

Kraftwerkstechnik + Innovation

Zukünftige Anforderungen an fossil befeuerte Kraftwerke

**Studie des Bayerischen Clusters Energietechnik
und der Energie & Management Verlagsgesellschaft mbH
März 2008**

Inhalt

1 Einleitung	5
1.1 Ziele der Studie	6
1.2 Aufbau und Methodik	7
2. Anforderungen an fossil befeuerte Kraftwerke	9
2.1 Technologische Entwicklungen der Kraftwerke	9
2.1.1 Entwicklung der Kohlekraftwerke	9
2.1.2 In Bau befindliche Kohlekraftwerke	11
2.1.3 Kohlekraftwerke mit 700 °C-Technologie	14
2.1.4 Kohlekraftwerke mit CO ₂ -Abscheidung und -Speicherung (CCS)	14
2.2 Entwicklung der Gaskraftwerke	18
2.3 Dezentrale Erzeugungsanlagen	19
2.4 Entwicklung der Leittechnik	20
3. Auswirkungen auf den künftigen Kraftwerkspark in Deutschland	21
4. Auswirkungen auf den künftigen Kraftwerkspark in Bayern	27
4.1 Stand der Stromversorgung in Bayern	27
4.2 Künftige Entwicklung der Kraftwerkskapazitäten in Bayern	28
4.3 Auswirkungen einer veränderten Kraftwerksstruktur	31
5. Zusammenfassung	35
6. Literaturverzeichnis	39

1. Einleitung

Die weltweite Nachfrage nach Energie wird in den kommenden Jahrzehnten weiter steigen – nicht zuletzt aufgrund des rasant wachsenden Bedarfs in Wachstumsregionen wie Osteuropa, Indien und China. Gleichzeitig wird die Bereitstellung herkömmlicher Energieressourcen wie Erdöl, Kohle und Gas zunehmend kostspieliger und die Umweltauflagen werden kontinuierlich verschärft.

Fossile Rohstoffe, wie Erdöl, Erdgas, Braun- und Steinkohle, decken heute rund 80 % des weltweiten Primärenergiebedarfs. Auf erneuerbare Energiequellen, wie Geothermie, Wind, Solarenergie, Biomasse und Wasserkraft, entfallen ca. 13 %, auf Kernenergie knapp 7 %.

Insgesamt wird damit gerechnet, dass der Energiebedarf steigen wird – nach Prognosen des World Energy Council muss bis spätestens 2050 die Energiebereitstellung verdoppelt werden.

Eine der großen Herausforderungen des 21. Jahrhunderts ist die Weichenstellung für die Sicherung der zukünftigen Energieversorgung. Dabei gilt es, sowohl bestehende Energiesysteme zu erweitern und zu erneuern als auch neue Energieträger zu erschließen.

Die Technik der Stromerzeugung ist ein besonderer Teilbereich der Energietechnik mit energiepolitisch zunehmend größerer Bedeutung. Hier sind neue verfahrenstechnische Ansätze und innovative Entwicklungen zur effizienteren Nutzung der eingesetzten Primärenergie für die Stromerzeugung erforderlich. Dies betrifft auch die Erschließung neuer Energieträger auf der Basis von Sonnenenergie oder Biokraftstoffen. Zudem gilt es, den Ausstoß von Emissionen weiter zu reduzieren.

Entsprechende Zielvorgaben der Politik wurden bereits vereinbart: So sieht das 2005 in Kraft getretene Kyoto-Protokoll vor, den jährlichen Treibhausgas-Ausstoß der Industrieländer bis zum Jahr 2012 um durchschnittlich 5,2 % gegenüber 1990 zu reduzieren. Beim G-8-Gipfel

2007 in Heiligendamm wurde als Ziel eine Reduzierung der Emissionen von Treibhausgasen um 50 % bis 2050 formuliert.

Doch werden auch zukünftig Stein- und Braunkohlekraftwerke, insbesondere im Grundlastbereich, große Bedeutung bei der Stromerzeugung haben, zumal Kohle, in Deutschland vor allem die Braunkohle, der fossile Energieträger mit den größten Vorräten ist und somit noch relativ lange zur Verfügung steht. Deshalb sind gerade Innovationen bei Kohlekraftwerken hinsichtlich der Senkung des Primärenergieverbrauchs und zur Reduzierung der CO₂-Emissionen unverzichtbar.

Beispielsweise ermöglichen neue Werkstoffe für Bauteile wie Wärmetauscher, Rohrleitungen und Ventile bis hin zur Turbine eine Erhöhung der Dampftemperatur auf über 700 °C und damit eine weitere Steigerung des Wirkungsgrades. Im Rahmen verschiedener Forschungsprojekte werden zurzeit wichtige Anlagenkomponenten getestet. Bis 2014 soll in Deutschland ein 700 °C-Kraftwerk mit einer Leistung von 500 MW errichtet und in Betrieb genommen werden.

Ebenso sind Verfahren zur CO₂-Abscheidung Gegenstand aktueller Entwicklungsvorhaben. Die technologischen Ansätze auf dem Weg zum „CO₂-freien“ Kohlekraftwerk reichen von der Verbrennung mit reinem Sauerstoff (Oxyfuel) oder der Brennstoffvergasung am Anfang des Prozesses bis hin zur Weiterentwicklung der CO₂-Wäsche aus dem Rauchgas. Möglichkeiten der Einlagerung des abgetrennten CO₂ in geologische Formationen werden derzeit geprüft.

Deutsche Unternehmen investieren erhebliche Summen in die Entwicklung zukunftssträchtiger Technologien und erfolgreicher Konzepte zur Reduzierung der CO₂-Emissionen. Doch sind weitere Investitionen in Energieforschung und Ausbildung erforderlich, um die internationale Wettbewerbsfähigkeit der Energieunternehmen und

insbesondere auch des Anlagenbaus zu sichern. Ebenso ist die Schaffung sicherer, langfristig stabiler politischer Rahmenbedingungen notwendig. Dies gilt auch für die Kernenergie, deren weltweite Bedeutung durch die große Zahl der in Planung bzw. in Bau befindlichen Anlagen deutlich wird.

Innovationen für den technischen Fortschritt sind für die Wettbewerbsfähigkeit bayerischer Unternehmen auf nationaler und internationaler Ebene von zentraler Bedeutung. Sie eröffnen neue Märkte und Gewinnpotenziale.

Bei der Herstellung von Komponenten für die Elektrizitätserzeugung und -verteilung gehört Bayern mit fast 106.000 Beschäftigten und rund 450 Betrieben zu den bedeutendsten Know-how-Zentren auf nationaler wie auch auf internationaler Ebene. Kraftwerkshersteller und verwandte Industrien sind in Bayern vor allem Siemens Power Generation, MTU Aero Engines, Linde sowie Kraftanlagen München. Darüber hinaus besteht noch eine umfangreiche Zulieferindustrie. Bayerische Universitäten und Forschungseinrichtungen besitzen eine umfangreiche und anerkannte Kompetenz auf Fachgebieten wie Thermodynamik, Verbrennung, Fluidodynamik, Werkstoffwissenschaften und Energiewirtschaft. Diese sind vor allem in den Regionen München, Erlangen-Nürnberg und Bayreuth angesiedelt.

Zentraler Ansatz bei den bayerischen Clusteraktivitäten ist eine weitere Intensivierung der bestehenden Netzwerkstrukturen – inhaltlich wie auch geographisch über ganz Bayern bis hin zur Anbindung an das nationale und internationale Umfeld. Mit gezielter Kommunikation und der Bündelung von Unternehmen, Instituten und Institutionen sowie lokalen Netzwerken wird so ein umfassender Wissenspool als bislang generiert, der über Kooperationsforen und auch elektronisch zur Verfügung gestellt wird. Kooperationen sollen angestoßen, umgesetzt und begleitet werden – bis zur Produktrealisierung und Vermarktung auf nationaler und internationaler Ebene. Dazu ist es notwendig, mittel- bis langfristige technologische

Trends zu kennen, diese zu analysieren und auf dieser Basis zukünftige Innovationslinien zu identifizieren. Dies trifft gleichermaßen für die teilnehmenden Unternehmen wie für das Clustermanagement zu.

Im Bayerischen Cluster Energietechnik bildet die konventionelle Kraftwerkstechnik, das heißt die fossil befeuerten Kraftwerke, einen wichtigen Themenschwerpunkt. Diese Technik beinhaltet nach wie vor ein hohes Innovationspotenzial. Doch sind neue Technologien in diesem Bereich nur mit hoher Innovationsbereitschaft der Unternehmen zu entwickeln und erfolgreich umzusetzen. Hemmnisse resultierten zum Teil aus den langen Planungszeiträumen bei Kraftwerken und deren langen Laufzeiten.

1.1 Ziele der Studie

Um die für die unternehmerischen Entscheidungen notwendigen Kenntnisse des Umfeldes in einer kompakten Form bereitzustellen, hat der Bayerische Cluster Energietechnik zusammen mit der Energie & Management Verlagsgesellschaft die vorliegende Studie „Kraftwerkstechnik + Innovation, zukünftige Anforderungen an fossil befeuerte Kraftwerke“ erstellt.

Das Ziel der Studie ist es, vor dem energiepolitischen und dem energiewirtschaftlichen Hintergrund Deutschlands technologische Entwicklungen auf dem Gebiet der Kraftwerkstechnik zu identifizieren, zu untersuchen und zu beschreiben. Auf dieser Basis wird ein Ausblick für die nächsten fünf bis zehn Jahre abgeleitet und es werden die daraus resultierenden Anforderungen identifiziert. In einer komprimierten Darstellung werden insbesondere technologische Entwicklungen aufgezeigt und in ihrer Relevanz, auch in wirtschaftlicher Hinsicht, bewertet.

Im Ergebnis sollen Unternehmer sowie politische Verantwortungsträger einen orientierenden Rahmen für strategische Entscheidungen bekommen. Dieser soll dazu beitragen, mögliche strukturelle Veränderungen frühzeitig zu erkennen und die daraus zu erwartenden Entwicklungen offensiv an-

zugehen und zu nutzen. Damit können politische Entscheidungen erleichtert werden und es wird eine rechtzeitige Weichenstellung in Unternehmen der Energieversorgung, im Anlagenbau und im Zulieferbereich ermöglicht.

1.2 Aufbau und Methodik der Studie

Im ersten Abschnitt der Studie (Kapitel 2) werden die Anforderungen an fossil befeuerte Kraftwerke behandelt. Dabei werden, getrennt für Kohle- und Gaskraftwerke, die technologische Entwicklung der Kraftwerke in Deutschland in der Vergangenheit und der erreichte Stand der Technik dargestellt. Ausgehend von den derzeitigen Forschungs- und Entwicklungsaktivitäten wird aufgezeigt, welche Technologien für die Kraftwerksvorhaben zur Verfügung stehen, die gegenwärtig in Angriff genommen werden. Außerdem werden künftige Entwicklungen betrachtet, insbesondere Technologien zur Abscheidung und Speicherung von CO₂. Berücksichtigt werden ebenfalls dezentrale Erzeugungsanlagen, mit denen Potenziale der Kraft-Wärme-Kopplung und der erneuerbaren Energiequellen zur Einsparung fossiler Energieträger und zur Emissionsminderung genutzt werden können. Angesprochen werden auch die Möglichkeiten der Leittechnik, u.a. zur besseren Abstimmung von Erzeugung und Verbrauch („Smart Grid“) oder bei dem Zusammenspiel verschiedener Anlagen („virtuelle Kraftwerke“).

Darauf aufbauend werden im zweiten Abschnitt der Studie (Kapitel 3) die Auswirkungen auf den künftigen Kraftwerkspark in Deutschland aufgezeigt, wozu insbesondere jene politischen und energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen diskutiert werden, die Investitionsentscheidungen zum Bau von Kraftwerken beeinflussen. Außerdem wurden die Kraftwerksvorhaben tabellarisch dargestellt, die sich in Deutschland in Realisierung oder in Planung befinden.

Im dritten Abschnitt (Kapitel 4) werden die Auswirkungen auf den künftigen Kraftwerkspark in Bayern betrachtet. Ausgehend vom derzeitigen Stand der Stromversorgung werden die künftigen Entwicklungen der Kraftwerkskapazitäten in Bayern abgeschätzt und die Struktur der bayerischen Stromversorgung für die Jahre 2012 und 2020 prognostiziert sowie abschließend die Auswirkungen der veränderten Kraftwerksstruktur diskutiert.

Die Studie, die von Dipl.-Ing. Constantin Schirmer (Bayern Innovativ GmbH) und Dr. Jan Mühlstein (Energie & Management Verlagsgesellschaft mbH) koordiniert wurde, basiert auf der Auswertung umfangreicher Literatur, die in Kapitel 6 aufgeführt ist. Außerdem sind Erkenntnisse eingeflossen, die aus Marktstudien der Energie & Management Verlagsgesellschaft sowie aus deren publizistischer Tätigkeit im Bereich der Energietechnik, -wirtschaft und -politik stammen. Essenzielle Informationen kamen schließlich von den Unternehmen und Institutionen, die sich für Interviews zur Verfügung gestellt und Rückfragen zu Teilaspekten ausführlich beantwortet haben. Zu diesen zählen insbesondere:

Behörden, Institute und Verbände

- Arbeitsgemeinschaft für Wärme und Heizkraftwirtschaft (AGFW)
- Bayerisches Landesamt für Statistik
- Bayerisches Landesamt für Umwelt
- Bundesamt für Statistik
- Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR)
- Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW)
- Bundesverband Kraft-Wärme-Kopplung (B.KWK)
- Energiewirtschaftliches Institut der Universität Köln (EWI)
- Forschungsstelle für Energiewirtschaft (FfE)
- Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung der Universität Stuttgart (IER)
- Öko-Institut
- VGB PowerTech
- Verband der Bayerischen Elektrizitätswirtschaft (VBEW)
- Verband der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft (VIK)
- Verband kommunaler Unternehmen (VKU)

5. Zusammenfassung

In fossil befeuerten Kraftwerken werden derzeit fast 60 % der in Deutschland benötigten elektrischen Energie erzeugt. Die wichtigsten fossilen Brennstoffe zur Stromerzeugung waren 2006 Braunkohle mit einem Anteil von rund 24 % und Steinkohle mit mehr als 21 %. Erdgas trug knapp 12 % und Öl lediglich 1,6 % bei. Rund 40 % der fossil befeuerten Kraftwerke mit einer Leistung von mehr als 30.000 MW wurden vor 1974 errichtet und müssen demnächst aus Gründen der Wirtschaftlichkeit und des Klimaschutzes ersetzt werden. Etwa ebenso viele fossil befeuerte Anlagen gingen zwischen 1975 und 1994 in Betrieb. Hinzu kommen Kernkraftwerke mit einer Leistung von rund 21.000 MW, deren Restlaufzeit nach dem gültigen Atomgesetz spätestens 2024 endet. Die Stromwirtschaft gibt den bis 2020 notwendigen Zubau fossil befeuerter Kraftwerke mit etwa 40.000 MW an. In Szenarien für den Energiegipfel 2007 der Bundesregierung wird dieser Zubau mit 23.000 bis 31.500 MW abgeschätzt.

Bei Bau und Betrieb von Kraftwerken sind die Zielvorgaben der Wirtschaftlichkeit, der Versorgungssicherheit und des Umweltschutzes zu beachten. Diese Kriterien sprechen für einen möglichst hohen Stromwirkungsgrad. Deswegen stetige Erhöhung wird deshalb bei der Entwicklung der Kraftwerkstechnik angestrebt. Der derzeit verfügbare technologische Stand ermöglicht unter den gegebenen wirtschaftlichen Rahmenbedingungen den Bau von Kohlekraftwerken, die bei überkritischen Dampfparametern mit Steinkohle einen Wirkungsgrad von rund 46 % und mit Braunkohle einen von etwa 43 % erreichen.

Der nächste technologische Schritt ist das 700 °C-Kohlekraftwerk, mit dem ein Wirkungsgrad um 50 % realisiert werden soll. Die dafür benötigten Werkstoffe und Komponenten werden derzeit in mehreren Versuchsanlagen getestet. Die Inbetriebnahme einer ersten Demonstrationsanlage mit dieser Technik in Deutschland ist für 2015 geplant, eine breite Markteinführung ist allerdings bis 2020 nicht sehr wahrscheinlich. Schneller verfügbar könnte die externe Vortrocknung der Rohbraunkohle sein, mit

der Braunkohlekraftwerke etwa den gleichen Wirkungsgrad wie Steinkohlekraftwerke erreichen sollen. Die ersten Demonstrationsanlagen für diese Technologie befinden sich in Bau oder in Planung.

Mit immer schärferen Klimaschutzanforderungen rücken bei der Kraftwerkentwicklung Verfahren zur CO₂-Abscheidung und -Speicherung in den Vordergrund. In der Entwicklung und Erprobung befinden sich drei Verfahrensvarianten der CO₂-Abscheidung:

- die dem Kraftwerk nachgeschaltete chemische Rauchgaswäsche mit verschiedenen Lösungsmitteln
- die in ein Gas- und Dampfturbinenkraftwerk integrierte Kohlevergasung mit einer CO₂-Abtrennung aus dem Brennstoff
- die Kohleverbrennung mit reinem Sauerstoff (Oxyfuel), bei der das Rauchgas nach einer Reinigung aus konzentriertem CO₂ besteht.

Alle drei Verfahren benötigen zusätzliche Energie und senken damit den Netto-Wirkungsgrad des Kraftwerks um 8 bis 12 Prozentpunkte. Am schnellsten – auch für Nachrüstungen – verfügbar könnte die CO₂-Rauchgaswäsche sein, die in Deutschland ab 2009 in den ersten Versuchsanlagen getestet werden soll. Die erste Oxyfuel-Pilotanlage befindet sich bereits in Bau und soll 2009 ihren Betrieb aufnehmen. Die Inbetriebnahme einer großtechnischen Demonstrationsanlage zur integrierten Kohlevergasung mit CO₂-Abtrennung ist für 2014 geplant. Unter diesen Verfahren wird lediglich der Nachrüstung von Kohlekraftwerken mit CO₂-Rauchgaswäsche eine gewisse Marktwirksamkeit vor 2020 zugetraut. Die Speicherung des abgeschiedenen CO₂ in geologischen Formationen, wie tiefe saline Aquifere, Öl- und Gasfelder oder nicht erschließbare Kohlelagerstätten, wird weltweit in ersten Forschungsprojekten erprobt, unter anderem in Ketzin in Brandenburg. Dabei müssen Fragen wie die Beherrschung von Leckagen sowie die Speichersicherheit und -langzeitstabilität geklärt werden.

Bei der Verstromung von Erdgas sind derzeit durch die thermodynamisch vorteilhafte Kombination des Gastur-

binen- und Dampfturbinenprozesses (GuD-Kraftwerke) Wirkungsgrade von über 58 % zu erreichen. Weiterentwickelte Gasturbinen mit verbesserten Kühlkonzepten der Turbinenschaufeln werden einen GuD-Wirkungsgrad von mehr als 60 % ermöglichen. Eine solche Gasturbine wird bereits in Deutschland in einem Kraftwerk getestet, das ab Mitte 2009 zu einer GuD-Anlage ausgebaut werden soll. Eine Markteinführung dieser Gasturbinen-Generation könnte ab 2010 erfolgen. Weitere Verbesserungen der Gasturbinentechnik, zum Beispiel durch den Einsatz keramischer Turbinenschaufeln, befinden sich noch im Stadium der Forschung und Entwicklung.

Moderne Leittechnik trägt durch eine effiziente Prozessführung erheblich zur Wirtschaftlichkeit von Kraftwerken bei. Die verfügbare Mess- und Regeltechnik kann auch für eine Betriebsführung der Kraftwerke sorgen, die zu einer optimalen verbrauchsbedingten Netzlast beiträgt. Möglich ist auch der Aufbau „lokaler Netze“ („Smart Grid“). Darunter versteht man die lokale Steuerung der zu einem „virtuellen Kraftwerk“ zusammengeschlossenen dezentralen Anlagen sowie die Beeinflussung des Lastbedarfs der Verbraucher. Für die Einführung solcher Konzepte, die sich in ersten Versuchen technisch bewährt haben, fehlen allerdings in dem derzeitigen System der Netznutzung direkte wirtschaftliche Anreize.

Eine erhebliche Effizienzsteigerung bei der Energiebereitstellung ist bei dezentralen Erzeugungsanlagen mit Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) zu erreichen. Der Bau von KWK-Anlagen, wie motorenbetriebene Blockheizkraftwerke oder Gasturbinen, ist zwar in vielen Fällen gegenüber der getrennten Strom- und Wärmeerzeugung wirtschaftlich, doch machen die vorhandenen Hemmnisse die dafür notwendigen Investitionen nicht ausreichend attraktiv. Einen neuen Anreiz für den Bau von KWK-Anlagen könnte die angestrebte Novellierung des KWK-Gesetzes bringen, mit der eine Verdoppelung des KWK-Anteils auf 25 % angestrebt wird. Zur dezentralen Stromerzeugung trägt auch die Nutzung erneuerbarer Energien bei, die vom

Erneuerbare-Energien-Gesetz gefördert wird. Für die konventionelle Kraftwerkstechnik spielen Biomasseheizkraftwerke und Biogas-Blockheizkraftwerke eine zunehmende Rolle.

Der Bau neuer Kraftwerke ist in einem Wettbewerbsmarkt mit erheblichen Investitionsrisiken verbunden, die sich ergeben aus:

- unsicherer Preisentwicklung der Stromhandelspreise
- unsicherer Preisentwicklung der importierten Brennstoffe
- unsicherer Preisentwicklung der CO₂-Zertifikate.

Risikoreiche Investitionen werden üblicherweise nur bei der Erwartung hoher Kapitalrenditen getätigt. Diese können mit Kraftwerken kaum erwirtschaftet werden. Für Kraftwerksinvestitionen entscheiden sich Unternehmen allerdings auch aus strategischen Motiven, weil sie ihre Stellung im Strommarkt halten oder als Newcomer eine Position aufbauen wollen. Investitionen in Kraftwerkskapazitäten dienen außerdem zur risikomindernden Absicherung des Beschaffungsportfolios, was vor allem Stadtwerke mit Beteiligungen an Kraftwerksneubauten (dem Kauf von „Kraftwerksscheiben“) realisieren.

Die ersten, seit etwa 2005 getroffenen Investitionsentscheidungen zum Bau neuer Stromerzeugungskapazitäten fielen in Deutschland zu Gunsten von Erdgaskraftwerken, wofür niedrige Investitionskosten, hohe Wirkungsgrade der GuD-Technik sowie kurze Planungs- und Realisierungszeiten ausschlaggebend waren. 2007 sind fünf neu errichtete Erdgaskraftwerke mit insgesamt 2.465 MW in Betrieb genommen worden. Zwei weitere GuD-Kraftwerke mit zusammen 1.695 MW sind in Bau und sollen 2009 in Betrieb gehen. In Bau befinden sich ebenfalls zwei Braunkohlekraftwerke mit zusammen 2.775 MW sowie zwei Steinkohlekraftwerke mit zusammen 1.750 MW. Weitere 31 Kraftwerke mit einer Gesamtleistung von rund 24.000 MW sind in der Realisierungs- oder Planungsphase, wobei nur bei wenigen dieser Projekte der Baubeginn unmittelbar bevorsteht.

In welchem Umfang zusätzliche fossil befeuerte Kraftwerke tatsächlich gebaut werden, lässt sich nicht abschätzen. So stellt der derzeitige Erdgaspreis die Wirtschaftlichkeit auch von GuD-Kraftwerken in Frage. Für den heimischen Brennstoff Braunkohle sprechen ein vom Ölpreis unabhängiger, stabiler Preis sowie eine hohe Versorgungssicherheit. Allerdings drohen die zusätzlichen Kosten für CO₂-Zertifikate, die bereits ab 2008 durch gekürzte Zertifikatezuteilung entstehen und ab 2013 mit einer erwarteten vollständigen oder weitgehenden Versteigerung der Zertifikate nochmals steigen werden, die Wirtschaftlichkeit der spezifisch hohen Investitionen zu gefährden. Voraussichtlich hohe CO₂-Zertifikatepreise belasten auch den Einsatz von importierter Steinkohle, die bisher als Preisregulativ galt.

Die Investitionsentscheidungen werden auch durch den Anstieg der Preise für Kraftwerkskomponenten und Anlagenbau erschwert. Das Preisniveau liegt derzeit um 50 bis 100 % höher als vor zwei bis drei Jahren. Hinzu kommt die sinkende Akzeptanz der Verstromung von Kohle in Teilen der Gesellschaft. Diese mit Klimaschutz begründete Ablehnung neuer Kohlekraftwerke beeinflusst auch die kommunalen Entscheidungsgremien und damit die Genehmigungsverfahren. Dies beeinträchtigt in erheblichem Umfang die Kraftwerksplanungen.

Bei der überwiegenden Mehrzahl der neuen Kraftwerksprojekte wurden Standorte in Nord- und Westdeutschland gewählt, die sich durch niedrige Kosten für den Kohletransport auszeichnen. Die Kosten für den Stromtransport spielen bei der Standortwahl keine Rolle, weil sie nicht von den Kraftwerksbetreibern, sondern von den Stromkonsumenten über Netznutzungsentgelte bezahlt werden. Dieser Umstand wird auch in Bayern die künftige Entwicklung des Kraftwerksparks entscheidend beeinflussen. Denn auch für bayerische Stromerzeuger stellt der Bau von Kraftwerken an Standorten außerhalb des Freistaates bzw. die Beteiligung an solchen Anlagen eine attraktive Alternative dar. Die bekannten Planungen lassen

derzeit in Bayern bis 2012 lediglich den Neubau von drei Kondensationskraftwerken mit einer Gesamtleistung von 1.350 MW und einer Stromerzeugung zwischen 5,5 und 8,7 TWh/a erwarten.

Hingegen sind Anlagen der Kraft-Wärme-Kopplung an die Nutzung lokaler Wärmepotenziale gebunden. Wenn deren Betrieb gegenüber einer getrennten Strom- und Wärmeerzeugung wirtschaftlich ist, findet ein Ausbau vor Ort statt, ein Ausweichen auf außerbayerische Standorte ist nicht möglich. Auch bei den erneuerbaren Energien handelt es sich um eine an die Nutzung regionaler oder lokaler Potenziale gebundene Versorgungsalternative. Bis 2012 kann in Bayern ein Ausbau von KWK-Anlagen und von Anlagen zur Verstromung erneuerbarer Energien mit einer Gesamtleistung von 950 MW und einer Stromerzeugung von 5,3 TWh/a prognostiziert werden.

Der weitere Neubau von Kraftwerken in Bayern für den Zeitraum von 2013 bis 2020 ist von einer nur schwer abschätzbaren Entwicklung der Rahmenbedingungen abhängig. Zu erwarten sind:

- der Bau von zwei bis vier erdgasgefeuerten GuD-Kraftwerken mit einer Leistung von jeweils 400 MW und einer Stromerzeugung von 4 bis 10 TWh/a bei moderat steigenden Gaspreisen
- der Bau von ein bis zwei Steinkohlekraftwerken mit einer Leistung von jeweils 1.000 MW mit einer Stromerzeugung von 5 bis 10 TWh/a, sofern z. B. durch die Einführung der Netznutzungsentgelte für Stromeinspeisung Standorte in Bayern wieder attraktiv werden
- der Bau von KWK-Anlagen mit einer Leistung von 1.000 bis 1.800 MW und einer Stromerzeugung von 5 bis 11 TWh/a
- der Bau von Anlagen zur Verstromung erneuerbarer Energien mit einer Leistung von 1.000 bis 1.500 MW und einer Stromerzeugung von 4 bis 7 TWh/a.

Diese Abschätzung zeigt, dass der erwartete Kraftwerksausbau die von der Bundesregierung vorgesehene Stillle-

gung der bayerischen Kernkraftwerke mit einer Gesamtleistung von rund 6.300 MW und einer Stromerzeugung von 48,5 TWh/a nicht kompensieren kann. Die bayerische Stromerzeugung wird somit im besten Fall von 80 TWh in 2006 auf 79 TWh in 2020 sinken. Wahrscheinlicher ist aber eine Abnahme bis auf 59 TWh in 2020. Hingegen wird bis zu diesem Zeitpunkt der Stromverbrauch voraussichtlich auf 85 TWh/a steigen. Damit werden 2020 Stromimporte von 6 bis 26 TWh nötig. Bei einer ungünstigen Entwicklung der Rahmenbedingungen könnte die Deckungslücke sogar auf über 40 TWh/a steigen.

Solch eine erhebliche Steigerung der bayerischen Stromimporte aus den anderen Bundesländern und aus dem

Ausland setzt dort ein ausreichendes Stromangebot voraus. Sie bedeutet aber auch eine dauerhafte Belastung der Übertragungsnetze, die zur Vermeidung von Engpässen mit einem erheblichen Kostenaufwand ausgebaut werden müssten.

Eine weitere negative Auswirkung der „Abwanderung“ der Stromerzeugung aus Bayern könnte ein Know-how-Verlust der bayerischen regionalen und kommunalen Versorgungsunternehmen und der im Kraftwerksbau und -service tätigen mittelständischen Wirtschaft sein, der durch die Beteiligung an außerbayerischen Kraftwerksprojekten nicht vollständig kompensiert werden kann.