



Wirtschaft – Technologie – Umwelt
Betriebs- und Mitbestimmungspolitik

Vorstand

Branchenreport



Energietechnik und Kraftwerksbau – Teil 1

Überblick zum Kraftwerksbau,
Entwicklung der Nachfrage

Impressum

Wirtschaftspolitische Informationen
Branchenreport

2 / 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.	Die Herstellung von Kraftwerkstechnik in Deutschland – ein Überblick	8
2.1	Der Kraftwerksanlagenbau	8
2.2	Die Herstellung von kraftwerkstechnischen Komponenten	19
2.3	Regionale Schwerpunkte der Kraftwerkstechnik in Deutschland	21
2.3.1	Das Ruhrgebiet	22
2.3.1.1	Energietechnische Wertschöpfungsstrukturen	22
2.3.1.2	Unternehmensumfeld	25
2.3.1.3	Bewertung der Entwicklungsperspektiven	27
2.3.2	Region Nürnberg / Erlangen (Bayern)	28
2.3.2.1	Energietechnische Wertschöpfungsstrukturen	28
2.3.2.2	Unternehmensumfeld	29
2.3.2.3	Bewertung der Entwicklungsperspektiven	32
3.	Entwicklung der Märkte für Kraftwerks- und Energietechnik	33
3.1	Energiemarkt Deutschland: Mögliche Entwicklungspfade und Szenarien für die Nachfrage nach Kraftwerks- und Energietechnik	33
3.1.1	Parameter der Szenarien und ihre Zusammenhänge	36
3.1.1.1	Parameter 1: Politisch-rechtliche Rahmenbedingungen	36
3.1.1.2	Parameter 2: Preise für Energieträger	36
3.1.1.3	Parameter 3: Technologische Entwicklung	45
3.1.1.4	Die Entwicklung des Energiemarktes: ein Feld mit großem Gestaltungsbedarf	48
3.1.2	Szenarien des zukünftigen Strommarkts in Deutschland	49
3.1.2.1	Szenario 1: Business as usual	49
3.1.2.2	Szenario 2: Optimierter Energiemarkt	56
3.1.2.3	Szenario 3: Explorative Entwicklung	60
3.1.2.4	Vergleich und Bewertung der Szenarien	63
3.2	Ausländische Märkte für Kraftwerks- und Energietechnik	65
3.2.1	Weltweite Entwicklung der Stromproduktion	65
3.2.2	Die Nachfrage nach Kraftwerks- und Energietechnik im Ausland	67
3.3	Zusammenfassende Bewertung: Nachfrageentwicklung, Marktpositionierung von Energietechnik-Herstellern und Beschäftigung	79
	Abbildungen	83
	Tabellen	84
	Abkürzungen	85
	Literatur	86

1. Anlass und Aufbau

Deutschland hat neben Japan und teilweise den USA den in technologischer Hinsicht am höchsten entwickelten Kraftwerksanlagenbau. Nach umfangreichen Kraftwerksbauten in den 1970er und 1980er Jahren ist die Entwicklung insbesondere auf dem heimischen Markt in den vergangenen 15 Jahren von einem schwachen Neubaugeschäft geprägt gewesen. Diese Situation ändert sich gegenwärtig, und für die nächsten 10 Jahre könnte der Kraftwerksbau in Deutschland das alte Niveau wieder erreichen. Auch weltweit herrscht ein großer Bedarf an neuen Kraftwerken – schließlich wird bis zum Jahr 2030 eine Verdoppelung des weltweiten Strombedarfes erwartet. Für den Kraftwerksanlagenbau könnte damit eine Ära mit prall gefüllten Auftragsbüchern beginnen.

Allerdings wächst das Bewusstsein für die Notwendigkeit eines wirksamen Klimaschutzes gegenwärtig auch immer stärker. Die Erzeugung von Strom durch die Verbrennung fossiler Energieträger ist eine der Hauptursachen für die Emissionen des Treibhausgases Kohlendioxid. Vor diesem Hintergrund lassen sich eine 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 Stromerzeugungstechnologien 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, von einer breiten Umsetzung am Markt allerdings noch weit entfernt.

Das vorliegende Heft ist Teil 1 des Reports zur Energietechnik und zum Kraftwerksbau. Der Report befasst sich insgesamt mit den wichtigen Entwicklungen in der Branche und beleuchtet Herausforderungen, Chancen und Handlungsanforderungen, die im Hinblick auf Sicherung und Weiterentwicklung von Wertschöpfung und Beschäftigung wichtig sind. In diesem ersten Teil werden die Entwicklung und die Schwerpunktregionen des Kraftwerksanlagenbaus in Deutschland sowie der Bedarf an Kraftwerks- und Energietechnik sowohl auf dem Heimatmarkt wie auch im Ausland dargestellt. Danach folgt im zweiten Teil eine Betrachtung der technischen und wirtschaftlichen Potenziale verschiedener Stromerzeugungstechnologien. Den Abschluss bilden im dritten Teil Kurzfassungen der Teile 1 und 2 sowie Handlungsempfehlungen für eine erfolgreiche Entwicklung von Wertschöpfung und Beschäftigung im Kraftwerksbau in Deutschland.

2. Die Herstellung von Kraftwerkstechnik in Deutschland – ein Überblick

2.1 Der Kraftwerksanlagenbau

Die Kraftwerkstechnik ist ein Teil der Energietechnik und dient zur Umwandlung von Primärenergie in Elektrizität, Wärme oder Prozessdampf. Strom ist der wichtigste Sekundärenergieträger: Weltweit wurden im Jahr 2003 rund 16.700 TWh Strom erzeugt, dies entsprach 37 Prozent des gesamten weltweiten Energiebedarfs. Strom wird weltweit bisher ganz überwiegend in zentralen Großkraftwerken erzeugt und dann mittels Übertragungs- und Verteilungsnetzen an die Stromverbraucher geliefert. Bei der Stromerzeugung werden als Primärenergie vor allem fossile Brennstoffe (weltweit im Jahr 2003: 66 Prozent), Wasserkraft (16 Prozent) und Atomkraft (16 Prozent) eingesetzt. Nur 1,5 Prozent des Stroms wurde unter Nutzung der regenerativen Primärenergien Wind, Sonneneinstrahlung und Biomasse sowie 0,4 Prozent durch Verbrennung von Abfall erzeugt.

Kernkomponenten eines (Groß-) Kraftwerkes sind Dampferzeuger, Turbinen, mit deren Hilfe thermische Energie zunächst in mechanische Energie umgewandelt wird, und Generatoren, mit denen schließlich der Strom erzeugt wird. Im Hinblick auf die Konstruktion unterscheiden sich Turbinen, die mittels Dampf (i.d.R. Wasserdampf) angetrieben werden, welcher an einem anderen Ort (i.d.R. in einem Kessel) erzeugt wird, sehr deutlich von solchen Turbinen, in denen die Umsetzung des Brennstoffes sowie die Entspannung des Heißgases innerhalb eines Aggregats erfolgt. Große **Dampfturbinen** werden in Deutschland von den Unternehmen Siemens Power Generation und Alstom hergestellt, die zu den weltweit führenden Kraftwerksbauern gehören. Wichtige internationale Anbieter sind außerdem der Weltmarktführer GE Energy (in Europa mit Fertigung in Frankreich) sowie die japanischen Konzerne Mitsubishi Heavy Industries, Toshiba und Hitachi – letztere fertigen jedoch jeweils keine Turbinen und Generatoren in Europa. In der konventionellsten Form wird die Turbine mit Wasserdampf angetrieben, welcher in fossil befeuerten Kraftwerken in Kesselanlagen unter Verbrennung von Kohle oder anderen Brennstoffen erzeugt wird. In Atomkraftwerken wird der Wasserdampf aus der Wärme der Kernspaltung gewonnen. Dampfturbinen erreichen eine Leistung von bis zu 1.500 MW.

Dampferzeuger für Großkraftwerke errichten in Deutschland die Unternehmen Alstom und Hitachi sowie für Atomkraftwerke AREVA NP (Erlangen). Für kleine bis mittelgroße fossil befeuerte Kraftwerke mit einer Leistung bis ca. 300 MW sind außerdem die Unternehmen Standardkessel (Duisburg), Balcke-Dürr und Lentjes (beide Ratingen) als Hersteller von Dampferzeugern zu nennen. Kesselanlagen bzw. entsprechende Komponenten werden von diesen Unternehmen an den Standorten in Deutschland allerdings nicht mehr selber gefertigt, sondern nur noch geplant, projiziert und errichtet bzw. montiert. Moderne Steinkohle-Kraft-

werke mit Dampfturbinen-Antrieb erreichen heute eine Energieeffizienz von rund 47 Prozent, moderne Braunkohle-Kraftwerke rund 45 Prozent.

Der Dampf wird nach der Entspannung in der Dampfturbine häufig über Wärmetauscher mit Hilfe von **Kühltürmen** kondensiert; der Wasser/Dampf-Kreislauf ist ein geschlossener Kreislauf. Weiterhin ist eine direkte Kühlung z.B. durch Flusswasser möglich. Kühltürme werden in Deutschland vor allem von der GEA Group (Herne) angeboten. Wichtige Bestandteile eines Kraftwerkes sind außerdem die **Leittechnik** zur Steuerung des Kraftwerkes und der elektrotechnischen Einrichtungen, die zur Einspeisung des Stromes in das Stromnetz dienen. Wichtige deutsche Anbieter sind in diesen Bereichen Siemens (Karlsruhe) und ABB (Mannheim). Schließlich erfordert der Kraftwerksbau auch spezielle **Tiefbau- und Hochbauleistungen**, auf die in Deutschland vor allem die Konzerne Hochtief (Essen), Bilfinger Berger (Mannheim) und Heitkamp (Herne) spezialisiert sind.

In den vergangenen Jahren haben sich am Markt zunehmend auch Alternativen zum reinen Dampfturbinen-Antrieb durchgesetzt. Für Großkraftwerke ist hierbei insbesondere die **Gas- und Dampftechnologie** (GuD) unter Einsatz von Erdgas anzusprechen. Dabei wird das heiße Brenngas aus der Feuerung zunächst zum Antrieb einer **Gasturbine** (die ihrerseits einen Generator antreibt) und anschließend zur Erzeugung von Dampf genutzt, mit dem wiederum eine Dampfturbine angetrieben wird. GuD-Prozesse erreichen auf diesem Wege eine höhere Energieeffizienz von aktuell ca. 58 Prozent. Entsprechende Systeme werden heute von allen führenden Herstellern von Turbomaschinensätzen für Großkraftwerke angeboten. Von größter Bedeutung ist in solchen Systemen die Gasturbine – führende Hersteller solcher Maschinen für den Kraftwerkseinsatz sind Siemens Power Generation und Alstom, der international führende Anbieter ist GE Energy.

Neben Großkraftwerken werden zunehmend aber auch **kleinere Stromerzeugungseinheiten** errichtet, die als Antrieb für den Generator z.B. mit einer Gasturbine, einer Dampfturbine oder mit einem Verbrennungsmotor ausgestattet sind. Typische Einsatzfelder für solche Anlagen sind die Eigenstromerzeugung an großen Industriestandorten und in Krankenhäusern oder die Versorgung von Wohnanlagen. Eine entsprechende verbrauchsnahe Stromerzeugung hat zudem den Vorteil, dass sie auch sehr gut mit einer Nutzung der zwangsläufig ebenfalls entstehenden Wärme kombiniert werden kann. Die Auskoppelung von Nutzwärme ist zwar mit einer Verminderung des elektrischen Wirkungsgrades verbunden, insgesamt aber wird mit der kombinierten Erzeugung bzw. Nutzung von Strom und Wärme eine höhere Energieeffizienz (bis zu 90 Prozent) erreicht als mit Großkraftwerken, die ausschließlich der Stromerzeugung dienen. Auch viele Stadtwerke setzen die **Kraft-Wärme-Kopplung** in Kraftwerken von kleiner oder mittlerer Größe ein und versorgen städtische Gebäude, gewerbliche Kunden oder Privathaushalte mit Strom und/oder Wärme. Allerdings stammen größere Teile

dieser Anlagen noch aus der Zeit vor der Strommarktliberalisierung in Deutschland und es ist fraglich, ob sie in dieser Form unter heutigen Bedingungen wettbewerbsfähig sind.

Auch in Großkraftwerken wird die Kraft-Wärme-Kopplung eingesetzt: So wird z.B. im Kraftwerk Scholven (Gelsenkirchen) – eines der größten fossil befeuerten Kraftwerke in Europa – ein Block zur kombinierten Strom-Wärme-Erzeugung betrieben, um nahe gelegene Industriebetriebe mit Prozessdampf zu versorgen und Wärme in Deutschlands größtes Fernwärme-Verbundsystem einzuspeisen. Die Weiterleitung von Wärme über große Distanzen ist allerdings zumeist mit deutlichen Energieverlusten und hohen Kosten für die Leitungsinfrastruktur verbunden.

Führende Kraftwerksanlagenbauer in Deutschland sind die Unternehmen Siemens, Alstom, Hitachi und Areva NP. Diese vier Unternehmen haben ein unterschiedliches Leistungsprofil:

- **Siemens Power Generation (PG)** ist eine Sparte der Siemens AG und tritt vor allem als Spezialist für Turbinen und Generatoren sowie Kraftwerksleittechnik auf. Turbinen werden in einem sehr breiten Leistungsspektrum angeboten, welches bei Dampfturbinen von 1 bis 1.200 MW reicht und bei Gasturbinen sowohl größere Maschinen bis 290 MW für den Einsatz in Großkraftwerken wie auch Industriegasturbinen mit einer Leistung ab 4 MW, die zur Stromerzeugung oder z.B. zum Antrieb von Verdichterstationen eingesetzt werden können. Siemens PG hat in Deutschland rund 12.000 und weltweit ca. 36.400 Beschäftigte und erzielte im Geschäftsjahr 2006 einen Umsatz von 10,1 Mrd. €. Wichtige Standorte in Deutschland sind Erlangen (Verwaltung, Engineering, FuE), Mülheim an der Ruhr (Engineering, Fertigung von Dampfturbinen und Generatoren), Berlin (Fertigung von Gasturbinen), Erfurt (Fertigung von Generatoren), Karlsruhe (Leittechnik, Prozesssteuerungen), Görlitz (Fertigung von Industriedampfturbinen) und Duisburg (Verdichter). Seit der Übernahme der Sparte für konventionelle Kraftwerkstechnik des Westinghouse-Konzerns in 1998 ist Siemens PG außerdem mit fünf Fertigungsstandorten für Dampf- und Gasturbinen sowie Generatoren und Kraftwerksleittechnik in den USA bzw. Kanada vertreten. Weitere Fertigungs- und Engineeringstandorte werden in Indien, Ungarn, England, Tschechien und Schweden geführt. Zu Siemens zählt seit Mitte 2006 auch die **AG Kühnle, Kopp & Kausch** (Frankenthal), die u.a. Dampfturbinen für kleinere (z.B. geothermische) Kraftwerke herstellt. Außerdem zählt Siemens nach Übernahme des dänischen Windkraftanlagenbauers Bonus und des Getriebeherstellers Flender (Bocholt) mittlerweile zu den führenden Herstellern von Windkraftanlagen. Neben der Sparte Power Generation sind auch noch andere Konzernsparten in der Energietechnik aktiv: Siemens Power Transmission and Distribution (PTD) ist hinter ABB der weltweit zweitgrößte Hersteller von Stromnetztechnik, Siemens Industrial Solutions and Services (I&S) liefert u.a. Technik für industriellen Eigenstromerzeugung und geothermische Kraftwerke.

- Die **Alstom Power AG** ist eine Tochter des französischen Alstom-Konzerns, der als Systemhersteller komplette Großkraftwerke aus vollständig eigenen Kernkomponenten anbietet. In Deutschland stellt Alstom sowohl Dampfkessel wie auch Gas- und Dampfturbinen, Generatoren und Kraftwerksleittechnik her. Dampfturbinen von Alstom haben Leistungen zwischen 100 und 1.500 MW, Gasturbinen werden in einer Stärke von 50 bis 290 MW gefertigt. Die Herstellung von Industriegas- und Industriedampfturbinen wurde im Jahr 2003 an Siemens verkauft. Die Alstom Power AG hat in Deutschland rund 3.200 Beschäftigte, weltweit zählt die Alstom Power-Sparte rund 34.500 Beschäftigte. Wichtige Standorte in Deutschland sind Mannheim (Herstellung von Gehäusen sowie Endmontage von Gasturbinen und Dampfturbinen bis 1.300 MW und Leittechnik, die Fertigung von Generatoren soll zu Ende 2007 aufgegeben werden; ehemaliger Standort der ABB Kraftwerke AG und vormals der Brown, Boveri & Cie), Stuttgart (Entwicklung und Konstruktion von Dampfkesseln), Berlin (Servicegeschäft), Bexbach (Turbinenschaukeln) und Kassel (u.a. thermische Systeme und Abwärmepferzeugungsanlagen für die chemische und metallurgische Industrie). In der Schweiz werden vor allem Turbinen und Generatoren entwickelt sowie Turbinenrotoren gefertigt. In Frankreich werden u.a. Turbogruppen für Kernkraftwerke hergestellt. Weitere wichtige Fertigungsstandorte liegen in Polen, in China, wo z.B. Teile für Wasserkraftwerke hergestellt werden, und in den USA, wo Dampfkessel konstruiert werden. Im Geschäftsjahr 2005/06 erreichte Alstom im Kraftwerksbau weltweit einen Umsatz von 5,1 Mrd. €, im Kraftwerksservice weitere 2,8 Mrd. €. Insgesamt entfiel hiervon rund 1 Mrd. € auf die Standorte in Deutschland.
- **Hitachi Power Europe** ist Teil des japanischen Hitachi-Konzerns und am Standort Oberhausen als Spezialist für das Engineering und den Bau von Dampfkesseln und Kraftwerken tätig. Bei dem Unternehmen handelt es sich im Kern um die Kraftwerksengineering-Sparte der früheren Babcock Borsig Power GmbH, die zu den weltweit führenden Kessel- und Kraftwerksbauern zählte, im Jahr 2002 aber ebenso wie die gesamte Babcock Borsig AG Insolvenz anmelden musste¹. Der Hitachi-Konzern erzielt mit rund 18 Mrd. US-\$ etwa ein Viertel seines Umsatzes im Bereich Power and Industrial Systems, zu dem neben der konventionellen Kraftwerkstechnik auch der Bau von Atom- und Wasserkraftwerken sowie energie-technische Systeme für Industrieanlagen zählen. Der Umsatz im Bereich konventioneller Kraftwerkstechnik erreicht eine Größenordnung von rund 4 Mrd. US-\$, wovon wiederum der weitaus größte Teil in Japan erzielt wurde. In Europa war das Hitachi allerdings bisher kaum aktiv – die Übernahme des Kraftwerksengineerings von Babcock Borsig muss daher als strategischer Eintritt in die bis-

¹ Die ehemalige Kraftwerksservice-Sparte von der Babcock Borsig AG firmiert heute als Babcock Borsig Service GmbH und ist Teil des Baukonzerns Bilfinger Berger.

her von europäischen und amerikanischen Anbietern dominierten Märkte Europa, ehemalige GUS-Staaten, naher Osten und Afrika verstanden werden. Hitachi Power Europe zählt in Oberhausen rund 650 Beschäftigte; derzeit wird für 2007 der Umzug des Unternehmens nach Duisburg vorbereitet, wo für 800 Mitarbeiter geplant wird. Das Unternehmen hat sich in seiner neuen Form auf dem Markt mittlerweile etabliert und z.B. vom Stromerzeuger STEAG (Essen) erst kürzlich den Auftrag für den schlüsselfertigen Neubau des Steinkohlekraftwerkes Duisburg-Walsum (750 MW_{el}) erhalten. Hier sollen auch Turbinen von Hitachi zum Einsatz kommen.

- **Areva NP** ist ein Joint Venture der französischen Areva-Gruppe (66 Prozent Anteil) und der Siemens AG (34 Prozent Anteil) und ist der weltweit führende Anbieter von Atomkraftwerken. Siemens hat seine kerntechnischen Aktivitäten vollständig in dieses Unternehmen eingebracht. Der Umsatz von Areva NP betrug im Jahr 2006 rund 5,2 Mrd. €, wovon 2,3 Mrd. € auf den Kraftwerksbau sowie die Herstellung von Komponenten und den Service für Atomkraftwerke entfielen (die restlichen 2,9 Mrd. € entfallen auf die Produktion von Kernbrennstoffen). Die Zahl der Beschäftigten von Areva NP liegt weltweit bei rund 14.000. In Deutschland betreibt das Unternehmen an den Standorten Erlangen (2.300 Mitarbeiter) und Offenbach (800 Mitarbeiter) Engineering und Abwicklung des Baus von Kernkraftwerken mit den Schwerpunkten Druck- und Siedewasserreaktoren. Die Tochter Areva Advanced Nuclear Fuels GmbH stellt Brennelemente her und ist hierzu an den Standorten Duisburg (rund 200 Mitarbeiter), Lingen (rund 370 Mitarbeiter) und Karlstein (rund 170 Mitarbeiter) tätig.

Die weltweit größten Unternehmen im Kraftwerksanlagenbau sind das amerikanische Unternehmen **General Electric** (GE) mit seiner Sparte Energy (rund 36.000 Beschäftigte und 19,1 Mrd. US-\$ Umsatz) und der japanische Konzern **Mitsubishi** mit seiner Sparte Heavy Industries (rund 33.000 Beschäftigte und 19 Mrd. € Umsatz in 2006, davon rund 4,5 Mrd. € im Bereich Power Systems). Beide Anbieter sind in Deutschland nicht mit einer Fertigung von Kraftwerkstechnik vertreten. Mitsubishi erzielt den weitaus größten Teil seines Umsatzes in Asien, ist aber auch in den USA aktiv. **GE Energy** stellt mittlerweile in Deutschland nur noch Windkrafttechnik her, außerdem wurde im Jahr 2004 ein Forschungs- und Entwicklungszentrum in Garching eingerichtet, das sich auch mit zukunftssträchtigen Energieumwandlungstechnologien befasst. Bis 2003 hatte GE in Essen eine Fertigung von Gasturbinen betrieben, die ursprünglich AEG Kanis entstammte; die Herstellung wurde dann nach Frankreich verlagert. Die nachfolgende Tab. 1 gibt einen Überblick über ausgewählte internationale Anbieter von Großkraftwerken.

ENERGIETECHNIK UND KRAFTWERKSBAU – TEIL 1

Unternehmen	Standorte Deutschland (ohne Vertrieb u. Service)	Standorte weltweit (ohne Vertrieb u. Service)	Leistungen / Produkte		Umsatz 2006	Beschäftigte insgesamt
			in Deutschland	im Ausland		
Siemens AG Power Generation	Erlangen Berlin Bremen Duisburg Erfurt Görlitz Karlsruhe Mülheim/Ruhr	Taubate (Brasilien) Nanjing (China) Aalborg, Brande (Dänemark) Hamilton (Kanada) New Delhi, Baroda, Gurgaon (Indien) Kuala Lumpur (Malaysia) Finspong (Schweden) Brno (Tschechien) Lincoln, Newcastle (UK) Budapest (Ungarn) Alpharette, Charlotte, Fort Payne, Orlando, Pittsburgh, Winston Salem (USA)	Kraftwerke: - Konventionell - Biomasse Dampfturbinen Gasturbinen Industriedampfturbinen Industriegasturbinen Generatoren Kraftwerksleittechnik Verdichter Kraftwerksservice Windkraftanlagen	Kraftwerke: - Konventionell - Brennstoffzellen - Biomasse Dampfturbinen Gasturbinen Industriedampfturbinen Industriegasturbinen Generatoren Kraftwerksleittechnik Kraftwerksservice Windkraftanlagen	10.086 Mio. EUR	36.400
ALSTOM Power	Mannheim (Sitz von ALSTOM Power AG, ca. 1.900 MA) Berlin (ca. 300 MA) Bexbach (ca. 250 MA) Stuttgart (ca. 300 MA) Nürnberg (ca. 70 MA)	Levallois-Perret Belfort, Grenoble, La Courmeuve, Massy, Nantes, Meudon (alle Frankreich) Mailand (Italien) Setubal (Portugal) Baden, Birr (Schweiz) Alcobendas, Bilbao, Cornellá de Llobregat (Spanien) Brno (Tschechien) sowie weitere Standorte in Indien, Indonesien und USA	Kraftwerke: - Konventionell - Wasser - Nuklear Dampferzeuger Dampfturbinen Gasturbinen Generatoren Kraftwerksleittechnik Kraftwerksservice	Kraftwerke: - Konventionell - Wasser - Nuklear Dampferzeuger Dampfturbinen Gasturbinen Generatoren Kraftwerksservice	7.892 Mio. EUR	34.500
Hitachi Power	Oberhausen (Sitz von Hitachi Power Europe - HPE, ab 2007: Duisburg)	Tokyo (Japan) sowie weitere Standorte in China, Japan, Kanada, Philippinen	Kraftwerke: - Konventionell - Biomasse Dampferzeuger	Kraftwerke: - Konventionell - Nuklear - Wasser - Biomasse - Wind - Solar Dampfturbinen Gasturbinen Wasserturbinen Generatoren Kernenergiekomponenten Dampferzeuger	17.900 Mio. EUR (gesamtes Power and Industrial Systems Segment) HPE: 3.000 Mio. EUR	k.A. HPE: 650
AREVA NP	Erlangen Karlstein/Main Duisburg Lingen Offenbach	Paris, Carquefou, Chalon/Saint Marcel, Le Creusot, Jeumont/Sarelem, Pierrelatte, Romans-Sur-Isere (Frankreich) Charlotte, Lynchburg, Richland (USA)	Kraftwerke: - Nuklear Dampferzeuger (Nuklear) Kernbrennstäbe und Komponenten Kraftwerksservice (Nuklear)	Kraftwerke: - Nuklear Dampferzeuger (Nuklear) Kernbrennstäbe Kraftwerksservice (Nuklear)	2.312 Mio. EUR (Reactores and Services, ohne Brennelementherstellung)	14.936
GE Energy	Salzbergen	Atlanta, weitere Hauptstandorte: Greenville, Houston, Melbourne, Pensacola, San Jose, Schenectady, Tehachapi, Wilmington (USA) Belfort (Frankreich) Florenz (Italien) Lachine (Kanada) Kjeller (Norwegen) Veresegyhaz (Ungarn)	Windkraftanlagen	Kraftwerke: - Konventionell - Nuklear - Wasser - Biomasse Dampfturbinen (< 1.500 MW) Gasturbinen (< 260 MW) Wasserturbinen (< 800 MW) Industriedampfturbinen Industriegasturbinen Generatoren Kraftwerksleittechnik Kernbrennstäbe Kraftwerksservice	19.100 Mio. US-\$	36.000
Mitsubishi Heavy Industries Ltd Power Systems	—	Tokyo (Japan) Yokohama (Japan) Nagasaki (Japan) Tagasako (Japan) Monroeville (USA)	—	Kraftwerke: - Konventionell - Nuklear - Geothermie - Wind - Wasser Dampfturbinen Gasturbinen Kraftwerksleittechnik	4.500 Mio. EUR	k.A.
Toshiba Power Systems Company	—	k.A.	—	Kraftwerke: - Konventionell - Nuklear - Wasser - Brennstoffzellen Kernkraftwerkskomponenten Turbinenteile Kraftwerksservice	12.077 Mio. EUR (in 2005 für gesamtes Social Infrastructure Segment)	k.A.
Westinghouse Electric Company LLC (seit 03/2006 zu Toshiba Power Systems)	—	Windsor (USA) Newington (USA) Monroeville (USA)	—	Kraftwerke: - Nuklear Kernkraftwerkskomponenten	1.800 Mio. US-\$	9.000
Weitere deutsche Hersteller						
MAN Turbo AG	Oberhausen, Berlin, Hamburg	Schio (Italien) Zürich (Schweiz)	Industriegasturbinen Industriedampfturbinen Verdichter	Industriegasturbinen Industriedampfturbinen Verdichter	908 Mio. EUR	3.257
AG Kühnle, Kopp & Kausch (seit 03/2006 zu Siemens)	Frankenthal, Leipzig, Zweibrücken	Helsingor (Dänemark)	Industriegasturbinen Industriedampfturbinen Verdichter	Verdichter	272 Mio. EUR (in 2005)	1.425
Voith Siemens Hydro Power Generation GmbH & Co. KG	Heidenheim	Sao Paulo (Brasilien), Shanghai (China), Kawasaki (Japan), Mississauga (Kanada), Trondheim (Norwegen), St. Pölten (Österreich), Särpsborg (Schweden), Ibarra (Spanien), Ankara (Türkei), Inverness (UK), Annapolis, York (USA)	Kraftwerke: - Wasser - Wellen Wasserturbinen Generatoren Pumpen Elektr. Ausrüstungen	k.A.	614 Mio. EUR	2.600

Tab. 1: Ausgewählte Anlagenbauer für Großkraftwerke sowie weitere deutsche Hersteller von Kraftwerkstechnik (eigene Recherche)

Einer der weltweit führenden Spezialisten für Turbinen und sonstige Ausrüstungen für Wasserkraftwerke ist die **Voith Siemens Hydro Power Generation GmbH**, die rund ein Drittel der weltweiten Wasserkraftwerkskapazität errichtet hat; im Jahr 2005 erzielte das Unternehmen mit rund 2.600 Beschäftigten in Heidenheim und neun Standorten im Ausland einen Umsatz von rund 600 Mio. €. Als weiterer Turbinenhersteller in Deutschland ist die **MAN Turbo AG** (Oberhausen, Berlin, Hamburg) zu nennen, deren Industriegas- und Industriedampfturbinen jedoch in der Regel als Antriebe in Verdichterstationen und weniger in der Stromerzeugung eingesetzt werden. Auch die Industrieturbinen von Siemens (Power Generation Industrial Applications, Standort Görlitz) werden in diesem Feld eingesetzt. Turbinen für Verdichter dienen z.B. dem Transport von Erdgas und der Erdölförderung, werden mithin also ebenso wie Turbinen zur Stromerzeugung als Ausrüstung für die Energiewirtschaft eingesetzt (diese Einsatzfelder werden im Folgenden nicht eingehend betrachtet). Für die Zukunft könnten Verdichter aber auch im direkten Zusammenhang mit der Stromerzeugung eine größere Rolle spielen, weil sie bei bestimmten Konzepten zur CO₂-armen Kohleverstromung (vgl. Teil 2 dieses Branchenreportes) zur Luftzerlegung erforderlich sind.

Verschiedene Unternehmen sind im Bau von kleineren Kraftwerken in einer Größe unter 100 MW_{el} tätig, wie sie z.B. von Industriebetrieben zur Eigenstromversorgung oder von Stadtwerken (ggf. auch als Heizkraftwerke) betrieben werden. Oftmals werden solche Anlagen mit Biomasse oder Brennstoffen aus heizwertreichen Abfällen befeuert. Auch im Ausland werden solche Anlagen zunehmend nachgefragt: In Märkten mit rasch steigendem Strombedarf und geringen Netzkapazitäten sind kleinere Anlagen, die eine geringere Bauzeit haben und durch ihre dezentrale Verteilung geringere Anforderungen an die Errichtung von Stromübertragungsnetzen stellen, oftmals die bessere Wahl. Ein Beispiel für solche Anbieter ist die **Standardkessel GmbH** (Duisburg), die mit rund 200 Mitarbeitern im Jahr 2005 einen Umsatz von rund 130 Mio. € erreichte. Weitere Hersteller von Kesselanlagen, die u.a. in kleineren Kraftwerken zur Stromerzeugung eingesetzt werden, sind die Unternehmen **Balcke-Dürr AG** (Standorte in Ratingen, Beckum und Wenden, ein ehemaliger Bestandteil der insolventen Babcock Borsig AG) und **Lentjes GmbH** (Ratingen, Tochter der GEA Group).

Wertschöpfung und Beschäftigung im Kraftwerksanlagenbau

In der amtlichen Statistik wird der Kraftwerksanlagenbau drei verschiedenen Fachzweigen zugeordnet, die jeweils wiederum deutlich mehr umfassen als nur Kraftwerksanlagen. Die Auswertung von Zahlen zu Wertschöpfung und Beschäftigung gelingt deshalb nicht absolut trennscharf. Für den Maschinen- und Anlagenpark von Kraftwerken sind vor allem folgende Fachzweige bedeutsam:

- die Herstellung von Verbrennungsmotoren und Turbinen (ohne Motoren für Luft- und Straßenfahrzeuge, WZ 29.11) – sie ist etwa zur Hälfte dem Kraftwerksbau zuzuordnen,

- die Herstellung von Dampfkesseln (ohne Zentralheizungskessel, umfasst auch Hilfsapparate, Kernreaktoren und den Rohrleitungsbau, WZ 28.3) – sie findet ganz überwiegend für Kraftwerke statt,
- die Herstellung von Elektromotoren, Generatoren und Transformatoren (WZ 31.10) – hier nimmt der Generatorenbau nur einen geringen Anteil ein (eine weitere Betrachtung statistischer Angaben erfolgt deshalb nicht).

Weitere wichtige Bereiche, die für die Errichtung von Kraftwerken von besonderer Bedeutung sind, ist der Bau von Kühltürmen, der Hoch- und Tiefbau zur Erstellung der Fundamente und Gebäudehüllen (WZ 45.2), die Elektroinstallation (WZ 45.31.0), die Dämmung gegen Kälte, Wärme, Schall und Erschütterungen (WZ 45.32.0) sowie die Sonstige Bauinstallation (WZ 45.34).

In der Herstellung von Verbrennungsmotoren und Turbinen gab es im Jahr 2005 in Deutschland rund 23.500 Beschäftigte², der Umsatz betrug rund 6,7 Mrd. € (vgl. Abb. 1). Der Produktionswert lag bei 4,6 Mrd. €. Im Durchschnitt des Zeitraumes von Anfang 2001 bis Mitte 2006 entfiel rund die Hälfte des gesamten Produktionswertes in diesem Fachzweig auf die Herstellung von Turbinen und Turbinenteilen sowie auf die Installation, die Instandhaltung und die Wartung von Turbinen und die andere Hälfte auf Verbrennungsmotoren (vgl. Abb. 2). Berücksichtigt man den Umstand, dass Turbinen teilweise als Antriebsmaschinen Verwendung finden (s.o.), dürfte die Zahl der Beschäftigten, die im gesamten Fachzweig von der Herstellung von Kraftwerksturbinen abhängen, bei rund 10.000 liegen. Bei den Gas- und Dampfturbinen halten sich die Produktionswerte vollständiger Turbinen in etwa die Waage mit den Produktionswerten von Turbinenteilen (jeweils für den Absatz bestimmt). Wasserturbinen und insb. Wasserturbinenteile spielen nur eine untergeordnete Rolle.

² Alle nachfolgenden Angaben zu Beschäftigten, Umsätzen, Auslandsumsätzen, Produktionswerten und Exportwerten sind Veröffentlichungen des Statistischen Bundesamtes entnommen. Darüber hinaus erhebt der Fachverband Power Systems im VDMA unter seinen Mitgliedsfirmen eigene Daten (VDMA 2007), die sich jedoch im Zuschnitt von den Daten des Statistischen Bundesamtes unterscheiden und deshalb nicht vergleichbar sind. Demnach hatten die Hersteller von Kraftwerks- und Turbinentechnik im Jahr 2006 in Deutschland 19.387 Beschäftigte (2005: 18.168, +6,7 Prozent). Weltweit beschäftigten die deutschen Unternehmen in 2006 insgesamt 64.284 Mitarbeiter (2005: 59.054). Der Umsatz der deutschen Unternehmen lag bei weltweit 16,9 Mrd. € (2005: 13,7 Mrd. €), ca. 12 Prozent wurden im Inland erwirtschaftet.

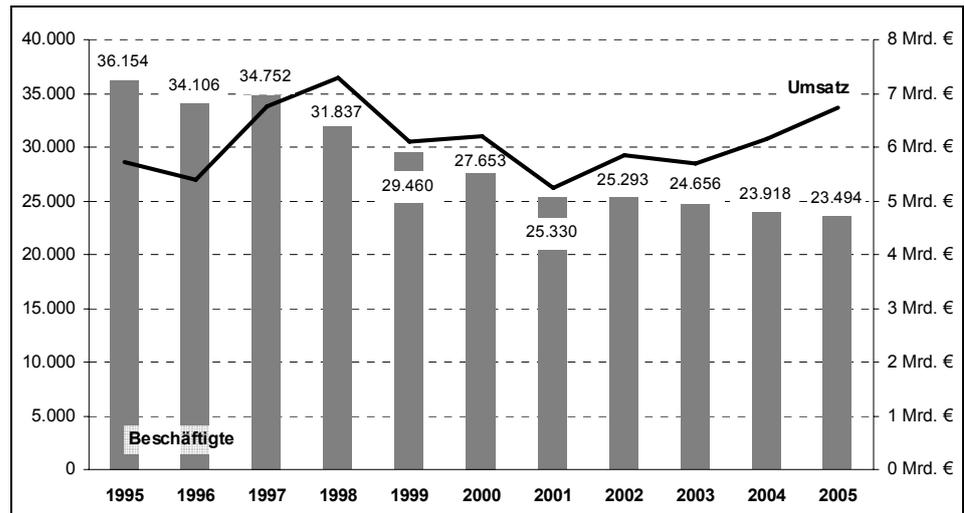


Abb. 1: Umsatz und Industriebeschäftigte in der Herstellung von Verbrennungsmotoren und Turbinen (ohne Motoren für Luft- und Straßfahrzeuge, WZ 29.11, eigene Darstellung nach Angaben des Statistischen Bundesamtes)

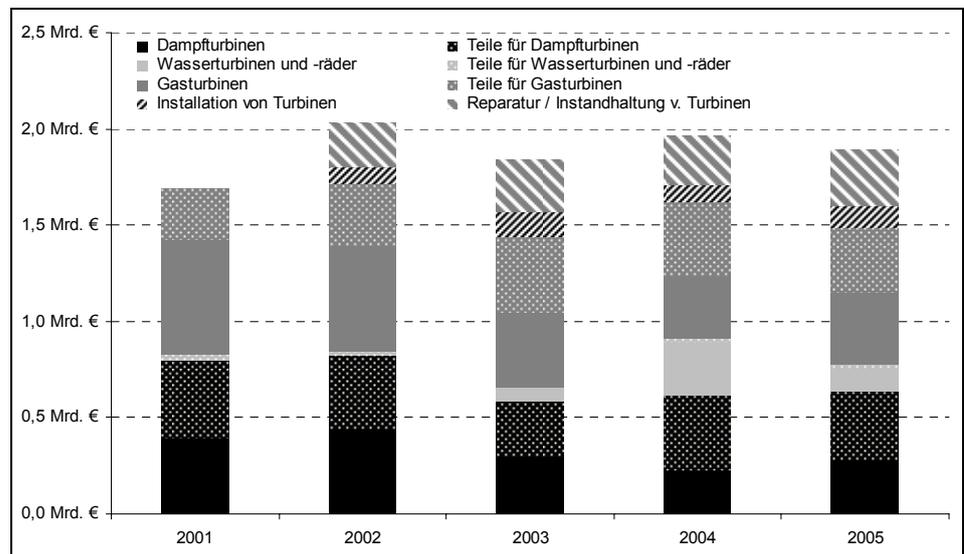


Abb. 2: Produktionswerte für Dampf-, Wasser- und Gasturbinen in den Jahren 2001-2005 (für 2001 liegen keine Werte für Installation sowie Reparatur/Instandhaltung vor; eigene Darstellung nach Angaben des Statistischen Bundesamtes)

In der Herstellung von Dampfkesseln waren im Jahr 2005 rund 21.000 Beschäftigte tätig, der Umsatz belief sich auch 3,7 Mrd. € (vgl. Abb. 3). Die amtliche Statistik weist einen Produktionswert von rund 2,5 Mrd. € aus; diese Zahl ist allerdings nur eingeschränkt aussagekräftig, weil einige Güter aufgrund der geringen Unternehmenszahl der Geheimhaltung unterliegen. Es lässt sich deshalb nicht genau feststellen, in welchem Maße die ausgewiesene Beschäftigung dem Kraftwerksanlagenbau zugeordnet werden muss. Es dürfte sich allerdings um den größeren Teil handeln, da auch der Kraftwerksservice in diesem Fachzweig erfasst wird. Die Produktionswerte für die einzelnen Leistungen des Kesselbaus machen deutlich, dass die Fertigung von Kesselbauteilen in Deutschland mittlerweile kaum noch Bedeutung hat: Sie trug zuletzt

kaum mehr als 10 Prozent zum gesamten Produktionswert bei (vgl. Abb. 4). Weitaus wichtiger ist die Installation von Dampfkesseln, die fast zwei Drittel zur Wertschöpfung des Fachzweiges beitrug.

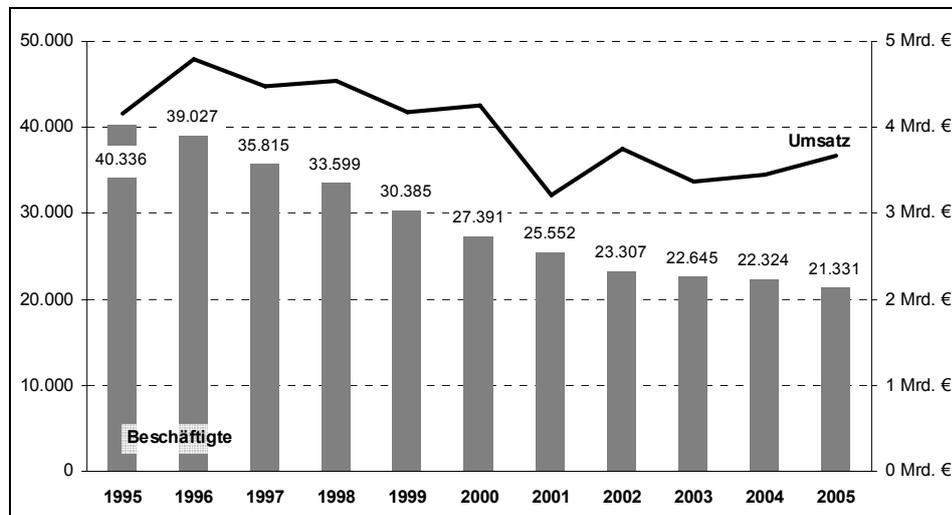


Abb. 3: Umsatz und Industriebeschäftigte in der Herstellung von Dampfkesseln (WZ 28.30, eigene Darstellung nach Angaben des Statistischen Bundesamtes)

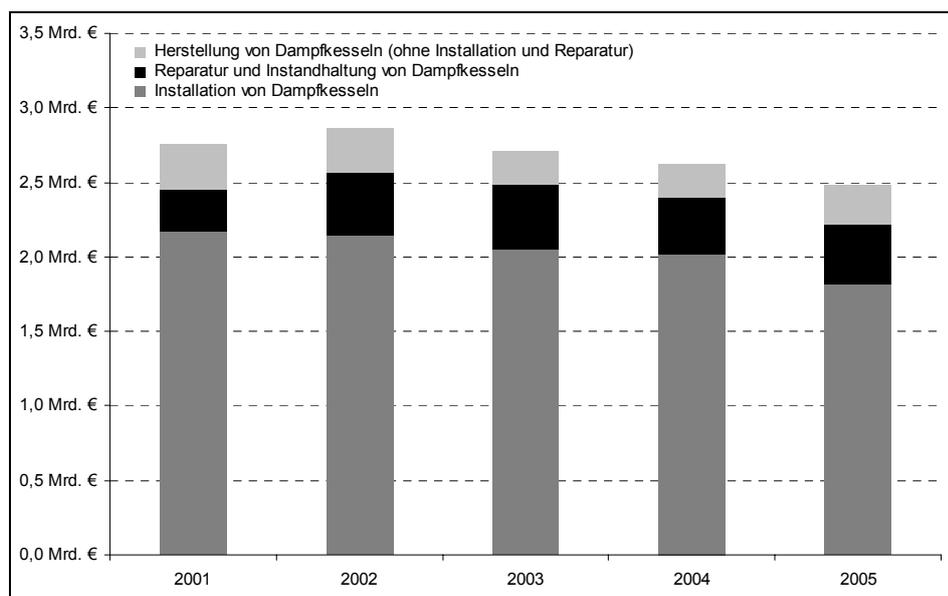


Abb. 4: Produktionswerte für die Herstellung, Reparatur und Installation von Dampfkesseln in den Jahren 2001 bis 2005 (eigene Darstellung nach Angaben des Statistischen Bundesamtes)

In den vergangenen 15 Jahren ist der Kraftwerksbau in Deutschland auf sehr niedrigem Niveau verlaufen (vgl. Abb. 5): Während in den 1970er und 1980er Jahren jahresdurchschnittlich zwischen 2,6 und 3,2 GW_{el} neuer Kraftwerkskapazitäten in Betrieb genommen wurden, wurde in der ersten Hälfte der 1990er Jahre fast gar nicht investiert und seit Mitte der 1990er Jahre bis heute jahresdurchschnittlich nur rund 1,0 GW_{el} neue Kapazitäten installiert. Angesichts dieser zuletzt geringen Neubautätigkeit war der Kraftwerksanlagenbau in Deutschland vor allem durch Dienst-

leistungstätigkeiten geprägt. Dies umfasst das Engineering inkl. der Installation von Anlagen sowie die Wartung und Instandhaltung, die von den Anbietern als umfassender Service immer stärker in den Mittelpunkt gerückt wurde. Dies gilt insbesondere für den Kesselbau, in dem der Produktionswert von Engineering und Installation sowie Reparatur und Instandhaltung im Jahr 2005 rund 2,2 Mrd. € betrug und damit rund 60 Prozent zum Umsatz der Branche beitrug. Im Turbinenbau lag der Anteil von Engineering und Installation sowie Wartung und Instandhaltung am gesamten Produktionswert mit etwas mehr als einem Fünftel dagegen deutlich niedriger als im Kesselbau bzw. hatte die Fertigung hier eine deutlich größere Bedeutung. Für die Zukunft wird allerdings eine starke Belebung des Kraftwerksbaus erwartet (siehe hierzu im Detail Kapitel 3): Die in den 1970er und 1980er Jahren errichteten Anlagen müssen altersbedingt ersetzt werden, zudem setzt der CO₂-Emissionshandel zum Klimaschutz den Neubau von effizienteren Kraftwerken in den kommenden Jahren an.

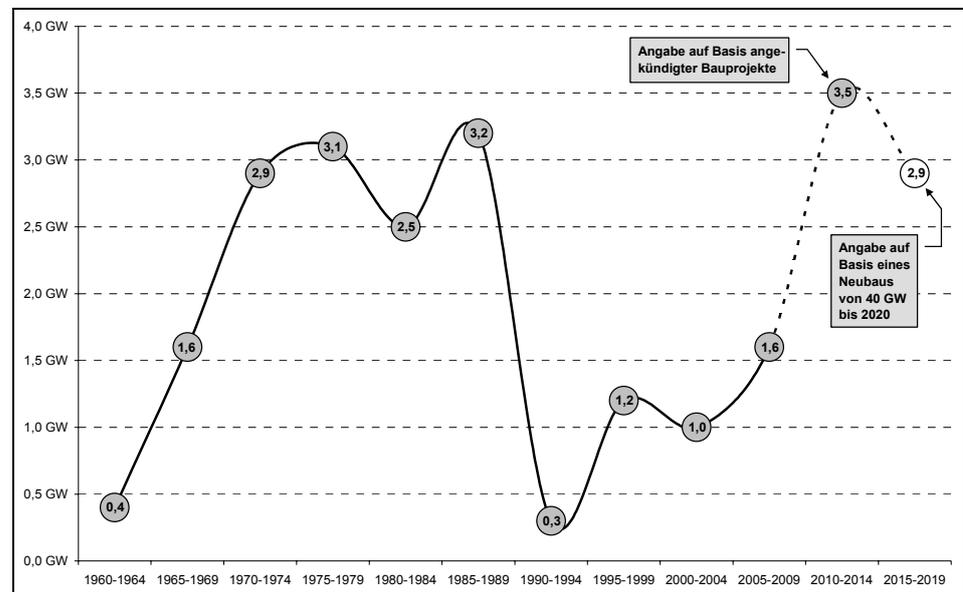


Abb. 5: *Jährliche Inbetriebnahme von Großkraftwerkskapazitäten in Deutschland in Fünfjahresdurchschnitten (eigene Recherche und Berechnung auf Basis von Angaben unterschiedlicher Kraftwerksbetreiber)*

Ausländische Märkte haben für den deutschen Kraftwerksanlagenbau eine große Bedeutung: Turbinen und Turbinenteile aus heimischer Fertigung werden überwiegend im Ausland abgesetzt. Dies gilt insbesondere für Gasturbinen, von denen in den vergangenen Jahren üblicherweise rund zwei Drittel der gesamten Fertigung (gemessen am Produktionswert) exportiert wurden. Im Jahr 2005 betrug die Exportquote sogar 88 Prozent, der Wert der ausgeführten Gasturbinen erreichte 626 Mio. € (vgl. Abb. 6). Dampfturbinen bzw. Dampfturbinenteile wurden im Wert von 464 Mio. € ins Ausland verkauft (Exportquote: 58,3 Prozent), Wasserturbinen bzw. Wasserturbinenteile im Wert von 73 Mio. € (Exportquote: 52,6 Prozent). Wichtigste Auslandszielmärkte für Dampf- und Gasturbinen waren die europäischen OECD-Staaten, in die fast die Hälfte der Ausfuhren erfolgte (vgl. Abb. 7).

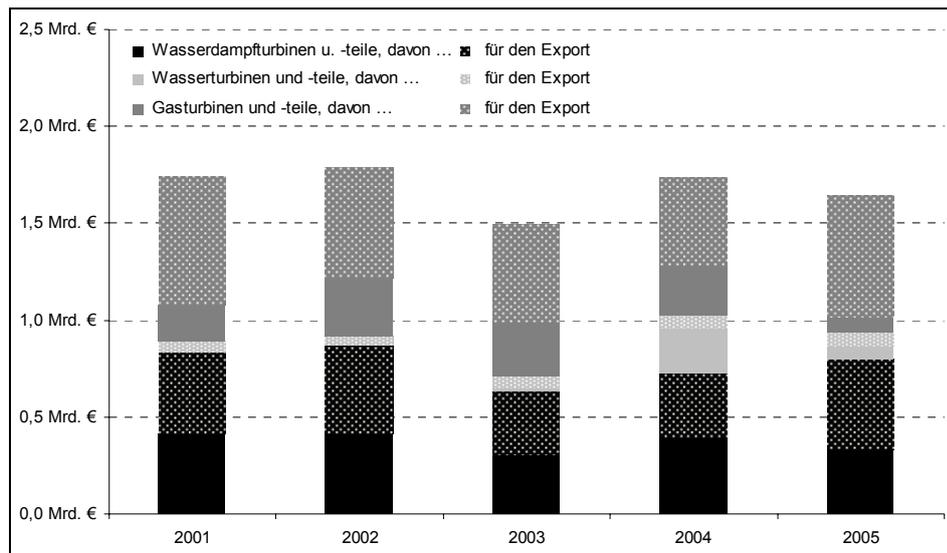


Abb. 6: Exportanteile an den Produktionswerten für Dampf-, Wasser- und Gasturbinen (eigene Darstellung nach Angaben des Statistischen Bundesamtes)

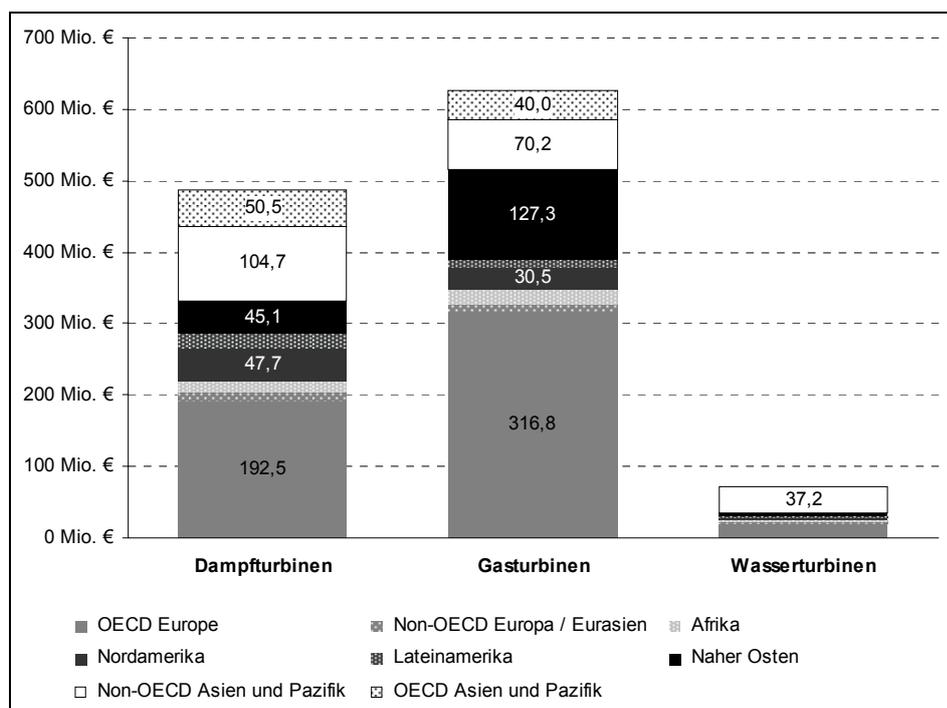


Abb. 7: Zielmärkte und Werte beim Export von Turbinen im Jahr 2005 (eigene Darstellung nach Angaben des Statistischen Bundesamtes)

2.2 Die Herstellung von kraftwerkstechnischen Komponenten

Neben dem Kraftwerksanlagenbau, dessen Unternehmen entweder komplette Kraftwerke errichten oder wesentliche Kraftwerkskomponenten wie Dampferzeuger, Turbinen und Generatoren bauen, gibt es zahlreiche andere Unternehmen, die als Zulieferer spezielle Bauteile für Kraftwerke und für Kraftwerkskomponenten fertigen oder montieren. Angesprochen ist dabei ein breites Spektrum von Fachzweigen aus der

Metall- und Elektroindustrie, die ebenso auch Produkte für die Verwendung in anderen Bereichen herstellen:

- Von besonderer Bedeutung sind dabei erstens drei Fachzweige, für die der Kraftwerksbau ein besonders wichtiger Absatzmarkt ist. Hierbei handelt es sich um die Herstellung von:
 - Pumpen und Kompressoren (WZ 29.12),
 - Armaturen (WZ 29.13),
 - Öfen und Brennern (WZ 29.21).
- Darüber hinaus sind weitere Branchen zu nennen, die wichtige Komponenten für Kraftwerke herstellen, für die die Energiewirtschaft aber nur einer von mehreren Absatzmärkten ist. Dies betrifft vor allem Herstellung von Stahlrohren, Rohrform-, Rohrverschluss- und Rohrverbindungsstücken aus Stahl (WZ 27. 22), Gießereien (WZ 27.5), die Herstellung von Metallkonstruktionen (WZ 28.11), die Herstellung von Schmiede-, Press-, Zieh- und Stanzteilen (WZ 28.40), die Oberflächenveredelung, Wärmebehandlung und Mechanik (WZ 28.5), die Herstellung von Lagern, Getrieben, Zahnrädern und Antriebselementen (WZ 29.14), die Herstellung von Hebezeugen und Fördermitteln (WZ 29.22), die Herstellung von sonstigen elektrischen Ausrüstungen (WZ 31.62), die Herstellung von industriellen Prozesssteuerungsanlagen (WZ 33.30) und in diesem Zusammenhang die Softwareentwicklung (WZ 72.20.2). In diesen Fachzweigen gibt es vielfach Unternehmen, die überwiegend oder sogar ausschließlich auf die Energietechnik als Absatzmarkt spezialisiert sind.

Viele Hersteller von kraftwerkstechnischen Komponenten waren in der Vergangenheit ganz überwiegend oder sogar nahezu ausschließlich als Zulieferer für die großen heimischen Kraftwerksanlagenbauer wie Siemens, Alstom oder (bis 2002) Babcock Borsig tätig. Dies ändert sich mittlerweile bzw. hat sich bereits geändert: Spezialisierte Komponentenersteller setzen ihre Produkte zunehmend auch direkt an heimische Kraftwerksbetreiber sowie an ausländische Kraftwerksanlagenbauer und Kraftwerksbetreiber ab. Diese Entwicklung hat im Kern zwei Ursachen: Einerseits war der Inlandsmarkt in den vergangenen Jahren (siehe oben) sehr stark durch den Instandhaltungs- und Reparaturmaßnahmen geprägt, welche in vielen Fällen durch spezialisierte Servicedienste der Kraftwerksbetreiber gesteuert oder ausgeführt wurden, welche zu diesem Zweck Kraftwerkskomponenten direkt bei den Zulieferern beziehen. Andererseits sind Kraftwerksanlagenbauer in Staaten wie z.B. Russland, China oder Indien angesichts der dortigen Kraftwerksneubauten (siehe unten) heute ebenfalls interessante Kunden, zumal sie ihre eigene Fertigung (ebenso wie der Kraftwerksanlagenbau in Deutschland) oftmals auf die zentralen Anlagenteile konzentrieren und spezielle Komponenten hinzukaufen.

Die Herstellung von kraftwerkstechnischen Komponenten ist geprägt durch eine breite, diversifizierte Unternehmenslandschaft: Hier sind so-

wohl große Industriekonzerne wie auch mittelständische Unternehmen tätig. Auch einige große Kraftwerksanlagenbauer stellen spezielle Komponenten her, die teilweise auch an Dritte vertrieben werden (dies gilt z.B. für GE). Auch Stahlhersteller sind in der Produktion von Komponenten für Stromerzeugungsanlagen engagiert, so z.B. das Unternehmen Georgsmarienhütte mit speziellen Töchtern zur Herstellung von Schmiede- und Gussteilen für Kraftwerksanlagen sowie von Fundamenten für Offshore-Windenergieanlagen. Auch Spezialisten für bestimmte Fertigungsverfahren sind in der Herstellung von Kraftwerkstechnik-Komponenten tätig, z.B. der Feinguss-Spezialist Doncasters in der Herstellung von Turbinenschaukeln. Auch verschiedene Bauunternehmen sind im Kraftwerksbau tätig; Deutschlands zweitgrößter Baukonzern Bilfinger Berger hat sein Tätigkeitsspektrum in den vergangenen Jahren von Betonbauleistungen durch Firmenübernahmen in den Stahlbau, den Hochdruck-Rohrleitungsbau und den Kraftwerksservice erweitert.

2.3 Regionale Schwerpunkte der Kraftwerkstechnik in Deutschland

Der Kraftwerksanlagenbau und die Herstellung von kraftwerkstechnischen Komponenten weisen innerhalb Deutschlands regionale Schwerpunkte auf. Entsprechende Konzentrationen können für die Energietechnik (ebenso wie für andere Branchen) im Hinblick auf Entwicklungsdynamik und -erfolge eine besondere Bedeutung haben: Wenn verschiedene Hersteller, die mit ähnlichen oder „verwandten“ Produkten und Dienstleistungen gemeinsam einen bestimmten Zielmarkt (hier: die Stromerzeugung bzw. Energieumwandlung) bedienen, in räumlicher Nähe zueinander angesiedelt sind, geht dies in vielen Fällen einher mit wechselseitigen Verflechtungen zwischen den Unternehmen (z.B. als Zuliefer-Abnehmer-Beziehungen), mit einem besonderen Wettbewerb (z.B. um qualifizierte Arbeitskräfte) sowie mit der Entwicklung einer unterstützenden Struktur, etwa in Form spezieller FuE-Einrichtungen.

Von den Unternehmen, die in solchen Netzwerkstrukturen ansässig sind, erfordert dies einerseits häufig besondere Anstrengungen, um sich zu behaupten, andererseits bieten sich aber auch große Möglichkeiten zum Austausch und zur Kooperation. Bei solchen räumlichen Konzentrationen spricht man von regionalwirtschaftlichen Clustern – sie gelten als besonders entwicklungssträftig, weil die Kombination von Kooperations- und Konkurrenzbeziehungen in den Unternehmen Effizienz und Innovationen fördert. Solche Cluster sind deshalb als Anknüpfungspunkte für die öffentliche Wirtschafts- und Beschäftigungsförderung wie auch für die Technologie- und Industriepolitik besonders geeignet.

Regionale Konzentrationen von Unternehmen, die Kraftwerksanlagen und energietechnische Komponenten herstellen, sind in Deutschland vor allem in drei Regionen anzutreffen:

- im Ruhrgebiet (u.a. sind hier die größte Turbinen- und Generatorenfertigung von Siemens, der Kesselbauer Hitachi Power Europe und der Turbinenhersteller MAN Turbo ansässig),
- im Raum Nürnberg / Erlangen in Mittelfranken (u.a. haben hier die Siemens-Sparten Power Generation und Power Transportation and Distribution sowie das Unternehmen AREVA NP ihre Zentralen),
- im Rhein-Neckar-Raum rund um Mannheim (u.a. finden sich hier eine große Turbinen- und Generatorenfertigung von Alstom, der Turbinen-Hersteller Kühnle, Kopp und Kausch sowie eine Netztechnik-Produktion von ABB).

Dabei weisen vor allem das Ruhrgebiet und die Region Nürnberg / Erlangen eine besondere regionale Konzentration von spezialisierten Herstellern und Dienstleistern auf – hier gibt es jeweils auch ein entwickeltes Umfeld unterstützender Einrichtungen sowie öffentliche Initiativen zur Entwicklung der Energiewirtschaft und Energietechnik. Diese beiden Regionen werden deshalb nachfolgend hinsichtlich Wertschöpfungsstrukturen, wirtschaftsnahem Umfeld und Entwicklungspotenzialen eingehender dargestellt.

2.3.1 Das Ruhrgebiet

Im Ruhrgebiet³ findet sich die europaweit wohl größte regionale Konzentration von Unternehmen, die energietechnische und energiewirtschaftliche Produkte und Leistungen anbieten. In den Abgrenzungen des Regionalverbandes Ruhrgebiet hat die Region rund 5,3 Mio. Einwohner und weist rund 1,5 Mio. sozialversicherungspflichtig Beschäftigte auf. Weit über 70.000 Beschäftigte sind dem Kompetenzfeld Energie zuzurechnen, wenn man Industrieunternehmen, Energieversorger, spezialisierte Forschungseinrichtungen etc. berücksichtigt.

2.3.1.1 Energietechnische Wertschöpfungsstrukturen

Das Ruhrgebiet ist zunächst Deutschlands Zentrum der Energiewirtschaft: Mit der E.ON AG (Düsseldorf) und der RWE AG (Essen) haben die beiden größten Stromproduzenten und -versorger Deutschlands ihren Sitz im Rhein-Ruhr-Ballungsraum; beide Unternehmen sind auch Deutschlands größte Netzbetreiber und engagieren sich mittlerweile stark in der Energieversorgung im Ausland. Hinzu kommen die STEAG AG (Essen) als Deutschlands größter Independent Power Producer und Nummer 5 unter den deutschen Stromerzeugern sowie die E.ON Ruhrgas AG (Essen) als größte deutsche Gasversorgungsgesellschaft. Im

³ Als Ruhrgebiet wird im vorliegenden Dokument grundsätzlich das Gebiet des Regionalverbandes Ruhrgebiet verstanden. Er umfasst die kreisfreien Städte Bochum, Bottrop, Dortmund, Duisburg, Essen, Gelsenkirchen, Hagen, Hamm, Herne, Mülheim/Ruhr und Oberhausen sowie den Ennepe-Ruhr-Kreis und die Kreise Recklinghausen, Unna und Wesel.

Ruhrgebiet gibt es derzeit 15 Großkraftwerke mit einer Gesamtleistung von 10 GW_{el}.

Diese regionale Struktur, die durch viele energieintensive Industriebetriebe noch ergänzt wird, verursacht auch eine besondere Nachfrage nach Kraftwerks- und Netzwerktechnik, so dass sich in der Region bereits sehr früh eine breite Landschaft entsprechender Hersteller ausgebildet hat. Heute ist der Kraftwerksanlagenbau im Ruhrgebiet vor allem an folgenden Standorten vertreten:

- Siemens AG Power Generation in Mülheim/Ruhr: Engineering von Dampf- und Gasturbinen sowie Fertigung von Dampfturbinen (bis 1.200 MW Größe) und von Generatoren,
- Siemens AG Power Generation in Essen (bis 2003 ALSTOM): Service für Industriegasturbinen,
- Hitachi Power Europe GmbH in Oberhausen (ab 2007 in Duisburg): Engineering von Dampferzeugern, Planung und Bau vollständiger Großkraftwerke sowie Vertrieb von Hitachi-Turbinen mit insgesamt rund 600 Beschäftigten,
- Standardkessel GmbH in Duisburg: Engineering von Dampferzeugern sowie Planung und Bau von Kraftwerken bis zu einer Größenordnung von rund 45 MW Leistung,
- MAN Turbo AG in Oberhausen: Fertigung von Dampfturbinen (bis 120 MW Größe) und Gasturbinen (bis 51 MW Größe).

Noch bis vor wenigen Jahren war auch GE Energy mit einem Turbinenwerk in Essen, zudem das Unternehmen Babcock Borsig AG (Oberhausen) als einer der führenden Anbieter von Dampferzeugern und Kraftwerksanlagen sowie die Alstom AG mit Servicestandorten in Dortmund und Essen. Industriegasturbinen wurden außerdem von Mannesmann Delaval in Wesel und von MAN Turbo in Oberhausen produziert. Der Hersteller GE Energy hat sein Werk in Essen im Jahr 2003 geschlossen; die Produktionsanlagen werden heute von der RWE-Tochter Turbo Service GmbH genutzt. Die Siemens Power Generation hat das Unternehmen Mannesmann Delaval und die Produktion von Industriegasturbinen der Alstom übernommen. Außerdem wurden die wichtigsten kraftwerkstechnischen Aktivitäten der 2002 insolvent gegangenen Babcock Borsig AG auf zwei Gesellschaften aufgespalten und die eigene Fertigung von Dampferzeugern aufgegeben: Das Engineering und der Bau von Kraftwerken wurden vom Hitachi-Konzern übernommen und werden nun als Europa-Zentrale für das Energietechnik-Geschäft des japanischen Konzerns unter dem Namen Hitachi Power Europe GmbH geführt. Der Kraftwerksservice wurde in die Babcock Borsig Service GmbH überführt und im Jahr 2005 von der Bilfinger Berger AG übernommen.

Neben den großen Anlagenbauern sind im Kraftwerksbau zudem weitere regionale Unternehmen mit unterschiedlichen Schwerpunkten tätig:

Die MAN Ferrostaal Power Industry GmbH (Essen) baut Dampferzeuger und Stahlbaukonstruktionen, die GEA Energietechnik GmbH (Herne) errichtet Kühltürme. Tab. 2 gibt einen Überblick über Unternehmen im Ruhrgebiet, die im weitesten Sinne im Bereich Kraftwerkstechnik aktiv sind. Dies umfasst auch eine besonders breite Palette an spezialisierten Zulieferern (Schmieden, Gießereien, Feingießereien, Drehereien u.a.m.) für den Kessel-, Turbinen- und Generatorenbau sowie die Herstellung von ergänzenden Kraftwerkskomponenten wie etwa Pumpen, Rohrleitungssysteme, Filter, Armaturen etc. Solche regional verfügbaren Zulieferer werden von Anlagenherstellern immer wieder als wichtiger Standortvorteil des Ruhrgebietes genannt.

Kraftwerkstechnik – Turbinen, Generatoren	
Siemens AG - Power Generation	Mülheim a.d. Ruhr
MAN Turbo AG	Oberhausen
Turbo Service GmbH	Essen

Kraftwerkstechnik – Dampferzeuger	
Balcke-Dürr GmbH	Ratingen
Hitachi Power Europe GmbH	Oberhausen
Oschatz GmbH	Essen
Standardkessel GmbH	Duisburg
AE&E Inova GmbH	Köln

Kraftwerksbau – Planung, Durchführung, BOT / BOO, Bauleitung	
E.ON-Engineering GmbH	Gelsenkirchen
EWEX-Engineering GmbH & Co. KG	Ratingen
Lentjes GmbH	Ratingen
MAN Ferrostaal Power Industry GmbH	Essen
RWE Industrie-Lösungen GmbH	Duisburg
STEAG Encotec GmbH	Essen

Kraftwerksbau – Kühltürme, Kraftwerkshüllen	
Bauunternehmung E. Heitkamp GmbH	Herne
GEA Energietechnik GmbH	Herne
Hochtief Construction AG - Energy Europe	Köln

spezialisierte Zulieferer	
Clyde Bergemann GmbH	Wesel
Doncasters Precision Castings-Bochum GmbH	Bochum
Dresser Rand GmbH	Oberhausen
Energietechnik Essen GmbH	Essen
Essener Hochdruck-Rohrleitungsbau GmbH	Essen
Flowserve Dortmund GmbH & Co. KG	Dortmund
Friedrich Wilhelms-Hütte GmbH	Mülheim a.d. Ruhr
GEA Delbag Lufttechnik GmbH	Herne
Leistritz Turbinenkomponenten GmbH	Remscheid
R & M Gerber Gasturbinen Komp. GmbH	Dortmund
Taprogge GmbH	Wetter
V & M Deutschland GmbH	Mülheim a.d. Ruhr

Pumpen, Ventilatoren inkl. Komponenten	
Almatec Maschinenbau GmbH	Kamp-Lintfort
Düchting Pumpen GmbH & Co. KG	Witten
Hauhinco Maschinenfabrik GmbH & Co. KG	Sprockhövel
KSB Aktiengesellschaft	Lünen
Ruhrpumpen GmbH	Witten
Söndgerath Pumpen GmbH	Essen
Weller Pumpen GmbH	Kamen
Wernert H. & Co. oHG Pumpen	Mülheim a.d. Ruhr
Wilo AG	Dortmund

Steuerungstechnik, Armaturen, Ventile, Leitungssysteme	
Alkuma GmbH	Essen
ATS Armaturen Technik Schumertl GmbH	Essen
BSK Elektronik Projekte GmbH	Essen
Buhlmann Rohr-Fittings GmbH & Co. KG	Duisburg
Flowserve GmbH & Co. KG	Essen
Jasta Armaturen GmbH & Co KG	Essen
Kühme Armaturen GmbH	Bochum
LOI Thermprocess GmbH	Essen
MAN Ferrostaal Piping Supply GmbH	Essen
Marico Armaturen GmbH	Essen
Resol Elektronische Regelungen GmbH	Hattingen
Status Pro Maschinenmesstechnik GmbH	Bochum

Filter, Dämmung	
Deutsche Rockwool Mineralwoll GmbH	Gladbeck
F.E.S. GmbH	Hattingen
Filterbau Gesellschaft für Umwelttechnik mbH	Essen
KWH Katalysatoren GmbH	Essen
LFG Luftfilter Ges.m.b.H.	Selm
Purem Abgassysteme GmbH & Co. KG	Unna
Turbofilter GmbH	Essen

Kraftwerksservice	
Babcock Borsig Service GmbH	Oberhausen
Siemens AG - Power Generation	Essen
ThyssenKrupp Xervon Energy GmbH	Duisburg

Tab. 2: Wichtige Hersteller von Kraftwerkstechnik und -komponenten sowie Dienstleister im Ruhrgebiet (eigene Recherche)

Ergänzt wird das energietechnische Unternehmensspektrum im Ruhrgebiet durch unzählige Anbieter aus den Bereichen Biomassenutzung, Sonnenenergie, Wasserstoff und Brennstoffzelle sowie Geothermie. Aufgrund der Historie als Bergbauregion stellen Technik, Engineering und Betrieb von Grubengasanlagen sowie die Windtechnik besondere Schwerpunkte dar. Bei letzterer nutzen viele Firmen ihr bei der Herstellung von Bergbautechnik erworbenes Know-how in den Bereichen Getriebe und Lager. Aber auch in den Bereichen Sonnenenergie sowie Wasserstoff / Brennstoffzelle wurden in den letzten zehn Jahren auch

aufgrund öffentlicher Förderung zahlreiche Unternehmen, insbesondere im nördlichen Ruhrgebiet, gegründet bzw. angesiedelt.

2.3.1.2 Unternehmensumfeld

Das Ruhrgebiet verfügt über eine Forschungskapazität von ca. 700 Wissenschaftlern in energiebezogenen Disziplinen bzw. Forschungsfeldern. Die Universitäten Bochum, Duisburg-Essen und Dortmund decken mit ihren Schwerpunkten Maschinen- und Anlagenbau, Elektro- und Informationstechnik sowie Chemieingenieurwesen das ganze Spektrum der Energietechnik ab und befassen sich darüber hinaus mit energiewirtschaftlichen Fragen.

Ergänzt wird dieses Angebot durch die anwendungsorientierte Forschung an den Fachhochschulen sowie verschiedene Forschungsinstitute wie z.B. das Fraunhofer-Institut für Umwelt-, Sicherheits- und Energietechnik UMSICHT in Oberhausen. Besondere Schwerpunkte dieser Einrichtungen sind die Kraftwerkstechnik, verschiedene regenerative Energien (v.a. Geothermie, Solartechnik, Biomasse), die energetische Nutzung von Grubengas, Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnik sowie umfassendes Energie- und Netzmanagement.

Im Energieforschungsverbund Ruhr (ef.Ruhr GmbH) bündeln die Universitäten ihre Forschungsaktivitäten auf dem Gebiet der Energietechnik und arbeiten mit Firmen wie MAN Turbo, E.ON Ruhrgas sowie RWE Power zusammen. Das Institut für angewandte Energiesystemtechnik als Verbund der Fachhochschulen Bochum und Gelsenkirchen sowie der Fachverband der Strom- und Wärmeerzeuger VGB PowerTech mit seiner in Essen ansässigen Forschungsstiftung, der Kraftwerksschule und dem Kernkraftwerk-Simulatorzentrum ergänzen das Forschungsangebot.

Mit der E-world energy & water in Essen verfügt das Ruhrgebiet über eine internationale Leitmesse für die Energie- und Wasserwirtschaft.

Verbände und Initiativen

Die Vermarktung der energietechnischen und -wirtschaftlichen Stärken des Ruhrgebiets wurde bis zum Jahr 2006 federführend von der Projekt Ruhr GmbH (Essen), einer landeseigenen Wirtschaftsförderungseinrichtung, übernommen. Zu Beginn des Jahres 2007 ging die Projekt Ruhr in der Wirtschaftsförderung metropol Ruhr GmbH auf, einer Tochtergesellschaft des Regionalverbandes Ruhr (RVR). Noch ist nicht klar, in welchem Umfang und welcher Form die Aktivitäten im Kompetenzfeld Energie weitergeführt werden.

Anfang 2005 wurde das Kompetenz-Netzwerk Kraftwerkstechnik NRW unter dem Dach der damaligen Landesinitiative Zukunftsenergien des

Landes Nordrhein-Westfalen gegründet, die mittlerweile in der Energie-Agentur.NRW aufgegangen ist. Sitz des Netzwerkes ist Gelsenkirchen in räumlicher Nachbarschaft zum RuhrEnergy International Visitors Center. Das Kompetenz-Netzwerk setzt sich aus Kraftwerksbauern, Kraftwerksbetreibern, Zulieferern, Komponentenherstellern, Werkstoffexperten, Wissenschaftlern und Vertretern der zuständigen nordrhein-westfälischen Landesbehörden zusammen. Zwar ist das Netzwerk (wie andere Aktivitäten der Energie-Agentur.NRW auch) auf das gesamte Bundesland bezogen, hat aber einen deutlichen Schwerpunkt im Ruhrgebiet. Von Seiten der Anlagenhersteller beteiligen sich u.a. Alstom, Balcke-Dürr, GEA, Hitachi, MAN und Siemens an den Aktivitäten des Kompetenz-Netzwerkes. Das Netzwerk dient dem Austausch der Unternehmen sowohl untereinander als auch mit den FuE-Einrichtungen der Region und soll gemeinsame Projekte anstoßen.

Aktuelle Themen des Kompetenz-Netzwerkes sind sog. „Fortschrittliche Kraftwerkstechnologien“ (600/620-Grad-Kraftwerk/BoA und 700-Grad-Kraftwerk/AD700) sowie die Optionen zukünftiger Energieversorgung unter besonderer Berücksichtigung neuer CO₂-armer Konzepte. Neu hinzukommen soll ein Arbeitspaket, das sich vorwiegend mit Problemfeldern und Fragestellungen aus Sicht der Hersteller- und Zuliefererbetriebe beschäftigt. Darüber hinaus soll das Thema „Ingenieurnachwuchs – Jugendliche für Technik begeistern“ verstärkt behandelt werden. Die bisher durchgeführten Projekte wurden insbesondere durch Finanzmittel aus den Strukturfonds der EU im Rahmen des Ziel 2-Programms gefördert. Zu den einzelnen Themen werden mehrmals jährlich Arbeitssitzungen veranstaltet, zu denen Experten aus Forschung, Industrie und Politik eingeladen werden, die in Kurzreferaten aktuelle Themen der Kraftwerkstechnik präsentieren und anschließend mit den Teilnehmern diskutieren.

Weitere Kompetenz-Netzwerke unter dem Dach der Energie-Agentur.NRW beschäftigten sich mit den Themen Biomasse, Brennstoffzellen und Wasserstoff sowie Kraftstoffen der Zukunft. Als regionalen Arm im nördlichen Ruhrgebiet verfügt die Energie-Agentur.NRW über eine Kontakt- und Koordinationsstelle in der Emscher-Lippe-Region (Energieregion Emscher-Lippe). Diese bündelt die regionalen Aktivitäten in den Bereichen Biomasse, Brennstoffzelle/Wasserstoff, Solarenergie, Energie aus Kohle, Geothermie, Energieeffizienz und Wind.

Beteiligung von IG Metall und Betriebsräten

Die IG Metall und Betriebsräte sind an den genannten Initiativen und Kompetenznetzwerken im Ruhrgebiet bzw. im Land NRW nicht beteiligt. Dies hat vor allem auch damit zu tun, dass die Entwicklung und Erprobung von Technologien im Zentrum der meisten Projekte steht, während arbeitsroientierte Themen allenfalls eine untergeordnete Rolle spielen, so dass für ein Engagement seitens Gewerkschaft und Betriebsräten die praktischen Anknüpfungspunkte fehlen.

Hieran haben auch einzelne Initiativen durch die IG Metall wenig geändert. So wurde Ende der 1990er Jahre in der Ruhrgebiets-Teilregion Mülheim-Essen-Obrhausen ein Betriebsrätearbeitskreis im Kraftwerksanlagenbau ins Leben gerufen und eine Studie über die regionalen Beschäftigungspotenziale in der Branche in Auftrag gegeben. Solche Initiativen finden in der „Energierregion“ Ruhrgebiet schnell auch außerhalb der Gewerkschaften Beachtung, z.B. bei Unternehmensleitungen oder bei Wirtschaftsförderungseinrichtungen. Allerdings kam es auch bei diesem Beispiel schließlich zu einer zunehmenden Zuspitzung der Arbeit auf technologische Fragestellungen, so dass letztlich einzelne Anregungen wieder in die Arbeitsstruktur der Landesinitiative Zukunftenergien eingebettet wurden.

2.3.1.3 Bewertung der Entwicklungsperspektiven

Das Ruhrgebiet verfügt mit seiner Unternehmens- und Forschungslandschaft im Bereich Energiewirtschaft und -technik über große Potenziale. Hervorstechend ist dabei die Abdeckung fast der gesamten energiewirtschaftlichen Wertschöpfungskette von der Rohstoffgewinnung (Bergbau) über die Energieumwandlung und -verteilung bis hin zur Nutzung beim Endkunden. Von den Technikherstellern werden Lösungen für alle Glieder dieser Wertschöpfungskette angeboten. Neben der Kraftwerkstechnik für fossil befeuerte Wärmekraftwerke sind auch dank verschiedener Forschungs- und Entwicklungsaktivitäten zahlreiche Unternehmen im Ruhrgebiet entstanden bzw. angesiedelt worden, die Technik für die Nutzung regenerativer Energiequellen anbieten. Teilweise kann dabei auf das in der Region vorhandene Know-how, z.B. aus der Bergbautechnik, zurückgegriffen werden. Mitunter kann in diesen Bereichen auf beachtliche Erfolge, jedoch auch Misserfolge verwiesen werden. So ist die Errichtung eines „Solar-Valleys“ mit internationaler Ausstrahlung in Gelsenkirchen trotz der Ansiedlung einer Solarzellen- und einer Solarmodulfabrik bisher nicht gelungen.

Auch die räumliche Nähe zwischen Technikherstellern, deren Kunden (d.h. Kraftwerksentwicklern und -betreibern) sowie den Einsatzorten (d.h. Kraftwerken) scheint sich positiv auszuwirken, wie die Zusammenarbeit bei der Erhöhung des Dampfdrucks in der Steinkohleverstromung zeigt. Hier wurde ein Konsortium aus RWE, E.ON sowie Hitachi, Siemens PG und die Essener Hochdruckrohrleitungsbau gebildet, um ein entsprechendes Projekt im Kraftwerk Scholven in Gelsenkirchen umzusetzen (vgl. Kapitel 2.2.3.2 im Teil 2 des Branchenreports).

Die große Zahl an Unternehmen, Forschungseinrichtungen und -programmen kann allerdings auch zum Nachteil werden – nämlich dann, wenn die Koordination untereinander nicht mehr gelingt. Bisweilen entsteht der Eindruck, dass genau dies ein Problem im Ruhrgebiet darstellt. Durch Einrichtungen wie die ef.Ruhr GmbH, die die Energieforschung an den Universitäten bündeln soll, oder das Institut für angewandte Energiesystemtechnik der Fachhochschulen sowie die verschiedenen Kom-

petenz-Netzwerke wird versucht, dieses Problem zu lösen bzw. gar nicht erst entstehen zu lassen. Wie zweckdienlich in diesem Zusammenhang die Zusammenlegung der Energieagentur mit der Landesinitiative Zukunftsenergien sowie die Neuorganisation der regionalen Wirtschaftsförderungsaktivitäten zu Beginn des Jahres 2007 sein werden, muss sich erst noch erweisen.

2.3.2 Region Nürnberg / Erlangen

Neben dem Ruhrgebiet ist die Industrieregion Mittelfranken rund um die Großstädte Nürnberg, Fürth und Erlangen die zweite wichtige Schwerpunktregion des Kraftwerksbaus und der Energietechnik in Deutschland. Im Gebiet des Planungsverbandes Industrieregion Mittelfranken⁴ leben rund 1,3 Mio. Menschen. Im Jahr 2005 hatte die Region rund 500.000 sozialversicherungspflichtig Beschäftigte.

Die Region ist ein traditioneller Industriestandort. Die Unternehmen sind vorwiegend in den Bereichen Maschinenbau, Elektrotechnik und metallverarbeitender Industrie (z.B. Automobilzulieferindustrie) aktiv. Jedoch unterlag die Region einem Strukturwandel, mit dem ein Rückgang der industriellen Beschäftigung verbunden war.

2.3.2.1 Energietechnische Wertschöpfungsstrukturen

Die Unternehmensstruktur im Bereich Energietechnik in der Industrieregion Mittelfranken wird v.a. durch die Standorte von zwei der großen Kraftwerksanlagenbauer geprägt, die ihre Bereichs- bzw. Firmenzentrale in Erlangen haben. Zum einen ist dies der Unternehmensbereich Power Generation der Siemens AG mit seinem Hauptsitz und Kompetenzzentrum, zum anderen die Areva NP GmbH. In beiden Fällen sind in Erlangen überwiegend Managementfunktionen, Forschung und Entwicklung sowie Vertrieb angesiedelt, die Areva-Tochter intelligenteNDT Systems & Services GmbH & Co. KG führt zudem von hier aus Materialprüfungen in Kraftwerken durch. Außerdem betreiben Siemens Power Generation und Alstom jeweils (Turbinen-) Servicestandorte in Nürnberg.

Regenerative Energietechnologien spielen in der Region v.a. in Form von solarthermischer Stromerzeugung eine Rolle. Mit der Solar Millennium AG (Erlangen) ist einer der weltweit führenden Entwickler von entsprechenden Kraftwerkskonzepten und -projekten in Mittelfranken ansässig. Die ebenfalls in Erlangen ansässige Tochterfirma Smagsol GmbH dient der Entwicklung von Aufwindkraftwerken. Im benachbarten Fürth hat die Centrosolar Glas GmbH (bis 2005 Flabeg Solarglas) ihren

⁴ Zum Planungsverband gehören die kreisfreien Städte Erlangen, Fürth, Nürnberg und Schwabach sowie die Landkreise Erlangen-Höchstadt, Fürth, Nürnberger Land und Roth

Sitz und produziert mit 160 Mitarbeitern Spezialglas für photovoltaische und solarthermische Anlagen. Flabeg und Solar Millenium haben beim Bau verschiedener Solarthermiekraftwerke zusammengearbeitet. Ergänzt wird das solarthermische Angebot durch die Sunmaschine GmbH, die in Nürnberg Stirlingmotoren für den Einsatz in Dishanlagen entwickelt und produziert. Kleinwasserkraftwerke werden von der Ossberger GmbH in Weißenburg / Bayern produziert und weltweit vermarktet. Stationäre Motoren für Blockheizkraftwerke werden von der MAN Nutzfahrzeuge AG in Nürnberg produziert.

Über diese Unternehmen im Bereich Stromerzeugungstechnologie hinaus hat in der Region die elektrotechnische Energietechnik eine besondere Bedeutung. Hierbei geht es vor allem um Technologien bzw. Produkte, die beim Transport, bei der Verteilung sowie bei der Steuerung und Regulierung sowie beim Einsatz von Strom Verwendung finden. Eine herausragende Position nimmt hier der Unternehmensbereich Power Transmission and Distribution (PTD) der Siemens AG ein – in Erlangen sind die Zentrale und eine Produktion für Hochvolttechnik ansässig. Darüber hinaus finden sich in der Region zahlreiche kleinere Hersteller, die in diesem Bereich – auch als Zulieferer für Siemens – aktiv sind. Dies reicht bis zu Unternehmen wie SiCystral AG (Erlangen), die Produkte auf Siliziumbasis herstellen, die in der Leistungselektronik Verwendung finden. Außerdem findet sich eine Vielzahl von Unternehmen, die Produkte für die Gebäudetechnik oder andere Bereiche der Energieanwendung produzieren. Hierzu gehört z.B. die Stuhl Regelsysteme GmbH (Spalt), die AENEA EnergieManagementSysteme GmbH (Erlangen) oder die Gossen Metrawatt GmbH (Nürnberg). Im Bereich E-IT (IT für die Energiewirtschaft, z.B. Energiedatenmanagement- oder Steuerungs-Software) kann die Industrieregion Mittelfranken ebenfalls zu den Schwerpunktgebieten in Deutschland gezählt werden.

Zum Kundenkreis für Kraftwerkstechnik gehört in der Region v.a. die N-ERGIE AG (Nürnberg) als einer der zehn größten deutschen Stromversorger, der derzeit den Bau eines eigenen 800 MW-GuD-Kraftwerks plant. Insgesamt spielen Energieerzeuger oder -versorger in der Region (insbesondere im Vergleich zum Ruhrgebiet) eine untergeordnete Rolle.

2.3.2.2 Unternehmensumfeld

In der regionalen Beschäftigten- und Qualifikationsstruktur der energiebezogenen Unternehmen spiegeln sich die genannten Schwerpunkte als hohes Gewicht von Ingenieuren wider, die z.B. bei Siemens Power Generation und Areva in Erlangen jeweils den Schwerpunkt in den Belegschaften bilden. Im Bereich des Kraftwerksanlagenbaus spielt die Produktion und damit auch die Facharbeit vor allem beim Turbinenservice von Siemens in Nürnberg eine Rolle.

Die Hochschulabsolventen kommen u.a. von der Technischen Fakultät der Universität Erlangen-Nürnberg, wo Elektrotechnik, Maschinenbau,

Rechnergestütztes Ingenieurwesen sowie weitere energietechnisch relevante Studiengänge gelehrt werden. Die Lehrstühle beschäftigen sich u.a. mit Forschungen zu Verbrennungsprozessen, Strömungsmechanik oder metallischen Werkstoffen. An der Georg-Simon-Ohm-Fachhochschule Nürnberg wird im Fachbereich Maschinenbau und Versorgungstechnik das Studium der Energietechnik angeboten und in diesem Bereich geforscht. Die FH Ansbach bietet den Studiengang Energie- und Umweltsystemtechnik an, die FH Weihenstephan hat am mittelfränkischen Standort Triesdorf einen Schwerpunkt im Bereich Biomassenutzung. Am ATZ-Entwicklungszentrum in Sulzbach-Rosenberg werden Verfahren und Werkstoffe für die dezentrale Energieerzeugung aus Biomasse und Abfällen entwickelt. Das Forschungs- und Entwicklungszentrum für Sondertechnologien (FES) in Schwabach besitzt einen seiner Schwerpunkte im Bereich thermochemischer Prozesse bei der Metallherstellung, in Kraftwerken und in Müllverbrennungsanlagen.

Verbände und Initiativen

Um die Produktion von Energietechnik und das Angebot energiebezogener Dienst zur fördern, wurde im Jahre 2001 die „EnergieRegion Nürnberg“ ins Leben gerufen. Die Impulse zur Gründung dieser Initiative gingen vor allem von der Stadt Nürnberg sowie von der IG Metall aus. Die EnergieRegion Nürnberg ist heute als eingetragener Verein mit rund 60 zahlenden Mitgliedern organisiert. Mitglieds- sowie Förderbeiträge sind (neben Provisionen für die Vermittlung von öffentlichen Projektförderungen, s.u.) die Basis zur Finanzierung einer Arbeitsstelle mit drei Mitarbeitern; die Finanzierungsbeiträge der großen Mitgliedsunternehmen Siemens und E.ON haben dabei anteilmäßig eine besondere Bedeutung. Darüber hinaus wird die Arbeit des Vereins jedoch vor allem vom „ehrenamtlichen“ Einsatz von Vertretern der Mitgliedsunternehmen und -einrichtungen getragen, insbesondere in einem zentralen Steuerungskreis sowie in verschiedenen Arbeitsgruppen für spezielle Themen.

Die EnergieRegion Nürnberg soll die beteiligten Unternehmen vernetzen, eine Plattform zur Kooperation bieten und den Dialog zwischen den Unternehmen sowie Politik und Verwaltungen – durchaus auch im Sinne eines Lobbying – unterstützen. Neben diesen allgemeinen Aufgaben liegen weitere, mehr praxisorientierte Arbeitsschwerpunkte in der Entwicklung konkreter Kooperationsprojekte inkl. der Akquisition von Fördermitteln zur Finanzierung sowie in der Definition von Arbeitsfeldern für die Forschung und Entwicklung sowie für Qualifizierungsmaßnahmen.

Die Schwerpunkte in der praktischen Arbeit der Initiative liegen vor allem in den Feldern Gebäudetechnik und Energieeinsatz beim Verbraucher, und hier insbesondere in der Entwicklung und Erprobung entsprechender Technologien. Damit spiegeln die Arbeitsschwerpunkte einerseits die bestehende Wertschöpfungsstruktur in der regionalen Energietechnik wider, die stark von Herstellern entsprechender Technologien, Handwerkern sowie Ingenieurbüros geprägt wird. Andererseits nutzen

die großen Mitgliedsunternehmen, die zur Erschließung neuer Themen ohnehin deutlich weniger als kleine und mittlere Unternehmen auf Kooperationen mit Dritten angewiesen sind, vorrangig ihre eigenen Möglichkeiten, um z.B. öffentliche Fördermittel zu akquirieren. Entsprechende Projekte betreffen z.B. die Entwicklung und Erprobung neuer Technologien oder auch Branchenenergiekonzepte, die auf die spezifischen Möglichkeiten zur Energieeinsparung in unterschiedlichen Fertigungsprozessen ausgelegt sind.

Auch Projekte im Bereich Qualifizierung sind bisher vor allem im Handwerk auf fruchtbaren Boden gestoßen, weniger jedoch bei den großen Mitgliedsunternehmen. Dies könnte sich zukünftig ändern, weil der Mangel an fachlich geeigneten Ingenieuren – insbesondere vor dem Hintergrund der auch mittel- bis langfristig guten Marktperspektiven – zunehmend als Engpass empfunden wird, dem durch gemeinsame Maßnahmen begegnet werden könnte.

Wenig behandelt – insbesondere im Sinne konkreter Projekte – werden in der EnergieRegion Nürnberg Energieumwandlungstechnologien im Allgemeinen und Kraftwerkstechnik im Besonderen. Bemühungen hat es in dieser Hinsicht z.B. in Form von Anwendungsprojekten gegeben, mit denen etwa der Einsatz von Kraft-Wärme-Kopplung in der Region ausgebaut werden sollte – letztlich allerdings ohne besonderen Erfolg. Die geringe Orientierung auf die Energieumwandlung mag auch ein Grund dafür gewesen sein, dass die EnergieRegion Nürnberg bei der Vergabe von finanziellen Mitteln des Freistaates Bayern zur Förderung eines landesweiten Clusters Energie nicht berücksichtigt wurde; stattdessen wurde die Initiative "Bayern innovativ" damit beauftragt, eine entsprechende landesweite Initiative aufzubauen.

Beteiligung von IG Metall und Betriebsräten

Die IG Metall gehörte zu den wichtigsten Initiatoren des Aufbaus des Energieregion Nürnberg e.V. Hintergrund hierfür war vor allem die Absicht, den Verlust von Arbeitsplätzen in den traditionellen Industriebranchen nicht einfach nur durch Sozialpläne zu bewältigen, sondern durch eine Förderung zukunftsorientierter Bereiche in der Region möglichst auszugleichen. Die Bedeutung der IG Metall beim Aufbau der regionalen Initiative kommt auch darin zum Ausdruck, dass sie im Steuerungskreis vertreten ist, dabei den Vorsitz in der Arbeitsgruppe Controlling inne hat und zudem im Jour-Fix-Kreis vertreten ist, der jeweils aktuelle Themen behandelt und die konkrete Arbeit der Initiative plant.

Die Beteiligung von Betriebsräten im Zuge der Initiative EnergieRegion Nürnberg beschränkt sich bisher auf Interessenvertreter aus einigen, vergleichsweise eher wenigen kleinen und mittleren Unternehmen. Für Betriebsräte erscheint das Engagement sicherlich eher wenig interessant, solange vor allem die Technologieentwicklung im Vordergrund der Initiative steht, weniger dagegen Themen, die unmittelbare Bedeutung

für die Beschäftigten haben (z.B. Qualifizierung). Allerdings zeigen die aktuellen Engpässe bei der Verfügbarkeit qualifizierten Personals (in der Region Nürnberg v.a. Ingenieure), dass eine vorausschauende Ausbildungsförderung und Zusammenarbeit mit Hochschulen von Unternehmensleitungen alleine nicht zuverlässig bewältigt wird. Betriebsräte können gerade hier im regionalen Kontext, z.B. mittels eigenständiger Kontakte zu Hochschulen, durchaus eigene Initiativen entfalten.

2.3.2.3 Bewertung der Entwicklungsperspektiven

Vor allem den großen Kraftwerksanlagenbauern Siemens und Areva NP ist es zu verdanken, dass sich in Mittelfranken ein Energietechnikcluster entwickelt hat, zu dem auch viele kleine und mittlere Unternehmen gehören. So finden sich unter diesen Firmen zahlreiche Spin-Offs der Großunternehmen oder Neugründungen ehemaliger Mitarbeiter, die diese kleinteiligeren Strukturen häufig für die Entwicklung innovativer Produkte nutzen. Die Unternehmenslandschaft „rund um“ Siemens und Areva ist dabei sehr dynamisch, da auch der umgekehrte Weg vorkommt, indem die beiden Großunternehmen immer wieder auch kleinere Spezialanbieter übernehmen.

Neben dem Schwerpunkt Energieverwendung beim Verbraucher, der sich auch in den Aktivitäten der Initiative „EnergieRegion Nürnberg“ widerspiegelt, ist v.a. auf die besondere Stärke der Region Nürnberg / Erlangen im Bereich solarthermischer Stromerzeugung zu verweisen. Das regionale Know-how reicht von der Entwicklung von Solarkraftwerken bis zur Herstellung zentraler Kraftwerkskomponenten. Die räumliche Nähe der Unternehmen zueinander befruchtet dabei die Kooperation ganz offenkundig – insgesamt ist die Region Nürnberg / Erlangen so auf dem Weg, zu Deutschlands Hochburg für Solarthermie-Kraftwerke aufzusteigen.

Die Qualität der öffentlichen Flankierung des Energietechnikclusters ist im Raum Mittelfranken deutlich geringer ausgeprägt als im Ruhrgebiet. Dies dürfte zum einen am insgesamt geringeren Besitz an Unternehmen aus der Energietechnik liegen, zum anderen aber auch an weniger verfügbaren finanziellen Fördermitteln. Ob sich durch die landesweite Initiative „Bayern innovativ“, die einen ihrer Schwerpunkte in der Energietechnik und -wirtschaft gesetzt hat und an der auch Unternehmen aus dem Raum Nürnberg / Erlangen beteiligt sind, daran etwas ändert, muss sich erst noch erweisen. Insbesondere stellt sich die Frage, wie weit sich die Aktivitäten von „Bayern innovativ“ und der „EnergieRegion Nürnberg“ ergänzen oder ggf. in Konkurrenz zueinander treten werden.

3. Entwicklung der Märkte für Kraftwerks- und Energietechnik

3.1 Energiemarkt Deutschland: Mögliche Entwicklungspfade und Szenarien für die Nachfrage nach Kraftwerks- und Energietechnik

Während der allgemeine Energieverbrauch ebenso wie der Stromverbrauch weltweit stark wächst (siehe unten), verläuft die mengenmäßige Entwicklung auf dem deutschen Energiemarkt seit vielen Jahren weitgehend stabil. Entwicklungsimpulse für die Hersteller von Stromerzeugungstechnologien in Deutschland sind in den vergangenen zehn Jahren deshalb im Wesentlichen nur vom Zuwachs regenerativer Energien und der Investitionszurückhaltung der deutschen Kraftwerksbetreiber nach der Verschärfung bzw. Einführung des Wettbewerbs durch die Liberalisierung und Privatisierung des Strommarktes ausgegangen. Beide Entwicklungen gingen deutlich zu Lasten des Kraftwerksanlagenbaus, bei dem sich das Geschäft vor allem auf den Service sowie den Bau einzelner GuD-Kraftwerke zur Erdgasverstromung konzentrierte.

Für die Zukunft deutet sich allerdings ein deutliche Veränderung dieser Situation an: So löst sich der „Investitionsstau“ bei den Kraftwerksbetreiber zunehmend auf. Die in Tab. 3 dargestellten **geplanten Kraftwerksinvestitionsvorhaben** zeigen, dass die in Deutschland aktiven Energieversorgungsunternehmen sowohl auf Gas als auch Steinkohle setzen. Insgesamt stellen verschiedene Stromerzeuger in Deutschland zur Zeit den Neubau oder den Ersatz von Kraftwerkskapazitäten im Umfang von rund 30 GW_{el} in Aussicht, was Investitionen von deutlich über 20 Mrd. € nach sich ziehen würde. Von diesem Umfang dürfen rund drei Viertel (ca. 23 GW_{el}) als konkrete Planungen eingestuft werden. Die meisten der aktuell geplanten oder in Durchführung befindlichen Kraftwerksbauten sollen bis zum Ende der zweiten Handelsperiode des Emissionshandelsystems im Jahr 2012 ans Netz gebracht werden, um eine Zuteilung kostenloser CO₂-Emissionsrechte auf der Basis der jetzt bekannten Bedingungen für die Emissionshandelsphase 2008-2012 zu erhalten. Insgesamt liegt der **mittelfristige Erneuerungsbedarf** jedoch sogar noch weitaus höher – eine Studie von Ernst & Young (2006) geht zum Beispiel davon aus, dass bis zum Jahr 2020 Kraftwerkskapazitäten im Umfang von rund 60 GW durch neue Anlagen ersetzt werden müssen. Die jetzt geplanten Maßnahmen umfassen also nur etwa ein Drittel des mittelfristig anstehenden Ersatzbedarfes.

Standort	Betreiber bzw. Investoren	Vorgesehene Inbetriebnahme	Antrieb	Leistung	Geplante Investition
Weisweiler	RWE Power AG	2006 / 2007	Erdgas	380 MWel	150 Mio. €
Hamm-Uentrop	Trianel European Energy Trading GmbH	2007	Erdgas	800 MWel	440 Mio. €
Herdecke	Mark-E Aktiengesellschaft (50%) / Statkraft AS (50%)	2007	Erdgas	400 MWel	220 Mio. €
Hürth-Knapsack	Statkraft AS	2007	Erdgas	800 MWel	400 Mio. €
Lubmin I	Concord Power GmbH & Co. Lubmin KG	2007	Erdgas	1.200 MWel	600 Mio. €
Hamburg-Tiefstack	Vattenfall Europe AG	2007	Erdgas	125 MWel	100 Mio. €
Rüdersdorf	Vattenfall Europe AG	2007	Abfall	30 MWel	111 Mio. €
Braunschweig	Braunschweiger Versorgungs-AG & Co. KG	2008	Erdgas	400 MWel	170 Mio. €
Hamburg	Norddeutsche Affinerie AG Stadtreinigung Hamburg	2008	Abfall	100 MWel	320 Mio. €
Irsching	E.ON Energie AG (60%) / N-ERGIE AG (25%) / Mainova AG (15%)	2008	Erdgas	800 MWel	450 Mio. €
Reuter West Topping	Vattenfall Europe AG	2008	Erdgas	150 MWel	80 Mio. €
Lingen	RWE Power AG	2009	Erdgas	876 MWel	500 Mio. €
Duisburg-Walsum	STEAG Aktiengesellschaft	2010	Steinkohle	750 MWel	800 Mio. €
Neurath	RWE Power AG	2010	Braunkohle	2.100 MWel	2.200 Mio. €
Karlsruhe oder Heilbronn	EnBW Kraftwerke AG	2010	Erdgas	400 MWel	200 Mio. €
Mecklar-Meckbach	Iberdrola S.A.	2010	Erdgas	1.000 MWel	350 Mio. €
Niedersachsen Brunsbüttel, Stade o. Wilhelmshaven	Electrabel Deutschland AG	2010 / 2011	Steinkohle	800 MWel	800 Mio. €
Blaubeuren	SWU Stadtwerke Ulm/Neu-Ulm GmbH	2011	Wasser (Pumpspeicher)	45 MWel	40 Mio. €
Boxberg	Vattenfall Europe AG	2011	Braunkohle	675 MWel	700 Mio. €
Bremen-Mittelsbüren	swb AG	2011	Steinkohle	800 MWel	800 Mio. €
Datteln	E.ON Energie AG	2011	Steinkohle	1.065 MWel	1.000 Mio. €
Herne	STEAG Aktiengesellschaft	2011	Steinkohle	750 MWel	788 Mio. €
Irsching (Forschungsprojekt)	Siemens AG Power Generation / E.ON Energie AG	2011	Erdgas	530 MWel	500 Mio. €
Rheinfelden	NaturEnergie AG EnBW Kraftwerke AG	2011	Wasser (Laufwasser)	74 MWel	380 Mio. €
Karlsruhe-Rheinhafen	EnBW Kraftwerke AG	2011	Steinkohle	800 MWel	840 Mio. €
Ruhrgebiet	ewmr - Energie- und Wasserversorgung Mittleres Ruhrgebiet GmbH	2011	Steinkohle	1.100 MWel	1.000 Mio. €
Hamm	RWE Power AG	2012	Steinkohle	1.410 MWel	1.500 Mio. €
Hamburg-Moorburg	Vattenfall Europe AG	2012	Steinkohle	1.640 MWel	1.700 Mio. €
Lünen	Trianel European Energy Trading GmbH	2012	Steinkohle	750 MWel	750 Mio. €
Mainz	Kraftwerke Mainz-Wiesbaden AG	2012	Steinkohle	750-800 MWel	900 Mio. €
Ensdorf	VSE AG	2012	Steinkohle	1.600 MWel	2.000 Mio. €
Profen	MIBRAG Mitteldeutsche Braunkohlengesellschaft mbH	ca. 2013-2015	Braunkohle	500-700 MWel	650 Mio. €
Berlin-Lichtenberg	Vattenfall Europe AG	ca. 2013-2019	Erdgas	500 MWel	
Berling-Klingenberg (alternativ zu Lichtenberg)	Vattenfall Europe AG	ca. 2013-2019	Kohle	800 MWel	
Lichterfelde	Vattenfall Europe AG	ca. 2016	Erdgas	150 MWel	
Mannheim	GKM Grosskraftwerk Mannheim Aktiengesellschaft	offen	Steinkohle	280 MWel	
Dettelbach	N-ERGIE AG	offen	Erdgas	800 MWel	400 Mio. €
Lingen	RWE Power AG	offen	Erdgas	850 MWel	468 Mio. €
Lubmin II	Concord Power GmbH & Co. Lubmin KG	offen	Erdgas	1.200 MWel	
Ruhrgebiet	Gesellschaft für Stromhandel	offen	Erdgas	400 MWel	
Saarbrücken	Electrabel Deutschland AG	offen	Erdgas	400 MWel	
Baden-Württemberg	Südweststrom Südwestdeutsche Stromhandels GmbH	offen	Steinkohle	750 MWel	
Summe				29.830 MWel	22.307 Mio. €

Tab. 3: Geplante Kraftwerksneubauten und -erneuerungen in Deutschland (Stand September 2006, Quellen: BMWT/BMU 2006, VDEW 2006, eigene Recherchen)

Über diese Investitionswelle hinaus könnten sich weitere Veränderungen in Zukunft auch hinsichtlich der Struktur der Anlagen und eingesetzten Technologien zur Energieumwandlung ergeben – und damit die Nachfrage nach Kraftwerkstechnik stark verändern. Die Entwicklung der Nachfrage nach bestimmten Energieumwandlungstechnologien im Allgemeinen sowie Stromerzeugungstechniken im Besonderen hängt dabei von einer Vielzahl von Faktoren ab. Daher ist sie deutlich schwerer abzuschätzen als die Entwicklung des Gesamtvolumens der Nachfrage nach Energie und nach Anlagen zur Energieumwandlung. Je weiter der Betrachtungshorizont in die Zukunft reicht, desto unsicherer werden naturgemäß Aussagen über die Nachfrage nach Stromerzeugungsanlagen. Um mit diesem Problem besser umgehen zu können und somit Aussagen über die Zukunft zu ermöglichen, bietet sich die Verwendung der Szenarientechnik an. Hierbei werden unterschiedliche, zukünftig mögliche Entwicklungspfade bestimmt und ihre Ergebnisse hinsichtlich der Nachfrageentwicklung für Energieumwandlungsanlagen miteinander verglichen.

Hierzu sind zwei Schritte erforderlich: Erstens müssen die wesentlichen Einflussfaktoren auf die Entwicklung der Nachfrage bestimmt werden, um sie zweitens dann zu Parametern zu verdichten. Als Ergebnis ergeben sich drei Parameter, die nachfolgend näher betrachtet werden:

- der **politisch-rechtliche Rahmen**, z.B. Ausgestaltung der Wettbewerbsbedingungen im Strommarkt oder Technologieförderung,
- die Entwicklung von **Energieträgerpreisen** sowie ihre Relation untereinander (z.B. das Preisverhältnis von Kohle und Erdgas),
- die **technologische Entwicklung**, die teilweise durch die beiden anderen Parameter bestimmt wird.

Dabei ist hervorzuheben, dass die entworfenen Szenarien nicht nur als Beschreibung von denkbaren zukünftigen Entwicklungen – und damit als Rahmen für unternehmerische Entscheidungen – verstanden werden können, sondern insbesondere auch als politische Handlungsempfehlungen. Denn es ist sehr deutlich, dass die Entwicklung der Nachfrage nach Energieumwandlungsanlagen in sehr starkem Maße vom politisch-rechtlichen Rahmen bestimmt wird. Sehr unmittelbar zeigt sich dies z.B. in der Anwendungsförderung bestimmter Technologien wie sie in Deutschland z.B. durch das EEG oder durch Zuschüsse für den Kauf von Anlagen zur regenerativen Energienutzung vorgenommen wird – ohne eine solche Förderung hätte es z.B. keinen Windkraft- und Photovoltaik-Boom gegeben. Da somit die Politik in erheblichem Maße Einfluss auf die Nachfrageentwicklung bei Energieumwandlungsanlagen nimmt, besteht hinsichtlich der nachfolgend vorgestellten Szenarien in erheblichen Teilen eine politische Wahl – somit werden die Strukturen des deutschen Energiemarktes und damit auch die Nachfrage nach Energie- und Kraftwerkstechnik auf dem deutschen Markt auch in Zukunft in einem starken Maße durch die Politik geprägt.

In ähnlicher Weise hat die Politik auch in anderen Staaten großen Einfluss auf den Energiemarkt und auf die Nachfrage nach Energietechnik. Aus diesem Grund beziehen sich die Szenarien in besonderem Maße auf Deutschland: Auch wenn es bei den Energieträgerpreisen und bei der technologischen Entwicklung nur sehr geringe länderspezifische Unterschiede gibt, so ist die Gesamtentwicklung aufgrund der großen Bedeutung politischer Einflüsse, wie sie in den Szenarien zum Ausdruck kommt, letztlich stark auf Deutschland zugeschnitten. Des Weiteren liegt der Fokus vor allem auf den Folgen für die Nachfrage nach Stromerzeugungsanlagen. Da jedoch technologische und nachfrageseitige Zusammenhänge zu anderen Bereichen der Energieumwandlung bestehen (z.B. zur Bereitstellung von Wärme), ist der Blickwinkel der Betrachtung dort, wo es notwendig erscheint, weiter gefasst.

3.1.1 Parameter der Szenarien und ihre Zusammenhänge

3.1.1.1 Parameter 1: Politisch-rechtliche Rahmenbedingungen

In diesem Parameter werden all diejenigen Einflüsse zusammengefasst, die von der Liberalisierung des Strom- und Gasmarkts sowie von den verschiedenen umweltbezogenen, verstromungsrelevanten Regelungen ausgehen. Hierbei sind zunächst die bisherigen sowie die zukünftigen **rechtlichen Entwicklungen** im engeren Sinne relevant. Im Bereich der Liberalisierung ist z.B. zu thematisieren, ob die EU die Strommarktliberalisierung weiter vorantreiben wird und ob eine verstärkte Marktöffnung z.B. Frankreichs die heimische als auch die Nachfrage in Frankreich nach Stromerzeugungstechniken verändert. Für den Bereich der umweltbezogenen Gesetzgebung ist z.B. abzuschätzen, wie das EEG weiterentwickelt wird, um etwa dem Vorwurf von Inkonsistenzen im Zusammenhang mit dem europäischen Emissionshandelssystem zu begegnen.

Über solche rechtlichen Entwicklungen hinaus ist allerdings auch die **praktische Umsetzung** relevant. Dies zeigt sich insbesondere im Bereich der Liberalisierung. Die mit der Überwachung der Energieversorger betrauten Behörden (wie insbesondere die Bundesnetzagentur) haben durchaus einen deutlichen (und auch politisch gestaltbaren) Handlungsspielraum, so dass auch die Art der Umsetzung von rechtlich fixierten Regelungen für die Nachfrageentwicklung bedeutsam sein kann.

3.1.1.2 Parameter 2: Preise für Energieträger

Im zweiten Parameter wird die Entwicklung der Energieträgerpreise zusammengefasst. Nachdem die Preise für Energieträger in den 90er Jahren tendenziell rückläufig waren, haben sie sich seit der Jahrtausendwende sehr deutlich verteuert (vgl. Abb. 8). In Deutschland werden zur Stromerzeugung vier fossile Energieträger eingesetzt, außerdem Kernenergie, Wind- und Wasserkraft als regenerative Energien sowie ver-

schieden sonstige Energieträger (darunter auch Biomasse als weitere regenerative Energie, vgl. Abb. 9). **Braunkohle** als vollständig heimischer Energieträger trägt dabei zusammen mit der Steinkohle fast 50 Prozent zur Stromerzeugung bei und hat aufgrund der deutlich gestiegenen Steinkohlepreise an Attraktivität gewonnen. Aufgrund der in mittlerer Frist guten Verfügbarkeit kann dieser Energieträger unter gegenwärtigen Bedingungen auch weiterhin eine wichtige Rolle bei der Stromerzeugung in Deutschland spielen. Problematisch können die relativ hohen spezifischen Kohlendioxid-Emissionen sein, die durch neuere Anlagentechnologien (wie dem BoA-Konzept) verringert werden können. Hinsichtlich der Exportfähigkeit solcher Anlagentechnologien ist darauf hinzuweisen, dass Braunkohle kaum in anderen Ländern zur Stromerzeugung verwendet wird. So ist Deutschland mit einer Stromproduktion von über 164 TWh im Jahr 2003 mit Abstand der größte Einzelmarkt gefolgt von den USA mit einer Stromproduktion aus Braunkohle in Höhe von 98 TWh (vgl. IEA 2005a, S. 46f.). Allerdings sind Tendenzen zur Verwendung geringwertigerer Kohlen z.B. in China oder in Pennsylvania (dort zur Beseitigung von Kohleabraumhalden) zu erkennen, die z.T. einen Technologietransfer aus dem Bereich der Braunkohleverstromung ermöglichen.

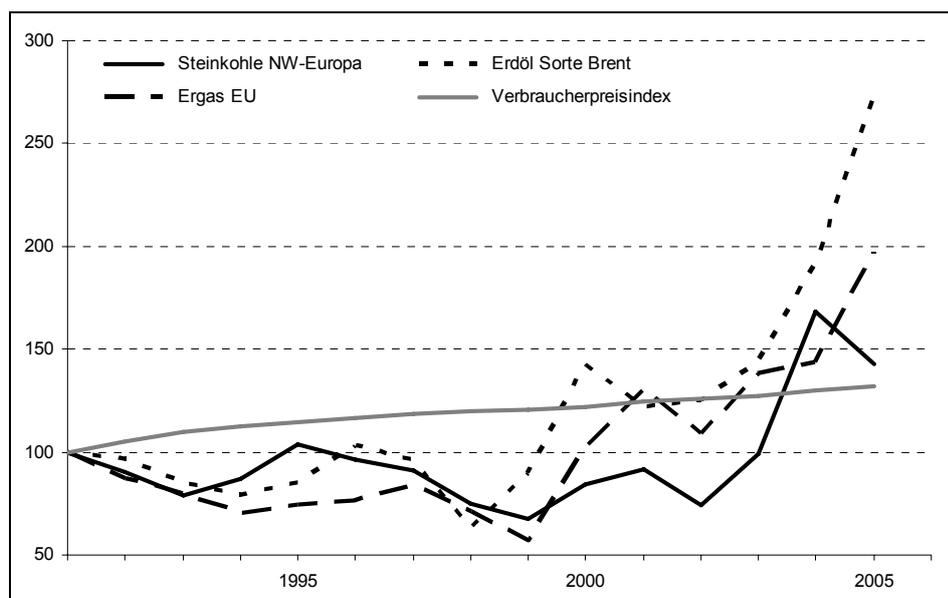


Abb. 8: Indizierte Entwicklung der Preise für Energieträger (Abbildung nach eigenen Berechnungen auf Basis von Zahlenangaben aus BP 2006 und des Statistischen Bundesamtes)

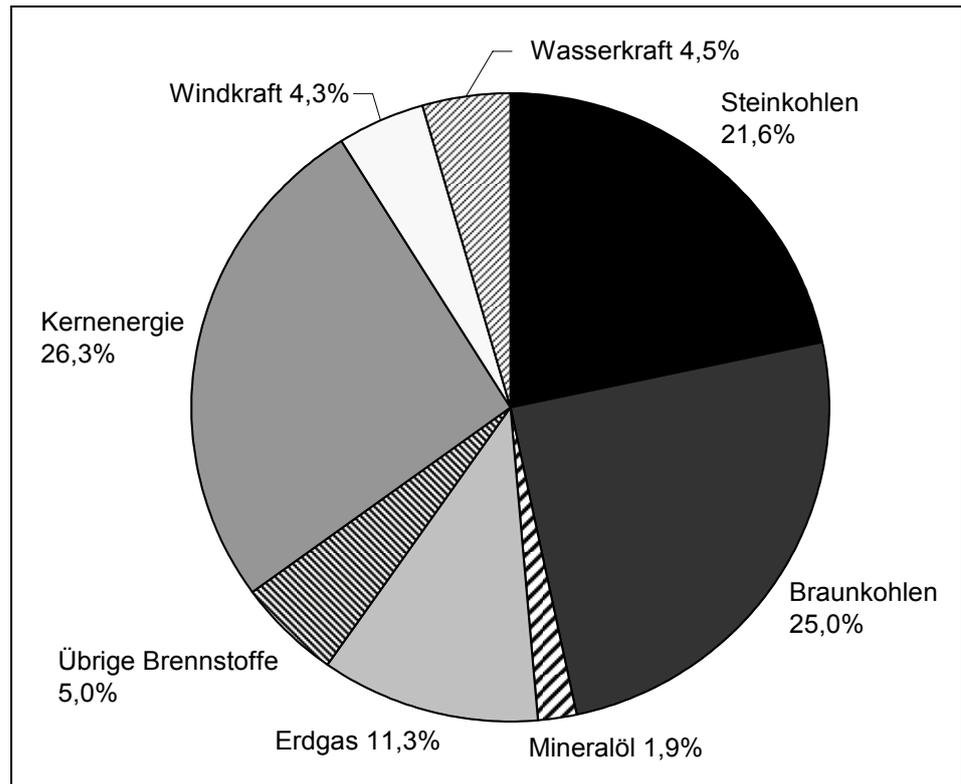


Abb. 9: Anteile der Energieträger an der Bruttostromerzeugung in Deutschland im Jahr 2005 (eigene Darstellung nach Zahlen aus Wittke / Ziesing 2006: 128)

Steinkohle hat von allen fossilen Energieträgern, die für die Verstromung relevant sind, die mit Abstand größte Reichweite, wenn man den heute bekannten Vorrat und den gegenwärtigen Verbrauch zugrunde legt. Der Preis für Steinkohle hat sich in den Jahren 2003/2004 mehr als verdoppelt und liegt auch nach leichtem Rückgang seit 2005 auf einem gegenüber den 90er Jahren sehr hohen Niveau (vgl. Abb. 10). Hierfür gibt es insbesondere zwei Ursachen: Zum einen hat der steigende Ölpreis auch zu einer Verteuerung der Steinkohle beigetragen, da Kohle in einigen Anwendungen eine Alternative zum Öl ist. Zum anderen führte die Entwicklung der Weltkonjunktur zu einer unvorhersehbar starken Nachfrage nach Steinkohle (z.B. in China, das hierdurch vom Nettoexporteur zum Nettoimporteur von Steinkohle wurde). Da die Kapazitätsanpassung der Steinkohleproduktion und hier insbesondere die Erschließung neuer Bergwerke eine Zeitspanne von mehreren Jahren in Anspruch nimmt, führen solche kurzfristig eintretenden Nachfragespitzen aufgrund beschränkter Kapazitäten zunächst zu Preiseffekten und erst in mittlerer Frist zu Produktionssteigerungen in größerem Umfang. Somit löst die gegenwärtige Situation kurzfristig den Angebotsüberhang ab, der den Weltmarkt für Steinkohle in den 1980er und 1990er Jahren geprägt hat. In mittlerer Frist ist durch die Kapazitätsausweitung (Zubau von Bergwerken in reichlich vorhandenen Lagerstätten) eine Entspannung der Situation zu erwarten, falls nicht erneute Störungen in Form eines plötzlichen Nachfrageanstiegs in die Gegenrichtung wirken. Abb. 11 macht zudem deutlich, dass die bisherigen Steinkohleexportländer sehr heterogen sind (die Förderländer sind es in noch stärkerem Maße),

so dass anders als bei Gas und Öl weit weniger stark mit direkten politischen Einflüssen auf die Kohleförderung zu rechnen ist.

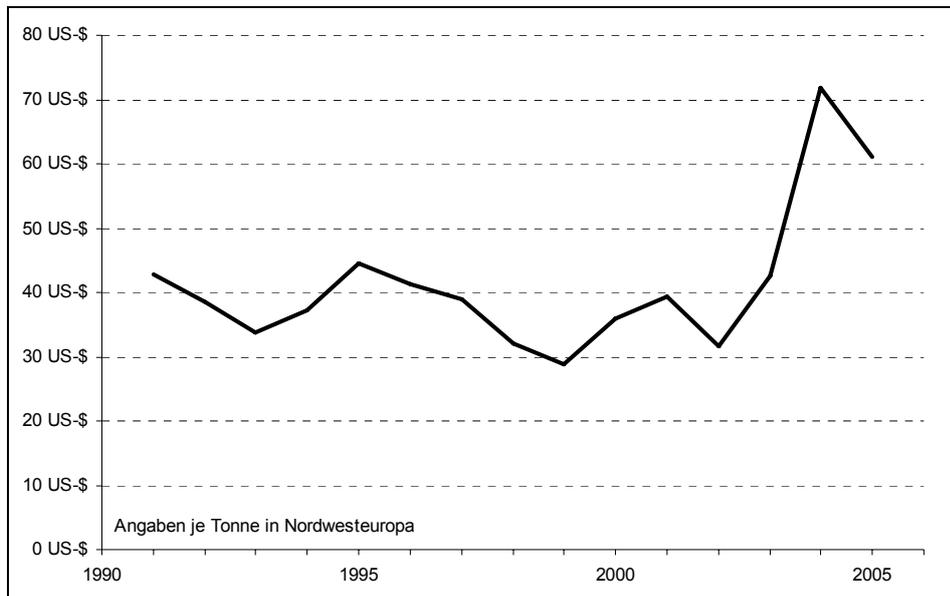


Abb. 10: Preisentwicklung für Steinkohle in Nordwesteuropa (eigene Abbildung nach Zahlenangaben von BP 2006 auf Basis von McCloskey Coal Information Service)

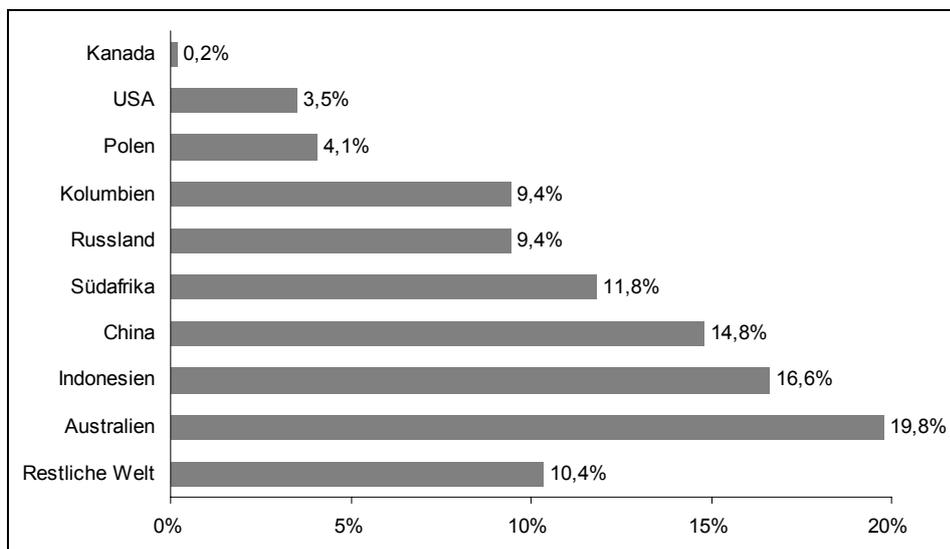


Abb. 11: Marktanteile der wichtigsten Länder am weltweiten Export von Kraftwerkssteinkohle im Jahr 2004 (eigene Abbildung nach Zahlenangaben des World Coal Institute)

Erdgas als weiterer fossiler Energieträger stammt zu etwa einem Fünftel aus heimischen Quellen und wird in Deutschland vor allem aus Russland, Norwegen und den Niederlanden importiert (vgl. Abb. 12). Erdgas hat in den meisten europäischen Ländern als Brennstoff für die Stromerzeugung in den vergangenen Jahren sehr deutlich an Gewicht gewonnen, auch wenn die Kostenperspektive in letzter Zeit unsicher geworden ist. Die weltweit bekannten Erdgasreserven reichen beim heutigen

Verbrauch für rund 63 Jahre (BGR 2005). Allerdings muss beachtet werden, dass Erdgas in konventioneller Weise per Pipeline transportiert wird und deshalb nicht ohne weiteres weltweit gehandelt werden kann; vor diesem Hintergrund ist die Reichweite des in Europa verfügbaren Erdgases stärker begrenzt als bei den anderen fossilen Energieträgern.

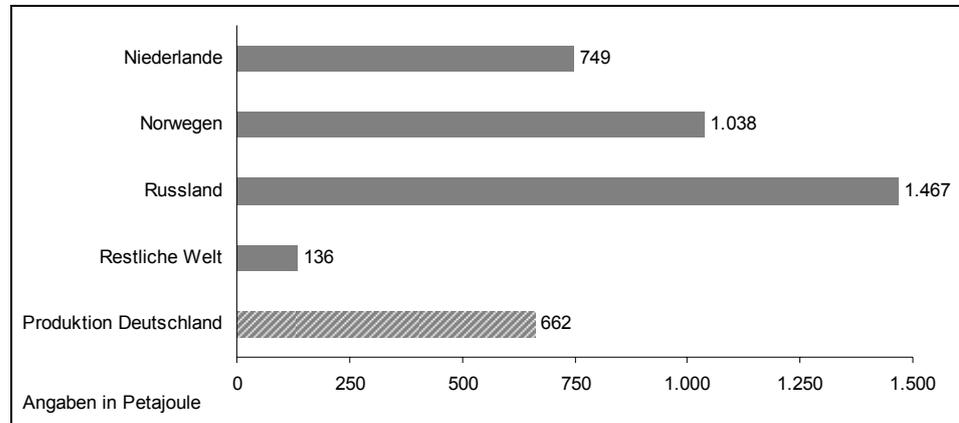


Abb. 12: Lieferländer und Liefermengen für den Import von Erdgas nach Deutschland im Jahr 2004 (eigene Abbildung nach Zahlenangaben von EUROSTAT)

Die Verfügbarkeit von Gas in Europa kann allerdings durch den Leitungsbau in Richtung Asien und Afrika verbessert werden. Weiterhin besteht die Möglichkeit, in verstärktem Umfang Flüssiggas (LNG) einzusetzen. Der Bau solcher Terminals in Italien (das schon länger auf diese Weise mit Erdgas versorgt wird) sowie auch in Deutschland (z.B. zum Import aus Norwegen) macht deutlich, dass diese Versorgungsform eine ernstzunehmende Option darstellt, die auch die „politische Erpressbarkeit“ durch eine Versorgung über Pipelines reduziert. Hierdurch erschließen sich für den Import auch weitere Förderländer von Erdgas (siehe Abb. 13), die aufgrund ihrer geografischen Lage für eine Lieferung über Pipelines nicht in Frage kommen. Damit wird die bisher beschränkte Anzahl von Lieferländern auf dem Absatzmarkt Europa erweitert. Immerhin wird weltweit heute bereits rund ein Viertel allen Erdgases in flüssigem Zustand gehandelt. Schließlich ist hervorzuheben, dass die systematische Exploration und Erschließung von Gasfeldern im Vergleich zur Suche nach Erdöl noch verhältnismäßig jungen Datums ist – längere Zeit war Erdgas nur ein Nebenprodukt der Erdölförderung, eine systematische Gewinnung als „eigenständiger“ Energieträger findet erst seit den 1960er und verstärkt seit den 1970er Jahren statt. Insofern besteht hier bei der Erkundung von Lagerstätten noch ein Nachholbedarf, so dass die verfügbare Reichweite der Vorkommen noch deutlich steigen könnte.

Die Kosten für Erdgas in Europa haben sich von 1999 bis 2005 mehr als verdreifacht. Da ein Großteil der Kosten für Gas fix ist (also die Kosten z.B. bei der Erschließung des Gasfeldes oder dem Bau von Transportleitungen anfallen), kann der Gaspreis in kurzer Frist sehr stark fallen, ohne dass dann negative Deckungsbeiträge erwirtschaftet würden. Weiter-

hin sind Teile der Kosten nicht spezifisch für die Gasförderung, da Öl und Gas z.T. zusammen gefördert werden. Entsprechend können die Kosten dem Gas oder aber auch dem Öl zugerechnet werden. Schließlich kann Gas in vielen Fällen nur über ein Leitungsnetz transportiert werden. Da der Betrieb paralleler Netze zu volkswirtschaftlich höheren Kosten führen würde, ist der Netzbetreiber ein natürlicher Monopolist mit erheblichen Preissetzungsspielräumen, wenn er nicht kontrolliert wird.

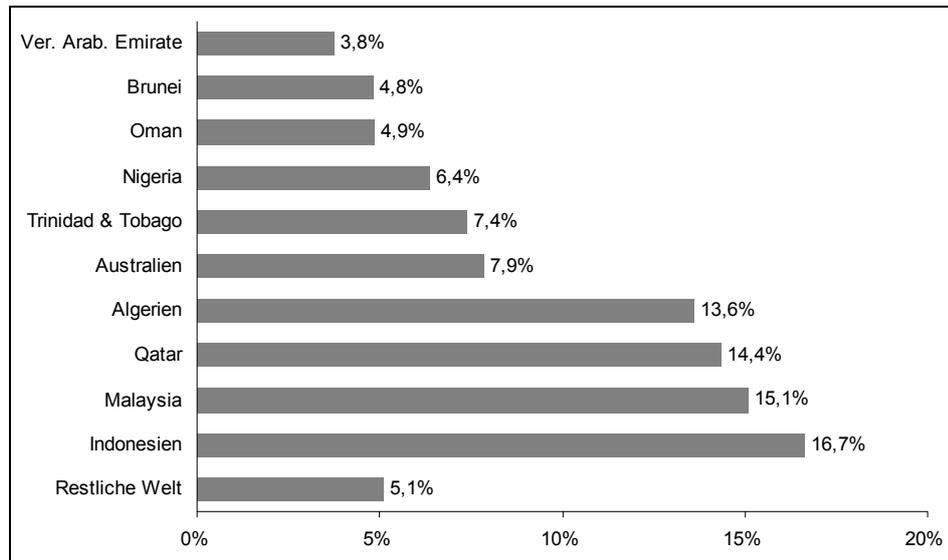


Abb. 13: Marktanteile der wichtigsten Länder am weltweiten Export von flüssigem Erdgas (LNG) im Jahr 2004 (eigene Abbildung nach Zahlenangaben von BP 2006)

Schließlich besteht – ähnlich wie beim Öl, anders hingegen als bei der Steinkohle – ein erheblicher staatlicher Einfluss auf den Gasmarkt. Dies betrifft z.B. die Fördergenehmigung (wie z.B. die Verfahren zur Vergabe von Förderlizenzen), die Förderung selbst (wie am Beispiel insbesondere der russischen Gasförderung zu sehen), den Transport (wie die unterschiedlichen staatlichen Regulierungen des natürlichen Monopols zeigen) und schließlich auch die Verteilung zu den Verbrauchern (wie die Gasmarktliberalisierung in der EU deutlich macht). Insofern ist der Gaspreis stark politisch beeinflusst. Dies dürfte zukünftig umso mehr gelten, wenn die Erschließung neuer Lagerstätten in Asien und deren Anbindung an Europa voranschreitet, da in diesem Fall die Förder- und teilweise auch die Transitländer in politisch nicht besonders stabilen Gebieten liegen. Eine Folge der Unsicherheiten beim Gaspreis ist, dass dieser nach wie vor sehr stark an den Ölpreis gekoppelt ist, obwohl auf der Nachfrageseite beide Energieträger nur in einigen Anwendungen Substitute sind. Aufgrund dieser Kopplung treffen die Ausschläge auf dem Ölmarkt auch den Erdgaspreis, wenn auch i.d.R. etwas gedämpfter und mit Zeitverzug, wie in Abb. 8 gut zu sehen ist. Mit zunehmender Verstromung von Gas ist es möglich, dass nicht mehr so sehr das Öl, sondern die (Stein-)Kohle preislich mit dem Erdgas gekoppelt wird.

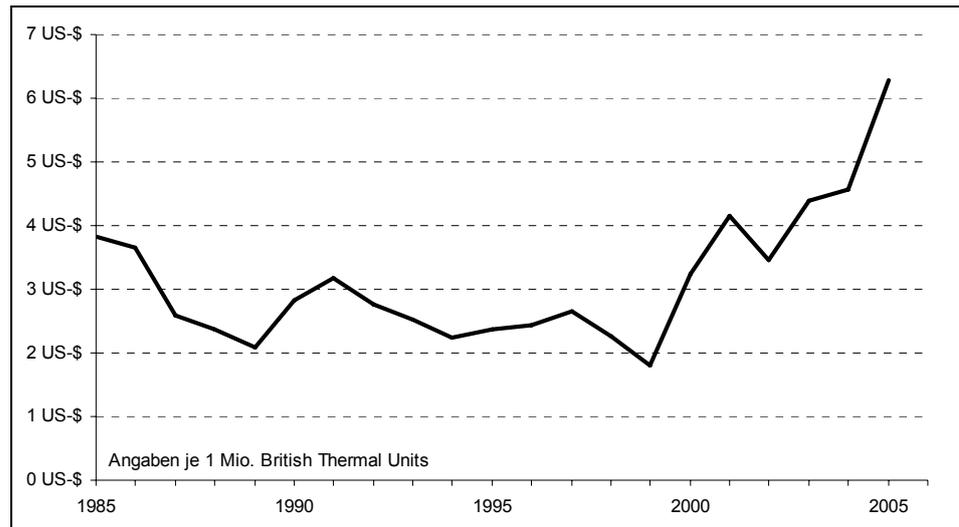


Abb. 14: Gaspreisentwicklung in der Europäischen Union (eigene Abbildung nach Zahlenangaben von BP 2006)

Mineralölprodukte spielen in Deutschland und den meisten anderen europäischen Ländern zwar keine nennenswerte Rolle bei der Stromerzeugung; der Preis für Erdöl ist jedoch wie bereits ausgeführt nach wie vor sehr wichtig für den Gaspreis (siehe oben). Für die Stromerzeugung mit Mineralölprodukten gibt es dagegen allenfalls im Bereich dezentraler Strom- und Wärmeerzeugung in motorbetriebenen BHKW Wachstumspotenziale. Die Angebotsseite von Erdöl wird sehr stark durch politische Einflüsse bestimmt. Dies gilt sicher für die Förderung in den OPEC-Staaten, teilweise aber auch für andere Fördergebiete. Weiterhin reagiert der Ölpreis (auch deshalb) sehr stark auf die „politische Großwetterlage“. Vor diesem Hintergrund ist auch der aktuell sehr hohe Preis für Erdöl (vgl. Abb. 15) zu beurteilen, der nicht dauerhaft auf diesem Niveau verbleiben muss.⁵ So beinhaltet der derzeitige Ölpreis sicher eine „Angstprämie“, die auf bis zu 10 US-\$/Barrel geschätzt wird. Mit Blick auf die Reserven ist zumindest keine generelle Angebotsknappheit zu erkennen. So haben sich die als gesichert geltenden Reserven seit Anfang der 80er Jahre in etwa verdoppelt und erreichten ein Allzeithoch (vgl. Abb. 16). Beim gegenwärtigen Verbrauch reichen die bekannten und zum heutigen Ölpreis gewinnbaren Ölreserven für 42 Jahre (BGR 2005: 7) bis 47 Jahre (EU-Kommission DG Energy and Transport 2003: 28) – ein Wert, der in den 80er Jahren ebenfalls tiefer lag und seit Beginn der 90er Jahre stabil ist. Aufgrund des sehr niedrigen Ölpreises in den zurückliegenden Jahren wurden jedoch Erkundungs- und Erschließungsinvestitionen eingeschränkt, so dass aktuell kurzfristig Förderkapazitäten fehlen. Aufgrund des angestiegenen Ölpreises dürften jedoch in diese Richtung wieder verstärkt Anstrengungen unternommen werden. Somit besteht durchaus die Möglichkeit, dass die Öl- und damit auch die Gaspreise wieder (deutlich) sinken. Weiterhin ist festzuhalten, dass sich selbst in der gegenwärtigen Situation die Ölförderung keines-

⁵ So lag der Ölpreis zu Anfang August 2006 bei 78 US-\$ je Barrel (159 Liter), rutschte aber bis Mitte September 2006 wieder auf etwas mehr als 60 US-\$ ab.

falls „am Anschlag“ befindet – so werden z.B. in Saudi-Arabien trotz des hohen Ölpreises nicht alle verfügbaren Kapazitäten genutzt. Dies macht noch einmal den politischen Einfluss auf den Ölpreis deutlich.



Abb. 15: Preisentwicklung für Rohöl (eigene Abbildung nach Zahlenangaben von BP 2006)

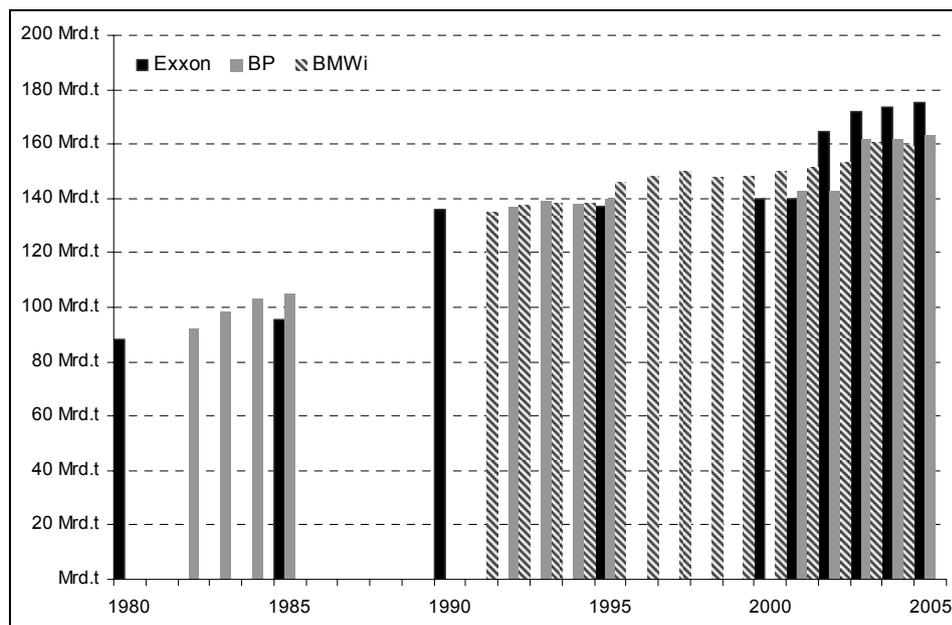


Abb. 16: Entwicklung der weltweiten Rohölreserven (eigene Abbildung nach Zahlenangaben von BP 2006, Exxon 2006 und Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie 2006)

Als weitere Energieträger werden regenerative Energien wie v.a. Wind und Wasser genutzt. Der Energieträger selber steht in diesen Fällen wie bei der Sonnenenergie auch zu einem Preis von Null zur Verfügung. Die Kosten der Stromerzeugung aus diesen Energieträgern resultieren entsprechend aus Bau und Betrieb von Anlagen, durch die diese Energieträger genutzt werden können. Zu den Energieträgern im Einzelnen:

- Die Potenziale zum weiteren Ausbau der **Wasserkraftnutzung** sind in Deutschland nicht mehr sehr groß. Ein Neubau von Anlagen ist kaum möglich bzw. aus Naturschutzgründen nicht opportun. Allenfalls eine Verbesserung bestehender Anlagen (wie aktuell im Fall des Kraftwerkes Rheinfelden) kann hier noch zu einer ansteigenden Stromproduktion von Wasserkraftanlagen führen.
- Bei der **Windenergie** auf dem Land verhält es sich mittlerweile ähnlich. Attraktive Standorte sind inzwischen weitgehend genutzt und der Neubau von Anlagen wird zunehmend aus Gründen des Natur- und Anwohnerschutzes eingeschränkt, so dass das Retrofitting bestehender Anlagen der ersten Generationen zunehmend Bedeutung erhält und zu einem gewissen Ausbau der Kapazitäten führen kann. Ein großes, bisher nicht erschlossenes Potenzial besteht in Deutschland allerdings noch im Bereich von Offshoreanlagen. Jedoch sind derzeit innerhalb der deutschen Ausschließlichen Wirtschaftszone Projekte im Umfang von 40 GW installierter Leistung in Planung, auch wenn nach den Erwartungen der Bundesregierung bis 2030 die Offshore-Windparks nur mit ca. 25-30 GW zu Stromerzeugung beitragen sollen (Dena 2005: 21). Bis 2015 sehen die Szenarien der DENA-Netzstudie eine installierte Offshore-Leistung von 9,8 GW vor, mit der in einem Normjahr 32,5 TWh Windstrom erzeugt werden können (ebd. 55; 274).
- Die direkte Nutzung von **Sonnenenergie** zur Stromerzeugung (durch Photovoltaik oder Solarthermie) spielt bisher in Deutschland kaum eine Rolle. Die bisher noch hohen Kosten von Solarzellen sowie die geographisch bedingte geringe Eignung Deutschlands z.B. für solarthermische Anlagen (vgl. Teil 2 des Branchenreports) lässt in mittlerer Sicht auch keine wesentliche Steigerung erwarten. Das generell erschließbare technische Potenzial etwa bei Nutzung aller geeigneten versiegelten Flächen (wie z.B. aller Hausdächer) ist allerdings sehr groß.
- Eine weitaus größere Bedeutung könnte zukünftig die indirekte Sonnenenergienutzung durch die Verbrennung von **biologischen Brennstoffen** gewinnen. Dabei kann es sich um Reststoffe aus anderen Anwendungen (wie z.B. Hackschnitzel) oder auch um solche Stoffe handeln, die speziell als Energieträger angebaut wurden (wie z.B. Raps). Dabei ist eine direkte Nutzung zur Verbrennung möglich (wie bei Holz oder Grünschnitt) oder eine vorangehende Umwandlung, um eine einfachere oder effizientere Verbrennung zu ermöglichen (wie z.B. beim Rapsmethylester). Bei Verwendung eines Großteils der landwirtschaftlichen Anbaufläche ist die Verfügbarkeit solcher Energieträger ebenfalls sehr groß, der Umfang ihrer Nutzung ist jedoch einerseits von der Preisentwicklung anderer Energieträger, den Förderbedingungen aber auch der Subventionspolitik der Landwirtschaft abhängig. Unter den heutigen Angebots- und Nachfrageverhältnissen sind steigende Rohstoffpreise auf den räumlich durch die relativ hohen Transportkosten eingeschränkten Märkten einhergehend. So stieg der mittlere Tonnagepreis von

Waldhackschnitzeln in Bayern von unter 50 € im Jahr 2003 auf über 60 € in 2006. Umgerechnet entspricht dies einer Steigerung von 16 auf 21 Cent je kWh (vgl. Website CARMEN).

- Weiterhin kann noch die Nutzung von **Geothermie** (vgl. Teil 2 des Branchenreports) einen Beitrag zur Stromerzeugung leisten. Das Potenzial dieses bisher zur Verstromung in Deutschland so gut wie gar nicht genutzten Energieträgers ist sehr stark abhängig von der Tiefe der niedergebrachten Bohrungen und der Beschaffenheit des Untergrundes, wobei in beiden Bereichen noch einige Forschungsanstrengungen notwendig sind.

Bisher spielt die **Kernenergie** mit einem Anteil von 26 Prozent eine große Rolle bei der Stromerzeugung. Uran ist der Rohstoff, bei dem die Bundesrepublik die höchste Importabhängigkeit (100 Prozent) aufweist und dessen Reichweite aufgrund nachlassender Erkundungsbemühungen in den letzten Jahren stark gefallen ist. Behält der Ausstiegsbeschluss Gültigkeit, so müssen die bisherigen Kernkraftkapazitäten durch andere Stromerzeugungsanlagen ersetzt werden. Selbst dann, wenn der Neubau von Kernkraftwerken in Deutschland rechtlich und politisch wieder möglich werden sollte, ist ein Zubau solcher Anlagen in wettbewerblichen Strommärkten zumindest zweifelhaft, denn Kernkraftwerke weisen durch ihre hohen Anlagenfixkosten sehr lange Amortisationszeiten auf, die bei bestehenden technologischen Alternativen zur Stromerzeugung in unsicheren Märkten ohne staatliche Unterstützung kaum gewählt werden würden (vgl. hierzu auch Teil 2 des Branchenreportes).

3.1.1.3 Parameter 3: Technologische Entwicklung

Die technologische Entwicklung in der Energietechnik ist in starkem Maße abhängig von den beiden zuvor erläuterten Parametern Energieträgerpreise und politisch-rechtliche Rahmenbedingungen. Letztere führen dazu, dass bestimmte Technologien gefördert werden. Dies geschieht generell auf drei unterschiedlichen Wegen:

1. mittels einer direkten Förderung der Anwendung, z.B. in Form einer Einspeisevergütung für Strom aus bestimmten Stromerzeugungsanlage oberhalb des Marktpreises (wie im Rahmen des EEG für regenerative Technologien),
2. durch eine indirekte Anwendungsförderung aufgrund von rechtlichen Förderungen bzw. Begrenzungen bestimmter Outputs dieser Technologien (z.B. durch das BImSchG, den Emissionshandel oder die KWK-Förderung) sowie
3. mit Hilfe von expliziter Förderung der Erforschung und Entwicklung bestimmter Technologien (wie z.B. durch das EU-Programm THERMIE, die Umweltforschungs- oder die Technologieförderung des Bundes).

Neben den politisch-rechtlichen Rahmenbedingungen haben auch die Brennstoffpreise Einfluss auf die Technologieentwicklung: Verändert sich beispielsweise das Preisverhältnis Gas/Kohle stark zu Gunsten der Kohle, so werden die technologischen Anstrengungen zur Weiterentwicklung von integrierter Kohlevergasung bzw. von Druckwirbelschichtverfahren mit GuD-Prozess deutlich zunehmen. Insgesamt kann man also festhalten, dass der Parameter technologische Entwicklung in einem starken Maße auch das Ergebnis der Wirkungen der beiden Parameter Rahmenbedingungen und Energieträgerpreise ist.

Allerdings verläuft die technologische Entwicklung gleichwohl in einem gewissen Umfang „autonom“ nach „eigenen Gesetzen“: Erstens werden einmal eingeschlagene Entwicklungspfade nicht ohne weiteres wieder komplett aufgegeben werden, auch wenn die politischen oder marktseitigen Vorzeichen zeitweise nicht sehr günstig aussehen. Zudem ergeben sich technische Fortschritte in der Energieumwandlung durch die Übertragung von Innovationen, die in anderen Feldern ganz unabhängig von den Bedarfen im Energieversorgungsmarkt entwickelt wurden. Dies trifft z.B. auf die moderne Datenverarbeitung und die Internettechnologien zu, die zukünftig vielleicht zum verstärkten Aufbau von sogenannten „virtuellen Kraftwerken“ (vgl. Kapitel 2.6 in Teil 2) genutzt werden. Zweitens benötigen Innovationen im Kraftwerksbau teilweise erheblich viel Zeit, und auch bei günstigen Rahmen- und Marktbedingungen für eine bestimmte technologische Lösung wird diese nicht einfach „vom Himmel fallen“. Vor diesem Hintergrund ist die technologische Entwicklung durchaus auch als eigenständiger dritter Parameter mit endogenen Entwicklungstrends aufzufassen, der nicht alleine exogen von politisch-rechtlichen Rahmenbedingungen oder vom Markt bestimmt wird.

Wesentliche technologische Entwicklungstrends, die sowohl endogenen wie exogenen Einfluss erkennen lassen, sind die Folgenden:

- Ein genereller und seit jeher bestehender Trend bei der gesamten Entwicklung der Technologien zur Energieumwandlung ist die **Wirkungsgraderhöhung**. Da verbesserte Wirkungsgrade zu Einsparungen beim Energieträgerverbrauch und damit bei den laufenden Stromerzeugungskosten führen, besteht hier ein erheblicher *wirtschaftlicher* Anreiz. Eher *technologisch* getriebene Strategien zur Wirkungsgraderhöhung, wie sie sich z.B. in Deutschland vor der Strommarktliberalisierung fanden, verlieren allerdings in Folge des stärkeren Kostendrucks zunehmend an Bedeutung. Insofern hat sich hier der Innovationsfokus von der reinen Wirkungsgradsteigerung in Richtung gesamthaft effizienter Systeme gewandelt. In einer solchen Betrachtung spielen dann nicht mehr nur die Brennstoffkosten eine Rolle, sondern auch die Investitionskosten, die bei Anlagen mit sehr hohen Wirkungsgraden extrem hoch ausfallen können. **Sinkende Investitionskosten** – insbesondere bei der Kohleverstromung – sind in den letzten Jahren z.B. durch eine stärkere Standardisierung der Kraftwerke zusammen mit einem verstärkten Wettbewerbsdruck erreicht worden.

- Auch der Entwicklung von Technologien, mit denen weniger negative **Umwelteffekte** verbunden sind, hat schon eine längere Tradition. Durch die Veränderung des umweltpolitischen Instrumentariums, in dem emissionsbezogene Auflagen immer stärker durch die Förderung bestimmter umweltschonender Technologien ergänzt werden, hat sich hier der Fokus allerdings gewandelt: Neue oder deutlich verbesserte Umwandlungstechnologien stehen stärker im Vordergrund als ein nachgeschalteter Umweltschutz (End-of-Pipe-Technologien).
- Verstärkt hat sich in letzten Jahren der Trend in Richtung von **Umwandlungstechnologien mit deutlich verringerten Skaleneffekten**. So sind jetzt Technologien verfügbar, die verhältnismäßig geringe Größeneffekte aufweisen (wie z.B. GuD-Anlagen) oder bei denen sogar keine Vorteile einer Installation großer Umwandlungsanlagen erkennbar sind (wie z.B. bei Brennstoffzellen). Insofern deutet sich hier die Möglichkeit einer Ablösung von Großkraftwerken durch kleinere Einheiten an.
- Deutlich verstärkt haben sich sowohl Anforderungen wie auch Möglichkeiten einer **Flexibilisierung der Erzeugungsmengen** einer Anlage im Zeitablauf. Dies ist deshalb bedeutsam, da auf liberalisierten Märkten solche Erzeugungstechnologien bevorzugt werden, die schnell an Nachfrageänderungen angepasst werden können. Besonders wichtig ist dies für kleinere Energieversorger mit geringen Stromerzeugungskapazitäten und ohne eigene Fernübertragungsnetze sowie für unabhängige Stromerzeuger (Independent Power Producer bzw. IPP), die im Gegensatz zu den großen Stromversorgern die erforderliche Flexibilität nicht über einen Gesamtpark herstellen können, der miteinander vernetzt ist. Dementsprechend weisen heutige Technologien eine erweiterte Möglichkeit auf, nicht nur im Volllastbetrieb effizient Strom produzieren zu können, sondern auch „teillastfähig“ zu sein. Dies gilt prinzipiell auch für den eher schwierigen Bereich der Kohlekraftwerke, noch stärker für die GuD-Technologie (und hier insbesondere für die Gasturbine) sowie ganz besonders für bestimmte Brennstoffzellentypen.
- Schließlich ist zu beobachten, dass die **Flexibilisierung bei der Brennstoffwahl** voranschreitet. Dies betrifft erstens den Bereich sogenannter „Multiburner“. So können Gasturbinen mit unterschiedlichen Gasarten (Hochofengas, Erdgas oder Restgas aus der Chemieproduktion) sowie mit unterschiedlichen Ölen betrieben werden. Zweitens erfolgt diese Flexibilisierung aber auch durch Integration der Brennstoffumwandlung in den Energieumwandlungsprozess. Die integrierte Kohlevergasung oder die Druckwirbelschicht mit GuD-Prozess sind Beispiele dafür, dass Festbrennstoffe in Brenngase bzw. in expansionsfähigen Dampf umgewandelt werden, um so die physikalisch-chemischen Vorteile von gasförmigen Brennstoffen mit der Möglichkeit höherer Wirkungsgrade zu nutzen. Schließlich steigen die Ansprüche an die flexible Anpassungsfähigkeit von Energieumwandlungsanlagen an unterschiedliche Brenn-

stoffe auch durch die zunehmende Bedeutung verschiedener Biomasse-Sorten als CO₂-neutraler Energieträger oder von Brennstoffen, die aus heizwertreichen Abfällen gewonnen werden.

3.1.1.4 Die Entwicklung des Energiemarktes: ein Feld mit großem Gestaltungsbedarf

Szenarien über die zukünftige Entwicklung der Stromerzeugungstechnologien lassen sich aus unterschiedlichen Ausprägungen der drei Parameter Rahmen, Energieträgerpreise und technologische Entwicklung zusammensetzen. Nachfolgend werden hierzu drei Szenarien gebildet. Diese reichen von einer zukünftigen Entwicklung, die stark in der Nähe der derzeitigen Situation verläuft (Szenario 1) über ein mittleres Szenario 2 bis hin zu vielfältigen Änderungen bei allen drei Parametern im Szenario 3. Ein vierter wichtiger Parameter wird dabei in allen drei Szenarien als gleich bleibend unterstellt: die Stromnachfrage. Ihr Einfluss auf die zukünftige Nachfrage nach Stromerzeugungstechnologie ist natürlich sehr bedeutsam. Dennoch darf sie bei der Ausgestaltung der Szenarien unberücksichtigt bleiben, da das Wachstum der Stromnachfrage in Deutschland seit 1994 im Vergleich zu den anderen drei Parametern sehr stabil ist (vgl. Abb. 17) und vor allem durch eine mäßig steigende Wirtschaftsleistung bei gleichzeitiger Entkopplung vom Stromverbrauch geprägt ist. Insofern müssen hier für die drei Szenarien keine unterschiedlichen Annahmen getroffen werden.

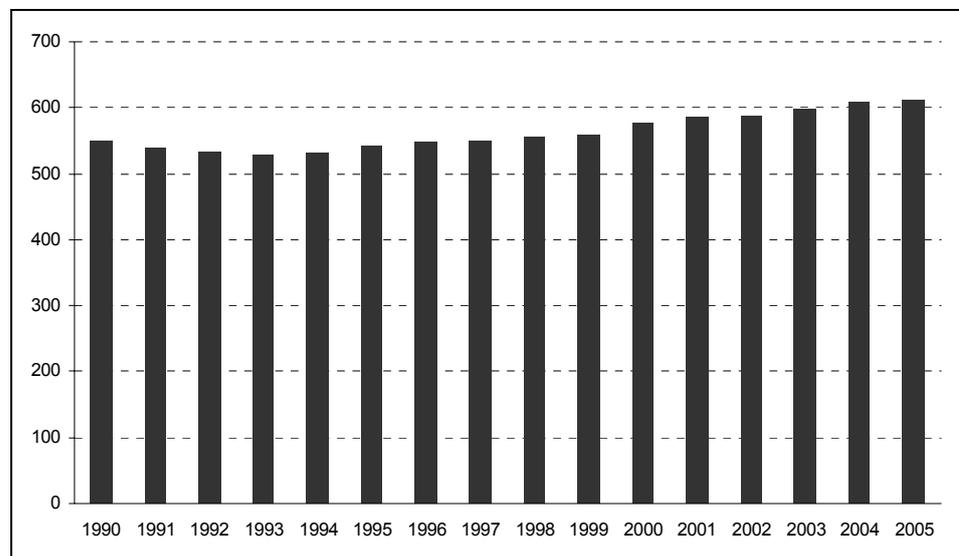


Abb. 17: Entwicklung des Bruttostromverbrauchs in Deutschland, Angaben in Mrd. kWh (eigene Darstellung nach Zahlen aus Wittke / Ziesing 2006: 128)

Zu erkennen ist, dass alle drei Parameter und viele der für die Parameter wichtigen Einflussfaktoren ein hohes Maß an Gestaltbarkeit aufweisen. Dies gilt auf globaler bzw. internationaler Ebene sowieso, in vielen Teilen aber auch im nationalen Zusammenhang. Ein Großteil des rechtlichen Rahmens kann z.B. durch politischen Willen verändert werden,

und gleiches gilt für die Technologieförderung. Auch die Entwicklung von Energieträgerpreisen ist gestaltbar – sehr direkt z.B. durch eine (unterschiedliche) Besteuerung von Energieträgern, indirekter etwa durch die Art und Weise, wie Beziehungen zu ausländischen Lieferstaaten von Energieträgern gepflegt werden. Vor diesem Hintergrund kommt den Szenarien ein doppelter Zweck zu – sie beschreiben nicht nur mögliche zukünftige Entwicklungen, sondern machen auch deutlich, welche (z.B. politischen, aber auch betrieblichen) Schritte notwendig sind, um zukünftig den in einem Szenario beschriebenen Zustand zu erreichen. Insofern beschreiben sie nicht nur mögliche **zukünftige Zustände**, sondern formulieren auch **energiepolitische Ziele**. Hierzu gehören vor allem:

- eine wirtschaftliche Energieversorgung, bei der sich z.B. Strompreise als Ergebnis von Wettbewerb ergeben oder die Anlagentechnik exportfähig ist,
- die Vermeidung bzw. Verringerung von Umweltbelastungen sowie insbesondere von CO₂-Emissionen, die zur Erwärmung des globalen Klimas beitragen,
- eine sichere Energieversorgung, bei der es kurzfristig nicht zu technisch verursachten Stromausfällen und langfristig nicht zu hohen Preisen aufgrund von unsicherem oder knappem Angebot kommt.

3.1.2 Szenarien des zukünftigen Strommarkts in Deutschland

3.1.2.1 Szenario 1: Business as usual

Entwicklung der Ausgangsbedingungen

Hinsichtlich der **Rahmenbedingungen** wird in diesem Szenario unterstellt, dass auf der Seite der Energiemarkt-Liberalisierung an den bisherigen Regelungen keine wesentlichen Änderungen vorgenommen werden, die bestehenden Möglichkeiten jedoch im Sinne einer Stärkung des Wettbewerbs genutzt werden. Dies bedeutet insbesondere, dass die Marktöffnung gemäß Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) konsequenter umgesetzt wird, ohne dass bisherige Inkonsistenzen und „Rücksichtnahmen“ im bisherigen Umfang weiterbestehen. Somit ergibt sich ein leicht erhöhter Wettbewerbsdruck, der z.B. durch eine sinnvoll ausgestaltete Anreizregulierung im Bereich des Netzes initiiert wird und so die Netzbetreiber mit ihren natürlichen Monopolen zu effizientem Verhalten zwingt. Weiterhin wird im Szenario 1 unterstellt, dass die Missbrauchsaufsicht in den anderen Bereichen des Strommarkts intensiviert wird sowie die Ausstiegsbeschlüsse aus der Kernenergie umgesetzt, wenn auch u.U. zeitlich gestreckt werden.

Auf Seiten der umweltbezogenen Regulierung wird ebenfalls von einer konsequenten Fortführung des Status Quo ausgegangen. Dies betrifft insbesondere den Klimaschutz bzw. den CO₂-Emissionshandel: Hier werden im Szenario 1 in den großen EU-Staaten mittel- bis langfristig

vergleichsweise moderate Emissionsminderungsziele formuliert, wie sie beispielsweise für Deutschland von der Bundesregierung im Mai 2006 mit dem Nationalen Allokationsplan für die zweite Handelsperiode 2008-2012 beschlossen wurden. Nach diesem Plan werden der Industrie 1,25 Prozent weniger kostenlose Emissionsrechte zugeteilt, als die betreffenden Anlagen im Durchschnitt der Basisperiode 2000-2005 benötigt hätten.⁶ Kraftwerksbetreiber müssen demgegenüber zwar mit deutlich stärkeren Einschränkungen in einer Größenordnung von etwa einem Fünftel gegenüber der Basisperiode rechnen – allerdings ist angesichts der erheblichen Effizienzsteigerungen, die mit den geplanten bzw. in Aussicht genommenen Kraftwerkserneuerungen (vgl. Tab. 2 auf Seite 24) verbunden wären, dennoch nicht von einem wesentlichen Nachfrageüberhang nach CO₂-Rechten auszugehen. So würden sich auch weiterhin CO₂-Zertifikatspreise von 10 bis 20 €/t einstellen (vgl. Abb. 18), durch die fossile Energieträger nicht bzw. nicht in einem gewichtigen Maße aus der Stromerzeugung verdrängt würden.

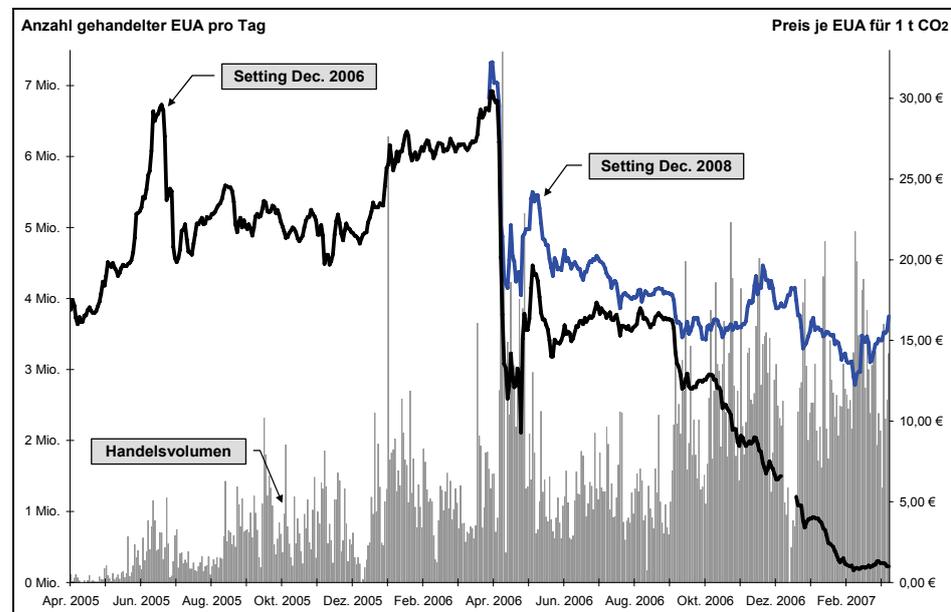


Abb. 18: Handel mit CO₂-Emissionsrechten im europäischen Emissionshandel, Preise und Handelsvolumen an der bedeutendsten Handelsbörse ECX in Amsterdam (eigene Darstellung nach Angaben der ECX)

Auf Seiten der Förderpolitik der Stromerzeugungsanlagen wird ebenfalls davon ausgegangen, dass sie in der großen Linie fortgesetzt wird. Allerdings wird unterstellt, dass es in einigen Teilen zu einer Bereinigung bestehenden Unzulänglichkeiten kommt. Hierzu gehört z.B. die Überprüfung sich überschneidender Förderinstrumente. Eine Verringerung von Mehrfachförderungen senkt dabei das Fördervolumen und kompensiert

⁶ Gegenüber diesen Planungen hat das BMU bereits eine weitere Verschärfung der Minderungspflichten für Kraftwerksbetreiber angekündigt. Die zwischenzeitlich weitgehend festgelegten Eckpunkte für das gesamte nationale Emissionsbudget dürften zu einem Minderungsziel von mehr als 20% für die Energiewirtschaft führen.

so zu erwartende Skalen- bzw. Lernkurveneffekte bei den anderen Umwandlungstechnologien. Freiwerdende Mittel können dann in den gezielten Aufbau spezieller Technologiekompetenzen fließen, die eine zukunftsfähige Verbindung des vorhandenen energietechnischen Wissens mit neuen Bereichen ermöglichen. Hierzu zählen z.B. Aktivitäten rund um die saubere (kohlendioxidfreie) Kohleverstromung, bei der besonderen Kohlekompetenzen Deutschlands gute technologische Anschlussmöglichkeiten bestehen. Weiterhin ist der Bereich der Solar- und Geothermie von besonderem Interesse, da hier bestehendes Wissen aus dem Bereich des Großkraftwerksbaus ebenso relevant ist wie auch spitzentechnologische Forschungsergebnisse aus der Materialforschung (Solarthermie) und der Geologie (Geothermie).

Der zweite Parameter – die **Energieträger-Kosten** – werden sich in diesem Szenario 1 nur wenig verändern. Die Gas- und Kohlepreise entwickeln sich dabei nicht so, dass sich einer dieser Energieträger in der Stromerzeugung aufgrund klarer Kostenvorteile überwiegend durchsetzt. Auch die Kosten für regenerative Energieträger (sofern ihre Nutzung wie bei der Biomasse mit laufenden Kosten verbunden ist) führen nicht zu einer breiten Verdrängung fossiler Energieträger.

Für die **technologische Entwicklung** als drittem Parameter wird im Bereich der Großkraftwerke angenommen, dass ein wesentlicher Schwerpunkt in der inkrementalen Wirkungsgradsteigerung, also der Optimierung der heute üblichen Anlagentechnologie liegen wird. Ausgangspunkt ist hierbei eine noch stärker EDV-gestützte Prozessanalyse auch des laufenden Betriebs der Anlagen sowie die anschließende Optimierung sowohl von Einzelkomponenten wie auch insbesondere des Gesamtprozesses auf der Grundlage realer, marktgebener Betriebsdaten. Wichtige Bereiche der Einzelkomponentenverbesserungen betreffen insbesondere solche im unmittelbaren Verbrennungszusammenhang (wie z.B. Gasturbinen). Eine herausragende Rolle spielt hier der Einsatz leistungsfähigerer Werkstoffe, die für höhere Prozesstemperaturen und -drücke geeignet sind (vgl. zu diesen Entwicklungen Teil 2 des Branchenreports). Allerdings spielen auch zunehmend Komponenten „am Rand“ des Kraftwerksprozesses (wie z.B. Wärmetauscher oder elektrische Anlagen) eine Rolle bei der inkrementalen Effizienzsteigerung. Hinsichtlich der Optimierung von Gesamtprozessen spielt die Mess- und Regeltechnik eine bedeutsame Rolle (wie z.B. die Sensorik), in verstärktem Maße aber auch integrierende Lösungen der EDV.

Neben der Wirkungsgradsteigerung steht die **Schadstoffreduzierung** einen weiteren Schwerpunkt der technologischen Entwicklung dar. Hier werden vor allem bisherige Bemühungen fortgesetzt. In diesem Szenario ist nicht damit zu rechnen, dass neue Verbrennungstechnologien (wie z.B. die Kohlevergasung) beschleunigt auf dem Stromerzeugungsmarkt auftreten. Allenfalls einigen marktnahen neueren Technologien wie Braunkohlenkraftwerke mit optimierter Anlagentechnik (BoA) und einigen Wirbelschicht-Varianten kommt einige Bedeutung zu.

Bei anderen Umwandlungstechnologien außerhalb der Großkraftwerke sind keine technologischen Sprünge zu erwarten. Insbesondere ist nicht zu erkennen, dass es aufgrund stark gesteigerter Entwicklungsbemühungen zu deutlichen Bewegungen bei den zentralen, strategischen Problemstellen anderer Umwandlungstechnologien kommt. Zu solchen Problemstellen, die den Markterfolg der Technologien bestimmen, gehört z.B. die Haltbarkeit von Membranen bei Brennstoffzellen und das Fundrisiko bei der Geothermie. Auch wird unterstellt, dass es zu keinen plötzlichen Lernkurveneffekten kommt, die bei bestimmten regenerativen Technologien zu erheblichen Produktionskostensenkungen und damit zum Marktdurchbruch führen würden – dies gilt insbesondere für Solarthermiekraftwerke und Photovoltaik-Anlagen, die zumindest in den heute gängigen Varianten in technischer Hinsicht bereits weitgehend ausgereift sind.

Folgen für die Entwicklung von Energieumwandlung und Energieversorgung

Unter den skizzierten Rahmenbedingungen, die im Kern die heutige Situation mit der Entwicklungsgeschwindigkeit der vergangenen Jahre fortschreibt („business as usual“) wird sich der Strommarkt in Deutschland in seiner Struktur nur moderat ändern. In näherer Zukunft werden überalterte Kraftwerke sowie Anlagen, die aufgrund rechtlicher Regelungen (v.a. Atomausstieg) aus dem Kraftwerkspark ausscheiden, durch effizientere und technisch verbesserte **Neubauten zur Verfeuerung fossiler Brennstoffe** ersetzt werden. Der deutsche Kraftwerkspark wird danach – und dies mindestens zwei Jahrzehnte – vor allem geprägt sein durch:

- Steinkohlekraftwerke mit elektrischen Wirkungsgraden um ca. 45 Prozent,
- Braunkohlekraftwerke mit elektrischen Wirkungsgraden um 43 Prozent,
- Erdgas-GuD-Kraftwerke mit elektrischen Wirkungsgraden um 60 Prozent,
- Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen mit Gesamtwirkungsgraden von bis zu 85 Prozent.

Der Bau neuer Kraftwerke in Deutschland wird in diesem Szenario relativ rasch voranschreiten. Zwar schaffen die Regelungen für den Emissionshandel in der Periode 2008-2012 keine Sicherheit über die Rahmenbedingungen ab 2013, allerdings würde rechtzeitig vor diesem Datum deutlich werden, dass auch weiterhin vergleichsweise moderate Klimaschutzziele verfolgt werden. Damit wären die Voraussetzungen für weitere Investitionen in konventionelle Kraftwerke – insbesondere auch zur Verstromung von Kohle – gegeben.

In diesem Szenario werden **Großkraftwerke** i.d.R. auch weiterhin höhere Gewinne als dezentral einsetzbare Technologien ermöglichen. Dies gilt u.U. auch für unabhängige Stromproduzenten (Independent Power Producers bzw. IPP) ohne eigene Stromnetze, wenn die Netznutzungskosten aufgrund einer strikteren Regulierung des natürlichen Monopols sinken. Die Verstromung von Gas und Kohle (v.a. Importsteinkohle sowie Braunkohle) halten sich bei Neubauten in etwa die Waage. Kraft-Wärme-Kopplung wird insbesondere in Ballungsräumen mit hoher Siedungsdichte genutzt, ohne allerdings maßgebliche Marktanteile in der Wärmeversorgung zu erreichen. Dennoch wird dies ebenso wie eine zunehmende Eigenstromproduktion von großen Industrieunternehmen und Stadtwerken dazu führen, dass der Anteil von Kraftwerken mit einer Leistung von wenigen Hundert MW weiter wächst, was auch mit dem zunehmenden Einsatz von Abfällen und Biomasse korrespondiert, die dezentral anfallen und aufgrund hoher Transportkosten pro Energieinhalt auch dezentral genutzt werden müssen.

„Technologische Experimente“ mit **innovativen Kraftwerkskonzepten**, wie sie z.B. in der Zeit vor der Energiemarktliberalisierung durch die relativ ungehinderte Kostenüberwälzung der Stromkonzerne an die Verbraucher möglich waren (etwa in Form des Hochtemperaturreaktors in Hamm oder des Schnellen Brüters in Kalkar), finden aufgrund des erhöhten Wettbewerbsdrucks nur begrenzt statt. Die Rolle eines (gezielten) technologischen Motors muss daher in verstärktem Umfang die staatliche Technologiepolitik übernehmen. Andere Erzeugungstechnologien erobern aufgrund einer solchen Förderung Marktanteile, wobei diese Technologien auf dem deutschen Markt aber nur in Nischen ohne Förderung wettbewerbsfähig sind. Anders sieht dies für einige Technologien (z.B. die Solarthermie) auf anderen Märkten aus. Insgesamt ergeben sich leicht erhöhte Anforderungen an die Flexibilität von Anlagen: Dies ist zum einen liberalisierungsbedingt (etwa dadurch, dass handelsbedingte Schwankungen auf die Produktion durchschlagen), zum anderen aber auch auf eine stärkere Verbreitung anderer Erzeugungstechnologien zurückzuführen, die teilweise nur schwer steuerbar sind. Hierzu gehört z.B. Windkraft, Solarenergie und z.T. Biomassennutzung; weniger bzw. kaum Probleme mit Schwankungen bestehen bei Biogas und bei der Geothermie.

Der Marktanteil von **regenerativer Energienutzung** wächst zwar auch weiterhin an, bleibt allerdings im selben Maße wie heute abhängig von staatlicher Förderung, da sich die Kostensituation bei der Verstromung fossiler Brennstoffe alleine durch den Emissionshandel nicht deutlich verschlechtert (dies gilt insbesondere für die Stromerzeugung mittels Erdgas). Unter diesen Bedingungen erfolgt eine weitere Steigerung der regenerativen Stromerzeugungskapazitäten vor allem durch den Bau von Offshore-Windkraftanlagen. Anschließend sind die in Deutschland wirtschaftlich nutzbaren Potenziale nach der Errichtung von Offshore-Windkraftanlagen weitgehend ausgeschöpft, so dass der Zuwachs regenerativer Erzeugungskapazitäten deutlich langsamer erfolgen wird, da zwischenzeitlich keine anderen ähnlich attraktiven Erzeugungstechnolo-

gien bereitstehen. Entsprechend könnte das politische Ziel, bis zum Jahr 2020 rund 20 Prozent des Stroms auf regenerativer Basis zu erzeugen, in diesem Szenario verfehlt werden.

Die **Stromnetze** werden in ihrer bestehenden Struktur im Wesentlichen weitergeführt – ihre maßgebliche Funktion als Verteil- und Versorgungsnetze bleibt der Stromtransport von wenigen Großkraftwerken zu vielen Endverbrauchern. Größere, gleichwohl aber überschaubare Anforderungen zur Netzergänzung ergeben sich nur in Norddeutschland durch den weiteren Zubau von Offshore-Windkraftanlagen. Weiterhin werden die Stromverteil- und -versorgungsnetze in Deutschland im internationalen Vergleich ein hohes technisches Niveau haben. Auch die Verbesserung des Netzzuganges für Dritte wird die Investitionen in die Netzinfrastruktur nicht in einem nennenswerten Umfang einschränken.

Konsequenzen für die Hersteller von Kraftwerkstechnik

Für die Hersteller von Kraftwerkstechnik bedeutet dies im Ergebnis kurz- und mittelfristig eine gute bis sehr **gute Nachfrage** auf dem Heimatmarkt. Die Steigerung der regenerativen Stromerzeugung verringert zwar den Bedarf an konventionell erzeugtem Strom, allerdings kann die Kapazität durch Großkraftwerke nicht in demselben Maße sinken, weil Großkraftwerke als Reservekapazitäten für Zeiten ohne ausreichende regenerative Stromerzeugung erforderlich sind. Bereits jetzt deutet sich an, dass die über viele Jahre bereits in Aussicht gestellte Erneuerung des in weiten Teilen überalterten deutschen Kraftwerksparks tatsächlich in Angriff genommen wird (vgl. Tab. 2).

Für die nächsten rund fünf Jahre stellt sich der Markt deshalb als **Verkäufermarkt** dar, der insgesamt von einem Nachfrageüberhang geprägt ist. Hierzu trägt die starke Nachfrage auf dem inländischen Energiemarkt ebenso bei wie der weiterhin starke Ausbau der Stromerzeugungskapazitäten in den Merging Markets wie China oder Indien. Diese Situation schafft zumindest in der näheren Zukunft Spielräume zur Gestaltung auskömmlicher Preise, und dementsprechend ist insbesondere in nächster Zeit nicht mit wesentlichen Einschränkungen in der Fertigungsbreite und Fertigungstiefe der Werke in Deutschland zu rechnen. Eher besteht kurzfristig die Notwendigkeit, zusätzliche Kapazitäten aufzubauen. Dies allerdings könnte mittelfristig (nach einem Rückgang bzw. einer Normalisierung der Nachfrage) zu Kapazitätsüberhängen führen. Hierfür spricht auch, dass die umgesetzte bzw. marktgängige Technologie weitgehend den heutigen Kraftwerkskonzepten entspricht und von allen relevanten Herstellern in ähnlich guter Weise beherrscht wird. Deshalb spricht für die Zeit nach der Normalisierung der Nachfrage vieles für einen Wettbewerb zwischen den Kraftwerksbauern, der stark durch Kosten und weniger durch Qualität geprägt wäre. Vor diesem Hintergrund würden Make-or-Buy-Entscheidungen tendenziell so ausfallen, dass die eigenen Produktionskapazitäten möglichst flexibel und kostengünstig gestaltet werden, z.B. durch die Zusammenarbeit mit Lohnbetrieben und

die großvolumige Einbindung von Leiharbeitnehmern. Denkbar ist mittelfristig auch eine fortschreitende Verlagerung von Produktionen in Länder mit geringeren Arbeitskosten, zumal vielfach auch den Forderungen nach Local Content bei Aufträgen aus diesen Staaten nachgekommen werden muss.

Ein Wettbewerb über Qualität findet in technologischer Hinsicht vor allem bei großen **Gasturbinen** und damit im Segment der GuD-Kraftwerke statt. Hier besteht noch eine vergleichsweise hohe Innovationsdynamik. In diesem Zusammenhang muss auch der von Siemens Power Generation für den Standort des E.ON-Kraftwerkes Irsching angekündigte Bau der mit 340 MW weltweit leistungsstärksten Gasturbine gesehen werden: In diese Forschungsanlage investiert das Unternehmen nach eigenen Angaben rund 500 Mio. €, um den technologischen Vorsprung des Marktführers GE bei den größten Gasturbinen aufzuholen.

Als qualitativer Aspekt kann auch die Fähigkeit zum Bau **schlüsselfertiger Kraftwerke** (Turnkey-Projekte) bzw. zur diesbzgl. Steuerung des Bauprozesses, entweder allein oder im Konsortium mit anderen Anbietern, bedeutsam sein. Im Regelfall ist entsprechendes Know-how eher im Auslandsgeschäft von Bedeutung, der große Neubaubedarf in den kommenden Jahren lässt aber auch im Inland einen Bedarf an entsprechenden Leistungen entstehen. Hieraus ergeben sich besondere Anforderungen an die Kompetenzen zur Projektplanung und Projektsteuerung; gleichzeitig sind mit Turnkey-Projekten besondere Risiken verbunden, da der Anbieter letztlich auch für die Qualität der Anlagenteile verantwortlich ist, die er nicht selber entwickelt und/oder gefertigt hat. Vor diesem Hintergrund werden große Kraftwerksbauer versuchen, ihr Angebotsspektrum in der Breite und Tiefe angemessen abzurunden. Auch strategische Partnerschaften mit Herstellern, die über ein komplementäres Leistungsportfolio verfügen (z.B. Turbinen und Dampferzeuger / Wärmetauscher), werden genutzt, um die Fähigkeit zum Bau schlüsselfertiger Kraftwerke zu nutzen.

Als dritter qualitativer Wettbewerbsfaktor, der in Zukunft im Szenario 1 ebenfalls bedeutsam sein wird, ist die Fähigkeit zur **spezifischen Auslegung** von Kraftwerkskonzepten und Kraftwerkstechnik an die jeweiligen Bedingungen und Anforderungen der Käufer anzupassen. Maßgeblich ist hier vor allem der Trend zur zunehmenden Nutzung von Biomasse sowie Abfällen und damit von Brennstoffen, die im Hinblick auf Heizwert, Handling, Aschebildung usw. außerordentlich differenziert sind. Mit dem Blick über den Heimatmarkt hinaus auf Auslandsmärkte müssen Kraftwerke z.B. auch noch im Zusammenhang mit Meerwasserentsalzungsanlagen, mit Meerwasser gespeisten Kühlsystemen oder mit Häfen zur Anlieferung der Brennstoffe errichtet werden – für solche Fälle müssen die Kompetenzen zum Bau schlüsselfertiger Anlagen aus einer Hand noch weiter abgesteckt werden als bei einer „einfachen“ Stromerzeugungsanlage auf dem Heimatmarkt.

3.1.2.2 Szenario 2: Optimierter Energiemarkt

Entwicklung der Ausgangsbedingungen

Im zweiten Szenario werden die Parameter politisch-rechtliche Rahmenbedingungen, Energieträgerpreise und Technologie gegenüber den heute herrschenden Entwicklungslinien deutlich verändert. Bei den **Rahmenbedingungen** wird ein verschärfter Wettbewerb unterstellt, der eine stark spürbare europäische Dimension aufweist. Weiterhin werden die umweltpolitischen Bemühungen deutlich verschärft. Dies gilt insbesondere für den Klimaschutz, bei dem im Rahmen des Post-Kyoto-Prozesses ab 2013 Minderungsziele für die CO₂-Emissionen festgelegt werden, die deutlich über das aktuelle Maß hinausgehen. Dies geschieht in einem weltweit abgestimmten Prozess, an dem sich alle maßgeblichen CO₂-Emittenten beteiligen. Klimaschutz bleibt damit nicht mehr nur eine Aufgabe in Europa, sondern wird mit hoher Verbindlichkeit durch eine große Staatengruppe erfüllt. Gleichwohl besteht ein Gefälle zwischen der Intensität der Maßnahmen in westlichen Industriestaaten mit sehr hohem Pro-Kopf-Ausstoß an CO₂ und Schwellenländern wie China oder Indien, in denen der Pro-Kopf-Ausstoß an CO₂ deutlich geringer ist, deren absoluter Zuwachs an CO₂-Emissionen jedoch ein sehr großes Problem darstellt. Gerade mit Blick auf solche Länder wird im Szenario 2 unterstellt, dass der Emissionshandel durch stark wirkende Instrumente zur Entwicklung und Verbreitung von CO₂-mindernden Technologien sowohl für die Energieumwandlung wie auch für Industrieprozesse ergänzt wird. Durch die ehrgeizigeren Minderungsziele steigt der Preis für CO₂-Emissionsrechte gegenüber heute ungefähr auf das Doppelte und läge damit dauerhaft auf dem Niveau, das bereits im August 2005 kurzzeitig erreicht wurde (30 € je Tonne CO₂, vgl. Abb. 18). Weiterhin wird im Szenario 2 von einer gegenüber dem heutigen Niveau deutlich stärkeren Förderung regenerativer Energien bzw. dezentraler Energieumwandlung ausgegangen. In den Fokus rücken außerdem Maßnahmen zur effizienteren Energienutzung, die dazu führen, dass sich Wirtschaftswachstum und Stromverbrauch weiter entkoppeln.

Bei den **Energieträger-Kosten** wird ein stärkerer Anstieg bei den fossilen Brennstoffen unterstellt. Dies gilt sowohl für Gas als auch – nachziehend – für Kohle. Damit einher geht eine höhere Unsicherheit über die zukünftige Entwicklung aufgrund der politischen Lage in den Lieferländern und/oder stärkeren Schwankungen der weltwirtschaftlichen Entwicklung und/oder schwankenden Wechselkursen. Darüber hinaus sinken die Kosten für einige Biomasse-Brennstoffe aufgrund von economies of scale beim Anbau, von Neuzüchtungen heizwertreicher Pflanzen und einer Nutzung von hochwertigeren Anbaugebieten.

Hinsichtlich der **technologischen Schwerpunkte** ergeben sich hieraus Anforderungen im Bereich der Verwendbarkeit eines breiten Brennstoffportfolios, so dass in ein und derselben Anlage unterschiedliche Brennstoffe wie Gas, Kohle, Abfall und Biomasse verarbeitet werden können.

Weiterhin erlangen Kombinationsverfahren von Gas- und Dampfturbine auch für Festbrennstoffe eine weit größere Bedeutung. Hier sind insbesondere die beiden Technologielinien integrierte Kohlevergasung und Druckwirbelschicht von Bedeutung. In diesem Szenario erreichen außerdem unterschiedliche Verfahren zur Abtrennung von CO₂ bei der Verbrennung fossiler Brennstoffe ihre Marktreife. Bei den regenerativen Energien sowie bei den dezentral einsetzbaren Umwandlungstechniken ergibt sich auch durch die Förderung eine deutliche Annäherung an die Marktfähigkeit durch economies of scale. Dabei spielt auch die Entwicklung und marktliche Durchsetzung von neuen Werkstoffen und Verfahren eine Rolle. Beispiele hierfür sind Lösungen für die Getriebeprobleme von Windkraftanlagen durch getriebelose Hochleistungsmotoren oder die Herstellung von haltbaren und effizienten Membranen für Brennstoffzellen. Eine wesentliche kostensenkende Folge hieraus ist die Verlängerung von Standzeiten der Anlagen. Aufgrund der stärkeren Bedeutung dezentraler Stromerzeugung steigen die Anforderungen an die Netzintegration. Dies betrifft wohl die Technologieseite (etwa im Bereich der Systemtechnik), aber auch die Anforderungen an die ökonomische Steuerung des Netzes.

Folgen für die Entwicklung der Energieumwandlung und Energieversorgung

Die oben skizzierten Ausgangsbedingungen für das Szenario 2 würden dazu führen, dass sich durch Neuinvestitionen im deutschen Kraftwerkspark zunehmend ein **optimierter Mix** zwischen zentralen und dezentralen Umwandlungsanlagen sowie zwischen fossiler und regenerativer Energienutzung ergibt, bei dem fossil befeuerte Großkraftwerke zwar noch einen großen Marktanteil behaupten, kleinere Anlagen mit Kraft-Wärme-Kopplung oder Trigeneration (Kraft-Wärme-Kälte-Kopplung) jedoch große Marktanteile und Anlagen zur regenerativen Energienutzung deutlich höhere Marktanteile als heute halten. Die Großkraftwerkstechnologie würde also an Bedeutung verlieren, da nun viele neue Technologien mit geringen oder gar nicht mehr vorhandenen Größenvorteilen marktreif sind.

Marktgängige Großkraftwerke müssen unter diesen Bedingungen zwei zentrale Anforderungen erfüllen, welche die heute üblichen Anlagen nicht erreichen:

- deutlich **gesteigerte Wirkungsgrade** für Kraftwerke – bei festen Brennstoffen von 45 Prozent aufwärts, bei Erdgas in einer Größenordnung von 60 bis 65 Prozent,
- Eignung für **unterschiedliche Brennstoffe**, so dass Kraftwerksbetreiber auf unsichere, preislich schwankende Energieträgerangebote reagieren können.

Der Einsatz von Festbrennstoffen ist deshalb nur unter Anwendung des GuD-Prozesses mittels integrierter Vergasung oder Druckwirbelschicht

und deutlich erhöhten Dampftemperaturen möglich – diese Technologien werden deshalb bei Kraftwerksneubauten zunehmend eingesetzt. Bestehende Großkraftwerke älterer Bauart mit Kohlefeuerung werden unwirtschaftlich und entweder sukzessive ersetzt, mindestens aber in ihrer Effizienz verbessert durch Zusatzmaßnahmen wie z.B. die Ergänzung durch eine Gasturbinenanlage, deren Abwärme im Dampferzeuger der bestehenden Anlage genutzt werden kann. Standorte für Großkraftwerke werden vor allem die großen Ballungsräume sein, in denen auch eine Wärmenutzung erfolgen kann, so dass die Wirkungsgrade noch einmal zusätzlich gesteigert werden können. Die **Kraft-Wärme-Kopplung** wird aber selbst dann i.d.R. weiterhin eine Domäne von kleinen und mittleren Anlagen sein, da in Großkraftwerken für eine wesentliche Wirkungsgradsteigerung per Wärmenutzung soviel Wärme ausgekoppelt werden müsste, dass diese selbst in dicht besiedelten Ballungsräumen über große Entfernungen transportiert werden müsste, dadurch Energieeffizienz eingebüßt würde oder der Leitungsbau bei ausreichender Isolation extreme Kosten verursachen würde.

Ergänzend hierzu könnte unter diesen Voraussetzungen eine **CO₂-arme Kohleverstromung**⁷ am Markt Bedeutung gewinnen. Da die erforderliche Kraftwerkstechnik im Grundsatz bekannt ist und die technischen Herausforderungen „nur“ in der großtechnischen Umsetzung bestehen, entscheiden über die erfolgreiche Markteinführung erstens die Kosten und zweitens die zuverlässige Entsorgung des CO₂. Auf der Kostenseite besteht der Nachteil entsprechender Anlagen einerseits in höheren Investitionskosten durch zusätzliche Technologien zur CO₂-Abscheidung und/oder zur Brennstoffaufbereitung und andererseits in höheren laufenden Kosten, da die CO₂-Abscheidung den Nettowirkungsgrad des Kraftwerkes senkt und zur Produktion der gleichen Nettostrommenge mehr Brennstoffe eingesetzt werden müssen. Aus heutiger Sicht würden CO₂-arme Kohlekraftwerke mit vermindertem Wirkungsgrad gegen Steinkohlekraftwerke mit integrierter Kohlevergasung und einem gegenüber heute deutlich gesteigerten Wirkungsgrad konkurrieren. Letztlich werden die Kraftwerksbetreiber die Vorteile der vermiedenen CO₂-Kosten abwägen gegen die Nachteile in Form von Mehrkosten für Brennstoffe und die höheren Investitionskosten.

Die Stromerzeugung aus **regenerativen Energien** erfolgt in diesem Szenario gegenüber dem Business as usual im Grunde sehr ähnlich und ist bis 2010 vor allem durch den Ausbau der Windkraftkapazitäten auf dem Meer geprägt. Anschließend erfolgt der weitere Zuwachs deutlich

⁷ Entsprechende Konzepte werden vielfach auch als „CO₂-freie“ Kohleverstromung bezeichnet. Grundsätzlich erlauben bestimmte Technologien zwar die vollständige Befreiung von Kraftwerksabgasen von CO₂. Allerdings steigt der spezifische Aufwand hierfür mit zunehmender Reinheit des Abgases stark an, so dass in der Praxis (sofern solche Kraftwerkstechnologien über Versuchs- und Pilotanlagen hinaus in der Praxis umgesetzt werden sollten) eine vollständige Befreiung des Abgases von CO₂ sehr unwahrscheinlich sein dürfte.

langsamer. Neben der staatlichen Förderung sorgen allerdings vor allem die gestiegenen Kosten, die z.B. mit einer CO₂-armen Stromerzeugung aus fossilen Brennstoffen verbunden sind, für eine Verbreiterung der Marktnischen bzw. der Anwendungsfälle, in denen regenerative Technologien die günstigere Wahl zur Stromerzeugung darstellen. Neben Offshore-Windkraftanlagen profitiert hiervon in Deutschland vor allem der Einsatz von Biomasse in Kraftwerken. Durch diese Entwicklung erreichen regenerative Energien bereits ca. 2015 einen Anteil von 20 Prozent an der Stromerzeugung.

Konsequenzen für die Hersteller von Kraftwerkstechnik

Für den Kraftwerksanlagenbau und die Hersteller von kraftwerkstechnischen Komponenten bedeutet diese Entwicklung eine deutliche Dämpfung der Nachfrage nach Großkraftwerken. Dies werden insbesondere die Unternehmen spüren, die eine wesentliche Kernkompetenz in der Herstellung von Kesselanlagen sowie in der Planung und im (schlüsselfertigen) Bau von Großkraftwerken haben. Für solche Unternehmen kommt es darauf an, ihre Kompetenzen auch in das Gebiet kleiner und mittlerer Verbrennungskraftwerke zu erweitern, die sowohl vom zunehmenden Einsatz der Biomasse wie auch einer gestiegenen Neigung zur Kraft-Wärme-Kopplung und Eigenstromerzeugung in der Industrie profitieren. Ähnliches gilt für die Hersteller von Turbinen: Insbesondere die Nachfrage nach großen Dampfturbinen wird sich verringern, während leistungsstarke Gasturbinen und kleinere Dampfturbinen für GuD-Kraftwerke an Bedeutung gewinnen werden.

Die (Weiter-) Entwicklung von Technologien wie integrierte Kohlevergasung und Druckwirbelschichtfeuerung, CO₂-Abscheidung und hocheffiziente, große Gasturbinen bis zur Marktreife erfordert einen hohen Entwicklungsbedarf, der nur durch Technologieführer, nicht jedoch durch Nachahmer und reine Verbesserer erfüllt werden kann. Beim Wettbewerb zwischen den Anlagenbauern werden deshalb Qualität und Qualifikationen in den Vordergrund treten. Für den Anlagenbau in Deutschland mit einer hohen technologischen Kompetenz sowohl in der Industrie wie auch in Forschungseinrichtungen ergeben sich hieraus große Chancen – dies gilt auch im Wettbewerb um Kraftwerksprojekte im Ausland, da der Klimaschutz und der effiziente Umgang mit verteuerten Brennstoffen im Szenario 2 weltweit in deutlich höherem Maße als heute gefordert ist. Entwicklungs- und Erprobungsprojekte mit erheblichem finanziellen Aufwand wie z.B. zur CO₂-armen Kohleverstromung durch Vattenfall am Standort Schwarze Pumpe (Ausführung im Wesentlichen durch ALSTOM; Investition nach Angaben von Vattenfall: 50 Mio. €) sind in diesem Szenario sehr wichtige Maßnahmen zur dauerhaften Sicherung der eigenen Marktstellung.

Gleichwohl wird es darauf ankommen, entsprechend aufwändige Entwicklungen auch mit Blick auf den internationalen Markt voranzutreiben, da der deutsche Absatzmarkt alleine kein ausreichendes Absatzvolumen

zur Refinanzierung hoher Forschungs- und Entwicklungsbudgets bietet. Im Grundsatz sind die Voraussetzungen hierzu gegeben, weil Großkraftwerke zur Verbrennung fossiler Brennstoffe weltweit die stark wachsende Stromnachfrage befriedigen werden und die steigenden Energieträgerkosten effiziente Technologien auch bei gestiegenen Investitionskosten marktgängiger machen. Von großer Bedeutung wird in diesem Zusammenhang aber auch die Frage sein, ob verstärkte Klimaschutzmaßnahmen nicht nur in Europa sondern auch weltweit den Bau effizienter Anlagen anreizen.

3.1.2.3 Szenario 3: Explorative Entwicklung

Im dritten Szenario mit dem größten Abstand zur gegenwärtigen Situation sind die wesentlichen **Rahmenbedingungen** geprägt durch eine strikte Wettbewerbsorientierung auf dem Strommarkt. So wird angenommen, dass echte engpassbezogene Netznutzungskosten erhoben werden, so dass sich auch hieraus ein starker Anreiz zu einer stärker dezentralen Erzeugung von Strom ergibt. Eine konsequente Missbrauchsaufsicht über Oligopole, ein Verzicht auf eine nationale Strompolitik zur Marktabschottung und mithin ein funktionierender europäischer Strommarkt sind die weiteren Rahmenbedingungen dieses Szenarios. Auf der Seite der Umweltschutzregulierungen wird der ehrgeizige Klimaschutz ergänzt um eine Umweltgesetzgebung, die in ähnlicher Weise auch andere Umweltverschmutzungen durch die Stromerzeugung behandelt. Somit wird unterstellt, dass das verbesserte Instrumentarium des Kohlendioxid-Handels z.B. auf andere Emissionen bis hin zur Erstellung einer „Kraftwerks-Ökobilanz“ ausgedehnt wird. Die Förderung neuer Technologien wird deutlich intensiviert. Dies betrifft erstens die schnelle Marktfähigkeit vorhandenen Wissens. Zweitens erfolgt darüber hinaus eine konsequente Förderung der Grundlagenforschung. Drittens werden außerdem beide Bereiche – entgegen des bisherigen Vorgehens – eng miteinander verzahnt.

Auf Seiten der **Energieträger-Kosten** wird in diesem Szenario davon ausgegangen, dass es zu einem deutlichen, langfristigen Anstieg der Beschaffungskosten für fossile Brennstoffe kommt. Gründe hierfür können stark ansteigende Abbaukosten neuer Lagerstätten sein oder auch, dass politische Unsicherheiten zu einem Dauerzustand werden und so permanent die Energieträgerpreise beeinflussen.

Als **technologische Schwerpunkte** ergibt sich zunächst die Weiterentwicklung neuer Umwandlungstechnologien bis zur förderungsfreien kostenseitigen Wettbewerbsfähigkeit. Dies kann z.B. Brennstoffzellen, Microturbinen sowie die Nutzung regenerativer Energien betreffen. Weiterhin werden die Aktivitäten ausgedehnt auf die Forschung an neuen Technologielinien. Hierzu gehört z.B. die Multi-Brennstoffvergasung mit Brennstoffzelle. Schließlich stellt auch der Umbau der Stromnetze einen wesentlichen Technologieschwerpunkt dar. Die Anpassung an Anforderungen dezentraler Erzeugung betrifft z.B. das Ausdünnen von Trassen

zwischen Verbrauchern und ehemaligen Großkraftwerken sowie die Steuerung verteilter und stärker schwankender Einspeisung.

Folgen für die Entwicklung von Energieumwandlung und Energieversorgung

Unter den skizzierten Rahmenbedingungen kommt es zu einem sehr deutlichen **Umbau der Stromerzeugungskapazitäten** in Deutschland: Im Zuge eines explorativen Entwicklungspfades werden die Potenziale neuer Umwandlungstechnologien systematisch erforscht und ausgenutzt. Auf dieser Basis wachsen die Bedeutung dezentraler Umwandlungsanlagen und die Nutzung regenerativer Energien über einen mittel- bis langfristigen Zeitraum so stark an, dass sie im Markt schließlich deutlich überwiegen. In Deutschland wird Strom auf regenerativer Basis vor allem durch Windkraft, Biomasseeinsatz und Wasserkraft erzeugt; in kleineren Anteilen kommen auch Geothermie und Photovoltaik hinzu. Darüber hinaus wird regenerative Energie auch importiert. Solche Importe erfolgen vor allem aus Nordafrika sowie aus Südeuropa, wo große Solarthermiekraftwerke betrieben werden; von dort erfolgt der Energietransport über Stromleitungen und in wachsendem Maße auch in Form von Wasserstoff, der in Solarthermiekraftwerken gewonnen wird.

Der Energiemarkt wird dementsprechend durch eine weitgehend veränderte technische Struktur geprägt. Neben den Technologien zur Nutzung regenerativer Energien (Windkraftanlagen, Photovoltaik, Solarthermieanlagen, Geothermieanlagen) setzen sich vor allem **Brennstoffzellen** durch, die sowohl als mittelgroße Kraftwerke in Ballungsräumen oder zur Versorgung großer Industriebetriebe wie auch als Blockheizkraftwerke und zur Versorgung einzelner Haushalte eingesetzt werden. Verwendet würde dabei der importierte Wasserstoff, zu dessen Verteilung in den großen Ballungsräumen sukzessive Leitungsnetze aufgebaut werden. Viele dezentrale Stromerzeugungsanlagen werden dabei zu „Virtuellen Kraftwerken“ zusammengeschlossen; hierbei werden die einzelnen Anlagen zentral gesteuert, um im Stromnetz eine stabile Versorgung zu sichern. Als Ergänzung sind aber auch weiterhin Großkraftwerke erforderlich, wenn auch gegenüber heute in einem stark verringerten Umfang. Gleichzeitig steigen die Anforderungen an große Anlagen, insbesondere im Hinblick auf flexiblere Fahrweisen und den Einsatz unterschiedlicher Brennstoffe.

In einer solchen Stromerzeugungs- und Versorgungsstruktur läge ein erheblicher Handlungsbedarf auch im Bereich der **Netze**: Stromtransportnetze müssten in einem starken Maße auf den grenzüberschreitenden Austausch ausgelegt werden, und im Inland müssen die Netze vor allem den Austausch zwischen sehr vielen dezentralen Stromverbrauchern und -erzeugern ermöglichen. Auch zur Verteilung von Wärme und zur Anlieferung von Wasserstoff – ggf. auch an Tankstellen für den Kraftfahrzeugverkehr – sind zusätzliche bzw. vollkommen neue Transportnetze erforderlich.

Wesentliche **Folgen** eines solchen Szenarios betreffen auch die Politik und den rechtlichen Rahmen des Energiemarktes: Eine starke Verteuerung der Energieträger sowie die Anforderungen und Probleme, die mit einer weitgehenden Veränderung der Stromerzeugungsstrukturen verbunden wären (siehe unten), lassen sich nur durch ein gemeinsames oder zumindest abgestimmtes Handeln der EU-Mitgliedsstaaten bewältigen. Dies betrifft vor allem eine sinnvolle Verbindung zwischen marktlicher Steuerung des Strommarkts auf der einen sowie angemessenen staatlichen Eingriffen zur Regulierung (z.B. des Stromnetzes) auf der anderen Seite. Erforderlich ist auch die Entwicklung stabiler politischer Beziehungen zu den neuen Energielieferländern in Weltregionen mit starker Sonneneinstrahlung, in denen Solarthermiekraftwerke betrieben werden.

Eine besondere Rolle spielt außerdem die öffentliche **Technologieförderung**: Sie muss deutlich intensiviert werden, um die oben genannten Techniken, mit denen sich mittel- bis langfristig die gewünschten ehrgeizigen Ziele im Bereich des Umweltschutzes erreichen lassen, marktreif zu machen. Erst auf einer solchen Basis kann der Aufbau des erforderlichen technologischen Wissens erfolgen, so dass die internationale Wettbewerbsfähigkeit sowohl bei den bestehenden als auch den zukünftigen Technologielinien sichergestellt wird.

Konsequenzen für die Hersteller von Kraftwerkstechnik

Eine explorative Entwicklung in der oben beschriebenen Weise hätte sehr starke Auswirkungen auf den Kraftwerksanlagenbau. Ein reiner Großkraftwerksbau wäre nur noch bei sehr starker Orientierung auf den Export in Märkten außerhalb Europas überlebensfähig, und sollte sich auch in außereuropäischen Weltregionen eine ähnliche Entwicklung einstellen, wäre selbst diese Strategie gefährdet. Einen Zuwachs gegenüber heute bzw. dem Status-Quo-Szenario würden kleine und mittelgroße Kraftwerke verzeichnen, die von Industriebetrieben und Stadtwerken zur kombinierten Erzeugung von Strom, Wärme und Kälte eingesetzt würden. Zukunftsträchtige Tätigkeitsfelder entstehen in diesem Szenario aber vor allem im Zusammenhang mit den neuen Technologien – dies gilt sowohl für Forschung und Entwicklung wie auch für die Etablierung einer effizienten Produktion im industriellen Maßstab.

Vor diesem Hintergrund müssten die Kraftwerksanlagenbauer eine konsequente Doppelstrategie einschlagen:

- Einerseits müsste im traditionellen Geschäftsfeld der konventionellen, fossil befeuerten Kraftwerke im Hinblick auf effiziente Technologien, die vor allem die Emissionen mindern, sehr starke Fortschritte erzielt werden. Neben Technologien wie integrierte Kohlevergasung oder Druckwirbelschicht-Feuerung müssten dann vor allem wirkungsvolle und risikofreie Möglichkeiten zur CO₂-Abscheidung und CO₂-Lagerung treten. Wichtig ist auch die Fähigkeit zum Bau

bzw. zur Ausrüstung von kleineren Anlagen, die sich für eine Vielzahl unterschiedlicher Brennstoffe eignen. Gerade in diesem Punkt verfolgen in Deutschland tätige Unternehmen unterschiedliche Strategien: Siemens hat seine Position in diesem Bereich gestärkt, Alstom dagegen den Bau von Kesseln in der geeigneten Größenordnung verkauft.

- Andererseits muss die Entwicklung und Produktion neuer Technologien zu einem wichtigen, strategischen Geschäftsfeld werden, wenn die Anlagenbauer auch weiterhin Technologieführer in der gewerblichen Stromerzeugung bleiben wollen. Angesprochen sind dabei vor allem Windkraftanlagen, Solarthermische Großkraftwerke, Geothermiekraftwerke und Brennstoffzellen.

Dabei wird es für den Kraftwerksanlagenbau auch darauf ankommen, neue Technologien mit der heutigen Kraftwerkstechnik zu verbinden. Dies gilt insbesondere für solarthermische Kraftwerke, in denen die Stromerzeugung über Dampfturbinen auch weiterhin Bedeutung behalten kann, und Brennstoffzellen, die als neue Umwandlungstechnologie für Großkraftwerke verwendet und dabei mit Gasturbinen kombiniert werden kann. Dies erfordert bei der Entwicklung von konventioneller Technik wie etwa Turbinen die konsequente Berücksichtigung von Skalierungsmöglichkeiten, um einen effizienten Einsatz auch in kleineren Anlagengrößen zu ermöglichen. Außerdem ist der Aufbau einer strategischen Zusammenarbeit mit Partnern aus anderen Industriebranchen erforderlich, die wichtige technische Lösungen bzw. Komponenten für neuartige Technologien liefern müssen. Dies gilt z.B. für die Chemische Industrie (haltbare Membrane für Brennstoffzellen) oder für die Glasindustrie (Spiegel- und Glasrohrsysteme für solarthermische Kraftwerke).

Diese Hinweise zeigen bereits, dass eine explorative Entwicklung die in technischer Hinsicht weitest höchsten Anforderungen an die Kraftwerksanlagenbauer stellt und gleichzeitig auch mit dem höchsten Risiko im Hinblick auf die erfolgreiche Bewältigung zukünftiger Herausforderungen verbunden ist. Grundsätzlich werden von dieser Entwicklung solche Standorte profitieren, die ein leistungsfähiges Umfeld von Forschungs- und Entwicklungseinrichtungen und sehr gut qualifizierte Ingenieure und Facharbeiter bieten.

3.1.2.4 Vergleich und Bewertung der Szenarien

Der Vergleich der unterschiedlichen Szenarien macht deutlich, dass die Entwicklung auf dem Inlandsmarkt des Kraftwerksanlagenbaus vor allem durch die politisch-rechtlichen Rahmenbedingungen und die zukünftigen Energiepreise bestimmt wird. Erst auf dieser Basis entstehen die Spielräume, um bestimmte technische Lösungen voranzutreiben und bestimmte Umwandlungstechnologien im Markt wettbewerbsfähig zu betreiben. Für den Kraftwerksanlagenbau und die Kraftwerkstechnik ergeben sich für die unterschiedlichen Entwicklungspfade dabei jeweils

sehr unterschiedliche Perspektiven (vgl. Abb. 19) mit entsprechend unterschiedlichen Anforderungen an die Unternehmensstrategien.

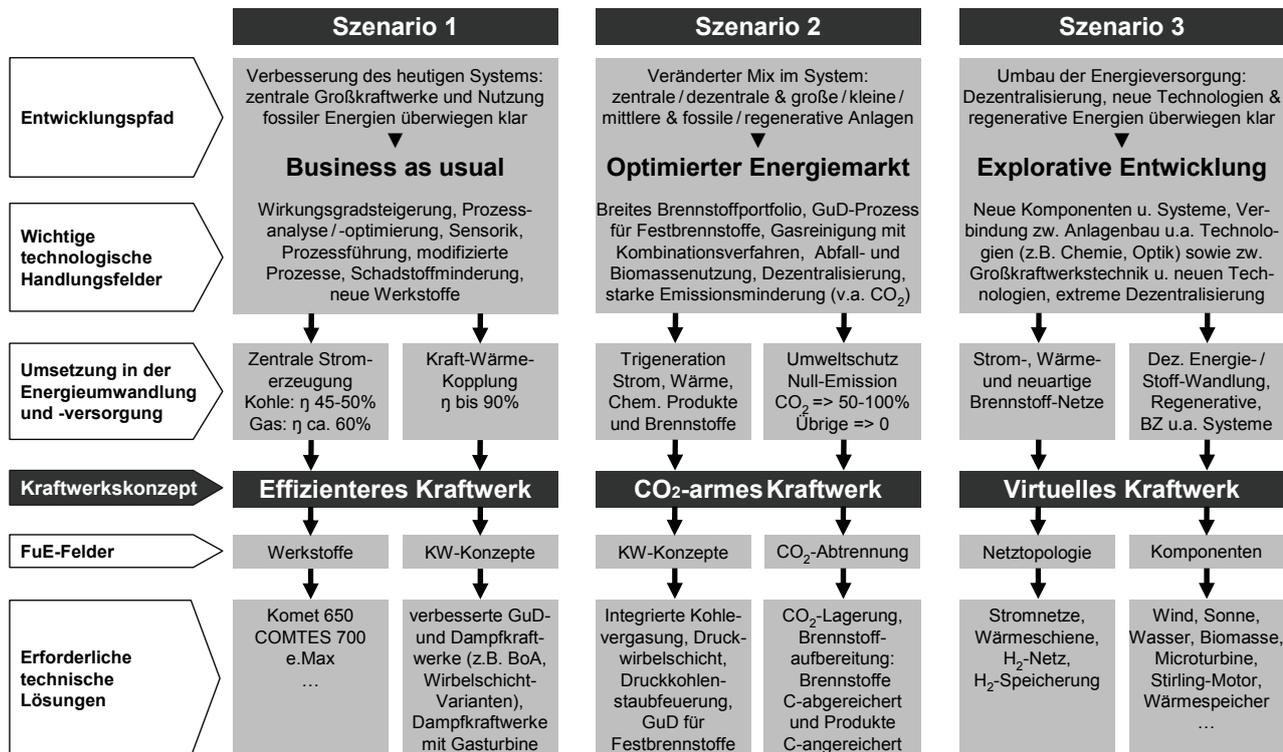


Abb. 19: Zusammenfassender Überblick über die Wirkungen der Szenarien auf Energiewirtschaft und Energietechnik

Wenn man davon ausgeht, dass es insbesondere bei den politisch-rechtlichen Rahmenbedingungen (z.B. beim Klimaschutz) auch zukünftig starke Unterschiede zwischen verschiedenen Staaten und insbesondere zwischen verschiedenen Weltregionen geben wird, könnten in Zukunft sehr unterschiedliche Angebote in verschiedenen Märkten gefragt sein. Während sich die Differenzen heute im Wesentlichen auf den Brennstoffmix und den Effizienzgrad im Großkraftwerkspark beschränken, könnte es in Zukunft auch sehr große Unterschiede im Mix von fossilen und regenerativen Energien und im Mix zwischen zentralen und dezentralen Anlagen geben. Solche zunehmenden Differenzen sind sogar sehr wahrscheinlich, wenn man etwa für Deutschland einen Entwicklungspfad ähnlich Szenario 2 annimmt, da man davon ausgehen muss, dass der stark wachsende Energiebedarf in Schwellenländern wie China und Indien auch mittel- bis langfristig klar überwiegend mit bewährter und kostengünstiger Großkraftwerkstechnologie befriedigt wird.

Gerade in der Differenzierung der marktgängigen Angebote in den verschiedenen Märkten und in der Steigerung der technologischen Anforderungen in Richtung von mehr Dezentralität, mehr Einsatz regenerativer Energien und höherer Effizienz – wie in den Szenarien 2 und 3 unterstellt – dürften dabei die besonderen Chancen des Kraftwerksanlagenbaus in Deutschland liegen. Würde dagegen Szenario 1 eintreten, bei dem durch ein „business as usual“ auf dem heimischen Markt nur mäßig

wachsende Anforderungen verbunden wären, käme es vermutlich mittelfristig zu einer starken Verlagerung von Fertigungsbereichen in Länder mit geringeren Lohnkosten, nachdem der größte Teil des Investitionsbedarfes in Deutschland abgearbeitet wäre. Auch würde in Deutschland nicht mehr die technische Referenz in der gewerblichen Stromerzeugung entstehen, weil Märkte mit stark ansteigendem Energieverbrauch wie z.B. in Asien hierzu dann die besseren Möglichkeiten bieten würden.

Szenario 2 mit einem optimierten Energiemarkt, in dem in immer stärkerem Maße deutlich verbesserte Technologien angewendet werden, fordert dagegen Lösungen in der Forschung und Entwicklung sowie in der industriellen Fertigung, die auch mittel- bis langfristig voraussichtlich besser und/oder günstiger von Standorten in Deutschland und anderen entwickelten Industriestaaten angeboten werden. In ähnlicher Weise gilt dies auch für Szenario 3, wobei eine explorative Entwicklung mit starkem Einsatz von neuen Technologien nicht alleine aus dem heutigen Anlagenbau heraus möglich erscheint. Bei vielen Themen muss das Know-how anderer Industriebranchen eingebunden werden. Auch dies wird für hoch entwickelte Industriestaaten mit einem breiten Branchenportfolio eher eine Chance darstellen, kann aber für einzelne Unternehmen oder den Anlagenbau insgesamt zu einem Risiko werden, wenn die Technologieführerschaft in wichtigen Kernbereichen in andere Industrien abwandert.

3.2 Ausländische Märkte für Kraftwerks- und Energietechnik

3.2.1 Weltweite Entwicklung der Stromproduktion

Anders als für Deutschland sind weltweit zukünftig ein stark steigender Stromverbrauch zu erwarten, mit dem eine wachsende Nachfrage nach Stromerzeugungsanlagen einhergeht. Um diese Entwicklungen abzuschätzen, wird im Folgenden auf Prognosen der International Energy Agency (IEA 2004), einer Einrichtung der OECD, zurückgegriffen. Die IEA baut ihre Energiebedarfsprognosen vor allem auf einer Abschätzung des zukünftigen Wirtschaftswachstums, des Zusammenhanges zwischen Wirtschaftswachstum und Energiebedarf sowie der Entwicklung des Ölpreises auf. Für den Zeitraum von 2002 bis 2030 unterstellt die IEA ein durchschnittliches Wirtschaftswachstum von 3,2 Prozent und einen durchschnittlichen Anstieg der Stromnachfrage auf 2,5 Prozent pro Jahr. Damit würde die globale Stromproduktion von 16.074 TWh im Jahr 2002 auf 31.657 TWh im Jahr 2030 steigen und sich damit ungefähr verdoppeln (vgl. Abb. 20). Der Ölpreis wird in 2010 mit 22 US-\$, in 2020 mit 26 US-\$ und in 2030 mit 29 US-\$ je Barrel angesetzt.

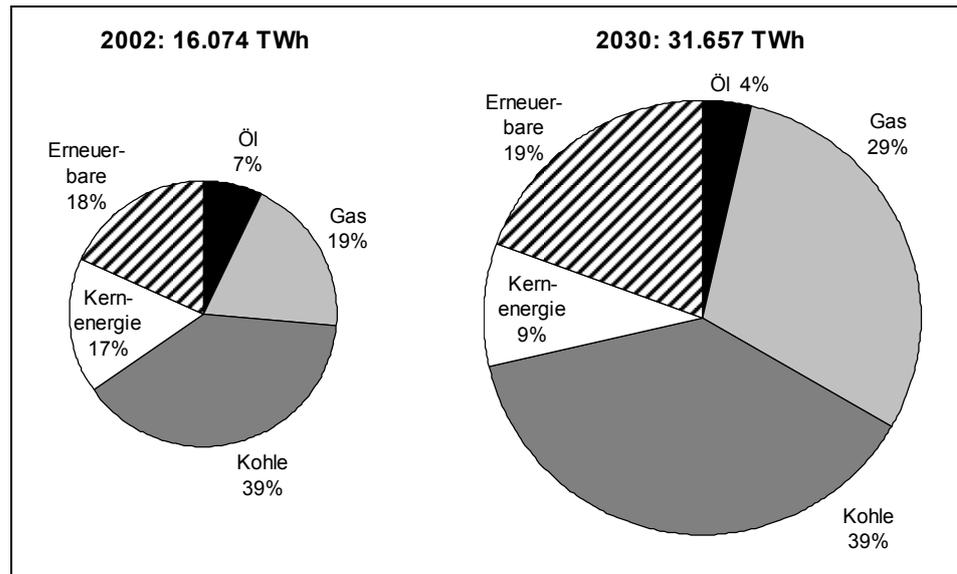


Abb. 20: Entwicklung der weltweite Stromerzeugung und Bedeutung einzelner Energieträger in den Jahren 2002 und 2030 gemäß Prognose der Internationalen Energie-Agentur IEA (eigene Darstellung nach Zahlen aus IEA 2004)

Der im Jahr 2002 weltweit wichtigste Energieträger in der Stromerzeugung war Kohle, die zur Produktion von 6.241 Terrawattstunden (TWh / Anteil: 39 Prozent) verwendet wurde. Für die Zukunft erwartet die IEA eine Verdoppelung der Stromproduktion durch Kohleeinsatz auf 12.091 TWh, womit der heutige Anteil dieses Energieträgers in etwa gehalten würde. Einen besonders starken Zuwachs erwartet die IEA für die Stromproduktion durch den Einsatz von Erdgas: Hier soll es bis 2030 eine Verdreifung von 3.071 TWh auf 9.328 TWh geben. Der Erdgasanteil würde damit von 19 Prozent auf fast 30 Prozent ansteigen. Ein Zuwachs wird auch für die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien erwartet; ihr Anteil lag im Jahr 2002 bei 2.926 TWh (18 Prozent) und soll bis 2030 auf 6.128 TWh (19 Prozent) steigen. Die größte Bedeutung wird dabei auch zukünftig die Wasserkraft haben. Die nukleare Erzeugung von Strom wird in der Prognose der IEA kaum vom Anstieg der weltweiten Stromnachfrage profitieren und sich nur leicht von 2.654 auf 2.929 TWh erhöhen, wodurch der Anteil an der gesamten Stromproduktion von 17 Prozent auf 9 Prozent fallen würde. Für den Einsatz von Öl wird eine Stagnation auf dem Niveau der im Jahr 2002 produzierten 1.182 TWh angenommen, so dass der Anteil von 7 Prozent auf 4 Prozent sinkt.

Für einzelne **Weltregionen** wird die Entwicklung der Strommärkte sehr unterschiedlich ausfallen (vgl. Abb. 21): So ist in den entwickelten Industriestaaten und in den ehemaligen Ostblockstaaten ein relativ geringer Zuwachs zu erwarten. In Nordamerika (USA, Kanada und Mexiko) wird die Stromproduktion um 49 Prozent steigen, in den OECD-Staaten Europas um 43 Prozent und in den OECD-Staaten im pazifischen Raum (Japan, Korea, Australien und Neuseeland) um 44 Prozent, in den ehemaligen Ostblock-Staaten um 66 Prozent. Ein besonders starker Zuwachs um 220 Prozent wird für die asiatischen Nicht-OECD-Staaten

(darunter China, Indien und Indonesien) erwartet – in dieser Weltregion wird im Jahr 2030 deutlich mehr Strom produziert als in Nordamerika oder den europäischen OECD-Staaten. Starke Zuwächse wird es auch in Lateinamerika, im Nahen Osten und in Afrika geben, allerdings bleiben diese Märkte absolut immer noch vergleichsweise klein.

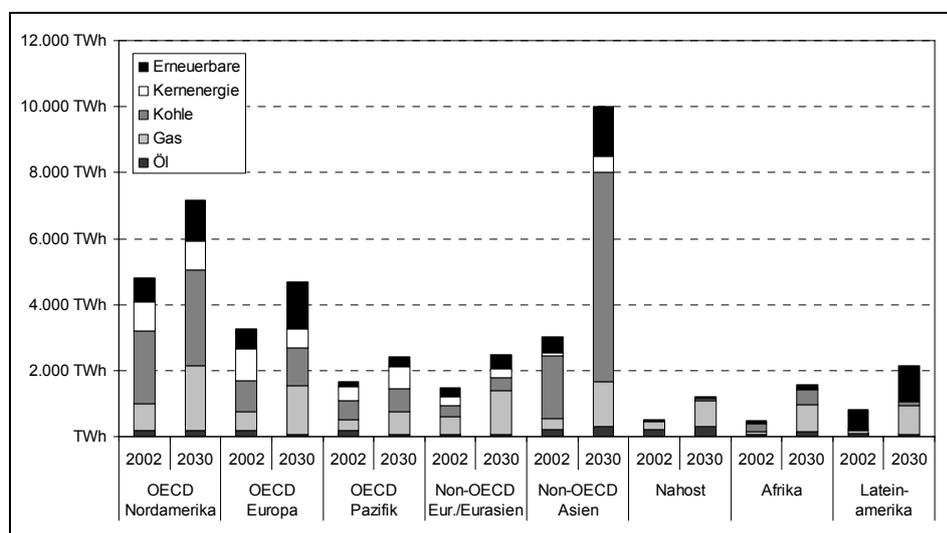


Abb. 21: Elektrizitätserzeugung nach Energieträgern in unterschiedlichen Weltregionen (eigene Darstellung nach Zahlen aus IEA 2004).

Deutliche Unterschiede zwischen den Weltregionen wird es zukünftig auch in der Verwendung einzelner Energieträger geben. Die Verstromung von Erdgas wird voraussichtlich in allen Weltregionen deutlich zunehmen. In den entwickelten Industriestaaten werden Kohle und Erdgas deshalb im Jahr 2030 jeweils große Anteile zur Stromproduktion beisteuern, in Europa wird außerdem die Nutzung regenerativer Energieträger stark steigen. Letztere dominieren in Form von Wasserkraft heute die Stromerzeugung in Lateinamerika, werden aber nach dem starken Zuwachs der Erdgasverstromung im Jahr 2030 nur noch zu rund der Hälfte der Stromproduktion beitragen. Auch in den asiatischen Nicht-OECD-Ländern wird der Erdgaseinsatz zwar zunehmen, ein besonders starker Anstieg wird aber auch für die Verwendung von Kohle prognostiziert, die im Jahr 2030 fast zwei Drittel der Stromproduktion abdeckt. Auch die Nutzung regenerativer Energien (insbesondere in Form von Wasserkraft) wird in dieser Region deutlich wachsen.

3.2.2 Die Nachfrage nach Kraftwerks- und Energietechnik im Ausland

Der Zuwachs der weltweiten Stromnachfrage wird in der Zukunft auch einen rasch steigenden Bedarf an Stromerzeugungsanlagen verursachen. Um die o.g. Stromproduktion zu gewährleisten, müssten die heute bestehenden Kapazitäten in Höhe von rund 3.400 GW_{el} nach Prognosen der IEA bis 2030 auf 7.200 GW_{el} erweitert werden. Neben dem Bau dieser fast 3.800 GW_{el} zusätzlicher Stromerzeugungskapazitäten müssten außerdem weitere rund 1.000 GW_{el} der heute bereits bestehenden Ka-

pazitäten aufgrund von Überalterung ersetzt werden (vgl. Abb. 22). Mit dem Bau der genannten zusätzlichen und mit dem teilweisen Ersatz bestehender Stromerzeugungskapazitäten werden nach Berechnungen der IEA (2004) Investitionen in Höhe von rund 4.600 Mrd. US-\$ verbunden sein. Weiterer Investitionsbedarf in Höhe von rund 5.200 Mrd. US-\$ entsteht durch den Bau von Übertragungs- und Verteilungsnetzen (vgl. Tab. 4).

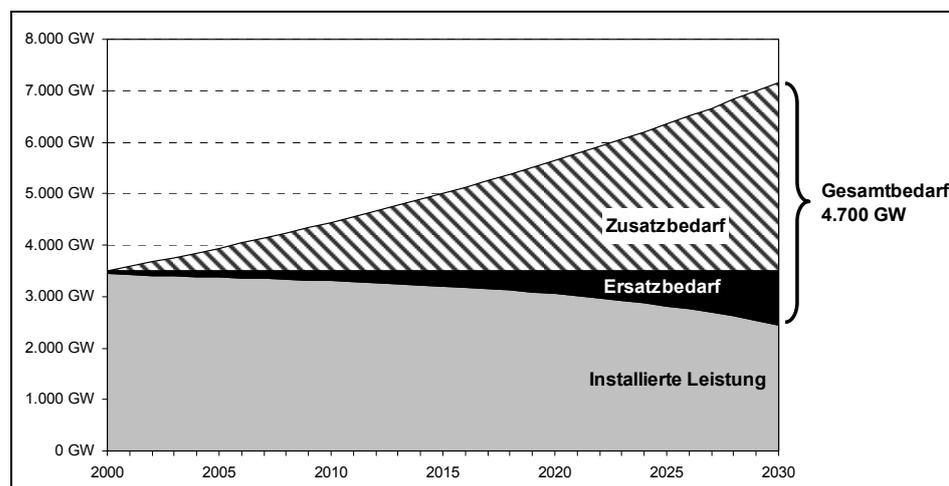


Abb. 22: Geschätzter Bedarf an neuen Stromerzeugungsanlagen durch Ersatz bestehender und Neubau zusätzlich erforderlicher Kapazitäten (Abbildung nach Zahlen aus IEA 2003 und eigenen Abschätzungen)

Region	Kapazitätserweiterung (in GW)	Investitionen in die Elektrizitätswirtschaft (in Mrd. US-\$)			
		Erzeugung	Übertragung	Verteilung	Gesamt
OECD Europa	801	842	125	433	1.399
EU	766	788	121	423	1.332
OECD Nordamerika	842	910	273	643	1.827
USA / Kanada	758	840	240	568	1.648
OECD Pazifik	332	416	100	199	714
Japan / Korea	275	346	73	150	569
OECD	1.975	2.167	498	1.276	3.940
Russland	154	138	26	92	256
Non-OECD Europa/Eurasien	372	287	79	287	65
Non-OECD Asien	1.600	1.553	666	1.444	3.662
China	860	883	378	802	2.063
Indien	272	256	132	289	678
Indonesien	77	69	29	67	166
Lateinamerika	373	317	122	269	708
Brasilien	114	125	46	102	273
Naher Osten	195	118	48	107	272
Afrika	269	165	127	271	563
Entwicklungsländer	2.437	2.153	962	2.090	5.205
Welt	4.784	4.607	1.539	3.652	9.798

Tab. 4: Übersicht über Kapazitätserweiterungserfordernisse und damit verbundene Investitionen in der Elektrizitätswirtschaft in Weltregionen im Zeitraum 2003-2030 (eigene Darstellung nach Zahlen aus IEA 2004)

Europäische Union

Europa wird in den kommenden Jahren ein attraktiver Markt für die Hersteller von Kraftwerkstechnik sein: Auf der einen Seite müssen in den großen Staaten wie Deutschland, Frankreich, Großbritannien und Italien umfangreiche Stromerzeugungskapazitäten aufgrund ihres Alters ersetzt werden, so dass Neuanlagen trotz eines weitgehend stagnierenden

Stromverbrauchs gebaut werden müssen, auf der anderen Seite ist in vielen Staaten wie z.B. Spanien, Portugal, Griechenland und insbesondere auch in osteuropäischen Ländern für die Zukunft mit einem steigenden Stromverbrauch zu rechnen, so dass neben dem Ersatz bestehender Anlagen auch vollkommen neue Stromerzeugungskapazitäten errichtet werden müssen. So schätzt die IEA, dass bis 2030 in der EU 766 GW_{el} installiert werden müssen, etwa die Hälfte dient dem Ersatz bestehender Stromerzeugungskapazitäten. Hierdurch werden Investitionen in Höhe von 788 Mrd. US-\$ erforderlich werden. Neben dem Bau von Kraftwerken muss auch in die Netze investiert werden, wobei der Schwerpunkt im Großen und Ganzen in der Ergänzung und Modernisierung der bereits bestehenden Strukturen und in punktuellen Ergänzungen bzw. Verstärkungen (z.B. für die Anbindung von Offshore-Windparks oder zur Erweiterung der Austauschkapazitäten zwischen einzelnen nationalen Märkten) liegt – sofern auch mittelfristig die Stromerzeugungsstruktur weitgehend durch zentrale Großkraftwerke geprägt ist. In diesem Fall sind vergleichsweise geringere Investitionen in die Netze erforderlich. So geht z.B. die IEA für die EU von einem Investitionsbedarf in Stromübertragungsnetze in Höhe von 121 Mrd. US-\$ bis zum Jahr 2030 aus.

Bei der Prognose der erforderlichen Investitionskosten in Stromerzeugungsanlagen geht die IEA davon aus, dass von neuen Kapazitäten die Hälfte gasbefeuert sein wird (383 GW_{el}), Kohlekraftwerke im Umfang von 136 GW_{el} zugebaut werden und 120 GW_{el} der Nutzung erneuerbarer Energien (ohne Wasserkraft) dienen. Unabhängig von den genauen Anteilen, die einzelne Energieträger zukünftig am Strommix sowie an den neu zu bauenden Kapazitäten haben werden, spricht tatsächlich vieles dafür, dass sich der Energieträgermix bei der Stromerzeugung in Europa auch zukünftig weiter zugunsten von Erdgas und Erneuerbaren Energien verändern wird: Beide Stromerzeugungsarten lassen sich gut mit einer weiteren Intensivierung des Klimaschutzes verbinden. Erdgaskraftwerke bieten zudem gegenüber Kohlekraftwerken den Vorteil von deutlich geringeren spezifischen Investitionskosten und damit kürzerer Amortisationszeiten – angesichts von Unsicherheiten wie etwa über eine fortschreitende Integration verschiedener nationaler Strommärkte, die für andere EU-Staaten in ähnlicher Weise bestehen wie für Deutschland (siehe Kap. 3.1.1.1), ist dies ein gewichtiger Vorteil. Natürlich beeinflussen auch die Perspektiven für eine mittel- bis langfristig sichere Versorgung und die Preise für Erdgas (die meisten EU-Staaten sind in ähnlicher Weise wie Deutschland von Importen abhängig) ganz maßgeblich den genauen Umfang des Einsatzes von Erdgas und der Alternative Kohle – in dieser Hinsicht sind u.a. die Beziehungen zwischen der EU und Russland von besonderem Interesse.

Gleichwohl ist davon auszugehen, dass sich der Energieträgermix in den einzelnen europäischen Staaten auch zukünftig deutlich voneinander unterscheiden wird (vgl. den aktuellen Energieträgermix in der Stromerzeugung für die fünf größten EU-Staaten sowie zwei Staaten mit einem hohen Anteil regenerativer Stromerzeugung in Abb. 23) und des-

halb auch die Nachfrage nach den verschiedenen Stromerzeugungstechnologien jeweils eine andere Struktur haben wird. In Frankreich werden auch zukünftig Atomkraftwerke eine große Bedeutung haben; so geht die IEA in ihren Prognosen davon aus, dass in Europa bis zum Jahr 2030 Kernkraftwerke mit einer Kapazität von 40 GW errichtet werden, dabei in den meisten Fällen zum Ersatz alter Reaktoren in Frankreich. Für eine solche Entwicklung spricht auch das strategische Interesse des französischen Staates an der Atomenergie, allerdings könnte ein wachsender Widerstand gegen die Atomkraftnutzung in der Bevölkerung durchaus auch zu einer Verringerung der Investitionen in Atomkraftwerke gegenüber der IEA-Prognose führen.

Für den Mix in den einzelnen Staaten spielt stets auch die Verfügbarkeit einzelner Energieträger eine große Rolle. So spielt Erdgas im Vereinigten Königreich heute die größte Rolle. In den fünf größten Strommärkten in der EU wird Braunkohle nur in Deutschland und in geringem Maße in Spanien eingesetzt. Darüber hinaus wird sie auch in Polen, Griechenland und Rumänien verwendet. Schweden kann Wasserkraft aufgrund naturräumlicher Bedingungen sehr gut nutzen und deckt damit rund 40 Prozent des Strombedarfes; insgesamt betrug der Anteil der regenerativen Energien an der Stromerzeugung im Jahr 2004 hier 46 Prozent. Norwegen erreicht sogar eine annähernd vollständige regenerative Versorgung (99,5 Prozent) durch Wasserkraftwerke. Auch Dänemark verzeichnete im Jahr 2004 mit rund 25 Prozent einen überdurchschnittlich hohen Anteil an regenerativer Stromerzeugung, rund zwei Drittel hiervon durch Windkraft.

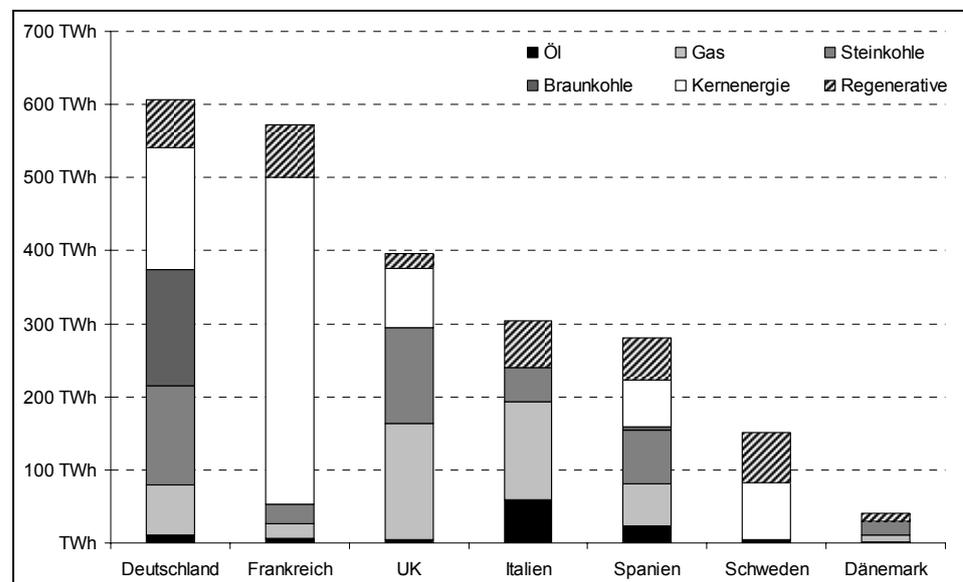


Abb. 23: Primärenergiemix der Bruttostromerzeugung in den fünf größten EU-Staaten bezogen auf die Stromerzeugung sowie zwei Staaten mit einem hohen Anteil regenerativer Stromerzeugung im Jahr 2004 (eigene Darstellung nach Zahlen aus Eurostat 2006)

Russland

Der Strommarkt in Russland ist bereits seit den 1990er Jahren durch einen großen Modernisierungs- und Reparaturbedarf geprägt, der allerdings bisher vor allem deshalb nicht realisiert wurde, weil es den (staatlichen) Stromerzeugern und Versorgern durch den niedrigen Strompreis an den erforderlichen Mitteln fehlt. Mittlerweile sind die Versorgungsengpässe aber zu einem Hemmnis für die wirtschaftliche Entwicklung geworden, so dass große Unternehmen der Chemie- und Aluminiumindustrie mittlerweile zum Bau eigener Großkraftwerke übergegangen sind. Auch die mittlerweile eingeleitete Privatisierung von Teilen der russischen Stromwirtschaft könnte das Engagement von europäischen Versorgungsunternehmen und Banken und damit auch verstärkte Investitionen ermöglichen.

Den kurzfristigen Investitionsbedarf in Kraftwerke und Netze beziffert das russische Energieministerium mit 57 Mrd. € bis zum Jahr 2010. Den langfristigen Investitionsbedarf für Stromerzeugungsanlagen und Stromnetze in Russland schätzt die IEA auf rund 256 Mrd. US-\$ bis 2030⁸, wobei 138 Mrd. US-\$ auf Kraftwerke und 118 Mrd. US-\$ auf Stromnetze entfallen würde. Der Strombedarf wird in Russland in Zukunft voraussichtlich wachsen, ist allerdings auch mittelfristig noch durch die bestehenden Kapazitäten abgedeckt, sofern diese modernisiert bzw. wieder instand gesetzt werden. Vor diesem Hintergrund rechnet die IEA erst ab 2020 mit einem Neubau zusätzlicher Kapazitäten in Russland, und zwar im Umfang von rund 150 GW_{el} bis zum Jahr 2030. Erdgas dürfte beim Neubau von Stromerzeugungskapazitäten aufgrund der eigenen Reserven, über die Russland verfügt, eine überragende Bedeutung haben (die IEA rechnet bei einer entsprechenden Marktliberalisierung sogar mit einem Erdgas-Anteil von 90 Prozent). Gleichwohl wird auch die Kernenergie aus strategischen Gründen ein Investitionsschwerpunkt sein – dies gilt insbesondere mit Blick auf die Modernisierung der bestehenden Atomkraftwerke in Russland.

Angesichts der erforderlichen Modernisierungen und Instandsetzungen von Kraftwerken und Stromnetzen sowie der ersten Schritte zur Privatisierung der Energieversorgung wird Russland aktuell als Markt für westeuropäische Anbieter attraktiv. Dies gilt einerseits für Stromversorgungsunternehmen (der italienische Stromversorger ENEL hat eine Kooperation mit dem russischen Versorgungsunternehmen UES vereinbart, E.ON eine Vertretung in Russland aufgebaut) und Banken, die Investitionen finanzieren können, und andererseits auch für Technikanbieter. Zwar gibt es auch in Russland etablierte Kraftwerksanlagenbauer – an erster Stelle sind hier das Unternehmen Silowyje Maschiny (Power

⁸ Die Unwägbarkeiten langfristiger Prognosen für den politisch bzw. staatlich stark beeinflussten Energiemarkt wird hier besonders anschaulich: Nur ein Jahr zuvor hatte die IEA das erforderliche Investitionsvolumen in Kraftwerke und Stromnetze für Russland noch mit 377 Mrd. US-\$ angesetzt (IEA 2003).

Machines, St. Petersburg) und die Energomash-Gruppe (Moskau) sowie für den Atomkraftwerksbau das Unternehmen Atomstroyexport (Moskau) zu nennen. Allerdings muss die russische Technik als weitgehend veraltet gelten, so dass das Land auf den Import zumindest von Know-how angewiesen ist. Namentlich Siemens hat sich bereits seit den frühen 1990er Jahren um Zugang zum russischen Markt bemüht; zwar konnte die angestrebte Mehrheit an Silowyje Maschiny (bisher) nicht erworben werden, immerhin hält Siemens aber schon 25 Prozent der Anteile an dem führenden russischen Hersteller, der mittlerweile weitgehend vom führenden russischen Stromversorger UES kontrolliert wird. Zudem hat Siemens mit dem Transformator-Hersteller Elektrozavod (Moskau) ein Joint-Venture angekündigt. Auch Alstom (u.a. über Alstom Power Boiler, Stuttgart) und die russische Elektroholding EMAliance haben im Sommer 2005 eine engere Zusammenarbeit vereinbart.

Nordamerika

Nordamerika ist der derzeit größte Strommarkt weltweit: Im Jahr 2004 wurden in den USA rund 4.125 TWh, in Kanada rund 590 TWh und in Mexiko rund 220 TWh Strom erzeugt. In den USA wird etwas mehr als die Hälfte der Elektrizität in Kohlekraftwerken (insbesondere für Steinkohle) erzeugt – dies entspricht rund 30 Prozent der derzeitigen weltweiten Produktion. In Kanada trägt die Nutzung von Wasserkraft mit rund 57 Prozent zur Stromproduktion bei. In Mexiko wird jeweils ca. ein Drittel des Stroms in Gas- und Ölkraftwerken erzeugt. In Zukunft werden in Nordamerika sehr große Investitionen in die Stromversorgung erforderlich sein: Die IEA geht für die Zeit bis 2030 von 1.832 Mrd. US-\$ aus. Die Hälfte davon wird kurz- und mittelfristig insbesondere dazu dienen, die us-amerikanische Netzinfrastruktur auszubauen, um ähnliche Stromausfälle wie an der Westküste im Jahr 2003 zukünftig zu vermeiden. Für den Stromverbrauch in Nordamerika unterstellt die IEA einen weiteren Anstieg, der allerdings zunächst noch durch die heute bestehenden Kraftwerkskapazitäten abgedeckt werden kann, so dass erst mittelfristig zusätzliche neue Kapazitäten in einem größeren Umfang errichtet werden müssten – bis 2030 rechnet die IEA hier mit einem Bedarf von 842 GW_{el}. Insgesamt sollen inkl. des Bedarfs zum Ersatz oder zur Modernisierung bestehender Kraftwerke bis 2030 über 900 Mrd. US-\$ für den Kraftwerksbau aufgewendet werden.

Die bisherige Festlegung der energiepolitischen Ziele in den USA durch den Energy Policy Act im Jahr 2005 lässt vermuten, dass die Kohle auch weiterhin eine sehr große Bedeutung in der us-amerikanischen Stromproduktion haben wird, zumal das Land über sehr große Kohlevorräte verfügt, so dass eine eigenständige Versorgung sichergestellt werden kann. Die Entwicklung von moderner und CO₂-emissionsarmer Kohlekraftwerkstechnologie erfährt in den USA eine besondere Förderung – in den Jahren 2005-2007 sind hierfür zusammengenommen fast 1 Mrd. US-\$ an Mitteln des Bundeshaushalts geplant (vgl. Bfai 2006: 2) aber vor allem ein besonderes Wachstum bei der Verstromung von Erdgas zu

erwarten – nicht zuletzt deshalb planen die USA auch einen systematischen Ausbau von Terminals zum Import von Flüssiggas. Die aktuelle Regierung plant auch den Neubau von Atomkraftwerken, so dass die Kernkraft auch in Zukunft Bedeutung haben könnte. Schließlich soll auch die Nutzung von regenerativen Energien weiter ausgebaut und durch Steuervergünstigungen weiter gefördert werden. Gegenwärtig profitieren in den USA hiervon insbesondere Windkraftwerke, in Zukunft soll auch verstärkt Solarenergie genutzt werden. Gleichwohl hat die regenerative Energienutzung in den USA bisher eine sehr untergeordnete Bedeutung, und auch die jüngsten Fördermaßnahmen lassen keine entschlossene Förderung durch die aktuelle Regierung erkennen, auch wenn in einzelnen Bundesstaaten (Vorreiter: Kalifornien) eine Gesetzgebung vorhanden ist, die solche Technologien sehr stark fördert.

In Nordamerika sind einige der weltweit führenden Kraftwerksanlagenbauer angesiedelt. Mit einem Umsatz von 16,5 Mrd. US-\$ (2005) ist GE der Weltmarktführer. Siemens stellt seit der Übernahme der konventionellen Kraftwerkssparte des Westinghouse-Konzerns im Jahr 1998 ebenfalls in den USA Kraftwerksanlagen her. Die verbliebene Atomkraftwerkssparte Westinghouse Electric Company, einer der Weltmarktführer im Kernkraftwerksbau, gehört seit Anfang 2006 zum japanischen Toshiba-Konzern. Als wichtige nordamerikanische Kraftwerkskesselbauer sind die Unternehmen Babcock & Wilcox (Ohio, USA) und Babcock Power (Massachusetts, USA) zu nennen.

Lateinamerika

Als Markt für Kraftwerkstechnik von deutschen Anlagenbauern hat Lateinamerika eine vergleichsweise geringe Bedeutung. Dies liegt einerseits an dem insgesamt relativ kleinen Marktvolumen (die Stromerzeugung in ganz Lateinamerika erreichte im Jahr 2002 nur 810 TWh), andererseits aber auch an der überragenden Bedeutung der Wasserkraft, mit der rund 70 Prozent der Stromerzeugung bewältigt werden, so dass z.B. Kesselanlagen und viele andere Kraftwerkskomponenten auch aus strukturellen Gründen bisher nur auf eine geringe Nachfrage gestoßen sind. Laut IEA-Prognose wird die Stromproduktion in Lateinamerika bis 2030 auf 2.149 TWh ansteigen; dies würde den Bau von rund 370 GW_{el} zusätzlicher Kraftwerkskapazitäten erfordern, wovon ein knappes Drittel alleine auf Brasilien entfallen würde. Insgesamt werden die erforderlichen Investitionen in die Stromwirtschaft auf rund 700 Mrd. US-\$ bis zum Jahr 2030 geschätzt, rund 320 Mrd. US-\$ entfallen dabei auf den Kraftwerksbau. Dabei werden voraussichtlich auch weiterhin Erneuerbare Energien eine besondere Rolle spielen – die regenerative Stromproduktion in Lateinamerika könnte sich bis 2030 verdoppeln. Zur Bewältigung der steigenden Nachfrage, vor allem aber auch zur Vermeidung von Stromausfällen in Dürreperioden werden allerdings in einem wachsenden Maße auch konventionelle Kraftwerke errichtet. Die großen Erdgas-Vorkommen in Lateinamerika legen vor allem den Bau von Erdgas-

kraftwerken nahe – die IEA erwartet einen Anstieg der Stromproduktion aus Erdgas von 113 TWh im Jahr 2002 auf fast 900 TWh im Jahr 2030.

Asien

Asien ist aktuell und auch in der mittel- bis langfristigen Zukunft der Strommarkt mit der weitaus größten Dynamik. Die Stromproduktion in Asien (ohne Russland und Naher Osten) betrug im Jahr 2002 rund 4.400 TWh. Auch heute noch leben weite Teile der Bevölkerung Asiens ohne Zugang zu Strom, im Süden Asiens beträgt der Elektrifizierungsgrad nur etwas mehr als 40 Prozent. Bis 2030 prognostiziert die IEA für diesen Raum einen Anstieg auf rund 12.000 TWh. Diese Entwicklung erfordert einen umfangreichen Bau von neuen, zusätzlichen Kraftwerkskapazitäten. Für Asien (ohne Russland und den Nahen Osten) schätzt die IEA diesen Bedarf bis zum Jahr 2030 auf zusätzliche 1.875 GW_{el}. Die erforderlichen Investitionen in die Stromerzeugung würden demnach rund 1.900 Mrd. US-\$ betragen, weitere rund 2.300 Mrd. US-\$ müssten in die Übertragungs- und Verteilnetze investiert werden.

Wichtigster Markt für Kraftwerkstechnik in Asien wird zukünftig **China** sein. Bereits in den vergangenen zehn Jahren sind in China größere Kraftwerkskapazitäten aufgebaut worden als in Deutschland insgesamt vorhanden sind. Dennoch wird auch weiterhin in die Elektrizitätsinfrastruktur investiert: Bis 2030 müssen nach Prognose der IEA 2.063 Mrd. US-\$ investiert werden, um Engpässe und Stromausfälle zu vermeiden, wie sie seit einigen Jahren aufgrund des stürmischen Wachstums häufig auftreten und mittlerweile vielerorts bereits zu einem Hemmnis für die Weiterführung der raschen wirtschaftlichen Entwicklung des Landes geworden sind. Erforderlich ist hierzu vor allem der Bau von zusätzlichen neuen Stromerzeugungskapazitäten (vgl. Abb. 24), um die voraussichtliche Verdreifachung der Elektrizitätsnachfrage zu befriedigen – die IEA schätzt den Bedarf an zusätzlichen Kraftwerkskapazitäten auf 860 GW bis zum Jahr 2030. Das meiste davon werden kohlegefeuerte Kraftwerke sein, mit denen heute rund 77 Prozent und im Jahr 2030 rund 72 Prozent des Stroms erzeugt würden – China würde demnach auch weiterhin vor allem auf den im Inland am besten verfügbaren fossilen Energieträger zurückgreifen. Der aktuell hohe Anteil der regenerativen Stromerzeugung (17 Prozent) würde ungefähr auf diesem Niveau verbleiben. Die in China bisher fast bedeutungslose Stromerzeugung in Gaskraftwerken könnte bis 2030 ihren Anteil auf 6 Prozent steigern. Auch der Anteil der Kernenergie (heute rund 1,5 Prozent) wird wachsen; aktuell plant China den Bau von 25 Atomkraftwerken. Allerdings wird der Anteil des Atomstroms im Jahr 2030 laut IEA-Prognose nicht mehr als 5 Prozent betragen. Insgesamt schätzt die IEA das Investitionsvolumen in den Kraftwerkspark bis 2030 auf rund 880 Mrd. US-\$, wovon über 90 Prozent auf den Bau zusätzlicher Anlagen entfallen. Weitere 1.200 Mrd. US-\$ müssen die Stromnetze investiert werden.

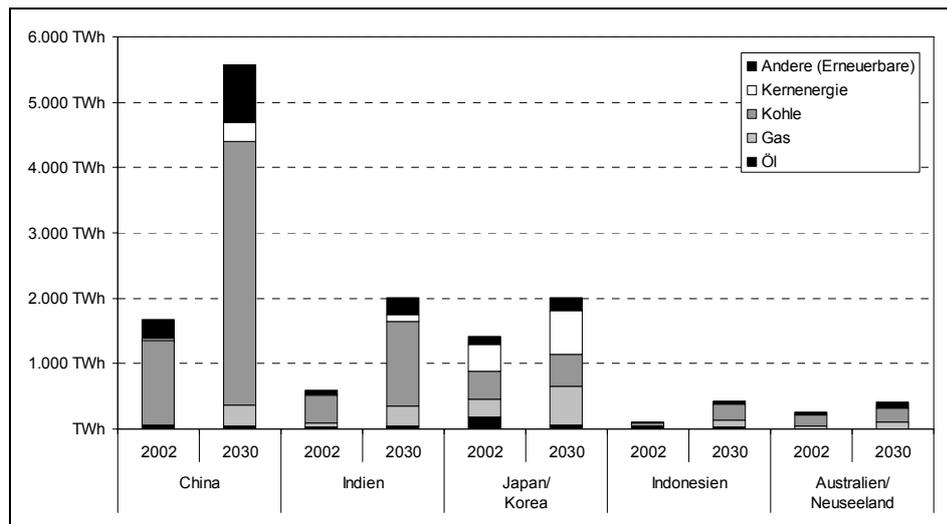


Abb. 24: Strommix und erzeugte Strommenge in ausgewählten asiatisch-pazifischen Staaten in den Jahren 2002 und 2030 gemäß Prognose der Internationalen Energie-Agentur IEA (eigene Darstellung nach Zahlen aus IEA 2004)

Auch in **Indien** wird die Elektrizitätsnachfrage aufgrund der raschen wirtschaftlichen Entwicklung zukünftig stark steigen: Die IEA erwartet deshalb bis 2030 eine Verdreifachung der Stromproduktion. Hierzu wäre eine Aufstockung der Kraftwerkskapazitäten um rund 270 GW_{el} erforderlich. Gebaut werden vor allem Kohlekraftwerke, mit denen bisher rund 71 Prozent und im Jahr 2030 gemäß Prognose der IEA rund 64 Prozent des Stroms erzeugt werden. Alleine bis zum Jahr 2012 sollen Kohlekraftwerke mit einer Gesamtkapazität von 38 GW_{el} errichtet werden (Siemens 2006). Eine zunehmende Bedeutung haben in Indien Erdgaskraftwerke, deren Anteil an der Elektrizitätsproduktion bisher bei 10 Prozent liegt, was sich nach IEA-Prognose auf 16 Prozent im Jahr 2030 steigern wird. Ein weiterer Schwerpunkt dürfte in Indien zukünftig auch die Nutzung regenerativer Energien (v.a. Wasserkraft) sein, mit denen bisher und vermutlich auch zukünftig etwas mehr als ein Zehntel des Stroms produziert werden. Insgesamt dürften in Indien bis 2030 rund 260 Mrd. US-\$ in Kraftwerke investiert werden, wobei der weitaus größte Teil hiervon auf Neubauten entfällt. Der Ausbau der Stromnetze wird in Indien Ausgaben in Höhe von weiteren 420 Mrd. US-\$ erforderlich machen. Allerdings wird eine solche Entwicklung stark davon abhängig sein, ob sich die bisher schlechte finanzielle Situation der indischen Stromwirtschaft verbessert – in den letzten Jahren gab es hierfür tatsächlich auch Anzeichen.

Die beiden Industriestaaten **Japan** und **Südkorea** besitzen (ähnlich wie Europa und Nordamerika) einen relativ diversifizierten Strommix (siehe Abb. 24). Für beide Staaten zusammen erwartet die IEA einen Anstieg der Stromproduktion bis zum Jahr 2030 um rund 40 Prozent; die installierte Kraftwerkskapazität müsste dafür um rund 275 GW_{el} wachsen. Da Japan voraussichtlich auch zukünftig einen bedeutenden Anteil an Kernkraft (Stand 2003: rund 23 Prozent) aufweisen wird, ergeben sich damit vergleichsweise hohe Investitionen in den Kraftwerkspark. Bis 2030

könnten dies laut IEA-Prognose in Japan und Südkorea insgesamt rund 350 Mrd. US-\$ und darüber hinaus weitere 220 Mrd. US-\$ für Stromnetze sein.

Insgesamt stellt Asien zukünftig einen sehr wichtigen Markt für Kraftwerkstechnik dar. Auf der Anbieterseite verfügt Japan neben den USA und Deutschland über den am besten entwickelten Kraftwerksanlagenbau – Unternehmen wie Mitsubishi Heavy Industries oder Hitachi vermarkten ihre Anlagen weltweit. Hitachi ist seit der Übernahme des Kraftwerksengineerings der ehemaligen Babcock Borsig AG (Oberhausen) in Deutschland sogar mit eigenen Kapazitäten vertreten. Japans wichtigster Anbieter von Atomreaktoren, der Toshiba-Konzern, hat Anfang 2006 den US-amerikanischen Atomkraftwerksbauer Westinghouse Electric Company übernommen, und hat damit im Bau von Atomreaktoren zu Areva NP aufgeschlossen. Die japanischen Hersteller haben auf dem asiatischen Markt eine starke Stellung. Auch Siemens hat seine Position in Asien mittlerweile stark ausgebaut: Mit dem indischen Kraftwerksbauer Bharat Heavy Electrical Ltd. (BHEL) wurde eine Kooperation für den Kraftwerksbau in Indien vereinbart, aktuell liefert Siemens die Kernkomponenten für ein Kraftwerk in Vietnam, bei der Errichtung von schlüsselfertigen Kraftwerken in Thailand und Südkorea ist das Unternehmen Führer eines Konsortiums mit einem jeweiligen lokalen Partner.

Wie in anderen Industriebereichen, forciert der chinesische Staat auch im Kraftwerksbau einen Technologietransfer von westlichen Importeuren zu heimischen Anbietern. Die entsprechende Bereitschaft ausländischer Anbieter ist zu einem Faktor geworden, der über den Markterfolg mitentscheidet.⁹ Westliche Anbieter wie Mitsubishi, Siemens, GE und Alstom sind mittlerweile mit eigenen Produktionsstätten in China vertreten. Deutliche Verbesserungen haben chinesische Hersteller mittlerweile vor allem bei Dampferzeugern und Rohrsystemen für Dampfkraftwerke sowie bei Dampfturbinen erzielt – mithin also bei der Technologie für die im Land so überragende Kohleverstromung. Bei Wasserkraftwerken treten chinesische Anbieter mittlerweile auch selber als Exporteure für die Erdbau- und Infrastrukturmaßnahmen auf dem Weltmarkt auf. Für die kommenden Jahre ist zu erwarten, dass in China auch überkritische Dampfkraftwerke mit Ausnahme der Leittechnik weitgehend ohne Importe aus westlichen Industrieländern gebaut werden können. Und auch der weitgehend eigenständige Bau von Atomkraftwerken wird von China verfolgt. Auch in Indien gibt es mittlerweile deutlich Bemühungen, den Anteil der heimischen Produktion im Kraftwerksbau zu erhöhen bzw.

⁹ Siehe in diesem Zusammenhang auch den Beschluss der chinesischen Regierung zum Kauf von vier Atomkraftwerken beim US-amerikanischen Anbieter Westinghouse Electric Company. Westinghouse konnte sich nach Angaben aus unterschiedlichen Quellen (u.a. China Daily vom 18.11.2006) unter anderem auch aufgrund der Bereitschaft zu einem umfassenden Technologietransfer gegenüber dem Anbieter AREVA durchsetzen, obwohl das französische Unternehmen bereits vier der in China gegenwärtig betriebenen elf Atomreaktoren errichtet hatte.

westliche Hersteller in Joint Ventures mit heimischen Anbietern zu beauftragen, um den Transfer von technischem Know-how anzureizen. Letztlich ist auch die Kooperation zwischen Siemens und Bharat Heavy Electricals unter diesem Lichte zu betrachten. Indische Produzenten besitzen mittlerweile insbesondere gute Erfahrungen mit Anlagen zur Erdgas-Verstromung auf GuD-Basis.

Sowohl in China wie auch in Indien können unterkritische Dampfkraftwerke zur Verstromung von Kohle heute bereits fast vollständig durch lokale Unternehmen hergestellt werden; der technisch erforderliche Anteil der Importe aus Industrieländern lag im Jahr 2000 bei unter 20 Prozent der gesamten Investitionssumme (Müller-Kirchenbauer 2005) und betrifft in erster Linie Turbinen bzw. Turbinenteile sowie die Leittechnik zur Anlagensteuerung. Bei überkritischen Dampfkraftwerken lag der Importbedarf bei rund einem Viertel, bei GuD-Kraftwerken etwa einem Drittel, bei Kraftwerken mit Kohlevergasung sogar bei rund 40 Prozent. Nicht zuletzt die Fortschritte bei der Modularisierung von Kraftwerken haben in den letzten Jahren dazu beigetragen, dass die Anteile standardisierter Komponenten gestiegen und die Qualifikationsanforderungen in der Produktion gesunken sind. Dieser Prozess wird sich in der Zukunft weiter fortsetzen und immer mehr hochwertige Komponenten für moderne Kraftwerkstypen betreffen. Für überkritische Dampfkraftkonzepte ist zwischen 2010 und 2015 eine vollständige Übernahme der Produktion durch lokale Anbieter in China und Indien zu erwarten; einzige Ausnahme bildet hier die Leittechnik. So würde der Importbedarf für solche Anlagen deutlich weniger als 10 Prozent der gesamten Investitionssumme betragen. Nur Innovationen wie integrierte Kohlevergasung, Druckwirbelschichtfeuerungen oder Brennstoffzellen, die dann auch tatsächlich ihren Weg auf die Auslandsmärkte finden, werden letztlich dafür sorgen, dass der weltweit boomende Kraftwerksbau auch für Exporterfolge deutscher Hersteller genutzt werden kann.

Letztlich liegen die verbleibenden Importnotwendigkeiten Chinas und Indiens weniger bei beschäftigungsintensiven Tätigkeiten des Metall- und Maschinenbaus, die typisch für die Fertigung im klassischen Kraftwerksbau sind. Die hier dominierenden spanenden und schweißtechnischen Fertigungsverfahren sind in China und Indien und auch in vielen anderen Schwellenländern in einem hohen Maße verfügbar. Dies gilt vor allem in Kombination mit Standardwerkstoffen. Engpässe – und damit Exportmöglichkeiten von Herstellern aus Industriestaaten – betreffen vor allem die Erzeugung von Stahl (insbesondere in höheren Güten) und teilweise Schmiede- und Gussverfahren, wie sie beispielsweise für die Fertigung von Turbinenschaufeln benötigt werden. Auch wissensintensive Bereiche wie das Engineering weisen in China und Indien geringere Verfügbarkeiten auf. Dort werden zum Kraftwerksbau deshalb zukünftig vor allem Leistungen aus weniger beschäftigungsintensiven Branchen bzw. Tätigkeiten wie Eisen- und Stahlerzeugung (z.B. für hochwarmfeste Spezialstähle), Dienstleistungen (z.B. für Auslegungsberechnungen oder Projektentwicklung) und Informationstechnik importiert werden.

Naher Osten und Afrika

Der **Nahe Osten** ist zwar ein vergleichsweise kleiner Markt – die Stromerzeugung lag im Jahr 2002 bei rund 510 TWh –, der aber dennoch attraktiv für den Kraftwerksbau ist. Dies gilt vor allem für die Erdölförderländer am Persischen Golf, die einerseits über eine ausreichende Finanzkraft für den Import von hochwertiger Kraftwerkstechnik verfügen und andererseits insbesondere durch steigenden Lebensstandard, eine forcierte Industrialisierung (insbesondere auch hinsichtlich Industrien mit hohem Energie- bzw. Strombedarf) und nicht zuletzt durch die Notwendigkeit der Meerwasserentsalzung einen stark steigenden Stromverbrauch verzeichnen. Als Brennstoffe werden bisher fast ausschließlich Erdgas und Erdöl aus der eigenen Förderung verwendet. Im gesamten Nahen Osten wird die Stromproduktion bis 2030 nach IEA-Prognose auf etwa 1.200 TWh steigen; hierzu muss die Gesamtleistung der Stromerzeugungsanlagen um voraussichtlich 195 GW aufgestockt werden. Dabei werden Erdgas und Erdöl auch weiterhin die vorherrschenden Brennstoffe sein. Inklusiv der erforderlichen Erneuerung von bestehenden Anlagen veranschlagt die IEA den Investitionsbedarf in Kraftwerke bis zum Jahr 2030 mit 118 Mrd. US-\$. Hinzu kommen 155 Mrd. US-\$ für den Aus- und Neubau der Übertragungs- und Verteilnetze.

Afrika ist der Kontinent mit der geringsten Pro-Kopf-Stromproduktion, im Jahr 2002 wurden hier rund 480 TWh Strom erzeugt, davon fast die Hälfte in Kohlekraftwerken. Nur etwas mehr als ein Drittel der afrikanischen Bevölkerung haben überhaupt einen Stromanschluss, und selbst in den Städten erreicht der Elektrifizierungsgrad nur rund zwei Drittel, südlich der Sahara sogar nur rund die Hälfte. Vor diesem Hintergrund erwartet die IEA bis zum Jahr 2030 eine Verdreifachung der Stromproduktion und die Errichtung von zusätzlichen rund 270 GW_{el} Kraftwerkskapazitäten. Dabei wird aufgrund entsprechender Vorkommen voraussichtlich Erdgas zukünftig die größte Rolle bei der Stromproduktion in Afrika spielen: Für das Jahr 2030 rechnet die IEA damit, dass rund die Hälfte des benötigten Stroms in Erdgaskraftwerken erzeugt wird. Auf diese Weise wird gleichzeitig der Investitionsbedarf für den Kraftwerksbau begrenzt – die IEA rechnet inklusive der Erneuerung bestehender Kraftwerke mit erforderlichen Ausgaben in Höhe von 165 Mrd. US-\$. Eine besondere Rolle könnten in Afrika auch regenerative Energien erhalten: In weiten Teilen des Kontinents bestehen aufgrund hoher Sonneneinstrahlung optimale Voraussetzung für solarthermische Kraftwerke, in einigen Gebieten (namentlich Ostafrika) auch für Geothermiekraftwerke. Insbesondere die Nutzung der Solarthermie in Afrika ist zuletzt in das Zentrum von internationalen Initiativen gerückt. Auch Windkraft und selbst Photovoltaik lässt sich vielerorts wirtschaftlich nutzen – dies gilt insbesondere in Regionen mit geringer Bevölkerungsdichte, die bisher nicht mit Stromübertragungsnetzen erschlossen sind und wo regenerative Stromerzeugung als „Insellösung“ kostengünstiger ist der Bau von zentralen Großkraftwerken und zusätzlichen Übertragungsleitungen. Gleichwohl besteht in Afrika in jedem Fall ein sehr großer Handlungsbedarf zum weiteren Ausbau der Stromnetze, den die IEA auf

rund 400 Mrd. US-\$ veranschlagt. Vor diesem Hintergrund wird vor allem die Finanzierbarkeit entsprechender Investitionen durch die Netzbetreiber den größten Unsicherheitsfaktor auf dem afrikanischen Markt darstellen.

3.3 Zusammenfassende Bewertung: Nachfrageentwicklung, Marktpositionierung von Energietechnik-Herstellern und Beschäftigung

Die Nachfrage nach Kraftwerkstechnik wird in den kommenden Jahren sowohl in Deutschland wie auch im Ausland stark steigen. Auf dem Heimatmarkt könnte der Kraftwerksneubau wieder das Niveau der 1970er und 1980er Jahre erreichen – die Überalterung der bestehenden Anlagen und der notwendige Anlagenersatz aufgrund des Atomausstiegs sind die wesentlichen Gründe für den Bedarf nach neuen Stromerzeugungskapazitäten. Darüber hinaus spielen aber auch politische Rahmenbedingungen eine sehr große Rolle: Neben dem Emissionshandel und anderen politische Maßnahmen wie z.B. der Technologieförderung, der Energiepolitik hinsichtlich Versorgungssicherheit, der Wettbewerbspolitik hinsichtlich der Energieversorgung u.a.m. wird die Entwicklung auf dem heimischen Markt außerdem sehr stark von den zukünftigen Kosten für die einzelnen fossilen Energieträger geprägt sein. In diesem Zusammenhang spielt einerseits das Verhältnis zwischen Förderkapazitäten und der (sehr rasch) steigenden Nachfrage eine Rolle, andererseits aber auch geopolitische Zusammenhänge. Für Deutschland und andere europäische Staaten ist dabei vor allem die weitere Ausgestaltung der Beziehungen zu Russland als wichtiger Lieferant für Erdgas und potenziell auch Kohle von großer Bedeutung. Grundsätzlich kann man festhalten: Je ehrgeiziger Klima- und Umweltschutzmaßnahmen ausfallen, je wettbewerbsintensiver der Staat die gesetzlichen Rahmenbedingungen für die Energiewirtschaft ausgestaltet und je stärker die Preise für fossile Energieträger ansteigen, umso stärker wird es auf dem deutschen Energiemarkt einen Veränderungsdruck geben, der sich u.a. auch in einer deutlichen Veränderung der eingesetzten Stromerzeugungstechnik niederschlagen wird. Im Extremfall erscheint es durchaus möglich, dass das traditionelle Großkraftwerk, mit dem heute in Deutschland vier Fünftel des Stroms erzeugt wird, seine führende Rolle verliert und stattdessen kleine, dezentrale Anlagen mit Kraft-Wärme-Kopplung und die Stromerzeugung auf Basis regenerativer Energieträger (inkl. des Imports von Solarstrom) am Strommarkt überwiegen.

Eine solche Entwicklung würde allerdings wesentliche und vor allem gleichgerichtete Änderungen der genannten politischen und marktseitigen Rahmenbedingungen für den Energiemarkt voraussetzen. Kurz- bis mittelfristig ist dies eher unwahrscheinlich. Und denkbar sind auch Entwicklungen der Rahmenbedingungen, die im Hinblick auf den Strommarkt und auf die in der Stromerzeugung verwendeten Technologien gegenläufig wirken, etwa in der Form dass...

- die Klimaschutzpolitik zwar einerseits sehr starke Anreize für die Nutzung regenerativer Energien und hocheffizienter Stromerzeugungstechnik setzt, andererseits aber die Preise insbesondere für den Energieträger Kohle (wieder) deutlich günstiger werden, oder
- die fossilen Energieträger sich deutlich verteuern und damit regenerative Energien attraktiver machen, politische Maßnahmen zum Klimaschutz aber weiterhin eher moderat bleiben.

Unter solchen Bedingungen wird der Veränderungsdruck auf dem Strommarkt und auf die eingesetzten Technologien schwächer ausfallen als unter dem Einfluss von Rahmenbedingungen, die allesamt und kohärent technologische Innovationen erfordern. Dennoch scheint festzustehen: mehr Effizienz, deutliche Verminderung von CO₂-Emissionen, eine verbrauchsnahe Stromerzeugung mit Kraft-Wärme-Kopplung und die Nutzung von regenerativen Energiequellen werden wohl in jedem Fall ein höheres Gewicht erhalten als heute (vgl. zur Technologieentwicklung ausführlich Teil 2 des Branchenreports). Im Kern geht es nicht um die Richtung der Entwicklung, sondern „nur“ um ihre Dynamik. Für die Wahl der geeigneten Unternehmensstrategie und für die Beschäftigung im Kraftwerksanlagenbau ist aber bereits diese Dynamik auf dem Heimatmarkt von sehr großer Bedeutung: Neue Anforderungen an die Stromerzeugung erfordern kraftwerkstechnische Innovationen, Veränderungen im Produkt- und Leistungsprofil der Unternehmen, neue Qualifikationen der Beschäftigten – und ein solcher Prozess sichert letztlich den Wettbewerbsvorteil von Technologieführern.

Auch auf dem Weltmarkt ist in den kommenden Jahren mit einem stark steigenden Bedarf an Stromerzeugungsanlagen zu rechnen. Anders als in Deutschland ist der maßgebliche Auslöser in vielen Weltregionen ein stark steigender Strombedarf, der sich weltweit innerhalb der nächsten Jahre voraussichtlich verdoppeln wird. Im Hinblick auf den Strombedarf hat sich die weltweite Situation im Kern eigentlich wenig geändert: Heute ist – ebenso wie schon in der Vergangenheit – ein großer Teil der Weltbevölkerung unzureichend oder sogar überhaupt nicht mit Strom versorgt. Für die jetzt stark steigende Nachfrage nach Kraftwerken sorgt aber der Umstand, dass immer mehr Staaten bzw. Volkswirtschaften aufgrund ihrer positiven wirtschaftlichen Entwicklung über ausreichende Mittel verfügen, um den Bau von Kraftwerken zu finanzieren. Dies gilt insbesondere für China, Indien und viele südostasiatische Länder. Vor diesem Hintergrund wird für die kommenden 25 Jahre der Neubau von 4.700 GW Stromerzeugungskapazität prognostiziert; dies könnte den Bedarf von rund 5.000 Großkraftwerken bedeuten.

Zweifellos werden die meisten dieser neuen Kraftwerke mit fossilen Brennstoffen arbeiten. Bis heute ist deshalb unklar, wie eine solche Entwicklung mit einem Klimaschutz vereinbart werden soll, der die Erwärmung der Erdatmosphäre tatsächlich auf ein akzeptables Maß beschränkt. Fest steht nur, dass sich wirksamer Klimaschutz und eine Verdoppelung der Stromerzeugung innerhalb von 25 Jahren nicht vertra-

gen, wenn dabei die heute angewendete Technologie zum Einsatz kommt. Für effiziente Kraftwerks- und Stromerzeugungstechnik bietet diese Situation hervorragende Perspektiven – und damit auch für den Export. Allerdings ist zu erwarten, dass auch in Staaten wie China oder Indien die Fähigkeiten zur Produktion von hochwertiger Technik weiter steigen. Dort wird selbst beim Bau von überkritischen Dampfkraftwerken zur Kohleverstromung in wenigen Jahren der Importbedarf nur noch bei rund 10 Prozent der Investitionssumme für das gesamte Kraftwerk liegen. Nur bei Verfahren wie integrierte Kohlevergasung, Druckwirbelschichtfeuerung – insbesondere jeweils in Kombination mit CO₂-Abscheidung –, bei Brennstoffzellen und bei den für Großkraftwerken relevanten regenerativen Energien Solar- und Geothermie dürfte der Importbedarf in China und Indien ebenso wie in anderen Schwellenländern auch mittelfristig ein Viertel oder auch mehr betragen.

Eine Abschätzung der Beschäftigungswirkung, die sich aus dem Kraftwerksbau in China und Indien in der Europäischen Union zukünftig ergeben kann, wurde am Forschungszentrum Jülich vorgenommen (Müller-Kirchenbauer 2005): Demnach wird es in den westlichen Industriestaaten nur zu leichten Arbeitsplatzzuwächsen durch den Export in diese beiden Staaten kommen (vgl. Abb. 25). Die Beschäftigungschancen durch den weltweiten Boom im Kraftwerksbau sollten also nicht überschätzt werden. Besondere Exportmöglichkeiten für den Kraftwerksbau betreffen vor allem sehr hochwertige Bauteile insbesondere für Turbinen, wärmebeständige Metalle bzw. Metallbauteile, Leittechnik, Engineeringleistungen sowie Projektsteuerung und -abwicklung. Exportchancen erschließen sich außerdem vielen spezialisierten Lieferanten von kleineren Komponenten, Bauteilen und Systemen wie Brennstoffzuführungen, Pumpen, Reinigungstechnologien für Kessel – für solche Produkte sind die Kraftwerksanlagenbauer in den wachsenden Schwellenländern lohnende Kunden.

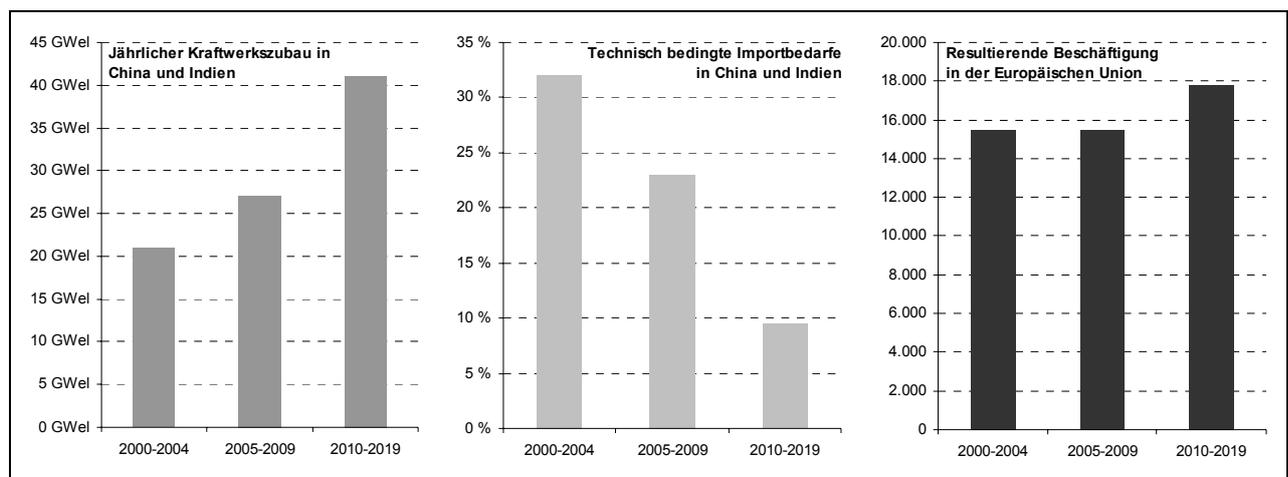


Abb. 25: Beschäftigungswirkung (rechts) durch Kraftwerksneubau in China und Indien (links) und technisch bedingten Importbedarf (Mitte) (eigene Darstellung nach Müller-Kirchenbauer 2005)

Fasst man die Betrachtung von Heimatmarkt und Exportmärkten zusammen, so muss es den Herstellern in Deutschland darum gehen, die Kraftwerkstechnik nicht nur mit Blick auf den heimischen Markt mit einer höheren Innovationsgeschwindigkeit als in den vergangenen zwei Jahrzehnten weiterzuentwickeln. Technische Neuerungen wären vielmehr auch deshalb wichtig, um den Export in Deutschland wirklich beschäftigungswirksam werden zu lassen. Wichtige Voraussetzung hierfür wäre freilich, dass neue Kraftwerkskonzepte und Stromerzeugungstechnologien auch zu wettbewerbsfähigen Kosten angeboten werden – oder im Zuge einer gemeinsamen Anstrengung von Industriestaaten und Schwellenländern zum weltweiten Klimaschutz konsequent gefördert würden.

Abbildungen

Abb. 1:	Umsatz und Industriebeschäftigte in der Herstellung von Verbrennungsmotoren und Turbinen	16
Abb. 2:	Produktionswerte für Dampf-, Wasser- und Gasturbinen in den Jahren 2001-2005	16
Abb. 3:	Umsatz und Industriebeschäftigte in der Herstellung von Dampfkesseln	17
Abb. 4:	Produktionswerte für die Herstellung, Reparatur und Installation von Dampfkesseln in den Jahren 2001 bis 2005	17
Abb. 5:	Jährliche Inbetriebnahme von Großkraftwerkskapazitäten in Deutschland in Fünfjahresdurchschnitten	18
Abb. 6:	Exportanteile an den Produktionswerten für Dampf-, Wasser- und Gasturbinen	19
Abb. 7:	Zielmärkte und Werte beim Export von Turbinen im Jahr 2005	19
Abb. 8:	Indizierte Entwicklung der Preise für Energieträger	37
Abb. 9:	Anteile der Energieträger an der Bruttostromerzeugung in Deutschland im Jahr 2005	38
Abb. 10:	Preisentwicklung für Steinkohle in Nordwesteuropa	39
Abb. 11:	Marktanteile der wichtigsten Länder am weltweiten Export von Kraftwerkssteinkohle im Jahr 2004	39
Abb. 12:	Lieferländer und Liefermengen für den Import von Erdgas nach Deutschland im Jahr 2004	40
Abb. 13:	Marktanteile der wichtigsten Länder am weltweiten Export von flüssigem Erdgas (LNG) im Jahr 2004	41
Abb. 14:	Gaspreisentwicklung in der Europäischen Union	42
Abb. 15:	Preisentwicklung für Rohöl	43
Abb. 16:	Entwicklung der weltweiten Rohölreserven	43
Abb. 17:	Entwicklung des Bruttostromverbrauchs in Deutschland, Angaben in Mrd. kWh	48
Abb. 18:	Handel mit CO ₂ -Emissionsrechten im europäischen Emissionshandel, Preise und Handelsvolumen an der bedeutendsten Handelsbörse ECX in Amsterdam	50
Abb. 19:	Zusammenfassender Überblick über die Wirkungen der Szenarien auf Energiewirtschaft und Energietechnik	64
Abb. 20:	Entwicklung der weltweite Stromerzeugung und Bedeutung einzelner Energieträger in den Jahren 2002 und 2030 gemäß Prognose der Internationalen Energie-Agentur IEA)	66
Abb. 21:	Elektrizitätserzeugung nach Energieträgern in unterschiedlichen Weltregionen	67
Abb. 22:	Geschätzter Bedarf an neuen Stromerzeugungsanlagen durch Ersatz bestehender und Neubau zusätzlich erforderlicher Kapazitäten	68

Abb. 23:	Primärenergiemix der Bruttostromerzeugung in den fünf größten EU-Staaten bezogen auf die Stromerzeugung sowie zwei Staaten mit einem hohen Anteil regenerativer Stromerzeugung im Jahr 2004	70
Abb. 24:	Strommix und erzeugte Strommenge in ausgewählten asiatisch-pazifischen Staaten in den Jahren 2002 und 2030 gemäß Prognose der Internationalen Energie-Agentur IEA	75
Abb. 25:	Beschäftigungswirkung durch Kraftwerksneubau in China und Indien und technisch bedingten Importbedarf	81

Tabellen

Tab. 1:	Ausgewählte Anlagenbauer für Großkraftwerke sowie weitere deutsche Hersteller von Kraftwerkstechnik (eigene Recherche)	13
Tab. 2:	Wichtige Hersteller von Kraftwerkstechnik und -komponenten sowie Dienstleister im Ruhrgebiet (eigene Recherche)	24
Tab. 3:	Geplante Kraftwerksneubauten und -erneuerungen in Deutschland (Stand Sept. 2006, Quellen: BMW/BMU 2006, VDEW 2006, eigene Recherchen)	34
Tab. 4:	Übersicht über Kapazitätserweiterungserfordernisse und damit verbundene Investitionen in der Elektrizitätswirtschaft in Weltregionen im Zeitraum 2003-2030 (eigene Darstellung nach Zahlen aus IEA 2004)	68

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
HTR	Hochtemperaturreaktor
kW	Kilowatt
kWh	Kilowattstunde
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

- BP (2006): BP Statistical Review of World Energy, June 2006.
- Bundesagentur für Außenwirtschaft (2006): USA – Energiewirtschaft 2005. Köln 2006 (zit. als: Bfai 2006)
- Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (2005): Reserven, Ressourcen und Verfügbarkeit von Energierohstoffen 2004. Hannover 2005 (zit. als: BGR 2005)
- Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie / Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (2006): Energieversorgung für Deutschland. Statusbericht für den Energiegipfel am 3. April 2006, Berlin März 2006 (zit. als: BMWT / BMU 2006)
- Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (2006): Zahlen und Fakten – Energiedaten – Nationale und Internationale Entwicklung. Berlin
- Deutsche Energie-Agentur (2005): Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windenergie in Deutschland an Land und Offshore bis zum Jahr 2020. Köln (zit. als Dena 2005)
- Ernst & Young (2006): Energiemix 2020 – Szenarien für den deutschen Stromerzeugungsmarkt bis zum Jahr 2020. Düsseldorf
- EU-Kommission, DG Energy and Transport (2003): European Energy and Transport Trends to 2030. Luxembourg
- Exxon (2006): Oeldorado. Hamburg
- International Energy Agency (2003): World Energy Investment Outlook 2003. Paris (zit. als: IEA 2003)
- International Energy Agency (2004): World Energy Outlook 2004. Paris (zit. als: IEA 2004)
- International Energy Agency (Hrsg. / 2005): Electricity Information, 2005 Edition. Paris (zit. als: IEA 2005a)
- Müller-Kirchenbauer, Joachim (2005): Technologietransfer in der Kraftwerksindustrie. In: Rafael Ball (Hrsg.): Wissenschaft im Zeichen der Zeit. Jülich
- Siemens, Pressemitteilung vom 26.04.2006 (zit. als: Siemens 2006)
- VDEW (2006): Zahlen und Fakten zur VDEW-Pressekonferenz vom 14. November 2006. Berlin
- VDMA Fachverband Power Systems (2007): Presseinformation – Deutsche Turbinenhersteller ungebremst auf Wachstumskurs. Frankfurt (zit. als VDMA 2007)
- Website CARMEN: <http://www.carmen-ev.de/dt/energie/bezugsquellen/hackschnipreise.html> (zugegriffen am 21.12.2006)
- Wittke, Franz / Ziesing, Hans-Joachim (2006): Hohe Energiepreise dämpfen Primärenergieverbrauch in Deutschland. In: DIW-Wochenberichte 10/2006. Berlin

NOTIZEN

