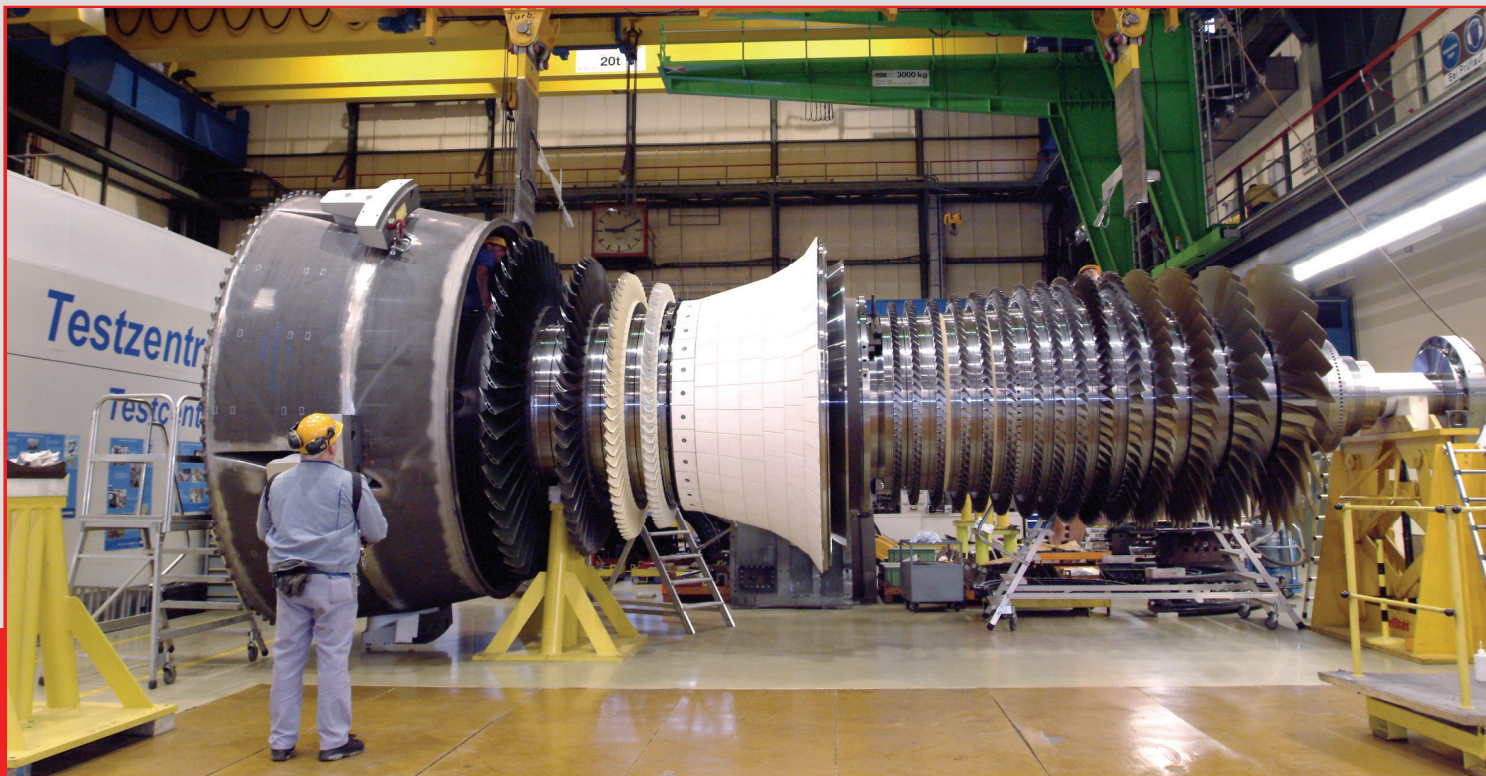


Branchenreport



Energietechnik und Kraftwerksbau – Teil 2

Technische Innovationen und
Auswirkungen auf den Kraftwerksbau

Impressum

Wirtschaftspolitische Informationen
Branchenreport

3 / 2007
April 2007

Autoren:

SUSTAIN CONSULT GmbH (Dortmund)

Ralf Löckener
loeckener@sustain-consult.de

Dr. Torsten Sundmacher
sundmacher@sustain-consult.de

Tobias Zeller
zeller@sustain-consult.de

Redaktion:

Uwe Fink
Joachim Stöber
Angelika Thomas

Titelbild:

Siemens Power Generation

Bezugsmöglichkeiten:

IG Metall Vorstand
Wirtschaft, Technologie, Umwelt
Ursula Schuster
D-60519 Frankfurt am Main

Telefon: +49 (69) 6693 2630

Fax: +49 (69) 6693 80 2630

Mail: ursula.schuster@igmetall.de

Online www.igmetall.de/download

Aktenplan 411

VORWORT

Liebe Kolleginnen, liebe Kollegen,

sehr geehrte Leserinnen, sehr geehrte Leser,

Energietechnik und Kraftwerksbau haben schon lange einen hohen industriellen und gesellschaftlichen Stellenwert.

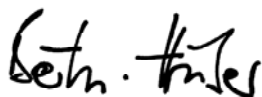
Nach der Phase intensiver Kraftwerksbauten in den 1970er und 1980er Jahre und dem sich vor rund zwei Jahren auflösenden Investitionsstau bei Kraftwerksbetreibern herrscht derzeit weltweit wieder ein großer Bedarf an neuen Kraftwerken. Hinzu kommt das aktuell sich immer stärker ausbildende Bewusstsein für die Umweltthematik und die Anforderungen an eine effiziente, klimaverträgliche Energieerzeugung.

Mit unserem Branchenreport möchten wir den betrieblichen und gewerkschaftlichen Interessenvertretungen eine praxisorientierte Handlungshilfe zur Verfügung stellen und die erforderlichen fachlichen Diskussionen und Positionsbestimmungen unterstützen.

Gleichzeitig möchten wir mit den Geschäftsführungen und Vorständen der Unternehmen in der Branche, mit dem VDMA als dem zuständigen Fachverband, den Arbeitgeberverbänden und auch insbesondere der Politik und der Öffentlichkeit in einen breit angelegten Branchendialog über die sich stellenden Zukunftsfragen eintreten.

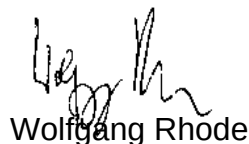
Der Report wurde im Auftrag des IG Metall Vorstandes von den Instituten Sustain Consult Dortmund und INFO Saarbrücken erarbeitet. Von Anfang an waren auch die Betriebsräte der Branche durch Interviews und die Branchenfachtagungen der IG Metall in die Erarbeitung des insgesamt vierteiligen Branchenreports einbezogen.

Wir wollen mit den vorgelegten Ergebnissen und dem darin deutlich werdenden Know-how unserer Kolleginnen und Kollegen in der Branche, die von der IG Metall begonnene Branchenarbeit im Energieanlagen- und Kraftwerksbau weiterentwickeln und intensivieren.



Berthold Huber

Zweiter Vorsitzender
IG Metall



Wolfgang Rhode

Geschäftsführendes Vorstandsmitglied
IG Metall

Für Rückmeldungen, Kontakte und Kritiken zum Branchenreport:

ANGELIKA THOMAS

e-mail: angelika.thomas@igmetall.de

Fon: +49 (69) 6693 2259

Fax: +49 (69) 6693 80 2259

JOACHIM STÖBER

e-mail: joachim.stoeber@igmetall.de

Fon: +49 (69) 6693 2473

Fax: +49 (69) 6693 2087

UWE FINK

e-mail: uwe.fink@igmetall.de

Fon: +49 (69) 6693 2341

Fax: +49 (69) 6693 80 2341

Inhalt

1.	Anlass und Aufbau	7
2.	Technische und wirtschaftliche Potenziale der Herstellung ausgewählter Umwandlungstechnologien – Branchenanalyse	8
2.1	Relevante Technologien für Kraftwerke	8
2.2	Konventionelle Kraftwerkstechnik	10
2.2.1	Relevante Technologien im Überblick	10
2.2.2	Querschnittstechnologien für Kraftwerke	11
2.2.3	Etablierte Technologien	12
2.2.3.1	Gasverstromungstechnologien	12
2.2.3.2	Steinkohleverstromungstechnologien	13
2.2.3.3	Braunkohleverstromungstechnologien	15
2.2.3.4	Kernenergieverstromungstechnologien	17
2.2.4	Neue Technologielinien	20
2.2.4.1	CO ₂ -Abscheidung und -einlagerung	20
2.2.4.2	GuD-Prozess für feste Brennstoffe	29
2.2.5	Markt und Marktpotenziale	37
2.3	Brennstoffzellen	39
2.3.1	Technologie und Unternehmen	40
2.3.2	Markt und Marktpotenziale	51
2.3.3	Bewertung	55
2.4	Solarthermie	57
2.4.1	Technologie und Unternehmen	58
2.4.2	Markt und Marktpotenziale	65
2.4.3	Bewertung	69
2.5	Geothermie	70
2.5.1	Technologie und Unternehmen	71
2.5.2	Markt und Marktpotenziale	75
2.5.3	Bewertung	76
2.6	Virtuelle Kraftwerke	78
2.6.1	Technologie und Unternehmen	79
2.6.2	Markt und Marktpotenziale	82
2.6.3	Bewertung	83
2.7	Energietechnologien zwischen technischem Fortschritt und Umsetzung am Markt	84
	Abbildungen	93
	Tabellen	93
	Abkürzungen	94
	Literatur	95

1. Anlass und Aufbau

Deutschland hat neben den USA und Japan den in technologischer Hinsicht am höchsten entwickelten Kraftwerksanlagenbau. Der erfolgreiche Export von deutscher Kraftwerkstechnik und entsprechenden Zulieferteilen zeugt vom technischen Entwicklungsstand der heimischen Anlagen. Für die Zukunft verspricht diese Marktstellung volle Auftragsbücher, da die Nachfrage nach Kraftwerken sowohl im Inland wie auch im Ausland gegenwärtig stark anzieht (vgl. die genaue Analyse der Nachfrageentwicklung im Teil 1 des Branchenreportes).

Konventionelle Kraftwerke, die mit fossilen Brennstoffen befeuert werden, sind allerdings eine der Hauptursachen für die Emissionen des Treibhausgases Kohlendioxid. Vor diesem Hintergrund lassen sich die bis 2030 prognostizierte Verdoppelung der weltweiten Stromproduktion einerseits und eine (weitgehende) Stromproduktion mit der heute gängigen Anlagentechnologie andererseits nicht miteinander verbinden – jedenfalls sofern die Erwärmung der Erdatmosphäre auf ein verträgliches Maß begrenzt werden soll. Neue Technologien für Großkraftwerke sind allerdings in den vergangenen 20 Jahren nur vergleichsweise zurückhaltend weiterentwickelt worden. Grundsätzlich sind Alternativen wie CO₂-arme Kohleverstromung, Brennstoffzellen oder Solar- und Geothermie zwar bekannt, teilweise auch erfolgreich erprobt, von einer breiten Umsetzung am Markt allerdings noch mehr oder weniger weit entfernt.

Gleichwohl wird die Weiterentwicklung der Stromerzeugungstechnologien intensiv gefördert. Wie wirksam solche Förderung sein kann, lässt sich daran ablesen, dass in Deutschland mittlerweile rund ein Zehntel des Stroms durch die Nutzung regenerativer Energien erzeugt wird – mit weiter steigender Tendenz. Und auch viele andere Staaten haben mittlerweile umfangreiche Programme zur Erforschung und Markteinführung verbesserter oder alternativer Technologien aufgelegt. Heute herrscht deshalb eine große „Unübersichtlichkeit“ über die Kraftwerkstechnik der nahen und mittleren Zukunft: Wie sehen die Potenziale einzelner Technologien aus? Wo liegen Vorteile und Nachteile? Wie ist ihr Entwicklungsstand einzuschätzen? Welche Technologien könnten sich am Markt durchsetzen? Und was würde dies für den traditionellen Großkraftwerksbau, seine Unternehmen und seine Beschäftigten bedeuten?

Mit diesen Fragen befasst sich der hier vorliegende Teil 2 des Reports. Im Zentrum steht die Entwicklung der konventionellen Kraftwerkstechnik, der Brennstoffzellen-Technologie, der Solarthermie und der Geothermie. Teil 1 des Reports hat bereits einen Überblick über Herstellung von Kraftwerkstechnik in Deutschland und über regionale Schwerpunkte gegeben sowie die Märkte für Kraftwerkstechnik und die dortigen wichtigen Entwicklungstrends dargestellt. Den Abschluss bilden im Teil 3 Kurzfassungen der Teile 1 und 2 sowie Handlungsempfehlungen für eine erfolgreiche Entwicklung von Wertschöpfung und Beschäftigung im Kraftwerksbau in Deutschland.

2. Technische und wirtschaftliche Potenziale der Herstellung ausgewählter Umwandlungstechnologien – Branchenanalyse

2.1 Relevante Technologien für Kraftwerke

Die Stromerzeugung und damit der Kraftwerksanlagenbau werden heute dominiert von Großkraftwerken, die entweder Strom aus der Verbrennung fossiler Brennstoffe oder aus der Spaltung von Atomkernen gewinnen. Mit diesen Technologien werden derzeit weltweit rund 80 Prozent des Stroms erzeugt. Die Großkraftwerkstechnologie ist in Deutschland, in den USA und in Japan am weitesten entwickelt (im Hinblick auf die Kernkraft ist auch noch Frankreich einzubeziehen). Allerdings hat es in den vergangenen 20 Jahren nur vergleichsweise geringe Fortschritte bei grundlegenden Entwicklungen der Kraftwerkstechnik gegeben. Dies gilt für die Forschung und Entwicklung im engeren Sinne, viel mehr aber noch für die in den Märkten errichteten Anlagen bzw. für die „Technologie der Wahl“ unter Wettbewerbsbedingungen. Die sowohl in technischer wie auch wirtschaftlicher Hinsicht wichtigste Entwicklung ist sicherlich die Etablierung des kombinierten Gas- und Dampfturbinenprozesses – auf dieser Basis hat Erdgas in den vergangenen 15 Jahren eine wichtige Rolle in der Stromerzeugung erreicht. Zwar stellte das Erdgas-GuD-Verfahren eine neue Technologielinie dar (kombinierte Zyklen waren neu, die Verstromung von Erdgas hatte zuvor eine marginale Bedeutung), gleichwohl handelt es sich hier nach wie vor „nur“ um ein Stromerzeugungskonzept zur Verbrennung eines fossilen Brennstoffs, mit dessen Hilfe andere fossile Brennstoffe abgelöst wurden.

Die letztlich geringen Fortschritte in der Entwicklung und baulichen Umsetzung neuer Kraftwerkstechnologien hängen auch eng mit dem im Vergleich zu den 1970er und 1980er Jahren geringen Neubau von Kraftwerken in den westlichen Industriestaaten (darunter auch die o.g. vier Technologieführer-Staaten) zusammen¹. Sofern neue Anlagen errichtet wurden, waren es in vielen wettbewerblichen Märkten besonders häufig die genannten Erdgas-GuD-Anlagen. Der geringe Neubaubedarf hat sich letztlich auch in den Entwicklungsbemühungen der Unternehmen niedergeschlagen – gerade die großen Stromerzeuger haben ihre Forschungsbudgets in den 1990er Jahren deutlich reduziert. Dabei spielte in Deutschland auch die Liberalisierung der Strommärkte eine gewichtige Rolle: Die zunehmende Bedeutung (kurzfristigen) wirtschaftlichen Erfolgs haben sowohl zu einer Einstellung kostspieliger Experimente (wie z.B. in der Kernkraft der Schnelle Brüter in Kalkar oder der Hochtemperatur-Kugelhaufenreaktor in Hamm-Uentrop) geführt als auch

¹ Beispielhaft sei auf den Verlauf der Kraftwerksinvestitionen in Deutschland verwiesen, der im Kapitel 2.1 im Teil 1 des Branchenreports und hier insbesondere in Abb. 5 dargestellt wird.

zur Einmottung bzw. sogar Stilllegung von bestehenden Überkapazitäten im deutschen Kraftwerkspark.

Auch die moderaten Preise für fossile Energieträger haben dazu beigetragen, dass Alternativen in Form von regenerativer Stromerzeugung oder hocheffizienter fossil befeuerter Kraftwerke nicht intensiv weiterentwickelt wurden. Und schließlich hat sich auch der Staat (zumindest lange Zeit) an dem scheinbar fehlenden Bedarf nach neuer Stromerzeugungstechnologie angepasst: Nach der Verringerung der zuvor starken öffentlichen Förderung zur Entwicklung der Kernenergie wurden Forschungen zu Stromerzeugungstechnologien lange Zeit nur in sehr eingeschränktem Umfang finanziert. Eine bedeutende öffentliche Förderung in diesem Bereich hat in Deutschland erst wieder mit den Einspeisevergütungsregelungen für regenerativ erzeugten Strom eingesetzt.

Mittlerweile haben sich die Rahmenbedingungen allerdings deutlich verändert (vgl. hierzu ausführlich Teil 1): Der seit einigen Jahren rasch wachsende weltweite Kraftwerksneubau und die immer deutlicher zutage tretenden Nachteile der gängigen Stromerzeugungsverfahren (Treibhauseffekt der CO₂-Emissionen bei Verwendung fossiler Brennstoffe, knappe und teure Energieträger, Sicherheitsrisiken der Kernenergie) sorgen dafür, dass heute und in Zukunft wieder Spielraum und Bedarf für die Entwicklung alternativer und/oder deutlich verbesserter Technologien bestehen. Insgesamt scheint es durchaus möglich, dass sich der Technologiemarkt im Kraftwerksbau in den nächsten 20 Jahren sehr deutlich verändert. Jedenfalls erlangen entsprechende Strategien in der nationalen und internationalen Politik immer größeres Gewicht: Dies gilt für die führenden Industriestaaten, die wieder größere Geldsummen für die Förderung von Energieforschung und die Anwendung neuer Stromerzeugungsverfahren ausgeben, ebenso wie für viele Entwicklungs- und Schwellenländer, in denen die Nachteile industriellen Wachstums nach westlichem Vorbild immer stärker wahrgenommen werden.

Vor diesem Hintergrund werden im hier vorliegenden Teil 2 die technologischen Entwicklungen betrachtet, die aufgrund ihres technischen Potenzials dazu geeignet sind, die heute etablierten Großkraftwerke entweder weiterzuentwickeln oder deutlich zu verändern oder sogar durch alternative Verfahren zu ersetzen (vgl. zur Übersicht Abb. 1). Dies sind dementsprechend auch die Technologielinien, mit denen sich die Kraftwerksanlagenbauer und die Hersteller von Bauteilen für Kraftwerke zwangsläufig auseinandersetzen müssen, wenn sie in ihrem angestammten Markt erfolgreich bleiben wollen. Im einzelnen handelt es sich um Weiterentwicklungen der etablierten Verbrennungskraftwerke, CO₂-Abscheidetechnologien und die Übertragung des GuD-Prozesses auf Festbrennstoffe, die Weiterentwicklung der Leichtwasser- und Hochtemperatur-Kernreaktortechnik, verschiedene Brennstoffzellensysteme, geothermische und solarthermische Kraftwerke als regenerative Energienutzungsformen und virtuelle Kraftwerke – mithin also um Technologien, denen heute ein besonders großes Potenzial zugeschrieben wird.

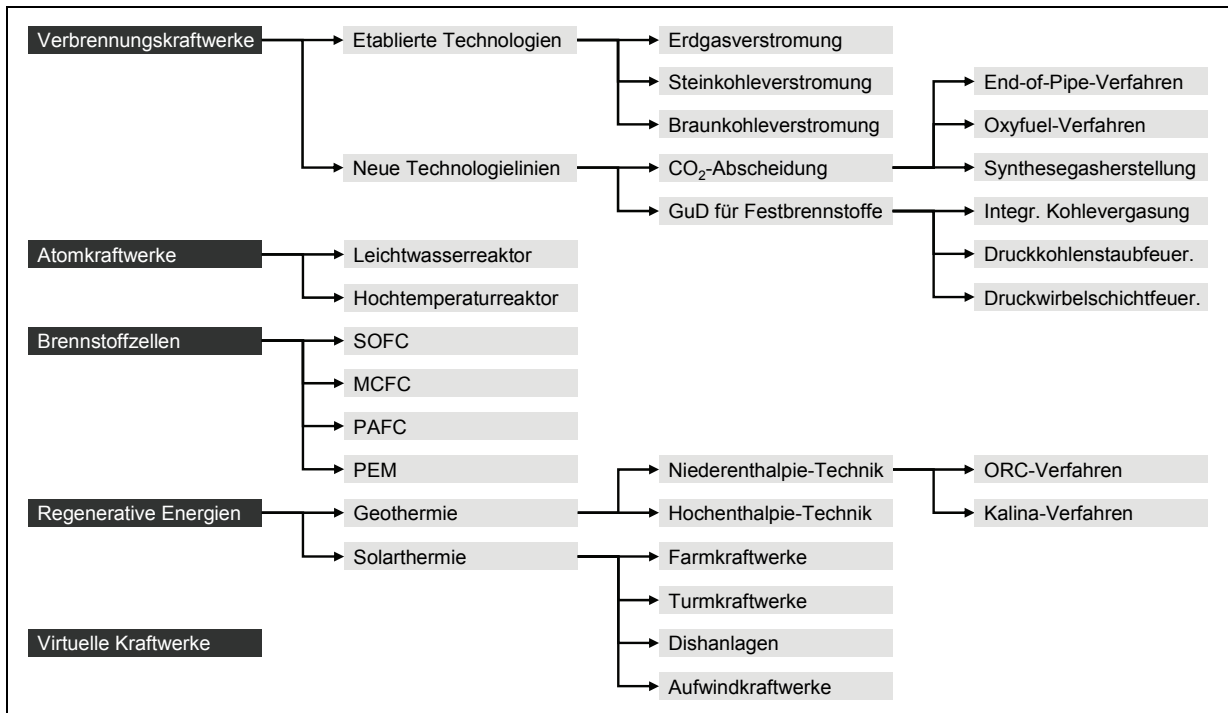


Abb. 1: Relevante Technologien und Entwicklungslinien für Kraftwerke (eigene Darstellung)

2.2 Konventionelle Kraftwerkstechnik

2.2.1 Relevante Technologien im Überblick

Zur konventionellen Kraftwerkstechnik werden hier alle Technologien gezählt, die auf den Umwandschritten „thermische Energie → mechanische Energie → elektrische Energie“ beruhen und zur zentralen Stromerzeugung mit Anlagengrößen i.d.R. über 200 MW dienen. Entsprechend werden in Kapitel 2.2.3 derzeitige Kraftwerkstechnologien betrachtet, die sich im Wesentlichen entsprechend ihrer eingesetzten Energieträger (Erdgas, Steinkohle, Braunkohle, Uran) unterscheiden lassen. Im Kapitel 2.2.4 werden darüber hinausgehend neue Technologielinien vorgestellt, die zwar eigene Kraftwerkstypen darstellen, anders aber als die bisherigen Technologien kaum einzelnen Energieträgern zuzuordnen sind: Dies betrifft erstens Verfahren zur CO₂-Abtrennung. Zweitens ist die Übertragung des sehr effizienten Gas- und Dampfturbinenprozess, der bisher vor allem für gasförmige Brennstoffe verwendet wird, auf feste Brennstoffe angesprochen; hierzu kommen die Integrierte Kohlevergasung, die Druckwirbelschichtfeuerung oder die Druckkohlenstaubfeuerung in Betracht. Zunächst wird im Kapitel 2.2.2 jedoch auf einige Querschnittstechnologien eingegangen, die alle Kraftwerke prägen (wenn auch in unterschiedlichem Maße).

Die nachfolgend dargestellten Technologien bilden das Kerngeschäft des Kraftwerksbaus in seinem heutigen Zuschnitt. Dies bezieht sich sowohl auf die großen Anlagenbauer mit ihren Wurzeln im Kessel-, Turbinen- und Generatorenbau, von denen Siemens Power Generation, Alstom, Hitachi Power Europe und Areva NP in Deutschland Enginee-

ring und/oder Fertigung betreiben, wie auch auf spezialisierte Komponentenhersteller und Zulieferer für konventionelle Kraftwerke (z.B. Produzenten von Turbinenteilen, Armaturenhersteller oder Rohrleitungsbauer). Die nachfolgend dargestellten technologischen Entwicklungen betreffen damit unmittelbar das Geschäftsfeld solcher Unternehmen und werden von Technikherstellern sowie von den Kraftwerksbetreibern maßgeblich vorangetrieben.

2.2.2 Querschnittstechnologien für Kraftwerke

Von übergeordneter Bedeutung für die meisten Querschnittstechnologien ist die deutliche Tendenz zur Wirkungsgraderhöhung von Kraftwerken. In den Märkten mit hohem Liberalisierungsgrad verlangen die Kunden des Kraftwerksbaus allerdings, dass eine **Wirkungsgraderhöhung unter verschärften Wirtschaftlichkeitsgesichtspunkten** zu erfolgen hat. Dies hat dazu geführt, dass neben der Optimierung der Kernkomponenten in Richtung Druck- und Temperaturerhöhung noch weitere Strategien hinzugekommen sind. Hierzu gehört eine verbesserte Komponentenabstimmung, aber auch Änderungen beim Betrieb des Kraftwerks, die vom Kraftwerksbauer technologisch unterstützt werden müssen. Beispiele hierfür sind die verschleißinduzierte (statt turnusmäßige) Wartung und bedarfsorientierte Reinigungssysteme, die je nach Verschmutzung und Betriebszustand des Kraftwerks Reinigungsleistungen vornehmen. In diesem Feld arbeitet z.B. die Alstom Inspection Robotics AG, ein Spin-Off der ETH Zürich und Alstom mit besonderem Fokus auf der Wartungs-, Inspektions- und Reinigungsrobotik, und Clyde-Bergemann (Wesel), die ein breites Spektrum an in unterschiedlichem Maße automatisierten Reinigungssystemen anbieten.

In eine ähnliche Richtung weisen technische Lösungen zur **ökonomischen Steuerung** von Kraftwerken. Bisher sind die technische und die betriebswirtschaftliche Steuerung häufig weder auf der Hardware- noch auf der Softwareseite angemessen miteinander verbunden. Die Anforderungen einer stärkeren marktbezogenen Steuerung eines Kraftwerks lassen sich so aber nicht ausreichend erfüllen. Einschränkungen ergeben sich dann z.B. hinsichtlich belastbarer Aussagen über alle (technischen und ökonomischen) Folgen von häufigem Lastwechsel, wodurch schwer abschätzbar ist, ob es sich im Einzelfall lohnt, ein Kraftwerk der Nachfrage „nachzufahren“.

Eine sehr bedeutsame Querschnittstechnologie ist die **Entwicklung neuer Werkstoffe**. Dies ist insbesondere von Bedeutung zur Steigerung von Temperatur und Druck im Kraftwerksprozess. Hochlegierte Stähle bis hin zu Keramiken sind hier wichtige Entwicklungsfelder. Neue Materialien spielen aber auch in anderen Bereichen eines Kraftwerks eine Rolle, etwa um Effizienzsteigerungen durch verminderte Anhaftungen an Kesselwänden, Rohren und anderen Aggregaten zu erreichen. Auf der Materialseite sind hier insbesondere die Entwicklungen der Nano-Technologie von Bedeutung. Neben der Entwicklung spielt allerdings auch

die Verarbeitung neuer Materialien eine bedeutsame Rolle. So ist bei Stählen mit hohem Nickelgehalt die Schweißbarkeit deutlich eingeschränkt, und Keramik erfordert vollkommen neue Verarbeitungsverfahren im Kraftwerksanlagenbau.

Schließlich ist auf solche Technologien hinzuweisen, die dazu beitragen, dass in einem Kraftwerk **unterschiedliche Brennstoffe** (neben Kohle z.B. Biomasse, Abfälle oder Produktionsrückstände) verwendet werden können. Diese Anforderung an eine Brennstoffflexibilisierung ist ebenfalls ein Ergebnis zunehmenden Wettbewerbsdrucks auf den Strommärkten. Technologisch unterstützt diese Anforderung erstens die Entwicklung von Technologielinien, die generell unterschiedliche Brennstoffe verwenden können (siehe hierzu weiter unten), zweitens die Standardisierung von Komponenten, so dass einzelne Teile brennstoffadäquat verändert werden können, und drittens der Einsatz von EDV-gestützten Simulationsverfahren, um die Auswirkung von Brennstoffwechsel bei bestehenden sowie bei sich in Entwicklung befindlichen Kraftwerken abschätzen zu können.

2.2.3 Etablierte Technologien

2.2.3.1 Gasverstromungstechnologien

Die Verstromung von Erdgas erfolgt heute überwiegend in Gas- und Dampfturbinenanlagen (GuD). Der Einsatz ausschließlich von Gasturbinen verursacht aufgrund der geringen Wirkungsgrade unter 30 Prozent in den meisten Fällen zu hohe Kosten. Allenfalls als Minutenreserve oder generell zur Abdeckung von Spitzenlasten werden solche Anlagen verwendet. Bei dem GuD-Kraftwerk und seiner technologischen Kernkomponente – der Gasturbine – handelt es sich um ausgereifte Technologien, für die im Wesentlichen kleinschrittige Verbesserungen zu erwarten sind, die jedoch bisher in schneller Abfolge, also mit hoher technologischer Dynamik erfolgen.

Wesentliche technologische Veränderungen sollen zu einer Wirkungsgradverbesserung führen. Von besonderer Bedeutung ist hierbei die Turbinenschaufel. Die Anstrengungen richten sich hierbei u.a. auf das **Schaufeldesign**. So werden Rand- und Interaktionsströmungen zunehmend stärker beachtet, da sie sehr deutliche Effizienzeinbußen verursachen können, welche bisher aber nur unzureichend erkannt und beseitigt werden konnten. Gegenstand von intensiver Forschung ist auch die **Kühlung der Schaufeln**. Das ansteigende Temperaturniveau in Gasturbinen zieht bisher eine Vergrößerung der Kühlluftmenge für die Komponenten nach sich, was wiederum Effizienzeinbußen zur Folge hat. Möglichkeiten zur Entkopplung von gewünschten höheren Verbrennungstemperaturen einerseits und unerwünschtem Anstieg der Kühlluftmenge andererseits bestehen z.B. in der Verwendung anderer Kühlmedien insbesondere für die Turbinenschaufeln. Weiterhin besteht aufgrund der geforderten Erhöhung der Verbrennungstemperatur in der

Gasturbine, die zu einem Anstieg des Wirkungsgrads führt, eine starke Tendenz zum Einsatz neuer **Werkstoffe**, die bei erhöhten Temperaturen chemisch und physikalisch standfest sind. Darüber hinausgehend sind die technologischen Entwicklungen im Bereich Dampfturbine und Nebenaggregate, wie sie auch für Dampfkraftwerke relevant sind, ebenso für den GuD-Prozess von Bedeutung.

Neben diesen wirkungsgradsteigernden Forschungs- und Entwicklungsrichtungen sind einige weitere technologische Trends zu erkennen, die andere Aspekte der Wirtschaftlichkeit eines GuD-Kraftwerks betreffen. Zu nennen sind hier erstens Maßnahmen zur Erhöhung der **Verfügbarkeit**. Auch wenn Gasturbinen hier gegenüber dem Dampfkraftwerk in den letzten Jahren deutlich aufgeholt haben, liegen die maximal möglichen Jahresnutzungsstunden von neuen GuD-Anlagen z.T. immer noch unter denen vergleichbarer Dampfkraftwerke. Ebenso von Bedeutung ist die Verlängerung von Standzeiten insbesondere der Turbinenschaufeln, damit die Stillstandszeiten zum Wechseln der Schaufeln verringert werden können. Zweitens ist eine Vergrößerung der **Leistungsbandbreite** nach oben (und z.T. auch nach unten) zu erkennen. Höhere Leistungen der Gasturbine gehen in der Tendenz einher mit einem leicht steigenden Wirkungsgrad und leicht sinkenden Wartungskosten. Da die bisher maximal verfügbare Leistungsgröße mit 350 MW immer noch unterhalb der Leistung liegt, die durch einen Kraftwerksblock mit Kohlefeuerung erreichbar sind, ist davon auszugehen, dass auch weiterhin eine Nachfrage nach weiter erhöhten Gasturbinenleistungen besteht. Gleichzeitig stellen kleine Einheiten im Bereich von bis zu weniger als 1 MW, wie sie bisher vor allem für Hubschrauber gebaut wurden, eine interessante Alternative zum motorbetriebenen Blockheizkraftwerk dar, da anders als bei der Verwendung konventioneller Motoren bei einer Gasturbine Hochtemperaturwärme entsteht, die (z.B. in Industriebetrieben) entweder direkt genutzt oder im GuD-Prozess zur Dampferzeugung verwendet werden kann. Drittens richtet sich die technologische Entwicklung auf eine weitere **Standardisierung** von Bauteilen. Auf diese Weise konnten schon bisher erhebliche Kostensenkungen erzielt werden: So sind die spezifischen Investitionskosten von Gasturbinen pro installierter Leistung in den letzten zehn Jahren um mehr als 30 Prozent gesunken.

2.2.3.2 Steinkohleverstromungstechnologien

Bei der Verstromung von Steinkohle in Dampfkraftwerken mit *üblicher* Technologie (zu neuen Technologielinien vgl. Kapitel 2.2.4) lassen sich drei Entwicklungslinien erkennen: Erstens schreitet die Verbesserung von Einzelkomponenten weiter voran, zweitens erlangt eine verbesserte Integration von Einzelkomponenten eine zunehmend größere Bedeutung und drittens lassen sich ähnlich wie bei GuD-Anlagen verstärkt Anstrengungen zur Standardisierung und Modularisierung von Kraftwerken erkennen.

- Die Verbesserung von Einzelkomponenten betrifft insbesondere Verbesserungen im Bereich der **Dampftemperatur** und des

Dampfdrucks z.B. durch den Einsatz neuer Werkstoffe. Ein wesentliches Forschungsbeispiel für die Versuche, Wirkungsgraderhöhungen mittels Temperatur- und Druckerhöhung zu realisieren, stellt das COMTES 700-Projekt im E.ON-Kraftwerk Scholven (Gelsenkirchen) dar. Dort wurde 2005 eine Komponententestanlage mit Dampftemperaturen von 700 °C und einem Prozessdruck von 350 bar in Betrieb genommen. Die Gesamtinvestition beträgt über 15 Mio. €. COMTES 700 wird aus dem Forschungsfond für Kohle und Stahl der EU unterstützt und von einer Gruppe maßgeblicher europäischer Energieversorgungsunternehmen finanziert. In dem internationalen Konsortium arbeiten Stromerzeuger und Anlagenhersteller zusammen, darunter auch E.ON und RWE, die Anlagenbauer Hitachi und Siemens sowie das Unternehmen Essener Hochdruckrohrleitungsbau (eine Tochter des Baukonzerns Bilfinger Berger). Koordiniert wird das Projekt vom Fachverband VGB Powertech (Essen). Neben der Wirkungsgraderhöhung durch Erhöhung von Temperatur und Druck spielt auch die **Optimierung von Geometrien** eine wichtige Rolle, um z.B. störende Strömungen im Rauchgas- und Dampfsystem zu reduzieren. Anstrengungen zur Wirkungsgradverbesserung anderer Anlagenteile mittels einer verbesserten **Betriebsführung** betreffen insbesondere den Kessel mit seinen Beschickungs-, Reinigungs- und Entnahmesystemen. Insgesamt steigt die Rolle von **Simulationsverfahren** sowohl bei der Konstruktion der Anlage (etwa hinsichtlich der Möglichkeit, Reaktionen der Gesamtanlage beim Wechsel einzelner Komponenten zu untersuchen) als auch bei ihrem Betrieb unter unterschiedlichen Betriebszuständen.

- Dies leitet über zu Wirkungsgradverbesserungen, die durch Änderungen bei der Komponentenintegration erreicht werden. Hier spielt die **Abstimmung der Komponenten** untereinander eine wichtige Rolle. Weiterhin wird zunehmend der **Informationsstand** über Prozesse im Kraftwerk verbessert. Neue Verfahren zum Messen unterschiedlicher Informationen über Betriebszustände, die Datenerhebung und -verarbeitung sowie die darauf aufsetzende (automatische) Steuerung der Anlage sind hierbei die wesentlichen Bereiche. Hierauf aufsetzend sind dann Technologien möglich, die in einem umfassenden Sinn die **technische und ökonomische Steuerung integrieren**.
- Ähnlich wie bei Gasturbinen sind in den letzten Jahren auch die Preise für Steinkohlekraftwerke „von der Stange“ deutlich gesunken. Die **Standardisierung von Kraftwerken**, die zu einer starken Reduzierung der Typenvielfalt geführt hat, hat hierzu einen Beitrag geleistet. Weiterhin betreffen die **Standardisierung auch Einzelkomponenten und Bauteile** des Kraftwerks – auch hieraus ergaben sich Verringerungen der Produktionskosten. Mit einer Standardisierung ist allerdings auch das Risiko verbunden, speziellen Kundenwünsche, die im Kraftwerksbau stets eine große Rolle spielen, nicht mehr nachkommen zu können. Aus diesem Grund wird die Standardisierung ergänzt durch eine **Modularisierung** der Kompo-

nen; Kraftwerke lassen sich dann entsprechend des Baukastenprinzips zusammenstellen, so dass z.B. ein bestimmter Kessel mit unterschiedlichen Speisepumpen und verschiedenen Turbosätzen problemlos kombiniert werden kann. Auch hierdurch steigt der oben angesprochene Bedarf an Simulationsverfahren zur Ermittlung der Passung eines so aus Modulen zusammengestellten Kraftwerks.

Bei der Dampfkrafttechnologie für Steinkohle spielt die Anpassung der Anlagen auf den Einsatz **anderer Energieträger** (wie Müll oder Biomasse) eine deutlich größere Rolle als bei der Gasturbinen- oder GuD-Technik. Zwar sind die Möglichkeiten einer Mitverbrennung oder sogar einer ausschließlichen Verbrennung anderer Brennstoffe (wie z.B. bei reinen Biomassekraftwerken) für Anlagen zur Kohleverbrennung recht gut: Anders als bei der Gasturbine, die sehr hohe Anforderungen an die Reinheit des Rauchgases stellt, ist die Auslegung auf andere Brennstoffe bei Anlagen zur Kohleverbrennung deshalb leicht möglich, weil die Übertragung der Temperatur aus dem Verbrennungsrauchgas auf Wasserdampf sämtliche Verschmutzung von der eingesetzten (Dampf-) Turbine fernhält. Dennoch bestehen einige technische Änderungsbedarfe, wenn z.B. Brennstoffe mit geringerem Energiegehalt eingesetzt werden sollen. Dies betrifft beispielsweise die Reinigungsanlagen des Kessels. Weiterhin kann eine Anpassung der Anlagengröße notwendig sein – z.B. sind Biomassekraftwerke i.d.R. um mehr als den Faktor 10 kleiner als Steinkohlekraftwerke, weil die Auslastung größerer Anlagen zu übermäßig hohen Transportkosten durch die Sammlung der dezentral anfallenden Biomasse führen würde.

2.2.3.3 Braunkohleverstromungstechnologien

Die Nutzung von Kohle mit deutlich geringeren Brennwerten als übliche Steinkohle hat weltweit eine weit **geringere Bedeutung** als die Steinkohleverstromung. Braunkohle wird neben Deutschland z.B. in Griechenland, Mittel-Osteuropa, einigen Teilen Asiens, Australien und den USA genutzt, und geringwertigere Abfallkohle, die im Steinkohleabbau anfallen kann, wird z.B. in den USA zur Stromerzeugung verwendet, da aufgrund von Naturschutzvorgaben und der Brandgefahr eine Aufhaltung nicht immer möglich ist. Diese Kohlen können i.d.R. nur in der Nähe ihres Vorkommens genutzt werden, da ein Transport über weite Strecken aufgrund des geringen Energiegehalts nicht wirtschaftlich ist.

Kohlen mit geringeren Brennwerten sind z.T. in großen Mengen vorhanden – in Deutschland z.B. beträgt die Reichweite bekannter Vorkommen bei gegenwärtigem Verbrauch über 400 Jahre. Ähnlich hohe Reichweiten erreicht allerdings im Weltmaßstab auch die Steinkohle. Allerdings bestehen einige Probleme, die den Markt für Braunkohlekraftwerke beschränken. Hierzu gehören die Auswirkungen der Braunkohlenutzung auf Natur und Umwelt: Die übliche Gewinnung im Tagebau geht einher mit erheblichen Landschaftseingriffen sowie ggf. der Umsiedelung der Wohnbevölkerung und bei der Verstromung führt Braunkohle zu den

höchsten spezifischen CO₂-Emissionen unter allen etablierten Stromerzeugungstechnologien. Auch hängt die Attraktivität der Braunkohleverstromung stark vom Steinkohlepreis und dem Ordnungsrahmen ab. Aktuell sind die Steinkohlepreise nach dem starken Anstieg der weltweiten Nachfrage aufgrund von noch nicht erweiterter Abbaukapazitäten sehr hoch, was den Braunkohleeinsatz attraktiv macht. Allerdings sind die spezifischen Investitionskosten eines Braunkohlekraftwerks konstruktiv bedingt immer höher als die eines vergleichbaren Steinkohlekraftwerks: Bei einem GuD-Kraftwerk sind Investitionskosten von 400 US-\$ pro installiertem kW möglich, Steinkohlekraftwerke beginnen bei 800 US-\$/kW und bei Braunkohlekraftwerken ist mit mindestens 1.300 US-\$/kW zu rechnen. Dadurch wären Braunkohlekraftwerke bei industrieüblichen Amortisationszeiten von maximal sieben Jahren wenig attraktiv (vgl. Kapitel 2.7). Würde sich also der Wettbewerb auf den europäischen Strommärkten intensivieren, wäre damit zu rechnen, dass die bei Stromerzeugungsanlagen angestrebten Amortisationszeiten, die sich bisher eher an der technischen Lebensdauer der Anlagen orientieren, deutlich sinken würden. Anlagen mit geringen spezifischen Investitionskosten hätten dann gegenüber Braunkohlekraftwerken deutliche Vorteile.

Die technologische Entwicklung der Braunkohleverstromung läuft generell in **ähnlichen Bahnen** wie bei der Steinkohleverstromung. Allerdings war bisher festzustellen, dass **Steinkohlekraftwerke einen deutlichen zeitlichen Vorsprung** aufwiesen. Anlagen mit superkritischen Dampfparametern werden zur Steinkohleverstromung bereits seit den 1960er Jahren eingesetzt, während das erste Braunkohlekraftwerk mit einem solch hohen Druck- und Temperaturniveau in Deutschland erst 1999 gebaut wurde. Diese technologische Lücke wurde allerdings in den letzten Jahren deutlich verkleinert, so dass z.B. das BoA-Konzept der neuen RWE-Braunkohlekraftwerke weitgehend dem Stand der modernen Steinkohleverstromung entspricht. Entsprechend sind mit dem BoA-Konzept auch Wirkungsgrade von 45 Prozent erreichbar, die sehr nahe an den 46 Prozent Wirkungsgrad liegen, die moderne Steinkohlekraftwerke erreichen.

Ein wesentlicher Unterschied zur Steinkohleverstromung ergibt sich aus dem Umstand, dass Braunkohle einen sehr hohen Wasseranteil aufweist. Bei der Verbrennung von unbehandelter Braunkohle würde dieser Wasseranteil mit hohem Energieaufwand verdampft werden und ungenutzt aus dem Kamin entweichen. Um dies zu vermeiden, wird die Braunkohle vor der Verbrennung getrocknet. Bisher geschieht dies durch die Auskoppelung von Prozessdampf. Dies garantiert zwar eine gute **Trocknung**, führt jedoch zu einem Verlust an Prozessdampf und somit zur Verringerung der Stromproduktion. Gearbeitet wird nun an unterschiedlichen Verfahren, die Braunkohletrocknung durch die Nutzung anderer Wärmequellen zu realisieren, um so die Stromproduktion nicht zu beeinträchtigen. Ein aussichtsreiches Verfahren, dass von RWE vorangetrieben wird, arbeitet mit dem Einsatz von Niedertemperaturwärme, die nicht mehr zur Stromerzeugung nutzbar ist und die z.B. aus dem Kühlkreislauf stammen kann. Diese Wärme wird in einem Wirbel-

schicht-Verfahren genutzt, um die Braunkohle zu trocknen (Wirbelschicht-Trocknung mit interner Abwärmenutzung: WTA). Weiterhin wird das aus der Braunkohle stammende Wasser auskondensiert und kann im Kraftwerksprozess genutzt werden. In solchen Anlagen sind dann Wirkungsgrade bis zu 50 Prozent und bei einer zusätzlichen Anhebung der Dampftemperatur auf 700 °C sogar bis zu 53 Prozent möglich.

2.2.3.4 Kernenergieverstromungstechnologien

Mit Blick auf die Nutzung der Atomspaltung als Wärmequelle in Atomkraftwerken ist generell festzuhalten, dass im nichtatomaren Teil der Anlage die gleichen technologischen Entwicklungen eine Rolle spielen, wie sie für die Verstromung von Gas und Kohle geschildert wurden. Dies gilt insbesondere für die Erhöhung von Druck und Temperatur im Dampfprozess. Da allerdings die Brennstoffkosten eines Atomkraftwerks (AKW) verhältnismäßig gering sind, haben AKW bisher i.d.R. nicht zu den technologischen Vorreitern in diesen Bereichen gehört. Im atomaren Teil der Anlage bzw. bei allen Komponenten, die einen Einfluss auf die **Sicherheit der Betriebsführung** haben, bestehen deutliche Unterschiede. Insbesondere seit den Unfällen mit Kernkraftwerken in den 70er und 80er Jahren werden in diesem Bereich deutliche Anstrengungen zur Verbesserung unternommen. Von besonderer Bedeutung sind hierbei Konzepte, die in möglichst hohem Maße verhindern sollen, dass die Kernspaltung außer Kontrolle gerät und es im schlimmsten Fall zu einer Kernschmelze unter Freisetzung des radioaktiven Materials kommt. Die Anstrengungen richten sich vor allem auf die Entwicklung eines „inhärent sicheren“ AKW. Dies gilt als zentrales Kriterium im Hinblick auf die zukünftigen Marktchancen der Atomkraft zumindest in Europa, Nordamerika und Japan. Insofern stellt sich als zentrale Frage, wie die Aussichten zur Entwicklung von inhärent sicheren Systemen einzuschätzen sind.

Zu unterscheiden ist zwischen einem Prozess, der physikalisch oder technisch inhärent sicher ist. Inhärente Sicherheit in *physikalischer* Hinsicht erfordert ein System, das sich aufgrund von Naturgesetzen – also ohne steuernde Eingriffe – so verhält, dass ein Unfall mit großem Schadensausmaß nicht möglich ist, sofern das Verfahren funktioniert. Ein solcher physikalisch inhärent sicherer Prozess ist z.B. Bestandteil der üblichen **Leichtwasserreaktoren** (LWR): Hier hat das Wasser im Reaktor neben seiner Kühlfunktion die Aufgabe, die Kernspaltungsreaktion zu moderieren, indem es die durch die Kernspaltungsreaktionen freiwerdenden Neutronen abbremst, so dass weiteren Kernspaltungsreaktionen angestoßen werden. Fliegen die Neutronen hingegen zu schnell, kommt die Kettenreaktion der Kernspaltung zum Erliegen. Wenn nun die Temperatur im Reaktorbehälter eine gewisse Grenze überschreitet, wird das darin vorhandene Wasser so heiß, dass sich darin kleine Dampfblasen bilden und damit die durchschnittliche Dichte des Wassers abnimmt. Nimmt die Dichte des Wassers ab, werden die Neutronen nicht mehr so stark abgebremst, so dass die Rate der Kernspaltungsreaktionen ab-

nimmt und entsprechend die Temperatur im Reaktorbehälter wieder zurückgeht. Durch dieses physikalische naturgesetzliche Prinzip wird die Temperatur eines Leichtwasserreaktors in einem schmalen Bereich stabilisiert, bei dem im ordnungsgemäßen Betrieb keine Schäden an dem Reaktorkern auftreten können.

Allerdings besitzt dieser Reaktortyp keine inhärente Sicherheit in *technischer* Hinsicht. Sie liegt dann vor, wenn sich ein System auch beim Versagen oder bei Fehlbedienung technischer Einrichtungen immer noch so verhält, dass kein Unfall mit großem Schadensausmaß vorkommen kann. Dies ist bei einem Leichtwasserreaktor nicht der Fall: Im Betrieb ist die durch den Reaktor erzeugte Wärmeleistung so hoch, dass er sich zerstören würde, wenn er nicht durch das Kühlwasser des Primärkreislaufs gekühlt wird. Kann die Kühlmittelversorgung zum Beispiel durch den Ausfall von Pumpen nicht mehr gewährleistet werden, steigt die Temperatur im Reaktorkern so hoch an, dass dessen Schmelze und ein entsprechender starker Austritt von Radioaktivität drohen. Auch wenn mehrere Notkühleinrichtungen vorhanden sind, kann es dennoch vorkommen, dass alle diese Systeme aufgrund technischen oder menschlichen Versagen ausfallen.

Im Gegensatz zum Leichtwasserreaktor können **Hochtemperaturreaktoren** (HTR) so konstruiert werden, dass sie bezogen auf die Gefahr der Kernschmelze sowohl physikalisch wie auch technisch inhärent sicher sind: Wenn der Kühlkreislauf versagt, steigt auch bei diesem Reaktor die Kerntemperatur an, allerdings nur bis auf einen Wert, bei dem der Reaktorkern keinen Schaden nimmt. Dies liegt einerseits an den verwendeten Graphit-Brennelementen, andererseits an der Konstruktion des Reaktorbehälters, so dass die Wärmestrahlung an die Umgebung ohne weitere technische Hilfsmittel abgegeben kann. Voraussetzung dazu ist allerdings, dass der Reaktor aufgrund seiner Größe und Form die maximal zulässige Temperatur des Reaktorkerns nicht überschreiten kann. Generell ist dies einfacher bei kleinen Leistungsgrößen unterhalb von 300 MW zu erreichen. Allerdings sind Hochtemperaturreaktoren nur hinsichtlich einer Reaktorkernschmelze inhärent sicher. Nicht auszuschließen sind hingegen andere Störfälle, die in ähnlich großem Umfang wie eine Kernschmelze zum Austritt radioaktiv verseuchten Materials führen kann. Beim HTR können dies z.B. Reaktionen des Graphits mit eindringendem Wasser z.B. aus Dampferzeugerlecks oder Graphitbrände nach Lufteintritt sein. In beiden Fällen besteht weder eine inhärente physikalische noch technische Sicherheit. Insofern ist festzuhalten, dass sich die inhärente (technische) Sicherheit jeweils nur auf einen Teilaspekt einer Anlage bezieht, eine absolute Sicherheit vor dem Austritt auch größerer Mengen an Radioaktivität allerdings auch bei modernen Kernkraftwerkskonzeptionen der dritten bzw. vierten Generation nicht gegeben ist.

Der von AREVA entwickelte Reaktortyp EPR (European Pressurized Water Reactor), in den die Erfahrungen von Siemens im Kernkraftwerksbau eingeflossen sind, entspricht dabei im Wesentlichen einer

evolutiven Weiterentwicklung des bekannten Leichtwasserreaktors und weist somit inhärente Sicherheit in physikalischer, nicht jedoch in technischer Hinsicht auf. Wesentlicher Bestandteil dieses Konzepts ist eine keramische Wanne, die im Notfall den geschmolzenen Kern auffangen können soll. Im Vergleich zu anderen Kernkraftwerkskonzepten (z.B. den Druckwasserreaktoren-Konzepten SIR und PIUS oder dem HTR-ähnlichen Kugelhaufenreaktor PBMR²) weist der EPR vergleichsweise wenige technisch inhärent sichere Systeme auf.

Die **Steigerung von Wirkungsgraden** durch eine Erhöhung der Dampftemperatur sowie eine Verstärkung der Anlagensicherheit zum Beispiel durch Verwendung von physikalisch und technisch inhärenten Prozessen sind zwei Entwicklungen, die zu einem ansteigenden Interesse an dem HTR-Konzept geführt haben, das in beiden Punkten Verbesserungspotenziale erkennen lässt. Seine Zukunft wie die aller anderen Kernkraftwerkskonzepte hängt jedoch in starkem Maße von der **politischen Entwicklung** ab. Dies betrifft erstens den Genehmigungsprozess eines Kernkraftwerks, zweitens die Ausgestaltung der staatlichen Übernahme von externen Effekten der Kernenergienutzung (z.B. Übernahme von Haftungsrisiken, Ausgestaltung der Entsorgung radioaktiver Abfälle) und drittens der Liberalisierungsumfang der Strommärkte. Letzteres ist von großer Bedeutung für die wirtschaftliche Attraktivität der Kernenergienutzung. Da bei Atomkraftwerken vergleichsweise hohe Investitionskosten anfallen (mindestens ca. 1.700 US-\$/kW bei bisheriger Technologie und europäischen Sicherheitsstandards gegenüber mindestens ca. 450 US-\$/kW bei einem GuD-Kraftwerk), sind solche Investitionen auf wettbewerblichen Märkten eher unwahrscheinlich, da eine rasche Amortisation der Investitionen kaum erreicht werden kann.

Entsprechend sind in den letzten Jahren deutliche Anstrengungen zur Senkung der Investitionskosten z.B. durch verstärkte **Standardisierung** und eine starke Verringerung von **Technologielinien** zu erkennen. In diesen Zusammenhang ist auch die verstärkte internationale Bündelung von Forschungsanstrengungen einzuordnen, wie sie eine Forschungsgruppe mit Argentinien, Brasilien, Frankreich, Großbritannien, Japan, Kanada, Südafrika, Südkorea, der Schweiz und den USA betreiben. Soll allerdings die Anlagensicherheit verbessert werden (und dies scheint in vielen Ländern eine Vorbedingung für den Neubau von Kernkraftwerken darzustellen), ist kaum damit zu rechnen, dass die Investitionskosten für Atomkraftwerke insgesamt sinken werden. Perspektiven hat die Kernkrafttechnologie daher vor allem in Märkten, in denen über die Energieversorgung hinaus auch strategische Überlegungen anderer Art eine Rolle spielen.

² SIR: safe integrad reactor mit Naturumlaufkühlung. PIUS: process inherent ultimate safety mit einer dampfblasengesteuerten Abschaltung. PBMR: pebble bed modular reactor, Kugelhaufenreaktor ähnlich dem HTR.

2.2.4 Neue Technologielinien

Die nachfolgend dargestellten Technologielinien zeichnen sich dadurch aus, dass sie in weit geringerem Umfang auf einen spezifischen Brennstoff zugeschnitten sind als dies im Kraftwerksanlagenbau bisher üblich ist. Dies gilt erstens für Technologien zur Abscheidung und Rückhaltung von CO_2 , welches bei der Verbrennung von fossilen oder biogenen Energieträgern entsteht. Zwar liegt der Fokus hierbei bisher vor allem auf Anlagen zur Verbrennung von Braunkohle oder Steinkohle, jedoch sind solche Verfahren auch auf andere Brennstoffe wie z.B. Erdgas übertragbar. Zweitens gilt die relativ große Unabhängigkeit vom Brennstoff bei neuen Technologielinien zur Verstromung von Festbrennstoffen, um auch hierbei die Kombination aus Gas- und Dampfturbine nutzen zu können. Hiermit wird das bei der Erdgasverstromung in den letzten beiden Jahrzehnten so erfolgreiche Konzept auf Festbrennstoffe übertragen.

2.2.4.1 CO_2 -Abscheidung und -einlagerung

Bei der Verbrennung kohlenstoffhaltiger Stoffe wird der Kohlenstoff (C) durch Sauerstoff (O_2) zu Kohlendioxid (CO_2) oxidiert. Will man den anthropogenen Treibhauseffekt und dafür wiederum die CO_2 -Emissionen eines Kraftwerkes reduzieren, so kann hierzu erstens die Energieumwandlung (z.B. von der chemischen Energie des Brennstoffs bis zur elektrischen Nutzenergie) verbessert werden – im Ergebnis müssen dann weniger Brennstoffe zur Erzeugung einer bestimmten Menge Stroms eingesetzt werden, wodurch weniger CO_2 entsteht. Der zweite Weg besteht darin, nicht die Entstehung von CO_2 -Emissionen zu verringern, sondern das entstandene CO_2 nicht in die Erdatmosphäre abzugeben. Nachfolgend werden solche Verfahren beschrieben, mit denen Kohlendioxid auf diese Art und Weise zurückgehalten werden kann.

Es ist darauf hinzuweisen, dass die weiteren Verwendungsmöglichkeiten solchermaßen zurückgehaltenen Kohlendioxids sehr begrenzt sind. Lediglich in einigen Bereich der Lebensmittelindustrie (z.B. im Mineralwasser) oder bei der Kunststoffherstellung (bei Polycarbonaten) wird Kohlendioxid verwendet – dies allerdings in einem Umfang, der bei weitem nicht an die bei der Stromerzeugung aus fossilen Brennstoffen anfallenden Mengen heranreicht. Also muss zumindest für den größten Teil des anfallenden Gases eine Möglichkeit zur **Lagerung oder Deponierung** gefunden werden. Die unmittelbare Lagerung von Rauchgasen ist aufgrund der großen Mengen nicht sinnvoll: Transportaufwand und die Knappheit der verfügbaren Speicher würden dem entgegenstehen. Deshalb sind Technologien notwendig, die den CO_2 -Anteil im Rauchgas erhöhen (derzeit werden CO_2 -Konzentrationen von 90 bis 95 Prozent angestrebt). Die Lagerung kann i.d.R. nicht am Standort des Kraftwerks erfolgen; somit sind Transporttechnologien und eine Aufbereitung des Kohlendioxids für den Transport (z.B. seine Verflüssigung) notwendig. Neben der CO_2 -Abtrennung würde also auch der Transport weitere Kosten verursachen. Und auch die Lagerung selbst erfordert Aufwand und

Kosten. Dies gilt z.B. dann, wenn Lagerstätten langfristig gesichert werden müssen oder wenn alternative Nutzungen der Deponie durch die Kohlendioxid-Einlagerung ausgeschlossen werden. Probleme können für die CO₂-Lagerung außerdem durch rechtliche Bedingungen entstehen, die sich ggf. in fehlender Genehmigungsfähigkeit von CO₂-Deponien niederschlagen und entsprechende Verfahren zur Ausweisung solcher Deponien verhindern. In der EU ist besonders auch diese Frage mittlerweile in den Mittelpunkt der Arbeit der „European Technology Platform for Zero Emission Fossil Fuel Power Plants“ gerückt (vgl. sehr ausführlich zu diesem Thema IEA 2005 sowie ZEP 2006a und ZEP 2006b).

Die **Abscheidung** von CO₂ ist prinzipiell ein bekanntes Verfahren, das z.B. bei der industriellen Gewinnung von Stickstoff oder Sauerstoff durch Zerlegung von Luft angewendet wird. Bei der Abtrennung werden die unterschiedlichen physikalischen und/oder chemischen Eigenschaften von verschiedenen Gasen ausgenutzt wie z.B. die unterschiedlichen Siedepunkte, das Verhalten gegenüber chemischen Lösungen oder die Molekülgrößen. Mit den verschiedenen verfügbaren Verfahren werden unterschiedlich hohe Abtrennungsraten erreicht, wobei der energetische und kostenmäßige Aufwand der Abtrennung bei höheren Reinheitsgraden generell überproportional steigt.

Die Abtrennung von CO₂ aus dem Rauchgas von Kraftwerksverbrennungsprozessen ist im Wesentlichen ein neues Problem, da hierbei u.U. deutlich andere Anforderungen gestellt werden. Dies betrifft z.B. die zu trennenden Mengen, die Verunreinigung des zu trennenden Gases oder die gewünschte bzw. erforderliche Verfügbarkeit der Anlage. Für den Einsatz in Kraftwerken werden derzeit drei unterschiedliche Verfahren diskutiert:

1. eine Abtrennung von Kohlendioxid „am Schornstein“, also nach dem (kaum geänderten) üblichen Kraftwerksprozess als End-of-pipe-Technologie,
2. die Trennung von Luft vor der Verbrennung, so dass die Verbrennung mit Sauerstoff durchgeführt werden kann und im Wesentlichen CO₂ im Rauchgas enthalten ist (Oxyfuel-Verfahren) oder
3. die Herstellung eines wasserstoffreichen Synthesegases aus kohlenstoffhaltigen Brennstoffen, so dass bei der Verbrennung kein CO₂ mehr entsteht.

Das **End-of-pipe- / Schornstein-Verfahren** setzt nach dem Verbrennungsprozess in Form einer Rauchgas-Separierung an. Hinsichtlich der Separierung sind unterschiedliche Verfahren denkbar und in Anwendung. So kann z.B. durch Wäscher, Absorber, Membranen oder Destillationsverfahren das Kohlendioxid aus dem Rauchgasstrom in größeren Teilen (i.d.R. zu 90 bis 95 Prozent) zurückgehalten werden. Positiv an diesem Verfahren ist, dass im Prinzip auch bestehende Anlagen mit dieser Form der CO₂-Abscheidung nachgerüstet werden können und

nachträglich die CO₂-Abtrennung wieder ausgeschaltet werden kann (z.B. wenn sinkende Preise für CO₂-Zertifikate den weiteren Betrieb der Anlage unwirtschaftlich machen würden). Allerdings sind diese nachgeschalteten Verfahren sehr aufwändig: Erstens ist der CO₂-Anteil im Abgasstrom relativ gering, so dass eine starke, energieverbrauchende Aufkonzentration notwendig ist. Zweitens muss die Separierung aus einem aggressiven Rauchgas erfolgen, so dass Korrosion und/oder Verunreinigungen von Lösungsmitteln auftreten, die zu geringer Lebensdauer der Abtrennungskomponenten und/oder zu hohem konstruktivem Aufwand führen. Neben den hieraus resultierenden Kosten bestehen bisher auch noch einige technologische Lücken, so dass noch nicht klar ist, ob bei einigen Varianten dieser Technologie ein Dauerbetrieb in Kraftwerken möglich ist. Konkrete Bauvorhaben solcher Anlagen in Kraftwerken sind z. Zt. nicht erkennbar.

Das **Oxyfuel-Verfahren**, welches Vattenfall aktuell am Standort Schwarze Pumpe umsetzen will (siehe unten), trennt in der Umgebungsluft den Sauerstoff mittels bekannter Verfahren der Luftzerlegung ab. Hierbei handelt es sich um eine etablierte, aber energieaufwändige Technologie. Die Verbrennung im Kraftwerk erfolgt dann mit diesem Sauerstoff und zirkulierendem Rauchgas (das überwiegend aus CO₂ besteht). Diese Rauchgaszirkulation dient dazu, einen ähnlichen Verbrennungsprozess zu ermöglichen wie bei Verwendung von Luft, die ja auch nur zu 21 Prozent aus Sauerstoff besteht. Das Rauchgas, das den Verbrennungsprozess verlässt, besteht überwiegend aus CO₂ und Dampf, so dass eine CO₂-Abscheidung nach der Verbrennung relativ einfach möglich ist. Der Wasserdampf kann auskondensiert werden, so dass schließlich Kohlendioxid mit einer Reinheit von ca. 90 Prozent vorliegt. Auch eine weitere Aufkonzentration mit ähnlichen Verfahren, wie sie die oben beschriebene End-of-pipe-Technologie verwendet, ist noch möglich.

Durch die Sauerstoffverbrennung kann die Temperatur des Verbrennungsprozesses erhöht werden. Dies ist allerdings bisher nicht unbedingt notwendig, um höhere Dampftemperaturen zu erreichen – auch angestrebte Dampftemperaturen von 700 °C liegen um einige hundert Grad unterhalb der üblichen Verbrennungstemperaturen im Kessel. Durch diesen Umstand kann allerdings der konstruktive Aufwand im Kraftwerk steigen – zumindest aber ist es notwendig, ein Kraftwerk auf die Verwendung des Oxyfuel-Verfahrens hin auszulegen. In diesem Feld besteht noch einiger Entwicklungsbedarf. Weiterhin sind zwei Abtrennungsschritte notwendig: Dies ist erstens die Sauerstoffabtrennung aus der Luft. Zweitens ist die CO₂-Abtrennung im Rauchgas zumindest in der Form der Auskondensation von Wasserdampf notwendig. Wesentlich bei diesem Verfahren ist, dass die Anlagenauslegung „unumkehrbar“ ist. Dies bedeutet, dass bei einer Aufgabe der CO₂-Abtrennung die Anlage dennoch weiterhin mit aufwändig herzustellendem Sauerstoff betrieben werden muss.

Die **Synthesegasherstellung mit anschließender CO₂-Abtrennung** ist ein Verfahren, bei dem im Verbrennungsprozess selbst kein Kohlendioxid entsteht. Zunächst wird aus dem (möglichst wasserstoffreichen) Brennstoff ein wasserstoffreiches Synthesegas erzeugt. Erdgas ist hier generell besser geeignet als Kohle, da es ein wesentlich günstigeres Kohlenstoff-Wasserstoff-Verhältnis hat. Der Prozess der Synthesegasherstellung ist verfahrenstechnisch auf sehr unterschiedliche Weise möglich. Bei der Kohlevergasung existieren sehr etablierte Verfahren wie die schon seit den 1920er Jahren angewendete Fischer-Tropsch-Synthese. Alle bisher verwendeten Technologien zur Kohlevergasung zeichnen sich allerdings durch hohe Investitions- und Betriebskosten aus. Deutlich günstiger als die Kohlevergasung in einer separaten Anlage ist die Vergasung in einem Anlagenverbund, der die notwendige Energie für den endothermen Prozess bereitstellen kann. Eine bedeutsame Form dieser Art der Kohlevergasung bieten integrierte Kohlekraftwerke (vgl. Kapitel 2.2.4.2). Um die Ausbeute an wasserstoffreichem Synthesegas zu erhöhen, wird dem Vergasungsprozess Wasserdampf zugeführt. Bei dieser Dampfreformierung (dem CO-Shift) wird das bei der Vergasung entstandene CO durch Zugabe von H₂O zu CO₂ und H₂ umgewandelt. Wird Erdgas als Ausgangsbrennstoff verwendet, ist nur der letzte Schritt – die Dampfreformierung – notwendig. Aus dem Synthesegas wird das CO₂ vor der Verbrennung entfernt. Hierbei können wiederum unterschiedliche Technologien zum Einsatz kommen. Das weitgehend CO₂-freie Synthesegas kann dann im nachfolgenden Kraftwerksprozess (z.B. in einer Gasturbine) verbrannt werden.

Die Reinigung des Synthesegases stellt geringere technische Anforderungen als die Reinigung von Rauchgas und ist – je nach verwendetem Ausgangsbrennstoff – eine erprobte Technologie. Der Prozess der Herstellung des Synthesegases kann hingegen sehr aufwändig sein – dies betrifft sowohl die Investitionskosten (besonders bei der Kohlevergasung) als auch die Betriebskosten. Eine deutliche Verringerung des Problems ist jedoch möglich durch eine Kopplung der Synthesegasherstellung mit anderen Prozessen. Hier bietet sich insbesondere der Kraftwerksprozess selbst an. Entsprechend stellt die Kopplung von integrierter Kohlevergasung und CO₂-Abscheidung eine sinnvolle Kombination dar. Anders als bei dem Oxyfuel-Verfahren kann eine solche Anlage auch ohne CO₂-Abscheidung betrieben werden – die Anlagekomponenten zur CO₂-Abscheidung (wie die Luftzerlegung) könnten einfach stillgelegt werden.

Diese Form der CO₂-Abtrennung vor der Verbrennung hat dann eine günstige Perspektive, wenn erstens die CO₂-Separierung im Rauchgas keine unerwartet großen Fortschritte macht (wie z.B. durch die Entdeckung eines anderen, sehr verschmutzungsresistenten Separierungsverfahrens) und zweitens die Probleme der Synthesegasherstellung gelöst werden. Dies kann durch die Integrierte Kohlevergasung oder die Verwendung von wasserstoffreicheren Brennstoffen wie Erdgas gelingen.

Ein wahrscheinlich ähnlich großes Problem wie die Abscheidung des CO_2 stellt auch dessen **Lagerung oder Deponierung** dar. Hierzu ist eine Vielzahl möglicher Lagerstätten im Gespräch. Wesentliche Parameter zur Beurteilung der Lagerstättenqualität sind dabei die Kapazität der Lagerstätten, die Verfügbarkeit in der Nähe des CO_2 -Anfalls, die Stabilität der Einlagerung (Verweilzeit im Speicher, Sicherheit vor Leckagen), die Kosten der Nutzung (durch Einlagerung, laufende Kontrolle, Nutzungskonkurrenz) und mögliche Schäden (Gefährdung von Menschen, ökologische Schäden).

Als Deponien für CO_2 kommen verschiedene Arten von Lagerstätten in Betracht:

- **Salzstöcke** sind häufig sehr dichte Lagerstätten, die allerdings eine sehr geringe Kapazität aufweisen. Weiterhin tritt sehr häufig eine Nutzungskonkurrenz mit der Erdgasspeicherung oder der Lagerung von Abfällen auf.
- Auch **Kohleflöze** können CO_2 aufnehmen, wodurch das an der Kohle anhaftende Methan durch das besser bindende Kohlendioxid verdrängt und ausgetrieben würde. Das Methan könnte dann genutzt werden oder aber es entweiche unkontrolliert. Da statt eines Methanmoleküls etwa zwei Kohlendioxidmoleküle gebunden werden können, reduziert sich selbst beim Entweichen des Methans das Volumen an klimaschädlichen Gasen um 50 Prozent. Allerdings hat Methan einen 21-fach höheren Treibhausgaseffekt als CO_2 . Somit sollte ein Entweichen verhindert werden, da bei vollständigem Entweichen des Methans ein um etwa den Faktor 10 höherer Treibhausgaseffekt verursacht werden würde. Die Kohle, an die das CO_2 gebunden würde, sollte sinnvollerweise nicht mehr abgebaut werden, da andernfalls das eingelagerte CO_2 wieder entweiche. Insofern eignet sich dieses Verfahren nur für solche Flöze, bei denen ein Abbau nicht (mehr) in Frage kommt – also z.B. für solche in großer Tiefe, wie sie in Norddeutschland nahezu überall zu finden sind. Bei diesen Lagerstätten ergibt sich allerdings das Problem der hohen Erschließungskosten. In europäischen Lagerstätten bestehen darüber hinaus Probleme mit einer zu geringen Einlagerungsgeschwindigkeit von CO_2 , so dass hierdurch wiederum höhere Einlagerungskosten entstehen.
- Nicht mehr betriebene **Kohlebergwerke** kommen als weitere Deponie in Frage. Sie weisen allerdings häufig Dichtigkeitsprobleme auf. Diese werden verursacht durch geringe Deckschichten von z.T. nur wenigen Metern, drohende Bergsenkungen und durch eine große Anzahl von (z.T. unbekannten) Ausgängen für das Gas, die auch eine Folge der langen Abbauperiode von Steinkohle sind.
- Leere **Erdgas- und Erdölfelder** sind i.d.R. gut geeignet, da sie ihre Dichtigkeit bereits unter Beweis gestellt haben – allenfalls durch den Abbauprozess könnten sie undicht geworden sein. Allerdings ist die Kapazität solcher Lagerstätten klein bis mittel und steht nicht

überall in räumlicher Nähe zum Anfall von Kohlendioxid zur Verfügung.

- In **teilentleerten Erdgas- und Erdölfeldern** lässt sich durch Einblasen von Kohlendioxid eine deutliche Steigerung des Fördervolumens erreichen. Dies ist eine seit Jahrzehnten bewährte Technologie. Das Problem ist allerdings die geringe Verweilzeit von maximal 50 Jahren, z.T. auch nur 10 Jahren – danach tritt das CO₂ wieder aus und wirkt als Treibhausgas. Weiterhin steht nur ein kleines Einlagerungspotenzial zur Verfügung. Hinsichtlich dieser Lagerstätten bestehen die bisher größten Erfahrungen in den USA. Speziell in Texas wird CO₂ seit mehreren Jahrzehnten zur Verbesserung der Ölförderung verwendet. Dort existiert ein CO₂-Pipelinennetz von rund 3.500 km Länge und es werden jährlich etwa 45 Mio. t CO₂ injiziert, die überwiegend aus natürlichen Quellen stammen. Seit 1996 läuft ein Forschungsprojekt, das die CO₂-Einlagerung im Sleipner-Feld in Norwegen dokumentiert. Dort fällt das CO₂ bei der Reinigung des Erdöls an. Weitere Forschungsprojekte bestehen in einem Erdgasfeld in In Salah (Algerien) sowie in Weyburn (Kanada) bei dem wie in Norwegen CO₂ zur Produktionssteigerung in ein Erdölfeld injiziert wird. Untersucht werden insbesondere die Zeitdauer der Einlagerung sowie verschiedene Methoden des Einblasens von Kohlendioxid, um die Erreichung der beiden (i.d.R. gegenläufigen) Ziele Produktionserhöhung und Verweilzeit des CO₂ zu verbessern.
- **Tiefe saline Aquifere** stellen eine weitere, aufgrund ihrer großen Kapazität besonders attraktive Einlagerungsmöglichkeit dar. Dabei handelt sich um wasserführende Schichten in mehreren hundert Metern Tiefe, in denen bis zu 300 °C heißes Salzwasser zum Einleiten genutzt werden kann. Solche Aquifere sind weit verbreitet und daher häufig auch in der Nähe von Kraftwerken vorhanden. Allerdings lässt die Einleitung von CO₂ kohlensaures Wasser entstehen, das Gesteinschichten angreifen kann. Hierdurch können sich Gänge bilden, die schließlich zum Austreten des CO₂, aber auch zu Bergschäden oder Erdbeben führen können. Weiterhin besteht eine Nutzungskonkurrenz mit bestimmten Verfahren der Geothermie (vgl. Kapitel 2.5).
- Neben den geologischen Lagerungsmöglichkeiten kommt noch eine **Deponierung in den Ozeanen** in Betracht. Beim Einblasen in mehreren hundert Metern Tiefe werden allerdings nur relativ geringe Verweilzeiten von z.T. nur ca. 50 Jahren erreicht. Bei der Ablagerung von CO₂ in größeren Tiefen z.B. in Form von CO₂-Seen bestehen noch erhebliche ungelöste technologische Probleme, da hier bisher bekannte Systeme wie Pipelines druck- und temperaturbedingt nicht zum Einsatz kommen können. Generell besteht ein sehr geringes Wissen über Lösung und Verbreitung des CO₂ über Meeresströmungen, so dass die Verweilzeiten des CO₂ in solchen Lagerstätten bisher nicht genau bestimmt werden können. Es ist jedoch sicher, dass es an den Einleitungs- bzw. Einlagerungsstellen zu einer Versauerung des Wassers und zur Toxizität durch hohe

Konzentrationen von CO₂ kommt. Beide Effekte schädigen die Ökosysteme der Meere.

- Schließlich kann das abgetrennte CO₂ auch in **Biomasse** gespeichert werden, in dem in Gewächshäusern mit CO₂ gedüngt wird. Hier ist jedoch nur eine sehr geringe Kapazität zu erwarten.

Zusammengenommen ist somit keine generell geeignete CO₂-Deponie zu erkennen, wobei vermutlich den Aquiferen aufgrund ihrer großen Kapazität und räumlichen Verbreitung sowie den gegenüber der Meeresnutzung geringeren Problemen mittelfristig eine besonders große Bedeutung zukommen dürfte.

Sowohl für die Abscheidung als auch für die Lagerung von CO₂ gibt es mittlerweile in vielen Ländern öffentlich geförderte **Projekte und Anlagen**. In Deutschland erfolgt die Förderung der CO₂-Abscheidung insbesondere im Programm COORETEC; allerdings ist nur ein kleiner Teil der Fördersumme für die Weiterentwicklung der CO₂-Separierung vorgesehen. Die EU fördert Großprojekte und Netzwerke zwischen Forschern auf diesem Gebiet. Im Rahmen der Technologieplattform für ein CO₂-freies Kraftwerk (ZEFFPP) beschäftigt sich das Teilprogramm ENCAP mit CO₂-Abscheidungstechnologien, die eine Abscheidungsrate von 90 Prozent und eine Verringerung der Kosten um 50 Prozent erreichen sollen. Darüber hinaus werden im Bereich der Speicherung von CO₂ einige wenige Beispielprojekte unterstützt. In den USA läuft seit einigen Jahren das Programm Vision 21, das insgesamt Clean-Coal-Technologien unterstützt. Bis 2007 soll in diesem Rahmen das erste 275 MW-Kraftwerk mit integrierter Kohlevergasung und einer CO₂-Abtrennungsrate von 90 Prozent in Betrieb genommen werden, für dessen Standort derzeit die Prüfung läuft. Das abgetrennte CO₂ soll über einen mehrjährigen Zeitraum in Aquiferen oder Erdöllagerstätten eingebracht werden. Das Projektvolumen beläuft sich insgesamt auf rund 1 Mrd. US-\$ und wird zu 80 Prozent vom US Department of Energy (DOE) gefördert.

Ähnliche Projekte sind bei vielen großen Energieunternehmen in Planung. Vattenfall baut ein Versuchskraftwerk am Standort Schwarze Pumpe; der Dampferzeuger wird von Alstom geliefert. Die elektrische Leistung der Anlage beträgt 30 MW bei einem Investitionsvolumen von 50 Mio. €, wobei ein Großteil durch Bundesmittel gefördert wird. Betriebsbeginn soll das Jahr 2008 sein. Als Brennstoff wird Braunkohle verwendet, Arbeitsweise ist das Oxyfuel-Verfahren. Die Deponierung des CO₂ soll Onshore erfolgen – genauere Festlegungen wurden bisher öffentlich nicht vorgenommen.

Bei RWE reichen die Planungen bereits über eine Demonstrationsanlage hinaus – angekündigt wurde der Bau des „weltweit ersten großtechnischen Kraftwerks“ mit CO₂-Abscheidung. Es soll eine Leistung von etwa 450 MW haben und frühestens 2014 den Betrieb aufnehmen – realistischer scheint wohl eine Inbetriebnahme um das Jahr 2020 herum.

Das Investitionsvolumen für das Kraftwerk sowie für den Transport und die Speicherung von CO₂ können sich auf ca. 1 Mrd. € belaufen. Brennstoff wird Kohle sein, wobei eine Verwendung von Braunkohle besonders intensiv geprüft wird. Die verwendete Technologie wird nicht das großtechnisch noch nicht erprobte Oxyfuel-Verfahren sein. Stattdessen wird ein Kraftwerk mit integrierter Vergasung und Vorab-Abscheidung des CO₂ geplant. Bei der Auswahl des geeigneten Vergasungsverfahrens werden derzeit noch mehrere Alternativen geprüft. In Frage kommt insbesondere die Kohlevergasung mittels des von der RWE entwickelten HTW-Verfahrens. Hierbei handelt es sich um eine Wirbelschicht-Vergasung, die (allerdings ohne eine Integration in ein Kraftwerk) seit 1976 in mehreren auch großen Versuchsanlagen erfolgreich erprobt wurde. Dieses Verfahren ist allerdings nur für Braunkohle geeignet. Weiterhin könnten gängige Flugstromvergasungsverfahren (z.B. von Shell) verwendet werden, die auch für Steinkohle geeignet sind, allerdings höhere technische (und damit investive) Anforderungen stellen. Die Speicherung des abgeschiedenen CO₂ wird Onshore erfolgen. In diesem Zusammenhang ist die Entwicklung von Kriterien zur geologischen Bewertung der Eignung einer Lagerstätte geplant.

Ein Kraftwerk mit CO₂-Abscheidung planen BP, ConocoPhillips und Shell unter Beteiligung des Stromversorgers Scottish and Southern Energy (SSE). Die erstgenannten drei Ölförderfirmen sind Mitbesitzer eines Ölfeldes vor der schottischen Küste, in das das CO₂ geleitet werden soll. Am Standort Peterhead soll mit einem Investitionsvolumen von 600 Mio US-\$ bis 2009 ein Kraftwerk errichtet werden, das aus Erdgas (das ebenfalls aus dem Feld stammt) wasserstoffreiches Synthesegas erzeugt. Mittels Vorab-Abscheidung wird hieraus das CO₂ separiert und das wasserstoffreiche Gas in einem GuD-Prozess verstromt. Das CO₂ wird in das Ölfeld zurückgeleitet, wobei allerdings mit einer geringen Verweildauer von unter einem Jahr gerechnet wird. Durch die CO₂-Einleitung wird eine Verlängerung der Förderung im Ölfeld erreicht – statt einer Stilllegung im Jahr 2007 wird es bei jetziger Förderung weitere 15 bis 20 Jahre betrieben werden können. Dieses Projekt rechnet sich vor allem wegen der verbesserten Ölausbeute. Aufgrund der absehbar nicht dauerhaften Speicherung ist es eher als eine Technologie zur günstigen Herstellung einer Ölverflüssigung anzusehen und stellt damit eine Spezialanwendung dar. Allerdings können solche Projekte dazu beitragen, dass nachfolgende Einheiten verbessert und/oder mit geringeren Investitionskosten gebaut werden können. Insofern liefern solche Anwendungen der CO₂-Abscheidung u.U. die Skaleneffekte, durch die andere Anwendungen sich erst rechnen. In eine ähnliche Richtung gehen Pläne von E.ON. Geplant ist die Umrüstung eines ehemaligen Gaskraftwerks in Lincolnshire (England) auf Kohleverstromung mit CO₂-Abtrennung. Bei einer Leistung von 450 MW wird von einer Inbetriebnahme im Jahr 2011 ausgegangen. Die Anlage ist als Integrierte Kohlevergasung geplant. Das abgetrennte CO₂ soll in Ölfelder vor der Küste verpresst werden und der Ausweitung der Ölförderung dienen.

Ein Projekt mit relativ geringen technologischen Anforderungen, das ein Beispiel für eine End-of-Pipe-Lösung ist, soll in Australien im Bundesstaat Queensland realisiert werden. Beteiligt sind der japanische Kraftwerksbetreiber J-Power, der japanische Anlagenbauer Ishikawajima sowie Air Liquide. Geplant ist lediglich eine Reduzierung des CO₂-Ausstoßes eines Kohlekraftwerks um 20 Prozent. Die Anlage soll 2009 betriebsbereit sein. Das Investitionsvolumen von 100 Mio. € wird zu rund zwei Dritteln durch den Stromversorger und den australischen Staat getragen und zu einem Viertel durch den japanischen Staat bereitgestellt. Das abgeschiedene CO₂ soll in unterirdischen Gaskavernen entsorgt werden.

Für eine zusammenfassende Bewertung der CO₂-Abscheidung und -Lagerung ist zunächst festzuhalten, dass alle Verfahren zu starken Einbußen beim **Wirkungsgrad** des Kraftwerks führen. Diese Effekte resultieren aus der Abscheide- und Einlagerungstechnologie (i.d.R. Verflüssigung des CO₂) sowie z.T. aus Veränderungen im Verbrennungsprozess. Auszugehen ist bisher von Wirkungsgradverlusten von 7 bis 14 Prozentpunkten (Ploetz 2003: 4). Auch wenn technologische Fortschritte diesen Wert noch reduzieren können (z.B. durch weniger energieintensive Verfahren der Lufttrennung), ist eine schnelle Entwicklung nach unten kaum wahrscheinlich. Denn auch wenn einige Anwendungsbedingungen der CO₂-Abscheidung im Kraftwerk von bisherigen Anwendungsbereichen abweichen mögen, handelt es sich doch im Wesentlichen um seit Jahrzehnten erprobte Technologien, für die es aufgrund des hohen Energieaufwandes immer schon deutlich Anreize zur Effizienzsteigerung gegeben hat. Somit wird eine Reduzierung des Treibhauseffekts mit einem auf jeden Fall höheren Ressourcenverbrauch und u.U. einem Anstieg anderer Umweltbelastungen (wie z.B. durch Schwefeldioxid), die durch die größere Menge verfeuerten Brennstoffs entstehen, erkauft.

Neben dem sinkenden Wirkungsgrad sorgen auch die hohen erforderlichen Investitionen von Kraftwerken mit CO₂-Abscheidung für **steigende Kosten**. Diesen hohen Investitionskosten folgen notwendigerweise lange Abschreibeziträume, die auf liberalisierten Märkten kaum möglich sind. Beide Effekte zusammen führen zu einer deutlichen Erhöhung des Strompreises, wenn eine CO₂-Abscheidung verwendet würde. Prognosen gehen von einem Anstieg von 40 Prozent bis 100 Prozent aus (Wissenschaftlicher Beirat der Bundesregierung für globale Umweltveränderungen 2003: 94ff.). Daraus ergibt sich die Frage, ob unter den Bedingungen des EU-Emissionshandels eine CO₂-Abscheidung wirtschaftlich ist. Übliche Abschätzungen gehen davon aus, dass ein Zertifikatspreis von 75 bis 250 €/t CO₂ notwendig ist, damit die CO₂-Abscheidung wirtschaftlich wird (Ploetz 2003: 5). Dies ist ein Zertifikatspreis, der zumindest in der Handelsperiode 2008-2012 nicht sehr wahrscheinlich ist. Unter sehr günstigen Annahmen errechnet das DIW, dass die Wirtschaftlichkeitsschwelle schon ab einem Zertifikatspreis von 41 €/t CO₂

erreicht wird (Kemfert / Schumacher 2005: 247). Solche Zertifikatepreise liegen schon eher im Bereich des Möglichen³, so dass in diesem Fall – das Fehlen besserer Alternativen vorausgesetzt – die CO₂-Abscheidung wettbewerbsfähig werden könnte.

Dies setzt allerdings voraus, dass eine kraftwerksübliche **Standfestigkeit der Komponenten** gegeben ist. Die bisherigen Anlageverfügbarkeiten sowohl bei der Lufttrennung als auch bei der Integrierten Kohlevergasung liegen heute noch deutlich unterhalb der Anforderungen eines kommerziellen Kraftwerksbetriebs. Das Problem besteht nicht nur aufgrund der geringen Verfügbarkeiten der Einzelkomponenten. Vielmehr addieren sich vermutlich die Ausfallzeiten – wenn sie sich nicht sogar potenzieren –, da eine Störung in einem Anlagenteil in der komplexen Gesamtanlage „Großkraftwerk“ Störungen an anderer Stelle nach sich zieht (vgl. hierzu unten: Integrierte Kohlevergasung). Es ist darauf hinzuweisen, dass bisher noch keine der Abscheidungstechnologien einen erfolgreichen Praxistest im Regelbetrieb vorweisen kann.

Neben der Abscheidung von CO₂ treten bei der **Deponierung** noch weitere Probleme auf. Diese betreffen die erwähnten Kosten des Transports (Verflüssigung, Pipelinenetz, Kompressoren), u.U. zusätzliche Kosten der Einlagerung (Bohrungen bis zu den tiefen Grundwasserleitern) und teilweise noch ungelöste technische Probleme einiger Einlagerungsverfahren (Transport in tiefe Bereiche der Ozeane). Erfolgt die Einlagerung schließlich in unsicheren Lagerstätten und entweicht das CO₂, dann kommt es insgesamt zu höheren CO₂-Emissionen, da Abscheidung und Einlagerung den Wirkungsgrad der Kraftwerke erheblich reduziert haben. Schließlich können Leckagen einiger Lagerstätten auch zu einem Sicherheitsproblem führen, da sich CO₂-Senken bilden können, in denen Erstickungsgefahr besteht. Insgesamt scheint der Forschungsbedarf hinsichtlich einer geeigneten Deponierung abgetrennten Kohlendioxids deshalb mindestens ebenso groß zu sein wie bei der Weiterentwicklung der CO₂-Abtrennung. In diesem Feld sind allerdings in vielen Fällen deutlich andere Kompetenzen gefragt als diejenigen, die Kraftwerksanlagenbauer normalerweise vorzuweisen haben.

2.2.4.2 GuD-Prozess für feste Brennstoffe

Der GuD-Prozess erreicht beim Einsatz von Erdgas Wirkungsgrade von nahezu 60 Prozent und liegt damit um rund 15 Prozentpunkte über denjenigen, die beim Einsatz von Festbrennstoffen heute üblich sind. Daher liegt es nahe, auch für Festbrennstoffe den kombinierten Zyklus aus Gasturbine und Dampferzeugung mit nachgeschalteter Dampfturbine zu realisieren. Für diesen Versuch zur Überwindung der „Festbrennstoffbarriere“ wird an mehreren Technologien gearbeitet, die nachfolgend cha-

³ Für die CO₂-Zertifikate der Handelsperiode 2005-2007 wurden im Sommer 2006 bereits Preise von über 30 €/t erreicht.

rakterisiert werden. Anders als noch in den 1980er Jahren erwartet, haben diese neuen Technologielinien bisher in den meisten Anwendungsbereichen nicht den Sprung zur Marktreife geschafft. Dies liegt einerseits an einigen nicht vorhergesehenen Problemen dieser Technologien, zum anderen aber auch an den guten Fortschritten, die im Bereich der bestehenden Kraftwerkstypen erreicht wurden. Insofern ist die „Revolution“ in Richtung neuer Technologielinien aufgeschoben. Stattdessen dominieren beim Kraftwerksneubau heute Konzepte, die das Ergebnis einer Evolution etablierter Technologien sind. Für diese liegen umfassende Betriebserfahrungen vor, sie zeichnen sich durch eine große Anlagenverfügbarkeit aus, ihr Teillastverhalten ist ausreichend gut und ihre Investitionskosten sind in den letzten Jahren deutlich gesunken. Von daher ist es für neue Technologielinien gegenwärtig sehr schwer, etablierte Technologien zu verdrängen. Weiterentwicklungshemmnisse der bisherigen Technologielinien (z.B. deutlich steigende Kosten hochtemperaturfester Materialien) oder geänderte Marktanforderungen (z.B. höhere Brennstoffflexibilität oder der Wunsch nach CO₂-Abscheidung) können jedoch die neuen Technologielinien deutlich stärken.

Integrierte Kohlevergasung

Die älteste Technologielinie zur Überwindung der Feststoffbarriere mittels GuD-Prozess ist die Integrierte Kohlevergasung. Die generelle, nicht mit der Stromerzeugung gekoppelte Option, aus Kohle Kraftstoff oder Gas herzustellen, ist vergleichsweise alt. Schon seit längerer Zeit (beginnend mit dem ersten Ölpreisschock 1973/74) hat eine Intensivierung der Versuche zur Vergasung von Festbrennstoffen im Zusammenhang mit der Stromerzeugung stattgefunden. In Deutschland wurden hierzu in den letzten 30 Jahren ca. 100 Projekte mit einem Gesamtvolumen von 400 Mio. € gefördert. Die bisher vorhandenen Lösungen waren jedoch entweder sehr teuer, da die Vergasung extern in einer separaten Anlage erfolgte oder aber technologisch nicht ausgereift, sofern die Vergasung integriert im Kraftwerksprozess selber stattfand.

Die **Technik** der Integrierten Kohlevergasung realisiert den kombinierten Zyklus, also den Einsatz von Gas- und nachgeschalteter Dampfturbine. Die Kohlevergasung findet dabei im Kraftwerksprozess selbst und nicht extern statt. Hierzu ist im Regelfall eine Lufttrennung notwendig, da Sauerstoff für die Vergasung benötigt wird. Das CO₂ des wasserstoffreichen Synthesegases kann nun abgetrennt werden und seine Verbrennung erfolgt dann in einer Gasturbine – aufgrund des hohen Wasserstoffgehalts ist es allerdings auch gut vorstellbar, eine Brennstoffzelle zu verwenden (vgl. Kapitel 2.3). Die Abgase der Gasturbine oder der Brennstoffzelle werden in einen Abhitzkessel geleitet und der dort erzeugte Dampf einer Dampfturbine zur Verfügung gestellt.

Generell kann in einer solchen Anlage sowohl Hochtemperaturwärme als auch Synthesegas ausgekoppelt und z.B. chemischen Prozessen zur Verfügung gestellt werden. Insofern lässt sich die Integrierte Kohle-

vergasung auch gut an bestimmte industrielle Prozesse anbinden. Durch die Integrierte Kohlevergasung ohne CO₂-Abtrennung sind bisher **Wirkungsgrade** von über 50 Prozent realisierbar und 55 Prozent geplant. Der Prozess zeichnet sich durch eine sehr gute SO₂-Abscheidung (99 Prozent) ohne zusätzliche Filtertechnologie aus. Allerdings weist die Anlage wegen der hohen Verbrennungstemperaturen deutliche NO_x-Probleme auf (wie sie bei Gasturbinen allgemein üblich sind). Generell eignet sich das Verfahren für sehr **unterschiedliche Brennstoffe** (je nach gewählter Vergaserart) und lässt sich sehr gut mit einer CO₂-Abscheidung verbinden. Das anfallende CO₂ kann unter Umständen sogar die Lieferungen der „kleinen Chemiefabrik“ Integrierte Kohlevergasung ergänzen.

Dieser IGCC-Prozess (integrated gasification combined cycle) ist weltweit in einer Reihe von **Demonstrations- und Großanlagen** durch verschiedene **Unternehmen** realisiert worden. Bisher sind jedoch keine kommerziellen Lösungen vorhanden. So wurde z.B. bei konkreten Bauentscheidungen für moderne Kraftwerke der Braunkohleverstromung das konventionelle Kraftwerkskonzept (BoA), nicht jedoch die Alternative einer Integrierten Kohlevergasung (KOBRA) realisiert. Der Bau weiterer Demonstrationsanlagen z.B. im Rahmen der zweiten Förderrunde der „Clean Coal Power Initiative“ der USA sind geplant.⁴ Tab. 1 zeigt einen Überblick über die bisher realisierten Anlagen, die – sofern nichts anderes angegeben ist – mit Steinkohle betrieben werden. Neben diesen Kraftwerken zur Stromproduktion existiert eine größere Anzahl kleinerer

⁴ Hierzu zählen insbesondere die folgenden Anlagen: Southern Power Company plant zusammen mit den Anlagenherstellern Kellogg Brown and Root, die auf Cracker in der Mineralölindustrie spezialisiert sind, den Bau eines Demonstrationskraftwerks in Orange County, Florida mit einer Leistung von 285 MW. Eingesetzt werden soll niedrig kalorische Kohle mit Heizwerten, die zwischen denjenigen von Braun- und Steinkohle liegen. Weiterhin plant Minnesota Power den Bau einer Demonstrationsanlage zur Kohlevergasung, die den gleichen Kohletyp verwenden soll. Diese Anlage in St. Louis County, Minnesota soll das produzierte Synthesegas zum einen in einer Gasturbine mit 60 MW verstromen, zum anderen soll es in industriellen Prozessen Verwendung finden. Bei der Vergasungseinrichtung handelt es sich vermutlich aber um eine konventionelle, d.h. nicht in den Kraftwerksbetrieb integrierte Anlage. Ähnlich einzuschätzen sind Aktivitäten der Basin Electric Power Cooperative, bei der die vermutlich separate Vergasungseinheit Braunkohle verwenden soll. Als Kraftwerk soll eine bestehende 615 MW-Anlage in Stanton, ND umgebaut werden. In einem Projektvorschlag plant EnviRes ein IGCC mit 113 MW in East St. Louis, Illinois, wobei hier nicht nur eine Gasturbine, sondern auch eine Brennstoffzelle betrieben werden soll. Aufbauend auf einem Vorläuferprojekt (Wabash River in Terre Haute, Indiana; siehe Tab. 1) sollen die dort gemachten Erfahrungen von Excelsior Energy und dem Anlagenbauer ConocoPhillips genutzt werden, um ein 531 MW-Kraftwerk in Hoyt Lakes, Minnesota zu bauen. All diese Anlagen befinden sich in (unterschiedlichen) Projektierungsphasen und haben eine Förderung im Rahmen der Clean Coal Power Initiative beantragt. Somit ist noch keineswegs gesichert, dass sie tatsächlich gefördert und gebaut werden. Hinzu kommt noch die Planung eines 275 MW IGCC-Kraftwerks mit CO₂-Abtrennung durch FuturGen. Hierbei handelt es sich um eine Initiative, die von staatlichen Stellen und privaten Unternehmen im Bereich der Kohleverstromung (u.a. E.ON U.S.) und Kohleförderung getragen wird. Für dieses Kraftwerk läuft die Standortwahl; eine Inbetriebnahme dieses auch als Erprobungsträger konzipierten Kraftwerks soll 2012 erfolgen.

Raffinerie-IGCC-Anlagen. In diesen wird vorwiegend Petrolkoks und schwere Erdölrückstände aus dem Raffinerieprozess verarbeitet. Erzeugt wird Strom für den Eigenbedarf sowie Hydrierwasserstoff, der in den Raffinerien zum Cracken langkettiger Kohlenwasserstoffe eingesetzt wird um so z.B. die Treibstoffausbeute zu erhöhen.

Kraftwerk / Ort	Betreiber	Bau	Leistung elektr.	Kohlevergasung	Hersteller
Buggenum * (Niederlande)	Demkolec	1994	253 MW	Shell-Prenflow (Steinkohle, Biomasse)	Siemens
Schwarze Pumpe (Deutschland)		1996	43 MW	Noell (Braunkohle)	GE
Vresova * (Tschechische Rep.)	Sokolov Coal PK	1996 2005	351 MW 430 MW ab 2005	ZUV (zusammen mit Krupp Uhde, Lurgi u. Rheinbraun)	EGT (Gasturbine)
Puertollano * (Spanien)	Elcogas	1997	318 MW	Prenflow-Krupp-Koppers (Steinkohle, Petrolkoks)	Siemens
Fife (Schottland)		1998	120 MW	BGL (Klärschlamm)	GE
Ibil Sanghi (Indien)		1999	60 MW	Tempella Ugas (Braunkohle)	GE
Cool Water (USA)		1984	120 MW	Texaco	GE
Plaquemine (bis 1995) (USA)		1987	160 MW	Dow-Destec	Westing- house
Wabash River * (Indiana / USA)		1995	262 MW	Dow-Destec (Steinkohle, Petrolkoks)	GE
Polk's Power Plant (Florida / USA)	Tampa Electric	1996	248,5 MW	Texaco	GE
Tracy's Power Plant (Nevada / USA)	Pinon Pine	1996	99,7 MW	KRW	GE
Tom's Creek (USA)	Tamco	1999	120 MW	Tempella Ugas	GE
Camden's Power Plant (USA)	Duke Energy	1999	480 MW	BGL	GE

Tab. 1: Projekte mit Realisierung von integrierter Kohlevergasung und GuD-Technologie; * Anlage aktuell in Betrieb (eigene Recherche)

Typischerweise wurden bisher die **wesentlichen Komponenten**, die ein Kraftwerk mit integrierter Kohlevergasung von einem gängigen Dampfkraftwerk unterscheidet, **nicht von Kraftwerksbauern geliefert**. Dies galt bisher i.d.R. für die Luftzerlegung, die Vergasung und die Gasaufbereitung, so dass durch den jeweils beteiligten Kraftwerksanlagenbauer jeweils ein mehr oder weniger normales GuD-Kraftwerk gefertigt wurde. Im europäischen Kraftwerksbau engagiert sich insbesondere Siemens bei dieser Technologie. Der Bereich der Vergasung gehört mittlerweile zu den Kernkompetenzen, und auch bei Luftzerlegung, Gasreinigung und CO₂-Abscheidung sind eigene Aktivitäten vorhanden oder geplant. Insofern kann hier vermutet werden, dass diese Anlagenteile dort als Kernkompetenzen angesehen werden.

Für eine **zusammenfassende Bewertung** ist festzuhalten, dass bei der Integrierten Kohlevergasung bisher noch einige ungelöste Probleme bestehen. Ein Blick auf die verwendeten unterschiedlichen Verfahren der Kohlevergasung (Festbett, Wirbelschicht, Flugstromvergasung; unterschiedlicher Umfang der Integration; Vergasung mit Sauerstoff oder

Luft) macht deutlich, dass bisher eine dominante, effiziente Technologie fehlt. Insofern befindet sich die Integrierte Kohlevergasung noch im Versuchsstadium. Dies zeigt sich auch an der geringen Zuverlässigkeit der bisher realisierten Anlagen. So arbeiten die Vergaser nur mit Verfügbarkeiten zwischen 60 bis 80 Prozent. Weiterhin ist die Betriebsflexibilität nicht sehr ausgeprägt – dies gilt sowohl für den sehr aufwändigen Anfahrbetrieb als auch für das Anlagenverhalten bei Teillastbetrieb. Auch die technischen Lösungen für die Synthesegasaufbereitung bei hohen Temperaturen sind bisher noch nicht voll befriedigend; durch Fremdstoffe im Synthesegas verkürzt sich daher die Standzeit der eingesetzten Gasturbinen. Der alternative Entwicklungsweg wurde hingegen bisher noch nicht beschritten – statt einer Verbesserung der Gasaufbereitung ist auch die Entwicklung von robusteren Turbinen möglich.

Generell ist zu erkennen, dass die Investitionskosten solcher Anlagen auch zukünftig deutlich höher als bei üblichen Kohlekraftwerken liegen werden. Die vermutlich notwendige Lufttrennung und die sicher notwendige Vergasung und Gasreinigung führen bisher zu Investitionskosten, die 20 bis 30 Prozent höher liegen als bei der gängigen Technologie, ohne dass bisher Wirkungsgrade erreicht wurden, die wesentlich über denen moderner Steinkohlekraftwerke liegen. Allerdings ist festzuhalten, dass die Integrierte Kohlevergasung eine relativ einfache Lösung für die Verbrennung kontaminierter Brennstoffe sein kann. Weiterhin hat sie sich bewährt als besondere Technologie der Abfallbeseitigung bei Raffinerien, da sie gleichzeitig den Bedarf an Wasserstoff und Strom decken kann. Aufgrund der bisherigen Problemlagen bei Anlagen zur reinen Stromerzeugung ist allenfalls in mittlerer Frist mit dieser Technologie zu rechnen. Wenn sich allerdings die **CO₂-Abtrennung** etablieren sollte (z.B. wegen hoher Zertifikatepreise), dann ist die Integrierte Kohlevergasung aus heutiger Sicht das Verfahren der Wahl.

Druckwirbelschichtfeuerung

Die Verwendung einer Wirbelschicht zur Verbrennung von Festbrennstoffen stellt ein seit langem etabliertes Verfahren dar. Der Betrieb einer solchen Wirbelschicht unter Druck und die Einbindung in einen kombinierten Zyklus mit Gas- und Dampfturbine ist hingegen relativ neu, auch wenn bereits seit den 1990er Jahren einige solcher Anlagen realisiert wurden.

Technologie: In Druckwirbelschichtanlagen der ersten Generation wird der Kohlestaub unter Druck in einer Wirbelschicht bei Temperaturen um 900° C verbrannt. Das heiße, druckaufgeladene Rauchgas wird einer Gasreinigung unterzogen und anschließend über eine Gasturbine entspannt. Anschließend strömt das heiße Rauchgas in einen Abhitzkessel, der Dampf für eine Dampfturbine liefert. Zur Rauchgasreinigung werden bisher Zyklone eingesetzt, die Feststoffe aus dem Rauchgas zu rund 99 Prozent herausfiltern und so verhindern, dass die Gasturbine durch solche Fremdstoffe zerstört wird. Da Zyklone nur bei Feststoffen zuver-

lässig arbeiten, kann die Verbrennungstemperatur nicht erhöht werden, da sonst die Asche- und Schlackepartikel im Rauchgas anfangen, in die Flüssigphase überzugehen. Dieses Problem begrenzt die Verbrennungstemperatur und mithin die Gaseintrittstemperatur in die Gasturbine auf ca. 950 °C und führt zu Wirkungsgraden von maximal 45 Prozent.

In Druckwirbelschichtanlagen der zweiten Generation wird versucht, dieses Problem zu umgehen, indem das Rauchgas zusätzlich weiter erhitzt wird. Im einfachsten Fall wird hierzu Erdgas eingesetzt. Eine andere Variante gewinnt aus dem eingesetzten Festbrennstoff ein Schwachgas, welches in der Gasturbine zugefeuert werden kann. Hierzu durchläuft der Festbrennstoff zunächst einen relativ einfach konstruierten Teilvergaser, in dem durch understöchiometrische Verbrennung der Kohle ein Schwachgas erzeugt wird. Im Vergaser steht in diesem Prozess also nicht genug Sauerstoff zur Verbrennung der Kohle zur Verfügung, so dass es ähnlich wie bei der Integrierten Kohlevergasung zu ihrer partiellen Vergasung kommt. Der in diesem Prozess anfallende Koks wird unter Druck in der Wirbelschicht verbrannt. Das Schwachgas aus dem Teilvergaser und das Rauchgas aus dem Druckwirbelschichtprozess werden gereinigt und der Gasturbine zugeführt, in der das Schwachgas zur Temperaturerhöhung des Rauchgases gezündet wird. Der Gasturbine nachgeschaltet ist wiederum ein Abhitzkessel, in der Dampf für die Dampfturbine erzeugt wird. Diese wird ebenfalls durch einen Dampferzeuger im Druckwirbelschicht-Kessel gespeist. Solche Anlagen sollen Wirkungsgrade bis über 50 Prozent erreichen.

In beiden Anlagevarianten kann SO_2 in der Druckwirbelschicht gut ohne Nachbehandlung reduziert werden, da Kalkstein zur SO_2 -Bindung im Brennprozess zugegeben werden kann und die Gasreinigung vor der Turbine den SO_2 -Ausstoß weiter reduziert. Weiterhin bestehen bei Anlagen der ersten Generation kaum NO_x -Probleme aufgrund des Temperaturniveaus unter 1.000 °C. Bei Anlagen der zweiten Generation steigen zur Wirkungsgraderhöhung die Verbrennungstemperaturen auf für Gasturbinen übliche Werte an, so dass hier vergleichbare Probleme mit hohen NO_x -Emissionen auftreten. Aufgrund der Druckaufladung der Verbrennung erreichen beide Anlagevarianten eine sehr hohe Leistungsdichte und somit eine sehr deutlich reduzierte Baugröße – hierdurch ergibt sich eine gute städtebauliche Integrierbarkeit solcher Anlagen, die wiederum dazu beiträgt, dass Wärme ausgekoppelt und genutzt werden kann. Bei Kraft-Wärme-Kopplung spielt u.U. der nicht sehr hohe Wirkungsgrad bei der Stromproduktion (insbesondere der ersten Generation) eine geringere Rolle.

Anlagen und Unternehmen: Realisiert worden sind bisher lediglich Anlagen der ersten Generation, die den Status von Demonstrationsanlagen haben. Ihre Errichtung ist entsprechend immer durch öffentliche Fördergelder bezuschusst worden, so dass noch nicht von einer marktreifen Technologie gesprochen werden kann. Nach mehreren kleineren Versuchskraftwerken in Leatherhead (Großbritannien), Malmö (Schwe-

den), Malta (New York, USA) und Grimethorpe (Großbritannien) wurde 1990 das erste kommerziell betriebene Kraftwerk mit Druckwirbelschicht in Betrieb genommen. Sechs Demonstrationsanlagen wurden in den 1990er Jahren von ABB (jetzt Alstom) in Schweden (Värtan, zweimal 135 MW), in Spanien (Escatron, 75 MW), den USA (Tidd/Ohio, 75 MW), Japan (Wakamatsu, Karita mit 75 MW) und in Deutschland (Stadtwerke Cottbus) errichtet. Die letztgenannte Anlage, die mit Braunkohle betrieben wird, hat je nach Wärmeauskopplung eine elektrische Nettoleistung von 62 bis 71 MW. In Karita, Japan ist seit 2001 als bisher größtes Kraftwerk eine 360 MW-Einheit in Betrieb. Diese Anlage, die aufgrund von Betriebsproblemen über zwei Jahre nur im Probebetrieb gefahren wurde, stammt ebenfalls von ABB, wobei wesentliche Teile von Ishikawajima-Harima Heavy Industries hergestellt wurden. Weiterhin sind noch zwei japanische Eigenkonstruktionen in Betrieb: eine 85 MW-Anlage in Tomatouatsuma (gebaut durch Mitsubishi Heavy Industries) sowie ein 250 MW-Kraftwerk in Ohsaki, dass durch Hitachi errichtet wurde. In Japan sind vor allem der sehr geringe Platzbedarf sowie die geringen Emissionen der Kraftwerke ein sehr wichtiges Argument für diese Technologielinie. Alle diese Anlagen haben bisher bestenfalls Wirkungsgrade von 42 Prozent erreicht. Geplante Anlagen wie z.B. ein 160 MW-Kraftwerk von Foster Wheeler in Landlake, USA wurden nach den eher problematischen Erfahrungen anderer Anlagen der ersten Generation zurückgestellt. Inzwischen arbeiten unterschiedliche Hersteller wie z.B. Siemens und Foster Wheeler gemeinsam an Konzepten für Demonstrationsanlagen der zweiten Generation.

Wesentliche Probleme von Anlagen der ersten Generation betrafen vor allem den Bereich Wirbelschicht und Gasturbine, also die Kernkomponenten dieser Technologielinie. Auch aus diesem Grund hat sich ABB/Alstom mittlerweile aus dieser Technologie zurückgezogen. Weiterhin ist die Entstaubung der heißen Rauchgase nach wie vor verbesserungsfähig. Die bisher eingesetzten Zyklone führen zu starken Druckverlusten des Gases und mindern so den Wirkungsgrad. Gleichzeitig können sie die Qualitätsanforderungen moderner Gasturbinen an die Gasreinheit nicht erfüllen, so dass sich die Lebensdauer insbesondere der Turbinenschaufeln ggf. bis auf die Hälfte verkürzt. Inwieweit die gestufte Umsetzung der Kohle zur Erzeugung von Schwachgas in die so wieso schon komplexe Anlage der Druckwirbelschicht integriert werden kann, ist bisher noch offen – hierdurch steigt zumindest der konstruktive Aufwand deutlich und nähert sich dem der integrierten Kohlevergasung, ohne allerdings ähnlich hohe Wirkungsgrade zu erreichen.

Zusammenfassende Bewertung: Druckwirbelschichtanlagen der ersten Generation waren – ihre Zuverlässigkeit vorausgesetzt – für einige Anwendungsbereiche eine viel versprechende Technologielinie. Dies gilt z.B. bei der Verwendung unterschiedlicher Festbrennstoffe, bei starken räumlichen Beschränkungen des Kraftwerksstandorts und bei hohen Umweltschutzauflagen. Fallen gar alle drei Faktoren zusammen (wie an den japanischen Standorten), dann spricht vieles für diese Technologie. Die Weiterentwicklungen der Druckwirbelschicht (zweite Generation) in

Richtung einer Teilvergasung des eingesetzten Brennstoffes erhöhen die möglichen Wirkungsgrade, steigern allerdings auch die Komplexität der Anlage. Vorstellbar ist letztlich eine Zusammenführung der Integrierten Kohlevergasung mit der Druckwirbelschicht. Da bisher noch keine Demonstrationsanlage der zweiten Generation errichtet worden ist, können bisher noch keine Aussagen darüber gemacht werden, inwieweit die „Kinderkrankheiten“ der ersten Generation gelöst worden sind. Aufgrund der zusätzlichen Komponenten ist zumindest damit zu rechnen, dass noch einiger Entwicklungsbedarf besteht, so dass die Marktreife dieser Technologielinie noch einige Zeit beanspruchen wird.

Insgesamt handelt es sich bei der Druckwirbelschicht insbesondere der ersten Generation um eine Technologielinie in der Mitte zwischen etablierten Dampfkraftwerken und aufwändigen Kombiprozessen wie der Integrierten Kohlevergasung oder der nachfolgend dargestellten Druckkohlenstaubfeuerung. Die technologischen Anforderungen und die Investitionskosten sind geringer, ebenso aber auch die erreichten Wirkungsgrade. Insofern handelt es sich bei dieser Technologielinie möglicherweise um eine Übergangstechnologie, die dann zum Zuge kommt, wenn die fortschrittlicheren Technologielinien noch nicht einsatzreif sind und bestehende Konzepte nicht mehr weiterentwickelt werden können. Hierzu muss jedoch gezeigt werden, dass Anlagen der zweiten Generation die Probleme überwunden haben, die in vielen Anlagen der ersten Generation aufgetreten sind.

Druckkohlenstaubfeuerung

Die Druckkohlenstaubfeuerung ist von den hier vorgestellten Verfahren die neueste Technologielinie, so dass hier die Aussagemöglichkeiten über die Perspektiven der Technologie entsprechend begrenzt sind. Vereinfacht gesprochen handelt es sich bei der Druckkohlenstaubfeuerung um den konsequenten Versuch, eine Gasturbine mit Kohlenstaub zu betreiben. Die Verbrennung der Kohle erfolgt in einer druckaufgeladenen kohlenstaubgefeuerten Brennkammer, die funktionell diesem Bauteil in einer Gasturbine entspricht. Das schon aus der Integrierten Kohlevergasung und insbesondere der Druckwirbelschicht bekannte Problem stark verunreinigter Rauchgase, die dann die Turbine schädigen würden, stellt bei dieser Technologie entsprechend das Hauptproblem dar. Vor der Entlastung des Rauchs aus der Kraftwerksbrennkammer über die Turbinenschaufeln der Gasturbine muss dieser heiß und möglichst ohne größeren Druckverlust gereinigt werden, um so den Wirkungsgrad der Energieumwandlung möglichst wenig zu senken. Bei dieser Reinigung stellt sich z.B. das Problem, dass die Asche aufgrund der hohen Temperaturen flüssig vorliegt und somit etablierte Technologien wie der bei der Druckwirbelschicht verwendete Zyklon nicht verwendet werden können. Weiterhin sind die Rauchgase aufgrund des höheren Temperaturniveaus deutlich aggressiver, so dass die Qualität der Reinigung deutlich erhöht werden muss, um eine angemessene Lebensdauer der Turbinenschaufeln zu gewährleisten. Notwendig ist z.B. eine hochwirksame

Alkalireinigung, die diese korrodierenden Verbindungen aus dem heißen Rauchgas entfernt. Der Gasturbine nachgeschaltet ist wiederum ein Abhitzkessel, in dem der Dampf für eine Dampfturbine erzeugt wird, so dass auch hier der kombinierte Zyklus realisiert wird.

Von solchen Anlagen werden im ersten Schritt Wirkungsgrade bis zu 53 Prozent erwartet, die mit weiteren Fortschritten der Gasturbinentechnologie erhöht werden können. Ähnlich wie bei der Integrierten Kohlevergasung erreicht diese Technologielineie ohne weitere Nachbehandlung gute SO_2 - und Staubwerte. Aufgrund der hohen Verbrennungstemperaturen besteht analog zur Gasturbine bei Erdgaseinsatz ein NO_x -Problem, das z.B. mit einer nachgeschalteten Entstickung oder integriert in den Verbrennungsprozess vermindert werden kann.

Bisher befinden sich nur einzelne Komponenten in einer kleinen Anlage im Probetrieb. In letzter Zeit wurden einige deutliche Fortschritte bei der Verringerung von unerwünschten Bestandteilen im Rauchgas gemacht, so dass bei dieser Technologielineie deutliche Fortschritte im Kernbereich zu erkennen sind. An der bestehenden Technikumsanlage in Dorsten sind die STEAG, E.ON Engineering und die Universität Duisburg-Essen beteiligt. Im nächsten Schritt steht die Errichtung einer ersten Pilotanlage im einstelligen MW-Bereich an.

Nach wie vor ist unklar, ob die Reinigung der heißen Rauchgase bei ca. 1.600 °C gelingt und die nachgeschaltete Gasturbine notwendige Standzeiten erreicht. Dieser Reinigungsprozess ist wesentlich aufwändiger als bei der integrierten Kohlevergasung, da Rauchgas wesentlich schwerer zu reinigen ist als vergleichsweise sauberes und relativ kaltes Synthesegas. Auch im Vergleich mit der Druckwirbelschicht, bei der das Temperaturniveau niedriger ist, fällt dieser Reinigungsprozess aufwändiger aus. Gelingt die Entstaubung mit Hilfe von Komponenten, die standfest sind, eine hohe Verfügbarkeit aufweisen und nicht zu sehr hohen Investitionskosten führen, kann die Druckkohlenstaubfeuerung einen großen Markterfolg haben. Bis dahin sind allerdings sehr wahrscheinlich Forschungsanstrengungen notwendig, die weit umfangreicher sind als bei den anderen hier vorgestellten Technologielineien. Soll eine CO_2 -Abscheidung mit dieser Technologie verbunden werden, könnte das Oxyfuel-Konzept in Frage kommen – eine Vorab-Abtrennung ist hingegen konstruktiv bedingt wenig sinnvoll, da hierfür die Integrierte Kohlevergasung deutliche Vorteile besitzt. In einer solchen Situation entscheidet also auch das sich durchsetzende Verfahren zur CO_2 -Abspaltung über die weitere Zukunft von Technologielineien zur Stromerzeugung aus Festbrennstoffen mit einem kombinierten Zyklus.

2.2.5 Markt und Marktpotenziale

Bisher hat die vorangehend beschriebene Großkraftwerkstechnologie den **Markt** für Stromerzeugungsanlagen dominiert. Nimmt man große Wasserkraftwerke noch hinzu, beträgt ihr weltweiter Marktanteil über

90 Prozent. Die wachsende Bedeutung dezentraler Energieerzeugung, die stark mit dem Ausbau des Einsatzes regenerativer Energieträger zusammenhängt, kann diesen Marktanteil – je nach unterstellter Entwicklung (vgl. Kapitel 3.1 im Teil 1 des Branchenreports) – zwar senken. Aufgrund der deutlich ansteigenden Nachfrage nach Kraftwerken mit einem von der IEA prognostizierten Neubaubedarf von 4.700 GW bis 2030 ist hingegen nicht damit zu rechnen, dass die Nachfrage nach Großkraftwerken absolut zurückgehen wird. Im Gegenteil: In den kommenden Jahren werden weltweit vermutlich mehr Großkraftwerke gebaut als je zuvor (vgl. Kapitel 3.2.2 im Teil 1 des Branchenreports). Dies gilt insbesondere für Kraftwerke zum Einsatz von Kohle und Erdgas. Und auch in Deutschland ist für die kommenden Jahre mit einem sehr lebhaften Neubaugeschäft für konventionelle Großkraftwerke zu rechnen.

Mit Blick auf die eingesetzten Energieträger bzw. die zu ihrer Verstromung eingesetzten Technologien ist hinsichtlich des **Marktpotenzials** davon auszugehen, dass das Wachstum der Gasverstromung über dem Trend des Gesamtmarkts liegen wird. Hier werden insbesondere GuD-Anlagen auf der Basis des Erd- und Flüssigerdgas-Einsatzes (LNG) ihren Marktanteil ausweiten können. Für die Steinkohleverstromung wird ein relativ stabiles, aber unterdurchschnittliches Wachstum erwartet. Dies könnte dann etwas anders aussehen, wenn die vorgestellten Technologielinien, die auch für Kohle den kombinierten Zyklus mit Gas- und Dampfturbine verwenden, zur Marktreife gelangen. In diesem Fall würde der Anteil der Kohleverstromung zu Lasten des Erdgaseinsatzes größer werden. Für niedrigkalorische Kohlen wie insbesondere Braunkohle besteht ein relativ kleiner Markt mit uneinheitlichen Tendenzen, die nicht zuletzt auch durch politische Vorgaben (z.B. Umweltschutz und autarke Stromversorgung) beeinflusst werden.

Noch stärker von politischen Vorgaben abhängig ist auch das Marktpotenzial der Kernenergieverstromungstechnologien, welches deshalb besonders schwierig zu beurteilen ist. Insgesamt herrscht hier ein extrem hoher politischer Einfluss auf den Kraftwerksbetrieb, die Aufbereitung von Kernbrennstäben und die Endlagerung. Zubauten von Atomkraftwerken finden derzeit ausschließlich auf nicht vollständig liberalisierten Märkten ohne Wettbewerb und „echte“ Preise statt. Nur auf solchen geschützten Märkten lohnt es sich derzeit, die hohen Investitionskosten von Kernkraftwerken zu tätigen. Es kommt hinzu, dass Kernkraftwerke in vielen Ländern eine sehr intensiv geförderte Technologie darstellen, somit also ein Teil der Kosten dieser Technologie nicht von den Nachfragern von Kernkraftwerken getragen werden. Dies betrifft zum einen die Technologieförderung, aber auch die Anwendungsförderung (wie z.B. die Übernahme von Haftungsrisiken durch den Staat). Oftmals sind es gar nicht energiepolitische sondern anderweitige Motive, die Staaten bei einer solchen Förderung der Kernkraft verfolgen.

Die **regionale Verteilung** des zukünftigen Kraftwerksmarktes macht deutlich, dass ein Großteil der Zuwächse in Asien erwartet wird. Hier wie

in einigen anderen Schwellenländern sind die geschätzten Neubaupotenziale hochgradig abhängig von der Finanzierung. Zum einen bestehen mancherorts grundsätzliche Finanzierungsrestriktionen, etwa aufgrund von nicht funktionsfähigen Kapitalmärkten. Zum anderen kommt es mitunter zu Finanzierungsproblemen aufgrund fehlender Wirtschaftlichkeit einer geplanten Investition *unter realen Bedingungen*: So können z.B. politische Unsicherheiten (wie eine unsichere Eigentumsordnung) zu höheren Risikoaufschlägen internationaler Kapitalgeber führen. Kommt es trotz solcher Probleme zum Bau, ist die Beteiligung europäischer Kraftwerksbauer in einigen Wachstumsmärkten wie Asien und Russland zumindest nicht automatisch gegeben. Häufig wird mehr oder minder direkt auf eine inländische Produktion Wert gelegt, so dass der Einkauf von Wissen und nicht von Produkten im Vordergrund steht. Dies ist mit der Absicht verbunden, die inländische Produktion mittels ausländischem Wissen und ggf. auch staatlicher Unterstützung voranzutreiben.

Für den **deutschen Kraftwerksanlagenbau** und die Herstellung von diesbezüglichen Zulieferteilen und Komponenten in Deutschland dürften sich aus solchen, teilweise schwierigen Entwicklungen auf Exportmärkten insgesamt für die nächsten Jahre allerdings kaum Probleme ergeben. Schließlich müssen alleine auf dem inländischen Markt in den kommenden zweieinhalb Jahrzehnten rund 40 bis 60 GW Kraftwerkskapazität ersetzt werden. Gestiegene Anforderungen an den Klimaschutz werden die Nachfrage dabei in die Richtung von effizienten (und mittelfristig vermutlich auch neuen) Technologien lenken, was für die heimische Industrie, die insgesamt zu den weltweiten Technologieführern zählt, von Vorteil ist. Überdurchschnittlich stark profitieren wird dabei erstens die Herstellung von Gasturbinen und entsprechenden Zulieferteilen: Dies gilt schon alleine mit Blick auf die noch bestehenden technischen Verbesserungspotenziale dieses Maschinentyps und die vermutlich überdurchschnittliche Entwicklung der Erdgas-Verstromung. Dieser Effekt wird sich zusätzlich verstärken, wenn GuD-Prozesse für Festbrennstoffe die Marktreife erreichen und sich etablieren können. Zweitens bestehen auch für den Kesselbau gute und neuartige Chancen, z.B. durch die angestrebte Steigerung von Dampfdruck und -temperatur sowie durch die Verfahren der CO₂-Abscheidung, wenn es dem Kesselbau gelingt, hier wichtige Technologiefelder zu besetzen.

2.3 Brennstoffzellen

Bei der Brennstoffzelle handelt es sich um eine Technologie, mit der gasförmige Brennstoffe per Elektrolyse anstelle eines Verbrennungsprozesses in Gleichstrom und Wärme umgewandelt werden können. Durch die direkte Umwandlung von chemischer in elektrische Energie ist die Stromerzeugung mit Brennstoffzellen sehr effizient. Die bei allen Wärmekraftprozessen durch das Carnot'sche Gesetz beschriebene Wirkungsgradbegrenzung entfällt. Brennstoffzellen nutzen die in Wasserstoff gespeicherte Energie. Allerdings können auch andere Brennstoffe verwendet werden, wenn sie entweder in einem vorgeschalteten Modul

oder innerhalb der Brennstoffzelle (bei Modellen mit hohen Arbeitstemperaturen) reformiert werden. Ein weiterer Vorteil von Brennstoffzellen liegt in dem Umstand; dass ihre Größe ab 1 kW sehr gut bzw. sogar weitgehend frei skalierbar ist und dabei der Wirkungsgrad kaum (negativ) beeinflusst wird. Damit besitzen kleine Anlagen – im Gegensatz zu Wärmekraftprozessen – keinen Wirkungsgradnachteil gegenüber größeren Systemen. Deshalb eignen sich Brennstoffzellen in besonderer Weise für eine verbrauchsnahe Stromerzeugung bzw. KWK, können aber auch in anderen Einsatzfeldern wie z.B. zum Fahrzeugantrieb (mobile Anwendung) oder zur Stromversorgung für tragbare Elektrogeräte (portable Anwendung) genutzt werden.

Brennstoffzellen werden bereits seit einigen Jahrzehnten in der Raumfahrt als Stromerzeuger eingesetzt, da in Weltraumfahrzeugen ohnehin Wasserstoff als Treibstoff zur Verfügung steht und Brennstoffzellen zudem über eine große Verlässlichkeit verfügen. Auch in Unterseebooten und anderen Bereichen der Militärtechnik werden Brennstoffzellen bereits seit längerem eingesetzt. In diesen Einsatzfeldern spielen allerdings Kosten nur eine untergeordnete Rolle – für einen Einsatz in der Energieversorgung sind heutige Systeme noch deutlich zu teuer. Außerdem kommt hinzu, dass bisher erst für einige Typen Standzeiten in der Größenordnung von bis zu 65.000 Stunden erreicht wurden – diese Lebensdauer kann aber erst als das erforderliche Mindestmaß für kommerzielle Anwendungen angesehen werden. Obwohl hier noch erhebliche Entwicklungsanforderungen zu bewältigen waren (und zu bewältigen sind), wurde Mitte der 1990er Jahre von mehreren Unternehmen insbesondere im Bereich der Automobilindustrie, aber auch von Herstellern von Heizungsanlagen bereits eine Markteinführung innerhalb weniger Jahre in Aussicht gestellt. Diese Prognosen haben sich allerdings als deutlich zu optimistisch erweisen. Erste Systeme befinden sich erst gegenwärtig an der Schwelle zur Markteinführung.

2.3.1 Technologie und Unternehmen

Brennstoffzellen-Systeme können üblicherweise aus folgenden Komponenten bestehen:

- Brennstoffzellen-Stack als Stromgenerator,
- Anlagen zur Gasreinigung (z.B. Entschwefelung),
- Reformer (Umwandlung verschiedener Brenngase in Wasserstoff),
- Shiftkonverter (Aufbereitung von Wasserstoff).

Bei Hochtemperatur-Brennstoffzellen-Typen (vgl. Tab. 2) sind Reformer und Konverter nicht notwendig, da in diesen Anlagen auch andere Brenngase eingesetzt werden können. Zu den genannten Komponenten kommen weitere z.T. weniger spezifische Anlagenteile in den Bereichen Elektrik (Steuerung, Umrichtung des Gleichstroms) und Anlagensteuerung hinzu.

	Brennstoffzellen-Typ			
	Hochtemperatur		Mittel-/Niedrigtemperatur	
	SOFC	MCFC	PAFC	PEMFC
Betriebs-temperatur	800-1.000 °C	650 °C	170-200 °C	70-90 °C (Entwicklung: 120-180 °C)
Brennstoffe	- Wasserstoff - Erdgas - Biogas - Kohlegas	- Erdgas - Biogas - Kohlegas	Wasserstoff	Wasserstoff
Elektrischer Wirkungsgrad für Systeme mit Erdgasversorgung	50-55% mit GuD: 60% (angestrebt: 75%)	50-55% mit GuD: 60% (angestrebt: 75%)	38-42%	Bei Wasserstoff: 38-42% Bei Methanol: 33%
Typische Leistung je Einheit	1 kW bis 1 MW	300 kW bis 1 MW	50 kW bis 500 kW	1 bis 100 kW
Anwendungsfelder	- Kraftwerke - KWK	- Kraftwerke - KWK	KWK	- KWK mit BHKW - Hausenergieversorgung - Traktion - Portable Geräte
Kombinierbare Turbine	- Gasturbine - Mikroturbine - evtl. Dampfturbine (falls keine KWK)	- Gasturbine - Mikroturbine - evtl. Dampfturbine (falls keine KWK)	Mikroturbine ?	Keine ?

Tab. 2: Verschiedene Brennstoffzellen-Typen für die stationäre Erzeugung von Strom und ggf. auch Wärme im Überblick

Brennstoffzellen lassen sich sowohl zur **kombinierten Strom-Wärme-Erzeugung** als KWK-Anlage nutzen oder auch mit Dampf- und/oder Gasturbinen unterschiedlicher Größe (u.a. auch Mikrogasturbinen⁵) kombinieren. In solchen **Hybridanlagen** wird die Abwärme aus der elektrochemischen Umsetzung sowie der nicht im Stack umgesetzte Teil des Brenngases zur weiteren Stromproduktion genutzt, so dass sich höhere elektrische Wirkungsgrade als mit reinen Brennstoffzellen erzielen lassen. Für den Einsatz in Hybridanlagen eignen sich die verschiedenen Brennstoffzellen-Typen in unterschiedlicher Weise. Ein wichtiger Parameter ist die Betriebstemperatur – in der Tendenz gilt: Je höher sie liegt, desto besser lässt sich die Brennstoffzelle mit einer nachgeschalte-

⁵ *Mikroturbinen* sind Gasturbinen in Leistungsklassen zwischen 30 und 100 kW, also in einem Bereich, der um den Faktor 100 unterhalb der üblichen Leistungsgröße kleiner Gasturbinen liegt. Charakteristisch für diese Anlagen sind hohe Drehzahlen sowie niedrige Brennkammerdrücke und -temperaturen. Ein typischer Anwendungsbereich außerhalb der Stromerzeugung ist ihr Einsatz als Turbolader im Automobilbau. Hersteller sind z.B. die amerikanischen Unternehmen Ingersoll-Rand, Capstone, Elliot, Honeywell Power Systems und NREC und das schwedische Unternehmen Turbec. Mikroturbinen können (wie Gasturbinen) mit Erdgas, Heizöl, Benzin, Kerosin, Flüssiggas, Klärgas, Grubengas und Erdölbegleitgas betrieben werden. Die Verwendung von Gruben- und Klärgas oder anderer verunreinigter Gase erfordert neben einer Anpassung der Brennkammer und der Brennstoffdüsen u.U. auch eine Brennstoffvorbehandlung.

ten Turbine kombinieren. Allerdings steigen mit höherer Temperatur tendenziell auch die Anforderungen an die eingesetzten Materialien – und damit die Investitionskosten der Brennstoffzellenanlagen. Durch die Kombination von Brennstoffzelle und Turbine steigt der elektrische Wirkungsgrad der Gesamtanlage – erreicht werden derzeit etwa 53 Prozent, bei entsprechender Größenauslegung der Anlage sind auch 60 Prozent realisierbar (also vergleichbar mit Erdgas-GuD-Prozessen), angestrebt werden mittelfristig 75 Prozent. Eine nachgeschaltete Dampfturbine wird nur dann eingesetzt werden, wenn die Abwärme nicht direkt (als Prozesswärme oder für die Heizung) genutzt wird und eine ausreichende Größenordnung erreicht. Daher kommt der Einsatz von Dampfturbinen bei dezentralen Anlagen kleinerer Größe nicht und bei Anlagen mittlerer Größe kaum in Frage.

Ein weiterer wichtiger Parameter ist die für einen Betrieb optimale Leistungsgröße, die sich je nach Brennstoffzellentyp stark unterscheidet. Hierbei ist allerdings zu beachten, dass Brennstoffzellensysteme i.d.R. Kombinationen einzelner Stacks darstellen, so dass die Leistungsgröße einfacher als bei konventioneller Kraftwerkstechnik variiert werden kann. Außerdem verfügen alle Brennstoffzellen im Vergleich zu anderen Technologien über ein sehr gutes Teillastverhalten: In einer Leistungsbandbreite von 50 bis 100 Prozent der Gesamtkapazität wird annähernd der maximale Wirkungsgrad erreicht. Für die stationäre Energieversorgung kommen aus heutiger Sicht vier Brennstoffzellentypen in Betracht, die im Folgenden vorgestellt werden.

Hochtemperatur-Brennstoffzellen: SOFC und MCFC

Für die Kombination von Brennstoffzellen mit konventioneller Kraftwerkstechnik (Turbine und Generator) in Hybridanlagen eignen sich vor allem die **SOFC** (Oxid-Keramische Brennstoffzelle) und die **MCFC** (Schmelzkarbonat-Brennstoffzelle). Beide Typen sind für größere Leistungsbereiche in der dezentralen Energieversorgung und für den Einsatz in Großkraftwerken geeignet. Die hohen Betriebstemperaturen der MCFC von 650 °C bzw. der SOFC von ca. 1.000 °C ermöglichen die direkte Verwendung kohlenstoffhaltiger Brenngase wie Erdgas, Biogas und Kohlegas, da die Reformierung intern erfolgt und nicht – wie bei Niedertemperaturbrennstoffzellen (s.u.) – energie- und kostenaufwändig durch einen speziell vorgeschalteten Reformer erfolgen muss. MCFC befinden sich mittlerweile in größeren Stückzahlen im Einsatz und stehen an der Schwelle zur Kommerzialisierung, SOFC befinden sich noch in der Entwicklung und Erprobung. MCFC-Einheiten wurden bereits mit Leistungen von 3 MW entwickelt, SOFC-Einheiten erreichen bisher 300 kW. Bei der MCFC stellen die hohen Temperaturen und die aggressiven flüssigen Salze des Elektrolyten hohe Anforderungen an das Material. Die langsame Auflösung der Kathoden im Elektrolyten ist auch heute noch das zentrale Problem dieses Anlagentyps, die Entwicklung konzentriert sich dementsprechend auf möglichst haltbare Materialien und resistente Kathoden. Die Entwicklung von SOFC konzentriert sich auf dünnere

oder alternative Elektrolyte, die geringere Temperaturen ermöglichen können. Gleichwohl sind insbesondere die hohen Temperaturen bei der SOFC als auch bei der MCFC für den Einsatz zur Stromerzeugung sehr vorteilhaft, da eine Kombination mit nachgeschalteten Turbinen möglich wird. Durch Kombination mehrerer **Hybridanlagen** wurden mittlerweile Kraftwerksgrößen bis zu 40 MW realisiert werden, was dem bisherigen Einsatzfeld von kleinen bis mittleren Gasturbinen entspricht, die z.B. in der industrielle Eigenerzeugung und zur Spitzenlast- und Minutenreserve bei der öffentlichen Stromversorgung zum Einsatz kommen.

Führender Entwickler und Hersteller von MCFC ist heute das US-amerikanische Unternehmen FuelCell Energy: Alleine im Jahr 2005 wurden Anlagen mit einer Gesamtkapazität von 16 MW mit Brennstoffzellen dieses Produzenten ausgerüstet, alleine 6 MW davon in Japan durch den japanischen Systemanbieter Marubeni. FuelCell Energy stellt heute MCFC-Einheiten in den Größen 3 MW (Kosten: 3.200-3.500 US-\$/kW), 1 MW (4.300 US-\$/kW) und 300 kW (4.600 US-\$/kW) her und hat auch bereits eine Hybridanlage mit Gasturbine realisiert, die nun auf 40 MW Leistung vergrößert werden soll. Das Unternehmen hat seine Produktionskapazitäten für MCFC-Stacks erst kürzlich auf 50 MW pro Jahr erweitert. In Deutschland werden Stacks von FuelCell Energy vom Unternehmen MTU CFC Solutions (Ottobrunn, eine Tochter des Motorenherstellers Tognum) in kompletten KWK-Systemen angeboten, die typischerweise 245 kW Strom und 180 kW Wärme erzeugen und von denen mittlerweile 35 Stück installiert wurden. Der Wirkungsgrad dieser Anlagen beträgt 70 Prozent; im Oktober 2006 wurde im Landkreis Böblingen die weltweit erste MCFC-Anlage dieser Größenordnung für die Verwertung von Methangas aus Bioabfällen in Betrieb genommen (vgl. Abb. 2). MTU CFC Solutions verfolgt mittlerweile auch die Entwicklung einer eigenen Stack-Produktion unter dem Namen Eurocell. Gegenwärtig werden MCFC-Stacks in Europa jedoch nur vom italienischen Unternehmen Ansaldo Fuel Cells hergestellt (Leistung: 500 kW) und zu BHKWs mit 500 kW bis 5 MW Leistung kombiniert. Ansaldo hat eine jährliche Produktionskapazität von 3 MW, die auf 15 MW/a erweitert werden kann. Auch eine Reihe japanischer Unternehmen befassen sich mit der Entwicklung von MCFC.

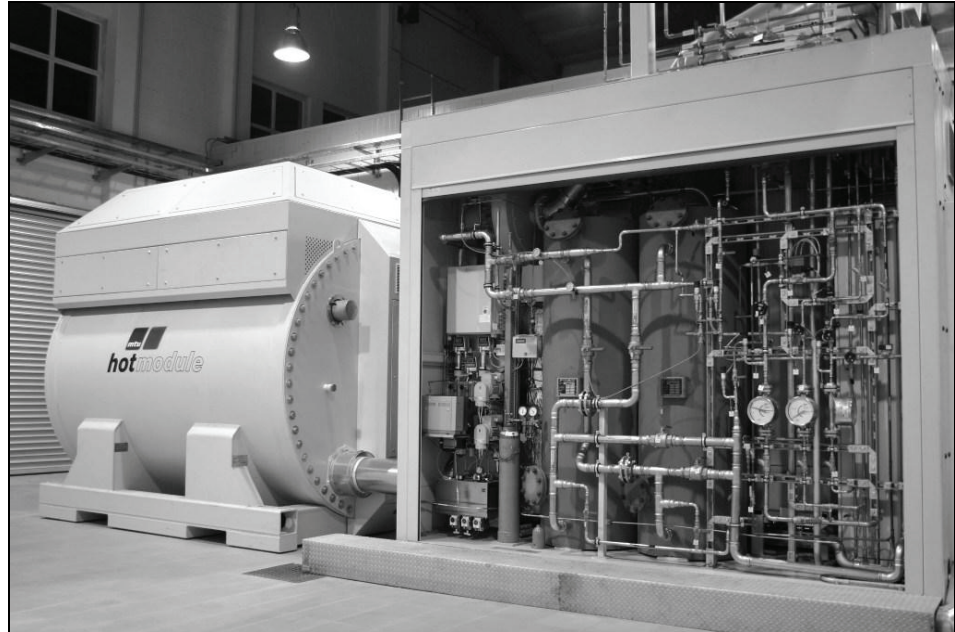


Abb. 2: Brennstoffzellensystem mit einer 250 kW-MCFC-Einheit im Verbund mit Vergärungsanlage zur Erzeugung von Methan aus Bioabfällen (Bildquelle: MTU CFC Solutions)

Brennstoffzellen vom Typ SOFC stehen bisher vor allem im Zentrum der Tätigkeit von großen Kraftwerksanlagenbauern. Die intensivsten Aktivitäten betreibt in dieser Hinsicht bisher Siemens Power Generation, das seine Brennstoffzellen-Aktivitäten in den USA bei der übernommenen Westinghouse-Sparte konzentriert hat. Eine erste vorkommerzielle Erdgas-KWK-Anlage mit einer Leistung von 125 kW wurde bereits in mehreren Einheiten erprobt; sie hat einen elektrischen Wirkungsgrad von 44 bis 47 Prozent, der Gesamtwirkungsgrad liegt bei über 80 Prozent. Zukünftig soll diese Einheit für Systeme mit bis zu 500 kW genutzt werden, um größere Gebäude mit Strom und Wärme zu versorgen. Außerdem hat Siemens eine SOFC/Gasturbinen-Hybridanlage entwickelt und (nach eigenen Angaben) als bisher einziger Hersteller zwei Modelle erfolgreich in der Praxis betrieben. Die beiden betreffenden Anlagen haben Leistungen von 220 bzw. 300 kW; die kleinere erreichte einen elektrischen Wirkungsgrad von 53 Prozent und lief rund 3.300 Stunden. Bei Leistungsgrößen von 2 bis 3 MW wird für dieses System ein Wirkungsgrad bis zu 70 Prozent und für kleinere Anlagen mit 1 MW von 60 Prozent erwartet. Dies soll allerdings nur ein Zwischenschritt sein: Zusammen mit EnBW plant Siemens bis zum Jahr 2012 den ersten Bau eines SOFC/Gasturbinen-Hybridkraftwerkes der Megawatt-Klasse und einem elektrischen Wirkungsgrad von bis zu 70 Prozent.

Mitsubishi Heavy Industries (Japan) entwickelt SOFC-Kraftwerke in zwei Zusammenhängen mit jeweils unterschiedlichen Partnern: Bereits seit 1989 wird zusammen mit dem ebenfalls japanischen Unternehmen Electric Power Development (J-Power) eine SOFC/Gasturbinen-Hybridanlage mit 200 kW Leistung entwickelt – aktuell wird das Ziel verfolgt, die Standzeiten dieser Anlagen auf 10.000 Stunden auszudehnen. Zu-

sammen mit Chubu Electric Power (Japan) arbeitet Mitsubishi an der Entwicklung einer SOFC-KWK-Anlage.

Eine SOFC/Gasturbinen-Hybridanlagen strebt auch GE Energy an; bisher wurde ein Prototyp mit 6 kW Leistung und 49 Prozent Wirkungsgrad hergestellt. Außerdem hat GE eine Methode zur (bisher teuren) Produktion der erforderlichen keramischen und elektrolytischen Materialien in großen Mengen erprobt, die eine Senkung der Systeminvestitionskosten auf 800 US-\$ ermöglicht. Auch Alstom hatte in Kooperation mit dem Forschungszentrum Jülich zwischenzeitlich an der Entwicklung von SOFC-Brennstoffzellen gearbeitet. Diese Aktivitäten waren vor allem in Großbritannien angesiedelt, wurden im Jahr 2002 deutlich zurückgefahren und 2004 mit der Sparte Stromübertragung und -verteilung an die AREVA-Gruppe verkauft.

Als unabhängiger Produzent für SOFC-Stacks betätigt sich H.C. Starck (Goslar), ein Hersteller von speziellen Metall- und Keramikpulvern. Das Unternehmen hatte im Jahr 2003 die Mehrheit am niederländischen Hersteller von Brennstoffzellenkomponenten, InDEC, übernommen sowie im Jahr 2005 in Selb eine Produktionsanlage für SOFC-Stacks mit 1 bis 5 kW Leistung in Betrieb genommen und mit dem Automobilzulieferer Webasto (Stockdorf) das Joint-Venture Staxera (Dresden) gegründet, um SOFC-Stacks für den mobilen und stationären Einsatz weiterzuentwickeln, zu produzieren und zu vermarkten. Solche Geräte von Webasto will Vaillant (Remscheid, siehe unten) auch zukünftig in Geräte zur Hausenergieversorgung einbauen. Ein weiterer europäischer Hersteller von SOFC-Stacks ist das dänische Unternehmen Topsoe, dessen Einheiten eine Leistung von 5 bis 50 kW aufweisen. Rolls-Royce (Großbritannien) entwickelt eine 80 kW-SOFC-Einheit, die mit einer Gasturbine aus eigener Fertigung kombiniert wird (Turbinen für Flugzeugtriebwerke, wie sie von Rolls-Royce produziert werden, lassen sich auch in der Stromerzeugung einsetzen). Eine Demonstrationsanlage ist zwar erst für 2008 geplant, allerdings entwickelt das Unternehmen bereits eine vollautomatische Produktionsanlage für SOFC-Stacks.

Das Schweizer Unternehmen Hexis, eine ehemalige Tochter des Sulzer-Konzerns, entwickelt ein SOFC-Gerät im niedrigen Leistungsbereich zur Strom- und Wärmeversorgung in Wohn- und Betriebsgebäuden. Die Brennstoffzelle soll dabei eine Leistung vom maximal 1 kW_{el} und 2,5 kW_{th} und einen Gesamtwirkungsgrad von 85 Prozent aufweisen. Hexis ist auch ein gutes Beispiel für die Risiken bei der Entwicklung von Brennstoffzellen: Das Unternehmen musste Ende 2005 durch einen neuen Investor gerettet werden, nachdem der Sulzer-Konzern nach rund zehn Jahren Entwicklungsarbeit nicht mehr bereit war, hierfür jährlich zwischen 12 und 16 Mio. Franken auszugeben.

Mittel- und Niedertemperatur-Brennstoffzellen: PAFC und PEMFC

Die **PAFC** (Phosphorsaure Brennstoffzelle) arbeitet bei Temperaturen von 170 bis 200 °C und ist deshalb gut für die stationäre Energieumwandlung in kleinen Blockheizkraftwerken in einem möglichen Leistungsbereich bis 10 MW (ggf. auch mehr) geeignet. Sie stellt einen vergleichsweise alten Brennstoffzellentyp dar, dessen Weiterentwicklung nur noch wenig betrieben wird. Die ersten kommerziellen Anlagen sind bereits auf dem Markt und dienen zur Versorgung von Wohnblocks oder kleinen Fabrikanlagen mit Strom und Wärme. Die größte bisher errichtete Anlage in New York kombiniert sieben 200 kW-PAFC zu einer Gesamtleistung von 1,4 MW und wird mit Erdgas oder Biogas betrieben. PAFC erreichen mittlerweile Standzeiten von rund 65.000 Stunden. Betrieben werden phosphorsaure Brennstoffzellen mit Wasserstoff, der mittels eines vorgeschalteten Reformers auch aus Erdgas oder Methanol gewonnen werden kann. Die Anlagen reagieren empfindlich auf das Katalysatorgift Kohlenmonoxid, weshalb das Prozessgas gereinigt werden muss. Beim Betrieb auf der Basis von Erdgaseinsatz erreichen PAFC einen elektrischen Wirkungsgrad von ca. 40 Prozent. Die PAFC ist aufgrund der geringen Betriebstemperaturen nicht mit einer Dampfturbine kombinierbar. Wohl aber könnte die Abwärme zur Brenngasvorwärmung für Gasturbinen verwendet werden.

Die PAFC war als erster Brennstoffzellentyp kommerziell verfügbar. Führender Anbieter ist UTC Fuel Cells (USA, früher ONSI) mit bereits mehr als 275 verkauften Einheiten. Die Brennstoffzellen von UTC haben eine Leistung von 200 kW und weisen einen Wirkungsgrad von 80 Prozent bei kombinierter Strom-Wärme-Erzeugung auf. In Japan werden PAFC-Stacks von den Unternehmen Toshiba International Fuel Cells Corporation (mit 200 kW Leistung) und Fuji Electric (mit 100 kW) hergestellt. HydroGen (USA) verwendet luftgekühlte PAFC mit 400 kW Leistung; mittlerweile ist von diesem Anbieter ein Kraftwerk mit 2 MW verfügbar, das auf 6 bis 20 MW vergrößert werden soll. PAFC-BHKW werden außerdem vom indischen Anlagenhersteller Bharat Heavy Electrical Ltd. und von Korea Gas (Südkorea) gebaut.

Die **PEM-Brennstoffzelle** arbeitet bei niedrigen Betriebstemperaturen von 70 bis 90 °C und besitzt den bisher breitesten Anwendungsbereich: Prototypen werden bereits als Fahrzeugantrieb, Stromquelle für portable Elektrogeräte und in der Beleuchtungstechnik sowie auch als kleine Blockheizkraftwerke in Wohnhäusern und Gewerbebetrieben eingesetzt. Betrieben wird dieser Brennstoffzellentyp mit Wasserstoff; mit einem vorgeschalteten Reformer kann auch Erdgas oder Benzin verwendet werden. Ebenso wie bei der PAFC muss dann das Prozessgas gereinigt werden, da die Anlagen auf das Katalysatorgift Kohlenmonoxid empfindlich reagieren. In einer speziellen Auslegung als Direktmethanol-Brennstoffzelle (DMFC) kann dieser Typ auch direkt mit Methanol betrieben werden. Der stationäre Anwendungsbereich der PEM umfasst die Hausenergieversorgung (bis zu 5 kW) und den kombinierten Einsatz im BHKW.

Insbesondere zur Verwendung beim Fahrzeugantrieb müssen Brennstoffzellen gegenüber den heutigen Kosten deutlich günstiger werden; bei der PEM-Brennstoffzelle ist die Einsparung teurer Katalysatorflächen aus Platin deshalb ein wichtiges Entwicklungsfeld. Zuletzt wurden auch Arbeiten zur Entwicklung von PEM-Brennstoffzellen mit einer höheren Arbeitstemperatur von 120 bis 180 °C begonnen, mit denen dieser Brennstoffzellen-Typ möglicherweise kostengünstiger und effizienter würde.

Führender Anbieter von PEM-Brennstoffzelle für den stationären Einsatz ist das Unternehmen Plug Power (USA), das mittlerweile mehr als 650 Geräte ausgeliefert hat; weltweit laufen aktuell knapp 200 Brennstoffzellensysteme des Unternehmens. Plug Power liefert außerdem die PEM-Brennstoffzellenstacks für Energieversorgungsgeräte anderer Hersteller wie z.B. Honda (Japan) und Vaillant (Remscheid). Vaillant entwickelt Systeme zur Strom- und Wärmeversorgung für mittlere bis größere Mehrfamilienhäuser oder für kleine Gewerbebetriebe. Die Brennstoffzelle soll mit Erdgas betrieben werden und eine Leistung bis zu 4,6 kW_{el} und bis zu 9 kW_{th} aufweisen, 25 bis 50 kW_{th} kommen durch die Nachverbrennung des nicht in der Brennstoffzelle umgesetzten Erdgases an Heizleistung hinzu. Der elektrische Wirkungsgrad wird mit rund 35 Prozent, der Gesamtwirkungsgrad mit rund 80 Prozent und die Lebensdauer mit 80.000 Stunden angegeben. Für denselben Einsatzbereich entwickelt auch der Gerätehersteller Viessmann (Allendorf) eine eigene PEM-Brennstoffzelle mit einer Leistung von 2 kW_{el} und 5 kW_{th} in Kooperation mit den Materialspezialisten Süd-Chemie, Umicore und SGL Carbon (siehe unten). In Deutschland ist schließlich auch noch die European Fuel Cell (Hamburg) tätig, die seit 2002 zur britischen Baxi Group, dem drittgrößten Kessel- und Heizungsgerätehersteller Europas, gehört. Das Unternehmen testet gegenwärtig ein Gerät mit einer Leistung von 1,5 kW_{el} und 2,9 kW_{th}. PEM-Brennstoffzellen für den stationären Einsatz produziert auch Nuvera Fuel Cells (Italien/USA). Die Einheiten mit 500 kW Leistung werden in Chemiefabriken von Uhdenora mit Chlor-Alkali-Produktion eingesetzt, um den dort als Nebenprodukt anfallenden Wasserstoff zur Stromproduktion zu nutzen. Das Unternehmen Electrocell (Brasilien) produziert Einheiten mit 5 und 50 kW für den südamerikanischen Markt und hat die Entwicklung einer Einheit mit 250 kW begonnen. General Motors (USA) und Dow Chemicals (USA) arbeiten seit 2003 an der Entwicklung stationärer PEM-Anlagen in Freeport (Texas). Erste Einheiten wurden inzwischen getestet.

PEM-Brennstoffzellen bieten sich wegen ihren geringen Arbeitstemperaturen vor allem für die Stromerzeugung zum Fahrzeugantrieb an. Deshalb lag vor allem hier der Schwerpunkt in der bisherigen Entwicklung dieser Technologie. Ballard Power Systems (Kanada) betätigt sich in diesem Bereich und bietet mittlerweile komplette Antriebe mit Brennstoffzellen und speziellen Elektromotoren mit Leistungen bis zu 250 kW und darauf aufbauend mittlerweile auch Geräte zur stationären Energieversorgung an. Das Unternehmen hatte im Jahr 2001 zusammen mit Alstom zwischenzeitlich Alstom Ballard (Frankfurt/Main) gegründet, um in Europa eine Produktion von PEM-Brennstoffzellen für die stationäre

Energieumwandlung aufzubauen; diese Absicht wurde allerdings nicht umgesetzt und das Joint Venture mittlerweile wieder aufgelöst. Alstom hatte in diesem Zusammenhang sechs Anlagen zur Strom- und Wärmeerzeugung mit einer Leistung von 250 kW basierend auf Ballard-Stacks getestet. Ballard ist außerdem der Hauptentwicklungspartner für Brennstoffzellen zum Fahrzeugantrieb von DaimlerChrysler und Ford; die beiden Autohersteller haben im Jahr 2005 die deutsche Ballard-Tochter übernommen und führen diese nun unter dem Namen NuCellsSys (Kirchheim) in eigener Regie, um Brennstoffzellen-Systeme für Fahrzeuganwendungen zu entwickeln und herzustellen. Seit 2003 existiert hier eine Kleinserienfertigung für Brennstoffzellensysteme. Auch Volkswagen, verschiedene japanische Fahrzeughersteller sowie General Motors arbeiten an Brennstoffzellen für den Fahrzeugantrieb. Außerdem prüfen alle Fahrzeughersteller die Möglichkeit, das (nach neuem Standard) 42 Volt Bordnetz normaler PKW und LKW durch Brennstoffzellen mit Elektrizität zu versorgen.

Dynamische Entwicklung der Unternehmenslandschaft

Während die Entwicklung von Brennstoffzellen noch in den 1990er Jahren fast ausschließlich durch wenige Stack-Hersteller vorangetrieben wurde, entstehen mittlerweile in wachsendem Maße auch spezialisierte Zulieferer für einzelne Brennstoffzellen-Komponenten sowie für Ausrüstungen zur Produktion und zum Test von Brennstoffzellen. Als Zulieferer sind vor allem die Membranen von besonderer Bedeutung, da sie maßgeblich über Effizienz, Kosten und Lebensdauer der Systeme mitentscheiden. Erst im Dezember 2006 übernahm BASF das Unternehmen PEMEAS (Frankfurt/Main), einen Hersteller von Membran-Elektroden-Einheiten, Katalysatoren, Gasdiffusions-Elektroden und Elektroden für PEM-Brennstoffzellen, der 2004 durch Ausgründung der Brennstoffzellen-Aktivitäten von Hoechst entstanden war. Erst 2005 hatte PEMEAS Teile der Komponenten-Herstellung für Brennstoffzellen vom italienischen Anbieter De Nora übernommen. Membranen für PEM-Brennstoffzellen werden auch von Solvay (Belgien) entwickelt und produziert. Auf Karbon- und Graphitprodukte für Brennstoffzellen hat sich SGL Carbon (Wiesbaden) spezialisiert.

Von besonderem Interesse ist die Brennstoffzellen-Entwicklung auch für Unternehmen aus der Energiewirtschaft, die sich in diesem Feld ebenfalls betätigen: Die besondere Eignung der Geräte zur dezentralen Strom- und Wärmeerzeugung mit hoher Effizienz – auch unter Verwendung des heute bereits breit verfügbaren Erdgases – führt dazu, dass diese Anlagen langfristig zu einer ernsthaften Konkurrenz für Großkraftwerke werden könnten und gleichzeitig für Erdgas einen neuen Absatzmarkt darstellen. E.ON Ruhrgas beteiligt sich bereits seit Ende der 1980er Jahre an Projekten zur Entwicklung sowie zur Erprobung von Brennstoffzellen in großen Feldtests und hat eigenständige Forschungsprogramme initiiert. RWE hat ein spezielles Tochterunternehmen gegründet, das in Kooperation mit anderen Unternehmen technische Lö-

sungen entwickelt und bis 2006 am Brennstoffzellen-BHKW-Hersteller MTU CFC Solutions beteiligt war. Auch andere Energieversorger in Deutschland beteiligen sich an der Entwicklung dieser Technologie zumindest im Rahmen von Feldtests und Erprobungen.

Die Dynamik in der Brennstoffzellenentwicklung hat vor allem in den vergangenen Jahren besonders stark zugenommen und dabei an Praxisnähe gewonnen. So ist z.B. die Zahl der angemeldeten Patente über entsprechende Verfahren weltweit von 1999 bis 2003 um 360 Prozent auf rund 4.000 angestiegen. Auswertungen entsprechender Statistiken zeigen, dass sich die Zusammensetzung der Unternehmen in diesen Jahren stark verschoben hat: Während 1999 mit dem Forschungszentrum Jülich (Platz 3) und Siemens (Platz 4) noch zwei Adressen aus Deutschland unter den zehn führenden Patentanmeldern befanden, war dies 2003 überhaupt nicht mehr der Fall. Im Jahr 2003 ist die beste Position eines Unternehmens aus Deutschland Platz 11 von DaimlerChrysler, und unter den führenden zehn Patentanmeldern stammen acht aus Japan und zwei aus Nordamerika (vgl. Abb. 3). Im Kreis der 22 bei den Anmeldungen führenden Unternehmen entfielen 2003 mehr als vier Fünftel aller Patente auf japanische Hersteller. Es überwiegen außerdem Unternehmen, die vor allem im Automobilsektor aktiv sind. Forschungseinrichtungen, die lange Zeit die Brennstoffzellenentwicklung geprägt haben, spielen inzwischen eher eine untergeordnete Rolle. Auch dieser Umstand dokumentiert, dass mittlerweile die Anwendung der Systeme im Vordergrund steht.

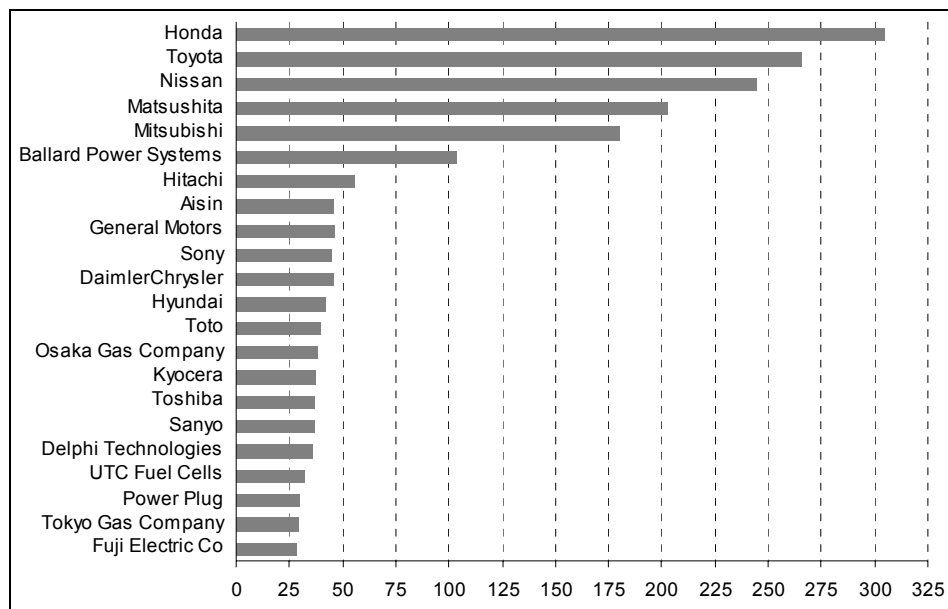


Abb. 3: *Führende Anmelder von Patenten zur Brennstoffzellentechnologie im Jahr 2003 (eigene Abbildung nach White 2004)*

Initiativen zur Weiterentwicklung von Brennstoffzellen

Die Entwicklung und zunehmend auch die Markteinführung (siehe unten) von Brennstoffzellen stehen im Zentrum von Anstrengungen, die insbesondere von den USA, von Japan und von der EU gefördert werden. Unter der Leitung des Energieministeriums (DOE, Department of Energy) werden in den **USA** gegenwärtig zwei Initiativen betrieben: Mit dem Programm SECA sollen bis zum Jahr 2025 SOFC-Brennstoffzellen/Turbinen-Hybridkraftwerke mit einer Leistung von mindestens 100 MW entwickelt und erprobt werden, die zu Kosten von 400 US-\$/kW errichtet werden können und eine CO₂-freie Kohleverstromung möglich machen. Hierfür wurden mittlerweile sechs verschiedene Industrieteams mit Forschungsbudgets bedacht. In diesem Programm arbeitet z.B. Siemens zusammen mit dem US-amerikanischen Keramik-Hersteller Blasch Precision Ceramics an einem neuen, dichtungsfreien planaren Design für SOFC-Brennstoffzellen. Hierzu wurden rund 85 Mio. US-\$ öffentlicher Mittel bereitgestellt; damit werden alle voraussichtlichen Kosten durch öffentliche Mittel gedeckt. Auch GE Energy arbeitet im Rahmen der DOE-Initiative an SOFC-Gasturbinen-Hybriden und hat bisher einen Prototyp mit 6 kW Leistung und 49 Prozent Wirkungsgrad hergestellt. Auch FuelCell Energy ist an dem DOE-Forschungsprogramm beteiligt. Parallel dazu sollen in der FreedomCAR Hydrogen Fuel Initiative bis zum Jahr 2015 Lösungen für einen energieeffizienten und umweltfreundlichen Verkehr auf Basis des Treibstoffes Wasserstoff unter Nutzung von Brennstoffzellen entwickelt werden. Alleine für die ersten fünf Jahre steht ein Budget von 1,7 Mrd. US-\$ zur Förderung von Forschungs- und Entwicklungsprojekten zur Verfügung, wovon 1,2 Mrd. US-\$ auf Produktion, Speicherung und Transport von Wasserstoff und 0,5 Mrd. US-\$ auf die Förderung der Brennstoffzellen-Technologie entfallen. Auch in **Japan** wird die Entwicklung der Brennstoffzellentechnik stark gefördert. Im mobilen Anwendungsbereich sollen bis zum Jahr 2015 eine Million Fahrzeuge mit Brennstoffzellenantrieb verkauft werden. Zur Förderung entsprechender Entwicklungen wurde alleine im Jahr 2005 öffentliche Mittel im Umfang von rund 250 Mio. € eingesetzt.

In **Europa** wurde im Jahr 2003 die European Hydrogen and Fuel Cell Technology Platform (HFP, Europäische Plattform für Wasserstoff- und Brennstoffzellen-Technologie) eingerichtet. Sie soll die Forschung und Entwicklung in Europa unterstützen und den Einsatz öffentlicher und privater Finanzmittel in diesem Feld anreizen. Im Rahmen der Europäischen Plattform wird ein Entwicklungsszenario verfolgt, nachdem in der stationären Energieumwandlung bis zum Jahr 2020 europaweit Stromerzeugungskapazitäten in einer Größenordnung von 8-16 GW im Rahmen von Brennstoffzellen-KWK-Anlagen errichtet werden; dabei wird mit einem Kostenniveau von 1.000-1.500 €/kW Anlagenkapazität gerechnet (HFP Secretariat 2006). Um dieses Ziel zu erreichen, wird der Finanzierungsbedarf für die Förderung der Brennstoffzellenentwicklung für die verschiedenen Anwendungsfelder auf 3,7 Mrd. € beziffert. In den Jahren 2003 bis 2006 wurde die Entwicklung von Brennstoffzellen von der EU allerdings nur mit insgesamt 46 Mio. € gefördert. Ab 2007 ist

eine deutliche Aufstockung im Rahmen des 7. Forschungsrahmenprogrammes auf möglicherweise 1,5 Mrd. € geplant.

In **Deutschland** wird die Brennstoffzellentechnologie mittlerweile seit fast 30 Jahren gefördert. Dabei wurden vom Bund mehr als 200 Mio. € Fördermittel aufgewendet, alleine im Jahr 2005 insgesamt rd. 30 Mio. €. Bereits seit 2004 werden die Aktivitäten des Bundes bei der Förderung der Brennstoffzellenentwicklung durch die Nationale Koordinierungsstelle Jülich für Wasserstoff und Brennstoffzellen im Forschungszentrum Jülich gebündelt. Im Jahr 2006 hat die Bundesregierung ein „Nationales Innovationsprogramm Wasserstoff und Brennstoffzellentechnologie“ ins Leben gerufen (BMVBS et al. 2006). Es richtet sich v.a. auf die Einsatzfelder Verkehr und Gebäude. Entlang eines Nationalen Entwicklungsplans, der vom „Strategierat Wasserstoff/Brennstoffzellen“ (ein Gremium von Vertretern aus Politik, Wirtschaft und Wissenschaft) verabschiedet wurde (vgl. Strategierat Wasserstoff/Brennstoffzellen 2006), sollen aufeinander abgestimmte Weiterentwicklungsprojekte der Industrie finanziell flankiert werden. Insgesamt wird für das Programm bis 2016 ein Budget von 1 Mrd. € angestrebt, von denen der Bund und beteiligte Unternehmen jeweils rund die Hälfte aufbringen wollen bzw. sollen. Zur Mitwirkung haben sich mittlerweile verschiedene Industrieunternehmen bereits erklärt, darunter als Hersteller von Anlagen zur stationären Energieumwandlung: Siemens, MTU CFC Solutions, European Fuel Cell, Vaillant und Viessmann sowie die Energieversorger E.ON-Ruhrgas, Vattenfall Europe AG und MVV Energie AG.

Neben Technologien zur Herstellung, zur Speicherung, zum Transport und zur Verteilung von Wasserstoff sowie der Weiterentwicklung der Anwendungstechniken von Brennstoffzellen und der Reduzierung der Produktionskosten sollen im Zuge des Programms auch klare Rahmenbedingungen durch Gesetze und Vorschriften geschaffen werden. Für die Energieumwandlung werden dezentrale Anlagen zur Kraft-Wärme-Kopplung sowie Technologien für größere Kraftwerke gefördert. Bis zum Jahr 2020 werden wettbewerbsfähige Anlagen der Strom- und Wärmeerzeugung für Grundlast, unterbrechungsfreie Stromversorgung (USV), Kraft-Wärme-Kälte-Kopplung (KWKK), Premium Power und Netzoptimierung angestrebt. Die Anlagenkosten sollen dann nur noch 1.000 bis 1.500 €/kW betragen. Für die Brennstoffzellen sollen bis 2015 Gesamtwirkungsgrade bis zu 90 Prozent und bis 2010 elektrische Wirkungsgrade von 50 Prozent erreicht werden. Schließlich soll auch in Deutschland die Kopplung von Hochtemperatur-Brennstoffzellen mit Gas- oder Dampfturbinen und der Betrieb mit Kohlegas entwickelt werden – hierbei sollen Wirkungsgrade von über 60 Prozent realisiert werden.

2.3.2 Markt und Marktpotenziale

Der hohe Bedarf an neuen Kraftwerkskapazitäten und die voraussichtliche Investitionsdynamik sowohl in Deutschland wie auch im Ausland – entweder zum Ersatz bestehender alter Anlagen oder zur weiteren Stei-

gerung der Stromerzeugung – schafft grundsätzlich gute Voraussetzungen für die Durchsetzung alternative Technologien. Dies gilt umso mehr, als Investitionen in neue Kraftwerke sehr wahrscheinlich nicht nur kurzfristig, sondern auch mittel- und langfristig auf einem hohen Niveau erfolgen (vgl. hierzu ausführlich Teil 1 des Branchenreports), so dass hier von auch noch Technologien wie z.B. die Brennstoffzelle profitieren können, die heute noch keine vollständige Marktreife bzw. Wettbewerbsfähigkeit hinsichtlich der Kosten erreicht haben.

Bisher ist der Markt für Brennstoffzellen noch stark durch Entwicklungs-, Erprobungs- und Demonstrationsprojekte geprägt. Allerdings wurden weltweit bereits rund 800 stationäre Brennstoffzellen-Kraftwerke mit einer Leistung von insgesamt rund 90 MW in Betrieb genommen (vgl. Abb. 4). Alleine im Jahr 2006 lag der Zuwachs an installierter Kapazität insgesamt bei mehr als 18 MW (vgl. Abb. 5), wobei zu beobachten war, dass dabei die durchschnittliche Größe der installierten Anlagen auf 330 kW gestiegen ist, während sie zehn Jahre zuvor bei 190 kW (und innerhalb dieses Zeitraumes im Maximum bei 240 kW) gelegen hatte. Angaben einzelner Anbieter lassen vermuten, dass die installierte Gesamtkapazität in naher Zukunft rasch ausgebaut wird und dabei auch die durchschnittliche Anlagengröße weiter steigt. So strebt alleine FuelCell Energy zusammen mit Partnern für die Jahre 2007/08 im Zuge des Clean Energy Fund (CCEF) des US-Bundesstaates Connecticut den Bau von weiteren Kapazitäten in Höhe von 98,6 MW an, wobei die größte Anlage eine Kapazität von 28 MW erreichen soll (FuelCell Energy 2006). Das Unternehmen Plug Power hat nach eigenen Angaben im Jahr 2006 rund 540 Bestellung entgegen genommen – und damit zwei Drittel mehr als im Vorjahr (Plug Power 2007). Auch MTU CFC Solutions und Siemens setzen ihre Anlagen in zunehmender Zahl ein. Viele Brennstoffzellen-Hersteller, die bereits über marktnahe Modelle verfügen, weiten gegenwärtig ihre Produktionskapazitäten aus.

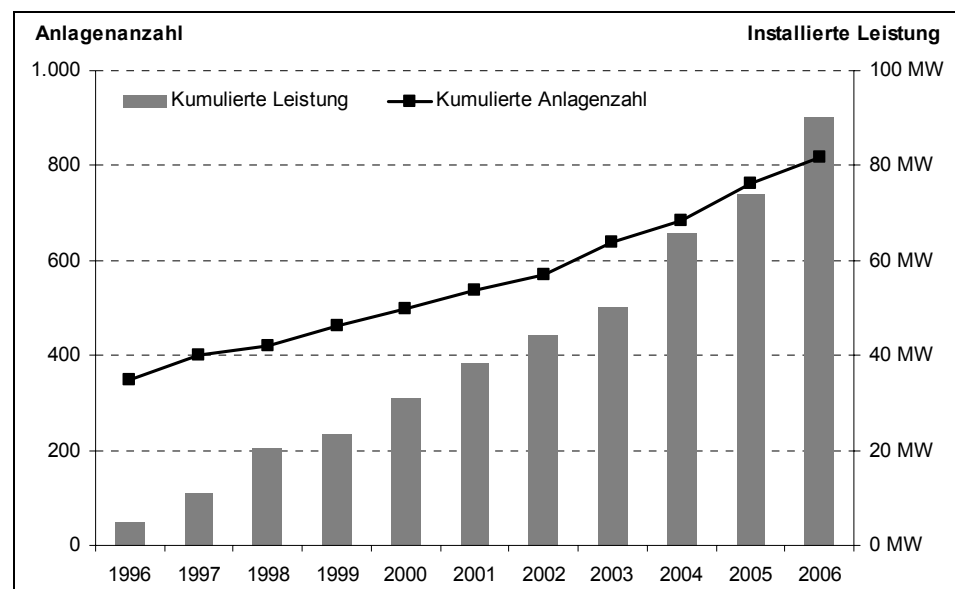


Abb. 4: Weltweite kumulierte Installation von Brennstoffzellen seit 1996 (eigene Abbildung nach Angaben aus Adamson 2006)

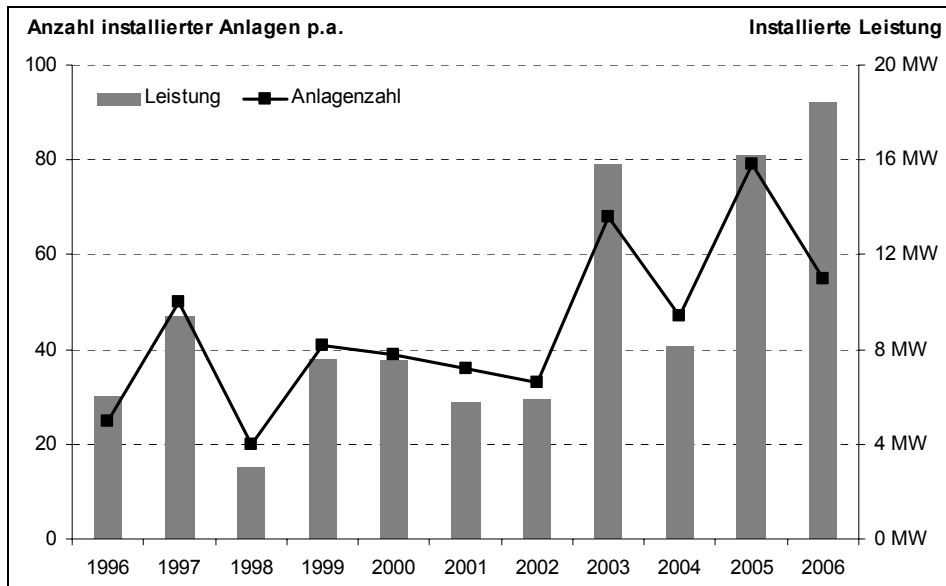


Abb. 5: Weltweite Installation von Brennstoffzellen seit 1996 (eigene Abbildung nach Angaben aus Adamson 2006)

Von den Anlagen, die im Jahr 2006 in Betrieb genommen wurden, haben etwas mehr als die Hälfte ihren Standort in den USA, ein knappes Drittel in Japan, auf Europa entfielen weniger als 15 Prozent (Adamson 2006). Dabei werden Brennstoffzellensysteme mittlerweile nicht mehr nur zu Erprobung und Demonstration installiert, sondern auch als kommerzielle Anwendungen. Dies dürfte auch einer der Gründe für die starke Bedeutung des Einsatzlandes USA sein, wo Brennstoffzellen z.B. für die Notstromversorgung Verwendung finden oder eingesetzt werden, um fernab von Stromnetzen isolierte Verbraucher zu versorgen. So werden solche Systeme z.B. in Hotels, Krankenhäusern oder in Schaltzentralen der Telekommunikationsinfrastruktur installiert. Die führende Technologie für solche Systeme sind gegenwärtig noch Schmelzkarbonatbrennstoffzellen (MCFC), gefolgt von Phosphorsäuren Brennstoffzellen (PAFC) und Festoxidbrennstoffzellen (SOFC). Insgesamt läuft etwa die Hälfte aller weltweit bisher errichteten Anlagen in den USA und Kanada sowie ein Viertel in Japan, der Rest entfällt auf Europa und Staaten wie Südkorea oder China.

Sofern die o.g. technischen Probleme gelöst werden, bestehen für die Brennstoffzellentechnologie grundsätzlich sehr gute Marktpotenziale. Ein besonders wichtiger Faktor im Wettbewerb mit der konventionellen Kraftwerkstechnik wird die weitere Entwicklung der Investitionskosten sein. Hierbei ist von besonderem Interesse, dass Brennstoffzellen für unterschiedliche Einsatzfelder in Betracht kommen: Erstens kann bzw. wird dies dabei helfen, die produzierte Stückzahl rasch zu steigern und so die Produktionskosten durch Skalen- und Lerneffekte zu senken. Zweitens sind die erforderlichen Kostenziele besonders im Bereich mobiler Antriebe deutlich ehrgeiziger als in der stationären Strom- und Wärmeerzeugung: Im Automobilbau werden die Investitionskosten nur zwischen 50 und 100 €/kW liegen dürfen, damit Brennstoffzellen ohne spezielle Förderung als Antrieb verwendet werden können. Selbst wenn

diese Kostenziele nur annähernd erreicht werden, wird die Entwicklung im mobilen Bereich erheblich dazu beitragen, die spezifischen Investitionskosten von Brennstoffzellen und Hybridanlagen zu senken, so dass ein spezifischer Leistungspreis konkurrierender konventioneller Kraftwerkstechnik erreicht wird, der in der Verstromung bisher mindestens um den Faktor 10 höher liegt als beim Fahrzeugantrieb.

Der hohe zukünftige Ersatzbedarf bei Kraftwerken in Europa, die zunehmende Bedeutung einer nachhaltigen Stromerzeugung sowie die erkennbare stark investitionskostenenkende Dynamik in Brennstoffzellenforschung und -produktion sind als wesentliche Komponenten einer Verbesserung der Wettbewerbsposition von Brennstoffzellen und Hybridanlagen anzusehen. Für einzelne Leistungsbereiche und Anwendungsgebiete ergeben sich hierbei unterschiedliche Marktpotenziale.

- Im **Leistungsbereich bis 1 MW** sind als Hauptkonkurrenten Gas- bzw. Dieselmotor-BHKW mit elektrischen Wirkungsgraden von 35-40 Prozent und niedrigen spezifischen Investitionskosten sowie zukünftig auch kleine Gasturbinen zu nennen. In diesem Marktsegment werden z.Zt. komplette Brennstoffzellen-BHKW im elektrischen Leistungsbereich von 200 kW kommerziell angeboten. Der Preis für diese Anlagen mit einem elektrischen Wirkungsgrad von ca. 40 Prozent beläuft sich aktuell auf ca. 3.200 bis 4.000 €/kW. Auch bei den zwischenzeitlich gestiegenen Energiepreisen wären für einen wirtschaftlichen Betrieb spezifische Investitionskosten von 1.000 bis 1.500 €/kW notwendig, der bis 2010 durch FuE-Anstrengungen sowie durch Massenproduktionsvorteile erreicht werden könnte. Allerdings ist auch bei den konventionellen BHKW zukünftig mit weiter sinkenden Investitionskosten (und verbesserten Abgaswerten) zu rechnen, so dass die Konkurrenzsituation in diesem Marktsegment für die Brennstoffzellen schwierig bleiben dürfte.
- Eine besondere Situation ergibt sich bei Hybridanlagen durch ihre gute Einsetzbarkeit zur **mobilen Stromversorgung im Leistungsbereich zwischen 150 kW und 1,5 MW**, da in diesem Anwendungsfeld die Leistungsdichte der Stromversorgungseinheit (Leistung pro Fläche oder pro Gewicht) oftmals von großer Bedeutung ist. So wurde im Rahmen der ZIP-Initiative des BMWI ein Projektvorhaben der MTU gefördert, bei dem es insbesondere um den Einsatz von Hybridantrieben zur Stromversorgung in Flugzeugen ging – diese erfolgt bisher vor allem durch Gasturbinen. Aufgrund der geringeren Bedeutung von (höheren) Investitionskosten wird dies ein Bereich sehr früher Markteinführung von Hochtemperaturbrennstoffzellen (als Hybridanlagen) sein.
- In höheren **Leistungsklassen bis 100 MW** sind Gasturbinen als Hauptkonkurrenten anzusehen. Im oberen Leistungsbereich werden elektrische Wirkungsgrade von über 40 Prozent erzielt und die spezifischen Investitionskosten liegen mit ca. 500 €/kW sehr günstig. Starke Konkurrenz ist auch im Bereich von **Großkraftwerken bis 1.000 MW_{el}** zu erwarten. Moderne GuD-Kraftwerke erreichen heute

schon Wirkungsgrade von nahezu 60 Prozent bei spezifischen Investitionskosten von 500 €/kW. Anlagen mit Hochtemperaturbrennstoffzellen können durch Einsatz eines nachgeschalteten Gasturbinen- oder GuD-Prozesses bei deutlich höheren elektrischen Wirkungsgraden konkurrenzfähig sein, wenn sie bei derzeitigen Preisen für Erdgas, CO₂-Zertifikate und Strom Investitionskosten von etwa 1.000 €/kW erreichen. Höhere Kosten für den Einsatz von Brennstoffen (die neben den eigentlichen Energiepreisen bei fossilen Brennstoffen auch durch Kosten für CO₂-Emissionsrechte verursacht werden können) würden diese Schwelle allerdings nach oben verschieben.

Ein gewichtiger Vorteil von Brennstoffzellen für eine erfolgreiche Markteinführung (auch im Verhältnis zu anderen alternativen Technologien wie z.B. Solarthermie- oder Geothermie-Kraftwerke oder auch Windenergieanlagen) sind die breiten Einsatzmöglichkeiten. Dies führt erstens dazu, dass viele große Unternehmen mit starken Ressourcen (z.B. aus der Automobilindustrie, aber auch aus der Chemischen Industrie und natürlich aus dem Energieanlagenbau) die Entwicklung vorantreiben. Zweitens können auf diesem Wege auch schnell große Stückzahlen und damit kostendämpfende Skaleneffekte erreicht werden, sobald technisch ausgereifte Einheiten zur Verfügung stehen.

2.3.3 Bewertung

Brennstoffzellen besitzen ein großes Potenzial für eine umweltschonende Stromerzeugung und können sowohl mit regenerativ erzeugtem Wasserstoff wie auch mit fossilen Energieträgern betrieben werden. Bezogen auf die Leistung sind entsprechende Brennstoffzellenanlagen gegenwärtig zwar mindestens um den Faktor 3 (bezogen auf Kohlekraftwerke) bzw. mindestens um den Faktor 6 (im Vergleich zu Erdgas-GuD-Kraftwerken) teurer als gängige Kraftwerksanlagen. Bestehende technische Verbesserungspotenziale und Lernkurveneffekte einer Großserienproduktion lassen es aber gut möglich erscheinen, dass Brennstoffzellenkraftwerke innerhalb eines Zeitraumes von 15 bis 20 Jahren zu marktgängigen Kosten ohne staatliche Förderung Strom produzieren können. Bereits jetzt sind die Systeme für einige Anwendungen wettbewerbsfähig, sofern seitens des Anlagenbetreibers bestimmte technische Spezifikationen (wie z.B. geringe Schallemissionen, besonderer Immissionsschutz u.a.m.) gefordert werden. In entsprechenden Anwendungsfeldern befinden sich erste Brennstoffzellensysteme gegenwärtig auf der Schwelle zur breiteren Kommerzialisierung. Die weitere Entwicklung wird möglicherweise auch davon profitieren, dass Brennstoffzellen ein breites Anwendungsfeld abdecken können und ihre Entwicklung dementsprechend von vielen Großunternehmen mit umfangreichen Ressourcen betrieben wird. Auch verschiedene Staaten haben in den letzten Jahren umfangreiche Förderprogramme mit hohen Budgets aufgelegt.

Neben der Perspektive einer „Wasserstoff-Wirtschaft“, in der der Brennstoff für Brennstoffzellen mittels regenerativer Energien erzeugt wird, bieten Brennstoffzellen in Kombination mit Verfahren zur integrierten Vergasung von Kohle auch Perspektiven für eine CO₂-freie und deutlich umweltschonendere Verwendung dieses fossilen Energieträgers. Auch Erdgas lässt sich in Brennstoffzellen sehr gut einsetzen. Die Verfügbarkeit dieser Systeme ist damit also grundsätzlich ebenso sicher wie für heute gängige Kraftwerke. Noch ist unklar, ob bzw. in welchem Umfang Brennstoffzellen die Struktur der Energieumwandlung und -versorgung verändern würde: Durch die gute Skalierbarkeit können diese Anlagen sehr gut in kleineren dezentralen Einheiten zur Strom- und Wärmeerzeugung eingesetzt werden – damit wäre es z.B. denkbar, dass wärmegeführte Anlagen zur Energieversorgung mit einer zentralen Steuerung überschüssigen Strom produzieren und in das öffentliche Netz einspeisen. Gleichzeitig können Hochtemperaturbrennstoffzellen auch mit nachgeschalteten Gas- und/oder Dampfturbinen zur reinen Stromerzeugung in großen Anlagen verwendet werden und dabei zukünftig Wirkungsgrade von 75 Prozent erreichen und damit um rund 15 Prozentpunkte oberhalb heutiger Erdgas-GuD-Kraftwerke liegen.

Brennstoffzellen sind bisher noch nicht in allen Unternehmen des Kraftwerksanlagenbaus ein maßgebliches Entwicklungsthema. Unter den weltweit führenden Unternehmen haben vor allem Siemens Power Generation und Mitsubishi Heavy Industries die Entwicklung stetig vorangetrieben, GE Energy ist erst kürzlich – allerdings mit starker Förderung des US-Energieministeriums – in die Entwicklung dieser Technologie eingestiegen. Gegenwärtig unterstützen vor allem die USA und auch Japan die Entwicklung von Brennstoffzellen. Die EU plant zukünftig eine deutliche Aufstockung ihrer Förderung, in Deutschland wird aktuell ein umfangreiches Förderprogramm in Zusammenarbeit zwischen der Bundesregierung und interessierten Unternehmen entwickelt. Gleichwohl kann nicht übersehen werden, dass sich die Entwicklungsschwerpunkte seit den 1990er Jahren zugunsten der USA und Japans verschoben haben. Vor allem in den USA sowie in Kanada gibt es zahlreiche kleine, spezialisierte Entwicklungs- und Produktionsunternehmen, die entweder als Ausgründungen aus größeren Unternehmen oder als Spin-Offs von Universitäten entstanden sind und die besseren staatlichen Förderbedingungen nutzen.

Eine breite Markteinführung von Brennstoffzellen würde den Kraftwerksanlagenbau und zahlreiche mit ihm verbundene Zulieferer in besonderer Weise betreffen, da diese Anlagen – anders als Technologien zur Nutzung der regenerativen Energien Wind, Sonneneinstrahlung, Biomasse und Geothermie – auch in großen Einheiten mit Leistungen von 100 MW und deutlich mehr bei hoher Zuverlässigkeit und Verfügbarkeit Strom produzieren können. Brennstoffzellen bieten damit also dieselben Vorteile wie konventionelle Großkraftwerke und können zudem wahlweise auch noch mit regenerativ erzeugtem Wasserstoff betrieben werden. Konventionelle Kraftwerkstechnik in Form von Dampferzeugern, Turbinen und Generatoren würden nur noch in einem deutlich verkleinerten

Zuschnitt zur Nutzung der Abwärme und des von den Brennstoffzellen nicht umgesetzten Brenngases benötigt. Eine besondere Herausforderung für die Hersteller von Leitungssystemen und Armaturen entsteht dann, wenn Brennstoffzellenkraftwerke mit Wasserstoff betrieben werden sollen, weil die Systeme an diesen Brennstoff speziell angepasst werden müssen. Bei dezentralen und damit kleinen Brennstoffzellen/Gasturbinen-Hybriden müssen Turbinen außerdem auf sehr kleine Baugrößen (Microturbinen) angepasst werden.

In Deutschland liegen die Kompetenzen in der Brennstoffzellentechnik gegenwärtig eher im Bereich der Herstellung von Spezialmetallen sowie in der chemischen und in der keramischen Industrie. Unternehmen wie SGL Carbon, H.C. Starck oder PEMEAS gehören in diesen Bereichen zu den Weltmarktführern. Im Grundsatz bietet dies auch sehr gute Ansatzpunkte zum Einstieg in die Produktion von Brennstoffzellenstacks – immerhin hat es in dieser Hinsicht in den vergangenen drei Jahren von einzelnen Unternehmen neue Vorstöße gegeben. Da die weitere Entwicklung von Brennstoffzellen auch in Zukunft noch stark von Forschungsbedarfen geprägt sein wird, stellen auch die in Deutschland spezialisierten Einrichtungen wie etwa das Forschungszentrum Jülich ein besonderes Potenzial dar. Gegenüber Japan scheint die Entwicklung in Deutschland durchaus auf einem hohen Niveau zu liegen, zumal in Japan die Verwendung von Brennstoffzellen zum Fahrzeugantrieb im Vordergrund steht und insbesondere für Systeme zur stationären Energieversorgung die Stacks i.d.R. aus dem Ausland bezogen werden. Deutlich weiter fortgeschritten als hierzulande ist die Entwicklung allerdings in den USA, wo auf der Herstellerseite offenkundig nicht nur alleine aufgrund der günstigeren Förderung eine höhere Dynamik herrscht, sondern auch deshalb, weil die neue Technologie auf Seiten der Nutzer bzw. Betreiber offenkundig freudiger aufgegriffen wird.

2.4 Solarthermie

Mit solarthermischen Kraftwerken wird die Wärme aus der Sonneneinstrahlung zur Erzeugung von Strom genutzt. Dies geschieht mit unterschiedlichen Verfahren: Entweder wird Dampf zum Antrieb einer Dampfturbine erzeugt, die Sonnenstrahlung direkt zum Betrieb von Stirlingmotoren oder Gasturbinen verwendet, oder ein Windstrom zur Nutzung von Windturbinen eingesetzt. Die unterschiedlichen Verfahren unterscheiden sich sowohl in technischer Hinsicht als auch bzgl. Anwendungsfeld und aktuellem Entwicklungsstand sehr deutlich und werden unten eingehender dargestellt.

Der Bau der ersten großen kommerziellen Solarthermiekraftwerke erfolgte zwar bereits in den 1980er Jahren, kam nach der Realisierung einiger weniger Projekte aber wieder weitgehend zum Stillstand. Die weltweit installierte Kapazität stagniert seit 1990 bei rund 350 MW. Verbesserte Förderbedingungen in vielen Staaten sowie weitere technische und kostenseitige Verbesserungen könnten den Anlagen – ähnlich wie

der Windkraft seit Ende der 1990er Jahre – nun zu einer breiten Anwendung verhelfen. Diese beschränkt sich allerdings auf Weltregionen mit einer hohen Sonnenstrahlungsintensität; in Deutschland erscheint ein wirtschaftlicher Betrieb von Solarthermiekraftwerken auch mittel- bis langfristig kaum möglich.

2.4.1 Technologie und Unternehmen

Für Solarthermiekraftwerke wurden bzw. werden unterschiedliche technische Konzepte entwickelt und angewendet. Die einzelnen Anlagentypen haben einen sehr unterschiedlichen Entwicklungs- und Erprobungsstand, weshalb die jeweiligen Möglichkeiten nur schlecht miteinander verglichen werden können. Trotzdem lässt sich bereits heute feststellen, dass sich vermutlich nicht ein Technikkonzept durchsetzen wird, sondern aufgrund spezifischer Vorteile einzelner Technologien für die Stromerzeugung an Standorten mit speziellen Bedingungen auch langfristig verschiedene Anlagentypen zum Einsatz kommen werden. Nachfolgend werden die verschiedenen Konzepte deshalb kurz dargestellt.

Für die meisten und hier insbesondere für die am weitesten entwickelten solarthermischen Kraftwerkskonzepte gilt, dass (anders als bei der Nutzung der Sonnenstrahlung durch Photovoltaik) elektrische Energie mit Komponenten wie Turbinen und Generatoren erzeugt wird, die aus konventionellen Kraftwerken bekannt sind. Für eine breite Markteinführung ist dies ein großer Vorteil, denn erstens sind diese Technologien erprobt und zweitens kann die Nutzung der Sonnenenergie durch eine Feuerung mit fossilen Brennstoffen ergänzt werden, so dass die Anlagen auch an Tagen ohne direkte Sonneneinstrahlung oder nachts zur Stromproduktion genutzt werden können. Auf diese Weise kann Solarstrom kostengünstiger erzeugt werden (siehe unten). Eine kurzzeitige Überbrückung einstrahlungsarmer Phasen (z.B. der Nacht) ist auch mit Wärmespeichern denkbar, die in Zeiten mit intensiver Strahlung aufgefüllt werden.

Farmkraftwerke

Farmkraftwerke bestehen aus Sonnenkollektoren, die das Sonnenlicht in der Regel mit halbrunden, rinnenförmigen Spiegeln auf ein Röhrensystem fokussieren, in dem ein Übertragungsmedium erhitzt wird. Sie werden deshalb auch **Parabolrinnenkraftwerke** bzw. Troughkraftwerke genannt (vgl. Abb. 6). Die so gewonnene Wärmeenergie wird zur Erzeugung von Dampf genutzt, mit dem dann eine Turbine und ein Generator zur Stromerzeugung angetrieben werden. Das relativ geringe Temperaturniveau von bis zu 400 °C begrenzt den Wirkungsgrad solcher Anlagen auf rund 15 bis 17 Prozent (zum Vergleich: in konventionellen Kohlekraftwerken werden derzeit Dampftemperaturen von 600 bis 650 °C erreicht und Anlagen mit 700 °C erprobt).

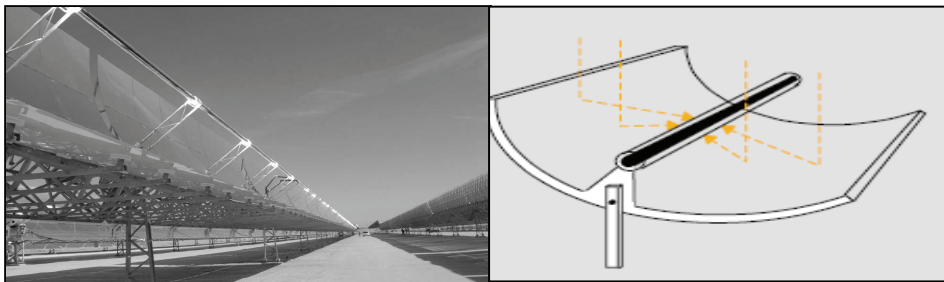


Abb. 6: Luftbild eines Farmkraftwerkes in Kalifornien (links) und schematischer Aufbau des Parabolrinnen-Sonnenkollektors (rechts)

Von den unterschiedlichen Solarthermie-Kraftwerkstypen wurden Farmkraftwerke bisher am häufigsten eingesetzt: So wurden von 1984 bis 1991 in der kalifornischen Mojave-Wüste neun kommerzielle Anlagen dieses Typs mit einer Leistung von insgesamt rund 350 MW errichtet. Die Realisierung dieser Investitionen von rund 1,2 Mrd. US-\$ wurden durch die kalifornische Energiegesetzgebung sowie die zwischenzeitlich hohen Energiepreise in Folge der zweiten Ölkrise ermöglicht – weitere vorgesehene Anlagen wurden allerdings aufgrund sinkender Energiepreise nicht mehr errichtet und das Betreiberunternehmen LUZ musste Insolvenz anmelden. Die Kernelemente der errichteten Anlagen stammten aus Deutschland, so z.B. die Turbogruppen von BBC (heute Alstom Mannheim) die Parabolrinnenspiegel von Pilkington Solar (heute Flabeg AG) und von Schott Rohrglas GmbH. Die Stromerzeugungsvollkosten betrugen bei der ersten errichteten Anlage 0,27 US-\$/kWh und sanken bei der letzten Anlage auf rund 0,13 US-\$/kWh (zum Vergleich: Vollkosten eines neuen Steinkohlekraftwerks ca. 0,035 US-\$/kWh).

Die Forschungsanstrengungen zur Erreichung eines Zielwerts von 0,05 €/kWh, der in den nächsten Jahren für realistisch gehalten wird, richten sich zum einen auf die Verbesserung des Wirkungsgrads durch neue Übertragungsmedien, Verbesserungen der Kollektoren und durch Direktverdampfungskonzepte, bei denen das erhitzte Medium direkt eine Dampfturbine antreibt (EUROtrough-Projekt). Ein 1,8 MW-Versuchskraftwerk mit Direktverdampfung wird seit 1999 im spanischen Almeria betrieben – an diesem Projekt beteiligt sind die Solar Millennium AG (damals Pilkington Solar International), Siemens Power Generation und die Deutschen Forschungsanstalt für Luft- und Raumfahrt (DLR). Durch dieses Konzept erscheint auch eine Senkung der spezifischen Investitionskosten für den Bau der Anlagen möglich: Während bei Anlagengrößen von rund 50 MW mit gängigen Systemen, die Thermalöl als Wärmeträger einsetzen, rund 3.500 €/kW anfallen, wären dann rund 2.800 €/kW möglich (DLR 2005).

Da regenerativ erzeugter Strom in Spanien durch eine Einspeisevergütung und teilweise auch Investitionszuschüsse gefördert wird, sind dort mittlerweile verschiedene Solarkraftwerke in Planung. Mitte 2006 wurde mit dem Bau eines Solarthermiekraftwerkes in Lacalahorra begonnen. Es soll mit drei Blöcken eine Gesamtleistung von 150 MW_{el} erreichen

und in 2008 fertig gestellt werden. Projektiert wurde die Anlage von der Solar Millennium AG (Erlangen), die 25 Prozent an der Betreibergesellschaft Andasol hält. Die schlüsselfertige Erstellung erfolgt durch den spanischen Anlagenbauer ACS-Cobra. Gleichwohl stammt auch bei dieser Anlage ein Großteil der Technik aus Deutschland: Nach wie vor ist Flabeg das weltweit einzige Unternehmen, das die gebogenen Spiegel für die Parabolrinnen liefern kann. Die Empfänger-Rohre kommen entweder von Solel (Israel) oder von Schott (Mainz). In Lacalahorra soll ein Thermoöl eingesetzt werden, das auf rund 400 °C aufgeheizt wird. Geplant ist außerdem der Bau eines Flüssigsalz-Wärmespeichers mit einer Kapazität von 25.000 Tonnen zur Überbrückung von Perioden ohne Sonnenstrahlung; weiterhin wird die Anlage mit einer ergänzenden Erdgasfeuerung ausgestattet. Letztere darf nach dem spanischen Einspeisegesetz maximal 15 Prozent der Jahresstromproduktion beitragen, um die Einspeisevergütung zu ermöglichen.

Auch in den USA (Eldorado Valley, Nevada) wird gegenwärtig eine Anlage mit 64 MW errichtet, bei der wesentliche Komponenten aus Deutschland kommen. Auch hier resultiert der wesentliche An Schub für die Errichtung dieser Technologie aus einer Änderung der Energiegesetzgebung in Nevada, die ähnlich wie in Kalifornien die Verwendung regenerativer emissionsfreier Energieträger besonders fördert.

Farmkraftwerke lassen sich nicht nur mit Spiegeln in Form von Parabolrinnen, die mit hohen Investitionskosten verbunden sind, sondern auch mit flachen und damit weniger aufwändigen Spiegeln und **Fresnel-Kollektoren** konzipieren. Durch eine solche „low-tec“-Lösung in Kombination mit einfachen Materialien und Konstruktionen lassen sich die Investitionskosten auf rund 2.000 €/kW bei Anlagengrößen von rund 50 MW senken (DLR 2005). Allerdings gehen die Wirkungsgrade solcher Anlagen zurück, so dass noch offen ist, welcher Entwicklungsweg sich letztlich (in welcher Anwendung) durchsetzen wird. Beispielsweise entwickelte das Unternehmen Solarmundo (Antwerpen / Belgien) zusammen mit dem Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme (ISE), der Bayer AG und der Battenfeld GmbH einen Kraftwerkstyp, der mit kostengünstigeren flachen Spiegeln sowie ohne Vakuum-Absorber und metallischer Glasversiegelung arbeitet und ein vereinfachtes Nachführungssystem verwendet. Auch in Australien wird ein ähnliches System entwickelt. Nach Testbetrieb eines 50 kW-Kraftwerks in Belgien wird davon ausgegangen, in einem 50 MW-Kraftwerk mit Standort in Nordafrika Vollkosten von 0,075 €/kWh erreichen zu können, die damit unterhalb der Parabolrinnenkraftwerke in Kalifornien liegen würden.

Gleichwohl steht eine Erprobung von Farmkraftwerken mit Fresnel-Kollektoren in größerem Maßstab noch aus, so dass Vergleiche nur auf Basis von Modellrechnungen möglich sind. Dennoch erscheinen Fresnel-Kollektoren in jedem Fall als interessante Variante, da durch die einfachen und weitgehend standardisierten Bauteile geringere Fertigungskosten realisiert werden können, die die Investitionskosten für das Solar-

feld deutlich sinken lassen. Ein weiterer Vorteil ist der geringere Flächenbedarf, da 70 Prozent des beanspruchten Areals wirklich durch Spiegel genutzt werden, wobei dieser Vorteil teilweise durch den geringeren Wirkungsgrad der flachen Spiegel wieder verloren geht. Weiterhin kann das Land unterhalb der Spiegel als beschatteter Bereich noch für Ackerbau und Viehhaltung genutzt werden, was für niederschlagsarme Standorte mit hoher Einstrahlung attraktiv sein kann. Da der Wirkungsgrad der einfachen Spiegel geringer ist, ist die beschattete Fläche bei gleicher installierter Leistung entsprechend größer.

Trotz der aktuellen Umsetzung kommerzieller Projekte gibt es erhebliche technische Verbesserungsbedarfe sowohl bei der „high-tec-Variante“ der Parabolrinnen als auch bei der „low-tec-Anlage“ mit Fresnel-Spiegeln. Dies betrifft zum Beispiel die Standfestigkeit der Spiegel: Die bisher verfügbaren Parabolrinnen (ebenso wie die Heliostate bei Turmkraftwerken, siehe unten) müssen bisher ab Windstärke 6 in eine horizontale Ruhestellung gedreht werden, um Schäden zu vermeiden. Etwas besser schneiden hier Fresnel-Spiegel ab, die konstruktionsbedingt eine geringere Windlast aufweisen. Auch ist die Lebensdauer der Spiegel (und weiterer Komponenten) begrenzt, da z.B. der beständig sandaufgeladene Wind für hohen Abrieb sorgt und feiner Sand in bewegliche Teile dringt. Weiterhin sind die Speichertechnologien für Wärme z.T. noch am Anfang ihrer Entwicklung. So existiert der in Lacaladorra geplante Wärmespeicher, in dem flüssiges Salz je nach Wärmebedarf zwischen einem kühleren und einem heißeren Tank hin- und hergepumpt werden soll, bisher nur in einem kleinen Modell auf dem Versuchsgelände Plataforma Solar in Almeria (Spanien). Und schließlich werden aktuelle Projekte in Spanien wie auch in den USA weiterhin mit Thermoöl als Wärmeträger in den Kollektoren betrieben, welches dann später in einem Wärmetauscher zur Erzeugung von Wasserdampf genutzt wird. Eine Direktverdampfung von Wasser im Rohr der Parabolrinne verspricht dagegen höhere Dampftemperaturen und damit bessere Wirkungsgrade, konnte aber bisher aufgrund von Schwierigkeiten mit dem Durchfluss noch nicht realisiert werden. Eine Verwendung von Wasser würde auch dazu führen, dass das Auslaufen des Verdampfungsmittels weniger problematisch wäre als beim Thermoöl. Verlustraten von 0,1 bis 1 Prozent pro Jahr können erstens ein Umweltproblem darstellen und sind zweitens ein Kostenfaktor.

Turmkraftwerke

Ähnlich wie Farmkraftwerke werden auch bei Turmkraftwerken große Areale mit Spiegeln bestückt, die das Sonnenlicht in diesem Fall aber auf einen Punkt an der Spitze eines Turms reflektieren. Die Spiegel werden in Form von beweglichen, computergesteuerten Heliostaten aufgestellt, die der Sonne nachgeführt werden und so das Sonnenlicht im Laufe eines Tages stets exakt auf einen Receiver auf dem Turm reflektieren. Hier entstehen Temperaturen von 600 bis 1.000°C, die entweder direkt zur Verdampfung von Wasser oder aber zur Erhitzung eines

Wärmeträgers genutzt werden, der wiederum zur Erzeugung von Wasserdampf eingesetzt wird, so dass letztlich eine Dampfturbine angetrieben werden kann. Als Wärmeträger wurden bisher flüssiges Salz oder Luft verwendet. Wird Luft in druckaufgeladenen Receivern erhitzt, so wird alternativ auch der Einsatz von Gasturbinen möglich.

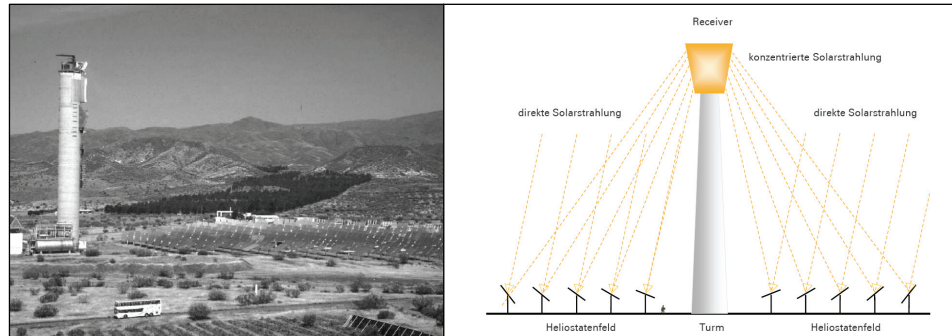


Abb. 7: Turmkraftwerk (links) und schematischer Aufbau (rechts)

Aufgrund der höheren Dampftemperatur bzw. des Einsatzes von Gasturbinen oder ggf. sogar eines GuD-Prozesses können Turmkraftwerke höhere Wirkungsgrade als Farmkraftwerke erreichen: Denkbar sind über 30 Prozent; im Probebetrieb erreicht wurden bisher allerdings lediglich 19 bis 25 Prozent. Die aufwändigere Konstruktion von Turmkraftwerken führt gegenüber Farmkraftwerken zu höheren Investitionskosten. Turmkraftwerke können auch durch Wärmespeicher ergänzt werden, indem z.B. flüssiges Salz aufgeheizt wird; auf diese Weise können auch mit diesen Anlagen Perioden ohne Sonneneinstrahlung überbrückt werden. Auch hier ist wiederum eine Kombination der Anlagen mit einer Zufeuerung fossiler Brennstoffe möglich, so dass ein Nachtbetrieb, ein Überbrücken anderer strahlungsarmer Zeiten sowie generell eine Leistungssteigerung möglich sind. Gegenüber den bisher vorhandenen Wärmespeichertechnologien ist der Einsatz fossiler Brennstoffe i.d.R. die kostengünstigere Variante. Lediglich kleine Speicher, die Einstrahlungsschwankungen im Bereich einiger Minuten ausgleichen, sind dann ökonomisch sinnvoll, da ein Anfahren der Zufeuerung für solche Zeiträume sich nicht rentiert.

Insgesamt befindet sich die Technik noch im Versuchsstadium, auch wenn zunehmend Anlagen errichtet werden, die kommerziell betrieben werden, jedoch aber immer staatlich gefördert sind. Dies betrifft einerseits den Betrieb über eine Einspeisevergütung, im Regelfall aber zusätzlich auch die Investition. Eine erste Anlage mit einer Kapazität von 10 MW_{el} wurde 1982-1988 und modifiziert 1996-1999 in Barstow / Kalifornien erprobt. Die erste kommerzielle Anlage in Europa, wird gegenwärtig bei Sevilla (Spanien) mit einer Kapazität von 11 MW errichtet. Sie wird mit einem 90 m hohen Turm und rund 761 Heliostaten ausgestattet und arbeitet mit Dampftemperaturen von rund 300 °C. Die geplanten Investitionskosten betragen 35 Mio. €, von denen 5 Mio. € durch die EU gefördert werden. Die Stromeinspeisung wird mit 12 ct/kWh vergütet. In Italien werden gegenwärtig zwei Projekte mit kleineren Anlagen reali-

siert, die bei reiner Stromerzeugung eine Leistung von $160 \text{ kW}_{\text{el}}$, bei Kraft-Wärme-Kopplung eine Leistung von $100 \text{ kW}_{\text{el}}$ aufweisen. Zur Stromerzeugung werden hier Mikrogasturbinen eingesetzt. Und selbst in Deutschland wird aktuell ein Turmkraftwerk errichtet, obwohl sich solarthermische Kraftwerke hier ohne Förderung wohl nie wirtschaftlich betreiben lassen werden: Die Anlage entsteht in Jülich mit einer Kapazität von $1,5 \text{ MW}_{\text{el}}$ und wird durch eine staatliche Investitionskostenübernahme in Höhe von rund 21,7 Mio. € finanziert; zudem wird die Strom einspeisung gemäß EEG mit 35,49 ct/kWh vergütet. Beteiligt sind die deutsche Gesellschaft für Luft- und Raumfahrt (DLR), das Solarinstitut im Forschungszentrum Jülich und die staatliche spanische Forschungsgesellschaft CIEMAT sowie die Unternehmen Kraftanlagen München GmbH (Rohrleitungsbau), Heliotech (Dänemark, Absorber) und Solucar (Heliostaten), eine Tochter des spanischen Anlagenbauers Abengoa.

Wesentlicher Entwicklungsbedarf besteht vor allem in den Bereichen Receiver und Absorber. Im Gegensatz zu Farmanlagen, für die in größerem Maßstab seit 20 Jahren Betriebserfahrungen vorliegen, sind diese beiden zentralen Bestandteile von Turmkraftwerken noch wenig erprobt. Dies zeigt sich auch darin, dass bisher noch sehr unterschiedliche Technologien verwendet werden, um das gebündelte Sonnenlicht in der Turmspitze so umzuwandeln, dass es zum Antrieb von Gas- oder Dampfturbine verwendet werden kann. Bisher kommen vor allem zwei Receiver-Technologien zum Einsatz, die über einen Wärmetauscher mit einem konventionellen Dampfturbinenkreislauf gekoppelt sind: Beim Salzschnmelzenreceiver dient flüssiges Salz als Wärmeträger, das im Receiver erhitzt wird. Außerdem werden atmosphärische Luftreceiver verwendet, bei denen Luft mit Umgebungsdruck durch einen Metalldrahtgestrick-Absorber gesaugt und erhitzt wird. Erprobt wird derzeit ein drittes Verfahren: Hier wird in einem geschlossenen Druckreceiver Luft unter Druck erhitzt, so dass eine Gasturbine angetrieben werden kann, wodurch sich deutlich höhere Wirkungsgrade erreichen ließen. Dieses Konzept befindet sich allerdings noch in der Entwicklung und Erprobung; bisher ist dabei noch eine zusätzliche Gasfeuerung erforderlich, um ein ausreichendes Temperaturniveau für den Betrieb der Gasturbine zu erreichen. Verbesserte Receiver könnten zukünftig aber einen rein solaren Gasturbinenbetrieb ermöglichen. Auch der Einsatz eines GuD-Prozesses, bei dem die Heißluft nach dem Einsatz in der Gasturbine zur Dampferzeugung genutzt wird, ist perspektivisch denkbar.

Generell lassen sich Turmkraftwerke gut mit Farmkraftwerken kombinieren. Farmkraftwerke liefern dabei ein vorgewärmtes Medium von 300 bis $400 \text{ }^{\circ}\text{C}$, das dann im Turmkraftwerk weiter erhitzt wird. Hierdurch lassen sich insgesamt höhere Dampftemperaturen und damit gestiegene Wirkungsgrade erreichen. Allerdings fallen hierbei auch die Investitionskosten für beide Technologien an. Generell kann aber die Verbindung einer (großen) Farmanlage mit einer (kleinen) Turmanlage dazu beitragen, den Entwicklungsvorsprung von Farmanlagen aufzuholen und so auch dieser mit Blick auf die Wirkungsgrade besonders attraktiven Technologie der Turmanlage mittelfristig eine stärkere Bedeutung zu verschaffen.

Dish- oder Parabolanlage

Dish- oder Parabolanlagen bestehen aus einem fokussierenden Parabolspiegel, der der Sonne nachgeführt wird und die Strahlen auf eine im Brennpunkt montierte Wärmekraftmaschine (z.B. Stirling Motor) konzentrieren (vgl. Abb. 8). Hierbei werden Temperaturen von rund 900 °C erreicht. Der Motor wandelt die Wärmeenergie direkt in mechanische Arbeit um, die wiederum zur Stromerzeugung verwendet wird. Die Anlagen erreichen besonders hohe Wirkungsgrade und sind vor allem als Kleinanlagen für die dezentrale Energieversorgung interessant. Üblicherweise erreicht eine Einzelanlage eine Leistung von rund 10 kW bei einem Spiegeldurchmesser von rund 9 m.

Parabolid-Kraftwerke haben ihre technische Reife in mehreren Jahren Testbetrieb erfolgreich demonstriert. 1992 wurden drei 9 kW-Anlagen und 1997 drei 10 kW-Anlagen in Almeria / Spanien in Betrieb genommen. Dabei wurden mit bis zu 30 Prozent die besten überhaupt nachgewiesenen solarelektrischen Wirkungsgrade erreicht. Allerdings führt dieses Konstruktionsprinzip (direkte Umwandlung von thermischer in mechanische und dann elektrische Arbeit in jedem Modul) zu vergleichsweise hohen Anlagekosten, die bei rund 8.000 €/kW liegen (DLR 2005). Außerdem entfällt die Möglichkeit zur Überbrückung von Perioden ohne Sonnenschein durch einen Wärmespeicher. Im Prinzip bietet allerdings der Stirling-Motor die Möglichkeit, jede andere Wärmequelle zu verwenden, wodurch prinzipiell auch eine Überbrückung durch die Verfeuerung von Erdgas denkbar wäre.

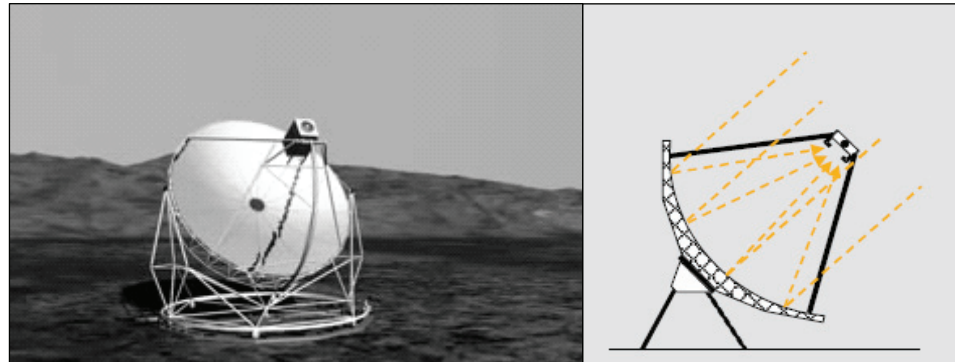


Abb. 8: Dish- oder Parabolanlagen (links) und schematischer Aufbau (rechts)

Aufwindkraftwerke

Aufwindkraftwerke nutzen die Eigenschaft, dass warme Luft nach oben steigt. Unter einem Glasdach wird durch die Sonneneinstrahlung Luft erwärmt, die dann in einem zentralen Kamin nach oben strebt (vgl. Abb. 9). Von den Rändern des nach außen geneigten Glasdachs strömt Umgebungsluft nach, die ebenfalls erwärmt wird. So wird die Sonneneinstrahlung zum „Motor“ eines gleich bleibenden Aufwindes, der durch eine im Kamin eingebaute Turbine und mittels eines Generators in elekt-

rische Energie umgewandelt wird. Im Gegensatz zu Farm-, Turm- und Dishanlagen funktionieren Aufwindkraftwerke auch bei diffuser Sonnenstrahlung, und die Nutzung ist aufgrund der Wärmespeicherung des Erdreichs unter dem Glasdach auch noch einige Zeit nach Sonnenuntergang möglich. Dieser Effekt kann verstärkt werden, wenn unter dem Dach wärmespeichernde Medien verwendet werden. So können z.B. wassergefüllte Schläuche bei richtiger Dimensionierung dazu führen, dass sich die Leistung des Aufwindkraftwerks nahezu gleichmäßig.

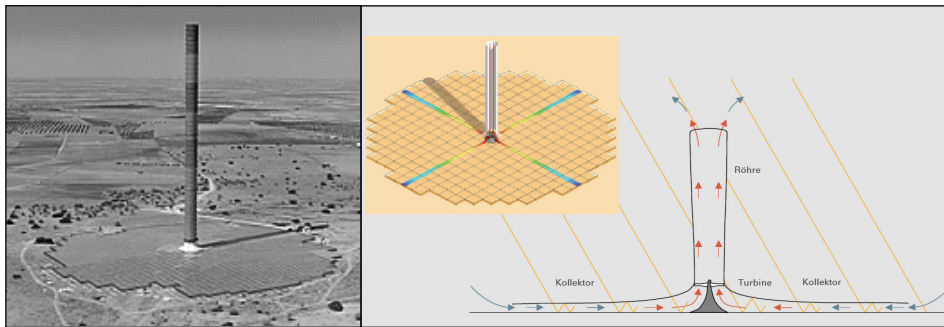


Abb. 9: Aufwindkraftwerk (links) und schematischer Querschnitt (rechts)

Die technische Machbarkeit von Aufwindkraftwerken wurde in einem mehrjährigen Betrieb einer Versuchsanlage mit 50 kW Leistung in Spanien nachgewiesen. Zwar werden nur geringe Wirkungsgrade erreicht, dafür ist die Konstruktion einfach, so dass ein Großteil der notwendigen Ausrüstung auch in weniger entwickelten Ländern hergestellt werden können. Lediglich die Windturbine, die eine große technologische Ähnlichkeit zu normalen, vertikal gestellten Windkraftanlagen aufweist, ist technisch anspruchsvoll. Die Investitionskosten sind vergleichsweise niedrig. Leistungsstarke Einzelanlagen würden allerdings extreme Dimensionen erfordern: Für 10 MW_{el} ist ein Kamin mit 1.000 m Höhe sinnvoll und es werden Glasflächen mit mehreren Quadratkilometern Ausdehnung benötigt. Aktuell sind an verschiedenen Standorten Aufwindkraftwerke in Vorplanung. Die größte Anlage ist dabei ein Kraftwerk mit geplanten 200 MW Leistung in Mildura, Australien. Projektiert wurde sie durch Schlaich Bergemann und Partner (Stuttgart), die im Bereich Solarthermie und insbesondere bei Aufwindkraftwerken für viele Projekte verantwortlich sind. Betrieben werden soll sie ab 2008 durch Enviromission, einem australischen Unternehmen, das sich auf die Kommerzialisierung von Aufwindkraftwerken spezialisiert hat. Auf diesem Gebiet ist weiterhin die Solar Millennium AG (Erlangen) aktiv.

2.4.2 Markt und Marktpotenziale

Zur Abschätzung von lohnenden Märkten und Marktpotenzialen für solarthermische Kraftwerke sind zunächst noch einmal die guten Möglichkeiten zur Verbindung von solarthermischen Kraftwerken mit konventionellen Stromerzeugungstechnologien und bestehenden Stromerzeugungsstrukturen hervorzuheben: Sonne und fossile Energieträger können für einzelne Kraftwerke abwechselnd als Energiequelle dienen. We-

sentliche konventionelle Kraftwerkskomponenten können auch zur solarthermischen Stromerzeugung verwendet werden – dies ermöglicht einerseits den Bau von solarthermischen Kraftwerken mit fossiler Zusatzfeuerung, andererseits aber auch die nachträgliche Erweiterung eines bestehenden konventionellen Kraftwerks um einen „solaren Zusatzbrenner“. Auch in Regionen mit geringerer Strahlungsintensität (z.B. Mitteleuropa) könnten solarthermische Anlagen zumindest zur Vorwärmung des Speisewassers konventioneller Kraftwerke genutzt werden. Eine besondere Eignung für Hybridlösungen weisen GuD-Kraftwerke auf: Sie können im Gegensatz zu kohlebefeuereten Anlagen durch geringe Anfahrtszeiten sehr flexibel auf Sonnenausfälle reagieren. Bei kohlebefeuereten Hybridanlagen, die als Grundlastanlagen gefahren werden sollen, wäre hingegen ein die Investitionskosten erhöhender größerer Zwischenspeicher notwendig. Insgesamt lässt sich festhalten, dass die Eignung für Hybridlösungen den Solarthermiekraftwerken ein sehr großes Marktpotenzial verschafft.

Bisher größte Marktchancen im Bereich von Leistungen über 5 MW sind bei Farmkraftwerken zu erkennen. Ihre Stromerzeugungskosten könnten sich bei Aufnahme einer kontinuierlichen Serienproduktion innerhalb weniger Jahre den Vollkosten konventioneller Kraftwerke annähern. Längerfristig technologisch interessanter sind Turmkraftwerke aufgrund ihrer dampftemperaturbedingt höheren elektrischen Wirkungsgrade. Das Kostensenkungspotenzial dieses Anlagentyps ist bisher noch gar nicht ausgeschöpft, da bisher erst sehr wenige Versuchskraftwerke existieren. Ob sich die Investitionskosten dieses Typs dem der Farmkraftwerke annähern und/oder ob die höheren Wirkungsgrade höhere Investitionskosten der Turmkraftwerke kompensieren können, ist bisher nicht absehbar. Aufgrund der bisher intensiveren Entwicklung von Farmkraftwerken und der größeren Erfahrung bei ihrer Erprobung ist es sehr wahrscheinlich, dass der Markteintritt des Turmkonzepts sicher deutlich nach dem der Farmkraftwerke zu erwarten ist. Aufwindkraftwerke befinden sich noch im Versuchsstadium, auch wenn in Australien der Schritt in Richtung großtechnischer Anwendungserprobung geplant ist. Dishanlagen dürften auch zukünftig konstruktionsbedingt eher der netzfernen Stromversorgung von Kleinverbrauchern dienen und ohne technologische Innovationssprünge nicht in einen Bereich vorstoßen, in dem sie in der Leistungsklasse über 5 MW mit Farm- und Turmkraftwerken konkurrieren können.

Solarthermische Kraftwerke lassen sich umso besser nutzen, je höher die Sonneneinstrahlung am fraglichen Standort ausfällt. Der Zusammenhang zwischen der Sonneneinstrahlung und den Stromgestehungskosten ist dabei exponentiell. So können solarthermische Kraftwerke in Deutschland klimabedingt keinen nennenswerten Beitrag zur Stromerzeugung leisten – die Stromerzeugungskosten wären aufgrund der geringeren verwertbaren Sonnenscheindauer etwa im Vergleich zu Spanien um den Faktor 3 höher. Die meteorologisch günstigen Standorte zur Nutzung solarthermischer erzeugten Stroms in Europa liegen im Mittelmeerraum und hier insbesondere in der nördlichen Sahara – zu-

künftig könnte das nördliche Europa u.a. von solarthermischen Kraftwerken in dieser Region versorgt werden. Zur Berechnung des für die Stromversorgung in Europa wirtschaftlich nutzbaren Potenzials im Mittelmeerraum setzt die DLR eine (eher geringe) jährliche Strahlungsintensität von 1.800 kWh/m^2 an (DLR 2006). Erforderlich sind außerdem ausreichend große Gebiete, die flach und ungenutzt sind. Standorte, die dieses Kriterium erfüllen, finden sich in Europa vor allem im Süden Spaniens und Portugals sowie mit Abstrichen auf Mittelmeerinseln wie Sizilien, Sardinien, Kreta oder Zypern. Ein besonders großes Potenzial liegt im Norden Afrikas, wo hohe Einstrahlung sowie große flache und weitgehend unbenutzte Flächen zusammentreffen. So ließe sich in Nordafrika auf einer Fläche von $254 \times 254 \text{ km}^2$ theoretisch der gesamte heutige Strombedarf der Welt gewinnen, für die Versorgung der gesamten EU 25 würde eine Fläche von $110 \times 110 \text{ km}^2$ ausreichen (May 2005). Auch das südliche Afrika, Australien, die arabische Halbinsel und die Gebiete Iraks und Irans, weite Regionen in China, Mexiko und der Südwesten der USA sowie der Süden Brasiliens und der Norden Argentiniens eignen sich aufgrund der intensiven Sonneneinstrahlung sehr gut für den Einsatz solarthermischer Kraftwerke (vgl. Abb. 10).

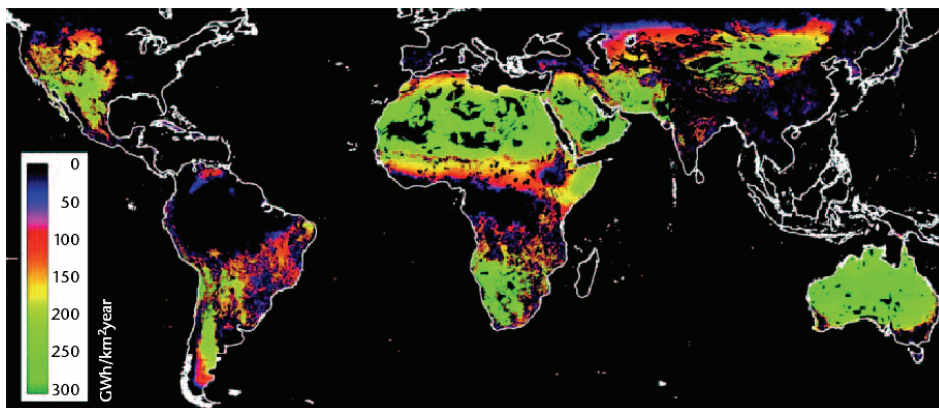


Abb. 10: Weltkarte der solarthermischen Stromerzeugungspotenziale in $\text{GWh/km}^2\text{a}$; Durchschnittswerte für Standorte mit $25 \text{ km} \times 25 \text{ km}$ Kantenlänge. (Quelle: Trieb et al. 2002)

Für die Versorgung Nordeuropas mit Solarstrom aus Südeuropa oder sogar der Sahara wäre neben den Kraftwerken selbst auch ein möglichst verlustfreier und kostengünstiger Transport von Energie erforderlich. Anstelle der üblichen Wechselstrom-Übertragungsleitungen – die gleichwohl in ihrer heutigen Auslegung keine ausreichende Kapazität für einen umfangreichen Transport von Süden nach Norden hätten – könnte hierzu eine Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ) dienen, mit der Strom bei halbierten Übertragungsverlusten von rund 0,5 Prozent je 1.000 km über große Entfernungen transportiert werden kann. Bei dieser Übertragung treten auch keine Qualitätsprobleme auf, da anders als bei der Wechselstromübertragung über große Entfernungen die Frequenz des Stromes sich nicht ändert. Diese Technik wird bislang insbesondere zur Verbindung von Insel- mit Festlandsnetzen aber auch bei der Anbindung zwischen nicht synchronisierten Netzen (wie beim Import von Strom aus dem Nordpool-Netz ins westeuropäische UCTE-

Netz) verwendet. Trieb et. al. (2002: 41 f.) rechnen auf dieser Basis mit Übertragungskosten aus Nordafrika nach Mitteleuropa von 0,01 €/kWh, wodurch Importkosten von unter 0,06 €/kWh erreichbar seien (im Vergleich zu Stromerzeugungskosten in einem neuen konventionellen Kohlekraftwerk von ca. 0,03 €/kWh). Letztlich könnte ein europaweiter Stromverbund installiert werden, der neben der Nutzung solarthermisch erzeugten Stroms aus Nordafrika und Südspanien auch andere regenerativ erzeugte Elektrizität (z.B. Geothermie aus Island und Italien, Wasserkraft aus Nordnorwegen, Windkraft aus dem gesamten Nordeuropa) umfasst und den Bedarf an konventionell vorgehaltener Reserveleistung deutlich verringern könnte. Allerdings ist anstelle einer Stromübertragung – oder ergänzend dazu – auch ein anderer Weg zum Transport von solarthermisch gewonnener Energie nach Nordeuropa möglich: Der Strom aus Solarthermiekraftwerken könnte per Elektrolyse zur Erzeugung von Wasserstoff aus Wasser genutzt werden; dieser könnte dann per Pipeline nach Europa geschafft und dort sowohl zur Stromerzeugung wie auch als Treibstoff für Fahrzeuge verwendet werden.

Solche Pläne werden sich allerdings nur langfristig umsetzen lassen. Auf kurze bis mittlere Sicht geht es darum, die technische Zuverlässigkeit der verschiedenen solarthermischen Kraftwerkstypen zu erhöhen, die bestehenden Möglichkeiten zur Effizienzsteigerung zu nutzen und die Produktion der Bauteile und Komponenten kostengünstiger zu gestalten. Bis zum Zeitpunkt der Wettbewerbsfähigkeit gegenüber konventionellen, fossil befeuerten Kraftwerken spielen deshalb die Forschung bzw. die staatliche Forschungsförderung und die Förderung der Markteinführung zur Erreichung von stückzahlbedingten Lernkurveneffekten eine entscheidende Rolle. Die DLR hält bis ca. 2020/25 eine Kostenreduzierung der Stromerzeugungskosten von Solarthermiekraftwerken von aktuell 0,15 bis 0,2 €/kWh auf 0,05 €/kWh für möglich, sofern eine Kapazität von weltweit 40 GW installiert wird. Jeweils rund die Hälfte der Kostensenkungspotenziale werden Skaleneffekten und technischen Fortschritten aufgrund von Forschungs- und Entwicklungsanstrengungen zugeschrieben. Etwas vorsichtiger bewertet die IEA (2004) die Möglichkeiten zur Kostensenkung: Sie erwartet bis zum Jahr 2030 eine Reduzierung um ein Drittel bis um die Hälfte.

Für einen deutlichen Ausbau der stagnierenden Kapazitäten gibt es viel versprechende Ansätze: Größere solarthermische Kraftwerke werden gegenwärtig u.a. in Spanien, den USA und Australien errichtet. Am umfangreichsten ist das Bauprogramm in Spanien: In der Neuauflage des spanischen Programms zur Förderung Erneuerbarer Energien ist festgelegt, dass bis zum Jahr 2010 solarthermische Anlagen mit einer Leistung von 500 MW_{el} in Betrieb gehen sollen, um so jährlich rund 1.300 GWh Strom zu erzeugen. Aktuell werden rund 100 MW Anlagenkapazitäten gebaut, darunter zwei Turmanlagen in Sanlúcar nahe Sevilla mit 10 bzw. 20 MW (siehe oben), eine Turmanlage mit 15 MW in Cordoba, der erste von drei 50 MW-Blöcken des Farmkraftwerkes in Lacalahorra und eine 10 MW-Farmanlage in Montes de Cierzo nahe Pamplona. Konkrete Planungen oder zumindest Erfolg versprechende Initiativen existieren au-

ßerdem in Algerien, Brasilien, Griechenland, Indien, Iran, Israel, Italien, Jordanien, Marokko, Mexiko und Südafrika.

Eine wichtige Rolle bei der Realisierung entsprechender Planungen könnte in Zukunft die „Global Market Initiative“ spielen, zu der sich im Jahr 2004 u.a. die Regierungen von Algerien, Ägypten, Deutschland, Israel, Italien, Jordanien, Marokko und Spanien zusammengeschlossen haben, um innerhalb von 10 Jahren solarthermische Kraftwerke mit einer Leistung von insgesamt 5.000 MW zu installieren. Auf der Basis einer Analyse der aktuell in unmittelbarer Vorbereitung oder sogar bereits in Umsetzung befindlichen Projekte ist davon auszugehen, dass sich die heute weltweit installierte Kapazität von 350 MW bis zum Jahr 2012 auf rund 1.700 MW ungefähr verfünffachen wird (Greenpeace 2005).

2.4.3 Bewertung

Solarthermische Kraftwerke bergen ein großes Potenzial für eine umweltschonende Stromerzeugung unter Verwendung eines unerschöpflichen Energieträgers. Ihre Stromerzeugungskosten liegen zwar heute noch etwa fünf- bis sechsmal so hoch wie bei Kohle- oder Erdgaskraftwerken. Bestehende technische Verbesserungspotenziale und Lernkurveneffekte einer Großserienproduktion lassen es aber gut möglich erscheinen, dass Solarthermiekraftwerke innerhalb eines Zeitraumes von 15 bis 25 Jahren zu wettbewerbsfähigen Kosten ohne staatliche Förderung Strom produzieren können. Allerdings sind hierzu Standorte mit einer hohen Einstrahlungsintensität erforderlich, wie sie z.B. in Nordafrika, im Nahen Osten, in Australien oder im Südwesten der USA vorliegt. Ein Energietransport wäre dann bei geringeren Entfernungen über (Gleichstrom-) Hochspannungsnetze, bei größeren Transportentfernungen über Zwischenenergieträger möglich. Hier bietet sich vor allem Wasserstoff an, der über eine ähnliche Infrastruktur transportiert werden kann wie Erdgas, so dass Schiffstransporte mit Flüssigwasserstoff und Wasserstofftransport über Pipelines in Frage kommen.

Ein besonderer Vorteil für die rasche Markteinführung von Solarthermiekraftwerken ist die Verwendungsmöglichkeit von Gas- und Dampfturbinen sowie Generatoren – mithin also von Technologien, die aus dem konventionellen Kraftwerksbau gut bekannt sind, gleichwohl für den Einsatz bei der Solarthermie noch besser angepasst werden müssen. Die Verwendung von Turbinen lässt auch Hybridlösungen zu, indem solarthermische und fossil befeuerte Dampf- oder Gasturbinenprozesse miteinander kombiniert werden. Auf diese Weise lassen sich Perioden ohne Sonneneinstrahlung überbrücken, und durch die bessere Auslastung der Anlagen sinken die Kosten der Solarstromerzeugung.

Die Verwendung von Turbinen und Generatoren macht Solarthermiekraftwerke für den Kraftwerksanlagenbau besonders interessant. Dies gilt umso mehr, als dass hier noch technische Entwicklungsbedarfe bestehen, also nicht in jedem Fall einfach nur gängige Standardmaschinen

auf ein neues Anwendungsfeld übertragen werden können. Für den Kraftwerksanlagenbau in Deutschland gibt es hierfür gute Voraussetzungen: Bei vielen aktuellen Bauprojekten sind Projektentwickler, Financiers und Anlagenplaner aus Deutschland federführend beteiligt. Die Bundesregierung und die Kreditanstalt für Wiederaufbau beteiligen sich zusammen mit den Regierungen vieler geeigneter Zielländer für den Bau von Solarthermiekraftwerken an einer internationalen Initiative zur Verbreitung dieser Technologie. Außerdem gehören die Deutsche Gesellschaft für Luft- und Raumfahrt und das Solarinstitut im Forschungszentrum Jülich zu den international führenden Forschungseinrichtungen auf dem Feld der Solarthermie. Lediglich der Ausstieg Deutschlands aus der gleichberechtigten Partnerschaft mit Spanien auf dem Solarthermie-Versuchsgelände in Almeria (Spanien) im Jahr 1998 erscheint als Fehler, da weite Teile der Solarthermie-Technologie nach wie vor in der Erprobungs- und Pilotphase stecken und die weitere Entwicklung gerade auch dauerhaften Testbetrieb erfordert.

Neben den Turbinen treten bei Solarthermiekraftwerken vollkommen neuartige Dampf- bzw. Heißgaserzeuger als Schlüsseltechnologie ins Zentrum von Forschung und Entwicklung sowie der industriellen Wertschöpfung im Anlagenbau. Mit Ausnahme des Aufwindkraftwerks handelt es sich dabei um Spiegel, bei Farmkraftwerken außerdem um komplexe Glasröhren und bei Turmkraftwerken um spezielle Absorber aus Mineralglas. Deutsche Unternehmen (Flabeg und Schott) sind bei der Herstellung dieser Technologie heute Weltmarktführer. Ein Engagement auf dem Markt für Solarthermiekraftwerke und bei der weiteren Erforschung und Entwicklung dieser Stromerzeugungstechnologie verlangt von Unternehmen des Kraftwerksanlagenbaus deshalb die Zusammenarbeit mit neuen Partnern aus Branchen, die anderweitig mit Stromerzeugungstechnologien keine Berührung haben und als „Quereinsteiger“ auf den Markt treten. Die große Bedeutung deutscher Hersteller bei der Produktion von Spiegel- und Absorbersystemen sollte aber in jedem Fall einen nutzbaren Vorteil für deutsche Kraftwerksanlagenbauer darstellen, die sich auf dem Feld der Solarthermiekraftwerke betätigen wollen.

2.5 Geothermie

Erdwärme oder Geothermie wird auf verschiedene Weise als Energiequelle genutzt. Für die Stromerzeugung ist ausschließlich die Tiefengeothermie von Bedeutung, während die oberflächennahe Geothermie mit geringen Temperaturen nur zur Heizung, Klimatisierung und Warmwasseraufbereitung genutzt werden kann⁶. Das weltweit erste Geothermie-

⁶ Die oberflächennahe Geothermie macht sich zunutze, dass schon 5 bis 10 m unter der Erdoberfläche ganzjährig die Jahresmitteltemperaturen des Standortes (etwa 8 bis 10 °C in Deutschland) herrschen. Mittels Erdwärmesonden (vertikale oder schräge Bohrungen oder horizontal und oberflächennah ins Erdreich eingebrachte Systeme), aber auch mit erdgebundenen Beton-Bauteilen wird die Wärme/Kälte an

Kraftwerk wurde 1913 in Larderello (Italien) errichtet; bis Ende 2004 hatte das dortige Kraftwerk eine Kapazität von rund 545 MW erreicht. Die weltweit installierte Kapazität beträgt heute rund 9 GW. Mit den Wärmere Ressourcen der Erde könnte der weltweite Energiebedarf theoretisch für mehr als 100.000 Jahre gedeckt werden. Anders als bei anderen regenerativen Energien wird bei der Geothermie an bestimmten Orten CO₂ freigesetzt, das mit dem Thermalwasser aus dem Untergrund an die Oberfläche gefördert wird; es handelt sich dabei allerdings um weitaus geringere Mengen als bei der Verbrennung fossiler Energieträger.

In technischer Hinsicht ist die Stromerzeugung durch Nutzung der Geothermie vor allem deshalb attraktiv, weil sie laufend und unabhängig von der Jahres- und Tageszeit sowie von den Witterungs- und Wetterverhältnissen ohne große Schwankungen erfolgen kann. Die Erdwärme bietet also unter allen regenerativen Energiequellen die beste Verfügbarkeit und ist auch ohne ergänzende Technik wie z.B. Wärmespeicher unmittelbar grundlastfähig. Allerdings ist der finanzielle und technische Aufwand, um geothermische Energie in ausreichender Menge und mit ausreichender Temperatur zur Verfügung zu stellen, teilweise sehr hoch.

2.5.1 Technologie und Unternehmen

Geothermiekraftwerke bestehen grundsätzlich aus Bohrungen, Systemen zur Förderung der Erdwärme an die Oberfläche sowie spezieller Kraftwerkstechnik zur Umwandlung von Wärme zu Strom. Die Nutzung von Tiefengeothermie beruht auf dem Umstand, dass die Temperatur der Erdkruste mit jedem Kilometer Tiefe um durchschnittlich 25 bis 40 Grad steigt. Diese so genannte „geothermische Tiefenstufe“ fällt regional allerdings sehr unterschiedlich aus. Insofern kann regional – wie z.B. im Fall von Larderello (Italien) oder in Island – auch oberflächennah ein sehr hohes Temperaturniveau erreicht werden

Vor allem für die Stromerzeugung gilt, dass sich die Erdwärme umso besser nutzen lässt, je höher das Temperaturniveau ist – wie bei der Verbrennung fossiler Energieträger auch erhöht die Temperaturdifferenz zwischen Arbeitsmedium und äußerem Temperaturniveau theoretisch und meist auch praktisch den Wirkungsgrad der Anlage. Wasser- bzw. Dampfvorkommen mit Fluidtemperaturen von mehreren Hundert Grad in geringer Tiefe werden Hochenthalpie-Lagerstätten genannt; sie kommen vor allem in Gebieten mit vulkanischer Tätigkeit vor. Fast die kompletten weltweit installierten 9 GW Geothermie-Stromerzeugungskapazitäten nutzen solche Lagerstätten. In Regionen ohne vulkanische Tätigkeit können die Temperaturen im Untergrund sehr unterschiedlich ausfallen. In der Regel liegen hier jedoch Niederenthalpie-Lagerstätten vor, so dass tiefe Bohrungen erforderlich sind, um höhere Temperaturen nutzen zu kön-

die Oberfläche gefördert, um mittels Wärmepumpen Gebäude zu beheizen oder im Sommer zu kühlen.

nen. In der Praxis wird heute mit Bohrungen gearbeitet, die Tiefen von 3.000 m und mehr erreichen – hier ist gegenwärtig die Grenze der technischen Machbarkeit erreicht.

Um die Erdwärme aus der Tiefe an die Oberfläche zu fördern, werden in Abhängigkeit von den geologischen und hydrogeologischen Verhältnissen unterschiedliche Verfahren eingesetzt. Wenn in der Tiefe in ausreichende Mengen heißen Wassers oder Dampfs vorhanden sind, können **hydrothermale Systeme** eingesetzt werden (vgl. Abb. 11): Das Tiefenwasser wird dabei über eine Förderbohrung dem Untergrund entnommen und über eine Injektionsbohrung wieder zurückgepresst, um den Druck im Aquifer zu erhalten und ein Leerpumpen des Speichers zu verhindern. Dieses offene System eignet sich vornehmlich zur Wärmenutzung und weniger zur Stromerzeugung, da das Tiefenwasser häufig stark korrodierend wirkt. Wärmetauscher können hier eine Lösung sein, verringern allerdings den Wirkungsgrad der Anlage.

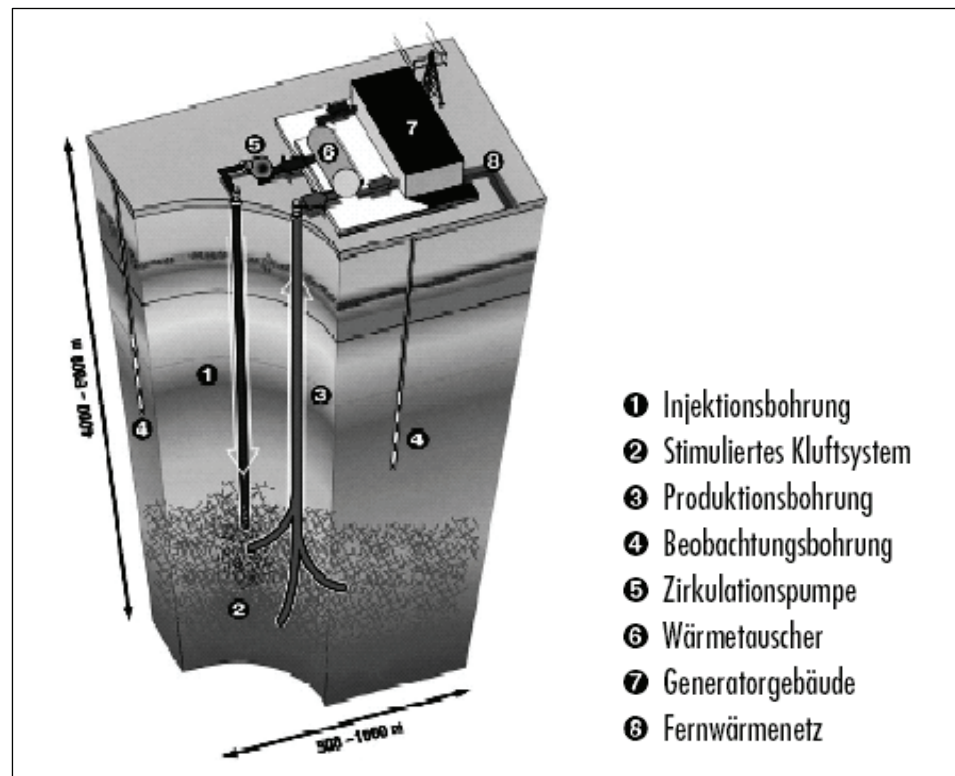


Abb. 11: Funktionsschema eines hydrothermalen geothermischen Kraftwerkes. (Quelle: Vuataz 2003)

Falls in der Tiefe keine größeren Wasservorkommen vorhanden sind, kann die Wärme des Tiefengesteins mit Hilfe von Erdwärmesonden oder durch das so genannte Hot-Dry-Rock-Verfahren genutzt werden. **Erdwärmesonden** bestehen aus einer doppelten Verrohrung im Bohrloch. Dabei wird im äußeren Rohr ein Medium (z.B. Wasser) in den Untergrund gebracht, erwärmt sich auf dem Weg nach unten, wird in dem inneren Rohr wieder an die Erdoberfläche gefördert und dort mittels Wärmetauscher weiter verwendet. Aufgrund der geringen Wärmetau-

schersfläche im Untergrund lassen sich bei diesem Verfahren nur geringe Leistungen pro Bohrloch erreichen – und gerade die Bohrung stellt den wesentlichen Kostenfaktor der Geothermienutzung dar. Eine Lösung bietet das **Hot-Dry-Rock-Verfahren** (HDR). Hierbei handelt es sich um eine so genannte Stimulationstechnik: Die Erdwärme wird aus trockenem Gestein gewonnen, indem in der Tiefe ein künstliches Wärmetauschersystem geschaffen wird. Dies geschieht durch das Einpressen von Wasser mit hohem Druck, so dass in der Tiefe bereits existierende Gesteinsklüfte erweitert werden. Alternativ werden Säuren injiziert, die das Gestein angreifen und durchlässig machen. Anschließend wird durch ein Bohrloch Wasser in den Untergrund gepresst und an anderer Stelle dieses Wasser durch ein oder mehrere weitere Bohrlöcher zurückgefördert. Hierdurch zirkuliert das Wasser in den Klüften oder in dem porösen Gestein und nimmt die Erdwärme auf. Mit diesem System können Temperaturen von aktuell bis zu 270 °C erreicht werden, sodass eine Stromproduktion mittels Turbinen möglich wird.

Die Erkundung von lohnenden Ressourcen und die Bohrtechnik gehörten lange Zeit zu den größten Problemen bei der Nutzung von Geothermie aus größeren Tiefen. Allerdings hat es in dieser Hinsicht in den vergangenen Jahren – insbesondere auch durch öffentlich geförderte Forschungs- und Entwicklungsprojekte – große Fortschritte gegeben, so dass in technischer Hinsicht mittlerweile Marktreife erreicht wurde. Allerdings sind immer noch erhebliche Verbesserungen möglich bzw. erforderlich. So sind Bohrungen in größeren Tiefen als 3.000 m an der Grenze des technisch Machbaren, und grundsätzlich stellen die Bohrungen immer noch den größten Kostenfaktor dar. Kosten entstehen vor allem aufgrund von unsicheren Prognosen über geeignete Lagerstätten und das Scheitern der Bohrung aufgrund geologischer Verhältnisse. Solche Risikofaktoren werden in Zukunft möglicherweise ein geringeres Gewicht haben, da sich bereits heute ein Versicherungsmarkt für solche Fälle entwickelt hat.

Zur Umwandlung der mittels Bohrung geförderten Wärme werden Dampfturbinen und Generatoren eingesetzt. An Standorten mit **Hochenthalpie-Lagerstätten** und entsprechend hohen Thermalwasser-Temperaturen (wie z.B. Lardarello in Italien) kann der aus der Tiefe geförderte, unter Druck stehende Dampf ggf. direkt auf eine Turbine geleitet werden. Die hierzu erforderliche Technik stammt bisher vor allem aus Japan, Italien und den USA. Führende Hersteller sind die japanischen Unternehmen Toshiba (installierte Kapazität ca. 2,8 GW), Mitsubishi (ca. 2,2 GW) und Fuji (ca. 1,8 GW) sowie das italienische Unternehmen Ansaldo (ca. 2,2 GW) als Weltmarktführer, gefolgt von GE und Ormat (jeweils USA und ca. 0,7 GW). Alstom hat – mit deutlich geringerem Umfang – schwerpunktmäßig bereits in den 1970er Jahren einige Geothermiekraftwerke mit Stromerzeugungsanlagen ausgerüstet und sich in den letzten Jahren in Projekten in Mexiko und Indonesien betätigt.

In Geothermiekraftwerken, die **Niederenthalpie-Lagerstätten** nutzen, wird zur Stromerzeugung teilweise eine andere Technologie benötigt, weil das Thermalwasser mit seiner niedrigen Vorlauftemperatur erst in Dampf umgewandelt werden muss. Bisher werden zwei Verfahren eingesetzt, die beide theoretisch eine Nutzung von Wassertemperaturen ab 80 °C möglich machen.

- Beim älteren **ORC-Prozess** wird die Wärme des Thermalwassers in einem Wärmetauscher an ein organisches Arbeitsfluid (Kohlenwasserstoffe wie Pentan und Isobutan) abgegeben, das bereits bei geringen Temperaturen in den gasförmigen Zustand übergeht und entsprechend Druck aufbaut, mit dem dann eine Turbine und ein Generator angetrieben werden. Der Generator-Wirkungsgrad von ORC-Anlagen beträgt bei einer Thermalwassertemperatur von 100 °C ca. 8 Prozent, bei 200 °C steigt er auf etwa 13 Prozent an. Führende Hersteller von ORC-Anlagen sind in Deutschland die Unternehmen GMK GmbH (Bargeshagen) und Lentjes GmbH (Rattingen).
- Eine neue Entwicklung ist der so genannte **Kalina-Prozess**, bei dem als Arbeitsmittel ein Gemisch von Ammoniak und Wasser eingesetzt wird. Gegenüber ORC-Anlagen könnte der Kalina-Prozess zukünftig insbesondere bei niedrigen Vorlauftemperaturen (unter 140 °C) deutlich höhere thermodynamische Wirkungsgrade erzielen, so dass Wirkungsgradverbesserungen von bis zu 60 Prozent auf knapp 13 Prozent bei 100 °C Vorlauftemperatur möglich wären. Hierzu müssen aber noch diverse technische Probleme gelöst werden. Durch die Steigerung des Wirkungsgrades wäre eine Senkung der Stromerzeugungskosten von bis zu 30 Prozent erreichbar. Die Entwicklung steht noch am Anfang: Eine erste Kalina-Anlage ging 2001 in Husavik (Island) in den Probetrieb, eine weitere in Steamboat Springs (Nevada / USA). Führende Hersteller solcher Anlagen sind die US-amerikanischen Unternehmen Exergy und Ormat Technologies.

Grundsätzlich leiden die Nettowirkungsgrade von Geothermiekraftwerken an ihrem relativ hohen Eigenbedarf an Strom: Für die Pumpen zur Förderung und Reinjektion des Thermalwassers werden – je nach Fließwiderstand im unterirdischen Gestein – bis zu 50 Prozent der erzeugten elektrischen Energie benötigt. Die Effizienzsteigerung entsprechender Pumpen wäre demnach ein wichtiger Beitrag zur Steigerung des Gesamtwirkungsgrades bei der Geothermienutzung. Probleme bereitet außerdem die Korrosion von Anlagenteilen wie z.B. von Wärmetauschern, die dem Thermalwasser ausgesetzt sind. Hier sorgen z.B. hohe Salzgehalte für Korrosion, Ausfällungen und Ablagerungen – diesen Erscheinungen muss mit geeigneten Materialien und ggf. Reinigungsverfahren begegnet werden. Auch in dieser Hinsicht gibt es noch Entwicklungsbedarf. Gleiches gilt auch für die verwendeten Kraftwerkstechnik-Komponenten: So werden mit Turbinen und Generatoren zwar grundsätzlich bekannte Technologien verwendet, allerdings müssen diese noch besser an die speziellen Arbeitsfluids bei ORC- und Kalina-Pro-

zessen sowie an die geringen Leistungsgrößen, die bei vielen Geothermiekraftwerken erforderlich sind, angepasst werden. Bisher einziger deutscher Hersteller solcher spezieller Turbinen ist die AG Kühnle, Kopp & Kausch (Frankenthal), die im Juli 2006 von Siemens Power Generation übernommen wurde.

2.5.2 Markt und Marktpotenziale

Weltweit wird Erdwärme seit den 1970er Jahren in zunehmenden Maße zur Stromerzeugung erschlossen; im Jahr 2005 wurden in 24 Staaten mit 490 Anlagen insgesamt 57 TWh geothermische Elektrizität erzeugt. Die installierte Gesamtleistung liegt aktuell bei rund 9 GW_{el}, noch 1970 betrug sie weniger als 1 GW_{el}. Genutzt werden bisher fast ausschließlich Hochenthalpie-Lagerstätten mit hohen Thermalwasser-Temperaturen, was geringere Kosten für Bohrungen und Anlagen ermöglicht. Somit verteilen sich die bestehenden Anlagen schwerpunktmäßig auf einige wenige Weltregionen, die vor allem vulkanische Aktivitäten aufweisen: Größter Geothermie-Stromerzeuger sind die USA mit 17,9 TWh im Jahr 2005 und einer installierten Leistung von 2,6 GW_{el} in 209 Anlagen (die meisten davon in Kalifornien), gefolgt von den Philippinen mit 9,3 TWh (1,9 GW_{el}; 57 Anlagen), Mexiko mit 6,3 TWh (953 MW_{el}; 19 Anlagen), Indonesien 6,1 TWh (797 MW_{el}; 15 Anlagen) und Italien 5,4 TWh (790 MW, 32 Anlagen). Weitere große Produzenten sind Japan, Neuseeland, Costa Rica, Kenia und El Salvador. In El Salvador, Kenia, auf den Philippinen sowie in Island und Costa Rica liegt der Anteil der geothermischen an der Gesamtstromerzeugung immerhin bei über 15 Prozent. Ein besonderes Wachstum geothermischer Stromproduktion fand seit dem Jahr 2000 in Costa Rica, Frankreich (Guadaloup), Island, Indonesien, Italien, Kenia, Mexiko, Nicaragua, Russland und den Vereinigten Staaten statt, wo die installierte Leistung um jeweils über 10 Prozent stieg.

Das weltweite geothermische Potenzial ist bisher nur teilweise untersucht; die Suche hat sich bisher vor allem auf die besonders lohnenden Hochenthalpie-Lagerstätten konzentriert. Insgesamt beträgt das identifizierte Potenzial heute rund 200 GW. Auch in der mittel- bis langfristigen Zukunft dürften vor allem die umfangreichen ungenutzten Hochenthalpie-Lagerstätten weiter erschlossen werden. Entsprechende Standorte finden sich vor allem entlang der nord- und südamerikanischen Pazifikküste, im Mittelmeerraum, auf Island, in Ostafrika, in Indien sowie in Japan und einigen Staaten Südasiens. Immerhin liegen die Stromerzeugungskosten bei günstigen Bedingungen auf dem Niveau von fossil befeuerten Großkraftwerken, sofern lange Abschreibungszeiträume von ca. 20 Jahren angesetzt werden, da die Investitionen bei rund 1.800 bis 2.600 US-\$ je kW und damit mehr als doppelt so hoch wie bei einem Kohlekraftwerk liegen. Weitere Kostensenkungen erscheinen zukünftig zumindest für die Nutzung von Hochenthalpie-Lagerstätten nur noch in einem geringen Umfang möglich. Ausgehend von diesen Eckdaten rechnet die IEA (2004) bis 2030 mit einer Verdreifachung der weltweiten geothermischen Stromerzeugung auf rund 170 TWh, wobei 40 Prozent

des Anstiegs auf Nordamerika entfallen sollen. Die gesamte installierte Kapazität würde dann rund 27 GW_{el} betragen.

Deutschland gehört zwar zu den weltweit überwiegenden Regionen, in denen nur Niederenenthalpie-Lagerstätten verfügbar sind, dennoch ist auch hier das technische Potenzial mit 300.000 TWh (etwa das 600fache des deutschen Jahresstrombedarfs) beträchtlich. 95 Prozent hiervon entfallen auf kristalline Gesteine, bei denen das Hot-Dry-Rock-Verfahren eingesetzt werden kann, welches in Deutschland deshalb im Zentrum der öffentlich geförderten Forschungs- und Entwicklungsprojekte zur Geothermie-Nutzung steht. Würde man das Gesamtpotenzial in einem Zeitraum von 1.000 Jahren gleichmäßig nutzen, so läge das jährliche technische Angebotspotenzial bei rund 300 TWh, was rund der Hälfte der deutschen Bruttostromerzeugung (619 TWh in 2005) bzw. dem vollständigen Grundlastanteil entspräche. Besonders gute geologische Bedingungen sind in Deutschland im Oberrheingraben und in Norddeutschland anzutreffen. Unter günstigsten Voraussetzungen könnten die Stromerzeugungskosten in Deutschland bei Anwendung der Hot-Dry-Rock-Technik und ORC-Anlagen bei Kraft-Wärme-Kopplung im Oberrheingraben bei großem Thermalwasserfördervolumen bis auf 8 ct/kWh gesenkt werden (Paschen et al. 2003).

Vor diesem Hintergrund wird die Geothermie in Deutschland zur Stromerzeugung erst seit wenigen Jahren in einzelnen Pilotanlagen genutzt. So produziert ein Geothermieheizwerk im mecklenburgischen Neustadt-Glewe seit 2003 auch Strom mit dem ORC-Verfahren, obwohl hier die Thermalwassertemperatur nur 98 °C beträgt. Die Turbine wird mit dem organischen Fluid Perfluoropentan angetrieben, das bereits bei 31 °C siedet. Die elektrische Leistung liegt bei 230 kW, so dass etwa 500 Haushalte durch diese Anlage mit Strom versorgt werden können. In Unterhaching bei München baut Siemens Industrial Services aktuell eine KWK-Anlage, die ab Ende 2007 mit einer Bruttoleistung von 3,36 MW_{el} Strom erzeugen soll. Die technischen Schwierigkeiten (und finanziellen Risiken) der Nutzung von Geothermie in großen Tiefen werden gegenwärtig bei einem weiteren Siemens-Projekt in Offenbach/Pfalz deutlich: Hier wird eine Anlage mit 5 MW_{el} geplant, wobei die Kalina-Technik von Exergy Inc. angewendet wird. Allerdings konnte das Bohrziel aufgrund geologisch-technisch bedingter Bohrlochinstabilitäten nicht erreicht werden, so dass ein neues Konzept zur Erschließung des Speichers vorbereitet werden muss. Das erste großtechnische Geothermiekraftwerk in Deutschland wird gegenwärtig von der Enro Geothermie GmbH (Essen) am Standort Finowfurt/Eberswalde geplant. Hier soll ein Kraftwerkspark mit zehn Einzelanlagen und einer Leistung von 25-50 MW_{el} installiert werden.

2.5.3 Bewertung

Die Geothermie hat gegenüber anderen regenerativen Stromerzeugungsarten den großen Vorteil einer stetigen Bereitstellung von Strom.

Damit kann sie zu Erzeugung von Grundlast in großen Verteilnetzen genutzt werden, aber auch als Insellösung in Weltregionen, in denen bisher keine oder nur wenig ausgebaute Stromübertragungsnetze bestehen. Vor diesem Hintergrund ist Geothermie besonders interessant für Märkte wie Indonesien, Philippinen, Mexiko, Indien und Ostafrika, die über sehr gut nutzbare Erdwärme-Ressourcen verfügen. Die geothermische Stromerzeugung wird in den kommenden Jahren in Weltregionen mit Hochenthalpie-Standorten deutlich ansteigen, da unter diesen Bedingungen bewährte Technologie eingesetzt und zu wettbewerbsfähigen Kosten Strom produziert werden kann.

Dieser Markt ist für Hersteller von Kraftwerksanlagen interessant, weil es sich erstens bei den Betreibern von Geothermiekraftwerken teilweise um die gleichen Kunden handelt wie beim konventionellen Großkraftwerksbau und zweitens zur Stromerzeugung die in Grundzügen selbe Technologie angewendet wird. Gleichwohl müssen bei Kraftwerken für Hochenthalpie-Standorte insbesondere Turbinen und auch Rohrleitungen an die besonderen Bedingungen der Geothermie-Nutzung angepasst werden, was vor allem den Korrosionsschutz durch Verwendung geeigneter Materialien betrifft. Hersteller aus Deutschland verfügen allerdings nur über wenig Erfahrung auf diesem Gebiet und treffen auf Wettbewerber v.a. aus Japan, Italien und den USA, die nicht zuletzt auf ihren heimischen Märkten in den vergangenen 30 Jahren entsprechendes Know-how erworben haben.

Niederenthalpie-Lagerstätten sind weltweit deutlich stärker verbreitet und damit umfassend nutzbar; entsprechende Verfahren wie die ORC- und Kalina-Technik stoßen also im Prinzip auf einen großen Markt, werden aber zumindest auch mittelfristig kaum eine geothermische Stromerzeugung zu wettbewerbsfähigen Kosten möglich machen. Dementsprechend wird sich der Bau solcher Anlagen vor allem auf Märkte konzentrieren, in denen diese Form der regenerativen Energienutzung ausreichend gefördert wird und/oder die höheren Kosten der Stromerzeugung durch den Vorteil eines „Inselbetriebs“ abseits von Stromnetzen ausgeglichen werden. Letzteres kann insbesondere mit Entwicklungsprojekten in Dritte-Welt-Staaten verbunden sein, gefördert etwa durch die Weltbank oder die Welthandels- und Entwicklungskonferenz. Da weltweit bisher nur wenige Anlagen zur Nutzung von Niederenthalpie-Lagerstätten umgesetzt wurden, ist in diesem Marktsegment ein Einstieg von neuen Marktteilnehmern noch vergleichsweise leicht zu bewerkstelligen. Dies gilt umso mehr, als die ORC- und Kalina-Technologien noch ungenutzte Spielräume für Verbesserungen bieten. Besonders interessant und viel versprechend sind diese Technologien schon alleine deshalb, weil sie auch in anderen Einsatzfeldern genutzt werden können: So lassen sich z.B. Abgasströme mit niedrigen Temperaturen oder Wärmestrahlung von Industrieanlagen mit ORC- und Kalina-Anlagen zur Stromerzeugung und damit zur Eigenversorgung nutzen. In Deutschland

wurden entsprechende Versuche z.B. für den Einsatz in der Zementindustrie unternommen.⁷ Entwicklungsfähig ist schließlich auch das Hot-Dry-Rock-Verfahren als Erschließungs- und Gewinnungstechnologie für Erdwärme – auch hier ist erst das Stadium von Pilotprojekten erreicht.

Grundsätzlich gilt für alle Geothermiekraftwerkskonzepte, dass neben der Stromerzeugungstechnik (Turbine, Generator, ggf. auch Wärmetauscher) zusätzlich auch die Bohr- und Fördertechnik zu den Kernbestandteilen gehören. Kraftwerksanlagenbauer müssen sich mit Blick auf dieses Geschäftsfeld deshalb entscheiden, ob die eigenen Leistungen auch in diese Felder verbreitert werden sollen oder ob sie auf das angestammte Geschäftsfeld der Stromerzeugungsanlagen beschränkt bleiben sollen.

Das Marktvolumen beim Bau von Geothermiekraftwerken ist vergleichsweise gering: Innerhalb der nächsten 25 Jahre werden weltweit wohl kaum mehr als 15 bis maximal 20 GW Anlagenkapazitäten errichtet, was nur einen kleinen Bruchteil des von der IEA prognostizierten Kapazitätsbedarfs von insgesamt 4.700 GW bis 2030 bedeutet. Gleichwohl würden damit bis 2030 rund 30 bis 40 Mrd. US-\$ bzw. jahresdurchschnittlich 1,2 bis 1,6 Mrd. US-\$ in Geothermiekraftwerke investiert, wovon wiederum rund die Hälfte auf die Stromerzeugungsanlagen entfallen. Im Vergleich zum konventionellen Großkraftwerksbau handelt es sich damit zwar um einen kleinen Nischenmarkt, der allerdings durch seine hohen technischen Anforderungen und durch seine Innovationsdynamik für Technologieführer besonders interessant ist.

2.6 Virtuelle Kraftwerke

Bei Virtuellen Kraftwerken handelt es sich nicht um eine eigenständige Technologie zur Energieumwandlung, sondern um eine leittechnische Vernetzung von dezentralen Anlagen zur Stromerzeugung, um deren Betrieb im Verbund zu optimieren. Durch den kombinierten und zentral gesteuerten Einsatz von frei regelbaren Quellen (z.B. Wasser- und Biomassekraftwerke oder kleineren Kraftwärmekopplungsanlagen mit Erdgas- oder Kohlefeuerung) und/oder fluktuierenden Ressourcen (etwa Wind- und Solarenergie) erhalten erneuerbare Energien und dezentrale Anlagen in der Kombination Eigenschaften typischer mittlerer oder großer Kraftwerke. Die Stromerzeugung kann auf diese Weise in höherem Maße dezentralisiert, mit Wärmeerzeugung gekoppelt und auf regenerative Energiequellen gestützt werden, ohne dass gleichzeitig zusätzlich

⁷ Am Standort Lengfurt der HeidelbergCement AG wurde 1999 weltweit erstmals eine ORC-Anlage in einem Zementwerk in Betrieb genommen. Hier wird die warme Abluft des Klinkerkühlers einem Abhitzekessel zugeführt, dessen Heizflächen mit dem Wärmeträgeröl Petan beaufschlagt werden, welches sich auf 230 °C erhitzt. Die Anlage erzeugt 1,13 MW Strom (netto) und deckt damit 12% des Eigenbedarfs des Zementwerkes. Außerdem wird mehr Flexibilität beim Strombezug während der Hochtarifzeiten erreicht. (VDZ 1999, UBA 2000)

Großkraftwerke als Backup die Versorgungssicherheit im Netz gewährleisten müssten.

2.6.1 Technologie und Unternehmen

Die primäre technologische Herausforderung bei Virtuellen Kraftwerken ist die leittechnische Vernetzung und externe Regelung kleiner Einzelanlagen, damit diese über die generelle verbrauchsnahe Strom- und Wärmeversorgung hinausgehende energiewirtschaftliche Aufgaben übernehmen können. Hierzu gehören vor allem:

- **Peak-Shaving:** Zu Zeiten hoher Elektrizitätsnachfrage am Mittag oder frühen Abend wird die Erzeugung in dezentralen Anlagen z.B. in ansonsten wärmegeführten Blockheizkraftwerken erhöht, um die durch konventionelle Kraftwerke zu deckende Last zu reduzieren. Hierdurch können der Zukauf teuren Spitzenlaststroms vermieden bzw. hohe Preise für den dezentral erzeugten Strom an der Strombörse erzielt werden. Idealerweise werden die KWK-Anlagen mit Wärmespeichern ausgestattet, um die bei der erhöhten Elektrizitätserzeugung entstehende Wärme später nutzen zu können.
- **Lastflussoptimierung:** Durch den Einsatz von dezentralen Anlagen kann die Spitzenlast im Netz reduziert werden, da ein Teil des bei zentraler Erzeugung zu transportierenden Stroms nun in der Nähe des Verbrauchs erzeugt wird und somit in geringerem Maße auf den stark ausgelasteten Netztrassen transportiert werden muss. Dies führt auch zu einer geringeren Beanspruchung der Verteilnetze, und ein Spannungsabfall in den Leitungen wird verhindert. Theoretisch werden dadurch größere Stromkreislängen oder geringere Kabelquerschnitte möglich. Die sich hieraus ergebenden Kostensenkungen des Netzes werden allerdings erst dann relevant, wenn vorhandene Leitungen ersetzt bzw. ergänzt werden müssen oder Trassen gänzlich abgebaut werden können. Eine Ergänzung ist u.U. deshalb notwendig, da sich die regionale Verteilung der Stromerzeugung ändert. Hier spielt die Nutzung regenerativer Energieträger (insbesondere der räumlich konzentrierten Windenergienutzung) eine große Rolle, aber auch die Etablierung Virtueller Kraftwerke kann zu einem solchen Effekt führen. Allgemeine Kapazitätsprobleme dürften allerdings im deutschen Stromnetz keine Rolle spielen. So werden im Gegenteil einige Trassen zurückgebaut, um bestehende Überkapazitäten zu verringern.
- **Bereitstellung von Regelleistung:** Kleinere und größere Kraftwerke, die über Reservekapazitäten verfügen, geringe Anforderungszeiten aufweisen und Mindestbetriebszeiten von mehreren Stunden ermöglichen, werden dabei zusammengeschaltet, um Schwankungen beim Verhältnis der Ein- und Ausspeisung auszugleichen. Einige dezentrale Stromerzeugungstechnologien können diese Funktion, die die Qualität des Stromes sichert (Reduzieren von Frequenz- und Spannungsschwankungen) und die Versorgungssicherheit gewährleistet (indem Netzzusammenbrüche verhindert werden) z.T.

sehr viel kostengünstiger wahrnehmen als dies Großkraftwerke können. Gerade große Dampfkraftwerke haben oftmals Probleme, kurzfristigen Regelleistungsbedarf zu vertretbaren Kosten bereitzustellen. Der Nachteil dezentraler Einheiten ist es aber nun, dass die Menge an Regelleistung, die bereitgestellt werden kann, vergleichsweise gering ist und selten zu den nachgefragten Mengen, die an der bisherigen Großanlagenstruktur orientiert ist, passt. Hier bietet ein Virtuelles Kraftwerk, das aus Nachfragersicht ähnliche Mengen wie ein Großkraftwerk bereitstellen kann, gleichzeitig aber kostengünstiger und flexibler ist, deutliche Vorteile. Erlöse für Regelleistungen werden dabei sowohl für die Leistungsvorhaltung als auch für die Leistungsbereitstellung erzielt.

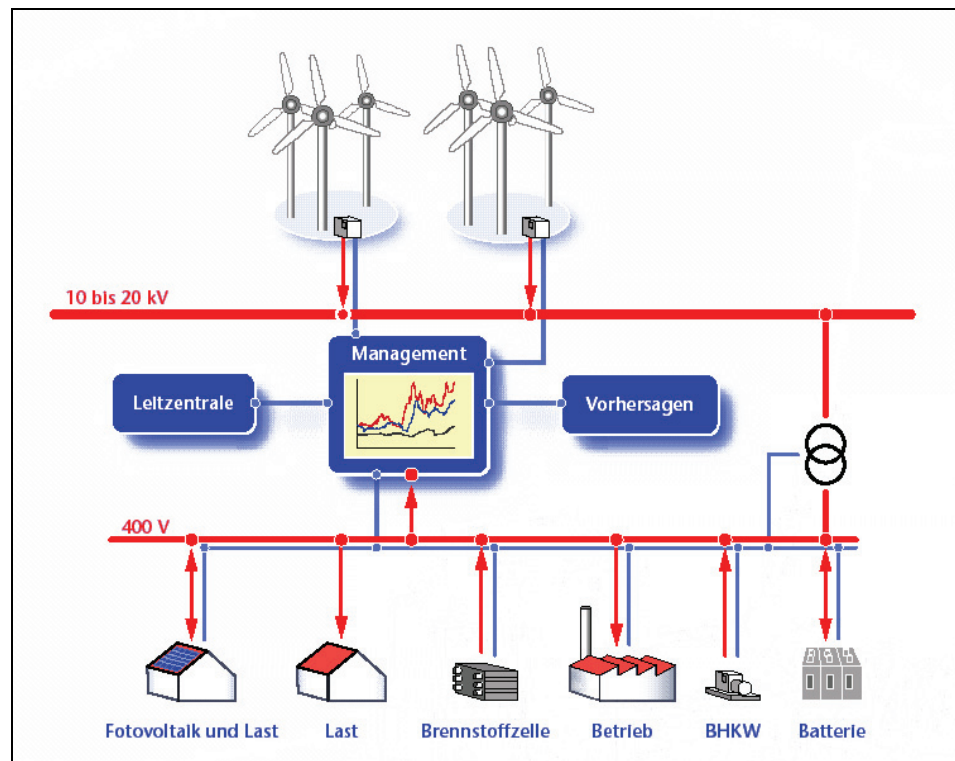


Abb. 12: Schematischer Aufbau eines Virtuellen Kraftwerkes (Quelle: Arndt et al. 2006)

Ein Virtuelles Kraftwerk wird von einer zentralen Leitstelle gesteuert, von wo aus die einzelnen Komponenten per bidirektionaler Informationsleitungen erreicht werden können und ihrerseits Informationen übermitteln können (vgl. Abb. 12). Für einen erfolgreichen Betrieb sind vorausschauende Informationen über Strom- und ggf. Wärmebedarf sowie die Strom- und Wärmeproduktion unerlässlich. Systeme zur Erzeugung und Verarbeitung präziser Vorhersagen über die Leistung fluktuierender Quellen sind deshalb notwendiger Bestandteil von virtuellen Kraftwerken – auf diese Weise lässt sich dann der Einsatz regelbarer Einheiten im Voraus planen. Insgesamt bestehen Virtuelle Kraftwerke aus folgenden Komponenten:

- mehrere dezentrale Energieumwandlungsanlagen,

- ggf. Energiespeicher,
- Energiemanagementsysteme,
- intelligente Kommunikations-, Informations- und Steuerungssysteme.

In Deutschland wurden in den letzten Jahren verschiedene Projekte durchgeführt bzw. begonnen, bei denen Virtuelle Kraftwerke mit unterschiedlichen Größenordnungen und Zielen erprobt und getestet werden (vgl. zur Übersicht Tab. 3). Zumeist haben sich dabei mehrere Partner aus den Bereichen Energieversorgung (z.B. Steag Saar Energie AG, MVV Energie AG, Stadtwerke Unna GmbH, E.ON Ruhrgas), Anlagenbau (z.B. Alstom, Siemens AG Power Generation), Netztechnik (AEG Power Supply Systems GmbH, ABB), Systementwicklung (z.B. EUS GmbH, energy & meteo systems GmbH) und Forschung zusammengefasst.

Projektname Beteiligte	Laufzeit	Anlagen und Leistung	Vernetzung, EMS	Ziele
VK Stadtwerke Unna, EUS, ABB New Ventures	seit 2001, Ende 2004 Start des VK-Betriebs	5 BHKW, 1 Wasserkraftwerk, 1 Fotovoltaikanlage, 2 Windparks, Jahresproduktion: 26 GWh/a	Prognose-, Leit- und Automatisierungssysteme	Optimierung der Energieerzeugung in Abhängigkeit der technischen Möglichkeiten, der prognostizierten Verbraucherlast und der Einkaufskonditionen; Verbesserung der Prognosegüte
VFCPP Vaillant, Plug Power Holland (NL), Cogen Europe (BL), Instituti Superior Technico (P), TEE, DLR, Sistemas de Calor (SP), Gasunie (NL), E.ON Ruhrgas, E.ON Energie, EWE	2001 bis 2005	31 Brennstoffzellen mit je 4,6 kW(el.) vom Typ Vaillant-Euro-2	Funkrundsteuerung, Vorgabe von Fahrplänen	Erprobung der Vernetzung von Brennstoffzellen als virtuelles Kraftwerk; Notwendigkeit zur bidirektionalen Kommunikation
Dispower mehr als 30 europäische Partner	2002 bis 2006	1 Fotovoltaikanlage mit 30 kW(peak), 1 BHKW mit 40 kW(el.), 1 Batteriebank mit 100 kW für 1h	Steuereinheit und komponentenspezifische Interface-Einheiten	Reduktion der Spitzenlasten und der Leistungskosten, Simulationsprognose 35 %
PoMS ISE	Ersteinsatz 2005			
KonWerl Energiepark 2010 Steag-Saar-Energie, Siemens, Kreis Soest, Stadt Werl, TWS, GWS	seit 2002	1 Windenergieanlage mit 1,8 MW, 1 Fotovoltaikanlage mit 22 kW(peak), 1 Biomasse-BHKW mit 500 kW(el.), 1 Brennstoffzelle (geplant), 1 Batteriespeicher	DEMS (Siemens)	Ermittlung der kostenoptimierten Kurzfristeinsatzplanung für alle Erzeuger- und Verbrauchereinheiten in Verbindung mit der Möglichkeit von Regeleinriffen auf schaltbare Lasten
Edison EnBW, Stadtwerke Karlsruhe, EUS, ZSW, ISE, Alstom, Görlitz Computer- bau, Amtec, EVB, Uni Paderborn, Uni Karlsruhe, Exide, Siemens, Uni Magdeburg	1999 bis 2003	1 PEM-Brennstoffzelle mit 250 kW(el.), 2 BHKW, 2 Batteriecontainer, je 100 kW für 1h, 1 PEM-Brennstoffzelle mit 2 kW(el.), 1 Gleichstromkopplung mit 2 MVA	DEMS (Siemens) Kommunikation mittels PLC-Technologie	Clusterung von dezentralen Erzeugern, Speichern und Lasten kleiner Leistung zu regelbaren bzw. prognostizierten markt- und vertragsfähigen größeren Einheiten
PEM-Oberhausen EUS, Fraunhofer Umsicht, Alstom, MVV Energie, E.ON Engineering, AEG SVS Power Supply Systems, Uni Dortmund	1999 bis 2003	1 PEM-Brennstoffzelle mit 210 kW(el.), 1 Mikrogasturbine mit 100 kW(el.), 1 Gasmotor mit 470 kW(el.), 1 Kältemaschine mit 60 kW(th.)	Autarke Controller, Netzwerk mit globalem Energiemanagement	Entwicklung von Erzeugungsfahrplänen und Belastungsoptimierung der Netzbetriebsmittel, Bereitstellung/Kompensation von Blindleistung, Bereitstellung von Sofortreserve und lokale Bereitstellung von Premium Power
VK Harz/Eichsfeld Harz Energie, IEE (TU Clausthal), Stadt Goslar, Orlowski	seit 2004	150 Mini-BHKW, Notstromaggregate, kleine Wasserkraftwerke mit insgesamt 5 bis 7 MW sowie abschaltbare Lasten	Funk, Telefon, Internet	Wirtschaftliche und technische Optimierung der Energieversorgung durch Vermeidung von Leistungsspitzen der Stromversorgung
PERN dena, EnergieRegion Nürnberg, Fraunhofer IIS, enwiko, Siemens, E.ON Energie, RMD Consult, et, VDI/VDE/IT	2005 bis 2006 ¹⁾	noch nicht definiert	noch nicht definiert	Optimierte Integration dezentraler und regenerativer Erzeuger in bestehende Versorgungsnetze
Virtuelles Regelkraftwerk Steag Saar Energie, 22 Anlagenbetreiber	seit 2003	Industrielle und kommunale KWK- oder Spitzenlastkraftwerke ab 1 MW(el.), insgesamt 400 MW(el.)	Internet	Teilnahme am Regelleistungsmarkt auch für Anbieter mit elektrischen Leistungen unter- halb von 30 MW ermöglichen

Tab. 3: Projekte zur Erprobung von virtuellen Kraftwerken in Deutschland; (EMS: Energiemanagementsysteme; PEM: Polymer-Elektrolyt-Membran; VK: Virtuelles Kraftwerk; ¹⁾ Machbarkeitsstudie mit anschließender Konzeptumsetzung; Quelle: Arndt et al. 2006)

In dem von der EU geförderten Projekt DISPOWER (Distributed Generation with High Penetration of Renewable Energy Sources) haben sich mehr als 30 europäische Partner zusammengefunden, um Standards für eine einheitliche informationstechnische Basis zu entwickeln. Mit diesen

Standards wird sowohl die internetbasierte Steuerung eines Virtuellen Kraftwerkes möglich, als auch der automatisierte Handel mit Strom über so genannte „Power Broker“. Zu den Unternehmen im Forschungsverbund gehören auch Areva T&D SA und verschiedene kleinere Technikhersteller.

2.6.2 Markt und Marktpotenziale

Die Auswertung bisheriger Projekte zeigt, dass das Konzept des Virtuellen Kraftwerkes noch keine Marktreife besitzt und weitere Forschung und Entwicklung notwendig ist (vgl. Arndt et al. 2006: 57). Ausschlaggebend hierfür sind vor allem zwei Gründe: Erstens besitzen die eingesetzten dezentralen Umwandlungstechnologien selber teilweise erst Demonstrations- oder Prototypenstatus (Bsp. Brennstoffzelle), zweitens sind bisher vor allem die Kommunikationslösungen, die letztlich den Kern des Virtuellen Kraftwerkes ausmachen, zu teuer. Letzteres sorgt dafür, dass eine Realisierung in der Regel bislang nur mit staatlicher Förderung möglich ist. Gleichwohl sind auch bereits unter den gegenwärtigen Marktbedingungen rentable Ausnahmen möglich, wie das Virtuelle Regelleistungskraftwerk der Steag Saar Energie AG zeigt: Hier werden nicht kleine Blockheizkraftwerke und regenerative Erzeugungsanlagen sondern industrielle und kommunale KWK- oder Spitzenlastkraftwerke mit einer Gesamtleistung von insgesamt 400 MW zusammenschaltet. Anbietern mit elektrischen Leistungen unterhalb von 30 MW werden so die Teilnahme am Regelleistungsmarkt und damit deutlich bessere Erlöse ermöglicht.

Kommunikationssystemen als wesentlicher Kern Virtueller Kraftwerke kommt jedoch auch ohne Integration einzelner Erzeugungsanlagen zu einem Virtuellen Großkraftwerk eine wachsende Bedeutung aufgrund der zunehmenden dezentralen Stromerzeugungsanlagen zu. Insbesondere werden Lösungen zur Fernsteuerung insbesondere von unsteten regenerativen Energiequellen wie Windkraft- oder Photovoltaikanlagen mit zunehmender Ausbreitung dieser Anlagentypen immer notwendiger, um die Stromproduktion an die tatsächliche Nachfrage anpassen zu können und die Blindleistung dieser Anlagen gering zu halten.

Zusätzliche Perspektiven erhalten Virtuelle Kraftwerke auch dadurch, dass im gesamten Verbund verschiedener dezentraler Anlagen Primärenergieeinsparungen erzielt werden können, indem stets die effizienteste Form der Stromerzeugung zum jeweiligen Zeitpunkt ermittelt und genutzt werden kann, so dass der Wirkungsgrad des Gesamtsystems gesteigert wird. Dies gilt insbesondere dann, wenn die Strommärkte aufgrund fehlenden Wettbewerbs nicht richtig funktionieren und eine solche Koordination über den Markt nicht im angemessenen Umfang stattfindet. Virtuelle Kraftwerke könnten auch eine (begrenzte) Alternative zum Neubau von Großkraftwerken darstellen: Durch dezentrale Stromerzeugungsanlagen kann eine zeitnahe und am Bedarf orientierte Erweiterung des Kraftwerksparks leichter möglich sein als durch den Neubau von

Großkraftwerken – dies gilt vor allem in solchen Märkten, in denen einerseits der Stromverbrauch nur in geringem Maße steigt und andererseits Großkraftwerke nicht ohnehin in einem größerem Umfang aufgrund ihres Alters durch (dann frei dimensionierbare) Neuanlagen ersetzt werden müssen.

Besondere Entwicklungsmöglichkeiten erfordern Virtuelle Kraftwerke hinsichtlich von Technik und Managementsystemen für Stromnetze und für den Anlagenbetrieb. Stromverteilungsnetze müssen für entsprechende Systeme vor allem bidirektional nutzbar sein, so dass bestimmte Punkte im Netzwerk sowohl als Stromerzeuger wie auch als Verbraucher agieren können. Der Anlagenbetrieb muss auch aus der Ferne kontrolliert und gesteuert werden können, was entsprechende Sensorik und Fernwirkungssysteme erfordert.

2.6.3 Bewertung

Die weitere Verbreitung von Virtuellen Kraftwerken erfordert eine Weiterentwicklung der Leittechnik und den damit verbundenen informationstechnologischen Systemen. Dies betrifft sowohl ihre Leistungsfähigkeit als auch die Kosten solcher Systeme.

Insgesamt handelt es sich beim Virtuellen Kraftwerk um ein Konzept, mit dem

- die Nachteile von fluktuierenden regenerativen Energiequellen wie Windkraft und Sonnenstrahlung zumindest teilweise ausgleichen werden können,
- geringere Kosten des Stromtransports erreicht werden können,
- in bestimmten Fällen eine Alternative zum ineffizienten Bau von Großkraftwerken besteht
- die KWK gefördert werden kann (und z.B. somit der Brennstoffzellentechnologie entgegen kommt) und
- bestimmte Probleme auf dem Strommarkt (nachgefragte Größenordnung von Regelenergie, Koordinierung des Einsatzes von Erzeugungseinheiten) verringert werden können.

Für das im Kapitel 3.1 im Teil 1 des Branchenreports dargestellte Szenario eines Energiemarktes, der sich auf eine weitgehend dezentrale Struktur von Energieumwandlungsanlagen stützt, können funktionierende Virtuelle Kraftwerke einen wichtigen Beitrag für eine Stromversorgung auf dem bestehenden Qualitätsniveau leisten.

2.7 Energietechnologien zwischen technischem Fortschritt und Umsetzung am Markt

Die Entscheidung zum Bau eines Kraftwerks und damit auch die Wahl zwischen den verschiedenen verfügbaren Stromerzeugungstechnologien unterliegen – wie jedes andere Investitionsprojekt auch – einer Wirtschaftlichkeitsbetrachtung, die Kosten und Nutzen der Investition beziffert und gegeneinander abwägt. Die Verwendung bestimmter Technologien ist z.B. davon abhängig, dass sie erstens im Hinblick auf die Stromerzeugung eine bestimmte Qualität liefern (z.B. gute Verfügbarkeit, sicherer und unfallfreier Betrieb), zweitens die geltenden Vorschriften zum Umweltschutz einhalten und drittens zu marktgerechten Kosten Strom produzieren. Im Hinblick auf die Kosten sind insbesondere die Investitionskosten und die laufenden Betriebskosten zu berücksichtigen (bei Atomkraftwerken kommen außerdem hohe Kosten für die Entsorgung von radioaktiven Rückständen und erhebliche Kosten für den Rückbau der Anlagen hinzu). Die oben betrachteten Technologien unterscheiden sich in dieser Hinsicht sehr stark. Bei neuen Technologien liegen die spezifischen Investitionskosten in aller Regel (noch) höher als bei gängigen, erprobten Technologien, die bereits in einem größeren Umfang umgesetzt wurden. Dies kann im Einzelnen verschiedene Gründe haben. So können die beabsichtigte kurzfristige Refinanzierung der Entwicklungskosten oder auch der Umstand, dass es bei der Produktion neuer Anlagentypen zwangsläufig noch keine kostendämpfenden Skalen- und Lerneffekte geben kann bzw. konnte, zu diesen hohen Investitionskosten führen.

Unter den Stromerzeugungstechnologien, die sich für Kraftwerke heute bzw. in Zukunft besonders anbieten und die in den Kapiteln 2.2 bis 2.5 beschrieben wurden, weisen heute Erdgas-GuD-Kraftwerke sowie dahinter konventionelle Kohlekraftwerke die niedrigsten spezifischen Investitionskosten auf (vgl. Abb. 13).⁸ Von den etablierten Technologien verursachen Atomkraftwerke die höchsten Investitionskosten, die etwa viermal höher liegen als bei Erdgas-GuD und sich bereits heute kaum günstiger darstellen als die regenerative Stromerzeugung auf der Basis von Biomasse, Wasserkraft, Geo- oder Solarthermie. In der Abbildung werden auch für gängige Technologien z. T. sehr erhebliche Schwankungsbreiten angegeben, da hier Investitionskosten im internationalen Maßstab dargestellt sind. Allein schon die unterschiedlichen Umweltschutzstandards einzelner Länder führen zu erheblichen Differenzen.

⁸ Noch niedriger als bei Erdgas-GuD-Kraftwerken liegen die Investitionskosten für reine Gasturbinen oder für Blockheizkraftwerke mit einem Automotor – dies dann aber jeweils verbunden mit deutlich geringeren Wirkungsgraden. Die niedrigsten Investitionskosten überhaupt dürften bei Geothermie-Kraftwerken mit Heißwasserquellen in der Nähe der Erdoberfläche vorliegen, so dass auf eine Tiefenbohrung und andere Technologien verzichtet und unmittelbar eine Dampfturbine angetrieben werden kann. Letzteres ist allerdings weltweit nur an sehr wenigen Standorten denkbar.

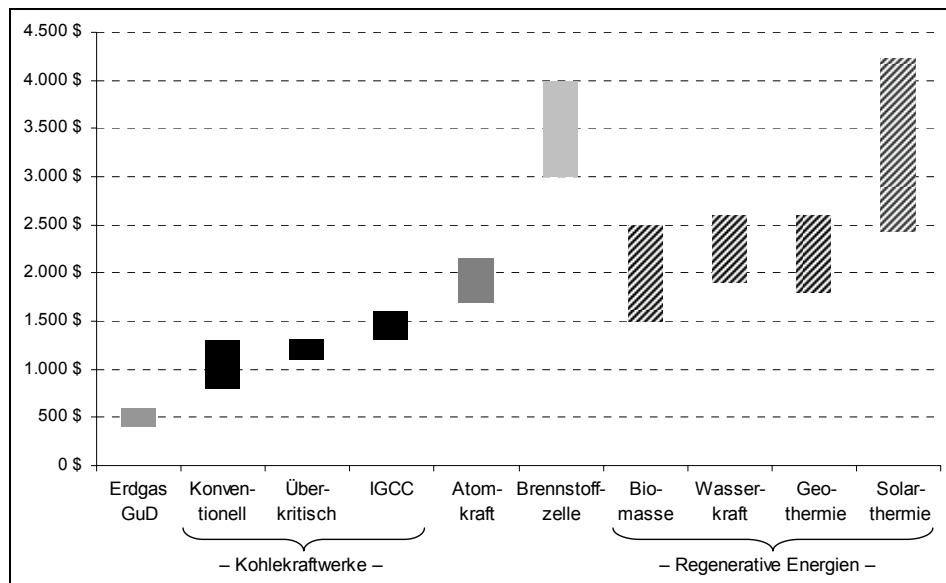


Abb. 13: Investitionskosten verschiedener Stromerzeugungstechnologien je installierten kW Anlagenkapazität im internationalen Maßstab (eigene Darstellung nach Angaben von IEA 2004 und DLR 2005 (nur Solarthermie; Angaben umgerechnet in € zum Kurs 1 € = 1,2 US-\$))

In der Stromerzeugung haben staatliche Rahmenbedingungen einen sehr großen Einfluss auf verschiedene Kostenarten. Kostenvorteile oder -nachteile bestimmter Technologien und damit die Technologiewahl beim Kraftwerksbau wird deshalb in vielfältiger Weise durch den Staat mitbestimmt. Von besonderem Interesse sind dabei u.a. die Investitionskosten: Ihre Berücksichtigung bei der Kalkulation von Stromerzeugungskosten durch die Kraftwerksbetreiber hat sich seit der Liberalisierung und Privatisierung der Stromwirtschaft deutlich verändert und stellt – unabhängig beispielsweise von der Entwicklung der Energieträgerkosten – für die Wahl zwischen den verschiedenen Technologien heute einen besonders wichtigen Einflussfaktor dar. Dieser Zusammenhang wird nachfolgend genauer betrachtet.

Beim Bau eines Kraftwerks fließt eine Vielzahl von Einflussgrößen in die Kalkulation ein. Hierzu gehören z.B. konkrete Standortbedingungen (etwa die Nähe eines Hafens, in dem Euroschiffe entladen werden können) oder Ausstattungen der Infrastruktur (wie etwa die Existenz eines weiteren Kraftwerks auf dem gleichen Gelände). Solche Einflussgrößen können die Entscheidung über den Bau eines konkreten Kraftwerks und die Wahl der Kraftwerkstechnologie erheblich beeinflussen. Von solchen spezifischen Umständen muss bei einer generellen Betrachtung abgesehen werden. Entsprechend kann bei einem solchen Vorgehen auch nicht geklärt werden, welches Kraftwerk an welchem Standort gebaut werden wird. Stattdessen dient eine generelle Betrachtung dazu, zu klären, welche Kraftwerkstechnologien unter verallgemeinerten Bedingungen gebaut werden. Hierzu werden nachfolgend die Stromerzeugungskosten bei verschiedenen Kraftwerkstypen abgeschätzt. Grundlage ist hierbei die *interne Kostenrechnung* des (fiktiven) Investors über den Kraftwerksbau – dies bedeutet beispielsweise, dass die angesetzten

Abschreibungszeiträume sich nicht an steuerrechtlichen Vorgaben orientieren, sondern an marktüblichen Amortisationszeiträumen.

In einem ersten Schritt sind die wichtigen Erzeugungstechnologien auszuwählen, die hinsichtlich ihrer Wirtschaftlichkeit miteinander verglichen werden sollen. Im Folgenden werden hierzu vier Gruppen von Technologien betrachtet, für die dann jeweils noch unterschiedliche Varianten untersucht werden.⁹

- In der ersten Gruppe befinden sich **Windkraftanlagen** als Vertreter von Anlagen zur Nutzung regenerativer Energien, da diese Technologie auch ohne Förderung zumindest in der Nähe wettbewerbsfähiger Kosten liegt und noch ein erhebliches Ausbaupotenzial aufweist.¹⁰ Als Varianten werden erstens eine Einzelanlage mit 3 MW installierter Leistung und zweitens ein Windpark mit vier Anlagen und einer Gesamtleistung von 12 MW untersucht.
- In der zweiten Gruppe werden drei Varianten der **Braunkohleverstromung** betrachtet: erstens ein Standard-Kraftwerkskonzept mit einem Wirkungsgrad von 40 Prozent, zweitens eine Anlage mit einem Wirkungsgrad von 43 Prozent (entspricht den aktuell im Bau befindlichen Blöcken BoA 2 und 3 in Neurath) sowie drittens die Integrierte Braunkohlevergasung, die hier zudem mit nachgeschalteter Brennstoffzelle kombiniert wird und so einen elektrischen Wirkungsgrad von 55 Prozent erreicht (dies ist allerdings technologisch noch nicht realisiert).

⁹ Die im Folgenden verwendeten Daten spiegeln die Situation in Deutschland wider und stammen aus den folgenden Quellen: **Sonstige Betriebskosten** und **Investitionskosten** stammen aus GEMIS 2005 (unter Verwendung von VDEW 1998), wobei beide Kostenarten für die gegenwärtig verfügbaren Steinkohle-, Braunkohle- und Gasverstromungstechnologien an die neuere Entwicklung angepasst wurde, wie sich aus den Neubauankündigungen ergeben. Der Zinssatz entspricht dem unteren Ende. Die **Jahresnutzungsstunden** von Windkraftanlagen sind ebenfalls dieser Quelle entnommen. Für die Jahresnutzungsstunden der anderen Anlagen wurden einheitlich 7.500 Stunden angesetzt, da diese Technologien solche Laufzeiten erreichen können und hier tatsächlich bisher bestehende Unterschiede nicht zur Basis des Vergleichs gemacht werden sollten. Insofern wird hier für alle Kraftwerke angenommen, dass sie im Grundlastbetrieb verwendet werden. Zur Ermittlung der **Kosten für CO₂-Zertifikate** wurden die Standardemissionsfaktoren des UBA (UBA 2006) verwendet. Die **Brennstoffkosten** für **Braunkohle** stammen aus Leprich u.a. 2004, für **Steinkohle** wurde der Grenzübergangspreis 2006 verwendet (BAFA 2006a) und mit einem mittleren inländischen Transportkostenaufschlag versehen (vgl. GEMIS 2005). Die Grundlage des **Gaspreises** ist ebenfalls der vorläufige durchschnittliche Grenzübergangspreis 2006 (BAFA 2006b). Für Transportkosten wurde ein Aufschlag von 10% verwendet, da ein aussagefähiger Mittelwert für deutsche Verhältnisse aufgrund der geringen Anzahl von Kraftwerken, die Gas verbrauchen, nicht vorhanden ist.

¹⁰ Als weitere regenerative Technologie neben der Windkraft lässt sich auch per Wasserkraft zu wettbewerbsfähigen Kosten in einem größeren Umfang Strom erzeugen. Allerdings bestehen in Deutschland nur noch eng begrenzte Möglichkeiten zum Ausbau der Wasserkraftnutzung durch Ertüchtigung bestehender Anlagen.

- Die dritte Gruppe der **Steinkohleverstromung** wird gebildet durch erstens ein Standardsteinkohlekraftwerk mit einem Wirkungsgrad von 42 Prozent, zweitens eine Anlage mit höheren Dampftemperaturen und einem Wirkungsgrad von 46 Prozent (die meisten der in Deutschland angekündigten Neubauten entsprechen diesem Typ) sowie drittens einem Kraftwerk mit Steinkohlevergasung, ebenfalls kombiniert mit einer Brennstoffzelle und 55 Prozent Wirkungsgrad.
- In der letzten Gruppe befinden sich Technologien zur Verstromung von **Erdgas**, nämlich erstens eine reine Gasturbine mit 30 Prozent Wirkungsgrad, zweitens ein kleines GuD-Kraftwerk mit 100 MW (45 Prozent Wirkungsgrad), drittens eine mittlere GuD-Größe von 350 MW (55 Prozent Wirkungsgrad) sowie viertens eine Anlage mit 750 MW (58 Prozent Wirkungsgrad). Die größte Kraftwerkskapazität der aktuell im Bau befindlichen oder geplanten Erdgas-Kraftwerke in Deutschland soll durch diesen zuletzt genannten Anlagentyp bereitgestellt werden.

Nach der Auswahl der Anlagen sind die wesentlichen Kosten- und Nutzenaspekte festzulegen. Die Nutzenseite, d.h. der Verkauf von Strom (und ggf. Wärme) wird hier aus Vereinfachungsgründen nicht weiter betrachtet, da bei den meisten Technologien davon auszugehen ist, dass der erzielbare Preis kaum vom eingesetzten Kraftwerkstyp abhängig ist. Dies gilt zumindest für alle Anlagen, die fossile Energieträger verwenden und die alle im Grundlastbetrieb eingesetzt werden können. In der Praxis können sich für die unterschiedlichen Kraftwerkstypen natürlich durchaus Abweichungen bei den Abgabepreisen ergeben. Dies ist beispielsweise eine Folge der unterschiedlichen Teillastfähigkeit der Anlagen oder der verschiedenen Zeitdauer von An- und Abfahrvorgängen, so dass z.B. GuD-Kraftwerke durch ihre schnellere Reaktionszeit in größerem Maße auch in Spitzenlasttarifen mit höheren erzielbaren Preisen eingesetzt werden können. Auch für die Windkraftanlagen ist es möglich, dass die Einheitlichkeit des erzielbaren Strompreises nicht gilt, da diese Anlagen eine vergleichsweise geringe Anzahl an Jahresnutzungstunden aufweisen, deren Verteilung über das Jahr außerdem nicht gesteuert werden kann. Je nach verfügbaren anderen Kapazitäten sowie in Abhängigkeit von den Stromverbrauchsgewohnheiten kann es bei solchen Anlagen zu Preisabschlägen z.B. gegenüber Kohlekraftwerken kommen. So sind z.B. Backup-Kapazitäten bei geringen oder zu hohen Windgeschwindigkeiten vorzuhalten oder die Verbrauchsgewohnheiten in diesen Fällen anzupassen, was z.B. bei industriellen Verbrauchern meist zu zusätzlichen Kosten führen dürfte.

Im Weiteren wird nur die Kostenseite betrachtet. Berechnet werden dabei die totalen Durchschnittskosten pro erzeugte MWh Strom. In die Kalkulation fließen erstens die **Investitionskosten** ein. Diese werden für die noch festzulegende Amortisationszeit (siehe unten) des Kraftwerks mit einem marktüblichen Zinssatz (hier 7 Prozent) in jährliche Kapitalkosten umgerechnet. Zur Ermittlung der Investitionskosten pro erzeugter MWh Strom sind schließlich noch Jahresnutzungsvolllaststunden festzu-

legen. Da hier der Betrieb der Anlagen in Grundlast miteinander verglichen werden soll, wird einheitlich von 7.500 Stunden pro Jahr ausgegangen. Eine Ausnahme bildet die Gruppe der Windkraftanlagen: Diese erreichen aufgrund fehlenden Winds im Schnitt nicht mehr als 2.000 Jahresvolllaststunden.

Zweitens werden die **Kosten** ermittelt, die mit dem **Einsatz von Brennstoffen** verbunden sind. Bei Windkraftanlagen sind diese Kosten null, beim Einsatz fossiler Brennstoffe bestehen sie aus den Kosten für die Brennstoffe sowie aus den Kosten für CO₂-Emissionszertifikate. Bei den Brennstoffkosten wurde die Situation des Jahres 2006 zu Grunde gelegt. Aufgrund der starken Schwankungen der Energieträgerpreise und der z.T. sehr hohen Bedeutung dieser Kosten für die Gesamtkosten des Kraftwerks (bei der Gasturbine beträgt der Brennstoffkostenanteil an den Gesamtkosten über 70 Prozent) reagiert die Kostenseite sehr sensibel auf marktübliche Änderungen der Brennstoffpreise. Für die Planung von Kraftwerken sind daher eher zukünftige, auf lange Sicht zu erwartende Brennstoffpreise relevant. Die hierfür existierenden Märkte (Future-Märkte für Steinkohle und Gas bzw. Öl) schwanken allerdings mindestens ebenso stark, so dass auf den Einbezug dieser Daten verzichtet wurde. Für den Energieträger Braunkohle ist noch zu ergänzen, dass statt eines für Rohbraunkohle nicht vorhandenen Marktpreises die Vollkosten des Braunkohleabbaus angesetzt wurden. Bei den Zertifikatskosten wurde ein Zertifikatspreis von 15 € zugrunde gelegt, mit dem alle CO₂-Emissionen bewertet wurden.¹¹ Insofern werden hier wie beim verwendeten Zinssatz für die Investitionen auch Opportunitätskosten verwendet.

Drittens werden noch **sonstige Betriebskosten** (wie z.B. Personalkosten) der verschiedenen Kraftwerkstypen berücksichtigt. Diese unterscheiden sich bei gleicher Kraftwerksgröße z.T. erheblich. So sind bisher die spezifischen Betriebskosten für Steinkohlekraftwerke fast doppelt so hoch wie für GuD-Kraftwerke, auch wenn sich diese Unterschiede z.B. durch den Einsatz moderner Leittechnik in den letzten Jahren verringert haben.

Dargestellt ist im Folgenden das Ergebnis der Variation eines einzigen Parameters, nämlich des **Abschreibungszeitraumes** für die Kraftwerke. Auf nicht liberalisierten Märkten war es üblich, Kraftwerke im Rahmen der internen Kostenrechnung über ihre erwartete **technische Nutzungsdauer** (bis umfangreiche Ertüchtigungsarbeiten notwendig wurden) abzuschreiben. Für die reine Gasturbine können hier 15 Jahre, für

¹¹ Der Preis für Emissionsberechtigungen im Zuge des europäischen Emissionshandels 2005-2007 lag von April 2005 bis April 2006 zwischen 15 und 30 €/t CO₂ ist dann unter dem Eindruck der veröffentlichten Emissionsdaten bis März 2007 auf rund 1 € zurückgefallen, während sich der Preis für Emissionsberechtigungen für die Handelsperiode 2008-2012 auch bis zuletzt oberhalb von 15 € gehalten hat (vgl. Abb. 18 im Teil 1 des Branchenreports).

das GuD-Kraftwerk 20 Jahre und für Kohlekraftwerke und Windenergieanlagen 30 Jahre als durchschnittliche technische Lebensdauer angesetzt werden. In Abb. 14 ist das Ergebnis dieser Berechnung für die untersuchten Kraftwerkstypen dargestellt. Die Vollkosten des großen Erdgas-GuD-Kraftwerks (750 MW Leistung) betragen hier 62,44 € je MWh (in Abb. 14 wurde dieser Wert auf 100 Prozent normiert, um eine bessere Vergleichbarkeit zu ermöglichen). Es zeigt sich, dass demgegenüber ein modernes Steinkohlekraftwerk einen Kostenvorteil von über 5 Prozent bzw. 3,32 €/MWh hat. Ebenfalls knapp günstiger als das Erdgas-GuD-Kraftwerk ist unter diesen Bedingungen Strom aus einem Windpark, um knapp 3 Prozent teurer ist hingegen Strom aus einem Braunkohlekraftwerk mit BoA-Technologie.

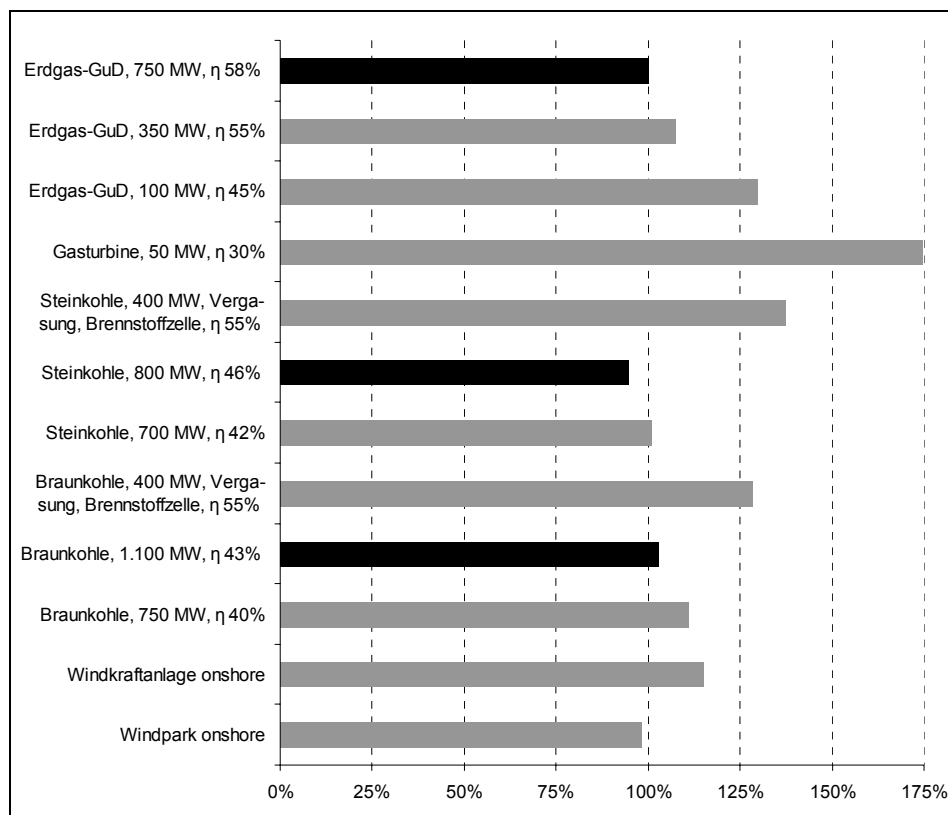


Abb. 14: Vergleich der totalen Durchschnittskosten der Stromerzeugung bei unterschiedlichen Kraftwerkstechnologien und Verwendung eines Abschreibungszeitraumes gemäß üblicher technischer Lebenszeit der betreffenden Anlagentypen; Erdgas-GuD mit 750MW = 100% (eigene Berechnung)

Insgesamt sind die Differenzen zwischen diesen Technologien nicht sehr groß. Deshalb könnten schon kleine Veränderungen bei den Brennstoffpreisen (oder auch der CO₂-Zertifikatepreise) dazu führen, dass sich die Reihenfolge der Technologiewahl ändert – gleichwohl wird der Abstand zwischen den verschiedenen Anlagentypen immer vergleichsweise gering ausfallen. Unter diesen Bedingungen ist es für Kraftwerksbetreiber sehr sinnvoll, einen Kraftwerkspark zu errichten, in dem die verschiedenen Anlagentypen alle ein ähnlich großes Gewicht erhalten, da auf diese Weise eine Absicherung gegenüber zukünftigen

starken Schwankungen für die Kosten einzelner Energieträger erreicht wird. Bei den geringen *generellen* Differenzen zwischen den unterschiedlichen Anlagentypen werden zudem die oben angesprochenen unterschiedlichen *konkreten* Bedingungen am Standort des geplanten Kraftwerksbaus ein hohes Gewicht bei der Technologiewahl haben.

Die Reihenfolge der Technologiewahl (Steinkohle- vor Erdgas-GuD- vor Braunkohlekraftwerk) ändert sich allerdings, wenn sich die zu Grunde gelegte Amortisationsdauer deutlich verkürzt. Auch in kapitalintensiven Industrien sind Amortisationszeiten, die weit unter den technischen Nutzungsdauern von Anlagen liegen, üblich. Realisiert werden große Investitionen heute oftmals nur noch bei einer voraussichtlichen Amortisation innerhalb von 3 bis 5 Jahren. Bei Kraftwerksbauprojekten in liberalisierten Märkten und funktionsfähigem Wettbewerb werden Amortisationszeiten zwischen 4 und 7 Jahren gefordert. Solche geringen Amortisationszeiten führen generell dazu, dass besonders kapitalintensive Kraftwerkstechnologien unattraktiver werden und solche mit einem hohen Anteil an Brennstoff- oder Betriebskosten an Attraktivität gewinnen. Besonders stark trifft dies vor allem solche Anlagen, die wie Windkraftanlagen keine Brennstoffkosten haben.

Die Abb. 15 zeigt das Verhältnis der Durchschnittskosten zur Stromerzeugung zwischen den verschiedenen Kraftwerkstypen bei einem **Abschreibungszeitraum von 4 Jahren** innerhalb dieser ersten 4 Jahre: Grundsätzlich erhöhen sich die Stromerzeugungskosten bei allen Kraftwerkstypen, da die Investitionen sich in kürzerer Zeit amortisieren müssen – und zwar umso stärker, je höher die Investitionskosten relativ zur erzeugten Strommenge sind. Günstigster Anlagentyp ist deshalb jetzt das Erdgas-GuD-Kraftwerk mit 750 MW Leistung, bei dem in dieser Betrachtung Stromerzeugungskosten von 76,37 €/MWh anfallen (+22 Prozent gegenüber einer Abschreibung der Investition über die technische Lebensdauer von 20 Jahren). Am stärksten fällt der Kostenanstieg bei den Windkraftanlagen aus; der Park mit vier Anlagen hätte nun doppelt so hohe Stromerzeugungskosten wie das Erdgas-GuD-Kraftwerk. Steinkohlestrom ist um mindestens knapp 15 Prozent und Braunkohlestrom um mindestens 29 Prozent teurer als Strom aus dem großen GuD-Kraftwerk.

Bezieht man die beiden Berechnungen auf das Investitionsverhalten, das real im Kraftwerksbau zu beobachten ist, so lässt sich feststellen, dass die Ergebnisse der Analyse mit langen Abschreibungszeiträumen gemäß technischer Anlagenlebensdauer gut zur voraussichtlichen bzw. von den Kraftwerksbetreibern angekündigten Entwicklung in Deutschland passt: Hier sind Zubauten geplant, die alle drei hier berücksichtigten fossilen Energieträger verwenden (vgl. Tab. 2 im Teil 1 des Branchenreports). Dagegen kann die Analyse mit kurzen Amortisationszeiten z.B. den umfangreichen Bau von Erdgas-GuD-Kraftwerken in England und Wales in den 1990er Jahren erklären, zumal damals der Gaspreis im Verhältnis zum Steinkohlepreis noch deutlich tiefer lag, somit also

auch schon etwas längere Amortisationszeiten als die hier angesetzten 4 Jahre zur Bevorzugung von Gas geführt haben.

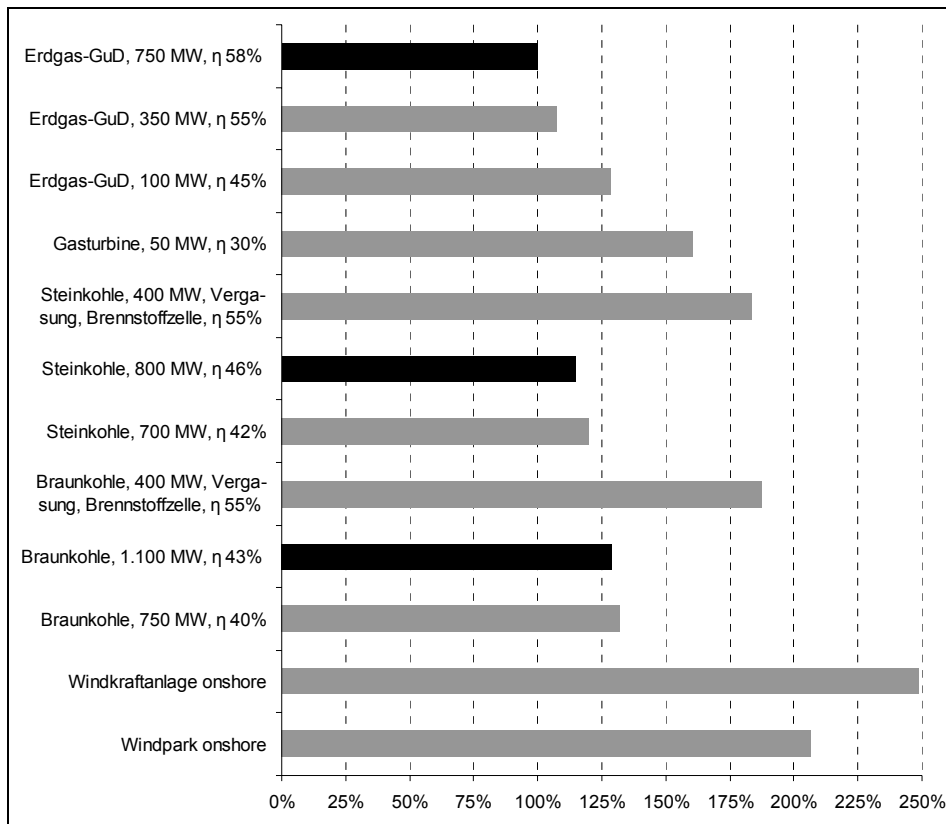


Abb. 15: Vergleich der totalen Durchschnittskosten der Stromerzeugung bei unterschiedlichen Kraftwerkstechnologien und Verwendung einem Abschreibungszeitraum von 4 Jahren; Erdgas-GuD mit 750MW = 100% (eigene Berechnung)

Im Regelfall können sich Unternehmen nicht aussuchen, welche Amortisationszeit sie für Investitionsprojekte ansetzen. Sowohl bei Eigenkapital- als auch bei Fremdkapitalfinanzierung muss das eigene Finanzierungsobjekt mit den möglichen Erträgen anderer Projekte (auf anderen Märkten) verglichen werden. Würde sich also der Ordnungsrahmen so ändern, dass auf dem Strommarkt ein funktionsfähiger Wettbewerb entstünde, dann würden sich die geforderten Amortisationszeiten in Richtung der industrieüblichen, kurzen Dauer entwickeln. Unter den konventionellen Kraftwerkstechnologien würde dann tendenziell der Erdgas-GuD-Prozess gegenüber der Kohleverstromung bevorzugt. Zudem wird die Markteinführung neuer Technologien zur Nutzung regenerativer Energiequellen oder in Form von Brennstoffzellen stärker abhängig von staatlicher Förderung, da neu entwickelte Anlagenkonzepte zunächst hohe Investitionskosten aufweisen, die sich dann erst im Laufe einer wachsenden Produktion durch Lern- und Größeneffekte verringern. Somit würden diese neuen Technologien ohne staatliche Förderung und ohne weitere Änderungen später wettbewerbsfähig. Hinzu kommt, dass standortspezifische Besonderheiten bei der Wahl der Technologie gegenüber den generellen Kostenaspekten weniger Gewicht haben, da die generelle Kostendifferenz zwischen den einzelnen Technologien bei

kürzeren Abschreibungszeiträumen deutlich steigt – und damit auch die Tendenz zur Wahl der allgemein kostengünstigsten Technologie.

In ähnlicher Weise wie hier beispielhaft anhand unterschiedlicher Amortisationszeiten gezeigt, haben auch Veränderungen bei anderen Parametern einen Einfluss darauf, welche Kraftwerkstechnologie zu den geringsten Stromkosten führt. Zu nennen ist hier z.B. der Zertifikatspreis für CO₂-Emissionen: Zum einen beeinflusst die Ausgestaltung des Emissionshandels (wie z.B. die Menge der verteilten Emissionsrechte oder der Umfang der Ausstattung einzelner Anlagen mit kostenlosen Emissionsrechten) den Zertifikatspreis; zum anderen können aber auch Regelungen zur Einpreisung der Emissionsrechte die Kalkulationsgrundlage verändern. Insofern ist die Frage, welcher Kraftwerkstechnologie aus betriebswirtschaftlicher Perspektive der Vorzug zu geben ist, einerseits sehr stark abhängig von nur schwer beeinflussbaren Entwicklungen (wie z.B. dem Verhältnis der Energieträgerpreise). Andererseits ist aber auch zu erkennen, dass so bedeutsame Parameter wie Amortisationszeiten und Zertifikatspreise sehr eng mit politischen Entscheidungen verbunden sind. Somit können diese auch genutzt werden, um bestimmte Technologien zu fördern oder aus dem Markt zu drängen.

Abbildungen

Abb. 1:	Relevante Technologien und Entwicklungslinien für Kraftwerke	10
Abb. 2:	Brennstoffzellensystem mit einer 250 kW-MCFC-Einheit im Verbund mit Vergärungsanlage zur Erzeugung von Methan aus Bioabfällen	44
Abb. 3:	Führende Anmelder von Patenten zur Brennstoffzellentechnologie im Jahr 2003	49
Abb. 4:	Weltweite kumulierte Installation von Brennstoffzellen seit 1996	52
Abb. 5:	Weltweite Installation von Brennstoffzellen seit 1996	53
Abb. 6:	Luftbild eines Farmkraftwerkes in Kalifornien und schematischer Aufbau des Parabolrinnen-Sonnenkollektors	59
Abb. 7:	Turmkraftwerk und schematischer Aufbau	62
Abb. 8:	Dish- oder Parabolanlagen und schematischer Aufbau	64
Abb. 9:	Aufwindkraftwerk und schematischer Querschnitt	65
Abb. 10:	Weltkarte der solarthermischen Stromerzeugungspotenziale in GWh/km ² a; Durchschnittswerte für Standorte mit 25 km x 25 km Kantenlänge.	67
Abb. 11:	Funktionsschema eines hydrothermalen geothermischen Kraftwerkes.	72
Abb. 12:	Schematischer Aufbau eines Virtuellen Kraftwerkes	80
Abb. 13:	Investitionskosten verschiedener Stromerzeugungstechnologien je installierten kW Anlagenkapazität im internationalen Maßstab	85
Abb. 14:	Vergleich der totalen Durchschnittskosten der Stromerzeugung bei unterschiedlichen Kraftwerkstechnologien und Verwendung eines Abschreibungszeitraumes gemäß üblicher technischer Lebenszeit der betreffenden Anlagentypen; Erdgas-GuD mit 750MW = 100%	89
Abb. 15:	Vergleich der totalen Durchschnittskosten der Stromerzeugung bei unterschiedlichen Kraftwerkstechnologien und Verwendung einem Abschreibungszeitraum von 4 Jahren; Erdgas-GuD mit 750MW = 100%	91

Tabellen

Tab. 1:	Projekte mit Realisierung von integrierter Kohlevergasung und GuD-Technologie; * Anlage aktuell in Betrieb	32
Tab. 2:	Verschiedene Brennstoffzellen-Typen für die stationäre Erzeugung von Strom und ggf. auch Wärme im Überblick	41
Tab. 3:	Projekte zur Erprobung von virtuellen Kraftwerken in Deutschland	81

Abkürzungen

AKW	Atomkraftwerk
BHKW	Blockheizkraftwerk
BoA	Braunkohlekraftwerk mit optimierter Anlagentechnik
CO ₂	Kohlendioxid
CSP	Solarthermie (engl.: Concentrating Solar Power)
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
FuE	Forschung und Entwicklung
GuD	Gas- und Dampftechnologie
GW	Gigawatt
GWh	Gigawattstunde
HTR	Hochtemperaturreaktor
kW	Kilowatt
kWh	Kilowattstunde
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
KWKK	Kraft-Wärme-Kälte-Kopplung
LWR	Leichtwasserreaktor
MW	Megawatt
MWh	Megawattstunde
OECD	Organisation für wirtschaftliche Zusammenarbeit und Entwicklung (engl.: Organisation for Economic Cooperation and Development)
TW	Terawatt
TWh	Terawattstunde
WZ 93	Klassifikation der Wirtschaftszweige, Ausgabe 1993

Literatur

- Adamson, Kerry-Ann (2006): Fuel Cell Today Market Survey: Large Stationary Applications 2006. Internet: <http://www.fuelcelltoday.com/FuelCellToday/IndustryInformation/IndustryInformationExtenal/Reports/DisplayReport/0,1620,1148,00.html?Category=Survey>
- Arndt, Ulli / von Roon, Serafin / Wagner, Ulrich (2006): Virtuelle Kraftwerke: Theorie oder Realität? In: Brennstoff Wärme Kraft, Bd. 58, 2006 Nr. 6: 52-57 (zit. als: Arndt et al. 2006)
- Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (2006): Energie 1980-2006 Drittlands-kohle. Internet: http://www.bafa.de//1/de/download/xls/statistiken/energie_1980_2006_-dritt-landskohle.xls (zit. als: BAFA 2006a)
- Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (2006): Erdgas, Monatliche Entwicklung des Grenzübergangspreises. Internet: <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/Binaer/erdgasmon,property=blob,bereich=bmwi,sprache=de,rwb=true.xls> (zit. als: BAFA 2006b)
- Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (2006): Nationaler Allokationsplan 2008-2012 für die Bundesrepublik Deutschland. Berlin (zit. als: BMU 2006)
- Bundesministerium für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung / Bundesministerium für Bildung und Forschung / Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (2006): Nationales Innovationsprogramm Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie. Internet: <http://www.bmvbs.de/-,302.959574/Nationales-Innovationsprogramm.htm> (zit. als: BMVBS et al. 2006)
- Deutsche Energie-Agentur GmbH (2005): Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windenergie in Deutschland an Land und Offshore bis zum Jahr 2020. Köln 2005 (zit. als: DENA 2005)
- DLR (2005): ECOSTAR – European Concentrated Solar Thermal Road-Mapping. Edited by: Robert Pitz-Paal, Jürgen Dersch, Barbara Milow
- DLR (2006): Trans-Mediterranean Interconnection for Concentrating Solar Power – Final Report. Stuttgart 2006
- FuelCell Energy (Hg. / 2006): FuelCell Energy Submits 98.6 MW of Bids for Ultra-Clean, Multi-Megawatt Power Plant Projects in Connecticut. Internet: http://www.corporate-ir.net/ireye/ir_site.zhtml?ticker=FCEL&script=412&layout=-6&item_id=944934 (zit. als: FuelCell Energy, Pressemitteilung vom 27.12.2006)
- GEMIS (2005): GEMIS (Gesamt-Emissionsmodell integrierter Systeme), Software-Version 4.2
- Greenpeace (2005): Concentrated Solar Thermal Power – Now! Amsterdam
- HFP Secretariat (2006): Implementation Plan – Status 2006.
- International Energy Agency (2004): World Energy Outlook 2004. Paris (zit. als: IEA 2004)
- International Energy Agency (Hg. / 2005): Legal Aspects of Storing CO₂. Paris (zit. als: IEA 2005)

- Kemfert, Claudia / Schumacher, Katja (2005): Klimaschutz im deutschen Strommarkt: Chancen für Kohletechnologien durch CO₂-Abscheidung und -Speicherung?. In: DIW Wochenbericht, 72. Jahrgang / 20. April 2005, Nr. 16/2005, S. 243-248
- Köhler, Silke (2005): Geothermisch angetriebene Dampfkraftprozesse – Analyse und Prozessvergleich binärer Kraftwerke. Dissertation an der TU Berlin. Berlin
- Leprich u.a. (2004): Ausgewählte Fragestellungen zur EEG-Novellierung, Teilbericht: Strompreisszenarien und Strompreisvergleich, Gutachten für das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. Internet: http://www.wind-energie.de/fileadmin/dokumente/Themen_A-Z/Strompreise%20%20Energiepreise/Studie_eeg_teilbericht_strompreis.pdf
- Paschen, Herbert / Oertel, Dagmar / Grünwald, Reinhard (2003): Möglichkeiten geothermischer Stromerzeugung in Deutschland. Sachstandsbericht. Hrg.: Deutscher Bundestag, Ausschuss für Bildung, Forschung und Technikfolgenabschätzung – TAB-Arbeitsbericht Nr. 84 (zit. als: Paschen et al. 2003)
- Ploetz, Christiane (2003): Sequestrierung von CO₂: Technologien, Potenziale, Kosten und Umweltauswirkungen. Externe Expertise für das WBGU-Hauptgutachten 2003 „Welt im Wandel: Energiewende zur Nachhaltigkeit“, Berlin, Heidelberg, S. 4
- Strategierat Wasserstoff/Brennstoffzellen (2006): Nationaler Entwicklungsplan zum „Innovationsprogramm Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie“, Version 1.1. Internet: <http://www.nkj-ptj.de/index.php?index=12>
- The European Technology Platform for Zero Emission Fossil Fuel Power Plants (2006a): *Strategic Research Agenda*. 7 September 2006 (zit. als: ZEP 2006a)
- The European Technology Platform for Zero Emission Fossil Fuel Power Plants (2006b): Making Carbon Capture and Storage Happen in Europe: Markets, Policy and Regulation. 26. September 2006 (zit. als: ZEP 2006b)
- Trieb, Franz et al. (2002): Potenziale, Standortanalysen, Stromtransport. In: Themen 2002 – Solare Kraftwerke. Hrg.: ForschungsVerbund Sonnenenergie, Berlin
- Umweltbundesamt (2000): Jahresbericht 1999. Berlin (zit. als: UBA 2000)
- Umweltbundesamt (2006): Emissionsfaktoren und Kohlenstoffgehalte. Internet: http://www.dehst.de/SharedDocs/Downloads/DE/Antragstellung__dl/Antragstellung__neu__dl/Emissionsfaktoren__und__C-Gehalte,templateId=raw,property=publicationFile.pdf/Emissionsfaktoren__und__C-Gehalte (zit. als: UBA 2006)
- Verein Deutscher Zementwerke / Forschungsinstitut der Zementindustrie (1999): Verminderung der CO₂-Emissionen – Beitrag der deutschen Zementindustrie – Monitoring-Bericht 1998. Düsseldorf (zit. als: VDZ 1999)
- Vuataz, Francois-D. (2003): Geothermie und Stromproduktion. In: Erneuerbare Energien 3/2003
- White, Ed (2004): The Hydrogen Revolution. An evaluation of patent trends in the fuel cell industry. Hg.: Thomson Scientific Ltd., London / Tokyo / Philadelphia
- Wissenschaftlicher Beirat der Bundesregierung für globale Umweltveränderungen (2003): Welt im Wandel: Energiewende zur Nachhaltigkeit. Berlin 2003

NOTIZEN

