglüht?
- Wenn geglüht, dann bewusst oder unbewusst durch z. B. Lötprozesse?
- Wurden die Kupferbauteile bzw. Bereiche davon nach dem Weichglühen plastisch verformt und besitzen dadurch wieder eine höhere Festigkeit?
- Unterliegen Bauteile bzw. Bauteilbereiche einer wechselnden oder schwellenden Beanspruchung im Betrieb und tritt dadurch Materialverfestigung oder Materialentfestigung auf?

Nachdem diese Fragen geklärt sind, kann die Definition der Werkstoffparamater erfolgen. Verwendet man jedoch an dieser Stelle die Werte aus herkömmlichen Datenblättern, so wird das Materialverhalten falsch eingeschätzt. Erste Untersuchungen in einem umfangreichen Forschungsprojekt zur Ermittlung von Werkstoffkenndaten für Kupfer haben ergeben, dass der Standardwert des Elastizitätsmoduls von $E = 100.000...130.000$ N/mm^2 fernab vom tatsächlichen Wert liegt (Abbildung 3). Tragischerweise wird mit diesem Wert die Steifigkeit des Werkstoffs maßlos überschätzt. Wird demnach bei der FE-Modellierung auf ingenieurstechnisch fundiertes Materialverhalten zurückgegriffen, sind verlässliche Berechnungsergebnisse gewährleistet.

2.2. Kontaktdefinitionen

Damit Einzelbauteile möglichst realitätsnah untereinander interagieren, werden zwischen Kontaktpartnern unterschiedliche Kontaktdefinitionen erstellt. Für Kontaktpartner, die sich voneinander lösen können, werden nichtlineare Kontakte unter Berücksichtigung der Reibung verwendet. Für feste, formschlüssige sowie irrelevante Verbindungen werden rechenzeiteffiziente Verbundkontakte eingesetzt.

2.3. Randbedingungen

Abschließend werden bei der FE-Modellerstellung kinetische und kinematische Lastrandbedingungen definiert. Je nach Untersuchungsfall beinhaltet das komplexe FE-Berechnungsmodell folgende beanspruchende Einflüsse:

- Gravitation
- Drehzahlen
- Drehmomente
- Luftwiderstände
- Wärmeausdehnungen
- Exzentrizität

2.4. Lastschritte

Nach der Modellerstellung folgt die Simulation vordefinierter Lastschritte:

- Vorspannungen durch Presssitze, Schrauben, Schwerkraft etc.
- Betriebslast unmittelbar nach dem Hochfahren ohne Wärmeausdehnung
- Betriebslast im stationären Nennbetrieb mit Wärmeausdehnung
- Störfälle wie Lastabwurf, Überdrehzahl, etc. mit und/oder ohne Wärmeausdehnung

2.5. Berechnungsergebnisse

Abbildung 2 zeigt generierte Ergebnisse aus einer fiktiv erstellten FE-Simulation. Dargestellt sind die nach von Mises Gesamtdehnungen ε. Wenn die partiell auftretenden Maximalwerte im plastischen Bereich liegen, dann kann aufgrund der Spannungsrelaxation (Abbildung 9) mit den Absolutwerten aus der Gestaltänderungsenergiehypothese gerechnet werden. Weitere Erläuterungen hierzu finden sich im Abschnitt 3.4. *Methodische Vorgehensweise* wieder.

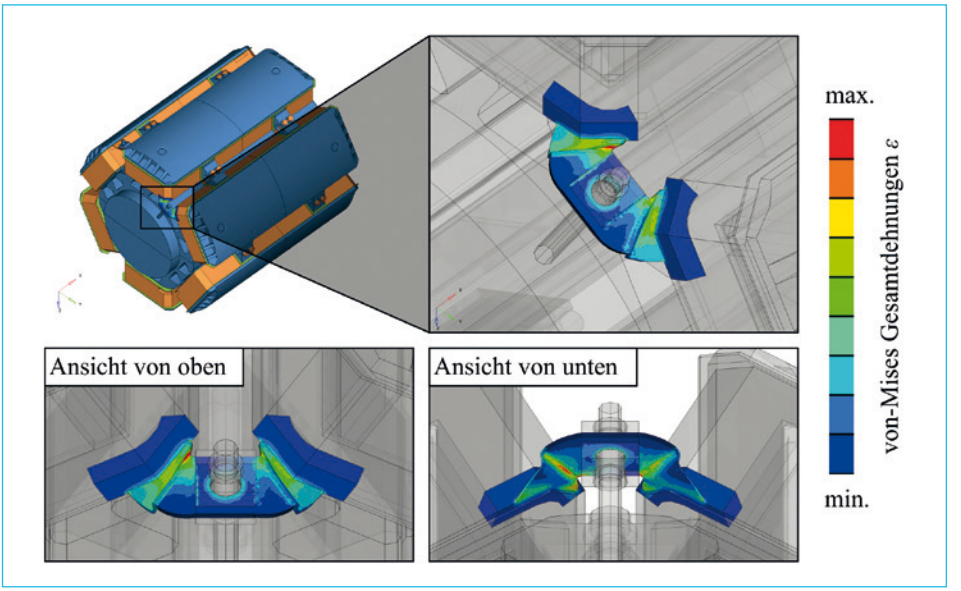


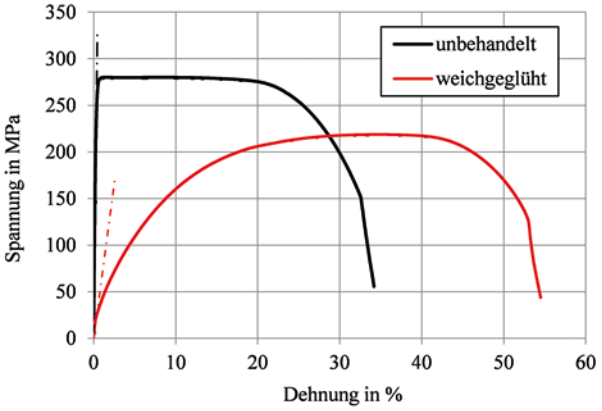
Abb. 2: Mögliche Beanspruchungen an Verbindungslaschen aus Kupfer

3. Festigkeitsbewertung

Nach der zuvor beschriebenen Modellerstellung werden FE-Ergebnisse generiert, die im Anschluss als Grundlage für Festigkeitsbewertungen dienen, wobei die Erkenntnisse aus dem bereits erwähnten Forschungsprojekt berücksichtigt werden: Mit den durchgeführten Untersuchungen an unbehandelten und weichgeglühten Werkstoffproben nach der DIN 50125 [4] wurden neben den Standard-Werkstoffkenndaten wie Elastizitätsmodul E, Streckgrenze R_p, Zugfestigkeit R_m und Bruchdehnung A weitere Parameter zur Beschreibung des Werkstoffverhaltens bei zyklischer Belastung ermittelt. Neben dem tatsächlichen Steifigkeitsverhalten in Abhängigkeit der Wärmebehandlung und der damit verbundenen Ver- oder Entfestigung wurde das Schwingfestigkeitsverhalten eruiert. Somit ist mit der im Folgenden vorgestellten methodischen Vorgehensweise eine Betriebsfestigkeitsbewertung unter Verwendung tatsächlicher Werkstoffsteifigkeiten im FE-Modell und umfangreicher Schwingfestigkeitsversuche möglich. Des Weiteren besteht bei einer bekannten Lasthistorie die Möglichkeit einer Restlebensdauerbewertung.

3.1 Zugversuche

Abbildung 3 zeigt die Spannungs-Dehnungs-Kurven vom tatsächlich verwendeten Kupferwerkstoff. Erwartungsgemäß sinken durch das Weichglühen die Werkstoffparameter Elastizitätsmodul E, Streckgrenze R_p und Zugfestigkeit R_m. Die Bruchdehnung A hingegen erhöht sich, wodurch eine höhere plastische Verformung ertragen werden kann.



	unbehandelt	weichgeglüht
$R_{p0.2}$ in N/mm²	270	36
R_m in N/mm²	280	218
A_g in %	4	31
E in N/mm²	75867	6673

Abb. 3 Spannungs-Dehnungs-Kurven zur fundierten Beschreibung von Kupferkomponenten in FE-Analysen

3.2. Incremental-Step-Tests

Mit dem Incremental-Step-Test (IST) wird die zyklische Spannungs-Dehnungs-Kurve nach Ramberg und Osgood mit der Gleichung

$$\varepsilon = \frac{\sigma}{E'} + \left(\frac{\sigma}{K'}\right)^{1/n'} \quad (1)$$

ermittelt. In Abbildung 4 ist der Weg-Zeit-Verlauf während eines IST dargestellt. Das Weg-Zeit-Signal dient als Regelgröße und ist bei den Versuchen bei den jeweiligen Werkstoffzuständen identisch. Im linken Diagramm ist der gesamte Zeitverlauf während eines Versuchs abgebildet. Im rechten Diagramm ist der letzte Auf-Ab-Verlauf dargestellt.

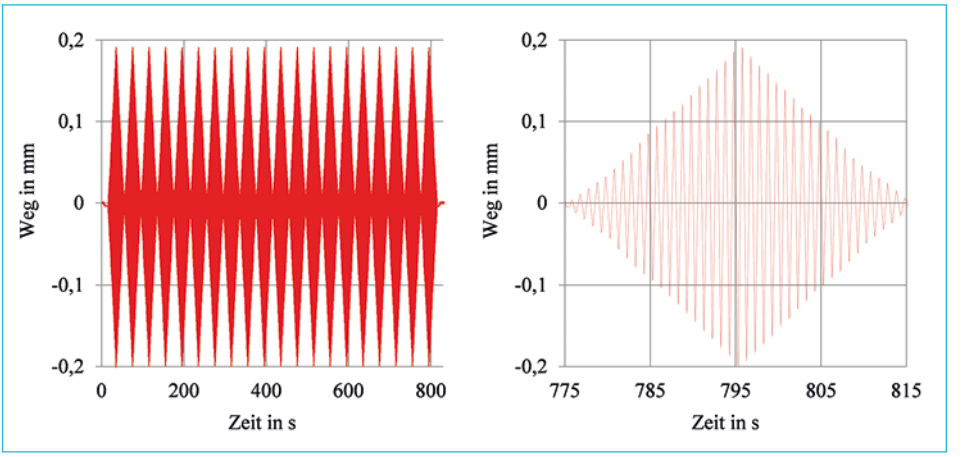


Abb. 4: Gesamter Weg-Zeit-Verlauf (links) und Aussschnitt eines Zyklus (rechts) beim Inkremental-Step-Test zur Ermittlung der zyklischen Spannungs-Dehnungs-Kurve

Die Diagramme in Abbildung 5 zeigen die Kraft-Zeit-Verläufe bei Versuchen mit unbehandelten und weichgeglühten Proben. Die Verläufe weichen im Zeitraum von 0 bis 200 Sekunden stark voneinander ab. Beim unbehandelten Kupfer ist eine deutliche Entfestigung, beim weichgeglühten Kupfer eine ausgeprägte Verfestigung ersichtlich.

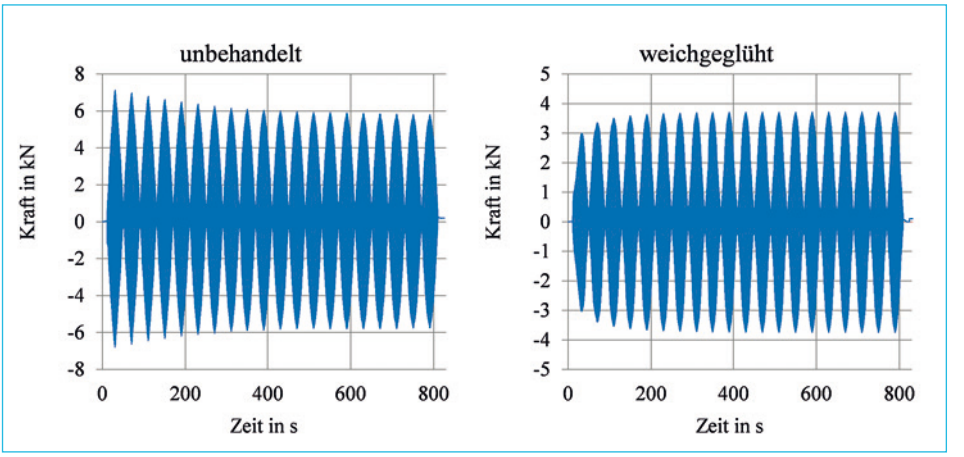
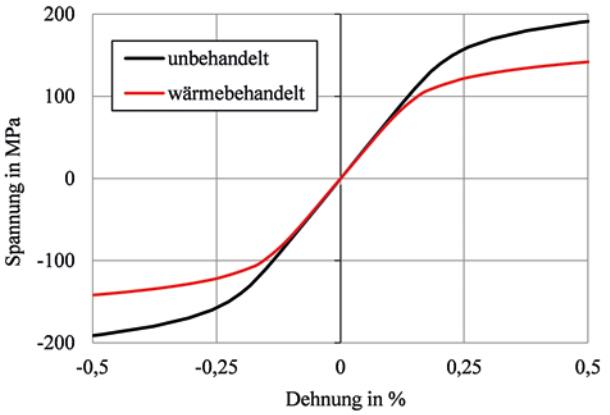


Abb. 5: Kraft-Zeit-Signale beim Incremental-Step-Test zur Ermittlung der zyklischen Spannungs-Dehnungs-Kurven

Die Werkstoffversuche zur Vorkonditionierung in Abbildung 4 und 5 liefern einen zyklisch stabilisierten Werkstoff, der für den eigentlichen IST verwendet werden kann. In Abbildung 6 sind die nach Ramberg-Osgood approximierten zyklischen Spannungs-Dehnungs-Kurven dargestellt. Bemerkenswert ist, dass der Elastizitätsmodul *E* sowohl vom unbehandelten als auch vom weichgeglühten Werkstoff im Bereich des E-Moduls vom Zugversuch mit unbehandelten Werk-

stoffproben liegt. Somit nimmt der Elastizitätsmodul *E* des wärmebehandelten Werkstoffs aufgrund der plastischen Verformung nahezu seinen Ausgangswert vor der Wärmebehandlung an (Abbildung 3 und 4). Im Gegensatz dazu hat die plastische Verformung kaum Auswirkungen auf den unbehandelten Werkstoff. Dieser Sachverhalt muss sowohl bei der FE-Modellierung als auch bei der Festigkeitsbewertung gesondert berücksichtigt werden.



$$\varepsilon = \frac{\sigma}{E'} + \left(\frac{\sigma}{K'}\right)^{1/n'}$$

	unbehandelt	weichgeglüht
E' in N/mm²	73775	70868
K' in N/mm²	355	276
n' in %	0,1025	0,1146

Abb. 6: Zyklisch stabilisierte Spannungs-Dehnungs-Kurven aus dem Incremental-Step-Test

3.3. Lebensdauerversuche

Im Zuge der Werkstoffversuche wurden dehnungsgeregelte Lebensdauerversuche (Wöhlerversuche) nach den Normen DIN 50100 [5], ASTM E606 [6] und ISO 12106 [7] durchgeführt. Die Dehnungswöhlerlinien werden nach Manson [8], Coffin [9] und Morrow [10] abgebildet

$$\varepsilon_a = \varepsilon_{a,pl} + \varepsilon_{a,el} = \frac{\sigma_f'}{E} \cdot (2N)^b + \varepsilon_f' \cdot (2N)^c \,, \qquad (2)$$

wonach die Versuchsergebnisse in einen plastischen (Kurzzeitfestigkeit) und in einen elastischen (Langzeitfestigkeit) Abschnitt aufgeteilt werden. Durch lineare Regressionsrechnungen werden die plastischen und elastischen Dehnungsanteile im doppelt-logarithmischen Raum aufgetragen. Die sich ergebenden Kurvenverläufe sind in Abbildung 7 dargestellt. Es ist ersichtlich, dass der wärmebehandelte Kupferwerkstoff im Kurzzeitfestigkeitsbereich festigkeitstechnische Vorteile besitzt. Im Langzeitfestigkeitsbereich weist hingegen der unbehandelte Werkstoff Vorteile auf.

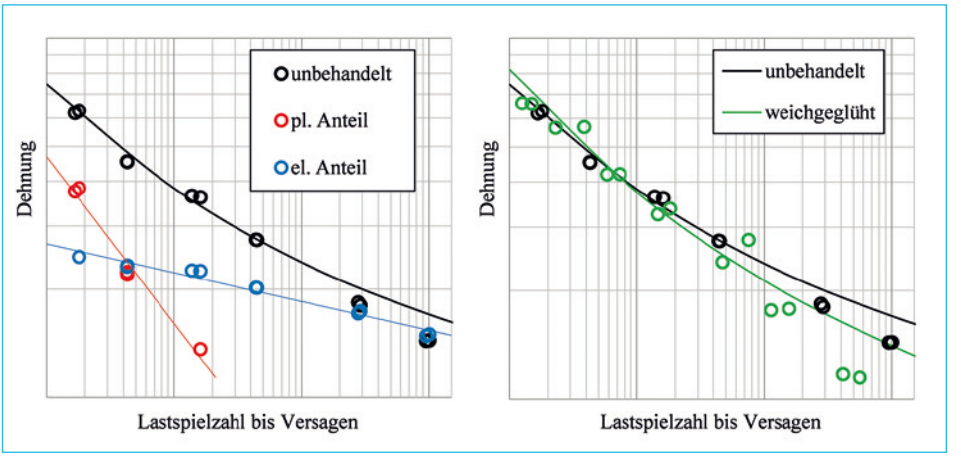


Abb. 7: Herleitung der Dehnungswöhlerlinie nach Manson, Coffin und Morrow (links) und Gegenüberstellung der Wöhlerlinien aus den Werkstoffversuchen mit unbehandelten und weichgeglühten Proben (rechts)

3.4. Methodische Vorgehensweise

Mit den durchgeführten Werkstoffversuchen wurden Dehnungswöhlerlinien (DWL) bei rein wechselnder Last ermittelt. Die FE-Simulationen liefern aufgrund der wirkenden Zentrifugalkräfte auszuwertende Verformungen rein schwellender Natur. Somit können die Wöhlerlinien nicht direkt für die Zeitfestigkeitsbewertung verwendet werden. Um mit den ermittelten Datensätzen dennoch bewerten zu können, müssen die folgenden aufgeführten Bearbeitungsschritte eingehalten werden.

1. Zu Beginn wird über die Ramberg-Osgood-Beziehung in Gleichung (1) aus der DWL eine Spannungswöhlerlinie generiert (Abbildung 8). Diese Vorgehensweise ist zulässig, da die zyklischen Spannungs-Dehnungs-Kurven aus dem IST und den dehnungsgesteuerten Wöhlerversuchen annähernd gleich sind. Das bedeutet wiederum, dass die Spannungsamplitude im zyklisch stabilisierten Zustand direkt einer Dehnungsamplitude zugeordnet werden kann.

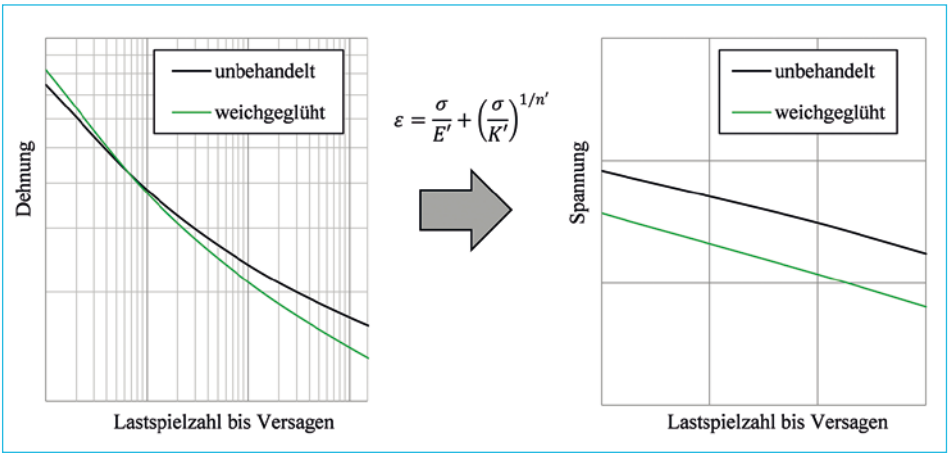


Abb. 8: Herleitung der Spannungswöhlerlinie aus der Dehnungswöhlerlinie über die Ramberg-Osgood-Beziehung

2. Aus dem Ergebnissatz der FE-Berechnung muss ermittelt werden, ob Kupferbauteile oder Kupferbauteilbereiche plastisch beansprucht werden. Hierbei werden erhöhte Beanspruchungen in Form der Gesamtdehnungen ε im zyklischen Spannungs-Dehnungs-Diagramm aufgetragen (Abbildung 9, links).

3. Wenn eine punktuell plastische Verformung vorliegt, dann entwickelt sich aus der rein schwellenden Verformung eine rein wechselnde Spannungsbeanspruchung [11] (Abbildung 9). Begründet wird dies durch die Rückstellkraft des umliegenden rein elastisch beanspruchten Volumens. Dadurch werden Eigenspannungen aufgebaut. In der einschlägigen Fachliteratur wird dieser Effekt mit *Plastischer Fleck* bezeichnet [12].

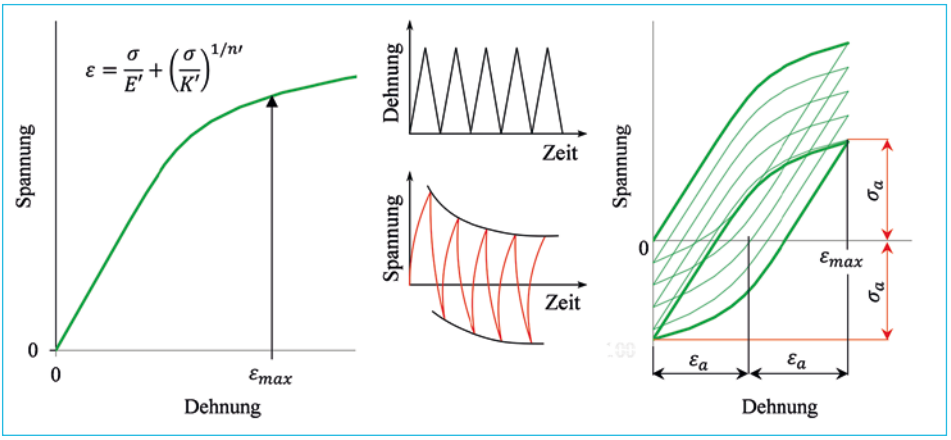


Abb. 9: Plakative Darstellung der Spannungsrelaxation bei Beanspruchung im plastischen Bereich

4. Mit der Amplitudendehnung $\varepsilon_a = \varepsilon_{max}/2$ aus der FE-Berechnung muss über die Ramberg-Osgood-Beziehung in Gleichung (1) die elastisch-plastische Spannung berechnet werden (Abbildung 10, links).
5. Die berechnete elastisch-plastische Spannung wird in der Spannungswöhlerlinie für rein wechselnde Beanspruchung aufgetragen, womit die erwartete Zeitfestigkeit bestimmt werden kann (Abbildung 10, rechts).

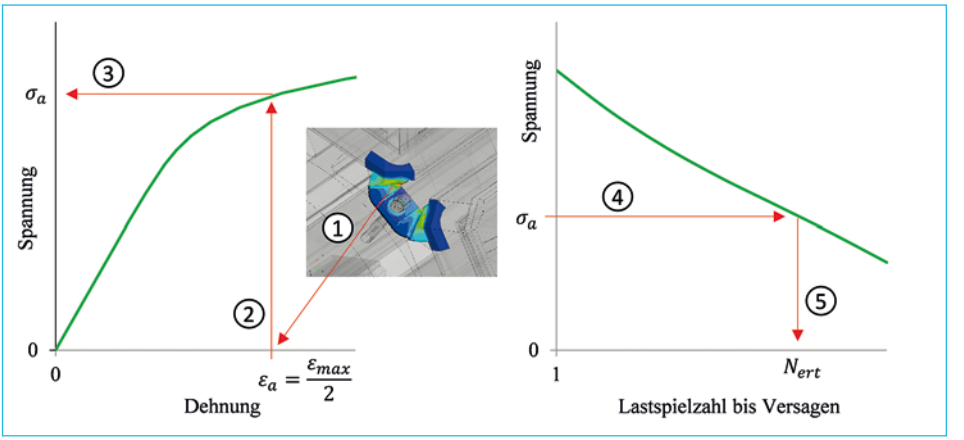


Abb. 10: Vorgehensweise bei der Ermittlung der ertragbaren Lastspielzahl bis Versagen

4. Zusammenfassung

Es wurde ein ganzheitliches Konzept zur Bewertung von Kupferbauteilen konzipiert. Hierbei muss zu Beginn ein FE-Simulationsmodell erstellt werden, woraus vertrauenswürdige Berechnungsergebnisse resultieren. Zur Gegenüberstellung der FE-Berechnungsergebnisse mit Werkstoffkenndaten zur Festigkeitsbewertung im Kurzzeit- und Langzeitfestigkeitsbereich sowie im Dauerfestigkeitsbereich wurden im Vorfeld umfangreiche zügige und zyklische Werkstoffversuche an geglühten und nichtgeglühten Kupferproben durchgeführt. Für die Festigkeitsbewertung müssen sowohl die FE-Ergebnisse mit linear-elastischer Materialdefinition als auch die Versuchsergebnisse von einer dehnungsbasierten in eine spannungsbasierte Darstellung transformiert werden.

5. Quellen

[1] Wagner, M.: Lineare und nichtlineare FEM: Eine Einführung mit Anwendungen in der Umformsimulation mit LS-DYNA. Wiesbaden: Springer Fachmedien, 2017.

[2] Altair Engineering, Inc. HyperMesh. Version: 2023. [Software] 2023, http://www.altair.de.

[3] Altair Engineering, Inc. OptiStruct. Version 2023. [Software] 2023, http://www.altair.de.

[4] DIN 50125. Prüfung metallischer Werkstoffe – Zugproben, 12/2016.

[5] DIN 50100. Schwingfestigkeitsversuch – Durchführung und Auswertung von zyklischen Versuchen mit konstanter Lastamplitude für metallische Werkstoffproben und Bauteile, 12/2022.

[6] ASTM E606. Standard Test Method for Strain-Controlled Fatigue Testing, 07/2021.

[7] ISO 12106. Metallische Werkstoffe – Ermüdungsprüfung – Einachsige Prüfung mit der dehnungskontrollierten Methode, 03/2017.

[8] Manson, S. S.: Fatigue: A complex subject – Some simple approximations. Experimental Mechanics, 5(7): S. 193–226, 1965.

[9] Coffin, L. F.: A study of the effects of cyclic thermal stresses on a ductile metal. Trans. ASME, 76: S. 931–950, 1954.

[10] Morrow, J. D.: Cyclic plastic strain energy and fatigue of metals. ASTM STP, 378: S. 45–87, 1965.

[11] Christ, H.-J.: Ermüdungsverhalten metallischer Werkstoffe. DGM-Informationsgesellschaft. Weinheim: Wiley-VCH, 2009.

[12] Renner, R.: Rechnerischer Festigkeitsnachweis für Maschinenbauteile aus Stahl, Eisenguss- und Aluminiumwerkstoffen. FKM-Richtlinie. Frankfurt am Main: VDMA Verlag, 2020.

Thermochemische Prozesse verstehen und verbessern

www.CheMin.de

CheMin®

Digitalisierung

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

KI-basierte Prozessoptimierung in Kraftwerken
So gelingt der Dreiklang aus Big-Data, Berechnungsgeschwindigkeit und Datentiefe

Damian Budnik und Matthias Zeller

1. Einführung 676

2. Der Aufbau von EOS 677

2.1. Die Client-Server-Architektur 678

2.2. Messwerterfassung, Vorverarbeitung und Speicherung 679

3. Digitaler Zwilling und KI im EOS-Prozess 680

4. EOS im Gaskraftwerk 683

4.1. Optimierung der Gasmotoren 683

4.2. Prädiktive Wartung von Wärmetauschern 686

5. Quellen 687

Die laufende Energiewende bringt für die Betreiber von industriellen Anlagen und insbesondere von Kraftwerken zur Erzeugung von Strom und Wärme negative Begleiterscheinungen mit sich. Steigender Preis- und Kostendruck sowie hohe Anforderungen an die Flexibilität und die Verfügbarkeit der Anlagen machen eine stete Betriebs- und Prozessoptimierung notwendig, wobei auf Künstlicher Intelligenz basierende digitale Lösungen zunehmend an Bedeutung gewinnen. Sie können die Anlagenwartung vereinfachen und verbessern, eine bessere Leistung ermöglichen und die Verfügbarkeit der Kraftwerke erhöhen.

Vor diesem Hintergrund ist im Forschungs- und Entwicklungszentrum der Elpro GmbH durch die Kombination von Digitalen Zwillingen und KI eine neue Technologie für die Diagnose von Betrieb und Wartung von industriellen Anlagen entstanden, die auch in Kraftwerken Anwendung finden kann. Durch ihren besonderen Aufbau, ihre spezielle Architektur und ihren KI-gestützten Prozess ist

die Software EOS in der Lage, in einer hohen Berechnungsgeschwindigkeit sehr große Datenmengen in unterschiedlichen zeitlichen Rastern zu verarbeiten und einer Visualisierung und Auswertung zuzuführen. EOS weiß mit Datensätzen über lange Zeiträume mit mehr als 1.000 Messdatenreihen und 10.000 abgeleiteten berechneten Datenreihen umzugehen, dabei können komplizierteste und kaskadierende Berechnungen in Echtzeit angepasst und durchgeführt werden.

Am Ende wird der Anwender der Technologie in die Lage versetzt, in einem Kraftwerk eine lückenlose Überwachung von komplexen Prozessen durchzuführen und deren Optimierung herbeizuführen. Exemplarisch wird dies an der Anwendung von EOS in einem Gaskraftwerk aufgezeigt, in dem die Technologie zur Optimierung von Gasmotoren und der prädiktiven Wartung von Wärmetauschern zum Einsatz kommt.

1. Einführung

Im Zuge der laufenden Energiewende und der damit einhergehenden negativen Begleiterscheinungen wie steigendem Preis- und Kostendruck sowie hohen Anforderungen an Flexibilität und Verfügbarkeit von Strom- und Wärmeerzeugungsanlagen gewinnen auf Künstlicher Intelligenz (KI) basierende, digitale Lösungen für Betriebs- und Prozessoptimierung zunehmend an Bedeutung. Im Bereich der Energieerzeugung kann eine datenbasierte und exakte Überwachung mithilfe der Analyse von großen Datenmengen die Anlagenwartung vereinfachen und verbessern, eine bessere Leistung ermöglichen und die Verfügbarkeit der Anlagen erhöhen.

So sieht Gartner die Kombination von KI und Digitalen Zwillingen als einen der wichtigsten strategischen Technologietrends für zustandsbasierte Wartung an [1]. Das Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI betrachtet KI-Systeme als Unterstützer für die Instandhaltung von Energiesystemen, wobei der Bereich der vorausschauenden Wartung (*predictive maintenance*), der zustandsbasierte Instandhaltungsstrategien ermöglicht und so Kosten senkt und die Zuverlässigkeit des Energiesystems erhöht, als großes Feld bezeichnet wird [2]. Laut Unternehmensberatung PWC bieten KI und digitale Zwillinge die Möglichkeit, die Energieerzeugung zu optimieren, weitere Effizienzen zu heben, erneuerbare Energiequellen zu integrieren und die Umweltbeeinträchtigungen durch die verbleibenden konventionellen Anlagen zu verringern [3].

Vor diesem Hintergrund ist im Forschungs- und Entwicklungszentrum der Elpro GmbH durch die Kombination von Digitalen Zwillingen und KI eine neue Technologie für die Diagnose von Betrieb und Wartung von industriellen Anlagen entstanden. Die Software mit dem Namen EOS wird von dem Unternehmen seit dem Jahr 2014 vermarktet und fand zu Beginn in erster Linie Anwendung in der Gasinfrastruktur, damals noch unter dem Namen CARE, für die sie ursprünglich

entwickelt wurde. Im Laufe der Zeit wurde EOS jedoch adaptiert sowie weiterentwickelt und ist nun auch im Bereich der Strom- und Wärmeerzeugungsanlagen anwendbar und bereits implementiert.

Bei der Entwicklung von EOS stand und steht stets die Prämisse im Vordergrund, hohe Berechnungsgeschwindigkeiten zu ermöglichen, gleichzeitig die Verarbeitung von Daten in einer hohen zeitlichen Auflösung sicherzustellen sowie komplexe verfahrenstechnische Prozesse in der Software abzubilden, zu überwachen und letztendlich zu optimieren.

Im folgenden Kapitel wird zunächst der besondere Aufbau von EOS erläutert, mit dessen Hilfe die Umsetzung dieses Anforderungsdreiecks gelingt. Im Anschluss erfolgt eine Beschreibung des Prozesses, mit dem EOS unter Nutzung von digitalen Zwillingen und künstlicher Intelligenz eine Prozess- und Energieoptimierung in Energieerzeugungsanlagen ermöglicht. Abschließend werden konkrete Ergebnisse der Anwendung der Technologie in einer Strom- und Wärmeerzeugungsanlage in anonymisierter Form vorgestellt, um die Wirksamkeit der Methode aufzuzeigen.

2. Der Aufbau von EOS

Wie oben bereits beschrieben, kann die Auswertung großer Datenmengen und die Anwendung selbstlernender, künstlicher Intelligenz einen relevanten Beitrag leisten, Anlagenfehler zu identifizieren oder im besten Falle zu verhindern, Prozesse zu optimieren, Wartungsmaßnahmen besser zu planen, am Ende des Tages Kosten zu senken und die Strom- und Wärmeversorgung sicherzustellen.

Um diesen Anforderungen und Erwartungen an Softwareprodukten gerecht zu werden, stehen Entwickler und Anwender entsprechender Lösungen jedoch oft einem Trilemma gegenüber, welches es aufzulösen gilt. Schließlich geht es darum, gleichzeitig die Verarbeitung großer Sensordatenmengen (*big data*) in Einklang zu bringen mit einer hohen Berechnungsgeschwindigkeit von Echtzeitdaten mit einer hohen Datenauflösung, um eine möglichst lückenlose Überwachung von komplexen Prozessen zu gewährleisten und deren Optimierung zu ermöglichen.

An der erfolgreichen Umsetzung dieses Anforderungsdreiecks scheitern oftmals Anwendungen, es werden sodann Abstriche an der Leistungsfähigkeit der Software-Tools in Kauf genommen. Entweder muss die zu verarbeitende Datenmenge signifikant limitiert, die Berechnungsgeschwindigkeit verlangsamt oder die zeitliche Frequenz der erfassten Datenpunkte auf einem groben und somit lückenhaften Niveau festgelegt werden. Über diesem Trilemma schwebt

zudem das Damoklesschwert der Datensicherheit, um den Missbrauch von Kennzahlen und von Prozesskenntnissen aus systemrelevanter Infrastruktur zu verhindern.

2.1. Die Client-Server-Architektur

Um Datensicherheit auf höchstem Niveau zu gewährleisten, wurde bei der Entwicklung von EOS zunächst Wert daraufgelegt, eine sogenannte *on-prem*-Lösung zu entwickeln, was bedeutet, dass die Software in einer eigenen IT-Umgebung installiert wird und gänzlich ohne missbrauchsanfällige Cloud-Infrastruktur auskommt. Zwei Hauptgründe dafür sind zunächst der ausgeprägte Datenschutz und die vollständige Kontrolle über Daten und Zugriffe. So werden die vom Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik (BSI) benannten Risiken von Cloud-Lösungen, wie u. a. das Auslagern von sicherheitsrelevanten Anteilen der Produktionsdaten aus dem eigenen Verantwortungsbereich, umgangen [4].

Folglich ist EOS ein Softwaresystem, das in einer Client-Server-Architektur entwickelt wurde (Abbildung 1). Der Server ist für die Verbindung zum Leitsystem und für die Bereitstellung von Daten für die Clients zuständig. Die Clients beziehen die Daten über Variablen, die jeweils als Zeitreihen von Prozesswerten, Parametern oder aus diesen berechneten Werten geliefert werden. Ein Client dient der Auswertung der vom Server verwalteten Daten. Dies geschieht in Tabellen, Diagrammen und Reports. Er kann aber über Plugins die Fähigkeit erhalten, den Prozess automatisch oder über Interaktionen zu beeinflussen.

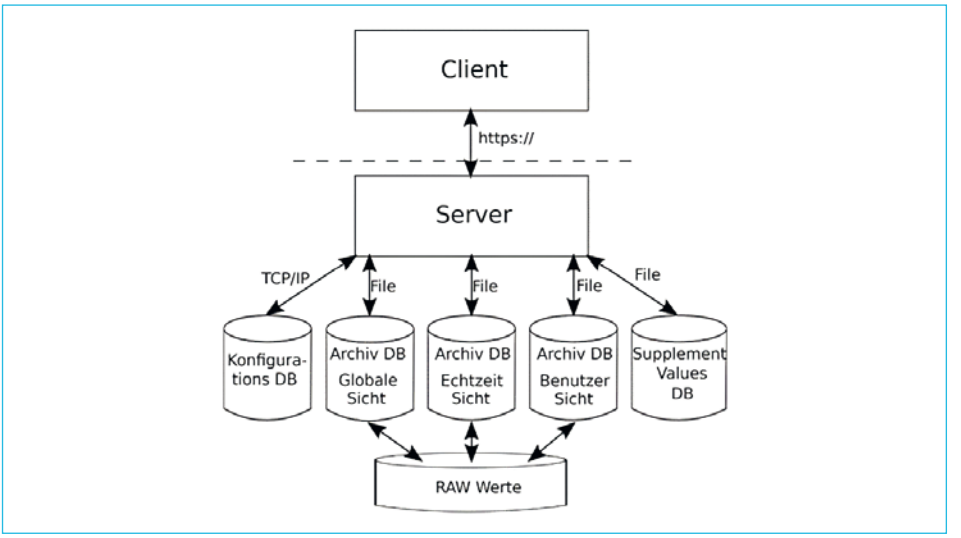


Abb. 1: Client-Server-Struktur

Die Kommunikation zwischen einem Client und dem Server erfolgt in der Regel über eine verschlüsselte Netzwerkverbindung, das HTTPS-Protokoll. Die Verschlüsselung kann bei Bedarf serverseitig abgeschaltet werden. Der Client hat keinen direkten Zugriff auf die Datenbanken. Jeglicher Zugriff erfolgt über den Server, sodass dieser auf Änderungen entsprechend reagieren und andere Clients ggf. informieren kann.

2.2. Messwerterfassung, Vorverarbeitung und Speicherung

Um vor dem Hintergrund dieser Client-Server-Architektur eine hohe Berechnungsgeschwindigkeit zu gewährleisten, werden in EOS die Berechnungen nicht auf die Festplatte der lokalen IT-Infrastruktur geschrieben, sondern hierfür der viel schnellere Arbeitsspeicher (RAM) verwendet. Rohdaten werden weiterhin auf der Festplatte (HDD) platziert, die Resultate der Berechnungen sowie die Messwerte selbst werden jedoch bereits nach der Initialisierung im Arbeitsspeicher abgelegt. Diese patentierte Architektur ermöglicht es EOS, sehr schnell zwischen Rohdaten-Rastern mit Erfassungen im Bereich von Millisekunden, aber auch zwischen Rastern im Bereich von Minuten, Stunden oder Tagen zu wechseln. Darüber hinaus ermöglicht diese Konfiguration auch das Einpflegen von Handwerten ohne die sonst üblichen langen Pausen für Neuberechnungen.

Die Konfiguration und Messdaten wiederum werden in mehreren Datenbanken abgelegt, wobei die Konfigurationsdatenbank die projektspezifischen Festlegungen beinhaltet, die die Klassenstruktur des abzubildenden Prozesses und alle damit zusammenhängenden Definitionen betreffen. Darauf aufbauend sind alle im Prozess befindlichen Elemente als Instanzen dieser Klassen und Variablen mit den Variableninstanzen gespeichert. Außerdem sind die für die Auswertung vorgesehenen Tabellen, Diagramme und Reports und deren Aufbau hier enthalten. Ersatzwerte und Parameter sind in einer separaten Datenbank, der Wertedatenbank, abgelegt. Dabei haben die Ersatzwerte die höhere Priorität, d. h., die dort eingetragenen Werte überdecken Archivwerte und berechnete Werte.

Zum Speichern der Messwerte, Parameter und Ersatzwerte werden aus Gründen der Performanz Embedded-Datenbanken mit geringem Verwaltungsaufwand eingesetzt. Das Archiv enthält mindestens zwei Datenbanken für Prozesswerte in niedriger (Globale Sicht) und hoher Auflösung (Echtzeitsicht). Optional können aus der RAW-Werte-Datenbank beliebig viele Sichten auf RAW-Daten für einen vom Benutzer ausgewählten Zeitbereich in einer abweichenden Auflösung extrahiert werden. Der Prozess der Datenerfassung, Vorverarbeitung und Speicherung bis hin zur Aufbereitung ist in Abbildung 2 dargestellt.

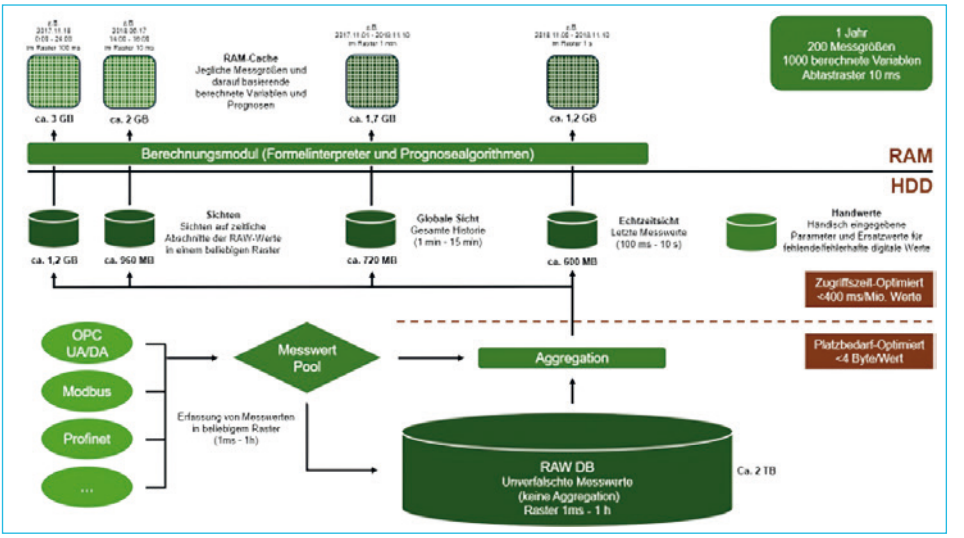


Abb. 2: Messwerterfassung, Vorverarbeitung und Speicherung

Die Messwerte, erfasst über diverse Schnittstellen wie OPC UA/DA oder Modbus, werden vorerst in einem separaten Zwischenspeicher (Messwert-Pool) abgelegt. Von dort werden die Werte unverändert in einer RAW-Werte-Datenbank gespeichert. Parallel dazu werden die Werte den Online-Datenbanken *Globale Sicht* und *Echtzeitsicht* hinzugefügt, wobei die Werte zuvor zum entsprechenden Sicht-Raster aggregiert werden. Die Messwerte in der RAW-Werte-Datenbank werden in einer Datenorganisation gespeichert, welche in Bezug auf Platzbedarf optimiert ist, wogegen die Datenorganisation der Sichten-Datenbanken auf die Zugriffszeit optimiert sind.

Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass EOS nicht nur ein einziges, sondern viele Raster enthält und ein sehr leistungsstarkes und flexibles System darstellt, das mit Datensätzen über lange Zeiträume mit mehr als 1.000 Messdatenreihen und 10.000 abgeleiteten berechneten Datenreihen umzugehen weiß. Komplizierteste und kaskadierende Berechnungen können in Echtzeit angepasst und durchgeführt, Datenwerte korrigiert und hinzugefügt, historische Rohdaten der letzten Dekaden geladen und in Sichten mit neuen Formeln und Berechnungen integriert und analysiert werden.

3. Digitaler Zwilling und KI im EOS-Prozess

EOS ermöglicht durch die Verwendung hochauflösender Datenraster, flexibler Zeitspannen und multipler Darstellungsformen bis hin zu vierdimensionalen Grafiken ein umfassendes Zustandsbild der jeweiligen Anlage und geht somit über die reine Datenspeicherung und -visualisierung hinaus. Dabei wird mittels

digitaler Zwillinge und künstlicher Intelligenz eine Prozessprognose und -optimierung ermöglicht. EOS folgt dabei der Logik eines zyklischen Prozesses, der in Abbildung 3 dargestellt ist.

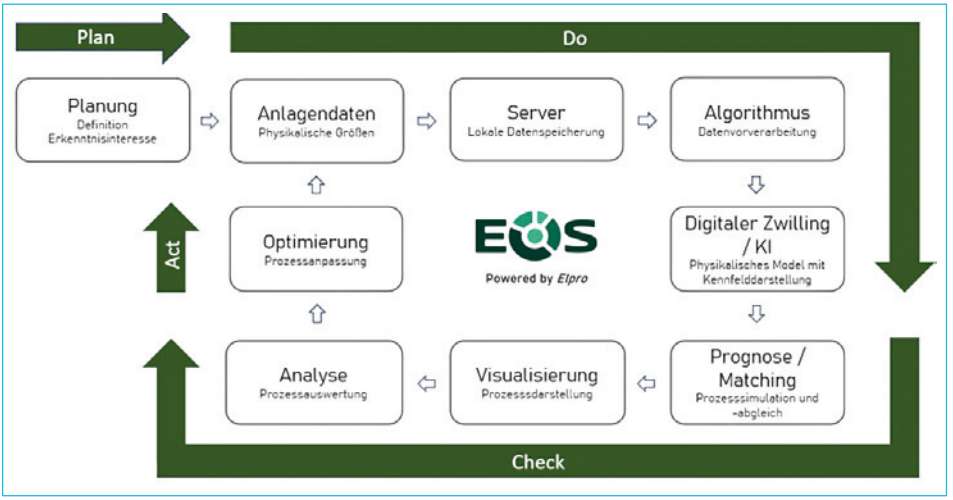


Abb. 3: Zyklischer Prozess mit EOS

Zu Beginn steht die Definition eines Erkenntnisinteresses im initialen Schritt der Planung. Darauf aufbauend werden die dafür erforderlichen Anlagendaten in Form physikalischer Größen erfasst und für eine Datenspeicherung an den lokalen Server, wie in Kapitel 2.1. beschrieben, übermittelt. Im Anschluss werden durch eine Vorverarbeitung mittels des EOS-Algorithmus die gespeicherten Daten, wie oben beschrieben, so vorbereitet, dass die Erstellung eines physikalischen Models der Anlage ermöglicht wird. Der daraus resultierende digitale Zwilling simuliert die physikalischen Vorgänge und Wechselwirkungen innerhalb des Systems mithilfe physikbasierter Modelle und ermöglicht durch die Anwendung künstlicher Intelligenz die Erstellung realer Kennfelder. Dabei bedient sich EOS an dem Konzept neuronaler Netze, einem Untergebiet von Maschinellem Lernen (*machine learning*).

Solche Lernalgorithmen sind von Nervenzellenverbindungen im menschlichen Gehirn inspiriert. Das Gehirn verarbeitet Informationen über Neuronen und Synapsen. Analog dazu bestehen künstliche neuronale Netze aus mehreren Reihen von Datenknoten, die mit gewichteten Verbindungen untereinander vernetzt sind.

Das neuronale Netz wird trainiert, indem ihm immer wieder Daten vorgelegt werden. Durch diese Wiederholung lernt das neuronale Netz die Daten jedes Mal exakter einzuordnen. Das funktioniert, indem die Gewichtung für die einzelnen Verbindungen zwischen den Neuronen-Schichten immer wieder ange-

passt werden. Das in den Lerndurchläufen erzeugte Modell kann dann auch auf Daten angewandt werden, die die Künstliche Intelligenz im Training noch nicht kennengelernt hat.

Haben neuronale Netze verdeckte Neuronen-Schichten, die nicht direkt an die Eingabe- oder Ausgabe-Schicht gekoppelt sind, werden sie *Deep Neural Networks* genannt. *Deep Neural Networks* können Hunderttausend oder Millionen Neuronen-Schichten aufweisen. Damit können beim sogenannten *Deep Learning* immer komplexere Probleme gelöst werden.

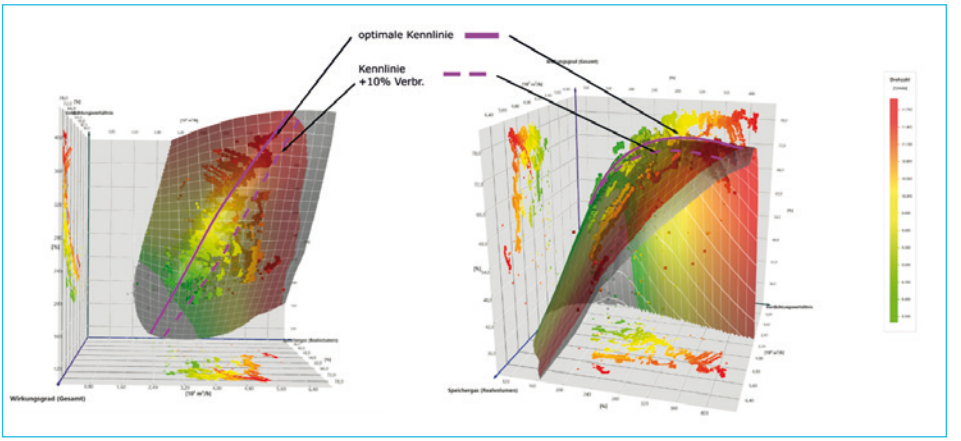


Abb. 4: In EOS durch KI erzeugtes reales Kennfeld mit optimaler Kennlinie

Abbildung 4 zeigt ein in EOS durch KI erzeugtes reales Kennfeld eines Gasverdichters in einer dreidimensionalen Grafik, ergänzt durch eine farblich definierte vierte Dimension. Auf den Achsen werden das Speichergasvolumen, der Wirkungsgrad des Verdichters sowie das Verdichtungsverhältnis dargestellt und korreliert sowie um die farbliche Dimension der Motorendrehzahl ergänzt.

Basierend auf den vorhandenen und vorverarbeitenden Daten errechnet und visualisiert die KI mit dem Lernalgorithmus eine optimale Kennlinie, die den optimalen Betrieb des Verdichters hinsichtlich der definierten Variablen und der Prämisse des optimalen Energieverbrauchs darstellt. Gleichzeitig liefert die KI eine weitere Kennlinie, die die Arbeit des Verdichters mit einem um 10 % höheren Energieverbrauch zeigt. So können mithilfe eines realen digitalen Zwillings auf der Basis eines physikalischen Modells und der KI auf der Basis neuronaler Netze Prozessauswertungen und -anpassungen vorgenommen werden.

EOS ermöglicht somit durch seinen in Kapitel 2 beschriebenen Aufbau eine schnelle Berechnung von großen Datenmengen, die unter Verwendung von digitalen Zwillingen und Künstlicher Intelligenz auf der Basis neuronaler Netze einerseits die Option eröffnet, reale Kennfelder zu erzeugen und diese mit

denen vom Hersteller propagierten abzugleichen, andererseits wird durch die Berechnung die Möglichkeit unterbreitet, die durch die KI erkannten Muster als Informationsbasis für Optimierungsprozesse zu nutzen.

EOS wird somit dem Anspruch gerecht, die Verarbeitung großer Sensordatenmengen (*big data*) in Einklang zu bringen mit einer hohen Berechnungsgeschwindigkeit von Echtzeitdaten mit einer hohen Datenauflösung, um eine möglichst lückenlose Überwachung von komplexen Prozessen zu gewährleisten und deren Optimierung zu ermöglichen.

4. EOS im Gaskraftwerk

Gaskraftwerke sind ein wichtiger Bestandteil der deutschen Energiepolitik, insbesondere im Hinblick auf den Übergang zu erneuerbaren Energien. Im Vergleich zu Kohlekraftwerken gelten Gaskraftwerke als umweltfreundlicher, da sie weniger CO_2 ausstoßen. Weitere Vorteile von Gaskraftwerken sind ihre höhere Energieeffizienz und ihre Flexibilität.

Als besonders anpassungsfähig und effizient gelten Gasmotorenkraftwerke. Das besondere technische Setting ermöglicht es dem Kraftwerk, sich flexibel an schwankende Stromnachfrage oder Änderungen im Energiemarkt anzupassen. Die größere Regelbreite eines Kraftwerks mit mehreren kleineren Aggregaten statt einer oder zwei großen Gasturbinen ist weithin bekannt und ergibt sich aus der hohen Teillasteffizienz des Gasmotors sowie dem einfacheren Betrieb: Die einzelnen Aggregate können nach Bedarf einfach zu- oder abgeschaltet werden. Moderne schnell- und mittelschnelllaufende Gasmotoren können innerhalb von Minuten starten, synchronisieren und 100 % Last erreichen. Damit erfüllen sie die Anforderungen an die Sekundärregelleistung (SRL) [5].

Gleichwohl besteht in einer solchen Anlage (und nicht nur dort) ein steter Bedarf an Prozessüberwachung und -optimierung, der durch den Einsatz von EOS abgedeckt werden kann. Wie dies in der Realität aussehen kann, wird in den folgenden Kapiteln anhand eines realen Anwendungsfalls in anonymisierter Form dargelegt.

4.1. Optimierung der Gasmotoren

Seit 2020 kommt EOS in einem Gasmotorenkraftwerk in der Europäischen Union zum Einsatz, das mit einer zweistelligen Anzahl an Aggregaten zur Strom- und Wärmeerzeugung ausgestattet ist. Der Einsatz der Software konzentriert sich dabei zunächst auf eine Optimierung der im Einsatz befindlichen Gasmotoren, wobei das Monitoring der Erdgasübergabe hierbei ein erster Baustein ist.

Wie in Abbildung 5 zu sehen ist, werden durch EOS zunächst in einer hohen zeitlichen Auflösung von 10 Sekunden die (Sensor-)datenwerte wie Methanzahl, Heizwert und Erdgasvolumenstrom am Erdgasübergabepunkt erfasst sowie visualisiert und so einer Überwachung der Erdgasqualität und -verfügbarkeit zugänglich gemacht, bevor der Rohstoff für den Antrieb der Gasmotoren zur Verfügung gestellt wird.

Abbildung 6 wiederum zeigt eine durch EOS ermöglichte Visualisierung der erzeugten Elektroleistung eines Gasmotors im Vergleich zum visualisierten Durchfluss an Brennstoff im selben zeitlichen Verlauf, wobei hier die Software mit der zeitlichen Frequenz eines 5-Sekunden-Taktes Daten erfasst.

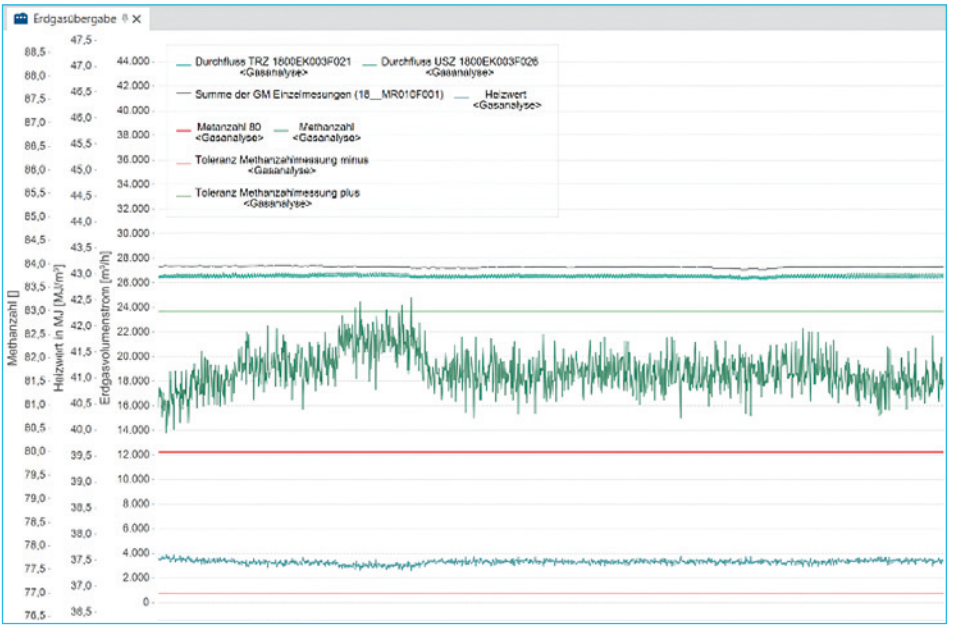


Abb. 5: In EOS erzeugte Gasanalyse am Erdgasübergabepunkt

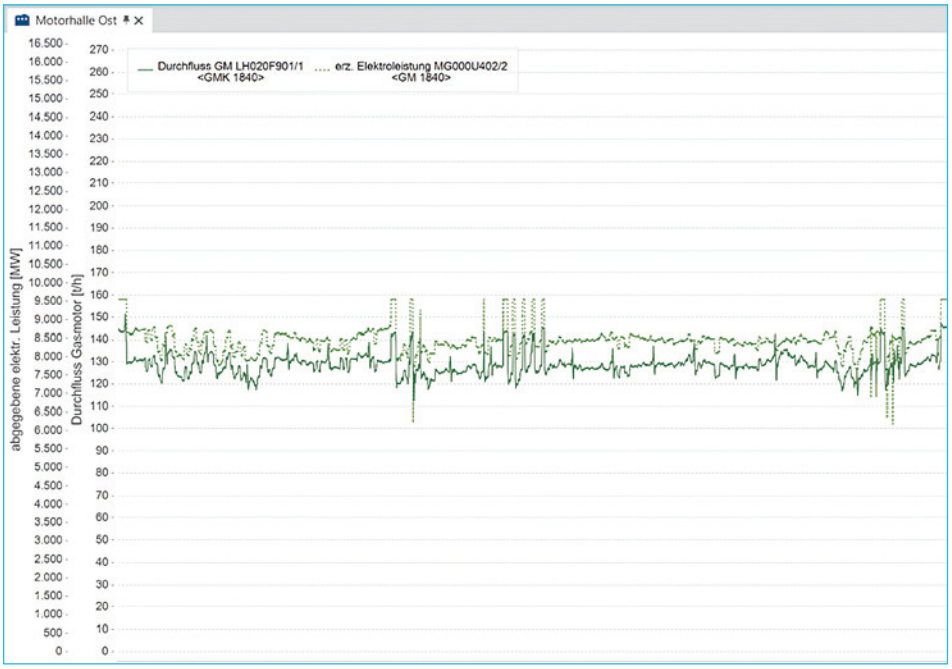


Abb. 6: Überwachung von Leistung und Durchfluss eines Gasmotors mit EOS

Abbildung 7 hingegen zeigt das Potenzial von EOS, auf den oben beschriebenen Grundlagen von Digitalen Zwillingen, Künstlicher Intelligenz und Neuronalen Netzen reale Kennfelder von Anlagenkomponenten in Gasmotorenkraftwerken zu erzeugen.

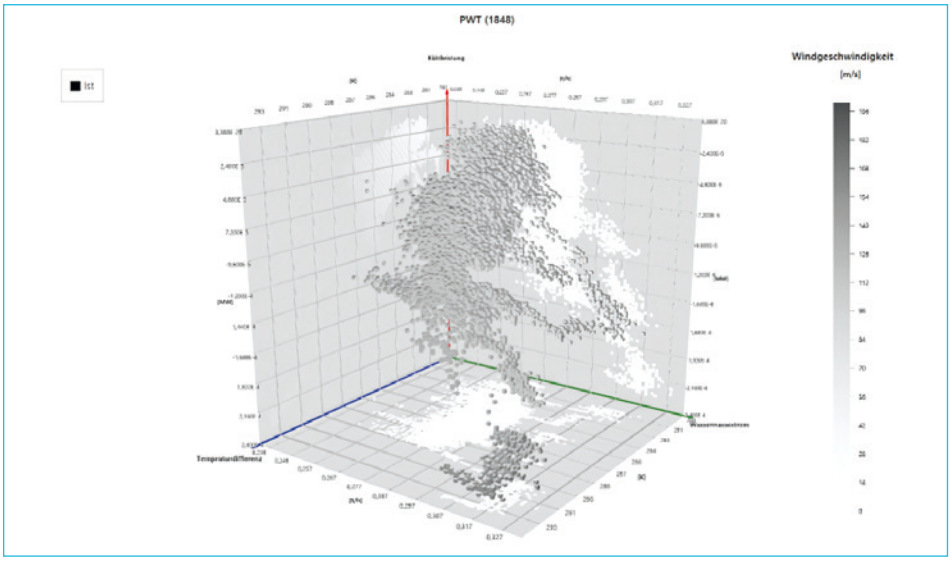


Abb. 7: Durch EOS erzeugtes reales Kennfeld eines Rückkühlsystems

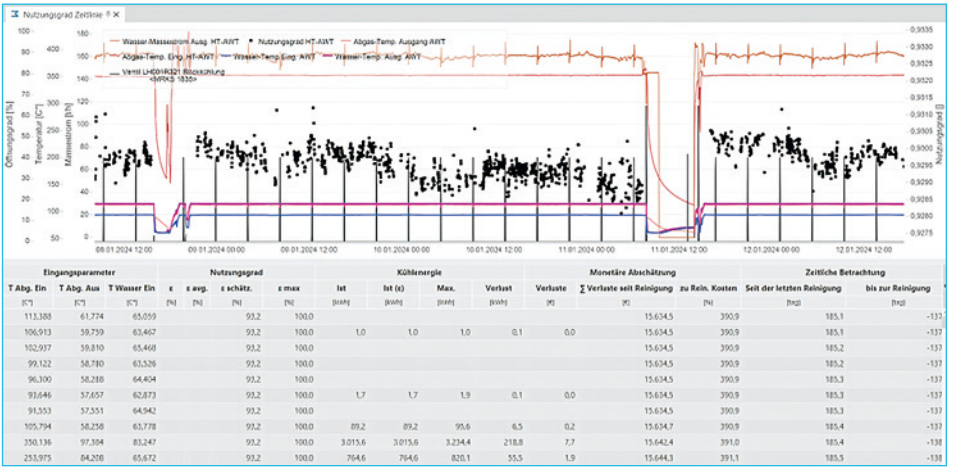
In dem konkreten Fall handelt es sich um ein berechnetes reales Kennfeld des Rückkühlsystems eines Gasmotors, das in einem dreidimensionalen Raum reale Korrelationen zwischen Temperaturdifferenz, Kühlleistung und Wassermassenstrom visualisiert. Als vierte Variable wird durch EOS die Windgeschwindigkeit in die Analyse einbezogen, um Aussagen zu ermöglichen, ob diese Größe einen Einfluss auf das Rückkühlsystem hat. Am Ende wird so eine Optimierungsstrategie für die Kühlung der Gasmotoren unter Betrachtung der einbezogenen Variablen ermöglicht.

Weiteres Optimierungspotenzial für den Betrieb der einzelnen Gasmotoren hebt EOS durch die Auswertung des Startverhaltens der Motoren durch Einbezug der Variablen Leistung, Massenstrom, Ventilstellungen und Prozesstemperaturen. Ebenfalls in einer zeitlichen Auflösung im Sekundenbereich überwacht EOS schließlich für einen optimalen Betrieb der Aggregate deren Versorgung mit Harnstoff, Brennstoff, Druckluft, Schmieröl und Startluft.

4.2. Prädiktive Wartung von Wärmetauschern

Ein weiteres Einsatzfeld von EOS in dem Gasmotorenkraftwerk ist die prädiktive Wartung des Abgaswärmetauschersystems, welches anfällig für Ablagerungen auf den Wärmeübertragungsflächen ist, was wiederum zu einem geringeren Wärmefluss und einem schlechteren Wirkungsgrad der Abgaswärmetauscher führt.

Intention ist es deshalb, mithilfe von EOS den aus monetärer Sicht günstigsten Zeitpunkt für eine Reinigung der Wärmeübertragungsflächen zu bestimmen, wobei die Abnahme der Effizienz über die Zeit als Maß der Verschmutzung angenommen wird. Die Effizienz wiederum wird durch den Quotienten aus tatsächlichem Wärmestrom und maximal möglichem Wärmestrom errechnet.



Eingangsparameter			Nutzungsgrad				Kühlenergie				Monetäre Abschätzung			Zeitliche Betrachtung	
T Abg. Ein	T Abg. Aus	T Wasser Ein	ε	ε avg.	ε schätz.	ε max	Ist	Ist (ε)	Max.	Verlust	Verluste	∑ Verluste seit Reinigung	zu Rein. Kosten	Seit der letzten Reinigung	bis zur Reinigung
[C°]	[C°]	[C°]	[%]	[%]	[%]	[%]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[€]	[€]	[%]	[hrg]	[hrg]
113,388	61,774	65,059			93,2	100,0						15.634,5	390,9	185,1	-137
106,913	59,759	63,467			93,2	100,0	1,0	1,0	1,0	0,1	0,0	15.634,5	390,9	185,1	-137
102,937	59,810	63,468			93,2	100,0						15.634,5	390,9	185,2	-137
99,122	58,780	63,526			93,2	100,0						15.634,5	390,9	185,2	-137
96,300	58,288	64,404			93,2	100,0						15.634,5	390,9	185,3	-137
93,646	57,657	62,873			93,2	100,0	1,7	1,7	1,9	0,1	0,0	15.634,5	390,9	185,3	-137
91,553	57,551	64,942			93,2	100,0						15.634,5	390,9	185,3	-137
105,794	58,258	63,778			93,2	100,0	89,2	89,2	95,6	6,5	0,2	15.634,7	390,9	185,4	-137
350,136	97,384	83,247			93,2	100,0	3.013,6	3.013,6	3.234,4	218,8	7,7	15.642,4	391,0	185,4	-138
253,975	84,208	65,672			93,2	100,0	764,6	764,6	820,1	55,5	1,9	15.644,3	391,1	185,5	-138

Abb. 8: Prädiktive Wartung der Abgaswärmetauscher in EOS

Wie nun in Abbildung 8 zu betrachten ist, visualisiert die Software den Nutzungsgrad (= Effizienz) des Wärmetauschers unter gleichzeitiger Berechnung eines prognostizierten *optimalen* Reinigungszeitpunktes, an dem der gesamte monetäre Verlust durch die Verunreinigung die avisierten Reinigungskosten übersteigt. EOS ermöglicht somit eine vorausschauende Wartung (*predictive maintenance*) in Form einer betriebswirtschaftlichen Optimierung von Wartungsintervallen.

5. Quellen

[1] Gartner.com: Gartner Identifies the Top 10 Strategic Technology Trends for 2019. https://www.gartner.com/en/newsroom/press-releases/2018-10-15-gartner-identifies-the-top-10-strategic-technology-trends-for-2019 (Stand: 13.06.2024).

[2] Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI: Künstliche Intelligenz für die integrierte Energiewende. Einordnung des technologischen Status Quo sowie Strukturierung von Anwendungsfeldern in der Energiewirtschaft. https://publica-rest.fraunhofer.de/server/api/core/bitstreams/6ba2933c-8c61-4b0d-ba33-2239eede4a72/content (Stand: 13.06.2024).

[3] PWC: KI und digitale Zwillinge in der Energiewirtschaft – Teil 1. https://blogs.pwc.de/de/auf-ein-watt/article/239092/ki-und-digitale-zwillinge-in-der-energiewirtschaft-teil-1/ (Stand: 13.06.2024).

[4] Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik: Nutzung von cloudbasierten Dienstleistungen in kritischen Infrastrukturen – eine Hilfestellung des UP KRITIS. https://www.bsi.bund.de/SharedDocs/Downloads/DE/BSI/KRITIS/UPK/upk-cloudbasierte-dienstleistungen.pdf?__blob=publicationFile&v=9 (Stand: 12.06.2024)

[5] Ingenieur.de: Gasmotoren-Kraftwerke in Kombination mit erneuerbaren Energien. https://www.ingenieur.de/fachmedien/vdi-energie-umwelt/energie-vdi-energie-umwelt/erneuerbare-energien/gasmotoren-kraftwerke-in-kombination-mit-erneuerbaren-energien/ (Stand: 10.06.2024).

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**

Von geheimnisvoll zu verstehbar – Der Schlüssel zu einem vertrauensvollen KI-Einsatz in der Leitwarte

Marcel Dix, Heiko Petersen, Sebastian Taege, Jan Koltermann und Sebastian Mieck

1. Einleitung 690
2. Stand der Technik 691
3. Lösungskonzept: Anomalieerkennung und -erklärung 693
4. Anwendungsfall: LEAG-Kraftwerk Boxberg 697
5. Technisches Integrationskonzept in der Leitwarte 699
6. Fazit 701
7. Quellen 702

Die Erkennung und Analyse abnormer Situationen in Kraftwerken ist eine alltägliche und wichtige Aufgabe für Anlagenfahrer von Kraftwerksblöcken. Während Abweichungen von Normalzuständen mithilfe der Künstlichen Intelligenz (KI/AI) zwar zuverlässig erkannt werden können, sind KI-Vorhersagen jedoch oft nur schwer nachvollziehbar und bieten dem Anlagenfahrer somit wenig Erkenntnisgewinn. Diese Arbeit erforscht das Potenzial von Explainable AI (XAI)-Techniken, die in der Lage sind, umfassende Einblicke in die Ursprünge und Ursachen von Anomalien zu geben. Eine Fallstudie wurde im LEAG-Kraftwerk in Boxberg, Deutschland, durchgeführt – eines der größten Kraftwerke Europas. Im Rahmen der Studie wurde ein Dashboard entwickelt, welches den Betreibern KI-vorhergesagte Anomalien nicht nur präsentiert, sondern auch nachvollziehbar aufbereitet. Um die Plausibilität von Anomalien und das Verständnis ihrer Ursachen zu verbessern, integriert das Dashboard fünf grundlegende Erklärungstechniken aus der XAI-Literatur: fallbasierte Erklärungen, Merkmalsbedeutung, kontrafaktische Erklärungen, Kontextualisierung und natürliche Spracherklärungen. Abschließend wird am Beispiel des ABB-Produkts ABB Ability™ PlantInsight gezeigt, wie sich eine XAI-gestützte Anomalieerkennung in Kraftwerksleitwarten technisch umsetzen lässt.

1. Einleitung

Die zunehmende Digitalisierung in Kraftwerken führt zu einer wachsenden Datenmenge, insbesondere von Zeitreihendaten hunderter digitaler Sensoren. Das Volumen der gespeicherten historischen Produktionsdaten umfasst oftmals mehrere Terabyte. All diese Daten bieten ein enormes Potenzial für neuartige KI-Anwendungsfälle, die zu einem effizienteren und sichereren Betrieb von Kraftwerken beitragen könnten. Eines der relevantesten KI-Anwendungsfälle ist dabei die Unterstützung der Anlagenbetreiber bei der Erkennung von abnormalen Situationen im Kraftwerk [1] [2]. Dies hat einen Grund: Mit dem technologischen Fortschritt in der Kraftwerksleittechnik hat sich der zentrale Arbeitsplatz der Anlagenfahrer von der Anlage in einen zentralen Kontrollraum verlagert. Ihr Fokus liegt immer weniger auf der manuellen Steuerung der Produktion, sondern auf der Überwachung der automatisierten Abläufe, der Gewährleistung der Sicherheit und der Sicherstellung eines störungsfreien Betriebs. Genau hier kann ein KI-gestütztes Anomalieerkennungssystem helfen, diese primären Ziele des Anlagenfahrers zu erreichen.

Sobald eine abnormale Situation erkannt wird, müssen sich Anlagenfahrer schnellstmöglich ein Verständnis für die vorliegende Situation und ihre Ursache verschaffen, um geeignete Maßnahmen ergreifen zu können. Ein bedeutender Nachteil von KI ist jedoch, dass KI-Modelle meist für den Anwender eine nichttransparente *Black Box* sind, d. h., dass sie dem Benutzer nicht nachvollziehbar vermitteln können, warum sie zu einer bestimmten Vorhersage gelangt sind [3]. Im praktischen Einsatz kann jedoch ein KI-System nur erfolgreich sein, wenn seine Ergebnisse plausibel und für den Anwender nachvollziehbar sind. Ohne Transparenz wird sich ein Anlagenfahrer auf KI als mögliche Unterstützungsfunktion nicht einlassen. Um diesem Problem zu begegnen, hat das Forschungsfeld *Explainable AI* (XAI, erklärbare KI) [4] [5] zusehends an Aufmerksamkeit in der Industrie gewonnen [6].

Das Ziel der XAI-Forschung ist, technische Lösungen zu finden und anzubieten, die zur besseren Erklärbarkeit von KI-Vorhersagen dienen können. Leider richten sich die meisten verfügbaren Lösungen insbesondere an Bild-, Text- und kategorische Daten [6] [7], während in Kraftwerken der weitaus relevantere Datentyp IoT-Sensordaten, also multivariate *Zeitreihendaten*, ist. Um diese Lücke zu schließen, haben wir 2022 ein von der EU-gefördertes Forschungsprojekt namens *EXPLAIN* [8] gestartet. Ziel ist, Erklärungskomponenten und Visualisierungstechniken zu entwickeln, die KI-basierte Anomalie-Vorhersagen erklärbarer machen können. Zu diesem Zweck wurde in Zusammenarbeit mit ABB und LEAG eine technische Lösung entwickelt, die wir in diesem Beitrag vorstellen. Das Dashboard dient als KI-basiertes Unterstützungssystem für Anlagenfahrer, auf dem Anomalien angezeigt und deren mögliche Ursachen erklärt werden. Die Erklärung von Anomalien erfolgt dabei mithilfe verschiedener vi-

sueller *Explainer*, die in dieser Studie auf der Basis von fünf zugrunde liegenden XAI-Techniken aus der Literatur entwickelt wurden, nämlich: Anzeige ähnlicher Fälle (sog. fallbasierte Erklärung), Anzeige des Beitrags einzelner Signale zu einer Anomalieerkennung (sog. Feature Importance), Anzeige eines Soll-Ist-Vergleichs für anomale Signalabweichungen (sog. Counterfactual Explanations), Anzeige relevanter Alarme zu einer Anomalie (sog. Kontextualisierung) und Generieren von textbasierten Erklärungen (d. h. Erklärungen in natürlicher Sprache).

In diesem Beitrag stellen wir zum einen die entwickelten Explainer-Konzepte des Dashboards genauer vor und diskutieren zum anderen, wie die Integration einer solchen Dashboard-Lösung in einer Kraftwerksleitwarte aussehen könnte. Der übrige Teil des Beitrags ist wie folgt aufgebaut: Der folgende Abschnitt 2 gibt zunächst einen Überblick über den Stand der Technik. Im Abschnitt 3 wird die Anomaliedetektion mit den entwickelten Explainer-Lösungskonzepten als KI-basierte Unterstützungsfunktion für Kraftwerksfahrer vorgestellt. In Abschnitt 4 diskutieren wir unseren Anwendungsfall für das Dashboard in unserer Forschungsstudie und in Abschnitt 5 skizzieren wir ein mögliches technisches Integrationskonzept für solch eine KI-Lösung in einer Leitwarte. Wir schließen ab mit einem Fazit und Ausblick in Abschnitt 6.

2. Stand der Technik

Die Anomalieerkennung hat in einer Vielzahl von Anwendungsbereichen Aufmerksamkeit erlangt [9]. Abhängig vom domänenspezifischen Anwendungsfeld und den dort vorherrschenden Daten kann die Leistung von maschinellen Lernalgorithmen variieren. Deshalb ist jeweils der Ansatz auszuwählen, der sich am besten für den gegebenen Anwendungsfall eignet [10]. Statistische und probabilistische Techniken, abstandsbasierte bzw. dichtebasierte, klassifikationsbasierte und clustering-basierte Techniken, Kernel-Methoden, Matrix-Faktorisierung und Ensemble-Methoden sind einige der Hauptgruppen von Algorithmen für die Anomalieerkennung [11] [12]. Für industrielle Prozessleitsysteme in Kraftwerken ist die vorherrschende Art von Daten *multivariate Zeitreihen* von den Sensoren in der Anlage. Hier haben sich Autoencoder-Neuronale-Netzwerke als geeigneter Ansatz für diese Datentypen erwiesen, um verschiedene Arten von Störungen in der Anlage zu erkennen [13].

Eine Einschränkung des maschinellen Lernens besteht darin, dass viele ML-Modelle, insbesondere Neuronale Netzwerke, sich oft als undurchsichtige Black Box präsentieren [4]. Die XAI hat das Ziel, Ergebnisse aus KI-Modellen dem Benutzer plausibel darzustellen. Verschiedene XAI-Techniken wurden entwickelt, um Einblicke in das allgemeine Denken von ML-Modellen oder die Erklärung spezifischer Modellvorhersagen zu bieten. Der allgemeine Fokus von XAI liegt darauf, das Vertrauen zu erhöhen und eine bessere Überwachung und Fehlerbehebung

von ML-Modellen zu ermöglichen. In einer kürzlich durchgeführten Anwenderstudie mit mehreren Anlagenbetreibern des LEAG-Kraftwerks in Boxberg [14] haben wir diesen XAI-Bereich erweitert und untersucht, inwieweit XAI Anlagenbetreibern bei der Analyse von abnormalen Anlagensituationen helfen kann.

Eine wichtige Kategorisierung für XAI-Techniken erfolgt nach dem Typ der erzeugten Erklärungen. Hier können Methoden zur Merkmalsbedeutung (engl.: Feature Importance) [15] [16], Prototypen (Erstellung eines Prototyps, der zeigt, wie eine Klasse an Daten typischerweise aussieht [17]), fallbasierte Erklärungen (engl.: Case-Based Explanations), z. B. durch Suche nach ähnlichen Fällen im Trainingsdatensatz [18], Kontextualisierung (Erklärung durch Hinzufügen von z. B. domänenspezifischen Kontextinformationen) [19], natürliche Spracherklärungen (d. h. Umschreiben einer Modellausgabe in natürlicher Sprache) [20], kausale Mechanismen (z. B. Regelgenerierung [18]) und kontrafaktische Erklärungen (engl.: Counterfactual Explanations) [21] unterschieden werden. Die in diesem Beitrag vorgeschlagene Lösung zur Erklärung von Anomalien für Anlagenbetreiber stellt eine beispielhafte Umsetzung für fünf der sieben oben genannten XAI-Techniken dar: Merkmalsbedeutung, kontrafaktische Erklärungen, Suche nach ähnlichen Fällen, Kontextualisierung und natürliche Spracherklärungen. Dies sind die Techniken, die wir bisher in unserer Studie berücksichtigt haben. Ein Potenzial für weitere Forschung besteht darin, weitere XAI-Techniken zu untersuchen, wie Prototypen, kausale Mechanismen und möglicherweise andere.

Viele technische Implementierungen für diese XAI-Techniken, bspw. als wiederverwendbare Python-Bibliothek, sind auf bestimmte Datentypen beschränkt, insbesondere tabellarische, bildliche und textuelle Daten [22]. Zeitreihendaten, auf der anderen Seite, haben erst in jüngster Zeit an Aufmerksamkeit gewonnen [23] [6], nachdem sie anfänglich wenig Beachtung in der XAI-Forschung erhalten haben [24]. Beispielsweise wurde LIME, das ursprünglich von Ribeiro et al. entwickelt wurde, um tabellarische, textuelle und bildliche Daten zu erklären [15], im Jahr 2017 von Metzenthin erweitert, um Zeitreihendaten einzuschließen, was zur Entwicklung der neuen Bibliothek LIME-for-Time führte [25]. Eine weitere beliebte Technologie, die auf Zeitreihendaten angewendet wurde, ist SHAP [16], aber sowohl LIME-for-Time als auch SHAP leiden darunter, dass sie auf univariate Zeitreihendaten beschränkt sind [26]. Tatsächlich ist ein bemerkenswerter Teil des von uns gefundenen Standes der Technik darauf beschränkt, univariate Zeitreihen zu erklären, während viele industrielle KI-Anwendungsfälle, einschließlich des in diesem Beitrag diskutierten Anwendungsfalls der Anomalieerkennung in Kraftwerken, die Betrachtung von *multivariaten* Zeitreihen erfordern. Darüber hinaus stellten wir einen Mangel an Literatur fest, die industrielle Beispiele liefert [27]. Dieser Beitrag zielt darauf ab, dazu beizutragen, diese Lücken zu schließen.

3. Lösungskonzept: Anomalieerkennung und -erklärung

Abbildung 1 zeigt das entwickelte Dashboard. Die zugrunde liegenden KI-Modelle treffen Vorhersagen für Anomalien basierend auf den vorliegenden Anlagendaten und ermitteln Erklärungen für diese Anomalien. Das Dashboard visualisiert diese Anomalien und ergänzt diese um weitere Erklärungen für den Benutzer. Die verschiedenen Erklärungstechniken und Möglichkeiten für den Benutzer, mit dem Dashboard zu interagieren, sind in der Abbildung 1 durch die Ziffern (D1)-(D9) gekennzeichnet und werden im Folgenden ausführlich vorgestellt.

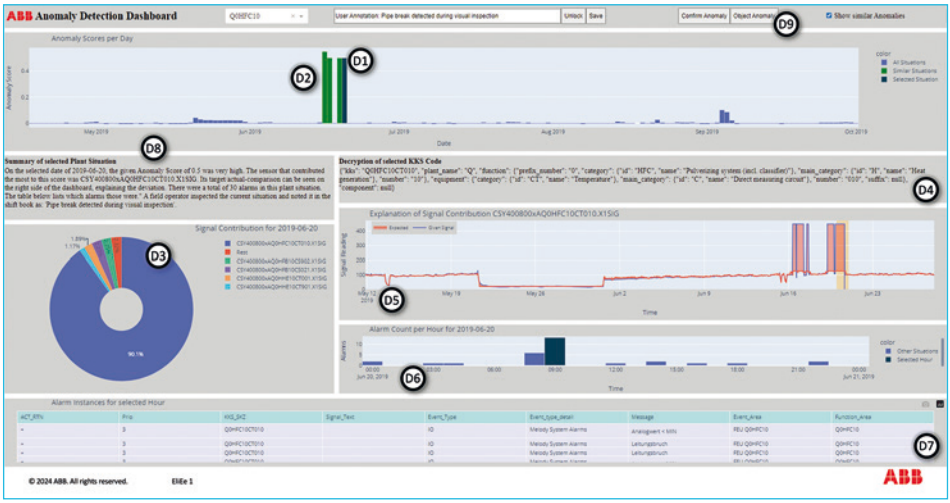


Abb. 1: Das Anomalieerkennungs-Dashboard mit seinen Erklärungen und Feedback-Optionen

Die Ziffern (D1)-(D9) zeigen einen möglichen roten Faden, wie ein Benutzer durch das Dashboard navigieren kann, um Anomalien und ihre Erklärungen zu untersuchen. Die Schritte werden in diesem Abschnitt ausführlich erläutert.

Der Benutzer beginnt, indem er einen Anlagenbereich im Kraftwerk aus einer Dropdown-Liste oben links im Dashboard auswählt. Im Beispiel in Abbildung 1 ist der Anlagenbereich Q0HFC10, ein Kohlevermahlungssystem, ausgewählt. Das Histogramm darunter zeigt die erkannten Anomalien in diesem Anlagenbereich über einen bestimmten Zeitraum. Jeder Balken des Histogramms repräsentiert dabei eine Anlagensituation zu einer gegebenen Zeit, wobei der jeweilige Wert den Anomalie-Score für diese Anlagensituation repräsentiert. Dieser Wert wird durch das zugrundeliegende KI-Modell ermittelt – ein sog. Autoencoder Neuronales Netzwerk [28] [13]. Je größer der Score, desto größer die Anomalie. In Ziffer (D1) ist bspw. eine ausgeprägte anomale Situation aufgetreten.

Aus dem gezeigten Beispiel der Anomalie in (D1) der Abbildung 1 wird das Problem deutlich, dass KI-Vorhersagen eine Erklärung benötigen. Der Balken im Histogramm zeigt lediglich, dass eine Anomalie vorliegt. Er verrät aber nichts über die Ursache des Problems und unterstützt den Benutzer nicht bei der Fehlersuche. Um die Möglichkeit zu untersuchen, inwieweit Anomalien in Kraftwerken durch XAI-Techniken erklärbar gemacht werden können, haben wir in unserem Forschungsprojekt daher verschiedene technische Lösungen entwickelt – sog. *Explainer* – und haben als Machbarkeitsnachweis (engl.: Proof-of-Concept) für diese Explainer diese in den verschiedenen grafischen Elementen in unserem Dashboard integriert. Im Folgenden stellen wir diese Explainer-Konzepte am Beispiel der gefundenen Anomalie in Ziffer (D1) vor und zeigen, wie dem Anlagenfahrer mögliche Ursachen der Anomalie vermittelt werden können.

Die erste Erklärung wird im selben Histogramm mithilfe der farblichen Kennzeichnung der Anomalien gegeben: Wenn der Benutzer eine Anlagensituation dort auswählt, wird diese dunkelblau hervorgehoben, wie im Beispiel (D1) zu sehen. Nun hat der Benutzer die Möglichkeit, sich durch Auswahl der Option *Show similar Anomalies* ähnliche Anlagensituationen in der Vergangenheit anzeigen zu lassen. Diese werden im Histogramm grün markiert, wie im Beispiel von (D2) zu sehen ist. In der XAI-Literatur entspricht das Anzeigen von ähnlichen Fällen der Erklärungstechnik *Fallbasierte Erklärungen* (engl.: case-based explanations) [18]. Für die Erklärung von Anomalien in einem Kraftwerk kann das Aufzeigen ähnlicher vergangener Situationen erheblich dabei helfen, eine gegebene Situation zu verstehen, da oftmals die Ursache für vergangene Störungen bereits untersucht wurden und deren Ursache daher bekannt ist. Beispielweise gab es vor zwei Wochen eine ähnliche Situation und nach visueller Inspektion stellte sich heraus, dass das Problem auf eine Verstopfung in einer Walzenmühle zurückzuführen war (z. B. hinterlegt im elektronischen Schichtbuch). Der Hinweis im Dashboard, dass nun die aktuelle Anomalie wieder sehr ähnlich zu sein scheint zu der vor zwei Wochen, ist ein starkes Indiz dafür, dass es sich wieder um das gleiche Verstopfungsproblem handelt wie vor zwei Wochen. In unserer Lösung erreichen wir die Berechnung ähnlicher Anlagensituationen mithilfe eines sog. Siamesischen Neuronalen Netzwerkes [29] – eine weitere Art von KI-Modellen. Während diese Modelle hohe Popularität im Bereich der Bilderkennung genießen, um die Ähnlichkeit von zwei Bildern zu bestimmen, konnten wir in unserer Forschungsstudie auch deren Eignung für die Ähnlichkeitsbestimmung von multivariaten Signaldaten für verschiedene Anlagensituationen nachweisen.

Eine andere Erklärungstechnik aus der XAI-Literatur, der wir uns bedienen, ist die sog. *Merkmalsbedeutung bzw. Feature Importance* [15] [16], also die Analyse wie stark unterschiedliche Zeitreihen (Features) zu einer KI-Vorhersage beigetragen haben. In unserer Lösung wird diese Erklärung mithilfe des Donut-Dia-

gramms (D3) gegeben. Für eine ausgewählte Anlagensituation (D1) zeigt dieses Diagramm, wie stark verschiedene Signale aus diesem Anlagenbereich zu der Anomalie beigetragen haben. Wir berechnen diesen Beitrag mithilfe des sog. Rekonstruktionsfehlers aus dem o. g. Autoencoder KI-Modell, der pro Signal auftritt, wie bspw. in [30] beschrieben. Bei Störungen werden heute häufig Läufer aus der Leitwarte in die Anlage geschickt, um die Ursache ausfindig zu machen. Unsere Lösung in (D3), eine Anomalie auf bestimmte Signale zurückführen zu können, unterstützt das Anlagenpersonal bei der Fehlersuche. Insbesondere bei komplexen und räumlich ausgedehnten Industrieanlagen kann die Fehlersuche vor Ort in der Anlage so deutlich reduziert werden.

Der angezeigte Text bei der Ziffer (D4) im Dashboard in Abbildung 1 ist eine Hilfe, den KKS-Namen [31] des betreffenden Signals aus dem Donut-Diagramm in Klartext zu entschlüsseln. Dies erreichen wir durch eine eigens entwickelte Python-Bibliothek zur Übersetzung von KKS in einen Klartext. Einem erfahrenen Kraftwerksfahrer im Leitstand reicht eine KKS oftmals als Information aus, aber einem Kollegen in der Ausbildung könnte eine Übersetzung der KKS in einen Klartext sehr hilfreich sein. Im gezeigten Beispiel in (D4) kann der Läufer für das ausgewählte Signal namens Q0HFC10CT010 entnehmen, dass die betreffende KKS sich in Block *Q* befindet, *HFC* weist auf das Kohlevermahlungssystem in diesem Block hin, *T* steht für Temperatur, *010* für die Strängigkeit (z. B. bei gegenläufigen Strängen) – d. h., es handelt sich bei der KKS also um einen Temperatursensor in der Kohlevermahlung.

Die Visualisierung des Donut-Diagramms ist interaktiv, d. h., man kann ein Signal in dem Diagramm mit der Maus selektieren und erhält dann das nächste Erklärungskonzept in unserem Dashboard, das bei der Ziffer (D5) in Abbildung 1 zu sehen ist. Dieser Explainer zeigt zwei Trendlinien als Soll-Ist-Vergleich für das ausgewählte Signal, nämlich eine blaue Linie, die den tatsächlichen Ist-Verlauf des Signals während der Anomalie wiedergibt, und eine rote Linie, die den Soll-Verlauf zeigt. Die Berechnung des Soll- und Ist-Verlaufs erfolgt erneut unter Verwendung eines Autoencoder-Modells. Diese Erklärungstechnik entspricht am besten der Technik der *kontrafaktischen Erklärung* in der XAI-Literatur [21]. Der direkte Vergleich eines Ist-Trends mit dem erwarteten Trendverlauf kann zusätzliche Erklärungen für die Ursache einer Anomalie liefern. Ist bspw. ein Durchflusswert zu niedrig, obwohl der Durchflussregler 100 % in Endlage ist, könnte das ein Indikator für eine Verstopfung sein. Kraftwerksfahrer mit viel Erfahrung machen diesen Soll-Ist-Vergleich bereits heute gedanklich, d. h., sie sehen die tatsächlichen Trendkurven und wissen aus ihrer Erfahrung, wie der Trend im Normalfall verlaufen müsste. Die Grenzen, innerhalb derer der Wert verlaufen *soll*, sind zwar mithilfe der Alarmgrenzen definiert, jedoch kann eine KI-basierte Berechnung des Soll-Verlaufs innerhalb dieser Grenzen als Trendlinie genauer prognostizieren und für den Kraftwerksfahrer darstellen.

Die bisher beschriebenen Explainer-Konzepte basieren auf *Zeitreihendaten* von Messungen. Für den Zweck unserer Studie wurden historische Alarmprotokolle der Anlage zur Verfügung gestellt. Alarmdaten enthalten viele Textinformationen, wie bspw. einen Alarmtitel und einen detaillierteren Alarm-Beschreibungstext. Diese Textinformationen kann einem Anlagenfahrer helfen, mehr Kontext über die Anomalie zu erhalten und liefert daher potenziell weitere Erklärungen zu einer Anomalie. In der XAI-Literatur wird diese Erklärungstechnik als *Kontextualisierung* [19] beschrieben, d. h., das Erklären von KI-Vorhersagen durch das Hinzufügen domänenspezifischer Kontextinformationen. Im Dashboard erreichen wir dies durch die Visualisierung der Anzahl der Alarme, die während einer Anomalie aufgetreten sind (D6) sowie die textuellen Alarmdetails für diese Alarme bei (D7). In dem gezeigten Beispiel in Abbildung 1 deuten die Alarmtexte u. a. auf einen möglichen Leitungsbruch hin. Diese Information kann zur Ursachendiagnose der Anomalie beitragen. Obwohl Alarme heute bereits in den Alarmlisten und Bedienoberflächen des Leitsystems angezeigt werden, liegt der Mehrwert unserer Visualisierung hinsichtlich der Erklärung von Anomalien darin, dass nur solche Alarme angezeigt werden, die direkt mit der Anomalie zusammenhängen. Durch diese Filterung werden dem Anlagenfahrer nur relevante Alarme angezeigt, was die Ursachendiagnose deutlich beschleunigt – eine zeitaufwändige manuelle Suche nach relevanten Alarmen in der Alarmliste entfällt.

Schließlich findet sich noch ein weiterer Explainer in unserem derzeitigen Forschungsdemonstrator bei der Ziffer (D8). Die Idee hier ist, alle (numerischen) Analysen, die auf dem Dashboard für eine gegebene Anomalie zu sehen sind, in einem kurzen Satz in natürlicher Sprache zusammenzufassen. In der XAI-Literatur wird dieses Konzept als *Umformulieren von Modellvorhersagen in natürlicher Sprache* beispielsweise in [20] beschrieben. In der aktuellen Lösung wird dies mithilfe einer Vorlage für den anzuzeigenden Text erreicht, indem Platzhalter und Regeln zur Befüllung dieser Platzhalter verwendet werden. Wenn bspw. der vorhergesagte Anomalie-Score in (D1) über einem Schwellenwert (z. B. 75. Perzentil) liegt, wird dieser Score als *sehr hoch* übersetzt, wie im Beispiel in der Abbildung 1 zu sehen ist.

Über den Nutzen der Vorhersage und Erklärung von Anomalien hinaus sollte das Dashboard den Benutzern auch die Möglichkeit bieten, Feedback (D9) zu Anomalien geben zu können, um die Relevanz von angezeigten Anomalien zukünftig verbessern zu können. In der Literatur wird dies im Kontext des *interaktiven maschinellen Lernens* [32] thematisiert. Letztlich sind die angezeigten Anomalien nur *Vorhersagen* basierend auf (fehlerbehafteten) Vorhersagemodellen und sind daher nicht immer zu 100 Prozent korrekt. In solchen Fällen sollte der Nutzer die Möglichkeit bekommen, ähnliche Anomalien zukünftig nicht mehr sehen zu wollen (ähnlich zu einem Spamfilter bei E-Mails). Zudem kann es sogar Fälle geben, in denen eine Anomalie-Vorhersage aus *mathemati-*

scher Sicht durchaus richtig vorhergesagt wurde, aber dem Anlagenfahrer diese Situation bereits bekannt ist und er sie als unproblematisch ansieht und nicht mehr als Anomalie im Dashboard sehen möchte (ähnlich zur Quittierung von Alarmen in einem Leitsystem im Sinne von *habe es gesehen*). Dies könnte z. B. im Falle einer geplanten Wartung vorkommen. Hier ergibt es durchaus Sinn, Warnmeldungen zu deaktivieren. Die Möglichkeit, diese Situationen im Dashboard als normal zu markieren, soll dazu führen, dass ähnliche Situationen in Zukunft ausgeblendet werden. Das beschriebene Szenario ist hier wie folgt: Eine neue Anlagensituation tritt auf (D1) und mithilfe der Explainer im Dashboard (D2)–(D8) stellt der Anlagenfahrer fest, dass die Situation tatsächlich nicht als anormal betrachtet werden sollte. Um dieses Feedback an das KI-System zurückzugeben, betätigt der Benutzer im Dashboard eine entsprechende Ablehnen-Schaltfläche (D9). Durch dieses Feedback drückt der Anlagenfahrer den Wunsch aus, in Zukunft keine weiteren Warnungen zu dieser Anlagensituation zu erhalten. Bevor nun neue Anlagensituationen dem Benutzer präsentiert werden, wird vom System geprüft, ob eine ähnliche Situation zuvor vom Benutzer bereits markiert wurde. Für diesen Ähnlichkeitsvergleich verwenden wir ein weiteres Siamesisches Neuronales Netzwerk. Wenn eine positive Übereinstimmung vorliegt, wird die Anlagensituation nicht mehr als Anomalie im Dashboard angezeigt (z. B. indem man sie ganz ausblendet, ausgraut, als *unsichere Vorhersage* markiert oder ähnliches).

4. Anwendungsfall: LEAG-Kraftwerk Boxberg

Der Anwendungsfall in unserer Forschungsstudie ist das LEAG-Kohlekraftwerk in Boxberg [33]. Das heutige Kraftwerk besteht aus vier Blöcken mit einer installierten Leistung von über 2575 Megawatt. In der Studie wird der Block Q betrachtet. Er nahm im Jahr 2000 seinen Betrieb auf und hat eine Leistung von 900 Megawatt. Der Betrieb des Blocks wird rund um die Uhr von einer zentralen Leitwarte im Block durch ein Team von meist 4–5 Anlagenfahrern überwacht. Gearbeitet wird in 8–12 Stunden-Schichten, um einen 24/7-Betrieb aufrecht zu erhalten. Eine Schicht ist meist gekennzeichnet durch tägliche Routinen mit ausgedehnten Zeiträumen von Inaktivität für den Kraftwerksfahrer. Ein Kraftwerksfahrer im Leitstand würde eine gute Schicht als eine mit wenig oder gar keiner Aktivität beschreiben. Allerdings steigen die Anzahl, die Komplexität und die notwendigen Aktionen während abnormaler Situationen stark an und dann spielt die Erfahrung des Kraftwerksfahrers eine entscheidende Rolle bei der Erkennung und Lösung dieser Anomalien. Genau hier setzt unsere Lösung an: Um Anomalien und deren Ursachen leichter und schneller zu erkennen, möchten wir den Anlagenfahrern (auch solchen ohne langjährige Erfahrung) ein KI-basiertes Unterstützungssystem anbieten.

In unseren Gesprächen mit Anlagenfahrern machten diese klar, dass eine wichtige Anforderung für solch ein KI-System in der Leitwarte ist, dass ein KI den Bediener lediglich über Anomalien informieren soll, aber niemals aktiv in den Prozess eingreifen darf. Der Anlagenfahrer soll immer in der Lage bleiben, selbst entscheiden zu können, ob es sich bei der vorliegenden Situation tatsächlich um eine echte Anomalie handelt oder nicht, bevor irgendwelche Maßnahmen ergriffen werden. Aber genau deswegen ist es wichtig, dass Anomalien mithilfe von XAI-Techniken plausibel erklärbar gemacht werden, damit eine Entscheidungsfindung über KI-Vorhersagen überhaupt möglich ist.

Anlagenfahrer können sich das Dashboard bspw. als separaten Bildschirm an ihren Bedienplätzen vorstellen. Da jedoch die Bedienplätze bereits heute ziemlich voll sind, mit etwa acht Monitoren je Arbeitsplatz, ist auch denkbar, Warnungen über Anomalien auf einem der existierenden Bildschirme anzuzeigen. Eine Idee wäre bspw., Anomalien als *KI-basierten Alarm* in die Alarmliste aufzunehmen – was in der Tat eine innovative, neue Art von Alarmen darstellen würde. Dadurch ist es nicht notwendig, dass Anlagenfahrer ständig ein zusätzliches Dashboard überwachen müssten, sondern sie würden automatisch über einen KI-basierten Alarm informiert werden, sobald Anomalien detektiert wurden. Der Anlagenfahrer kann dann, unterstützt durch das Dashboard, die Ursache der Anomalie untersuchen und entsprechend reagieren. Anlagenfahrer benötigen jedoch für bestimmte Anomaliemeldungen keine Erklärung, sodass man nicht unbedingt immer das gesamte Dashboard sehen muss. Durch Mausklick auf einen KI-basierten Alarm aus der Alarmliste ließe sich bspw. selektiv ein Erklärungsfenster aufschalten, sofern man eine Erklärung benötigt.

Die Läufer wiederum hatten nicht den Bedarf geäußert, eine eigene mobile App zu benötigen für ihre Inspektionsläufe durch die Anlage. Als Grund nannten sie, dass sie in der Leitwarte auf die Bildschirme schauen, um Störungen mit dem Anlagenfahrer zu besprechen, bevor sie in die Anlage hinausgehen, um diese zu beheben. Insofern würde ihnen eine Anomalieerkennung auf diesen Bildschirmen genügen.

Für Anlagenfahrer ist es wichtig, dass die Erstellung eines neuen Anomalie-Modells möglichst einfach ist (wenige Mausklicks) und sich in die heutige Arbeitsweise der Anlagenfahrer möglichst natürlich integriert: Wenn heute eine Schicht in der Leitwarte wechselt, richtet sich der Bediener der nachfolgenden Schicht seinen Bedienplatz zunächst ein. Hierzu wählt der Bediener oftmals bestimmte Trends aus und legt sich diese auf seine Bildschirme auf. Bediener haben oft unterschiedliche Präferenzen, auf welche Trends sie schauen wollen, um die Anlage zu überwachen. Hier könnte sich die KI-Modellerstellung gut in diesen Einrichtprozess der Anlagenfahrer integrieren. Eine Idee wäre bspw.,

dass Bediener bei ihrer Auswahl der Trends zusätzlich eine Auswahl treffen könnten, dass für diese Trends KI-basierte Warnungen aktiviert werden sollen (oder nicht).

5. Technisches Integrationskonzept in der Leitwarte

Vorher wurde beschrieben, wie die Interaktion einer KI-basierten Anomaliedetektion aus *Benutzersicht* aussehen könnte. In diesem Kapitel wird ein mögliches Integrationskonzept und *technische* Machbarkeitsaspekte vorgestellt. Dieses technische Integrationskonzept beschreibt Punkte, welche die reibungslose Integration des KI-Systems in das Bedien- und Beobachtungssystem (Human System Interface, im folgenden HSI) der Leitwarte sowie die Interaktion zwischen diesen Systemen gewährleistet, ohne den Betrieb des Kraftwerks zu stören.

Abbildung 2 zeigt die Architektur des Gesamtsystems. Es zeigt als grauhinterlegte Box das KI-Analyse- und Auswertungssystem ABB Ability™ PlantInsight. Es beinhaltet alle relevanten Komponenten zur Modellerstellung und -verwaltung sowie zur Kommunikation zwischen PlantInsight und dem Leitsystem (z. B. dem System 800xA).

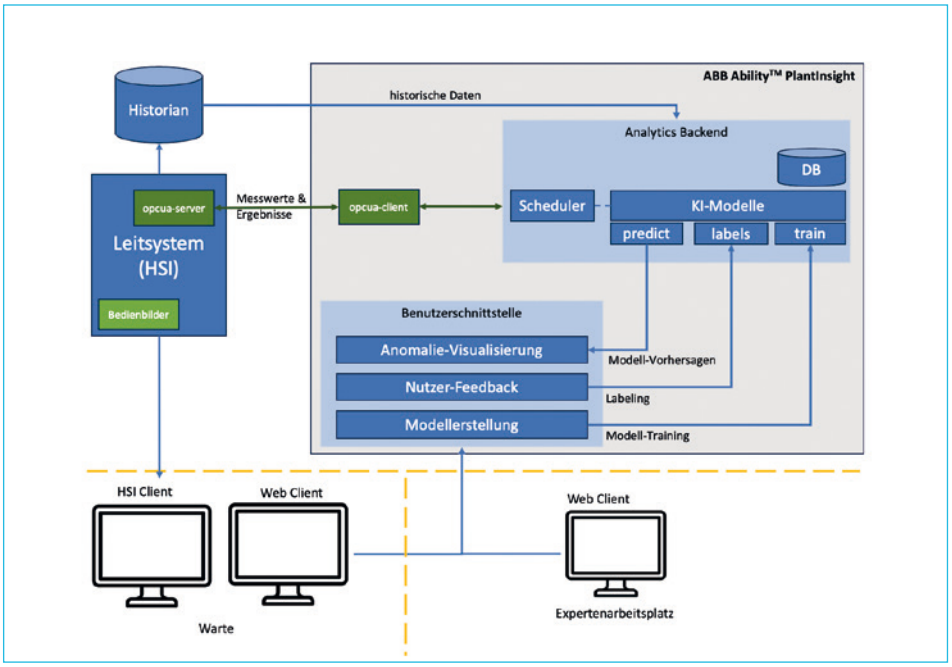


Abb. 2: Integrationskonzept einer KI-basierten Anomaliedetektion in das Leitsystem einer Kraftwerksleitwarte

Das Leitsystem (links in Abbildung 2) sammelt kontinuierlich Prozesswerte (Zeitreihendaten) von den Sensoren im Kraftwerk und speichert diese in seinem Historian-System ab. Durch die historisch aufgelaufenen Sensordaten der vergangenen Monate und Jahre liegt so meist eine große Datenbasis für das Training von KI-Modellen vor. Im vorliegenden Anwendungsfall der Anomaliedetektion sind dies Autoencoder-Modelle für die Anomalieerkennung sowie Siamesische Neuronale Netze für die Ähnlichkeitsbestimmung von Systemzuständen. Die Modelle werden trainiert mit historischen Daten aus dem Historian und dann angewandt auf aktuelle Messwerte aus dem Leitsystem. Die aktuellen Werte erhält das KI-System über eine OPC/UA-Schnittstelle.

Die KI-Modelle liegen als *Analytics Backend* der Benutzerschnittstelle zugrunde, d. h. sie liefern fortlaufend ihre Analysen an die Benutzerschnittstelle, wo sie dem Benutzer angezeigt werden. Hierzu steuert ein Scheduler-Prozess die fortlaufende Berechnung neuer Anomalie-Scores im laufenden Betrieb. Die Zykluszeit ist konfigurierbar. Für die meisten Prozessteile im Kraftwerk sollte eine Zykluszeit von einer Minute ausreichend sein.

Die grafische Benutzerschnittstelle (GUI) enthält drei wesentliche Kernfunktionen: Erstens, die Visualisierungskomponenten, um Anomalien anzuzeigen und diese zu erklären (Explainer). Zweitens, die Funktionalität für das Nutzer-Feedback, um dem Nutzer die Möglichkeit zu geben, bestimmte Anomalien zukünftig nicht mehr anzuzeigen, weil sie bereits gesehen wurden (acknowledge) oder weil sie als nicht zutreffend erachtet wurden. Drittens, die Funktionalität, die es dem Anlagenfahrer erlaubt, ein neues KI-Modell für die Anomalieerkennung für beliebige Anlagenteile zu erzeugen. Das Erzeugen von neuen KI-Modellen muss dabei sehr einfach möglich sein, damit Anlagenfahrer (die in der Regel keine Kenntnisse von ML/KI haben) diese Funktionalität sinnvoll nutzen können.

Im Dashboard soll es dem Benutzer auch möglich sein, sich Anomalien aus der älteren Vergangenheit anzeigen zu lassen – u. a. für die oben beschriebenen *fallbasierten Erklärungen*, also um Erklärungen für ähnliche Anomalien aus der Vergangenheit zu erhalten. Hier liegt eine Herausforderung: Durch das Neutrainieren von Modellen ändern sich Modelle über die Zeit, sodass ein neuerstelltes Modell nicht zu dem gleichen Anomalie-Score führt wie ursprünglich für die gleiche Anlagensituation. Das würde somit den Vergleich von Anlagensituationen erschweren. Wir lösen dieses Problem durch Nutzung einer Datenbank (hier: PostgreSQL), in die wir die vergangenen KI-Vorhersagen abspeichern, sodass uns diese erhalten bleiben.

Schließlich sind im unteren Teil der Abbildung 2 die im vorangegangenen Abschnitt beschriebenen Varianten für die Integration der Anomalieerkennung in die Bedienplätze der Leitwarte nochmals dargestellt. Es gibt also die Variante als separaten Bildschirm (hier: als Expertenarbeitsplatz gekennzeichnet) oder

integriert in die existierenden Bedienplätze des Leitsystems (im Fall des Leitsystems 800xA von ABB, die sog. *800xA Clients*). Wird die Visualisierung in das Leitsystem integriert, müssen die KI-Vorhersagen dorthin zurückübertragen werden, was wiederum mittels *OPC/UA* erfolgen kann.

Trotz mehrerer möglicher Integrationsvarianten, die wir hier aufzeigen, sollte sich letztlich die Interaktion des Anlagenfahrers mit dem KI-System möglichst gut in die gewohnte Arbeitsweise einfügen. Idealerweise würde sämtliche Interaktion des Anlagenfahrers über das Leitsystem ablaufen – dem System, mit welchem der Anlagenfahrer sowieso den ganzen Tag arbeitet. Da das vorgestellte Dashboard zunächst als Forschungsprototyp entwickelt wurde, haben wir uns hier für ein paralleles System entschieden, um unsere XAI-Konzepte unabhängig vom Produktivsystem evaluieren zu können. Wichtig ist jedoch, dieses Parallelsystem später möglichst direkt in das Leitsystem zu integrieren.

6. Fazit

Die zunehmende Digitalisierung in der Industrie ermöglicht verschiedene Anwendungsfälle für die Künstliche Intelligenz. Am Beispiel des LEAG-Kraftwerks in Boxberg haben wir hervorgehoben, dass die Anomalieerkennung ein vielversprechender KI-Anwendungsfall für Anlagenfahrer ist. Sie bieten das Potenzial, einer der wichtigsten Aufgaben der Anlagenfahrer, nämlich den kontinuierlichen Prozess der Überwachung und Erhaltung der Anlagenverfügbarkeit, intelligent zu unterstützen (Abbildung 3).

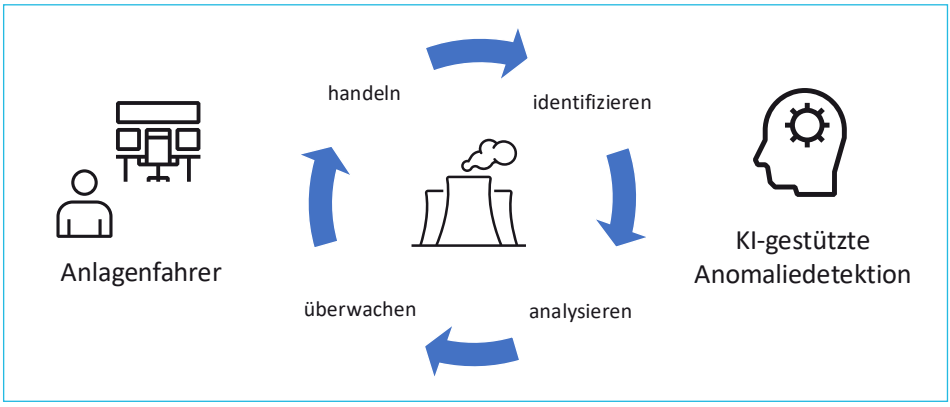


Abb. 3: Die KI bietet das Potenzial zur Unterstützung des kontinuierlichen Prozesses der Anlagenfahrer zur Sicherstellung der Anlagenverfügbarkeit.

Allerdings haben wir auch betont, dass KI-Vorhersagen *erklärbar* gemacht werden müssen, um dem Bediener wirklich bei der Entscheidungsfindung zu helfen. Letztendlich liegt es in der Verantwortung des Entwicklers von KI-Lösungen, diese so zu gestalten, dass sie den Bedarf des Anlagenfahrers an Er-

klärungen erfüllen. Die in dieser Fallstudie entwickelten *Explainer* können ein Beispiel dafür liefern, wie die Umsetzung verschiedener erklärbarer Techniken aus der XAI-Literatur in einem KI-basierten Anomalieerkennungs-Dashboard für Kraftwerksbediener realisiert werden kann.

Darüber hinaus haben wir auch ein Konzept vorgestellt, wie *Benutzerfeedback* in die Anomaliedetektion integriert werden kann. Abschließend haben wir ein technisches Konzept präsentiert, wie eine KI-basierte Anomalieerkennung in den laufenden Betrieb einer Kraftwerksleitwarte integriert werden könnte. Unsere weitere Forschung wird sich nunmehr auf die Verfeinerung und Evaluation dieses Integrationskonzepts konzentrieren.

Danksagung

Diese Arbeit wurde vom Bundesministerium für Bildung und Forschung (BMBF) gemäß Beschluss des Deutschen Bundestages unter dem Förderkennzeichen 01IS22030A finanziert [8]. Wir danken für diese Unterstützung. Die Autoren sind verantwortlich für den Inhalt dieses Beitrags.

7. Quellen

[1] Wenjing Lyu and Jin Liu. Artificial intelligence and emerging digital technologies in the energy sector. Applied energy, 303:117615, 2021.

[2] Hubert Szczepaniuk and Edyta Karolina Szczepaniuk. Applications of artificial intelligence algorithms in the energy sector. Energies, 16(1):347, 2022.

[3] Mengnan Du, Ninghao Liu, and Xia Hu. Techniques for interpretable machine learning. Communications of the ACM, 63(1):68–77, 2019.

[4] Amina Adadi and Mohammed Berrada. Peeking inside the black-box: a survey on explainable artificial intelligence (xai). IEEE access, 6:52138–52160, 2018.

[5] Feiyu Xu, Hans Uszkoreit, Yangzhou Du, Wei Fan, Dongyan Zhao and Jun Zhu. Explainable ai: A brief survey on history, research areas, approaches and challenges. In: Natural Language Processing and Chinese Computing: 8th CCF International Conference, NLPCC 2019, Dunhuang, China, October 9–14, 2019, Proceedings, Part II 8, pages 563–574. Springer, 2019.

[6] Sarthak Manas Tripathy, Ashish Chouhan, Marcel Dix, Arzam Kotriwala, Benjamin Klöpper and Ajinkya Prabhune. Explaining anomalies in industrial multivariate time-series data with the help of explainable ai. In 2022 IEEE International Conference on Big Data and Smart Computing (BigComp), pages 226–233. IEEE, 2022.

[7] Arzam Kotriwala, Ruomu Tan, Pablo Rodriguez, Marcel Dix, Benedikt Schmidt, and Anne Lene Rømuld. Plant operator support using industrial artificial intelligence. atp magazin, 65(10):70–76, 2023.

[8] EU-funded research project EXPLAIN – web page. https://explain-project.eu/ (Stand: 23.10.2023)

[9] Bouchra Lamrini, Augustin Gjini, Simon Daudin, Pascal Pratmarty, François Armando and Louise Travé-Massuyès. Anomaly detection using similarity-based one-class svm for network traffic characterization. In: DX, 2018.

[10] Karanjit Singh and Shuchita Upadhyaya. Outlier detection: applications and techniques. International Journal of Computer Science Issues (IJCSI), 9(1):307, 2012.

[11] Varun Chandola, Arindam Banerjee and Vipin Kumar. Anomaly detection: A survey. ACM computing surveys (CSUR), 41(3):1–58, 2009.

[12] Guansong Pang, Chunhua Shen, Longbing Cao and Anton Van Den Hengel. Deep learning for anomaly detection: A review. ACM computing surveys (CSUR), 54(2):1–38, 2021.

[13] Marcel Dix and Srishti Ganguly. Ai-based anomaly detection of asset failures in industrial process plants. atp magazin, 64(5):60–67, 2022.

[14] Marcel Dix, Jan Koltermann, Sebastian Mieck, Boris Pastler and Benjamin Kloepper. Xai for anomaly analysis by power plant operators-a case and user study. In: ML4CPS–Machine Learning for Cyber-Physical Systems, 2024.

[15] Marco Tulio Ribeiro, Sameer Singh and Carlos Guestrin. Why should I trust you? Explaining the predictions of any classifier. In: Proceedings of the 22nd ACM SIGKDD international conference on knowledge discovery and data mining, pages 1135–1144, 2016.

[16] Scott M. Lundberg and Su-In Lee. A unified approach to interpreting model predictions. Advances in neural information processing systems, 30, 2017.

[17] Oscar Li, Hao Liu, Chaofan Chen and Cynthia Rudin. Deep learning for casebased reasoning through prototypes: A neural network that explains its predictions. In: Proceedings of the AAAI Conference on Artificial Intelligence, volume 32, 2018.

[18] Rich Caruana, Hooshang Kangarloo, John David Dionisio, Usha Sinha and David Johnson. Case-based explanation of non-case-based learning methods. In: Proceedings of the AMIA Symposium, page 212. American Medical Informatics Association, 1999.

[19] Freddy Lecue. On the role of knowledge graphs in explainable ai. Semantic Web, 11(1):41–51, 2020.

[20] Erik Cambria, Lorenzo Malandri, Fabio Mercorio, Mario Mezzanzanica and Navid Nobani. A survey on xai and natural language explanations. Information Processing & Management, 60(1):103111, 2023.

[21] Ruth MJ Byrne. Counterfactuals in explainable artificial intelligence (xai): Evidence from human reasoning. In: IJCAI, pages 6276–6282, 2019.

[22] Udo Schlegel, Hiba Arnout, Mennatallah El-Assady, Daniela Oelke and Daniel A Keim. Towards a rigorous evaluation of xai methods on time series. In: 2019 IEEE/CVF International Conference on Computer Vision Workshop (ICCVW), pages 4197–4201. IEEE, 2019.

[23] Ioana Giurgiu and Anika Schumann. Explainable failure predictions with rnn classifiers based on time series data. arXiv preprint arXiv:1901.08554, 2019.

[24] Thomas Rojat, Raphaël Puget, David Filliat, Javier Del Ser, Rodolphe Gelin and Natalia Díaz-Rodríguez. Explainable artificial intelligence (xai) on timeseries data: A survey. arXiv preprint arXiv:2104.00950, 2021.

[25] Emanuel Metzenthin. Lime-for-time. https://github.com/emanuel-metzenthin/Lime-For-Time, 2017.

[26] Felix Mujkanovic, Vanja Doskoc, Martin Schirneck, Patrick Schäfer and Tobias Friedrich. timexplain–a framework for explaining the predictions of time series classifiers. arXiv preprint arXiv:2007.07606, 2020.

[27] Arzam Kotriwala, Benjamin Klöpper, Marcel Dix, Gayathri Gopalakrishnan, Dawid Ziobro and Andreas Potschka. Xai for operations in the process industryapplications, theses, and research directions. In AAAI Spring Symposium: Combining Machine Learning with Knowledge Engineering, pages 1–12, 2021.

[28] Marcel Dix, Ashish Chouhan, Srishti Ganguly, Sripada Pradhan, Devika Saraswat, Surbhi Agrawal and Ajinkya Prabhune. Anomaly detection in the time-series data of industrial plants using neural network architectures. In: 2021 IEEE Seventh International Conference on Big Data Computing Service and Applications (BigDataService), pages 222–228. IEEE, 2021.

[29] Davide Chicco. Siamese neural networks: An overview. Artificial neural networks, pages 73–94, 2021.

[30] Marcel Dix, Benjamin Kloepper, Jean-Christophe Blanchon and Elise Thorud. A formula for accelerating autonomous anomaly detection. ABB Review, 2:2021, 2021.

[31] VGBE-Standard: Kraftwerk-Kennzeichensystem (KKS). https://www.vgb.org/shop/kks.html/ (Stand: 23.10.2023).

[32] Saleema Amershi, Maya Cakmak, William Bradley Knox and Todd Kulesza. Power to the people: The role of humans in interactive machine learning. Ai Magazine, 35(4):105–120, 2014.

[33] Official website of the LEAG Power Plant in Boxberg, Germany. https://www.leag.de/de/geschaeftsfelder/kraftwerke/kraftwerk-boxberg/ (Stand: 23.10.2023).

Praktische Erfahrungen bei der Vorhersage verfahrenstechnischer Messwerte mithilfe vertrauenswürdiger, deterministischer Künstlicher Intelligenz (KI) in Zusammenarbeit mit der betrieblichen Leittechnik

Frank Gebhardt

1. Einleitung 705

2. Anwendungen von deterministischer KI 707

2.1. Allgemeines 707

2.2. Anwendungen NNW 707

3. KI-Interaktionen mit der Leittechnik 708

4. Praktische Arbeitsschritte für eine deterministische KI 709

4.1. Export der relevanten Messungen aus der Verfahrenstechnik 709

4.2. Korrelationsanalyse (Data Science) 711

4.3. Aufbereitung der Lernmuster 712

4.4. Anlernen des neuronalen Netzes mit Cuda-C 713

4.5. Auswertung der Ausgänge mit binärer Verknüpfungslogik 714

4.6. Offline-Commissioning mit Lern- und Testmustern 715

1. Einleitung

Die Anwendung Künstlicher Intelligenz hält Einzug in dem praktischen Betrieb von verfahrenstechnischen Anlagen, hier speziell Müllverbrennungsanlagen.

Dieser Beitrag knüpft an unsere Berichte vom 51., 52., 53. und 54. KWTK an.

Er beinhaltet einen Praxiserfahrungsbericht bezüglich des Einsatzes vertrauenswürdiger, deterministischer KI in der kraftwerkstechnischen Verfahrenstechnik in Zusammenarbeit mit der Leittechnik.

NeuronalNetWorks! GmbH (NNW) ist zurzeit spezialisiert auf die Vorhersage verfahrenstechnischer Variablen (Messwerte) wie zum Beispiel:

- Dampfproduktion (Einsparung fossiler Brennstoffe und damit auch CO_2-Einsparung)

  → Die KI warnt den Operator vor einem kommenden Dampf-Einbruch und somit kann der Operator rechtzeitig Maßnahmen ergreifen, um einen kostenintensiven Hilfsbrennstoffeinsatz mit Emissionen zu vermeiden. Dieses Problem haben viele Müllverbrennungsanlagen mit einer Feuerleistungsregelung.

- NO_x/NH_3 im Rauchgas (Einsparung des Betriebsstoffes NH_3)

  → Die KI warnt den Operator vor einem kommenden NO_x-Anstieg im Rauchgas und somit kann der Operator rechtzeitig Maßnahmen ergreifen, um kostenintensives Ammoniak zu vermeiden. Dieses Problem verstärkt sich zurzeit bei Müllverbrennungsanlagen in den Niederlanden wegen immer geringerer NO_x-Grenzwerte.

... in Müllverbrennungsanlagen mit einer vertrauenswürdigen und deterministischen KI.

Als grundsätzlichen Unterschied zum Anlernen eines neuronalen Netzes zu einem KI-Standard *Python Tensorflow* ist die Verwendung eines selbst entwickelten Lernalgorithmus mit dem Backpropagation-Algorithmus unter NVIDIA CUDA C, der durch seine hohe Parallelität extrem schnell und auch mittels Focus Learning © leicht optimierbar ist.

In diesem Manuskript wird noch einmal der Signalweg mit der Unterstützung durch NNW-KI-Tools beschrieben:

1. Von der Messung,
2. ... durch das neuronale Netz,
3. ... bis zum analogen Ausgang;
4. Auswertung der analogen Ausgangssignale mit einer binären Verknüpfungslogik im Leitsystem, wie zum Beispiel ABB Symphony-Melody
5. Generierung einer binären Warnmeldung an die Anlagenfahrer

Das ist eine Neuerung zu den vorherigen Beiträgen, in denen die Bildung der binären Verknüpfungslogik im Leitsystem nicht nachgebildet wurde.

Mit den NNW-KI-Tools ist es möglich, im laufenden Betrieb die KI und die sich dahinter befindliche binäre Verknüpfungslogik im Leitsystem weiterhin zu optimieren, indem man weitere Lernmuster aus dem betrieblichen Alltag verwendet und diese dann mit Focus Learning hinsichtlich der gewünschten Eigenschaft anpasst.

Das Manuskript wird durch die Präsentation praktischer KI-Lernergebnisse mit der Optimierung der binären Verknüpfungslogik im Leitsystem abgerundet. Dabei wird gezeigt, welche Strategien man bei der Optimierung eines im Betrieb befindlichen künstlichen neuronalen Netzes anwenden kann und welche sich in der Praxis bewährt haben.

2. Anwendungen von deterministischer KI

2.1. Allgemeines

Deterministische Künstliche Intelligenz (KI) beschreibt eine Form von KI, deren Handlungen und Entscheidungen vollständig durch vorab definierte Regeln und Algorithmen gesteuert werden, ohne Einfluss von Zufall oder Ungewissheit. Das bedeutet, dass dieselben Eingaben stets zu denselben Ausgaben führen.

Wichtige Eigenschaften einer deterministischen KI sind:

1. **Vorhersehbarkeit:** Aufgrund der festen Regeln sind die Ergebnisse immer vorhersagbar. Gleiche Eingaben resultieren immer in identischen Ausgaben.
2. **Regelbasierte Entscheidungsfindung:** Diese KI-Systeme arbeiten mit klar definierten Algorithmen, die spezifische Bedingungen und deren zugehörige Aktionen festlegen.
3. **Abwesenheit von Zufall:** Es wird kein Zufallselement oder stochastischer Prozess in die Entscheidungsfindung einbezogen. Alles basiert auf deterministischen Prinzipien.
4. **Transparenz und Nachvollziehbarkeit:** Die Entscheidungsprozesse sind klar strukturiert und leicht nachvollziehbar, da sie auf explizit definierten Regeln basieren.

2.2. Anwendungen NNW

Folgende Arbeitsschwerpunkte hat NeuronalNetWorks! GmbH gesetzt:

- Vorhersage verfahrenstechnischer Größen (Schwerpunkt dieses Manuskriptes)
- Steuerung von (Teil-)Anlagen

3. KI-Interaktionen mit der Leittechnik

Ein professioneller Einsatz von deterministischer KI in thermischen Anlagen kann nur durch Interaktion mit der dort installierten Leittechnik erfolgen.

Das NNW-Grundkonzept des Signal-Austausches mit der betrieblichen Leittechnik beruht auf analogen Signalen:

- analoge Messungen
- analoge Ausgaben

Dabei übernimmt die bewährte Betriebsleittechnik die Plausibilisierung der Messungen aus dem Prozess vor und verarbeitet die analogen Ausgangssignale der KI mit einer binären Verknüpfungslogik, welche dann zu Alarmsignalen in der Warte oder auch zu Steuerbefehlen in den Prozess führen. Diese Zusammenhänge werden in der Abbildung 1 dargestellt.

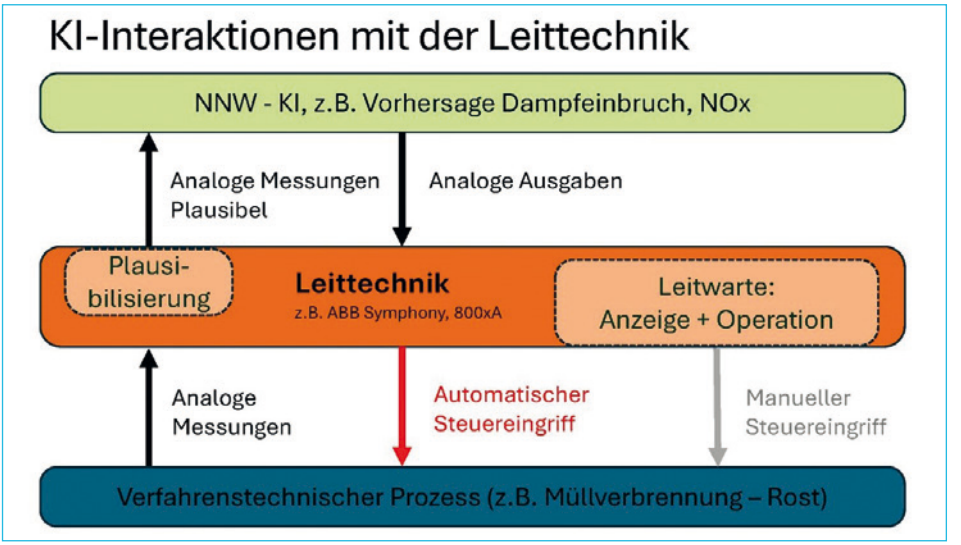


Abb. 1: KI-Interaktionen mit der Leittechnik

Den Signalweg der verfahrenstechnischen Größen mit den Benefits für den Anlagenbetreiber kann man gemäß Abbildung 2 vereinfacht darstellen:

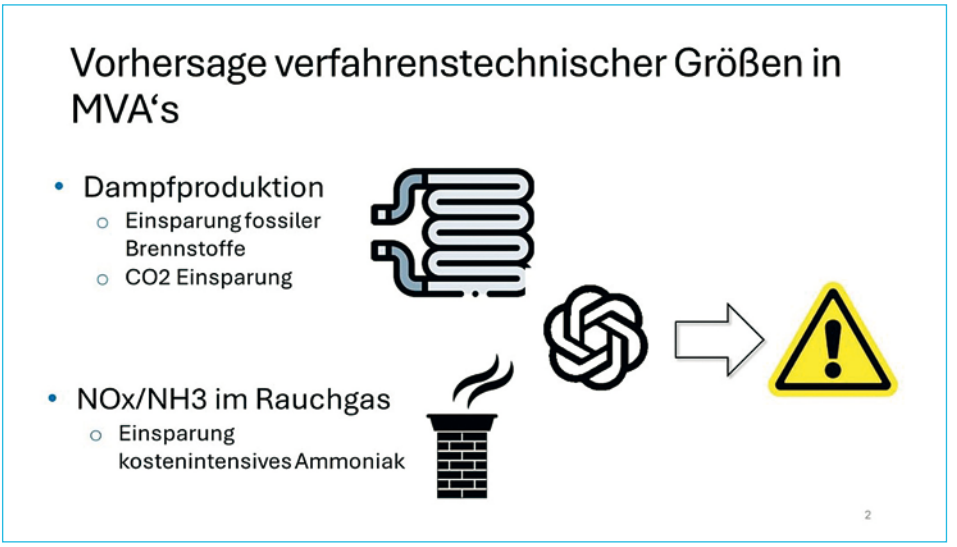


Abb. 2: Vorhersage verfahrenstechnischer Größen in MVAs

4. Praktische Arbeitsschritte für eine deterministische KI

4.1. Export der relevanten Messungen aus der Verfahrenstechnik

Zunächst werden relevante Messungen in der verfahrenstechnischen Anlage gekennzeichnet (Abbildungen 3 und 4), die auf den ersten Blick in Zusammenhang mit der vorherzusagenden verfahrenstechnischen Größe stehen. Bei 24 Eingangsgrößen in die KI empfiehlt sich, etwa die doppelte Anzahl für die Korrelationsanalyse zu verwenden.

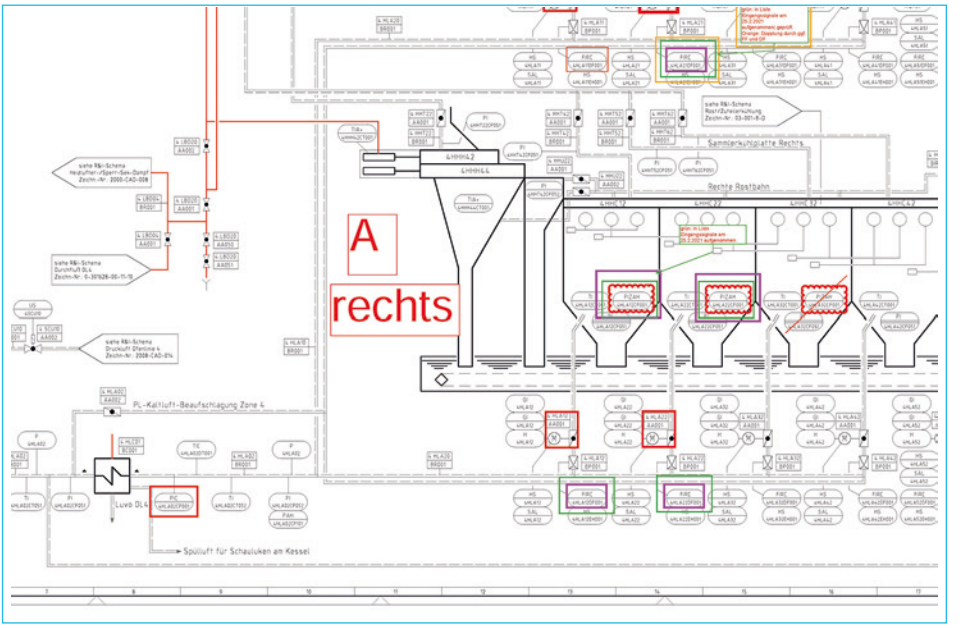


Abb. 3: Kennzeichnung der Messungen im R&I (Rahmen sind ausgewählte Messstellen)

Dann werden Details zur Messung aufgenommen, wie z. B. das KKS:

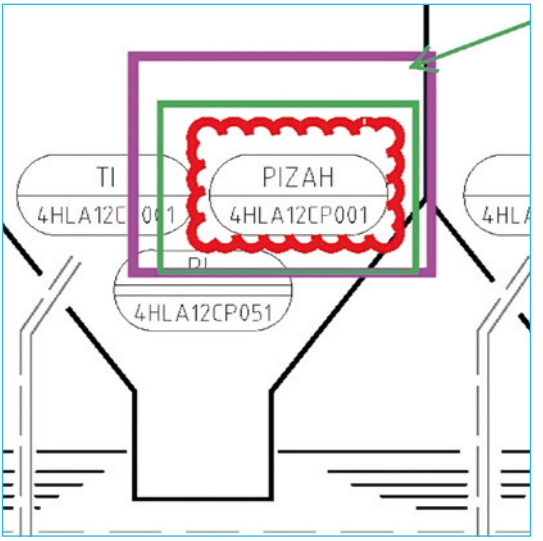


Abb. 4: Details zur Messung (Rahmen sind ausgewählte Messstellen)

Dazu wird eine vollständige Exportliste erstellt, die gemäß Abbildung 5 folgendermaßen aussieht:

	1	2	3	4	5	6
1	Datum	Uhrzeit	xHLA21CP001.X1	xHLA11AA001.A1	xHLA11CP001.X1	xHLA21AA00
2	01.11.2020	00:00:00	15,29	104,03	18,44	99,8
3	01.11.2020	00:00:30	14,94	104,03	18	99,8
4	01.11.2020	00:01:00	15,34	104,03	18	99,8
5	01.11.2020	00:01:30	14,73	104,03	17,56	99,8
6	01.11.2020	00:02:00	16,53	104,03	19,27	99,8
7	01.11.2020	00:02:30	16,24	104,03	18,78	99,8
8	01.11.2020	00:03:00	16,89	104,03	19,3	99,98
9	01.11.2020	00:03:30	16,68	104,03	19,25	100
10	01.11.2020	00:04:00	16,37	104,03	18,88	100
11	01.11.2020	00:04:30	15,98	104,03	18,51	99,86
12	01.11.2020	00:05:00	15,54	104,03	18,06	99,93
13	01.11.2020	00:05:30	15,31	104,03	17,75	100

Abb. 5: Exportliste der Messungen

Die Exportliste beinhaltet den Zeitstempel der Messung und die entsprechenden Messwerte dazu. Da, wie in dem folgenden Beispiel gezeigt wird, die Zeitstempelung alle 30 Sekunden erfolgt, ergibt sich ein sehr hohes Datenaufkommen (Big Data).

4.2. Korrelationsanalyse (Data Science)

Um nun die Korrelationen zwischen den verfahrenstechnischen Größen zu ermitteln, wird eine Korrelationsanalyse durchgeführt, siehe folgendes Beispiel, gemäß Abbildung 6:

	A	B	C	D	E	F	
	Stamm-KKS		12HTA10CQ954Q01#4#Nox ende kessel >		12HTA10CQ954Q01#4#Nox ende kessel < -		12HTQ005#Nende kess
1	steht für 21 Derivate!	Text	0,3	max	0,3	min	0,3
2	10LBA50CF041Q02	Dampf Regeler ausgang	WAHR	0,82	FALSCH		FA
3	12HTA10CQ002Q01	O2 ende kessel	WAHR	0,64	WAHR	-0,46	FA
4	12HTA10CQ003Q01	CO ende kessel	FALSCH		WAHR	-0,53	FA
5	12HTA10CQ007Q01	SO2 messung nach e-Filter	WAHR	0,41	WAHR	-0,49	FA
6	10HBK01CT043Q01	Temperatur rost 3	WAHR	0,63	FALSCH		FA
7	10HBK01CT044Q01	Temperatur T4 Feurraum 12 meter	WAHR	0,62	FALSCH		FA
8	10HBK01CT045Q01	Temperatur T5 (dach temperatur kessel)	WAHR	0,32	WAHR	-0,39	FA
9	10HHL14CP001Q01	Druck OW zone 4	WAHR	0,38	FALSCH		FA
10	10HHQ22CP001Q01	Druck SW zone 2	WAHR	0,35	WAHR	-0,32	FA
11	10HFB10DS001C01	Rost 1 %	WAHR	0,35	FALSCH		FA

Abb. 6: Korrelationsanalyse

In diesem Beispiel wird die Korrelation zwischen O_2 und NO_x am Ende des Kessels ermittelt.

4.3. Aufbereitung der Lernmuster

Aus der Korrelationsanalyse werden die 24 besten Korrelationen zu den Ausgängen ausgewählt und dann in ein definiertes Format zur Berechnung der Derivate gebracht (Abbildung 7).

1	2	3	4	5	6
KKS	Eingang	Ausgang	Timestamp	Messwert [Messwert]	Gradient [Messwert]
12HTA10CQ954Q01	1	0	01.11.2023-03:12:36	98,19725800	2,81074524
12HTA10CQ009Q01	1	0	01.11.2023-03:12:36	1,24984741	-0,03890991
10LBA50CT041Q01	1	0	01.11.2023-03:12:36	400,00781250	1,00000000
10LBA50CF041Q02	1	0	01.11.2023-03:12:36	91,24414062	-1,92382812
12HTA10CQ002Q01	1	0	01.11.2023-03:12:36	7,57690430	-0,25024414
12HTA10CQ003Q01	1	0	01.11.2023-03:12:36	6,52783203	0,09643555
12HTA10CQ007Q01	1	0	01.11.2023-03:12:36	247,76562500	13,55859375
12HTA10CQ954Q01.X1	0	1	01.11.2023-03:12:36	99,77346649	4,99933395
12HTA10CQ954Q01.X2	0	1	01.11.2023-03:12:36	100,28727824	1,59684118
12HTA10CQ954Q01.X3	0	1	01.11.2023-03:12:36	101,32251930	1,14070320

Abb. 7: Daten in einem definierten Format mit Berechnung der Derivate

Anschließend werden diese Daten normiert und in den Zahlenbereich zwischen 0 und 1 gebracht, welcher für den Lernalgorithmus *Backpropagation* notwendig ist (Abbildung 8).

01-PG_23022024-153653_pattern.pat ×

```
1 0.15117043 0.49952223 0.66505734 0.23002498 0.20409163
2 0.47094495 0.48392035 0.49769980 0.48928447 0.37511619
3 0.15117043 0.49946687 0.66496932 0.23010526 0.20413817
4 0.47091336 0.48388655 0.49766705 0.48926124 0.37508642
5 0.15139004 0.49960015 0.66505795 0.23029857 0.20444890
6 0.47082159 0.48372643 0.49752189 0.48924739 0.37503003
7 0.15139004 0.49961478 0.66512000 0.23027736 0.20451720
```

Abb. 8: Transformation der Daten in dem Zahlenbereich [0;1]

4.4. Anlernen des neuronalen Netzes mit Cuda-C

Nun erfolgt der Lernprozess des neuronalen Netzes (Abbildung 9).

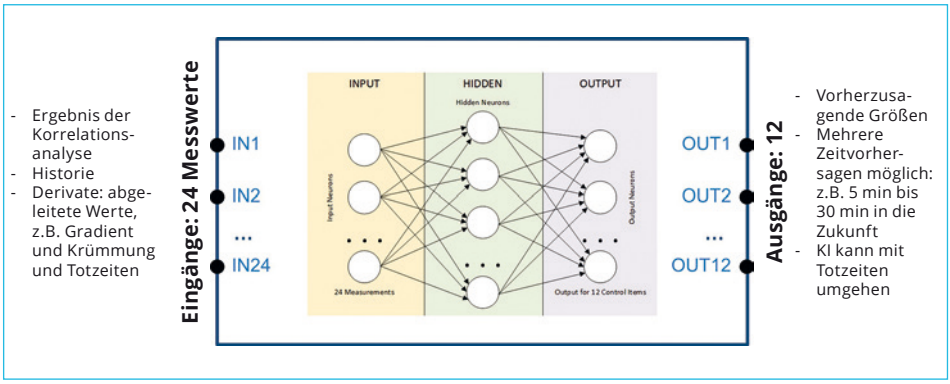


Abb. 9: Anlernen des neuronalen Netzes mit Cuda-C

Nun muss die Softwareumgebung für das Anlernen ausgewählt werden. Hier sei einmal ein Vergleich dargestellt zwischen:

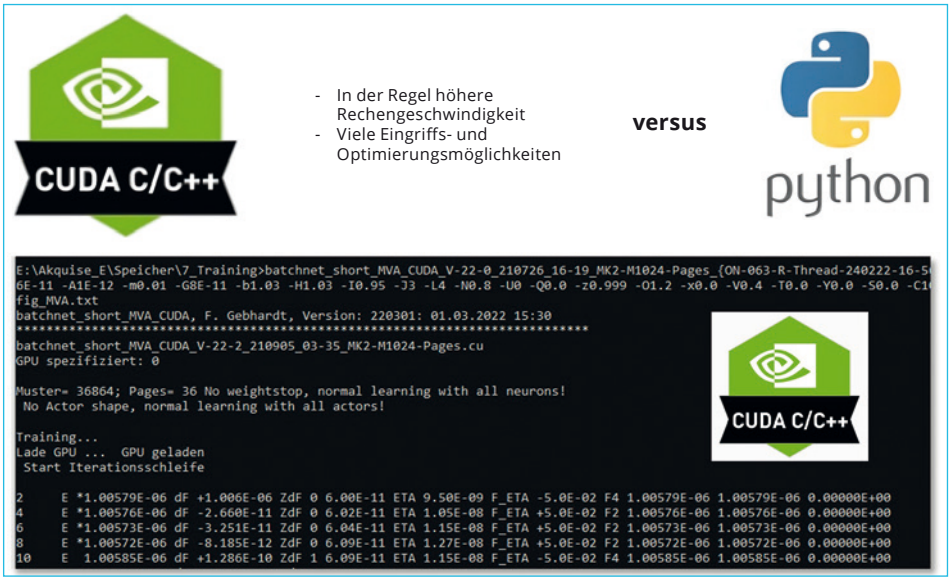


Abb. 10: Anlernen des neuronalen Netzes mit Cuda-C

Fehler-Regelkreis für den Backpropagation – Lern-Algorithmus:

Das Cuda-C-Programm (Abbildung 10) für das Anlernen des neuronalen Netzes beinhaltet folgende Spalten, die den aktuellen Fehler darstellen, die online immer wieder aktualisiert werden und damit das Anlernen transparent machen:

- Gesamt-Fehler
- Delta-Fehler
- Sollwert: |Delta-Fehler|

Dies stellt einen Fehler-Regelkreis für den Backpropagation-Lern-Algorithmus dar, der so ohne weiteres im Python-Tensor-Flow-Standard nicht vorhanden ist und für das praktische Anlernen von neuronalen Netzen für verfahrenstechnische Anlagen aus Sicht der NNW auf jeden Fall erforderlich ist.

Focus-Learning-Optimierung für die Lernmuster:

Bei vielen verfahrenstechnischen Anwendungen gibt es spezielle Lernmuster-Betriebs-Situationen. Beim Beispiel Dampfeinbruchserkennung sind das die verfahrenstechnischen Zustände: (LM = Lernmuster)

- Dampfeinbruch (LM-1)
- Normalbetrieb (LM-2)

Das Cuda-C-Programm für das Anlernen des neuronalen Netzes beinhaltet weitere Spalten, die zusätzlich noch den spezifischen Lernmuster-Fehler darstellen. Diese werden ebenfalls online immer wieder aktualisiert und machen das Anlernen bezüglich der beiden Lernmuster LM-1 und LM-2 transparent:

- LM-1-Fehler bezogen auf LM-1
- LM-1-Fehler bezogen auf LM-1 und LM-2
- LM-2-Fehler bezogen auf LM-2
- LM-2-Fehler bezogen auf LM-1 und LM-2
- Focus-Learning-Verstärkung

Mit dem Parameter Focus-Learning stellt man die gewünschte Fehlerverteilung zwischen Lernmuster 1 und Lernmuster 2 ein. Auch diese Einstellmöglichkeit ist mit Standard-Tensor-Flow nicht zu realisieren und unserer bisherigen Kenntnis nach auch nicht möglich.

Diese Einstellungsmöglichkeit ist bei vielen Anwendungen unbedingt erforderlich, da eine praktische Verwendung der Künstlichen Intelligenz in der MVA (Müllverbrennungsanlage) sonst nicht möglich ist.

4.5. Auswertung der Ausgänge mit binärer Verknüpfungslogik

Die Laufzeit-KI (NNW–KI) wird nach dem erfolgreichen Anlernen in Betrieb genommen und liefert analoge Ausgaben an die Leittechnik der verfahrenstechnischen Anlage (z. B. MVA).

Diese Analogwerte kommen dann in eine binäre Verknüpfungslogik der Leittechnik, die vom Leittechnik-Personal der MVA an die spezifischen Anforderungen anpassbar ist. Das erhöht die Akzeptanz der Anwendung der KI in einer MVA. Der Ausgang dieser binären Verknüpfungslogik ist ein Binärwert, der dann eine Alarmmeldung in der Warte erzeugt (Abbildung 11).

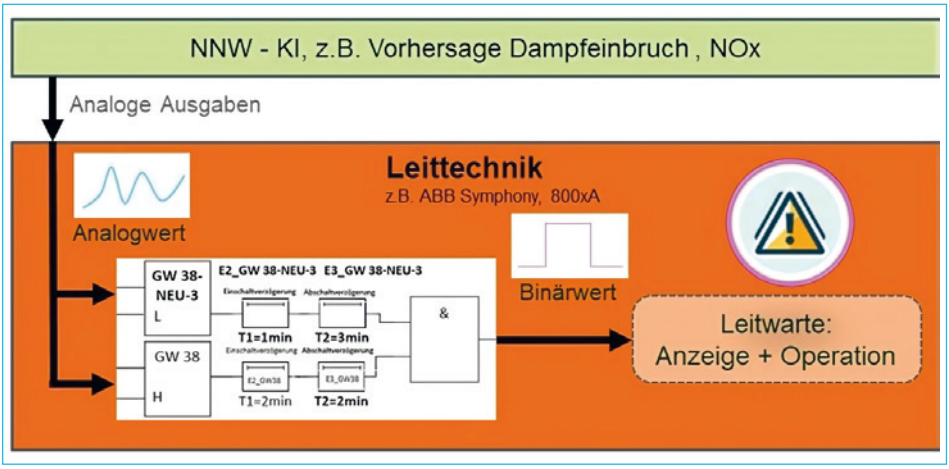


Abb. 11: Auswertung der Ausgänge mit binärer Verknüpfungslogik

Hier ist eine Neuerung bei den NNW-Tools eingetreten:

→ Man kann jetzt diese binäre Verknüpfungslogik offline mit der KI zusammen prüfen. Die binäre Verknüpfung wird also mit einem neuen NNW-Tool simuliert.

4.6. Offline-Commissioning mit Lern- und Testmustern

Diese Trends gemäß Abbildung 12 zeigen das Ergebnis der Laufzeit-KI.

Folgende Trends werden dargestellt:

Analogwerte:

- Aktuelle Dampfproduktion in Tonnen pro Stunde, Trend schwarz
- 5 Minuten Mittelwert-Vorhersage, Trend dunkelblau
- 15 Minuten Mittelwert-Vorhersage, Trend hellblau
- Verfahrenstechnischer Indikator Überschüttung Rost, Trend orange

Binärwert:

- Alarmmeldung: Bevorstehender Dampfeinbruch, Trend pink

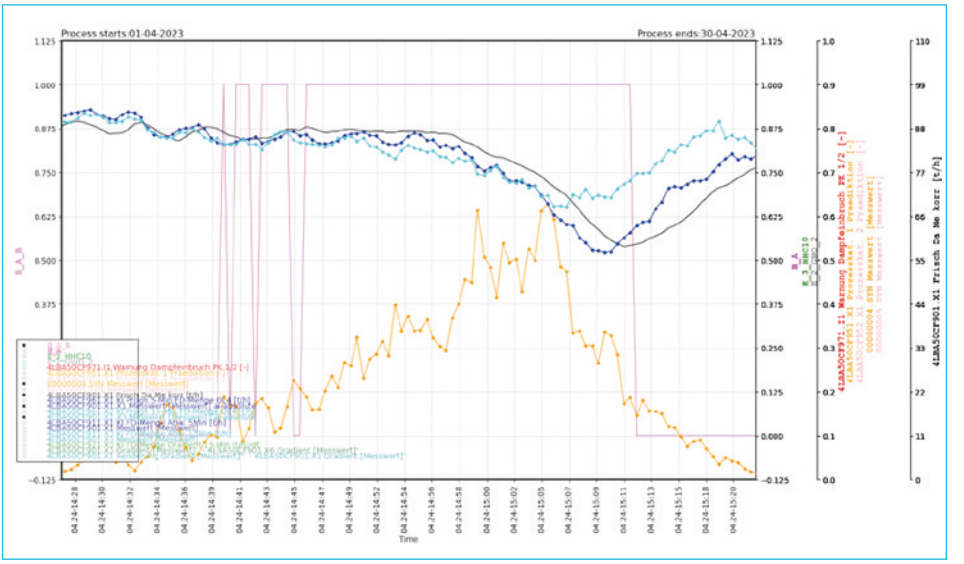


Abb. 12: Offline-Commissioning mit Lern- und Testmustern

Digitale Zwillinge für die Kraftwerksplanung und Kraftwerkssteuerung

Steffen Padelt

1. Einleitung 718
2. Digitale Zwillinge und ihre industrielle Anwendung 718
2.1. Luft- und Raumfahrtindustrie 720
2.2. Automobilindustrie 720
2.3. Bau- und Infrastruktur 720
3. 3D-Laserscanning 720
3.1. Industrielle Anwendung 721
3.2. 3D-Scans als Grundlage für CAD-Modelle 721
4. Vom 3D-Laserscan zum digitalen Zwilling 722
4.1. Geometrische Bestandserfassung durch Laserscanning 722
4.2. CAD-Modell-Erstellung 723
4.3. Integration weiterer Daten 724
5. Kosten-Nutzen-Analyse 725
5.1. Einsparungen durch den digitalen Zwilling 725
5.2. Beispiel aus der Praxis 725
5.3. Kosten und Amortisation 726
6. Quellen 726

1. Einleitung

In der heutigen Kraftwerksindustrie gewinnt die digitale Transformation zunehmend an Bedeutung. Die Integration fortschrittlicher digitaler Technologien ist nicht nur ein Trend, sondern eine Notwendigkeit, um den steigenden Anforderungen an Effizienz, Nachhaltigkeit und Sicherheit gerecht zu werden. Ein wesentlicher Bestandteil dieser digitalen Transformation sind digitale Zwillinge. Dabei handelt es sich um virtuelle Repräsentationen physischer Anlagen, die deren Verhalten in Echtzeit simulieren und analysieren können.

Digitale Zwillinge ermöglichen es, ein detailliertes virtuelles Modell eines Kraftwerks zu erstellen, das alle relevanten Parameter und Betriebsbedingungen widerspiegelt. Diese Modelle sind dynamisch und können kontinuierlich mit Echtzeitdaten aus dem laufenden Betrieb aktualisiert werden. Dadurch können Ingenieure und Betreiber die Leistung und den Zustand der Anlage in Echtzeit überwachen, potenzielle Probleme frühzeitig erkennen und präventive Maßnahmen ergreifen. Dies führt zu einer Verbesserung der Effizienz und Verfügbarkeit der Anlagen. Zudem bieten digitale Zwillinge eine umfassende Dokumentation, die den Wissenstransfer von der älteren zur jüngeren Generation erleichtert, indem sie detaillierte und aktuelle Informationen zur Verfügung stellt.

Ein zentraler Aspekt bei der Erstellung digitaler Zwillinge ist die genaue Erfassung der physischen Anlagenstruktur. Hier kommt das 3D-Laserscanning ins Spiel, eine hochpräzise Technologie, die es ermöglicht, detaillierte, dreidimensionale Modelle der Anlage zu erstellen.

In diesem Artikel wird die Notwendigkeit digitaler Zwillinge für Kraftwerke erörtert. Zunächst werden digitale Zwillinge im Allgemeinen und in der Anwendung in anderen Industrien betrachtet. Anschließend wird die Technologie des 3D-Laserscannings beschrieben und erläutert, wie diese zur Erstellung digitaler Zwillinge eingesetzt wird. Schlussendlich wird eine Kosten-Nutzen-Analyse durchgeführt, um die wirtschaftlichen Vorteile der Implementierung digitaler Zwillinge in Kraftwerken aufzuzeigen. Durch die detaillierte Untersuchung dieser Aspekte soll ein Verständnis der Vorteile und Herausforderungen der digitalen Zwillinge in der Kraftwerksindustrie vermittelt werden.

2. Digitale Zwillinge und ihre industrielle Anwendung

Der Begriff *Digitaler Zwilling* oder *digital twin* wurde Anfang des 21. Jahrhunderts durch die NASA geprägt. Das Konzept bestand bereits davor, spätestens in den 2010er Jahren hat es sich aber als zentrales Konzept in der Industrie 4.0 etabliert [1] [2]. Digitale Zwillinge sind nicht nur statische Modelle, sondern dynamische,

datengetriebene Repräsentationen, die auf Echtzeitinformationen basieren. Sie bieten eine Plattform für die Simulation von Prozessen, die Vorhersage von Ergebnissen und die Optimierung von Abläufen.

Ein digitaler Zwilling besteht aus drei Hauptkomponenten: dem physischen Objekt in der realen Welt, seinem virtuellen Modell und der Datenverbindung zwischen beiden. Diese Verbindung ermöglicht es, kontinuierlich Daten über den Zustand und die Leistung des physischen Objekts zu sammeln und in das digitale Modell zu integrieren. Abbildung 1 zeigt die virtuelle Repräsentation des Braunkohlekraftwerks Schkopau als 3D-Modell.

Digitale Zwillinge finden in einer Vielzahl von Industrien Anwendung, wobei jede Branche von den spezifischen Vorteilen dieser Technologie profitiert. Folgende Beispiele aus unterschiedlichen Industrien, die den Stand der Technik abbilden, sollen verdeutlichen, welchen Beitrag diese Technologie zur Effizienzsteigerung, Kostensenkung und Verbesserung der Betriebssicherheit leisten kann. Die gewonnenen Erkenntnisse und Best Practices aus diesen Industrien können auf die Kraftwerksplanung und -steuerung übertragen werden, um ähnliche Vorteile zu erzielen.

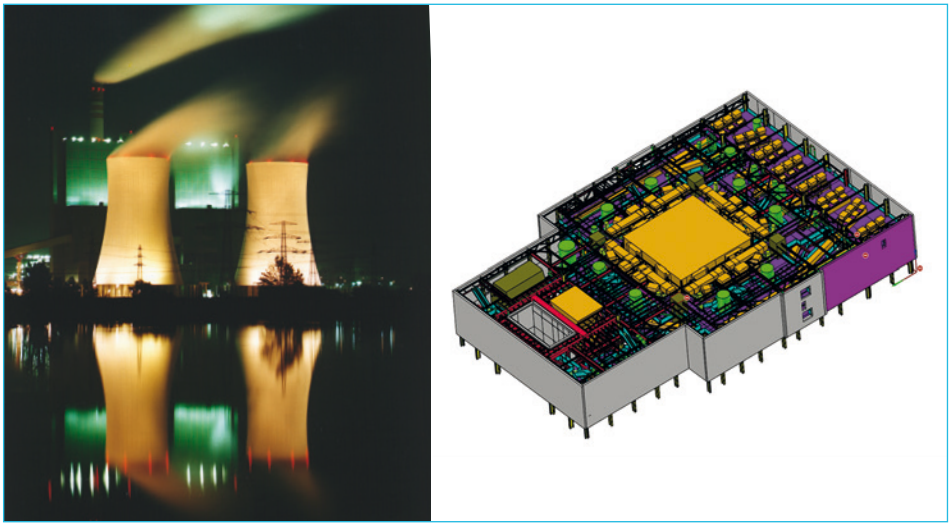


Abb. 1: Kraftwerk Schkopau und die geometrische Repräsentation dessen digitaler Kraftwerkzwillinge

2.1. Luft- und Raumfahrtindustrie

In der Luft- und Raumfahrtindustrie werden digitale Zwillinge zur Überwachung und Wartung von Flugzeugen eingesetzt. Beispielsweise verwendet Rolls-Royce digitale Zwillinge, um den Zustand und die Leistung von Triebwerken in Echtzeit zu überwachen. Diese Technologie ermöglicht es, Wartungsarbeiten vorausschauend zu planen und ungeplante Ausfallzeiten zu minimieren, was die Betriebssicherheit und Effizienz erhöht [3].

2.2. Automobilindustrie

In der Automobilindustrie nutzen Hersteller digitale Zwillinge, um Fahrzeugdesigns zu optimieren und die Produktionsprozesse zu verbessern. BMW setzt digitale Zwillinge ein, um Prototypen virtuell zu testen und verschiedene Szenarien zu simulieren, bevor physische Modelle gebaut werden. Dies reduziert die Entwicklungszeit und -kosten erheblich [4].

2.3. Bau- und Infrastruktur

Im Bauwesen und in der Infrastrukturplanung ermöglichen digitale Zwillinge eine präzisere Planung und Überwachung von Bauprojekten. Sie helfen dabei, Bauzeiten zu verkürzen, Kosten zu senken und die Sicherheit auf Baustellen zu erhöhen. Digitale Zwillinge von Gebäuden und Infrastrukturanlagen bieten eine Plattform für die Simulation und Analyse von Umweltbedingungen und strukturellen Belastungen [5].

3. 3D-Laserscanning

3D-Laserscanning ist eine hochpräzise Technologie zur dreidimensionalen Erfassung der Geometrie von Objekten und Umgebungen. Ein 3D-Laserscanner projiziert dabei einen Laserstrahl auf die Oberfläche des zu scannenden Objekts und misst die Zeit, die der reflektierte Strahl benötigt, um zum Sensor zurückzukehren. Diese Zeitmessung, bekannt als *Time-of-Flight* (TOF), ermöglicht die Bestimmung der Entfernung zwischen dem Scanner und der Oberfläche. Durch die kontinuierliche Bewegung des Laserstrahls und die Erfassung von Millionen von Punkten pro Sekunde entsteht eine Punktwolke, die eine detaillierte dreidimensionale Darstellung des Objekts oder der Umgebung bildet. Ein Beispiel für einen 3D-Laserscan, wie in Abbildung 2, ist die Aufnahme eines Schiffs im Trockendock.

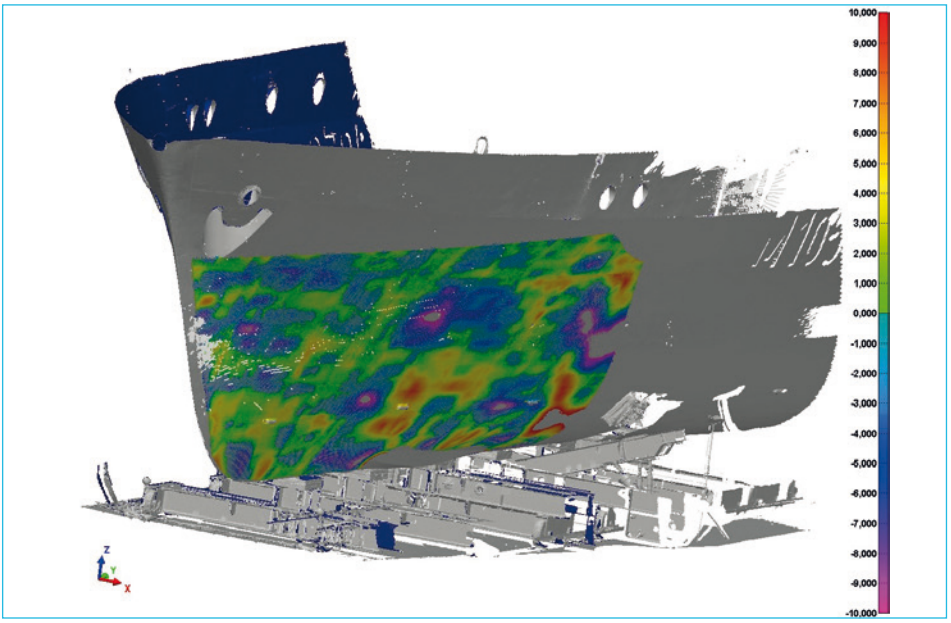


Abb. 2: 3D-Laserscan eines Schiffes

3.1. Industrielle Anwendung

3D-Laserscanning findet in zahlreichen industriellen Anwendungen Verwendung, insbesondere zur präzisen Vermessung von Maschinen und Anlagen. Diese Technologie ermöglicht die Erfassung von Rahmen, Stützen, Schweißbaugruppen, Blechteilen und Verkleidungen. Besonders nützlich ist sie bei der Vermessung voneinander entfernter Baugruppen, wie sie häufig in großen Industrieanlagen vorkommen. In der Gebäudevermessung wird 3D-Laserscanning zur Erfassung der Bestandsgeometrie von Bauwerken eingesetzt, was die Planung von Anlagenerweiterungen erheblich erleichtert. Im Schiffbau liefert 3D-Laserscanning genaue Geometriedaten von Leitungen, Armaturen und Bauteilen im Maschinenraum, die für die Fertigung von Ersatzteilen und die Planung von Aus- und Umbauten entscheidend sind. Auch die präzise Erfassung historischer Gebäude und Denkmäler für Restaurierungs- und Erhaltungsprojekte sind eine häufige Anwendung.

3.2. 3D-Scans als Grundlage für CAD-Modelle

Die durch 3D-Laserscanning gewonnenen Daten bieten unterschiedliche Anwendungsmöglichkeiten. Die Punktewolken dienen als Grundlage für die Erstellung detaillierter CAD- und BIM-Modelle, die in allen gängigen Formaten verfügbar sind (BIM steht für Building Information Modeling, also Bauwerksdatenmodellierung). Eine häufige Methode ist die Flächenrückführung, um aus

Scandaten CAD-Modelle abzuleiten. Hierfür wird meist manuell ein Meshnetz auf die Punktwolkenhülle aufgelegt. Das daraus resultierende STL-Format kann bereits vielseitig eingesetzt werden. Bei Bedarf kann auch eine Nachkonstruktion in nativen CAD-Programmformaten erfolgen.

4. Vom 3D-Laserscan zum digitalen Zwilling

Die Erstellung eines digitalen Zwillings für ein Kraftwerk beginnt mit der geometrischen Bestandserfassung durch 3D-Laserscanning. Dieser Prozess ist entscheidend, um ein präzises und umfassendes digitales Modell der Anlage zu erhalten. Zuerst wird das gesamte Kraftwerk vollständig durch 3D-Laserscanning erfasst. Ein Beispiel dafür ist der Scan eines Bereichs des Kraftwerks Schkopau, bei dem viele hundert Einzelscans aus unterschiedlichen Gerätepositionen erforderlich waren, um das Objekt vollständig in 3D zu erfassen.

4.1. Geometrische Bestandserfassung durch Laserscanning

Der erste Schritt zur Erstellung eines digitalen Zwillings besteht in der präzisen geometrischen Erfassung der gesamten Anlage mittels 3D-Laserscanning. Diese Technologie ermöglicht es, in kurzer Zeit ein sehr genaues 3D-Aufmaß von Bestandsgebäuden und Anlagen zu erstellen. Das Laserscanning erzeugt eine Punktwolke, die die Position von Millionen Oberflächenpunkten im Raum genau misst. Durch ein iteratives Versetzen des Messgerätes werden alle Bereiche des Objektes erfasst. Auch hinterschnittene Bereiche können hierdurch erfasst werden. Die einzelnen Punktwolken werden durch Koordinatentransformationen zu einer einzigen zusammengefügt. Diese Punktwolke bietet ein vollständiges digitales Bild der Anlage und dient als Grundlage für die Erstellung genauer CAD-Modelle. Parallele fotografische Aufnahmen zu der der Punktwolken können diesen Prozess sowie die allgemeine Vorstellung der Anlage weiter vertiefen.

Abb. 3: 3D-Laserscanning in einem Kraftwerk

4.2. CAD-Modell-Erstellung

Nach der Erfassung der Punktwolken werden diese Daten zur Erstellung eines CAD-Modells verwendet. Der Prozess umfasst mehrere Schritte, die aufeinander aufbauen. Zunächst wird die Punktwolke bereinigt, um Rauschen und Fehler zu beseitigen. Anschließend werden die Oberflächenpunkte trianguliert, um ein Dreiecksnetz zu erstellen, das die Form des Objekts detailliert abbildet. Anhand dieser Netze werden parametrische CAD-Modelle erstellt, die nach Bedarf mit zusätzlichen Konstruktionsdetails versehen werden können. Verschiedene CAD-Softwarelösungen wie Siemens NX, CATIA und SolidWorks werden verwendet, um die Modelle den spezifischen Anforderungen anzupassen.

Sobald das CAD-Modell erstellt ist, erfolgt die Qualitätssicherung und Validierung. Die erstellten CAD-Modelle werden auf Genauigkeit und Vollständigkeit überprüft, indem sie mit den ursprünglichen 3D-Scandaten verglichen werden. Diese strukturierte Herangehensweise ermöglicht eine detaillierte und organisierte Modellierung der Anlage. Der digitale Zwilling umfasst alle relevanten Elemente des Kraftwerks in Form von BIM-Daten. Diese Datenstruktur ermöglicht auch die Integration weiterer betrieblicher Daten. Abbildung 4 zeigt das CAD-Modell von Rohrleitungen, welches ergänzt um weitere Daten ein BIM-Format komplementieren kann.

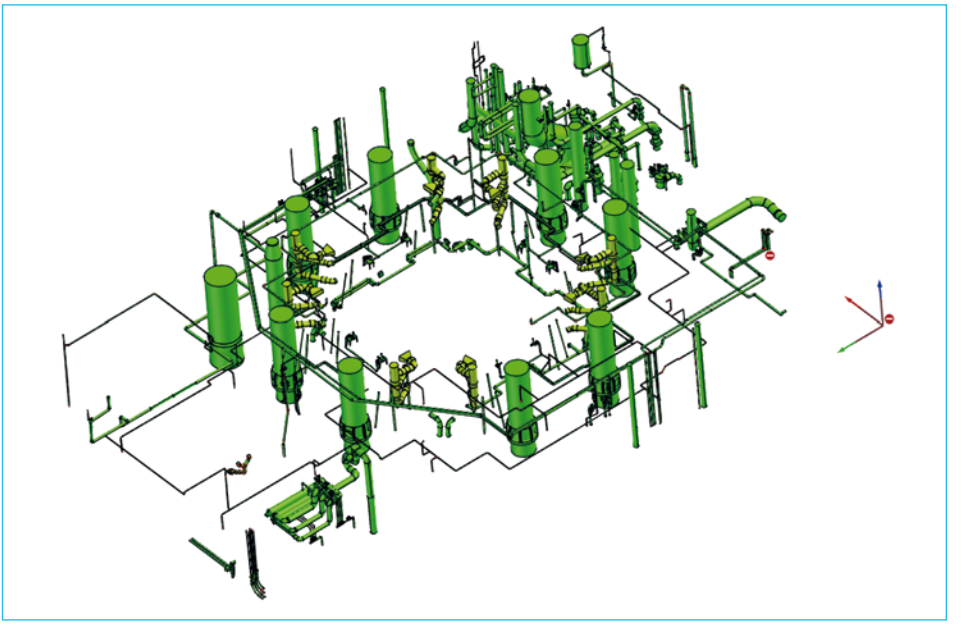


Abb. 4: Aus einem Laserscan abgeleitete CAD-Daten von Rohrleitungen eines Kraftwerks

4.3. Integration weiterer Daten

Sobald das CAD/BIM-Modell erstellt ist, dient es als Grundlage für die weitere Dateneinpflegung. Dazu gehören die Erfassung und Modellierung der Betriebsprozesse und Materialflüsse im Kraftwerk, die eindeutige Identifikation und Nachverfolgbarkeit einzelner Komponenten mittels Barcodes, die Integration von Steuerungs- und Regelungssystemen zur Überwachung und Optimierung der Betriebsabläufe sowie die Planung und Verwaltung der Wartungsarbeiten, einschließlich der zuständigen Wartungspartner und der festgelegten Wartungsintervalle.

Unter Mitwirkung aller Beteiligten entsteht so Stück für Stück der digitale Zwilling des kompletten Kraftwerks. Dieser digitale Zwilling ermöglicht eine kontinuierliche Überwachung, Analyse und Optimierung der Anlage und trägt somit erheblich zur Effizienzsteigerung, Kostensenkung und Verbesserung der Betriebssicherheit bei.

5. Kosten-Nutzen-Analyse

Die Implementierung eines digitalen Zwillings in einem Kraftwerk erfordert anfängliche Investitionen, die durch langfristige Einsparungen und Effizienzgewinne mehr als gerechtfertigt sind. Ein digitaler Zwilling ermöglicht einen umfassenden Überblick über alle Prozesse, was oft in bestehenden Anlagen fehlt. Dies erhöht die Transparenz der Abläufe signifikant und reduziert die erforderlichen Mannstunden in verschiedenen Bereichen des Betriebs.

5.1. Einsparungen durch den digitalen Zwilling

Die Einführung eines digitalen Zwillings spart Wegestunden, Kommunikationsstunden und den Aufwand für Kontrolle und Bestellung, bedingt durch die zentrale Verfügbarkeit der Daten und die verbesserte Kommunikation innerhalb des Betriebs. Studien von McKinsey & Company (2015) und Deloitte (2017) zeigen, dass digitale Zwillinge die Effizienz um bis zu 15 % steigern und die Wartungskosten um bis zu 30 % senken können. Die Reduzierung von Stillstandszeiten und die Vereinfachung der Betriebsunterhaltung können die Betriebskosten um bis zu 25 % senken [6] [7].

Durch die zentrale Datenstruktur kann der Betrieb auch bei Ausfall von Schlüsselpersonen mit speziellem Know-how weitergeführt werden, was besonders in Zeiten des Fachkräftemangels von Vorteil ist [8]. Die VGB-S-831-00-2015-05-DE Richtlinie (2015) betont die Wichtigkeit einer vollständigen Dokumentation in Kraftwerken und weist darauf hin, dass unvollständige Dokumentationen die Betriebsführung erschweren und im Problemfall zu Notfallaustausch und ineffizienten Lösungen führen können. Ein digitaler Zwilling ermöglicht eine präzisere Lebenszyklusbetrachtung und Predictive Maintenance (vorausschauende Wartung), was langfristig zu weiteren Einsparungen und Effizienzsteigerungen führt [9].

5.2. Beispiel aus der Praxis

Nehme man ein einem Kraftwerk ähnliches Werk an, um den Nutzen exemplarisch zu betrachten. Ein Zementwerk aus den 1950er Jahren verdeutlicht die Vorteile eines digitalen Zwillings. Unterschiedliche Bauelemente und Steuerungen aus verschiedenen Jahrzehnten führten zu einem mangelhaften Überblick über die Anlage. Die Implementierung eines digitalen Zwillings oder zumindest eines detaillierten Organigramms wäre notwendig, um die Dokumentation zu verbessern und die Betriebseffizienz zu steigern. Oft läuft das Werk nach dem Motto *never change a running system*, was jedoch nicht bedeutet, dass keine Schwächen bestehen. Bei Ausfall einer Anlage wird oft nach Dokumentationen gesucht, die unvollständig sind, und das Know-how ist meist auf einige wenige Mitarbeiter beschränkt.

In Deutschland ist der Fachkräftemangel akut und das Know-how ist oft an bestimmte Personen gebunden. Bei Ausfall dieser Personen durch Krankheit, Kündigung oder Ruhestand entstehen enorme Probleme. Ein digitaler Zwilling kann diese Abhängigkeit reduzieren, indem er eine zentrale und zugängliche Datenstruktur bietet, die Einarbeitung und Mitarbeiterfluktuationen erleichtert und punktgenaue Investitionen durch einen besseren Überblick ermöglicht. Forschungen, wie die KfW-ifo Fachkräftebarometer, bestätigen, dass digitale Zwillinge durch die ganzheitliche Datenintegration zu besseren Investitionsentscheidungen und einer signifikanten Steigerung der Betriebseffizienz führen können [10].

5.3. Kosten und Amortisation

Die Kosten für die Erstellung eines vollständigen digitalen Zwillings durch einen Serviceanbieter umfassen die Datenerfassung mittels 3D-Laserscanning, die Erstellung von CAD- und BIM-Modellen sowie die Integration betrieblicher Daten. Diese Investition kann je nach Vollständigkeit des digitalen Zwillings mehrere hunderttausend Euro betragen.

Durch die Inanspruchnahme eines erfahrenen Dienstleisters für die Erstellung und Pflege des digitalen Zwillings können Unternehmen sicherstellen, dass die Daten präzise erfasst und integriert werden. Dies reduziert die Reibungsverluste im Unternehmen leicht um einige hunderttausend Euro im Jahr. Über einen Zeitraum von zehn Jahren und im Zuge des Generationswechsels in der Belegschaft lassen sich durch diese Maßnahmen Millionen einsparen. Zusätzlich können Unternehmen durch die Einführung eines digitalen Zwillings als Bestandteil jeder Planung und bei Übergabeprozessen bis zu 50 % bis 80 % der anfänglichen Investitionen einsparen [11] [12].

Zusammenfassend bietet die Implementierung eines digitalen Zwillings erhebliche Vorteile, die die anfänglichen Kosten bei weitem übertreffen. Die zentrale Datenstruktur und die damit verbundenen Effizienzgewinne führen zu einer signifikanten Reduzierung der Betriebskosten und einer verbesserten Prozesskontrolle, was den langfristigen Erfolg und die Wettbewerbsfähigkeit des Unternehmens sicherstellt.

6. Quellen

[1] Shafto, Mike; Conroy, Michael; Doyle, R.; Glaessgen, E.; Kemp, C.; LeMoigne, J.; Wang, L.: Modeling, Simulation, Information Technology and Processing Roadmap. National Aeronautics and Space Administration (NASA), 2010.

[2] Grieves, Michael: Digital Twin: Manufacturing Excellence through Virtual Factory Replication. White Paper, 2014.

[3] Glaessgen, E.; Stargel, D.: The Digital Twin Paradigm for Future NASA and U.S. Air Force Vehicles. In: 53rd AIAA/ASME/ASCE/AHS/ASC Structures, Structural Dynamics and Materials Conference, 2012.

[4] Fuller, A.; Fan, Z.; Day, C.; Barlow, C.: Digital Twin: Enabling Technologies, Challenges and Open Research. In: IEEE Access 8 (2020), S. 108952–108971.

[5] Tang, P.; Huber, D.; Akinci, B.; Lipman, R.; Lytle, A.: Automatic Reconstruction of As-built Building Information Models from Laser-scanned Point Clouds: A Review of Related Techniques. In: Automation in Construction 19 (2010), Nr. 7, S. 829–843.

[6] Camarella, S., Conway, M. P., Goering, K., & Huntington, M. Digital twins: The next frontier of factory optimization. In: McKinsey & Company, 10 January 2024, URL: https://www.mckinsey.com/capabilities/operations/our-insights/digital-twins-the-next-frontier-of-factory-optimization (Stand: 26.06.24).

[7] Parrott, Aaron; Warshaw, Lane. Industry 4.0 and the digital twin: Manufacturing meets its match. In: Deloitte Insights, (2017).

[8] Boschert, S.; Rosen, R. Digital Twin – The Simulation Aspect. In: Hehenberger, P.; Bradley, D. (Eds.): Mechatronic Futures: Challenges and Solutions for Mechatronic Systems and their Designers. Cham: Springer, 2016, S. 59–74.

[9] VGB-S-831-00-2015-05-DE (2015). Lieferung der Technischen Dokumentation (Technische Anlagendaten, Dokumente) für Anlagen der Energieversorgung, VGB-Standard, 05/2015.

[10] Müller, Martin: Germany's skilled labour shortage is the worst since unification. In: KfW Research, KfW-ifo Skilled Labour Barometer: 4th quarter 2021. Frankfurt am Main: KfW, 2021.

[11] Attaran, M., Attaran, S. & Celik, B.G. The impact of digital twins on the evolution of intelligent manufacturing and Industry 4.0. In: Advances in Computational Intelligence 3/2023 (2023), S. 11.

[12] Argolini, R., Bonalumi, F., Deichmann, J., & Pellegrinelli, S. Digital twins: The key to smart product development. In: McKinsey & Company, 31 July 2023.

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

Vorteile von Digitalen Informationszwillingen im Vorfeld von leittechnischer Modernisierung bzw. Ertüchtigung von Altanlagen

Hans Preuß

1. Ausgangssituation: Fehlende Basis für ein belastbares Angebot ... 730

1.1. Daten in verteilten Archiven und unterschiedlichen Zustandsformen ... 730

1.2. Veraltete Pläne ... 731

1.3. Langjährige Know-how-Träger sind im Ruhestand ... 731

2. Ziel: Dokumentation des aktuellen Ausprägungszustandes als notwendige Planungsbasis ... 732

3. Lösung: Digitaler Informationszwilling – Definition ... 732

4. Erstellung des Digitalen Informationszwillings ... 733

4.1. As-Built-Aufnahme ... 734

4.2. Anlagenkennzeichnung nach KKS/AKZ – Zentrales Ordnungssystem für dezentrale Systeme ... 735

4.3. Digitalisierung vorhandener Dokumente ... 736

4.4. Schnittstellen – Einbindung vorhandener datenführender Systeme ... 736

5. Nutzung des Digitalen Informationszwillings im Vorfeld von leittechnischer Modernisierung ... 737

6. Technische Betriebsführung *next level* – Nutzung des Digitalen Informationszwillings nach der Modernisierung ... 738

6.1. Den Datenschatz des Beziehungswissens heben: Kontext zwischen Bauteilen – Abhängigkeiten nutzen ... 738

6.2. DIZ in der Instandhaltungsplanung ... 739

6.3. DIZ im Digitalen Freigabemanagement ... 740

6.4. DIZ bei Stör- und Mängelmeldungen ... 740

6.5. DIZ bei Freischaltung (elektrisch) ... 740

7. Zusammenfassung ... 741

1. Ausgangssituation: Fehlende Basis für ein belastbares Angebot

Die Entscheidung zur Erneuerung der leittechnischen Anlagen bei Kraftwerken ist oft Teil einer umfassenden Erneuerungsstrategie, die sowohl die Leittechnik als auch die Bau-, Maschinen- und Anlagentechnik betrifft.

Aktuelle und valide R&I-Fließbilder (Rohrleitungs- und Instrumentenfließbilder) spielen bei der leittechnischen Ertüchtigung eine entscheidende Rolle, um die Anforderungen moderner Produktionsumgebungen zu erfüllen und die Effizienz, Sicherheit und Wirtschaftlichkeit der Anlagen zu gewährleisten.

Für die Planungs- und Angebotsphase ist eine genaue Kenntnis der Ausgangssituation erforderlich. Viele Ordner, Dateien, Pläne usw. sind vorhanden – weit verteilt, zusammenhanglos, Aktualität unklar. Mit eigenem Personal zusätzlich zum Betrieb eine belastbare Informationsbasis zu erschaffen – eine kaum erfüllbare Aufgabe.

Zunächst ist es wichtig, die Ursachen zu kennen, um diese künftig systematisch zu vermeiden. Hauptursachen sind:

1.1. Daten in verteilten Archiven und unterschiedlichen Zustandsformen

Ca. 20.000 Einzeldokumente sind allein zur Planung, zum Aufbau und zur Inbetriebnahme eines Kraftwerkes notwendig. In der Betriebsphase kommen kontinuierlich viele weitere Dokumente hinzu. Oft sind sie noch in hunderten Ordnern in über das Betriebsgelände verstreuten Archiven abgelegt oder in (persönlichen) digitalen Archiven verstreut. Die darin enthaltenen wichtigen Informationen sind ohne Digitalen Informationszwilling nicht operabel nutzbar (Abbildung 1).

Die Suche nach den benötigten Dokumenten ist also aufwändig und deren Aktualität häufig ungewiss. Dies gilt auch für die R&I-Schemata, auf deren Informationen die Modernisierung der Leittechnik fußt.

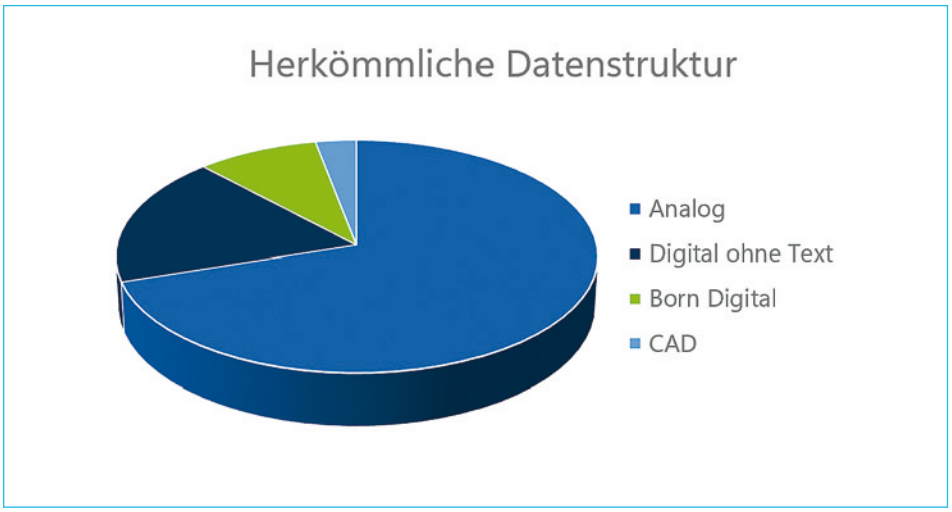


Abb. 1: Herkömmliche Datenstruktur in Bestandsanlagen mit Modernisierungsbedarf

1.2. Veraltete Pläne

Kraftwerke befinden sich in einem ständigen Wandlungsprozess: Eine Anpassung der entsprechenden Pläne bleibt oft aus. Die Folgen: Nicht nur im täglichen Betrieb kann es dadurch zu zeitlichen Verzögerungen oder gar zu Fehlentscheidungen kommen, es fehlt auch die belastbare Basis für Modernisierungen. Für die leittechnische Ertüchtigung sind R&I-Fließbilder, die den AS-BUILT-Stand der Anlage wiedergeben und mit weiterführenden Informationen verknüpft sind, unumgänglich. Nur so kann schnell und auf valider Basis entschieden werden.

1.3. Langjährige Know-how-Träger sind im Ruhestand

Know-how im Gedächtnis der Menschen war und ist der schnellste Speicher. Das heißt aber auch, dass die Informationen nur von den Personen abgerufen werden können, die sie besitzen und vor Ort oder zumindest erreichbar sind. Dies kann zu Problemen führen, wenn der Know-how-Träger nicht verfügbar ist – mittlerweile eine Standard-Situation in Altanlagen. Dort ist der Anteil an erfahrenen Mitarbeitern immer geringer, da sich die Babyboomer-Generation (1946–1964) mehrheitlich im Ruhestand befindet.

2. Ziel: Dokumentation des aktuellen Ausprägungszustandes als notwendige Planungsbasis

Modernisierungsprojekte, die auf einer lückenhaften und teils falschen Informationsbasis fußen, resultieren zwangsläufig in unkalkulierbare Risiken bei der Umsetzung. Dies gilt es zu vermeiden – um Nerven und Kosten zu sparen und die Projektphase möglichst schnell erfolgreich zu realisieren.

Jedes eine Altanlage betreffende Projekt sollte folglich zwingend mit der Dokumentation des IST-Standes beginnen. Hierzu ist im ersten Schritt eine AS-BUILT-Aufnahme im Rahmen einer Anlagenbegehung erforderlich. Roteinträge im R&I-Schema markieren Planabweichungen, die dann digital aktualisiert werden.

Bestehende Papierarchive müssen unter Verwendung von musterbasierter OCR-Texterkennung (OCR steht für optical character recognition, also optische Zeichenerkennung) gescannt werden, sodass jegliche Informationen digital operabel verfügbar sind und genutzt werden können.

Des Weiteren ist es gerade bei Projekten mit diversen Lieferanten essentiell, dass alle Beteiligten stets Zugang zu aktuellen Informationen haben. So können Aktualisierungen im frühestmöglichen Projektstadium berücksichtigt und Korrekturen samt Kostenexplosion und Verschiebung des Zeitplans weitestgehend vermieden werden.

Ein dem Prozess entsprechender Dokumentenbestand ermöglicht neben einer realistischen Planung später auch ein schnelles, sicheres und gesetzeskonformes Arbeiten mit der Anlage.

Diesen zu erstellen ist in Zeiten knapper Budgets und geringer Mitarbeiterdichte eine durchaus anspruchsvolle und ohne softwareseitige Unterstützung scheinbar unlösbare Aufgabe.

3. Lösung: Digitaler Informationszwilling – Definition

Eine technische Anlagendokumentation ist eine Sammlung von Informationen über eine technische Anlage, wie z. B. ihre Funktion, Struktur, Komponenten, Betriebsanweisungen und Wartungspläne. Die technische Anlagendokumentation dient als Grundlage für die Erstellung und Aktualisierung von Digitalen Zwillingen, die wiederum zur Modernisierung, Optimierung, Überwachung und Steuerung der technischen Anlage genutzt werden können. Doch wie kann man diese Informationen effizient und übersichtlich zugänglich machen, ohne sich durch zahlreiche Dokumente zu wühlen? Ob digital oder analog – beides ist zeitaufwendig und nervenraubend.

Die Antwort darauf ist der *Digitale Informationszwilling*. Dieser ist eine digitale Abbildung der realen Anlage, inklusive aller verfahrensrelevanten und auch leittechnisch angebundenen Komponenten, die alle Informationen aus der technischen Anlagendokumentation in einer webbasierten Plattform integriert. Der Digitale Informationszwilling ermöglicht es, die Anlage virtuell zu betrachten, zu analysieren und zu optimieren. Er ist somit ein sinnvoller ganzheitlicher Ansatz im Rahmen der Industrie 4.0 und bietet einen Mehrwert für alle Beteiligten, von den Betreibern, über die Instandhalter bis hin zu den Planern und Ingenieuren.

Die Technologie des Digitalen Zwillings unterstützt die leittechnische Ertüchtigung, indem sie eine präzise Abbildung der Anlage in der digitalen Welt schafft und dadurch eine bessere Übersicht und vorausschauende Planung des Projektes ermöglicht.

4. Erstellung des Digitalen Informationszwillings

„Für die leittechnische Ertüchtigung müssen wir doch nur die R&I-Schemata aktualisieren", könnte der Gedanke eines Verantwortlichen sein. Ja und nein. Gerade Geschäftsführer und Betriebsleiter sollten hier das große Ganze betrachten und Synergien nutzen. Denn stimmen die R&Is nicht mit der Realität überein, gilt dies mit sehr hoher Wahrscheinlichkeit auch für die Gesamt-Dokumentation und deren Verfügbarkeit. Um das Haftungsrisiko zu minimieren und so dem Organisationsverschulden Rechnung zu tragen, sollte im Zuge der für die Aktualisierung der R&Is im Rahmen einer Anlagenbegehung diese auch gleich systematisch nach KKS/AKZ gekennzeichnet werden (Abbildung 2). Ein weiterer Schritt ist die echte Digitalisierung sowie Aktualisierung der Technischen Dokumentation.

All diese Informationen, plus optional die Anbindung bestehender Daten führender Systeme, werden im Digitalen Informationszwilling zentral zusammenfassend dargestellt – **und später täglich im Betrieb genutzt.**

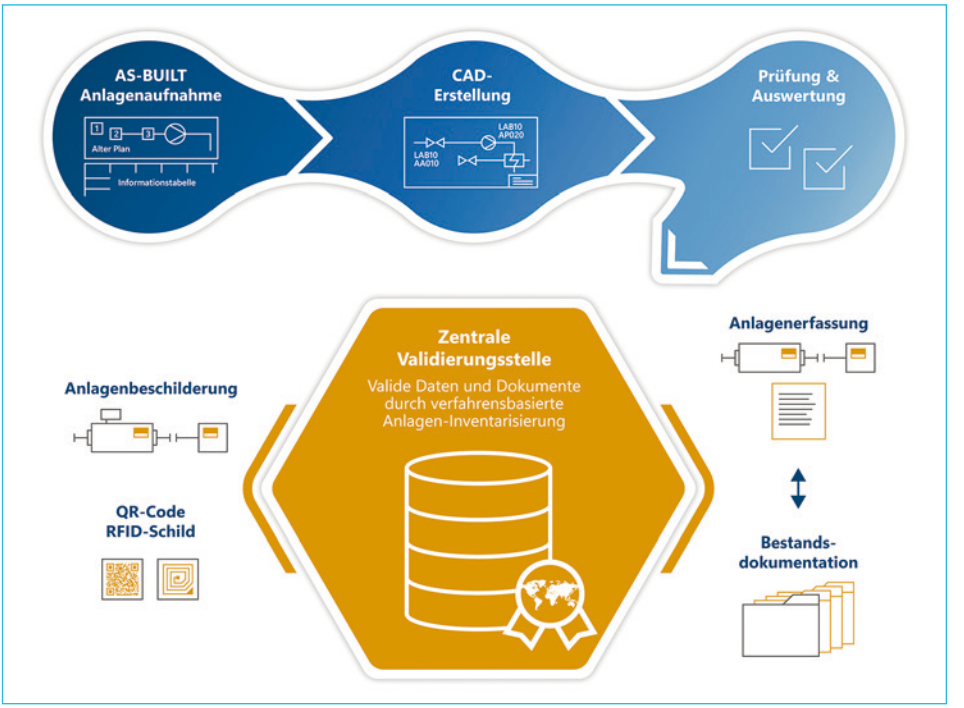


Abb. 2: Prinzip der Erstellung eines Digitalen Informationszwillings

4.1. As-Built-Aufnahme

Am Beispiel des in Abbildung 3 gezeigten, während einer Anlagenbegehung zunächst händisch aktualisierten, R&I-Fließbildes wird deutlich, wie sehr der AS-BUILT-Stand typischerweise von den Plänen abweicht.

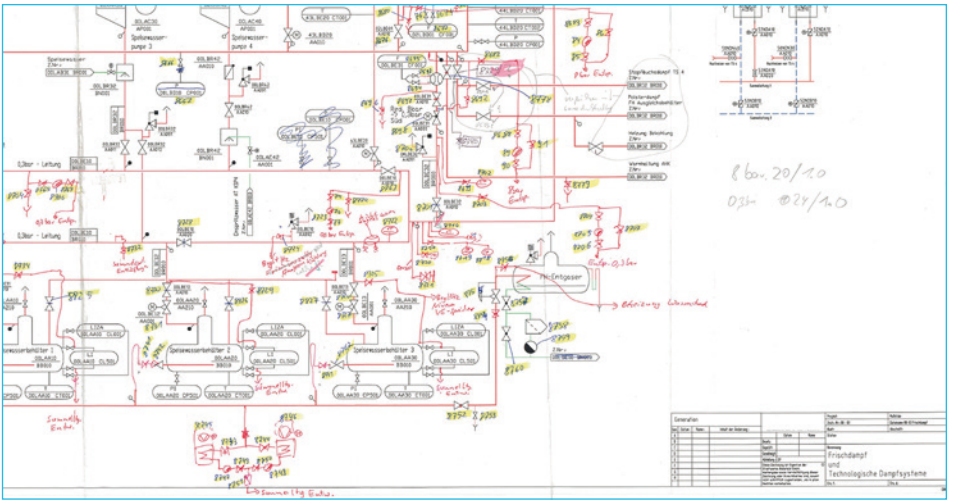


Abb. 3: R&I-Fließbild mit Roteinträgen als Resultat der Anlagenbegehung

Die Abweichungen (Roteinträge) werden später im digitalisierten, intelligenten R&I-Fließbild (Abbildung 4) umgesetzt. Das Fließbild wird als intelligent bezeichnet, da auch beispielsweise Ventilstellungen dargestellt werden können. Dies bietet insbesondere für Freischaltungen zusätzliche Sicherheit.

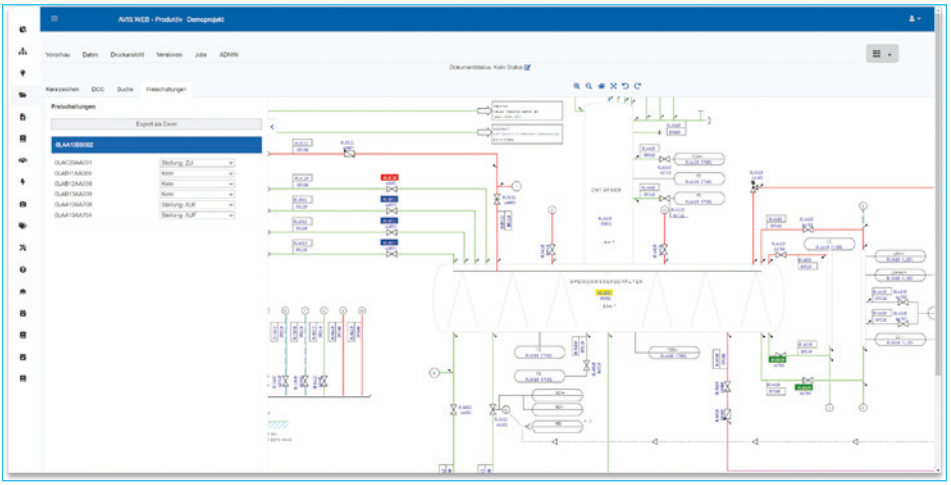


Abb. 4: Intelligentes R&I-Fließbild

4.2. Anlagenkennzeichnung nach KKS/AKZ – Zentrales Ordnungssystem für dezentrale Systeme

Ein zentrales Ordnungssystem in Form eines Kennzeichensystems und eines Dokumentenartenschlüssels bildet die Basis für alle weiteren Maßnahmen im Kraftwerk. Wir sprechen hier im Weiteren von Kennzeichnungsdaten (KKS, EKS, AKS, AKZ, RDS-PP, Kennzeichnungssystem im Allgemeinen) und Sekundärdaten (DCC, UAS, DAS, Revision, Ersteller, Metadaten im Allgemeinen). Die Kennzeichnungsdaten beschreiben das Bauteil funktionell auf System- und Aggregatebene. Die Sekundärdaten geben Aufschluss, welche betreiberrelevante Information darin zu finden ist. Allein die Möglichkeit, hersteller- und typunabhängig zu vergleichen, rechtfertigt den Aufwand und die Investition in eine funktionsbezogene Kennzeichnung.

Enthält die Kennzeichnung vor Ort zusätzlich einen QR-Code, kann dieser mit dem Handy oder Tablet gescannt werden (Abbildung 5). Er ermöglicht den direkten, schnellen Zugang zu allen das Kennzeichen betreffenden aktuellen Daten und Dokumenten als valide Entscheidungsgrundlage.

Abb. 5: Anlagenkennzeichnung nach KKS/AKZ und QR-Code mit Nutzungsmöglichkeiten

4.3. Digitalisierung vorhandener Dokumente

Digital ist nicht gleich digitalisiert. Echte Digitalisierung der historischen Bestandsdokumentation zeichnet sich dadurch aus, dass

- Register zu Lesezeichen im PDF werden,
- das OCR-Verfahren zur Extraktion der Informationen angewendet wird,
- auch (vergilbte) Großformate digitalisiert werden.

Kennzeichen werden in PDF-Dokumenten erkannt und gelesen. Darauf basierend kann geeignete Software eine neue Baumstruktur anlegen oder eine bestehende ergänzen. Der Dokument-Typ wird ebenfalls identifiziert, entsprechend betitelt (Datenblatt, Montageanleitung, Konformitätserklärung...) und einsortiert. So kann für die Pflege des Digitalen Informationszwillings der Zeitaufwand um ca. 80 % reduziert werden.

Alle echt digitalisierten Dokumente werden in operable Daten verarbeitet. Somit werden sie nach Stand der Technik vielseitig nutzbar gemacht (vgl. Kap. 5 und 6) und stehen auch bereit zur digitalen Weiterverarbeitung, beispielsweise für Predictive Maintenance.

4.4. Schnittstellen – Einbindung vorhandener datenführender Systeme

Der in einer geeigneten branchenspezifischen Plattform realisierte Digitale Informationszwilling schafft Ordnung und Übersicht – es ist DAS EINE Portal für alle Informationen aus allen relevanten bestehenden Systemen (Abbildung 6).

Über Schnittstellen können die Informationen/Daten/Dateien aus datenführenden Systemen zentral im Digitalen Informationszwilling als HTML-Abbild dargestellt und operabel genutzt werden.

Ist kein Dokumentenmanagement-System (DMS) im Einsatz, kann die Plattform zusätzlich diese Funktion übernehmen.

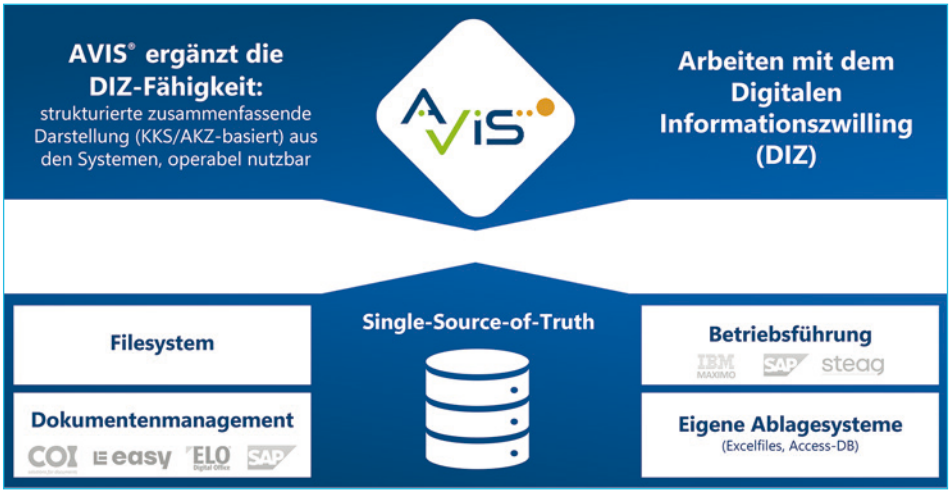


Abb. 6: Datenführende Systeme als Single-Source-of-Truth für den Digitalen Informationszwilling

5. Nutzung des Digitalen Informationszwillings im Vorfeld von leittechnischer Modernisierung

Die eingangs definierte erforderliche valide Planungsgrundlage zur Aufwands-, Zeit- und Kostenabschätzung ist durch den Digitalen Informationszwilling gegeben.

Soll die Leittechnik auf eine neue Automatisierungsstufe gehoben werden, kann dies nun auf Basis eines digital für alle Projektbeteiligten verfügbaren R&I-Fließbildes verlässlich geplant werden. Präzisere Ausschreibungen, detailliertere Angebote und realistischere Aufwands- und Kostenkalkulationen ermöglichen für alle Projektbeteiligten im gesamten Verlauf eine Basis, auf der erhöhte Zufriedenheit, weniger Stress und bessere Planbarkeit die Ziele leichter erreichbar macht.

Und vor allem eines: Durch die webbasierte Bereitstellung vereinfacht sich die Zusammenarbeit. Da alle relevanten Dokumente und Informationen digital vorliegen und in der Baumstruktur leicht auffindbar sind, ist die so wichtige Kollaboration aller Projektbeteiligten gegeben.

Für die Projektphase können auch projektspezifische Dokumente in der Software abgelegt werden, sodass das Tool die Single-Source-of-Truth ist. Jeder hat so immer und von überall Zugriff auf den aktuellen Stand.

Beziehungen machen den Unterschied

Die Spiegelung des Anlagenkennzeichnungssystems (z. B. KKS, AKZ, RDS-PP) als Baumstruktur ermöglicht schnelles Zurechtfinden und Navigieren zu den gewünschten Informationen. Es stellt die Beziehungen einzelner Bauteile im Anlagenkontext dar. Dies ist wichtig, um die Möglichkeiten heutiger Software-Intelligenz für moderne technische Betriebsführung zu nutzen. Diese Fähigkeit ist auch der entscheidende Unterschied zu herkömmlichen DMS-Systemen. Auch die Anforderungsdefinition in Modernisierungsprojekten, wie z. B. der leittechnischen Ertüchtigung, kann dank übersichtlicher Darstellung aller relevanten technischen Abhängigkeiten schneller und richtiger erstellt werden.

6. Technische Betriebsführung *next level* – Nutzung des Digitalen Informationszwillings nach der Modernisierung

Wie in Kapitel 1 angedeutet, ist der Digitale Informationszwilling weit über seine essentielle Rolle bei der Modernisierung bzw. leittechnischen Ertüchtigung hinaus die Basis für moderne technische Betriebsführung. Seine Systematisierungs- und Automatisierungsaspekte sind wirkungsvolle Mittel gegen die typischen Herausforderungen in Bestandsanlagen: Personalknappheit bzw. im Vergleich zu früher relativ kurzen Betriebszugehörigkeiten, die Frage nach der Aktualität der Dokumentation und die Verfügbarkeit valider Informationen für schnelle Entscheidungen, wenn es darauf ankommt.

Die leittechnische Ertüchtigung ist also ein sehr guter Zeitpunkt, die Vergangenheit aufzuarbeiten und so den Betrieb verantwortungsvoll, sicher und zeitgemäß softwaregestützt zu führen.

6.1. Den Datenschatz des Beziehungswissens heben: Kontext zwischen Bauteilen – Abhängigkeiten nutzen

Werden technische Strukturen KKS/AKZ-basiert dargestellt, können multidimensionale Abhängigkeiten erkannt und dieses Wissen genutzt werden, z. B. zur Erstellung von Freischaltlisten, Instandhaltungsplänen, Störmeldungen oder Arbeitsanweisungen (Abbildung 7).

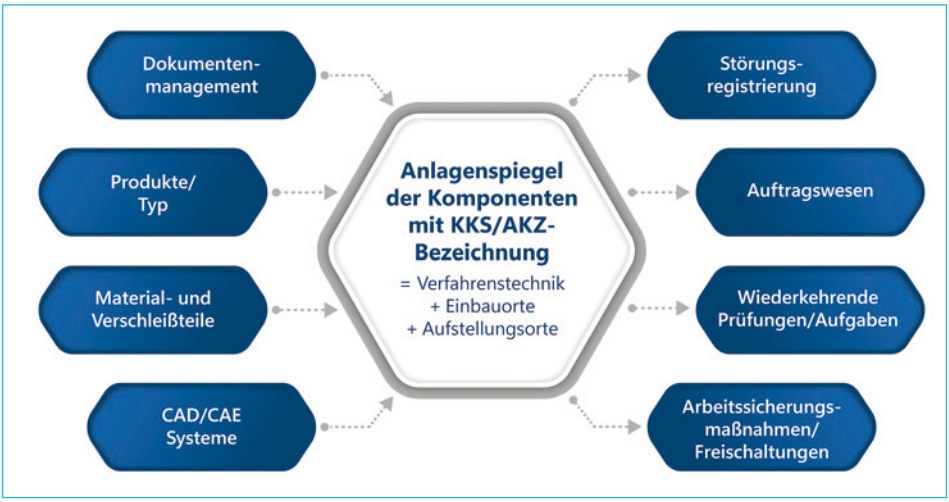


Abb. 7: Vorgänge im Zusammenhang mit dem Anlagenspiegel

Hier einige Anwendungsbeispiele:

6.2. DIZ in der Instandhaltungsplanung

Der wohl offensichtlichste Zweck des Digitalen Informationszwillings ist die Nutzung aller vorhandenen Informationen zur Instandhaltungsoptimierung.

Diese vorausschauend zu optimieren und alle Notwendigkeiten ständig im Blick zu haben – das ist für den sicheren und wirtschaftlichen Betrieb von Kraftwerksanlagen unverzichtbar. Dank regelmäßigen Inspektionen, Wartungen und gegebenenfalls Instandsetzungen können sie die Anlagenverfügbarkeit gewährleisten und die Kosten für Schäden minimieren.

Dazu benötigt man:

- ein zentrales Ordnungssystem,
- einheitlichen Sprachgebrauch,
- die verfahrenstechnische Darstellung des Anlagenzustands im Betrieb und bei Wartung/Instandhaltung (Freischaltung),
- eine transparente Anlage als Grundvoraussetzung für sicheres Handeln.

Ein auf diesen Informationen basierender digitaler Schatten ermöglicht echte Instandhaltung 4.0.

6.3. DIZ im Digitalen Freigabemanagement

Die Digitalisierung des Freigabe-Managements ist ein wichtiger Schritt, um die Zukunftsfähigkeit der Anlagen zu sichern. Durch den Generationenwechsel und den bevorstehenden Ruhestand der letzten arbeitenden Babyboomer droht ein Verlust von wertvollem Wissen und Erfahrung. Um dem entgegenzuwirken, müssen die Mitarbeiter in die digitalen Prozesse eingebunden und geschult werden. Außerdem kann die Digitalisierung helfen, den Fachkräftemangel zu mildern, indem sie die Arbeit effizienter und attraktiver gestaltet.

6.4. DIZ bei Stör- und Mängelmeldungen

Der Digitale Informationszwilling ist Basis einer Instandhaltungsplanung und aller weiteren Vorgänge in Bezug auf die Anlage und die Aufgaben, die für deren Betrieb notwendig sind.

Störungen werden nicht nur aufgenommen, sondern aufbereitet und sofort an alle zuständigen Bearbeiter im Unternehmen und ggf. auch an Auftraggeber oder Dienstleister weitergeleitet. Bei der Aufnahme von Mängeln und Störungen können neben Kennzeichen-Texten auch Fotos, Unterschriften, Spracheingaben und GPS-Koordinaten erfasst werden. Wer wann die Störung erfasst hat, ist jederzeit nachvollziehbar. Erfasste Mängel können in zu erledigende Aufgaben umgewandelt werden und unterliegen dann dem normalen Workflow.

Die Mängelmeldung beschreibt einen Mangel an einem Bauteil oder System. Die Definition und der Einsatz sind von Anlage zu Anlage unterschiedlich, aber in großen Teilen inhaltlich ähnlich. Deshalb ist bei der Wahl des Werkzeugs auf Flexibilität zu achten. Es muss jederzeit mehrdimensional anpassbar sein, um auf die Anforderungen der jeweiligen Anlage optimiert werden zu können.

6.5. DIZ bei Freischaltung (elektrisch)

Um z. B. einen Motor zu wechseln, muss dieser freigeschaltet werden. Dabei ist es hilfreich, wenn der Gruppenleiter E-Technik die Freischaltung bzw. den Schaltauftrag direkt bei der Arbeitserlaubnis in den Workflow anhängt.

Abbildung 8 zeigt die Prozesse und Rollen, die benötigten Daten und Dokumente sowie die Visualisierung eines R&Is zur Freischaltungsplanung.

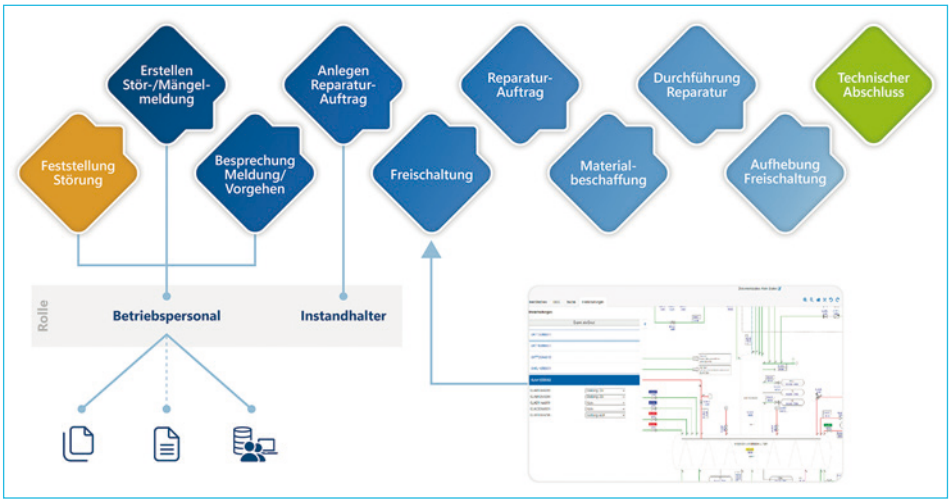


Abb. 8: Zusammenhänge in der Instandhaltung – Visualisierung der Freischalungsplanung im R&I

7. Zusammenfassung

Die Digitalisierung des aktuellen Assetbestandes mithilfe eines Digitalen Informationszwillings ist ein sowohl innovatives als auch pragmatisches Konzept, das die Sicherheit und Effizienz speziell in verfahrens- und elektrotechnischen Anlagen der Energie- und Abfallwirtschaft durch verbesserte Handlungsfähigkeit auf moderner Basis in Instandhaltung und Betrieb erhöhen kann.

Jede effiziente Modernisierung basiert auf einer guten Planung und jede gute Planung basiert auf zuverlässiger Kenntnis des IST-Standes. Dieser AS-BUILT-Stand muss nicht nur grundsätzlich bekannt, sondern auch jedem im Projektteam inkl. Partnern und Lieferanten zugänglich sein. Dies kann nur mit einer zentralen Datenbank gelingen, einer Single-Source-of-Truth.

Durch die Erstellung von Digitalen Informationszwillingen können Sie Ihre Handlungsfähigkeit in Instandhaltung und Betrieb verbessern. Ein Informationszwilling ist eine virtuelle Abbildung einer realen Anlage, der eine interaktive Visualisierung ermöglicht. Er dient neben einer validen Planungsgrundlage auch später im Betrieb als die eine Quelle für Wartung und Instandhaltung, Schichtplanung bis hin zur Erstellung von Handbüchern.

Insbesondere bei der Modernisierung der Leittechnik macht es Sinn, die bestehenden Beziehungen einzelner Bauteile in digitalen Kontext zueinander zu setzen. Die R&I-Fließbilder stellen die Anlage verfahrenstechnisch dar. So werden Abhängigkeiten schnell erkannt und die Leittechnik greift auf aktuelle und richtige Daten zu. Das verbessert die Planbarkeit, steigert die Vergleichbarkeit der Angebote und spart so Kosten. Auch für die Digitalisierung des Frei-

gabe-Managements ist ein Informationszwilling für sicheres Arbeiten nach dem Generationenwechsel unabdingbar, da er das wertvolle Wissen konservieren und so die Lücken schließen kann.

Die Digitalisierung im Zuge einer Modernisierung mithilfe eines Informationszwillings ist also eine vielversprechende Möglichkeit, um die Sicherheit und Effizienz in verfahrenstechnischen und elektrotechnischen Anlagen zu steigern. Durch die Nutzung des Instandhaltungs-Planungs-Systems AVIS® kann man alle Vorteile des Informationszwillings ausschöpfen, die Anlagen-Informationen in das digitale Zeitalter überführen – und multidimensional nutzen!

Die Realisierung eines Digitalen Informationszwillings erfordert eine sorgfältige Planung und Umsetzung, die auf den spezifischen Bedürfnissen und Gegebenheiten der Anlage basiert. Dabei ist es wichtig, dass diejenigen, die das Anlagenwissen besitzen, noch im Unternehmen sind und in den Prozess eingebunden werden. Außerdem ist es entscheidend, dass der Dokumentenbestand der Anlage dem aktuellen Stand entspricht und alle relevanten Informationen für sicheres und gesetzeskonformes Arbeiten enthält. Um diese Herausforderungen zu meistern, ist es ratsam, sich auf einen erfahrenen und kompetenten Projektpartner zu verlassen, der die nötige Softwarelösung anbietet und bei der Implementierung unterstützt.

Über Methoden des maschinellen Lernens zu geringeren spezifischen Emissionen und gesteigerter Flexibilität im Kraftwerk Uniper Franken 1 Block 1

Thomas Lanz und Artur Schröder

1. Einleitung 743
2. Problembeschreibung und Zielstellung 744
3. Vorstellung LANZ Energietechnik 744
4. Entwicklung der Steuerung 745
5. Zusammenfassung und Ausblick 751

FBS	Funktionsbausteinsprache
FUP	Funktionsplan
HMW	Halbstundenmittelwert
KI	Künstliche Intelligenz
KZW	Kurzzeitwert
MIMO	Multiple Input Multiple Output
ML	Maschinelles Lernen (Machine Learning)
TMW	Tagesmittelwert

1. Einleitung

Das als systemrelevant eingestufte 383 MW_{el} (netto) Öl- und Gaskraftwerk Uniper Franken 1 Block 1 in Nürnberg-Gebersdorf kommt als Spitzen- und Reservekraftwerk zum Einsatz. Es verfügt über 20 Brenner, die sich auf fünf Brennerebenen aufteilen. Je nach Verfügbarkeit und Preis kann der Betrieb mit Erdgas oder leichtem Heizöl erfolgen; ebenfalls im Mischbetrieb. Da das Kraftwerk über keine Rauchgasreinigungsanlage verfügt, können spezifische

Emissionen nur über Primärmaßnahmen im Verbrennungsprozess eingestellt werden; maßgeblich über die Verbrennungsluftmenge. Für den Betrieb sind vor allem die Rauchgasparameter O_2, CO und NO_2 relevant.

2. Problembeschreibung und Zielstellung

Um Brennerstabilität zu gewährleisten, darf die Luft- bzw. die Sauerstoffzufuhr bezogen auf die Brennstoffleistung nicht zu gering sein (Stichwort *Luftmangel*). CO-Emissionen können durch Steigerung der Luftzufuhr und somit durch ein größeres Angebot an Sauerstoff reduziert werden. NO_2-Emissionen können dahingegen durch Absenkung der Luftzufuhr und somit durch eine geringere Zufuhr molekularen Stickstoffs (N_2) der Verbrennungsluft reduziert werden. Da die Einhaltung der Grenzwerte für O_2, CO und NO_2 offensichtlich nur durch teilweise gegensätzliche Maßnahmen erreicht werden kann, gilt es, einen optimalen Kompromiss zu finden und diesen abhängig von der Prozesssituation über die Verbrennungsluftmenge einzustellen. Diese Aufgabe hat das Betriebspersonal in der Vergangenheit mit viel Erfahrung manuell gelöst über iterative Einstellung bzw. Korrektur der Verbrennungsluftmengen. Diese Vorgehensweise hatte u. a. zur Folge:

1. zeitweise hohe spezifische Emissionen (CO und NO_2) und Situationen mit Brennerausfällen aufgrund von Luftmangel;
2. lange Anfahr- bzw. Laststeigerungszeiten durch manuelle, iterative Einstellung der Verbrennungsluftmenge, z. B. an Haltepunkten der Last;
3. kürzere Dauer mit geringerer Maximal-Last als theoretisch möglich.

Durch Automatisierung der Einstellung bzw. Korrektur der Verbrennungsluftmenge sollen der optimale Kompromiss für die Rauchgasparameter O_2, CO und NO_2 kontinuierlich, schnell und zuverlässig eingestellt und somit spezifische Emissionen gesenkt, Brennerausfälle vermieden und die Flexibilität der Anlage und die erreichbare Dauer und Maximal-Last gesteigert werden.

3. Vorstellung LANZ Energietechnik

Für die Realisierung des Automatisierungsprojekts ist das von Dr.-Ing. Thomas Lanz im Jahr 2023 gegründete Ingenieurbüro LANZ Energietechnik beauftragt worden.

In einer Zeit, in der die Dekarbonisierung von größter Bedeutung ist, setzt sich LANZ Energietechnik das Ziel, diese durch Optimierung der Prozessführung verfahrenstechnischer Anlagen zu unterstützen. Dies wird erreicht durch Schaffung von mehr Transparenz über den Prozess, um besser informierte Entscheidungen zu treffen und durch Automatisierung des optimalen Betriebs – trans-

parent und nachvollziehbar (keine Black Box). Neben der Reduktion spezifischer Emissionen werden so die Verfügbarkeit, die Effizienz und die Wirtschaftlichkeit einer Anlage gesteigert und ein Beitrag zum zukunftssicheren Betrieb geleistet.

Der innovative Ansatz bei der Entwicklung von Lösungen kombiniert

a) das Wissen und die Erfahrung des Betriebspersonals,

b) die Erkenntnisse aus der Anwendung modernster Datenanalysemethoden (inkl. KI- und ML-Methoden) auf vorhandene Prozessdaten

c) und die Ergebnisse aus Simulationen physikalischer Modelle.

Auf diese Weise wird der optimale Betrieb einer Anlage synthetisiert, in transparente und nachvollziehbare Algorithmen *gegossen* und somit dokumentiert und als Assistenzsystem bzw. als Automatisierungslösung in das kundenseitige Bedien- und Beobachtungssystem integriert.

4. Entwicklung der Steuerung

Steuerungstechnisch handelt es sich hier um ein relativ komplexes MIMO-System (Multiple Input, Multiple Output), wie Abbildung 1 zeigt, mit je nach Betriebsart (reiner Öl- bzw. Gasbetrieb oder Mischbetrieb) einer Stellgröße (Luftzahl Öl bzw. Luftzahl Gas) oder zwei Stellgrößen (Luftzahl Öl und Luftzahl Gas) und jeweils drei Steuergrößen (O_2, CO, NO_2).

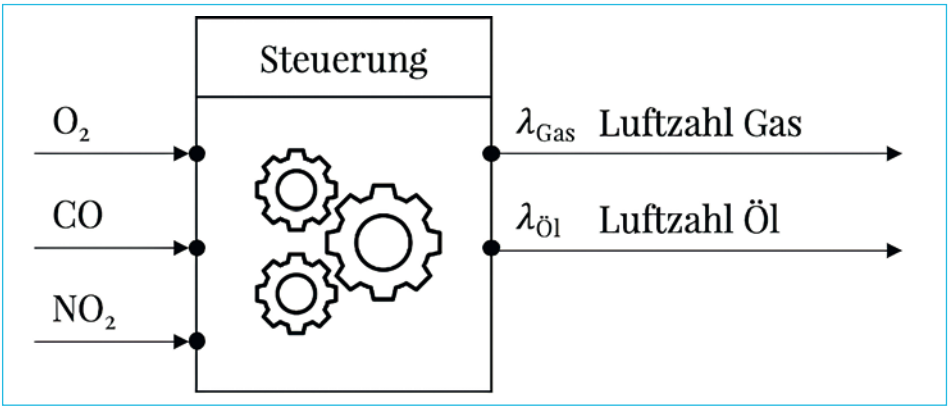


Abb. 1: MIMO-Steuerungsaufgabe

Zur Bewältigung dieser Steuerungsaufgabe ist zunächst eine Strategie entwickelt und in einen Algorithmus überführt worden. Ziel der Steuerungsaufgabe ist es, kontinuierlich den optimalen Kompromiss aus O_2, CO und NO_2 einzustellen; auch die aktuellen Tagesmittelwerte CO und NO_2 berücksichtigend. Hierfür muss zunächst der optimale Kompromiss definiert werden: Die Luftzahlen sollen so eingestellt werden, dass der Abstand NO_2 zum effektiven Grenzwert

NO_2 gleich dem Abstand CO zum effektiven Grenzwert CO entspricht bzw. O_2 zum Grenzwert O_2. Als gemeinsame Einheit für den Abstand zum jeweiligen Grenzwert soll hier das Delta Verstellung der Luftzahl λ [-] dienen. Bzgl. CO und O_2 wird zunächst geschaut, welche Größe kritischer und somit führend ist. Die optimale Luftzahl, um den so definierten optimalen Kompromiss zu erzielen, lässt sich folgendermaßen bestimmen:

$$\lambda_{neu} = \lambda_{alt} - \frac{\frac{(NO_{2,IST} - NO_{2,Grenzwert})}{\Delta NO_2/_{\Delta\lambda}} + MIN\left[\frac{(CO_{IST} - CO_{Grenzwert})}{\Delta CO/_{\Delta\lambda}}; \frac{(O_{2,IST} - O_{2,Grenzwert})}{\Delta O_2/_{\Delta\lambda}}\right]}{2} \quad (1)$$

In dieser Formel sind alle Größen bekannt bzw. einfach zu berechnen, außer die Sensitivitäten $\Delta NO_2/_{\Delta\lambda}$, $\Delta CO/_{\Delta\lambda}$ und $\Delta O_2/_{\Delta\lambda}$. Diese besagen z. B. im Falle der Sensitivität für NO_2, um wieviel mg/m³ die Stickstoffdioxid-Emissionen ansteigen bzw. sinken werden pro Delta Verstellung der Luftzahl λ [-]. Diese Sensitivitäten sind nicht konstant, sondern ändern sich in Abhängigkeit vom Prozesszustand (z. B. aktuelle Last).

Abbildung 2 zeigt den Berechnungsalgorithmus exemplarisch für die Luftzahl Gas und die Steuergröße NO_2.

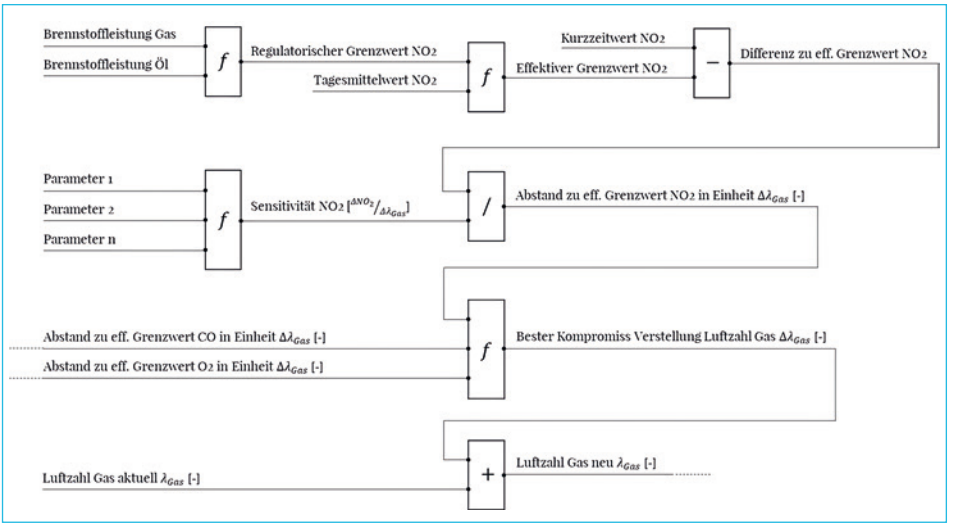


Abb. 2: Berechnungsalgorithmus exemplarisch für Luftzahl Gas und Steuergröße NO_2

Zunächst muss der aktuell gültige, regulatorische Grenzwert für NO_2 bestimmt werden, der maßgeblich von den Brennstoffleistungen Gas und Öl abhängt. Über den aktuellen Tagesmittelwert NO_2 wird festgelegt, wieviel Abstand zu diesem regulatorischen Grenzwert eingehalten werden soll und somit ein effek-

tiver Grenzwert für den Kurzzeitwert bestimmt. Ist der aktuelle Tagesmittelwert relativ gering, wird ein kleiner Abstand zum Grenzwert zugelassen. Ist der aktuelle Tagesmittelwert relativ hoch, wird ein großer Abstand zum Grenzwert gewählt. So wird sichergestellt, dass der Tagesmittelwert NO_2 und auch der Kurzzeitwert NO_2 möglichst unterhalb des regulatorischen Grenzwertes bleiben.

Für die Entwicklung der Steuerung sind nun noch zwei Informationen über den Prozess maßgeblich:

1. Sensitivitäten von O_2, CO und NO_2 in Abhängigkeit von der Prozesssituation (wie verändern sich die Werte O_2, CO und NO_2, wenn die Luftzahl Öl oder die Luftzahl Gas z. B. um den Wert 0,01 verstellt wird);
2. Reaktionszeiten im Prozess in Abhängigkeit von der Prozesssituation (wann erreichen O_2, CO und NO_2 ihre neuen Endwerte, nachdem die Luftzahl Öl oder die Luftzahl Gas verstellt wird).

Die Bestimmung der von der Prozesssituation (z. B. aktuelle Last) abhängigen Sensitivitäten und Reaktionszeiten im Prozess kann z. B. über physikalische Modelle erfolgen. Im vorliegenden Fall sind allerdings alternativ große Mengen Betriebsdaten (10-Sekunden- Abtastwerte über kumulierte 230 Stunden Betrieb) ausgewertet worden. Mittels Maschinellen Lernens (konkret: mittels multipler (nicht-)linearer Regression) sind für die Steuerung der Luftzahlen schließlich Funktionen ermittelt worden, mit deren Hilfe die Sensitivitäten und Reaktionszeiten im Prozess situationsabhängig und ausreichend genau approximiert werden können.

Manuell kann die Bestimmung der Sensitivitäten situativ anhand von Sprungantworten ermittelt werden. Abbildung 3 zeigt exemplarisch eine Sprungantwort. In dieser Situation waren alle Prozessparameter nahezu stationär. Nun ist die Stellgröße Lambda Öl um den Wert 0,02 [-] angehoben worden. Infolgedessen ist die Verbrennungsluftmenge angestiegen und im weiteren Verlauf die Sauerstoffkonzentration um 0,4 Vol.-% und die Stickstoffdioxid Emissionen um 40 mg/m^3.

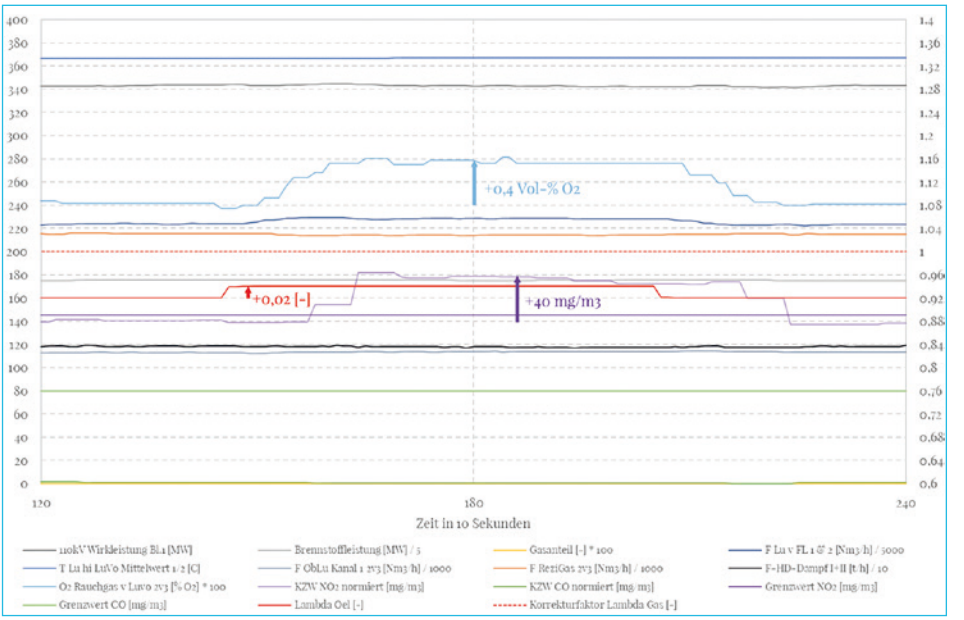


Abb. 3: Ermittlung situativer Sensitivitäten anhand einer Sprungantwort

Die Sensitivität für O_2 beträgt somit in diesem Fall $^{\Delta O_2}/_{\Delta\lambda} = 20\,^{Vol-\%}/_{[-]}$, die Sensitivität für NO_2 beträgt $^{\Delta NO_2}/_{\Delta\lambda} = 2000\,^{mg/m^3}/_{[-]}$ und die Sensitivität für CO beträgt $^{\Delta CO}/_{\Delta\lambda} \approx 0\,^{mg/m^3}/_{[-]}$. Unter Annahme dieser von der aktuellen Prozesssituation abhängigen Sensitivitäten und folgender weiterer Annahmen kann über Formel 1 exemplarisch die Empfehlung für die Stellgröße Luftzahl bzw. der entsprechende Stellwert berechnet werden:

$$\lambda_{alt} = 0{,}92\ [-]$$

$$NO_{2,IST} = 180\ mg/m^3$$

$$NO_{2,Grenzwert} = 150\ mg/m^3$$

$$CO_{IST} = 0\ mg/m^3$$

$$CO_{Grenzwert} = 80\ mg/m^3$$

$$O_{2,IST} = 2{,}8\ \text{Vol.-\%}$$

$$O_{2,Grenzwert} = 1{,}5\ \text{Vol.-\%}$$

Zunächst ergibt sich aus der Betrachtung von CO und O_2 (individueller Abstand zum Grenzwert dividiert durch Sensitivität), dass O_2 kritischer ist und als führende Größe betrachtet wird (entsprechend Formel 1 der kleinere Wert in der MIN-Wert-Betrachtung). Die Werte eingesetzt in Formel 1 ergeben für die Luftzahl:

$$\lambda_{neu} = 0{,}92 - \frac{0{,}015 + 0{,}065}{2} = 0{,}88.$$

Die Luftzahl sollte somit auf den Wert 0,88 gestellt werden, um den optimalen Kompromiss aus O_2, CO und NO_2 einzustellen. Da in diesem Beispiel O_2 noch *Luft* hat in Richtung unterem Grenzwert, der obere NO_2-Grenzwert allerdings schon überschritten war, macht es Sinn, hier die Luftmenge zu reduzieren. Die Frage ist nun, wie schnell der Wert in der Steuerung von 0,92 auf 0,88 gesenkt werden sollte. Hierfür müssen die von der Prozesssituation abhängigen Reaktionszeiten bekannt sein (z. B., wie lange es dauert, bis NO_2 nach Verstellung der Luftzahl einen neuen Endwert erreicht).

Die Reaktionszeiten im Prozess können situativ ebenfalls über Sprungantworten bestimmt werden (Abbildung 4).

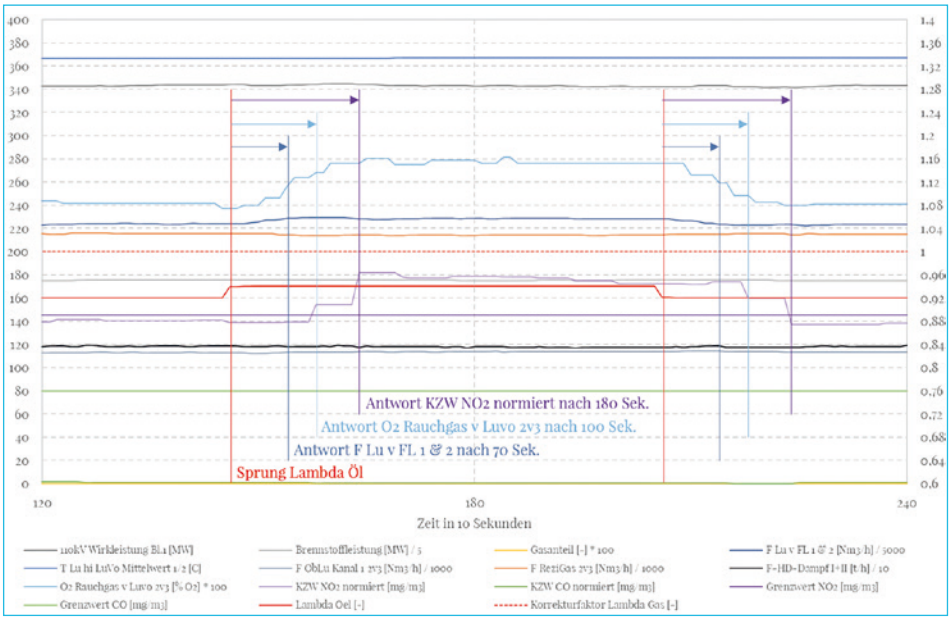


Abb. 4: Ermittlung situativer Reaktionszeiten im Prozess anhand einer Sprungantwort

Für eine automatisierte Analyse können die Reaktionszeiten über Kreuzkorrelationen bestimmt werden (Abbildung 5). Hier wird ein Parameter – in diesem Beispiel der Kurzzeitwert NO_2 – schrittweise zeitlich verschoben und mit anderen relevanten Prozessparametern korreliert und die Ergebnisse aufgetragen. Der Extremwert der Kurven gibt schließlich die zeitliche Verschiebung der Prozessparameter untereinander wieder. Liegt der Extremwert im negativen x-Achsen-Bereich, ist der betrachtete Parameter (hier NO_2) zeitlich nachlaufend. Liegt der Extremwert im positiven x-Achsen-Bereich, ist der betrachtete Parameter (hier NO_2) zeitlich führend.

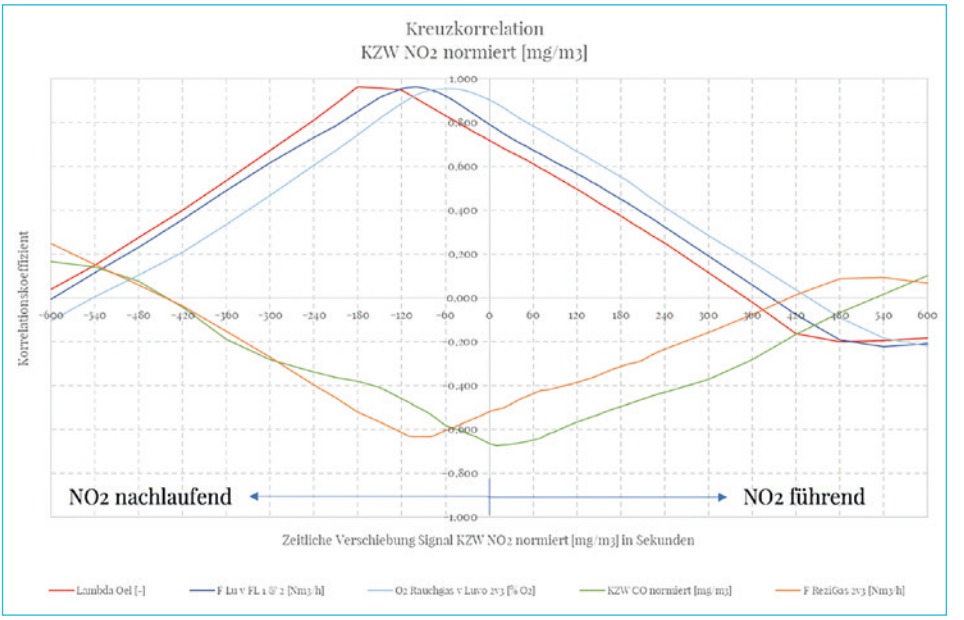


Abb. 5: Kreuzkorrelation einer Sprungantwort für Kurzzeitwert NO_2

Der Extremwert der Luftzahl Öl befindet sich in diesem Beispiel am weitesten links und ist die Größe, die sich als erste verändert (da der Wartenfahrer diese manuell verstellt). Infolge dessen hat die Luftmenge (F Lu v FL 1 & 2) nach ca. 70 Sekunden einen neuen Endwert erreicht, die Sauerstoffkonzentration (O_2 Rauchgas v Luvo 2v3) nach ca. 100 Sekunden und der Kurzzeitwert CO (KZW CO normiert) nach ca. 180 Sekunden.

Um die Analyse dieser Sprungantworten zu automatisieren, ist ein Algorithmus entwickelt und in eine *Machine Learning Software Tool-Chain* (Software Schrittkette Maschinelles Lernen) überführt worden (Abbildung 6).

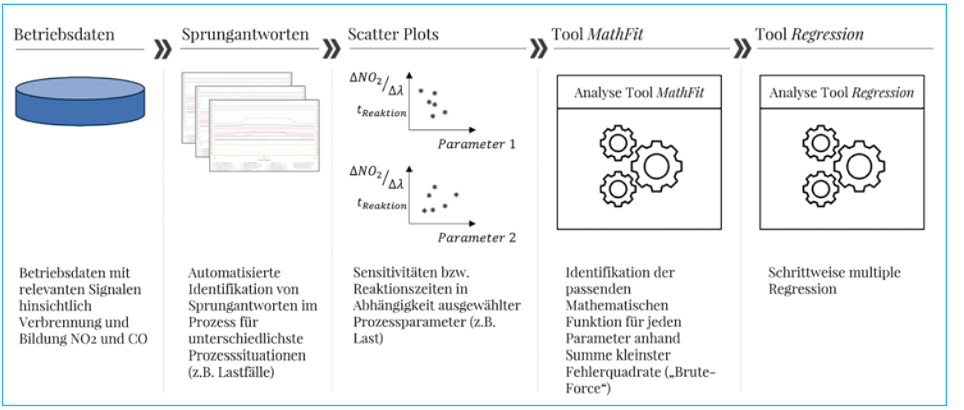


Abb. 6: Machine Learning Software Tool-Chain

Die Sprungantworten werden anhand der Betriebsdaten identifiziert und die Sensitivitäten bzw. Reaktionszeiten bestimmt. Wenn für einen Prozessparameter (z. B. aktuelle Last) ausreichend viele Werte vorliegen, wird über ein Analyse Tool *MathFit* der funktionale Zusammenhang zwischen Sensitivität bzw. Reaktionszeit und dem Prozessparameter bestimmt. Mit diesem parameterabhängigen funktionalen Zusammenhang geht es in das Analyse Tool *Regression*, in dem automatisiert eine schrittweise multiple Regression durchgeführt wird. Das Ergebnis ist eine Liste der Regressionsschritte mit zugehöriger Regressionsfunktion und dem maximalen, minimalen und Standard-Fehler.

Anschließend werden ausgewählte Regressionsfunktionen anhand weiterer, in der Tool-Chain nicht verwendeter Betriebsdaten, getestet.

Nun können die Sensitivitäten $^{\Delta NO_2}/_{\Delta\lambda}$, $^{\Delta CO}/_{\Delta\lambda}$ und $^{\Delta O_2}/_{\Delta\lambda}$ und die Reaktionszeiten im Prozess in Abhängigkeit von der Prozesssituation und relevanten Prozessparametern (z. B. Last) berechnet werden.

Die Sensitivitäten fließen ein in die Berechnung des optimalen Kompromisses aus O_2, CO und NO_2 (Abbildung 2) und die Reaktionszeiten in die eigentliche Steuerung, d. h. in die Zeitkonstanten, die bestimmen, mit welchen Gradienten bzw. mit welchen Totzeiten sich der Sollwert für die Stellgrößen Luftzahl Gas und Luftzahl Öl verändern darf.

5. Zusammenfassung und Ausblick

Der Steuerungsalgorithmus ist mit den vorhandenen Betriebsdaten ausgiebig getestet und schließlich in grafische Funktionspläne übersetzt worden (Abbildung 7).

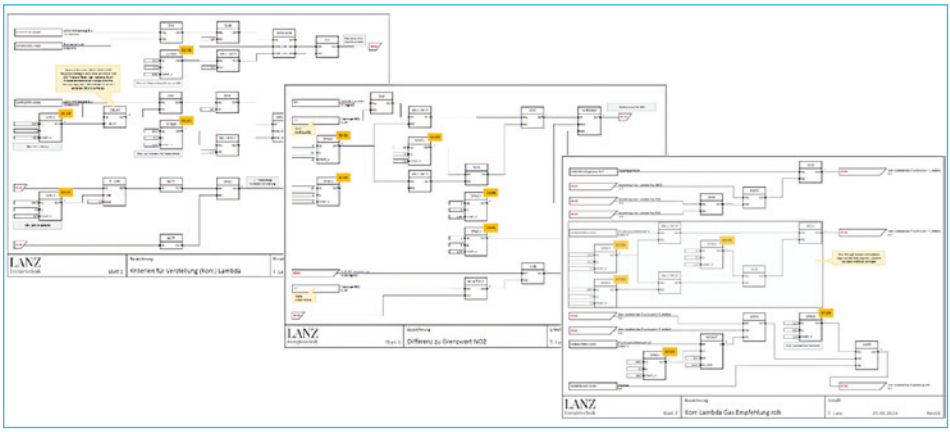


Abb. 7: Grafische Funktionspläne (FUP bzw. Funktionsbausteinsprache FBS)

Nach erfolgter Freigabe durch Uniper wird die Logik aktuell transparent und nachvollziehbar (keine Black Box) direkt in das kundenseitige Prozessleitsystem SPPA-T3000 implementiert und in das vorhandene Bedien- und Beobachtungssystem eingebunden (Abbildung 8).

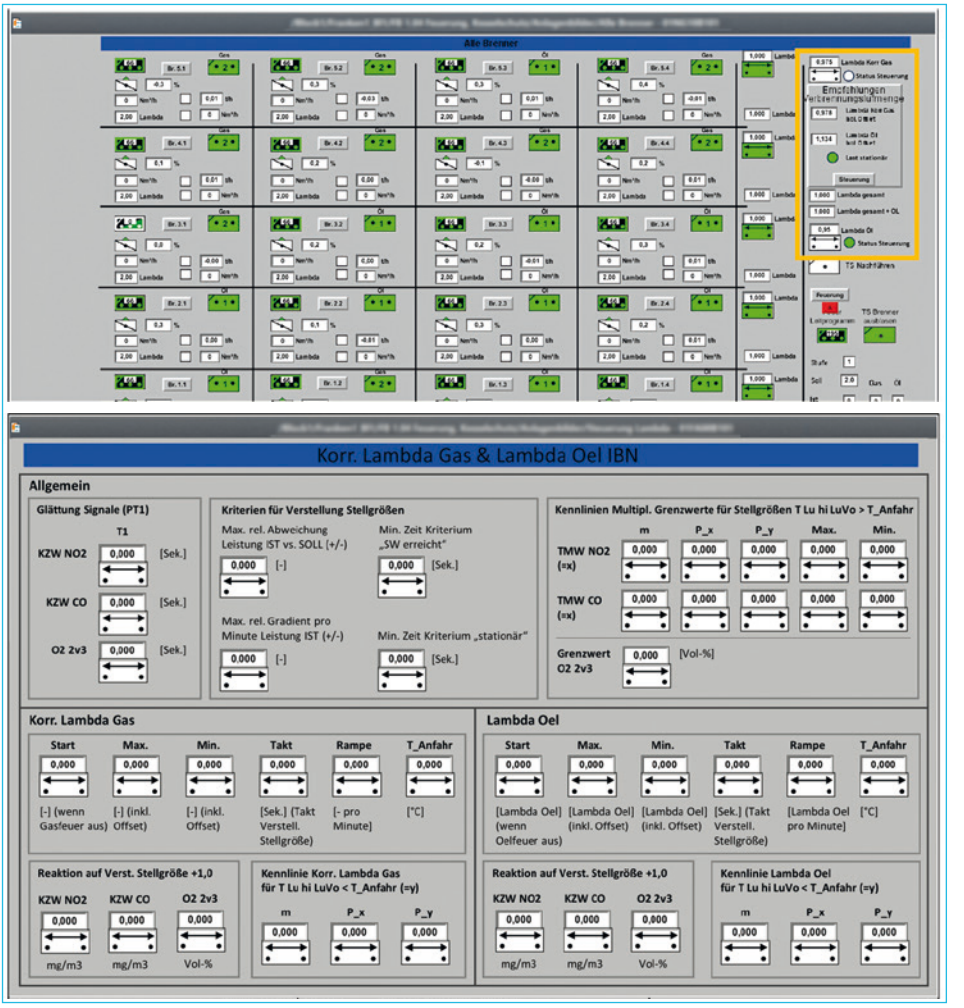


Abb. 8: Integration der Steuerung in kundenseitiges Bedien- und Beobachtungssystem (oben: Einbindung der Funktionalität in vorhandenes Bedienbild; unten: neues Bedienbild für Inbetriebnahme und Einstellung der Steuerung)

Condition Monitoring und Prozessüberwachung mittels Statistik – Von Anomalien und deren praktischem Nutzen

Sven Schiffner

1. Einführung 754
2. Vorgehen 755
2.1 Auswahl von Assets und Prozessen 755
2.2 Analyse der Daten 755
2.3. Umsetzung und Integration 757
3. Fallbeispiele 757
3.1 Statistische Kennwerte 757
3.2 Mathematische Kausalitäten, Korrelationen und Distanzmaße 758
3.3 Analyse von Frequenzspektren 760
3.4 Methoden des Maschinellen Lernens 761
4. Implementierung 763
5. Zusammenfassung 764
5. Quellen 764

IQR Interquartile Range (Interquartilabstand)

TNV Thermische Nachverbrennung

1. Einführung

Condition Monitoring oder zu Deutsch *Zustandsüberwachung* beschreibt die Charakterisierung des Maschinenzustandes anhand von Messsignalen und deren Auswertung [1]. Um den Zustand einer gesamten Produktionsstrecke zu bewerten, wird von den einzelnen Anlagen und noch tiefer, von den einzelnen Maschinen ausgehend, der Zustand bewertet, um dann einen Gesamtzustand zu erhalten.

Das Condition Monitoring erfordert einen hohen Grad an Digitalisierung in Form einer umfangreichen sensorischen Abdeckung. Zudem ist es notwendig, dass diese Signale gespeichert und leicht zugänglich für Auswertungen sind. Im Gegenzug erhält man die Möglichkeit, den Zustand ohne manuelle Kontrolle zu charakterisieren. Beim Übergang zu Predictive Maintenance (zustandsbasierte Instandhaltung) sind zudem weitere Vorteile in Bezug auf Reduzierung des Anlagenstillstandes, der Ressourcenaufwände sowie Kosten im Vergleich zu reaktiver oder präventiver Instandhaltung zu erwarten [1].

Das Condition Monitoring ist eng mit der Prozessüberwachung verbunden. Ohne eine Möglichkeit von Selbsttests kann eine Zustandsüberwachung nur anhand von Prozess- und Messwerten erfolgen. Beide sind also gemeinsam zu betrachten.

Insbesondere sind Abhängigkeiten zwischen verschiedenen Signalen für die Überwachung interessant. Diese Abhängigkeiten sind in üblichen Prozessleit- und Informationssystemen nur schwer zu erfassen und zu überwachen, da hierfür keine einfachen Möglichkeiten zur Analyse und Monitoring gegeben sind. Es ist Spezialwissen aus dem Bereich Statistik oder Maschinellem Lernen nötig, um entsprechende Analysen zu fahren und Kennzahlen zu generieren.

Mithilfe von virtuellen Sensoren, auch Softsensoren genannt, können Signale zusammengefasst und entsprechende Abhängigkeiten abgebildet werden. Diese werden von entsprechenden Experten erstellt und in das Leit- bzw. Informationssystem integriert. Der Anwender erfährt hierdurch eine Informationsreduktion und somit eine Erleichterung seiner Arbeit. Zudem kann die Stabilität durch Vermeidung unwahrscheinlicher und somit meist instabiler Betriebspunkte verbessert werden.

In diesem Artikel wird einerseits ein allgemeines Ablaufmodell zur Identifikation von Potenzialen bis hin zur Umsetzung vorgestellt und andererseits werden verschiedene Analysemethoden anhand von Fallbeispielen, basierend auf realen Messdaten, vorgestellt. Weiterhin werden auch deren Möglichkeiten in der Anwendung diskutiert. Dabei wird auf die Voraussetzungen und Herausforderungen bei der Anwendung jeder Methode eingegangen. Abschließend wird für eine dieser Methoden die Implementierung in Form eines virtuellen Sensors, auch Softsensor genannt, präsentiert.

2. Vorgehen

Das Vorgehen zur Einführung datenbasierter Methoden [2] zum Condition Monitoring und der Prozessüberwachung gliedert sich in drei Teilschritte. Zum einen muss zu Anfang ein entsprechendes Asset oder ein Teilprozess ausgewählt werden. Danach müssen entsprechende Methoden zur Überwachung analysiert werden. Schließlich müssen diese Methoden in vorhandene Systeme integriert werden.

2.1 Auswahl von Assets und Prozessen

Die Auswahl relevanter Anlagen und Prozesse kann unterschiedlich erfolgen. Basierend auf praxisnaher Erfahrung wurden hier vier wesentliche Methoden zusammengestellt:

- Risikoanalyse: Priorisierung anhand vom größten Risiko für die Produktion oder Mitarbeiter,
- Aufwandsanalyse: Priorisierung anhand des manuellen Aufwandes zur Prüfung,
- Erfahrungsbasiert: Durchführung und Auswertung von Interviews mit Anlagenfahrern, Priorisierung anhand dessen,
- Evidenzbasiert: Auswertung anhand von historischen Ereignissen und Priorisierung anhand der häufigsten Vorkommnisse.

Die evidenzbasierte Auswertung bietet hierbei eine objektive Methode der Priorisierung. Der datengetriebene Ansatz basiert auf dieser Auswahlmethode. Anhand von statistischen Auswertungen in Kombination mit Experteninterviews werden relevante Anlagen und Prozesse identifiziert. Im Folgenden wird nun anhand von neuen oder vorhandenen Sensoren eine Möglichkeit geschaffen, um auf den jeweiligen Zustand zu schließen.

2.2 Analyse der Daten

Hierzu werden im ersten Schritt die Sensoren der Anlage bzw. der im Prozess beteiligten Anlagen untersucht. Zusätzliche Informationen aus Wartungsberichten oder Fehlerdatenbanken sind hilfreich, aber nicht notwendig. Falls diese vorhanden sind, werden Zeitspannen vor und nach einem Vorfall sowie mit einem wesentlichen Abstand zu einem Vorfall analysiert. Falls diese für eine Anlage nicht vorhanden sind, werden anhand einer großen Zeitspanne Kennzahlen erstellt. Abweichungen davon stellen Anomalien, also statistisch unwahrscheinliche Ereignisse, dar. Diese Anomalien werden mithilfe von Experten analysiert und bewertet. Hierdurch können gezielt ohne externe Berichte und Datenbanken verschiedene datengetriebene Zustände der Anlagen identifiziert

werden. In jedem Fall handelt es sich bei den betrachteten Daten um sogenannte Zeitreihen, also eine Ansammlung von Signalen mit einer definierten Reihenfolge.

Für die Analyse solcher Anomalien in Zeitreihen wurden die folgenden vier Methoden in der Praxis identifiziert:

- Erstellung von statistischen Kennwerten (Lage, Streuung und Zusammenhang von Verteilungen der Signale) für bestimmte Zeitabschnitte und die Datengesamtheit,
- Untersuchung von mathematischen Kausalitäten, Korrelationen und Distanzmaßen,
- Analyse von Frequenzspektren der Signale,
- Methoden des Maschinellen Lernens (klassisch, neuronale Netze, Deep Learning) für die Erkennung von Anomalien und Korrelationen.

Die Reihenfolge der aufgeführten Methoden spiegelt deren Komplexität wider. Um den Aufwand zu minimieren, sollte aus diesem Grund mit statistischen Kennwerten begonnen werden. Wenn die anderen Methoden keine belastbaren Ergebnisse brachten, können Methoden des Maschinellen Lernens in Betracht gezogen werden. Dieses große Feld wird vom klassischen Feature-basierten Lernen bis hin zu Deep Learning, welches tiefe neuronale Netze benutzt, betrachtet.

Das Ziel dieser Analyse ist es, einen Zusammenhang von Signalen mit den entsprechenden Vorfällen der Anlagen bzw. Maschinen zu finden. Dies gilt vor allem für den Fall, dass Ausfälle dokumentiert sind. Im Fall der anomaliebasierten Vorgehensweise ist dies a priori gegeben. Wenn keine korrespondierenden Signale gefunden wurden, kann auf zwei verschiedene Weisen weiter vorgegangen werden. Zum einen können benachbarte Anlagen und Maschinen einer analogen Analyse unterzogen werden und zum anderen kann anhand physikalischer Gegebenheiten temporäre Messtechnik ausgewählt und installiert werden. Wenn sich diese Messtechnik bewähren konnte, kann diese entweder fest installiert und integriert werden. Andernfalls wird durch Analysen untersucht, inwieweit diese Messtechnik durch vorhandene Signale berechnet werden kann. Hierzu sind insbesondere Methoden des Maschinellen Lernens geeignet.

2.3. Umsetzung und Integration

Wenn entsprechende Signale und korrespondierende Analysen gefunden wurden, ist das Ziel, diese in das vorhandene System zu integrieren und im Unternehmen zu etablieren. Bei abstrakten statistischen Kennwerten muss in diesem Schritt insbesondere eine Einteilung in leicht zu interpretierende Aussagen stattfinden, z. B. gut, schlecht, defekt, Warnung und Fehler. Dies geschieht basierend auf der Historie der Vorfälle oder den Bewertungen der Anomalien.

Anschließend werden diese Kenngrößen in die vorhandene IT- und Automatisierungslandschaft integriert sowie dem verantwortlichen Personal zur Verfügung gestellt. Hierbei ist es ebenso wichtig, das Personal entsprechend zu schulen und zu sensibilisieren. In dieser ersten prototypischen Phase sind noch Änderungen zu erwarten. Insbesondere sollte das Feedback des entsprechenden Personals in einer Erprobungsphase eingearbeitet werden, um eine hohe Akzeptanz zu erreichen.

3. Fallbeispiele

Anhand von realen Szenarien werden nun die vier verschiedenen Analysemethoden jeweils erläutert. Dies gliedert sich in eine Beschreibung des Szenarios, gefolgt von einer Erläuterung der Voraussetzung sowie Herausforderungen und schließlich der Darstellung der Anwendung.

3.1 Statistische Kennwerte

Im folgenden Fallbeispiel wurde die Gefriertrocknung von Flüssigkeiten untersucht. Es stand nur eine geringe Anzahl von Chargen zur Verfügung. Zudem waren es teils verschiedene Stoffe, welche mit verschiedenen Trocknungskurven gefahren wurden. Fehlerberichte standen zur Verfügung, aber es konnte keine signifikante Anzahl von gleichartigen Fehlern und Warnung gefunden werden. Darauf basierend erfolgte die Analyse der Anomalie des Prozesses, um auf den Zustand der Gesamtanlage zu schließen. Aufgrund der geringen Zahl von vergleichbaren Chargen, aber der guten Separierung von Teilschritten, wurde sich für die Analyse von statistischen Kennwerten entschieden.

Voraussetzungen: Statistische Kennwerte können immer gebildet werden. Sie eignen sich besonders für univariate und teils auch multivariate Zeitreihen. Ein großer Vorteil ist, dass die Daten Fehlstellen aufweisen können und auch keine zeitlich-äquidistanten Abstände der Sensorwerte erfordern.

Herausforderungen: Um die relevanten Kenngrößen zu ermitteln, muss aus einer Vielzahl ausgewählt werden. Die möglichen Größen richten sich nach der Art der Signale. Es wird zwischen kontinuierlichen, kategorischen und binären

Werten unterschieden. Eine große Herausforderung kann je nach Prozess die Identifikation von sinnvollen zeitlichen Teilintervallen sein, welche dann verglichen werden, um Anomalien zu identifizieren.

Anwendung: Im vorliegenden Fall brachten die üblichen statistischen Kenngrößen wie Mittelwert, Standardabweichung, Median, etc. keine unterscheidbaren Ergebnisse, da gewisse Schwankungen im Prozess normal sind. Vor allem Mittelwert und Standardabweichung sind empfindlich bzgl. Ausreißern. Durch statistische Analysen konnte der IQR oder auch Interquartilsabstand als ein geeigneter Kennwert identifiziert werden. Dieser Wert beschreibt ähnlich der Standardabweichung eine Streuung der Daten, ist aber unempfindlich gegen Ausreißer. Er gibt den Wertebereich an, in dem 50 % der Werte liegen.

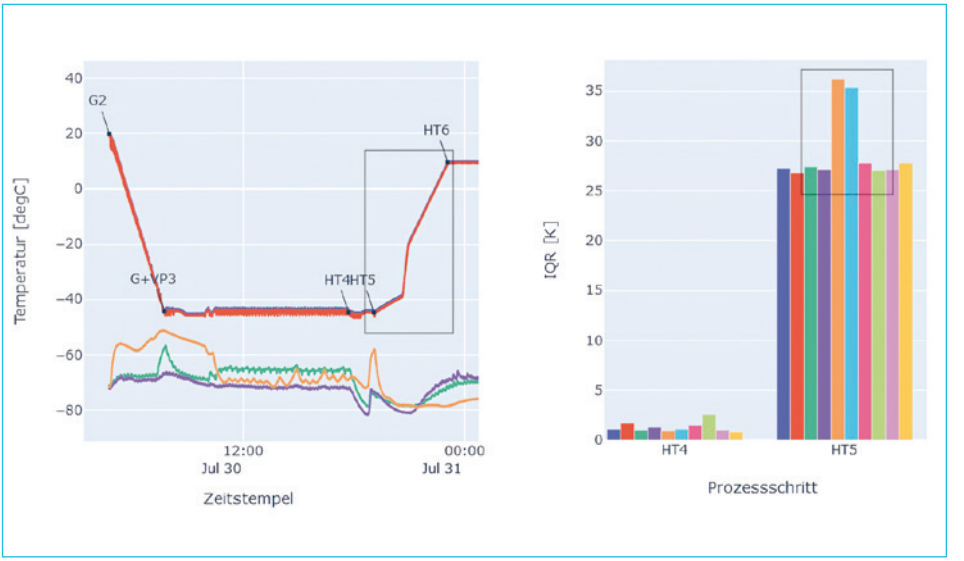


Abb. 1: Messwerte einer Charge (links) mit Anomalie (graues Rechteck) und statistische Kennwerte (rechts) mehrere Chargen

In Abbildung 1 sind die Messwerte und daneben der Interquartilsabstand der einzelnen Chargen für die einzelnen Teilschritte zu sehen. Hierdurch konnten ungewöhnliche Chargen identifiziert werden.

3.2 Mathematische Kausalitäten, Korrelationen und Distanzmaße

Thermische Nachverbrennungsanlagen oder kurz TNV-Anlagen sind in vielen chemischen Betrieben zu finden. Sie dienen der thermischen Verwertung von Reststoffen. Diese sind Nebenanlagen und nur bei Ausfällen relevant, wenn dadurch die Produktion gefährdet wird. Im vorliegenden Fall handelt es sich um Reststoffströme mit wechselnder Kalorik, welche im Betrieb zur Abschaltung in Folge zu hoher Temperatur innerhalb der Anlage führen können. Die Be-

trachtung einzelner statistischer Größen führte zu keinen Ergebnissen. Aus diesem Grund wurden Korrelationsuntersuchungen durchgeführt, welche in der Auswahl eines statistischen Maßes endete.

Voraussetzungen: Für Korrelationen und Distanzmaße sind im Allgemeinen multivariate Zeitreihen notwendig. Zwar gibt es auch die Methode der Autokorrelation, wo die Werte zeitlich verschoben und dann korreliert werden, aber diese fand in der bisherigen Praxis keine Anwendung. Problematisch ist das Fehlen einzelner Signale. Hierfür muss dann der betroffene Zeitbereich oder das einzelne Signal verworfen werden.

Herausforderungen: Je nach Korrelation werden unterschiedliche Zusammenhänge berechnet. Die klassische Bravais-Pearson-Korrelation gilt streng nur für lineare Zusammenhänge. Hier kann die Spearman-Korrelation eine Alternative darstellen, da beliebige monotone Zusammenhänge beschrieben werden. Eine besondere Rolle nimmt hierbei die Granger-Kausalität ein, welche eine mathematische Beschreibung der Kausalität für Zeitreihen darstellt.

Bei Distanzmaßen ist es ähnlich. Das klassische euklidische Maß kann gut auf einzelne Vektoren, bestehend aus den jeweiligen Signalen zu diesem Zeitpunkt, angewendet werden. Bei korrelierten Signalen wird dies aber zu ungenauen Resultaten führen, da sie überproportional stark gewichtet werden. Eine gute Alternative kann hier die Mahalanobis-Distanz darstellen, welche Korrelationen beachtet. Bei hochdimensionalen Zeitreihen ist die Kosinus-Distanz hervorzuheben. Eine besondere Herausforderung bei Distanzmaße ist die Auswahl von sinnvollen Signalen. Hierbei sind Korrelationsanalysen von großem Nutzen, um nur Werte zu betrachten, welche im Zusammenhang stehen.

Anwendung: Bei der vorliegenden TNV-Anlage brachten Korrelationsanalysen einen starken Zusammenhang zwischen den Massenströmen der Reststoffe und den Temperaturen im Inneren hervor. Darauf aufbauend wurde ein Distanzmaß benutzt, was dies auch berücksichtigt – die Mahalanobis-Distanz [3]. Diese Distanz beschreibt den Abstand eines Punktes von einer Datenverteilung. Als Datengrundlage wurde ein Zeitraum gewählt, in dem wenige Ausfälle auftraten. Somit war die Definition eines Normalzustandes möglich und große Abweichungen stellen Anomalien dar, welche auf eine Änderung der Kalorik der Stoffströme hindeuten.

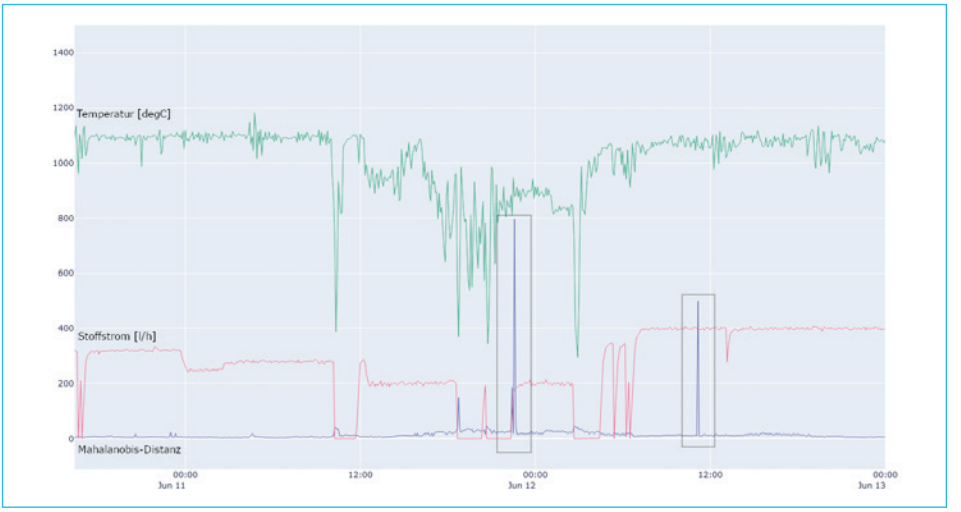


Abb. 2: Mahalanobis-Distanz mit einer Temperatur sowie einem Stoffstrom

In Abbildung 2 sind die Werte und die korrespondierende Mahalanobis-Distanz zu sehen. Die Ausschläge sind dabei Hinweise auf problematische Betriebspunkte.

3.3 Analyse von Frequenzspektren

Trafostationen sind überall zu finden. Ihr Digitalisierungsgrad kann stark schwanken und sie sind mit unterschiedlicher Sensorik ausgestattet. Die betrachtete Trafostation ist im Niederspannungsnetz und besitzt Messinstrumente an allen Abgängen.

Voraussetzungen: Die Frequenz, oder auch Schwingungszahl, ist eine mathematische Charakterisierung für die Geschwindigkeit von periodischen Vorgängen. Damit ist diese Methode auch nur bei Zeitreihen mit periodischen Mustern sinnvoll. Insbesondere ist auch ein zeitlich konstanter Abstand der Sensorwerte notwendig. Dies kann bei kleinen Fehlstellen oder unregelmäßigen Messpunkten auch durch die Datenverarbeitung erreicht werden.

Herausforderungen: Die Analyse der Frequenzanalyse basiert auf der Fourier-Transformation, welche einen Übergang vom Zeitbereich, dem sogenannten Ortsraum, in den Frequenzbereich oder auch Frequenzraum darstellt. Hierdurch werden periodische Schwingungen als Spitzen im Frequenzspektrum erkennbar. Diese Spitzen müssen entsprechend interpretiert werden. Durch Randeffekte und Oberschwingungen treten eventuell irrelevante Ausschläge auf.

Anwendung: An der Trafostation sind verschiedene gewerbliche Verbraucher angeschlossen. Eine Fourier-Analyse kann bei allen Abgängen benutzt werden. Exemplarisch wurde ein Abgang, an dem ein Gewerbe angeschlossen ist, ausgewählt. Durch die Analyse ist es möglich, einen Normalzustand zu definieren und bei entsprechenden Abweichungen zu alarmieren.

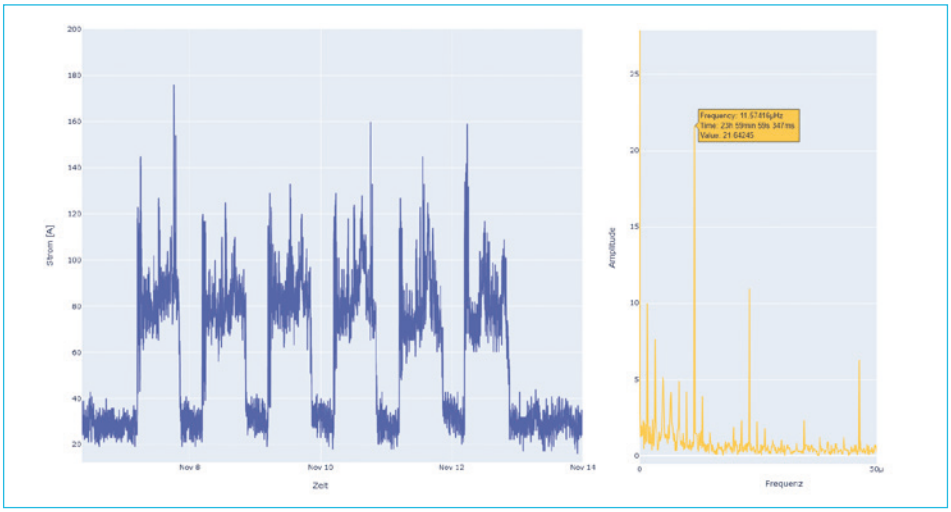


Abb. 3: Lastgang (links) und unnormiertes Frequenzspektrum (rechts)

In Abbildung 3 wurde der Lastgang in ein Frequenzspektrum transformiert. Der typische Peak bei 24 h für Gewerbe sowie weitere charakteristische Ausschläge sind klar erkenntlich.

3.4 Methoden des Maschinellen Lernens

Filterschläuche sind in verschiedenen Industriebranchen und Bereichen zu finden. In diesem Fall handelt es sich um ein Bündel gleichartiger Schläuche, welche von staubbelasteter Luft durchströmt werden. Das Material lagert sich an den Filterschläuchen ab und wird in regelmäßigen Abständen mittels Druckluft abgereinigt. Bei dieser Abreinigung können die Filter reißen. Dies führt zum Verlust von Material und evtl. Verunreinigungen.

Voraussetzungen: Maschinelles Lernen ist in vielen Bereichen und unterschiedlichen Anwendungen anwendbar. Generell ist eine gewisse Datenmenge erforderlich. Aus der Erfahrung sollten bei einer Klassifizierung ca. 100 Beispiele pro Klasse gegeben sein. Bei einer Regression oder einer Vorhersage sollten ca. 1.000 Datenpunkte vorhanden sein. Wenn der Umfang des Datensatzes geringer ist, sind statistische Methoden, wie eine lineare oder polynominale Regression, besser geeignet.

Herausforderungen: Die Herausforderung besteht zum einen in der geeigneten Vorverarbeitung der Daten wie auch der Identifikation einer guten Datengrundlage. Bei einer starken Abweichung zwischen Trainingsdaten und den Daten im realen Betrieb, man spricht hier von einem Shift, wird die Performance des Modells, welches mittels der Trainingsdaten trainiert wurde, gering ausfallen. Somit sind die Klassifikation, Regression oder Vorhersage ungenau. Ein weiterer wichtiger Punkt ist das Finden der relevanten Merkmale, auch Features genannt, welche vor allem beim klassischen Maschinellen Lernen von großer Bedeutung sind. Beim sogenannten Deep Learning werden meist Rohdaten benutzt und das Modell erlernt die relevanten Features selbst. Dies bedingt eine gewisse Größe des neuronalen Netzes, was mit einer großen Anzahl an trainierbaren Parametern bzw. sogenannten Gewichten einhergeht. Hier muss dafür eine entsprechende Architektur des Netzes gefunden werden. Das Training kann mehrere Stunden dauern.

Anwendung: Anhand der Messdaten konnte keine Unterscheidung zwischen defekten und intakten Filterschläuchen gefunden werden. Aus diesem Grund wurde zusätzliche Messtechnik verbaut und vor allem eine hochfrequente Messeinheit installiert. Hiermit konnten die Abreinigungssignale erfasst und analysiert werden. Defekte Filterschläuche wurden entsprechend präpariert und in das System eingebracht. Statistische Analysen erbrachten keine Unterscheidung. Es konnte aber ein Klassifikationsmodell trainiert werden, welches anhand der Flankenform defekt und intakt unterscheidet. Hierbei wurden normierte Rohdaten von allen Signalen für das Deep-Learning-Modell InceptionTime [4] benutzt. Spätere verdeutlichten, dass der Differenzdruck über dem Filter den meisten Einfluss hat und das Modell auch nur mit diesem eine gute Performance erzielt.

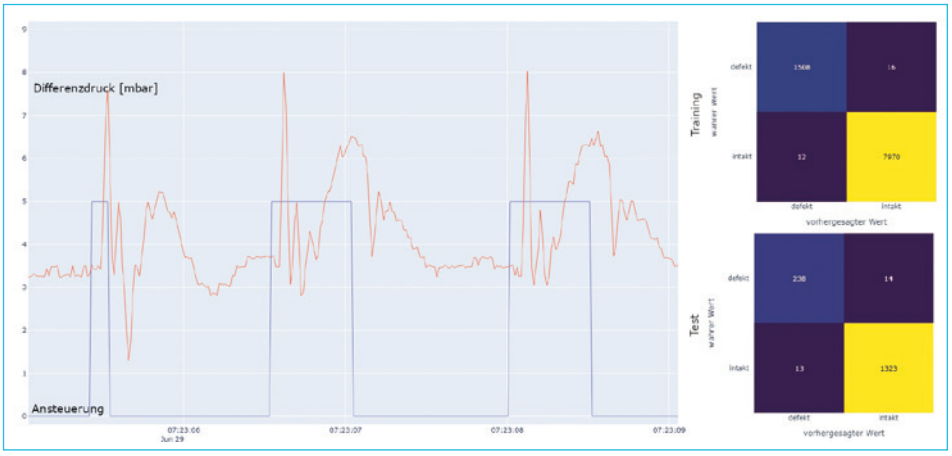


Abb. 4: Abreinigungssignal und Konfusionsmatrizen des Modells

In Abbildung 4 sind das Abreinigungssignal und die Konfusionsmatrizen auf dem Trainings- und Testdatensatz zu sehen. Die Imbalance des Datensatzes wird sichtbar. Dennoch ist die Performance auf dem Testdatensatz und für beide Fälle sehr gut. Das entsprechende Modell musste ca. 24 h trainiert werden.

4. Implementierung

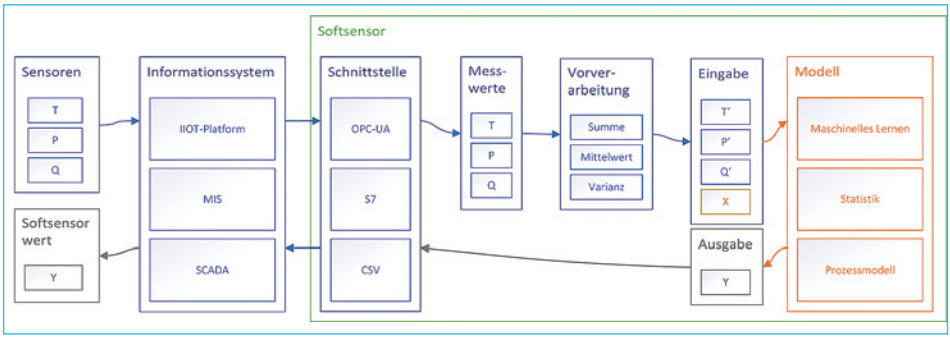


Abb. 5: Aufbau des Softsensors

In Abbildung 5 ist eine Architektur zur Implementierung von Softsensoren zu sehen. Der Softsensor vereint die Schnittstelle mit dem Informationssystem mit der Vorverarbeitung und schließlich dem Modell, was die entsprechenden Analysemethoden enthält. Dieser Aufbau ermöglicht den gekapselten Betrieb des Softsensors in der IT-Infrastruktur ohne zusätzliche Abhängigkeiten.

Diese Architektur wurde für den Fall der TNV-Anlage basierend auf dem IoT-Gateway [5] umgesetzt und läuft stabil im praktischen Umfeld. Als Schnittstelle wurden CSV-Dateien gewählt. Eine wird mit den aktuellen Werten aus dem Informationssystem kontinuierlich beschrieben und in der anderen landen die Ergebnisse der Berechnung. Durch den Anwendungspartner erfolgte eine Integration in das Prozessleitsystem mit entsprechenden Warn- und Eingriffsgrenzen.

Dieser statische Ansatz für die Mahalanobis-Distanz stellte sich im Betrieb als problematisch heraus. Durch Austausch von Komponenten, wie z. B. einer Einspritzdüse, wurde der Grenzwert für eine Warnung stetig überschritten. Aus diesem Grund wurde statt einem festen Betrachtungszeitraum für die Datengrundlagen eine dynamische historische Datenmenge gewählt. Diese Historie wird im Softsensor beim Eintreffen neuer Sensorwerte stetig mitgeschrieben und somit die Datenmenge kontinuierlich aktualisiert. Durch verschiedene Betrachtungshorizonte sind dennoch kurzfristige und mittelfristige Änderungen des Betriebszustandes detektierbar. Falls dieser Zustand anhält, wird er zu dem neuen Normalzustand.

5. Zusammenfassung

Wie ersichtlich wurde, sind datengetriebene Methoden für das Condition Monitoring in verschiedenen Bereichen einsetzbar. Die Komplexität, aber auch die Möglichkeiten, erhöhten sich von Methode zu Methode. Das Maschinelle Lernen bietet das breiteste Anwendungsspektrum und kann selbst in komplexen Situationen Anwendung finden. Aber dies ist nicht in jedem Falls notwendig. Statistische Kennwerte oder Distanzmaße können in einer Vielzahl von Anwendungsfällen ausreichend sein und sollten in diesem Fall durch die Einfachheit bevorzugt werden.

Die Kapselung der Analysen in einen Softsensor bietet eine gute Integrierbarkeit, unabhängig von den Möglichkeiten des jeweils eingesetzten Informationssystems. Durch die Schaffung von Schnittstellen und die Reintegration der Signale des Softsensors in das System sind aber gewisse Aufwände mit der Einführung eines solchen virtuellen Sensors verbunden. Eine zukunftsorientierte und offene Ausrichtung des Informationssystems im Unternehmen ist somit essentiell, um diese Aufwände gering zu halten und die Integration von innovativen Lösungen zu ermöglichen, welche vom Condition Monitoring bis zu Predictive Maintenance und dynamischer Prozessoptimierung reichen können.

5. Quellen

[1] Marfo, William; Tosh, Deepak K.; Moore Shirley V. (2023): Condition monitoring and anomaly detection in cyber-physical systems. http://arxiv.org/pdf/2301.09030 (Stand: 16.07.2024).

[2] Qi, Ruosen; Zhang, Jie; Spencer, Katy (2023): A Review on Data-Driven Condition Monitoring of Industrial Equipment. In: *Algorithms* 16 (1), S. 9. DOI: 10.3390/a16010009.

[3] Cabana, Elisa; Lillo, Rosa E.; Laniado, Henry (2021): Multivariate outlier detection based on a robust Mahalanobis distance with shrinkage estimators. In: *Stat Papers* 62 (4), S. 1583–1609. DOI: 10.1007/s00362-019-01148-1.

[4] Ismail Fawaz, Hassan; Lucas, Benjamin; Forestier, Germain; Pelletier, Charlotte; Schmidt, Daniel F.; Weber, Jonathan et al. (2019): InceptionTime: Finding AlexNet for time series classification (6). https://arxiv.org/pdf/1909.04939 (Stand: 16.07.2024).

[5] John, T.; Vorbröcker, M. (2020): Enabling IoT connectivity for ModbusTCP sensors. In: *IEEE International Conference on Emerging Technologies and Factory Automation, ETFA* 2020-September. DOI: 10.1109/ETFA46521.2020.9211999.

Enhancing combustion-driven boiler efficiency and competitiveness through advanced two-dimensional temperature measurement using optical pyrometers

Mehmet Emin Balyemez, Stefan Heidinger, Mustafa Soyoral, Oğuzhan İncebacak·, Eike Martensen, David Albus, Ismail Korkmaz and Francesco Turoni

1. Introduction....767
2. Theoretical background....768
2.1. Temperature related phenomena in combustion-driven power plants....768
2.1.1. Fuel quality variation....768
2.1.2. Load....768
2.1.3. SNCR operation and NH_3 slip....768
2.1.4. High temperature corrosion....768
2.1.5. Fouling & slagging....769
2.1.6. Emission levels....769
2.2. Combustion hygiene....769
2.3. Furnace exit gas tempertature as a diagnostic tool....770
3. EUflame 2D system....772
4. EREN Enerji Zonguldak ZETES II unit 3 – case study....773
4.1. System layout....773
4.2. Initial FEGT distribution and optimization....774
4.3. Secondary effects....776
5. Summary and conclusion....777
6. Outlook....777
7. References....778

List of abbreviations

AFR	air-fuel ratio	LoI	loss on ignition
CO	carbon monoxide concentration	NO_x	nitric oxide concentration
DCS	distributed control system	O_2	oxygen concentration
FEGT	furnace exit gas temperature	λ	air-fuel equivalence ratio
CDPP	combustion driven power plant	WTE	waste-to-energy
OFA	over fire air	SA	secondary air

This article presents the successful application of a smart two-dimensional temperature measurement system based on optical pyrometers for real-time determination of the two-dimensional flue gas temperature distribution at the end of the furnace (FEGT) in combustion-driven boilers. The study revolves around the optimization results achieved at EREN Enerji – ZETES II, where an advanced measurement system based on contactless optical sensors (EUtech EUflame 2D™) was applied to a 615 MW_{el} wall-fired boiler.

The implemented 2D temperature measurement system has demonstrated its effectiveness in adjusting and thus homogenizing the temperature distribution within the boiler cross-section. With the help of the continuous tomographic reconstruction of the temperature distribution at the furnace outlet, inhomogeneities due to suboptimal burner air-fuel-ratios (AFRs), for example, can be easily detected, identified and corrected. The achieved homogenization not only serves to optimize the combustion process but in turn enables a significant reduction in excess oxygen, leading to a notable improvement in boiler efficiency across various load ranges. Additionally, the power plant is operated with blends of Russian coal, Colombian coal and local coal with different properties. This adds another dynamic to the combustion process and by following the FEGT, operators are reducing the negative effect of varying coal parameters on the combustion process. This flexibility is crucial in many electricity markets where coal-fired boilers compete in a landscape increasingly impacted by renewable energy sources.

The case study highlights the economic viability and practical benefits of the EUflame 2D system, enabling the customer to enhance the safety, reliability, and efficiency of their boilers from the outset. By minimizing excess oxygen requirements and improving efficiency, the system contributes significantly to the reduction in NO_x and CO emissions, in line with environmental sustainability goals.

Notably, the presented state-of-the-art two-dimensional temperature measurement system is applicable to a wide range of thermal processes (e. g. coal-fired, gas-fired, biomass, waste-to-energy plants, etc.). It provides operators with a valuable tool to enhance the flexibility, reliability and availability of their boilers, thereby minimizing emissions and optimizing performance in the competitive market environment. As fossil-fired power plants continue to navigate the evolving energy landscape, the adoption of advanced and cost-efficient measurement systems become the imperative for maintaining competitiveness and sustainability.

1. Introduction

Since 2009, Eren Enerji provides for the rapidly increasing demand of electricity in Turkey's energy sector. The ZETES initiative includes five thermal power units with a total installed capacity of 2.79 GWe located in Çatalağzı and Muslu in the province of Zonguldak. ZETES is composed of a 160 MWe unit with fluidized bed technology, 2x615 MWe units with super critical pulverized coal and 2x700 MWe units. ZETES II refers to the 2x615 MWe units located in the southern section of the Zonguldak Eren thermal power plant.

Eren Enerji strives continuously for the improvement of the combustion process and overall plant efficiency. After years of controlling and optimizing the combustion process at the two ZETES II units, additional process information was necessary in order to exceed the state of optimization. The key quantity in any combustion driven power plant (CDPP) is temperature. In this regard, a measurement system for the two-dimensional temperature distribution of the flue gas at the furnace exit (FEGT) was considered. After investigating the available options, it was decided for the EUflame 2D system by EUtech with optical pyrometers over alternative systems. The system was installed in March 2023, while within a day after installation, significant improvements to the combustion process could be achieved in terms of flexibility and emissions. In the following, it is highlighted how the flue gas temperature is influenced by various phenomena and how in return various phenomena can be monitored and diagnosed by measuring the FEGT in absolute terms and distribution. Additionally, the case study of ZETES II unit 3 is presented with the immediate optimization of the thermal process enabled by the extra information of the EUflame 2D system. At last, an outlook on how the optimization journey with EUtech continues is provided.

2. Theoretical background

2.1. Temperature related phenomena in combustion-driven power plants

Many phenomena in a CDPP influence – or are influenced – by temperature, while some of them are displayed in figure 1 and discussed in the following.

2.1.1. Fuel quality variation

All CDPPs are subject to fuel quality variation. While some of them might not be significant (e. g. gas power plants), many of them are. This can be by design, such as waste-to-energy (WTE) power plants or for example when a power plant is operated with blends of coal. The variating heating value of the fuel is directly reflected in the furnace gas temperature for constant fuel mass flow.

2.1.2. Load

Changes in load are reflected in a change in furnace gas temperature. Depending on the kind of fuel supply, the load is controlled by a reduction in overall fuel flow (gas and WTE plants) or by a decrease of local fuel flow (coal/lignite and biomass plants), which in the latter case inevitable leads to a more inhomogeneous temperature in the furnace since only some burners are affected.

2.1.3. SNCR operation and NH_3 slip

Many power plants rely on the selective non catalytic reaction with the injection of ammonia (NH_3) in order to reduce the emission of nitric oxides (NO_x). The underlying reactions require a temperature window of around 850–1,050 °C. Missing this temperature window leads either to burning of the ammonia (> 1,050 °C) or to increased ammonia slip, where the NH_3 is emitted into the environment, adding to the emissions described in section 2.1.6 [1].

2.1.4. High temperature corrosion

Fuel may occasionally contain vanadium compounds or sulphates, which have the potential to create low melting point substances when burned. These molten liquid salts can be highly corrosive to stainless steel and other alloys that are typically resistant to corrosion at elevated temperatures [2].

2.1.5. Fouling & slagging

Residues from the combustion, soot and molten ashes are depositing on the surfaces in the boiler, most importantly on the functional heat transfer surfaces. This phenomenon requires cleaning (e. g. soot blowing [3]), which is cumbersome and costly. Crossing the melting temperature of the ash increases slagging significantly [4] [5].

2.1.6. Emission levels

Carbon monoxide (CO) and NO_x are the most prevalent components in the exhaust gas necessitating monitoring and controlling. The forming of both products is highly temperature dependent [6]. Merely the level of excess oxygen has a greater influence on the forming of these compounds. The interplay of CO, NO_x, and O_2 is highlighted more detailed in section 2.2.

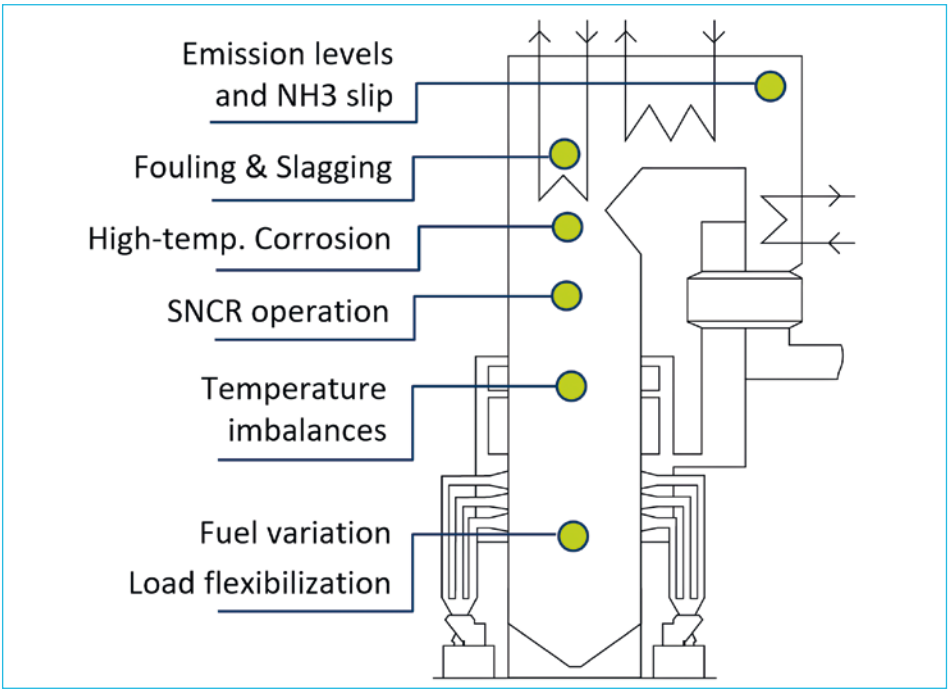


Fig. 1: Various areas of the combustion process influencing gas temperature – or influenced by gas temperature.

2.2. Combustion hygiene

Combustion hygiene describes the proper distribution of fuel and combustion air, specifically their locally tuned relation to each other, in order to ensure a *clean* combustion. The relationship between the mass flow of combustion air and fuel mass flow can be expressed by the air-fuel ratio (AFR = $\dot{m}_{air}/\dot{m}_{fuel}$) [7].

This ratio can then be used to calculate the air-fuel equivalence ratio ($\lambda = AFR/AFR_{stoich}$) by comparing the amount of oxygen needed for complete fuel oxidation to the oxygen content in standard air. The levels of NO_x and CO are directly influenced by the oxygen levels, which impact the efficiency and emissions of the combustion [6]. On the one hand, excess oxygen can lead to high NO_x concentrations and reduced thermal efficiency but lower CO levels. On the other hand, insufficient oxygen can result in loss on ignition and elevated CO levels, while the NO_x emissions are reduced. This optimization problem is illustrated qualitatively in figure 2. These relations hold for the combustion process as a whole but are also important on a local level, e. g. for each burner. At the burners, when the gas temperature is high, often a low λ is favored in order to prevent the forming of thermal NO_x as described in section 2.1.6. This means moving locally towards low λ-values on the diagram in figure 2, implying an increase in the CO levels. But since CO is not as stable as NO_x, it can be mitigated by adding more air (oxygen) at later stages of the combustion, when the temperature dropped significantly (over fire air – OFA). This method of emission mitigation via air distribution is called air staging and is part of any good combustion hygiene [8] [9] [10].

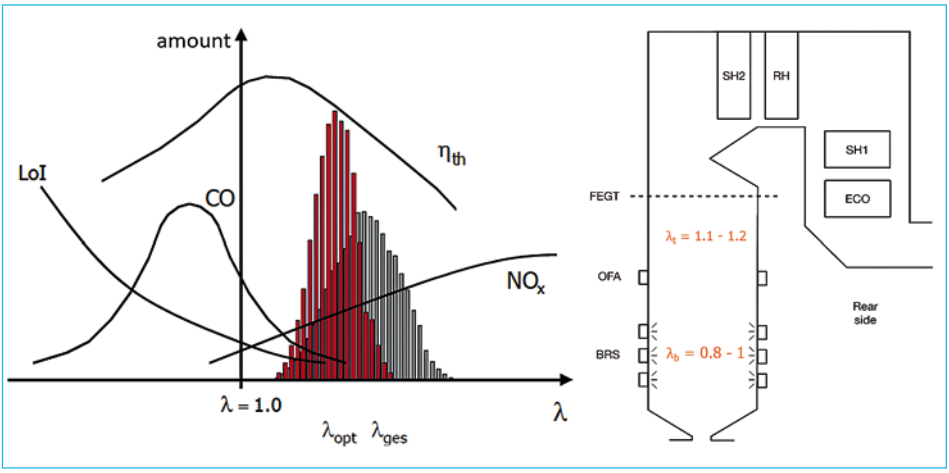


Fig. 2: **Left:** Qualitative plot of the effects of various degrees of the air equivalence ratio λ during combustion; **right:** Common λ-values for air staging in a coal-fired power plant.

2.3. Furnace exit gas tempertature as a diagnostic tool

While there are many different temperatures with many different diagnostic meanings in a CDPP, as laid out in section 2.1, the furnace exit gas temperature (FEGT) allows inferring the quality of the combustion process in the most general way. Knowledge of the FEGT in absolute values and distribution provides indication of:

Absolute temperature level

A quantitative information about the energy content of the flue gas, before entering the superheater.

Temperature balance

A quantitative information of the temperature distribution over the furnace cross-section, visualizing any imbalance, possibly affecting superheater temperature balance downstream.

Hot spot detection

Determining the spot with the hottest flue gas at the furnace cross section is important to assure that no excessive hot gas is close to any surfaces, causing unnecessary thermal stresses and high temperature corrosion issues, as described in section 2.1.4. Ideally, the highest temperature in the gas should still be lower than the melting point of the ash, in order to prevent excessive slagging, as described in section 2.1.5.

Qualitative λ at the individual burner

A well-tuned λ at a given burner leads to an optimal combustion and gas temperature. In case the λ is too low, not enough oxygen for the combustion of all the fuel is provided, leading to a lower than optimal temperature. On the opposite, when the λ is too high, each unit of fuel releases its energy into more than the necessary amount of air, leading to a lower than optimal gas temperature as well. This dependency is also reflected in figure 2. Consequently, spots of low temperatures imply a locally suboptimal combustion hygiene at the respective burners.

Partial load effects

The temporary shutdown of mills for partial load effects the temperature distribution in a certain and often reoccurring manner. The FEGT distribution helps to assess how operating the boiler outside of the point of design affects the process.

Dynamic effects

The visualization of dynamic temperature effects during start-up, shut down and load changes provides valuable information about the state of the thermal process, e. g. real-time temperature distribution.

3. EUflame 2D system

After highlighting the diagnostic power of the FEGT distribution in section 2.3, a state-of-the-art and cost-effective way for determining this quantity is presented in form of the EUflame 2D system [11]. This measurement system is based on optical pyrometers, which are applied on the outside of the boiler near the end of the furnace, as shown on the left side of figure 3. Tubing welded to the membrane walls allows for sealed access to the combustion chamber. In most cases, the access holes can be so small that they fit on the fin between membrane tubes with no need for tube bending on boiler walls.

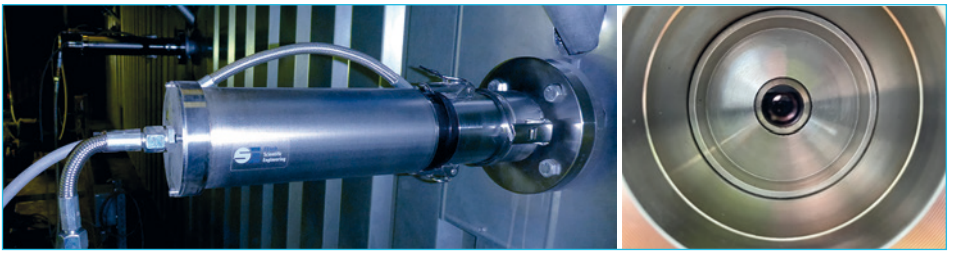


Fig. 3: EUflame sensor. **left:** mounted at boiler wall with cooling jacket; **right:** temperature resistant sapphire glass in the center, protecting the sensor behind; view from the boiler.

The sensors are supplied with pressurized air and a low but constant air stream over the glass protects the sensor from depositing fly ash, as shown on the right side of figure 3. For high temperature boiler environments, the sensor can be additionally equipped with a cooling jacket. For applications with excessive combustion residues in the flue gas, a cleaning device can be utilized, regularly and automatically freeing the access tube of possible deposits with pressurized air impulses, as displayed in figure 4.

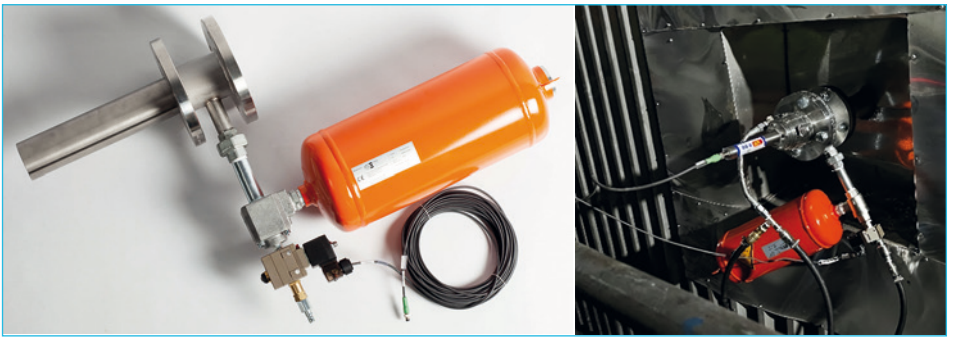


Fig. 4: **left:** Cleaning device with pressurized tank; **right:** EUflame sensor with cleaning device mounted on boiler wall.

Each pyrometer gathers one dimensional temperature information by analyzing the integral of the gas radiation along the line of sight or measurement path. By acquiring one dimensional temperature information from multiple directions, a two-dimensional temperature map can be reconstructed with algorithms similar to those applied in computed tomography [12].

Arbitrary temperature zones can be defined, in which the mean temperature value is calculated. These values can be then utilized for many different applications, e. g. tracking the temperature above individual burners or at the area of effect of individual SNCR injection lances.

With the patented burnout technology, an indication of combustion quality can be determined qualitatively and non-intrusive as well [12].

4. EREN Enerji Zonguldak ZETES II unit 3 – case study

4.1. System layout

The EUflame 2D system was put into operation for ZETES II unit 3 at the beginning of March 2023 at 45 m height, above the burners but below the OFA. The sensor layout, as depicted in figure 5, was chosen for optimal coverage of the furnace cross-section while maintaining acceptable system outlay. One sensor was placed over each vertical burner row, while two more sensors on either side of the furnace were applied for the two-dimensional information.

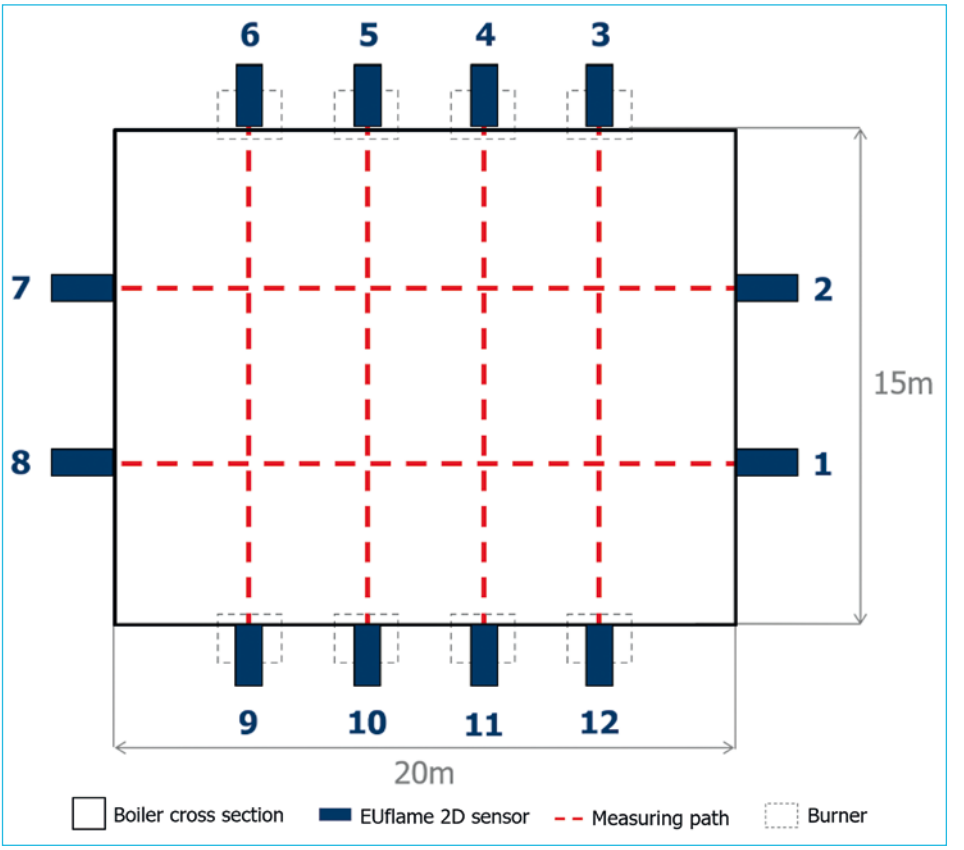


Fig. 5: Initial EUflame 2D sensor layout at ZETES II unit 3.

4.2. Initial FEGT distribution and optimization

Directly after the successful commissioning of the EUflame 2D system, the temperature distribution at the end of the furnace was shown to be inhomogeneous, as can be seen in the top graph of figure 6. The temperature distribution had several suboptimal characteristics. A strong imbalance between front and rear of the boiler could be observed. Additionally, the flue gas on the left side of the boiler was hotter than on the right side, leading to a hot spot in the left upper corner. By calculating the standard deviation, the homogeneity of the temperature distribution can be quantified. The initial standard deviation of the FEGT distribution was about $\sigma = 45$ K. Following the explanation in section 2.3, the low temperature in the lower right corner indicates a suboptimal air to fuel relation for at least one of the burners below this area.

After this diagnosis, the distribution of air (e. g. secondary air and over-fired air) was adapted to homogenize the temperature distribution. Within one day of the commissioning of the EUflame 2D system, the temperature distribution

depicted in the bottom graph of figure 6 was achieved. Compared to before, several primary aspects of the FEGT have been improved. The FEGT distribution was substantially homogenized, with the previous temperature imbalance between left and right as well as front and rear greatly diminished. As a result, the spot of the highest temperature moved to the center of the boiler and away from the heat transfer surfaces, where it can facilitate high temperature corrosion. The maximum temperature was decreased. This is important in order to stay below the melting point of any slagging producing compounds [12]. At the same time, the minimum temperature was increased, leading to a reduction in temperature spread that can be quantified in a lower standard deviation of σ = 30 K.

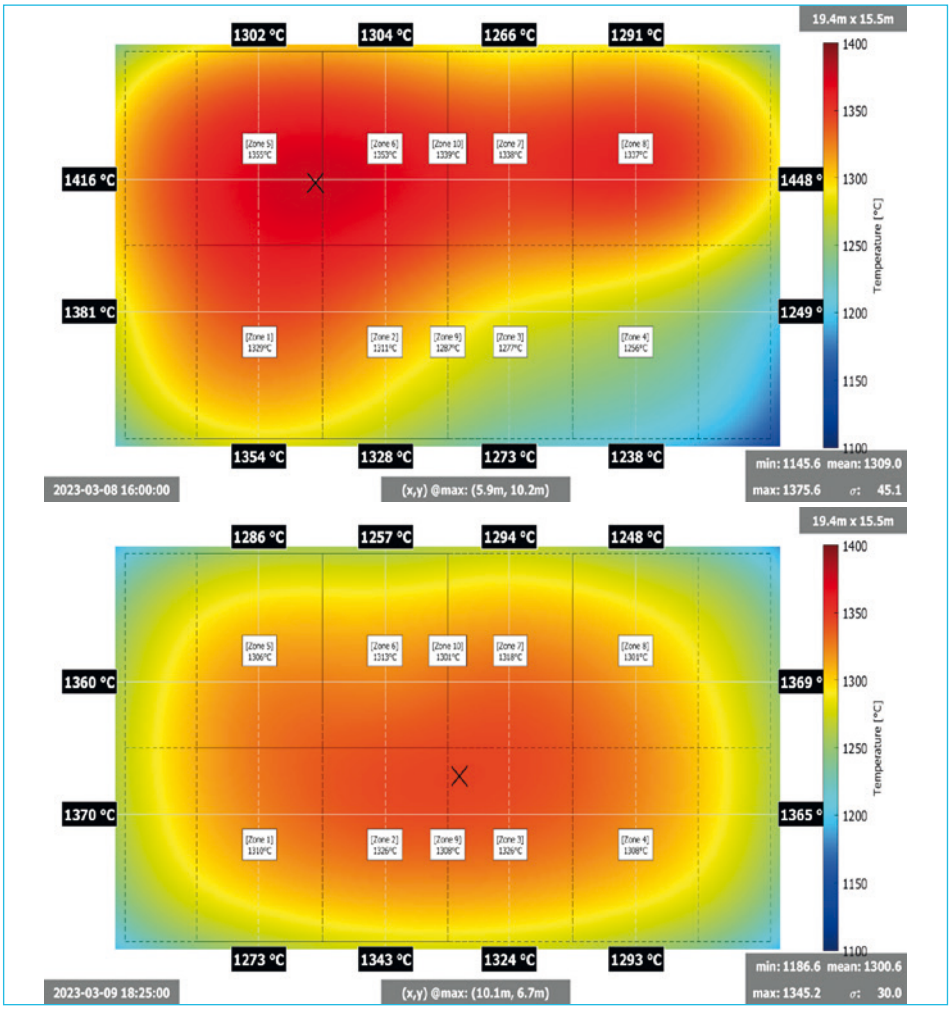


Fig. 6: Gas temperature distribution over the cross-section at the end of the furnace measured and visualized by the EUflame 2D system. **Top:** Initial state at commissioning; **bottom:** Optimized state one day after commissioning.

4.3. Secondary effects

The initial optimization focused on the homogenization of the FEGT distribution via the adaption of the secondary air (SA) distribution. Achieving a homogenic FEGT distribution implies an improvement of combustion hygiene on the individual burner level, as described in sections 2.2 and 2.3. In the case of ZETES II unit 3, this is reflected in a significantly decreased amount of excess O_2 in the flue gas, while at the same time CO and NO_x emissions were also lowered substantially, as can be seen in figure 7 a. The average excess O_2 was lowered from 5.6 % to 5.1 %, while at the same time CO was lowered from 25 mg/Nm^3 to 12 mg/Nm^3 and NO_x from 420 mg/Nm^3 to 375 mg/Nm^3. This was achieved in two sets of SA damper changes over the course of less than a day, as displayed figure 7 b. In order to highlight the process of how the FEGT distribution was homogenized at the same time, the distance between the hottest spot and the center of the furnace is plotted in figure 7 c. It decreases over the time of the optimization period from around 5 m down to 2 m. This is especially remarkable when considering the whole furnace dimensions of 15 x 20 m.

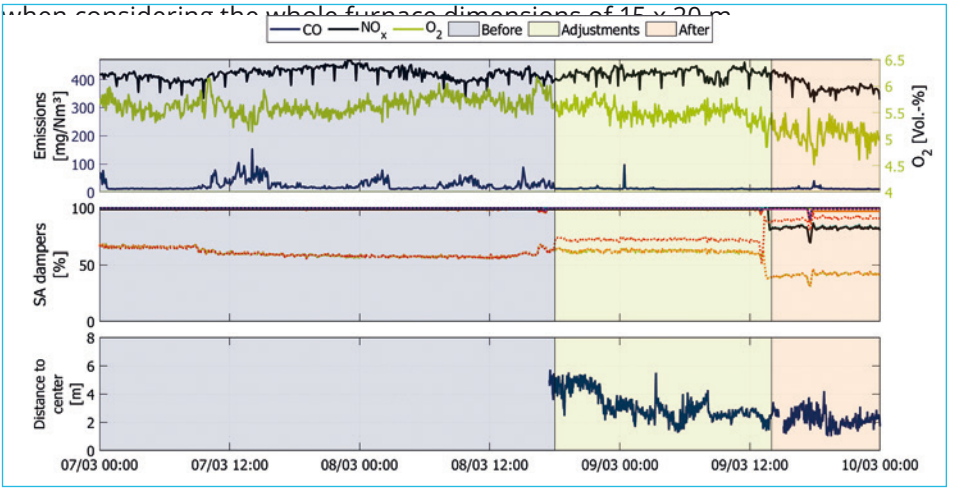


Fig. 7: Various process quantities displayed over time and categorized as before, during and after the optimization. **a)** Selected flue gas components. **b)** Secondary air damper positions. **c)** Distance of the hottest spot to the center of the furnace.

Figure 8 displays the important changes in the flue gas composition as histograms, where the effect of the optimization becomes even more pronounced. The spread of excess oxygen values stayed approximately the same, while the mean shifted from 5.6 % to 5.1 % as mentioned above. The spread of the CO levels narrowed in at 12 mg/Nm^3, while values above 20 mg/Nm^3 became outliers.

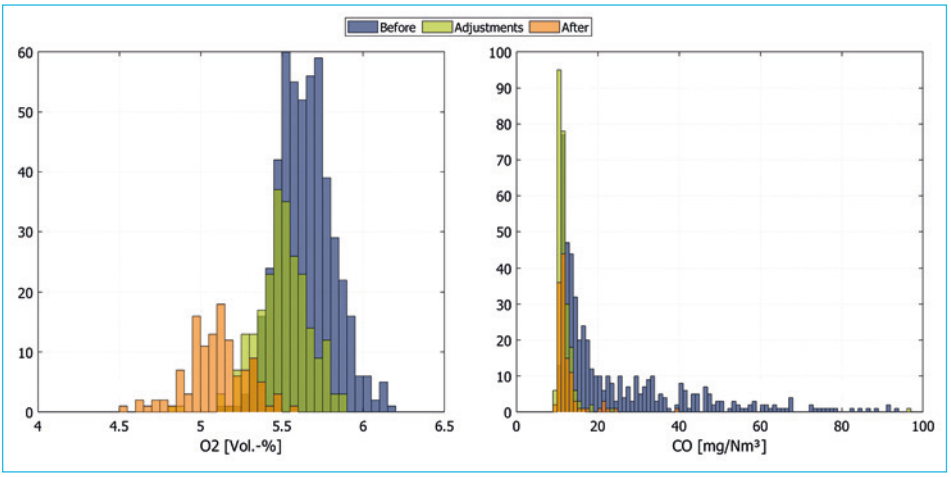


Fig. 8: Histograms of excess oxygen (**left**) and carbon-monoxide (**right**), indicated as before, during, and after the optimization.

5. Summary and conclusion

Temperature is *the* diagnostic quantity in a combustion driven power plant. The temperature with the most general diagnostic value is the furnace exit gas temperature (FEGT). The EUflame 2D system by EUtech allows to measure and visualize the FEGT in absolute terms and its distribution with non-intrusive optical pyrometers. Within one day of the application of EUflame 2D, Eren Enerji was able to optimize the combustion process in ZETES II unit 3. This includes the homogenization of the FEGT and the resulting decrease of excess O_2, CO and NO_x at the same time.

6. Outlook

Since the commissioning of the EUflame 2D system, it is an integral part of the daily process control and diagnostic routine at ZETES II unit 3. In order to tackle more issues related to fouling and slagging, the EUflame 2D system has been upgraded from twelve (12) to sixteen (16) sensors to increase temperature resolution close to the heat transfer surfaces at the side walls. Furthermore, operators can account for the composition of the coal, by matching the highest temperature indicated by EUflame with the melting point of the coal compounds indicated by laboratory analysis. In this regard, the EUflame systems helps to reduce slagging substantially. In addition, it was understood from the FEGT that the combustion in the furnace was completed only high in the boiler, close to the superheaters. Subsequently performed CFD simulations showed that the problem was an inadequate burner design. After revision of the burners, the combustion level was moved lower in the furnace, the CO level decreased,

and less combustion air was sufficient. The higher and more stable temperatures seen in the FEGT system after the revision, confirmed this situation. Additionally, the other boiler of ZETES II, unit 2, was equipped with a 16 sensor EUflame 2D system as well in order to reap the same benefits as with unit 3. Furthermore, Eren Enerji acquired an EUcoalflow mobile system by EUtech. This system allows for measurement of the pipe-to-pipe fuel distribution at each mill [13]. It can be utilized to detect pipe-to-pipe mass flow imbalances, track absolute mass flow to each burner, as well as the storage and release of fuel in the pipes due to changes in primary air. With the EUcoalflow system, Eren Enerji approaches the issue of proper AFR at each burner, as laid out in sections 2.2 and 2.3, not only from the air side, but also from fuel side.

7. References

[1] L. J. Muzio, J. K. Arand and D. P. Teixeira: Gas phase decomposition of nitric oxide in combustion products, Symposium (International) on Combustion, vol. 16, p. 199–208, January 1977.

[2] G. Y. Lai: High-temperature corrosion and materials applications, ASM international, 2007.

[3] A. Valero and C. Cortés: Ash fouling in coal-fired utility boilers. Monitoring and optimization of on-load cleaning, Progress in Energy and Combustion Science, vol. 22, pp. 189–200, 1996.

[4] M. M. Awad: Fouling of heat transfer surfaces, INTECH Open Access Publisher London, 2011.

[5] N. S. Harding and D. C. O'Connor: Ash deposition impacts in the power industry, Fuel Processing Technology, vol. 88, pp. 1082–1093, 2007.

[6] A. Panahi, S. K. Sirumalla, R. H. West and Y. A. Levendis: Temperature and oxygen partial pressure dependencies of the coal-bound nitrogen to NO_x conversion in O_2/CO_2 environments, Combustion and Flame, vol. 206, pp. 98–111, 2019.

[7] K. W. Ragland, K. M. Bryden and S.-C. Kong: Combustion engineering, CRC press Boca Raton, FL, 2011.

[8] S. Yavaş, S. Heidinger, U. Kilinc, E. Trennert, E. Martensen, D. Albus, I. Korkmaz and F. Turoni: Effective emissions reduction and plant optimization with smartcombustion performance analysis, A. Hurtado, M. Beckmann, Ed., Saxonia, Standortentwicklungs- und Verwaltungsgesellschaft mbH, Freiberg, 2023.

[9] E. C. Zabetta, M. Hupa and K. Saviharju: Reducing NO_x Emissions Using Fuel Staging, Air Staging, and Selective Noncatalytic Reduction in Synergy, Industrial & Engineering Chemistry Research, vol. 44, p. 4552–4561, June 2005.

[10] J. Blondeau, L. Rijmenans, J. Annendijck, A. Heyer, E. Martensen, I. Popin, A. Wijittongruang and L. Holub: Burner air-fuel ratio monitoring in large pulverised-fuel boilers using advanced sensors: Case study of a 660 MWe coal-fired power plant, Thermal Science and Engineering Progress, vol. 5, pp. 471–481, 2018.

[11] J. Blondeau, J. V. den Auweele, S. Alimuddin, F. Binder and F. Turoni: Online adjustment of Furnace Exit Gas Temperature field using advanced infrared pyrometry: Case study of a 1500 MWth utility boiler, Case Studies in Thermal Engineering, vol. 21, p. 100649, 2020.

[12] T. Richter, F. Turoni, M. Skomrock and D. B. und Piotr Olkowski: Sichere und moderne Versorgung: Smarte FEGT erhöht die Anlagenverfügbarkeit am Standort Neurath, A. Hurtado, M. Beckmann, Ed., Saxonia, Standortentwicklungs- und Verwaltungsgesellschaft mbH, Freiberg, 2021.

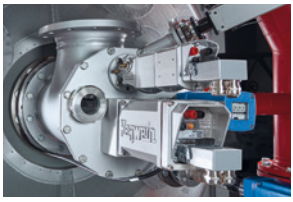
[13] M. Wiatros-Motyka: Optimising fuel flow in pulverised coal and biomass-fired boilers, IEA Clean Coal Centre, 2016.

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

KI-gestützte kontinuierliche Prozess- und Emissionsüberwachung in gas-gefeuerten Anlagen

Maik Nestler und Florian Schunke

1. Einführung 782
2. Regulatorische Anforderungen an PEMS – Aktueller Stand der Normung 782
2.1. Anforderungen der U.S. Environmental Protection Agency 782
2.1.1. 40 CFR Part 60 PS 16 782
2.1.2. 40 CFR Part 75 Subpart E 783
2.2. Anforderungen aus Sicht der EU 783
2.2.1. WG 37 – Europäische Normgebung für PEMS 784
2.2.2. Anwendbarkeit von PEMS in der EU 785
3. KI-gestütztes PEMS während der Modellierung 786
3.1. Herausforderung 786
3.2. Phase I 786
3.3. Phase II 787
3.4. Ablösung der AMS durch PEMS 788
4. Erfahrungen mit der Sensorvalidierung 788
4.1. Allgemein 789
4.1.1. Betrachtung der Sensoren im Tupel (Datensatz) 789
4.1.2. Berücksichtigung des Messwertdeltas 789
4.1.3. Robustheit vs. Sensibilität 790
5. Nutzung der Sensorvalidierung zur intelligenten Anlagenüberwachung 791
5.1. Situation 1: Beschreibung einer Situation aus H2B-Anlage 791
5.2. Situation 2: Beschreibung einer Erkenntnis aus K11/K12 792

1. Einführung

Predictive Emission Monitoring (PEM) stellt einen neuartigen, kostengünstigen Ansatz zur kontinuierlichen Emissionsüberwachung geführter Quellen dar. PEM-Systeme (PEMS) sind eine Alternative zu Automatischen Messeinrichtungen (AMS). Um für diese Aufgabe geeignet zu sein, müssen diese Systeme völlig konform den anwendbaren gültigen Vorschriften zur behördlichen Emissionsüberwachung sein.

2. Regulatorische Anforderungen an PEMS – Aktueller Stand der Normung

Um als zertifizierbare und akzeptierte Alternative zu AMS anerkannt zu werden und damit als behördliches Überwachungsinstrument einsetzbar zu sein, müssen sich auch PEMS auf ein solides Fundament an Normen und Vorschriften stützen können und strikt deren Anforderungen erfüllen. Diese Regelwerke beschreiben Mindestanforderungen, Anwendbarkeit sowie die Qualitätssicherung der Methoden und Ergebnisse. Die wesentlichen regulatorischen Rahmenbedingungen wurden durch die U.S. Environmental Protection Agency (EPA) sowie durch die EU mit ihren Mitgliedsländern erarbeitet und gesetzt. Viele Länder, auch außerhalb der USA und der EU, stützen sich teilweise sehr wesentlich auf deren Inhalte, so folgen der Nahe Osten sowie teilweise Lateinamerika sehr eng der U.S. EPA. China auf der anderen Seite versucht eine Kombination der besten Elemente anzuwenden, ergänzt um eigene Vorschriften und ein eigenes Normungswesen.

2.1. Anforderungen der U.S. Environmental Protection Agency

Die U.S. EPA hat die Performance Specification (PS) 16 erarbeitet und darin die Anforderungen an ein PEMS festgelegt. Die PS-16 ist Teil des sogenannten New Source Performance Standards (NSPS), auch als 40 Code of Federal Regulation (CFR) Part 60 bezeichnet. Auch in 40 CFR Part 75 finden sich im Subpart E „Alternative Monitoring"-Anforderungen, die PEMS erfüllt.

Im Folgenden werden die wesentlichen Elemente des Part 60 und Part 75 als Basis der behördlichen Emissionsüberwachung dargestellt.

2.1.1. 40 CFR Part 60 PS 16

Der Part 60 ist ein bereits seit 1971 existierendes umfängliches Kompendium an Vorschriften, welches stetig erweitert wurde. In diesem ist festgeschrieben, dass die kontinuierliche Überwachung von sogenannten *Primary Pollutants* (NO_x, SO_2, CO, Opazität und VOC) für Anlagentypen mit einer Leistung von mehr als

29 MW erforderlich ist. In der Performance Spezifikation (PS) 16 ist die Verfahrensweise zur Zertifizierung und Qualitätssicherung eines PEMS geregelt. Diese entspricht dem nachfolgenden Schema:

1. Relative Accuracy Test Audit (RATA) – Anfängliche Zertifizierung: Mindestens 27 Vergleichsmessungen bei drei verschiedenen Betriebsbedingungen. Eine Vergleichsmessung wird durch einen 21-Minuten-Mittelwert bestimmt.
2. Sensorvalidierung: Mindestens tägliche Überprüfung der Sensoren. Standard ist einmal pro Minute bzw. pro Ermittlungsintervall.
3. Relative Accuracy Audit (RAA) – Vierteljährliche Überprüfung: Mindestens neun Vergleichsmessungen mit einer portablen AMS.
4. Jährliche RATA: Einmalige Durchführung des Testprozedere der anfänglichen Zertifizierung pro Jahr.

Wurden alle RAA's und RATA's im ersten Jahr bestanden, kann die Frequenz der RAA's auf einen halbjährlichen Rhythmus reduziert werden.

2.1.2. 40 CFR Part 75 Subpart E

Im Zuge des Clean Air Acts wurde 1993 der Part 75 veröffentlicht. Ziel war es, die kontinuierliche Emissionsüberwachung und Berichtslegung unter dem Acid Rain Program (ARP) der EPA zu etablieren. Hierbei regelt der Subpart E die Verwendung von PEMS als alternatives Ermittlungsverfahren. Die Qualitätssicherung und Zertifizierung sind dabei äquivalent zur PS 16 des Part 60. Eine Ausnahme bildet hier die Startphase eines PEMS. In dieser muss die Qualität des PEMS gegenüber einer Standardreferenzmethode über eine Dauer von 720 validen Betriebsstunden nachgewiesen werden.

2.2. Anforderungen aus Sicht der EU

In der EU gelten für ein PEMS dieselben Vorschriften und Normen wie für ein AMS. Die wesentlichen Normen sind:

- Directive 2010/75/EU of the European parliament and of the council of 24 November 2010 on industrial emissions – IED directive,
- DIN EN 14181,
- DIN EN 15267 Blatt 1 bis 3,
- EU-Richtlinie 2015/2193,
- VDI 4201 Teil 1 bis 4.

Besonders wichtig ist die VDI 4201. Diese Richtlinie beschreibt digitale Schnittstellen, welche für eine nahtlose Integration des PEMS in die behördliche Emissionsdatenauswertung und weiterführend in die Automatisierungsnetzwerke der Industrieanlagen von großer Bedeutung sind.

2.2.1. WG 37 – Europäische Normgebung für PEMS

Im Rahmen des Comité Européen de Normalisation (CEN) Technical Committee 264 *Air Quality* wurde Ende 2012 eine Arbeitsgruppe (Working Group) WG37 konstituiert. Der wesentliche Impuls ging dabei von den Niederlanden aus, basierend auf: *Netherlands technical agreement* (NTA) 7379 Guidelines for PEMS – Execution and quality assurance. Die WG37 wird einen europäischen PEMS-Standard (EN) erarbeiten: *working document 264153 Predictive Emission Monitoring Systems (PEMS) – Applicability execution and quality assurance*. Die derzeit vorliegende *Technical Specification (TS)* schließt die anwendbaren Teile der EN 14181 und der EN 15267, Teil 1–3 ein. Tabelle 1 zeigt einen Vergleich zwischen der Qualitätssicherung in der PS 16 und der CEN/TS 17198 der EU.

Tab. 1: Vergleich Maßnahmen Qualitätssicherung PS 16 und CEN/TS 17198

Maßnahme	US EPA PS 16	CEN/TS 17198
Eignungsprüfung	nicht vorhanden	EN 14181 QAL 1
Anfängliche Zertifizierung	RATA	EN 14181 QAL 2
Sensorvalidierung	mind. einmal täglich	einmal pro Bestimmungszyklus
Unterjährige Prüfung	RAA	EN 14181 QAL 3
Jährliche Prüfung	RATA	EN 14181 AST

Mitgliedsländer der Arbeitsgruppe waren die Niederlande, Dänemark, Deutschland, Frankreich, Griechenland, Großbritannien, Italien, Norwegen, Schweden und Spanien. Die Abstimmung, um dieses Projekt nach Erarbeitung der TS zu aktivieren, fand Mitte 2016 statt und ergab eine einstimmige Bewilligung. 2018 veröffentlichte die Working Group (WG) 37 einen Weißdruck für die Verwendung von PEMS in Industrieanlagen. Die technische Spezifizierung CEN/TS 17198 beschreibt dabei *Emissionen aus stationären Quellen – Vorhersagende Systeme für die Überwachung der Emissionen (PEMS) – Eignung, Anwendung und Qualitätssicherung*. Die CEN/TS hat verbindliche Gültigkeit und wird in vielen Anlagen der Europäischen Union als Basis für die Anwendbarkeit der PEMS-Technologie genutzt.

2.2.2. Anwendbarkeit von PEMS in der EU

Die deutsche Kommission Reinhaltung der Luft im VDI/DIN (KRdL) hat darüber hinaus eine Untergruppe zur Arbeitsgruppe *Emissionsermittlung mit automatischen Einrichtungen* eingerichtet, die als deutsches Spiegelgremium u. a. auch für die WG37 fungierte. Aufgabe dieses Gremiums war die Erarbeitung einer deutschen VDI-Expertenempfehlung VDI EE 3952 zu PEMS. Die Expertenempfehlung wurde in 2024 veröffentlicht und beinhaltet im Wesentlichen folgende Schwerpunkte für den regulatorischen Einsatz in Deutschland:

- Normative Grundlagen zum Einsatz von PEMS,
- Grundlegender Aufbau und Implementierung eines PEMS,
- Anforderung zur Eignungsprüfung und Zertifizierung,
- Prüfung des ordnungsgemäßen Einbaus,
- Kalibrierung und Validierung des PEMS,
- Funktionsprüfung und Qualitätssicherung.

Die Expertenempfehlung VDI EE 3952 beschreibt ebenfalls die Anwendungsbereiche des PEMS für den Einsatz zur kontinuierlichen Emissionserfassung an erdgasgefeuerten Verbrennungsanlagen. Durch die Expertenempfehlung VDI EE 3952 wird somit der Einsatz des PEMS in z. B. Gasturbinen, Verdichterstationen, Gasmotoren, Biogasanlagen etc. unterstützt.

Hinsichtlich einer Nutzung von PEMS als Alternative zur AMS kann die Lesart zugrunde gelegt werden, dass Emissionen nicht notwendigerweise mit Analysatoren gemessen werden müssen. Die 13. Verordnung zur Durchführung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes (Juli 2021) besagt unter § 17, dass der Betreiber Emissionsparameter kontinuierlich zu ermitteln, zu registrieren, auszuwerten und gegebenenfalls der zuständigen Behörde unverzüglich zu übermitteln hat. Ähnlich liest sich die Erste Allgemeine Verwaltungsvorschrift zum Bundes-Immissionsschutzgesetz unter 5.3.3.4:

… Auswahl von Einrichtungen zur Feststellung der Emissionen. Für die kontinuierlichen Messungen sollen geeignete Mess– und Auswerteeinrichtungen eingesetzt werden, die die Werte der nach Nummer 5.3.3.2, Nummer 5.3.3.3 oder Nummer 5.3.4 zu überwachenden Größen kontinuierlich ermitteln, registrieren und nach Nummer 5.3.3.5 auswerten.

Ermitteln, mittels geeigneter Verfahren zur Bestimmung der Emissionen, kann durch Messen oder Berechnen gleichermaßen erfolgen. Für einen angestrebten Einsatzfall eines PEMS als behördliche Emissionsermittlung ist die Abstimmung mit der zuständigen Behörde erforderlich. Daher ist für die Anwendung von

PEMS und deren behördliche Akzeptanz – vor allem beim Fehlen von eindeutigen und verpflichtend anzuwendenden Standards – ein frühzeitiges Einbinden der zuständigen Überwachungsbehörde notwendig.

3. KI-gestütztes PEMS während der Modellierung

Bei PEMS-Installationen im Brown-Field-Bereich sind in den meisten Fällen kalibrierte und qualitätsgesicherte AMS am Kamin installiert. Die historischen Messdaten der installierten AMS bilden eine sehr gute Basis zur Erstellung eines initialen Emissionsmodells. Um das Emissionsmodell an das aktuelle Verhalten der Anlage zu adaptieren, kann die Modellerstellung durch die Verwendung von künstlicher Intelligenz unterstützt werden.

3.1. Herausforderung

Bei einer Anlage, welche mit Gas gefeuert wird, soll die installierte AMS im ersten Schritt um ein PEMS erweitert werden. Im zweiten Schritt soll die kontinuierliche Emissionsüberwachung vollständig durch das PEMS übernommen und die AMS abgelöst werden. Die Phase des Parallelbetriebs soll zur kontinuierlichen Verbesserung des Emissionsmodells des PEMS dienen.

3.2. Phase I

Bei der geplanten Installation handelt es sich um eine Inbetriebnahme im Brown-Field-Bereich. Das heißt, dass die Anlage bereits in Betrieb ist und über eine kalibrierte und qualitätsgesicherte AMS verfügt. Zusätzlich kann auf die historischen Prozessdaten der Anlage mit einer Auflösung von mindestens einer Minute zugegriffen werden.

In der ersten Phase des Projektes werden aus der Historie der Prozess- und Emissionsdaten Zeiträume ausgewählt, welche für die Erstellung des initialen Emissionsmodells verwendet werden. Folgende Kriterien werden für die Auswahl der Zeiträume verwendet:

- nach AST oder QAL2
- unterschiedliche klimatische Bedingungen
- An- und Abfahrphasen
- komplettes Lastspektrum

Aufgrund des großen Umfangs der Datenbasis werden vier bis sechs Wochen Trainingsdaten aus der Historie verwendet. Die Sensorauswahl erfolgt analog zu einer Installation im Green-Field-Bereich:

1. Auswahl des ersten Satzes an Sensoren mit Hilfe der Anlagendiagramme
2. Besprechung der initialen Sensorauswahl mit dem Anlagenbetreiber
3. Anlagenzustandsanalyse mit den ausgewählten Sensoren
4. finale Festlegung der zu im Emissionsmodell zu verwendenden Sensoren

Das Ende der Phase I bildet die Installation und Inbetriebnahme des initialen Emissionsmodells in der Anlage. Hierbei empfiehlt es sich, die durch das PEMS bestimmten Emissionsdaten durch einen Emissionsauswerterechner auswerten zu lassen. Diese Daten können dann gemeinsam mit den Daten der AMS dargestellt werden. So erhält der Anlagenbetreiber einen Überblick über den Vergleich der PEMS und AMS-Daten.

3.3. Phase II

Das Verfahren zur Verbesserung und Optimierung eines Emissionsmodells kann nun durch den Einsatz einer KI automatisiert werden. Unerlässlich für die KI-gestützte Modelloptimierung ist das Sensorvalidierungssystem des PEMS. Die KI ist so konfiguriert, dass nur diejenigen Datenpunkte zur Optimierung des Emissionsmodells verwendet werden, welche durch das Sensorvalidierungssystem als valide erkannt wurden.

Im ersten Schritt der Sensorvalidierung werden aktuelle Sensorwerte S_1 bis S_p aufgenommen. Durch das Sensorvalidierungsmodell wird für jeden Sensorwert S_i ein Erwartungswert S^*_i bestimmt. Über den Vergleich von Sensorwert und Erwartungswert bestimmt das System, ob ein Sensorwert valide ist. Ist diese Prüfung für alle Sensoren positiv, so wird der Datenpunkt verwendet, um das Emissionsmodell zu verbessern.

Wird durch das Sensorvalidierungssystem festgestellt, dass über einen längeren Zeitraum keine validen Datenpunkte vorliegen, so wird diese Phase als neue Anlagenbetriebsart erkannt und ebenfalls dem Modell hinzugefügt. Neu hinzugefügte Anlagenbetriebsarten werden im System dokumentiert. Diese Phasen werden vor der Installation des optimierten Modells durch den Systemingenieur geprüft. Wird hierbei festgestellt, dass es sich nicht um eine neue Anlagenbetriebsart handelt, sondern um einen fehlerhaften Anlagenzustand, so wird diese Phase wieder exkludiert.

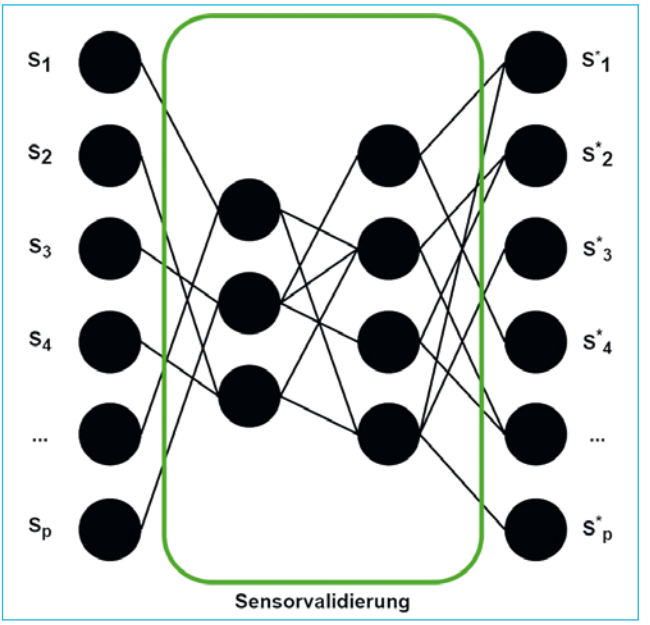


Abb. 1: Funktionsweise Sensorvalidierung

3.4. Ablösung der AMS durch PEMS

Die KI-gestützte Modelloptimierung startet im Idealfall nach der QAL2 respektive AST und wird bis zur nächsten QAL2 bzw. AST fortgeführt. Anschließend erfolgt dann keine AST bzw. QAL2 der AMS, sondern die Kalibrierung des PEMS. Nach der erfolgreichen Abnahme des PEMS darf keine weitere Optimierung des Emissionsmodells erfolgen. Wird nach der Kalibrierung das Emissionsmodell um einen Datenpunkt erweitert, muss zwingend eine erneute Kalibrierung erfolgen.

4. Erfahrungen mit der Sensorvalidierung

Innerhalb des PEMS stellen die Basisdaten der Sensoren die Grundlage der weiteren Wertermittlung dar. Um diese Basis absolut belastbar zu gestalten, ist ein gut funktionierendes und situativ eingestelltes Sensorvalidierungssystem für den Einsatz eines PEMS maßgeblich. Werden von einem Sensor abweichende Messwerte bereitgestellt, so kann dies zu großen Änderungen bei der Emissionsermittlung führen.

4.1. Allgemein

Die Sensordaten werden mit dem PEMS kontinuierlich auf Änderungen und Abweichungen geprüft. Diese Prüfung erfolgt unabhängig weiterer Systeme innerhalb der Automatisierung des Betreibers. Durch die systemunabhängige Beurteilung der Sensor- und Prozessgüte kann wahlweise eine Signalisierung zu Änderungen im Prozess oder einer betreiberspezifischen KPI-Abbildung erfolgen. Die Beurteilung der Sensorwerte erfolgt integriert im Sensorvalidierungssystem auf verschiedenen logischen Ebenen.

4.1.1. Betrachtung der Sensoren im Tupel (Datensatz)

Bei der Validierung eines Sensors wird der Messwert stets im Kontext zu Messwerten ähnlicher Sensoren betrachtet. Sensoren werden als ähnlich zueinander angesehen, wenn z. B.:

- die absolute Korrelation hoch ist,
- ein kausaler Zusammenhang besteht oder
- mithilfe statistischer Verfahren ein Zusammenhang festgestellt wurde.

Nur wenn der Messwert eines Sensors zusammen mit den Messwerten der ähnlichen Sensoren einen plausiblen Wert liefert, wird dieser als valide gekennzeichnet. Als statistische Verfahren werden u. a. angewendet:

- Clusteranalyse,
- Hauptkomponentenanalyse (PCA),
- Q-Statistik.

4.1.2. Berücksichtigung des Messwertdeltas

Ein weiterer wichtiger Faktor ist die Veränderung des Messwertes. Der aktuelle Messwert eines Sensors kann eine signifikant andere Anlagensituation beschreiben, wenn der vorherige Messwert größer bzw. kleiner war. Betrachtet man zum Beispiel die Brennstoffmenge, so beschreibt eine ansteigende Brennstoffmenge, dass die Anlage ihre Leistung erhöht und z. B. der Druck im Brennraum zunimmt. Nimmt die Brennstoffmenge hingegen ab, so ist mit einer Abnahme der Leistung und z. B. einer Abnahme des Brennraumdrucks zu rechnen.

4.1.3. Robustheit vs. Sensibilität

Eine der größten Herausforderungen beim Sensorvalidierungssystem (SVS) ist es, die schmale Integration zwischen Robustheit und Sensibilität darzustellen. Das System sollte zum einen sensibel genug sein, um unnormale Abweichungen in den Messwerten der Sensoren sofort zu erkennen und zum anderen robust genug, um nicht schon bei der kleinsten Abweichung von der Erwartung einen Fehler zu kommunizieren. Daher wird im SVS für jeden Sensor ein Vertrauensbereich definiert. Dieser basiert unter anderem auf der ausgewiesenen Messwerttoleranz des Sensors. Ergänzenden Einfluss hat dabei die Variabilität des Sensors aus den aufgezeichneten Trainingsdaten der Messkampagne. Ein zu geringer Vertrauensbereich hat den Effekt einer zu sensiblen Meldung von falsch positiven Ereignissen, das heißt, Sensoren werden fälschlicherweise als nicht valide gekennzeichnet. Dies führt zu einer Meldungsflut im Managementsystem und verunsichert das Betreiberpersonal. Um die notwendige Betriebssicherheit einzustellen, ist es unerlässlich, die Vertrauensbereiche so anzupassen, dass die falsch positiven Ereignisse systemisch verhindert werden und gleichzeitig die Sensibilität zur Identifizierung von nicht validen Sensoren effektiv möglich ist.

4.1.4. Unterscheidung zwischen Ausfall, Fehlfunktion und Änderung der Anlagenfahrweise

Bei einem negativen Ausgang der Sensorprüfung ist es oft schwierig zu bestimmen, ob es sich um:

1. einen Sensorausfall handelt. D. h., der Sensor ist defekt und liefert keine Messwerte. Oft liefern die verwendeten Sensoren keine Statusinformationen. Daher bekommt das PEMS weiter einen Messwert. Meistens bleibt dieser dann konstant.
2. eine Fehlfunktion des Sensors handelt. D. h., der Sensor liefert Messwerte, welche größer oder kleiner als die realen Werte sind.
3. eine Änderung der Anlagenfahrweise handelt. D.h., der Sensor misst korrekt, jedoch ist der aktuelle Anlagenzustand nicht Bestandteil der Trainingsdaten gewesen.

Eine Fehlfunktion von einer Änderung der Anlagenfahrweise zu unterscheiden, ist oft nicht möglich. Daher muss bei permanenten Störungsmeldungen für einen Sensor oft eine weitere Analyse der Anlage zu dem Zeitpunkt der Ereignisse durchgeführt werden, um die Ursache herauszufinden.

5. Nutzung der Sensorvalidierung zur intelligenten Anlagenüberwachung

Im vorherigen Abschnitt konnte aufgezeigt werden, dass das Sensorvalidierungssystem nicht nur ein essenzieller Bestandteil eines PEMS ist, sondern auch einen erheblichen Mehrwert für die automatisierte und kontinuierliche Anlagenüberwachung in Form einer systemunabhängigen Intelligenz liefert. Sensorfehler und Änderungen im Produktionsprozess, welche sonst nur bei der jährlichen Funktionsprüfung der Anlage auffallen, werden unabhängig von umfangreichen Revisionen und damit verbundenen Stillständen erkannt und im System des Betreibers signalisiert. Neben der Erkennung von fehlerhaften Sensoren, ist das SVS auch in der Lage zu erkennen, ob der Sensor

- driftet,
- stagniert oder
- alternierend schwankt.

Gleichzeitig erfolgt eine Prognose der zu überwachenden Werte auf Basis der Trainingsdaten. Mit dieser aufwendigen Methode ist es möglich, diesem Wert eine Echtzeitanalyse mit dem ursprünglichen Wert des Anlagenteils aufzuerlegen. Ergeben sich zwischen prognostiziertem und tatsächlichem Wert Unterschiede, so liegt eine Störung am Sensor oder dem zu überwachenden Prozess vor. Diese Informationen können verwendet werden, um frühzeitig fehlerhafte Sensoren zu erkennen oder auf sich ändernde Prozessparameter hinzuweisen. Durch eine weitere Betrachtung der Daten in Form von flexiblen KPI-Auswertungen stellen sich an Anlagenteilen und Prozessen dynamische Wartungsintervalle ein und sparen somit signifikante Kosten für Wartung, Service und Reparatur. Ein weiteres Augenmerk ist die Dynamisierung von Fertigungsprozessen, welche mit dem Konzept des SVS in Verbindung mit flexiblen Wartungsintervallen dem Betreiber weitere Effektivität bei der Produktion und gleichzeitig erhöhte Funktionssicherheit bietet.

5.1. Situation 1: Beschreibung einer Situation aus H2B-Anlage

Das Sensorvalidierungssystem ist fester Bestandteil eines PEMS. Beispielsweise wurde in einer PEMS-Installation erkannt, dass ein Temperatursensor Werte lieferte, welche nicht plausibel waren. Eine durch den Betreiber eingeleitete Untersuchung stellte im Anschluss fest, dass der Temperatursensor tatsächlich 10 °C zu wenig anzeigte. Dies konnte aufgrund der Information aus dem Sensorvalidierungssystem und dem Vergleich mit einem anderen Temperatursensor in unmittelbarer Nähe bestätigt werden. Somit konnte durch die Echtzeitüberwachung der Sensoren im PEMS der fehlerhafte Sensor getauscht werden.

5.2. Situation 2: Beschreibung einer Erkenntnis aus K11/K12

Bei der Installation von PEMS an Neuanlagen ist stets darauf zu achten, dass die Trainingsdaten zum Anlernen des PEMS erst dann aufgezeichnet werden, wenn die Anlage final konfiguriert wurde. Eine signifikante Änderung von Ventilpositionen oder Druckeinstellungen nach der Anlernphase führt zu Störungen im Onlinebetrieb, da diese Anlagenzustände für das PEMS nicht bekannt sind. In solchen Situationen muss stets ein neuer Trainingsdatensatz aufgenommen werden und das PEMS neu angelernt werden.

Durch den Mehrwert eines signifikant eingestellten Sensorvalidierungssystems auf die jeweiligen Anlageneigenschaften erhält der Betreiber eine aussagefähige kontinuierliche Überwachung der sensiblen Anlagen- und Prozessteile. Dadurch ist es möglich, die Kosten für Wartung, Service und Reparaturen zu senken und gleichzeitig die Flexibilität in der Produktion – auch in Hinblick auf planmäßige Revisionen – zu erhöhen. Ergänzend stellt die Implementierung des SVS, unabhängig von PEMS in unterschiedlichen Anlagenteilen und verteilten Liegenschaften, die Basis für eine universelle KPI-Auswertung und Betrachtung auch prognostizierter Werte dar. Derartige Systeme sind Bestandteil einer mittelfristigen Strategie, um den effizienten sowie sicheren Betrieb von technischen Anlagen und Produktionsstätten erheblich zu steigern.

Dekarbonisierung der Energiesysteme und ihre Auswirkung auf Leittechniksysteme

Michael Meissner, Stefan Niebler, Benedikt Rücker, Argyrios Chatzopolous, Elisabeth Burghart, Manfred Lustig und Johannes Laubach

1. Einleitung 793

2. Die Komplexität des neuen Energiemarktes 794

3. Anforderungen an das Leittechniksystem 795

3.1. SCADA-Systeme – Für eine vernetzte Energiewelt 795

3.2. Simulation – Risiken minimieren und zunehmende Komplexität beherrschen 797

3.3. Cybersecurity – Neue Sicherheitsanforderungen in einer vernetzten Welt 800

3.4. Neue IT-Konzepte auf dem Prüfstand 803

4. Fazit und Ausblick 804

5. Quellen 805

SCADA	Supervisory Control and Data Acquisition
IT	Informationstechnologie
OT	Operational Technology, dt. Operative Technologie

1. Einleitung

Die Transformation der Energiesysteme im Rahmen der Energiewende bezeichnet den Übergang einer auf fossilen Brennstoffen basierten Energieversorgung hin zu einer nachhaltigen, klimafreundlichen und dezentralen Energieerzeugung. Im Zuge der Energiewende wird verstärkt auf erneuerbare Energiequellen wie Windkraft, Solarenergie, Wasserkraft und Biomasse gesetzt, um die Abhängigkeit von fossilen Brennstoffen zu reduzieren und die Treibhausgasemissionen zu verringern.

Neben der Dekarbonisierung der Erzeugung tragen weitere Einflüsse zur Transformation der Energiesysteme bei. Dazu zählen geopolitische Veränderungen, die zu einer veränderten Sicherheitsstruktur, sowie demografische Auswirkungen, die zu einem Fachkräftemangel führen und veränderte Bedienkonzepte nach sich ziehen. Darüber hinaus zeichnen sich neue IT-Strukturen ab, die die Grenzen zwischen IT und OT maßgeblich verändern.

Diese wesentlichen Veränderungen stellen neue Anforderungen an die Leittechnik. Sie muss mit innovativen Ansätzen flexibel auf die oben genannten Entwicklungen reagieren. Aus Sicht des Anbieters sollen in diesem Beitrag die wesentlichen Entwicklungen dargestellt werden und zur Diskussion anregen, welche weiteren Funktionalitäten und Trends am Markt benötigt werden.

2. Die Komplexität des neuen Energiemarktes

Die Transformation der Energiesysteme hin zur Klimaneutralität erfordert einen außerordentlichen Wandel der Energiewirtschaft. Die Kraftwerkslandschaft der Vergangenheit war geprägt von einer überschaubaren Anzahl von Großkraftwerken. Der Fokus lag auf diesen wenigen zentralen Erzeugeranlagen, die standortspezifisch betrieben wurden.

Bereits heutzutage wird Energie auf unterschiedliche Weise, zu unterschiedlichen Zeiten und von unterschiedlichsten Technologien erzeugt. Das Ergebnis ist eine immense Komplexität der Energieerzeug. Eine Komplexität, die sorgfältig verwaltet werden muss, damit das Verteilnetz die erforderliche Energie ohne unerwünschte Unterbrechungen oder Ausfallzeiten an die Kunden liefern kann. Der Stromerzeugungsmix, wie exemplarisch in Abbildung 1 dargestellt, umfasst heute noch traditionelle Großanlagen: Gas- und Dampfturbinen, Industriegasturbinen, Wasserkraft und Biomasse. Daneben gibt es fluktuierende Stromquellen, die nur zu bestimmten Zeiten und unter bestimmten Bedingungen verfügbar sind, darunter Windkraft- und Photovoltaikanlagen. Darüber hinaus gibt es für die Verteilnetze neue Optionen: Batteriespeicher, Biogas und kleine Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen. Ebenfalls gerade erst ins Spiel kommen Wasserstoff, der sich noch in einem frühen Entwicklungsstadium befindet, und das neue Konzept von Power-to-X. Dies ermöglicht es, Strom in Zeiten des Überschusses vom Netz zu entkoppeln (z. B. wenn schwankende Quellen mit hoher Effizienz arbeiten) und für industrielle Prozesse oder andere nicht netzbezogene Anwendungen zu verwenden [1].

Abgesehen von dem immer komplexeren Technologiemix, der heute für die Stromerzeugung verwendet wird, müssen auch die verschiedenen Formen kommerzieller Vermittler betrachtet werden. Dazu gehören Energieunternehmen oder Industrie- und Gewerbebetriebe, die überschüssigen Strom stündlich oder minütlich an das Netz verkaufen können.

Um die zunehmende Komplexität zu beherrschen und die Transformation des Energiesystems effizient zu gestalten, braucht es digitale Lösungen: Intelligente Messsysteme, Kommunikationstechnologien, Datenbanken, Datenräume und Datenanalysen, künstliche Intelligenz, Cyber-Sicherheitsstrategien, automatisierte Prozesse sowie datenbasierte Endverbraucheranwendungen [2].

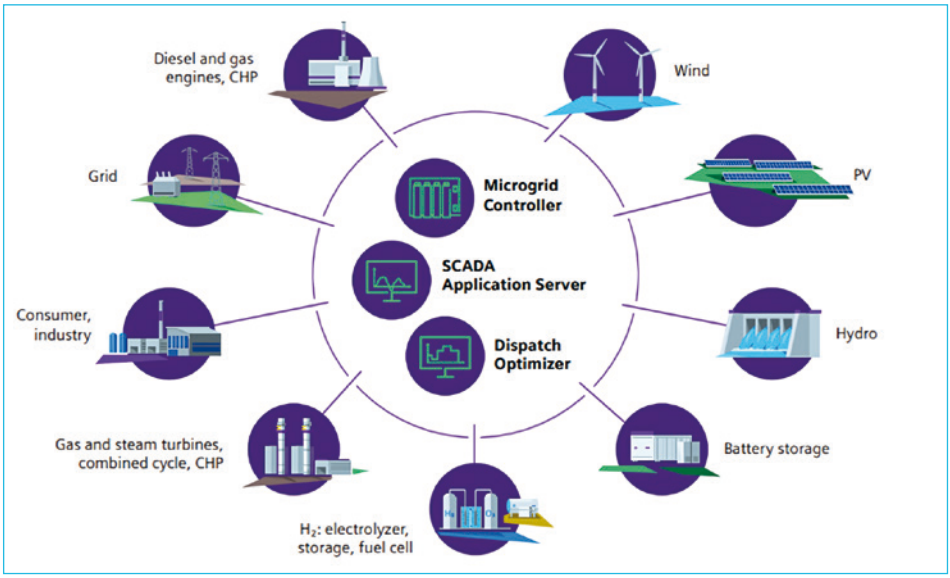


Abb. 1: Prinzipielle Darstellung von Teilnehmern der neuen Energielandschaft

3. Anforderungen an das Leittechniksystem

Im Folgenden sollen die wesentlichen Entwicklungen im Bereich der Leittechnik aus Sicht des Anbieters Siemens Energy dargestellt werden.

3.1. SCADA-Systeme – Für eine vernetzte Energiewelt

SCADA-Systeme sind von zentraler Bedeutung für die moderne Energiewelt und spielen eine wesentliche Rolle bei der Dekarbonisierung der Energiesysteme. Diese Systeme ermöglichen die Überwachung, Steuerung und Optimierung von Energieerzeugungs- und -verteilungsprozessen in Echtzeit, was zu einer effizienteren und zuverlässigeren Energieversorgung führt. In einer zunehmend dekarbonisierten Energielandschaft, in der erneuerbare Energiequellen wie Wind- und Solarenergie eine immer größere Rolle spielen, müssen SCADA-Systeme in der Lage sein, komplexe und variable Datenmengen zu verarbeiten und zu analysieren.

Die Datenmengen kommen von dezentralen Anlagen und werden in der Zentralwarte verarbeitet. T3000 SCADA dient als Basis einer Zentralwarte.

Ein SCADA-System steuert untergeordnete Systeme und die untergeordneten Systeme verfügen häufig über ein Fremdsystem. Fremdsysteme haben nicht die gleiche Bedien- und Überwachungsphilosophie wie T3000 SCADA. Durch die verschiedenen Bedien- und Überwachungsphilosophien muss sich das Bedienpersonal vor allem bei großen Energieerzeugungsanlagen mit Mehraufwand auseinandersetzen. Es empfiehlt sich, das gleiche System zu verwenden, um die Mitarbeiter zu entlasten und um einen optimalen Anlagenbetrieb der dezentralen Anlagen zu gewährleisten.

Um einen optimalen Betrieb zu gewährleisten, muss es eine Möglichkeit geben, die Bedienberechtigungen für die Steuerung der Zentralwarte und der dezentralen Anlagen zu bestimmen. Mit anderen Worten, welches System kann zu welchem Zeitpunkt gesteuert werden. Darüber hinaus kann das System verwendet werden, um KPIs aus aktuellen Prozesswerten von dezentralen Anlagen in der Zentralwarte zu erzeugen oder auch zu berechnen. Im System besteht zudem die Möglichkeit, Alarme und Events aus den dezentralen Anlagen in der Zentralwarte in der Alarm-Sequence-Display und der Event-Sequence-Display anzuzeigen und entsprechend zu reagieren. Darüber hinaus ist es möglich, dass von der Zentralwarte aus Werte an die dezentralen Anlagen übermittelt werden (sogenanntes *Forcen*, also das Erzwingen von Werten), wobei Simulationswerte für die dezentralen Anlagen festgelegt werden.

Zudem sind SCADA-Systeme heute großen Risiken durch Cyberangriffe ausgesetzt. Es ist daher empfehlenswert, die Kommunikationskanäle zu den einzelnen Energiesystemen so gut wie möglich zu sichern, vorzugsweise mit einer Ende-zu-Ende-Verschlüsselung (E2EE).

Keine dieser Anforderungen ist in den meisten SCADA-Lösungen integriert. Obwohl SCADA- Lösungen bereits existieren, reichen die Funktionalitäten nicht für die Herausforderungen aus, denen sich die Stromerzeugung und die Stromnetze heute gegenübersehen. Tatsächlich erhöht die Existenz mehrerer SCADA-Lösungen die Fragmentierung im Netzwerk. Der Aufwand, Informationen zu sammeln und zu analysieren führt zu Verzögerungen und birgt das Risiko, die sichere Bedienung und Überwachung des Gesamtsystems zu gefährden.

Ein technisches Konzept zur Umsetzung ist in Abbildung 2 dargestellt. Mit diesem Konzept werden wesentliche Punkte realisiert:

- einheitliches System und somit eine einheitliche Bedienoberfläche;
- sichere Kommunikation zu den Energieanlagen;
- vereinfachte Integration von weiteren Assets;
- Festlegung der Bedienberechtigung für die Steuerung der Zentralwarte und dezentralen Anlagen;

- KPIs aus aktuellen Prozesswerten von dezentralen Anlagen berechnen;
- Alarme und Events aus den dezentralen Anlagen in der Zentralwarte anzeigen;
- Forcing der dezentralen Anlagen – Simulationswerte vorgeben

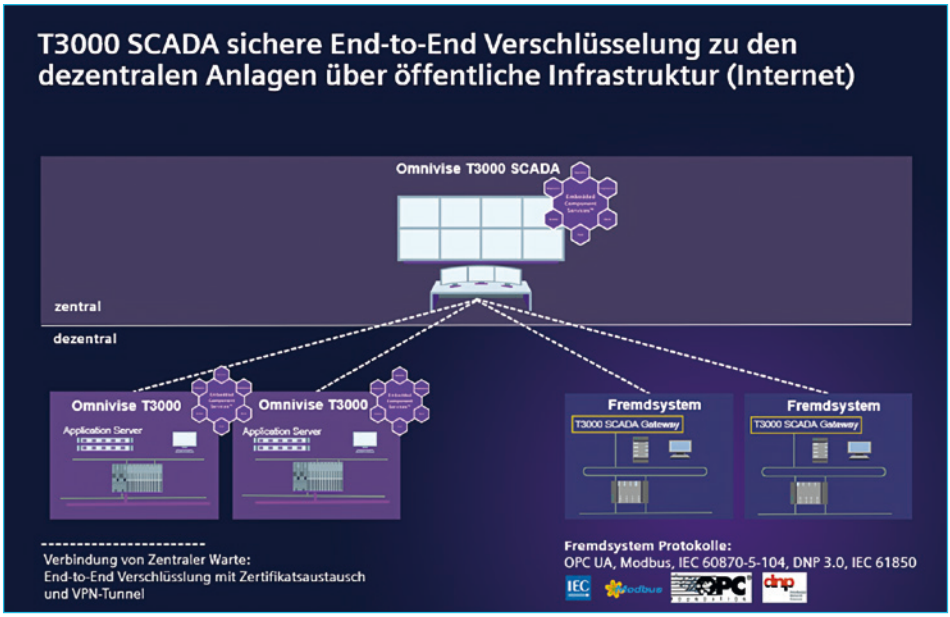


Abb. 2: Prinzipdarstellung der Funktionsweise von SCADA-Systemen

3.2. Simulation – Risiken minimieren und zunehmende Komplexität beherrschen

Die meisten klassischen Leittechnik-Simulationssysteme basieren auf dedizierter Simulations-Software und -Hardware, was zusätzliche Investitionen und erhöhten Koordinationsaufwand erfordert.

Bei T3000 ist der Simulator eine Funktion der originären Leittechnik, welche somit in die Leittechnik integriert ist und kein extra System darstellt.

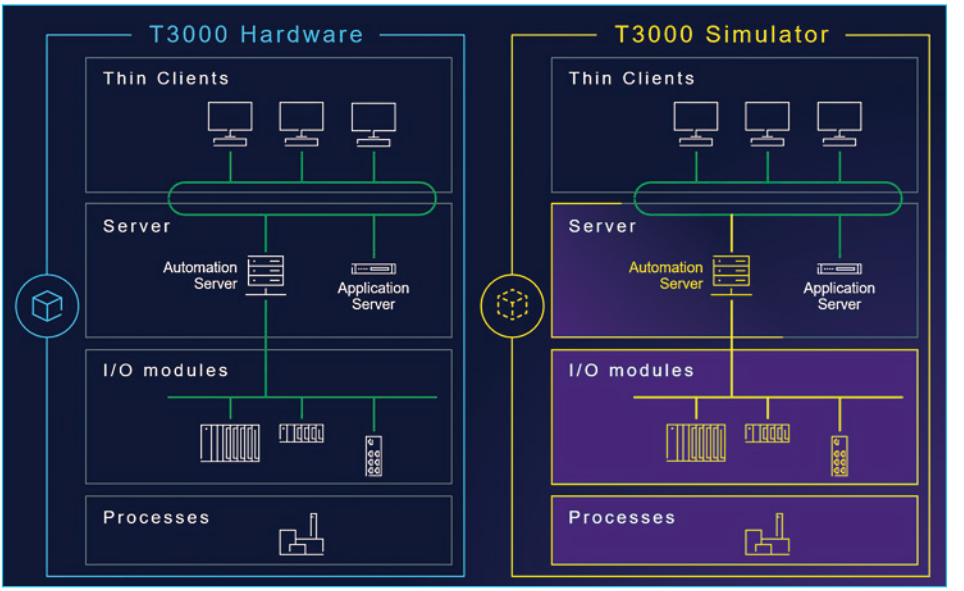


Abb. 3: T3000 Simulator – der Simulator spiegelt die Struktur der originären Leittechnik wider.

- Thin Clients, die den Zugang zum Simulator ermöglichen, zeigen die originale T3000- Benutzeroberfläche. Der Simulator nutzt die originale Leittechnik-Software.
- Die Simulation selbst ist eine Funktion von T3000 und läuft direkt im Application-Server.
- Die Automatisierungs-Server werden als virtuelle Controller innerhalb des Application-Servers ausgeführt.
- Input-/Output-Module für den Datenfluss von und zu den Anlagen-Assets sind im Simulator als Mirror Proxies – Spiegel Proxys – abgebildet.

Da die Simulation direkt auf dem Application-Server ausgeführt wird, ist keine separate Hardware oder Software erforderlich (Abbildung 3).

Dadurch, dass der Simulator integrierter Bestandteil der Leittechnik ist, können schon vor Anlagenbetrieb die Engineering-Daten und somit die Funktionen unter realistischen Bedingungen direkt in der T3000-Workbench getestet werden.

Durch das simulationsbasierte Testen werden Abweichungen und Ausfälle bei der tatsächlichen Inbetriebnahme vermieden und quasi ausgeschlossen. Ein zuverlässiger Anlagenbetrieb ist von Anfang an sicher. Somit lassen sich auch Anlagenerweiterungen und Integration von erneuerbaren Energieerzeugungsanlagen sicher in Betrieb nehmen.

Der Einsatz der erneuerbaren Energien erfordert, dass konventionelle Anlagen, die für den stationären Betrieb ausgelegt sind, manchmal auch außerhalb ihrer ursprünglichen Auslegungsparameter betrieben werden müssen. Hier ist ein zunehmendes Maß an Flexibilität gefordert.

Auch während des Anlagenbetriebs kann der Simulator weiter genutzt werden. Mit der Simulation des realen Prozesses lassen sich Arbeitsabläufe und Steuerungsfunktionalitäten unter realistischen Bedingungen analysieren und gegebenenfalls optimieren. Mit dem Simulator wird sichergestellt, dass kleinere Anpassungen wie beabsichtigt funktionieren und Fehlfunktionen vermieden werden

Selbst mit dem besten Leitsystem ist der Betrieb von Erzeugungsanlagen keine leichte Aufgabe. Fundierte Kenntnisse der Anlage bleiben für kritische Situationen unabdingbar. Aber gerade in der heutigen Zeit der Transformation der Energieerzeugung ist es aufgrund des Fachkräftemangels oft schwierig, qualifiziertes Personal zu finden. Dazu kommt, dass durch den Einsatz der erneuerbaren Energien Operator vermehrt über ihr Fachgebiet hinausgehen und unterschiedliche Anlagentypen beherrschen müssen.

Für das Training der Mitarbeiter empfiehlt es sich, den Simulator auf separater Hardware und nicht auf dem Application-Server laufen zu lassen, um eine Verwechslungsgefahr und somit Gefährdung des Betriebs der Anlage zu vermeiden. Mit dem Einsatz von Virtualisierungstechnologien kann der Simulator auch unabhängig vom Application-Server auf separater Hardware eingesetzt werden.

Der Operator-Training-Simulator bietet ein risikofreies Training, das es den Anlagenfahrern ermöglicht, sich mit dem Leittechniksystem und der Anlage und deren Prozessen vertraut zu machen. Auch seltene Aufgaben, wie z. B. das An- und Abfahren einer Anlage oder kritische Betriebszustände, können erlernt und geübt werden.

Der T3000-Simulator bietet daher die Möglichkeit, vertiefte Kenntnisse über die Anlage zu erlangen, Routinen aufzubauen und auf kritische Situationen vorbereitet zu sein.

Mit dem Einsatz von unterschiedlichen Arten von Prozessmodellen lassen sich Simulationen mit geringerer oder höherer Genauigkeit erreichen. Die Fidelity beschreibt dabei den Grad der Genauigkeit, mit dem ein reales operatives System in der Simulation reproduziert wird.

Low-Fidelity-Systeme bieten z. B. einfache *Tiebacks*, bei denen der Bediener die Ausgabe von einzelnen Komponenten und Baugruppen basierend auf bestimmten Eingaben sieht.

Medium-Fidelity-Prozessmodelle bauen auf Low-Fidelity-Prozessmodellen auf, verwenden reale Daten sowie empirische Modellierung, um ein zuverlässigeres Bild des realen Systems im Betrieb zur Verfügung zu stellen.

Die höchste Genauigkeit wird mit einem High-Fidelity-Prozessmodell erreicht, welches eine nahezu 1:1-Replika der realen Anlage widerspiegelt.

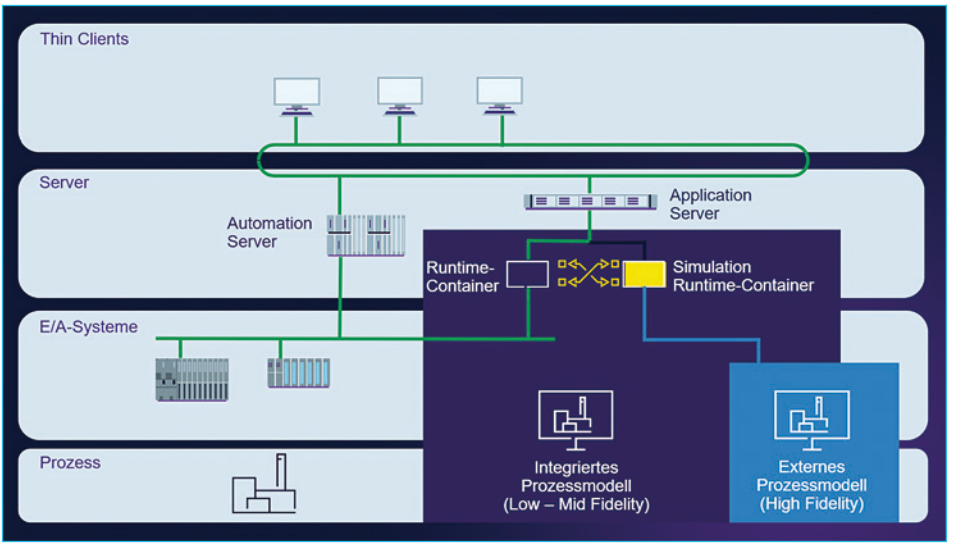


Abb. 4: T3000-Simulator mit integriertem und/oder extern angekoppeltem Prozessmodell

Die unterschiedlichen Arten von Prozessmodellen können direkt im Simulator erstellt werden. Bei der Verwendung der internen Prozessmodelle ist die Ausbilderstation des Operator-Training-Simulators Bestandteil des T3000-Simulators selbst.

Steht schon ein Prozessmodell eines externen Anbieters zur Verfügung, kann dieses weiterverwendet und an den T3000-Simulator angekoppelt werden. Die Kopplung von Prozessmodellen von Drittanbietern mit dem T3000-Simulator ermöglicht dann die Erstellung von Operator-Training-Simulatoren mit sehr hoher Genauigkeit bis zu High Fidelity (Abbildung 4).

3.3. Cybersecurity – Neue Sicherheitsanforderungen in einer vernetzten Welt

Cybersecurity gewinnt in einer zunehmend vernetzten Energiewelt, die sich im Zuge der Dekarbonisierung transformiert, an entscheidender Bedeutung. Die Integration erneuerbarer Energien und die fortschreitende Digitalisierung der Energiesysteme führen zu einer komplexeren Infrastruktur, die anfälliger für Cyberangriffe wird. Ein prägendes Beispiel hierfür ist das exponentielle Wachstum der Offshore-Windenergie in den letzten zehn Jahren, deren Zukunft

noch vielversprechender aussieht. Die damit verbundenen Herausforderungen sind vielfältig und reichen von der Einhaltung der Vorschriften bis hin zu einem Ansatz, der ein Gleichgewicht zwischen wirtschaftlicher Effizienz und Risikominimierung herstellt.

Um Cyber-Risiken und Betriebskosten zu minimieren, müssen Betreiber einen ganzheitlichen und iterativen Ansatz verfolgen, der die Anlage als ein System von Systemen betrachtet und Pläne für die kontinuierliche Aufrechterhaltung der Sicherheitsmaßnahmen entwickelt. Daher besteht der Bedarf sowohl an SCADA-Systemen nach der Philosophie *Secure by Design* als auch an einheitlichen Verteidigungsmaßnahmen, die Wartung und Upgrades wie Software- und Security-Updates sowie Überwachung der Cybersicherheit ermöglichen. Zudem sollten Prozesse, organisatorische Strukturen sowie die Kompetenzen des Personals gestärkt werden. In diesem Zusammenhang können Produkt- und Systemzertifizierungen gemäß IEC 62443 oder Zertifizierungen im Kontext der Organisation nach ISO/IEC 27001 einen wirkungsvollen und sinnstiftenden Beitrag zur Anlagenverfügbarkeit leisten.

Windparks sind ein typisches Anwendungsgebiet für SCADA-Systeme und weisen Besonderheiten auf, die die technische, organisatorische und physikalische Sicherheit besonders wichtig und herausfordernd machen (Abbildung 5). Im Gegensatz zu konventionellen Kraftwerken, die zentralisiert und physisch abgesichert werden können, erstrecken sich Windparks über weite Flächen und können sich bis zu 150 km vor der Küste befinden. Während Betreiber konventioneller Kraftwerke den Energieinput direkt steuern, müssen Windkraftwerke auf wechselnde Umweltbedingungen reagieren. Zudem ist in konventionellen Kraftwerken täglich Personal vor Ort, während der Zugang zu Offshore-Windkraftanlagen sowohl kostspielig als auch logistisch anspruchsvoll ist. Die Bewältigung dieser Herausforderungen erfordert eine komplexe Reihe von Teilsystemen, die nahtlos zusammenarbeiten müssen [3].

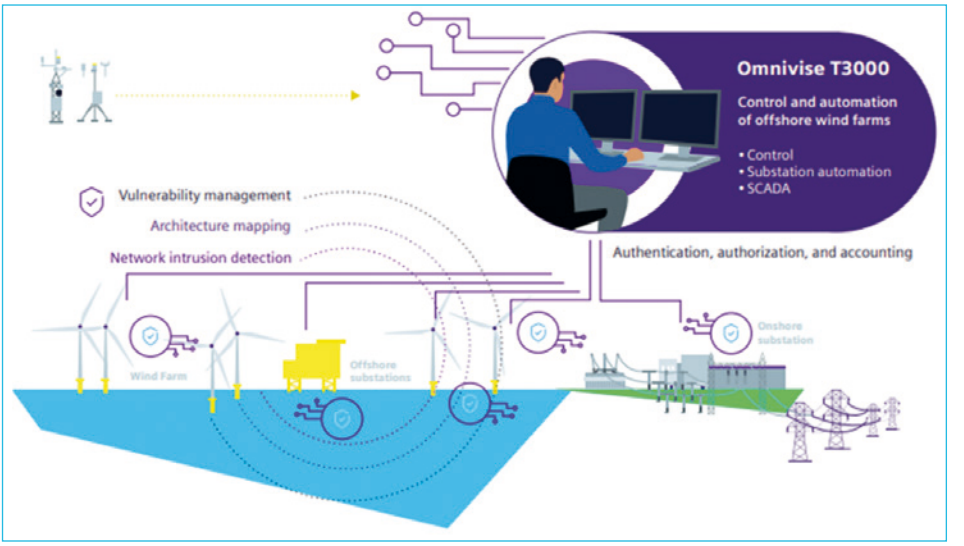


Abb. 5: Überblick Praxisbeispiel Omnivise T3000 Cyber, im Anwendungsfall Wind

Bei den derzeitigen prozessbasierten Ansätzen, die häufig in der Windkraftinfrastruktur zum Einsatz kommen, muss jede Primärtechnologie ihr eigenes Kontrollsystem liefern. Bei diesem Modell tragen die Lieferanten die Verantwortung für die Einhaltung der Leistungsgarantien sowie der nationalen und regionalen Cybersicherheitsstandards. Angesichts der dynamischen Bedrohungslage sind statische Schutzmaßnahmen jedoch unzureichend, da sie unter Umständen schnell veralten und die Anlagen anfällig machen. Subsystem-Schutzmaßnahmen, die ohne Interoperabilität konzipiert sind, schaffen blinde Flecken für Analysten oder erfordern kostspielige Nachrüstungen. Typische Sicherheitsmaßnahmen im OT-Umfeld können in der praktischen Umsetzung manchmal herausfordernd sein. Beispiele hierfür sind Zugriffskontrollen durch Authentifizierungs- und Autorisierungsmechanismen sowie zusätzliche Multi-Faktor-Authentifizierungen, die Verschlüsselung von Daten und Informationen sowie ein stringentes Schwachstellen- und Patch-Management. Ergänzend kommen gängige Themen wie die Synchronisierung von Daten und Prozessen, die Schaffung von Redundanzen, die Transparenz aller vorhandenen Assets und deren Überwachung im dezentralen SCADA-Umfeld vor.

3.4. Neue IT-Konzepte auf dem Prüfstand

Die Veränderung der IT-Landschaft wird auch die aktuelle Struktur der Leittechnik maßgeblich beeinflussen. Eine zentrale Entwicklung verläuft hinsichtlich der Verteilung von (zeitunkritischen) Anwendungen, die in einer Cloud-Umgebung ausgeführt werden können. Parallel dazu werden Edge-Anwendungen zum Einsatz kommen, die anlagennah betrieben werden. Abbildung 6 verdeutlicht eine mögliche Ausprägung.

Die Umsetzung dieser neuen Systemarchitekturen basiert zukünftig auf Virtualisierung und Containerisierung. Virtualisierung ist das bewährte Konzept, Software hardwareunabhängig zu betreiben mit dem Vorteil, die IT-Hardware-Strukturen zu vereinfachen sowie die Hardware- Lebenszyklen von der Software zu entkoppeln.

Die nächste Entwicklungsstufe wird die Containerisierung von Software bilden. Unter Containerisierung versteht man das Zusammenfassen von Softwarecode mit den für die Ausführung des Codes erforderlichen Betriebssystembibliotheken und Abhängigkeiten zu einer einzigen ausführbaren Datei, die als Container bezeichnet wird und in jeder Infrastruktur konsistent ausgeführt werden kann. Containerisierung in der Kraftwerksleittechnik kann die Flexibilität und Sicherheit erheblich verbessern. Wie dies erreicht werden kann, ist im Folgenden ausgeführt.

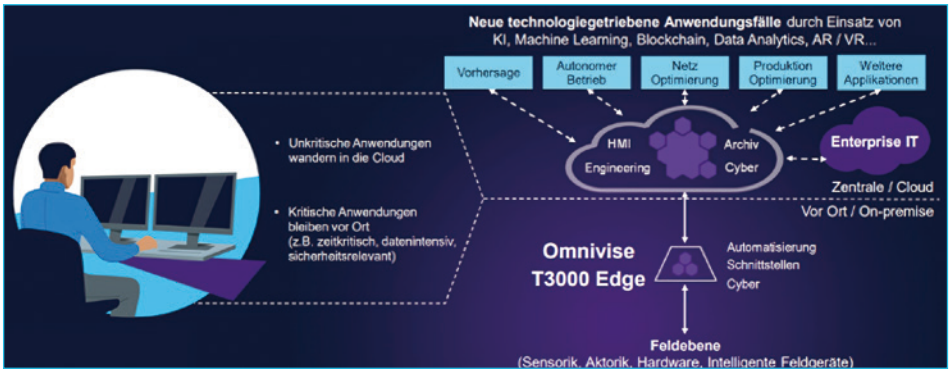


Abb. 6: Mögliches zukünftiges IT-Konzept

Flexibilität: Unabhängigkeit von der Infrastruktur: Container sind unabhängig von der zugrunde liegenden Hardware und dem Betriebssystem. Dies bedeutet, dass Anwendungen, die in Containern verpackt sind, problemlos zwischen verschiedenen Umgebungen (z. B. Entwicklungs-, Test- und Produktionsumgebungen) verschoben werden können.

Konsistenz: Da Container alle notwendigen Abhängigkeiten und Konfigurationen enthalten, wird sichergestellt, dass die Anwendung in jeder Umgebung gleich funktioniert.

Automatische Skalierung: Containerplattformen bieten Funktionen zur automatischen Skalierung, die es ermöglichen, die Anzahl der Container basierend auf der aktuellen Last automatisch zu erhöhen oder zu verringern.

Continuous Integration/Continuous Deployment (CI/CD): Orchestrierte Containerlösungen unterstützen CI/CD-Pipelines, die es ermöglichen, Änderungen schnell und sicher in die Produktion zu bringen. Dieses Konzept ermöglicht es Entwicklern, wesentlich schneller neue Features ins Produktivsystem einzubringen.

Isolierte Entwicklungsumgebungen: Entwickler können in isolierten Umgebungen arbeiten, ohne sich gegenseitig zu stören, was die Entwicklungszeit verkürzt und die Produktivität erhöht.

Automatisierte Updates: Sicherheitsupdates können automatisch auf Container angewendet werden, um sicherzustellen, dass alle Komponenten immer auf dem neuesten Stand sind.

Final ist festzustellen, dass durch die Nutzung von Containern Anwendungen konsistent und portabel bereitgestellt werden, während gleichzeitig die Skalierbarkeit und Ressourcennutzung optimiert wird. Sicherheitsfunktionen wie Isolation, RBAC, Netzwerk-Sicherheitsrichtlinien und automatisierte Sicherheitsupdates tragen dazu bei, die Integrität und Verfügbarkeit der Systeme zu gewährleisten. Insgesamt ermöglicht dies eine effizientere und sicherere Betriebsführung in der Kraftwerksleittechnik.

4. Fazit und Ausblick

Der Beitrag soll einen Einblick in die wesentlichen Entwicklungen der Leittechnik im Rahmen der Transformation der Energiesysteme aus Anbietersicht darstellen. Die wesentlichen Entwicklungen wurden dargestellt. Als zukünftiger Ausblick werden zunächst neue konkrete Anwendungsfälle in den Fokus geraten; unter anderem z. B. die Erweiterung auf Stationsleittechnik oder die Integration von Fernwärmesystemen.

Darüber hinaus wird die vertikale Vernetzung der Systeme zunehmen. Das bedeutet, dass übergeordnete Systeme, wie Energiemanagement-Systeme, die z. B. Wetterdaten oder aktuelle Energiemarktdaten nutzen, um optimierte Fahrweisen berechnen, noch enger mit dem Leittechniksystem zusammenwachsen werden.

Des Weiteren werden zukünftige IT-Konzepte die Entwicklung der Leittechniksysteme maßgeblich verändern.

5. Quellen

[1] BMWK Schlaglichter 06|23 Wirtschaftspolitik – Digitalisierung fördert Transformation der Energiewirtschaft: https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Infografiken/Schlaglichter-der-Wirtschaftspolitik/2023/06/08-digitalisierung.pdf (Stand: 02.09.2024).

[2] Omnisive T3000 SCADA Whitepaper: https://www.siemens-energy.com/global/en/home/products-services/product/omnivise-t3000.html (Stand: 02.09.2024).

[3] Cybersecurity for Wind Offshore – White Paper: https://www.siemens-energy.com/global/en/home/products-services/product/wind-offshore-controls.html (Stand: 02.09.2024).

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

Digitalisierung und Künstliche Intelligenz im Anlagenbau – Einsatzmöglichkeiten, Chancen und Herausforderungen

Thomas Blau

1. Einleitung 807
2. Ursprung und Geschichte der Künstlichen Intelligenz 808
3. Einsatzmöglichkeiten im Anlagenbau und Anlagenbetrieb 808
3.1. KI zur zustandsorientierten Instandhaltung 808
3.2. Optimierung des Anlagenbetriebs 810
3.3. KI-Implementierung in Prozessleitsysteme 812
3.4. Simulatoren für Schulungen und Prozessoptimierungen 813
3.5. Informations- und Datentechnologie in der Planungsphase 813
4. Anforderungen und Herausforderungen bei der Anwendung von KI 814
5. Fazit 815
6. Quellen 816

1. Einleitung

Autonomes Fahren, ChatGPT, Smart-Home-Technologie – das Thema Künstliche Intelligenz begegnet uns täglich im Alltag und spätestens seit dem Ausruf der Industrie 4.0 durch die Bundesregierung ist das Thema Digitalisierung in nahezu allen Branchen in Deutschland präsent.

Auch im Anlagenbau halten diese Themen immer weiter Einzug und bestimmen zunehmend Arbeitsprozesse und Forschungsthemen.

Wie also sieht ein Kraftwerk der Zukunft aus, wie können Künstliche Intelligenz und Digitalisierung Arbeitsabläufe im Anlagenbetrieb, in der Instandsetzung aber auch in der Planung und Errichtung von Anlagen optimieren? Die Anwendungsbeispiele sind vielfältig und bieten somit große Chancen. Jedoch bringt das Thema auch zusätzliche Herausforderungen mit sich.

2. Ursprung und Geschichte der Künstlichen Intelligenz

Der Ursprung des Fachgebiets der Künstlichen Intelligenz geht auf Herrn Turing zurück, der bereits im Jahr 1936 bewies, dass eine Rechenmaschine in der Lage ist, kognitive Prozesse auszuführen, solange sich diese Prozesse in mehrere Einzelschritte zerlegen lassen und durch einen Algorithmus dargestellt werden können [1].

Im Jahr 1956 wurde der Begriff *Künstliche Intelligenz* erstmals auf einer sechswöchigen Konferenz *Summer Research Project on Artificial Intelligence* verwendet [1].

Seitdem ist die Entwicklung stetig vorangeschritten und heute beherrschen die Schlagzeilen das Thema Künstliche Intelligenz fast täglich. Hinzu kommt der Aufruf der Bundesregierung der Industrie 4.0, die die intelligente Vernetzung von Maschinen und Abläufen in der Industrie mithilfe von Informations- und Kommunikationstechnologie bezeichnet [2].

3. Einsatzmöglichkeiten im Anlagenbau und Anlagenbetrieb

Neben vielen anderen Branchen wird auch im Energieanlagenbau in die Richtungen Künstliche Intelligenz und Digitalisierung seit einiger Zeit geforscht und die Forschungsvorhaben intensivieren sich zunehmend. Aktuelle Herausforderungen des Fachkräftemangels, der Effizienzsteigerung, der Wirtschaftlichkeitssteigerung als auch des Nachhaltigkeitsgedankens erhöhen den Bedarf an Ressourcenschonung in Bezug auf Personal- und Materialeinsatz, der sich durch den Einsatz von KI erhofft wird.

3.1. KI zur zustandsorientierten Instandhaltung

Der Einsatz von zustandsorientierter Instandhaltung kann den Austausch von Bauteilen optimieren und somit die Wirtschaftlichkeit einer Anlage erhöhen und gleichzeitig einen positiven Effekt auf die Nachhaltigkeit haben, da die Lebensdauer der Komponenten besser ausgenutzt wird.

Darauf spezialisierte Fachfirmen und Anlagenbauer entwickeln dahingehend Softwares, die mit bereits vorhandener oder zusätzlicher Messtechnik Betriebsdaten auswerten und so den Zustand von Bauteilen kontinuierlich ermitteln

und überwachen. Dies hilft dem Betreiber, die Wartungsstillstände besser vorbereiten zu können und den aktuellen Zustand der Anlage permanent zu erfassen. Dadurch werden ungeplante Stillstandszeiten reduziert und geplante Stillstände im Vorfeld präziser planbar. Zusätzlich wird die Lebensdauer der Komponenten bestmöglich ausgenutzt, wodurch Wartungskosten reduziert und der Erlös durch größere Verfügbarkeiten der Anlagen gesteigert werden. Gleichzeitig wird durch optimierte Ressourcenausschöpfung die Nachhaltigkeit gesteigert.

Ein Beispiel für ein solches, zustandsorientiertes Instandhaltungs-Tool ist Plantlogiq. Dieses visualisiert den Zustand einer Kesselanlage u. a. in Bezug auf Feuerfestauskleidung, Kesselrohre, Rostbeläge und weiteres installiertes Equipment, gibt eine Zustandsprognose bis zu zwei Jahren in die Zukunft an und dient dem Dokumentieren von Wartungsarbeiten in Form von Fotos und Austauschraten. Der Betreiber behält somit den Ist-Zustand der Anlage jederzeit im Auge und hat zusätzlich über eine cloudbasierte Datenbank das Lifecycle-Management und die getätigten Wartungsarbeiten im Überblick.

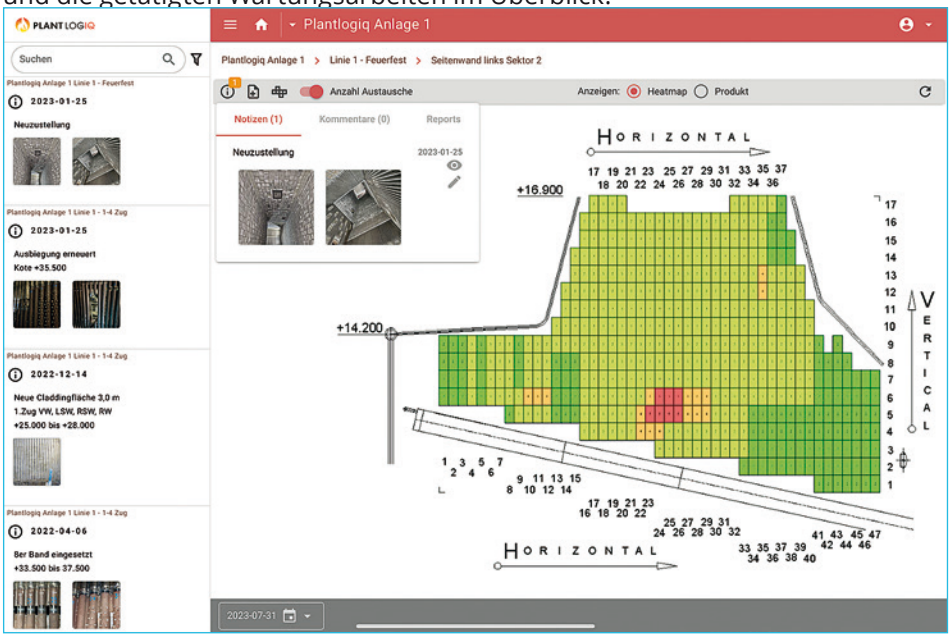


Abb. 1: Visualisierung des Zustands einer Ausmauerung in einer Müllverbrennungsanlage im Bereich des Feuerraums [3]

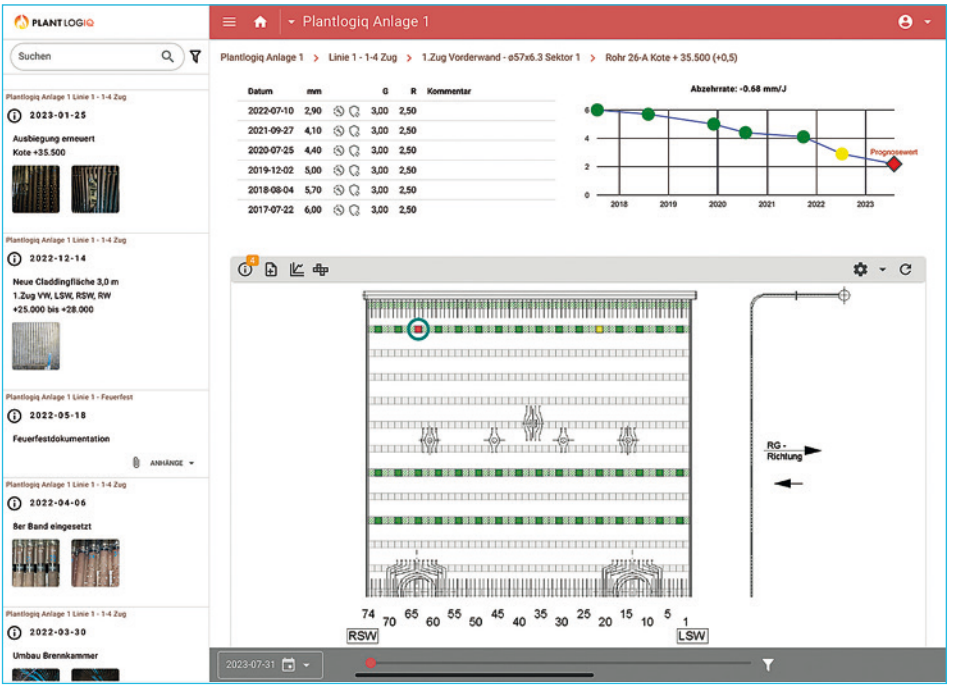


Abb. 2: Darstellung des Zustands von Kesselrohren und eine zukünftige Zustandsprognose [3]

Mittlerweile können diese Systeme darüber hinaus durch KI erweitert werden, um noch bessere Prävention zu erreichen. Dazu kann die Leittechnik beispielsweise selbstständig die Anlage abfahren oder dem Betriebspersonal Warnungen schicken, sollten kritische Betriebszustände auftreten. Um diese Selbstständigkeit zu erreichen, werden Betriebsdaten gesammelt und ausgewertet, die in der Vergangenheit zu einem Schaden führten. Aus diesen Datensätzen werden Korrelationen von gleichartigen Betriebszuständen ermittelt und die KI damit angelernt. Die Systeme entwickeln sich damit von reinen Datenbanken, die Standard-Lebensdauerformeln anwenden zu eigenständig lernenden KI-Systemen, um die großen Datenmengen handhaben und effizient auswerten zu können.

3.2. Optimierung des Anlagenbetriebs

Im Bereich des Anlagenbetriebs wird Künstliche Intelligenz bei Prozessleitsystemen und insbesondere bei Feuerleistungsregelungen vermehrt untersucht und könnte das Betriebspersonal von Anlagen zukünftig unterstützen oder gar teilweise ersetzen. Dies ist für Betreiber mittlerweile nicht nur aus wirtschaftlichen Gründen relevant, sondern aufgrund des zunehmenden Fachkräftemangels notwendig, da bereits heute Stellen schwer bis gar nicht besetzt

werden können und der Betrieb der Anlagen zukünftig gefährdet ist. Dabei ist das Thema Betrieb ohne Beaufsichtigung bereits im Maßstab bis zu 72 Stunden Stand der Technik und wird in einigen, in Betrieb befindlichen, Anlagen angewendet.

Der Zugriff auf Prozessleitsysteme über zentrale Kontrollzentren oder mobile Geräte wie Handys oder Tablets ist ebenfalls bereits etabliert. Die JFE Engineering Corporation hat im Jahr 2018 einen zentralen Leitstand (Global Remote Center) in ihrer Zentrale in Yokohama in Betrieb genommen, von dem aus auf alle Anlagen, die von JFE weltweit betrieben werden, zugegriffen und auch eingegriffen werden kann. Dies ermöglicht einen stabilen und kostenoptimierten Betrieb der Anlagen durch eine zentrale Einheit mit erfahrenem Betriebspersonal und kürzeren Wegen zwischen Betriebsmannschaft und erfahrenen Ingenieuren, die ebenfalls am selben Standort sitzen und Betriebszustände direkt in Abstimmung beider Fakultäten analysieren können. Das System ist durch ein aufwändiges Cyber-Security-System geschützt, um Hacker-Angriffe bestmöglich zu vermeiden. Die Absicherung durch Cyber-Security-Systeme ist eine wichtige Komponente in der Anwendung von digitaler Vernetzung und KI, da jegliche Form der internetgestützten Zugriffe, ob bei cloudbasierten Datenbanken oder Prozessleitsystemen, Gefahren in Form von Datendiebstahl bis hin zu Terroranschlägen auf Anlagen mit verheerenden Folgen bergen kann [4].

Abb. 3: Das Global Remote Center der JFE Engineering Corporation in Yokohama [4]

3.3. KI-Implementierung in Prozessleitsysteme

Heutige Prozessleitsysteme werden bereits teilweise durch KI unterstützt und dies wird in Zukunft weiter zunehmen. In diese Richtung intensivieren u. a. Prozessleittechnikhersteller, zu denen auch die Firma SAR gehört, ihre Entwicklungsarbeiten. So entwickelt SAR derzeit ein System, welches aus Betriebsaufzeichnungen ein Modell zur Vorhersage von Dampfleistungen anlernt. Die Prognosen können damit auf eine Minute, drei Minuten oder bspw. fünf Minuten in die Zukunft getroffen werden. Durch präventives Gegensteuern sollen Dampfmengenschwankungen deutlich reduziert werden. Durch eine Charakterisierung der Betriebsdaten ist das System in der Lage die Dauer der Dampfmengenschwankung vorherzusehen und ob ggf. ein Handeingriff des Betriebspersonals notwendig wird oder die Leittechnik die Schwankung selbst kurzfristig reguliert. Damit sind die Systeme derzeit noch auf Unterstützung des Betriebspersonals angewiesen, sollen jedoch zukünftig durch Ausweitung der KI immer eigenständiger agieren. Über die Analyse der menschlichen Handeingriffe durch das System wird zusätzlich der Erfolg der Gegenmaßnahmen über die KI klassifiziert und das Betriebspersonal erhält dadurch Erfahrungsrückflüsse vom System [5].

Für alle Systeme mit Anwendung von Künstlicher Intelligenz, ob für zustandsorientierte Instandhaltung oder den computergestützten Betrieb, ist eine große Datenlage wichtig. Je mehr Daten vorhanden sind, desto besser kann die KI angelernt werden und desto genauer ist die Anwendung der KI. Diese Daten stehen in der geforderten Menge den Betreibern von Anlagen zur Verfügung. Zur erfolgreichen Anwendung von KI ist darüber hinaus ein Know-how in Bezug auf Programmierung von Künstlicher Intelligenz vonnöten. Solche Experten sind derzeit weder auf Seiten der Betreiber, noch bei Anlagenbauern oder Komponentenlieferanten beschäftigt, sondern arbeiten meist bei spezialisierten Firmen im Bereich von KI-Software. Somit ist eine Entwicklung von Systemen mit zunehmender KI nicht rein von Anlagenbauern oder Spezialfirmen in der Entwicklung von Leitsystemen möglich, sondern beste Ergebnisse können lediglich erzielt werden, wenn Forschungsaktivitäten zwischen Betreibern, Anlagenbauern und Spezialisten aus dem Bereich der Softwareentwicklung von KI-Systemen gebündelt werden. Die Betreiber schaffen die größtmögliche Datenlage für eine bestmögliche Anlernung der KI. Die Anlagenbauer können dann mit den bereitgestellten Daten eigenständig oder in Zusammenarbeit mit Zulieferern für Leitsysteme, Feuerleistungsregelungen oder weiteren Spezialfirmen maßgeschneiderte Lösungen für Betriebssoftware mit KI ausarbeiten. Dabei arbeiten sie zur Umsetzung mit Softwareprogrammierern zusammen, um die Systeme in Bezug auf das eigenständige Lernen zu optimieren. Die Erfahrung der Anlagenbauer muss den Experten auf dem Gebiet der KI die anlagentypischen Prozesslogiken vermitteln. So erfassen KI-Systeme jegliche Art von Korrelationen, die jedoch auch physisch begründbar, richtig und unumgänglich sein

können und keine Abweichung und somit relevante Korrelation darstellen. Eine KI-Anwendung oder ein Entwickler dieser KI würde daraus ohne das Wissen der Experten im Anlagenbau oder -betrieb falsche Rückschlüsse ziehen können. Als Beispiel dazu hat eine KI eine Korrelation ermittelt, dass bei Anlagenstillstand immer ein O_2-Level von 21 Vol.-% vorliegt. Die KI würde diese Korrelation ggf. als relevant einstufen. Dabei handelt es sich jedoch nicht um einen für den Betrieb der Anlage relevantes Phänomen, sondern liegt in dem auf der Erde üblichen atmosphärischen O_2-Level begründet. Somit fungieren die Anlagenbauer als Dolmetscher zu der Software und deren Entwicklern [5].

Als Austauschforum oder Kooperationsform zur Bündelung der Forschungsaktivitäten auf diesem Gebiet zwischen den verschiedenen Branchenvertretern bieten sich Fachverbände oder frei geschlossene Kooperationen an.

3.4. Simulatoren für Schulungen und Prozessoptimierungen

Die Kunden von Stromerzeugungsanlagen wünschen sich immer häufiger Simulatoren für die Leittechnik, um ihr Betriebspersonal gezielt auf die tatsächlich eingesetzte Leittechnik schulen zu können, bevor die Anlage in Betrieb genommen wird. Dies erleichtert u. a. am Anfang eines Anlagenbetriebs die Minimierung menschlicher Fehler, da das Betriebspersonal bereits komplexe Betriebsfälle oder selten auftretende Störfälle am Simulator erlernen kann.

Mit solchen Simulationen können zusätzlich die notwendigen Abnahmen im Herstellerwerk durch die Qualitätskontrolle (so genannte FAT's – Factory Acceptance Tests) durchgeführt und das System bereits vor dem Start der Inbetriebsetzung ausgiebig getestet werden. Damit werden Probleme während der Inbetriebsetzung minimiert, die durch Fehler in der Programmierung entstehen, da diese Fehler bereits im Werk auffallen und auch direkt dort behoben werden können.

Ein weiteres Anwendungsgebiet für Simulatoren ist die Fehleranalyse und das Testen von Gegenmaßnahmen, die parallel zum Anlagenbetrieb erfolgen. Mögliche Optimierungen an der Leittechnikprogrammierung und deren Erfolgschancen werden somit innerhalb dieser Simulation und nicht an der laufenden Anlage getestet. Das reduziert Betriebsunterbrechungen an der Anlage [5].

3.5. Informations- und Datentechnologie in der Planungsphase

Im Bereich der Planung und Errichtung von Anlagen ist die Digitalisierung bei der Verwaltung von Dokumenten bereits weit verbreitet. Bei der Vielzahl an Dokumenten, die heutzutage im Bereich komplexer Anlagen erzeugt werden, sind Dokumenten-Management-Systeme (DMS) unerlässlich, um effizient und ressourcenschonend zu arbeiten, eine einheitliche Ablagestruktur zu haben und so schnelles Auffinden von Informationen zu erzielen. Somit sind diese Systeme

ein wesentliches Tool für das Projektmanagement und Engineering im Bereich des Anlagenbaus. Sie helfen jedoch auch, dem Kunden gleichermaßen während der Planungs- und Errichtungsphase und im späteren Betrieb, den eigenen Projektingenieuren sowie dem Betriebs- und Wartungspersonal die Planungsunterlagen und die Anlagendokumentation zentral zugänglich und strukturiert zur Verfügung zu stellen.

Auch im Bereich der konstruktiven Ausführung von Anlagen kann zukünftig Künstliche Intelligenz helfen und den Menschen zusätzlich effizient unterstützen. Die Anwendung von KI könnte eine Optimierung der Stahlbaumassen im Zusammenspiel zwischen der 3D-Aufstellungsplanung und der statischen Berechnung durchführen. Gelingt es, eine KI-unterstützte Software zu entwickeln, die iterativ zwischen der statischen Berechnung und der Aufstellungsplanung Komponenten platziert und somit Lasteinleitungspunkte besser platziert, so hat dies wirtschaftliche Vorteile, da Stahlbau und Beton eingespart werden können. Ein solcher iterativer Optimierungsaufwand durch einen Menschen wäre deutlich zeitintensiver und rechnet sich somit oft nicht.

Im Bereich der 3D-Planung ergänzen einige Firmen derzeit weitere Dimensionen, um weitere Informationen zur Anlagenplanung und den späteren Betrieb und der Instandhaltung zentral zugänglich zu machen. So sind in 3D-Modellen heute bereits als vierte Dimension Montagesequenzen mit Terminabfolgen in der Errichtung darstellbar, Kosten für Bauteile als fünfte Dimension hinterlegt und es bestehen Überlegungen, zukünftig Wartungsintervalle, Live-Betriebsdaten und die bereits erwähnte zustandsorientierte Instandhaltung als weitere Dimensionen zu hinterlegen.

4. Anforderungen und Herausforderungen bei der Anwendung von KI

Eine Herausforderung bei der Verwendung von KI und digitaler Vernetzung wurde in Bezug auf Cybersicherheit bereits in Kapitel 3.2 erwähnt, jedoch bestehen weitere Anforderungen, die zu beachten und berücksichtigen sind.

Die 27 Mitgliedsstaaten der Europäischen Union (EU) haben am 21. Mai 2024 ein Gesetz über Künstliche Intelligenz in Form des EU AI Act verabschiedet. Weiterhin wird die KI in der derzeitig in Überarbeitung befindlichen EU-Maschinenrichtlinie aufgenommen.

Der EU AI Act befasst sich mit dem Schutz europäischer Grundwerte sowie des Arbeits-, Brand, Umwelt- und Datenschutzes. Darin wird vorgeschrieben, dass Hersteller und Betreiber eine Kategorisierung vornehmen, die entscheidet, ob die Anwendung entweder ganz verboten ist oder falls sie erlaubt wird, welche Regeln bei der Anwendung zu befolgen sind. Es sind vier Stufen der Kategori-

sierung vorgesehen, wobei Stufe 1 bei einem inakzeptablen Risiko ein Verbot der Anwendung bedeutet, Stufe 2 mit hohem Risiko viele Auflagen verlangt, Stufe 3 mit begrenztem Risiko einige Auflagen vorsieht und für Stufe 4 mit minimalem Risiko keine Auflagen existieren. Dabei ist jedoch auch für Stufe 4 eine Risikobewertung notwendig. Durch diese Herangehensweise innerhalb des EU AI Act ergeben sich für universelle Modelle, die allgemeingültige Anwendungen beinhalten könnten, bereits strenge Auflagen. Zusätzlich wird von der EU darüber debattiert, ob generative KI, wie beispielweise Chat-Bot-Programme (bspw. ChatGPT, welches uneingeschränkte Textfragmente nutzt) oder Bildgeneratoren (bspw. Midjourney), Urheberrechte verletzt. Der Aufwand in der Umsetzung eines solchen EU AI Acts wird insgesamt derzeit als enorm angesehen, da jeder Akteur, ob Hersteller, Importeur, Distributor oder Betreiber, Risikobewertungen durchführen muss, Dokumentationsverpflichtungen hat und somit jedes Mal erneut eine EU-Konformitätserklärung beibringen muss.

Es ist wichtig, dass diese Themen behandelt und reguliert werden und die Anwendung von KI einer kritischen Überprüfung unterliegt. Durch Überregulierung können die Auflagen jedoch Schaden verursachen, da Europa im Wettbewerb um KI-Entwicklungen den Anschluss gegenüber anderen Ländern verliert, in denen keine oder geringere Auflagen existieren. Dem gegenüber steht der Nutzen oder die Chance des EU AI Act, dass Betreiber beispielsweise betriebswirtschaftlich relevante Risiken bereits im Vorfeld bzgl. Eignung und Robustheit, Qualitäts- und Effizienzsteigerung, Cybersicherheit und KI-Angreifbarkeit mitbetrachten und ein daraus möglicherweise ausbleibender Kosten-Nutzen-Faktor vor Implementierung erkannt wird. Generell gilt es, ein gesundes Maß zu finden, wie viel reguliert werden muss und wie viel reguliert werden sollte [6].

Bei der Implementierung der KI-Anwendungen in die EU-Maschinenrichtlinie werden ebenfalls gesetzliche Rahmenbedingungen für den Einsatz von KI-Systemen geschaffen, die ähnlich der DSGVO bzgl. Datenschutz sind. Es werden zusätzlich Vorgaben geschaffen, um den Arbeits-, Brand- und Umweltschutz auch in Bezug auf zusätzliche KI-Systeme zu regeln. Eine sichere Integration der KI in die Maschinen wird somit auch hinsichtlich Health and Safety geschaffen. Da dies auch Teil des EU AI Acts ist, verweist der Entwurf der Maschinenrichtlinie teils auf diesen [6].

5. Fazit

Digitalisierung und KI halten im Anlagenbau unaufhaltsam Einzug. Die Forschungen gehen dabei in die verschiedensten Richtungen und sollen das Planen, Ausführen und Betreiben von Anlagen effizienter, wirtschaftlicher, autarker und besser machen. Es existieren bereits etablierte Systeme, darunter Dokumenten-Management-Systeme, präventive Maintenance-Tools und auto-

matisierte Regelungssysteme, die Anlagen bedingt eigenständig fehlersicher regeln können, sowie Simulatoren, die den Anlagenbetrieb mit gezielt programmierten Szenarien simulieren. Im Bereich der KI steckt die Forschung noch weitestgehend in ihren Anfängen und bestmögliche Ergebnisse können nur erzielt werden, wenn Betriebserfahrung, Anlagenbauerfahrung, Leittechnikerfahrung und KI-Software-Programmier-Erfahrung gebündelt werden. Somit steht die Branche vor einer Herausforderung, die Themen möglichst gemeinsam anzugehen und die Wirtschaftlichkeit und Effizienz von Anlagen zu optimieren sowie dem zunehmenden Fachkräftemangel entgegenzuwirken. Gleichzeitig ist es an der Gesetzgebung, Regularien zu schaffen, die einerseits Werte schützen, andererseits jedoch nicht zu hohe Anforderungen setzen und damit Europa in der Wettbewerbsfähigkeit beim Thema KI-Anwendung einen Nachteil gegenüber anderen Ländern oder Regionen der Weltwirtschaft einbringen könnte.

6. Quellen

[1] Böni, S., Die Geschichte der Künstlichen Intelligenz, 2022, In: https://www.aktuelle-technik.ch/die-geschichte-der-kuenstlichen-intelligenz-a-13d5dd4f4faeee1b5f15c5693a3f79c5/ (Stand: 28.08.2023).

[2] Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz, Plattform Industrie 4.0, Was ist Industrie 4.0? In: https://www.plattform-i40.de/IP/Navigation/DE/Industrie40/WasIndustrie40/was-ist-industrie-40.html (Stand: 28.08.2023).

[3] Kiene, S., Craig, E., Craig, J., PLANTLOGIQ GmbH, Reute, Bereit für die nächste Generation der Instandhaltung?, vgbe, Instandhaltung von Kraftwerken, 2023.

[4] JFE Engineering Corporation, JFE Engineering Establishes Global Remote Center (GRC), 2018, In: https://www.jfe-eng.co.jp/en/news/2018/20180316.html (Stand: 18.09.2023).

[5] Interview Herr Dr. Martin Zwiellehner, SAR, Interviewt am 13.09.2023.

[6] Danos, V., Abromeit, A., TÜVIT, Künstliche Intelligenz im Anlagenbetrieb: Anforderungen und Herausforderungen, VAIS Präsentation, 03.05.2023.

Optimierung von Biomasse-Verbrennungen zur thermischen Energieerzeugung mithilfe von digitalen Video- und Thermografie-Systemen. Installation und Betriebserfahrung in Anlagen der OSB-Plattenherstellung

Klaus Czirr und Thomas Truscheit

1. Energieerzeugung aus Biomasse und Abfall 818
1.1. Regulatorische Anforderungen 818
2. Video- und Thermografie-Systeme 819
2.1. Systemaufbau Video- und Thermografie-System 819
2.2. Feuerraumkameras 819
2.3. Thermografie-Software 821
2.4. Video- und Thermografie-System für Rostfeuerungen 822
2.5. Überwachung der Ausbrandzone 823
2.6. Blick von oben auf das Rost 823
3. West Fraser – OSB-Platten-Herstellung 824
4. Praxiserfahrungen West Fraser 826
4.1. Planung Grand Prairie 826
4.2. Installation Grand Prairie 827
4.3. Feuerraumkamera mit weitem Blick in den Feuerraum 828
4.4. Grande Prairie: Installationsergebnisse 829
4.5. Automatisierung und weltweiter Zugriff 830
5. Fazit 830
6. Quellen 831

1. Energieerzeugung aus Biomasse und Abfall

Der Kohleausstieg in Europa ist nur noch eine Frage der Zeit und eine viel diskutierte Frage ist, woher kommen der Strom oder die Energie, wenn die klassischen regenerativen Energiequellen wie Wind und Sonne nicht ausreichen. Viele antworten jetzt: Wasserstoff.

Einen erheblichen Anteil zur Versorgungssicherheit wird jedoch auch die Energie aus Biomasse und Waste to Energy (W2E)-Anlagen beitragen. Für die 498 [1] europäischen Müllverbrennungsanlagen hat das CEWIP [2] für 2021 errechnet, dass die gesammelten 103 Millionen Tonnen Haushalts- und ähnliche Abfälle Strom für 21 Millionen und Wärme für 17 Millionen Europäer lieferten. Neben diesen Aussichten im Bereich W2E geht der Autor von einem etwa gleich großen und steigenden Anteil an Biomasseanlagen mit Rostfeuerung aus. Biomasse und Abfall können bei entsprechender Planung als Energiespeicher verwendet werden, indem die Anlagen entsprechend der Versorgungslage tages- oder wochenweise geplant werden.

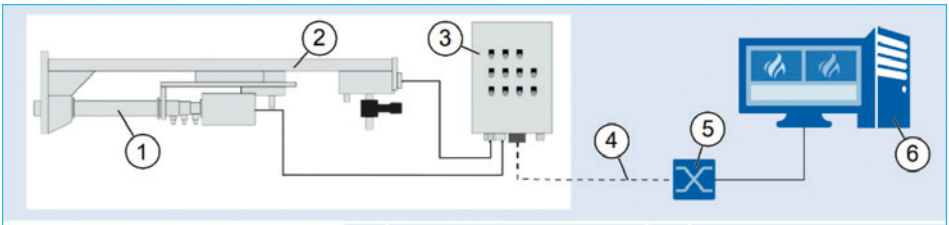
Eine automatisierte Feuerleistungsregelung in diesen Anlagen wird vor dem Hintergrund des Fachkräftemangels immer wichtiger, gestaltet sich aber häufig als schwierig umsetzbar. Dieses Beispiel zeigt eindrucksvoll, wie es heutzutage möglich ist, die Probleme zu lösen und anlagenfahrerunabhängig automatisiert Biomasse-Rostfeuerung zu betreiben.

1.1. Regulatorische Anforderungen

Um den Verbrennungsprozess rostgefeuerter Biomasse- und Müllverbrennungsanlagen effizient zu betreiben, wird der Einsatz einer infraroten oder visuellen Feuerraumkamera immer wichtiger. Im *Best Available Techniques (BAT) Reference Document for Waste Incineration* 2019 [2], der Industrierichtlinie 2010/75/EU, wird die Verwendung einer Feuerraumkamera zur Bestimmung der Temperaturverteilung über dem Rost als geeignetes System zur Verbrennungssteuerung beschrieben.

2. Video- und Thermografie-Systeme

2.1. Systemaufbau Video- und Thermografie-System



1	Feuerraumkamera D-FS	4	Lichtwellenleiter
2	Rückzugsvorrichtung D-RU	5	LWL-Ethernet-Umsetzer
3	Sensor-Steuereinheit D-SCU	6	Video- und Thermografie-Software D-VT/D-VTA mit PC

Abb. 1: Übersicht Video- und Thermografie-System [5]

Ein Feuerraumvideo- oder Video- und Thermografie-System (Abbildung 1) besteht immer aus einer Feuerraumkamera und einer Visualisierungssoftware, wobei die Anwendungen und die dazu passenden Systeme stark branchenabhängig sind. Je nach Bedarf lassen sich unterschiedliche luft- oder wassergekühlte Feuerraumkameras mit oder ohne Rückzugsvorrichtung mit applikationsbezogenen Software-Modulen kombinieren.

Für die Übertragung der Videobilder und Steuersignale über meistens große Entfernungen kommen Lichtwellenleiter zum Einsatz. Bis ca. 500 m Entfernung können Multi-Mode-Fasern (50/125 µm) verwendet werden, über 500 m Entfernung sind es Single-Mode-Fasern (6/125 µm).

Video- und Thermografie-Lösungen visualisieren den Verbrennungsprozess in Feuerungsanlagen und zeigen dem Betreiber ein detailliertes Bild der aktuellen Verbrennungssituation. 24/7-Echtzeitvideos aus der Brennkammer und eine Analyse der Flammentemperaturverteilung liefern alle Informationen, die für eine bestmögliche Überwachung und Steuerung des Verbrennungsprozesses notwendig sind.

2.2. Feuerraumkameras

Im Gegensatz zu uns bekannten Digitalkameras, wie sie beispielsweise in Handys verbaut sind, müssen Feuerraumkameras bei Temperaturen von bis zu 2.000 °C dauerhaft und zuverlässig funktionieren. Dies wird zum einen durch geeignete Kühlung mit Luft oder Wasser und zum anderen durch eine spezielle Optik realisiert.

Die Abbildung 2 zeigt beispielhaft den Aufbau einer Feuerraumkamera mit Endoskop. Die Optik ist z. B. für 250 °C an der Lichteintrittsöffnung geeignet und leitet das Licht zur Kamera. Diese befindet sich dann außerhalb der heißen Umgebung bei Temperaturen unter 60 °C.

Die Hochtemperaturoptiken bilden neben der Kamera den zweiten wesentlichen Teil einer Feuerraumkamera. In der heutigen Zeit, in der Megapixel-Kameras sehr günstig sind, wird die erreichbare Bildauflösung bei visuellen Systemen nur durch die optische Auflösung begrenzt.

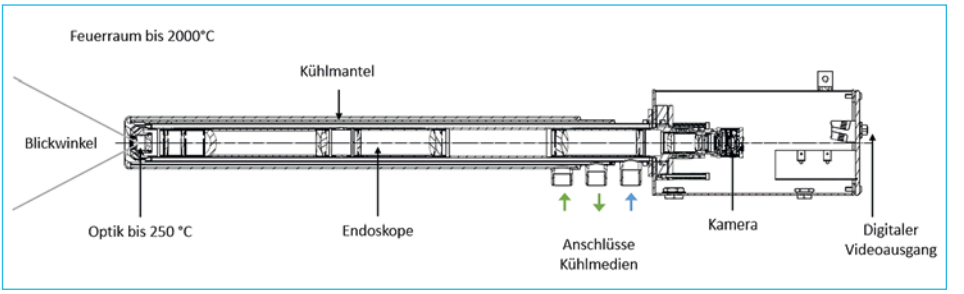


Abb. 2: Schema Feuerraumkamera mit starrem Endoskop

Bei den Optik-Lösungen wird zwischen starren Endoskopen und Objektiven unterschieden. Starre Endoskope, auch Boroskope genannt, bestehen zusätzlich zum Objektiv aus einer oder mehreren Relay-Optiken, die das Licht weiterleiten. Die Abbildung am Eintritt und Austritt einer Relay-Optik ist gleich. Mit starren Endoskopen sind Optiken von mehr als einem Meter realisierbar. Lange Endoskope mit kleinem Durchmesser benötigen viele Relay-Optiken und können aus mehr als 50 Linsen bestehen. Entsprechend haben solche Systeme eine hohe Dämpfung, eine schlechte optische Auflösung und sind deshalb für Rostfeuerungen, die vergleichsweise dunkel sind, nur mäßig geeignet.

Um einen weiten Blick in den Feuerraum zu ermöglichen, dringen die Feuerraumkameras durch die Feuerfestausmauerung in den Feuerraum ein. Alternativ zur einer Festinstallation bieten fast alle Hersteller optional eine Rückzugsvorrichtung an. Diese arbeitet meist pneumatisch und fährt die Feuerraumkamera bei Ausfall der Kühlmedien automatisch aus dem Feuerraum heraus.

2.3. Thermografie-Software

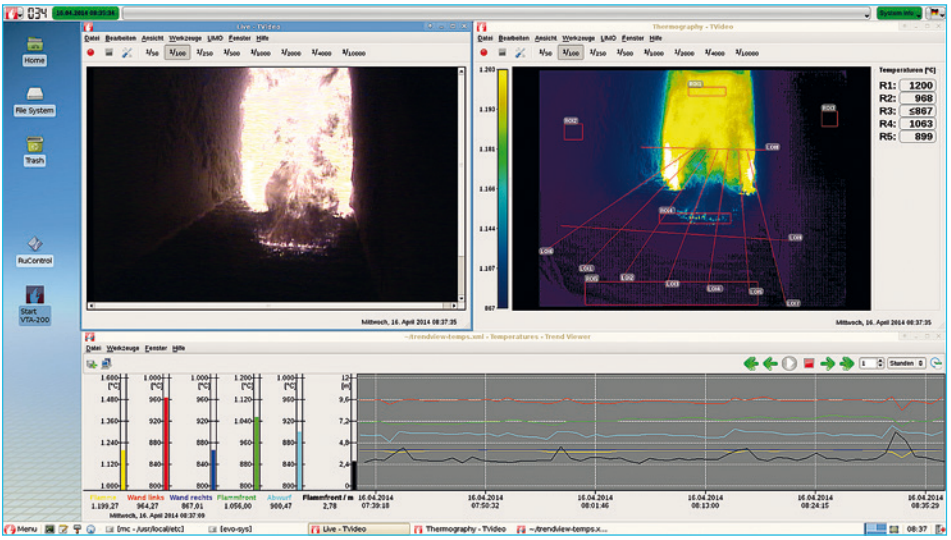


Abb. 3: Übersicht Video- und Thermografie-Software [5]

Die Video- und Thermografie-Software (Abbildung 3) zeigt das Live-Video und die berechnete Temperaturverteilung von einer oder mehreren Feuerraumkameras an, beinhaltet Langzeitdatenspeicherung, Videoaufzeichnung, konfigurierbare Trendanzeigen, bietet digitale Schnittstellen zu Prozessleitsystemen und kann mit Zusatzmodulen erweitert werden.

Die Grundlage für diese Berechnung der Temperaturverteilung liefert das Plancksche Strahlungsgesetz [3], nach dem jeder Körper Strahlung entsprechend seiner Temperatur emittiert. Somit lässt sich für jeden Pixel im Live-Bild eine Temperatur berechnen. Zur einfachen Darstellung werden die Temperaturen einer Farbskala zugeordnet und als Thermografiebild dargestellt (Abbildung 4).

Messpunkte (Region of Interest, ROI) können im Temperaturbild frei definiert und deren Werte über digitale Schnittstellen an die Anlagensteuerung übertragen werden.

Mit den visuellen Feuerraumkameras können Temperaturen im Bereich von 600 bis 2.000 °C gemessen werden. Die Kalibrierung erfolgt an einem Schwarzen Strahler und erreicht eine Genauigkeit von > 99 % im Bereich von 800–1.500 °C gegenüber dieser Referenz.

2.4. Video- und Thermografie-System für Rostfeuerungen

Das Schema in Abbildung 4 zeigt eine typische Rostfeuerung und zwei häufig verwendete Einbaupositionen für Feuerraumkameras.

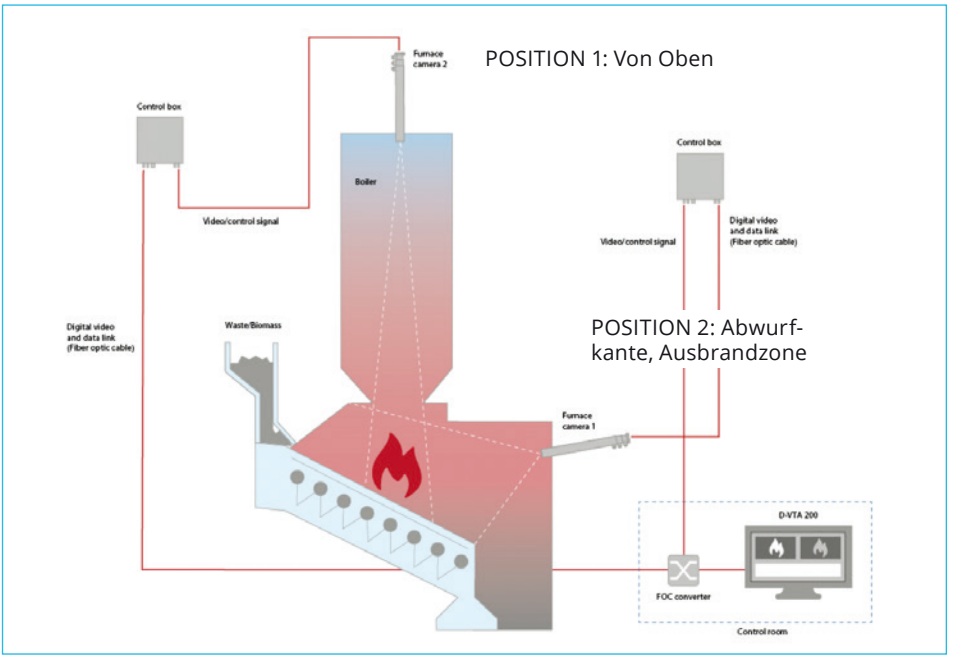


Abb. 4: Schema Rostfeuerungen [5]

2.5. Überwachung der Ausbrandzone

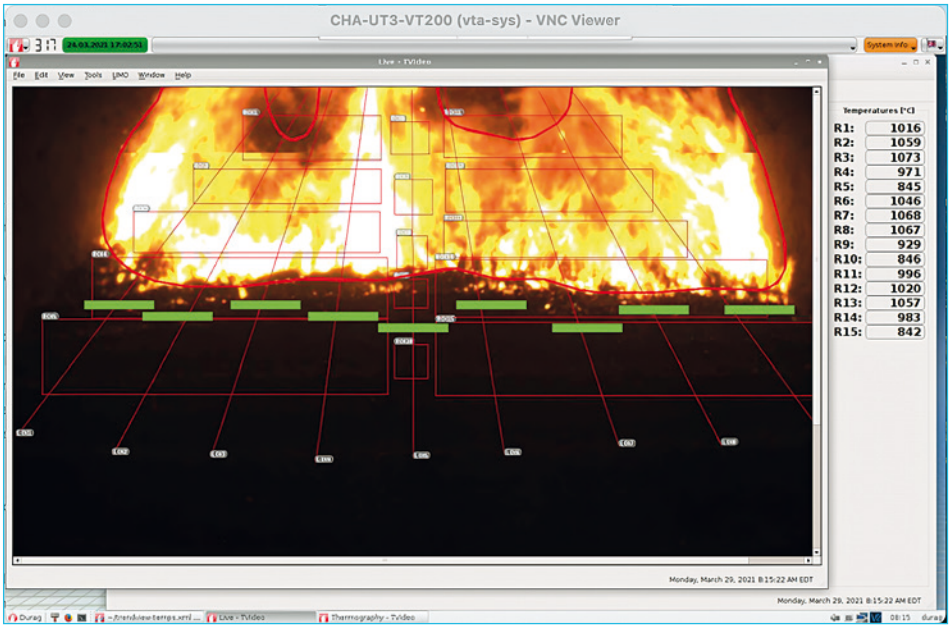


Abb. 5: Ausbrandzone Anlage West Fraser, Chambord

In dieser Position (Position 2, Abbildung 4) kommen fast ausschließlich visuelle (VIS) oder Near-Infrared (NIR)-Kameras zum Einsatz. Sie liefern Livebilder der Ausbrandzone, häufig von der Abwurfkante bis weit in Richtung der Brennstoffaufgabestelle.

Erfahrene Anlagenfahrer können mit dem Livebild die Verbrennung steuern. Um unabhängiger von dem Erfahrungslevel der Anlagenfahrer zu sein, liefert das Thermografie-System die Position der Flammenfront und die Temperaturen von beliebigen, frei definierbaren Regionen im Thermografiebild. Mithilfe der Flammenfront-Position und der Temperaturen ist eine Optimierung der Verbrennung und eine Effizienzsteigerung möglich. Mögliche Steuergrößen sind die Rostgeschwindigkeit, die Primärluft unter dem Rost und die Brennstoffaufgabe-Menge.

2.6. Blick von oben auf das Rost

Eine zweite, häufig verwendete, Einbauposition für Feuerraumkameras ist die Position von oben (Position 1, Abbildung 4). Hier werden sowohl VIS/NIR als auch Mid-Wave-Infrared (MWIR: 2,5 bis 5 µm) Feuerraumkameras eingesetzt. Die MWIR-Technologie hat hier den Vorteil, den Einfluss der Flammen und des Rauchs zu reduzieren und so besser die Temperaturverteilung auf dem Rost

zu bestimmen. Andererseits sind die Auflösungen aktueller MWIR-Kameras wesentlich geringer (320 x 240 oder 640 x 480 Pixel) und zudem sind solche Systeme vergleichsweise teuer.

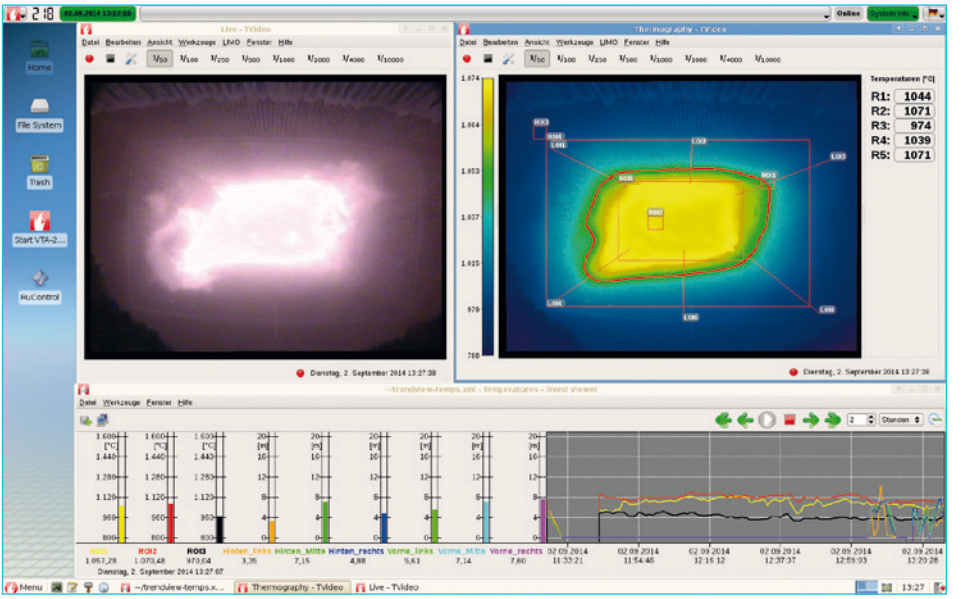


Abb. 6: Visuelle Video- und Thermografie von oben

Neben der Temperaturverteilung auf dem Rost ist hier auch die Temperaturverteilung in Bereichen oberhalb des Rosts und die symmetrische Verbrennung im Kessel von Interesse für den Anlagenbetreiber. Die Thermografie einer visuellen Kamera in der Abbildung 6 zeigt die Asymmetrie der Feuerlage und liefert Höhenlinien gleicher Temperatur über dem Rost.

Die Informationen werden zur NO_X-Minderung, zum einen durch Optimierung der Sekundärluft und bei Anlagen mit einer SNCR-Eindüsung durch Optimierung der Ammoniak Eindüsung (Position und Menge), eingesetzt.

3. West Fraser – OSB-Platten-Herstellung

Das Unternehmen West Fraser, ein führender Hersteller von OSB-Platten (OSB = Oriented Strand Board), betreibt an 17 Standorten weltweit Biomasse-Rostfeuerungen. Die Abbildung 7 zeigt die weltweiten Standorte von West Fraser im Überblick.

Abb. 7: Weltweite Standorte West Fraser [4]

Um OSB-Platten herzustellen, müssen die Holzspäne getrocknet werden. Dies geschieht in einem rauchgasbeheizten Trommeltrockner. Die benötigte Menge an Rauchgas wird durch die Verbrennung von Holzresten, wie z. B. Rinde, in einer Rostfeuerung erzeugt.

Zum Einsatz kommen Feuerrostsysteme von Herstellern wie Standardkessel, Büttner, GTS und Teaford. Der Schwerpunkt liegt auf der Effizienz und der optimalen Nutzung des Brennstoffs.

Um die Verbrennung zu optimieren, wurde 2018 zunächst an zwei Linien von West Fraser im Werk Grande Prairie, Alberta, je eine Kamera pro Ofen mit Thermografie- und Flammenfrontbestimmung installiert.

In den vergangenen fünf Jahren hat West Fraser (früher Norbord) neben Grande Prairie auch die OSB-Werke in Chambord, Quebec und Allendale, South Carolina mit diesem System ausgestattet.

4. Praxiserfahrungen West Fraser

4.1. Planung Grand Prairie

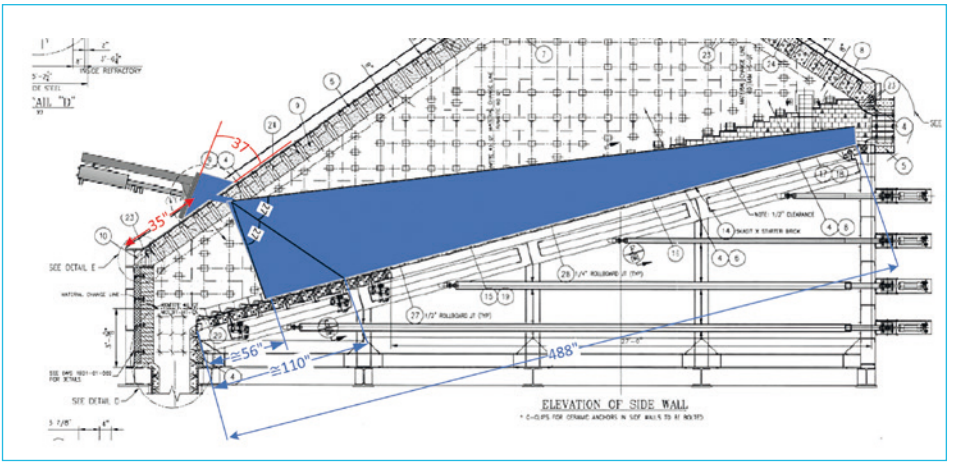


Abb. 8: Installation in Grande Prairie, Alberta Kanada

Abbildung 8 zeigt die Installationsposition der Feuerraumkamera und das seitliche Sichtfeld. Die Wahl der optimalen Position für die Installation der Feuerraumkamera ist sehr wichtig und bestimmt weitgehend die Erfolgschancen einer auf den Kameradaten basierenden Feuerungsautomatisierung.

4.2. Installation Grand Prairie

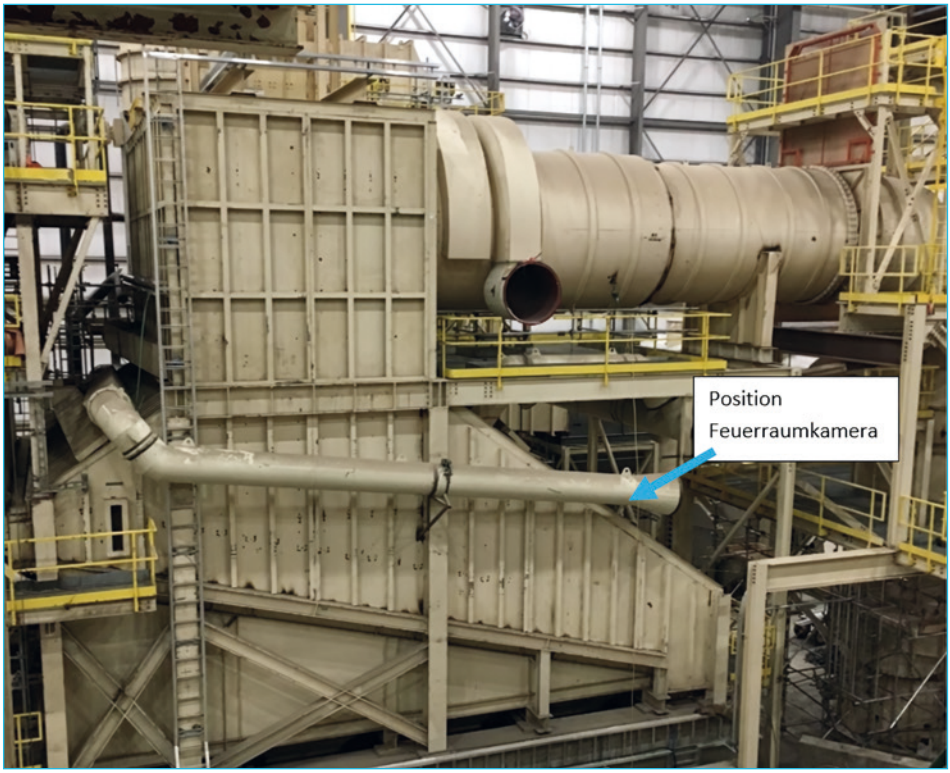


Abb. 9: Installation in Grande Prairie, Alberta, Kanada

Abbildung 9 zeigt die Rostfeuerung in Grand Prairie. Die Biomasse wird links aufgegeben. Die Feuerraumkamera wurde rechts mit pneumatischer Rückzugsvorrichtung installiert (Abbildung 10).

Abb. 10: Grande Prairie, Installierte Feuerraumkamera mit Rückzugsvorrichtung

4.3. Feuerraumkamera mit weitem Blick in den Feuerraum

In allen West-Fraser-Projekten wird eine wassergekühlte Feuerraumkamera D-FS2 mit Rückzugsvorrichtung eingesetzt. Aufgrund der großen und kompakten Verbrennungsanlage mit einem sehr breiten Verbrennungsrost wurde speziell für diese Anwendung eine Feuerraumkamera mit einem Weitwinkelendoskop (92° horizontaler Betrachtungswinkel) entwickelt. Durch den vergrößerten Öffnungswinkel ist es möglich, den gesamten Rost mit einer Feuerraumkamera zu überwachen und alle für die Automatisierung notwendigen Teile des Rostes im Blick zu haben. Um ausreichend Licht und eine gute optische Auflösung zu gewährleisten, wurde ein Endoskop mit einem Durchmesser von 40 mm verwendet. Wichtig für die Anwendung ist auch, dass die Feuerraumkamera in den Brennraum hineinfährt und nicht lange gewartet oder gereinigt werden muss. Dieser Aspekt hatte in der Vergangenheit in anderen Anlagen mit anderen Systemen zu erheblichen Problemen geführt.

4.4. Grande Prairie: Installationsergebnisse

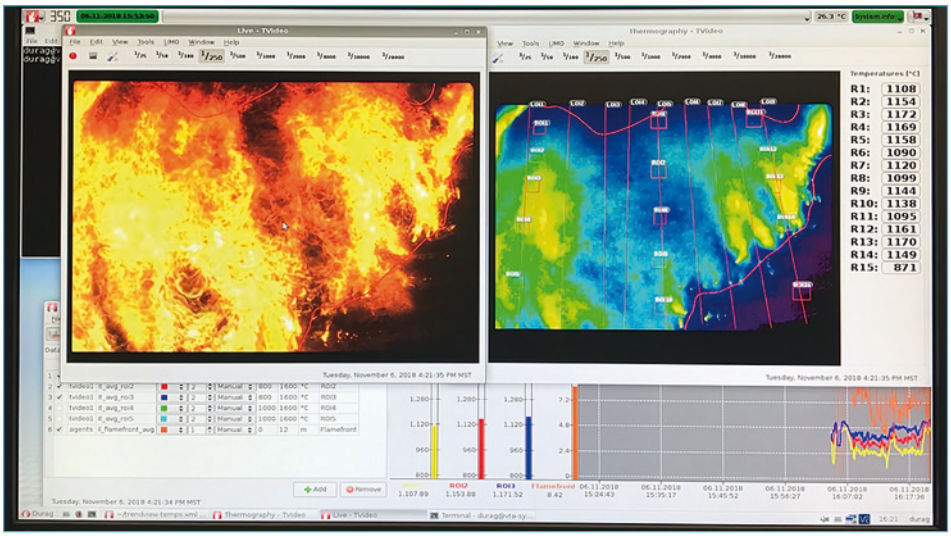


Abb. 11: Thermografiebild vor der Optimierung in Grande Prairie, Alberta, Kanada

Abbildung 11 zeigt das System mit der Feuerfront ohne Optimierung. Das Feuer ist asymmetrisch und endet nicht vor der Abwurfkante.

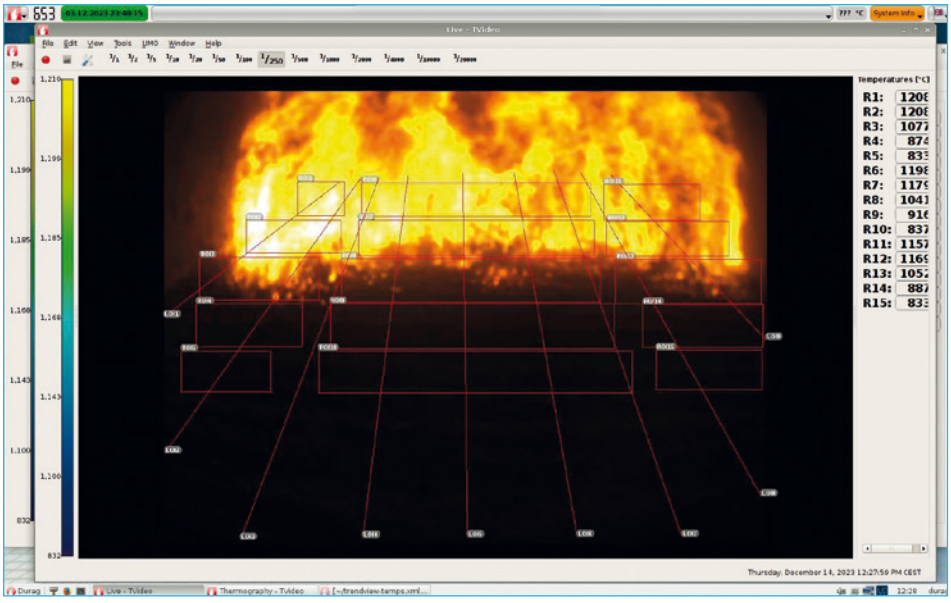


Abb. 12: Thermografiebild nach der Optimierung in Grande Prairie, Alberta, Kanada

Abbildung 12 zeigt nun die Feuerfront nach der Optimierung. Die Daten der Feuerraumkameras werden an das Steuerungssystem übertragen und zur automatischen Steuerung der einzelnen Zonen (links, Mitte, rechts) verwendet. In Abbildung 12 sieht man außerdem die drei Reihen mit je 5 ROIs (für links, Mitte, rechts) und die LOIs zur Bestimmung der Position der Flammenfront. Das Ergebnis für die Flammenfront allein war kein durchschlagender Erfolg. Erst die Kombination der Temperaturzonen (ROIs) in Verbindung mit den LOIs ermöglichte es, die Regelung so zu gestalten, dass die Flammenfront unabhängig von der Höhe der Belastung in einer Position festgenagelt bleibt.

Die beiden Feuerraumkameras in der Anlage in Grande Prairie, Alberta, sind in die Feuerleistungsregelung integriert und diese wird automatisch rund um die Uhr betrieben. Sowohl über die Temperaturzonen (ROI) als auch über die Flammenfrontdetektion (LOI, Feintuning) wird eine gerade und kontinuierliche Feuerfront erreicht, unabhängig vom Belastungsgrad der Anlage. Dadurch wird das Bedienpersonal entlastet und kann sich auf andere Produktionsprozesse konzentrieren.

4.5. Automatisierung und weltweiter Zugriff

Zur Verarbeitung und Auswertung der Kamerabilder wird üblicherweise ein Industrie-PC mit redundantem Festplattensystem mit entsprechender Thermografie- und Analyse-Software verwendet. Ein Ausfall dieses Industrie-PCs hätte zur Folge, dass die Kamerainformationen nicht mehr für die Feuerleistungsregelung zur Verfügung stehen würden.

In diesem Projekt wurde die Software erstmals in einer VM der Kunden-Cloud implementiert, wobei die Feuerraumkameras über Ethernet direkt ins Kundennetzwerk eingebunden sind. Aufgrund von modernem Server-Management und Datensicherungs-Strategien ergibt sich eine deutlich verbesserte, nahezu 100 %-ige Verfügbarkeit.

Selbst der Totalausfall eines gesamten Servers führt nur zu wenigen Sekunden Datenausfall, da automatisch eine neue virtuelle Maschine mit der Software erzeugt und ohne Datenverlust auf einem anderen Server hochgefahren wird. Durch die Nutzung der bestehenden Kunden-IT-Infrastruktur erhält der Kunde weltweiten Zugriff auf das Video- und Thermografie-System.

5. Fazit

Das System ist seit mehr als fünf Jahren in Grande Prairie in Betrieb und die Feuerleistungsregelung wird mehr als 90 % der Zeit genutzt.

West Fraser konnte den Trocknungsgrad der Hackschnitzel von 80 % auf über 90 % steigern. Mit der Automatisierung auf Basis des Video- und Thermografie-Systems sind die Rostfeuerungen in den West-Fraser-Anlagen weitgehend unabhängig von den Kenntnissen und Erfahrungen der Bediener.

Über die moderne Kunden-IT-Infrastruktur sind ein sicherer Betrieb, Fernwartung und weltweiter Datenzugriff jederzeit möglich.

6. Quellen

[1] https://www.cewep.eu/waste-to-energy-plants-in-europe-in-2021/ (Stand: 28.06.2024).

[2] https://www.cewep.eu/waste-to-energy-cycle-2021/ (Stand: 28.06.2024).

[3] Best Available Techniques (BAT), Reference Document for Waste Incineration, Richtlinie 2010/75/EU, Frederik NEUWAHL, Gianluca CUSANO, Jorge GÓMEZ BENAVIDES, Simon HOLBROOK, Serge ROUDIER, 10/2019, www.ec.europa.eu/jrc.

[4] Handbuch Technische Temperaturmessung, Dr.-Ing. Fritz Lieneweg. Karlsruhe.

[5] Website West Fraser, www.westfraser.com (Stand: 28.06.2024).

[6] Website DURAG Group, www.durag.com (Stand: 28.06.2024).

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

Signifikante Brennstoff- und CO_2-Einsparungen durch Echtzeit-Steuerung & Optimierung in industriellen Microgrids

Ingo Kühnen und Jan Hermann

1. Energie im Wandel – Microgrids auf der Überholspur 834

2. Effektive Energiemanagementsysteme für industrielle Microgrids 835

2.1. Substanzielle Eigenschaften 835

2.1.1. Flexibilität, Skalierbarkeit, Erweiterbarkeit und Ausfallsicherheit 835

2.1.2. Zertifizierungen 836

2.2. Funktionen 837

2.2.1. Echtzeit-Steuerungsfunktionen 837

2.2.2. Vorausschauende Planung für eine optimierte Betriebsfahrweise 839

2.2.3. Benötigte Schnittstellen 841

2.2.4. Wechselwirkung Echtzeit-Steuerung und optimierte Planung 842

3. Endspurt 844

EMS	Energiemanagementsystem
BESS	Batterieenergiespeichersystem
NAP	Netzanschlusspunkt
SOC	Batterie-Ladezustand (State of Charge)

1. Energie im Wandel – Microgrids auf der Überholspur

Die Welt befindet sich im Energie-Wandel. Die Besorgnis über die Widerstandsfähigkeit und Zuverlässigkeit der Stromversorgung wächst mehr denn je. Der Energiebedarf verändert sich. Die Energiezielsetzung verändert sich. Dekarbonisierungsstrategien nehmen zu. Die Digitalisierung revolutioniert diesen Wandel.

Zunehmende extreme Wetterereignisse und der Übergang von steuerbaren fossilen zu intermittierenden erneuerbaren Energieträgern erfordern erhebliche Investitionen in neue Infrastrukturen, Technologien und Anlagen. Unternehmen müssen ihre Wettbewerbsfähigkeit aufrechterhalten, während sie gleichzeitig in erneuerbare Technologien investieren.

Dafür bedarf es klarer, stabiler und langfristiger politischer Rahmenbedingungen und Mechanismen, um solche Investitionen in erneuerbare Energien zu fördern.

Die aktuelle Energielandschaft, in Kombination mit der Anforderung nach Lösungen für eine höhere Zuverlässigkeit, Resilienz, Nachhaltigkeit und Kostenreduzierung, hat zu einer wachsenden Nachfrage nach industriellen Microgrids geführt. Mit der zunehmenden Integration dezentraler Energieerzeugung in das öffentliche Versorgungsnetz sowie in industrielle und gewerbliche Anlagen steigt die Bedeutung von Microgrids und die Rolle, die sie in der Energiewende einnehmen. Microgrids können entscheidend dabei helfen, den Herausforderungen der Energiewende und damit der Energieversorgung zu begegnen.

Für den Betreiber des industriellen Microgrids stehen als Zielsetzung resiliente Versorgungssicherheit, Wirtschaftlichkeit und Nachhaltigkeit im Fokus. Industrielle Microgrids mit effektiven und hochverfügbaren Energiemanagementsystemen erfüllen die komplexen Anforderungen, die sich aus dieser energiepolitischen, ökonomischen und ökologischen Zielsetzung ergeben:

- Energiekosteneinsparungen durch Energieoptimierung und Spitzenlastkompensation sowie durch additive Umsatzgenerierung über die Teilnahme am Energiemarkt,
- Versorgungssicherheit durch Erweiterung und Optimierung der Microgrid-Topologie sowie der Möglichkeit zur Inselung,
- Nachhaltigkeit und Reduzierung der CO_2-Emissionen durch den Einsatz und die maximale Ausnutzung erneuerbarer Energieerzeugungsanlagen und Maßnahmen zur Reduzierung des Energieverbrauchs.

2. Effektive Energiemanagementsysteme für industrielle Microgrids

Die Hauptaufgabe eines Energiemanagementsystems für industrielle Microgrids besteht in der Steuerung und Optimierung der Energieflüsse nach verschiedenen Kriterien und Prioritäten mit dem Ziel der Versorgungssicherheit, Wirtschaftlichkeit und Umweltverträglichkeit und unter Berücksichtigung der Unternehmens- und Anlagen-spezifischen sowie wachsenden normativen Ziele und den daraus resultierenden Anforderungen. Die vorausschauende Planung der Energieflüsse (Energiebedarf, Energieerzeugung, Energiespeicher, Energieimport- und Export) nimmt dabei an Bedeutung stetig zu, insbesondere aufgrund der Einflüsse des Energie- und Emissionsmarktes.

Wie sollte nun ein Energiemanagementsystem unter Berücksichtigung all dieser aktuellen und zukünftigen Anforderungen beschaffen sein?

2.1. Substanzielle Eigenschaften

2.1.1. Flexibilität, Skalierbarkeit, Erweiterbarkeit und Ausfallsicherheit

Neben der Ausrüstung für neue industrielle Anlagen, bei denen das Energiemanagementsystem sowie primäre und übergeordnete Steuerungssysteme bereits während der Konzeptphase aufeinander abgestimmt und auf die Anlagenbedürfnisse ausgerichtet werden, sind es insbesondere Erweiterungen bestehender Anlagen, die die Energiemanagementsysteme vor größere Herausforderungen stellen.

Bei diesen Anlagen:

- muss das Energiemanagementsystem **flexibel** sein, um vorhandene Infrastrukturen, Energieerzeugungsanlagen (oft Gas- und Dampfturbinen, Maschinensätze, BHKWs und erste PV-Anlagen), industrielle Verbraucher und Steuerungssysteme (z. B. Gebäudeleittechnik, Prozessleittechnik) einbinden zu können,
- muss das Energiemanagementsystem **erweiterbar** sein, um für schrittweise Erweiterungs- und Modernisierungsplanungen gerüstet zu sein, wie z. B.
    - für die sukzessive Errichtung additiver regenerativer Energieanlagen, Energiespeichersysteme und Brennstoffzellensysteme,
    - für die Implementierung der Netznullbezugsregelung,
    - für die Nachrüstung des geplanten oder ungeplanten Inselbetriebs,

- für den unterbrechungslosen Übergang vom Netzparallel- in den Inselbetrieb,
- für die Nutzung überschüssiger regenerativer Energie für Wasserstoff-Elektrolyseanlagen und Energiespeichersysteme,
- für die Einspeisung überschüssiger Energie in das öffentliche Netz und damit einhergehend die Möglichkeit, am Energiemarkt teilnehmen zu können,
- für die Teilnahme am dynamischen Emissionsmarkt.

Darüber hinaus muss das Energiemanagementsystem **skalierbar** sein, um es individuell auf jede industrielle Anlage zuschneiden zu können, d. h.

- auf die Topologie des Microgrids,
- auf die jeweiligen Microgrid-Teilnehmer wie Energieerzeugungsanlagen, Energiespeichersysteme, industrielle Verbraucher und das öffentliche Netz über die vorhandenen Netzanschlusspunkte,
- auf die vorgesehenen Microgrid-Betriebsarten,
- auf die erforderlichen Steuerungs- und Optimierungsfunktionen,
- auf die benötigten Schnittstellen zu Primärsteuerungen der Energieerzeugungsanlagen und Energiespeichersysteme, zu übergeordneten Systemen, zu externen Dienstleistern wie Aggregatoren und Energiehändlern, zu Plattformen für die Prognose von Energiekosten und erneuerbarer Energien sowie zu Energieversorgern,
- auf die für die Produktion und den Betrieb benötigten Verbraucher wie Lasten und Motoren, aber auch Ladestationen und Wasserstoffelektrolyseanlagen.

Da das Energiemanagementsystem als übergeordnete Echtzeit-Steuerung für die Interaktion aller Microgrid-Teilnehmer verantwortlich ist, müssen diese Systeme **ausfallsicher** ausgerüstet sein, z. B. über Hardware-Redundanz mit redundanten Netzen und geeigneten Redundanz-Protokollen.

2.1.2. Zertifizierungen

Um regionale und überregionale Anforderungen abdecken zu können, ist die Einhaltung entsprechender nationaler und internationaler Standards zu gewährleisten. Dazu gehören beispielsweise nationale Netzanschlussrichtlinien wie die VDE-AR-N 41x0 oder internationale Cyber-Security-Standards wie die IEC 62443 für industrielle Automatisierungs- und Steuerungssysteme.

2.2. Funktionen

2.2.1. Echtzeit-Steuerungsfunktionen

Mittels der Echtzeit-Steuerungsfunktionen des Energiemanagementsystems erhöht der Betreiber die Versorgungssicherheit und -qualität seines industriellen Microgrids und stellt sicher, dass die aus der Planung transferierten Sollwertvorgaben für den gewünschten Tagesverlauf umgesetzt, aber gleichzeitig auch Reaktionen auf ungeplante Ereignisse berücksichtigt werden, wie beispielsweise plötzliche Dunkelflauten, Netzschwankungen oder Lastsprünge.

2.2.1.1. Übergeordnete Steuerung der Energieerzeugungsanlagen

Mit dieser Funktion werden die für den Betrieb benötigten Energieerzeugungsanlagen und Energiespeichersysteme gemanagt. Neben den Start-Stopp-Anforderungen für alle Energieerzeugungsanlagen und den Synchronisierungsanforderungen für die rotierenden Energieerzeugungsanlagen gehört die Steuerung der Wirk- und Blindleistungsflüsse zu den Basis-Aufgaben des Energiemanagementsystems.

2.2.1.2. Steuerung des Energieflusses über den Netzanschlusspunkt (NAP)

Im Netzparallelbetrieb können mittels der PQ- und cos ϕ-Steuerungsfunktionen die Wirk- und Blindleistungsflüsse der verfügbaren Energieerzeugungsanlagen gesteuert werden, die über den Netzanschluss fließen, und zwar entweder innerhalb einstellbarer Grenzen oder über einen definierten Sollwert.

Einen Beitrag zur Erhöhung der Netzstabilität und -qualität liefern die Modi Netzfrequenzstützung und Netzspannungsstützung, die zusätzlich über die PQ-Steuerungsfunktion aktiviert werden können.

Diese Modi dienen innerhalb der definierten Möglichkeiten des Microgrids

- der Stützung der Netzfrequenz, indem die Wirkleistung der Energieerzeugungsanlagen automatisch angepasst wird, wenn die am NAP gemessene Frequenz vom Referenzwert abweicht,
- der Stützung der Netzspannung, indem Wirk- und Blindsollwerte der Energieerzeugungsanlagen automatisch angepasst werden, wenn die am NAP gemessene Spannung vom Referenzwert abweicht.

Für Microgrids, die im Netzparallelbetrieb vorrangig über die regenerativen Energieerzeugungsanlagen versorgt werden und nicht in das öffentliche Netz einspeisen sollen, trägt diese Funktion zur Realisierung der Netznullbezugsregelung bei.

2.2.1.3. Frequenz- und Spannungssteuerung im Inselbetrieb

Mittels der Frequenzsteuerungsfunktion wird die Frequenz des Inselnetzes über die netzbildenden Energieerzeugungsanlagen wie z. B. Gasturbinenanlagen und Batteriespeichersysteme überwacht und geregelt, indem den netzbildenden Energieerzeugungsanlagen die entsprechenden Betriebsmodi (Isochronous oder Droop Control Mode) zugewiesen und den netzfolgenden Energieerzeugungsanlagen die Wirkleistungssollwerte gesendet werden. Im Zuge der unterbrechungsfreien Rücksynchronisierung zum öffentlichen Netz wird die Referenzfrequenz für die netzbildenden Energieerzeugungsanlagen an die Frequenz des öffentlichen Netzes angepasst.

Mittels der Spannungssteuerungsfunktion wird die Spannung des Inselnetzes überwacht und geregelt, indem die Wirk- und Blindleistungssollwerte an die Energieerzeugungsanlagen gesendet werden.

2.2.1.4. Lastverteilung im Inselbetrieb

Im Inselbetrieb sorgt diese Funktion für eine bedarfsgerechte Wirk- und Blindlastverteilung entsprechend der Frequenz- und Spannungsregelung, indem den Energieerzeugungsanlagen entsprechende Wirk- und Blindleistungssollwerte zugewiesen werden, je nach konfigurierter Einstellung und Priorität der ausgewählten Betriebsfahrweise und unter Berücksichtigung der Zustände, Kapazitätsgrenzen und Betriebsbeschränkungen der Energieerzeugungsanlagen. Entsprechend dieser Konfiguration können die Grenzwerte für eine etwaige Abregelung der erneuerbaren Energieerzeugungsanlagen mit den Sollwerten der steuerbaren Energieerzeugungsanlagen kombiniert werden.

2.2.1.5. Reserveleistungsmanagement

Im Inselbetrieb stellt diese Funktion sicher, dass die verfügbaren Ressourcen des Microgrids zu jeder Zeit über genügend Regelkapazität verfügen, um einen zuverlässigen Betrieb zu gewährleisten. Das gilt auch für die Vorbereitung des Übergangs vom Netzparallelbetrieb in den geplanten oder auch ungeplanten Inselbetrieb.

Bereits während der Planung (Day-Ahead Scheduling) der optimalen Betriebsfahrweise (Optimal Dispatching) können die benötigten Reservekapazitäten berücksichtigt werden, die über rotierende Anlagen (wie z. B. Gasturbinenanlagen) und nicht-rotierende Systeme (wie z. B. Batteriespeichersysteme) zur Verfügung gestellt werden.

Im Falle einer plötzlichen Abweichung von der benutzerdefinierten Mindestreserveleistung kann diese Funktion schnelle Korrekturmaßnahmen auslösen, um die ausreichende Menge an Reservekapazität wiederherzustellen. Zu den Maßnahmen gehören Lastabwurf sowie Zuschalten, Abschalten oder Abregeln von Energieerzeugungsanlagen.

2.2.1.6. Spitzen-Glättung der PV- und Wind-Energie

Diese Echtzeitfunktion basiert auf einer modellprädiktiven Regelungsstrategie zur Steuerung des Batterieenergiespeichersystems und ermöglicht die Glättung der kurzzeitigen fluktuierenden Leistungsamplitude der erneuerbaren Energieerzeugungsanlagen über ein konfigurierbares Zeitfenster hinweg.

2.2.1.7. Kapazitäts-Glättung der PV- und Wind-Energie

Diese Funktion bietet eine Möglichkeit, die Prognoseunsicherheit bei der intermittierenden PV- und Windenergieerzeugung auszugleichen, sodass die gesamte Energieerzeugung über den betrachteten Zeitraum im Durchschnitt nicht von der geplanten Betriebsfahrweise abweicht. Diese Kompensation erfolgt über zugewiesene steuerbare Energieerzeugungsanlagen wie beispielsweise Batterieenergiespeichersysteme. Die Funktion umfasst sowohl die Glättung der Leistung als auch die Steuerung der Rampenrate (MW/min).

2.2.1.8. Weitere Funktionen

Die hier aufgelisteten Echtzeit-Funktionen gehören zusammen mit den unterschiedlichen Betriebsarten Netzparallelbetrieb und Inselbetrieb zu den grundlegenden Funktionen eines Energiemanagementsystems. Flexible Systeme sind mit weiteren Funktionen ausgestattet bzw. können mit weiteren Funktionen erweitert werden, je nach individueller Anforderung der industriellen Anlage. Zu diesen Funktionen gehören beispielsweise die Schwarzstartsteuerung und die Lastabwurfsteuerung.

2.2.2. Vorausschauende Planung für eine optimierte Betriebsfahrweise

Diese Funktionalität umfasst die vorausschauende Planung (Day-Ahead-Scheduling) sowie die Umsetzung der daraus resultierenden Betriebsfahrweise (Optimal-Dispatching), um somit die elektrischen Energieflüsse von Energieerzeugungsanlagen, Batteriespeichersystemen, Netzimport und Netzexport sowie von industriellen Verbrauchern gemäß den angestrebten Kriterien und Prioritäten zu optimieren.

Mittels der vorausschauenden Planung optimiert der Betreiber die wirtschaftliche Leistungsfähigkeit seines industriellen Microgrids für ein definiertes Zeitfenster (zumeist 24 h). Dazu gehören Brennstoff- und CO_2-Einsparungen sowie die Reduzierung der Netzbezugsleistung.

Für die vorausschauende Planung werden verschiedenste Planungsgrößen berücksichtigt. Dazu gehören:

- Daten und Verfügbarkeit der Energieerzeugungsanlagen und Speichersysteme,
- statische und dynamische Energiekosten wie Brennstoffkosten, Kosten für CO_2 Zertifikate, Netzbezugskosten und Netzexportvergütung,
- Lastprofile der industriellen Verbraucher wie Produktionsanlagen und -gebäude,
- Prognosen für PV- und Windenergie,
- planungsrelevante Daten der Energieerzeugungsanlagen wie Brennstoffverbrauch, Emissionsverhalten, Prioritätsinformationen, Grenzwerte, Leistungsreduzierung in Abhängigkeit der Umgebungsbedingungen,
- planungsrelevante Daten der industriellen Verbraucher,
- Auswahl und Konfiguration der Optimierungsmodi.

Mit der Auswahl der Optimierungsmodi, welche stark von der Topologie des Microgrids und den Anforderungen des industriellen Betriebs abhängig sind, wird die grundlegende Priorisierung für die Betriebsfahrweise des Microgrids in Hinblick auf die resultierenden Energieflüsse festgelegt. Maximierung erneuerbarer Energien, Reduzierung von Emissionen, ökonomische Optimierung, Minimierung des Netzimportes und Spitzenlastglättung (Peak Shaving) sind einige der wichtigsten Optimierungsmodi.

Auf Basis dieser Daten können optimierte Planungsszenarien (Day-Ahead-Schedule) mit einer Granularität von 15 Minuten erstellt und miteinander verglichen werden. Diese Szenarien sind auch in dem Sinne konfigurierbar, dass sie im Anschluss an die Übertragung in die Echtzeitsteuerung basierend auf Benutzereingaben oder Ereignissen (z. B. plötzliche Dunkelflaute oder Lastspitzen) geändert werden können.

2.2.2.1. Einbindung von Batterieenergiespeichersystemen (BESS)

Im Kontext effektiver Energiemanagementsysteme sind Batterieenergiespeichersysteme von großer Bedeutung. Neben der Speicherung überschüssiger Energie lassen sich mit Batterieenergiespeichersystemen auch Glättungsmechanismen für die volatilen PV- und Windanlagen und während auftretender

Spitzenlastsituationen realisieren. Sie fungieren damit nicht nur als Instrument für Reaktionen auf ungeplante Ereignisse, sondern tragen auch wesentlich zur Optimierung des Betriebsfahrplans bei.

Mithilfe dieser Funktion erfolgt die Ansteuerung für das Laden und Entladen des Batterieenergiespeichersystems (BESS) abgestimmt mit dessen Primärsteuerung, dem Batteriemanagementsystem.

Konfigurierbar sind Lade- und Entladezeiträume sowie Mindest- und Höchstgrenzen für den Ladezustand der Batterien. In Abhängigkeit des Ladezustandes (SOC) ändern sich die Einstellungen zur Steuerung des Batteriesystems, wodurch das Laden der Batterie für niedrigere Ladezustandsbereiche und Entladen für höhere Ladezustände begünstigt wird.

Bereits bei der vorausschauenden Planung (Day-Ahead-Scheduling) erfolgt die optimale Verteilung der Lade- und Entladephasen innerhalb dieser konfigurierten Grenzen und in Abhängigkeit des ausgewählten Optimierungsmodus.

So sorgt diese Funktion im Modus Spitzenlastglättung zusammen mit dem Reserveleistungsmanagement dafür, dass das Batterieenergiespeichersystem auftretende Spitzenlasten glättet, um einen ungeplanten und gegebenenfalls kostenintensiven Netzbezug zu vermeiden.

2.2.2.2. Abregelung von PV- und Windenergie

Obwohl ökologisch nicht gewünscht, kann das Abregeln der PV- und Windenergie in bestimmten Fällen notwendig sein, wenn beispielsweise die Überschussenergie der PV- und Windanlagen weder gespeichert noch in das öffentliche Netz eingespeist werden kann oder auch aus Gründen der Systemstabilität.

Bereits bei der vorausschauenden Planung (Day-Ahead-Scheduling) werden die Parameter für das Abregeln der PV- und Windenergie in Abhängigkeit des ausgewählten Optimierungsmodus konfiguriert.

2.2.3. Benötigte Schnittstellen

- Anbindung an Energieerzeugungs-, Verteilungsanlagen und Verbraucher: Die Kommunikation der Microgrid-Echtzeitsteuerung mit den Primärsteuerungen der Energieerzeugungsanlagen, Energiespeichersysteme, industriellen Verbraucher und Verteilungsanlagen wird durch entsprechende Schnittstellen realisiert. Für schnelle Kommunikationen wie beispielsweise den schnellen Lastabwurf (< 15 ms) sind geeignete Schnittstellen und Protokolle wie z. B. das IEC 61850 Goose-Protokoll erforderlich.

- Anbindung an industrielle Datenmanagement-Systeme:
  API-Schnittstellen sorgen für die Anbindung an industrielle Historian-Systeme zur Speicherung, Archivierung, Analyse und Diagnose von Anlagendaten.
- Anbindung an externe Dienstleister und Portale:
  API-Schnittstellen ermöglichen die Anbindung an externe Dienstleister und Portale, die Energiepreise sowie PV- und Windprognosen zur Verfügung stellen.
- Anbindung an übergeordnete Systeme:
  Übergeordnete Systeme können über entsprechende Schnittstellen angebunden werden. Dazu gehören sowohl interne Systeme wie Prozessleitsysteme oder Gebäudeleittechniksysteme als auch externe Systeme wie Fernwirkanlagen oder Energieversorger-Systeme, worüber beispielsweise Dispatch-Anfragen bezüglich benötigter Exportleistung übermittelt werden können, die der Microgrid-Betreiber durch Erhöhung der lokalen Stromerzeugung oder durch Abschaltung von Verbrauchergruppen bereitstellen kann.
- Teilnahme am Strommarkt:
  Die für den Energiehandel benötigten Zugänge zu den Energiemärkten werden über entsprechende API-Schnittstellen zu den Energiehändlern realisiert.

2.2.4. Wechselwirkung Echtzeit-Steuerung und optimierte Planung

Durch das funktionale Zusammenspiel zwischen der vorausschauenden Planung, der resultierenden optimierten Betriebsfahrweise für das industrielle Microgrid und den Funktionen der Echtzeit-Steuerung können somit signifikante Brennstoff- und CO_2-Einsparungen realisiert werden (Abbildung 1).

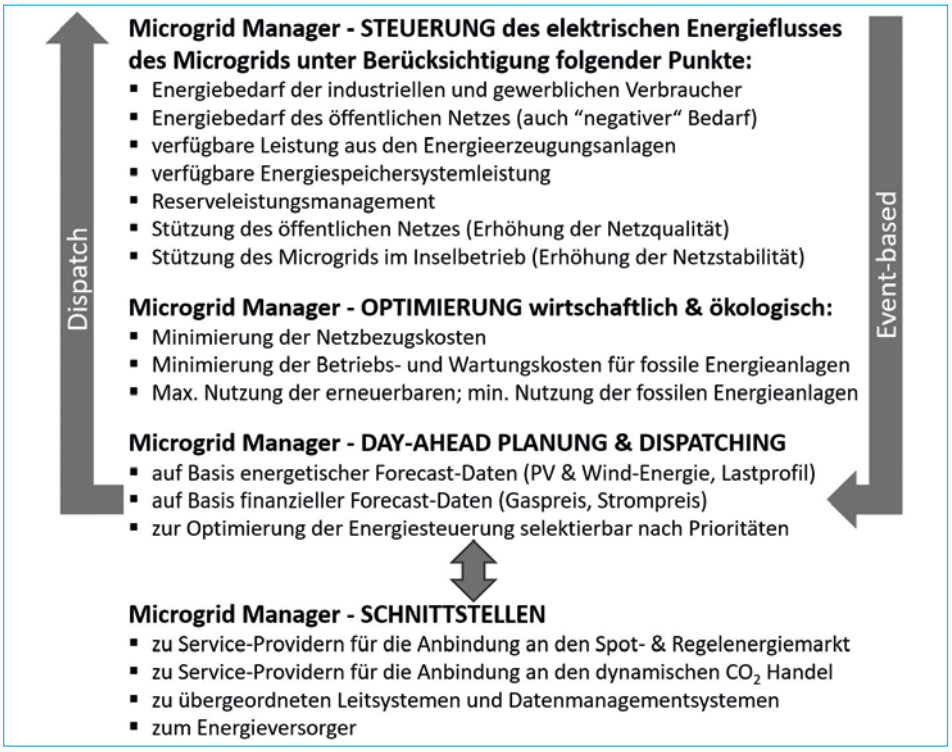


Abb. 1: Wechselwirkung zwischen Planungs- und Ereignis-basierter Steuerung

Darüber hinaus kann durch diese Wechselwirkung eine deutliche Reduzierung der Netzbezugskosten ermöglicht werden, wie am folgenden Beispiel zu erkennen ist (Abbildung 2).

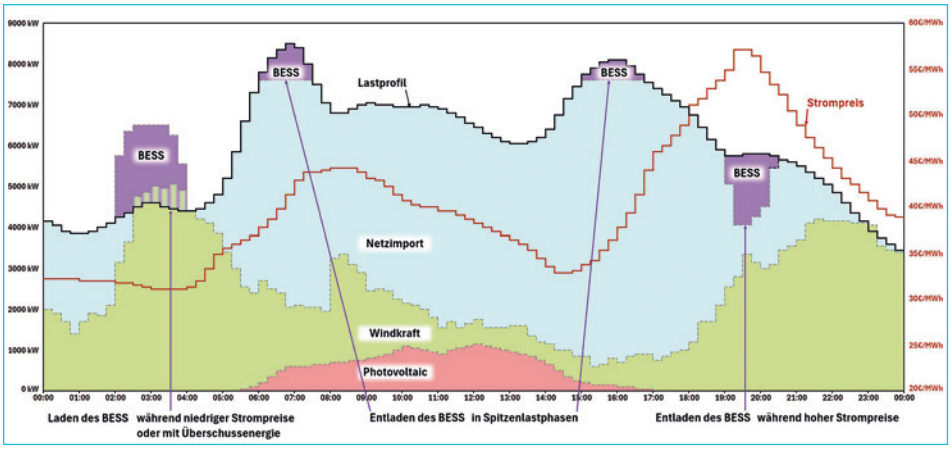


Abb. 2: Beispiel eines Day-Ahead-Optimierungsplans gemäß Economic-Dispatch

Wesentliche und begünstigende Faktoren für das Erreichen dieser Einsparungen sind:

- maximale Ausnutzung der erneuerbaren Energieerzeugungsanlagen,
- Minimierung der fossilen Energieerzeugungsanlagen,
- Nutzung der Überschussenergie z. B. durch
  - Einsatz von Batterieenergiespeichersystemen,
  - H_2-Elektrolyse-Anlagen in Kombination mit Brennstoffzellensystemen,
- Spitzen- und Kapazitätsglättung der volatilen erneuerbaren Energieerzeugungsanlagen mittels Batterieenergiespeichersystemen,
- Spitzenlastkompensation durch Energiespeichersysteme im Inselbetrieb oder bei Netznullbezugsregelung,
- übergeordnete Optimierung und Steuerung der Microgrid-Teilnehmer über Energiemanagementsysteme mit funktionaler Wechselwirkung zwischen optimierter Planung und Echtzeit-Steuerung.

Gleichzeitig erhöht sich die Versorgungssicherheit bei ungeplanten Ereignissen (z. B. plötzliche Dunkelflaute, Netzschwankungen oder Lastsprünge) auf zweierlei Weise:

1. Das für die Betriebsfahrweise herangezogene und an die Echtzeit-Steuerung übertragene Planungsszenario wird bei entsprechender Konfigurierung im Falle bestimmter Ereignisse gezielt geändert. Die Betriebsfahrweise ändert sich und die Echtzeit-Steuerung reagiert auf diese Änderung der Betriebsfahrweise.
2. Die Echtzeit-Steuerung reagiert je nach Konfigurierung unmittelbar auf ungeplante Ereignisse. Hierbei ändert sich die Betriebsfahrweise nicht.

Dabei gleichen sich Echtzeit-Steuerung und optimierte Planung stetig ab, sodass ein durchgängig optimierter Betrieb gewährleistet werden kann.

3. Endspurt

In Zeiten des Energiewandels und der resultierenden Anforderungen sind Maßnahmen zur Energiepreissicherheit, Energiekostensenkung, Versorgungssicherheit und Klimaneutralität grundlegende Unternehmensziele geworden.

Durch eine effektive Microgrid-Topologie und ein effektives Energiemanagementsystem können – neben der Erhöhung der Versorgungssicherheit – signifikante Brennstoff- und CO_2-Einsparungen sowie eine deutliche Reduzierung

der Netzbezugsleistung realisiert und zudem noch die Möglichkeit geschaffen werden, Vergütungen durch den Export überschüssiger Energie ins öffentliche Netz und der Teilnahme am Energiemarkt zu erzielen.

Mithilfe eines effektiven Energiemanagementsystems, bei dem das Zusammenspiel zwischen planungs- und ereignisbasierter Steuerung gewährleistet ist, werden die elektrischen Energieflüsse des Microgrids gemäß der optimierten Planung in Echtzeit gesteuert und die Betreiber von industriellen Microgrids so für die energiepolitischen Herausforderungen gewappnet.

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

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*

Autorenverzeichnis

David Albus **Seite 765**
EUtech Scientific Engineering GmbH
Nerscheider Weg 170
52076 Aachen
Tel.: 02408 71342-33
E-Mail: albus@eutech.de

Dr.-Ing. Rolf Albus **Seite 195**
Gas- und Wärme-Institut Essen e. V.
Hafenstraße 101
45356 Essen
Tel.: 0201 3618-100
E-Mail: rolf.albus@gwi-essen.de

Dr.-Ing. Krasimir Aleksandrov **Seite 291**
Karlsruher Institut für Technologie
Institut für Technische Chemie
Hermann-von-Helmholtz-Platz 1
Tel.: 0721 608-22177
E-Mail: krasimir.aleksandrov@kit.edu

Dipl.-Ing. Bjarke Ove Andersen **Seite 499**
FLSmidth A/S
Vigerslev Alle 77
2500 Valby
Dänemark
Tel.: +45 3093 1921
E-Mail: bjoa@flsmidth.com

Dr. Witold Arnold **Seite 115**
RWE Power AG
Ernestinenstraße 60
45141 Essen
Tel.: 0152 09006538
E-Mail: witold.arnold@rwe.com

Dr.-Ing. Albert Bagaviev **Seite 641**
TÜV Rheinland
Am Grauen Stein
51105 Köln
Tel.: 0221 806-5754
E-Mail: albert.bagaviev@de.tuv.com

Mehmet Emin Balyemez **Seite 765**
Eren Enerji
Kuzyaka Mahallesi Aras Sokak No:6
Çatalağzı, Kilimli, Zonguldak
Türkei
E-Mail: mehmetemin.balyemez@erenenerji.com.tr

Prof. Dr.-Ing. Michael Beckmann **Seite 465, 605**
Technische Universität Dresden
Professur für Energieverfahrenstechnik
George-Bähr-Straße 3B
01069 Dresden
Tel.: 0351 463-34493
E-Mail: michael.beckmann@tu-dresden.de

Dr. rer. nat. Stephan Beckord **Seite 343**
CheMin GmbH
Am Mittleren Moos 46A
86167 Augsburg
Tel.: 0821 74839-18
E-Mail: s.beckord@chemin.de

Dr.-Ing. Daniel Bernhardt **Seite 605**
Technische Universität Dresden
Professur für Energieverfahrenstechnik
George-Bähr-Straße 3B
01069 Dresden
Tel.: 0351 463-33143
E-Mail: daniel.bernhardt@tu-dresden.de

Dipl.-Ing. Michael Beyer **Seite 313, 357**
ERK Solution GmbH
Radickestraße 48
12489 Berlin
Tel.: 030 897746-15
E-Mail: mbeyer@eckrohrkessel.com

Dipl.-Ing. (FH) Alexander Bibow **Seite 623**
TÜV Rheinland Industrie Service GmbH
Vetschauer Straße 24
03048 Cottbus
Tel.: 0175 5707673
E-Mail: alexander.bibow@de.tuv.com

Thomas Blau **Seite 807**
Standardkessel Baumgarte GmbH
Wissollstraße 19
45478 Mülheim an der Ruhr
Tel.: 0208 20768-115
E-Mail: thomas.blau@sb-group.com

Svenja Blechmann **Seite 149**
Steinmüller Engineering GmbH
Fabrikstraße 5
51643 Gummersbach
Tel.: 02261 78950-361
E-Mail: svenja.blechmann@steinmueller.com

Dipl.-Ing. Rainer Böcher **Seite 225**
Hegwein GmbH
Kornwestheimer Straße 47
70825 Korntal-Münchingen
Tel.: 07150 3830-100
E-Mail: rainer.boecher@hegwein.durag.com

Dr. Sebastian Bohnes **Seite 115**
RWE Power AG
Ernestinenstraße 60
45141 Essen
E-Mail: sebastian.bohnes@rwe.com

Lars Bondzio **Seite 377**
Endress+ Hauser
Siemensstraße 2
64823 Groß-Umstadt
Tel.: 06078 786-30071
E-Mail: lars.bondzio@endress.com

Dipl.-Ing. Lutz Brandau **Seite 213**
Steinmüller Engineering GmbH
Fabrikstraße 5
51643 Gummersbach
Tel.: 02261 78950484
E-Mail: lutz.brandau@steinmueller.com

Dipl.-Ing. Hellmuth Brüggemann **Seite 265**
Consulting&Concepts
Wäldenbronner Straße 57
73732 Esslingen
Tel.: 0150 2463568
E-Mail: consulting@hellmuthbrueggemann.de

Dr. Johannes Buchheim **Seite 589**
Glatt Ingenieurtechnik GmbH
Nordstraße 12
99427 Weimar
Tel.: 03643 47-1346
E-Mail: johannes.buchheim@glatt.com

Stefan Buchner, M.Sc. **Seite 659**
OTH Regensburg
Galgenbergstraße 30
93053 Regensburg
Tel.: 0941 943-5256
E-Mail: stefan.buchner@oth-regensburg.de

Dipl.-Ing. Michaela Buder **Seite 93**
BASF Schwarzheide GmbH
Schipkauer Straße 1
01986 Schwarzheide
Tel.: 0170 7124462
E-Mail: michaela.buder@basf.com

Damian Budnik **Seite 675**
Elpro GmbH
Marzahner Straße 34
13053 Berlin
E-Mail: damian.budnik@elpro.de

Dipl.-Wirt.-Ing. (FH) Sebastian Bührdel **Seite 13**
USE MY ENERGY GmbH
Frauenstraße 13
02763 Zittau
Tel.: 0177 8219043
E-Mail: sebastian.buehrdel@use-my-energy.de

Elisabeth Burghart, M.Sc. **Seite 793**
Siemens Energy Global GmbH & Co. KG
Nonnendammallee 101
13629 Berlin
E-Mail: elisabeth.burghart@siemens-energy.com

Argyrios Chatzopoulos, M.Sc. **Seite 793**
Siemens Energy Global GmbH & Co. KG
Nonnendammallee 101
13629 Berlin
E-Mail: argyrios.chatzopoulos@siemens-energy.com

Klaus Czirr **Seite 817**
DURAG GmbH
Kollaustraße 105
20453 Hamburg
Tel.: 040 554218-4101
E-Mail: klaus.czirr@durag.com

Marcel Dix **Seite 689**
ABB AG Forschungszentrum
Wallstadter Straße 59
68526 Ladenburg
E-Mail: marcel.dix@de.abb.com

Dipl.-Wirt.-Ing. Ingo Dreher **Seite 265**
Balgheim

Dipl.-Ing. Volker Dütge **Seite 465**
ete.a Ingenieurgesellschaft für Energie- und
Umweltengineering & Beratung mbH
Hofgut Kolnhausen 12
35423 Lich
Tel.: 049641 34838
E-Mail: volker.duetge@unity-mail.de

Christian Eder **Seite 571**
WEHRLE-WERK AG
Bismarckstraße 1-11
79312 Emmendingen
Tel.: 0172 3165263
E-Mail: eder@wehrle-werk.de

Bärbel Epp **Seite 137**
Solrico/IEA SHC Task 68 Efficient Solar District Heating
Schongauerstraße 35
33615 Bielefeld
Tel.: 0176 81028224
E-Mail: epp@solrico.com

Andreas Ewald **Seite 279**
Technische Universität München
Lehrstuhl für Energiesysteme
Boltzmannstraße 15
85748 Garching
Tel.: 089 289-16342
E-Mail: andreas.ewald@tum.de

Dr.-Ing. Sebastian Fendt **Seite 279**
Technische Universität München
Lehrstuhl für Energiesysteme
Boltzmannstraße 15
85748 Garching
Tel.: 089 289-16207
E-Mail: sebastian.fendt@tum.de

Dipl.-Ing. Andreas Gebhardt **Seite 571**
Howden Turbo GmbH
Hessheimer Straße 2
67227 Frankenthal
Tel.: 06233 852175
E-Mail: andreas.gebhardt@howden.com

Dipl.-Ing. Frank Gebhardt **Seite 705**
NeuronalNetWorks! GmbH
Weideweg 5
45721 Haltern am See
Tel.: 02364 9528286
E-Mail: frank.gebhardt@neuronalnetworks.de

Dr.-Ing. Hans-Joachim Gehrmann **Seite 291**
Karlsruher Institut für Technologie
Institut für Technische Chemie
Hermann-von-Helmholtz-Platz 1
76344 Eggenstein-Leopoldshafen
Tel.: 0721 608-23342
E-Mail: hans-joachim.gehrmann@kit.edu

Dr. techn. Markus Gölles **Seite 391**
BEST - Bioenergy and Sustainable Technologies GmbH
Inffeldgasse 21B
8010 Graz
Österreich
Tel.: +43 5 02378-9208
E-Mail: markus.goelles@best-research.eu

José Gomes **Seite 57**
Dornier Group GmbH
Zimmerstraße 67/69
10117 Berlin
Tel.: 030 253991-75
E-Mail: jose.gomes@dornier-group.com

Dipl.-Ing. (FH) Bernd Greiner **Seite 225**
Hegwein GmbH
Kornwestheimer Straße 47
70825 Korntal-Münchingen
Tel.: 07150 3830-300
E-Mail: bernd.greiner@hegwein.durag.com

Elisabeth Grube, M.Sc. **Seite 29**
DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH
Karl-Heine-Straße 109/111
04229 Leipzig
Tel.: 03731 4195-329
E-Mail: elisabeth.grube@dbi-gruppe.de

Joonas Hämäläinen, M.Sc. **Seite 253**
Valmet Technologies Oy
Lentokentänkatu 11
33900 Tampere
Finnland
Tel.: +358 503383088
E-Mail: joonas.hamalainen@valmet.com

Felix Hack **Seite 169**
MVV Energie AG
Luisenring 49
68159 Mannheim
Tel.: 0621 290-1323
E-Mail: felix.hack@mvv.de

Dr.-Ing. Jan Hansen-Schmidt **Seite 225**
Hegwein GmbH
Kornwestheimer Straße 47
70825 Korntal-Münchingen
Tel.: 07150 3830-200
E-Mail: jan.hansen-schmidt@hegwein.durag.com

Dr.-Ing. Stefan Heidinger **Seite 765**
EUtech GmbH
Nerscheider Weg 170
52076 Aachen
Tel.: 02408 71342-43
E-Mail: heidinger@eutech.de

Patrick Heinrich, B.Sc. **Seite 29**
DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH
Karl-Heine-Straße 109/111
04229 Leipzig
Tel.: 03731 4195-374
E-Mail: patrick.heinrich@dbi-gruppe.de

Dipl.-Ing. Lena Sophie Hensch **Seite 605**

Jan Hermann **Seite 833**
Kuhse Secure Systems GmbH
Ohepark 2
21224 Rosengarten
Tel.: 04171 798-175
E-Mail: j.hermann@kuhse.de

Dipl.-Ing. Frank Hernitschek **Seite 431**
Walhalla Kalk GmbH & Co. KG
Donaustaufer Straße 207
93055 Regensburg
Tel.: 0941 4025-521
E-Mail: frank.hernitschek@walhalla-kalk.de

Prof. Dr.-Ing. Christoph Herrmann **Seite 37**
Technische Universität Braunschweig
Langer Kamp 19B
38106 Braunschweig
Tel.: 0531 3917149
E-Mail: c.herrmann@tu-braunschweig.de

Jan C. Hintzen, M.Sc. **Seite 103**
Iqony Solutions GmbH
Rüttenscheider Straße 1-3
45128 Essen
Tel.: 0201 801-2861
E-Mail: jan.hintzen@iqony.energy

Oğuzhan İncebacak **Seite 765**
Eren Enerji
Kuzyaka Mahallesi Aras Sokak No:6
Çatalağzı, Kilimli, Zonguldak
Türkei
E-Mail: oguzhan.incebacak@erenenerji.com.tr

Dipl.-Ing. Florian Jäger **Seite 391**
Wien Energie GmbH
11. Haidequerstraße 6
1110 Wien
Österreich
E-Mail: florian.jaeger@wienenergie.at

Dr.-Ing. Martin Käß **Seite 265**
freier Berater
Kirchheim u. T.

Jan Marc Kahle **Seite 633**
LISEGA SE
Gerhard-Liesegang-Straße 1
27404 Zeven
Tel.: 04281 713 - 481
E-Mail: janmarc.kahle@de.lisega.com

Dipl.-Ing. (FH) Marie Kaiser **Seite 343**
CheMin GmbH
Am Mittleren Moos 46A
86167 Augsburg
Tel.: 0821 74839-26
E-Mail: m.kaiser@chemin.de

Prof. Dr.-Ing. Rudi Karpf **Seite 465**
ete.a Ingenieurgesellschaft für Energie- und
Umweltengineering & Beratung mbH
Hofgut Kolnhausen 12
35423 Lich
Tel.: 06404 658164
E-Mail: rudi.karpf@ete-a.de

Jan Kirchhof **Seite 589**
Glatt Ingenieurtechnik GmbH
Nordstraße 12
99427 Weimar
Tel.: 03643 47-1600
E-Mail: jan.kirchhof@glatt.com

Dr. techn. Friedrich Kirnbauer **Seite 391**
Wien Energie GmbH
11. Haidequerstraße 6
1110 Wien
Österreich
E-Mail: friedrich.kirnbauer@uvp.at

Dr.-Ing. Martin Köhler **Seite 93**
BASF Schwarzheide GmbH
Schipkauer Straße 1
01986 Schwarzheide
Tel.: 0151 67550267
E-Mail: martin.koehler@basf.com

Dipl.-Ing. Stefan Kohn **Seite 357**
ERK GmbH
Radickestraße 48
12489 Berlin
Tel.: 030 897746-43
E-Mail: erk@eckrohrkessel.com

Dr. Jan Koltermann **Seite 689**
Lausitz Energie Kraftwerke AG
Leagplatz 1
03050 Cottbus
Tel.: 0355 2887-3710
E-Mail: jan1.koltermann@leag.de

Ismail Korkmaz **Seite 765**
EUtech Scientific Engineering GmbH
Nerscheider Weg 170
52076 Aachen
Tel.: 02408 71-34251
E-Mail: korkmaz@eutech.de

Dr.-Ing. Ansgar Kranz **Seite 623, 641**
TÜV Rheinland Industrie Service GmbH
Am Grauen Stein
51105 Köln
Tel.: 0221 806-2383
E-Mail: ansgar.kranz@de.tuv.com

Ingo Kühnen **Seite 833**
Kuhse Power Solutions GmbH
Ohepark 2
21224 Rosengarten
Tel.: 02154 882-7351
E-Mail: i.kuehnen@kuhse.de

Mario Küppers, M.Sc. **Seite 79**
TST-Turbo Service & Trading GmbH
Konrad-Zuse-Straße 18-20
47445 Moers
Tel.: 0151 16056914
E-Mail: mario.kueppers@tst-eu.com

Alexander Kuhn **Seite 641**
TÜV Rheinland
Am Grauen Stein
51105 Köln
Tel.: 0221 806-2357
E-Mail: alexander.kuhn@de.tuv.com

Sebastian Lahmann **Seite 127**
NOW GmbH
Fasanenstraße 5
10623 Berlin
Tel.: 0174 2641409
E-Mail: sebastian.lahmann@now-gmbh.de

Dr.-Ing. Thomas Lanz **Seite 743**
LANZ Energietechnik
Mühlenwinkelsweg 43
47239 Duisburg
Tel.: 0171 1158959
E-Mail: thomas.lanz@ib-lanz.com

Mads Kirk Larsen **Seite 499**
FLSmidth A/S
Vigerslev Alle 77
2500 Valby
Dänemark
Tel.: +45 3093 1089
E-Mail: madskirk.larsen@flsmidth.com

Johannes Laubach, B.Sc. **Seite 793**
Siemens Energy Global GmbH & Co. KG
Nonnendammallee 101
13629 Berlin
E-Mail: johannes.laubach@siemens-energy.com

Emilie Lebel **Seite 67**
Vinci Construction Shared Services GmbH
Franz-Ehrlich-Straße 5
12489 Berlin
Tel.: 0152 54879354
E-Mail: emilie.lebel@vinci-construction.com

Leonhard Lenitschek **Seite 531**
TECHNOFORM
An den Lindenbäumen 17
34277 Fuldabrück
Tel.: 0172 8329813
E-Mail: leonhard.lenitschek@technoform.com

Dipl.-Ing. (FH) Andreas Lenk, M.Sc. **Seite 37**
Volkswagen AG
Brieffach 011/1360
38436 Wolfsburg
Tel.: 0152 29300017
E-Mail: andreas.lenk2@volkswagen.de

Dipl.-Ing. Uwe Lenk **Seite 13**
Siemens Energy Global GmbH & Co. KG
Schuckertstraße 1
91058 Erlangen
Tel.: 0174 1536084
E-Mail: uwe.lenk@siemens-energy.com

Dr.-Ing. Hartmut Liebisch **Seite 13**
DANPOWER GmbH
Otto-Braun-Platz 1
14467 Potsdam
Tel.: 0331 2378-271
E-Mail: hartmut.liebisch@danpower.de

Manfred Lustig, M.Sc. **Seite 793**
Siemens Energy Global GmbH & Co. KG
Nonnendammallee 101
13629 Berlin
E-Mail: manfred.lustig@siemens-energy.com

Dipl.-Ing. (FH) Robert Manig **Seite 29**
DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH
Karl-Heine-Straße 109/111
04229 Leipzig
Tel.: 03731 4195-337
E-Mail: robert.manig@dbi-gruppe.de

Nils Eike Martensen **Seite 765**
EUtech Scientific Engineering GmbH
Nerscheider Weg 170
52076 Aachen
Tel.: 02408 71342-25
E-Mail: martensen@eutech.de

Dipl.-Wirt.-Ing. Michael Meissner **Seite 793**
Siemens Energy Global GmbH & Co. KG
Nonnendammallee 101
13629 Berlin
Tel.: 0152 04698475
E-Mail: meissner.michael@siemens-energy.com

Steffen Menz **Seite 29**
Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e. V.
Josef-Wirmer-Straße 1-3
53123 Bonn
Tel.: 0228 9188-5
E-Mail: steffen.menz@dvgw.de

Dipl.-Ing. Michael Merkel **Seite 407**
UPM Schongau
Friedrich-Haindl-Straße 10
86956 Schongau
Tel.: 08861 213-802
E-Mail: michael.merkel@upm.com

Anica Mertins **Seite 127**
NOW GmbH
Fasanenstraße 5
10623 Berlin
Tel.: 0174 6998504
E-Mail: anica.mertins@now-gmbh.de

Christoph Meyer, M.Sc. **Seite 103**
Iqony Solutions GmbH
Rüttenscheider Straße 1-3
45128 Essen
Tel.: 0201 801-2831
E-Mail: christoph.meyer@iqony.energy

Sebastian Mieck **Seite 689**
Lausitz Energie Kraftwerke AG
Leagplatz 1
03050 Cottbus
E-Mail: sebastian.mieck@leag.de

Philipp Mohn, M.Sc. **Seite 343**
Energy Systems and Technology (EST)
Technische Universität Darmstadt
Otto-Berndt-Straße 2
Postfach 100636
64206 Darmstadt
Tel.: 06151 16-23231
E-Mail: philipp.mohn@est.tu-darmstadt.de

Dr. Peter Moser **Seite 115**
RWE Power AG
Ernestinenstraße 60
45141 Essen
E-Mail: peter.moser@rwe.com

Dipl.-Ing. Felix Müller **Seite 555**
Technische Universität Clausthal – CUTEC
Leibnizstraße 23
38678 Clausthal-Zellerfeld
Tel.: 05323 72-6246
E-Mail: felix.mueller@cutec.de

Dipl.-Phys. Uwe Neiß **Seite 13**
Siemens Energy Global GmbH & Co. KG
Kruppstraße 16
45128 Essen
Tel.: 0173 7071612
E-Mail: uwe.neiss@siemens-energy.com

Maik Nestler **Seite 781**
DURAG data systems GmbH
Kollaustraße 105
22453 Hamburg
Tel.: 0171 5636821
E-Mail: maik.nestler@durag.com

Stefan Niebler, M.Sc. **Seite 793**
Siemens Energy Global GmbH & Co. KG
Nonnendammallee 101
13629 Berlin
E-Mail: stefan.niebler@siemens-energy.com

Dipl.-Ing. Helmut Niederwieser **Seite 391**
BEST - Bioenergy and Sustainable Technologies GmbH
Inffeldgasse 21b
8010 Graz
Österreich
Tel.: +43 680 1329758
E-Mail: helmut.niederwieser@best-research.eu

Dr.-Ing. Mario Nowitzki **Seite 313**
ERK Solution GmbH
Radickestraße 48
12489 Berlin
Tel.: 030 89774641
E-Mail: mnowitzki@eckrohrkessel.com

Yoshitomo Okuma **Seite 337**
Steinmüller Engineering GmbH
Fabrikstraße 5
51643 Gummersbach
Tel.: 02261 78950-100
E-Mail: yoshitomo.okuma@steinmueller.com

Prof. Dr. Oliver Opel **Seite 377**
FH Westküste
Fritz-Thiedemann-Ring 20
25746 Heide
Tel.: 0481 8555-375
E-Mail: opel@fh-westkueste.de

Dr. Urs Overhoff **Seite 515**
RWE Power AG
Ernestinenstraße 60
45141 Essen
Tel.: 0201 51797539
E-Mail: urs.overhoff@rwe.com

Dipl.-Ing. Kathrin Pacholke **Seite 157**
Lausitz Energie Kraftwerke AG
Leagplatz 1
03050 Cottbus
Tel.: 0355 2887-2311
E-Mail: kathrin.pacholke@leag.de

Dipl.-Phys. Steffen Padelt **Seite 717**
3D Padelt GmbH
Garzauer Chaussee 1A
15344 Strausberg
Tel.: 03341 312-893
E-Mail: info@3dpadelt.de

Eun Sun Park, M.Sc. **Seite 555**
Technische Universität Clausthal – CUTEC
Leibnizstraße 23
38678 Clausthal-Zellerfeld
Tel.: 05323 72-6265
E-Mail: eun.sun.park@cutec.de

Heiko Petersen **Seite 689**
ABB AG
Kallstadter Straße 1
68309 Mannheim
E-Mail: heiko.petersen@de.abb.com

Nils H. Petersen **Seite 515**
RWTH Aachen University
Institut für Kraftwerkstechnik
Mathieustraße 9
52064 Aachen
Tel.: 0241 80-26725
E-Mail: petersen@ikdg.rwth-aachen.de

Dr.-Ing. Martin Pohl **Seite 465**
ENVERUM Ingenieurgesellschaft für Energie- und Umweltverfahrenstechnik mbH
Hohe Straße 17
01069 Dresden
Tel.: 0351 87329270
E-Mail: m.pohl@enverum.de

Karsten S. Poulsen, M.Eng. **Seite 499**
FLSmidth A/S
Vigerslev Alle 77
2500 Valby
Dänemark
Tel.: +45 3093 1182
E-Mail: ksp@flsmidth.com

Dr.-Ing. Jens Hinrich Prause **Seite 127**
NOW GmbH
Fasanenstraße 5
10623 Berlin
Tel.: 0173 7982186
E-Mail: jenshinrich.prause@now-gmbh.de

Hans-Karl Preuß **Seite 729**
GABO IDM mbH
Am Weichselgarten 9
91058 Erlangen
Tel.: 09131 873-50
E-Mail: hk.preuss@gabo-idm.de

Prof. Dr. Dr. Dr. h.c. Franz Josef Radermacher **Seite 3**
c/o Forschungsinstitut für anwendungsorientierte
Wissensverarbeitung/n (FAW/n)
Lise-Meitner-Straße 9
89081 Ulm
Tel.: 0731 850712-81
E-Mail: radermacher@fawn-ulm.de

Dr.-Ing. Dorian Rasche **Seite 489**
Steinmüller Engineering GmbH
Fabrikstraße 5
51643 Gummersbach
Tel.: 02261 78950-413
E-Mail: dorian.rasche@steinmueller.com

Gabriel Roeder, M.Sc. **Seite 279**
Technische Universität München
Lehrstuhl für Energiesysteme
Boltzmannstraße 15
85748 Garching
Tel.: 089 289-16288
E-Mail: gabriel.roeder@tum.de

Dipl.-Ing. Paula Röver **Seite 67**
Enertech Energie und Technik GmbH
Wasastraße 50
01445 Radebeul
Tel.: 0351 8398623
E-Mail: paula.roever@enertech-eut.de

Benedikt Rücker, M.Sc. **Seite 793**
Siemens Energy Global GmbH & Co. KG
Nonnendammallee 101
13629 Berlin
E-Mail: benedikt.ruecker@siemens-energy.com

Nikolai Sachno **Seite 357**
ERK Solution GmbH
Radickestraße 48
12489 Berlin
Tel.: 030 897746-14
E-Mail: nsachno@eckrohrkessel.com

Robert Sager, M.Sc. **Seite 515**
RWTH Aachen University
Institut für Kraftwerkstechnik, Dampf- und Gasturbinen
Mathieustraße 9
52074 Aachen
Tel.: 0241 8025462
E-Mail: sager@ikdg.rwth-aachen.de

Anojan Santhirasegaran, M.Sc. **Seite 213**
Steinmüller Engineering GmbH
Fabrikstraße 5
51643 Gummersbach
Tel.: 02261 78950533
E-Mail: anojan.santhirasegaran@steinmueller.com

Dipl.-Ing. Uwe Schadow **Seite 489**
Steinmüller Engineering GmbH
Fabrikstraße 5
51643 Gummersbach
Tel.: 0160 4411414
E-Mail: uwe.schadow@steinmueller.com

Nicolas Schiffer **Seite 531**
TECHNOFORM
An den Lindenbäumen 17
34277 Fuldabrück
Tel.: 0151 14794212
E-Mail: nicolas.schiffer@technoform.com

Sven Schiffner, M.Sc. **Seite 753**
Fraunhofer Institut für Fabrikbetrieb und -automatisierung IFF
Sandtorstraße 22
39106 Magdeburg
Tel.: 0391 4090-368
E-Mail: sven.schiffner@iff.fraunhofer.de

Dipl.-Ing. Rolf Schlösser **Seite 623**
TÜV Rheinland Industrie Service GmbH
Am Grauen Stein
51105 Köln

Philipp Schmauser, M.Sc. **Seite 659**
Stork Technical Services GmbH
Wiener Straße 19
93055 Regensburg
E-Mail: philipp.schmauser@stork.com

Dipl.-Ing. Thomas Schmidt **Seite 313**
IBIFA GmbH
Tannenweg 17
01796 Pirna
Tel.: 03501 4616486
E-Mail: thomas.schmidt@ibifa.de

Dipl.-Ing. Marcus Scholz **Seite 541**
GE Vernova
Calle Osiris 11
28037 Madrid
Spanien
Tel.: +34 639 701008
E-Mail: marcus.scholz@ge.com

Dipl.-Ing. (FH) Artur Schröder **Seite 743**
Uniper Kraftwerke GmbH
Felsenstraße 14
90449 Nürnberg

Dr.-Ing. Jan Schütze **Seite 489**
IEM FörderTechnik GmbH
Industriestraße 1
95506 Kastl
Tel.: 0171 2713484
E-Mail: j.schuetze@iem.eu

Dipl.-Math. Florian Schunke **Seite 781**
DURAG data systems GmbH
Kollaustraße 105
22453 Hamburg
Tel.: 03731 3004-47
E-Mail: florian.schunke@durag.com

Dr.-Ing. Stephan Schwab **Seite 79**
TST-Turbo Service & Trading GmbH
Konrad-Zuse-Straße 18-20
47445 Moers
Tel.: 02841 88067-321
E-Mail: stephan.schwab@tst-eu.com

Detlef Simon **Seite 237**
Standardkessel Baumgarte GmbH
Wissollstraße 19
45478 Mülheim an der Ruhr
Tel.: 0208 20768-111
E-Mail: detlef.simon@sb-group.com

Dipl.-Ing. Martin Sindram **Seite 431**
Lhoist Germany/Rheinkalk GmbH
Am Kalkstein 1
42489 Wülfrath
Tel.: 02058 17-2629
E-Mail: martin.sindram@lhoist.com

Mustafa Soyoral **Seite 765**
Eren Enerji
Kuzyaka Mahallesi Aras Sokak No:6
Çatalağzı, Kilimli, Zonguldak
Türkei
E-Mail: mustafa.soyoral@erenenerji.com.tr

Prof. Dr.-Ing. Hartmut Spliethoff **Seite 279**
Technische Universität München
Lehrstuhl für Energiesysteme
Boltzmannstraße 15
85748 Garching
Tel.: 089 289-16270
E-Mail: spliethoff@tum.de

Prof. Dr.-Ing. Dieter Stapf **Seite 291**
Karlsruher Institut für Technologie
Institut für Technische Chemie
Hermann-von-Helmholtz-Platz 1
76344 Eggenstein-Leopoldshafen
Tel.: 0721 608-29270
E-Mail: dieter.stapf@kit.edu

Dr.-Ing. Jochen Ströhle **Seite 343**
Energy Systems and Technology (EST)
Technische Universität Darmstadt
Otto-Berndt-Straße 2
Postfach 10 06 36
64206 Darmstadt
Tel.: 06151 16-23003
E-Mail: jochen.stroehle@est.tu-darmstadt.de

Florian Stubenrauch **Seite 181**
Envi Con Engineering GmbH
Rathenauplatz 2
90489 Nürnberg
Tel.: 0911 48089-329
E-Mail: florian.stubenrauch@envi-con.de

Dipl.-Ing. Sebastian Sturm **Seite 407**
VOIGT+WIPP Engineers
Auhofstraße 1/10
1130 Wien
Österreich
Tel.: +43 123 50032-0
E-Mail: s.sturm@voigt-wipp.com

Dipl.-Ing. Grzegorz Szastok **Seite 417**
Sumitomo SHI FW Energia Polska Sp. z o.o.
Staszica 31
41-200 Sosnowiec
Polen
Tel.: +48 601 411-550
E-Mail: grzegorz.szastok@shi-g.com

Sebastian Taege **Seite 689**
ABB AG
Kallstadter Straße 1
68309 Mannheim
E-Mail: sebastian.taege@de.abb.com

Dr.-Ing. Dirk Täschner **Seite 157**
Lausitz Energie Bergbau AG
Leagplatz 1
03050 Cottbus
Tel.: 0355 2887-2311
E-Mail: dirk.taeschner@leag.de

Dr. Hans-Ulrich Thierbach **Seite 337**
Steinmüller Engineering GmbH
Fabrikstraße 5
51643 Gummersbach
Tel.: 02261 78950-100
E-Mail: hans.thierbach@steinmueller.com

Dr.-Ing. Philipp Thumann **Seite 659**
Stork Technical Services GmbH
Wiener Straße 19
93055 Regensburg
Tel.: 0941 9103-334
E-Mail: philipp.thumann@stork.com

Dipl.-Ing. Christoph Tischer **Seite 157**
Lausitz Energie Bergbau AG/Lausitz Energie Kraftwerke AG
Leagplatz 1
03050 Cottbus
Tel.: 0355 2887-2310
E-Mail: christoph.tischer@leag.de

Benedikt Tressner **Seite 149, 213**
Steinmüller Engineering GmbH
Fabrikstraße 5
51643 Gummersbach
Tel.: 02261 78950-446
E-Mail: benedikt.tressner@steinmueller.com

Thomas Truscheit **Seite 817**
West Fraser
511 Rhett Street 1A
Greenville, SC 29601
USA
Tel.: +19 03918-6470
E-Mail: thomas.truscheit@westfraser.com

Dr. Francesco Turoni **Seite 765**
EUtech Scientific Engineering GmbH
Nerscheider Weg 170
52076 Aachen
Tel.: 0241 963-2369
E-Mail: turoni@eutech.de

Dipl.-Ing. Jens Vater **Seite 93**
BASF Schwarzheide GmbH
Schipkauer Straße 1
01986 Schwarzheide
Tel.: 035752 6-2843
E-Mail: jens.vater@basf.com

Dr.-Ing. Stefan Vodegel **Seite 555**
Technische Universität Clausthal – CUTEC
Leibnizstraße 23
38678 Clausthal-Zellerfeld
Tel.: 05323 72-6122
E-Mail: stefan.vodegel@cutec.de

Dr.-Ing. Marcus Vogt **Seite 37**
Volkswagen AG
Brieffach 011/1360
38436 Wolfsburg
Tel.: 0152 54912448
E-Mail: marcus.vogt@volkswagen.de

Dipl.-Ing. Bernd von der Heide **Seite 447**
Mehldau & Steinfath Umwelttechnik GmbH
Alfredstraße 279
45133 Essen
Tel.: 0201 43783-0
E-Mail: zentrale@ms-umwelt.de

Dr.-Ing. Diethelm Walter **Seite 431**
Lhoist Germany/Rheinkalk GmbH
Am Kalkstein 1
42489 Wülfrath
Tel.: 02058 172051
E-Mail: diethelm.walter@lhoist.com

Dr.-Ing. Phillip Waniczek **Seite 541**
GE Vernova
Brown-Boveri-Straße 8
5400 Baden
Schweiz
Tel.: +41 58 5059444
E-Mail: phillip.waniczek@ge.com

Dr.-Ing. Tao Wen **Seite 465**
ENVERUM Ingenieurgesellschaft für Energie- und Umweltverfahrenstechnik mbH
Hohe Straße 17
01069 Dresden
Tel.: 0351 87329272
E-Mail: t.wen@enverum.de

Felix Wendel **Seite 181**
Envi Con Engineering GmbH
Rathenauplatz 2
90489 Nürnberg
Tel.: 0911 48089-316
E-Mail: felix.wendel@envi-con.de

Norbert Wenn **Seite 169**
Siemens Energy Global GmbH & Co. KG
Schuckertstraße 1
91058 Erlangen
Tel.: 0152 22524749
E-Mail: norbert.wenn@siemens-energy.com

Matthias Wentzek **Seite 127**
NOW GmbH
Fasanenstraße 5
10623 Berlin
Tel.: 0173 7965157
E-Mail: matthias.wentzek@now-gmbh.de

Bernd Wermelskirchen **Seite 157**
Lausitz Energie Kraftwerke AG
Leagplatz 1
03050 Cottbus
Tel.: 0355 2887-2372
E-Mail: bernd.wermelskirchen@leag.de

Janine Wiebe, M.Eng. **Seite 291**
Karlsruher Institut für Technologie
Institut für Technische Chemie
Hermann-von-Helmholtz-Platz 1
76344 Eggenstein-Leopoldshafen
Tel.: 0721 608-24374
E-Mail: janine.wiebe@kit.edu

Prof. Dr.-Ing. habil. Manfred Wirsum **Seite 515**
RWTH Aachen University
Institut für Kraftwerkstechnik, Dampf- und Gasturbinen
Mathieustraße 9
52074 Aachen
Tel.: 0241 8025450
E-Mail: wirsum@ikdg.rwth-aachen.de

Lars Wittenbecher, M.Eng. **Seite 103**
RKB Raffinerie-Kraftwerks-Betriebs GmbH
Werkteil II, Bau 3691
06237 Leuna
Tel.: 03461 548-2225
E-Mail: lars.wittenbecher@iqony.energy

Dr. Lisa Wurlitzer **Seite 377**
Indaver Hamburg
Borsigstraße 2
22113 Hamburg
Tel.: 040 73351-181
E-Mail: lisa.wurlitzer@indaver.com

Matthias Zeller **Seite 675**
Elpro GmbH
Marzahner Straße 34
13053 Berlin
Tel.: 0152 900 23 866
E-Mail: matthias.zeller@elpro.de

Inserentenverzeichnis

ABB AG **Seite 514, 688**
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 342, 672**
Am Mittleren Moos 46 A
86167 Augsburg
Tel.: 0821 74839-0
E-Mail: info@chemin.de
https://www.chemin.de

COI GmbH **Seite 674, 728**
Karl-Zucker-Straße 18
91052 Erlangen
Tel.: 09131 9999-0
E-Mail: vertrieb@coi.de
https://www.coi.de

Dornier Group GmbH **Seite 56, 102**
Zimmerstraße 67/69
10117 Berlin
Tel.: 030 253991-0
E-Mail: info@dornier-group.com
https://dornier-group.com

DURAG Holding AG **Seite 570, 780**
Kollaustraße 105
22453 Hamburg
Tel.: 040 554218-0
E-Mail: info@duragholding.com
https://www.durag.com

Endress+Hauser (Deutschland) GmbH+Co. KG **Seite 210, 376**
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 406, 806**
Hohe Straße 17
01069 Dresden
Tel.: 0351 87329-270
E-Mail: info@enverum.de
https://www.enverum.de

ERC Technik GmbH **Seite 430, 658**
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 498, 622**
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 276, 464**
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 335, 846**
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 36, 156**
Leagplatz 1
03050 Cottbus
Tel.: 0355 2887-0
E-Mail: info@leag.de
https://www.leag.de

Martin GmbH für Umwelt- und Energietechnik **Seite 55, 390**
Leopoldstraße 246
80807 München
Tel.: 089 35617-0
E-Mail: mail@martingmbh.de
https://www.martingmbh.de/de

Meeraner Dampfkesselbau GmbH **Seite 278, 603**
Zwickauer Straße 94-98
08393 Meerane
Tel.: 03764 53-0
E-Mail: info@mdkb.de
https://www.mdkb.de

Mehldau & Steinfath Umwelttechnik GmbH **Seite 446, 632**
Alfredstraße 279
45133 Essen
Tel.: 0160 99145524
E-Mail: t.vonderheide@vdh-group.de
https://www.vdh-group.de

Mitsubishi Power Europe GmbH **Seite 568, 463**
Schifferstraße 80
47059 Duisburg
Tel.: 0203 8038-0
E-Mail: infobox@eumhi.com
https://emea.power.mhi.com

PreZero Pyral GmbH **Seite 92, 604**
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 114, 290**
Ludwigstraße
50226 Frechen
Tel.: 02234 109-25386
E-Mail: hok@rwe.com
https://www.hok.de

Saale Energie GmbH **Seite 78, 488**
An der Bober 100
06258 Schkopau
Tel.: 03461 75-2705
E-Mail: info@saale-energie.de
https://www.saale-energie.de

SachsenEnergie AG **Seite 12, 554**
Friedrich-List-Platz 2
01069 Dresden
Tel.: 0800 6686868
E-Mail: service@sachsenenergie.de
https://www.sachsenenergie.de

Steinmüller Engineering GmbH **Seite 148, 212, 336**
Fabrikstraße 5
51643 Gummersbach
Tel.: 02261 78950-0
E-Mail: info@steinmueller.com
https://www.steinmueller.com

taktiker Werbeagentur GmbH **Seite 832**
Bautzner Straße 189
01099 Dresden
Tel.: 0351 563943-11
E-Mail: post@die-taktiker.de
https://www.die-taktiker.de

TBF + Partner AG **Seite 168, 512**
Alsterarkaden 9
20354 Hamburg
Tel.: 040 696324330
E-Mail: tbfhh@tbf.ch
https://www.tbf.ch

TÜV SÜD **Seite 2, 236**
Westendstraße 199
80686 München
Tel.: 089 5791-3538
E-Mail: hydrogen@tuvsud.com
https://www.tuvsud.com/h2-leistungen

Schlagwortverzeichnis

3D-Laserscanning 720
9% Cr-Stähle P91 und P92 642

A

Abbauprodukte 556
Abfall 818
Abgaswärmetauscher 537
Abscheidung 531
Absorptions-Wärmepumpe 239
Abwärme 33
Abwärmenutzung 531, 571
air staging 280
Aktivierung einer Anzapfung 80
Alkali/Erdalkalisulfate 369
Alkalisulfatkonzentration 370
Aminwäsche 562
Ammoniak 337
  als Brennstoff 340
  grünes 340
AMS 782
Anlagenautomatisierungsgrad 408
Anlagendokumentation
  technische 732
Anlagenkennzeichnungssystem 738
Anlagentechnik 730
Anlagenüberwachung 791
Anlagenverfügbarkeit 739
AS-BUILT-Stand 731
Aschebeläge 368
Aschebelagsbildung 368
ASME 623
Automatisierung 744
Automatisierungsstufe 737
Automobilproduktion 49

B

Batterieenergiespeichersystem 833
Batteriespeichersystem 838
Bau 109
Baumstruktur 736
Baustelle 109
BECCS 417
Beläge 361
Belagsakkumulation 363
Belagsdicken 362
Belagsgewichte 361

Belagswächten 360
Beschaufelung des Niederdruckteils der Dampfturbine 80
BESS 833
Betrieb ohne Beaufsichtigung 811
Betriebsfahrweise 838
beulstrukturierte Rohrschlangen 359
Beziehungen 738
Bidirektionales Laden 127, 128, 129, 132, 133, 136
Big-Data 675, 711
Biogasanlagen 785
Biomasse 57, 818
  halmgutartige 269
Biomasse-Verbrennungen 817
Blisk 582, 583, 588
Blockheizkraftwerke 535
boiler efficiency 765
Brennermund 231
Brennstoffe
  alternative 253
  flüssige 231
Brennstoffmix 228
Brown-Field-Bereich 786

C

CAD 721
CEN 784
CFD-Berechnungen 331
Chemical-Looping-Verbrennung 343
Chlorid 369
Chlorkonzentration 369
Clusteranalyse 789
CO_2-Abtrennung 556
CO_2-Beladungen 556
CO_2-Einsparung 840
CO_2-Emissionen 834
CO_2-Neutralität 339
combined staging reduction 280
Condition Monitoring 754

D

Dampfbilanzen 408
Dampfeinbruchserkennung 714
Dampferzeuger 238, 239, 244, 245, 248, 253
Dampferzeugung 378
Dampfkessel 623
Dampfmengenschwankungen 407

Dampfturbine 572, 581, 586
Dämpfung unerwünschter Schwingungen 640
Datenbank
  webbasierte 382
Datenbasis 786
Day-Ahead Scheduling 838
Deep Learning 756
Degradationsprodukte 557
Dekarbonisierung 170, 531, 793
Dekarbonisierungsstrategie 38
Demand Side Management 101
Demontage 109
dezentral 572, 573, 577, 580, 588
Digitale
  Energiezwillinge 39
  Weiterverarbeitung 736
  Zwillinge 717
Digitalisierung 754, 807
Direct Air Capture 516
Dispatch 843
Dokumentenartenschlüssel 735
Dornier 57
Drehrohrofen 378

E

Eignungsprüfung 784
Eindimensionale-Betrachtungen 80
Eindimensionales-Modell einer Dampfturbine 80
Einsatz von Biomasse 265
Eisenoxidkonzentration 369
Electrostatic precipitator 499, 511
Elektrofahrzeuge 127
Emissionen 531
Emissionsdaten 786
Emissionsmarkt 835
Emissionsmodell 786
Emissionsüberwachung 782
EMS 833
Energiekosten
  Reduzierung 149
Energiemanagementsystem 833
Energieoptimierung 834
Energiepflanzen 266
Energiespeicher 115
Energiesysteme 42
Energieversorgung 338

Energie-Wandel 834
Energiewende 57, 571
Engineering- und Umbauarbeiten an einer Industrie-Dampfturbine 80
EPA 782
erneuerbare Energien 93, 195, 573, 834
erneuerbarer Strom 407
Erneuerung der leittechnischen Anlagen bei Kraftwerken 730
Erwartungswert 787
EU AI Act 814
Expertenempfehlung VDI EE 3952 785
Explainable AI (XAI) 689

F

Fachwerk-Konstruktion 105
FEM 659
Fernwärme 531
Fernwärmeversorgung 170
Festigkeitsbewertung 660
Feuerraumkamera 820
Feuerungstechnik 225
Finite-Elemente-Methode 659
Flammenkühler 317
Flammenkühlergeometrien 318
Flammenüberwachung 231
Flammenwächter
  optische 232
Flingern'sches Korrosionsdiagramm 367
Flusswasserwärmepumpe 170
Focus Learning 707
Freigabe-Management 740

G

ganzheitlicher Ansatz 733
Gasmotoren 785
Gasturbinen 785
Gasversorgung 30
Gebäudeenergiegesetz 195
Gebäudesektor 195
Genehmigungsverfahren 157
Generationenwechsel 740
Geoinformation 30
Getreidestroh 268
glasfaserverstärkter Kunststoff (GfK) 106
Glattrohre 357
Glattrohrschlangen 360
Großfeuerungsanlagen 538
Großhandelsmarkt 115

großtechnische Mitverbrennung 339
Großwärmepumpen 169
Großwärmepumpenanlage 181
GuD 94

H

Haftungsrisiko 733
Halterungskontrolle 639
Hämatit-Deckschichten 378
Hauptkomponentenanalyse 789
Heizkraftwerk 181
Hochspannungs-Zündtransformator 232
Hochtemperaturkorrosion 357
Holz-Tragwerke 105
horizontale Rohrabschnitte 362
HTML-Abbild 737

I

Inbetriebsetzung 109
Industrie 4.0 733
Industriefeuerung 228
Informationsbasis
  belastbare 730
Inselbetrieb 838
Instandhaltung
  zustandsorientierte 808
Instandhaltungsoptimierung 739
Intelligenz 791
Ionisationsflammendetektion 230

K

kapazitiver Kriechdehnungssensor 654
katalytische Oxidation 491
Kennzeichensystem 735
KI-basierte Prozessoptimierung 675
Klärschlammasche 589
Klärschlammverbrennung 580, 588
Klärschlammverbrennungsanlage 537
klimaneutrale Produktion 38
Kohlekraftwerk 265
Kohlenstoffabscheidung 417
kohlenstoffarm 234
Kondensation 238, 239, 247, 249
Korrelation 789
Korrelationsanalyse (Data Science) 711
Korrosion 357, 532

Korrosionsbeständigkeit 533
Korrosionsparameter 377
Korrosionsschicht 361
Korrosions- und Verschmutzungspotenzial 343
KPI-Auswertung 791
Kraft-Wärme-Kopplung 94
Kraftwerk 30, 104, 690, 718
Kriechmodellierung 651
Kühlturm 103
Kühlzelle 105
Künstliche Intelligenz 701, 705, 807
Kupfer 660

L

Ladezustand (State of Charge) 833
Lastprofile 840
Leittechniksystem 793
Lernalgorithmus 706
Logistik 267

M

Maisstroh 268
Mängelmeldung 740
Maschinelles Lernen 747
Messeinrichtungen
  automatische 782
Mikrowellen-Plasmazündtechnologie 233
MIMO 745
Minderung der Stickoxidwerte 328
Miscanthus 268
modellbasierte Regelung 392
modellbasiertes Regelkonzept 407
Modellerstellung 786
Modellierung 786
Modelloptimierung 788
Monitoring
  kontinuierliches 382
Mono-Ethanolamin (MEA) 556
Mono-Verbrennung 574, 579, 580, 581, 587
Montage 109
MPC-Regelung 407
Müllheizkraftwerk 378
Müllverbrennungsanlage 357, 714

N

Nachhaltigkeit 380, 834
NAP 833
Nasszellenkühlturmanlage 103
Netzanschlusspunkt 833
Netzausbau 98
Netzfrequenzstützung 837
Netznullbezugsregelung 837
Netzparallelbetrieb 838
Netzspannungsstützung 837
neutrale Fahrweise 377
NH_3-Verbrennung 292
nitrogen oxide 279
NO_x-Bildungsmechanismen 315
NO_x-Emissionen 292, 314
NO_x-Minderung 292
NO_x-Minderungsmaßnahmen 314
numerische Methoden 80
numerische Untersuchung der ND-Beschaufelung 80

O

OCR-Texterkennung 732
Öl-Brenner 232
Öl- und Gaskraftwerk 743
Online-Monitoring 377
operabel 737
optical pyrometers 765
Optimal Dispatching 838
Optimierung 834
Optimierungsmodell 118
Organisationsverschulden 733
Oszillation 292
oszillierende Verbrennung zur Stickoxidminderung 295
oxidierende Konditionierung 380
Oxy-Verbrennung 420

P

Passivschicht 379
PCA 789
Peak Shaving 840
PEMS 782
Phosphorrecycling 571
Phosphorrückgewinnung 572, 573, 589
Plasmazündsystem 233
Polymere 532

power supplies 501, 506, 507, 509, 510
Primärmaßnahmen 314
Prognose 836
Prozessführung 744
Prozessüberwachung 755
Prüfung 784

Q

Q-Statistik 789
Qualitätssicherung 782
Quecksilberabscheidung 489
Quecksilberspezies 490

R

Raffinerie 104
Rauchgas 556
Rauchgasgeschwindigkeit 366
Rauchgasmassenstrom 392
Rauchgasreinigung 247, 248, 465, 491
RDF-Anlage 357
Reaktionszeit 747
Reallabor 170
Regelkapazität 838
Regression 747
Reservekapazität 838
Reserveleistungsmanagement 838
Resilienz 834
Rezirkulation
  interne 317
R&I-Fließbilder
  aktuelle und valide 730
Rohrleitungssystem 637
Röntgenfluoreszenzanalyse 367
Rostfeuerung 239, 240, 241, 242, 243, 244

S

Sauerstoffdosierung 378
Sauerstoffverbrennung 418
Säuretaupunkt 532
Schwermetallabreicherung 589
Sektorenkopplung 128
Sektorkopplung 532
Sensitivität 747
Sensorvalidierung 784, 787
Sensorvalidierungsmodell 787
Sensorwert 787

sewage sludge combustion 280
SMPS 501, 506, 507, 508
SNCR 280
SOC 833
Softsensor 392, 754
Sonderabfallverbrennungsanlage 378
Speicher 130, 134
  thermischer 149
Speicherbetrieb 118
Speisewasserkonditionierung 377
Spitzenlastglättung 840
Spitzenlastkompensation 834
Stator 90
Staubakkumulation 362
Staubzündbrenner 233
Staubzünd- und Anfahrbrenner 233
Stickoxidminderung 291
Störungen 740
Strommarkt 842
Strukturrohre 357, 360
Strukturrohrschlangen 360
Sulfatkonzentration 369

T

Technical Committee 264 Air Quality 784
Technische Betriebsführung 738
techno-ökonomisches Potenzial 517
THG-Emissionen 195
Trainingsdaten 786
Transformation 100, 157
Trockensorptionsverfahren 465
T/R sets 506, 509
Turbogenerator 585, 586
Turbogetriebe 581

U

Überhitzer 357
Überwachung 782
U.S. Environmental Protection Agency 782

V

valide Entscheidungsgrundlage 735
Verbrennungslösung 234
Verbundwerkstoff 534
Verdampferbündel 359

Verdichterstationen 785
Verfügbarkeit valider Informationen für schnelle Entscheidungen 738
Vergaser 272
Versorgungssicherheit 834
VGB-S-517 645
Video- und Thermografie-Systeme 817
Vorhersage 705

W

Wanderbetttechnologie 490
Wärmebedarf 531
Wärmeleitfähigkeit 532
Wärmequelle 182
Wärmerückgewinnung 532
Wärmeversorgung
netzgebundene 33
Wärmewende 196, 571
Wasserstoff 229
Wasserstoffbetrieb 230
Wasserstoffelektrolyseanlage 836
Wasserstoff-Verbrennung 230
Waste to Energy 818
Weiternutzung von bestehender Kraftwerksinfrastruktur 517
Wirbelschicht 574, 575, 588
Wirbelschichtmüllverbrennungsanlage 392
Wirtschaftlichkeit 299, 834

Z

Zersetzungsprodukte 557
Zertifizierung 784
Zugang zu aktuellen Informationen 732
Zünd-, Pilot- und Industriebrenner 229, 232
Zünd- und Industriebrennersysteme 225
Zuverlässigkeit 834
ZWS-Kessel 420