



Neue Kraftwerke mit fossilen Brennstoffen

Energieeffizient und umweltschonend



Zur Sache

Kraftwerke mit fossilen Brennstoffen – brauchen wir die im 21. Jahrhundert noch, dem Kommunikations- und Informationszeitalter? Neue Kraftwerksprojekte oder Stromtrassen stoßen häufig auf Skepsis und Protest. Dabei hat eine sichere Stromversorgung für unsere moderne Gesellschaft eine ähnliche Bedeutung wie der Blutkreislauf für den menschlichen Körper. Strom muss auch möglichst preiswert und umweltfreundlich sein.

In Deutschland entfällt etwa 40% des Primärenergieverbrauchs auf die Stromerzeugung. Ohne eine leistungsfähige Energieversorgung wird es nicht möglich sein, bei hoher Beschäftigung und Wohlstand die Klimaschutzziele zu erreichen. Energiepolitisch besteht eine breite Übereinstimmung: Die Zukunft gehört den erneuerbaren Energien. Dies setzt aber voraus, dass auch die Schlüsselfrage Energieeffizienz angegangen wird. Damit befindet sich Deutschland auf dem Weg in ein neues Energiezeitalter.

Für eine Übergangszeit lassen sich die globalen Herausforderungen ohne eine Stromerzeugung aus fossilen Energieträgern nicht bewältigen. Um den Temperaturanstieg des Erdklimas auf 2 °C zu begrenzen, ist eine schnelle und deutliche Reduzierung der CO₂-Emissionen erforderlich. Die Weltbevölkerung wächst und wird 2050 voraussichtlich 9 Mrd. Menschen betragen. Damit steigt auch die Nachfrage nach Energie, insbesondere nach Strom. Die Internationale Energieagentur erwartet, dass bis 2030 die weltweite Stromnachfrage – überwiegend in Nicht-OECD-Staaten – insgesamt um mehr als 75% steigen wird. Kohlen sind derzeit die Basis für 40% des globalen Stromverbrauchs und ihr Beitrag kann bis 2030 um bis zu 50% steigen. Die wachsende Nachfrage bei abnehmenden Vorräten an fossilen Energieträgern wird einen Preisanstieg zur Folge haben. International sind Strompreise ein Wettbewerbsfaktor. Wie kann es gelingen, unter diesen Voraussetzungen gleichzeitig die weltweit weiter wachsende Stromnachfrage zu decken und die Klimaschutzziele zu erreichen? Dafür benötigt man auch möglichst energieeffiziente, ökonomische und flexible Technologien. Diese zur Marktreife zu entwickeln, ist Aufgabe der Energieforschung. Kraftwerksforschung ist hierbei ein Schwerpunkt, weil dort jede kleine Effizienzsteigerung eine enorme Wirkung entfaltet.

Auf dem deutschen und europäischen Energiemarkt ist ein Strukturwandel absehbar. Dieser resultiert aus dem wachsenden Anteil von Strom aus erneuerbaren Energien, dem Ersatz veralteter Kraftwerke durch hocheffiziente Neuanlagen, dem zunehmenden Stromhandel und der Optimierung der Netze. Wir stellen im Folgenden aktuelle Themen der deutschen Kraftwerksforschung im Überblick vor.

Ihre BINE-Redaktion
redaktion@bine.info

Inhalt

- 2 Zur Sache
- 3 Auf dem Weg zu neuen Ufern!
- 4 Kombikraftwerke mit Erdgas
- 6 Moderne Dampfkraftwerke
- 7 En passant: Mitochondrien – Kraftwerke der Natur
- 10 Neue Materialien für hohe Temperaturen
- 11 Im Portrait: Wissenschaftler setzen Akzente – zwei Expertenmeinungen
- 12 Kohlekraftwerke mit Vergasung
- 15 Stromspeicher und das Netz der Zukunft
- 16 Kohlendioxid abtrennen, transportieren und lagern
- 20 Ausblick

Impressum

ISSN

1610 - 8302

Herausgeber

FIZ Karlsruhe GmbH
 Hermann-von-Helmholtz-Platz 1
 76344 Eggenstein-Leopoldshafen

Autoren

Dr. Dirk Goldschmidt, Siemens AG
 (Kombikraftwerke mit Erdgas)

Alan Matschke, Universität Stuttgart,
 Institut für Feuerungs- und
 Kraftwerkstechnik
 (Moderne Dampfkraftwerke)

Dr. Andreas Klenk, Universität
 Stuttgart, Materialprüfungsamt
 (Neue Materialien)

Robert Pardemann, TU Freiberg,
 Institut für Energieverfahrenstech-
 nik und Chemieingenieurwesen
 (Kohlevergasung)

Sven Kownatzki/ Volker Kempkes,
 TU Hamburg Harburg,
 Institut für Energietechnik
 (CCS-Technologien)

Redaktion

Uwe Milles

Titelbild

Siemens AG

Urheberrecht

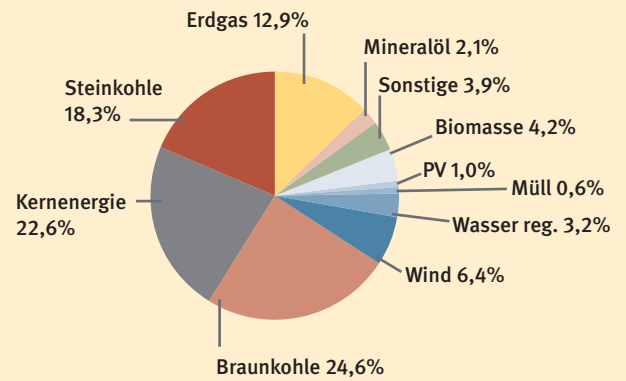
Eine Verwendung von Text und
 Abbildungen aus dieser Publi-
 kation ist nur mit Zustimmung
 der BINE-Redaktion gestattet.
 Sprechen Sie uns an.



BINE

Informationsdienst

FIZ Karlsruhe, Büro Bonn
 Kaiserstraße 185-197, 53113 Bonn
 Tel. 0228 92379-0
 Fax 0228 92379-29
bine@fiz-karlsruhe.de
www.bine.info



Auf dem Weg zu neuen Ufern!

Die Stromversorgung in Deutschland ist historisch gewachsen und beruht auf einem breiten Mix an Energieträgern. Großkraftwerke entstanden überwiegend in der Nähe von Fließgewässern und Kohlevorkommen. Zukünftig steht unser Erzeugungs- und Verteilungssystem vor einem tiefgreifenden Strukturwandel.

Abb. 1 Heizkraftwerk Berlin Mitte mit kombiniertem Gas- und Dampfturbinenprozess. Foto: Vattenfall Europe AG

Abb. 2 Bruttostromerzeugung in Deutschland 2009. Quelle: Energiestatistik des Bundeswirtschaftsministeriums

Entscheidend für die Dynamik des Strukturwandels sind die notwendige Modernisierung des überalterten Kraftwerksparks und die wachsende Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien und dezentralen Kleinkraftwerken. Um diese im Netz bedarfsgerecht und gesichert bereit zu stellen, bedarf es neben regulatorischen und rechtlichen Fragestellungen auch technologischer und infrastruktureller Maßnahmen. Dazu zählen lastflexible fossile Kraftwerke, optimierte Netze und Speichertechnologien. Regional werden sich die Schwerpunkte der Stromerzeugung in Deutschland wegen der Offshore-Windparks und des günstigen Kohleimports auf dem Seeweg nach Norden verlagern. Der dort erzeugte Strom muss aber möglichst verlustarm zu den Zentren der Nachfrage im Westen und Süden transportiert werden. Außerdem ist Deutschland wegen seiner geografischen Lage ein wichtiges Transitland für den europäischen Stromhandel. Neue Impulse werden ab 2013 auch die dritte Phase des europäischen CO₂-Emissionshandels und mittelfristig die Elektromobilität als kommender Großverbraucher setzen.

Abb. 2 zeigt die Bruttostromerzeugung in Deutschland 2009. Bis zum Jahr 2030 soll hier der Anteil der erneuerbaren Energien auf 35% wachsen (2050: 80%). Die CO₂-Emissionen in Deutschland sollen bis 2020 um 40% gegenüber 1990 gesenkt werden. Diese Ziele lassen sich nur mit einem zügigen Ausbau der erneuerbaren Energien und einer deutlich höheren Energieeffizienz auf allen Ebenen erreichen. Auch die Einführung einer CO₂-Abtrennung und -Lagerung kann hierzu einen Beitrag leisten.

Ein Baustein dabei sind hocheffiziente, CO₂-arme Kraftwerke für fossile Energieträger. Diese sollen in den nächsten Jahren als Brückentechnologie einen Teil der Altanlagen ersetzen. Würde es gelingen, den mittleren Wirkungsgrad

der deutschen Kraftwerke um nur 2%-Punkte bei gleicher Stromerzeugung anzuheben, entspricht dies rechnerisch etwa der Größenordnung von einem Zehntel der energiebedingten CO₂-Emissionen des Straßenverkehrs. Modernste Kohlekraftwerke verfügen verglichen mit dem Stand von 1985 über einen 20% höheren Wirkungsgrad.

Effiziente Kraftwerkstechnologien sind Ergebnis der kontinuierlichen Arbeit der Kraftwerksforschung, unter Beteiligung von Wirtschaft und Wissenschaft seit 2004 im Förderkonzept COORETEC des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie (BMWi) zusammengefasst. Für die Zukunft bestehen für die Kraftwerkstechnologie noch weitere Entwicklungspotenziale. Dabei verfolgt die Forschung zwei Strategielinien: Die erste ist die Effizienzsteigerung. In Dampfkraftwerken erfordert dies u. a. neue Komponenten, weitere Prozessverbesserungen sowie ein höheres Temperatur- und Druckniveau. Die zweite ist die CO₂-Abtrennung und geologische Lagerung (CCS-Technologien).

Vorgestellt werden nachfolgend Kombikraftwerke mit Erdgas, die als Spitzenwert bereits einen Wirkungsgrad von 60% erreichen. Bei den modernen Dampfkraftwerken auf Basis von Kohlen steht die 700 °C-Technologie auf dem Teststand. Diese wird sich aber nur mit neuen Werkstoffen realisieren lassen. Kraftwerke mit Kohlevergasung bieten Perspektiven für Effizienz, CO₂-Abtrennung und eine parallele Erzeugung chemischer Grund- und Treibstoffe. Thema der CCS-Technologien ist, möglichst große Teile der CO₂-Emissionen aus Kohlekraftwerken abzutrennen und geologisch zu lagern. Im letzten Jahr verstärkt in den Blickpunkt gerückt sind die Speichertechnologien und das Netz der Zukunft. Ohne ein derartiges Netz werden auch die effizientesten Stromerzeugungstechnologien nicht optimal zusammenarbeiten können.

Abb. 3 Montage einer Gasturbine.
Foto: Alstom
Deutschland AG



Kombikraftwerke mit Erdgas

Erdgas verursacht von allen fossilen Energieträgern die niedrigsten spezifischen CO₂-Emissionen. Kombikraftwerke mit Erdgas (Gas- und Dampfkraftwerke – GuD) erreichen den höchsten Wirkungsgrad aller fossil befeuerten Kraftwerke. Sie lassen sich innerhalb des Stromverbundes sehr flexibel einsetzen und bieten sich damit für das Zusammenwirken mit der fluktuierenden Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien an. Diesen technologischen Stärken stehen allerdings Grenzen in Bezug auf die volkswirtschaftliche Abhängigkeit und die Infrastruktur von Erdgas gegenüber.

In einem Gas-Kombikraftwerk ist eine Gasturbine mit Dampfturbinen zusammengeschaltet. Nach dem Durchströmen der Gasturbine wird die noch vorhandene Wärme des Abgases über einen Wärmetauscher ausgekoppelt, um einen Dampfprozess zu betreiben. Das Herzstück dieses Kraftwerks ist die Gasturbine mit einem Verdichter, in den Umgebungsluft angesaugt und bis auf einen Druck von 20 bis 30 bar verdichtet wird. In die Brennkammer zugeführtes Erdgas wird mit dieser komprimierten Luft bei Temperaturen von bis zu 1.500 °C verbrannt. Das heiße Abgas wird dann in der Gasturbine bis auf Umgebungsdruck entspannt und verrichtet dabei Arbeit, die teilweise zum Antrieb des Verdichters, überwiegend aber für den Generator benutzt wird. In Gas-Kombikraftwerken muss das Abgas nach der Passage der Gasturbine noch eine Temperatur von über 600 °C aufweisen, um einen wirtschaftlichen Dampfprozess zu gewährleisten. Es wird dann durch einen Abhitzeessel (Wärmetauscher) geführt, bevor es über einen Schornstein in die Umgebung abgegeben wird. Der Abhitzeessel erzeugt auf fast 200 bar verdichteten Dampf, der dann über eine Dampfturbine entspannt und in einem Kondensator wieder verflüssigt wird. Das gesammelte Wasser wird wieder auf Druck gepumpt und dem Abhitzeessel erneut zugeführt. So entsteht ein geschlossener Wasser/Dampfkreislauf.

Herzstück Gasturbine

Auf die Gasturbine kommt es an. Mit ihr werden ca. zwei Drittel der elektrischen Leistung erzeugt, mit den Dampfturbinen ein Drittel. Da die Abgaswerte einer modernen, großen Gasturbine bei einer Temperatur von ca. 600 °C

und Umgebungsdruck mehr oder weniger fest liegen, lässt sich die Performance des Gesamtprozesses fast nur über die Anhebung der Verbrennungstemperatur, und damit der Gaseintrittstemperatur, sowie die entsprechende Erhöhung des Verdichterdruks verbessern.

Heutige moderne Gas-Kombikraftwerke zeichnen sich durch hohe Wirkungsgrade aus. Die CO₂-Emissionen (350 g/kWh) liegen deutlich unter denen von modernen Kohlekraftwerken (750 – 930 g/kWh). Mit speziellen, synthetisch hergestellten wasserstoffreichen Gasen als Brennstoff oder auch Biogas lassen sich die CO₂-Emissionen noch weiter absenken. Zugleich ist dies eine Option der Stromspeicherung.

Gegenüber Kohlekraftwerken sprechen geringere Investitionskosten für die Gas-Kombikraftwerke. Allerdings liegen die Betriebskosten höher, da der Brennstoff Gas teurer ist als Kohle. Damit eignen sich Gas-Kombikraftwerke für die Ausregelung der schwankenden Stromspeisung aus erneuerbaren Energien. Dafür spricht auch, dass Gasturbinen in sehr kurzer Zeit aus dem kalten Zustand auf Vollast hochgefahren und flexibel bei Teillast betrieben werden können.

Leistungsklassen und CO₂-Abtrennung

Im Kraftwerkspark bieten Gasturbinen viele Möglichkeiten. Durch Parallelschalten mehrerer Standardeinheiten von ca. 500 MW (Gasturbine und Dampfturbine kombiniert) lassen sich Großkraftwerke mit mehreren Gigawatt realisieren. Andererseits sind auch Kleinkraftwerke mit 100 MW

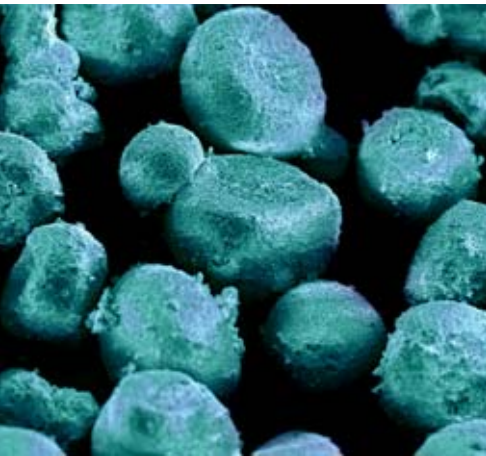


Abb. 4 Pulverbeschichtung für Turbinenschaufeln. Foto: Siemens Pressebild



Abb. 5 Keramisch beschichtete Turbinenschaufeln. Foto: Siemens Pressebild

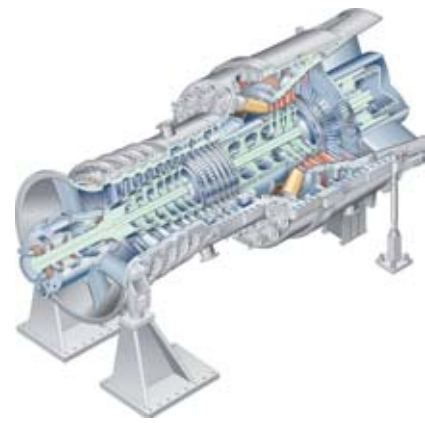


Abb. 6 Schnitt durch eine Gasturbine. Quelle: Siemens Pressebild

mehr oder weniger wirtschaftlich, insbesondere im Rahmen von Konzepten der Kraft-Wärmekopplung. Der emissionsarme Brennstoff Erdgas lässt auch wohnortnahe Standorte für diese Anlagen zu.

Prinzipiell lassen sich in Gas-Kombikraftwerken die vergleichsweise geringen CO₂-Anteile des Abgases mit den üblichen Waschverfahren abtrennen. Aber das ist im Vergleich zu Kohlekraftwerken in mehrfacher Hinsicht unwirtschaftlich. Es würde zu einem etwa 20%igen Mehrverbrauch von Erdgas führen, die Investitionskosten stiegen und die Regelfähigkeit nähme ab. Eine Abtrennung ist nur effizient und wirtschaftlich, wenn Gas-Kombikraftwerke in der Grundlast betrieben werden. In Kombination mit erneuerbaren Energien bietet sich der Einsatz wasserstoffreicher Brenngase, die mit überschüssigem Strom erzeugt werden können, als alternativer Weg zum besseren Klimaschutz an. Auch Kraftwerke mit Kohlevergasung (mit CO₂-Abscheidung, z. B. das IGCC) können wasserstoffhaltige Gase bereitstellen.

Zukünftig bedeutet die Integration wachsender Strommengen aus Windenergie und Solarkraft eine erhebliche Herausforderung für den fossilen Kraftwerkspark und die Stromnetze. Gerade in Frühjahr und Herbst werden aus der Windenergie Stromüberschüsse anfallen, die zur Deckung sommerlicher Bedarfsspitzen interessant sein könnten. Die bisherigen Stromspeicher (Pumpspeicherkraftwerke, Druckluft, Wärme) können derartige Energiemengen nicht aufnehmen. Wird aus überschüssigem Strom wasserstoffreiches Brenngas erzeugt und in unterirdischen Gasspeichern bis zur Nutzung in einem Kraftwerk gelagert, dann könnte erneuerbarer Strom unabhängiger von Tages- und Jahreszeiten genutzt werden.

Forschungs- und Entwicklungsschwerpunkte

Bei der künftigen Entwicklung stehen weitere Steigerungen von Effizienz, Lastflexibilität und Brennstoffflexibilität – überwiegend bei der Gasturbine – im Vordergrund.

Eine höhere Effizienz wird in erster Linie eine Anhebung der Verbrennungs- und der Gaseintrittstemperatur in die Turbine erfordern. Seit neue Werkstoffe und Bauweisen im Hochdruckteil der Gasturbine verwendet werden, erreichen Gas-Kombikraftwerke mittlerweile einen Wirkungs-

grad von über 60%. Eine weitere Steigerung bis auf 63% in den nächsten Jahren ist in Reichweite. Wichtige Ansätze hierbei sind die Entwicklung leistungsfähigerer Beschichtungen und effiziente Kühlkonzepte für die Turbinen.

Bei Lastflexibilität geht es zum einen um hohe Teillastwirkungsgrade und zum anderen um das Lastfolgeverhalten, also die Realisierung schneller Laständerungen bis hin zu schnellen Anfahr- und Abfahrvorgängen. Hohe Teillastwirkungsgrade hängen in erster Linie von der Aerodynamik des Verdichters ab, d. h., die Verdichter sollen über immer aufwendigere Berechnungsverfahren so gestaltet werden, dass sie in einem weiten Arbeitsbereich stabil sind und dennoch einen hohen Wirkungsgrad behalten. Ziel der Untersuchung des Lastfolgeverhaltens ist, die thermisch bedingte Ungleichverteilung der Temperaturen in Gehäuse und Rotor der Gasturbine durch weiter verbesserte Berechnungsverfahren in ihrer Auswirkung auf die Ausdehnung und die Lebensdauer besser zu verstehen und Bauweisen dementsprechend zu gestalten.

Brennstoffflexibilität ist ein Thema der Brenner- und Brennkammerbauweise. Auch bei immer weiter zunehmender Energiedichte in der Brennkammer durch gesteigerte Verbrennungstemperaturen muss die Verbrennung dennoch stabil und schadstoffarm bleiben. Dabei ist die Brennstoffzusammensetzung ein wichtiger Parameter. Für eine höhere Brennstoffflexibilität, benötigt man aufwendige Versuche und sehr rechenzeitintensive Strömungsberechnungsverfahren für reagierende Strömungen.

Abb. 7 Entwicklung des Wirkungsgrades kombinierter Gas- und Dampfturbinenprozesse

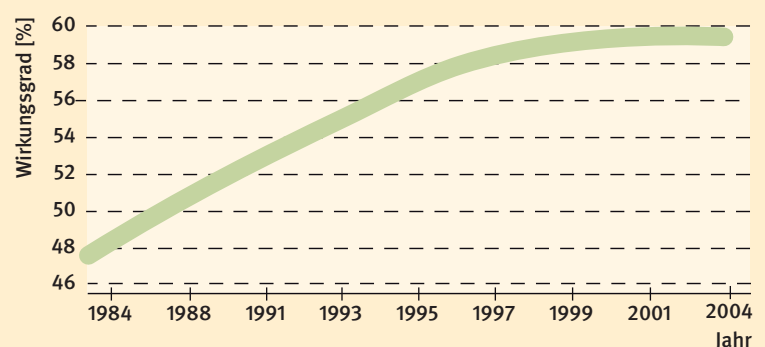


Abb. 8 Kraftwerk
Staudinger.
Foto: E.ON Kraftwerke GmbH



Moderne Dampfkraftwerke

Braun- und Steinkohlen sind weltweit in ausreichender Menge und zu stabilen Preisen verfügbar. Derzeit leisten diese Energieträger bei der globalen Stromerzeugung den größten Anteil. Rund 40% der 2006 weltweit benötigten ca. 18 Billionen kWh Strom wurden in konventionellen Kohlekraftwerken erzeugt. In Deutschland liegt dieser Wert bei 45%. Wie weit lassen sich mit neuen Kraftwerken die Energieeffizienz steigern und die CO₂-Emissionen senken?

In der Vergangenheit ist mit jeder neuen Kraftwerksgeneration der Wirkungsgrad der Kraftwerksblöcke gestiegen. Bei Kohlekraftwerken konnte der Wirkungsgrad dank kontinuierlicher Forschungs- und Entwicklungsaktivitäten von ca. 36% in 1985 auf heute 46% bei Steinkohle gesteigert werden. Der wesentliche Anreiz hierzu lag in einer verbesserten Wirtschaftlichkeit. Steigt der Wirkungsgrad, sinken der spezifische Brennstoffbedarf eines Kraftwerks und somit die Brennstoffkosten. Im Zuge der internationalen Klimaschutzpolitik wurde europaweit die Menge der erlaubten CO₂-Emissionen durch den begonnenen Emissionsrechtshandel begrenzt. Wenn zukünftig die Emissionszertifikate versteigert werden, entsteht für energieintensive Wirtschaftsbranchen ein zusätzlicher Anreiz, CO₂-Emissionen weiter zu reduzieren.

Der Wirkungsgrad der Kraftwerke wurde durch eine konsequente Optimierung des Gesamtprozesses gesteigert. Aus thermodynamischer Sicht waren hierfür insbesondere die Erhöhung der Dampftemperaturen und -drücke unverzichtbar. Ebenso trägt eine Verringerung des Eigenbedarfs der Kraftwerke dazu bei, beispielsweise durch verbesserte Speisewasserpumpen. Durch optimierte Schaufelgeometrien und Strömungswege innerhalb der Dampfturbinen lassen sich die Wellenleistung steigern und die inneren Verluste der Dampfturbine senken. Auch die verbesserte Rückkühlung am kalten Ende eines Kraftwerks steigert den Wirkungsgrad. Dies gilt auch für die Verringerung der Rauchgasabwärmeverluste, wobei dies besonders bei Braunkohlekraftwerken mit ihren großen Rauchgasmassenströmen interessant ist. Dem Ziel möglichst tiefer Abgastemperaturen stehen Korrosionsprobleme aufgrund der Unterschreitung der Taupunkttemperatur des

Rauchgases entgegen. Um die Rauchgasabwärme dennoch nutzen zu können, wurden korrosionsfeste Kunststoffwärmetauscher entwickelt. Diese werden im Rauchgasstrom nach der Entstaubung und dem Saugzug, aber vor der Rauchgasentschwefelung angeordnet. Wenn kein Fernwärmenetz vorhanden ist, wird die so gewonnene Wärme in der Kondensat- bzw. Speisewasservorwärmstrecke eingesetzt.

Braunkohlevortrocknung

Bei Braunkohlekraftwerken ist die Verfeuerung vorgetrockneter Braunkohle der wichtigste Ansatz, den Wirkungsgrad weiter zu steigern. Der hohe Wassergehalt, der bei heimischer Braunkohle über 50% betragen kann, ist bisher ein genereller Nachteil. Im konventionellen Kraftwerksprozess erfolgt die Trocknung der Kohle durch heißes Rauchgas in den Kohlemühlen. Energetisch wesentlich sinnvoller ist die Trocknung der Braunkohle auf einem niedrigen Temperaturniveau, beispielsweise durch im Niederdruckdampf noch vorhandene Wärme. Statt mit heißen Rauchgasen von über 1.000 °C erfolgt die Trocknung so bei Temperaturen, die nur geringfügig über dem Siedepunkt von Wasser liegen. Das frei werdende Kohlewasser verbleibt außerhalb des Kessels. Hierdurch sinkt der Rauchgasmassenstrom. Zukünftig können der Dampferzeuger sowie die Anlagen zur Rauchgasreinigung kleiner ausgelegt werden. Die bei der Kondensation des Kohlewassers frei werdende Wärme lässt sich zur Vorwärmung an anderer Stelle nutzen. Durch Trockenbraunkohle (TBK) als Brennstoff wird sich der Gesamtwirkungsgrad von Braunkohleblöcken um ca. 10% steigern lassen.

Erdgas-Kombikraftwerk Irsching

Im Jahr 2011 wird planmäßig der Block 4 des Kraftwerks Irsching (Bayern) mit der von Siemens Power Generation entwickelten, leistungsstärksten Gasturbine der Welt (SGT5-8000H) den regulären Betrieb aufnehmen. Die Leistung der Turbine entspricht der von 14 Jumbo Jet Triebwerken und reicht aus, um die Bevölkerung einer Stadt wie Hamburg mit Strom zu versorgen. Nach Abschluss der umfangreichen Testphase, bei der mehr als 3.000 zusätzliche Sensoren für Druck, Temperatur und mechanische Spannungen umfangreiche Betriebsdaten erfasst haben, wurde die Anlage 2009 um den Dampfturbinenteil erweitert. Ab 2011 soll das GuD-Kraftwerk eine Leistung von 570 MW erreichen.

Erstmals wird damit die 60%-Marke für den Wirkungsgrad eines GuD-Kraftwerkes überschritten. Möglich wurde das durch eine neuartige Gasturbine: Durch eine optimierte Zufuhr von Luft und Verbrennungsgasen konnte die Temperatur angehoben werden. Das neue Kühlkonzept für die Turbinenschaufeln verbindet eine zweilagige thermische Schutzschicht aus Metall mit einer darüber liegenden Keramikschiicht und einer besonders warmfesten Nickellegierung. Das Gehäuse ist konisch gearbeitet und der Läufer lässt sich axial verschieben. Damit lassen sich die Druckverluste an den Schaufelenden in verschiedenen Betriebszuständen minimieren. Die Turbine zeichnet sich durch gutes Teillastverhalten aus.

Das Kraftwerk Irsching wird von der E.ON Kraftwerke GmbH betrieben. Derzeit sind die Blöcke 3 (Erdöl/Erdgas) und 5 (Erdgas) im regulären Betrieb und Block 2 in kalter Reserve. Der im Frühjahr 2010 ans Netz gegangene Block 5 verfügt über zwei kleinere Gasturbinen und eine Dampfturbine. Es leistet 860 MW und liegt beim Wirkungsgrad mit 59,7% etwas unterhalb von o. g. Block 4.

Abb. 9 Kraftwerk Irsching. Foto: E.ON Kraftwerke GmbH



Abb. 10 Die Gasturbine. Foto: Siemens Pressebild



Abb. 11 Modell eines Mitochondriums.
Foto: Überseemuseum Bremen



Mitochondrien – Kraftwerke der Natur

Kraftwerke gibt es nicht nur in der Technik, sondern auch in der Natur. Fast alle Zellen von Menschen, Tieren, Pflanzen und Pilzen enthalten Mitochondrien – die Kraftwerke der Zelle. Sie sind es, die die chemischen Umwandlungsprozesse durchführen und dem Körper die benötigte Energie zur Verfügung stellen. Im Ruhezustand leistet ein Erwachsener damit 100 Watt. Darüber hinaus sind sie aber auch ein wichtiger Faktor für zahlreiche regulative Funktionen des Körpers (z. B. Alterung, programmierter Zelltod und neurovegetative Erkrankungen).

Was verbindet und was trennt die technische und natürliche Energieumwandlung? Beide leben von importierten kohlenstoffhaltigen Energieträgern, geben am Ende CO₂ ab und können ohne Wasser nicht arbeiten. Ihre Anzahl korrespondiert mit der Nachfrage: Kraftwerke konzentrieren sich bisher in Ballungsräumen, während Mitochondrien gehäuft in Muskel-, Sinnes- und Nervenzellen vorkommen. In Herzmuskelzellen machen sie einen Volumenanteil von 36% aus. Beide sind essenziell. Kraftwerke und Stromnetze sind der Pulsschlag einer Volkswirtschaft. Mitochondrien sind für das Leben unverzichtbar und ein Indikator für das biologische Alter eines Organismus.

Aber es gibt auch Trennendes, also Bereiche, in denen Mitochondrien überlegen sind. Ihre Energieeffizienz, bezogen auf ihr Gewicht, ist herausragend und der Technik überlegen. Ihre äußeren und inneren Membranen haben den Umgang mit chemischen Substanzen und elektrischen Ladungen perfektioniert, während in der Kraftwerksforschung Membrane für Brennstoffzellen und Luftzerlegungsanlagen noch in der Entwicklung stecken. In der Natur funktioniert der bidirektionale Informationsaustausch mit der Nachfrage mittels Enzymen und Hormonen bereits.

Abb. 12 Mitochondrien im Modell einer Zelle.
Quelle: Überseemuseum Bremen



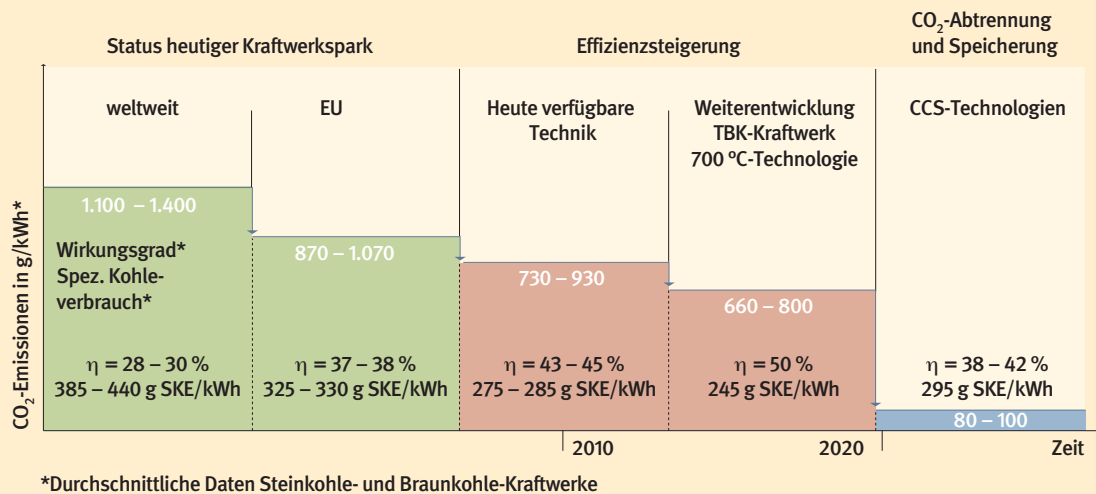


Abb. 13 CO₂-Reduzierung bei kommerziellen Kohlekraftwerken. Quelle: COORETEC

700 °C-Technologie

Alle in den letzten Jahren in Betrieb genommenen Großkraftwerke arbeiten mit überkritischen Dampfzuständen, d. h. Frischdampfdrücke von rd. 270 bar und -temperaturen bis 580 °C. Mittlerweile erreichen neueste Anlagen, entsprechend dem heute verfügbaren Stand der Technik, Frischdampftemperaturen von rd. 600 °C und Zwischendampftemperaturen von 620 °C. Damit lassen sich Gesamtwirkungsgrade* von 43 bis 44% für Braunkohleblöcke (ohne den Einsatz von TBK) und 45 bis 46% für Steinkohleblöcke erreichen. Um diese hohen Dampfparameter realisieren zu können, müssen aus festigkeitstechnischen Gründen im Überhitzerbereich Spezialstähle, sogenannte austenitische Werkstoffe, verwendet werden. Dafür werden Heizflächenstähle mit Chromgehalten von mehr als 17% eingesetzt.

Für die Zukunft wird eine neue Kraftwerksgeneration entwickelt, mit Frischdampftemperaturen von rd. 700 °C und Drücken von über 350 bar. Damit könnte der Gesamtwirkungsgrad auf über 50% steigen. Für derartige Kraftwerke sind auch Stähle mit hohen Chromgehalten nicht mehr ausreichend. Hier sollen die im folgenden Beitrag „Neue Materialien für hohe Temperaturen“ beschriebenen Nickel-Basislegierungen eingesetzt werden. Frischdampftemperaturen von 700 °C stellen für die Hersteller der Dampfturbinen eine Herausforderung dar. Derzeit werden auch Möglichkeiten zur aktiven Kühlung der einzelnen Turbinenschaufeln untersucht.

Luftreinhaltung und Klimaschutz

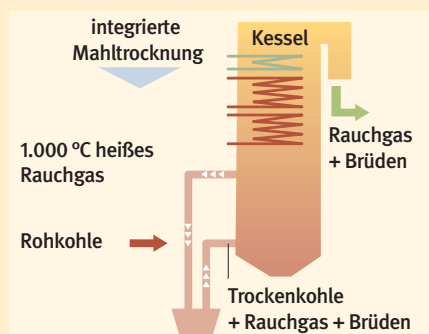
Ein möglichst hoher Wirkungsgrad ist eine wichtige Voraussetzung für die als zweite Strategielinie verfolgte Abtrennung und dauerhafte Lagerung des CO₂ (CCS) in geologischen Formationen. Hierzu werden später in diesem Themeninfo verschiedene CCS-Verfahren vorgestellt. Dabei führt jede, aufgrund höherer Effizienz erreichte Verringerung der Menge des abzuscheidenden CO₂ zu einer verbesserten Wirtschaftlichkeit von CCS.

Schadstoffemissionen zu reduzieren, bleibt eine gleichermaßen wichtige Zielsetzung bei der Optimierung von Kraftwerksfeuerungen. Die Einhaltung der Grenzwerte für NO_x-Emissionen wird bei Braunkohlekraftwerken in der Regel alleine mit feuerungstechnischen Maßnahmen erreicht. Bei Steinkohleanlagen werden diese Maßnahmen ebenfalls zur primärseitigen Minderung der Stickoxide eingesetzt, reichen aber aufgrund der spezifischen Brennstoffeigenschaften nicht aus. Zusätzlich werden hier Stickoxidminderungsanlagen eingesetzt. Die Reinigung des Rauchgases von Schwefeldioxid (SO₂) ist seit dem Jahr 1983 für alle deutschen Kraftwerke vorgeschrieben. Hierbei werden bis zu 95% des im Rauchgas enthaltenen SO₂ abgetrennt und der entstehende Gips wird in der Bauindustrie verarbeitet.

* Nettowirkungsgrad, bezogen auf den unteren Heizwert, Rückkühlung über Naturzugkühlturm. Bei Meerwasserkühlung sind 1–2%-Punkte mehr möglich.

Abb. 14 Prinzip der Braunkohletrocknung in einer Wirbelschicht an den BoA-Kraftwerken. Quelle: RWE Power AG

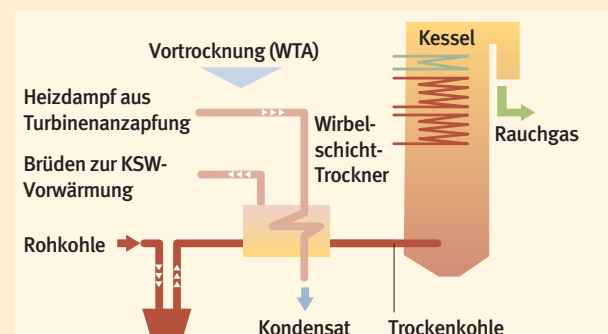
BoA-Konzept



Energetische Nachteile:

- Trocknung auf sehr hohem Exergieniveau
- keine Nutzung der Brüdenenergie

BoA-Konzept mit vorgetrockneter Braunkohle



Energetische Verbesserung:

- Trocknung auf niedrigem Exergieniveau (Niederdruckdampf)
- Nutzung der Brüdenenergie

Aus der Praxis

Braunkohle-Kraftwerk Niederaußem K (BoA1)

Mit einer Leistung von 950 MW_{el} und einem Wirkungsgrad von 43% zählt der RWE Kraftwerksblock BoA1 („Braunkohle mit optimierter Anlagentechnik“) zu den weltweit modernsten Braunkohlekraftwerken. Hier wurden die verfügbaren Technologien konsequent umgesetzt, z. B. hohe Dampfparameter und zusätzliche Wärmetauscher zur verbesserten Wärmehückgewinnung. Die eingesetzte Triflux-Heizfläche reduziert den Bedarf an Einspritzwasser zur Temperaturkontrolle in den Zwischenüberhitzerheizflächen, der sonst zu Wirkungsgradverlusten führen würde. Am Kraftwerk werden die beiden zuvor beschriebenen Möglichkeiten zur Senkung des CO₂-Ausstoßes erforscht. Zur weiteren Steigerung des Wirkungsgrades von Braunkohleblöcken stellt die Verfeuerung von Trockenbraunkohle (TBK) einen wesentlichen Schritt dar. Derzeit ist eine Pilotanlage in Betrieb, die in einer Wirbelschicht bei einer Temperatur von 110 °C die Rohbraunkohle von einem ursprünglichen Wassergehalt von rd. 50% auf 12% trocknet. Die notwendige Wärme wird dem Niederdruckdampf der BoA1 entnommen (Abb. 14). Mithilfe dieser Pilotanlage werden bereits heute über 10% der Feuerungsleistung mit TBK im Dauerbetrieb erbracht.

Ein CO₂-armes Kraftwerk ist bei konventionellem Kraftwerksbetrieb nur über die Abscheidung des CO₂ aus dem Rauchgas möglich. Zur Untersuchung, ob die in der chemischen Industrie übliche CO₂-Wäsche auf Kraftwerke übertragbar ist, wurde an dem BoA1-Block eine Versuchsanlage aufgebaut. Die Darstellung des Prinzips der CO₂-Wäsche zeigt Abb. 16. Mit einer Abscheiderate von 90% ist die Abtrennung von 300 kg CO₂ pro Stunde aus dem Rauchgas möglich. Zwar wurde bisher nur ein kleiner Teil des CO₂ aus dem Rauchgasmassenstrom gefiltert, es zeigt jedoch die technische Machbarkeit der Abscheidung.

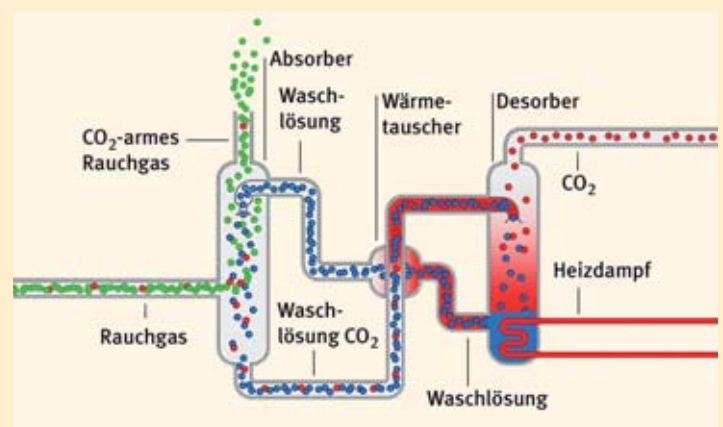


Abb. 16 Prinzip der Abtrennung von CO₂ aus Rauchgasen
Quelle: RWE Power AG



Abb. 17 Kraftwerk Niederaußem mit BoA-Technologie und Braunkohletrocknung.
Foto: RWE Power AG



Abb. 15 Kohletransport im Kraftwerk Scholven.
Foto: E.ON Kraftwerke GmbH

Simulationsmodelle und Korrosionsvermeidung

Auch wenn es heute üblich ist, einzelne verfahrenstechnische Werte im Feuerraum mittels entsprechender Messtechnik zu überwachen, waren bisher die Auswirkungen geänderter Betriebseinstellungen auf den gesamten Feuerraum nur schwer abzuschätzen. Hier eröffnet die numerische Simulation der Brennkammer neue Möglichkeiten. Komplexe Interaktionen zwischen Turbulenz, Wärmeübertragung und der eigentlichen Verbrennung von Kohle lassen sich mit den heutigen Höchstleistungsrechnern hochauflösend abbilden. Als Ergebnisse der Simulation stehen die Geschwindigkeits-, Temperatur- und Konzentrationsverteilungen des Rauchgases zur Verfügung. Damit lassen sich Optimierungen, z. B. der Rauchgasatmosphäre in der Umgebung der Brennkammerwand, durchführen oder Gebiete mit hoher Tendenz zur Verschlackung frühzeitig identifizieren. Entscheidender Vorteil ist dabei, dass sich die Auswirkungen geplanter – teilweise kostenintensiver – Umbauten abschätzen lassen und somit vorab wertvolle Planungshinweise zur Verfügung stehen. Auch bei der Planung neuer Kraftwerke haben sich Simulationen bewährt.

Im Kraftwerk gelangt das Rauchgas nach der Brennkammer in Kontakt mit den konvektiven Heizflächen. Insbesondere in Hochtemperaturkraftwerken können kritische Brennstoffanteile, z. B. Alkalien, Chlor oder Schwermetalle, mit den Werkstoffoberflächen der Heizflächenrohre reagieren. Die zugrundeliegenden Prozesse werden derzeit detaillierter erforscht. Gesucht werden Maßnahmen für einen optimierten Betrieb der Kraftwerke zum Schutz der Heizflächen vor Verschlackung und Korrosion.

Die Mitverbrennung von (teilweise) CO₂-neutralen Sekundärbrennstoffen in bestehenden Kohlekraftwerksfeuerungen bietet eine zusätzliche, kostengünstige und kurzfristig umsetzbare Möglichkeit, die CO₂-Emissionen der Kraftwerke zu mindern. Neue Kraftwerke mit optimierten Technologien zeichnen sich durch flexiblere Anforderungen an den Brennstoff aus. Neben dem Hauptbrennstoff Kohle können sie auch Beimengungen von Biomasse, Abfällen oder Produktionsrückständen mitverbrennen. Hierfür sollten die in den Kraftwerken eingesetzten Komponenten speziell ausgelegt sein, um Korrosionsprobleme zu vermeiden.

Abb. 18 Komponente aus Alloy 617.
Foto: Alstom Deutschland AG

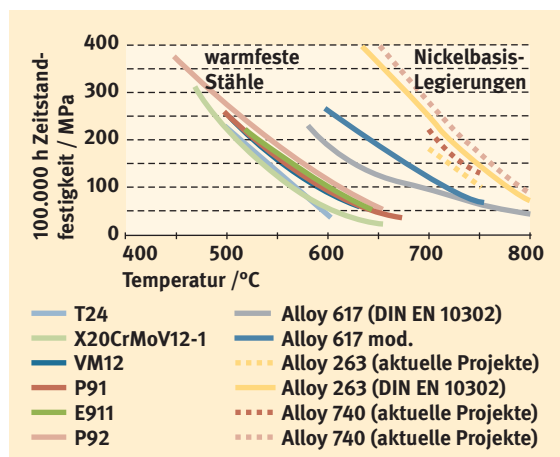


Neue Materialien für hohe Temperaturen

Will man in Kraftwerken die Wirkungsgrade weiter steigern, müssen im Dampfkreislauf die Temperaturen auf bis zu 720 °C und die Drücke auf bis zu 350 bar angehoben werden. Dies wird nur mit neuen Werkstoffen möglich sein, die derzeit optimiert und qualifiziert werden.

Für den Einsatzbereich bis 630 °C werden die im Dampferzeuger- und Turbinenbau bewährten Stähle mit 1% und 2% Chrom und die sogenannten martensitischen Stähle mit 9 bis 12% Chrom noch weiterentwickelt. Bei Temperaturen jenseits von 700 °C müssen Nickelbasis-Legierungen eingesetzt werden (Abb. 19). Diese Legierungen bestehen aus dem Hauptbestandteil Nickel und meist einem oder mehreren weiteren Metallen. Sie zeichnen sich durch hohe Festigkeit, gute Zeitstandeigenschaften und Oxidationsbeständigkeit bei hohen Temperaturen aus. Die Festigkeit beziehen sie aus unterschiedlichen Verfestigungsmechanismen, der sogenannten Mischkristallverfestigung (Alloy [dt.: Legierung] 617) und der Ausscheidungsverfestigung (Alloy 263 und 740), die eine spezielle Wärmebehandlung erforderlich macht. Einige der Werkstoffe sind aus anderen Anwendungen bekannt, wie Wärmetauschern und Brennkammern in Gasturbinen.

Abb. 19 Zeitstandeigenschaften der Nickelbasiswerkstoffe im Vergleich zu warmfesten Stählen.
Quelle: Materialprüfungsamt Stuttgart



Ein Einsatz der Werkstoffe in neuen Hocheffizienz-Kraftwerken erfordert jedoch die Anpassung und Qualifizierung, d. h. exakte Bestimmung der Materialeigenschaften unter Betriebsbedingungen. Bauteile für Kraftwerke erfordern neue oder angepasste Herstellungstechnologien, z. B. zur Herstellung von dickwandigen Rohrleitungen und Sammlern (Abb. 18).

Neue Werkstoffe in der Materialprüfung

Werkstoffe aus Nickel-Basislegierungen werden im Rahmen der Energieforschung umfangreich getestet, um die geforderten Eigenschaften zu erreichen und nachzuweisen. Dabei ist der Werkstoff im verarbeiteten Zustand maßgeblich, d. h., es werden Proben aus den Halbzeugen entnommen und so die Eigenschaften für den tatsächlich im Bauteil vorliegenden Zustand geprüft. Untersucht werden u. a. die Verarbeitbarkeit und Schweißbarkeit, um Komponenten herstellen zu können, sowie eine hohe Zeitstandfestigkeit, ausreichende Zähigkeit und gute bruchmechanische Eigenschaften. Dies ist notwendig, um Gebrauchstauglichkeit, Sicherheit und Integrität der Bauteile für bis zu 200.000 Betriebsstunden zu gewährleisten. Für verschiedene, derzeit in der Erprobung befindliche Legierungen liegen Nachweise zur Herstellbarkeit sowie Kennwerte, Auslegungsdaten und Werkstoffbeschreibungen für die notwendigen analytischen und numerischen Berechnungen vor. Weiterhin sind für die Beurteilung der Langzeitstabilität Kenntnisse über die Mikrostruktur der Werkstoffe notwendig, die durch elektronenmikroskopische Untersuchungen gewonnen werden.

Im Kraftwerksbereich wurden bisher überwiegend gut schweißbare Werkstoffe eingesetzt, für die langjährige Praxiserfahrungen auch unter schwierigen Bedingungen vorliegen. Bauteile aus Nickellegierungen, insbesondere mit größeren Wandstärken, zu schweißen, ist noch anspruchsvoller. Da Schweißarbeiten auch bei der Montage auf der Baustelle durchgeführt werden, muss der Schweißprozess entsprechend optimiert und festgelegt sein. Im Turbinenbau sind hierbei besondere Anforderungen an die notwendigen Schweißverbindungen zwischen Nickelbasis-Werkstoffen und Stählen zu stellen, da die Herstellung eines kompletten Rotors oder Gehäuses aus Nickelbasis-Werkstoff technisch nicht möglich ist.



Förderkonzept COORETEC

COORETEC – eine Initiative des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie, die für „CO₂-Reduktionstechnologien“ steht, bündelt die Forschungs- und Entwicklungsaktivitäten im Bereich emissionsarmer Kraftwerke mit fossilen Energieträgern und CCS-Technologien. Seit 2004 fasst das Konzept die verschiedenen Entwicklungslinien der Kraftwerksforschung zusammen und richtet sich an Wirtschaft und Wissenschaft gleichermaßen. Bis zum Jahr 2020 sollen die Technologien allgemein marktverfügbar sein. Die Forschungs- und Entwicklungsprojekte konzentrieren sich auf zukunftsfähige Kraftwerkstechnologien auf der Basis von Kohle und Gas. Hierzu zählen auch die sogenannten CCS-Technologien zur Abscheidung, Transport und Lagerung von CO₂ aus Kraftwerksabgasen. COORETEC ist eng verzahnt mit den Forschungsaktivitäten zur CO₂-Speicherung, die durch das GEOTECHNOLOGIEN-Programm des Bundesforschungsministeriums gefördert werden. COORETEC leistet einen wichtigen Beitrag zu den energie- und klimapolitischen Zielen Deutschlands und ist Teil des Energieforschungsprogramms der Bundesregierung. Einen Überblick über Ergebnisse und Projekte von COORETEC und des GEOTECHNOLOGIEN-Programms bieten die Portale www.kraftwerkforschung.info, www.cooretec.de und www.geotechnologien.de.



www.kraftwerkforschung.info

Was leistet die Kraftwerksforschung im Kontext der Energieforschung? Diese Frage beantwortet das im Herbst 2010 gestartete Portal „Kraftwerkforschung“ mit Nachrichten und Informationen zur öffentlichen Kraftwerksforschung – allesamt gründlich recherchiert und auf Basis wissenschaftlicher Grundlagen und Projekte.

Das Portal richtet sich ebenso an interessierte Bürger und Nachwuchsforscher wie an Politiker, Journalisten und die Fachcommunity. Es bietet faktenorientiert den Einstieg in die wesentlichen Perspektiven der Kraftwerksforschung und vielfältige Verknüpfungen, um unterschiedlich detailliert in aktuelle Themen einzusteigen.

Natürlich spielen im Forschungsportal Studienergebnisse, neue Projekte und ihre Bedeutung für das Energiesystem die zentrale Rolle. Die Fachberichte, Standpunkte und Neuigkeiten aus der Forschung liefern vielversprechende und praxisorientierte Perspektiven, um eine sachliche Diskussion zukünftiger Kraftwerkstechnologien zu fördern. Besondere Aufmerksamkeit gilt dabei den Ergebnissen der Förderinitiative COORETEC des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie (BMWi).



**KRAFTWERK
FORSCHUNG**

Im Portrait

Wissenschaftler setzen Akzente – zwei Expertenmeinungen



Prof. Dr.-Ing. Manfred Fishedick

Vizepräsident und Forschungsgruppenleiter des Wuppertal Institutes. Arbeitsschwerpunkte sind u. a.: Energiewirtschaft, Analysen von Energiesystemen, Erneuerbare Energien und innovative Energietechniken sowie die Energie- und Klimapolitik.

Die fossile Kraftwerkstechnik steht heute, besonders wegen des Klimaschutzes, an einem Wendepunkt. Das Streben nach höheren Wirkungsgraden bleibt zwar weiterhin wichtig, aber längst nicht mehr hinreichend, wenn die energiebedingten CO₂-Emissionen bis zur Jahrhundertmitte global mehr als halbiert werden müssen. Unter Klimaschutzgesichtspunkten stellt die CO₂-Abtrennung und Lagerung die einzige Option dar, gerade Kohlekraftwerke mittel- bis langfristig verantwortlich zu betreiben. Voraussetzung ist aber, dass die Technologie ihre ökologische und ökonomische Verträglichkeit nachweist und gesellschaftliche Akzeptanz inkl. Transport und Lagerung von CO₂ erlangt – Ausgang offen.

Parallel dazu führt der dynamische Ausbau erneuerbarer Energien zu bisher ungeahnten Anforderungen an die Leistungsdynamik von Kraftwerken. Bei Stromerzeugungsanteilen der erneuerbaren Energien von fast 40% in Deutschland schon für 2020 treten die bisherigen Gesetzmäßigkeiten von Grund-, Mittel- und Spitzenlastkraftwerken zunehmend außer Kraft. Damit reduziert sich die Auslastung der fossilen Großkraftwerke signifikant, was insbesondere fixkostenintensive Anlagen vor erhebliche Probleme stellen wird. Dieser Druck wird sich zukünftig noch durch vermehrt ins Netz drängende, dezentrale Kleinkraftwerke (z. B. Mini-BHKW) weiter erhöhen.



Prof. Dr. Alfons Kather

Leiter des Instituts für Energietechnik an der TU Hamburg Harburg und Sprecher des COORETEC-Beirats des BMWi. Themenschwerpunkte sind u. a. die CO₂-Emissionsminderung bei fossil gefeuerten Kraftwerken und optimierende Maßnahmen an Kraftwerksblöcken.

Der starke Zubau erneuerbarer Energien in den Jahren 2000 bis 2006 reichte nicht aus, um den in dieser Zeit in Deutschland entstandenen zusätzlichen Strombedarf abzudecken. Um darüber hinaus die Stromerzeugung aus Kernenergie durch erneuerbare Energien zu ersetzen, muss die jährliche Zuwachsrate der Stromerzeugung aus regenerativen Energien daher deutlich ansteigen.

Die erneuerbaren Energien werden somit zunächst nicht zum Ersatz kohlebefeuerter Kraftwerke zur Verfügung stehen, sodass in Deutschland in den nächsten 20 Jahren die Stromerzeugung aus Kohle kaum reduziert werden kann. Um die CO₂-Emissionen dennoch zu senken, müssen zum einen alte Kohlekraftwerke durch neue mit höheren Wirkungsgraden und somit geringeren CO₂-Emissionen ersetzt werden. Da dies jedoch nicht ausreicht, um die gesetzten CO₂-Emissionsminderungsziele zu erreichen, müssen zum anderen Technologien zur Abtrennung und Speicherung des CO₂ eingeführt werden. Darüber hinaus werden kohlebefeuerte Kraftwerke auch zur Absicherung der fluktuierenden Stromerzeugung aus Wind und Sonne benötigt, sodass ihr Betrieb über das Jahr 2030 hinaus notwendig sein wird.

Abb. 20 IGCC-Kraftwerk
Puertollano in Spanien
Quelle: Elcogas



Kohlekraftwerke mit Vergasung

Bei einem Kohlekraftwerk mit Vergasung wird Kohle nicht direkt verbrannt, sondern zuerst in ein brennbares Gas umgewandelt. Dieses Gas lässt sich dann in einem kombinierten Gas- und Dampfturbinenblock zur Stromerzeugung nutzen. Bekannt ist diese Technologie als IGCC-Kraftwerk (Integrated Gasification Combined Cycle).

Das IGCC-Kraftwerk ist der am weitesten in Richtung Marktreife entwickelte Prozess für Kombikraftwerke mit Kohle. Den umgewandelten Energieträger im gasförmigen Zustand zu verbrennen, bietet zahlreiche Vorteile: Bei Einsatz heute verfügbarer Technologie ist ein Wirkungsgrad von ca. 50% erreichbar und aufgrund der IGCC-typischen Gasreinigung und -aufbereitung sind die Schadstoffemissionen deutlich niedriger als in konventionellen Anlagen. Der Prozess bietet günstige Bedingungen zur CO₂-Abtrennung vor der Verbrennung und kann auch zur Herstellung von Kraftstoffen oder Basischemikalien genutzt werden. Allerdings sind IGCC-Kraftwerke sehr komplex im Aufbau. Wegen wirtschaftlicher Barrieren und weiteren technologischen Entwicklungsbedarfs existieren bisher erst einige Demonstrationskraftwerke in verschiedenen Ländern.

Aufbau

Die Hauptkomponenten bzw. Verfahrensschritte eines IGCC-Kraftwerkes umfassen:

- Kohleaufbereitung inkl. Trocknung
- Luftzerlegungsanlage
- Gasinsel bestehend aus Vergaser und Gasaufbereitung
- GuD-Block für die energetische Nutzung des Brenngases

Während die Kohleaufbereitung die gleichen Aufgaben wie bei konventionellen Kraftwerken erfüllt, ist für IGCC-Kraftwerke eine Luftzerlegungsanlage (LZA) dann erforderlich, wenn bei der Vergasung technischer Sauerstoff als Vergasungsmittel eingesetzt wird. Der als Nebenprodukt entstehende Stickstoff wird bei trockenem Kohleeintrag in den Vergaser als Fördergas und zur Bespannung des Einspeise-

systems verwendet. Daneben dient der Stickstoff zum Spülen/Pulsen von Filtern zur Flugascheabtrennung und zur Verdünnung des Brenngases für den Einsatz in der Gasturbine. Alternativ kann die Kohle als Suspension mit Wasser (Slurry) in den Vergaser gebracht werden.

Vergasung und Gasaufbereitung

Die Gasinsel umfasst den Vergaser und die nachfolgende Gasaufbereitung zur Einstellung bestimmter Gasqualitäten. Im Vergaser wird die Kohle (der Vergasungsstoff) durch unterstöchiometrische Zufuhr von Luft oder Sauerstoff und ggf. Dampf (Vergasungsmittel) in ein brennbares Gas aus den Hauptkomponenten H₂ und CO umgewandelt. In existierenden IGCC-Kraftwerken und für neue Anlagen, bei denen Chemikalien oder Kraftstoffe aus kohlestämmigem Brenn- bzw. Synthesegas erzeugt werden, dominieren sog. Flugstromvergasungsverfahren.

Nach der Vergasung folgen unterschiedliche Gasaufbereitungsprozesse, bei denen neben eventuell vorhandenen Teer- und Alkalispuren, Staub und vor allem Schadstoffe, wie z. B. H₂S zur Vermeidung unzulässig hoher SO_x-Emissionen, mit chemischen bzw. physikalischen Waschmitteln entfernt werden. Bei IGCC-Kraftwerken mit CO₂-Abtrennung beinhaltet die Gasaufbereitung zusätzliche Schritte zur Gaskonditionierung. Dabei wird alles im Gas enthaltene CO unter Zugabe von Wasserdampf in einer CO-Konvertierungsstufe, der sogenannten CO-Shift, in CO₂ und H₂ gewandelt. Das danach im Gas enthaltene CO₂ liegt in sehr hoher Konzentration vor und kann mit vergleichsweise geringem Aufwand mithilfe chemischer oder physikalischer Wäschen absorptiv aus dem Gas abgetrennt

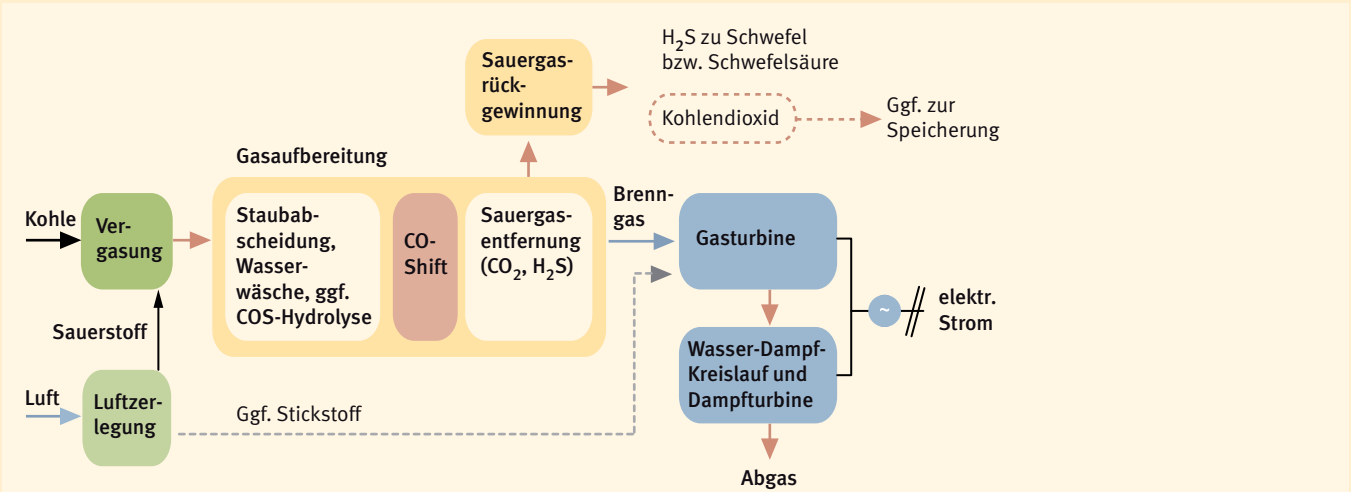


Abb. 21 Prinzipschema eines IGCC-Prozesses (CO-Shift nur für IGCC-CCS Kraftwerke). Quelle: TU Freiberg

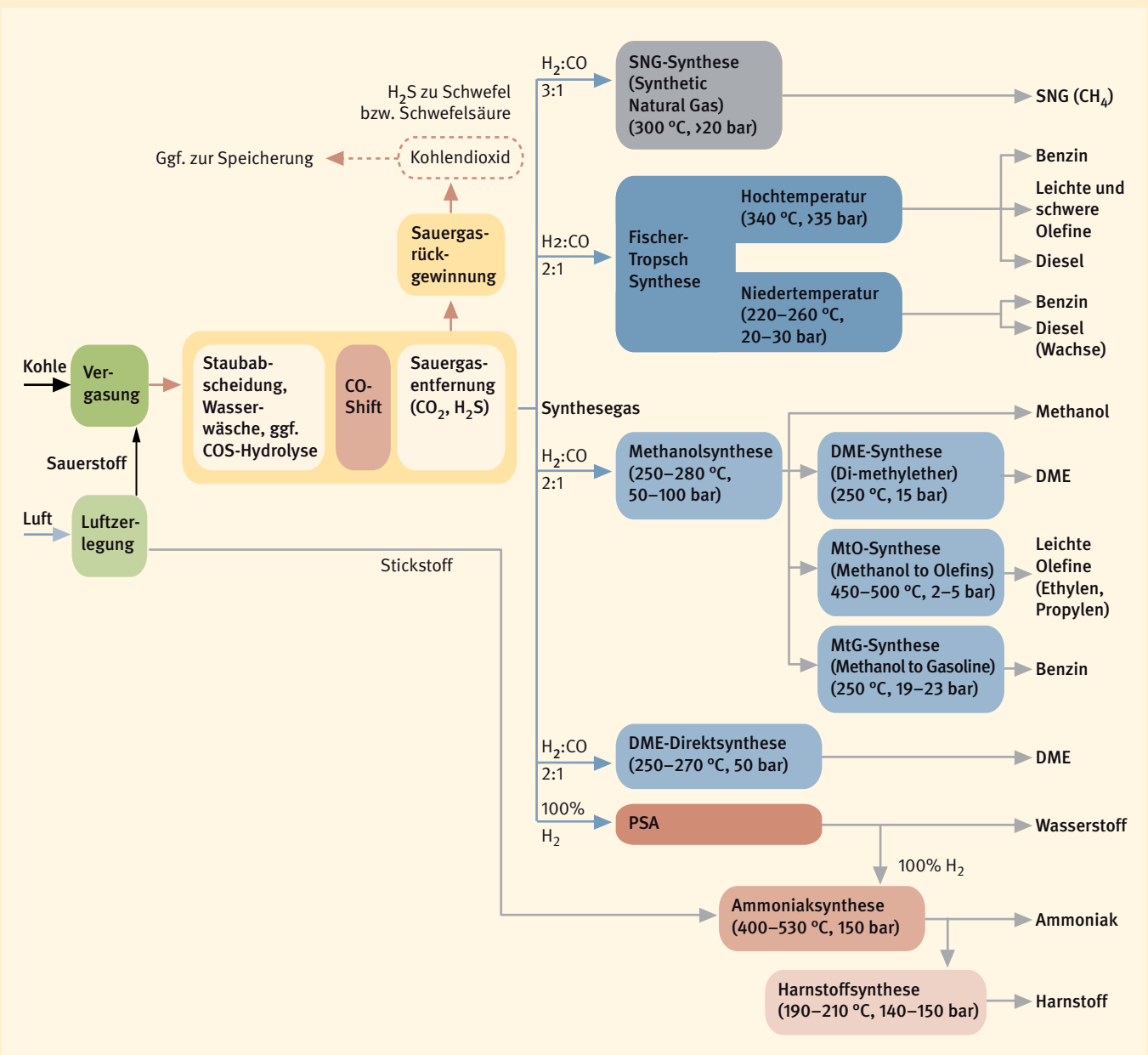


Abb. 22 Möglichkeiten zur Erzeugung von Chemikalien und Kraftstoffen aus kohlestämmigem Synthesegas. Quelle: TU Freiberg

Standorte	Elektrische Leistung [MW]	Vergasertyp	Gasturbine	Baujahr	Integrationsgrad LZA [%]	Brennstoff	Verfügbarkeit [%]	Netto-Wirkungsgrad [%]
IGCC-Kraftwerke								
Buggenum (Niederlande)	250,0	SCGP	Siemens V94.2	1994	100	SK/EG	85,6	43,2
Wabash River (USA)	250,0	E-Gas	GE7FA	1995	0	SK/PK/EG	74,0	37,8*
Polk County (USA)	252,0	GEE	GE7FA	1996	0	SK/PK/EG	96,0	35,4*
Puertollano (Spanien)	300,0	PRENFLO	Siemens V94.3	1997	0	SK/PK/EG	80,1	42,2
Pinon Pine (USA)	99,7	KRW	GE6FA	1998	100	SK	n. v.	40,7
Nakoso (Japan)	250,0	MHI	n. v.	2007	0	SK	n. v.	42,0
Polygeneration-Kraftwerke								
Priolo (Italien)	512,0	GEE	Siemens V94.2	1999	0	SÖ	>90,0	n. v.
Sarlux (Italien)	551,0	GEE	GE9E	2000	0	Teer	90,8	n. v.
Falconara (Italien)	241,0	GEE	ALSTOM GT13E2	2001	0	SÖ/EG	95,0	40,8
Negishi (Japan)	342,0	GEE	Mitsubishi MHI701F	2003	0	SÖ	n. v.	n. v.

Abb. 23 Übersicht zu früheren und existierenden IGCC- und Polygeneration-Kraftwerken ohne Anspruch auf Vollständigkeit (SK = Steinkohle, PK = Petrolkoks, EG = Erdgas, SÖ = Schweröl; * Wirkungsgrad auf Basis Brennwert). Quelle: TU Freiberg

werden. Diesen Prozess für ein CO₂-freies Kohlekraftwerk nennt man Pre-combustion-carbon-capture. Damit steht nach der Gasaufbereitung für die Verbrennung in der Gasturbine entweder ein gereinigtes Rohgas oder ein wasserstoffreiches Gas zur Verfügung. Da Wasserstoff bzw. Synthesegas von Erdgas deutlich abweichende Eigenschaften aufweisen, ist nach heutigem Stand die Verdünnung mit Stickstoff notwendig, um zu hohe NO_x-Emissionen bei der Verbrennung zu vermeiden. Durch Weiter- und Neuentwicklungen von Gasturbinen-Brennern sollen die mit der Wasserstoffverbrennung verbundenen Probleme zukünftig überwunden werden. Für den Betrieb mit CO₂-Abtrennung ist mit Wirkungsgradverlusten von 11 bzw. 10,2 %-Punkten zu rechnen.

Einsatz von IGCC-Kraftwerken

IGCC-Kraftwerke sind in Aufbau und Betrieb komplexer als konventionelle Kohlekraftwerke, weniger erprobt und durch höhere Stromgestehungskosten gekennzeichnet. Aufgrund der ggf. starken Integration der Anlagenteile untereinander können reine IGCC-Kraftwerke vorrangig zur Grundlaststromerzeugung eingesetzt werden.

Neben dem Kraftwerksprozess besitzt die IGCC-Technologie ein großes Potenzial zur synthetischen Herstellung von Kraftstoffen und chemischen Basischemikalien. Aufgrund der vergleichbaren Prozesskette von Gaserzeugung und -aufbereitung mit Syntheseanlagen ist die kombinierte stoffliche und energetische Kohlenutzung (sogenannte Polygeneration-Kraftwerke) eine Alternative zum einfachen IGCC-Kraftwerk. Die Prozesskette ähnelt dabei dem IGCC-CCS-Kraftwerk. Abb. 22 zeigt typische Synthesen mit ihren Produkten, den Reaktionsbedingungen und den erforderlichen H₂:CO-Verhältnissen. Je nach Integration von Synthese- und Kraftwerkblöcken können in Polygeneration-Kraftwerken Synergien bzgl. der Bereitstellung von Prozessdampf oder der Nutzung von Abwärme realisiert werden. Außerdem verringert sich die CO₂-Menge, weil ein großer Teil des Kohlenstoffs im Syntheseprodukt gebunden wird. Durch die Erzeugung von mehreren Produkten und die kontinuierlichere Nutzung der Gasaufbereitungsanlage verbessert sich die Wirtschaftlichkeit.

Ausblick

Eine weitere Optimierung und Leistungssteigerung der IGCC-Technologie ist möglich. COORETEC verfolgt folgende Ansätze: Neue Vergasungsverfahren entwickeln, z. B. durch die Entwicklung der Hochtemperaturgasreinigung, der Flugstromvergasung und neuer Verfahren für minderwertige Kohle (Projekte: HOTVEGAS, COORVED). Software-Werkzeuge für die Modellierung und Simulation von innovativen IGCC-Prozessen bereitstellen, z. B. für die energetische und ökonomische Optimierung sowie für neuartige Ansätze der Abhitzenutzung, der Hochtemperaturgasreinigung, der Luftzerlegung oder Gasaufbereitung (Projekte: HOTVEGAS, TEIMAB, COORAMENT). Auch Konzepte für Polygeneration-Kraftwerke mit der Option der lastwechsel flexiblen Stromerzeugung bleiben ein Thema (Projekt: Kohleverstromung durch Polygeneration). Im Mittelpunkt zweier 2009 gestarteter Initiativen der Grundlagenforschung stehen u. a. neue Konzepte zur stofflichen Kohle- und Biomassenerzeugung (Initiativen: ZIK VIRTUHCN, Deutsches Energierohstoff-Zentrum Freiberg). Eine längere Version des Beitrags ist bei der elektronischen Ausgabe dieses BINE-Themeninfos auf www.bine.info zu finden.



Kraftwerksforschung international

Das Förderkonzept COORETEC kooperiert mit Initiativen und Programmen, die auf europäischer und internationaler Ebene begonnen wurden. Durch die internationale Zusammenarbeit können Synergieeffekte genutzt werden. Ein Schwerpunkt der kommenden Jahre wird auf der Umsetzung des europäischen Strategieplans für Energietechnologien (SET-Plan) liegen. Weitere Kooperationspartner sind die Strategic Research Agenda der „Zero Emission Technology Platform“ (ETP-ZEP), das „Carbon Sequestration Leadership Forum“, die ERA-NET „Fossil Energy Coalition“ (FENCO) sowie das Clean Coal Center und das Green House Gas R&D Programm, beides Implementing Agreements der Internationalen Energieagentur (IEA). Eine Linkliste zu diesen Institutionen ist bei der elektronischen Fassung dieses BINE-Themeninfos auf www.bine.info zu finden.



Abb. 24
Arbeiten am Netz
der Zukunft.
Foto: E.ON
Kraftwerke GmbH

Stromspeicher und das Netz der Zukunft

Unser bisheriges Stromnetz ist im Wandel. Die zunehmende, aber fluktuierende Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien und dezentralen Anlagen der Kraft-Wärme-Kopplung soll integriert werden. Wachsende Strommengen sind temporär zu speichern und national wie international verlustarm über große Entfernungen zu transportieren. Für die Zukunft werden effiziente und wirtschaftliche Technologien zur Stromspeicherung und für ein vielseitigeres Netz der Zukunft gesucht.

Mobile und portable Stromspeicher könnten künftig eine Schlüsselkomponente werden. Potenzielle Einsatzgebiete liegen in Fahrzeugen mit Hybrid- oder Elektroantrieb, im kurzzeitigem Leistungsspeichern und langfristigen Energiespeichern innerhalb des Netzes sowie in der Vielzahl mobiler Geräte aus den Bereichen Kommunikation und Informationstechnologien. So kann die fluktuierende Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien besser mit der wechselhaften Nachfrage in Übereinstimmung gebracht werden.

Das im Frühjahr 2008 veröffentlichte Förderkonzept „Stromspeicher“ des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie (BMWi) benennt Schwerpunkte für Forschung und Entwicklung: Adiabate Druckluftspeicher, die auch die Kompressionswärme speichern und nutzen, Weiterentwicklung von Schwungradspeichern mit supraleitenden Magnetlagern, Supraleitende Magnetische Energiespeicher (SMES), elektrochemische Doppelschichtkondensatoren (so genannte Supercaps) sowie elektrochemische Speicher, z. B. Lithium-Ionen-Batterien. Forschungsziele sind weitere Kostensenkungen, Effizienzsteigerungen und bei den Batterien die Erhöhung der Zyklenfestigkeit. Hierbei sollen Synergieeffekte zwischen Grundlagen- und Anwendungsforschung sowie stationären und mobilen Anwendungen genutzt werden.

Netz der Zukunft

In Deutschland gibt es rund 1,7 Mio. km Stromnetze auf 4 verschiedenen Spannungsniveaus (Höchst-, Hoch-, Mittel- und Niederspannung). Bisher ist das Netz eine Ein-

bahnstraße, auf der Strom von der Höchst- auf die Niederspannungsebene fließt und ein Informationsaustausch zwischen Stromerzeugung und Nachfrage nicht vorgesehen ist. Die Netzinfrastruktur ist überwiegend bereits seit mehr als 40 Jahren in Betrieb und bedarf einer grundlegenden Modernisierung. Gründe hierfür liegen in der wachsenden Strommenge aus dezentralen Anlagen und der Zunahme des Stromtransports, national zwischen Erzeugungsschwerpunkten (z. B. Offshore-Windparks) und den südlicheren Ballungsräumen sowie international zwischen den west- und osteuropäischen Stromnetzen als Voraussetzung für den Stromhandel.

Ziel des BMWi Förderkonzepts „Netze für die Stromversorgung der Zukunft“ ist, dass die Netzstruktur mit der dynamischen Entwicklung der Stromerzeugung Schritt halten soll und künftig eine möglichst effiziente Technologie zum Einsatz kommt. Forschungsschwerpunkte sind neue Leitungen und Komponenten, z. B. supraleitende Bauteile, und neue Technologien, z. B. die Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ), mittels der Strom verlustarm über große Distanzen transportiert werden kann.

In den Verteilnetzen sollen sogenannte Smart Grids mithilfe moderner Informations- und Kommunikationstechnik eine intelligente Verknüpfung von Angebot und Nachfrage ermöglichen und steuern. Auch soll die zeitlich variable Nachfrage möglichst in Schwachlastzeiten verschoben werden. Ebenso sind Modellbildungen, Prognoseinstrumente, die europaweite Harmonisierung von Normen und Standards sowie Sicherheits- und Qualitätsanforderungen Bausteine des Konzepts.

Abb. 25 Blick in die Oxyfuel Testanlage.
Foto: Vattenfall Europe AG



CO₂ abtrennen, transportieren, lagern (CCS)

Mithilfe wirkungsgradsteigernder Maßnahmen lassen sich die CO₂-Emissionen von fossil befeuerten Kraftwerken erheblich reduzieren. Eine weitgehende Vermeidung von CO₂-Emissionen an die Atmosphäre lässt sich jedoch nur durch die CCS-Technologien (Carbondioxide Capture and Storage) erreichen. Das Ziel der CCS-Prozesskette ist, CO₂ mit möglichst geringem energetischem und apparativem Aufwand abzutrennen und dauerhaft in geologischen Formationen zu lagern.

Durch die Anwendung von CCS-Technologien werden nur noch etwa 10% des im Kraftwerksprozess entstehenden CO₂ in die Atmosphäre emittiert. Die restlichen 90% werden abgetrennt, aufbereitet (z. B. Trocknung), verdichtet, zum Speicher transportiert und dauerhaft eingelagert.

Grundsätzlich unterscheidet man drei Technologierouten: Post-Combustion und Pre-Combustion CO₂-Abtrennung sowie das Oxyfuel-Verfahren. Das CO₂ wird dabei entweder nach (post) oder vor (pre) der eigentlichen Verbrennung abgetrennt oder im Verbrennungsprozess durch das Fernhalten von Stickstoff aufkonzentriert (Oxyfuel) und abgetrennt. Neben den technischen Details der Verfahren unterscheiden sie sich durch den entstehenden Wirkungsgradverlust, die Möglichkeit zur Nachrüstung und vor allem den zugrunde liegenden Kraftwerksprozess. Das Post-Combustion und das Oxyfuel-Verfahren basieren auf dem konventionellen Dampfkraftprozess. Das Pre-Combustion Verfahren beruht auf einem Kombi-Prozess mit Kohlevergasung (s. „Kohlekraftwerke mit Vergasung“).

Post-Combustion

Der grundlegende Aufbau des konventionellen Kraftwerks mit den Anlagen zur Rauchgasreinigung bleibt beim Post-Combustion Verfahren weiterhin bestehen. Die möglichen Verfahren zur Abtrennung des CO₂ aus dem gereinigten Rauchgas können im Wesentlichen unterteilt werden in chemische Absorption, physikalische Absorption, Tieftemperaturverfahren, Membranverfahren und Adsorption. Kurz- bis mittelfristig gelten chemische Rauchgaswäschen (zumeist wässrige Aminlösungen, z. B. Monoethanolamin (MEA), oder Aminosalze) als die aus-

sichtsreichsten Verfahren. Im Vergleich zu einem Kraftwerk ohne CO₂-Abtrennung ergeben sich für die Abtrennung und die Verdichtung Wirkungsgradverluste von 10 – 12% Punkten beim Einsatz von MEA. Erste Pilotanlagen wurden bereits errichtet, ein großtechnischer Einsatz ist jedoch noch nicht Stand der Technik.

Das Carbonate Looping Verfahren (Abb. 27) ist ein alternatives Post-Combustion Verfahren. Hier wird CO₂ mithilfe des Stoffsystems CaO/CaCO₃ aus dem Rauchgas eines konventionellen Kraftwerks abgetrennt. Es besteht die Aussicht, dass die Wirkungsgradminderung mithilfe dieses Verfahrens weiter gesenkt werden kann. Allerdings besteht noch erheblicher Forschungsbedarf, sodass man hier von einem Verfahren der 2. Generation sprechen kann.

Oxyfuel-Verfahren

Beim Oxyfuel-Verfahren wird der Brennstoff mit einer Mischung aus nahezu reinem Sauerstoff (z. B. > 95 Mol-%) und zurückgeführtem Rauchgas anstelle von Luft verbrannt. Dazu wird Luft in einer kryogenen Luftzerlegungsanlage in ihre Hauptbestandteile Sauerstoff und Stickstoff getrennt. Dem Verbrennungsprozess wird somit der Stickstoff entzogen und das Rauchgas besteht hauptsächlich aus CO₂, Wasserdampf und Restsauerstoff. Die Verbrennung mit nahezu reinem Sauerstoff, ohne die Zugabe von zurückgeführtem Rauchgas, würde zu sehr hohen Temperaturen und damit zu unzulässig hohen thermischen Belastungen der Dampferzeugerheizflächen führen. Um die Rauchgastemperaturen und die Materialtemperaturen in der Dampferzeugerwand auf ein ähnliches Niveau wie bei der Verbrennung mit Luft einzustellen, müssen bei der

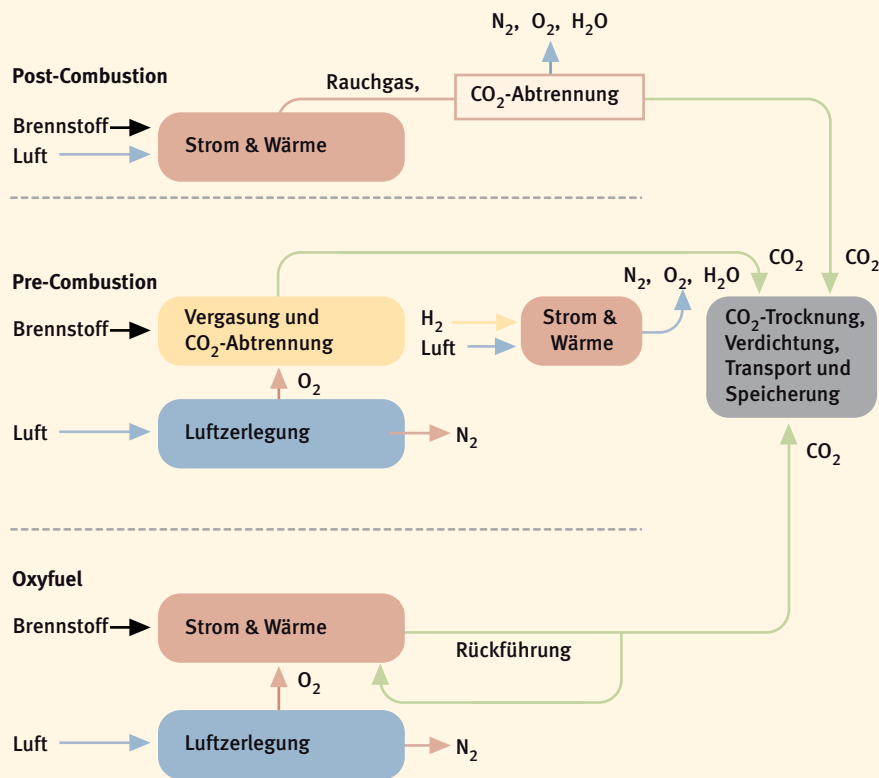


Abb. 26 Unterteilung der verschiedenen Prozessrouten. Quelle: PowerTech

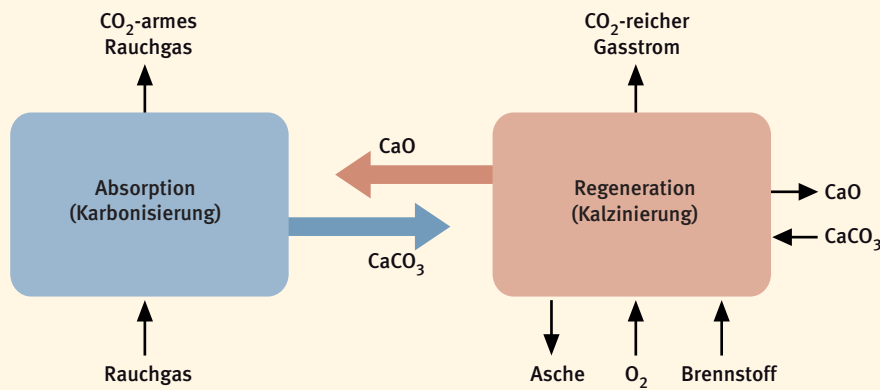


Abb. 27 Prinzip des Carbonate Looping Verfahrens. Quelle: TU Hamburg Harburg

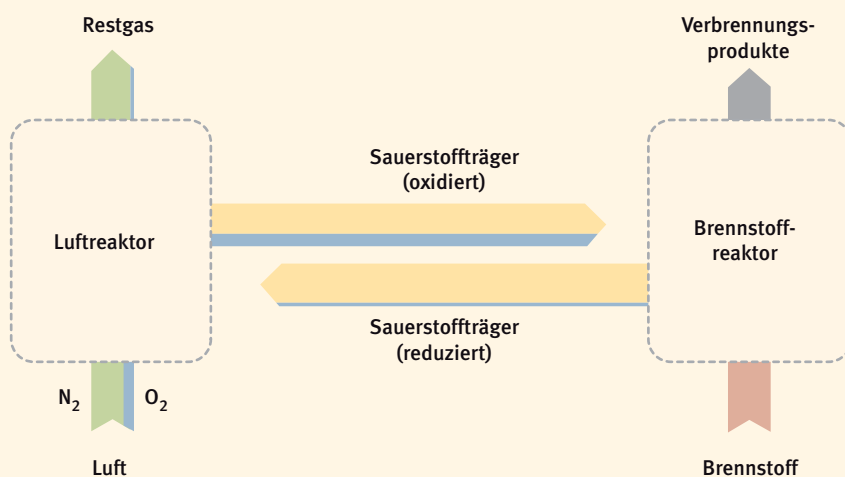


Abb. 28 Vereinfachtes Schema des Chemical Looping Combustion-Prozesses. Quelle: TU Hamburg Harburg

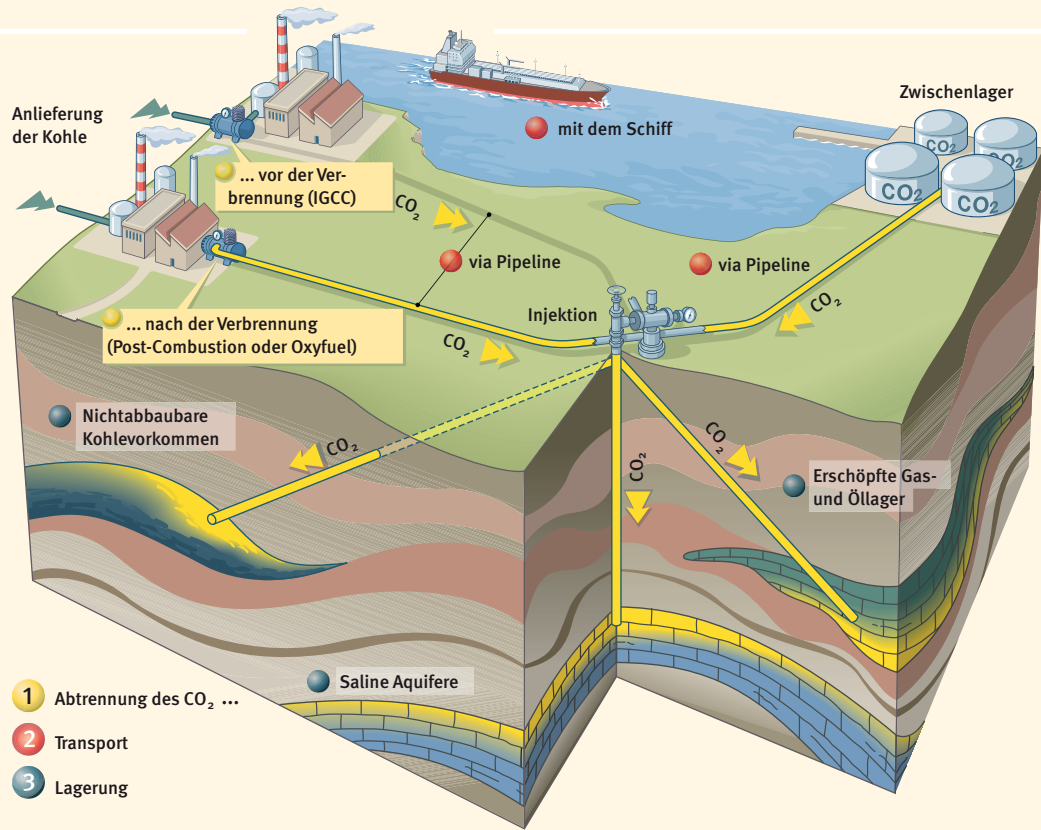


Abb. 29 So könnte CCS in der Praxis aussehen. Quelle: Neue Zürcher Zeitung/Total

Verbrennung von Steinkohle etwa zwei Drittel des Rauchgasmassenstromes zurückgeführt werden. Je nach Brennstoffzusammensetzung, Falschlufteintrag, Verbrennungsstöchiometrie und Sauerstoffreinheit kann damit eine CO₂-Konzentration im trockenen Rauchgas von bis zu 90 Vol.-% (i. tr.) erreicht werden. Die restlichen Rauchgasbestandteile sind vor allem Sauerstoff, Stickstoff, Argon sowie, je nach Umfang der Rauchgasreinigungsmaßnahmen und der Verbrennungsführung, in geringen Mengen SO_x, NO_x und CO. In Abhängigkeit von den Anforderungen des Transports und der geologischen Speichersysteme muss der CO₂-Strom noch weiter aufkonzentriert werden. Der anteilig größte Wirkungsgradverlust ergibt sich durch den Energiebedarf der Luftzerlegungsanlage und der CO₂-Aufkonzentration und -Verdichtung. Bezogen auf ein Kraftwerk ohne CO₂-Abtrennung ergeben sich nach dem aktuellen Wissensstand Wirkungsgradverluste von 9 – 11%-Punkten. Für den großtechnischen Einsatz in Kohlekraftwerken ist es noch nicht Stand der Technik. Erste Pilotanlagen sind in Betrieb.

Mithilfe von alternativen Verfahren zur Sauerstoffbereitstellung, wie z. B. Membrantechnologien oder des Chemical Looping Combustion Verfahrens (s. Abb. 28), wird untersucht, ob der Energiebedarf unter das Niveau des Prozesses mit kryogener Luftzerlegung gesenkt werden kann. Auch diese Technologierouten sind Prozesse der zweiten Generation mit langfristiger Perspektive.

Pre-Combustion

Bei dieser CCS-Technologie wird zunächst der feste Brennstoff unter Druck in einem Vergaser zu einem Rohgas, das hauptsächlich aus CO, H₂ und CO₂ besteht, umgesetzt. Als Vergasungsmittel werden Wasserdampf und vor allem Sauerstoff eingesetzt, der ähnlich wie bei der

Oxyfuel-Technologie in einer kryogenen Luftzerlegungsanlage gewonnen wird. In Abhängigkeit vom Vergasungsverfahren und vom Brennstoff muss das Rohgas in den anschließenden Prozessschritten noch unterschiedlich aufwendig gereinigt und gekühlt werden. Zusätzlich zum CO₂ werden Schwefelkomponenten, wie z. B. H₂S, aus dem Rohgas abgetrennt. Das nun vornehmlich aus Wasserstoff bestehende Brenngas wird in einem Kombi-Prozess, bestehend aus Gasturbinenanlage mit nachgeschaltetem Abhitzedampferzeuger und Dampfturbine, verstromt. Weiterhin besteht die Möglichkeit, das Rohgas stofflich als Ausgangsstoff zur Produktion von synthetischen Treibstoffen oder für die chemische Industrie (z. B. Methanolsynthese) zu nutzen. Durch die CO₂-Abtrennung ergeben sich Wirkungsgradverluste von 8 – 11%-Punkten im Vergleich zu einem IGCC-Kraftwerk ohne CO₂-Abtrennung. Seit Mitte der 1990er Jahre sind einige IGCC-Kraftwerke ohne CO₂-Abtrennung in Betrieb. Ein IGCC-Prozess mit CO₂-Abtrennung ist jedoch noch nicht Stand der Technik.

Transport

Der CO₂-Transport ist das notwendige Bindeglied zwischen der CO₂-Abtrennung am Kraftwerksstandort und der geologischen Speicherstätte. Um den Aufwand möglichst gering zu halten, sollte nach Möglichkeit ein geeigneter Speicher in Kraftwerksnähe genutzt werden. Da dies nicht immer möglich sein wird, können Transportentfernungen von einigen 100 km erforderlich sein. Für die bei der großtechnischen Stromerzeugung abzutrennenden CO₂-Massenströme kommt über Land vor allem der Transport per Pipeline in Frage. Auch der Transport per Schiff, ähnlich wie bei verflüssigtem Erdgas (LNG), ist denkbar. In einem steinkohlebefeuerten Kraftwerk mit einer elektrischen Nettoleistung von beispielsweise 600 MW müssen

Aus der Praxis

CO₂SINK

Im Rahmen des von der Europäischen Union, der Bundesregierung, dem Land Brandenburg sowie Industriepartnern geförderten Projektes CO₂SINK in der Nähe der Ortschaft Ketzin wird die geologische Speicherung von CO₂ in einem salinen Aquifer untersucht. CO₂SINK steht für CO₂ Storage by Injection into a Natural Saline Aquifer at Ketzin. An dem Projekt sind insgesamt 18 Partner aus neun Ländern beteiligt. Es handelt sich um das erste landseitige Demonstrationsprojekt zur CO₂-Speicherung in Europa.

Über eine Injektionsbohrung werden bis zu 78 Tonnen CO₂ pro Tag in ca. 650 m Tiefe injiziert. Die unterirdische Ausbreitung des CO₂ wird über physikalische, chemische und mikrobiologische Methoden untersucht. Dazu wurden parallel zur Injektionsbohrung zwei Beobachtungsbohrungen mit einem Abstand von 50 m bzw. 100 m abgeteuft. Das Projekt verfügt über ein umfangreiches wissenschaftliches Begleitforschungsprogramm. Bis April 2010 wurden mehr als 33.000 Tonnen CO₂ erfolgreich injiziert.



Abb. 30 Bohrkern aus Ketzin werden verpackt.
Foto: Geoforschungszentrum Potsdam

täglich ungefähr 13.000 Tonnen CO₂ abgetrennt und zum Speicher transportiert werden. Für den Transport wird das CO₂ verdichtet, um das Transportvolumen zu verringern sowie die Druckverluste in der Pipeline und den vorherrschenden Druck im Speicher zu überwinden. Weltweit existieren bereits CO₂-Pipelines mit einer Gesamtlänge von etwa 5.000 km. Diese befinden sich vorwiegend in den USA und werden in Ölfeldern zur Erhöhung der Ausbeute mit dem Enhanced-Oil-Recovery (EOR) Verfahren eingesetzt.

Geologische Lagerung

Um das abgetrennte CO₂ dauerhaft von der Atmosphäre zu trennen, muss es sicher in tiefen geologischen Formationen gespeichert werden. Saline Aquifere sowie ausgeschöpfte Gas- und Ölfelder sind dafür die vielversprechendsten Möglichkeiten. Saline Aquifere sind salzwasserführende, poröse Gesteinsschichten in mehreren hundert bis einigen tausend Metern Tiefe. Der Salzgehalt in diesen Formationswässern liegt zwischen 100 und 400 g/l und ist damit wesentlich höher als der von Meerwasser mit 35 g/l. Potenzielle Speicher sollten in einer Tiefe von mindestens 800 m liegen, damit das CO₂ bei den dort herrschenden Druckverhältnissen eine hohe Dichte aufweist und damit weniger Speichervolumen beansprucht. Eine natürliche undurchlässige Barriere über dem Speichergestein, z. B. Ton, ist notwendig, um das Aufsteigen von CO₂ zu verhindern. Natürliche CO₂- und Erdgasvorkommen haben gezeigt, dass Gas durch geeignete Gesteinsformationen über Jahrtausende sicher eingeschlossen werden kann.

Für Deutschland schätzt die Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe eine Speicherkapazität zwischen 9 und 15,6 Milliarden Tonnen CO₂. Bereits seit einigen Jahren wird CO₂ an verschiedenen Standorten weltweit großtechnisch in tiefe Gesteinsschichten injiziert. So wurden seit 1996 bereits mehrere Millionen Tonnen CO₂ in das Sleipner Feld (Nordsee) etwa 1.000 m unterhalb des Meeresbodens eingebracht. Vor der Inbetriebnahme eines potenziellen Speichers müssen umfangreiche Voruntersuchungen sicherstellen, dass dort CO₂ über lange Zeiträume aufgenommen werden kann. Ebenso müssen genehmigungsrechtliche Fragen und Fragen der Akzeptanz gelöst sein.



Abb. 31 Der Forschungsstandort Ketzin.
Foto: Geoforschungszentrum Potsdam

Oxyfuel Pilotanlage Schwarze Pumpe

Im September 2008 wurde von Vattenfall am Standort Schwarze Pumpe in der Lausitz die weltweit erste Oxyfuel Pilotanlage im industriellen Maßstab in Betrieb genommen. Die Anlage wird mit Trockenbraunkohle befeuert und verfügt über eine thermische Leistung von 30 MW. Sie ist sowohl auf den Luft- als auch auf den Oxyfuel-Betrieb ausgelegt (Abb. 32). In der Pilotanlage wird die gesamte Prozesskette von der Luftzerlegung bis zur CO₂-Verflüssigung untersucht. Es sollen u. a. verfahrenstechnische Tests, Untersuchungen zum Verbrennungsverhalten beim Einsatz unterschiedlicher Brennstoffe sowie Komponententests an Brennern, der Entstickungs- und Entschwefelungsanlage durchgeführt werden. Mehr als 90% des in der Anlage entstehenden CO₂ können abgetrennt und verflüssigt werden. Dies entspricht in etwa neun Tonnen CO₂ pro Stunde.



Abb. 32 Oxyfuel Pilotanlage am Standort Schwarze Pumpe.
Foto: Vattenfall Europe AG



Ausblick

Ende September 2010 hat die Bundesregierung ein neues Energiekonzept veröffentlicht: Deutschland soll in Zukunft, bei wettbewerbsfähigen Energiepreisen und hohem Wohlstandsniveau, eine der energieeffizientesten und umweltschonendsten Volkswirtschaften der Welt werden. Der Weg führt in ein Zeitalter der erneuerbaren Energien. Beim dynamischen Energiemix der Zukunft sollen diese den Hauptteil übernehmen und kontinuierlich fossile Energieträger ersetzen, die bei Strom als Brückentechnologie und als ein Teil der Regel- und Reserveenergie benötigt werden. Dieser Ausbau der Erneuerbaren setzt eine gesteigerte Energieeffizienz voraus (Ziel: 2,1% pro Jahr). Im Energiekonzept wurde auch ein neues Energieforschungsprogramm angekündigt, das eine energietechnologische Perspektive für 2020 geben soll. Das Programm wird 2011 erscheinen und auch die Forschungsthemen im Bereich Kraftwerkstechnologien einbeziehen.

In diesem Kontext müssen sich fossil befeuerte Kraftwerke durch höchste Effizienz, möglichst niedrige CO₂-Emissionen, schnelle Lastwechsel und Brennstoffvariabilität (z. B. biogene Brennstoffe, Wasserstoff) auszeichnen. Die neuen Nickel-Basiswerkstoffe, die Membranforschung, verbesserte Simulationswerkzeuge und Polygenerationkonzepte sind Technologien, die Synergien zu anderen Branchen bieten. Bei den CCS-Technologien müssen die Wirtschaftlichkeit verbessert, die Energieverluste gesenkt und die großtechnische Anwendbarkeit nachgewiesen werden. Im Stromnetz bedarf es auch einer besseren Systemintegration aller Komponenten, besonders im Zusammenspiel mit Anlagen der erneuerbaren Energien und dezentralen Kleinkraftwerken. Ausbau und Optimierung der Netzinfrastuktur werden unabhängig vom künftigen Beitrag einzelner Energieträger benötigt und sind eine Voraussetzung für den Stromhandel, den verlustarmen Ferntransport und eine internationale Zusammenarbeit bei der Stromspeicherung. Intelligente Netze werden auch ein nachfrageseitiges Lastmanagement ermöglichen.

Deutschland ist ein wichtiger Exporteur von Kraftwerkstechnik. Auf dem Weltmarkt verfügt Deutschland mit hocheffizienten Kraftwerkstechnologien über gute Chancen. Der Strukturwandel des Energiesystems bedarf auch der gesellschaftlichen Akzeptanz. Sachliche Informationen über Chancen und Risiken einzelner Technologien sind eine Voraussetzung. Das neue Portal www.kraftwerkforschung.info wird hierzu einen Beitrag leisten.

Mehr vom BINE Informationsdienst

- ▶ Hochtemperatur-Supraleiter. BINE-Projektinfo 06/10
- ▶ Stromqualität – Netzintegration dezentraler Stromerzeuger. BINE-Projektinfo 02/08
- ▶ Kohlendioxid abtrennen und lagern. BINE-Projektinfo 12/07
- ▶ Kraftwerke mit Kohlenverbrennung. BINE-Projektinfo 06/07
- ▶ Druckluftspeicher-Kraftwerke. BINE-Projektinfo 05/07
- ▶ Kraftwerke mit Kohlenvergasung. BINE-Projektinfo 09/06
- ▶ Kinetische Speicherung von Elektrizität. BINE-Projektinfo 11/03

Links

- ▶ www.kraftwerkforschung.info
- ▶ www.cooretec.de
- ▶ www.bmwi.de

Literatur

Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi), Berlin [Hrsg.]: Leuchtturm COORETEC. Der Weg zum zukunftsfähigen Kraftwerk mit fossilen Brennstoffen. Forschungsberichte. 2007. Forschungsbericht Nr. 566. Vertrieb: www.bmwi.de

Förderung

Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi)
11019 Berlin

Projekträger Jülich
Forschungszentrum Jülich GmbH
52425 Jülich

Förderkennzeichen

Im Rahmen des Förderkonzepts COORETEC hat das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi) seit 2004 296 Einzelprojekte mit einem bewilligten Fördervolumen von 156 Mio. Euro gefördert.

Einen Überblick bietet die Seite www.cooretec.de

Kontakt · Info

Fragen zu diesem Themeninfo?
Wir helfen Ihnen weiter:

0228 92379-44

Weitere Informationen zum Thema sind beim BINE Informationsdienst oder unter www.bine.info abrufbar.



Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages